

RAPPORT

BEHOVSVURDERING FOR SYSTEMYDELSER 2022

Indhold

Forkortelser	4
1. Indledning og sammenfatning	5
1.1 Ændringer siden sidste års behovsvurdering for systemydelser	8
1.2 Læsevejledning	8
2. Lovgrundlag for behovsvurderingen	10
2.1 Energinets udmøntning af bestemmelserne i § 30, stk. 1	10
2.2 Overblik over opfyldelse af § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen	12
2.3 Baggrund for opgørelse af behov	14
3. Proces for markedsgørelse.....	15
3.1 Processen fra behov til fremskaffelsen af systemydelser.....	15
3.2 Statsstøtte.....	17
4. Stabilitet i eltransmissionsnettet (robusthed)	18
5. Behov for systemydelser i 2022	20
6. Frekvensstabilitet	22
6.1 Frekvens og balanceringsreserver	23
6.1.1 Regulerkraftmarkedet	24
6.1.2 Specialregulering	25
6.1.3 mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve	27
6.1.4 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve	29
6.2 Udvikling af reservedimensioneringskonceptet for FRR.....	30
6.2.1 FCR – Frequency Containment Reserves.....	31
6.3 Inerti	31
6.3.1 Fast Frequency Reserve – FFR	32
7. Spændingsregulering.....	33
7.1 Kontinueret spændingsregulering i normal drift	33
7.2 Kontinueret spændingsregulering under fejl.....	34
7.3 Statisk spændingsregulering.....	34
8. Behov under revisioner	36
8.1 Metodebeskrivelse for situationer med ikke intakt net	36
8.2 Særlige episoder i 2022	37
9. Systemgenoprettelsesreserve.....	38
9.1 Systemgenoprettelsesreserve (start fra dødt net)	38
9.2 Reserveforsyning af de danske øer.....	39
10. Netttilstrækkelighed	40
10.1 Aftag af lokal produktion	40
11. Effekttilstrækkelighed	44

12. Bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter	45
12.1 Dynamiske netkomponenter (synkronkompensatorer)	45
12.2 Bidrag fra synkronkompensatorer	47
12.3 Passive netkomponenter	47
12.4 FACTS	48
13. Status på markedsføring af systemydelser	49
13.1 Aktuel status på pilotprojekter for markedsføring af systemydelser	49
13.2 Status på fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering	49
13.3 Kortslutningseffekt	50
14. Europæisk perspektivering.....	52
14.1 Spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering	52
14.2 Fast frequency response	54
14.3 Lokal fleksibilitet med geografisk tags	54
15. Trendanalyse af markedsudviklingen på systemydelsesmarkedet i de kommende år	55
16. Nordic balancing model (NBM) - konsekvenser for balanceringen	58
17. Referencer til europæisk perspektivering	59
Bilag 1	60
Grafisk præsentation af systemydelser	60

Forkortelser

aFRR	Automatic frequency regulation reserve
DSO	Distribution system operator
EBGL	Electricity Balancing Guideline
FACTS	Flexible alternating current transmission system
FCR	Frequency containment reserve
FCR-D	Frequency containment reserve – disturbance operation
FCR-N	Frequency containment reserve – normal operation
FFR	Fast frequency reserve
FRT	Fault-ride-through
HVDC	High voltage direct current
LFC	Load frequency control
mFRR	Manual frequency regulation reserve
NBM	Nordic Balancing Model
RfG	Requirements for generators
SOGL	System Operation Guideline
SVC	Static var compensator
TSO	Transmission system operator
VSC	Voltage source converter

1. Indledning og sammenfatning

Energinet har som systemansvarlig virksomhed brug for en række ydelser til at opretholde stabilitet i eltransmissionssystemet og dermed elforsynings sikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for *systemydelser*. Ydelserne er nødvendige for at sikre stabilitet i eltransmissionssystemet under både normaldrift og ved genetablering efter fejl.

Behovsvurdering for systemydelser beskriver, hvordan Energinet definerer behovet, og hvilke systemydelser der bruges til at dække dette behov. Notatet perspektiverer til eventuel markedsføring af det beskrevne behov og indeholder en status for markedsføring af systemydelser, da behovsvurdering for systemydelser skal understøtte § 28 i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet¹: "*Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed, anvender Energinet markedsbaserede metoder.*"

Energinet prioriterer indsatsen således, at der er fokus på at analysere og modne de behov for systemydelser, hvor der er størst potentiale for at markedsføre ydelserne. Dette skyldes, at behov for systemydelser kan opgøres på adskillige måder afhængig af den valgte tilgang.

Energinet har udarbejdet en analyse af det langsigtede behov for systemydelser, samt udviklingen i systemydelsesmarkederne for at kunne identificere nødvendige tiltag for at kunne imødekomme behovene på det længere sigte. Det er Energinets ansvar at sikre en forsat høj forsynings sikkerhed også under de store forandringer som sker i elsystemet i forbindelse med overgangen til et 100% grønt elsystem i 2030. Integrationen af de store mængder af VE, tilslutning af store forbrugsanlæg samt idriftsættelse af Nordic Balancing Model (NBM) kommer til at påvirke den måde Energinet driver og balancerer nettet markant.

Energinet har udarbejdet en oversigt over, hvordan en række sammenlignelige TSO'er fremskaffer en række ydelser, herunder spændingsregulering og reaktiv effektkompensering fra anlæg tilsluttet eltransmissionsnettet. Energinet har udarbejdet oversigten for at vise og få inspiration til, hvordan andre fremskaffer relevante ydelser.

Behovsvurdering for systemydelser beskriver den tekniske baggrund relativt detaljeret. Dette er nødvendigt for at sikre, at fundamentet og forudsætningerne er afstemt, inden et simplificeret eller aggregeret behov og eventuelle efterfølgende produktdefinitioner formuleres. Identificeringen af behov for systemydelser og rammer for markedsføring er baseret på en række principper. Principperne har til formål at sikre det bedst mulige grundlag for markedsføring af eltransmissionssystemets behov for systemydelser og sikre, at en eventuel markedsføring hænger sammen med elsystemets fysik. Principperne er udarbejdet således, at de opfylder retningslinjerne i lovgrundlaget:

- Energinet opgør behovet for systemydelser efter indregning af eltransmissionsnettet og anlæg tilsluttet under gældende nettilslutningskrav, da eltransmissionsnettet på den ene side fungerer som et transportmiddel for strøm, men samtidig også er en årsag til, at der er behov for visse systemydelser til at opretholde den ønskede elforsynings sikkerhed. I afsnit 12 beskriver Energinet dog bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter, som fx synkronkompensatorer og reaktorer.
- Energinet følger elmarkedsdirektivets bestemmelse om, at integrerede netkomponenter ikke skal markedsføres.
- Behovet defineres, så det kan dækkes gennem en teknologineutral produktdefinition og efterfølgende ydelse, som sikrer den ønskede kvalitet.

¹ Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet - <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/1067>

- Europa-Kommissionens statsstøtteregele skal overholdes i forbindelse med fremskaffelse af systemydelse. Det gælder ved behov for systemydelse, der er dækket igennem tilslutningsbetingelser eller andre aftaler og markeds mekanismer.
- Fremskaffelse af systembærende egenskaber skal ske på transmissionsniveau. Det vil sige, at systembærende egenskaber skal leveres i det specificerede punkt i eltransmissionsnettet.

Den uddybende vurdering af behovet for systemydelse og rationalerne bag findes i de efterfølgende afsnit.

De fleste behov for systemydelse i rapporten er opdelt i et vestdansk behov, som dækker Jylland og Fyn (DK1), som er en del af det kontinentaleuropæiske synkronområde samt et østdansk behov, som dækker Sjælland og øerne (DK2), og som er en del af det nordiske synkronområde. I det følgende vil betegnelserne DK1 og DK2 blive anvendt.

Ydelse	Behov	Bidrager til	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1, 6.1.2)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Behov på 684 MW i DK1 i 2022. Behov på 600 MW i DK2 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.4)	Behov på op til 90 MW i DK1 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D, FCR-D down og FCR-N) (afsnit 6.2.1)	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2022. Behov på 44 MW FCR-D i DK2 i 2022. Behov på op til -42 MW FCR-D- down i DK2 i 2022. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.3.1)	Behov på forventeligt 0-30 MW FFR i DK2 i 2022. Behovet vurderes per time og offentliggøres før auktionen, dagen før driftsdøgnet.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Spændingsregulering (afsnit 7)	Det er et krav at alle transmissionstilsluttede produktionsanlæg kan drives i spændingsregulering, jf. EU-lovgivningen Requirements for Generators (RfG'en).	Spændingsstabilitet	Reguleret af EU lovgivning
Behov i forbindelse med revisioner, fx ekstra systembærende kapacitet (afsnit 8)	Hvis bestemte komponenter er ude af drift på grund af fx revision, kan alle de øvrige beskrevne behov blive påvirket. Fx ekstra systembærende kapacitet, hvor behov opgøres løbende og indkøbes igennem udbud.	Spændingsstabilitet, vinkelstabilitet	Markedsgjort

Ydelse	Behov	Bidrager til	Status
Systemgenoprettelsesreserve (afsnit 9)	Energinet har behov for to tekniske uafhængige systemgenoprettelsesreserver i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet.	Systemgenopbygning	Markedsgjort
Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)	Energinet har behov for reserveforsyninger på tre øer. Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW	Systemgenopbygning	Markedsgjort
Nettilstrækkelighed (afsnit 10)	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i eltransmissionsnettet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i eltransmissionsnettet.	Undgå overbelastninger	Markedsgjort.
Effekttilstrækkelighed (afsnit 11)	Energinet revurderer løbende effekttilstrækkeligheden og tager mitigerende tiltag i brug, hvis det vurderes nødvendigt. Der er med de nuværende forventninger ikke behov for ydelser til at sikre effekttilstrækkeligheden i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Kortslutningseffekt (afsnit 13.4)	Anvendes kun som indikator for spændingsfølsomheden og netstyrken		Der arbejdes ikke videre med markedsførelse.

Tabel 1 Oversigt over identificerede behov.

Derudover er der i behovsvurderingen for systemydelser beskrevet behov, der i dag ikke markedsføres. Det kan blandt andet skyldes:

- At systemydelsen er sikret via tilslutningsbetingelser, krav om levering i netregler osv.
- At der ikke er et behov for systemydelser ud over dem, der allerede er til stede i eltransmissionsnettet.
- At transaktionsomkostningerne ikke står mål med den potentielle gevinst ved markedsførelse.

Energinet forventer at gøre følgende i forhold til behovsvurdering for systemydelser og markedsførelse af systemydelser:

- Beskriver behov for systemydelser som i dette dokument.
- Fortsætter eksisterende markedsbaseret indkøb af systemydelser.
- Fortsætter international markedsudvikling af eksisterende reservemarkeder, og beskriver kendte kommende ændringer.
- Fortsætter løbende revurdering af produktdefinitioner for at tiltrække nye leverandører og samtidig sikre tilstrækkelig leveringskvalitet. Senest er dette sket ved systemgenoprettelsesreserve i DK2, hvilket har tiltrukket en ny leverandør.

Behovsvurdering for systemydelser 2022 er udarbejdet af Energinet Systemansvar på vegne af Energinet.

1.1 Ændringer siden sidste års behovsvurdering for systemydelser

Behovsvurdering for systemydelser 2022 indeholder følgende ændringer sammenlignet med den sidste udgave af Behovsvurdering for systemydelser (2021):

- **FFR- Fast Frequency Reserve**
I 2020 blev FFR indkøbt per måned (maj til og med september, hvor der var et behov). Metoden for indkøb af FFR per time i DK2 blev godkendt af FSTS 7. oktober 2020. Indkøb per time har været anvendt i hele 2021, for timer hvor der har været prognosticeret et behov.
- **FCR-D nedregulering**
Indkøb af FCR-D-nedregulering forventes påbegyndt i begyndelsen af 2022. Mængden er ikke endeligt afklaret, se afsnit 6.2.1
- **Kontinuert spændingsregulering i normal drift**
Energinet gennemførte i 2020 et pilotprojekt for kontinuert spændingsregulering. De erfaringer Energinet høstede i forbindelse med pilotprojektet, sammenholdt med yderligere analyser af Energinets behov for kontinuert spændingsregulering har vist, at Energinet for nuværende ikke ser ind i et behov for at fremskaffe kontinuert spændingsregulering når nettet er i normaldrift ud over, hvad der leveres fra Energinets egne integrerede netkomponenter, samt gennem eksisterende tilslutningsbetingelser.
- **Lokal fleksibilitet**
Metoden for lokal fleksibilitet blev godkendt af FSTS 23. juni 2021. Den tages i anvendelse efter behov, f.eks. ved revisioner i det vestjyske net i Q4 2021.
- **Udvikling af fælles nordisk aFRR kapacitetsmarked**
Energinets andel af det nordiske aFRR behov er 40 MW i 2021 og forventes at stige til 80 MW ultimo 2022 i takt med et øget nordiske indkøb. I løbet af 2022 arbejder de nordiske TSO'er på at indkøbe aFRR på et fælles nordisk aFRR-kapacitetsmarked med levering på timeniveau.
- **Udvikling af reservedimensioneringsmetode i Norden**
En ny metode for reservedimensionering er under fælles udarbejdelse i Norden. Metoden har til formål at bestemme den samlede mængde af reserver for det nordiske synkronområde, herunder den mængde som Energinet vil blive pålagt at sikre i det østdanske system. Energinet ved endnu ikke, hvordan reservebehovet kommer til at være i fremtiden, men Energinet forventer, at behovet for mFRR og aFRR i Norden generelt vil stige. Energinet forventer også, at nye metoder for reservedimensionering vil blive mere dynamiske, således behovet i højere grad end nu afhænger af den konkrete drifts- og markedssituation. Energinet vil kommunikere om disse forhold, når Energinet har mere konkret viden om fremtidige reservebehov (afsnit 6.2).
- **Trendanalyse af markedsudviklingen på systemydelsesmarkedet i de kommende år**
Energinet har for reserverne FCR, aFRR og mFRR beskrevet det forventede behov frem til 2026. Herudover har Energinet udarbejdet en langsigtet trendanalyse til vurdering af behovet for systemydelser. Med nedslag i 2030 vurderes ubalancer at være kraftigt stigende som følge af den voksende kapacitet af VE samt fleksibelt og prisfølsomt forbrug. Alt andet lige forventes ubalancerne at stige til mere end det dobbelte i ekstreme situationer sammenlignet med i dag, bl.a. pga. afvigelser fra produktions- og forbrugsprognoser. For at kunne imødekomme behovet skal der sikres aktiv deltagelse på systemydelsesmarkederne fra VE og hele det fleksible forbrug. Se kapitel 15 for yderligere beskrivelse af trendanalysen.
- **Nordisk balanceringsmodel - konsekvenser for balanceringen**
Afsnittet giver en kort beskrivelse af den nye Nordiske Balance Model (NBM) og hvordan denne bliver implementeret.

1.2 Læsevejledning

Behovsvurdering for systemydelser 2022 er inddelt i 17 afsnit og bilag, hvor afsnit 1 er denne introduktion.

Afsnit 2 beskriver principperne i lovgrundlaget, og hvordan Energinet udmønter loven.

Den efterfølgende markedsgørelse af systemydelse er baseret på en række principper, som beskrives i afsnit 3.

Afsnit 4 beskriver en af Energinets grundlæggende ansvarsområder, som er at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet, både i normal drift og under fejl.

Afsnit 5 giver et overblik over behov for systemydelser identificeret for 2022.

Afsnit 6 uddyber opgørelsen af behovet for at sikre frekvensstabilitet i 2022.

Afsnit 7 beskriver behovet i forbindelse med spændingsstabilitet. Blandt andet beskrives principper for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering og reaktiv effektkompensering.

Afsnit 8 beskriver hvordan Energinet vurderer behovet under revisioner og ikkeintakt net.

Afsnit 9 beskriver principperne for sikring af genetablering fra dødt elnet (systemgenoprettelsesreserve) og reserveforsyning af danske øer.

Afsnit 10 beskriver udfordringer vedrørende nettilstrækkelighed med hurtig udrulning af vedvarende energi, og hvordan disse udfordringer håndteres.

Afsnit 11 beskriver udfordringerne vedrørende effektilstrækkelighed i 2022 som følge af de allerede kendte revisioner samt en perspektivering til udfordringerne på længere sigt.

Afsnit 12 beskriver bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter. På grund af særlig opmærksomhed på Energinets synkronkompensatorer beskrives også synkronkompensatorers bidrag til eltransmissionssystemets stabilitet.

Afsnit 13 beskriver status for markedsgørelse af systemydelser og giver en status på Energinets pilotprojekter i relation hertil.

Afsnit 14 indeholder en international perspektivering af systemydelser og deres markedsgørelse.

Afsnit 15 inkluderer den mere langsigtede tendensanalyse af markedsudviklingen. Her beskrives Energinets indsats for at øge likviditeten på markederne også.

Afsnit 16 beskriver den nye Nordic Balancing Model (NBM) og hvordan denne bliver implementeret.

Afsnit 17 er en referenceliste til den europæiske perspektivering.

Bilag giver et grafisk overblik over systemydelser.

2. Lovgrundlag for behovsvurderingen

Behovsvurdering for systemydelse er udarbejdet på baggrund af klima-, energi-, og forsyningsministerens udmeldte niveau for elforsynings sikkerhed samt på baggrund af internationale aftaler, som fx beskrevet i System Operation Guideline (SOGL)². Niveaue af forsynings sikkerhed fastsættes af Klima-, energi-, og forsyningsministeren på baggrund af anbefalinger fra Energinet i redegørelse for elforsynings sikkerhed. I høringsudgaven af Redegørelse for elforsynings sikkerhed 2021³ anbefales et niveau af forsynings sikkerhed på ca. 99,993 procent frem mod 2030, hvilket svarer til ca. 35 afbrudsminutter, hvor 7 minutter skyldes afbrydelse på grund af fejl på transmissionsniveau.

Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet (BEK nr. 1067 af 28/05/2021) foreskriver i § 30, at:

"Energinet skal udarbejde en begrundet behovsvurdering for det kommende kalenderår. Behovsvurderingen skal

1. indeholde det samlede forventede behov for energi og andre ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed, som dækkes af systemtariffen,
2. angive behovet i MW eller anden fysisk enhed for hver enkel ydelse,
3. angive behovet for en nærmere bestemt tidsperiode og geografisk område,
4. angive en definition af de tekniske krav for leveringen af de efterspurgte ydelser, og
5. omfatte behov, der kan dækkes af Energinets egne anlæg."

2.1 Energinets udmøntning af bestemmelserne i § 30, stk. 1

Energinet opgør behovet for frekvens- og balanceringsserver på Energinets hjemmeside⁴. Her er de tekniske krav i forhold til levering af systemydelse yderligere beskrevet. Den følgende tolkning af loven er særlig rettet mod de ydelser, som ikke allerede i dag er fuldt ud markedsgjort, det vil sige særlig dem, som bidrager til spændings- og vinkelstabilitet.

Ad litra 1) Grundlæggende opfatter Energinet "*det samlede forventede behov*" som de tillægsydelser, som det eksisterende eltransmissionsnet ikke kan levere. Energinet opgør også bidrag fra egne komponenter som fx synkronkompensatorer og reaktorer, hvilket uddybes i Ad litra 5). Det er Energinets vurdering, at behovet for systemydelser opgøres ud fra lovgivningens hensigt.

Det er kravet om stabil transport af elektricitet, der skaber behov for systemydelser. Transporten sker gennem eltransmissionsnettet, og mange komponenter spiller ind i forhold til omfanget af behovet, både positivt og negativt. Fx bidrager eltransmissionsnettet og anlæg tilsluttet under gældende nettilslutningskrav til stabilisering af eltransmissionssystemet, blandt andet ved at anvende netkomponenter, automation, beskyttelse, systemværn eller fault-ride-through. Men samtidig skaber andre og nogle gange de samme komponenter i eltransmissionsnettet eller tilslutningskrav behov for systemydelser.

Energinets definition af, at integrerede netkomponenter i eltransmissionsnettet ikke er en del af markedsførelsen, er sammenlignelig med definitionen af integrerede netkomponenter i EU-lovgivningen "*Clean energy for all Europeans package*"⁵.

² System Operation Guideline: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

³ <https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/2021-09-Hoering-af-redegoerelse-for-elforsynings-sikkerhed-2021>

⁴ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/indkob-og-udbud>

⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

Elmarkedsdirektivet⁶ 2019/944 definerer integrerede netkomponenter i artikel 2, 51) *fuldt integrerede netkomponenter*: netkomponenter, der er integreret i et transmissions- eller distributionssystem, herunder lageranlæg, og som udelukkende anvendes til at sikre sikker og pålidelig drift af transmissions- eller distributionssystemet og ikke til balancering eller håndtering af kapacitetsbegrænsninger.

Tilsvarende definition findes under Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet BEK nr. 1067 af 28/05/2021, §4, 15)

Derudover definerer elmarkedsdirektivet, at fuldt integrerede netkomponenter ikke skal markedsføres. Artikel 31, 7) *Forpligtelsen til at anskaffe ikkefrekvensrelaterede systembærende ydelser finder ikke anvendelse på fuldt integrerede netkomponenter.*

Tilsvarende definition findes under Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet BEK nr. 1067 af 28/05/2021, §28, stk2. pkt. 1.

Energinet opgør behovet for systemydelser efter indregning af eltransmissionsnettet og anlæg tilsluttet under gældende nettilslutningskrav, da eltransmissionsnettet på den ene side fungerer som et transportmiddel for elektricitet, men samtidig også er årsag til, at der er behov for visse systemydelser. Hvis ikke der var transport af strøm, ville der ikke være behov for et eltransmissionssystem og dermed ikke behov for andre systemydelser end frekvens- og balanceringsreserver.

Der kan defineres to yderpunkter for at opgøre behovet. Energinets tilgang er en mellemting mellem de to yderpunkter, da yderpunkterne efter Energinets opfattelse i mindre omfang opfylder hensigten med lovgivningen:

- Det ene yderpunkt: Markedsføre alt som bidrager til at dække behovet (til at sikre stabil transport af elektricitet). Dette vil medføre, at alle netkomponenter, herunder selve transmissionsledningerne og automatiske kontrolfunktioner skal markedsføres.
- Det andet yderpunkt: Energinet opgør kun det behov, der ikke dækkes automatisk af andre årsager, fx kraftværker i drift. Det betyder, at behovet opgøres efter, at alle aktørbidrag er indregnet.

Systemtariffen

Grundlæggende opfatter Energinet, at bekendtgørelsen foreskriver, at *"det samlede forventede behov"*, som *"dækkes af systemtariffen"*, skal indgå i behovsvurderingen. Systemtariffen er defineret ved: *"Systemtariffen for forbrug dækker omkostninger til elforsyningssikkerhed og elforsyningens kvalitet, herunder reservekapacitet, systemdrift m.v."*

Derudover er transmissionstariffen defineret som: *"Transmissionsnettariffen for forbrug dækker Energinets omkostninger til drift og vedligehold af det overordnede elnet (132/150 kV- og 400 kV-nettet) og drift og vedligehold af udlandsforbindelserne."*

Som det ses af definitionerne for system- og nettariffen, er driften af Energinets egne komponenter til at dække elsystemets behov ikke en del af systemtariffen, men derimod nettariffen. Definitionerne for system- og nettariffen understøtter Energinets tilgang.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

Energinet forventer en udvikling af de nuværende tariffer som led i udviklingen af transmissionsnettet i fremtiden samt integreringen af VE⁷.

Ad litra 2 og 3) Energinet angiver behovet i den relevante fysiske enhed for hver enkelt ydelse. Kvantificeringen af den præcise mængde afhænger af den præcise tilstand i eltransmissionsnettet i en given periode. Det betyder, at den endelige mængde først kan defineres efter kendskab til revisionsplanen og eventuelle havarier på relevante komponenter. Først herefter kendes de perioder, hvor Energinet har behov for yderligere ydelser for at sikre elforsynings sikkerheden. Nogle ydelser egner sig ikke til at blive transporteret over lange afstande, og derfor kan der opstå et lokalt behov for en specifik ydelse under en revision.

Revisionsplanen udarbejdes på baggrund af aktørernes ønsker, som sendes til Energinet den 1. oktober. Den endelige revisionsplan er først færdig i november. Herefter udarbejdes en række studier af kritiske revisioner, som vil vise, om der er et yderligere behov for indkøb af ydelser til sikring af elforsynings sikkerheden. Behovet som følge af revisionsplanen analyseres på baggrund af en række dynamiske studier. Det er derfor ikke muligt at have endelige resultater med i behovsvurdering for systemydelser, som offentliggøres den 1. november hvert år. Energinet bestræber sig dog på at udmelde behovet så tidligt som muligt, og afsnit 8 beskriver på overordnet niveau revisioner i 2022.

Ad litra 4) Energinet udvikler metoder, der opgør behovet teknologineutralt, som Energinet fx har gjort for alle reserve typer. En teknologineutral tilgang sikrer, at teknologier behandles på lige vilkår, og at der potentielt er flere aktører, der kan levere systemydelser, hvilket bidrager til en sund konkurrence. Med denne tilgang er det intentionen, at alle teknologier, herunder vedvarende energi (VE) teknologier, kan levere systemydelser. Dette kræver en forståelse og kendskab til mulighederne for levering af disse ydelser. Derfor udarbejdes der pilotprojekter, hvis formål er at give indsigt og erfaring med præcisering af tekniske krav.

Ad litra 5) Energinet imødekommer lovgivningen ved i afsnit 12 at beskrive bidraget fra og anvendelsen af fx synkronkompensatorer og reaktorer. Behovsvurdering for systemydelser beskriver ikke tekniske bidrag fra de øvrige eksisterende mange tusinde komponenter i Energinets eltransmissionssystem. Som beskrevet i Ad litra 1 opfatter Energinet "*det samlede forventede behov*" som de tillæggydelser, det eksisterende eltransmissionsnet ikke kan levere.

Energinet skelner mellem eksisterende komponenter i eltransmissionsnettet, hvor omkostninger til fremskaffelse er afholdt, og fremtidige komponenter. I forbindelse med fremtidige komponenter vil Energinet konkurrenceudsætte anlægsløsninger med markedsløsninger, hvis det vurderes, at der er mulighed for samfundsøkonomisk billigere fremskaffelse. Den samfundsøkonomiske analyse sker som en del af Energinets vurdering af det enkelte projekt.

2.2 Overblik over opfyldelse af § 19 og 20 i systemansvars bekendtgørelsen

Energinet har udarbejdet en oversigt over, hvordan de enkelte produkter opfylder § 19 og 20 i systemansvars bekendtgørelsen. Tabel 2 viser, at langt størstedelen af ydelserne til at sikre elforsynings sikkerheden er markedsgjort. Med baggrund i dansk og europæisk lovgivning er der ikke krav om, at eltransmissionsnettets komponenter skal markedsgøres.

⁷ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2021/08/31/Energinet-forventer-uaeandrede-eltariffer-i-2022>

Ydelse	Status	Beskrivelse
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1, 6.1.2)	Opfyldt	1. Omkostninger til frekvens- og balanceringsreserver er dækket af systemtariffen.
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Opfyldt	2. Behovet for hvert produkt er angivet i MW.
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.4)	Opfyldt	3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (afsnit 6.2.1)	Opfyldt	4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.
Systemgenoprettelsesreserve (Start fra dødt net) i DK1 og DK2 (afsnit 9)	Opfyldt	5. Energinets egne anlæg kan ikke producere frekvens- og balanceringsreserver.
Reserveforsyning af Bornholm, Læsø og Anholt (afsnit 9)	Opfyldt	1. Omkostninger til systemgenoprettelsesreserve og reserveforsyning er dækket af systemtariffen.
Behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikkeintakt net (afsnit 8)	Opfyldt	2. Behovet for hvert produkt er angivet i MW.
Ydelser til sikring af elforsyningsikkerheden i situationer med manglende effekttilstrækkelighed (afsnit 11)	Opfyldt	3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.
Frekvensstabilitet (DK2: Fast Frequency Reserve) (afsnit 6.3.1)	Opfyldt	4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.
Ydelser til at afhjælpe flaskehalse i situationer med manglende nettilstrækkelighed (afsnit 10)	Opfyldt	5. Energinets egne anlæg er en del af behovsvurderingen.
		1. Omkostninger til ekstra systembærende egenskaber er dækket af systemtariffen.
		2. Behovet er ikke defineret i MW eller anden fysisk enhed.
		3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.
		4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.
		5. Energinet opgør behovet efter bidrag fra egne anlæg.
		1. Omkostninger til ydelser til sikring af effekttilstrækkeligheden er dækket af systemtariffen.
		2. Behovet for hvert produkt vil blive angivet i MW.
		3. Behovet vil blive angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.
		4. Udbudsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen.
		5. Energinets egne anlæg kan ikke producere effekt.
		1. Omkostninger til frekvensstabilitet skal dækkes af systemtariffen.
		2. Behovet for produkt er angivet i MW.
		3. Behovet vil blive angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.
		4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.
		5. Energinet opgør behovet hvor bidrag fra egne komponenter tages med i betragtningen.
		1. Omkostninger til flaskehalshåndtering skal dækkes af systemtarif.
		2. Behovet for produktet er angivet i MWh.

Ydelse	Status	Beskrivelse
		3. Behovet vil blive angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område. 4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen. 5. Energinets egne anlæg kan ikke producere effekt.
Spændingsstabilitet: kontinuert spændingsregulering (afsnit 7 og 13.2)	Parke- ret	Energinet ser for nuværende ikke et behov for at fremskaffe kontinuert spændingsregulering i normaldrift ud over hvad der leveres fra Energinets egne integrerede netkomponenter.

Tabel 2 Oversigt over opfyldelse af § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen.

2.3 Baggrund for opgørelse af behov

En af Energinets grundlæggende ansvarsområder er at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet, både i normal drift (steady state) og under fejl. Ansvar for at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet er den primære bagvedliggende årsag til behovet for systemydelse. Sikring af stabilitet beskrives nærmere i afsnit 4. Størstedelen af dette behov kan sikres gennem indkøb af frekvens- og balanceringsreserver.

Der findes tre overordnede stabilitetsfænomener: Frekvensstabilitet, spændingsstabilitet og vinkelstabilitet. Hver af disse former for stabilitet er afhængige af en række egenskaber ved eltransmissionssystemet. Årsagen til, at Energinet ikke kan opgøre alle behov på samme måde som frekvens- og balanceringsreserver, ligger i selve fysikken (den elektrotekniske mekanisme), som står bag forskellige stabilitetsfænomener.

Frekvens- og balanceringsreserver sikrer frekvensstabilitet i eltransmissionsnettet. Denne type af stabilitet er et system-niveaufænomen, hvilken kan håndteres på systemniveau. Det vil sige, at eltransmissionssystemets struktur (topologi) ikke har en stor betydning for frekvensstabilitet. Frekvens- og balanceringsreserver sikrer balancen mellem elproduktion og elforbrug i alle tider, både i steady state og under fejl.

De to andre stabilitetsmekanismer; spændingsstabilitet og vinkelstabilitet beskriver fænomener, som er afhængige af koblingstilstand, driftsparametre og komponenter i eltransmissionsnettet. Her er selve strukturen (topologien) af eltransmissionssystemet og komponenternes evner afgørende for at håndtere stabiliteten. Enhver ændring i driftsparametre eller kobling i eltransmissionsnettet påvirker eltransmissionssystemets stabilitet. Derfor kan denne type stabilitetsudfordringer ikke løses på systemniveau, men håndteringen skal være målrettet til de steder i nettet, hvor problemet opstår. Desuden skal håndteringen i forhold til placering, mængde og tekniske egenskaber svare til den konkrete driftssituation og kan ikke generaliseres på samme måde som ved frekvens- og balanceringsreserver.

3. Proces for markedsgørelse

Dette afsnit beskriver processen for en eventuel markedsgørelse af det beskrevne behov, da behovsvurdering for systemydelser skal understøtte § 19 i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet:

"Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed anvender Energinet så vidt muligt markedsbaserede metoder".

Velfungerende markeder er med til at sikre, at samfundets behov dækkes så effektivt som muligt. Et velfungerende marked er kendetegnet ved en effektiv konkurrence, god markedsinformation og lave transaktionsomkostninger. Hvis mange kriterier for et velfungerende marked med konkurrence er opfyldt, kan der udvikles et kontinuert marked som fx på reservemarkederne. Hvis nogle kriterier er opfyldt, og/eller behovet kun er til stede i kortere periode, kan der etableres et markedsbaseret udbud som fx indkøb af ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner. Slutteligt, hvis få eller ingen kriterier er opfyldt, kan der etableres afregning af systemydelsen eller vælges ikke at implementere markedsmekanismer. Det kræves i alle tilfælde, at statsstøttereglerne er overholdt.

Energinet er opmærksom på, at der som led i den grønne omstilling kan være produkter som for nuværende ikke kan markedsgøres, men som på længere sigt kan gøres relevante for markedsgørelse. Tidlig aktørdialog og generel interessentinddragelse er et vigtigt element i udformningen af nye produkter til kommende markeder.

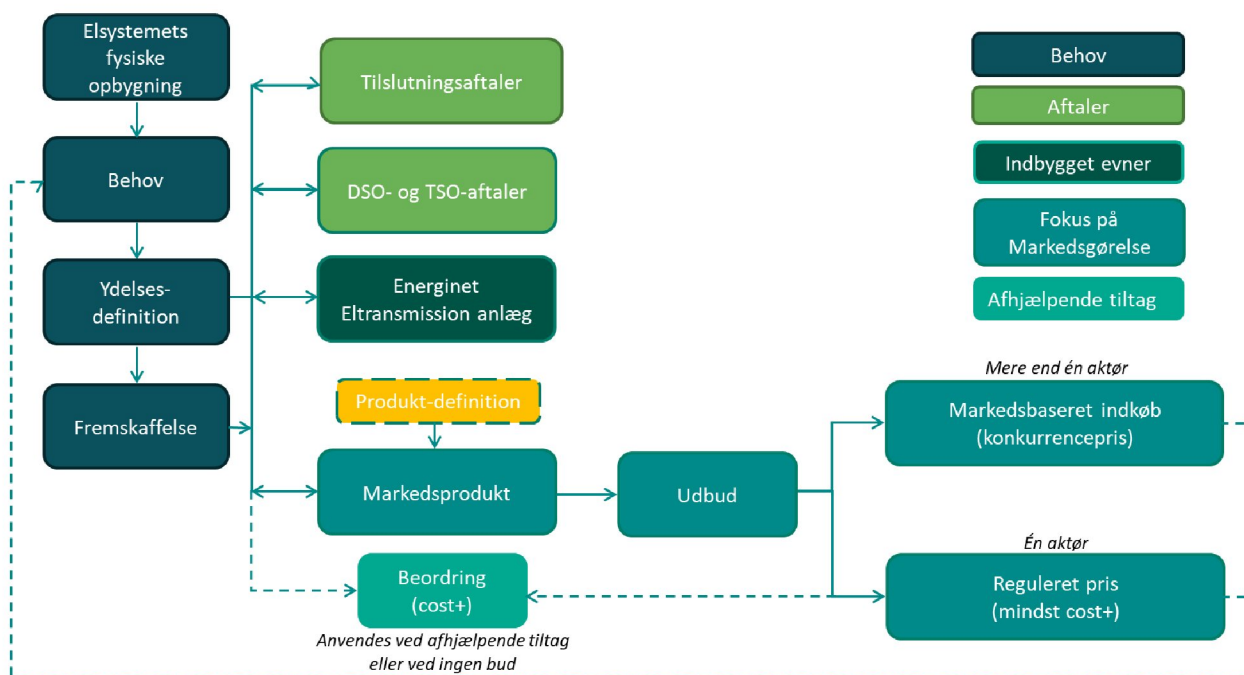
I ovenstående overvejelser omkring velfungerende markeder, vurderer Energinet ikke kun behovet, men også det potentielle udbud på et marked til at dække behovet.

3.1 Processen fra behov til fremskaffelsen af systemydelser

Figur 1 illustrerer processen fra behov til fremskaffelsen af systemydelser. Energinets behov for ydelser til opretholdelse af elforsyningsikkerheden afhænger af nettet, og af om dette er intakt, om der er revisioner, vedligehold eller udfald. Derudover afhænger behovet for systemydelser af flowet i nettet.

Energinet har allerede markedsgjort en række ydelser til sikring af elforsyningsikkerheden, fx frekvens- og balance-ringsreserverne, jf. Tabel 2. Figur 1 viser processen fra behov til markedsgørelse for de ydelser, som endnu ikke er markedsgjort. Energinet analyserer først behovet på baggrund af eltransmissionsnettets opbygning. Dernæst undersøges, hvordan behovet optimalt fremskaffes. Ydelserne kan blandt andet sikres gennem anlægsbidrag via tilslutningsaftaler eller via markedsprodukter. Afhængigt af behovets karakteristika kan der etableres et kontinuert marked eller udarbejdes et markedsbaseret udbud.

Anvendelse af beordring kan bruges til at dække kortvarige, men gentagne behov, eller midlertidige unikke behov, som til tider vil kunne være længerevarende. Energinet vil begrænse brugen af beordringer og bruge udbud i stedet. Som udgangspunkt vil der kun blive beordret, hvis et udbud er mislykket, det vil sige, hvis der ikke er indgivet bud fra nogen potentiel leverandør, eller hvis behovet opstår med så kort varsel, at der ikke er tid til at gennemføre et udbud.



Figur 1 Proces fra behovsafklaring til markedsgørelse.

Fremskaffelse dækker over Energinets samlede muligheder for at dække behovet for systemydelse.

Fremskaffelsen sker gennem følgende muligheder:

- Tilslutningsaftaler og vilkår; fx gennem lovkrav til egenskaber eller princip om nul-forurening og øvrige aftaler i forhold til lokale forhold eller gennem aftaler om Mvar med DSO'erne.
- DSO- og TSO-aftaler; fx deling af reserver med nabo-TSO'er samt aftaler om udligning af ubalancer.
- Eltransmissionsanlæg; fx reaktorer og synkronkompensatorer, som er en integreret del af eltransmissionsnettet, og som kan indgå som en del af fremskaffelsen.
- Udbud/marked; indkøb via kontinuerlige markeder eller gennem løbende udbud.
- Beordring; hvis ingen indgiver bud i et udbud, eller hvis behovet opstår med så kort varsel, at der ikke er tid til at gennemføre et udbud.

Markedsgørelse af håndtag til sikring af spændingsstabilitet

I forhold til Energinets behov for spændingsstabilitet kan Energinet ved intakt eltransmissionsnet drive eltransmissions-systemet uden ekstra enheder end eltransmissionsnettets egne anlæg, fx reaktorer, kompensatorer, viklingskoblere, synkronkompensatorer, VSC HVDC (voltage source converter), SVC (Static VAR compensator). Hvis alle komponenter, som bidrager til stabil drift, skal markedsgøres, vil det medføre, at hele eltransmissionsnettet markedsgøres, og Energinet har begrænset operationel fleksibilitet i relation til effektiv drift af eltransmissionssystemet.

Der er samtidig risiko for, at elforbrugerne skal betale dobbelt for elforsyningsikkerheden, hvilket forventes at ske, hvis Energinets eksisterende komponenter markedsgøres. Først betaler elforbrugerne gennem tariffen ved anskaffelse og så derefter igen ved markedsgørelse. En dobbeltbetaling for elforbrugerne uden samfundsøkonomiske besparelser betragter Energinet som værende imod formålsparagraffen for lov om elforsyning, og at dette ikke er lovgivningens hensigt.

3.2 Statsstøtte

Diskussionen om statsstøtte er relevant, når nye markeder skal etableres, og der sker en kompensation til private aktører for fremskaffelsen af en ydelse. Derfor beskrives kort Energinets tolkning og vurdering af statsstøtteregler i relation til indkøbet af systemydelse.

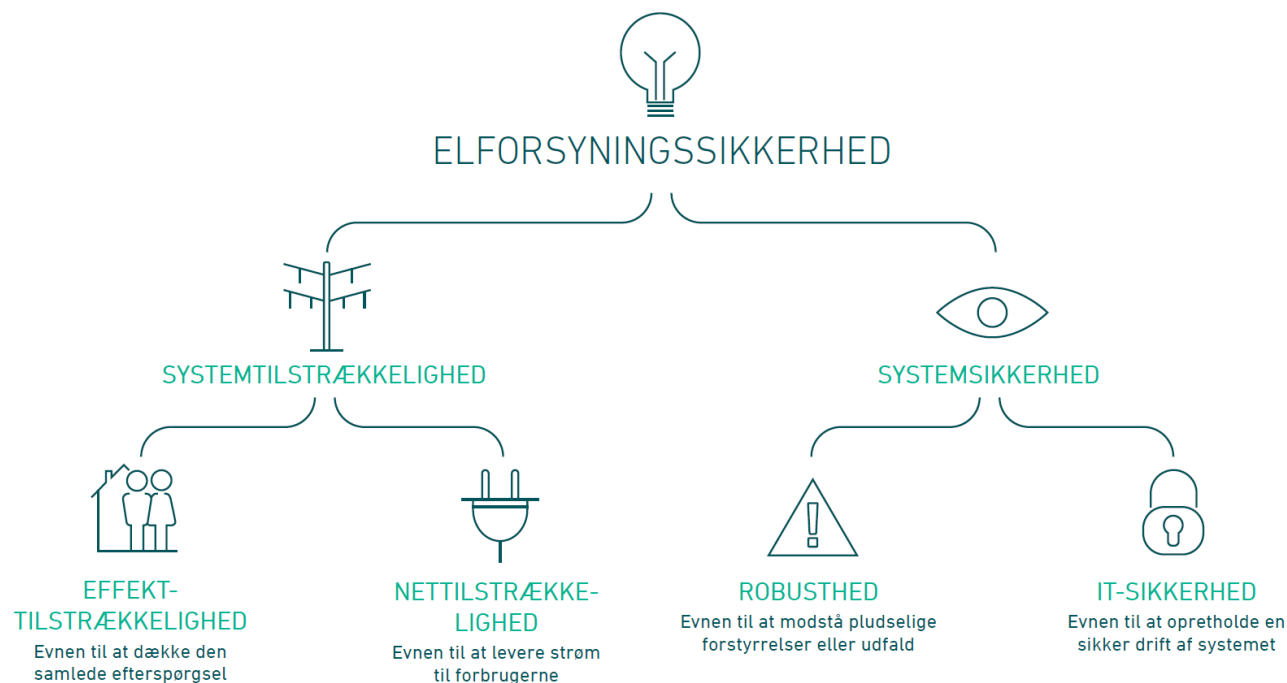
Statsstøtte defineres i traktatens artikel 107 (samt i konkurrencelovens § 11 a):

*"Efter traktatens artikel 107, stk. 1, er **statsstøtte eller støtte, som ydes ved hjælp af statsmidler under enhver tænkelig form, og som fordrejer eller truer med at fordreje konkurrencevilkårene ved at begunstige visse virksomheder eller visse produkter, uforenelig med det indre marked**".*

For at sikre korrekt og lovlig adfærd ved indkøb af systemydelse er det Energinets vurdering, at indkøbene skal foretages i overensstemmelse med de statsstøtteretlige principper for at undgå, at der ydes ulovlig statsstøtte.

4. Stabilitet i eltransmissionsnettet (robusthed)

Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2020⁸ beskriver, hvad elforsyningssikkerhed er. Strukturen for forsyningssikkerhed er vist på Figur 2.



Figur 2 Illustration af begrebet elforsyningssikkerhed.

Behovsvurdering for systemydelse fokuserer på "robusthed", med andre ord "systemets stabilitet". Et af Energinets grundlæggende ansvarsområder er at sikre stabilitet i elnettet, både i normal drift (steady state) og under fejl. Ansvaret for at sikre stabilitet i eltransmissionsnettet er den primære bagvedliggende årsag til behovet for systemydelse. Der findes tre overordnede stabilitetsfænomener: Frekvensstabilitet, spændingsstabilitet, og vinkelstabilitet. Hver af disse former for stabilitet er afhængige af en række egenskaber ved eltransmissionssystemet.

Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet beskriver, om den aktive effektbalance i eltransmissionssystemet er opretholdt. Overstiger elforbrugt produktionen, vil frekvensen falde, og er der overskud af produktionen, vil frekvensen stige. Frekvensen er systemets helbredsindikator og holdes normalt inden for et meget snævert bånd. Eltransmissionssystemets inertie fra synkron-generatorer og elforbrug medvirker til at begrænse disse frekvensændringer. Dette forhold dækkes af alle synkronanlæg tilsluttet eltransmissionsnettet i henholdsvis kontinental Europa (DK1) og Norden (DK2) og er således ikke noget, som skal specificeres for Danmark alene. Behovet for inertie vil afhænge af en lang række andre faktorer.

Frekvensstabilitet er komplekst og kan ikke alene håndteres ved inertie. Reserver i synkronområderne bidrager til balancering og til håndtering af udfald sammen med inertien. Det er i det nordiske synkronområde valgt at implementere en ny hurtig frekvensreserve i stedet for at sikre en minimumsinertie. Den har til formål at reducere potentielle fremtidige frekvensafvigelse ved udfald i situationer med lav inertie. Gennem indkøb af frekvensstyrede reserver, FCR og FFR, er synkronområdernes behov for reserver i forbindelse med udfaldssituationer håndteret.

⁸ <https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/2021-09-Hoering-af-redegoerelse-for-elforsyningssikkerhed-2021>

Spændingsstabilitet

Spændingen påvirkes blandt andet af eltransmissionsnettets belastning, ændring på udlandsforbindelser og ind- eller udkobling af netkomponenter. Spændingen i eltransmissionsnettet holdes inden for fastlagte grænser for at sikre en tilstrækkelig leveringskvalitet og undgå skader på anlæg, der i sidste ende kan føre til omfattende strømafbud. Spændingen styres ved en kombination af stationære passive kompenseringsanlæg til grovregulering og en blanding af produktions- og netanlæg til finregulering samt til håndtering af dynamiske forhold.

I sjældne tilfælde kan spændingsstabilitet opstå i et hårdt belastet eltransmissionsnet, hvor udfald af en ledning eller et kraftværk medfører, at spændingen "falder sammen", eller hvis de finregulerende anlæg ikke er passende indstillet. Spændingsstabilitet under fejl sikres af spændingsstivhed og hastighed i spændingsgenopbygning. Dette behov undersøges ud fra en indhyldningskurve for spændingen (se afsnit 7.2). Ydelsesdefinitionen skal blandt andet specificere levering af reaktiv strøm i forhold til mængde, hastighed og varighed.

Vinkelstabilitet

Vinkelstabilitet kan nemmest beskrives, hvis eltransmissionssystemet opfattes som et system af vægtlodder, som er forbundet med fjedre. Hvis man pludselig fjerner et lod (udkobler elforbrug eller elproduktion) eller klipper en fjeder (udkobler en ledning), vil det resterende system svinge ind i en ny ligevægt, forhåbentlig uden at tabe lodderne. I eltransmissionssystemer kaldes dette vinkelstabilitet, og egenskaberne afhænger af belastningen af eltransmissionsnettet, og af hvilke ledninger som er inde eller ude. Dette komplekse samspil kan kun undersøges i specifikke situationer, og det er ikke muligt at udtrykke et generelt behov.

Undgå overbelastninger

Udover at sikre stabiliteten skal Energinet sikre, at elnettets komponenter ikke bliver overbelastet under strømtransport for at undgå skader på anlæg, der i sidste ende kan føre til omfattende strømafbud.

5. Behov for systemydelser i 2022

De fleste behov for systemydelser i rapporten er opdelt i et vestdansk behov, som dækker Jylland og Fyn (DK1), som er en del af det kontinentaleuropæiske synkronområde samt et østdansk behov, som dækker Sjælland og øerne (DK2), og som er en del af det nordiske synkronområde.

Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1, 6.1.2)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Behov på 684 MW i DK1 i 2022. Behov på 600 MW i DK2 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.4)	Behov på op til 90 MW i DK1 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D, FCR-D down og FCR-N) (afsnit 6.2.1)	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2022. Behov på 44 MW FCR-D i DK2 i 2022. Behov på op til -42 MW FCR-D- down i DK2 i 2022. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.3.1)	Behov på forventeligt 0-30 MW FFR i DK2 i 2022. Behovet vurderes per time og offentliggøres før auktionen, dagen før driftsdøgnet.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Spændingsregulering (afsnit 7)	Det er et krav at alle transmissionstilsluttede produktionsanlæg kan drives i spændingsregulering, jf. EU-lovgivningen Requirements for Generators (RfG'en).	Spændingsstabilitet	Reguleret af EU lovgivning
Behov i forbindelse med revisioner, fx ekstra systembærende kapacitet (afsnit 8)	Hvis bestemte komponenter er ude af drift på grund af fx revision, kan alle de øvrige beskrevne behov blive påvirket. Fx ekstra systembærende kapacitet, hvor behov opgøres løbende og indkøbes igennem udbud.	Spændingsstabilitet, vinkelstabilitet	Markedsgjort
Systemgenoprettelsesreserve (afsnit 9)	Energinet har behov for to tekniske uafhængige systemgenoprettelsesreserver i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet.	Systemgenopbygning	Markedsgjort
Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)	Energinet har behov for reserveforsyninger på tre øer. Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW	Systemgenopbygning	Markedsgjort

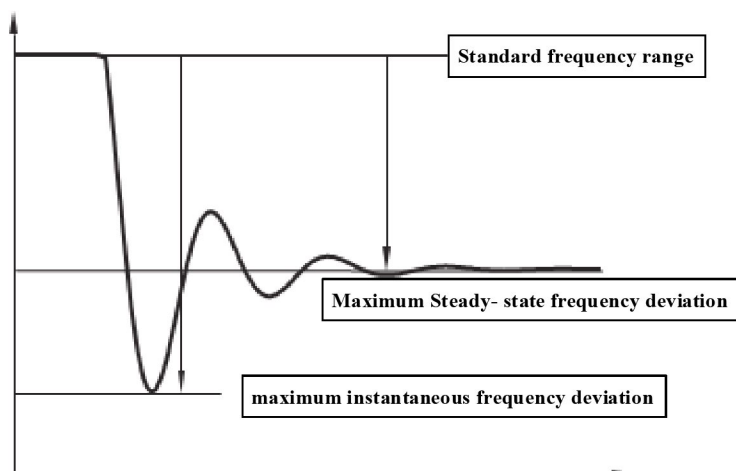
Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
Nettilstrækkelighed (afsnit 10)	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i eltransmissionsnettet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i eltransmissionsnettet.	Undgå overbelastninger	Markedsgjort. .
Effekttilstrækkelighed (afsnit 11)	Energinet revurderer løbende effekttilstrækkeligheden og tager mitigerende tiltag i brug, hvis det vurderes nødvendigt. Der er med de nuværende forventninger ikke behov for ydelser til at sikre effekttilstrækkeligheden i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Kortslutningseffekt (afsnit 13.4)	Anvendes kun som indikator for spændingsfølsomheden og netstyrken		Der arbejdes ikke videre med markedsføring.

Tabel 3 Oversigt over identificerede behov.

6. Frekvensstabilitet

At sikre, at systemfrekvensen opretholdes inden for de tilladte grænser under en fejl, er vigtigt for eltransmissionssystemet. En overskridelse af de tilladte grænser kan medføre automatisk afkobling af elforbrug og i yderste konsekvens udkobling af produktionsanlæg, hvilket kan medføre blackout.

En fejl i eltransmissionssystemet kan enten skabe en for høj eller for lav frekvens. Fx vil udfald af en stor produktionsenhed lede til en påvirkning af frekvensen i form af et frekvensfald. Et frekvensforløb under en fejl er typisk defineret ved en overskridelse af frekvensbåndet under normaldrift efterfulgt af en maksimalt tilladt momentan frekvensafvigelse og en efterfølgende "steady state" frekvensafvigelse.



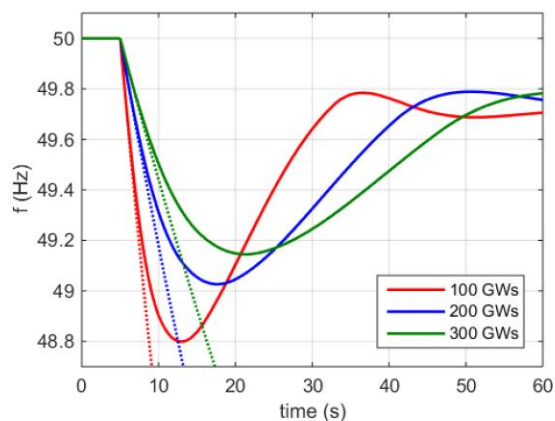
Figur 3 Frekvensforløb under en fejl. Tid på x-aksen, frekvens på y-aksen.

Grænseværdierne for tilladte frekvensafvigelser er givet i SOGL. Ved frekvensafvigelser større end grænseværdierne "maximum instantaneous frequency" vil der være begyndende risiko for automatisk elforbrugsaflastning.

	Centraleuropa	Norden
Standard frequency range	±50 mHz	±100 mHz
Maximum instantaneous frequency deviation	800 mHz	1.000 mHz
Maximum steady state frequency deviation	200 mHz	500 mHz

Tabel 4 Grænseværdier for tilladte frekvensafvigelser givet i SOGL.

Det vigtigste er dermed, hvor meget frekvensen falder under en fejlsituation, hvor der er et udfald af produktion. Det vil være mængden af inert, størrelsen af udfaldet, frekvensniveauet før hændelsen og specifikationen på FCR-reserven og FFR-reserven i Østdanmark og volumen af reserven, som bestemmer frekvensforløbet under en fejl. Frekvensregulering under fejl skal derfor medvirke til at sikre den optimale mængde af reserver i forhold til mængden af inert. Som eksempel kan det undersøges, hvordan et fejlforløb i det nordiske synkronområde forløber ved forskellige mængder af kinetisk energi (GWs) i systemet, se Figur 4. Den stiplede linje viser fejlforløbet uden FCR.



Figur 4 Kinetisk energi og frekvensfald.

Udsving i frekvensen kan også opstå ved større ubalancer i timeskift grundet, at markedsbalancen afviger meget fra den faktiske systembalance. Dette problem kan reduceres med højere tidsopløsning i elmarkedet eller alternativt ved rampebegrænsninger på produktion.

Reserven, der bruges til at få frekvensen i steady state, er FFR (Østdanmark) og FCR. aFRR-reserven benyttes til at få frekvensen tilbage til 50 Hz.

Mængder og krav til frekvensreserver samt en vurdering af den optimale opgørelse af reserver og inert i udarbejdes i internationale arbejdsgrupper. Frekvenskvaliteten kontrolleres i det nordiske system af Statnett i Norge og Svenska kraftnät i Sverige. For kontinentet kontrolleres afvigelsen af Amprion i Tyskland og Swissgrid i Schweiz. Måden, hvorpå frekvensen kontrolleres, er forskellig.

Reserverne er dimensioneret til at forhindre et systemsammenbrud. I nødsituationer, fx hvis flere fejl helt eller delvist opdeler elnettet, kan disse reserver ikke holde systemet inden for systemets normale frekvensområde. Der findes derfor to nødhåndtag til at redde disse nødsituationer; ekstra frekvensregulering og kritisk effekt-/frekvensregulering. Ved nødhåndtag forstås, at egenskaben kun anvendes i yderste tilfælde og forventes derfor sjældent aktiveret, men vil derimod kunne redde i en nødsituation. Anvendelsen af nødhåndtag er hjemlet i § 22.2 i SOGL.

Opsummering over forventet udviklingen i behovet for reserver på længere sigt er vist i tabel 27. Følgende afsnit i dette kapitel dækker hver enkelt type frekvensreserve med forklaring herom, samt det forventede behov i et 3-5 års perspektiv.

6.1 Frekvens og balanceringsreserver

Balanceansvarlige aktører har mulighed for at handle sig i balance inden for driftsdøgnet i intraday-markedet. Ubalancer opstår fx på grund af afvigelser i VE-produktionsprognoser, udfald af produktionsenheder eller ændringer i elforbrug.

De ubalancer, de balanceansvarlige aktører ikke udligner i intraday, håndteres Energinet med aktivering af regulerkraft, herunder manuelle reserver (mFRR). Frekvensafvigelser ved udfald eller dårlig balancering, uanset hvor i synkronområderne disse opstår, håndteres af FFR (Østdanmark) og FCR. Områdeubalancer håndteres med aktivering af mFRR og aFRR. Behovet for manuelle og automatiske reserver er beskrevet i Tabel 5.

Funktion	Terminologi	
	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Fast Frequency Reserve	÷	FFR
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	Frequency Containment Reserves (FCR)	Frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N) Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)	
Balanceudligning (Ter- tiær reserve)	Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)	

Tabel 5 Oversigt over reservetyper i Danmark.

6.1.1 Regulerkraftmarkedet

Energinet, både Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2), er en del af det nordiske regulerkraftmarked. Regulerkraftbud fra alle nordiske lande indmeldes til et fælles regulerkraftmarked, hvorfra bud aktiveres i prisrækkefølge.

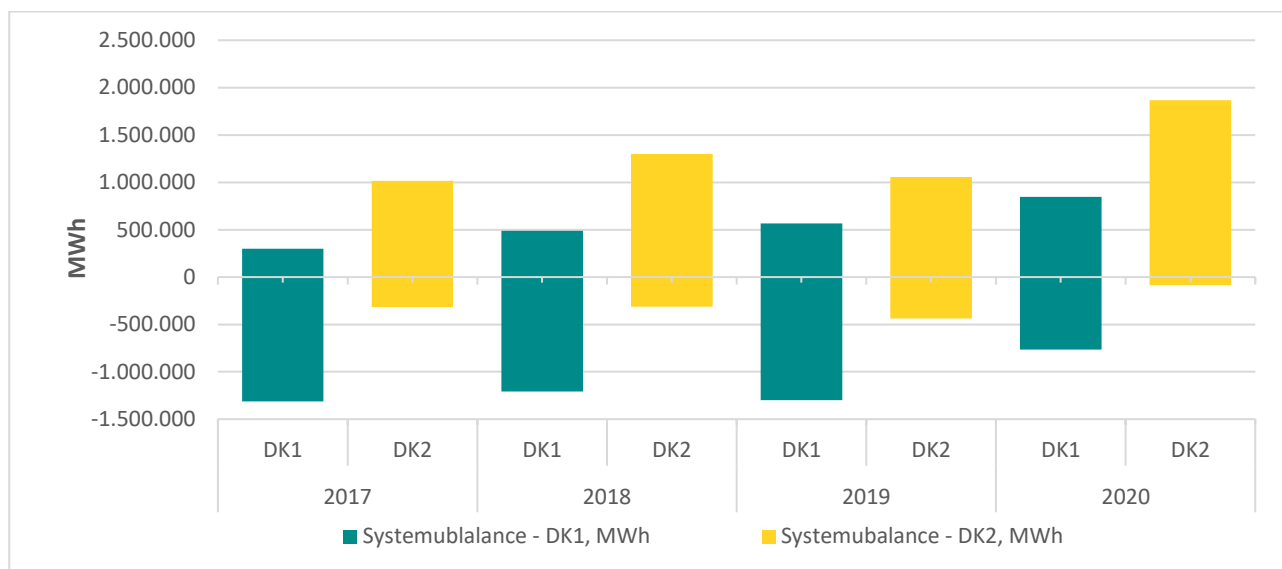
Regulerkraft anvendes til at opretholde balancen i eltransmissionssystemet, når markedsaktører forudses at skabe ubalancer, eller der i driftsøjeblikket opstår uforudsete ubalancer, fx på grund af afvigelser i vindkraftprognoserne. Regulerkraft anvendes ydermere til håndtering af flaskehalse under normaldrift og under driftsforstyrrelser. Behovet for regulerkraft er derfor ikke et behov skabt af Energinet, men Energinet benytter regulerkraften til at udligne ubalancer i eltransmissionssystemet.

Regulerkraft dækkes via indkøb på det fælles nordiske regulerkraftmarked. Der er to muligheder for at deltage i markedet. Enten har aktøren fået betaling for at stå til rådighed med manuelle reserver (mFRR), se afsnit 6.1.3. Dermed er aktøren forpligtet til at indsende bud i en fastdefineret tidsperiode med en fastdefineret mængde. Eller, alternativt kan aktøren afgive frivillige bud på enten op- eller nedregulering.

Energinet opererer ikke med prognoser for behovet for regulerkraft. Det historiske behov er derfor p.t. den bedste model til at indikere forventningerne til fremtidens behov. Det historiske behov for regulerkraft ses i Tabel 6 og Figur 5.

Fraktil	2020	2017-2020	2020	2017-2020
	DK1	DK1	DK2	DK2
1 %	-706	-723	-225	-419
50 %	11	-59	187	111
99 %	628	545	736	640

Tabel 6 Fraktiler for positive og negative systemubalancer i Vestdanmark (DK1) og i Østdanmark (DK2) i 2020 og i 2017-2020, eksklusive specialregulering, MWh/h. 50-procentfraktilen er et udtryk for medianen.



Figur 5 Summerede værdier pr. år for systemubalancer for 2017-2020 i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), eksklusiv specialregulering, MW.

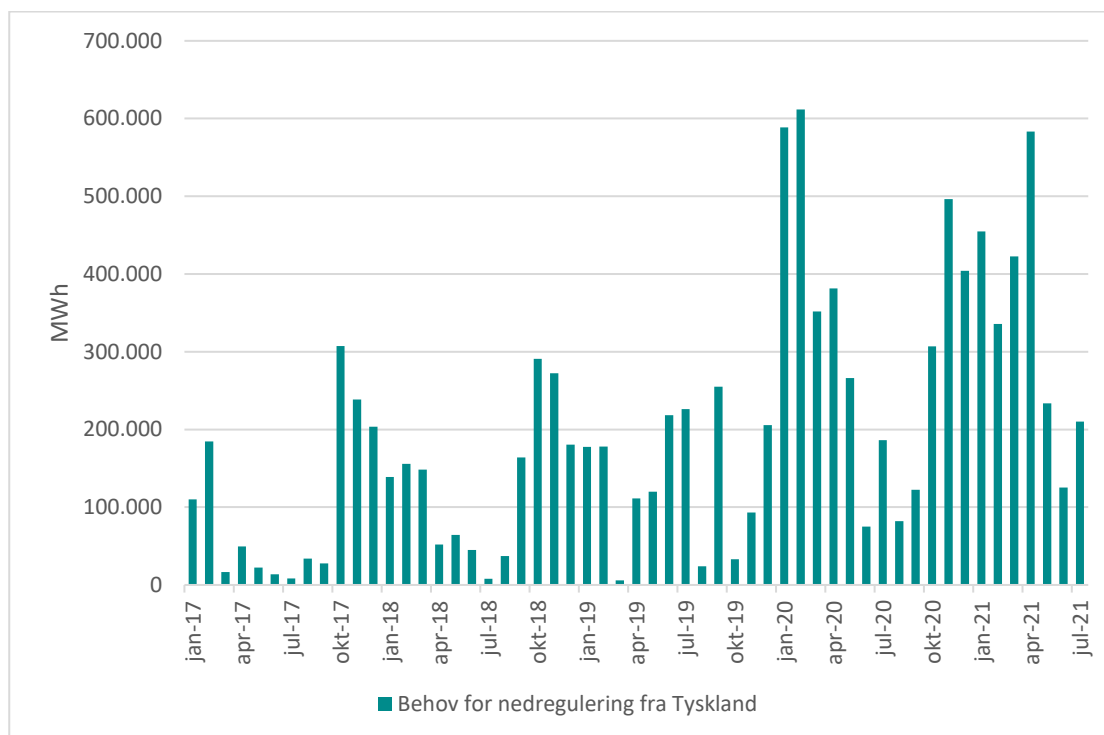
Netreglen Electricity Balancing Guideline (EBGL) forudsætter implementering af et fælles europæisk marked for aktive- ring af mFRR. Et fælles nordisk mFRR energiaktiveringsmarked (EAM) er i parallel med det europæiske marked for mFRR planlagt go-live 1. november 2022. Med mFRR EAM introduceres en ny nordisk platform for automatisk bududvælgelse og budaktivering på 15-minutters basis til erstatning af det nuværende timebaserede regulerkraftmarked. Med det nye marked introduceres der nyt budformat, nye budattributter og ny aktiveringsprofil. Markedet vil frem til 15 min ISP (2023) fortsat være timeafregnet.

6.1.2 Specialregulering

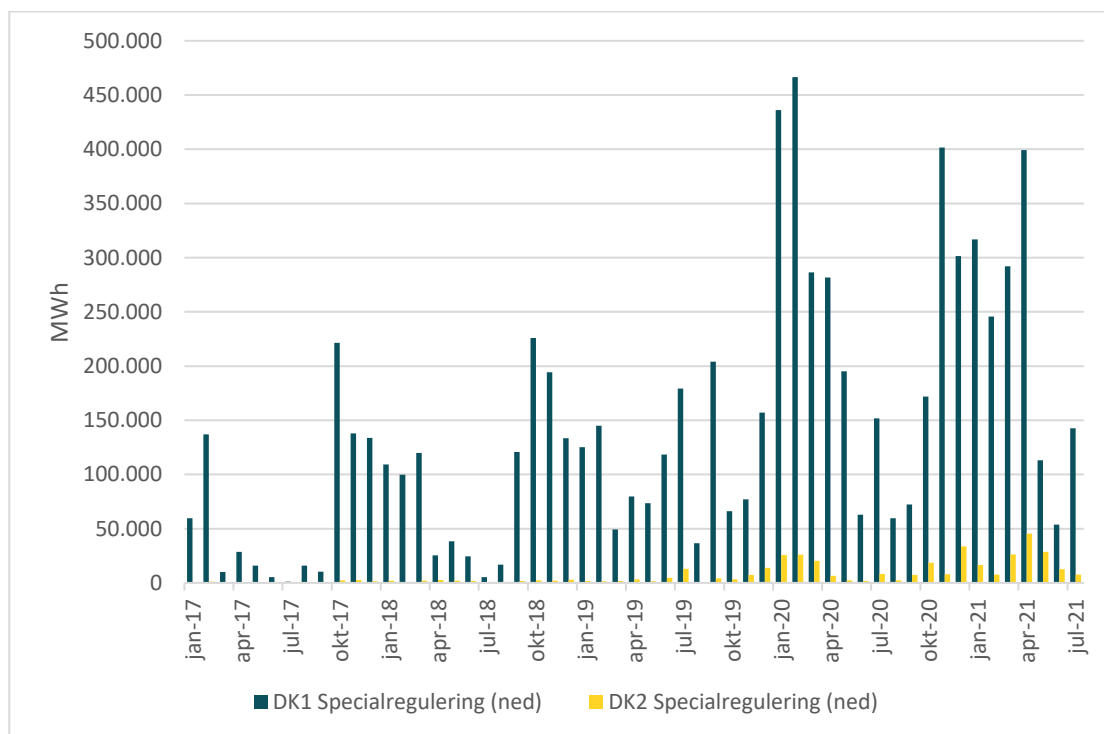
Gennem de seneste år har Energinet i samarbejde med den tyske transmission system operator (TSO) TenneT aktiveret en betydelig mængde specialregulering fra det nordiske regulerkraftmarked hos leverandører i Vestdanmark (DK1), som afhjælper netproblemer i det nordtyske eltransmissionsnet. Netproblemerne opstår typisk i forbindelse med håndteringen af høj vindproduktion i Nordtyskland.

Specialregulering forekommer, når Energinet foretager en specifik udvælgelse af regulerkraftbud til op- eller nedregulering uden hensyntagen til den normale prisrækkefølge, og afregningen sker til den tilbudte pris (pay-as-bid).

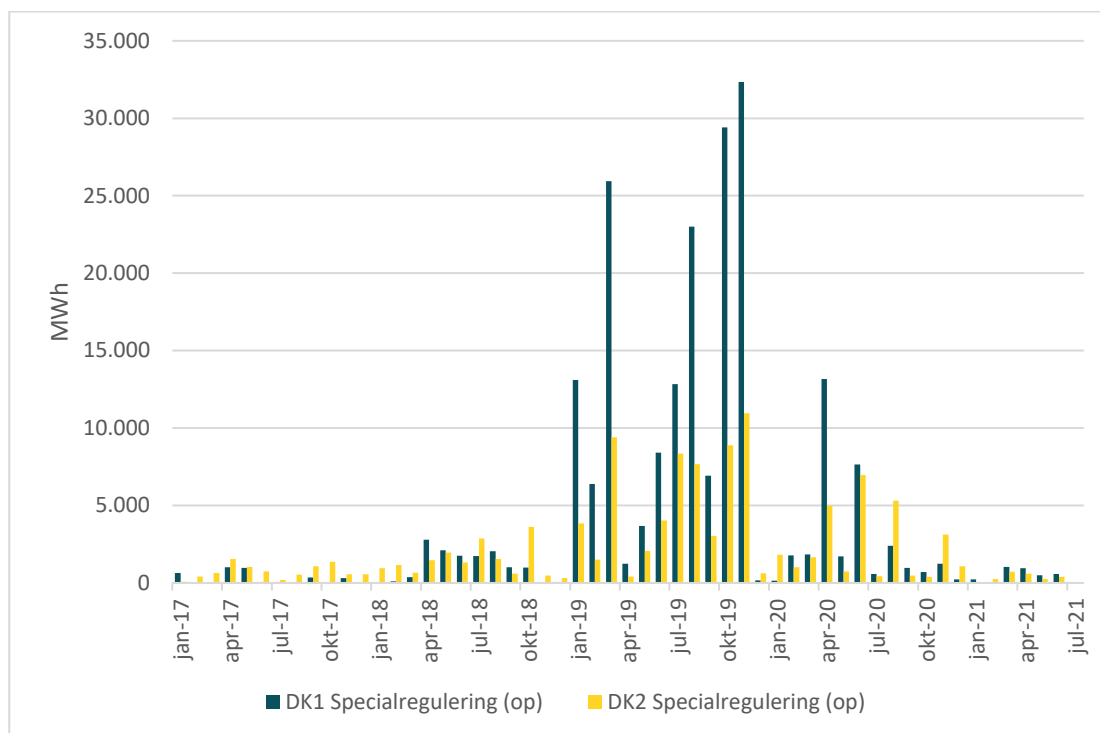
Figur 6 viser det samlede behov for nedregulering fra Tyskland. Figur 7 og Figur 8 viser den samlede mængde specialregulering, som de danske aktører oplever. Forskellen i mængderne mellem behovet og den danske specialregulering udgør den mængde, som bliver nettet (dvs. udlignet) med Norden.



Figur 6 Behov for specialregulering fra Tyskland.



Figur 7 Oversigt over mængden af (MWh) specialnedregulering pr. måned i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).



Figur 8 Oversigt over mængden af (MWh) specialopregulering pr. måned i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Der forventes et uændret og måske stigende behov for modhandel på den dansk-tyske grænse som følge af interne netbegrænsninger i det nordtyske net, samtidig med at Tennet er forpligtiget overfor EU's konkurrencekommission til at stille minimumskapacitet til rådighed for day ahead markedet på grænsen.

Energinet har fremsendt forslag til godkendelse hos FSTS om ændring af specialreguleringen på den dansk-tyske grænse til ny metode med modhandel i Intraday markedet, implementeret samtidig med go-live af det automatiserede nordiske mFRR energiaktiveringsmarked, november 2022.

6.1.3 mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve

I henhold til eksisterende samarbejdsaftaler er der krav til, at en fejl ikke må påvirke vores naboer, medmindre der udarbejdes aftale om dette. Det er derfor et krav, at der er reserver nok til at sikre, at dimensionerende fejl (N-1) ikke påvirker vores naboer. I forlængelse af etableringen af et fælles Nordisk marked for indkøb af aFRR-kapacitet, er de Nordiske TSO'er påbegyndt arbejdet med at etablere et lignende fælles nordisk marked for mFRR-kapacitet (6.1.3.1).

I Vestdanmark dimensioneres reserverne aFRR og mFRR samlet set som FRR. Tilsammen skal aFRR og mFRR dække udfald af største enhed i Vestdanmark (DK1), i dag COBRACable⁹ på 684 MW. Op til 300 MW heraf dækkes gennem en deling af mFRR reserver fra Østdanmark (DK2).

Behovet for mFRR i Vestdanmark (DK1) indkøbes i et kontinuert, timebaseret kapacitetsmarked. Der indkøbes ikke mFRR-nedreguleringsreserver, da der vurderes at være tilstrækkelige frivillige bud i regulerkraftmarkedet.

⁹ COBRACable er dimensioneret til 700 MW – der er et tab på 16 MW i import.

Behovet for mFRR i Østdanmark (DK2) er fastsat som den største enhed i drift. Ud fra de eksisterende enheder er dette behov fastsat til 600 MW. Markedsdesignet for indkøb af mFRR i DK2 blev fra årsskiftet lavet om fra at blive indkøbt på 5-årige kontrakter, til at blive indkøbt på et delt måneds- og dagsmarked.

Energinet anmeldte 1. april 2020 et nyt markedsdesign for indkøb af mFRR-kapacitet i Vest- og Østdanmark samt en metode for udveksling af mFRR-kapacitet mellem Vest- og Østdanmark som en integreret del heraf. Markedsdesignet er baseret på et dagligt, timebaseret fællesmarked mellem Vest- og Østdanmark samt et månedsmarked kun i Østdanmark. Den 22. december 2020 meddelte Forsyningstilsynet, at de ikke havde kompetence til at vurdere spørgsmålet om en reservation, og henviste i stedet til en afgørelse, som ACER traf den 5. august 2020.

Med tilbagemeldingen fra Forsyningstilsynet og ACERs afgørelse, har det endnu ikke været muligt at indkøbe dagligt i et fælles mFRR-marked, da denne metode fordrer mulighed for reservation af kapacitet på Storebæltsforbindelsen. I henhold til europæisk lovgivning, EBGL art 38(5), kan sådanne reservationer først foretages når kapaciteten beregnes i overensstemmelse med flowbased¹⁰. Det forventes at flowbased går i drift i første halvår af 2022, og åbningen af et fællesmarked mellem Vest- og Østdanmark følger derefter. Det er endnu uvist præcist, hvornår et fælles dagsmarked kan gå i drift, men forventningen er sidste halvdel af 2022. Indtil da indkøbes kapaciteten fortsat separat for Vestdanmark i et dagsmarked, og for Østdanmark i et delt måneds- og dagsmarked.

Tabel 7 viser det forventede behov samt indkøb af mFRR frem mod 2026. Behovet afhænger af den dimensionerende enhed og kan ændres på baggrund af en ændring i denne. Indkøbet afhænger blandt andet af muligheden for at dele reserver mellem Vest- og Østdanmark.

År	FRR, behov	mFRR, indkøb	FRR, behov	mFRR, indkøb
	(aFRR + mFRR)		(aFRR + mFRR)	
	DK1	DK1	DK2	DK2
2022	684 MW	284 MW	660 MW	600 MW
2023	684 MW	284 MW	660 MW	600 MW
2026	>684 MW	284 MW	>680 MW	600 MW

Tabel 7 Prognose for Energinets behov for FRR og indkøb af mFRR i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Vestdanmark er en del af den tyske LFC-blok, og Østdanmark er en del af det nordiske LFC-blok. Der forventes ingen væsentlige ændringer i 2022 for Vestdanmark, behovet fastlægges som nu, af største ubalance og risikoen for udfald af største enhed, typisk en HVDC-forbindelse, samt delingen af mFRR reserver med DK2.

I overgangsperioden til det nye nordisk mFRR energiaktiveringsmarked (EAM) og frem til implementering af 15 minutters ISP i 2023 forventes behovet af mFRR reserver øget i DK2, bestemt af de nye SOGL dimensioneringskriterier der p.t. er under udarbejdelse. aFRR indkøbet i DK2 er i etableringsfasen. I løbet af 2022 forventes aFRR-ressourcerne indkøbt via fælles nordisk aFRR-kapacitetsmarked med efterspørgsel på timeniveau.

Energinet har indgået bilateral aftale med Svenske Kraftnät vedr. deling af mFRR reserver mellem SE4 and DK2. I tilfælde af den tilgængelige reserve i regionen ikke er tilstrækkelig fordeles kravene i overensstemmelse med følgende fordelingsregler:

- $(\text{Referencehændelse}) \times (\text{egen referencehændelse}) / (\text{egen referencehændelse} + \text{modpartsreferencehændelse})$
- Referencehændelse = største fejl i området syd for snit 2
- Egen referencehændelse = største fejl i eget område syd for snit 2

¹⁰ <https://nordic-rsc.net/wp-content/uploads/2018/08/supp.pdf>

- Modpartsreferencehændelse = største fejl i modpartens område syd for snit 2

Energinet har indgået bilateral aftale med TenneT i tilfælde af udfald af en af de regionale HVDC-forbindelserne Nordlink og Viking Link. Aftalen indeholder gensidig support med op til 700 MW mFRR.

Aftalen vil ikke påvirke indkøbet af mFRR reserver

Aftalen træder i kraft efter gennemførelsen af de planlagte 1400 MW infrastrukturprojekter:

HVDC-tilslutning "Nordlink", 1400 MW (i drift)

Vestkystforbindelsen (2023)

HVDC-forbindelse "Viking Link", 1400 MW (2023)

6.1.3.1 Udarbejdelse af fælles nordisk marked for mFRR-kapacitet

Der er endnu ikke udarbejdet en tidsplan for et fælles nordisk mFRR-kapacitetsmarked, men udviklingen og implementeringen forventes at være væsentligt kortere end det tilsvarende aFRR-kapacitetsmarked, da store dele af det foreliggende ACER-godkendte markedsdesign og tilhørende IT-løsninger for det nordiske aFRR-kapacitetsmarked, uden videre forventes at kunne genanvendes.

Det forventes ikke at et nordisk mFRR-kapacitetsmarked vil gå i drift i 2022.

6.1.4 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve

For at genoprette frekvensafvigelse ved udfald og sikre frekvenskvaliteten indkøbes den sekundære reserve aFRR. Reserverne bidrager til at sikre den fastsatte frekvenskvalitet.

aFRR leveres af anlæg, som ligger i et driftsområde, hvor de både kan regulere op og ned samt hurtigt startende anlæg. Formålet med denne reserve er i tilfælde af driftsforstyrrelser at frigøre aktiveret FCR og at udligne ubalancer samt opretholde aftalte udvekslinger på udlandsforbindelserne.

Behovet for aFRR i Vestdanmark er fastsat på baggrund af anbefalingen i ENTSO-E Synchronous Area Framework Agreement (SAFA)¹¹ til +/- 90 MW. Denne værdi forventes ikke at ændre sig markant inden for den næste årrække, men nye SOGL krav til overholdelse af frekvenskvalitetsparametrene "FRCE" for den Tyske LFC-blok og øget VE produktion kan medføre et behov for at øge aFRR kapaciteten med mindre alternative tiltag implementeres. Fremtidigt behovet kan være forskelligt for opregulering og nedregulering. Behovet for aFRR bliver indkøbt gennem månedsauktioner i et kontinuerligt marked i Vestdanmark.

Tabel 8 viser henholdsvis Energinets forventede behov og forventede indkøb af aFRR i Vestdanmark inden for en fem-årig periode.

År	aFRR, DK1, behov	aFRR, DK1, indkøb
2022	90 MW	90 MW
2023	90 MW	90 MW
2026	90 MW	90 MW

Tabel 8 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i Vestdanmark (DK1).

6.1.4.1 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve i Østdanmark

I 2021 indkøbes der på nordisk plan 300 MW aFRR i bestemte timer. Dette forventes at stige til omkring 600 MW med indkøb i alle timer inden ultimo 2022. Overgangen til de 600 MW er ikke bestemt, hvorfor udviklingen af aFRR indkøbet

¹¹ <https://www.entsoe.eu/news/2019/05/29/first-milestone-of-future-synchronous-connection-of-the-baltic-power-system-with-continental-europe/>.

i 2022 ikke er fastlagt. Hertil kan der opstå begrænset perioder med øget aFRR indkøb, som et led i at understøtte implementering af det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked.

Energinets's andel af det estimerede nordiske behov forventes at være 60 MW ultimo 2022. aFRR indkøbet i DK2 er i etableringsfasen, i løbet af 2022 forventes aFRR-ressourcerne leveret via fælles nordisk aFRR-kapacitetsmarked med levering på timeniveau.

Senest medio 2024 tilsluttes DK1 og DK2 det fælleseuropæisk aFRR-aktiveringsmarked, PICASSO. Ved indtrædelsen af PICASSO skifter kapacitetsmarkedet fra forpligtiget energilevering til forpligtiget budgivning. PICASSO energiaktiveringsmarkedet handles i 15 minutters intervaller og prissættes efter aFRR-marginalprisen.

Tabel 9 viser henholdsvis Energinets forventede behov for og forventede indkøb af aFRR i Østdanmark.

År	aFRR, DK2, behov	aFRR, DK2, indkøb
2022	40 - 60 MW	40 - 60 MW
2023	80 MW	80 MW
2026	80 MW	80 MW

Tabel 9 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i Østdanmark (DK2).

6.2 Udvikling af reservedimensioneringskonceptet for FRR

Som beskrevet i afsnit 6.1.3 dimensioneres manuelle og automatiske reserver således, at summen af disse kan dække udfald af den største enkeltstående enhed (reference incident). Denne metode vil fortsat anvendes i det vstdanske system, men en ny metode for reservedimensionering er under fælles udarbejdelse i Norden. Metoden har til formål at bestemme den samlede mængde af reserver for det nordiske synkronområde, herunder den mængde som Energinet vil blive pålagt at sikre i det østdanske system. Det er endnu usikkert om og hvordan metoden vil påvirke den østdanske reservedimensionering og indkøbet af reserver, men det vurderes sandsynligt, at der inden for de nærmeste år vil ske en forøgelse af det udmeldte behov for manuelle og automatiske reserver i det østdanske system. Den nye metode for reservedimensionering i Norden er ikke endeligt defineret, men grundet forventede voksende ubalancer foreslås der i metoden at vurdere dette baseret på historiske ubalancer i kombination med udfald af største enhed, N-1.

Grundet forventningen om et voksende behov for balanceringsenergi grundet stigende ubalancer, vil Energinet derudover forsøge at udvikle en metode til dynamisk dimensionering af FRR for både DK1 og DK2. Energinet vil med dette forsøge at udvikle en større forståelse for systemets behov med større tidslig præcision. Årlige deterministiske kriterier, som Energinet historisk har haft og stadig har, fungerer samfundsøkonomisk optimalt i et stabilt og forudsigeligt system, hvor reserver primært anvendes i udfaldssituationer og ikke i dominerende grad til ubalancer. En gennemsnitlig betragtning for dimensionering over et år, afspejler ofte ikke det faktiske behov grundet de store forskelle i driftssituationer. Det er hensigtsmæssigt at anvende dynamisk dimensionering af reserver per time når behovet for balanceringsenergi vil variere time for time, f.eks. grundet fluktuerende produktion fra VE. Energinet vil ikke reducere sandsynligheden for at kunne opretholde elforsyningssikkerheden, men vil derimod vurdere behovet for reserver specifikt per time for at have sammenlignelig risikoprofil i alle timer. Dette kan lede til timer med både et større og mindre behov end de nuværende dimensioneringskriterier. Generelt set vil behovet for balanceringsenergi og -reserver vokse grundet større ubalancer fra den stigende kapacitet af VE og prisfølsomt forbrug, der alt andet lige vil føre til større absolutte afvigelser fra prognoser. Det vil også betyde at de ekstreme situationer med hhv. meget høj og lav elproduktion fra VE vil rykke længere fra hinanden, hvorfor dynamisk dimensionering af FRR vil blive essentielt.

I ekstreme tilfælde vil det vurderes om en anden risikoprofil skal vælges, grundet manglende tilgængelighed af balance-reserver. Omkostningen for reserven skal holdes op mod den værdi det skaber at sikre yderligere kapacitet. Værdien vil være en funktion af den reducerede risiko for ikke at kunne håndtere en hændelse og/eller ubalance samt den vurderede omkostning for dette.

6.2.1 FCR – Frequency Containment Reserves

FCR i Vestdanmark samt FCR-D og FCR-N i Østdanmark leveres af elproduktions- og elforbrugsenheder, der automatisk reagerer på frekvensændringer i nettet. FCR-reserven i Vestdanmark og FCR-D-reserven i Østdanmark aktiveres inden for 30 sekunder, og FCR-N i Østdanmark aktiveres inden for 150 sekunder.

Behovet for FCR i Vestdanmark er i dag fastsat i SOGL Artikel 153, som Vestdanmarks andel af det samlede FCR-behov i det kontinentaleuropæiske synkronområde. Af den samlede mængde på +/- 3.000 MW leverer Energinet i dag +/-20 MW, hvilket svarer til Vestdanmarks forholdsmæssige andel af elforbrug og elproduktion i området. Behovet i Vestdanmark forventes uændret også på længere sigt, men som følge af Energinets deltagelse i det europæiske FCR-indkøbssamarbejde (FCR Cooperation), forventes det, at danske leverandører fra 2022 får mulighed for at eksportere FCR-kapacitet til resten af FCR Cooperation. Fra medio 2022 forventes en eksportmulighed på mindst 20 MW. Eksportmuligheden forventes øget de kommende år og på sigt fjernes begrænsningen.

For Østdanmark er kravet til størrelsen af FCR-N- og FCR-D-reserven fastsat gennem den nordiske systemdriftsaftale. I den nordiske systemdriftsaftale er behovet for FCR-N i hele det nordiske synkronområde fastsat til 600 MW, hvoraf Østdanmark skal levere +/- 18 MW svarende til Østdanmarks andel af det samlede elforbrug i det nordiske synkronområde.

Behovet for FCR-D (op- og nedregulering) i Østdanmark fastsættes på baggrund af den totale mængde FCR-D i det nordiske system, som udregnes som den dimensionerende fejl i hele Norden. Der indkøbes i 2021 i alt ca. +1.450 MW. Østdanmarks andel af FCR-D (opregulering) udgør 3 %, svarende til 44 MW for opregulering. Med nye bestemmelser, jf. SOGL, forventes FCR-D nedregulering implementeret i starten af 2022. Mængden er ikke endeligt afklaret. FCR-D for Østdanmark bliver ca. +44/-**¹² MW

År	FCR DK1, behov	FCR DK1, indkøb	FCR-N DK2, behov	FCR-N DK2, indkøb	FCR-D DK2, behov	FCR-D DK2, indkøb
2022	20 MW	20 MW	18 MW	18 MW	+44/-** MW	+44/-** MW
2023	20 MW	20 MW	18 MW	18 MW	+44/-42 MW	+44/-42 MW
2026	20 MW	20 MW	18 MW	18 MW	+44/-42 MW	+44/-42 MW

Tabel 10 Behov for FCR, FCR-N og FCR-D i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) frem mod 2025.

6.3 Inerti

Inerti er et fysisk objekts evne til modstå en ændring af hastighed og retning. Det vil sige, at et stort godstog, container-skib eller stort svinghjul har stor inertie (træghed), hvorimod en cykel har lav inertie. Det betyder, at et godstog i høj fart indeholder meget kinetisk energi (bevægelsesenergi), og der skal ske en stor udveksling af energi for at reducere hastigheden.

¹² Indkøb af FCR-D-nedregulering forventes påbegyndt i begyndelsen af 2022. **-Mængden er ikke endeligt afklaret.

Det samme gælder for et elektrisk system, hvor inertien angiver modstanden for en ændring af frekvensen. Det vil sige, at et stort kraftværk, der har en stor roterende masse, som er direkte koblet til det elektriske system via generatoren, giver en høj mekanisk inertie og derved indeholder meget bevægelsesenergi. Hvorimod en fuld konvertertilsluttet vindmølle har lav naturlig inertie, da den roterende masse fra vindmøllevingerne og generatoren ikke er direkte koblet med det elektriske system. Det betyder, at bevægelsesenergien fra vingerne ikke direkte kan anvendes til at støtte frekvensen i fejlsituationer og andet. Alligevel kan ny teknologi gøre det muligt via regulering i konverterne at levere syntetisk inertie eller et kortvarigt effektboost.

Det skal sikres, at et udfald af største enhed i synkronområdet ikke medfører en frekvensafvigelse ("maximum instantaneous frequency") større end henholdsvis 1,0 Hz i Østdanmark og 0,8 Hz i Vestdanmark.

Det er på nuværende tidspunkt ikke et problem at håndtere det normative udfald af 3 GW produktion i det europæiske kontinentale system. Dette skyldes den store mængde inertie, der er til rådighed i det synkronområde. Det betyder dermed, at der ikke er behov for øget inertie i det kontinentale synkronområde, så længe eltransmissionsnettet forbliver sammenkoblet og derved heller ikke i Vestdanmark i den nærmeste fremtid.

I Norden er inertien imidlertid i perioder på et sådant niveau, at udfald af de største enheder kan udgøre en risiko for systemet. På nordisk plan er det aftalt, at problemet ikke skal løses ved indførelse af et behov for mere mekanisk inertie, men det er i stedet besluttet at anvende hurtige frekvensprodukter til at sikre den nødvendige stabilitet.

6.3.1 Fast Frequency Reserve – FFR

Fast Frequency Reserve, FFR, er en meget hurtig reserve (væsentlig hurtigere end FCR). Behovet for FFR vurderes dynamisk time for time på baggrund af det nordiske elsystems inertie. Systemets inertie prognosticeres ud fra produktionsplaner for produktionsenheder i Norden. Behovet i DK2 forventes at fordele sig mellem 0-30 MW per time for 2022, hvor behovet i weekenden og nätterne er højest, da inertien i disse perioder er lavest grundet et lavere forbrug og få roterende produktionsenheder i drift. Ligeså er behovet højest om sommeren, da forbruget er lavere sammenlignet med vinteren.

Behovet for FFR i DK2 forventes at stige år for år, da inertien i det nordiske system reduceres. Nedgangen af inertie er dog svært forudsigelig. Vejrforhold har stor betydning for behovet, hvorfor det i et vådt og vindstille år vil være væsentligt mindre end i et tørt og blæsende år.

Behovet for FFR opstår når inertien i det nordiske elsystem krydser en nedre grænseværdi. Der kan derfor også være væsentligt flere timer med et behov i det tørre og blæsende år, samt et gennemsnitligt større behov for FFR for timer med et behov. Det præcise behov er svært forudsigeligt, hvorfor der ikke estimeres tal derfor.

FFR er indkøbt per time i DK2 efter behov. Behovet vurderes per time og offentliggøres før auktionen, dagen før driftsdøgnet¹³. Energinet vil fortsat indkøbe FFR nationalt i DK2 per time de kommende år.

De tekniske beskrivelser af FFR-produktet er beskrevet i Energinets prækvalifikationsdokument til levering af systemydelser.¹⁴

Desuden er der specificeret to frekvensstøtteperioder:

¹³ Link til behovsvurdering for FFR: <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/ffrdemanddk2>

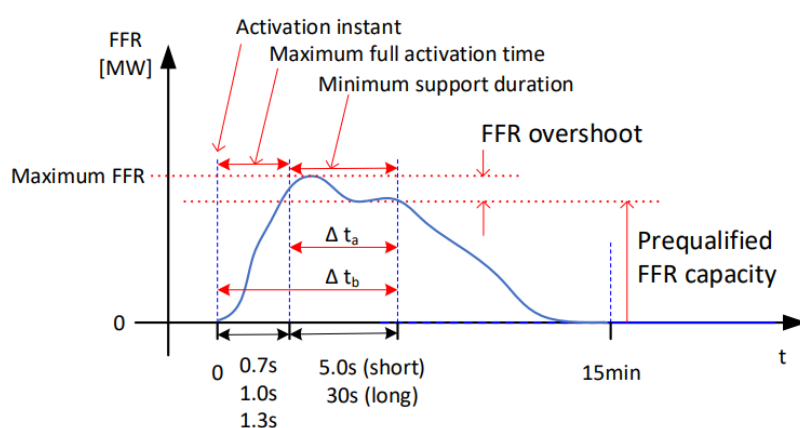
¹⁴ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Nyheder-om-systemydelser/Technical-Requirements-for-FFR-published-Juli-2019>

- Kortvarigt – mindst 5 sekunders støtteperiode
- Langvarigt – mindst 30 sekunders støtteperiode.

Samt der er specificere tre kombinationer af frekvensaktiveringsniveauet og maksimum fuld aktiveringstid:

- 0,7 sekunder maksimalt aktiveringstid, aktiveringsniveauet 49,5 Hz
- 1,0 sekunder maksimalt aktiveringstid, aktiveringsniveauet 49,6 Hz
- 1,3 sekunder maksimalt aktiveringstid, aktiveringsniveauet 49,7 Hz.

Alle kombinationer er vurderet at have ens effektivitet for FFR-levering samt giver mulighed for aktører at vælge en kombination, som passer teknisk bedst til deres anlæg.



Figur 9 Illustration om FFR-tekniske krav.

7. Spændingsregulering

For at sikre stabil og optimal drift af transmissionssystemet med lille tab og høj robusthed ved normal drift og fejl er der behov for den kontinuerte spændingsregulering i alle situationer. Det skal bemærkes, at spændingsregulering kun kan ske lokalt, da det ikke kan transporteres langt gennem elsystemet. Det betyder, at anlæg til spændingsregulering skal være placeret tæt på de steder i elsystemet, hvor behovet opstår. Desuden er det nødvendigt at sikre, at statiske spændinger er inden for de tillade grænser. For at regulere statiske spændinger skal der anvendes kompensering af reaktiv effekt i de steder hvor behovet opstår.

7.1 Kontinuert spændingsregulering i normal drift

I dag leveres kontinuert spændingsregulering af Energinets synkronkompensatorer, Flexible AC Transmission System (FACTS, se afsnit 12.4) og voltage source converter (VSC) HVDC-anlæg samt centrale kraftværker. Der findes fem synkronkompensatorer, to VSC HVDC-anlæg og en SVC i transmissionssystemet. Historisk set har VE-produktionsanlæg ikke tidligere bidraget til kontinuert spændingsregulering på trods af, at produktionsanlæggets tekniske egenskaber var til stede. Forventningen fremadrettet er, at transmissionstilsluttede VE-produktionsanlæg drives i spændingsregulering på lige fod med øvrige transmissionstilsluttede anlæg. For at sikre driften af det fremtidige sammenkoblede elsystem, stiller Netreglen "Requirements for grid connection of generators", RfG'en, på lige fod med synkrogeneratoren krav til, at VE-produktion tilsluttet transmissionssystemet, også skal være i stand til at levere spændingsregulering¹⁵. Energinet forventer ikke at stille skærpede krav til spændingsregulering udover dem, som er defineret i RfG'en. For producenter

¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

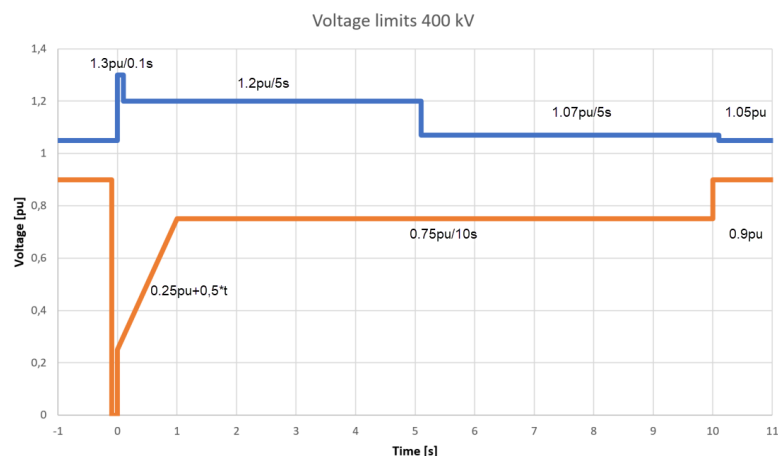
betyder det, at en ekstra investering i forhold til spændingsregulering ikke er nødvendigt. Sammen med kravet om spændingsregulering skal den relevante systemoperatør sørge for, at den reaktive effektoverførsel fra producenter holdes tæt på neutral i tilslutningspunktet.

På denne måde er alle producenter tilsluttet transmissionssystemet under RfG'en i stand til at bidrage til kontinuert spændingsregulering.

Energinet har i perioden 2019-2021 arbejdet på muligheden for at markedsføre kontinuert spændingsregulering i normaldrift. Analyser har imidlertid vist, at behovet er dækket helt med anvendelse af Energinets integrerede netkomponenter ved intakt net og i de fleste N-1 situationer, se afsnit 13.2. Der forventes ikke store ændringer i kontinuert spændingsreguleringsbehov på kort sigt. På længere sigt er der stor usikkerhed omkring hvordan dette behov vil udvikle sig da der er mange faktorer som kan påvirke det markant. Disse kan eksempelvis være antallet af HVDC-VSC-forbindelser, nettets udbygning, forbrug og mængden af VE produktion samt den geografiske placering heraf. Usikkerheden omkring disse forhold gør det svært at forudsige det kommende behov, og Energinet følger derfor udviklingen nøje.

7.2 Kontinuert spændingsregulering under fejl

Det tilstræbes at have tilstrækkelig kontinuert spændingsregulering under forstyrrelse til at holde spændingen inden for spændingsgrænserne, defineret i Figur 10, i alle stationer, efter en fejl er blevet frakoblet¹⁶. Dette sikrer, at spændingen ikke kollapser eller stiger utilsigtet, så systemunderstøttende komponenter udkobler, jf. tilslutningsbetingelser og RFG'en¹⁷. Hvis spændingen kommer uden for kurven, vil der kunne ske kaskadeudkoblinger med risiko for systemkollaps i værste konsekvens.



Figur 10 Indhyldningskurve til sikring af spændingsstabilitet efter fejl.

Spændingsstøttebidrag af transmissionstilsluttet anlæg under fejl skaffes gennem fault-ride-through funktionen (FRT), hvilken er obligatorisk, jf. netreglen RfG.

7.3 Statisk spændingsregulering

Behovet for passiv reaktiv kompensering i det danske eltransmissionssystem opstår hovedsageligt på baggrund af kabler og i begrænset omfang luftledninger i perioder med lav belastning. Kabler og luftledninger bliver normalt kompenseres ved brug af reaktorer (kompenseringsspoler). Derudover vil der være behov for løbende tilpasninger af den reaktive

¹⁶ <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Forudsætninger>

¹⁷ <https://energinet.dk/El/Nettilslutning-og-drift/Netregler/Godkendte-krav-vilkaar-metoder-og-betingelser#RfG>

kompensering. Dette skyldes transformerforbrug, asynkrongeneratorer, HVDC-filtre og udveksling med eldistributionssystemet og nabolande.

Primo 2019 har Energinet anmeldt en revision af teknisk forskrift 2.1.3, krav for udveksling af reaktiv effekt (Mvar), i skillefladen mellem eltransmissions- og eldistributionssystemerne til Forsyningstilsynet. Revisionen, der er udfærdiget i samarbejde med aktører og interessenter, fastsætter nye krav til udveksling af reaktiv effekt i skillefladen mellem eltransmissionssystemerne (150 kV eller 132 kV) og eldistributionssystemerne (60-10 kV).

Baseret på den tekniske forskrift opgør Energinet årligt, om Mvar-udvekslingen mellem de eltransmissionstilsluttede distributionssystemer og eltransmissionssystemet overholder de grænser, der er fastlagt i forskriften. Den seneste opgørelse¹⁸ viser, at i alt 14 stationer i Vestdanmark og 1 station i Østdanmark overskrider grænseværdien på 15 Mvar. På baggrund af dette skal eldistributionsselskaberne udarbejde en redegørelse for, hvorledes overskridelserne vil blive håndteret. De konkrete tiltag i eldistributionssystemene, som følge af den reviderede teknisk forskrift 2.1.3, begyndt at blive implementeret fra Q4 2020 og forventes at have synlig betydning i 2022. Herefter vurderes det om der skal iværksættes yderligere tiltag.

¹⁸ Mvar rapporten 2020: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Mvar-rapport>

8. Behov under revisioner

Behovet beskrevet i denne vurdering beskriver kun behov under revisioner overordnet set, da rapporten afleveres før, at revisionsplanen er udarbejdet. Hvis der kommer yderligere behov på grund af revisionsplanen end beskrevet, vil Energinet kommunikere om dette hurtigst muligt.

Ifølge SOGL, artikel 97, udkommer et udkast af den årlige revisionsplan inden november. På baggrund af udkastet laves en foreløbig vurdering af, hvilke ekstra behov der vil være under revisionerne. Beregninger, som skal vurdere den dynamiske stabilitet i forbindelse med revisioner, er en kompleks og tidskrævende opgave. Energinet arbejder aktivt på at automatisere og forbedre beregningsmetoder til vurdering af behov for systembærende egenskaber udløst af dynamiske forhold.

Netreglen System Operation Guideline (SOGL) artikel 38 kræver, at der som minimum gennemføres en årlig vurdering af eltransmissionssystemets dynamiske stabilitet.

Netreglen Capacity allocation and congestion management (CACM GL) foreskriver, at kapacitetsberegninger skal ske under hensyn til operational security limits. De nordiske regulatorer fortolker dette som krav om dynamiske beregninger på alle relevante tidshorisonter, hvor termiske forhold ikke er begrænsende. De nordiske TSO'er har derfor udarbejdet et revideret forslag til koordineret kapacitetsberegning (CCM) for Norden, som p.t. behandles af de nordiske regulatorer. Arbejdet kræver tæt koordinering af metoder og kriterier, og projektet forventes først fuldt gennemført i løbet af 5-6 år. Delresultater fra dette arbejde bliver løbende indarbejdet i de nationale metoder for dynamiske beregninger.

8.1 Metodebeskrivelse for situationer med ikke intakt net

Ved væsentlige planlagte afbrydelser (fx samtidig udkobling af 400 kV-komponenter) gennemføres deterministiske og probabilistiske analyser af effektilstrækkeligheden. De deterministiske analyser benyttes til en screening for at undersøge, hvilke uger effektilstrækkeligheden kan blive udfordret. Derefter gennemføres detaljeret probabilistiske analyser¹⁹. Behovet for yderligere effekt kan sikres gennem et udbud.

Der gennemføres dynamiske analyser med henblik på at afdække, hvordan systemstabiliteten sikres mest omkostnings-effektivt for den givende årstid og netmangel. Væsentlige faktorer er elforbrug og vindproduktion samt tilgængelige netkomponenter. Ud over vurdering af behov for ekstra systembærende ydelser, anvendes resultatet til fastlæggelse af handelskapacitet samt løbende justering af eltransmissionsnettets beskyttelsesfunktioner.

Det er Energinets ambition at identificere og kommunikere behov for ekstra systembærende ydelser hurtigst muligt og sikre, at de skaffes på markedsmæssige vilkår; hvis muligt. Ved planlægning af revisioner tilstræbes at minimere de driftsmæssige afhængigheder, så aktører og Energinet sikres størst mulig fleksibilitet. De fleste udetider vil isoleret set ikke øge behovet for systemydelse, da eltransmissionssystemet planlægges efter at kunne undvære hver komponent. Ved kombinationer af udetider kan der dog i princippet opstå ekstra behov for alle systemydelse, der beskrives i Behovsvurdering for systemydelse 2022.

¹⁹ Se beskrivelse af beregninger af effektilstrækkelighed i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021: <https://energinet.dk/EI/Horinger/Hoeringer/2021-09-Hoering-af-redegoerelse-for-elforsyningsikkerhed-2021>

8.2 Særlige episoder i 2022

Der vurderes, at revisioner i 2022 ikke vil påvirke effekttilstrækkeligheden væsentligt negativt i Øst- eller Vestdanmark.

2022 bliver et "standard" år i forhold til revisioner på HVDC-forbindelserne. Der er planlagt reinvesterings på flere 400 kV-linjer på Fyn og reinvesterings i 132 kV-stationer i Østdanmark, hvilke vil udløse enkeltskinne-drift og dermed et mere sårbart elsystem. Revisionerne forventes ikke at medføre et behov for yderligere indkøb af systemydelse, men i tilfælde af yderligere fejl i bestemte dele af eltransmissionsnettet kan der opstå yderligere behov; og dermed indkøb af systemydelse.

9. Systemgenoprettelsesreserve

Trods en høj elforsyningssikkerhed i Danmark er der en lille risiko for at eltransmissionssystemet rammes af en komplet strømafbrydelse (blackout), hvor hele eltransmissionsnettet er spændingsløst. I denne situation kan normale produktionsanlæg ikke starte og retablere elforsyningen, da de først selv skal forsynes fra nettet. Der er derfor behov for anlæg med særlige egenskaber, som kan starte fra dødt elnet. Denne ydelse kaldes dødstartsydelsen.

Som del af den grønne omstilling, kan der forekomme en udvikling i hvilke typer anlæg og aktører der kan byde ind på denne ydelse i forhold til i dag. Energinet er opmærksom på denne udvikling og evaluerer derfor hvordan udviklingen kan understøttes således der sikres et velfungerende marked. Dette kan eksempelvis ske gennem tilpasning af udbudene og dertilhørende krav til anlæggene som sikre, at flest mulige teknologier har mulighed for at byde ind på markedet. Som led i denne omstilling er Energinet opmærksom på behovet for tidlig dialog med både nuværende og kommende aktører og anlægsejere.

9.1 Systemgenoprettelsesreserve (start fra dødt net)

Energinet ønsker i dag at have to teknisk uafhængige dødstartsydelser i hver budzone, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet. Vestdanmark har vekselstrømsforbindelser til Tyskland, og Østdanmark har vekselstrømsforbindelser til Sverige. Det antages, hvis Danmark har et blackout, vil store dele af udlandet også have blackout, hvorfor der ikke nødvendigvis kan hentes hjælp til genoprettelse af eltransmissionssystemet i DK1 og DK2 via henholdsvis AC-forbindelser til Tyskland eller Sverige. Energinet ser ikke et stigende behov for dødstartsydelser; og forventer derfor at fastholde sin nuværende strategi, men Energinet undersøger mulighederne for at ændre de tekniske krav så flere anlæg har mulighed for at byde ind på leverancen.

I Vestdanmark har Energinet en gensidig aftale med Statnett om levering af én dødstartsydelse via Skagerrak 4-forbindelsen, som kan starte eltransmissionsnettet, hvis det norske eltransmissionsnet kan levere effekt.

I Østdanmark er der fra 2022 indkøbt en uafhængig dødstartsydelse, tidligere har der været indkøbt to uafhængige dødstartsydelser. Dette skyldes at de eksisterende forbindelser til det vestdanske og tyske transmissionsnet, Storebælt og Kontek, ikke har kunnet levere ydelsen på grund af tekniske begrænsninger i anlæggene. Den nye forbindelse til Tyskland, Kriegers Flak Combined Grid Solution, kan levere ydelsen, og der er indgået gensidig aftale med den tyske TSO 50Hertz om leverance af systemgenoprettelse til Østdanmark.

Følgende aktører har vundet udbuddet til at levere for de uafhængige dødstartsydelser for henholdsvis DK1 og DK2.

Område	Leverandør	Periode
DK1	Ørsted bioenergy & Thermal Power A/S	1. januar 2022-31. december 2024
DK2	Helsingør Kraftvarmeværk A/S	1. juli 2021-31. december 2024

Tabel 11 Oversigt over leverandør af de uafhængige dødstartsydelser.

Energinet forventer at næste udbudsrunde for uafhængige dødstartsydelser for både DK1 og DK2 kommer til at køre i foråret 2023

Med implementeringen af netreglen Emergency & Restoration (NC ER) stilles krav om mindst én *top-down* og én *bottom-up* dødstartsydelse. Top-down dækker over både jævn- og vekselstrømsforbindelser til andre TSO-områder, mens bottom-up dækker over, at TSO'en starter nettet op uden hjælp fra andre TSO'er. Dette sker typisk ved, at et kraftværk starter elnettet. Energinet overholder således kravene i NC ER med sin nuværende tilgang.

Type	Krav
Spænding:	Minimum tilsluttet 150 kV i DK1 og 132 kV i DK2 ²⁰ .
Aktiv effekt:	Minimum 30MW samt kunne håndtere momentane spring på ±10 MW Skal kunne reguleres trinløst.
Reaktiv effekt:	Kunne håndtere den reaktive effekt som er krævet afhængig af anlæggets geografiske placering i nettet. Der er p.t. ingen nedre eller øvre grænse men skal typisk minimum kunne levere 30 Mvar til nettet og optage -10 Mvar fra nettet. Kravene kan være højere hvis anlægget er uheldig placeret i forhold til systembærende anlæg.
Egenforsyning:	Til drift i minimum 24 timer.
Forsyning/brændsel:	Altid tilgængelig og nok til minimum to opstarter og kørsel på maksimum last i 12 timer.

Tabel 12 Blackstart-enheder kræves aktuelt som minimum at besidde følgende egenskaber i nettilslutningspunktet.

9.2 Reserveforsyning af de danske øer

For at opretholde forsyningsikkerheden på Bornholm, Læsø, og Anholt, der hver kun er forbundet med det sammenhængende eltransmissionsnet via ét søkabel, har Energinet indgået reserveforsyningsaftaler med leverandører på hver af øerne.

Formålet er at sikre elforsyningen i situationer, hvor søkablerne er ude af drift, enten planlagt eller som følge af havari. Anlæggene skal derfor kunne forsyne øerne med el i hele den periode, hvor søkablet er ude af drift. Desuden skal anlæggene kunne starte op fra spændingsløst elnet, spændingssætte de lokale eltransmissionsnet og alle elforbrugere på øerne.

Ø	Leverandør	Periode	Mængde
Bornholm	Bornholms El-Produktion A/S	1. januar 2022-31. december 2026	94 MW
Læsø	Nord Energi Teknik A/S	1. juli 2015-30. juni 2025	4 MW
Anholt	RF-Anholt APS	1. juli 2016-30. juni 2026	1 MW

Tabel 13 Oversigt over Energinets aftaler om ø-drift og systemgenoprettelsesreserve.

²⁰ Tilslutning til 60 kV og 50 kV accepteres, hvis det er direkte til en station med transformering til 150 kV, 132 kV eller højere spændingsniveau.

10. Nettilstrækkelighed

Energinet analyserer løbende nettilstrækkeligheden. Det fremtidige behov for eltransmissionsnet, som skal sikre nettilstrækkeligheden, er dokumenteret i "Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2021"²¹. Heri kortlægges behov i form af f.eks. overbelastninger. Det er specielt relevant på den korte bane for behovsvurderingen for systemydelse (fx 1-5 år). I denne periode kan der være identificeret nogle behov i form af interne flaskehalse, som det rent tidsmæssigt ikke er muligt at løse ved en netudbygning. Ligeledes kan der være større ændring i elforbrug eller elproduktion, som ikke er inkluderet i de gældende analyseforudsætninger. Der kan derfor opstå et midlertidigt behov, hvor der er brug for andre løsninger til at aflaste eltransmissionsnettet.

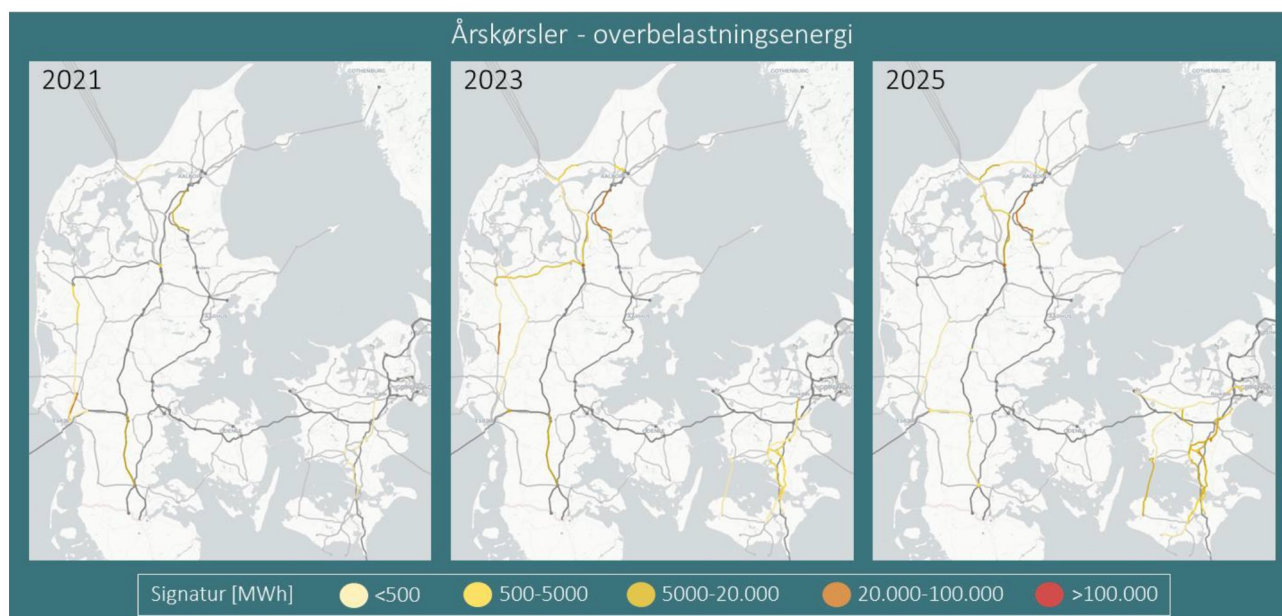
Det er ikke altid muligt eller optimalt at udbygge eltransmissionsnettet rettidigt til håndtering af udbygningen af vedvarende energi, da det blandt andet kan medføre overinvesteringer. Derudover vil der være situationer, hvor det ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt at udbygge til den fulde VE-kapacitet grundet lav sandsynlighed for begrænsninger eller få timer med maksimal produktion. Manglende nettilstrækkelighed kan således medføre behov for lokal fleksibilitet til at afhjælpe interne flaskehalse. Det eksakte behov for lokal fleksibilitet er ikke opgjort, men i den resterende del af dette afsnit, estimeres lokalisering og omfang af behovet.

10.1 Aftag af lokal produktion

I "Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2021" vurderes det, at stigende vedvarende produktion i Vestjylland, Nordvestjylland, Sydsjælland og på Lolland vil medføre overbelastninger i nettet. Den årlige energi og værdier pr. time er beskrevet for de før nævnte områder. Behovsanalysen beskriver den energi, der skal aflastes på de specifikke forbindelser. Nedreguleringsbehovet er den energimængde, der vil skulle nedreguleres i intakt net for at forberede elsystemet til at kunne håndtere den værste fejl i eltransmissionsnettet. Behovet for lokal nedregulering ved revisioner (N-1) vil være større end ved intakt net. Her aflastes komponenter til at kunne håndtere yderligere en fejl (N-2). Revisionsplanen fastlægges først i slutningen af året for det kommende år, hvorfor behovet beregnes efter offentliggørelse af den årlige behovsvurdering. Udover planlagte revisioner, kan uplanlagte hændelse også medføre udetid på transmissionskomponenter. Derfor beregnes og kommunikeres behovet for lokale reguleringer efter behov for relevante N-1 situationer.

Overbelastningsenergiene kan ses på kortet i *Figur 11*, som også fremgår i førnævnte "Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2021". Den viser, hvor meget energi der ikke kan flyttes i de enkelte linjer inden for overføringsevnen.

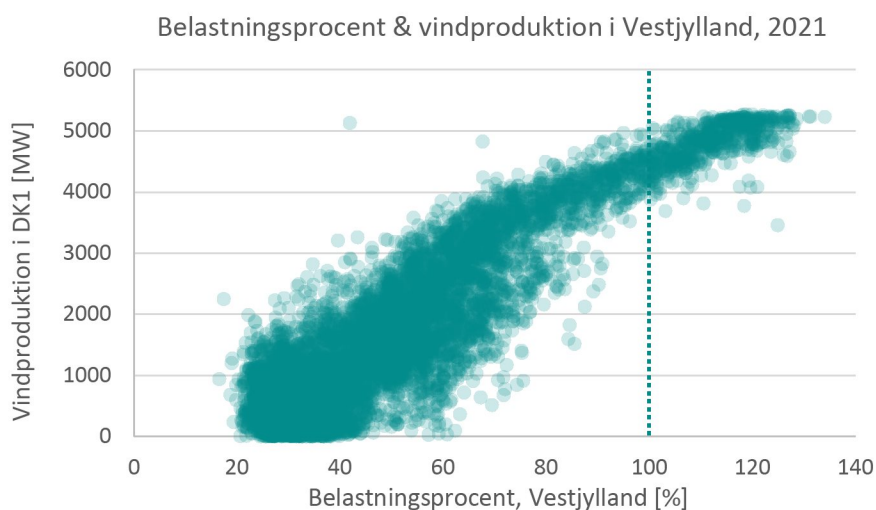
²¹ www.energinet.dk/el-baggrund2021



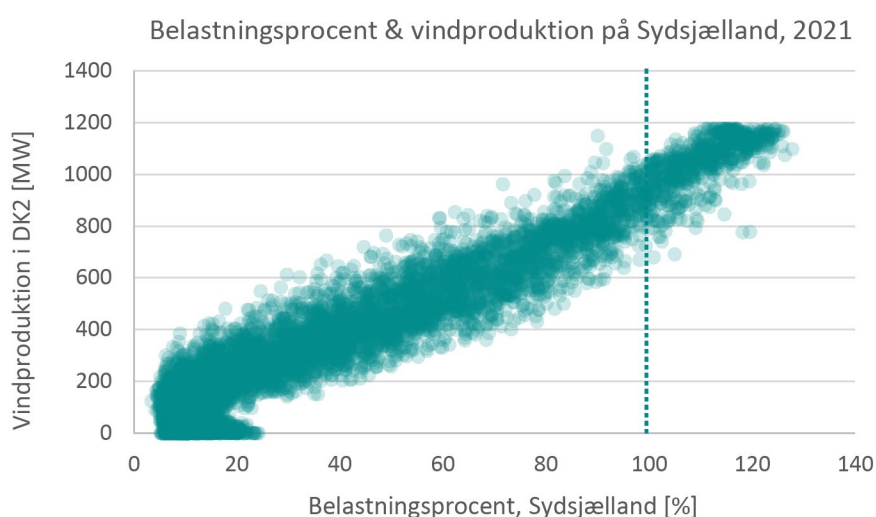
Figur 11 Overbelastningsenergi affødt af Analyseforudsætningerne 2020.

I Danmark vil der forventeligt ikke opstå overbelastninger ved intakt net i forbrugsdominerede områder frem mod 2025. Dette kan dog ske ved revisioner eller udfald af transmissionskomponenter. De forventede overbelastninger ved intakt net vil ske i produktionsdominerede områder med en stor andel VE. Derfor er energien der skal aflastes på de specifikke forbindelser tæt korreleret med vindhastigheden. Det betyder at de estimerede behov for aflastning vil variere med vejret. Nedenstående estimater og grafer er baseret på et normal år, vinden taget i betragtning. I et mere blæsende år vil behovet være højere, og omvendt i et mindre blæsende år.

Graferne herunder illustrerer en fælles betragtning for hhv. Vestjylland og Sydsjælland (inklusive Lolland) for 2021. Herunder sammenholdes den procentvise belastning med vindproduktionen, hhv. for Vestjylland og vindproduktion i Vestdanmark på Figur 12, og for Sydsjælland og vindproduktion i Østdanmark på Figur 13. Den procentvise belastning er fundet per time som den maksimale belastningsprocent blandt en række af de højt belastede transmissionskomponenter i det geografiske område. Hvis belastningsprocenten overstiger 100 % er der behov for aflastning af en eller flere komponenter.



Figur 12 Belastningsprocent & vindproduktion i Vestjylland, 2021



Figur 13 Belastningsprocent & vindproduktion på Sydsjælland, 2021

For perioden 2021 til og med 2025 er der i Tabel 14 angivet det estimerede behov for aflastning af energi for hhv. Østjylland, Vestjylland og Sydsjælland. Behovet er angivet i GWh per år. Det lokale nedreguleringsbehov vil forventeligt være op til halvanden gange større, da der skal bruges mere energi til at fjerne behovet, hvis det ikke fjernes geografisk præcist, hvor udfordringen er. Tilsvarende er det maksimale behov for en time per år også opgivet i tabellen, samt antallet af timer med et behov for aflastning. Generelt ses for alle områderne en tydelig stigende tendens. I Vestjylland ses et fald efter 2022 hvorefter behovet stiger igen. Det hænger sammen med at den kommende nye 400 kV-forbindelse langs den jyske vestkyst er forudset idriftsat 2023-2024.

Udover de beskrevne forbehold omkring vindforhold og revisioner vil behovet for aflastning være meget afhængigt af den specifikke udvikling i særligt VE på markedsvilkår. Analyserne baserer sig på antagelser om hvor udbygningen med sol og landvind sker – hvis udbygningen realiseres på anden vis vil det have betydning for behovet for aflastning. Ydermere kan dele af behovet for intern flaskehalshåndtering løses samme med modhandel.

[GWh]	2021	2022	2023	2024	2025
Østjylland	14,54	21,88	46,38	54,85	60,94
Vestjylland	17,56	35,15	23,95	28,11	44,65
Lolland	14,31	13,32	22,34	35,72	44,15

[MW]	2021	2022	2023	2024	2025
Østjylland	68,20	84,54	130,94	152,25	149,60
Vestjylland	87,06	138,41	89,57	101,28	118,55
Lolland	49,37	70,86	117,19	158,03	183,47

[Antal timer]	2021	2022	2023	2024	2025
Østjylland	506	614	847	904	974
Vestjylland	649	824	777	750	1060
Lolland	723	681	834	983	1090

Tabel 154 – Øverst er overlastningsenergi per år, i midten er maksimalt aflastningsbehov for en time per år, og nederst er antal timer per år med et aflastningsbehov, for hhv. Østjylland, Vestjylland og Sydsjælland (inklusive Lolland) for 2021 til og med 2025.

Ved forudsigelige kortsigtede behov vil lokale reguleringer indkøbes på regulerkraftmarkedet via regulerkraftbud med den nødvendige geografiske information (geo-tag). De interne overbelastninger vil så vidt muligt aflastes ved indkøb af lokal fleksibilitet. Ved overbelastninger grundet fejl i nettet, hvor aktiveringstiden af regulerkraft ikke er tilstrækkelig, vil ikke markedsbaserede afhjælpende tiltag anvendes.

Slutteligt, skal det igen understreges at ovenstående estimer i Tabel 15 er ved intakt net ved den forventede udvikling af kapacitet for forbrug og produktion jf. analyseforudsætningerne. Et væsentligt større behov vil opstå i revisionsperioder og ved uplanlagt ude tid af transmissionskomponenter. Begge vil kommunikeres ad hoc efter behov. Førstnævnte, når revisionsplanen for det kommende år er kendt.

11. Effekttilstrækkelighed

Energinet analyserer hvert år effekt-, nettilstrækkeligheden og robustheden som følge af den kommende revisionsplan. Revisionsplanen for 2022 er endnu ikke fastlagt, men Energinet planlægger en 10 ugers revision af 400 kV luftlinjerne i Nordsjælland i efteråret 2022. Revisionen medfører en delvis begrænsning af import- og eksportkapaciteten mellem Sjælland og Sydsverige, men dette vurderes at have en lav påvirkning af effekttilstrækkeligheden. Derudover indeholder den foreløbige plan ingen længerevarende revisioner af kritiske komponenter. Energinet forventer derfor en høj effekttilstrækkelighed i 2022 med en lav risiko for strømafbud i både Vest- og Østdanmark. Det skal dog nævnes at da produktionen fra VE anlæg er fluktuerende, og produktionskapaciteten fra de termiske kraftværker i Danmark ikke er tilstrækkelig til at dække det fulde forbrug, er Danmark i nogle situationer afhængig af import fra de transmissionsforbundne nabolande. Effekttilstrækkelighedsudfordringer i nabolande kan forplante sig videre til Danmark. Energinet vurderer løbende effekttilstrækkeligheden, og tager mitigerende tiltag i brug, såfremt det vurderes nødvendigt.

Effekttilstrækkeligheden på længere sigt

Analyserne af effekttilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2030 viser, at risikoen for effektmangel er stigende over tid, specielt efter 2025 frem mod 2030. Risikoen for afbud på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes fortsat at være større i Østdanmark end i Vestdanmark. Den langsigtede prognose for effekttilstrækkelighed er yderligere uddybet i Energinets rapport Redegørelse for forsyningssikkerhed²².

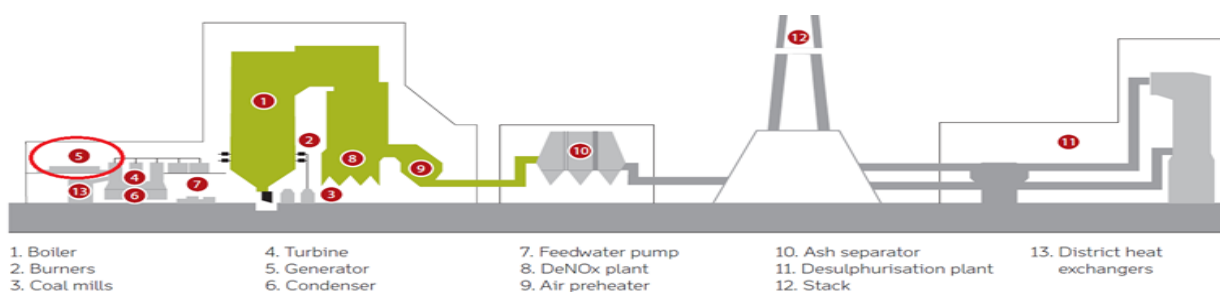
²² <https://energinet.dk/EI/Horinger/Hoeringer/2021-09-Hoering-af-redegoerelse-for-elforsyningssikkerhed-2021>

12. Bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter

På grund af særlig opmærksomhed på udvalgte eksisterende netkomponenter beskriver Energinet bidraget fra og anvendelsen af egne netkomponenter fx synkronkompensatorer, reaktorer og såkaldte Flexible AC Transmission Systems-anlæg (FACTS). Netkomponenterne udgør dynamiske og passive komponenter, der kan afgive eller absorbere reaktiv effekt og i nogle tilfælde begge dele afhængig af deres driftsområder.

12.1 Dynamiske netkomponenter (synkronkompensatorer)

En synkronkompensator består af samme generatortype, som anvendes på et centralt termisk kraftværk. Til forskel fra et kraftværk kan en synkronkompensator ikke levere aktiv effekt og dermed frekvensydelse, og inertien er mindre. Derudover har de samme elektriske egenskaber. En synkronkompensator har typisk en højere pålidelighed både generelt og ved fejl i eltransmissionsnettet. En synkronkompensator har hurtigere opstartstid end generatoren på et centralt kraftværk, fordi en synkronkompensator ikke er en del af kompleks integration i et helt kraftværk, jf. Figur 14.



Figur 145 En synkronkompensator svarer overordnet set til "5. generator" på et stort termisk kraftværk.

Den historiske pålidelighed for centrale kraftværker og synkronkompensatorer i forbindelse med fejl på eltransmissionsnettet er vist i Tabel 13. Det er kun transmissionstilsluttede kraftværker der er medtaget i statistikken. Opgørelsen er lavet ud fra 400 kV-driftsforstyrrelser, da de giver de største spændingsdyk i eltransmissionsnettet, og dermed er de driftsforstyrrelser, hvor der er størst risiko for kaskadeeffekter og sidste ende blackout i et større område. Tilgængeligheden i forbindelse med fejl er vurderet, da det er i forbindelse med fejl, at der særligt er brug for systembærende egenskaber. Statistikken er baseret på alle 170 registrerede 400 kV-driftsforstyrrelser i perioden 2003-2020.

Årrække	Kraftværker	Synkronkompensator og SVC
2003-2020	95,8 %	98,2 %
2003-2014	96,2 %	99,0 %
2015-2020	93,8 %	96,9 %

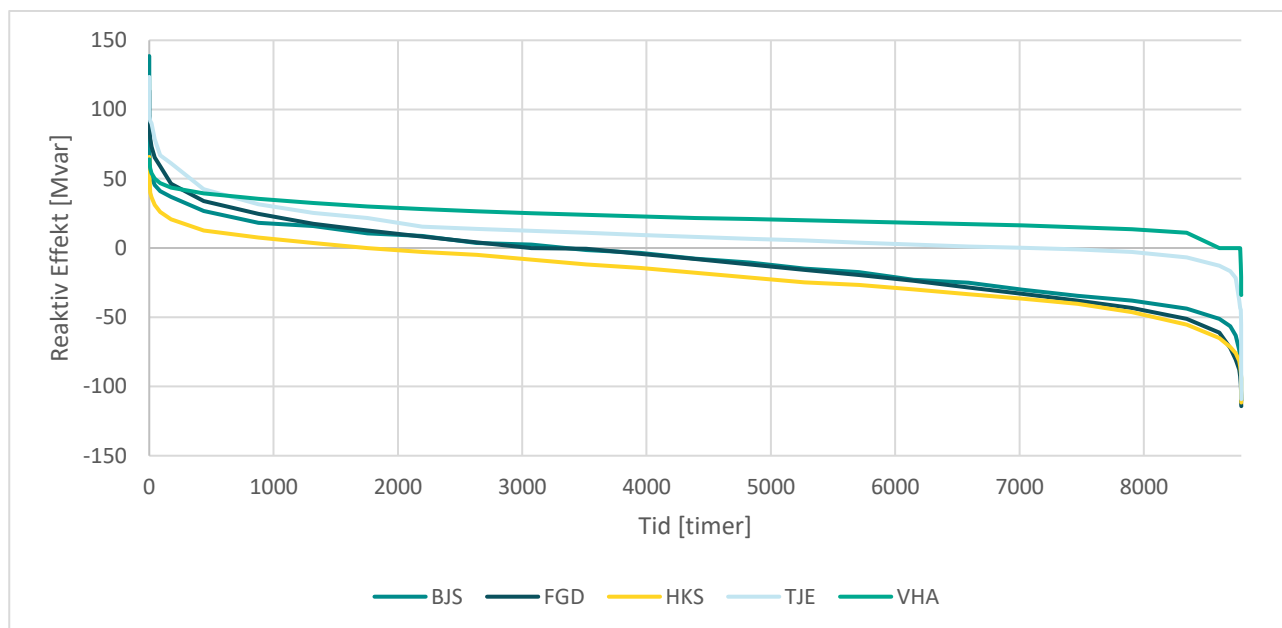
Tabel 16 Sandsynlighed for at anlæg bliver på eltransmissionsnettet under 400 kV-driftsforstyrrelse.

Der er sammenlagt installeret 5 synkronkompensatorer, hvoraf 3 er placeret i Vestdanmark og 2 i Østdanmark; alle ejet af Energinet. Tabel 17 viser driftstimerne for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2020 til 1. januar 2021 samt synkronkompensatorernes driftsområde. Bemærk at dette år var skud år, hvorfor det maksimale antal driftstimer er 8784 timer.

Navn	Område	I drift (timer)	I drift (%)	Driftsområde (MVar)	Idriftsættelseår
BJS-G1	DK2	8640	98,4	-140 til 270	2013
FGD-G1	DK1	8435	96,0	-100 til 200	2014
HKS-G1	DK2	8640	98,4	-120 til 200	2014
TJE-G1	DK1	8430	96,0	-120 til 160	1976
VHA-G1	DK1	8561	97,5	-50 til 105	1964

Tabel 17 Driftstimer for synkronkompensatorerne og deres driftsområde i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Driftstimerne for synkronkompensatorerne viser kun, hvor mange timer de er tilsluttet nettet, men ikke hvordan de anvendes. Til dette bruges en varighedskurve, der illustrerer relationen mellem kapacitet og udnyttelsen af deres kapacitet. Figur 15 viser varighedskurver for hver synkronkompensator i perioden den 1. januar 2020 til den 1. januar 2021 fra 1 minuts værdier. Det kan ses, at det meste af tiden drives synkronkompensatorer tæt på neutralt (+/- 30 Mvar) for at sikre maksimum reserve til dynamiske hændelser. Det vil sige, at synkronkompensatorer er brugt hovedsageligt til kontinuerlig spændingsregulering både i normal drift og under fejl.



Figur 15 Varighedskurver for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2020 til 1. januar 2021.

12.2 Bidrag fra synkronkompensatorer

Synkronkompensatorer anvendes til hurtig regulering og stabilisering af spændingen. Desuden bidrager en synkronkompensator med kortslutningseffekt og i nogen grad inert i forbindelse med driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet.

Navn	Område	Inertimoment (kgm ²)	Magnetiseringsstrøm (pu)
BJS-G1	DK2	9203	1,38
FGD-G1	DK1	9195	1,60
HKS-G1	DK2	9195	1,65
TJE-G1	DK1	7052	1,65
VHA-G1	DK1	2894	1,50

Tabel 18 Synkronkompensatorernes inertimoment samt magnetiseringsstrøm i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Synkronkompensatorens levering og optag af reaktiv effekt opnås ved regulering af enhedens magnetiseringsstrøm, hvormed der opnås en hurtig og trinløs spændingsregulering, hvilket er en vigtig systembærende egenskab i relation til den kontinuerte og dynamiske spændingsregulering.

12.3 Passive netkomponenter

Reaktorer og kondensatorer er passive netkomponenter, der bruges til steady state spændingsregulering i nettet, hvor reaktorer absorberer reaktiv effekt, mens kondensatorer afgiver. Der er to typer af disse komponenter; shunt og serie. Shunt-typen er forbundet fra linjen til jorden, mens serie-typen sidder i serie på linjen. I Tabel 19 og Tabel 20 er antallet af henholdsvis reaktorer og kondensatorer, ejet af Energinet ultimo 2020, givet for Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). I tabellen er også den samlede effekt for shunt-reaktorerne og kondensatorerne og den samlede resistans og reaktans for serie-reaktorerne og kondensatorerne.

DK1 reaktorer				
Type	Antal	Samlet effekt (Mvar)	Samlet resistans (Ohm)	Samlet reaktans (Ohm)
Shunt	78	6.485	-	-
Serie	1	-	0	10
DK2 reaktorer				
Shunt	27	2.530	-	-
Serie	8	-	0,1	31,2

Tabel 19 Antal shunt- og serie-reaktorer ejet af Energinet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

DK1 kondensator				
Type	Antal	Samlet effekt (Mvar)	Samlet resistans (Ohm)	Samlet reaktans (Ohm)
Shunt	0	0	-	-
Serie	0	-	0	0
DK2 kondensator				
Shunt	0	0	-	-
Serie	0	-	0	0

Tabel 20 Antal shunt- og serie-kondensatorer ejet af Energinet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

En anden passiv netkomponent er filtre, som bruges til at filtrere uønskede harmoniske i systemet. Filtre er en specifik type af kondensatorer – det vil sige, at de også afgiver reaktiv effekt. Filtre fungerer ved at udfiltrere harmoniske, så de

ikke formerer sig videre i systemet. Der findes flere forskellige typer af filtre alt efter, hvilke harmoniske der skal filtreres. I Tabel 21 er antallet af filtre ejet af Energinet ultimo 2020 i Vest- og Østdanmark givet samt deres samlede effekt.

DK1 filtre		
Type	Antal	Samlet effekt (Mvar)
Filter	19	1.145
DK2 filtre		
Filter	7	634

Tabel 21 Antal filtre ejet af Energinet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

12.4 FACTS

FACTS eller Flexible AC Transmission Systems er en fællesbetegnelse for netkomponenter baseret på effektelektronik, som har dynamiske egenskaber. Static Var Compensators (SVC) og Static Synchronous Compensator (STATCOM) er eksempler på FACTS. Radsted SVC er aktuelt det eneste FACTS-anlæg på eltransmissionsniveau i Danmark.

Det skal dog bemærkes, at Voltage Source Converter (VSC)-forbindelserne Skagerrak 4 og COBRACable kan omkobles til STATCOM-drift, når jævnstrømskablet er ude af drift. I Tabel 22 er antallet af FACTS ejet af Energinet ultimo 2020 i Vest- og Østdanmark givet samt deres driftsområde.

DK1 FACTS		
Type	Antal	Driftsområde [Mvar]
SVC	0	-
STATCOM	2*	Skagerrak 4*: -85 til 85 COBRACable*: -230 til 230
DK2 FACTS		
SVC	1	-65 til 80
STATCOM	0	-

Tabel 22 Antal FACTS ejet af Energinet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). * Gælder kun ved STATCOM-drift.

13. Status på markedsgørelse af systemydelser

Energinet har gennem en lang årrække allerede markedsgjort en række ydelser. På flere af disse ydelser arbejdes der nu for at skabe internationale markedsplatforme, som både øger udbud og efterspørgsel. Tabel 23 viser en oversigt over status på markedsgørelse af systemydelser.

Ydelse	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering	Markedsgjort
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet)	Markedsgjort
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet)	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N)	Markedsgjort
Systemgenoprettelsesreserve (Start fra dødt net) i DK1 og DK2	Markedsgjort
Reserveforsyning af Bornholm, Læsø og Anholt	Markedsgjort
Behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikke intakt net	Markedsgjort
Ydelser til sikring af elforsynings sikkerheden i situationer med effekttilstrækkelighed	Markedsgjort
Spændingsstabilitet: Spændingsregulering	Der er ikke identificeret et behov for kontinuert spændingsregulering i normaldrift.
Ydelser til at afhjælpe flaskehalse i situationer med manglende nettilstrækkelighed	Markedsgjort
Frekvensstabilitet (DK2: Fast Frequency Reserves)	Markedsgjort

Tabel 23 Oversigt over markedsgørelse af systemydelser.

13.1 Aktuel status på pilotprojekter for markedsgørelse af systemydelser

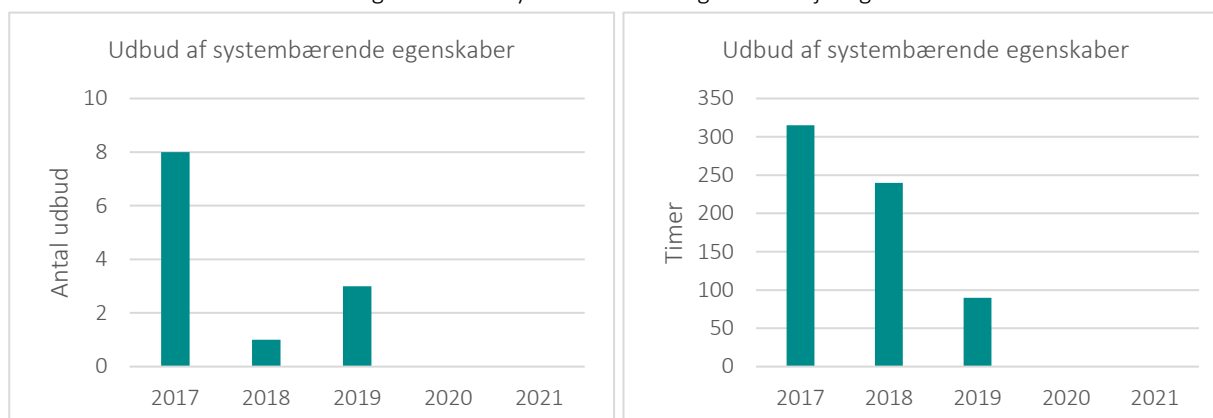
Pt. er der ingen igangværende pilotprojekter for markedsgørelse af ikke-markedsgjorte systemydelser.

13.2 Status på fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering

Energinet analyserer løbende behovet i forhold til kontinuert spændingsregulering. På baggrund af disse analyser konstateres det, at behovet for kontinuert spændingsregulering er dækket helt med anvendelse af integreret netkomponenter ved intakt net og i de fleste N-1 situationer.

I de sjældne tilfælde kan enkelte revisioner udløse en driftssituation, hvor kontinuert spændingsregulering med Energinets egne komponenter ikke er tilstrækkeligt. Det vil i disse tilfælde være nødvendigt at fremskaffe kontinuert spændingsregulering fra eksterne aktører. Dette sker på nuværende tidspunkt gennem udbud af systembærende egenskaber (SBE). I 2019 blev der foretaget 3 udbud af systembærende egenskaber, som samlet set varede 90 timer. Siden da har

der ikke været behov for at foretage udbud af systembærende egenskaber jf. Figur 16.



Figur 16 Udbud af systembærende egenskaber

Imidlertid må det forventes at den grønne omstilling øger mængden af VE samtidig med at antallet af synkrogeneratorer reduceres hvilket medfører et elsystem som i fremtiden bliver mere komplekst, mindre forudsigt og meget mere dynamisk. Dermed kan behovet for kontinuert spændingsregulering i normaldrift ændre sig i fremtiden. For at blive klogere på hvordan fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering potentielt kunne formuleres i form af et markedsprodukt, var flere initiativer sat i gang, bl.a. udarbejdelse af produkt definition og spændingsregulering pilotprojekt²³.

Pilotprojekt til levering af kontinuert spændingsregulering i normaldrift blev gennemført tilbage i 2020 på Lolland. Pilotprojektet gav mulighed for at afprøve forskellige ting i praksis, inden et markedsdesign potentielt blev lagt fast.

Én af de erfaringer Energinet høstede i forbindelse med pilotprojektet var, at det synes urealistisk, at der kan skabes tilstrækkeligt stort marked til en dynamisk prisdannelse. Pilotprojektet gav ydermere anledning til, at behovet for kontinuert spændingsregulering i normaldrift blev undersøgt nærmere. Disse analyser viste imidlertid, at der på nuværende tidspunkt ikke er behov for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering i normaldrift, ud over hvad der leveres fra Energinets egne enheder, samt gennem eksisterende tilslutningsbetingelser.

Det er svært at forudsige det kommende behov for kontinuert spændingsregulering i normaldrift. Behovet vil afhænge af systemudbygningen, niveauet af VE integration - samt de integrerede netkomponenter med spændingsregulerende evner til rådighed. Det kan dog konstateres at der på kort sigt ikke forventes større ændringer i kontinuert spændingsregulering behov. Energinet vil derfor følge udviklingen nøje, og i tilfælde af, at behovet for kontinuert spændingsregulering vurderes at stige i fremtiden, vil Energinet genoptage arbejdet med markedsførelse af kontinuert spændingsregulering i normaldrift.

I de sjældent tilfælde, hvor Energinet har behov for ekstra spændingsregulering, vil det fortsætte at dækkes via udbud på systembærende egenskaber (SBE).

13.3 Kortslutningseffekt

Udover de beskrevet behov i afsnit 5, findes der en ikke-frekvensrelateret elsystems karakteristika, som i noget grad afspejler elsystemets evne til at modstå forstyrrelse - nemlig kortslutningseffekt. Kortslutningseffekt anvendes som indikator for spændingsfølsomheden og netstyrke. Kortslutningseffekt er unik i hvert punkt i nettet og varierer hele tiden.

²³ [Behovsvurdering for systemydelser 2021](#)

Størrelsen på kortslutningseffekten i et givent punkt er afhængig af både nettopologien, produktionsanlæg og forbrugsanlæg i drift – dette gælder for både danske og udenlandske anlæg. Energinet skal som systemansvarlig virksomhed sikre, at variationen af denne parameter på tværs af helle elsystemet ligger indenfor bestemte bånd. Ved et lavt kortslutningsniveau er systemspænding følsom og varierer under mindre forstyrrelser. Et lavt kortslutningsniveau giver også problemer med relæbeskyttelse, da driftsstrømme og fejlstrømme bliver vanskeligere at differentiere fra hinanden. Ved høj kortslutningseffekt bliver spændingen i elsystemet mere vanskelig at styre, og i tilfælde af fejl er der risiko for, at anlægsdele kan beskadiges fordi kortslutningsniveauet i elsystemet er over anlæggenes specifikation.

Energinet overvejer ikke at formulere kortslutningseffekt som et særskilt produkt. Dette er fordi anlægsejer ikke kan levere kortslutningseffekten i en bestemt mængde i fejlstedet, da kortslutningseffekt er stærkt afhængig af flere systemparametre som leverandøren ikke kan påvirke og derfor ikke garantere. Først og fremmest er anlæggets placering i forhold til fejlen er afgørende for leverancen. Derudover er koblingstilstand i hele nettet og antallet af andre systembærende enheder i drift i Danmark og i Danmarks AC-tilsluttede nabolande afgørende for både leverancen fra det enkelte anlæg samt det samlede behov i elsystemet. Kortslutningseffekten er tæt koblet til en række anlægsegenskaber, som er specificeret under netreglerne b.la. fault-ride-through og til andre systemydelse, som allerede er markedsført. Kortslutningsbidraget er relevant ganske kortvarigt under spændingsdyk og vil være vanskeligt at opgøre via måling og dermed afregne. Derfor er kortslutningseffekt ikke overvejet for markedsføring.

14. Europæisk perspektivering

Efter Energinets kendskab er der ikke andre TSO'er, som laver en samlet behovsvurdering for systemydelser, der er sammenlignelig med denne Behovsvurdering for systemydelser. Energinet har derfor fokus på, hvordan en række sammenlignelige TSO'er fremskaffer en række ydelser. Energinet har udarbejdet oversigten for at vise og få inspiration til, hvordan andre fremskaffer ydelser, som Energinets også arbejder på at markedsgøre. Overblikket er alene et udtryk for, hvordan Energinet tolker det tilgængelige materiale.

14.1 Spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering

Tabel 24 giver en oversigt over, hvordan nabo-TSO'er og TSO'er med en meget stor andel af VE skaffer kontinuert spændingsregulering fra anlæg, som er tilsluttet eltransmissionsnettet. Tabellen baserer sig på offentligt tilgængeligt udbudsmateriale og/eller tilslutningsbetingelser samt ENTSO-E survey fra 2019. Tabellen er alene et udtryk for Energinets fortolkning af det offentlige materiale.

Fælles for de analyserede TSO'er i tabellen er, at de kræver enten spændingsregulering eller reaktiv effekt kompensering fra større produktionsenheder tilsluttet i eltransmissionsnettet, hvis de leverer aktiv effekt. Flere af TSO'erne giver kompensation, men omfanget varierer fra betaling ved ekstraordinær udnyttelse af anlæg som i Finland til betaling for den reaktive effekt udvekslet med eltransmissionsnettet som i Storbritannien og Irland. Flere TSO'er yder ingen kompensation, fx Sverige, Spanien og Italien.

Kun Storbritannien, Irland og Holland anvender udbud til sikring af yderligere spændingsregulering eller reaktiv kompensering, end det der er krævet i tilslutningsbetingelserne.

De fleste TSO'er ønsker at holde den statiske udveksling af reaktiv effekt for produktionsanlæg på ca. 0 Mvar, medmindre der er ekstraordinære behov, fx ved revisioner på egne anlæg.

Irland skiller sig ud ved at have et ekstra specialiseret spændingsreguleringsprodukt (DRR). Dette er defineret på grund af det lille irske synkronområde, som er meget følsomt over for netfejl. Dette produkt kan simplificeret beskrives som en udvidet "low voltage ride through" respons og skal sikre hurtig genopbygning af spændingen.

I de fleste tilfælde er ydelsesdefinitionen teknologineutralt, men begrænset til leverandører tilsluttet eltransmissionsnettet.

Land	Produkt	Fremskaffelse	Afregning	Bidrager	Bemærkning
Sverige	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter som leverer aktiv effekt	Som udgangspunkt skal anlæg drives omkring 0 Mvar, men TSO kan i ekstraordinære situationer beordre anlæg til at levere mere kompenserende
Norge	Spændingsregulering	Obligatorisk	Kapacitetsbetaling + Variabel (pr. Mvarh)	Alle producenter som leverer aktiv effekt	Kun betaling for Mvar leveret udover definerede grænser
Finland	Spændingsregulering	Obligatorisk	Kapacitetsbetaling + Variabel (pr. Mvarh)	Alle producenter som leverer aktiv effekt	Kun betaling for Mvar leveret udover definerede grænser
Tyskland (50Hz)	Spændingsregulering	Obligatorisk	Variabel (pr. Mvarh)	Alle producenter som leverer aktiv effekt, og kan levere spændingsregulering	Kun betaling for Mvar leveret fra termiske anlæg, Mvar fra VE-anlæg er uden betaling
Holland (TenneT)	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter >5 MW som leverer aktiv effekt	Reaktiv effektoverførsel reduceres til 0 Mvar inden 15 min.
Irland	Dynamic Reactive Response (DRR)	Udbud hver 5. år	Kapacitetsbetaling	Anlæg tilsluttet eltransmissionsnettet	Skarpt defineret reaktiv strømrespons på spændingsdyk
Italien	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter >10 MVA eller tilsluttet eltransmissionsnettet	
Spanien	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter i eltransmissionsnettet >30 MW som leverer aktiv effekt	
Storbritannien	Obligatory reactive power service (ORPS)	Obligatorisk	Variabel (pr. Mvarh)	Alle store producenter >50 MW, tilsluttet eltransmissionsnet	Producenter leverer kontinuert spændingsregulering og skal levere reaktiv effekt efter reference fra NG ESO
Storbritannien	Enhanced reactive power service	Udbud hver 6. måned	Kapacitetsbetaling + Variabel (pr. Mvarh)	Anlæg tilsluttet eltransmissionsnettet	For anlæg som kan levere ydelser udover ORPS-krav, blandt andet ingen afhængighed til aktiv effektleverance

Tabel 24 Oversigt over fremskaffelse af spændingsregulering og reaktiv effekt.

14.2 Fast frequency response

Fast frequency response er reserver med meget hurtig aktiveringstid. Typisk er fast frequency response relevant for synkronområder med forholdsvis lav inertie og anvendes til at begrænse frekvensafvigelse under fejl ved at levere "power boost" i eltransmissionssystemet, fx ved produktionsudfald. Grundlæggende principper for dette produkt er ens på tværs af lande, hvor det er introduceret, mens selve dimensioneringen af mængden og aktiveringstider er afhængige af egenskaber for det relevante synkronområde.

Der var introduceret det nye FFR-produkt i 2020, som beskrevet i afsnit 6.2.1, hvor også de øvrige internationale erfaringer var inddraget.

Land eller synkronområde	Produkt	Fremskaffelse	Periodicitet	Bidrager
Storbritannien²⁴	Enhanced frequency response (EFR) købes ikke længere Fast acting frequency response produkt er under udvikling	Udbud, Kapacitetsbetaling	Variende udbudsperiode	Efter gældende udbudsbetinger
Ireland²⁵	Fast frequency response	Udbud	Min 5 år kontrakter	Efter gældende udbudsbetinger
Kontinental Europa	Ingen			
Norden	Fast frequency reserve som beskrevet i afsnit 6.2.1			

Tabel 25 Oversigt over fremskaffelse af Fast frequency response.

14.3 Lokal fleksibilitet med geografisk tags

Der findes flere muligheder for at løse flaskehalse i eltransmissionsnettet, men undersøgelser viser, at der ikke findes et produkt i Europa, som kan købes på kontinuerlige markeder for at håndtere det. I Danmark er flaskehalse typisk ikke langvarige, da de oftest skyldes VE-produktion. Det vil sige, at der kan være nogle timer i træk, hvor der blæser meget og er samtidig sol. Samtidig kan de lokale flaskehalse også opstå i forbindelse med at Energinet foretager reparationer i transmissionsnettet.

Det vil sige, at Energinet vil købe op-/nedregulering de få timer og de få steder, hvor der er behov. Energinet har i 2021 fået godkendt en metodeanmeldelse for lokal fleksibilitet, ved hjælp af denne metode arbejder Energinet på at introducere et koncept, som kan implementeres med mindre justeringer i eksisterende markeder, så produktet kan købes kontinuert efter behov.

Land	Produkt	Fremskaffelse	Periodicitet	Bidrager
Storbritannien²⁶	Transmission constraint management	Hvor det er muligt udbud, ellers bilaterale kontrakter	Afhængig af flaskehalse type	Efter gældende udbudsbetinger
TenneT (Tyskland)	Reserve Power for Other Purposes	Bilaterale kontrakter	Variierende	Efter gældende udbudsbetinger

Tabel 26 Oversigt over fremskaffelse af lokal fleksibilitet.

²⁴ <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/enhanced-frequency-response-efr>

²⁵ SEM-13-098 DS3 System services Technical Definitions Decision Paper

²⁶ <https://www.nationalgrideso.com/transmission-constraint-management?technical-requirements=>

15. Trendanalyse af markedsudviklingen på systemydelsesmarkedet i de kommende år

I forlængelse af Energistyrelsens anbefalinger i markedsmodel 3.0 har Energinet i dette års behovsvurdering for systemydelser udarbejdet en langsigtet trendanalyse. Markedstrendanalysen udvikles løbende og vil man læse yderligere om Energinets elmarkedsudvikling kan dette findes i Elmarkedsorienteringen, 2021²⁷.

Frem mod 2030 er der en række markedsudviklingstiltag der sigter på at få muliggjort, at mange nye typer af aktører, kan deltage i systemydelsesmarkederne og derved skabe større likviditet i markederne. Dette er med til at sikre en omkostningseffektiv høj forsynings sikkerhed i et 100% grønt elsystem. Det er en vigtig opgave allerede i dag at sikre hensigtsmæssige tekniske og økonomiske rammer for nye typer af teknologier, gennem fælles nordiske og europæiske markeder. Herved vil udviklingen i hele Europas elsystem have en betydning for den danske stabilitet, da både behov og udbud kan blive påvirket. Derfor identificeres tendenser ikke kun lokalt, men også regionalt og globalt.

Energinet arbejder aktivt med ovenstående ved bl.a. vidensdeling med eksisterende og potentielt kommende aktører på systemydelsesmarkederne, samt brancheorganisationer og andet. Dette sker bl.a. gennem pilotprojekter, innovationsforløb, aktørmøder osv.

Med nedslag i 2030 vurderes ubalancer at være kraftigt stigende som følge af den voksende kapacitet af VE samt fleksibelt og prisfølsomt forbrug. Alt andet lige forventes ubalancerne at stige til mere end det dobbelte i ekstreme situationer sammenlignet med i dag, bl.a. pga. afvigelse fra produktions- og forbrugsprognoser. For at kunne imødekomme behovet skal der sikres aktiv deltagelse på systemydelsesmarkederne fra VE og hele det fleksible forbrug. VE og fleksibelt forbrug, særligt PtX anlæg, forventes at have de nødvendige egenskaber til at kunne deltage på markederne, og derved også bidrage til balanceringen og stabiliteten af elsystemet.

På udbudssiden arbejder Energinet for og forventer øget deltagelse på systemydelsesmarkederne fra bl.a. vindmøller, solceller, batterier og andre lagerteknologier, elbiler, industrielt forbrug, elkedler, varmepumper, PtX-anlæg, etc. Disse teknologiers forventede installerede kapacitet er i hastig vækst. Dog vil den tilgængelige kapacitet til levering af systemydelser være mindre per installeret kapacitet sammenlignet med f.eks. kraftværker. Dette er grundet afhængigheder til f.eks. vejr, varmebehov og andre primære funktioner. Behovet for især balanceringsenergi og balanceringskapacitet forventes at være stigende, hvorfor der er behov for en endnu større deltagende kapacitet fra de før nævnte teknologier på disse markeder. Derfor har disse reserver også et ekstra fokus fra Energinet.

Energinet har senest foranlediget af en forespørgsel fra Forsyningstilsynet i 2019 offentliggjort en rapport²⁸, der vurderer det tekniske potentiale for levering af systemydelser fra vind, sol, forbrug, batterier, elektrolyse, etc. Rapporten er udarbejdet af Rambøll og vurderer de nye teknologiers potentialer ift. levering af Fast Frequency Reserve (FFR), Frequency Containment Reserve (FCR i DK1), Normal Frequency Containment Reserve (FCR-N i DK2), Disturbance Frequency Containment Reserve (FCR-D i DK2), Automatic activated Frequency Restoration Reserve (aFRR), Manual activated Frequency Restoration Reserve (mFRR), og spændingsregulering.

Følgende Tabel 27 illustrer den forventede markeds- og behovstrend for systemydelser over de kommende år. For grafisk præsentation af systemydelser se bilag 1.

²⁷ Elmarkedsorientering 2021: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Elmarkedsorientering-2021>

²⁸ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Nyheder-om-systemydelser/Rapport-om-levering-af-systemydelser-fra-nye-teknologier>

Ydelse	Behov	Bidrager til	Status	Behovs-trend	Markeds-trend
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1, 6.1.2)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort	↑	Nordisk marked nov. 2022 Europæisk marked medio 2024
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Behov på 684 MW i DK1 i 2022. Behov på 623 MW i DK2 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort	↑	Nordisk marked (2023/2024)
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.4)	Behov på op til 90 MW i DK1 i 2022. Behov på 40-60 MW i DK2 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort	↑	Nordisk marked 2022
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D, FCR-D down og FCR-N) (afsnit 6.2.1)	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2022. Behov på 44 MW FCR-D i DK2 i 2022. Behov på op til -42 MW FCR-D- down i DK2 i 2022. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort	↑	Nordisk marked 2023/2024
Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.3.1)	Behov på forventeligt 0-30 MW FFR i DK2 i 2022. Behovet vurderes per time og offentliggøres før auktionen, dagen før driftsdøgnet.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort	↑	÷
Spændingsregulering (afsnit 7)	Det er et krav at alle transmissionstilsluttede produktionsanlæg kan drives i spændingsregulering, jf. EU-lovgivningen Requirements for Generators (RfG'en).	Spændingsstabilitet	Reguleret af EU lovgivning	÷	÷
Behov i forbindelse med revisioner, fx ekstra systembærende kapacitet (afsnit 8)	Hvis bestemte komponenter er ude af drift på grund af fx revision, kan alle de øvrige beskrevne behov blive påvirket. Fx	Spændingsstabilitet, vinkelstabilitet	Markedsgjort	≈ Varierer	÷

	ekstra systembærende kapacitet, hvor behov opgøres løbende og indkøbes igennem udbud.				
Systemgenoprettelsesreserve (afsnit 9)	Energinet har behov for to tekniske uafhængige systemgenoprettelsesreserve i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet.	Systemgenopbygning	Markedsgjort	= ingen ændring	÷
Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)	Energinet har behov for reserveforsyninger på tre øer. Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW	Systemgenopbygning	Markedsgjort	= ingen ændring	÷
Nettilstrækkelighed (afsnit 10)	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i eltransmissionsnettet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i eltransmissionsnettet.	Undgå overbelastninger	Markedsgjort.	≈ Varierer	÷
Effekttilstrækkelighed (afsnit 11)	Energinet revurderer løbende effekttilstrækkeligheden og tager mitigerende tiltag i brug, hvis det vurderes nødvendigt. Der er med de nuværende forventninger ikke behov for ydelser til at sikre effekttilstrækkeligheden i 2022.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort	÷	÷
Kortslutningseffekt (afsnit 13.4)	Anvendes kun som indikator for spændingsfølsomheden og netstyrken		Der arbejdes ikke videre med markedsførelse.	÷	÷

Tabel 27 Oversigt over udvikling for markeder og behov. Læs uddybende om markedsudviklingen i Energinets systemydelsesmarkeder i Elmarkedsorienteringen, 2021.

16. Nordic balancing model (NBM) - konsekvenser for balanceringen

Udviklingen går mod et grønt, integreret og harmoniseret europæisk elmarked. Dette kræver en ny model for balancering af det nordiske elsystem. For at opnå dette har de nordiske TSO'er etableret et samarbejde om en ny nordisk balancemodel (NBM). Den nye nordiske balanceringsmodel vil sikre effektiv forsyningssikkerhed og balanceringskoncepter der er i overensstemmelse med de europæiske netværkskoder.

Ud over implementering af de europæiske netværkskoder, indebærer NBM den mest omfattende omstrukturering af aktiviteter siden deregulering af elmarkedet. NBM indebærer betydelige ændringer for markedsaktører, distributionssystemoperatører (DSO'er) og andre interessenter.

Den nye balanceringsmodel omfatter bl.a. implementeringen af et nyt nordisk aFRR kapacitetsmarked, en ny 1-pris model for ubalanceafregning, et nyt nordisk mFRR energi aktiverings marked, 15 minutters ubalanceafregning og tilslutning til de kommende europæiske markedsplatforme for aFRR og mFRR (Mari og Picasso).

Desuden medfører NBM et skift fra det nuværende fælles nordiske frekvensbaseret synkronområde til et fremtidigt områdebaseret synkronområde i lighed med det centraleuropæiske koncept (ACE). På grund af affødt stigende kompleksitet skifter interne TSO kontrolrumsprocesser derfor fra manuelle processer baseret på operatørkendskab og erfaring til mere automatiserede processer, som kræver omfattende ændringer i processer og IT-investeringer.

17. Referencer til europæisk perspektivering

- ENTSO-E: <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/#2018-survey-ancillary>
- Statnett: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/systemtjenester/>
- Svenska kraftnät: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/anslut-till-stamnatet/>
- EIRgrid: <http://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/>
- National Grid ESO: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services>
- Fingrid: <https://www.fingrid.fi/en/services/power-transmission/#reactive-power->
- TenneT NL: <https://www.tennet.eu/electricity-market/ancillary-services/>
- RED electrica: <https://www.ree.es/en/datos/publications/annual-system-report/ancillary-services-preliminary-report-2018>

Bilag 1

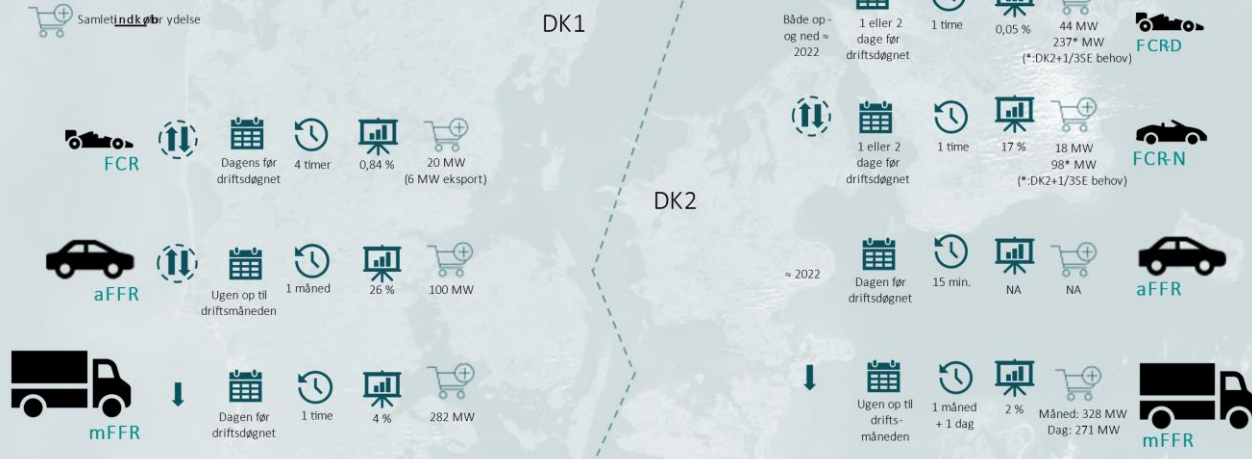
Grafisk præsentation af systemydelse



SYSTEMYDELSER: DEEP DIVE

ENERGINET

-  Op- og nedjustering af forbrug sælges samlet
-  Op- og nedjustering af forbrug sælges hver for sig
-  Der indkøbes kun nedjustering af forbrug
-  Samlet **indkøbs** ydelse
-  Frist for indmeldelse af bud
-  Tidsrum for levering
-  Load factor (2019/2020)



BUDPLAN – DK1

Til højre ses kronologien af de forskellige markeder en aktør i DK1 har mulighed for at deltage i. Tidspunkterne beskriver hvornår bud senest kan indmeldes til de respektive markeder.

1. aFFR
2. FCR
3. mFFR
4. Spotmarkedet
5. Intra-day
6. Regulerkraftbud

I dag indkøbes aFFR per måned. Dette vil ændre sig forventeligt i 2024 til et indkøb per time. FCR indkøbes i blokke af 4 timer, og de resterende markeder handles per time.

Intra-day og regulerkraft vil handles per kvarter forventeligt fra 2023.

DK1

aFFR:
kl. 10, 2. sidste hverdag
før driftsmåned

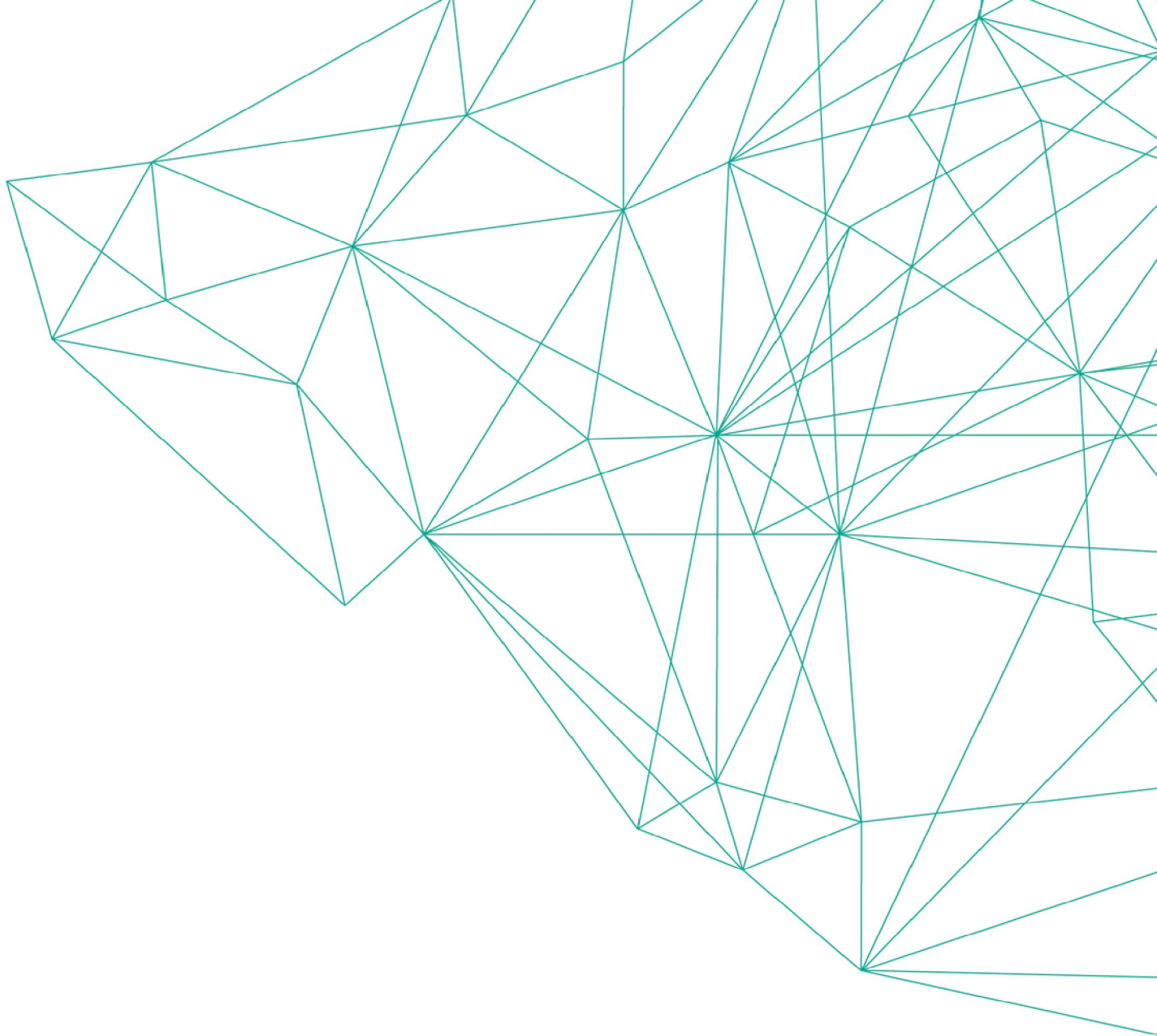
FCR:
kl. 8, dagen før
driftsdøgn

Spotmarked:
kl. 12, dagen før
driftsdøgn

mFFR:
kl. 9:30, dagen før
driftsdøgn

Regulerkraftbud:
45 minutter før
driftstimen

Intraday:
60 min før
driftstimen



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

KOLOFON

Forfatter: EDM/SLD
Dato: 30. september 2021