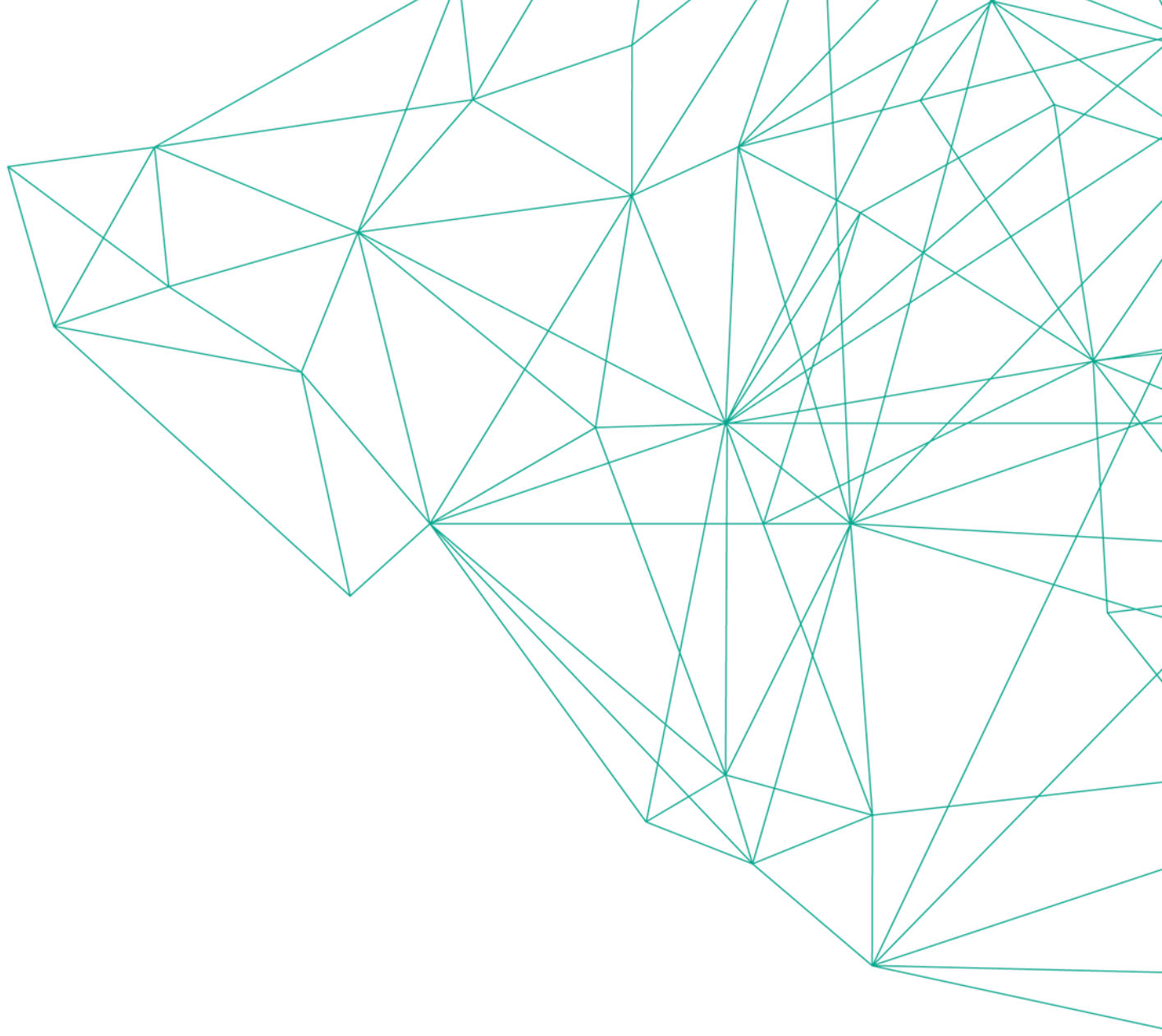




RAPPORT

BEHOVSVURDERING FOR SYSTEMYDELSER 2021

Indholdsfortegnelse

Forkortelser	4
1. Indledning og sammenfatning	5
1.1 Læsevejledning	8
2. Lovgrundlag for behovsvurderingen	10
2.1 Energinets udmøntning af bestemmelserne i § 20, 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 markedsføring	15
3.1 Processen fra behov til fremskaffelsen af systemydelser	15
3.2 Statsstøtte	16
4. Stabilitet i eltransmissionsnettet (robusthed)	18
5. Behov for systemydelser i 2021	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	27
6.1.5 FCR – Frequency Containment Reserves	29
6.2 Inerti	29
6.2.1 Fast Frequency Reserve – FFR	30
7. Spændingsregulering og reaktiv effektkompensering	31
7.1 Kontinuerlig spændingsregulering i normal drift	31
7.2 Kontinuerlig spændingsregulering under fejl	32
7.3 Diskret spændingsregulering	32
8. Behov under revisioner	34
8.1 Metodebeskrivelse for situationer med ikke intakt net	34
8.2 Særlige episoder i 2021	35
9. Systemgenoprettelsesreserve af de danske øer	36
9.1 Systemgenoprettelsesreserve (start fra dødt net)	36
9.2 Reserveforsyning af de danske øer	37
10. Nettetilstrækkelighed	38
10.1 Aftag af lokal produktion	38
11. Effekttilstrækkelighed	40
12. Bidrag fra og anvendelse af udvalgte netkomponenter	41

12.1	Dynamiske netkomponenter (synkronkompensatorer)	41
12.2	Bidrag fra synkronkompensatorer	42
12.3	Passive netkomponenter	43
12.4	FACTS	44
13.	Status på markedsføring af systemydelser	45
13.1	Aktuel status på pilotprojekter for markedsføring af systemydelser	45
13.2	Pilotprojekt – Spændingsregulering på Lolland	45
13.3	Pilotprojekt – Handel med lokal fleksibilitet på Lolland	47
13.4	Kortslutningseffekt	47
14.	Europæisk perspektivering.....	49
14.1	Spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering	49
14.2	Fast frequency response.....	51
14.3	Lokal fleksibilitet med geografisk tags	51
15.	Det videre arbejde.....	52
15.1	Kontinuert spændingsregulering i normaldrift	52
16.	Referencer til europæisk perspektivering	53

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
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 elforsyningssikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for *systemydelser*. Ydelserne er nødvendige for at sikre en stabilitet af 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 markedsførelse af det beskrevne behov og indeholder en status for markedsførelse af systemydelser, 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 elforsyningssikkerhed anvender Energinet så vidt muligt 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 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 markedsførelse er baseret på en række principper. Principperne har til formål at sikre det bedst mulige grundlag for markedsførelse af eltransmissionssystemets behov for systemydelser og sikre, at en eventuel markedsførelse 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 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 markedsføres.
- 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 markedsmekanismer.
- 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 systemydelser og rationalerne bag findes i de efterfølgende afsnit.

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

Ydelse	Behov	Bidrager til	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.2)	Behov på 684 MW i DK1 i 2021. Behov på 623 MW i DK2 i 2021.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Behov på 90 MW i DK1 i 2021. Behov på 12-30 MW i DK2 i 2021.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (afsnit 6.1.4)	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2021. Behov på 44 MW FCR-D i DK2 i 2021. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2021.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.2.1)	Indkøbet i DK2. Behovet vurderes før auktionen dagen før driftsdøgnet for det kommende driftsdøgn. forventes at fordele sig mellem 0 – 300 MW pr. time	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Spændingsregulering og reaktiv effektkompensering (afsnit 7)	Behov for kontinuert spændingsregulering i normaldrift er baggrund for udarbejdelse af en ny metode for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet. Spændingsregulering under fejl er nødvendig for systemstabilisering og spændingsgenopbygning. Det er et obligatorisk krav for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet og er dækket i EU-lovgivningen Requirements for Generators (RfG'en).	Spændingsstabilitet	Udarbejdelse af den nye metode for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering
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)	Energien 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)	Energien har behov for reserveforsyninger på tre øer.	Systemgenopbygning	Markedsgjort

Ydelse	Behov	Bidrager til	Status
	Bornholm: 94 MW Læsø: 4 MW Anholt: 1 MW		
Nettilstrækkelighed (afsnit 10)	Behov for at løse midlertidige flaskehalse i eltransmissionsnettet. Ned- og opregulering skal ske i de bestemte steder i eltransmissionsnettet.	Undgå overbelastninger	Håndteres i dag via specialregulering. Pilotprojekt for lokal fleksibilitet med henblik på øget markedsførelse er i gang. Metodeanmeldelse forventes i Q1 2021
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 2021.	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.
- Fortsætter arbejdet med Fast Frequency Reserve i Norden.
- 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.
- Gennemfører pilotprojekt for lokal fleksibilitet.
- Udarbejder metode for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering i normal drift.

Behovsvurdering for systemydelser 2021 er udarbejdet af Energinet Elsystemansvar på vegne af Energinet.

Siden den sidste udgave af Behovsvurdering for systemydelser 2020 sket der status ændringer i de følgende punkter:

- **FFR- Fast Frequency Reserve**
Der er introduceret det nye frekvens reserve produkt i Norden fra maj 2020.
- **Kontinuert spændings regulering i normal drift**
Pilotprojekt for kontinuert spændingsregulering har været i drift fra d. 24. februar 2020 til d. 30. april 2020. Erfaringerne i piloten er brugt til videreudvikling af metode for kontinuert spændingsregulering, som blev igangsat Metode forventes til høring blandt aktører primo november 2020 og anmeldelse til Forsyningstilsynet Q1 2021.
- **Lokal fleksibilitet pilotprojekt**
Pilotprojektet har været "i drift" siden Q2 2020 og vil fortsætte indtil Q4 2020. Metodeanmeldelse baseret på erfaringer fra pilotprojektet forventes i Q1 2021.

1.1 Læsevejledning

Behovsvurdering for systemydelser 2021 er inddelt i 15 afsnit, hvor afsnit 1 er denne introduktion.

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

Den efterfølgende markedsgørelse af systemydelserne 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 2021.

Afsnit 6 uddyber opgørelse af behovet for at sikre frekvensstabilitet i 2021.

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 2021 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 beskriver, hvad Energinet forventer at gøre fremadrettet i forhold til behovsvurdering for systemydelser og markedsgørelse af systemydelser.

Afsnit 16 er en referenceliste til den europæiske perspektivering.

2. Lovgrundlag for behovsvurderingen

Behovsvurdering for systemydelser er udarbejdet på baggrund af klima-, energi-, og forsyningsministerens udmeldte niveau for elforsyningssikkerhed samt på baggrund af internationale aftaler, som fx beskrevet i System Operation Guideline (SOGL)¹. Niveauet af forsyningssikkerhed fastsættes af Klima-, energi-, og forsyningsministeren på baggrund af anbefalinger fra Energinet i redegørelse for elforsyningssikkerhed. I høringsudgaven af Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2020² anbefales et niveau af forsyningssikkerhed 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. 652/2020) foreskriver i § 20, 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 elforsyningssikkerhed, 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 § 20, stk. 1

Energinet opgør behovet for frekvens- og balanceringsserver på Energinets hjemmeside³. Her er de tekniske krav i forhold til levering af systemydelsen ydermere 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 markedsgørelsen, er sammenlignelig med definitionen af integrerede netkomponenter i EU-lovgivningen *"Clean energy for all Europeans package"*⁴.

¹ System Operation Guideline: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

² <https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/Redegoerelse-for-elforsyningssikkerhed-2020>

³ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/indkob-og-udbud>

⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

Elmarkedsdirektivet⁵ 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.*

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.*

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.

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 elforsyningssikkerheden. 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.

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

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 elforsyningssikkerheden. Behovet som følge af revisionsplanen analyseres på baggrund af en række dynamiske studier. Det er derfor ikke muligt at have resultatet med i behovsvurdering for systemydelser, som offentliggøres den 1. november 2020. Energinet bestræber sig dog på at udmelde behovet så tidligt som muligt.

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 synkron-kompensatorer 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 Elsystemansvars vurdering af det enkelte projekt.

2.2 Overblik over opfyldelse af § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen

Energinet har udarbejdet en oversigt over, hvordan de enkelte produkter opfylder § 19 og 20 i systemansvarsbekendtgørelsen. Tabel 2 viser, at langt størstedelen af ydelserne til at sikre elforsyningssikkerheden er markedsgjort. Med baggrund i dansk og europæisk lovgivning er der ikke krav om, at eltransmissionsnettets komponenter skal markedsgøres. Derudover er der to ydelser, som endnu ikke er markedsgjort, men hvor der er igangsat projekter for potentielt at kunne markedsgøre disse.

Ydelse	Status	Beskrivelse
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1)	Opfyldt	1. Omkostninger til frekvens- og balanceringsreserver 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. 5. Energinets egne anlæg kan ikke producere frekvens- og balanceringsreserver.
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.2)	Opfyldt	
Leveringsevnekontrakter for automatiske reserver	Opfyldt	
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Opfyldt	
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (afsnit 6.1.4)	Opfyldt	
Systemgenoprettelsesreserve (Start fra dødt net) i DK1 og DK2 (afsnit 9)	Opfyldt	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. 5. Energinets egne anlæg er en del af behovsvurderingen.
Reserveforsyning af Bornholm, Læsø og Anholt (afsnit 9)	Opfyldt	
Behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikkeintakt net (afsnit 8)	Opfyldt	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.
Ydelser til sikring af elforsynings sikkerheden i situationer med manglende effektilstrækkelighed (afsnit 11)	Opfyldt	1. Omkostninger til ydelser til sikring af effektilstrækkeligheden 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.
Frekvensstabilitet (DK2: Fast Frequency Reserve) (afsnit 6.2.1)	Opfyldt	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. Energinets egne anlæg kan ikke producere frekvens- og balanceringsreserver.

Ydelse	Status	Beskrivelse
Spændingsstabilitet: kontinuert spændingsregulering (afsnit 7 og 13.2)	Proces	1. Omkostninger til spændingsstabilitet skal dækkes af systemtariffen. 2. Behovet vil ikke være defineret i MW eller anden fysisk enhed. 3. Behovet vil ikke blive angivet for en bestemt tidsperiode og geografisk område. 4. Kommende afregningsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen. 5. Energinet opgør behovet efter bidrag fra egne anlæg.
Ydelser til at afhjælpe flaskehalse i situationer med manglende nettilstrækkelighed (afsnit 10 og 13.3)	Proces	1. Omkostninger til flaskehalshåndtering skal dækkes af systemtarif. 2. Pilotprojekt med henblik at definere produktet og markedsramme. Metodeanmeldelse forventes i Q1 2021 3. Som 2. 4. Kommende udbudsbetingelserne vil definere de tekniske krav for leveringen. 5. Energinets egne anlæg kan ikke producere effekt.

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 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 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 systemniveausfænomen, 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 elforsyningssikkerhed anvender Energinet så vidt muligt markedsbaserede metoder".

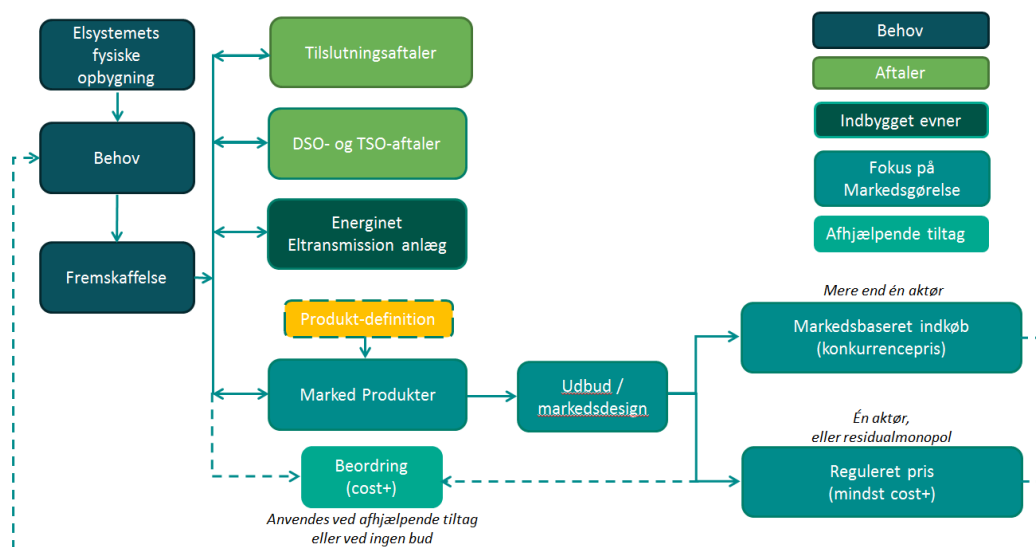
Velfungerende markeder er med til at sikre, at samfundets ressourcer bruges så effektivt som muligt. Et velfungerende marked er kendetegnet ved en effektiv konkurrence, god markedsinformation og lave transaktionsomkostninger. Hvis mange kriterier for et velfungerende marked med konkurrence er opfyldt, 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 statsstøttere reglerne er overholdt.

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 elforsyningssikkerheden 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 elforsyningssikkerheden, 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 markedsføring.

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

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 markedsføres, vil det medføre, at hele eltransmissionsnettet markedsføres, 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 markedsføres. Først betaler elforbrugerne gennem tariffen ved anskaffelse og så derefter igen ved markedsføring. 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 systemydelser.

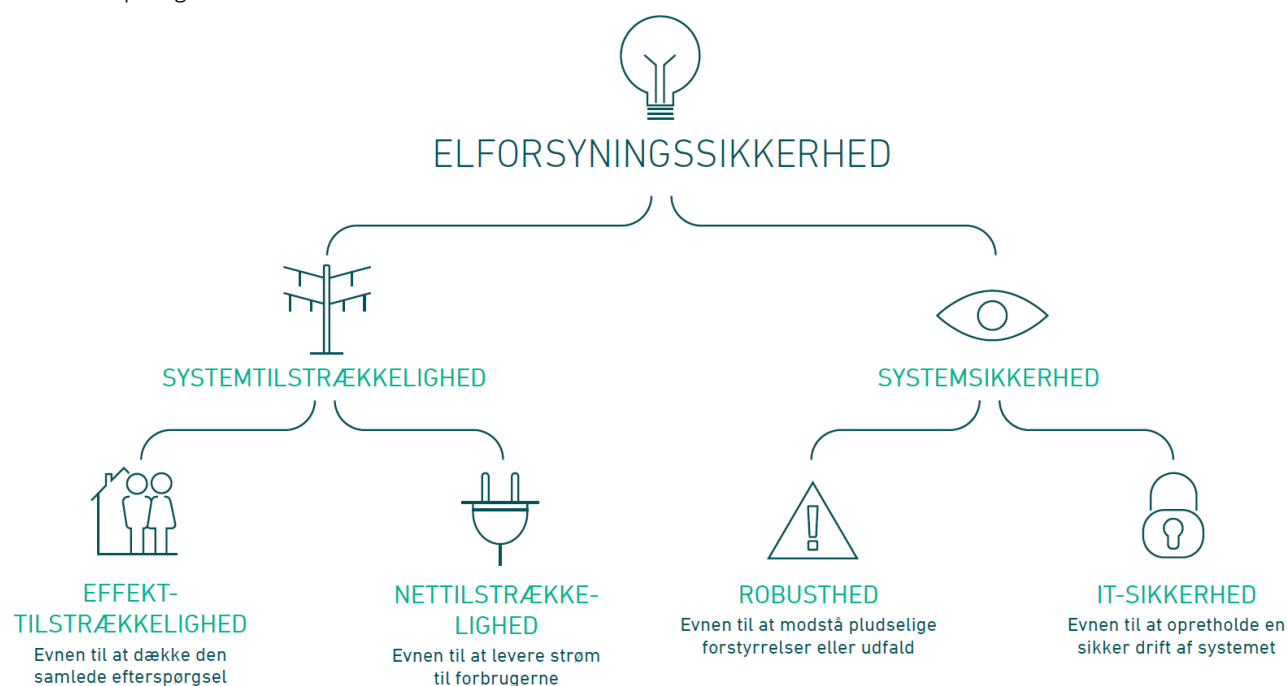
Statsstøtte defineres i traktatens artikel 107 (samt i konkurrencelovens § 11 a):

*"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 systemydelser 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 elforsyningsikkerhed 2020⁶ beskriver, hvad elforsyningsikkerhed er. Strukturen for forsyningsikkerhed er vist på Figur 2.



Figur 2 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 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 elforbrug 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.

⁶ <https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/Redegørelse-for-elforsyningsikkerhed-2020>

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 2021

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.

Uanset teknologien overvejer Energinet primært eltransmissionstilsluttede anlæg som mulig leverandør af systembærende ydelser, fx spændingsregulering. Det skyldes, at spændingsregulering typisk ikke kan transporteres effektivt på tværs af spændingsniveauer.

Ydelse	Behov	Bidrag til	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering (afsnit 6.1.1)	Behovet for regulerkraft afhænger af balancen mellem elforbrug og elproduktion.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.2)	Behov på 684 MW i DK1 i 2021. Behov på 623 MW i DK2 i 2021.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet) (afsnit 6.1.3)	Behov på 90 MW i DK1 i 2021. Behov på 12-30 MW i DK2 i 2021.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N) (afsnit 6.1.4)	Behov på 20 MW FCR i DK1 i 2021. Behov på 44 MW FCR-D i DK2 i 2021. Behov på 18 MW FCR-N i DK2 i 2021.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Frekvensstyrede reserver (FFR) (afsnit 6.2.1)	Indkøbet i DK2. Behovet vurderes før auktionen dagen før driftsdøgnet for det kommende driftsdøgn. forventes at fordele sig mellem 0 – 300 MW pr. time	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Spændingsregulering og reaktiv effektkompensering (afsnit 7)	Behov for kontinuert spændingsregulering i normaldrift er baggrund for udarbejdelse af en ny metode for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet. Spændingsregulering under fejl er nødvendig for systemstabilisering og spændingsgenopbygning. Det er et obligatorisk krav for al produktion tilsluttet eltransmissionsnettet og er dækket i EU-lovgivningen Requirements for Generators (RfG'en).	Spændingsstabilitet	Udarbejdelse af den nye metode for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering
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

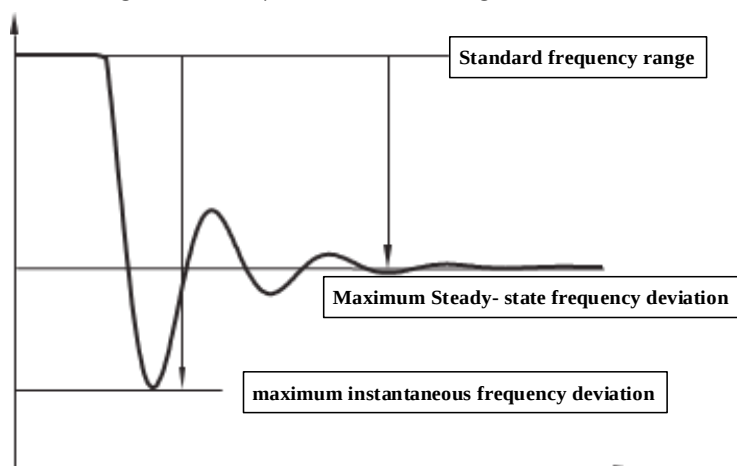
Ydelse	Behov	Bidrager til	Status
Systemgenoprettelsesreserve (afsnit 9)	Energinet har behov for to tekniske uafhængige systemgenoprettelsesreserver i hver landsdel, som ikke er vekselstrømsforbindelser (AC) til udlandet.	Systemgenopbygning	Markedsgjort
Reserveforsyning af danske øer (afsnit 9)	Energinet 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	Håndteres i dag via specialregulering. Pilotprojekt for lokal fleksibilitet med henblik på øget markedsgørelse er i gang. Metodeanmeldelse forventes i Q1 2021
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 2021.	Frekvensstabilitet	Markedsgjort
Kortslutningseffekt (afsnit 13.4)	Anvendes kun som indikator for spændingsfølsomheden og netstyrken		Der arbejdes ikke videre med markedsgørelse.

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 (blackout).

En fejl i eltransmissionssystemet kan enten skabe en for høj eller for lav frekvens. Fx vil udfald af et stort centralt kraftværk 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.



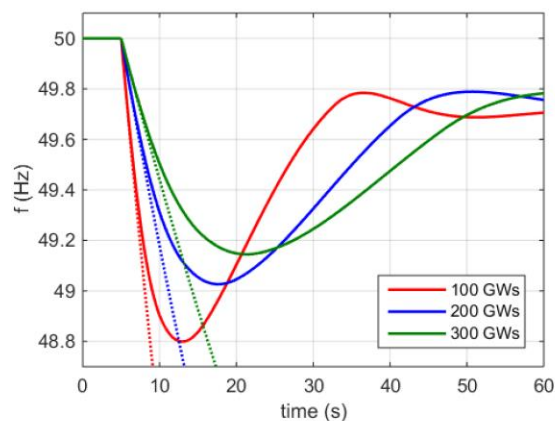
Figur 3 Frekvensforløb under en fejl.

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.

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. 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.

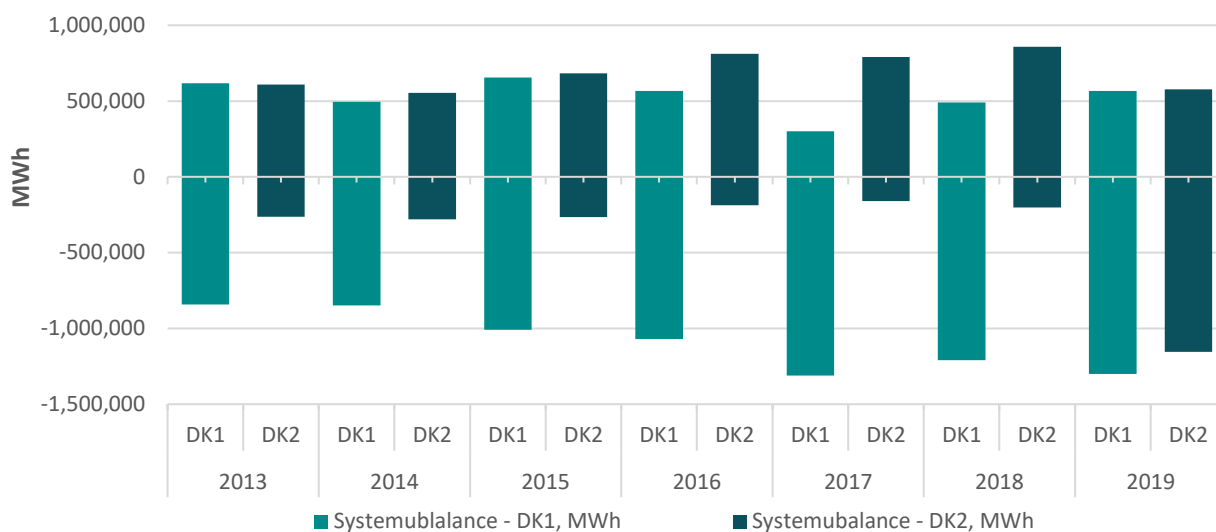
Regulerkraft anvendes til at opretholde balancen i eltransmissionssystemet, når markedsaktører forudses at skabe ubalancer, eller der i driftsøjeblikket opstår uforudsete ubalancer, fx på grund af afvigelser i vindkraftprognoserne. Regulerkraft anvendes ydermere til håndtering af flaskehalse under normaldrift 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	2019 DK1	2013-2019 DK1	2019 DK2	2013-2019 DK2
1 %	-760	-692	-721	-439
50 %	-75	-57	-62	41
99 %	576	516	504	403

Tabel 6 Fraktiler for positive og negative systemubalancer i Vestdanmark (DK1) og i Østdanmark (DK2) i 2019 og i 2013-2019, eksklusive specialregulering, MWh/h. 50-procentfraktilen er et udtryk for medianen.



Figur 5 Summerede værdier pr. år for systemubalancer for 2013-2019 i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), eksklusive specialregulering, MW.

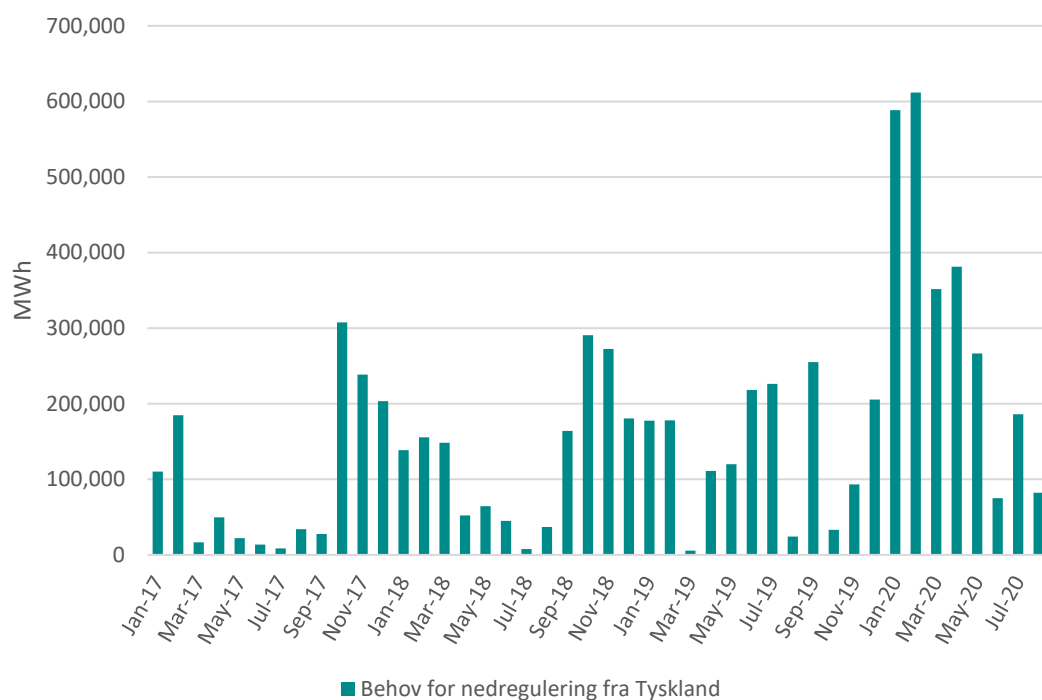
Netreglen Electricity Balancing Guideline (EBGL) forudsætter implementering af et fælles europæisk marked for aktivering af mFRR. Et fælles nordisk mFRR energi-aktiveringsmarked er planlagt trinvist implementeret fra 2021 i parallel drift med det europæiske marked for aktivering af mFRR.

6.1.2 Specialregulering

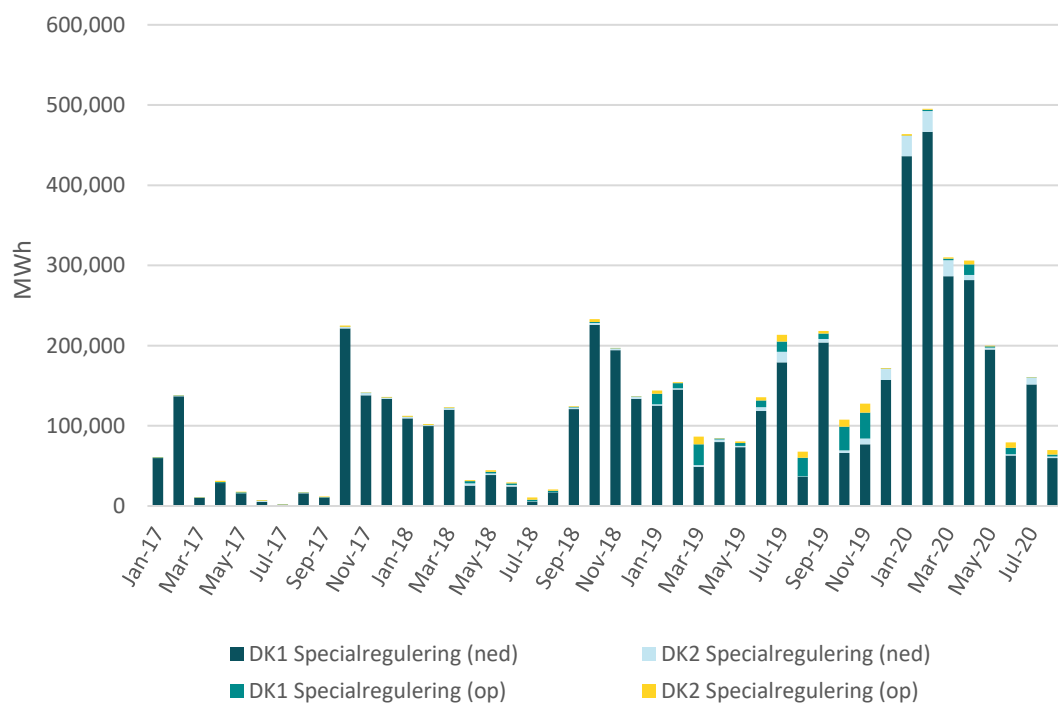
Gennem de seneste år har Energinet i samarbejde med den tyske transmission system operator (TSO) TenneT aktiveret en betydelig mængde specialregulering fra det nordiske regulerkraftmarked hos leverandører i Vestdanmark (DK1), som afhjælper netproblemer i det nordtyske eltransmissionsnet. Netproblemerne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

Figur 6 viser det samlede behov for nedregulering fra Tyskland. Figur 7 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 med Norden.



Figur 6 Behov for specialregulering fra Tyskland.



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 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 COBRACable⁷ 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 et fast forhold mellem den største enhed i henholdsvis Østdanmark og Sydsverige. Ud fra de eksisterende enheder er dette behov fastsat til 623 MW. Østdanmark deler 300 MW mFRR med Svenska kraftnät i Sydsverige, så ved et behov større end 323 MW i Østdanmark kan vi modtage op til 300 MW fra Sverige. Delingen udregnes på baggrund af største enhed i de to områder.

Indkøbet i Østdanmark er et udbud for perioden 2016-2020. I forbindelse med udetid for anlæg solgt på lange kontrakter gennemføres erstatningsindkøb som timebaserede dagsauktioner, der afregnes til marginal pris.

Energinet har 1. april 2020 anmeldt et nyt markedsdesign for indkøb af mFRR-kapacitet i Vest- og Østdanmark samt en metode for udveksling af mFRR-kapacitet mellem Vest- og Østdanmark. Markedsdesignet er baseret på et dagligt, timebaseret marked i Vest- og Østdanmark samt et månedsmarked kun i Østdanmark. Det daglige marked i Vest- og Østdanmark forventes at blive et fællesmarked mellem de to områder.

Tabel 7 viser det forventede behov samt indkøb af mFRR frem mod 2025. 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 (aFRR + mFRR) DK1	mFRR, indkøb DK1	FRR, behov (aFRR + mFRR) DK2	mFRR, indkøb DK2
2021	684 MW	284 MW	623 MW	Op til 638 ⁸ MW
2022	684 MW	284 MW	623 MW	623 MW
2025	684 MW	284 MW	623 MW	623 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. I begge områder er de fremtidige dimensioneringsregler i henhold til SOGL under udarbejdelse.

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.

⁷ COBRACable er dimensioneret til 700 MW – der er et tab på 16 MW i import.

⁸ Indkøb af ekstra 15 MW ved behov skyldes leverancens variation; afhængigt af omgivelsestemperaturen.

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)⁹ til +/- 90 MW. Denne værdi forventes ikke at ændre sig markant inden for den næste årrække. Behovet for aFRR bliver indkøbt gennem månedsauktioner i et kontinuert marked i Vestdanmark. Metoden herfor er godkendt af Forsyningstilsynet.

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
2021	90 MW	90 MW
2022	90 MW	90 MW
2025	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

Der forventes en samlet efterspørgsel på aFRR på nordisk plan på 300 MW i 2021 stigende til ca. 600 MW i Q2 2022. Behovet i 2021 og frem til implementering af nyt koncept for områdebalancering (MACE) er bestemt af frekvenskvaliteten i Norden, og Energinet's andel forventes at være stigende fra 12 MW i 2021 til 24 MW frem til Q2 2022, derefter 24 MW frem til implementering af nyt balanceringskoncept (MACE). Når det nye balanceringskoncept (MACE) implementeres, vil dimensioneringen af aFRR reserven skifte til dimensioneringsmetoden for områdebalancering beskrevet i SOGL og EBGL. På det tidspunkt vil behovet for aFRR variere fra budzone til budzone og afhænger af arten af ubalancer, størrelsen af budzonen og TSO balanceringsfilosofien.

Det er endnu ikke fastlagt, hvor meget aFRR der er behov for i alt, og hvilke budzoner der har den største efterspørgsel, men 600-1000 MW på nordisk plan vil være et foreløbig skøn. De nye dimensioneringskriterier er under udarbejdelse og forventes færdigudviklet ved udgangen af Q2 2021.

Fra Q2 2021 forventes aFRR-ressourcerne leveret enten via et fælles nordisk aFRR-kapacitetsmarked eller via frivillige aFRR-energibud.

I forlængelse af et fællesnordisk aFRR-kapacitetsmarked etableres et fællesnordisk marked for aktivering af aFRR i 2023 og deltagelse i et fælleseuropæisk aFRR-aktiveringsmarked fra 2024. Tabel 9 viser henholdsvis Energinets forventede behov for og forventede indkøb af aFRR i Østdanmark.

År	aFRR, DK2, behov	aFRR, DK2, indkøb
2021	12 MW	12 MW ¹⁰
2022	12 - 24 MW	12 - 24 MW

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

⁹ <https://www.entsoe.eu/news/2019/05/29/first-milestone-of-future-synchronous-connection-of-the-baltic-power-system-with-continental-europe/>.

¹⁰ Leveret fra DK1 via Storebæltsforbindelsen.

6.1.5 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 af ENTSO-E i Operation Handbook Policy 1, 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.

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 (opregulering) 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 2020 i alt ca. +1.450 MW. Østdanmarks andel af FCR-D (opregulering) udgør 44 MW. Med nye bestemmelser, jf. SOGL, forventes FCR-D (nedregulering) implementeret i slutningen af 2021. Mængden er ikke endeligt afklaret. FCR-D for Østdanmark bliver ca. +44/-**¹¹ MW

År	FCR DK1, behov	FCR DK1, indkøb	FCR-N DK2, behov	FCR-N DK2, indkøb	FCR-D DK2, behov	FCR-D DK2, indkøb
2021	20 MW	20 MW	18 MW	18 MW	+44 MW	+44 MW
2022	20 MW	20 MW	18 MW	18 MW	+44/-** MW	+44/-** MW
2025	20 MW	20 MW	18 MW	18 MW	+44/-** MW	+44/-** MW

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

6.2 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.

Det samme gælder for et elektrisk system, hvor inertie 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.

¹¹ Indkøb af FCR-D-nedregulering forventes påbegyndt i slutningen af 2021. **-Mængden er ikke endeligt afklaret.

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 synkrone område. 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.

6.2.1 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. Det samlede behov for 2021 forventes at fordele sig mellem 0-300 MW pr. time, 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.

Indkøbet af FFR i DK2 var for sommerhalvåret 2020 baseret på månedskontrakter. Da metoden for indkøbet pr. time forventes godkendt inden udgangen af 2020, vil indkøbsmetoden fra 2021 være pr. time. Behovet vurderes før auktionen dagen før driftsdøgnet for det kommende driftsdøgn.

De tekniske beskrivelser af FFR-produktet er beskrevet i "the technical requirements for FFR-provision in the Nordic Synchronous Area"¹².

Desuden er der specificeret to frekvensstøtteperioder:

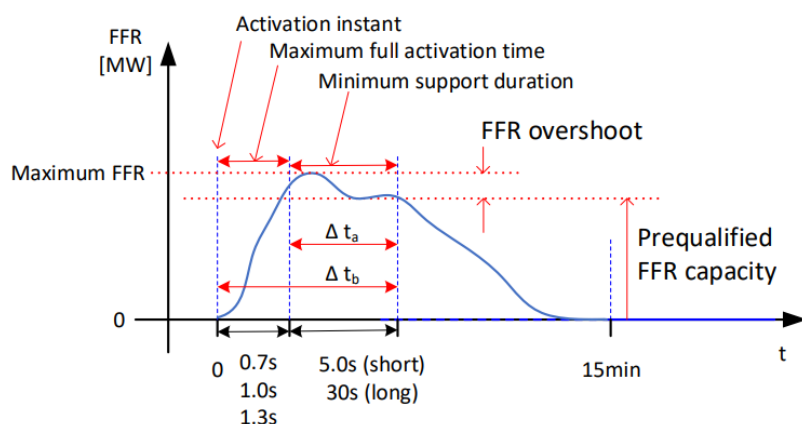
- Kortvarigt – mindst 5 sekunders støtteperiode
- Langvarigt – mindst 30 sekunders støtteperiode.

Samt der er specificeret 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. Videre detaljer om produktdefinitionen kan findes i rapporten.

¹² <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Nyheder-om-systemydelser/Technical-Requirements-for-FFR-published-Juli-2019>



Figur 8 Illustration om FFR-tekniske krav.

7. Spændingsregulering og reaktiv effektkompensering

For at sikre stabil og optimal drift af eltransmissionssystemet med lille tab og høj robusthed ved normal drift og fejl er der behov for den kontinuerle spændingsregulering i alle situationer. Det skal bemærkes, at spændingsregulering kun kan ske lokalt, da det ikke kan transporteres langt gennem elnettet. Det betyder, at håndtag til spændingsregulering skal være placeret tæt på de steder i elnettet, 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 Kontinuerle spændingsregulering i normal drift

I dag leveres kontinuerle spændingsregulering af Energinets synkronkompensatorer i drift, Flexible AC Transmission System (FACTS, se afsnit 12.4) og voltage source converter (VSC) HVDC'er samt centrale kraftværker i drift. Der findes fem synkronkompensatorer, to VSC HVDC'er og en SVC i eltransmissionssystemet. Historisk er VE-produktion typisk drevet i Q regulerings control mode, hvilket betyder, at de ikke bidrager til kontinuerle spændingsregulering, selvom de har indbygget tekniske evner til det.

I takt med den stigende andel produktion fra VE og den gradvise udfasning af termiske værker er der behov for at sikre, at VE-produktionen bidrager til eltransmissionssystemets stabilitet på lige vilkår med de øvrige enheder. For at sikre teknologineutralitet bør alle produktionsenheder tilsluttet eltransmissionsnettet bidrage til eltransmissionssystemets stabilitet. I dag har VE-produktionen tekniske evner til at levere kontinuerle spændingsregulering. Der er også krav i netreglen "Requirements for grid connection of generators", RfG'en til, at VE-produktion tilsluttet eltransmissionsnettet skal være i stand til at levere spændingsregulering¹³.

For at sikre spændingsstabilitet fremadrettet i systemet med 100 pct. VE bør spændingsregulering leveres af alle anlæg tilsluttet eltransmissionsnettet. Energinet forventer ikke at stille skærpede krav til spændingsregulering udover dem, som er defineret i RfG'en. For producenter betyder det, at en ekstra investering i forhold til spændingsregulering ikke er nødvendigt. På denne måde vil alle producenter tilsluttet eltransmissionsnettet under RfG'en bidrage til spændingsstabilitet, både i normal drift og under fejl.

Essensen af Energinets behov for at drive fremtidens VE-baserede eltransmissionssystem er, at alle producenter tilsluttet eltransmissionsnettet står i spændingsreguleringsmode som standard. Det betyder, at producenter skal levere

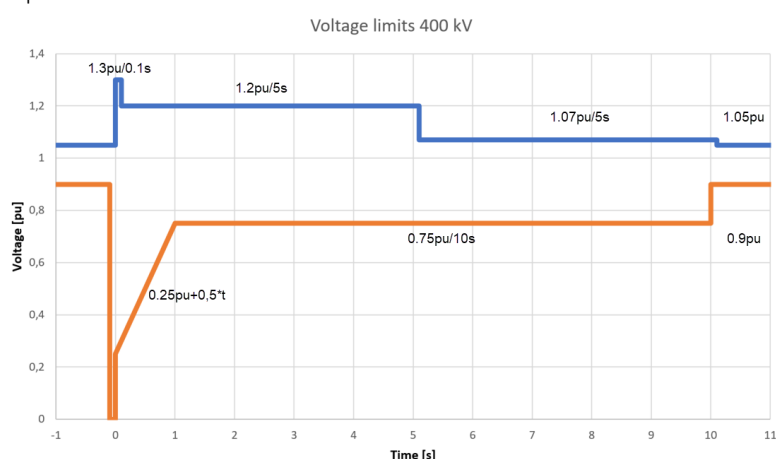
¹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

spændingsregulering hele tiden, når de er i drift med undtagelse af, hvis Energinet beder om at skifte regulerings control mode til fx reaktiv effekt. Sammen med kravet om spændingsregulering skal den systemansvarlige sørge for, at den reaktive effektoverførsel fra producenter holdes tæt på neutral i tilslutningspunktet, så dette ikke medfører ekstra tab for producenterne.

Energinet har udarbejdet et forslag til nyt koncept for kontinuert spændingsregulering i normaldrift. I dette arbejde er der taget hensyn til internationale erfaringer, se afsnit 14.1, og arbejdet er udført i samarbejde med aktører. Energinet har beskrevet de første overvejelser i afsnit 15.1.

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 9, i alle stationer, efter en fejl er blevet frakoblet¹⁴. Dette sikrer, at spændingen ikke kollapser eller stiger utilsigtet, så systemunderstøttende komponenter udkobler, jf. tilslutningsbetingelser og RFG'en¹⁵. Hvis spændingen kommer uden for kurven, vil der kunne ske kaskadeudkoblinger med risiko for systemkollaps i værste konsekvens.



Figur 9 Indhyldningskurve til sikring af spændingsstabilitet efter fejl.

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

7.3 Diskret 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 kompenseret ved brug af reaktorer (kompenseringsspoler). Derudover vil der være behov for løbende tilpasninger af den reaktive 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 el-

¹⁴ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk → Anlæg og projekter → Planlægning af elnettet → Forudsætninger for netplanlægning → [Energinet – Netdimensioneringskriterier maj 2013](#).

¹⁵ Se Energinets hjemmeside www.energinet.dk Rammer og regler → Netregler → anmeldt til Forsyningstilsynet (tidligere Energistilsynet).

transmissionssystemerne (150 kV eller 132 kV) og eldistributionssystemerne (60-10 kV). På baggrund af dette skal eldistributionsselskaberne udarbejde en redegørelse for, hvorledes overskridelsen i reaktiv effektudveksling vil blive håndteret.

Energinet har i foråret 2020 udgivet den årlige Mvar rapport som deles med relevante aktører, der viser at antallet af stationer, som overskrider grænsen specificeret i Mvar-ordningen (± 15 Mvar opgjort for 50 %-fraktilen af årsvarighedskurven) for Vestdanmark, er steget fra året før.

Her er den totale Mvar-udveksling i skillefladen opgjort til 660 Mvar, hvortil 105 Mvar kompenseres i eldistributionsnetene og 555 i eltransmissionsnettet.

For Østdanmark er den totale Mvar-udveksling i skillefladen opgjort til 30 Mvar, som skal kompenseres i transmissionsnettet.

Disse overskridelser medfører vurdering, om der skal installeres passiv kompensering.

De konkrete tiltag i eldistributionsnettene, som følge af den reviderede teknisk forskrift 2.1.3, begynder at blive implementeret fra Q4 2020 og forventes at have synlig betydning i 2022.

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 analyser¹⁶. 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 systemydelser, da eltransmissionssystemet 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 2021.

¹⁶ Se beskrivelse af beregninger af effektilstrækkelighed i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020.

8.2 Særlige episoder i 2021

Der vurderes, at i 2021 vil revisioner ikke påvirke effekttilstrækkeligheden væsentligt negativt i Øst- eller Vestdanmark.

2021 bliver et "standard" år i forhold til revisioner på HVDC-forbindelserne. Der er planlagt reinvesteringer på flere 400 kV-linjer på Fyn og reinvesteringer 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 af de danske øer

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 reetablere 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.

9.1 Systemgenoprettelsesreserve (start fra dødt net)

Energinet ønsker i dag at have to teknisk uafhængige dødstartsydelser i hver landsdel, 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 tilpasse de tekniske krav så flere anlæg har mulighed for at byde ind på leverancen.

Historisk har kun centrale værker på typisk >100 MW kunnet leve op til kravene, men med justeringen af de tekniske krav og den metode Energinet, anvender til at udføre systemgenoprettelsen, kan mindre anlæg eller en kombination af teknologier nu også levere ydelsen. Den væsentligste ændring er at tilslutning på lavere spændingsniveau end 150/132 kV tillades hvis dette er direkte til en station med transformering mellem 132 kV- og 50 kV-niveau eller højere spændingsniveauer. Derudover bestemmes de reaktive krav til anlægget ud fra anlæggets konkrete geografiske placering i nettet og hvad der er krævet for at kunne spændingssætte frem til de nødvendige systembærende anlæg som skal understøtte systemgenoprettelsen. Energinet betragter i analyser for leveranceperioden fra 2021/2022 og tre år frem følgende komponenter i elnettet som værende systembærende.

Vestdanmark:

- Vester Hassing synkronkompensator
- Tjele synkronkompensator
- Fraugde synkronkompensator
- Endrup COBRACable HVDC
- Skagerrak 4 HVDC

Østdanmark:

- Bjæverskov synkronkompensator
- Herslev synkronkompensator

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. For tiden indkøbes derfor yderligere én dødstartsydelse i Vestdanmark. Sidstnævnte aftale udløber ultimo 2021.

I Østdanmark indkøbes der p.t. to uafhængige dødstartsydelser. De nuværende aftaler udløber medio 2021. Eksisterende forbindelser til det vstdanske og tyske transmissionsnet, Storebælt og Kontek, har ikke 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. Fra primo 2021 reduceres behovet derfor til indkøb af en systemgenoprettelsesreserve i Østdanmark.

Der er indgået aftale om levering af en systemgenoprettelsesreserve fra et decentralt kraftvarmewærk fra medio 2021 og tre år frem.

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 ¹⁷ .
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:	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 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	Østkraft Produktion A/S	1. januar 2017-31. december 2021	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.

¹⁷ 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

Nettilstrækkelighed beskrives i Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2020. Det fremtidige behov for eltransmissionsnet, som skal sikre nettilstrækkeligheden, er dokumenteret i "Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2020"¹⁸. Planarbejdet udkommer ultimo 2020 i et format med en behovsanalyse for Eltransmissionsnettet og en langsigtet netstruktur.

I "Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2020" foretages en tydelig opdeling imellem behov og løsning. Det betyder, at det skal være muligt at forstå behovet, uden at det nødvendigvis hænger sammen med en løsning/projekt. Det er specielt relevant på den korte bane for behovsvurderingen for systemydelser (fx 1-5 år). I denne periode kan der være en større ændring i elforbrug eller elproduktion, som ikke er inkluderet i de gældende analyseforudsætninger, eller er kommet ind i analyseforudsætningerne med for kort tidshorisont. Der vil derfor opstå et midlertidigt behov, hvor det ikke er muligt at etablere anlæg.

"Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2020" beskriver, hvor meget energi der ikke kan leveres mellem to punkter og kan dermed give et generelt overblik over hvor meget energi, der skal håndteres på en anden måde end fx net. Det skal dog bemærkes, at der skal bruges mere energi til at fjerne behovet, hvis det ikke fjernes geografisk præcist, hvor udfordringen er. Det vil dog kunne videreudvikles til at bestemme behovet for nedregulering på sigt.

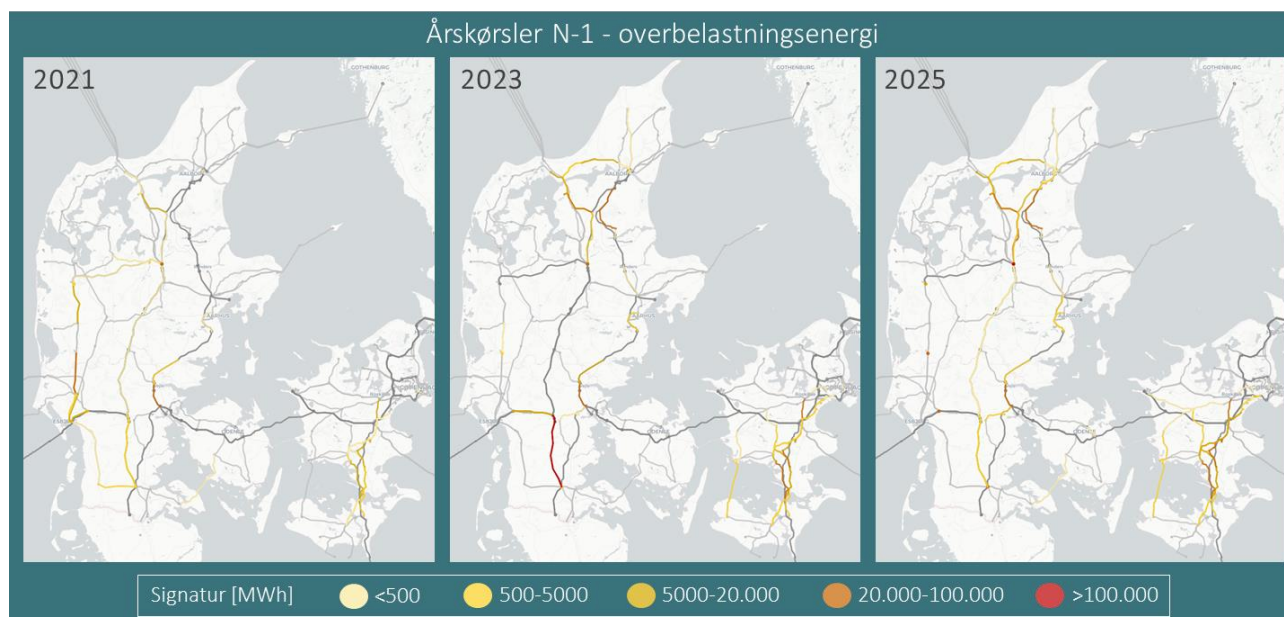
10.1 Aftag af lokal produktion

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.

I Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2020 vurderes det, at stigende vedvarende produktion i Vestjylland, Nordvestjylland, Sydsjælland og på Lolland vil medføre overbelastninger i nettet. På grund af den nye tilgang er der ikke lavet specifikke beregninger på nedreguleringsbehovet fremadrettet, men den årlige energi, som skal kunne transporteres, er beskrevet. 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.

Overbelastningsenergiene kan ses på kortet i *Figur 10*, som også fremgår i førnævnte "Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2020". Den viser, hvor meget energi der ikke kan flyttes i de enkelte linjer inden for overføringsevnen. Energienet har ikke estimeret, hvad nedreguleringsbehovet forventes at være i fx 2021.

¹⁸ <https://energinet.dk/-/media/D975D9FDA5364BE886E6030ACED86F22.PDF>



Figur 10 Overbelastningsenergi affødt af Analyseforudsætningerne 2019.

11. Effekttilstrækkelighed

Energinet analyserer hvert år effekt-, nettilstrækkeligheden og robustheden som følge af den kommende revisionsplan. Revisionsplanen for 2021 er endnu ikke fastlagt, men den foreløbige plan indeholder ingen længerevarende revisioner af kritiske komponenter. Energinet forventer derfor en høj effekttilstrækkelighed i 2021 med en lav risiko for strømafbud i både Vest- og Østdanmark. Energinet revurderer løbende effekttilstrækkeligheden, og tager mitigerende tiltag i brug, hvis det vurderes nødvendigt.

Effekttilstrækkeligheden på længere sigt

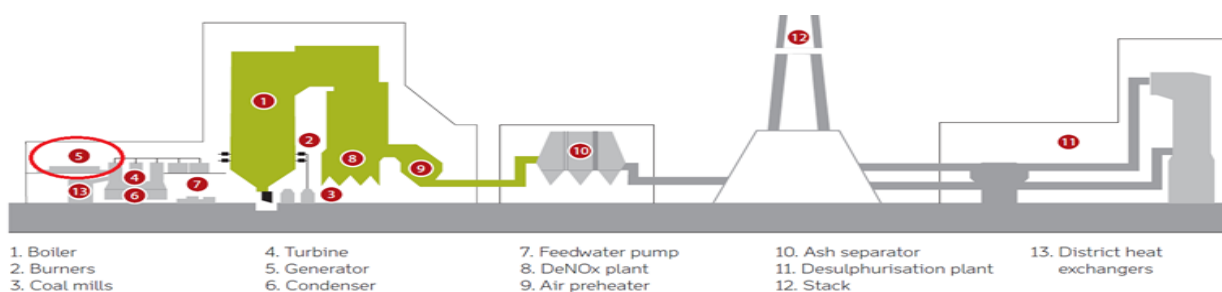
Analysen af effekttilstrækkeligheden i Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2020 i Danmark frem mod 2030 viser fortsat, at Østdanmark har størst risiko for effektmangel. Effekttilstrækkeligheden i Østdanmark forbedres dog ved idriftsættelse af 400 MW-forbindelsen, Kriegers Flak Combined Grid Solutions, som forventes at ske 15. december 2020.

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 12.



Figur 11 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. 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 160 registrerede 400 kV-driftsforstyrrelser i perioden 2003-2019.

Årrække	Kraftværker	Synkronkompensator og SVC
2003-2019	95,6 %	99,4 %
2003-2014	96,2 %	99,0 %
2015-2019	92,9 %	100 %

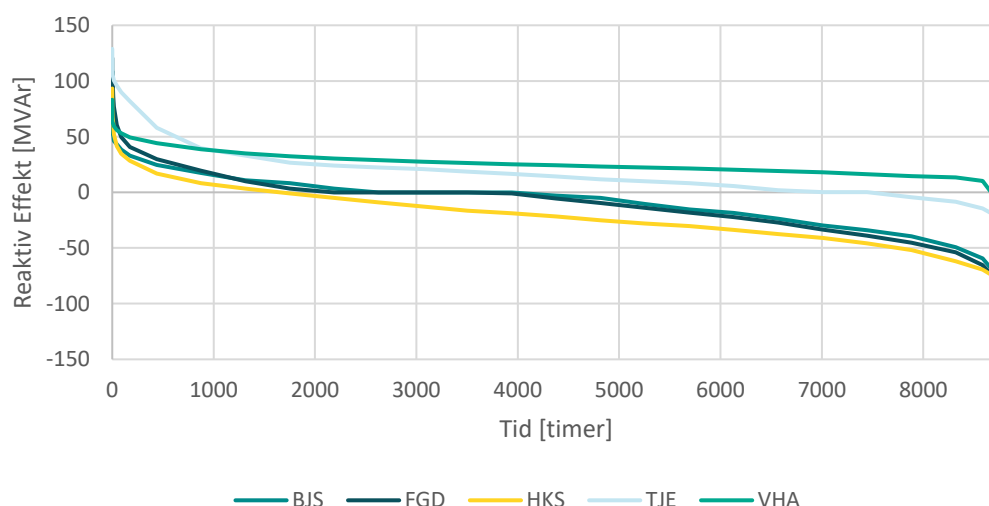
Tabel 13 Sandsynlighed for at anlæg bliver på eltransmissionsnettet under 400 kV-driftsforstyrrelse.

Der er sammenlagt installeret 5 synkronkompensatorer, hvoraf 3 er placeret i Vestdanmark og 2 i Østdanmark; alle ejet af Energinet. Tabel 14 viser driftstimerne for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2019 til 1. januar 2020 samt synkronkompensatorernes driftsområde.

Navn	Område	I drift (timer)	I drift (%)	Driftsområde (MVar)	Idriftsættelseår
BJS-G1	DK2	8551	97,6	-140 til 270	2013
FGD-G1	DK1	8695	99,3	-100 til 200	2014
HKS-G1	DK2	8673	99,0	-120 til 200	2014
TJE-G1	DK1	7989	91,2	-120 til 160	1976
VHA-G1	DK1	8200	93,6	-50 til 105	1964

Tabel 14 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 12 viser varighedskurver for hver synkronkompensator i perioden den 1. januar 2019 til den 1. januar 2020 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 12 Varighedskurver for synkronkompensatorerne i perioden 1. januar 2019 til 1. januar 2020.

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 15 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 16 og Tabel 17 er antallet af henholdsvis reaktorer og kondensatorer, ejet af Energinet ultimo 2019, 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	77	6.378	-	-
Serie	1	-	0	10
DK2 reaktorer				
Shunt	26	2.390	-	-
Serie	10	-	0,7	40,8

Tabel 16 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 17 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 18 er antallet af filtre ejet af Energinet ultimo 2019 i Vest- og Østdanmark givet samt deres samlede effekt.

DK1 filtre		
Type	Antal	Samlet effekt (Mvar)
Filter	19	1.080
DK2 filtre		
Filter	7	634

Tabel 18 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. Rødsted 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 19 er antallet af FACTS ejet af Energinet ultimo 2019 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 19 Antal FACTS ejet af Energinet i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). * Gælder kun ved STATCOM-drift.

13. Status på markedsføring af systemydelser

Energinet har gennem en lang årrække allerede markedsført en række ydelser. På flere af disse ydelser arbejdes der nu for at skabe internationale markedsplatforme, som både øger udbud og efterspørgsel. Der er dog en række ydelser, som er komplicerede i deres egenskaber og behov, og her arbejdes der nationalt for at markedsføre disse ydelser. Tabel 20 viser en oversigt over status på markedsføring af systemydelser.

Ydelse	Status
Regulerkraft (mFRR-aktivering), herunder specialregulering	Markedsført
Manuelle reserver (mFRR-kapacitet)	Markedsført
Automatiske reserver (aFRR-kapacitet)	Markedsført
Frekvensstyrede reserver (FCR, FCR-D og FCR-N)	Markedsført
Systemgenoprettelsesreserve (Start fra dødt net) i DK1 og DK2	Markedsført
Reserveforsyning af Bornholm, Læsø og Anholt	Markedsført
Behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikke intakt net	Markedsført
Ydelser til sikring af elforsynings sikkerheden i situationer med effekttilstrækkelighed	Markedsført
Spændingsstabilitet: Mvar-kompensering og spændingsregulering	Metoden for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering under normal drift er under udarbejdelse
Ydelser til at afhjælpe flaskehalse i situationer med manglende nettilstrækkelighed	Pilotprojekt for lokal fleksibilitet med henblik på markedsføring
Frekvensstabilitet (DK2: Fast Frequency Reserves fra midt 2020)	Markedsført

Tabel 20 Oversigt over markedsføring af systemydelser.

13.1 Aktuel status på pilotprojekter for markedsføring af systemydelser

I forlængelse af beskrivelsen af Energinets status for markedsføring af systemydelser har Energinet igangsat to pilotprojekter på Lolland med henblik på at markedsføre behov for systemydelser.

Det ene pilotprojekt har haft til formål at identificere og markedsføre behovet for kontinuert spændingsregulering i normaldrift, mens det andet pilotprojekt har til formål at markedsføre håndtering af flaskehalse i eltransmissionsnettet.

13.2 Pilotprojekt – Spændingsregulering på Lolland

Energinet igangsatte i 2019 i samarbejde med interesserede aktører et pilotprojekt til lokal kontinuert spændingsregulering på Lolland. Et udbud blev publiceret marts 2019 hvor der blev efterspurgt 40 Mvar på Lolland i elektrisk nærhed af Radsted transformerstation. Der indløb samlet set 3 bud, hvoraf blot ét nogenlunde kvalificerede til at dække det beskrevne behov.

Der blev indgået aftale med havvindmølleparken Rødsand II som ejes af RWE og SEAS-NVE, og som drives af RWE Wind Services A/S. Rødsand II leverede kontinuert spændingsregulering til transmissionsnettet fra 24. februar 2020 til 30. april 2020.

Pilotprojektet havde blandt andet til formål at afdække mulighederne for at give markedsbaseret adgang til flere teknologier som leverandør af spændingsregulering.

Emne	Beskrivelse
Produkt	Kontinuert spændingsregulering i Radsted eller elektrisk i nærheden. Set-punktet skal som udgangspunkt være 132 kV, men ændres efter anmodning fra kontrolcenteret.
Regulering, kontinuert	Skal have reaktiv effekt reguleringssegenskaber fra 0 til -40 Mvar ved en spænding over 0,85 pu. Ved 130 kV skal anlægget være 0 Mvar, og ved 137 kV skal det være -40 Mvar. Metode for aktivering skal aftales.
Regulering spændingsgenopretning	Ikke relevant for pilot (skal uddybes, når baggrunden for teknologineutrale krav er analyseret).
Tolerancer for spændingsdyk	Skal levere inden for enhedens krav til tolerance over for spændingsdyk, som de er tilsluttet under.
Reguleringshastighed/ prioritering/droop/koordinering	SVC-anlægget skal køres neutralt. Kontraheres der med energibetaling, skal reguleringen være kontinuert i maksimalt 1 Mvar trin og kun ned til 137 kV. Kontraheres der med rådighedsbetaling alene, må reguleringen være i større trin. Hvis spændingen kommer under 130 kV, skal det reaktive effektforbrug afkobles momentant (mindre end 100 ms).
Periode	Behovet opstår primært, når eltransmissionslinjerne er lavt belastet.
Tilgængelighed	Skal være tilgængelig, når spændingen er høj, hvilket estimeres til at være omkring 3.000 timer pr. år. Planlagt udetid skal aftales med Energinet. Rammer aftales i forbindelse med prisforhandling.
Andet	Spændingsregulering skal kunne leveres i leveringspunktet, uden at det har negative konsekvenser for indfødningspunktet/tilslutningspunktet eller andre områder.

Tabel 21 Teknologineutral produktdefinition til pilotprojekt for spændingsregulering som de var formuleret i pilotprojektet (værdierne i tabellen er projektspecifikke).

Erfaringerne i piloten er brugt til videreudvikling af metode for kontinuert spændingsregulering, som blev igangsat sammen med aktørerne i 2019. Disse vil kunne ses og kommenteres, når denne metode efter forventningerne kommer i høring.

Metoden vil gælde produktionskapacitet tilsluttet transmissionsnettet. Erfaring fra pilotprojektet har vist, at den kapacitet til kontinuert spændingsregulering, der findes i distributionsnettet, bedst vil kunne bruges på distributionsniveau. Levering fra enheder i distributionsnettet vil være ineffektiv og kan i nogle områder forstyrre distributionsselskabernes kontrol af reaktiv effekt og deres overholdelse af Mvar-aftalen.

Det synes urealistisk at der kan skabes tilstrækkeligt stort marked til en dynamisk prisdannelse. Spændingsregulering kan ikke transporteres over lange elektriske afstande, og behovet for spændingsregulering skal derfor opfyldes i lokale områder. Derfor vil der i langt de fleste leveringspunkter i transmissionsnettet være nul eller én potentiel leverandør. Af denne årsag påtænkes det at fastsætte én landsdækkende pris for reaktiv effekt. Dette vil de facto være en reguleret pris, jævnfør elforsyningsloven og systemansvarsbekendtgørelsen. Metoden for kontinuert spændingsregulering i normal drift vil derfor også anmeldes som en reguleret pris for netop dette marked.

Energinet skal kunne spændingsregulere med direkte signal fra Energinets kontrolcenter. Det vil ikke blive obligatorisk for eksisterende produktionsanlæg at etablere sådanne signaler, men en betingelse for at opnå betaling for reaktive effekt leverance under kontinuert spændingsregulering. Det vil derimod være et krav for kommende transmissionstilsluttede anlæg, at de skal have denne egenskab og skal stå i kontrol-tilstanden 'spændingsregulering' som standard (som alternativ til kontrol-tilstandene: 'reaktiv effektregulering' og 'power-faktor regulering'). Der er dog stadigvæk krav om, at de tre kontroltilstande skal være til rådighed for at aktiveres af Energinet efter behov. Derudover er det nye, at anlægsejerne vil modtage en betaling for den faktiske leverance af reaktiv effekt ud over et i metoden fastsat dødbånd. Dødbåndet vil sige et interval, hvor der ikke ydes betaling.

13.3 Pilotprojekt – Handel med lokal fleksibilitet på Lolland

Pilotprojektet om markedsbaseret handel med lokal fleksibilitet vil teste et koncept for geografiske regulerkraftbud til håndtering af flaskehalse i eltransmissionsnettet. Formålet med projektet er på kort sigt at opnå en forbedret samfundsøkonomisk drift og på lang sigt en forbedret samfundsøkonomisk udvikling af eltransmissions- og eldistributionsnettene ved også at anvende markedsbaserede bud i lokale markeder, frem for kun at udbygge infrastruktur eller anvende beordringer til nedregulering. Projektet skal skabe konkurrence og prissignaler for lokal fleksibilitet.

Pilotprojektet har været "i drift" siden Q2 2020 og vil fortsætte indtil Q4 2020. Projektet er afgrænset til at dække et område under station *Vestlolland*, *Radsted* og *Rødby* på Lolland i Østdanmark. I projektet aktiveres lokal regulerkraft/fleksibilitet til at håndtere interne flaskehalse i transmissionsnettet på Lolland.

Efter endt pilotprojekt opsamles data og erfaringer, og på baggrund heraf opdateres det testede koncept hvis nødvendigt. Efterfølgende metodeanmeldes konceptet til Forsyningstilsynet, forventeligt i Q2 2021. Det forventes derfor, at metoden kan godkendes tidligst primo 2022, hvorefter det implementeres umiddelbart lige efter.

13.4 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. 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.l.a. fault-ride-through og til andre systemydelser, som allerede er markedsgjort eller der er under pilot for markedsføring. 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 markedsføre. Overblikket er alene et udtryk for, hvordan Energinet tolker det tilgængelige materiale.

14.1 Spændingsregulering og reaktiv effekt kompensering

Tabel 22 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.

Energinets tilgang til hvordan kontinuert spændingsregulering kan skaffes, er beskrevet i afsnit 15.1. Energinet har hentet inspiration fra udlandet og herudover forsøgt at tage hensyn til særlige forhold i det danske elsystem.

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 el-transmissionsnettet	Skarpt defineret reaktiv strømrespons på spændingsdyk
Italien	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter >10 MVA eller tilsluttet eltransmissionsnettet	
Spanien	Spændingsregulering	Obligatorisk	Ingen	Alle producenter i el-transmissionsnettet >30 MW som leverer aktiv effekt	
Storbritannien	Obligatory reactive power service (ORPS)	Obligatorisk	Variabel (pr. Mvarh)	Alle store producenter >50 MW, tilsluttet el-transmissionsnet	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 el-transmissionsnettet	For anlæg som kan levere ydelser udover ORPS-krav, blandt andet ingen afhængighed til aktiv effektleverance

Tabel 22 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
Storbritannien¹⁹	Enhanced frequency response (EFR) købes ikke længere Fast acting frequency response produkt er under udvikling	Udbud, Kapacitetsbetaling	Variende udbudsperiode	Efter gældende udbudsbetingelser
Ireland²⁰	Fast frequency response	Udbud	Min 5 år kontrakter	Efter gældende udbudsbetingelser
Kontinental Europa	Ingen			
Norden	Fast frequency reserve som beskrevet i afsnit 6.2.1			

Tabel 23 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 skyldes VE-produktion. Det vil sige, at der kan være nogle timer i træk, hvor der blæser meget og er samtidig sol. Det vil sige, at Energinet vil købe op-/nedregulering de få timer og de få steder, hvor der er behov. Derfor 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
Storbritannien²¹	Transmission constraint management	Hvor det er muligt udbud, ellers bilaterale kontrakter	Afhængig af flaskehalse type	Efter gældende udbudsbetingelser
TenneT (Tyskland)	Reserve Power for Other Purposes	Bilaterale kontrakter	Varierende	Efter gældende udbudsbetingelser

Tabel 24 Oversigt over fremskaffelse af lokal fleksibilitet.

¹⁹ <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/enhanced-frequency-response-efr>

²⁰ SEM-13-098 DS3 System services Technical Definitions Decision Paper

²¹ <https://www.nationalgrideso.com/transmission-constraint-management?technical-requirements=>

15. Det videre arbejde

Dette afsnit beskriver, hvad Energinet forventer at gøre fremadrettet i forhold til behovsvurdering for systemydelser og markedsføring af systemydelser (Tabel 20). Energinet forventer at gøre følgende:

- Beskriver behov for systemydelser, som i dette dokument
- Fortsætter eksisterende markedsbaseret indkøb af systemydelser
- Fortsætter international markedsudvikling af eksisterende reservemarkeder
- Færdiggøre pilotprojekt for lokal fleksibilitet
- Udarbejder metode for fremskaffelse af kontinuert spændingsregulering i normal drift.

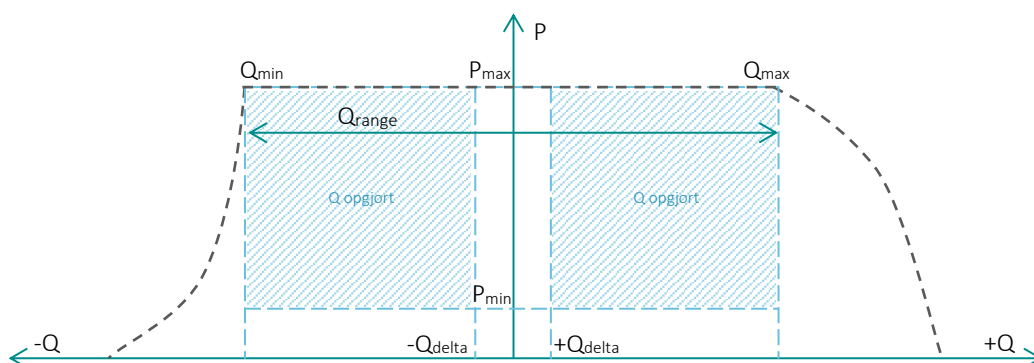
15.1 Kontinuert spændingsregulering i normaldrift

Energinets erfaringer fra pilotprojekt for spændingsregulering på Lolland viser, at modellen fra pilotprojektet ikke uden videre er velegnet til at blive implementeret landsdækkende. Udfordringerne var særligt at definere et godt kontraktuelt setup, og at der ikke var tilstrækkelige frivillige bud.

I forhold til kontinuert spændingsregulering i normal drift arbejder Energinet hen imod obligatoriske krav til levering af kontinuert spændingsregulering fra alle producenter tilsluttet eltransmissionsnettet i normal drift, og herudover definere en fastpris-model for reaktive effekt i stedet for en budbaseret model for levering af reaktiv effekt.

Med hensyn til regulerings nøjagtighed krav fra RfGen etableres der en korridor, indenfor hvilken producenter ikke får betaling i forhold til leverance af reaktiv effekt (Mvar). En betaling bør dække både generering og absorbering af reaktiv effekt udover den korridor. Korridor have størrelsen $Q_{\Delta} = \pm 15\% Q_{\text{nom}}$ (nominal reaktive effekt), dog maksimum ± 15 Mvar.

Aktiv effekt bør prioriteres foran reaktiv effekt. Det vil sige, at der bør ikke laves plads til reaktiv effekt på bekostning af aktiv effekt. Betaling for reaktiv effekt bør opgøres for reaktiv effekt leveret inden Q_{range} , som er reaktiv effekt leveret på tværs af fuld aktiv effektproduktion (det vil sige fra minimum til maksimal produktion).

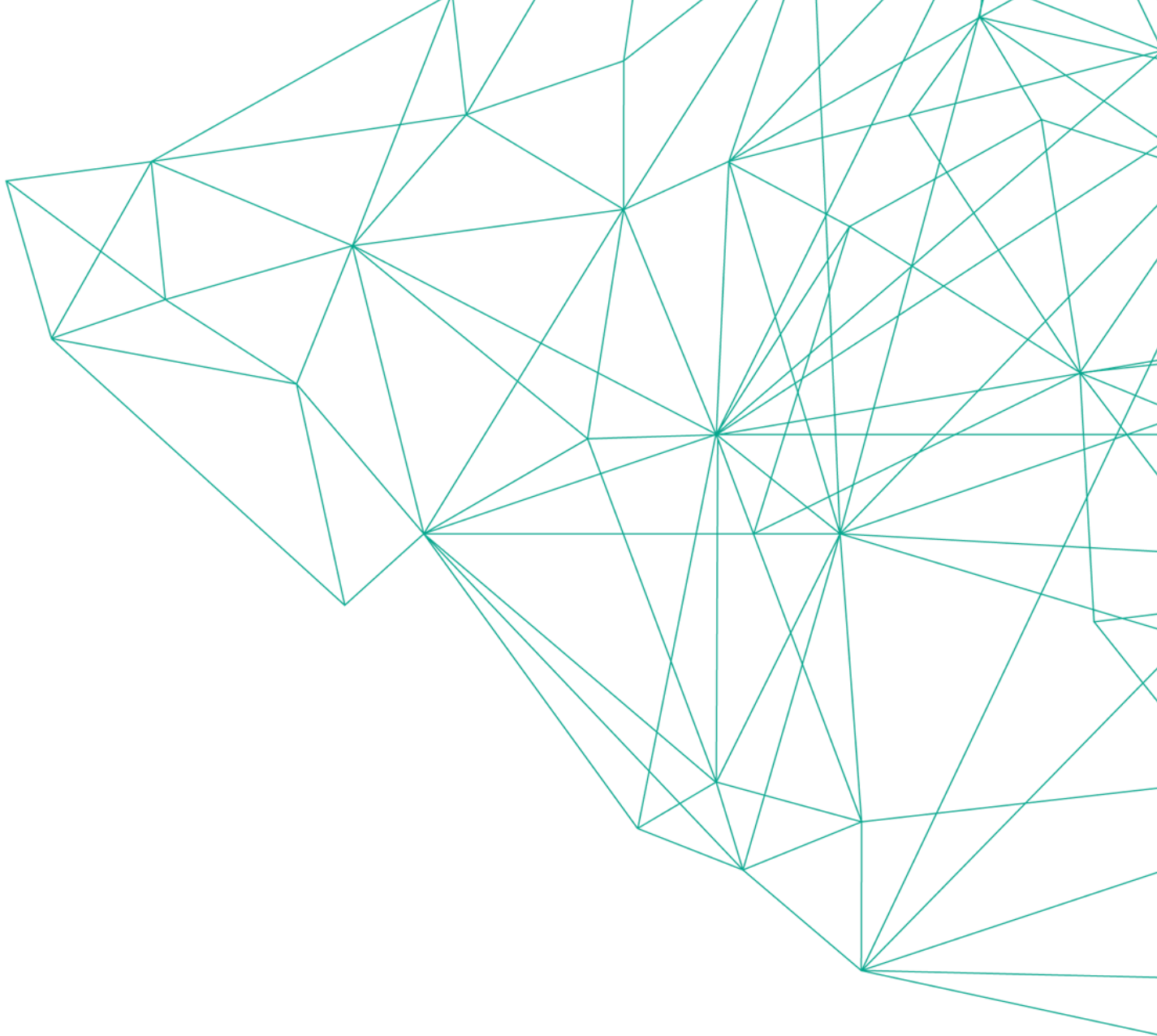


Figur 13 Forklaring af reaktiv effekt opgørelse.

Energinet har i løbet af 2020 involveret aktører og gennemført interne workshops, hvor rammer og implementering blev diskuteret og præciseret; herunder afregningsprincipper og tekniske krav til kommunikation og signaludveksling mellem Energinet og producenten. De internationale erfaringer var ligeledes inddraget. Metodeanmeldelse forventes i Q1 2021.

16. 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>



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
Dato: 30. oktober 2020