



ENERGINET

RAPPORT

# BEHOVSVURDERING FOR SYSTEMYDELSER

# 2023



## Indhold

Forkortelser .....	3
<b>1. Indledning og sammenfatning .....</b>	<b>4</b>
1.1 Ændringer siden sidste års behovsvurdering for systemydelser .....	7
1.2 Læsevejledning .....	7
<b>2. Lovgrundlag for behovsvurderingen .....</b>	<b>9</b>
2.1 Baggrund for opgørelse af behov .....	10
<b>3. Proces for markedsgørelse.....</b>	<b>11</b>
<b>4. Stabilitet i transmissionssystemet (robusthed) .....</b>	<b>12</b>
<b>5. Behov for systemydelser i 2023 .....</b>	<b>14</b>
<b>6. Frekvensstabilitet .....</b>	<b>16</b>
6.1 Frekvens og balanceringsreserver .....	17
6.1.1 Specialregulering på den dansk-tyske grænse .....	18
6.1.2 mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve .....	20
6.1.3 aFRR – Automatic Frequency Restoration Reserve .....	21
6.2 Udvikling af reservedimensioneringskonceptet for FRR.....	22
6.2.1 FCR – Frequency Containment Reserves .....	23
6.3 Inerti .....	23
6.3.1 Fast Frequency Reserve – FFR .....	24
<b>7. Spændingsregulering.....</b>	<b>25</b>
7.1 Kontinuert spændingsregulering i normal drift .....	25
7.2 Spændingsstøtte under fejl.....	25
7.3 Statisk spændingsregulering .....	26
<b>8. Behov under revisioner .....</b>	<b>27</b>
8.1 Metodebeskrivelse for situationer med ikke intakt net .....	27
8.2 Særlige episoder i 2023 .....	28
<b>9. Systemgenoprettelsesreserve.....</b>	<b>28</b>
9.1 Systemgenoprettelsesreserve (start fra dødt net) .....	28
9.2 Reserveforsyning af de danske øer .....	29
<b>10. Nettilstrækkelighed.....</b>	<b>30</b>
<b>11. Effekttilstrækkelighed .....</b>	<b>31</b>
<b>12. Bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter .....</b>	<b>32</b>
12.1 Dynamiske netkomponenter (synkronkompensatorer) .....	32
12.2 Passive netkomponenter .....	34
12.3 FACTS .....	35

## 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 transmissionssystemet og dermed elforsyningsikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for *systemydelser*. Ydelserne er nødvendige for at sikre stabilitet i transmissionssystemet under både normaldrift og ved genetablering efter fejl.

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. I det følgende vil betegnelserne DK1 og DK2 blive anvendt.

Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
<b>Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1, 6.1.2)</b>	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)</b>	Behov på 684 MW i DK1 i 2023. Behov på 600 MW i DK2 i 2023.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.4)</b>	Behov på op til 90 MW i DK1 i 2023.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D, FCR-D down og FCR-N) (afsnit 6.2.1)</b>	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2023. Behov på 44 MW FCR-D i DK2 i 2023. Behov på op til -42 MW FCR-D- down i DK2 i 2023. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2023.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.3.1)</b>	Behov på forventeligt 0-30 MW FFR i DK2 i 2023. Behovet vurderes per time og offentliggøres før auktionen, dagen før driftsdøgnet.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Spændingsregulering (afsnit 7)</b>	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
<b>Behov i forbindelse med revisioner, fx ekstra systembærende kapacitet (afsnit 8)</b>	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
<b>Systemgenoprettelsesreserve (afsnit 9)</b>	Energinet har behov for to tekniske uafhængige systemgenoprettelsesreserver i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet. De nuværende anlæg for denne ydelse leverer ydelsen i perioden 1. januar 2022-31. december 2024.	Systemgenopbygning	Markedsgjort

Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
<b>Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)</b>	Energinet har behov for reserveforsyninger på tre øer. Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW	Systemgenopbygning	Markedsgjort
<b>Nettilstrækkelighed (afsnit 10)</b>	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i transmissionssystemet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i transmissionssystemet.	Undgå overbelastninger	Markedsgjort.
<b>Effekttilstrækkelighed (afsnit 11)</b>	Energinet revurderer løbende effekttilstrækkeligheden og tager mitigerende tiltag i brug, hvis det vurderes nødvendigt. Der er med de nuværende forventninger ikke behov for systemydelse til at sikre effekttilstrækkeligheden i 2023. Den nuværende energikrise i Europa kan dog ændre dette behov med relativt kort varsel, og Energinet følger udviklingen løbende	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Kortslutningseffekt (afsnit 13.4)</b>	Anvendes kun som indikator for spændingsfølsomheden og netstyrken		Der arbejdes ikke videre med markedsgørelse.

Tabel 1 Oversigt over identificerede behov.

Derudover er der i behovsvurderingen for systemydelser beskrevet behov, der i dag ikke markedsgøres. 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 transmissionssystemet.
- At transaktionsomkostningerne ikke står mål med den potentielle gevinst ved markedsgørelse.

Energinet forventer at gøre følgende i forhold til behovsvurdering for systemydelser og markedsgørelse 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 vurdering af systemydelser som kan markedsgøres.
- Fortsætter løbende revurdering af produktdefinitioner for at tiltrække nye leverandører og samtidig sikre tilstrækkelig leveringskvalitet.

Særligt for denne udgave af behovsvurderingen for systemydelser er den nuværende forsyningskrise i Europa, grundet den igangværende krig i Ukraine og afbruddet af russisk naturgas har stor effekt på europæisk, og derved også dansk, elforsyningsikkerhed indtil Europa er uafhængig af russiske naturgas.

Grundet uforudsigeligheden og store ændringer som er sket over kort tid, er det vigtigt at behovsvurderingen for systemydelse 2023 skal læses i denne kontekst. Vurderinger om behov og forventninger hertil, særligt om effekttilstrækkelighed, har vist sig at kunne ændre sig med kort varsel. Behovsvurderingen for systemydelser beskriver forventningerne som Energinet ser dem i skrivende stund<sup>1</sup>.

*Behovsvurdering for systemydelser 2023* er udarbejdet af Energinet Systemansvar på vegne af Energinet.

Behovsvurdering for systemydelser beskriver, hvordan Energinet definerer behovet, og hvilke systemydelser der bruges til at dække dette behov. Behovsvurdering for systemydelser skal understøtte § 28 i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionssystemet<sup>2</sup>.

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. Dette arbejde beskrives nærmere i detaljer i Scenarierapport 2022-2032<sup>3</sup> som udgives samtidig med Behovsvurderingen for systemydelser.

Det er Energinets ansvar at sikre en forsat høj forsyningssikkerhed også under de store forandringer som sker i elsystemet i forbindelse med overgangen til et 100% grønt elsystem frem mod 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.

Behovsvurdering for systemydelser beskriver den tekniske baggrund relativt detaljeret. Dette er gjort 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 markedsgørelse er baseret på en række principper. Principperne har til formål at sikre det bedst mulige grundlag for markedsgørelse af transmissionssystemets behov for systemydelser og sikre, at en eventuel markedsgørelse hænger sammen med elsystemets fysik. Principperne er udarbejdet således, at de opfylder retningslinjerne i lovgrundlaget:

- Energinet opgør behovet for systemydelser efter indregning af transmissionssystemet og anlæg tilsluttet under gældende nettilslutningskrav, da transmissionssystemet 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 elforsyningssikkerhed. 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 markedsgøres.
- Behovet defineres, så det kan dækkes gennem en teknologineutral produktdefinition og efterfølgende ydelse, som sikrer den ønskede kvalitet.
- Europa-Kommissionens statsstøtteregler skal overholdes i forbindelse med fremskaffelse af systemydelser. Det gælder ved behov for systemydelser, 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 transmissionssystemet.

<sup>1</sup> Ændringer udmeldes af Energinet. Se mere på [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk).

<sup>2</sup> Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionssystemet - <https://www.retsinformation.dk/eli/ta/2021/1067>

<sup>3</sup> Scenarierapporten kan findes sammen med behovsvurderingen for systemydelser på Energinets hjemmeside - <https://energinet.dk/EI/Systemydelser/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>.

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

### 1.1 Ændringer siden sidste års behovsvurdering for systemydelse

Grundlæggende er afsnit om markedsperspektivering og markedsudvikling længere end 5 år flyttet fra denne rapport og håndteres i stedet i Scenariereport 2022-2032.

Behovsvurdering for systemydelse 2023 indeholder følgende ændringer sammenlignet med den sidste udgave af Behovsvurdering for systemydelse (2022):

- **FCR-D nedregulering**  
I 2022 blev FCR-D-nedregulering indkøbt fra 1. september.
- **Lokal fleksibilitet**  
Metoden for lokal fleksibilitet blev godkendt af FSTS 23. juni 2021. Energinet har anmeldt et tillæg til denne vedrørende krav til geo-tag på alle regulerkraftbud, for at sikre funktionaliteten i det kommende nordiske mFRR EAM.
- **Udvikling af fælles nordisk aFRR kapacitetsmarked**  
Energinets andel af det nordiske aFRR behov forventes at stige til 60 MW ultimo 2022, hvor indkøbet af aFRR forventeligt påbegyndes i et fælles nordisk aFRR-kapacitetsmarked med levering på timeniveau.
- **Udvikling af reservedimensioneringsmetode i Norden**  
En ny metode for reservedimensionering er udarbejdet 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 giver et bedste bud på hvordan reservebehovet kommer til at være i fremtiden.  
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).

### 1.2 Læsevejledning

Behovsvurdering for systemydelse 2023 er inddelt i 12 afsnit og bilag, hvor afsnit 1 er denne introduktion.

Afsnit 2 beskriver baggrund og lovgrundlag for behovsvurderingen for systemydelse.

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 transmissionssystemet, både i normal drift og under fejl.

Afsnit 5 giver et overblik over behov for systemydelse identificeret for 2023.

Afsnit 6 uddyber opgørelsen af behovet for at sikre frekvensstabilitet i 2023.

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 effekttilstrækkelighed i 2023 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 Energis synkronkompensatorer beskrives også synkronkompensatorers bidrag til transmissionssystemets stabilitet.



## 2. Lovgrundlag for behovsvurderingen

Behovsvurdering for systemydelser 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)<sup>4</sup>. 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 2022<sup>5</sup> anbefales et niveau af forsynings sikkerhed på ca. 99,993 procent frem mod 2032, hvilket svarer til ca. 38 afbrudsminutter, hvor 7 minutter henføres til Energinet.

Behovsvurderingen for systemydelser er udarbejdet i henhold til bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionssystemet (BEK nr. 1067 af 28/05/2021) § 30. For yderligere uddybning henvises til tidligere udgivelser af behovsvurderingen for systemydelser<sup>6</sup>.

### Systemtariffen

#### Markedsgørelse i henhold til systemansvarsbekendtgørelsen

I henhold til § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen, har Energinet markedsgjort størstedelen af ydelserne til at sikre elforsynings sikkerheden. Tabel 2 giver et overblik over hvilke ydelser som er markedsgjort.

Ydelse	Status	Beskrivelse
<b>Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering</b> (afsnit 6.1.1, 6.1.2)	Opfyldt	1. Omkostninger til frekvens- og balanceringsreserver er dækket af systemtariffen.
<b>Manuelle reserver (mFRR-kapacitet)</b> (afsnit 6.1.3)	Opfyldt	2. Behovet for hvert produkt er angivet i MW.
<b>Automatiske reserver (aFRR-kapacitet)</b> (afsnit 6.1.4)	Opfyldt	3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.
<b>Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N)</b> (afsnit 6.2.1)	Opfyldt	4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.
<b>Frekvensstabilitet (DK2: Fast Frequency Reserve)</b> (afsnit 6.3.1)	Opfyldt	5. Energinets egne anlæg kan ikke producere frekvens- og balanceringsreserver.
<b>Systemgenoprettelsesreserve (Start fra dødt net) i DK1 og DK2</b> (afsnit 9)	Opfyldt	1. Omkostninger til frekvensstabilitet skal dækkes af systemtariffen.
<b>Reserveforsyning af Bornholm, Læsø og Anholt</b> (afsnit 9)	Opfyldt	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 systemgenoprettelsesreserve og reserveforsyning er dækket af systemtariffen.
		2. Behovet for hvert produkt er angivet i MW.
		3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.
		4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.

<sup>4</sup> System Operation Guideline: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

<sup>5</sup> <https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/2022-09-Redegoerelse-for-elforsynings-sikkerhed-2022>

<sup>6</sup> Tidligere udgaver af behovsvurdering for systemydelser kan findes her: <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

Ydelse	Status	Beskrivelse
		5. Energinets egne anlæg er en del af behovsvurderingen.
<b>Behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikkeintakt net</b> (afsnit 8)	Opfyldt	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Omkostninger til ekstra systembærende egenskaber er dækket af systemtariffen.</li> <li>2. Behovet er ikke defineret i MW eller anden fysisk enhed.</li> <li>3. Behovet er angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.</li> <li>4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.</li> <li>5. Energinet opgør behovet efter bidrag fra egne anlæg.</li> </ol>
<b>Ydelser til sikring af elforsyningsikkerheden i situationer med manglende effekttilstrækkelighed</b> (afsnit 11)	Opfyldt	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Omkostninger til ydelser til sikring af effekttilstrækkeligheden er dækket af systemtariffen.</li> <li>2. Behovet for hvert produkt vil blive angivet i MW.</li> <li>3. Behovet vil blive angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.</li> <li>4. Udbudsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen.</li> <li>5. Energinets egne anlæg kan ikke producere effekt.</li> </ol>
<b>Ydelser til at afhjælpe flaskehalse i situationer med manglende nettilstrækkelighed</b> (afsnit 10)	Opfyldt	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Omkostninger til flaskehalshåndtering skal dækkes af systemtarif.</li> <li>2. Behovet for produktet er angivet i MWh.</li> <li>3. Behovet vil blive angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område.</li> <li>4. Udbudsbetingelserne definerer de tekniske krav for leveringen.</li> <li>5. Energinets egne anlæg kan ikke producere effekt.</li> </ol>
<b>Spændingsstabilitet: kontinuert spændingsregulering</b> (afsnit 7 og 12.3)	Parakeret	Energinet ser for nuværende ikke et behov for at fremskaffe kontinuert spændingsregulering i normaldrift ud over hvad der leveres fra Energinets egne integrerede netkomponenter. Den fremadrettede driftsfilosofi for alle transmissionstilsluttede produktionsanlæg og som en del af omstillingen til et VE-domineret transmissionssystem, er fortsat kontinuert spændingsregulering.

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

### 2.1 Baggrund for opgørelse af behov

En af Energinets grundlæggende ansvarsområder er at sikre stabilitet i transmissionssystemet, både i normal drift (steady state) og under fejl. Ansvar for at sikre stabilitet i transmissionssystemet er den primære bagvedliggende årsag til behovet for systemydelser. 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 transmissionssystemet. 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 transmissionssystemet. Denne type af stabilitet er et systemniveaufænomen, hvilken kan håndteres på systemniveau. Det vil sige, at transmissionssystemets 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 transmissionssystemet. Her er selve strukturen (topologien) af transmissionssystemet og komponenternes evner afgørende for at håndtere stabiliteten. Enhver ændring i driftsparametre eller kobling i transmissionssystemet påvirker transmissionssystemets 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 systemydelse skal understøtte § 19 i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionssystemet:

*"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.

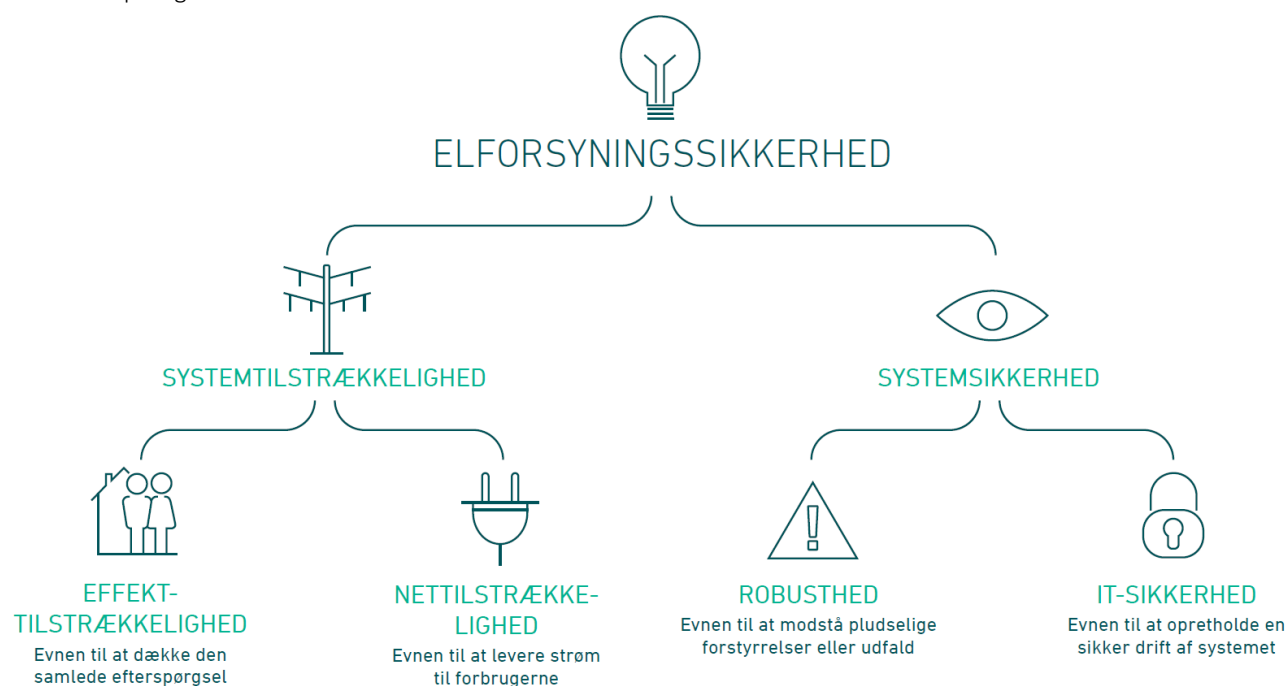
Energinet er opmærksom på, at der som led i den grønne omstilling kan være produkter som for nuværende ikke kan markedsgøres, men som på længere sigt kan gøres relevante for markedsgørelse. Tidlig aktørdialog og generel interesseinddragelse er et vigtigt element i udformningen af nye produkter til kommende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

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

Dette område håndteres i nærmere detaljer under Scenarierapport 2022-2032 som udgives samtidig med behovsvurderingen for systemydelse 2023.

## 4. Stabilitet i transmissionssystemet (robusthed)

Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020<sup>7</sup> beskriver, hvad elforsyningsikkerhed er. Strukturen for forsyningsikkerhed er vist på Figur 1.



Figur 1 Illustration af begrebet elforsyningsikkerhed.

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 transmissionssystemet 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 transmissionssystemet.

### Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet beskriver, om den aktive effektbalance i transmissionssystemet er opretholdt. Overstiger elforbruget 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. Transmissionssystemets inertie fra synkron-generatorer og elforbrug medvirker til at begrænse disse frekvensændringer. Dette forhold dækkes af alle synkronanlæg tilsluttet transmissionssystemet 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.

<sup>7</sup> <https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/2022-09-Redegørelse-for-elforsyningsikkerhed-2022>

### Spændingsstabilitet

Spændingen påvirkes blandt andet af transmissionssystemets belastning, ændring på udlandsforbindelser og ind- eller udkobling af netkomponenter. Spændingen i transmissionssystemet holdes inden for fastlagte driftsgrænser 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 kompenseringssystemer 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 transmissionsnet, 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 som, hvis transmissionssystemet 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 transmissionssystemet kaldes dette vinkelstabilitet, og egenskaberne afhænger af belastningen af transmissionssystemet, 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 2023

De fleste behov for systemydelser i rapporten er opdelt i et vstdansk 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
<b>Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1, 6.1.2)</b>	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)</b>	Behov på 684 MW i DK1 i 2023. Behov på 600 MW i DK2 i 2023.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.4)</b>	Behov på op til 90 MW i DK1 i 2023.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D, FCR-D down og FCR-N) (afsnit 6.2.1)</b>	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2023. Behov på 44 MW FCR-D i DK2 i 2023. Behov på op til -42 MW FCR-D- down i DK2 i 2023. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2023.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.3.1)</b>	Behov på forventeligt 0-30 MW FFR i DK2 i 2023. Behovet vurderes per time og offentliggøres før auktionen, dagen før driftsdøgnet.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Spændingsregulering (afsnit 7)</b>	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
<b>Behov i forbindelse med revisioner, fx ekstra systembærende kapacitet (afsnit 8)</b>	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
<b>Systemgenoprettelsesreserve (afsnit 9)</b>	Energinet har behov for to tekniske uafhængige systemgenoprettelsesreserver i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet.	Systemgenopbygning	Markedsgjort
<b>Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)</b>	Energinet har behov for reserveforsyninger på tre øer. Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW	Systemgenopbygning	Markedsgjort

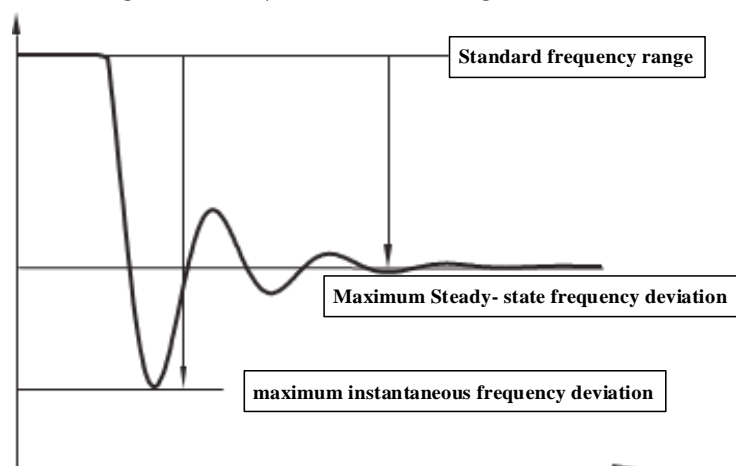
Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
<b>Nettilstrækkelighed (afsnit 10)</b>	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i transmissionssystemet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i transmissionssystemet.	Undgå overbelastninger	Markedsgjort. .
<b>Effekttilstrækkelighed (afsnit 11)</b>	Energinet 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 2023. Den nuværende energikrise i Europa kan dog ændre dette behov med relativt kort varsel.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
<b>Kortslutningseffekt (afsnit 13.4)</b>	Anvendes kun som indikator for spændingsfølsomheden og netstyrken		Der arbejdes ikke videre med markedsførelse.

Tabel 3 Oversigt over identificerede behov.

## 6. Frekvensstabilitet

At sikre, at systemfrekvensen opretholdes inden for de tilladte grænser under en fejl, er vigtigt for transmissionssystemet. 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 transmissionssystemet 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 2 Frekvensforløb under en fejl. Tid på x-aksen, frekvens på y-aksen.

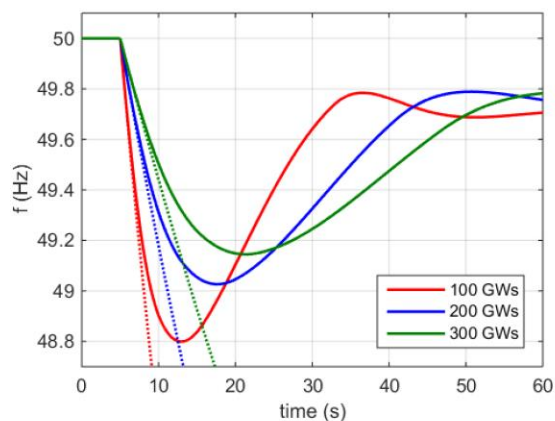
Grænseværdierne for tilladte frekvensafvigelser er givet i SOGL. Ved frekvensafvigelser større end grænseværdierne "maximum instantaneous frequency" vil der være begyndende risiko for automatisk elforbrugsaflastning.

	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 3. Den stiplede linje viser fejlforløbet uden FCR.





Figur 3 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 inertie 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.

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, håndterer 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. En oversigt over manuelle og automatiske reserver er ses under 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)	

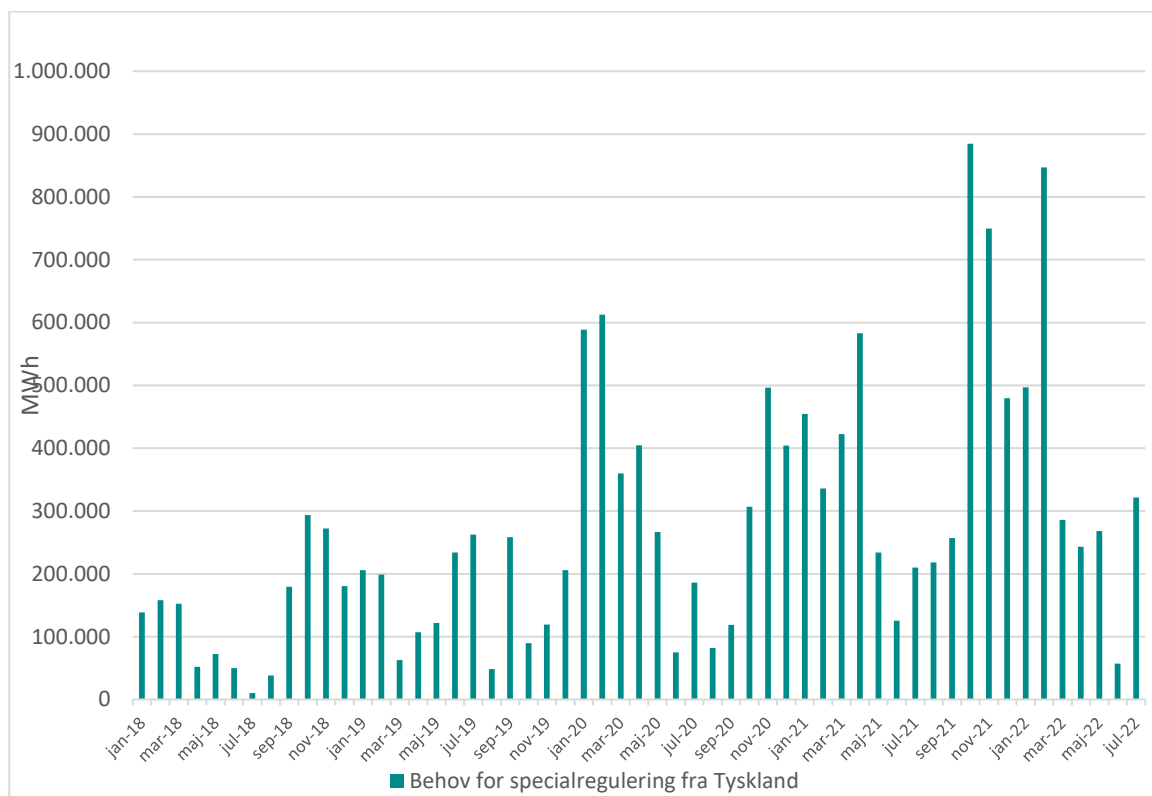
Tabel 5 Oversigt over reservetyper i Danmark.

### 6.1.1 Specialregulering på den dansk-tyske grænse

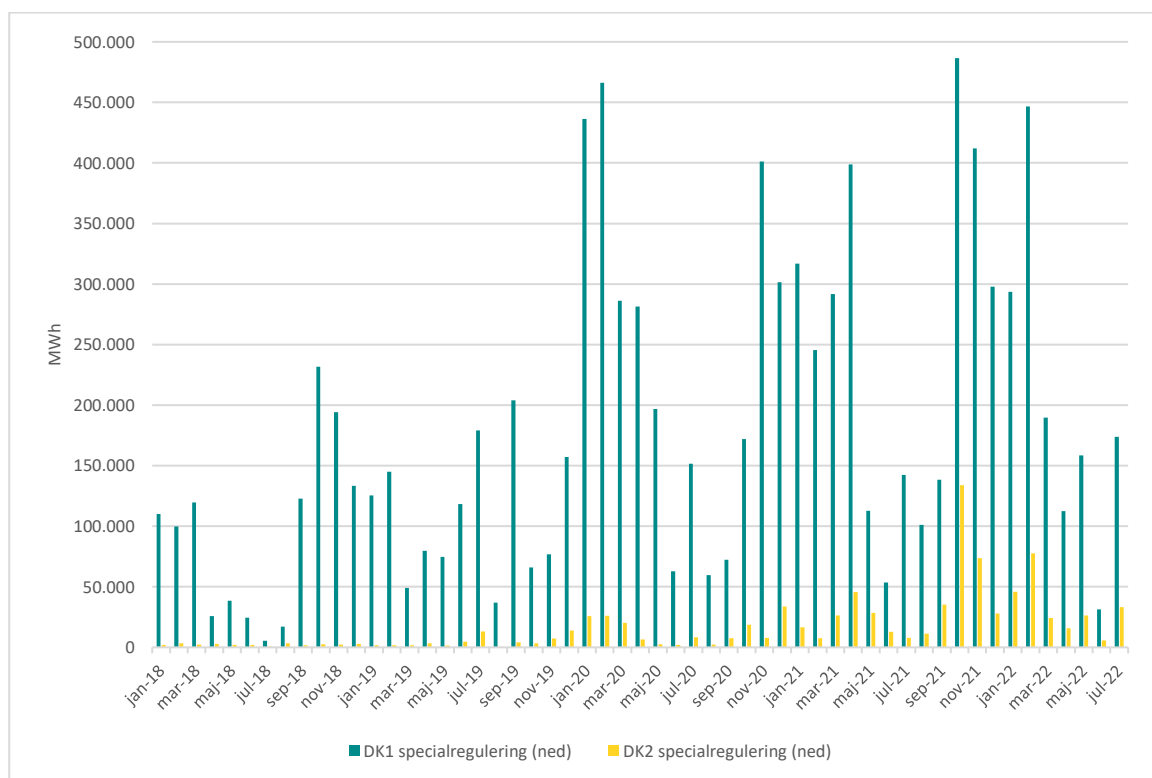
Gennem de seneste år har Energinet i samarbejde med den tyske transmission system operator (TSO) TenneT aktiveret en betydelig mængde specialregulering fra det nordiske regulerkraftmarked hos leverandører i Vestdanmark (DK1), som afhjælper netproblemer i det nordtyske transmissionsnet. Netproblemerne 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. Dette kan ske uden hensyntagen til den normale prisrækkefølge, og afregningen sker til den tilbudte pris (pay-as-bid).

Figur 4 viser det samlede behov for nedregulering fra Tyskland. Figur 5 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. Der gøres her opmærksom på at specialregulering for opreguleringer har været minimalt siden behovsvurdering for systemydelse 2022 blev udgivet. Dette er derfor udeladt af dette års behovsvurdering.



Figur 4 Behov for specialregulering fra Tyskland.



Figur 5 Oversigt over mængden af (MWh) specialnedregulering 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 fik 28 juni 2022 godkendt<sup>8</sup> den nye metode for indkøb af modhandelsenergi, og vil som følge heraf begynde at indkøbe modhandelsenergi i det grænseoverskridende Europæiske intraday marked når der anmodes om modhandel på en af energinets grænser. Implementeringen vil ske gradvist, således at der fra go-live maj 2023 vil blive indkøbt en støt stigende mængde modhandelsenergi på intraday markedet. Energinet skal senest i Q4 2023 handle alle modhandelsmængder i intraday markedet, da specialregulering herefter ikke kan benyttes til modhandel grundet implementeringen af Automated Nordic mFRR EAM, som medfører at mFRR bud aktiveres automatisk, og derfor kan mFRR bud ikke benyttes og afregnes pay-as-bid efter at balanceprisen er dannet.

9 september 2022 blev der implementeret en begrænsning<sup>9</sup> på hvor meget modhandel TenneT må bede om på DK1-DE. Begrænsningen bevirker at TenneT ikke må bede om mere modhandel end der er blevet planlagt af udveksling i day ahead fra DK1 til DE, og således kan modhandlen maksimalt medføre et nul-flow, og ikke vende flowet som vi ser det i dag. Hvis denne begrænsning havde været indført i 2021, så ville det have medført en reduktion i anmodet modhandelsmængder på 25%.

### 6.1.2 mFRR – Manual Frequency Restoration Reserve

I Vestdanmark dimensioneres reserveerne aFRR og mFRR samlet set som FRR. Tilsammen skal aFRR og mFRR dække udfald af største enhed i Vestdanmark (DK1), i dag COBRACable<sup>10</sup> 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.

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 januar 2021 lavet om fra at blive indkøbt på 5-årige kontrakter, til at blive indkøbt på et delt måneds- og dagsmarked.

Tabel 6 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 og den sandsynlige tilgængelighed af frivillige bud.

År	FRR, behov (aFRR + mFRR)	FRR, behov (aFRR + mFRR)
	DK1	DK2
2023	684 MW	660 MW
2024	684 MW	660 MW
2027	>684 MW	>680 MW

Tabel 6 Prognose for Energinets behov for FRR i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

<sup>8</sup> <https://afg.forsyningstilsynet.dk/h/42c520c9-70bc-4643-93f3-3f63bb755d28/4dcf4e3c578b46d3aa079a94cfec9bee?showExact=true>

<sup>9</sup> <https://energinet.dk/El/Nyheder-om-elsektorens-rammer-og-regler/2022/06/24/Limit-on-structural-countertrade-on-the-DE-DK1-border>

<sup>10</sup> COBRACable er dimensioneret til 700 MW – der er et tab på 16 MW i import.

Vestdanmark er en del af den tyske LFC-blok, og Østdanmark er en del af den nordiske LFC-blok. Der forventes ingen væsentlige ændringer i 2023 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.

Energinet har en bilateral aftale med Svenske Kraftnät vedr. deling af mFRR reserver mellem SE4 and DK2. I tilfælde af, at 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
- Modpartsreferencehændelse = største fejl i modpartens område syd for snit 2

### 6.1.3 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)<sup>11</sup> 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 7 viser henholdsvis Energinets forventede behov og forventede indkøb af aFRR i Vestdanmark inden for en fem-årig periode.

År	aFRR, DK1, behov
2023	90 MW
2024	90 MW
2027	115 MW

Tabel 7 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i Vestdanmark (DK1).

#### 6.1.3.1 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

<sup>11</sup> <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 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 8 Tabel 8 viser henholdsvis Energinets forventede behov for og forventede indkøb af aFRR i Østdanmark.

År	aFRR, DK2, behov
2023	60 MW
2024	60 MW
2027	80 MW

Tabel 8 Prognose for Energinets forventede behov for og indkøb af aFRR i Østdanmark (DK2).

## 6.2 Udvikling af reservedimensioneringskonceptet for FRR

Som beskrevet i afsnit 6.1.2 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 anmeldt. Behovet opstår grundet forventede voksende ubalancer, og der foreslås derfor i metoden at vurdere behovet baseret på historiske ubalancer i kombination med udfald af største enhed, N-1.

Grundet forventningen om et voksende behov for balanceringsenergi grundet stigende ubalancer, udvikler Energinet derudover 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 tidlig 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 elforsyningsikkerheden, 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 prisdølsomt 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 +/-22 MW, hvilket svarer til Vestdanmarks forholdsmæssige andel af elforbrug og elproduktion for synkronområdet. Behovet i Vestdanmark varierer kun i forhold til vores andel af det kontinentaleuropæiske synkronområde, men som følge af Energinets deltagelse i det europæiske FCR-indkøbssamarbejde (FCR Cooperation) kan danske eksportere 100 MW FCR-kapacitet til resten af FCR Cooperation.

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 2023 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, er FCR-D nedregulering implementeret i fra september 2022. FCR-D for Østdanmark bliver ca. +44/-42<sup>12</sup> MW.

Understående tabel indeholder det forventede behov for FCR i Vest- og Østdanmark baseret på forventninger til fremtidige delenheder.

År	FCR DK1, behov	FCR-N DK2, behov	FCR-D DK2, behov
2023	22 MW	18 MW	+44/-42 MW
2024	22 MW	18 MW	+44/-42 MW
2027	25 MW	19 MW	+46/-42 MW

Tabel 9 Forventet behov for FCR, FCR-N og FCR-D i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) frem mod 2027.

### 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.

<sup>12</sup> 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 transmissionssystemet 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 prognosticerer ud fra produktionsplaner for produktionsenheder i Norden. Behovet i DK2 forventes at fordele sig mellem 0-30 MW per time for 2023, 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 driftsdøgnet<sup>13</sup>. 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.<sup>14</sup>

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

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



## 7. Spændingsregulering

Der behov for kontinuert spændingsregulering og/eller spændingsstøtte afhængig af driftssituation for at sikre stabil og optimal drift af transmissionssystemet med et lille tab og en høj robusthed, ved normal drift og fejl.

For at regulere spændingen i transmissionssystemet skal der tilføres eller optages reaktiv effekt i de knudepunkter/stationer hvor spændingsregulering kræves.

Det skal bemærkes, at spændingsregulering kun kan udføres lokalt, da reaktiv effekt ikke kan transporteres over længere afstande gennem elsystemet. Det betyder, at anlæg til spændingsregulering skal være placeret tæt på de steder i elsystemet, hvor spændingsregulering kræves.

Foruden opnåelse af stabil og sikker drift sikre spændingsregulering også at statiske spændinger holdes inden for de tilladte grænser.

### 7.1 Kontinuert spændingsregulering i normal drift

I dag leveres kontinuert spændingsregulering af Energinets synkronkompensatorer, Flexible AC Transmission System (FACTS, se afsnit 12.3) 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 samt transmissionstilsluttede energilageringsanlæg drives i spændingsregulering på lige fod med øvrige transmissionstilsluttede produktionsanlæg. For at sikre driften af det fremtidige sammenkoblede elsystem, stiller Netreglen "Requirements for grid connection of generators", RfG'en, på lige fod med synkrongeneratoren krav til, at VE-produktion tilsluttet transmissionssystemet, også skal være i stand til at levere spændingsregulering<sup>15</sup>. Energinet forventer ikke at stille skærpede krav til spændingsregulering udover det, som er defineret i og godkendt jf. RfG'en. For producenter 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 med anvendelse af Energinets integrerede netkomponenter ved intakt net og i de fleste N-1 situationer, se afsnit 12. Der forventes ikke store ændringer i transmissionssystemets behov for kontinuert spændingsregulering 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 behovet markant. Det 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.

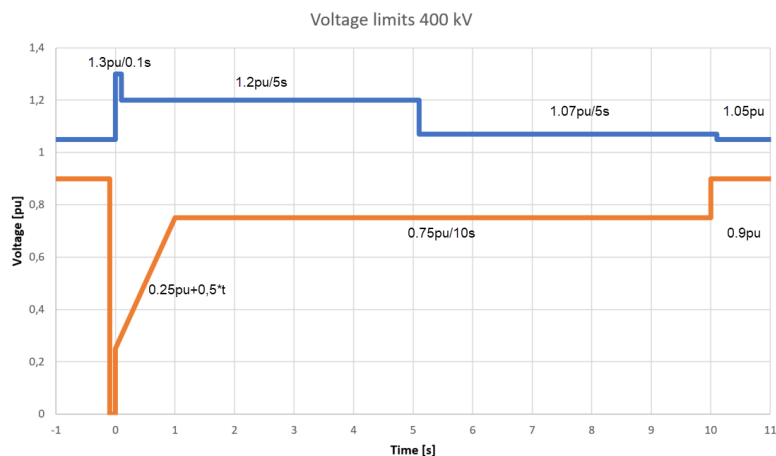
### 7.2 Spændingsstøtte under fejl

Kontinuert spændingsregulering benyttes desuden til at sikre spændingsstøtte under forstyrrelser eller fejl, for at holde spændingen inden for spændingsgrænserne, defineret i Figur 6, i alle stationer, efter en fejl er blevet frakoblet<sup>16</sup>. Dette

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

<sup>16</sup> <https://energinet.dk/El/Eltransmissionssystemet/Forudsætninger>

sikrer, at spændingen ikke kollapse eller stiger utilsigtet, og derved risikerer at udkoble systemunderstøttende komponenter, jf. tilslutningsbetingelser og RFG'en<sup>17</sup>. Hvis spændingen kommer uden for kurven, vil der kunne ske kaskadeudkoblinger med risiko for systemkollaps som værste konsekvens.



Figur 6 Indhyldningskurve til sikring af spændingsstabilitet efter fejl.

Spændingsstøttebidrag fra transmissionstilsluttet anlæg under fejl skaffes til dels gennem fault-ride-through funktionen (FRT) som sikre at anlægget ikke bortkobler under fejlen, og gennem fast-fault-current funktionen (FFC) (tidligere benævnt som reaktiv tillægsstrøm) hvor begge er obligatorisk, jf. netreglen RfG.

### 7.3 Statisk spændingsregulering

Behovet for passiv reaktiv kompensering i det danske transmissionssystem opstår hovedsageligt på baggrund af kabler og i begrænset omfang luftledninger i perioder med lav belastning. Kabler og luftledninger bliver normalt kompensert ved brug af reaktorer (kompenseringspoler). Derudover vil der fortsat være behov for løbende tilpasninger af den reaktive kompensering. Dette skyldes transformerforbrug, asynkrongeneratorer, HVDC-filtre og udveksling med transmissionstilsluttede distributionssystemer og nabolande.

Energinet har identificeret behov for reaktiv effekt kompensering på 400 kV station Fraugde og Vester Hassing. Dette håndteres gennem statisk spændingsregulering.

Det forventes at kompenseringsspolerne er idriftsat medio 2023 og primo 2024.

Baseret på den tekniske forskrift 2.1.3 opgør Energinet årligt, om Mvar-udvekslingen mellem de transmissionstilsluttede distributionssystemer og transmissionssystemet overholder de grænser, der er fastlagt i forskriften. Den seneste opgørelse<sup>18</sup> viser, at i alt 18 stationer i Vestdanmark og 1 station i Østdanmark overskrider grænseværdien på 15 Mvar. På baggrund af dette skal distributionsselskaberne udarbejde en redegørelse for, hvorledes overskridelserne vil blive håndteret. De konkrete tiltag i distributionsnettene, som følge af den reviderede teknisk forskrift 2.1.3, begyndt at blive implementeret fra Q4 2020. Et detaljeret overblik kan findes i Mvar rapporten.

Lang leveringstid på reaktive komponenter har medført flere netselskaber har været nødsaget til at udskyde etableringsåret for komponenterne. Det forventes at kompenseringsbehovet for størstedelen af stationerne er indfriet i 2023.

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

<sup>18</sup> Mvar rapporten: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionssystemet/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 transmissionssystemets 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 analyser<sup>19</sup>. 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 transmissionssystemets 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 transmissionssystemet planlægges efter at kunne undvære hver komponent. Ved kombinationer af udetider kan der dog i princippet opstå ekstra behov for alle systemydelser, der beskrives i Behovsvurdering for systemydelser 2022.

<sup>19</sup> Se beskrivelse af beregninger af effektilstrækkelighed i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022: <https://energinet.dk/EI/Horinger/Hoeringer/2022-09-Redegørelse-for-elforsyningsikkerhed-2022>

## 8.2 Særlige episoder i 2023

Det vurderes, at revisioner i 2023 ikke vil påvirke effekttilstrækkeligheden væsentligt negativt i Øst- eller Vestdanmark. Det bemærkes dog, at der er planlagt ekstraordinære lange afbrydelser på HVDC-anlæg i Øst Danmark mod Tyskland og Vest Danmark mod Norge. Begge på 5 uger til reparation af landkabel. De er ikke planlagt til at være sammenfaldende. Ud over det er der flere længerevarende afbrydelser på 400 kV anlæg i begge områder. Tilsammen giver det et mindre modstandsdygtigt system, hvor uforudsete hændelser kan afstedføre et øget behov for systemydelse.

## 9. Systemgenoprettelsesreserve

Trods en høj elforsyningsikkerhed i Danmark er der en lille risiko for at transmissionssystemet rammes af en komplet strømafbrydelse (blackout), hvor hele transmissionssystemet 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 transmissionssystemet 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 transmissionssystemet, hvis det norske transmissionssystem 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. Forbindelsen 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 10 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 <sup>20</sup> .
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 11 Blackstart-enheder kræves aktuelt som minimum at besidde følgende egenskaber i nettilslutningspunktet.

## 9.2 Reserveforsyning af de danske øer

For at opretholde forsyningssikkerheden på Bornholm, Læsø, og Anholt, der hver kun er forbundet med det sammenhængende transmissionssystem 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 det lokale transmissionssystem og alle elforbrugere på øerne.

<sup>20</sup> 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.

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 12 Oversigt over Energinets aftaler om ø-drift og systemgenoprettelsesreserve.

## 10. Nettilstrækkelighed

Energinet analyserer løbende nettilstrækkeligheden. Det fremtidige behov for transmissionsnet, som skal sikre nettilstrækkeligheden, er beskrevet dokumenteret i Energinets langsigtede Udviklingsplan 2022 (LUP 22)<sup>21</sup>. Heri identificeres udbygningsbehov baseret på 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 transmissionssystemet.

Tilvæksten af VE anlæg og storforbrugere som bl.a. datacentre og PtX, har været stigende de seneste år, hvilket bidrager til udviklingen af nettet.

I "Langsigtet netstruktur for transmissionssystemet 2022" er der identificeret en tilvækst af VE anlæg i størstedelen af landet, men hvor "hot spots" er Vestjylland, Nordjylland, Djursland, Sydsjælland og på Lolland.

Den store lokale tilvækst af VE i de respektive områder vil medføre overbelastninger, som skal identificeres og håndteres.

De identificeret tiltag er beskrevet i LUP 22.

Det er ikke altid muligt eller optimalt at udbygge transmissionssystemet 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. Manglende nettilstrækkelighed kan således medføre behov for lokal fleksibilitet til at afhjælpe interne flaskehalse, i form af nedregulering.

Nedreguleringsbehovet er den energimængde, der vil skulle nedreguleres i intakt net for at forberede elsystemet til at kunne håndtere den værste fejl i transmissionssystemet. 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.

I Danmark vil der forventeligt ikke opstå overbelastninger ved intakt net i forbrugsdominerede områder frem mod 2027. 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

<sup>21</sup> Energinets langsigtede Udviklingsplan 2022 (LUP 22) - <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Energinets-Langsigtede-Udviklingsplan-2022>

specifikke forbindelser tæt korreleret med vindhastigheden. Det betyder at de estimerede behov for aflastning vil variere med vejret.

Ved overbelastninger på en given forbindelse vil, det lokale nedreguleringsbehov være afhængigt af det geografiske område.

Dette skyldes at den elektriske konfiguration (formaskning) af nettet i det givende område vil medføre at nedreguleringen ikke vil slå igennem 1:1. Det vurderes at nedreguleringsbehovet kan være op til 1½ - 2 gange større, for at fjerne den mængde energi der medfører overbelastningen.

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.

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.

Ud over ovenstående arbejde forsøger Energinet naturligvis at få mest muligt ud af den nuværende netkapacitet. Dette sker ved information til forbruger og producent om netkapaciteten i elnettet forskellige steder i landet. Dette kan ses på Kapacitetskortet<sup>22</sup>. Derudover arbejdes der på forskellige måder at gøre det attraktivt at omlægge til et mere fleksibelt elforbrug. Du kan læse mere om fleksibilitet i Scenarierapporten 2022-2032.

## 11. Effekttilstrækkelighed

Energinet analyserer hvert år effekt-, nettilstrækkeligheden og robustheden som følge af den kommende revisionsplan.

Særligt i den nuværende forsyningskrise i Europa grundet den igangværende krig i Ukraine og afbruddet af russisk naturgas har stor effekt på europæisk, og derved også dansk, elforsyningssikkerhed indtil Europa er uafhængig af russiske naturgas.

Flere faktorer påvirker situationen såsom niveauet for gasopfyldning i lagrene, kraftværkernes status som hhv. beskyttede og ikke-beskyttede gaskunder i de forskellige medlemsstater i EU, produktionen fra vedvarende energikilder samt niveauet af vand i vandmagasinerne i Norden. Analysen har, så vidt muligt, modelleret disse faktorer, men givet at ikke alt kan modelleres, er det Energinets faglige vurdering, sammenholdt med den kvantitative analyse, at den nuværende krise har markant forhøjet risikoen for dansk elforsyningssikkerhed i et ikke-urealistisk scenarie, hvor Europa ikke længere har tilgang til gasforsyning fra Rusland i en længere periode.

Den 1. oktober 2022 meddelte Klima- Energi- og Forsyningsministeret at der er politisk opbågning til at udskyde lukningen af 3 specifikke kraftværker ikke driftes med naturgas.<sup>23</sup> Den midlertidige udskydelse drejer sig om Kyndbyværkets blok 21, Studstrupværkets blok 4 og Esbjergværkets blok 3. Lukningen af de tre værker vil være midlertidigt udskudt til 30. juni 2024.

<sup>22</sup> <https://storymaps.arcgis.com/stories/eb5b387e376f49b8996d5e7c47fbd37>

<sup>23</sup> <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->

Energinet følger situationen tæt, og særligt i situationen med større revisioner vurderer Energinet fra sag til sag påvirkningen på dansk elforsyningsikkerhed.

Energinet er i gang med en 10 ugers revision af 400 kV luftlinjerne i Nordsjælland (DK2) i efteråret 2022. Revisionen medfører en delvis begrænsning af import- og eksportkapaciteten mellem Sjælland og Sydsverige. Dette vurderes at have en lav påvirkning af effekttilstrækkeligheden, på trods af krisen, da der vurderes at være tilstrækkeligt med elproduktion i denne begrænsede periode og særligt at transmissionssystemet under revisionen stadig vil være i stand til at levere effekt i det samlede system i DK2. Derudover indeholder den foreløbige plan ingen længerevarende revisioner af kritiske komponenter.

Det skal nævnes, at produktionen fra VE anlæg er fluktuerende. Samtidig er produktionskapaciteten fra de termiske kraftværker i Danmark ikke er tilstrækkelig til at dække det fulde elforbrug i Danmark. Danmark er derfor i nogle situationer afhængig af import fra de transmissionsforbundne nabolande. Effekttilstrækkelighedsudfordringer i nabolande kan forplante sig videre til Danmark. Energinet revurderer løbende effekttilstrækkeligheden, og tager mitigerende tiltag i brug, såfremt det vurderes nødvendigt.

Revisionsplanen for 2023 er endnu ikke fastlagt.

### Effekttilstrækkeligheden på længere sigt

Analyserne af effekttilstrækkeligheden i Danmark på længere sigt viser - i lighed med de seneste års analyser - at risikoen for effektmangel er stigende over tid, specielt efter 2025 frem mod 2030 og herefter. Risikoen for afbrud 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 årlige Redegørelse for forsyningsikkerhed<sup>24</sup>.

## 12. Bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter

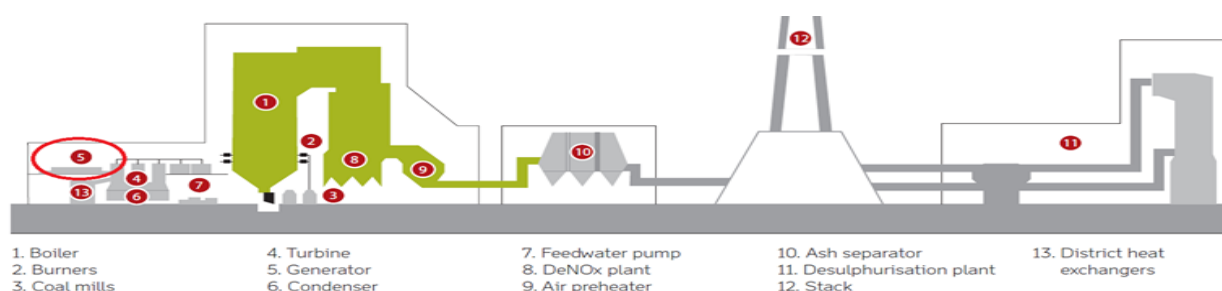
På grund af særlig opmærksomhed på udvalgte eksisterende netkomponenter beskriver Energinet bidraget fra og anvendelsen af egne netkomponenter fx synkronkompensatorer, reaktorer og såkaldte Flexible AC Transmission Systems-anlæg (FACTS). Netkomponenterne udgør dynamiske og passive komponenter, der kan 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 frekvensudsving, og inertien er mindre. Derudover har de samme elektriske egenskaber. En synkronkompensator har typisk en højere pålidelighed både generelt og ved fejl i transmissionssystemet. 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 7.

<sup>24</sup> <https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/2022-09-Redegoerelse-for-elforsyningsikkerhed-2022>





Figur 7 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 transmissions-systemet 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 transmissionssystemet, 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 186 registrerede 400 kV-driftsforstyrrelser i perioden 2003-2021.

Årrække	Kraftværker	Synkronkompensator og SVC
2003-2020	95,2 %	98,4 %
2003-2014	97,2 % <sup>25</sup>	99,0 %
2015-2020	92,7 %	97,6 %

Tabel 13 Sandsynlighed for at anlæg bliver på transmissionssystemet 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 14 viser driftstimerne for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2021 til 1. januar 2022 samt synkronkompensatorernes driftsområde.

Navn	Område	I drift (%)	Driftsområde (MVar)	Inertimoment (kgm <sup>2</sup> )	Magnetiseringsstrøm (pu)	Idriftsættelsesår
BJS-G1	DK2	98,3	-140 til 270	9203	1,38	2013
FGD-G1	DK1	98,6	-100 til 200	9195	1,60	2014
HKS-G1	DK2	98,2	-120 til 200	9195	1,65	2014
TJE-G1	DK1	86,7	-120 til 160	7052	1,65	1976
VHA-G1	DK1	95,6	-50 til 105	2894	1,50	1964

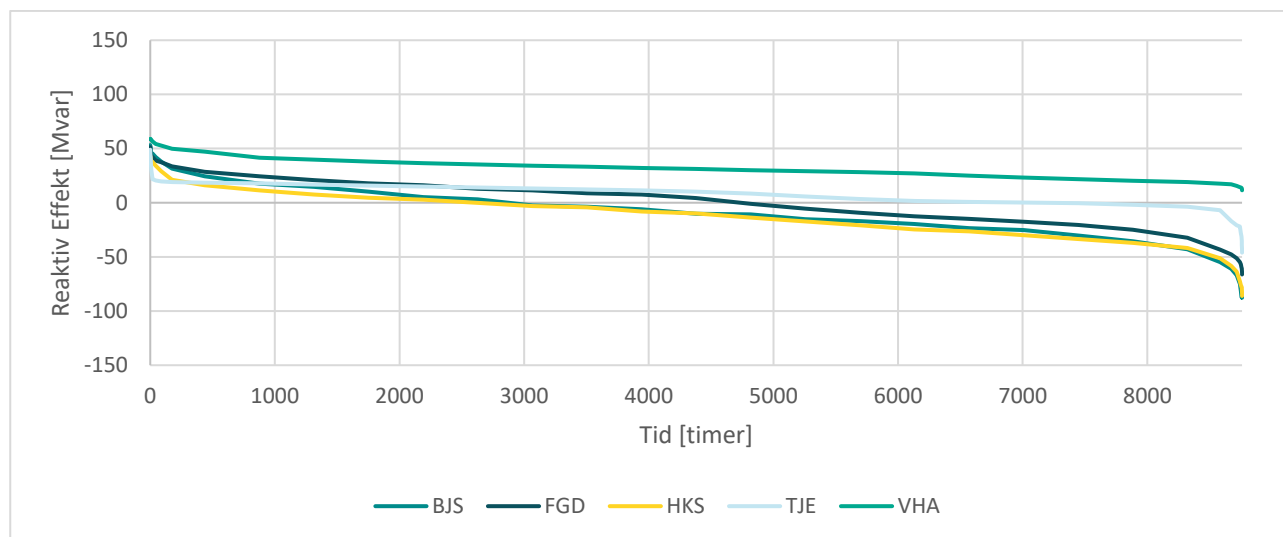
Tabel 14 Driftstimer for synkronkompensatorerne og deres driftsområde i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

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 transmissionssystemet. 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.

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

<sup>25</sup> Der gøres opmærksom på at behovsvurdering for systemydelse 2022 havde en fejl i denne opgørelse. De er rettet i dette års udgave.

kapacitet. Figur 8 viser varighedskurver for hver synkronkompensator i perioden den 1. januar 2021 til den 1. januar 2022 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 kontinuert spændingsregulering både i normal drift og under fejl.



Figur 8 Varighedskurver for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2021 til 1. januar 2022.

## 12.2 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 15 og Tabel 16 er antallet af henholdsvis reaktorer og kondensatorer, ejet af Energinet ultimo 2021, 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	29	2.695	-	-
Serie	8	-	0,1	31,2

Tabel 15 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 16 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 strømme og spændinger i systemet. Filtre er en specifik type af kondensatorer – det vil sige, at de også afgiver reaktiv effekt. Filtre fungerer ved at filtrerer harmoniske strømme og spændinger fra, så de ikke formerer sig videre i systemet. Der findes flere forskellige typer af filtre alt efter, hvilke harmoniske strømme og spændinger der skal filtreres. I Tabel 17 er antallet af filtre ejet af Energinet ultimo 2021 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 17 Antal filtre ejet af Energinet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

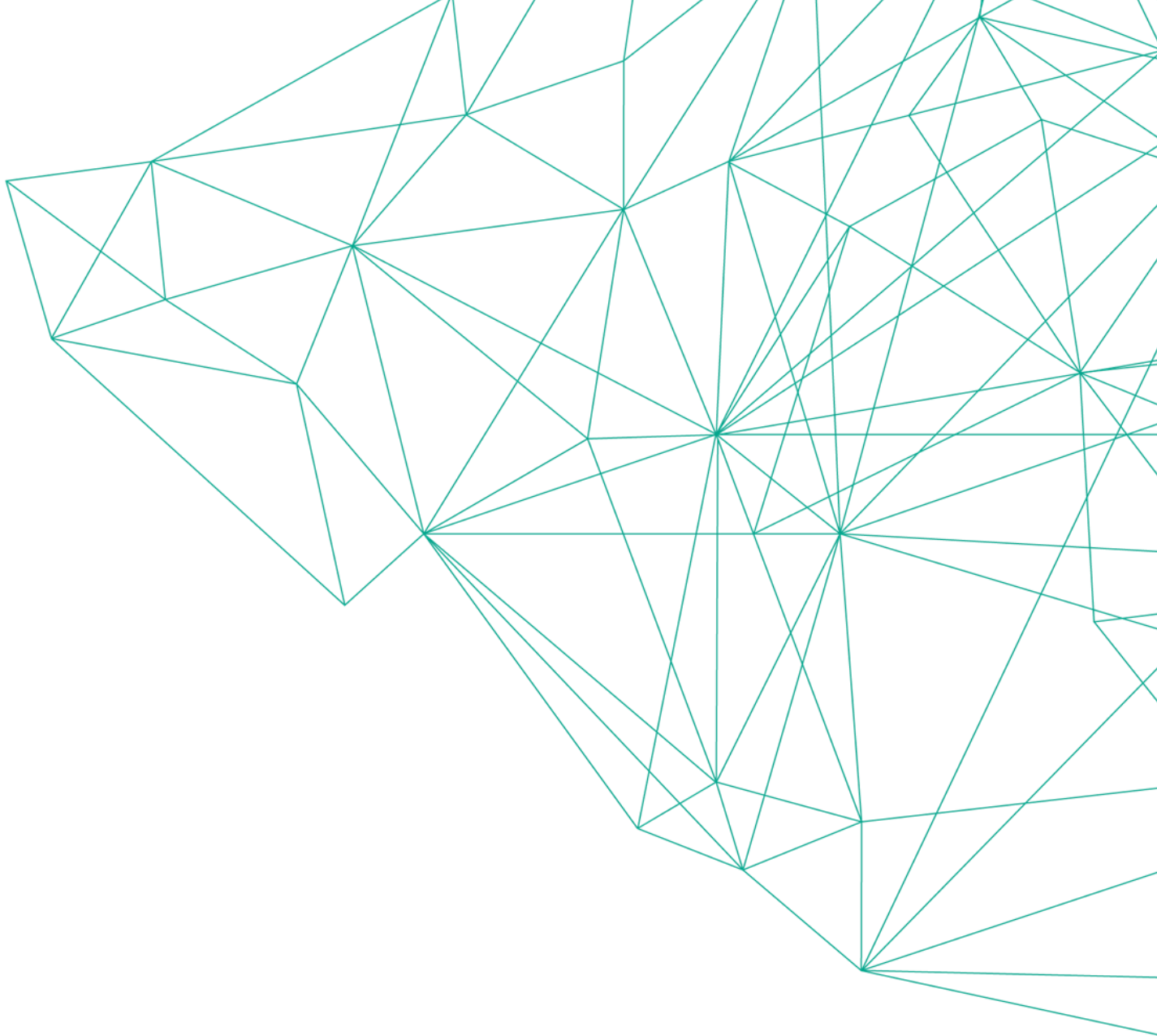
### 12.3 FACTS

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 transmissionsniveau 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 18 er antallet af FACTS ejet af Energinet ultimo 2021 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 18 Antal FACTS ejet af Energinet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). \* Gælder kun ved STATCOM-drift.



**ENERGINET**  
Systemansvar

Energinet  
Tonne Kjærsvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

KOLOFON

Forfatter: EDM/SLD  
Dato: 29. september 2022