



ENERGINET

REDEGØRELSE FOR ELFORSYNINGSSIKKERHED

2023



BILAG II – Effekttilstrækkelighed

Indholdsfortegnelse

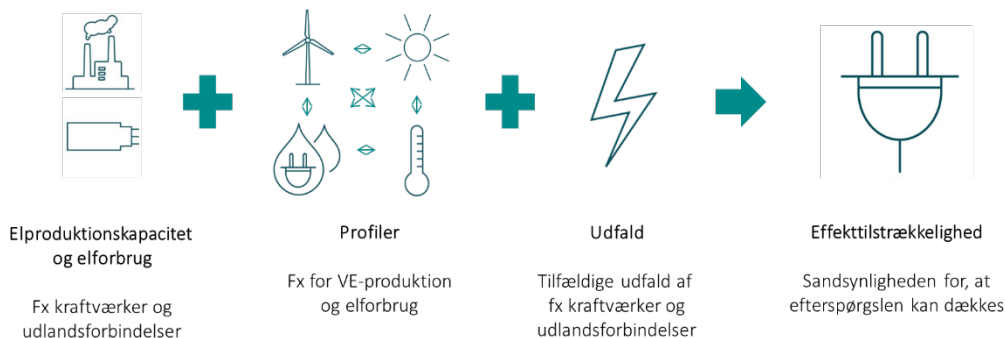
1. Metodenotat om effekttilstrækkelighed.....	1
1.1 Metoder og antagelser – BID3.....	2
1.2 Elproduktionskapaciteter og elforbrug.....	2
1.3 Profiler.....	17
1.4 Udfald.....	20
1.5 Forbrugsafkobling.....	25
1.6 Nye tiltag og metodeopdateringer.....	26
2. Effekttilstrækkelighedsresultater.....	31
2.1 Baggrund for vurdering af effekttilstrækkelighed.....	31
2.2 Resultater for dansk effekttilstrækkelighed.....	34
2.3 Scenariernes robusthed og følsomheder.....	53
2.4 Perspektivering til europæiske vurderinger og sidste års redegørelse.....	68

1. Metodenotat om effekttilstrækkelighed

Energinet ønsker med dette notat at give interessenter indblik i Energinets metode og forudsætninger til beregninger af effekttilstrækkelighed. Samtidig benyttes notatet til opfyldelse af § 47, stk. 3, i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.¹. De detaljerede analyseresultater mv. er beskrevet i afsnit 2 i denne bilagsrapport.

Energinets metode for effekttilstrækkelighedsberegninger er illustreret i Figur 1. Strukturen i dette bilag følger den overordnede metode som vist i figuren. Metoden for effekttilstrækkelighedsberegningerne er grundlæggende baseret på varme-, brint- og elproduktionskapaciteter samt varme-, brint- og elforbrug, der bliver simuleret med timeprofiler for forskellige historiske klimaår og kombinerer dette med stokastiske udfald på kraftværker og udlandsforbindelser. Alt sammen for hele det europæiske elsystem. For at sikre et tilstrækkeligt grundlag at udarbejde analyser på bruges således kombinationen af alle disse elementer, der til dette års redegørelse udgøres af 35 forskellige klimaår med i alt 105 forskellige udfaldsmønstre fordelt ligeligt på de forskellige klimaår, hvilket giver knap 1 mio. forskellige timekombinationer, der regnes for hvert analyseår.

Til sidst i dette metodenotat gennemgås en række metodiske ændringer, der er lavet i dette års redegørelse.



¹ Bekendtgørelse nr. 589 af 24/05/2023.

Figur 1 Visualisering af Energinets metode for effektilstrækkelighedsberegninger.

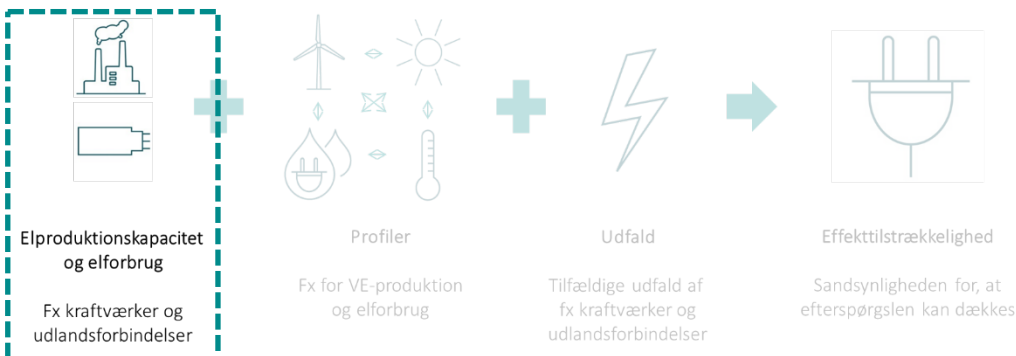
1.1 Metoder og antagelser – BID3

Til effektilstrækkelighedsberegninger til Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2023 (RFE23) benyttes modellen Better Investment Decisions 3 (BID3). BID3 benyttes til modellering af det europæiske day-ahead marked for elektricitet, herunder til effektilstrækkelighedsvurderinger i Energinet.

BID3 benytter således en markedstilgang, som blandt andet modellerer spotpriser i elmarkedet i modsætning til fx Energinets tidligere model FSI og Energistyrelsens model Sisufos, der også benyttes til modellering af effektilstrækkelighed. BID3 benyttes hos flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske, samt tidligere i ENTSO-E's Midterm Adequacy Forecast (MAF) og nu indirekte i forbindelse med ENTSO-E's European Resource Adequacy Assessment (ERAA), hvor BID3 bliver brugt til at benchmarke de paneuropæiske effektilstrækkelighedsresultater.

Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 38 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede elprisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske.

1.2 Elproduktionskapaciteter og elforbrug



1.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark

Analyseforudsætninger til Energinet 2022 (AF22)² ligger til grund for antagelserne for det danske elsystem i Energinets vurdering af den forventede udvikling i elforsyningssikkerheden. Opnåelse af Folketingets målsætning om 70 pct. reduktion i Danmarks drivhusgasudledninger i 2030, klimaneutralitet i 2050 og Klimaaftalen om grøn strøm og varme fra 2022 er inkluderet i AF22.

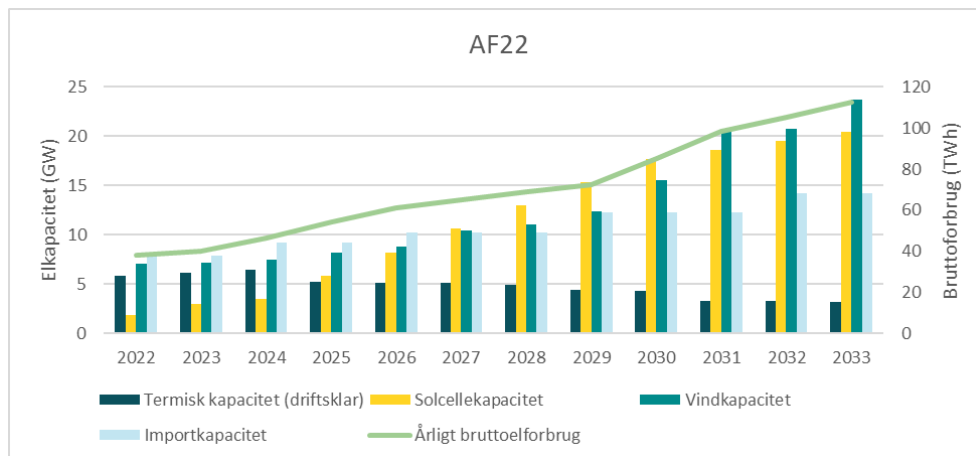
Forudsætningerne i AF22 er væsentligt anderledes sammenlignet med AF21, på grund af store tendensændringer med specielt fokus på udbygning med vedvarende energi og Power-to-X (PtX). Termisk kapacitet er stort set uændret fra AF21 og falder i hele perioden. Dog falder den termiske elproduktionskapacitet mere efter 2030 i AF22 end i AF21. Til gengæld stiger solcelle-

² Analyseforudsætningerne udarbejdes til brug for Energinets opgave med at planlægge udviklingen i el- og gastransmissionsnettet og koncentrerer sig om udviklingen i el- og gasforbrug samt i el- og fjernvarmeproduktionskapaciteter. Analyseforudsætningerne angiver et sandsynligt udviklingsforløb for det danske el- og gassystem frem mod 2050. [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#).

og vindmøllekapacitet på langt sigt markant mere i AF22 i forhold til AF21. Energiøen i Nordsøen etableres i 2033 i AF22 ligesom i AF21, men med en havvindkapacitet på 3 GW fremfor 1,5 GW. Tilsvarende er vindkapaciteten på energiøen ved Bornholm øget fra henholdsvis 1 GW i 2030 og 2 GW i 2031 i AF21 til 3 GW fra 2030 i AF22.

Forbindelserne fra energiøerne til Danmark er henholdsvis 1,4 GW fra Nordsøen og 1,2 GW fra Bornholm. Bruttoelforbruget ligger højere i hele perioden i AF22 og er fortsat støt stigende, hvilket særligt skyldes forventningen om markant mere PtX i Danmark i AF22 sammenlignet med AF21. Uden elforbruget til PtX forventes elforbruget til gengæld at være lavere i AF22 i forhold til AF21 frem til 2030, og først efter 2030 overstiges forbruget fra sidste års forudsætninger.

Figur 2 viser udviklingen i den danske termiske kapacitet, vind- og solkapaciteten samt importkapaciteten på de danske udlandsforbindelser³. Derudover vises udviklingen i det samlede danske bruttoelforbrug.



Figur 2 Udvikling i elproduktions- og importkapacitet samt det årlige bruttoelforbrug baseret på AF22.

Der er usikkerhed forbundet med fremskrivningerne, og AF22 er et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem. Særligt ændringer i termisk produktionskapacitet, importkapacitet og elforbrug har betydning for elforsynings sikkerheden og specielt effektilstrækkelighed og nettilstrækkelighed.

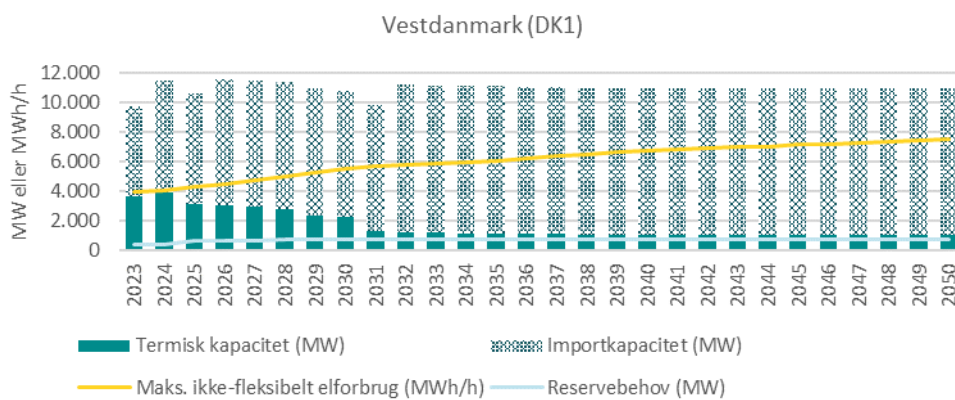
Som set i sidste års redegørelse for elforsynings sikkerhed er udviklingen med nedgang i regulerbar produktionskapacitet og stigende afhængighed af fluktuerende energikilder som sol og vind en udfordring for effektilstrækkeligheden isoleret set. Elforbrugsstigningen i AF22 forventes primært at ske ved elektrificering af sektorer som fjernvarme, transport og PtX. Det nye forbrug forventes at være mere fleksibilitet end klassisk elforbrug, men hvordan fleksibiliteten faktisk vil udmøntes i systemet, er fortsat usikkert. Energinets antagelser om denne fleksibilitet er beskrevet i afsnit 1.3.2.

I Figur 3 og Figur 4 er årsudviklingen for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark illustreret. Figurerne viser, hvordan begge landsdele bliver tiltagende mere afhængige af at kunne impor-

³ Bemærk, at importkapacitet særligt i effektilstrækkelighedsøjemed ikke altid kan udnyttes fuldt ud.

tere strøm fra omkringliggende lande i situationer uden VE-produktion, da den termiske kapacitet falder, og maksimumforbruget stiger. I 2023 svarer den installerede termiske kapacitet til ca. 90 pct. af maks. forbruget i Vestdanmark, mens det er ca. 120 pct. af maks. forbruget i Østdanmark. I 2033 falder disse til henholdsvis 20 pct. og 75 pct. I tillæg hertil vises udviklingen i forventningen til de danske reservebehov⁴, som i modsætning til den installerede termiske kapacitet forventes at stige år for år.

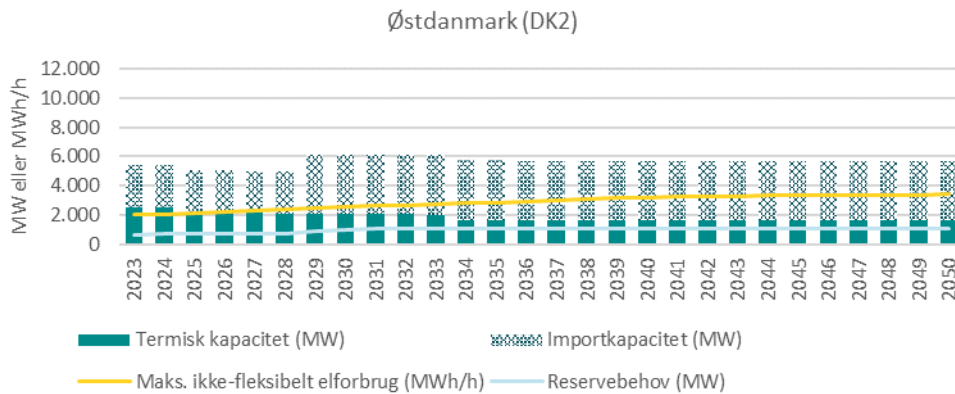
I årene efter 2030 forventes reservebehovet med disse beregningsforudsætninger at svare til mere end halvdelen af den installerede termiske kapacitet i begge landsdele. Bemærk, at reserverne ikke nødvendigvis leveres fra termiske kraftværker i den virkelige verden, men at det i Energinets modelberegninger er antaget at være sådan. Dette forventes ikke at påvirke resultaterne i nævneværdig grad. Reservebehovene er yderligere uddybet i afsnit 1.2.2.



Figur 3 Udvikling for Vestdanmark i AF22. Maks. forbrug er baseret på Energinet modelresultat baseret på AF22⁵ og vises uden PtX og el til fjernvarme, da dette forbrug antages fleksibelt og dermed at kunne manøvrere udenom pressede timer for effekttilstrækkeligheden. I effekttilstrækkelighedsberegningerne til RFE23 er forbindelsen til Nordsø energiøen først antaget idriftsat fra 2033 sammen med vinden på energiøen efter aftale med Energistyrelsen, hvor AF22 modsat har den idriftsat fra 2032.

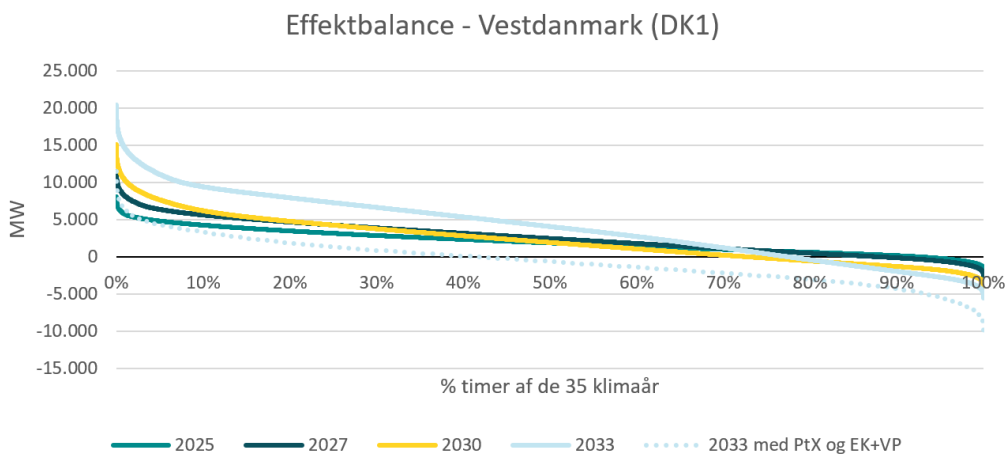
⁴ Baseret på Energinets scenarierapport for systemydelse 2022-2032. Niveaueet for 2032 holdes konstant i de efterfølgende år: <https://energinet.dk/om-publikationer/publikationer/scenarierapport-2022-2032/>

⁵ Notat: Metode for opgørelse af maksimalt effektforbrug relateret til analyseforudsætningerne (<https://energinet.dk/-/media/68BB1C0F8BC74E7B8E732520B785527D.pdf>).

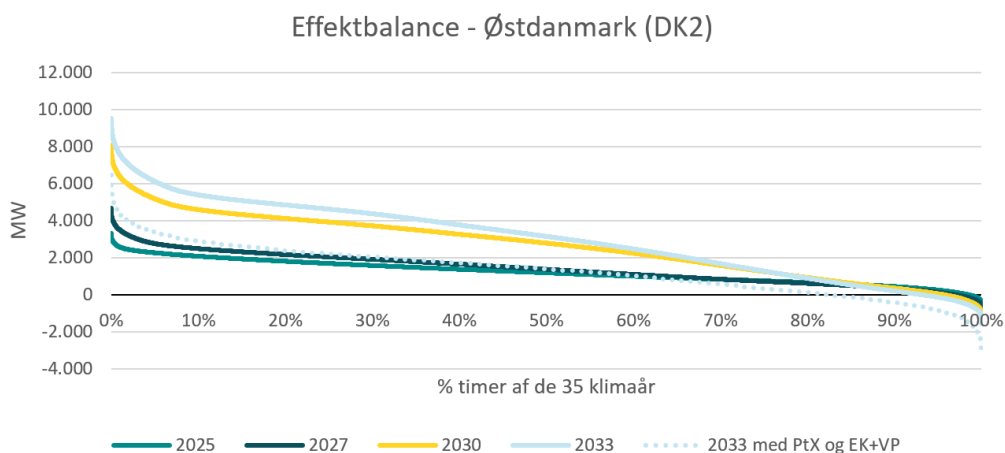


Figur 4 Udvikling for Østdanmark i AF22. Maks. forbrug er baseret på Energinet modelresultat baseret på AF22 og vises uden PtX og el til fjernvarme, da dette forbrug antages fleksibelt og dermed at kunne manøvrere udenom pressede timer for effekttilstrækkeligheden. I effekttilstrækkelighedsberegningerne til RFE23 er forbindelsen til Bornholm energiøen først antaget idriftsat fra 2030 sammen med vinden på energiøen efter aftale med Energistyrelsen, hvor AF22 modsat har den idriftsat fra 2029.

Et mere detaljeret billede af udviklingen i det danske importbehov er illustreret i Figur 5 og Figur 6. Figurerne viser, hvordan effektbalancerne for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark isoleret set udvikler sig, hvis dansk elforbrug kun kan dækkes af dansk elproduktion. Figurerne er baseret på timedata for elforbrug og elproduktion fra vind og sol for de 35 klimaår, som anvendes i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger, det vil sige 35 klimaår x 8.760 timer/år = 306.600 timeværdier. Elproduktionen fra kraftværkerne i alle timer i de enkelte år antages at være konstant og udgøre 85 pct. af den installerede kraftværkskapacitet, hvilket ca. svarer til den antagne årlige tilgængelighed for kraftværker i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger. For timeværdier for vindproduktion inkluderes vindproduktionen fra Kriegers Flak-havvindmølleparken i Østdanmark. Vindproduktion fra energiøen ved Bornholm tildeles Østdanmark, men er begrænset af kapaciteten på ilandføringsforbindelserne fra energiøen til det danske fastland, det vil sige 1,2 GW til Østdanmark. Tilsvarende er vindproduktion fra energiøen i Nordsøen tildelt Vestdanmark, men begrænset til 1,4 GW. Ved positive værdier er der tilstrækkelig dansk elproduktion til at dække elforbruget, mens negative værdier angiver timer, hvor dansk elproduktion ikke vil være tilstrækkelig til at dække elforbruget, og hvor der således er importbehov. I figurerne er elforbrug til PtX samt store varmepumper og elkedler i fjernvarmen ikke talt med, eftersom de i modellen agerer fleksibelt og derfor ikke vil være til stede eller kun begrænset til stede i situationer med effektmangel.



Figur 5 Udvikling i effektbalancerne på timeniveau for Vestdanmark på tværs af 35 klimaår. Værdierne er sorteret fra størst til mindst. Effektbalancen er her givet ved elproduktion fra VE (vind og sol) plus 85 pct. af den installerede kraftværkskapacitet minus elforbruget uden det fleksible forbrug fra PtX samt store varmepumper og elkedler. Tilgængeligheden af kraftværkskapacitet er beregnet ud fra antagelser om udetider for de enkelte kraftværker.



Figur 6 Udvikling i effektbalancerne på timeniveau for Østdanmark på tværs af 35 klimaår. Værdierne er sorteret fra størst til mindst. Effektbalancen er her givet ved elproduktion fra VE (vind og sol) plus 85 pct. af den installerede kraftværkskapacitet minus elforbruget uden det fleksible forbrug fra PtX samt store varmepumper og elkedler. Tilgængeligheden af kraftværkskapacitet er beregnet ud fra antagelser om udetider for de enkelte kraftværker.

Det fremgår af Figur 5 og Figur 6, at Vestdanmark i større grad end Østdanmark bliver afhængig af import fra udlandet. Vestdanmark har dog også væsentligt større importkapacitet end Østdanmark. Fx forventes importkapaciteten (inklusive Storebæltsforbindelsen) i 2025 for Vestdanmark at være ca. 7,5 GW, hvorimod den for Østdanmark er ca. 2,9 GW.

Figur 5 viser blandt andet, at Vestdanmarks elproduktion i 2025 og 2027 går fra at kunne dække elforbruget i ca. 90 pct. af timerne til mellem 72 pct. og 77 pct. af timerne i 2030 og 2033. Udviklingen fra 2025 til 2033 skyldes primært en nedgang af termisk kapacitet, som ifølge AF22 falder med ca. 2 GW i perioden, samt en forøgelse af elforbruget. I Figur 5 viser den

stiplede linje effektbalancen i Vestdanmark, når det resulterende forbrug fra modellen fra PtX samt store varmepumper og elkedler tælles med i elforbruget. I sammenligning med den hårdt optrukne linje for 2033 falder andelen af timer, hvor Vestdanmark dækker sit eget elforbrug fra 77 pct. til 40 pct.

Figur 6 viser, at effektbalancen i Østdanmark er positiv imellem 96 pct. og 98 pct. af timerne i perioden 2025 til 2030, mens andelen af tiden med positiv effektbalance falder yderligere til 93 pct. af timerne i 2033. Den relativt høje effektbalance for Østdanmark skyldes blandt andet, at den termiske kapacitet fra 2025 til 2033 kun falder med ca. 140 MW ud af de ca. 2 GW, der forudsættes i AF22. Derudover er tilstrømning af ny VE i forhold til elforbrugsforøgelse større i Østdanmark sammenlignet med Vestdanmark frem mod 2033. For Østdanmark viser den stiplede lyseblå linje for 2033, hvor PtX samt store varmepumper og elkedler er med i elforbruget, at den østdanske effektbalance med dette inkluderet falder fra 93 pct. til 82 pct. i 2033.

For yderligere information om, hvordan elforbrug, VE og termisk elproduktionen afhænger af forskellige klimaår, henvises til selvstændige underafsnit i afsnit 1.3.

1.2.2 Balanceringsreserver

I det følgende beskrives udelukkende ubalancereserver, FRR (sekundære reserver, aFRR, og manuelle reserver, mFRR), da de hurtige frekvensregulerende reserver (FCR, FFR) i både Danmark og i udlandet ikke nødvendigvis kan forventes benyttet til opretholdelse af effekttilstrækkeligheden. De hurtige frekvensreserver reserveres til at imødekomme momentane og store driftsforstyrrelser på synkronområdeniveau.

Energinet's stokastiske effekttilstrækkelighedsberegninger resulterer i forventede afbrudsm minutter, hvor elforbrugere i praksis bliver afkoblet på grund af manglende effekt. Det vil sige situationer, hvor Energinet og markedet har udtømt alle ressourcer, herunder brug af reservekapacitet til at sikre effekt til forbrugerne, så tæt på driftstimen som muligt. Derfor afspejler beregningerne, hvordan Energinet i praksis vil håndtere situationer med effektmangel. Modellerne begrænses dog naturligt til håndtag, som kan køre i en time, da modellerne er timebase-rede. Derfor inkluderes visse håndtag ikke. Fx overlast af kabler, som kan variere over året, og som i visse situationer kan bruges til at øge import/eksport.

Jævnfør europæisk lovgivning skal de europæiske TSO'er sikre håndtering af dimensionerende hændelse, prisområdets største enhed samt ubalancer, hvorfor Energinet, sammen med delingsaftaler, indkøber aFRR og mFRR i de danske prisområder. Herved minimerer reserveerne, indkøbt af Energinet, ubalancer internt og potentielt til nabolandene og sikrer en høj forsyningsikkerhed. Ved behov er det yderligere muligt for Energinet at trække på balanceringsreserverne fra nabolandene, hvis der er fri overførselskapacitet til det og de ikke allerede er aktiveret i nabolandene. Dette aspekt er ikke inkluderet i beregningerne. I dag har Energinet også mulighed for ved situationer med effektmangel at aflaste elforbrug inden for 15 minutter i eldistributionsnettene, hvilket giver Energinet et håndtag, som kan reagere lige så hurtigt som manuelle reserver.

I situationer hvor knaphed fra spotmarkedet trækkes med videre ind i driftstimen, vil dette ske som mismatch mellem elforbrug og elproduktion, hvilket er en ubalance, som skal håndteres af

kontrolcenteret. Denne ubalance vil skulle afbødes gennem aktivering af FRR-reserver, hvorfor antagelsen om anvendelse af samme reserver til effektknaphed er reel. Ulempen er dog et yderst udsat elsystem, som ikke har den nødvendige redundans mod udfald, og at eventuelle udfald efterfølgende må håndteres gennem forbrugsaflastning.

I forbindelse med reservehåndteringen i udlandet benyttes tilgangen i ENTSO-E's ERAA 2022. Det betyder, at ubalancereserver ikke inddrages for udlandet til at opretholde effektilstrækkelighed. Reservehåndteringen i Danmark i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger er således en væsentlig forskel til reservehåndteringen i den europæiske effektilstrækkelighedsvurdering i ERAA 2022. Tilgangen i ERAA 2022 er at vurdere effektilstrækkeligheden i elsystemet i day-ahead markedet, det vil sige uden inddragelse af nogen reserver (FFR, FCR, aFRR, mFRR), mens tilgangen i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger er tættere på realtid. For DK2 er det i dag af væsentlig betydning, da de manuelle reserver udgør ca. 600 MW i DK2 eller ca. 25 pct. af DK2's maksimumforbrug i 2022.

Alle reserverne i Danmark modelleres som noget nyt som en kapacitet, der skal reserveres i day-ahead markedet af produktionsenheder i modsætning til tidligere, hvor reserverne blev korrigeret for ved at indsætte et fast forbrug svarende til reservestørrelserne. Denne nye tilgang svarer til metoden, som bruges i ERAA 2022⁶. Ubalancereserverne (aFRR og mFRR) som bruges i Energinets beregninger til at dække effektilstrækkelighed føjes i en efterbehandling til resultaterne i timer med effektmangel for at undgå at reserverne aktiveres i day-ahead markedet. I praksis betyder denne metodeændring i sig selv ikke noget for effektilstrækkeligheden, men andre metodeændringer⁷ nødvendiggør den opdaterede reservehåndtering for at få retvisende resultater. Derudover giver den opdaterede metode en bedre repræsentation af markedet, hvor priserne ikke bliver påvirket af det tidligere kunstigt højere elforbrug – som følge af reservekorrektionen. Reservestørrelserne er baseret på Energinets scenarierapport for systemydelse.⁸ Her er gennemsnittene for det høje og det lave skøn for opreguleringsreserverne brugt som den reservemængde, der skal dækkes i de modellerede år.

Af Tabel 1 fremgår reservebehovene i de modellerede år. For udlandet er reserveimplementering og -mængde, som skrevet ovenfor, baseret på ERAA 2022.

Reservebehov (MW)	2025	2027	2030	2033
Vestdanmark, DK1	683	686	741	750
Heraf mFRR+aFRR	659	658	711	718
Østdanmark, DK2	743	760	984	1086
Heraf mFRR+aFRR	677	687	898	991

Tabel 1 Reservebehov i modellerede år. Baseret på Energinets Scenarierapport 2022-2032.

⁶ Læs mere om reservemodellering i ERAA 2022 i ERAA 2022 Annex 2, afsnit 9, [European Resource Adequacy Assessment 2022 | Annex 2 – Methodology \(azureedge.net\)](#).

⁷ Se afsnit 1.6.2 om local matching og curtailment sharing.

⁸ Scenarierapport 2022-2032: <https://energinet.dk/om-publikationer/publikationer/scenarierapport-2022-2032/>.

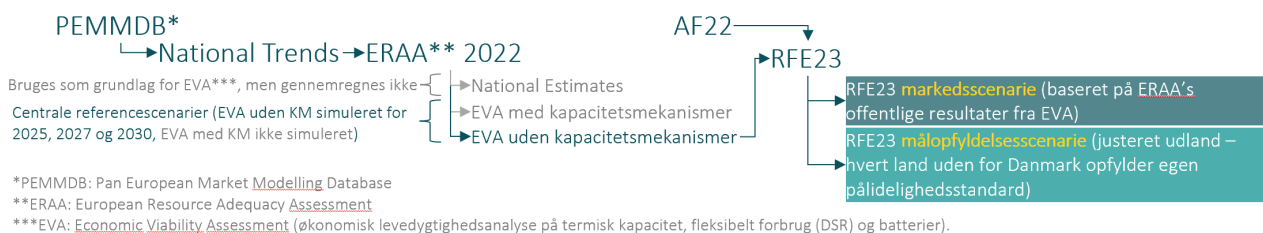
1.2.3 Elforbrug og elproduktionskapacitet i udlandet

De anvendte udlandsdata i årets redegørelse er baseret på data anvendt til ENTSO-E's effektivitetsstrækkelighedsvurderinger, ERAA 2022⁹. Data til ERAA indberettes af de nationale TSO'er og kontrolleres og sammenskrives af ENTSO-E.

ERAA baseres i udgangspunktet på data indmeldt fra de Europæiske TSO'er, som indrapporterer data til PEMMDB (Pan-European Market Modelling Database). Her tages udgangspunkt i TSO'ernes forventede udvikling, som danner grundlaget for scenariet National Trends (også kaldet National Estimates). På dette grundlag laves der i ERAA to centrale referencescenarier gennem en rentabilitetsanalyse kaldet EVA (Economic Viability Assessment). EVA laves på de produktionsanlæg, som de enkelte TSO'er har markeret som kandidater for analysen, og som TSO'erne dermed har sagt god for kan lukke tidligt eller levetidsforlænges afhængigt af deres økonomiske forhold alene i day-ahead markedet. I EVA gives der desuden mulighed for at bygge ny gasbaseret elproduktionskapacitet, batterier samt at introducere nyt fleksibelt elforbrug, Demand Side Response (DSR). Det ene af de to scenarier tager dernæst højde for at lande med allerede godkendte kapacitetsmekanismer samt pålidelighedsstandarder kan tilføre yderligere kapacitet til disse mekanismer, mens det andet ikke tillader yderligere kapacitet end det, der er i forvejen. Data danner efterfølgende grundlaget for effektivitetsstrækkelighedsberegninger for alle medlemsområder.

Forskellen mellem National Estimates og EVA uden kapacitetsmekanismer er en nedgang på ca. 50 GW termisk kapacitet på tværs af Europa, fra udgangspunktet cirka 500 GW i 2030.¹⁰

I ERAA 2022 er det dog kun scenariet uden yderligere kapacitetsmekanismer, som ENTSO-E har lavet beregninger for. For at tage højde for dette og for at håndtere, at det nye datasæt for udlandet baserer sig på et andet scenarie end National Estimates, hvor der samlet set er en reduktion i termisk kapacitet på omkring 10 pct. af den installerede kapacitet, har Energinet valgt at basere prognoseberegningerne på to forskellige udlandsdatasæt. Det første - som er udgangspunktet for redegørelsens analyser - kaldes *Markedsscenariet*, hvor udlandet udgøres af kapaciteter, som de fremgår af ENTSO-E's ERAA 2022 EVA-scenarie uden kapacitetsmekanismer. Det er det samme scenarie, ERAA 2022 er regnet på, det vil sige et scenarie, hvor den estimerede økonomi i day-ahead markedet for visse kraftværker har fået lov at bestemme hvor meget kapacitet, der findes i de enkelte lande. Det andet scenarie for udlandet kaldes *Målopfyldesscenariet*, hvor Energinet har tilføjet yderligere kapacitet i en række lande, for at de kan målopfylde deres respektive pålidelighedsstandarder, i form af LOLE (Loss of Load Expected). Figur 7 viser flowet af data, der bruges til RFE23.



⁹ Læs mere om ERAA fra ENTSO-E på <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>.

¹⁰ Læs mere om ERAA 2022 fra ENTSO-E på <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>.

Figur 7 Illustration af dataflow til konstruktion af datasæt, som bruges af Energinet til effektivitetsberegninger til Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2023.

Energinet vurderer, at der med ERAA-scenarierne foreligger et gennemarbejdet sæt af udlandsdata, dog med den tilføjelse, at ERAA 2022 blev offentliggjort i december 2022 og således ikke inkluderer de allerseneste energipolitiske ændringer på europæisk plan.

Udover *Markedsscenariet*, som er baseret direkte på ERAA's centrale referencescenarie uden kapacitetsmekanismer og AF22, udvides analysen som nævnt til RFE23 med et alternativt scenarie, som har til formål at undersøge Danmarks effektivitetsberegningssituation, hvis de europæiske lande som har en pålidelighedsstandard, lever op til disse. Dette alternativ kaldes *Målopfyldesscenariet* og er udarbejdet for at undersøge effektivitetsberegningen i det danske elsystem (givet i AF22) i en omverden der lever op til egne målsætninger, hvad angår effektivitetsberegning. Det kan tilføjes, at da ACER¹¹ valgte ikke at godkende ERAA 2022, var det bl.a. ud fra det kritikpunkt¹², at EVA underestimerer rentabiliteten ved regulerbar kapacitet på grund af simplificeringer i EVA-beregningerne, og at ERAA 2022 dermed overvurderer de europæiske effektivitetsberegningssituationer.

Det målopfyldende scenarie konstrueres ud fra resultaterne fra *Markedsscenariet* og ud fra de pålidelighedsstandarder, der findes i en række af de europæiske lande, som anført i ERAA 2022. Disse pålidelighedsstandarder fremgår af Tabel 2.

Medlemsland	Type af pålidelighedsstandard	Værdi
Belgien*	LOLE (timer/år)	3
Tjekkiet*	LOLE (timer/år)	15
Tyskland*	LOLE (timer/år)	2,77
Estland*	LOLE (timer/år)	9
Finland*	LOLE (timer/år)	2,1
Frankrig*	LOLE (timer/år)	3
Grækenland*	LOLE (timer/år)	3
Irland**	LOLE (timer/år)	8
Italien*	LOLE (timer/år)	3
Litauen	LOLE (timer/år)	8
Nederlandene	LOLE (timer/år)	4
Luxembourg*	LOLE (timer/år)	2,77
Portugal	LOLE (timer/år)	5
Polen	LOLE (timer/år)	3
Sverige	LOLE (timer/år)	1

Tabel 2 Nationale pålidelighedsstandarder for en række europæiske lande, kilde: ERAA 2022.

*Baseret på den fælleseuropæiske metode for beregning af Value of Lost Load ([link](#)).

**Pålidelighedsstandarden for det integrerede irske marked (I-SEM), mens den for Nordirland alene er 4,9.

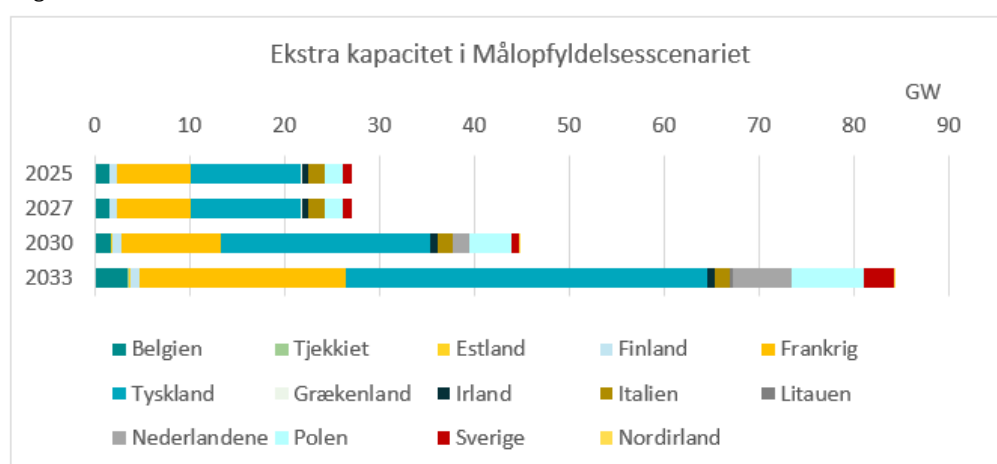
Ud fra resultaterne fra *Markedsscenariet* er der for hvert prisområde i hvert land – som fremgår af Tabel 2 og som derfor har en pålidelighedsstandard – indsat tilstrækkelig kapacitet til at

¹¹ Agency for the Cooperation of Energy Regulators, <https://www.acer.europa.eu/>.

¹² Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Decision No 04/2023 on the European Resource Adequacy Assessment, [Decision \(europa.eu\)](#).

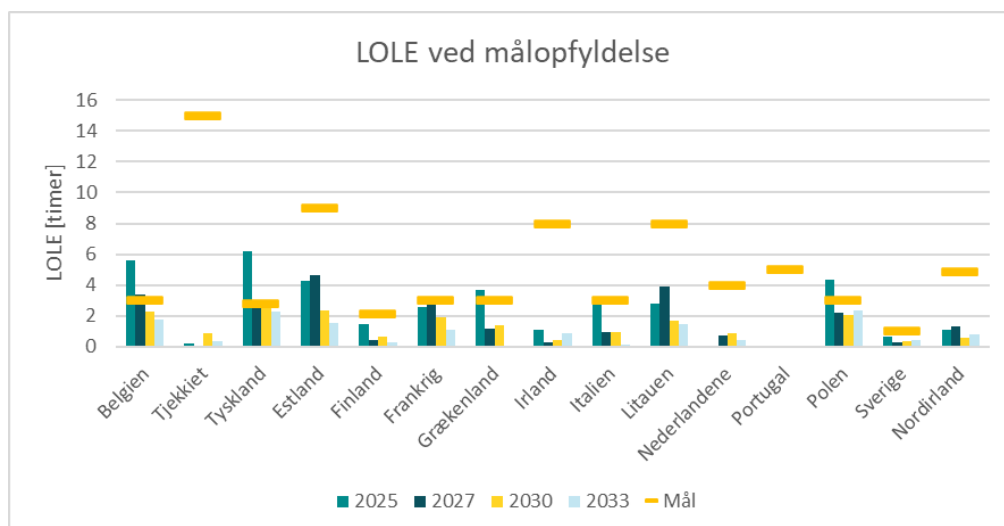
landet i gennemsnit overholder standarden. Et eksempel kan være Belgien, der har en pålidelighedsstandard på 3 timer/år. Når modellen sammenlagt simulerer et analyseår 105 gange med forskellige udfaldsmønstre i forskellige klimaår, må Belgien maksimalt opleve 3×105 timer med ikkeleveret energi, altså 315 timer i alt. Det vil sige den 315. største ENS i Belgien skal kunne dækkes. Den manglende elproduktionskapacitet sættes ind i modellen som en dyr spidslastenhed, som byder elproduktion ind i day-ahead markedet til 500 EUR/MWh under prisloftet (prisloftet er 8000 EUR/MWh i simuleringerne) med et ikke nærmere bestemt brændsel. Den nødvendige kapacitet for hvert land er dernæst afrundet til nærmeste 100 MW og indsat i modellen. Den indsatte kapacitet kan ses af nedenstående figur. 3Der er ikke taget højde for, at den tilføjede kapacitet i de enkelte lande potentielt vil kunne afhjælpe problemer på tværs af landegrænser i tilfælde af, at der ikke er samtidighed mellem effektilstrækkelighedsproblemerne.

3Figur 8



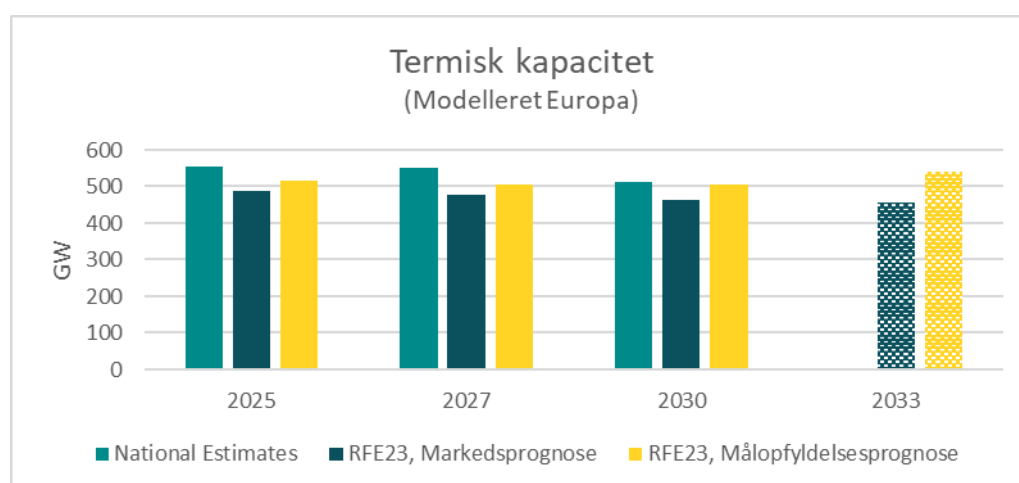
Figur 8 Indsatte kapaciteter for at overholde nationale pålidelighedsstandarder.

LOLE i de lande, hvor der indsættes ekstra kapacitet for at overholde pålidelighedsstandarden kan ses i Figur 9. Resultaterne viser, at der på trods af den indsatte kapacitet fortsat findes effektilstrækkelighedsproblemer i systemet, og at fx Tysklands LOLE lander på 1-3 timer/år, hvilket tilnærmelsesvist er inden for landets målsætning på 2,77 LOLE. Der er enkelte lande, der på den korte bane overskrider pålidelighedsstandarden, men for at undgå, at der sættes mere kapacitet ind i 2025 end der er behov for i de efterfølgende år, er 2027 behovet brugt som loft i 2025.



Figur 9 LOLE for lande hvori der indsættes ekstra kapacitet for at overholde pålidelighedsstandard.

I det følgende vil de termiske elkapaciteter i de tre datasæt, som danner grundlag for dette års redegørelse, blive sammenlignet med hinanden. Det første datasæt er National Estimates, som ERAA's EVA tager udgangspunkt i, og som i EVA sammenlagt fjerner ca. 50 GW termisk kapacitet fra i 2030. Det andet datasæt er det, som bruges som udlandsdata i dette års redegørelse, nemlig ERAA's centrale referencescenarie uden kapacitetsmekanismer. Det tredje datasæt bygger som beskrevet ovenfor direkte på ERAA's centrale referencescenarie, men har yderligere fået tilført den ovennævnte ekstra termiske kapacitet for, at udlandet kan opfylde egne pålidelighedsstandarder. De tre datasæt følger dataflowet vist i Figur 7. Resultatet fremgår af Figur 10. Søjlerne for 2033 er stiplede fordi 2033 er opsat jævnfør beskrivelsen i afsnit 1.2.4 fordi ERAA 2022 kun går til og med analyseåret 2030.



Figur 10 Sammenligning af udenlandsk termisk kapacitet i de tre datasæt, National Estimates, ERAA's centrale referencescenarie uden kapacitetsmekanismer¹³ og RFE23's målopfyldesscenarie, hvor udlandet overholder pålidelighedsstandarder.

¹³ Data for National Estimates og ERAA central reference uden kapacitetsmekanismer stammer fra <https://www.entsoe.eu/out-looks/eraa/2022/eraa-2022-visuals/#eraa-outputs> hvor dansk data er fra valgt og kun termisk data inkluderet i sammentællingen. Det vil sige kategorierne Other RES, Nuclear, Other non-RES, Coal og Gas.

Yderligere variationer og eventuelle usikkerheder i udlandsdata forsøges belyst via følsomhedsberegningerne i RFE23.

Pan-Europæisk effektilstrækkelighedsmetode

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fastsætter en række specifikke krav, som ENTSO-E's europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger, fremadrettet kaldet ERAA, skal opfylde. De væsentligste elementer er som følger. Det bemærkes, at det beskrevne er den endelige form, som man i ENTSO-E arbejder frem mod og forventer at nå i løbet af få år.

- Tidshorisont på ca. 10 år med specifik årlig vurdering for hvert år.
- Integration af økonomisk bæredygtighedsanalyse for produktionsenheder.
- Inkludering af yderligere scenarier, herunder varianter både med og uden eksisterende og planlagte kapacitetsmekanismer.
- Inkludering af alle ressourcer, som kan bidrage til effektilstrækkeligheden, herunder blandt andet fleksibelt elforbrug, energilagring og sektorintegration.
- Overensstemmelse med flow-based-kapacitetsberegningsskemaet, hvor relevant.

De paneuropæiske effektilstrækkelighedsanalyser udvikles de kommende år for at efterleve de skærpede krav. Energinet deltager aktivt i dette arbejde i regi af ENTSO-E.

Den paneuropæiske metode skal efterleves af nationale effektilstrækkelighedsvurderinger ved ønsker om indførelse af kapacitetsmekanismer. I dag er der en betydelig metodemæssig forskel mellem de europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger og Energinets danske analyser. I Energinets analyser medtages fx de danske balanceringsreserver til understøttelse af effektilstrækkeligheden, mens de ikke er inkluderet i de europæiske analyser. Dermed kigger den europæiske metode på effektilstrækkeligheden i en anden tidshorisont, nemlig i day-ahead markedet og ikke i driftsøjeblikket. I dag udgør disse reserver ca. 400 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark og regnes med i *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2023* at stige til ca. 700 MW i Vestdanmark og 1000 MW i Østdanmark frem mod 2033.

En væsentlig ændring til dette års effektilstrækkelighedsberegninger sammenlignet med sidste års redegørelse er, at alle udlandsforudsætninger er blevet opdateret, samt at metoden for valg af udlandsdatasæt er blevet ændret. Årsagen til dette skifte er, at Energinet ønsker at være i bedre overensstemmelse metodemæssig med ERAA.

Forskelle mellem udlandsforudsætninger i dette års redegørelse sammenlignet med sidste års redegørelse er illustreret i nedenstående Figur 11. Figuren viser forskellen mellem den regulerbare produktionskapacitet (termiske- og hydrokraftværker) og det maksimale residualforbrug (elforbrug fratrukket VE-produktion fra sol- og vindkraft) for Danmark og udvalgte omkringliggende lande. Det er værd at bemærke kategorien "System", som viser de 10 lande betragtet som et system uden netbegrænsninger mellem landene.

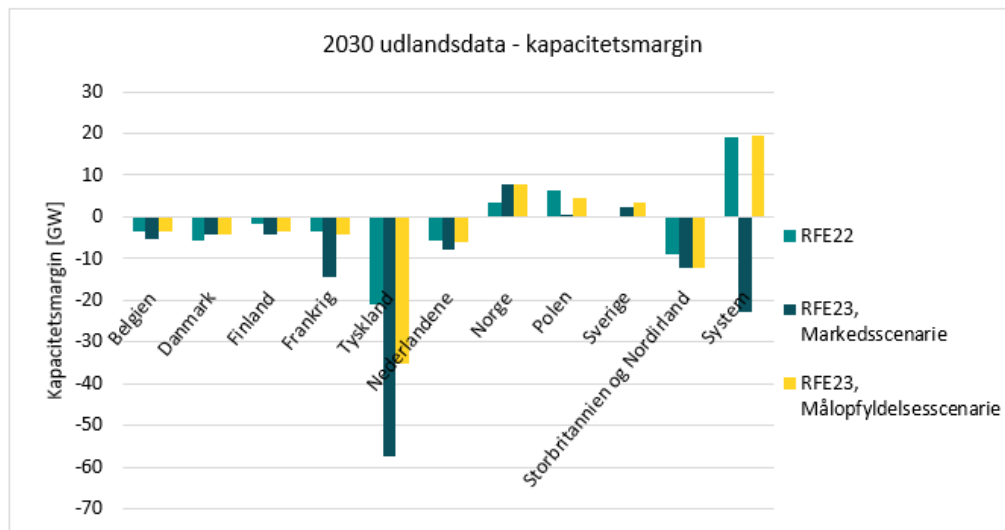
Systemets betydelige overskud af regulerbar produktionskapacitet, som var til stede sidste år, er reduceret markant til dette års redegørelses Markedsscenario og går fra et overskud på knap 20 GW til et underskud på mere end 20 GW. Det betyder, at pga. den negative udvikling i kapacitet, er det samlede system, set uden begrænsninger over forbindelser, fra et effektilstrækkelighedsperspektiv mere presset. Til gengæld er systemets kapacitetsmargin nærmest

uændret i Målopfyldelsesscenariet, der forudsætter, at de europæiske lande overholder egne pålidelighedsstandarder.

Det samlede billede af effekttilstrækkeligheden, som tegnes i ENTSO-E's ERAA 2022 og som undersøges i dette års redegørelse afspejler, at effekttilstrækkeligheden er blevet markant forværret med datasættet fra ENTSO-E, hvis elproducenter skal kunne tjene sig hjem alene i day-ahead markedet. Særligt er det her værd at bemærke, at Tysklands kapacitetsmargin går fra et underskud på godt 20 GW i RFE22 til omkring 60 GW underskud i Markedsscenariet. Selv når der tilføjes kapacitet nok til, at Tyskland overholder egen pålidelighedsstandard i Målopfyldelsesscenariet, er underskuddet steget til ca. 35 GW i den værste time.

På tværs af alle landene i opgørelsen er det kun Norge og Sverige, der har en forbedret kapacitetsmargin ift. sidste års datasæt, før der tilføjes ekstra kapacitet. I Målopfyldelsesscenariet bibeholdes kapacitetsmarginen for de fleste lande på samme niveau som sidste år, bortset fra Tyskland.

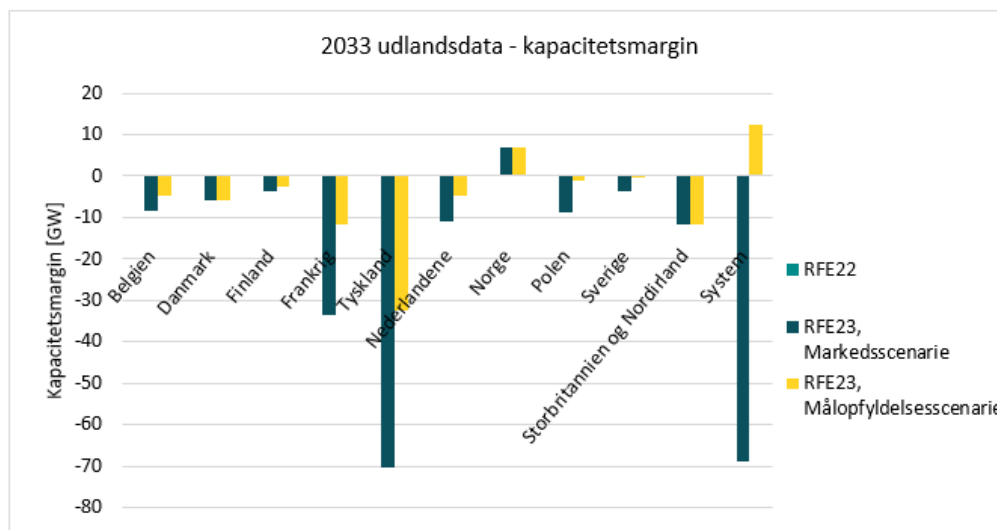
En yderligere meget stor ændring relateret til udlandet er den nylige introduktion af curtailment sharing i markedsalgoritmen EUPHEMIA og i Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger. I situationer med manglende effekttilstrækkelighed fordeler Curtailment sharing ikkeleveret energi mellem forbundne lande, der bidrager til udfordringerne. Den ikkeleverede energi fordeles efter en fordelingsnøgle, som i dag er den lokale elmangel i den pågældende time (se nærmere i afsnit 1.6.2).



Figur 11 Sammenligning af udlandsdata for 2030 anvendt til RFE22 (ERA 2021) og RFE23, Markedsscenarie (ERA 2022) samt RFE23, Målopfyldelsesscenarie (ERA 2022 + ekstra kapacitet). Kapacitetsmarginen angiver her forskellen mellem den regulerbare produktionskapacitet (termiske- og hydrokraftværker) og det maksimale residualforbrug (ufleksibelt elforbrug fratrukket VE-produktion fra sol- og vindkraft). "System" er resultatet for de viste lande betragtet som ét samlet område uden hensyntagen til faktiske begrænsninger på forbindelser mellem landene. En positiv kapacitetsmargin betyder, at der er overskud af kapacitet i det pågældende land.

Tilsvarende Figur 11, viser Figur 12 kapacitetsmarginerne for 2033, hvor det samme billede som i 2030 gør sig gældende. Dog er de negative balancer for de enkelte lande generelt endnu

værre – særligt i Markedsscenariet. Igen er systemets kapacitetsbalance i Målopfyldelsesscena-
riet samlet set positiv, om end cirka halveret i forhold til 2030.



Figur 12 Kapacitetsmargin for 2033 for RFE23. RFE22 er tom, da analysen ikke havde resultater for 2033.

1.2.4 Opsætning af modelåret 2033 for udlandet

ERAA 2022 regnes i nedslagsårene 2024, 2025, 2027 og 2030. Det betyder, at der er lagt særlig vægt på de europæiske TSO'ers dataindmelding for disse nedslagsår. Det er derimod ikke påkrævet, at der indmeldes data i de mellemliggende og efterfølgende år. Det er dog muligt for TSO'erne at indmelde data for alle år frem til 2060. Ligeledes findes der heller ikke profiler for hverken VE eller elforbrug samt tilgængelighed på elforbindelser og kraftværker for andre år end nedslagsårene.

Det er derfor nødvendigt at gennemgå indmeldt data til ENTSO-E for 2033 for mangler, eftersom nogle TSO'er ikke har udfyldt data med forventninger til 2033, mens andre har. Dette har været nødvendigt for nedenstående forskellige kategorier i elsystemet herunder: PtX, el- og varmeproduktionsenheder, elforbindelser, elforbrug, varmeindtægter, reserver, batterier og diverse profiler.

1.2.4.1 Elforbindelser i 2033 for udlandet

For elforbindelser mangler data for 2033. Der bruges samme værdi og tilgængelighed som i 2030, medmindre andet er angivet i 2031, 2032 eller 2033.

1.2.4.2 PtX og elforbrug i 2033 for udlandet

PtX er for udlandet i ERAA 2022 modelleret som Demand Side Response (DSR), som slukker helt, når elpriserne stiger til et givet niveau. Dette niveau er for alle år og for alle lande lavere end prisloftet i day-ahead markedet, og der er således ikke elforbrug til PtX i timer med effektmangel i et prisområde. I RFE23 er PtX fremskrevet til 2033 med lineær ekstrapolation baseret på årene 2027-2030 for de prisområder, hvor der ikke er indmeldt kapacitet og forbrug i 2033, med mindre første år med kapacitet og forbrug er 2030. I det tilfælde bruges 2030 kapacitet og forbrug i 2033. Er der tal i 2033 bruges disse. Tilsvarende er gjort for anden elforbrug, hvor eks-

trapolation fra 2027-2030 er ført videre ud i 2033. Denne metode er valgt fordi der i datasættet er en generelt stigende lineær udvikling i forbruget. For den resterende DSR (det vil sige ikke PtX) er 2030 indmeldingen brugt i 2033, da de fleste lande på nær UK ikke har indmeldt dette data videre end 2030. For UK bruges den indmeldte værdi i 2033.

1.2.4.3 Batterier i 2033 for udlandet

Indmelding af batterier i 2033 er for nogle lande kun givet frem til 2030. For disse er 2030-indmeldingen brugt i 2033.

1.2.4.4 Varmeindtægter i 2033 for udlandet

Indmeldingen af varmeindtægter i udlandet stopper i 2030, hvorfor disse anvendes videre i 2033.

1.2.4.5 El- og varmeproduktionskapacitet i 2033 for udlandet

For el- og varmeproduktionsenhederne i RFE23 tages der udgangspunkt i ERAA 2022's centrale referencescenarie uden kapacitetsmekanismer, som konstrueres ved hjælp af en EVA. Af den grund er der enheder i nogle lande, som er taget ud af drift i 2030 eller før, og der er enheder, som er idriftsat som følge af EVA. Derudover er der nogle lande, som ikke har indmeldt kapaciteter efter 2030. For at udfylde hullerne er det derfor valgt at bruge indmeldinger for 2030 - herunder også EVA-resultaterne i 2030 i det modellerede år 2033. Dette er gjort for alle de lande, hvor der enten mangler indmeldt data i 2033, eller hvor der som følge af EVA enten er blevet installeret eller fjernet kapacitet.

1.2.4.6 Reserver i 2033 for udlandet

Nogle lande har modelleret reserver eksplicit, som skal tages ud af beregninger, jævnfør beskrivelsen i afsnit 1.2.2, hvilket gøres ved at indtaste størrelsen på den kapacitet, som skal holdes tilbage i day-ahead markedet. Hvor dette mangler i 2033, er reserverne fra 2030 brugt, hvilket dog ikke har været relevant i forbindelse med RFE23, hvor data enten har været tilstrækkelig udfyldt eller helt tomt og ukendt.

1.2.4.7 Profiler i 2033 for udlandet

For diverse profiler, herunder for sol- og vindproduktion samt forbrug, bruges 2030-profiler i 2033. Der tages således ikke højde for den indvirkning, der er på VE-profiler, når produktionsflåden fornyes og formentlig bliver mere effektiv i løbet af de tre år, der er mellem 2030 og 2033. Ligeledes antages forbrugsprofiler i udlandet ikke at påvirkes af, at en evt. forbrugsforøgelse ikke sker jævnt fordelt mellem forskellige forbrugskategorier, da udlandet ikke har opdelt forbrug på kategorier, som det er tilfældet med det danske. Tilgængelighed på kraftværker og elforbindelser, fx af hensyn til revision, tages på samme måde fra det senest tilgængelige nedslagsår. Det vurderes dog, at dette kun er af mindre betydning, når årene ligger så forholdsvis tæt på hinanden.

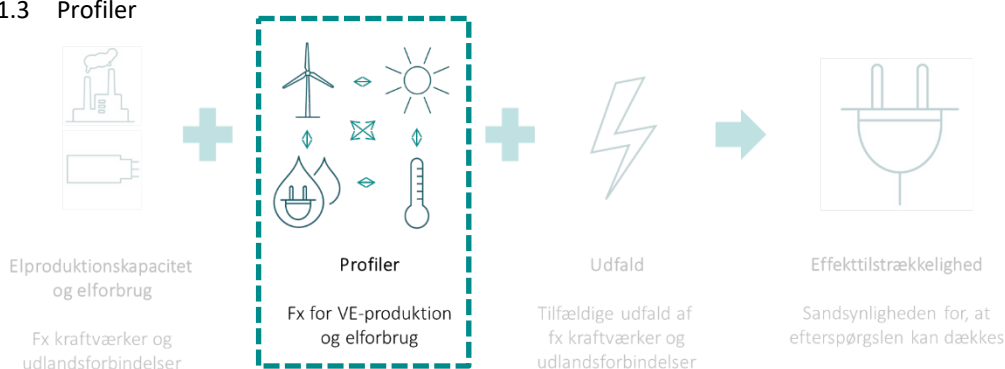
1.2.5 Behandling af Bornholm

Bornholm indgår som en del af det østdanske prisområde, DK2, i AF22. Da Bornholm ikke er direkte elektrisk sammenkoblet med det resterende af DK2, vil Bornholms elsystem derfor ikke påvirke effektilstrækkelighedssituationen i det resterende Østdanmark. Til effektilstrække-

lighedsvurderinger af DK2 er det derfor hensigtsmæssigt at trække produktions- og forbrugsenheder på Bornholm fra. Det er stadig uklart, hvordan Energiø Bornholm vil blive koblet elektrisk og markedsmæssigt med Bornholm og prisområdet DK2. Fx er det uklart, om energiøen sammen med det bornholmske elforbrug og den resterende elproduktion på Bornholm vil få sit eget prisområde, eller om Bornholm fortsat vil tilhøre DK2. I forbindelse med dette års redegørelse er der derfor ikke ændret ved metoden med hensyn til Bornholm i forhold til sidste år.

Energinet har i dette års redegørelse fjernet de store elforbrugende og -producerende enheder på Bornholm fra datasættet. Det svarer til kapaciteten på Østkraft (ca. 80 MW), ca. 5 MW decentral kraftvarme elkapacitet, ca. 40 MW landvind og ca. 20 MW solcellekapacitet samt 10 MW elkedel elforbrugskapacitet, som altså ikke medregnes i effektilstrækkelighedsvurderingerne frem til og med 2033.

1.3 Profiler



1.3.1 Klimaår

I forbindelse med benyttelse af BID3 anvender Energinet klimadata fra ENTSO-E's Pan European Climate Database (PECD). Databasen indeholder vind-, sol-, forbrugs- og hydroprofiler fra 35 forskellige historiske klimaår for perioden 1982-2016, som Energinet benytter i sine vurderinger til at give et billede af påvirkningen fra forskellige klimaår. Anvendelsen af alle disse klimaår forventes at føre til en bedre vurdering af effektilstrækkeligheden end ved få klimaår, fordi mange historiske år med forskellige kombinationer af elproduktion fra fx vindmøller samt højt og lavt elforbrug er repræsenteret.

Forbrugsprofilerne kommer fra ENTSO-E's værktøj TRAPUNTA¹⁴, som danner profilerne blandt andet baseret på historiske temperaturer samt TSO-input (fx fordeling af elforbrug mellem klassisk elforbrug, elbiler og varmepumper). For udlandet bruges de af ENTSO-E konstruerede forbrugsprofiler, som også blev anvendt i ERAA 2022. For Danmark konstruerer Energinet selv forbrugsprofilerne vha. TRAPUNTA. Disse danske forbrugsprofiler er mere udførlige og detaljerede, da de er opsplittet på de forskellige forbrugskategorier i modsætning til dem, som anvendes i ERAA 2022, hvor forbrugskategorierne er lagt sammen og bruger én aggregeret forbrugsprofil.

¹⁴ TRAPUNTA er et machine learning værktøj med fokus på at modellere og klimakorrigere klimaafhængige profiler.

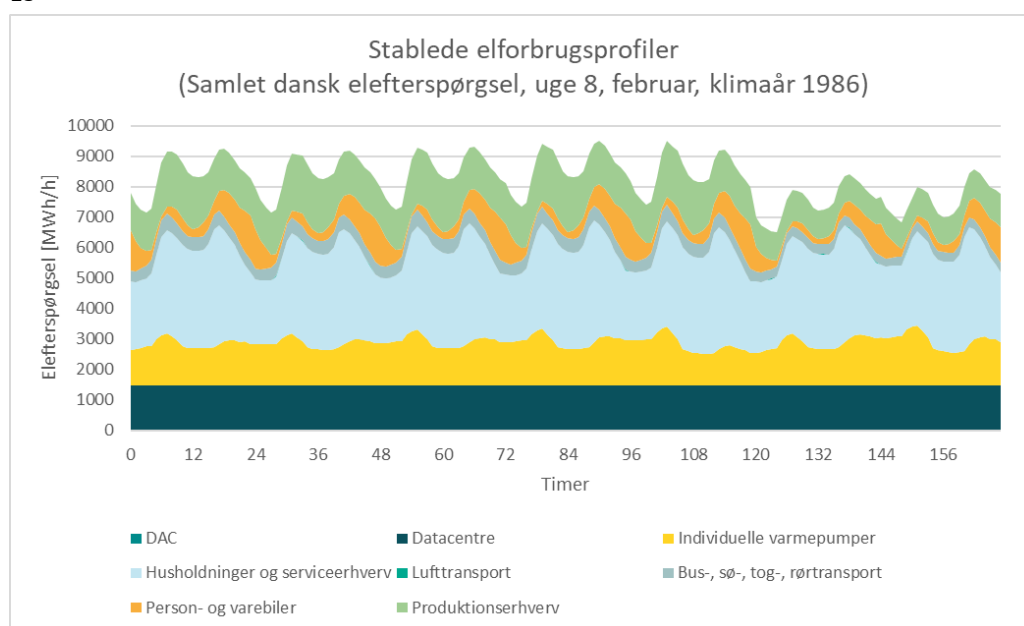
1.3.2 Danske forbrugsprofiler og antagelser om fleksibilitet

I Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger antages elforbrug til PtX helt prisfleksibelt med cut-out priser under elprisløftet, som effektueres i effekttilstrækkelighedssituationer, og dermed antages PtX ikke at give anledning til effektudfordringer. Der hersker dog fortsat stor usikkerhed om, i hvilken udstrækning PtX-anlæg vil udvise fleksibel adfærd i elsystemet, hvis fx tekniske begrænsninger nødvendiggør et vist grundlastforbrug. Det er derfor væsentligt at undersøge påvirkningen ved en mindre grad af fleksibilitet, end hvad antagelserne om fuldkommen prisfleksibilitet afspejler.

I forbindelse med modelleringen af fjernvarmen i Danmark modelleres elkedler og varmepumper i år eksplicit og dermed optimeres deres drift ud fra en minimering af omkostninger, som det også er tilfældet for elmarkedet i modellen. På den måde kan fjernvarmesystemet både på forbrugs- og produktionssiden agere fleksibelt ift. de priser og behov, der opstår i elmarkedet. Modelleringen af varme er nærmere forklaret i afsnit 1.6.3.

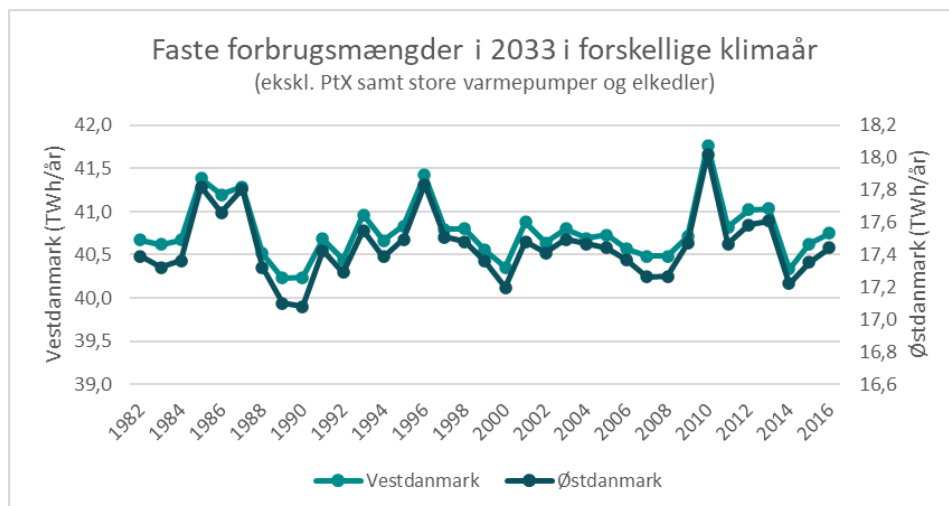
Alle andre typer elforbrug, såsom klassisk elforbrug til husstande, følger faste klimaårsafhængige profiler i scenarierne for effekttilstrækkelighed. Disse faste forbrugsprofiler dannes ved hjælp af TRAPUNTA-værktøjet, der bruges til at generere en forbrugsprofil for hver af de 35 forskellige klimaår for hver forbrugskategori. I år er der forbrugsprofiler for klassisk elforbrug til husholdninger og serviceerhverv hertil også el til individuelle varmepumper, elforbrug i produktionserhverv, el til transport ("Bus-, sø-, tog- og rørtransport", "Person- og varebiler", "Lufttransport") og store datacentre. Et eksempel på disse separate forbrugsprofiler fremgår af nedenstående figur 13. I Figur 14 er de tilsvarende forbrugsprofiler stablet, så variationen i det samlede elforbrug fremgår. Ugen, som er vist, er i øvrigt en uge med store effekttilstrækkelighedsmæssige udfordringer i både Øst- og Vestdanmark i modelåret 2023.

13



Figur 14 Forbrugsprofiler, som illustreret ovenfor er de enkelte forbrugskategorier 13 stablet. Elforbrugsprofiler for en effekttilstrækkelighedsmæssig udfordret uge (mandag til søndag) i februar i klimaåret 1986 for analyseåret 2023 i Danmark (summen af efterspørgslen i Vest- og Østdanmark).

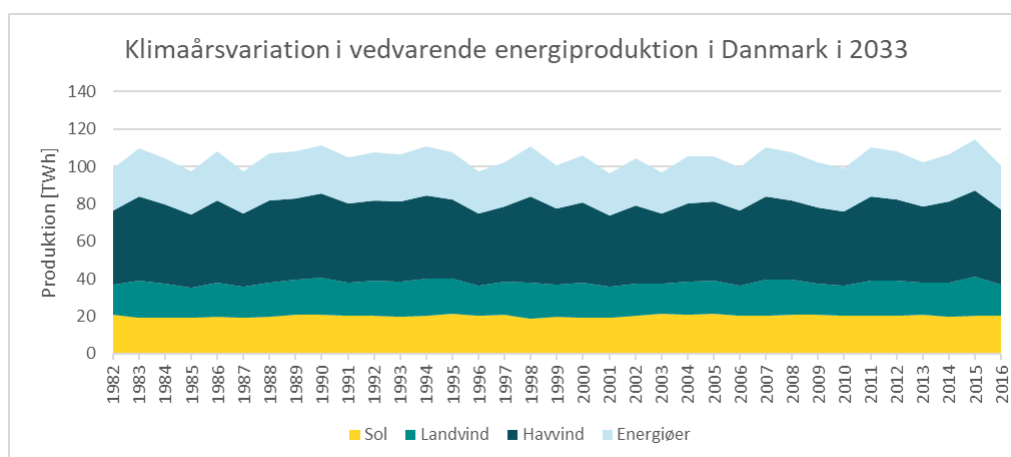
Elforbruget på prisområdetiveau anvendt til beregningerne er skaleret således, at årsforbruget angivet i AF22 er lig med årsforbruget i klimaåret 2008. Figur 15 viser, hvordan de fremskrevne årsforbrug for de faste forbrugskategorier varierer på tværs af klimaår i Vestdanmark og Østdanmark for 2033.



Figur 15 Forbrugsvariationen for de faste forbrugskategorier på tværs af de 35 klimaår benyttet i effekttilstrækkelighedsberegningerne for 2033. Forbruget for Vestdanmark er den lyseste af kurverne og kan aflæses på venstre akse, mens den mørkeste kurve er forbruget for Østdanmark og kan aflæses på højre akse.

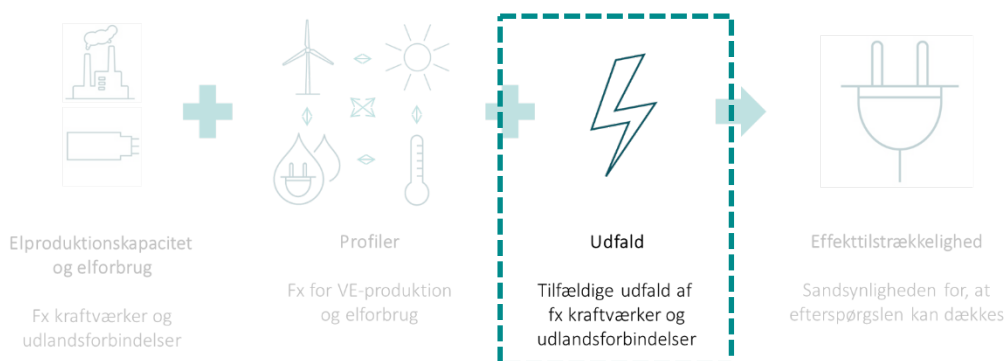
1.3.3 VE-profiler

Profilerne for vind og sol er baseret på Pan-European Climate Database (PECD), som er udarbejdet af DTU og benyttes af ENTSO-E i TYNDP- og ERAA-regi. Figur 16 nedenfor viser variationen i den danske elproduktion fra VE på tværs af de 35 klimaår for 2033.



Figur 16 Summen af elproduktion fra vedvarende energikilder i Danmark på tværs af de 35 klimaår for 2033.

1.4 Udfald



Udetidssandsynligheder angives i BID3 på termiske kraftværker og udlandsforbindelser i alle modellerede budområder. For alle udenlandske værker og udlandsforbindelser anvendes udetidsantagelserne, altså havarisandsynligheder¹⁵ og revisioner¹⁶, fra ERAA 2022. For de danske værker og udlandsforbindelser, der forbinder danske områder med hinanden og udenlandske områder med de danske, er udetidsantagelserne beskrevet i de følgende afsnit.

1.4.1 Danske udlandsforbindelser (herunder Storebælt forbindelsen)

I dette års redegørelse for elforsyningsikkerhed er udetiderne for elforbindelserne baseret på opdateringen fra sidste års redegørelse (RFE22). Alle danske HVDC-udlandsforbindelser¹⁷ antages at have samme udetid, hvorimod der for de to danske AC-udlandsforbindelser¹⁸ er separate udetidsantagelser for hver forbindelse.

Tabel 4 viser de overordnede antagelser for HVDC-forbindelserne og AC-forbindelserne mellem Vestdanmark og Tyskland (AC Tyskland) og mellem Østdanmark og Sverige (AC Øresund). Antagelser om AC Øresund er nærmere beskrevet i afsnit 1.4.2, da denne forbindelse modelleres anderledes.

	Samlet udetid [%]	Revision [%]	Havari [%]
HVDC	15,5	10,2	5,2
AC Tyskland	10,8	3,9	6,9
AC Øresund*	18,0	15,0	3,0

Tabel 4 Udetider for danske udlandsforbindelser. For HVDC-forbindelserne benyttes et kapacitetsvægtet gennemsnit på tværs af alle de danske HVDC-forbindelser.

* AC Øresund modelleres særligt og beskrives nærmere i afsnit 1.4.2.

Fælles for de danske HVDC og AC-udlandsforbindelser antages en havarilængde på 7 dage hver gang et havari indtræffer i modellen. Denne antagelse er baseret på ERAA 2022 metodikken.

¹⁵ For forbindelser dækker havari udetider for havari på selve forbindelsen samt relaterede begrænsninger på forbindelsen og fra underliggende net, som skyldes havarier.

¹⁶ For forbindelser dækker revision udetider for revisioner på selve forbindelsen samt relaterede begrænsninger på forbindelsen og fra underliggende net, som skyldes revision.

¹⁷ Forbindelserne: DK1-NO2, DK1-SE3, DK1-NL, DK1-GB, DK2-DE, DK1-DK2. DK1 og DK2 angiver de to danske budområder. Yderligere falder alle forbindelser til de to energigrupper, i Nordøen og ved Bornholm, i denne kategori. DK2 forbindelsen til Tyskland via Kriegers Flak har ligeledes HVDC antagelserne.

¹⁸ Forbindelserne: DK1-DE ("AC Tyskland"), DK2-SE4 ("AC Øresund").

Generelt er antagelserne om den samlede udetid baseret på den historiske tilgængelighed på de danske udlandsforbindelser. Data for HVDC-forbindelserne stammer fra datasættet, der ligger til grund for ENTSO-E DISTAC-rapport 2021¹⁹ med data for 2012-2020. Datasættet for HVAC-udlandsforbindelserne Øresund og Tyskland er udtrukket fra Nordpool UMM i 2022 med data for 2012-2021²⁰. Alle udetidsvarigheder er omregnet til fuldlastækvivalente udetider og skaleret derefter, fx vil en reduktion på 10 pct. i ti timer på en forbindelse, blive omregnet til reduktion i en time med 100 pct. af kapaciteten. For alle udlandsforbindelserne er der anvendt data for udetid, der har påvirket importretningen, da det er den danske elforsyningssikkerhed som er i fokus i RFE.

1.4.2 Øresundsmodellering

Øresundforbindelsen består af fire separate forbindelser (to på 400 kV og to på 132 kV). Kapaciteten på Øresundforbindelsen nedjusteres, hvis en eller flere af de fire forbindelser er ude. Energinet har indført en opbygning i BID3, som tilstræber at afspejle denne nedjustering. Nedjusteringen er lavet på samme måde som til RFE22 for at afspejle de opdelte trin, der afspejler de trin der følges i driften af elsystemet ved udfald på en eller begge 400 kV forbindelser, hvilket kan ses i Tabel 5. De historiske data anvendt, hvor der er 0 MW til rådighed, afspejles i havarisandsynligheden for linje C. De resterende data for havari og revisionshændelser på forbindelsen, hvor tilgængeligheden er over 0 MW, men under fuld kapacitet, er afspejlet i havarisandsynlighed og revision for linje B, hvor datapunkter er skaleret i forhold til 900 MW fremfor 1300 MW.

Linjestykker	Kapacitet til rådighed [MW]	Samlet udetid [%]	Revision [%]	Havarisandsynlighed [%]	Forklaring
A	700*	0	0	0	Kapacitet til rådighed ved udfald af en 400 kV linje. (Denne risiko er påført linje B).
B	900	32,2	28,9	3,3	Havarisandsynlighed og revision repræsenterende risikoen og vedligeholdet for begge 400 kV linjer, men hvor udfald sker forskudt i tid for linjerne.
C	1300	1,3	0	1,3	Havarisandsynlighed og revision repræsenterende risikoen og vedligeholdet for begge 400 kV linjer, men hvor udfald sker samtidigt for linjerne. Hele importkapaciteten forsvinder her ved havari af begge 400 kV linjer

Tabel 5 Kapacitet på Øresundforbindelsen fordelt i henhold til gældende driftsinstruks.

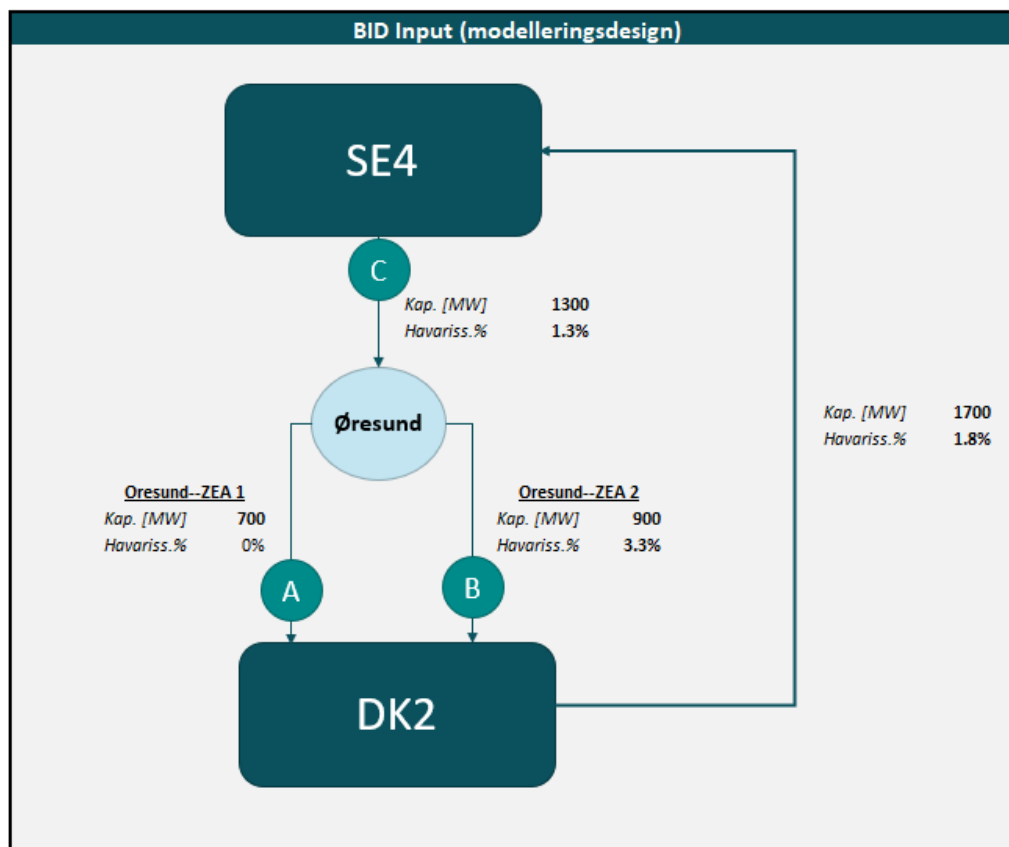
* I beregningerne er kapaciteten maksimalt 700 MW som er baseret på en forventet reinvestering af internt net på svensk side. På grund af forventede sæsonvariationer

¹⁹ DISTAC-rapporten (Nordic and Baltic HVDC Utilisation and Unavailable Statistics; <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>)

²⁰ Nordpool Remit UMM:

som resultat af begrænsninger på svensk side antages følgende specifikke kapacitet fra 2025 og frem: Sommer 530 MW, Efterår/forår 630 MW og Vinter 700 MW.

Modelleringen af driftsinstruksen ses i Figur 17. Figuren illustrerer overførselskapacitet og sandsynlighed for havari på den givne linje med retningsbestemte forbindelser.



Figur 17 Modellering af Øresundsforbindelsen i BID3 til effekttilstrækkelighedsberegningerne.

1.4.3 Danske kraftværker

Energinet anvender udetiderne for kraftværker som foreskrevet i AF22²¹, hvor det fremgår, at Energinet skal anvende forudsætningerne fra ENTSO-E's ERAA. De overordnede udetidsantagelser fra ERAA 2022 fremgår af Tabel 6 og er inddelt i forhold til værkstyperne.

De årlige niveauer i tabellen for havari er den havarisandsynlighed, som Energinets effekttilstrækkelighedsmodel anvender. Det betyder, at i nogle gennemregninger af et givent år²² er der færre og i andre flere havarier end det angivne gennemsnit. Over alle gennemregningerne af det givne år konvergerer resultaterne dog imod de angivne havarisandsynligheder. Havarilængderne angiver, hvor længe et anlæg forventes ude af drift, når der opstår et havari, hvilken for danske kraftværker antages at være én dag. Havarilængden har betydning for, hvor stort et antal gennemregninger for en simulering af et givet år, der er nødvendig for at sikre tilstrækkelig konvergens i resultaterne.

²¹ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

²² Bemærk at en simulering af et givet år består af 105 gennemregninger af året.

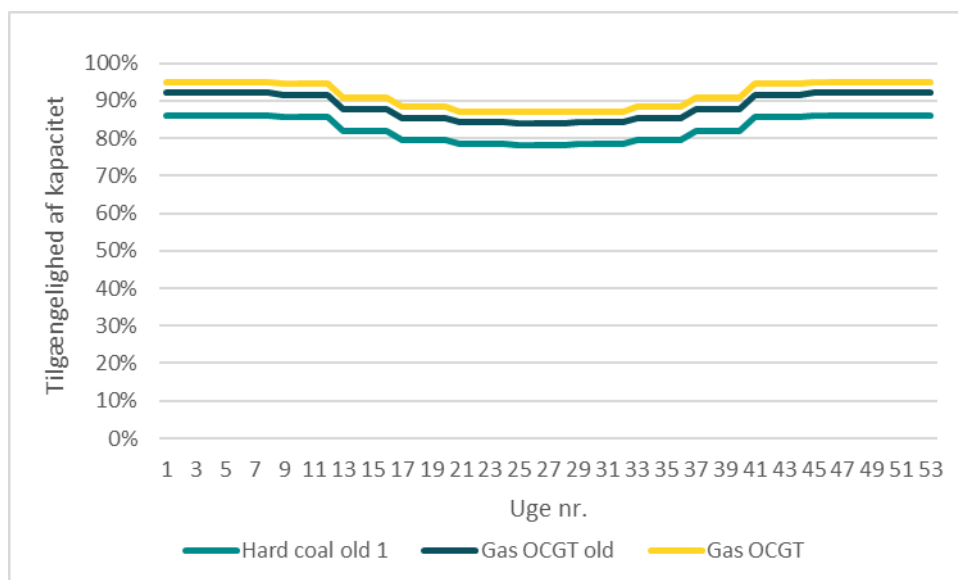
Kategori #	Brændsel	Type	Utilgængelighed				Kapacitet i kategori			
			Havari		Revision		Vestdanmark		Østdanmark	
			Årlig rate	Havarilængde	Årlig rate	Længde	2025	2033	2025	2033
			%	Dage	%	Dage	MW	MW	MW	MW
1	Nuclear	-	5%	7	15%	54	0	0	0	0
2	Hard coal	old 1	10%	1	7%	27	469	411	477	456
3	Hard coal	old 2	10%	1	7%	27	767	0	250	250
4	Hard coal	new	8%	1	7%	27	0	0	430	430
5	Hard coal	CCS	8%	1	7%	27	0	0	0	0
6	Lignite	old 1	10%	1	7%	27	0	0	0	0
7	Lignite	old 2	10%	1	7%	27	0	0	0	0
8	Lignite	new	8%	1	7%	27	0	0	0	0
9	Lignite	CCS	8%	1	7%	27	0	0	0	0
10	Gas	conventional old 1	8%	1	7%	27	330	0	0	0
11	Gas	conventional old 2	8%	1	7%	27	375	35	0	0
12	Gas	CCGT old 1	8%	1	7%	27	47	47	39	39
13	Gas	CCGT old 2	8%	1	7%	27	109	54	140	70
14	Gas	CCGT present 1	5%	1	7%	27	0	0	0	0
15	Gas	CCGT present 2	5%	1	7%	27	0	0	0	0
16	Gas	CCGT new	5%	1	7%	27	0	0	0	0
17	Gas	CCGT CCS	5%	1	7%	27	0	0	0	0
18	Gas	OCGT old	8%	1	4%	13	657	438	160	127
19	Gas	OCGT new	5%	1	4%	13	266	54	101	90
20	Light oil		8%	1	4%	13	0	0	0	0
21	Heavy oil	old 1	10%	1	7%	27	0	0	18	18
22	Heavy oil	old 2	10%	1	7%	27	0	0	0	0
23	Oil shale	old	10%	1	7%	27	0	0	0	0
24	Oil shale	new	8%	1	7%	27	0	0	0	0
25	Fuel cell	Hydrogen	3%	1	2%	7	0	0	0	0

Tabel 6 Udetider til vurderinger af effektilstrækkelighed jævnfør ERAA 2022 fra ENTSO-E. Enheder, der forbrænder henholdsvis biomasse samt affald eller biogas, er allokeret til henholdsvis Hard coal eller Gas teknologierne. Dette er de mest lignende teknologityper af ENTSO-Es kategoriseringsmuligheder.

1.4.3.1 Decentrale kraftværker

For modellerede decentrale kraftværker anvendes to forskellige metoder:

- For individuelt modellerede decentrale kraftværker modelleres den totale udetid udelukkende gennem tilpassede havarisandsynligheder bestående af summen af havari- og revisionsudetider for et år i procent. Disse enheder er dermed rent stokastisk modelleret i relation til udetid.
- For aggregerede decentrale kraftværksenheder benyttes en revisionsprofil, hvor rådigheden af den samlede elkapacitet på disse aggregerede værker er lav i sommerperioden og høj i vinterperioden. Disse profiler indeholder summen af havari og revisions udetid for et år og er afbilledet i Figur 18. Disse enheder er dermed rent deterministisk modelleret i relation til udetid.



Figur 18 Tilgængelighedsprofil for decentral kapacitet. Gruppering på baggrund af værkstype.

1.4.3.2 Centrale kraftværker

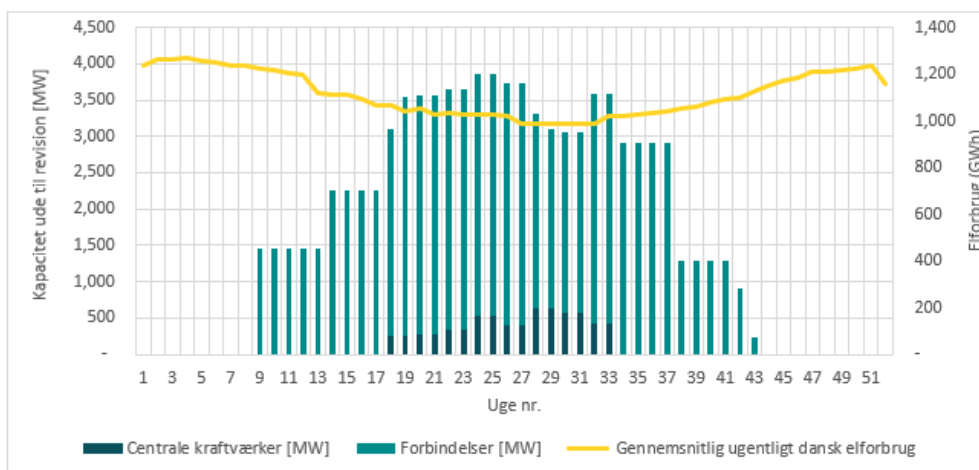
Udetider til havari for centrale kraftværker er stokastiske og modelleres ud fra værkstyper og dertilhørende havarisandsynligheder fra Tabel 6.

Udetid til revision for centrale kraftværker er i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger deterministiske og er udtrykt i en teoretisk estimeret revisionsplan.

1.4.4 Teoretisk revisionsplan for Danmark

En teoretisk revisionsplan for danske centrale kraftværker og udlandsforbindelser samt Storebæltsforbindelsen er opbygget ud fra revisionsudetiderne beskrevet i foregående afsnit.

Hovedtanken bag revisionsplanen er at skabe en plan, som er ens for alle nedslags- og klimaår med undtagelse af, hvis værker eller udlandsforbindelser tilsluttes eller udgår af elsystemet. Planen er opbygget således, at revisioner af de centrale termiske kraftværker er placeret i sommerperioden på grund af varmebindinger, mens revisioner på udlandsforbindelser er fordelt primært "omkring" disse. Således er summen af revisioner placeret primært som en bakke over året, der modsvarer udviklingen i elforbruget over året, hvilket er i tråd med Energinets faktiske metode til revisionsplanlægning. Revisioner af værker og udlandsforbindelser er jævnt fordelt fra forår til efterår således, at mange enheder ikke er ude til revision på samme tid. Den anvendte teoretiske revisionsplan for 2033 beregningerne er visualiseret i Figur 19.



Figur 19 Anvendt teoretisk revisionsplan for Danmark i 2033. Revisionsplanen dækker centrale kraftværker og udlandsforbindelser, hvor deres kapacitet ude til revision aflæses på venstre akse. Den gule kurve er det gennemsnitlige danske elforbrug (uden PtX) på tværs af de 35 klimaår, som aflæses på den højre akse i GWh.

1.5 Forbrugsafkobling

I praksis er det ikke muligt præventivt at afkoble/aflaste elforbrug ned til præcise MWh-størrelser. Det er kun muligt for Energinet manuelt at forbrugsaflaste i nogle givne MWh-størrelser baseret på forskellige aflastningstrin, som angives af netvirksomhederne i de to danske prisområder, jævnfør Systemforsvarsplan pkt. 22.1²³.

Hvert budområde er inddelt i et antal aflastningsregioner og 10-12 manuelle aflastningstrin, som hver ikke må være større end 60 MW. Det er disse trin, Energinet i praksis vil aflaste i tilfælde af manglende effekt eller fx overbelastning i elnettet.

Den præcise mængde af aflastet energi i en situation med effektmangel er ikke mulig at kvantificere på forhånd. Forbruget vil variere mellem aflastningsregionerne. Derfor vil man i praksis fx aflaste 50 MW i en region og 10 MW i en anden, selvom det er samme aflastningstrin. Aflastningsstørrelser i hvert dansk budområde er antaget statiske i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger i redegørelsen. I Tabel 7 fremgår de af Energinet estimerede faste aflastningstrin.

	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Aflastningstrin	25 MW	35 MW

Tabel 7 Forbrugsafkoblingsskalering for danske områder.

I effekttilstrækkelighedsvurderingerne betyder det, at for hver time med effektmangel justeres mængden af ikkeleveret energi for at afspejle aflastningstrinene. Dette giver forskellen på effekttilstrækkelighedsindikatorerne EENS (Expected Energy Not Served) og EUE (Expected Unserved Energy), som det også er beskrevet i oversigtstabellen sidst i afsnit 2.1. Hvis der fx

²³ Energinets systemforsvarsplan: <https://energinet.dk/EI/Nettilslutning-og-drift/Netregler/Godkendte-krav-vilkaar-metoder-og-betingelser#RfG>

mangler 2 MW i Vestdanmark i en time, rundes der op til 25 MW for timen, og hvis der mangler 49 MW i en time, rundes der op til 50 MW for timen. Der rundes således altid op og aldrig ned. Når alle årets timer med ikkeleveret energi summeres og gennemsnittet tages på tværs af klimaår og havarimønstre fås indikatorerne EENS for de ikkeoprundede effektmangler og EUE for de oprundede effektmangler.

1.6 Nye tiltag og metodeopdateringer

Til effektilstrækkelighedsberegningerne i årets redegørelse anvendes som tidligere nævnt det datasæt, som udarbejdes i europæisk regi til ENTSO-E's årlige ERAA. Da datasættet i sig selv indeholder en række metodiske valg, anvender de danske effektilstrækkelighedsberegninger derfor også mange af de samme metoder, som anvendes i den europæiske kontekst. I forbindelse med sidste års ERAA 2022 blev der indført særligt tre store metodeopdateringer, som er adopteret i Energinets beregningsmodel.

Den første af de tre opdateringer vedrører, *Flow-Based Market Coupling (FBMC)*, som giver en bedre repræsentation af fysiske netbegrænsninger.

Den anden er introduktionen af *local matching og curtailment sharing*, som sikrer, at ikkeleveret energi fordeles proportionalt mellem de lande, som ikke kan dække eget elforbrug. Tidligere blev underskudsenergien fordelt tilfældigt mellem underskudsområder.

Den sidste store opdatering vedrører en bedre *varmemodellering*, som i højere grad tager hensyn til varmesektorens fleksibilitetspotentiale. Energinet har udviklet yderligere på varmemodelleringen i det danske system i forhold til, hvad der blev gjort i ERAA 2022.

Ovennævnte tre emner beskrives nærmere i de følgende afsnit. Efterfølgende listes yderligere metodeændringer, som er lavet i forbindelse med dette års redegørelse.

1.6.1 Flow-Based Market Coupling

For første gang modelleres Flow-Based Market Coupling (FBMC) i BID3 i RFE23. Årsagen er, at FBMC bedre afspejler de fysiske overføringsmuligheder på forbindelserne i elsystemet, som beskrevet nedenfor. Yderligere er årsagen at ERAA-metodikken, beskrevet i Regulation (EU) 2019/943²⁴ Artikel 23, foreskriver anvendelsen af en "*Flow-Based approach, where applicable*", og at Energinet for så vidt muligt ønsker at lægge sig op af metoden anvendt til ERAA, når RFE skal udfærdiges.

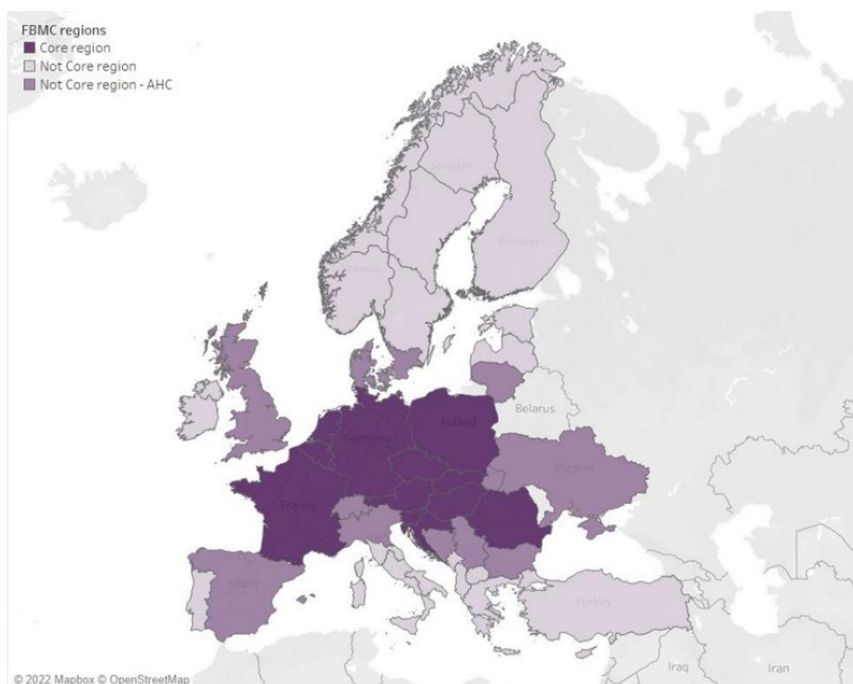
I day-ahead markedet for elektricitet handles energi inden for og på tværs af prisområder. Det nordiske marked antager i skrivende stund ingen netbegrænsninger inden for det enkelte prisområde, om end der er begrænsninger på mængden af elektricitet, som kan handles mellem dem. Én af måderne at tage højde for kapacitetsbegrænsninger på handel mellem prisområder er ved brug af Net Transfer Capacity (NTC) metoden. Ved brug af denne metode påvirker handel på én grænse ikke den tilgængelige handelskapacitet på andre grænser, når day-ahead markedet cleares. Et eksempel på anvendelsen af denne metode er i Norden, hvor der indtil videre i 2023 fortsat anvendes NTC. En anden metode er at anvende FBMC, som tager højde

²⁴ [REGULATION \(EU\) 2019/ 943 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 5 June 2019 - on the internal market for electricity \(europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj)

for, at flowet på ét netværkselement, fx en forbindelse mellem to prisområder, kan have betydning for den tilgængelige kapacitet på forbindelser mellem andre prisområder i et forbundet net. Med andre ord er FBMC en metode til bedre at afspejle de elektriske love i clearing af day-ahead markedet. Dette fører i teorien til en bedre anvendelse af nettet og allokering af mere kapacitet til markedet samtidigt med, at grænserne for sikker drift fortsat overholdes.

Energinet ønsker at anvende datasættet fra ERAA 2022 til at modellere den paneuropæiske effektivitetsstrækkelighed for alle andre lande end Danmark. Da ERAA 2022 inkluderer implementeringen af Flow-Based-domæner, som er beregnet for Core-regionen i Europa, gør årets redegørelse det også. Core-regionen fremgår af Figur 20.

I udregningen af de anvendte domæner medtages effekten af udvekslinger mellem Core og na-boområder på de tilgængelige udvekslingskapaciteter internt i Core-området, hvilket kaldes Advanced Hybrid Coupling (AHC). De lande, som betragtes i AHC udregningen, fremgår ligeledes af Figur 20. Endelig fremgår også de lande, som ikke er medtaget i beregningen af de anvendte domæner.



Figur 20 Kort over Europa med Core-regionen markeret som den mørkeste lilla farve. Lande med grænser til Core-regionen, også kaldet AHC-områder i en FBMC-kontekst, er den næst mørkeste lilla farve. Lande som hverken er forbundet til Core-regionen eller en del af Core-regionen er den lyseste lilla farve.

Bemærk, at kapaciteten på selve forbindelserne mellem Core- og ikkeCore-prisområder (AHC), herunder danske forbindelser, repræsenteres ved NTC. Den tilgængelige kapacitet på sådanne forbindelser afhænger altså ikke af flowet på netværkselementer i Core-regionen.

I RFE23, som i ERAA 2022, anvendes Flow-Based domæner regnet på nedslagsår 2025 for alle nedslagsår. Bemærk også, at Energinet ikke selv har bistået i beregningen af de anvendte domæner, men blot har implementeret de data, som bliver tilgængeliggjort gennem arbejdet i ENTSO-E og Energinets deltagelse i ERAA 2022.

En nærmere beskrivelse af metoden til at beregne Flow-Based domænerne anvendt i RFE23 kan findes i Kapitel 4 i Annex 2 til ERAA 2022²⁵. Det samme gælder for en beskrivelse af det generelle Flow-Based princip. Det anvendte datasæt til beregningen af domænerne findes i Afsnit 2.4.1 i samme udgivelse. En visualisering af de anvendte domæner findes desuden i Afsnit 2.1 i Annex 3 til ERAA 2022²⁶.

1.6.2 Local matching og curtailment sharing

For første gang modelleres "local matching" og "curtailment sharing" i effektilstrækkelighedsberegningerne i BID3 i RFE23. Dette modeltiltag skyldes, at EUPHEMIA-algoritmen, som bruges i de faktiske markedsprocedurer til at klare day-ahead markedet, anvender lignende principper. BID3 modellen tilnærmer beregningsmetoden i EUPHEMIA, men der er fortsat nogle begrænsninger og afvigelser imellem de to metoder. Energinets vurdering er at dette ikke påvirker effektudfordringernes størrelsesorden betydeligt og således ikke den ikkeleverede energi eller de beregnede effektminutter betydeligt. Dermed er vurderingen at de generelle konklusioner ikke ændres baseret på beregningerne i BID3, sammenlignet med EUPHEMIA.

Local matching og curtailment sharing anvendes i FBMC algoritmen i EUPHEMIA til at imødekomme, hvad der kaldes "flow factor competition", og er relevante, når flere områder samtidigt oplever en effektmangelsituation, hvor efterspørgslen ikke kan dækkes af den tilgængelige produktion. Med andre ord er disse regler nødvendige, når FBMC anvendes til clearing af markedet, og når flere prisområder samtidigt kan opleve effektilstrækkelighedsproblemer, hvilket er tilfældet i RFE23.

For nærmere at forklare dette er begrebet "flow factors" også nødvendigt. Flow factors er en anden måde at beskrive "Power Transfer Distribution Factors" (PTDF) på. PTDF'er anvendes i specifikationen af Flow-Based domæner og beskriver, hvordan strøm flyder over et netværkselement i domænet, når den samlede import/eksport for et prisområde (også kaldet net position) ændrer sig. Hvis en PTDF er høj, så påvirkes flowet over et netværkselement i domænet meget ved en ændring af prisområdets net position.

Årsagen til at curtailment sharing og local matching er nødvendige, kan koges ned til to uensigtsmæssige situationer som FBMC kan medføre, hvis det indføres uden local matching og curtailment sharing. For det første kan ikkeleveret energi opstå i prisområder, som er nettoeksportører, hvis dette fører til mindre ikkeleveret energi (og lavere systemomkostninger) på systemniveau. Dette kan ske fordi FBMC kan udnytte elnettet bedre, men ikke nødvendigvis fair i forhold til eksportlandet. For det andet kan prisområder med lave flow factors blive tildelt uforholdsmæssigt meget ikkeleveret energi til fordel for prisområder med høje flow factors på trods af, at alle prisområderne er i prisloft på samme tid. Sådanne situationer opstår, hvis to markedsclearinger resulterer i den samme overordnede velfærd i systemet.

De to uensigtsmæssige situationer imødekommes med local matching og curtailment sharing.

²⁵ [European Resource Adequacy Assessment 2022 | Annex 2 – Methodology \(azureedge.net\)](#).

²⁶ [European Resource Adequacy Assessment 2022 | Annex 3 – Detailed Results \(azureedge.net\)](#)

Local matching sørger for, at et prisområde kun kan eksportere den energi, som svarer til overskuddet af produktionen fra den lokalt tilgængelige produktionskapacitet fratrukket det lokale forbrug i hver enkelt time i timer med effektudfordringer. Dermed sørges der for, at nettoeksporterende prisområder undgår ikkeleveret energi. Derudover sørger local matching for, at nettoimporterende områder (underskudsområder) bruger interne produktionsressourcer til at dække lokale forbrug. Dette forhindrer, at nettoimporterende områder eksporterer til prisområder med høje flow factors.

Curtailement sharing forsøger at udligne nedreguleringsratioer mellem de prisområder, som er i underskudsudbud og som samtidig har muligheden for at dele ikkeleveret energi med hinanden (det vil sige prisområder, som har fri kapacitet på deres forbindelser til denne deling). Nedreguleringsratioen for det enkelte prisområde defineres som det afkoblede elforbrug over det totale ikkefleksible elforbrug i timen.

En mere dybdegående forklaring af flow factor competition, local mathing og curtailment sharing kan findes i hhv. afsnit 11.9.1, 11.9.2 og 11.9.3 i Annex 2 til ERAA 2022²⁷.

Derudover er en forklaring af flow factor competition at finde i Afsnit 4.3 af EUPHEMIA Public Description²⁸. Local matching og curtailment sharing er forklaret i hhv. Afsnit 6.8.1 og 6.8.2 i samme udgivelse.

I årets redegørelse kan det observeres, at curtailment sharing har en meget stor effekt på danske effektilstrækkelighedsresultater. Dette skyldes, at Danmark (specielt Vestdanmark) er et land, som i situationer med lav elproduktion fra sol og vind har store negative kapacitetsmarginer (det vil sige store nettoimportbehov). På grund af reglerne forklaret ovenfor og implementeringen af dem i BID3 opstår der derfor oftere end ved den tidligere beregningsmetode situationer, hvor Danmark på grund af importbehov får tildelt ikkeleveret energi. Uden curtailment sharing ville Danmark, på grund af den store grad af elektrisk forbundenhed til omverdenen og landets placering mellem Norden og Kontinentaleuropa i højere grad kunne have "beholdt" mere af den el, som med curtailment sharing er transit-el, til at dække danske effektudfordringer.

1.6.3 Varmemodellering

For første gang i redegørelsessammenhæng medtages i BID3 til årets redegørelse en eksplicit modelleret varmeside. I alt er 70 varmeområder i Danmark modelleret med specifikke forbrugsmængder i hvert nedslagsår, samt specifikke forbrugsprofiler for hvert elprisområde og hvert klimaår (1982-2016). Enkelte industrielle kraftvarmeområder er modelleret med flade varmemeforbrug, da disse antages uafhængige af klimavariabel som fx temperatur. Foruden varmemeforbrug modelleres også eksplicit varmeproducerende enheder såsom store elkedler og varmepumper, varmekedler, solvarme, overskudsvarme og geotermi samt varmelagre.

Den eksplicitte modellering af varmesiden i det danske energisystem introducerer et nyt lag af realisme til effektilstrækkelighedsberegningerne på elektricitetssiden, da varmebindingen af de danske kraftvarmeverker kan afspejles mere virkelighedsnært og dynamisk end tidligere. Det betyder også, at behovet for must-run profiler, som tidligere har afspejlet denne binding,

²⁷ [European Resource Adequacy Assessment 2022 | Annex 2 – Methodology \(azureedge.net\)](#)

²⁸ [Euphemia public description \(nordpoolgroup.com\)](#)

ikke længere er nødvendige. Det samme gælder for nødvendigheden af faste elforbrugsprofiler til at fange de store elkedler og varmepumpers bidrag til elforbruget.

For udvalgte europæiske lande introduceres også en mere dynamisk modelleret varmeside i årets redegørelse, hvilket opnås gennem et modelleringstiltag fra ERAA 2022, kaldet "CHP revenue". Tiltaget erstatter i visse tilfælde must-run profiler i udlandet og afspejler, at kraftværker vil have en indtægt ved at producere varme såvel som elektricitet. Der kan læses mere om CHP revenue i Kapitel 8 i Annex 2 til ERAA 2022²⁹.

1.6.4 Yderligere metodeopdateringer

Som nævnt laves en række yderligere metodeopdateringer, som tjener forskellige formål. Som følge af det mere detaljerede datasæt med blandt andet varmemodellering, FBMC og generelt flere unit-by-unit modellerede værker, har Energinet arbejdet med tiltag, som skal gøre modelleringstiden hurtigere. Flere forskellige tiltag er blevet undersøgt, men kun ét af tiltagene endte med at blive anvendt. Dette tiltag er:

- **Færre iterationer/udfaldsmønstre:** I RFE22 lavede Energinet 315 gennemregninger af hvert analyseår, hvilket er blevet reduceret til 105 gennemregninger i RFE23. Det giver færre forskellige havarimønstre, men viser sig ikke at have nogen signifikant betydning for resultaterne eftersom de fleste effektilstrækkelighedsudfordringer som optræder i det modellerede system skyldes primært en kombination af lav produktion fra vind og sol samtidigt med højt elforbrug, hvilket kun ændrer sig på tværs af de 35 forskellige klimaår og ikke af flere gennemregninger af hvert klimaår. Det er således også i de samme klimaår, der igen og igen simuleres effektudfordringer i.

Derudover har introduktionen af curtailment sharing i day-ahead markedet nødvendiggjort en revideret tilgang til, hvordan de danske balanceringsreserver modelleres. Med den tidligere metode gjorde det ingen forskel om balanceringsreserverne blev talt med i day-ahead-markedsclearing eller ej. Med den nye metode med curtailment sharing har det betydning, om ressourcer fordeles i day-ahead markedet, eller om de efterfølgende aktiveres og fordeles i et reservemarked. Af blandt andet den grund, er der i årets redegørelse lavet modelkørsler repræsenterende day-ahead markedet, mens de danske balanceringsreservers bidrag til den danske effektilstrækkelighed efterberegnes. Det bliver tydeliggjort i gennemgangen og sammenligningen af resultaterne i afsnit 2.

Endelig har ændringen i udlandsdatasættet over til ERAA's centrale referencescenarie uden kapacitetsmekanismer, hvor ENTSO-E har lavet en rentabilitetsanalyse af de forskellige landes kraftværkskapaciteter, åbnet for en ny indgangsvinkel til behandling af resultaterne, da scenariet afspejler det europæiske energisystem, hvis der ikke antages tiltag til understøttelse af effektilstrækkeligheden. Metodeændringen har i forlængelse heraf også medført, at Energinet har udviklet et alternativt scenarie, hvor de enkelte europæiske lande overholder deres egne pålidelighedsstandarder. De to scenarier kaldes hhv. *Markedsscenario* og *Målopfyldelsesscenarie*. Læs mere om dette i afsnit 1.2.3

²⁹ [European Resource Adequacy Assessment 2022 | Annex 2 – Methodology \(azureedge.net\)](#)

2. Effekttilstrækkelighedsresultater

Risikoen for afbrudsminutter i Danmark på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes at stige over de kommende 10 år. Selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer med brownouts (kontrollerede forbrugsafkoblinger) på grund af manglende effekttilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Som det nævnes i Bilag 1 har manglende effekttilstrækkelighed ikke været årsag til afbrudsminutter i det danske elsystem i hele den opgjorte periode, der går tilbage til 1995.

Den stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed er et resultat af en forventning om fortsat udfasning af termisk kapacitet og stigende elforbrug blandt andet til øget elektrificering af varme- og transportsektorerne. Udviklingen øger Danmarks behov for nye fleksible løsninger både på produktions- og forbrugssiden.

Hertil kommer at der med indførelsen af curtailment sharing, oftere opstår situationer - end ved tidligere års beregningsmetode - hvor Danmark på grund af importbehov får tildelt ikkeleveret energi. Metoden (curtailment sharing) for fordeling af ikkeleveret energi mellem lande betyder, at et land med en negativ effektbalance (det vil sige importbehov) i mange timer og stærke udlandsforbindelser, som det fx er tilfældet for Vestdanmark, er særligt udsat for at få tildelt ikkeleveret energi og derfor at opleve effektmangel i større udstrækning end tidligere. Denne effekt og curtailment sharing generelt kan der læses mere om i afsnit 1.6.2. Det skal understreges at udlandsforbindelser generelt er vigtige for at understøtte elforsynings sikkerheden og at ovennævnte forhold omkring curtailment sharing er relateret til situationer med effektmangel.

Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med betydelig usikkerhed – specielt på længere sigt. En lang række forudsætninger og antagelser for både Danmark og udlandet ligger til grund for effekttilstrækkelighedsberegningerne, og for alle parametre stiger usikkerheden, jo længere tidshorizonten er. Derfor vil resultaterne i de sidste år af analyseperioden også have en tendens til at svinge mere fra år til år, da forudsætninger for fjerne år i fremtiden er mere usikre end nære år. Beregninger er, udover datausikkerheden, behæftet med en vis mængde stokastisk støj. Det skyldes de stokastiske havarier af produktionskapacitet og udlandsforbindelser i modellen. Den relative størrelse af den stokastiske støj er større i elsystemer med sjældne og relativt store afbrud. De specifikke resultater og effektminutter bør således altid fortolkes i lyset af disse usikkerheder.

Særlige usikkerheder forsøges belyst gennem følsomheder, som beskrives nærmere i afsnit 2.3. Yderligere vil forskellige modeller og de stokastiske elementer i beregningerne generere forskellige resultater, selvom de grundlæggende forudsætninger er ens. De absolutte effekttilstrækkelighedsresultater skal derfor altid tolkes med varsomhed og snarere ses som bedste bud på trends for effekttilstrækkeligheden for det forventede fremtidige energisystem i Danmark og Europa.

2.1 Baggrund for vurdering af effekttilstrækkelighed

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* skal Energinet udarbejde prognoser for effekttilstrækkeligheden. I dette års redegørelse opstilles to scenarier for udviklingen i Europa, som udspænder et udfaldsrum, der særligt skal belyse usikkerheden i beregningerne i forhold til, hvordan fremtidens effekttilstrækkelighed

håndteres af de andre europæiske lande. Udgangspunktet for redegørelsens analyser er *Markedssceneriet*. Dette scenarie ser ind i et europæisk system, hvor kun den elproduktionskapacitet, der kan tjene sig hjem i day-ahead markedet eller på anden vis allerede har modtaget tilsgået støtte eller lignende til at være i day-ahead markedet, er tilgængelig. Som alternativ anvendes et *Målopfyldesscenarie*, der skal illustrere, at andre europæiske landes nationale pålidelighedsstandarder overholdes. Dette er nærmere uddybet i afsnit 1.2.3.

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fra *Clean Energy Package* fastsætter en række specifikke krav, som europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet skal opfylde.³⁰ Metoden skal efterleves af de nationale effektilstrækkelighedsvurderinger ved eventuelle ønsker om indførelse af kapacitetsmekanismer og dertilhørende statsstøttegodkendelse hos EU-Kommissionen.

Grundlæggende er der god overensstemmelse mellem de danske krav i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* og de europæiske krav fra *Clean Energy Package*. Der er dog en række yderligere og mere specifikke krav til de europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger end til de danske vurderinger.

Modellen BID3 er i dag Energinets foretrukne og anvendte værktøj til at foretage langsigtede vurderinger af effektilstrækkeligheden. BID3 er hidtil blevet anvendt i forbindelse med de paneuropæiske effektilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-E's ERAA og forventes også anvendt i fremtiden. Energinet deltager aktivt i arbejdet med de paneuropæiske effektilstrækkelighedsvurderinger i regi af ENTSO-E og står således godt rustet til at efterleve kravene fra *Clean Energy Package* til effektilstrækkelighedsvurderinger på niveau med, hvad ERAA udarbejder hvert udgivelsesår. Der er i år ikke længere en metodemæssig forskel mellem de paneuropæiske vurderinger fra ENTSO-E og Energinets analyse i forhold til håndteringen af sekundær og manuel reservekapacitet (aFRR og mFRR). Denne metodemæssige forskel er fjernet i forbindelse med *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2023*, hvor beregningerne fra BID3 regnes i day-ahead markedet, hvilket svarer til metoden beskrevet i *Clean Energy Package*. Energinet laver en yderligere efterberegning hvor reservekapaciteten bruges til at afhjælpe effektmangel i resultaterne for driftstimen. Denne efterberegning foretages ikke i ERAA.

BID3-modellen

BID3 er en elmarkedsmodel, som udvikles af konsulenthuset AFRY, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 38 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske elementer. Sammen med data for 35 historiske klimaår³¹ giver det mulighed for at vurdere effektilstrækkeligheden ved en række forskellige kombinationer af vilkårlige vejsituationer og havarier. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede elprisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske.³²

BID3 benyttes hos flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske, samt til dels i ENTSO-E's paneuropæiske effektilstrækkelighedsvurderinger, tidligere MAF (Mid-term Adequacy Forecast) og nu

³⁰ Se nærmere herom i tekstboksen i 1.2.3

³¹ Historiske klimaår: 1982-2016. Et klimaår angiver en kombination af vind, sol, nedbør og temperatur i løbet af et år på tværs af de modellerede lande.

³² Se nærmere beskrivelse af BID3 her: [BID3: AFRY's Power Market Modelling Suite | AFRY](#)

ERAA³³. Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne, både nationalt og internationalt.



Elproduktionskapacitet

Fx kraftværker og udlandsforbindelser

Profiler

Fx for VE-produktion og elforbrug

Udfald

Tilfældige udfald af fx kraftværker og udlandsforbindelser

Effektilstrækkelighed

Sandsynligheden for, at efterspørgslen kan dækkes

Til vurdering af effektilstrækkelighed bruges en række forskellige indikatorer som på forskellig vis siger noget om effektilstrækkelighedsudfordringers størrelse og hyppighed. Forskellige indikatorer er uddybet i nedenstående oversigt.

Effektilstrækkelighedsindikatorer

Det overordnede output fra effektilstrækkelighedsberegninger er nogle primære effektilstrækkelighedsindikatorer, som beskriver effektilstrækkeligheden for hvert elprismråde på gennemsnitlig basis over ét år.

Indikator	Typisk enhed	Beskrivelse
LOLE (Loss of Load Expectation)	Timer/år	Forventet antal timer, hvor produktion og import ikke kan dække forbrug. Måler hyppigheden af effektmangelsituationer baseret på et antal forskellige klimaår og havarimønstre i et givet år.
EENS (Expected Energy Not Served) /EUE* (Expected Unserved Energy)	MWh/år	Forventet energiforbrug pr. år, som ikke kan dækkes af produktion og import. Måler størrelsen af effektmangelsituationer baseret på et antal forskellige klimaår og havarimønstre i et givet år.
Effektminutter	Minutter/år	Forventet antal afbrudsminutter pr. år på grund af manglende effektilstrækkelighed. Omregning af EUE baseret på det gennemsnitlige elforbrug pr. minut for året. I beregningen af effektminutter bruges det samlede årlige elforbrug inkl. fleksibelt forbrug samt den ikkeleverede energi i form af EUE som grundlag i beregningen.
Leveringssikkerhed	Pct.	Andel af et års elforbrug, som forventet kan leveres på grund af tilstrækkelig effekt. Omregning af effektminutter/EUE.

**Den specifikke forskel mellem EENS og EUE er, at forbrug ikke præventivt vil afkobles (aflastes) ned til præcise MWh-størrelser. I stedet angiver netvirksomhederne forskellige aflastningstrin, som elforbrug i praksis vil afkobles i. I beregningerne af EUE inkluderes disse aflastningstrin, hvorfor forbrug kun kan afkobles i disse størrelser. For Vestdanmark er aflastningsstørrelsen sat til 25 MW, mens den i Østdanmark er 35 MW i beregningerne.*

Læsevejledning: I følgende beskrivelse af resultater er det væsentligt at huske, at der skelnes mellem forskellige scenarier. Yderligere rapporteres effektilstrækkeligheden både, som den

³³ ERAA erstattede ENTSO-E's MAF fra 2021. For nærmere information, læs her: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

ser ud i day-ahead markedet, samt i driftstimen efter balanceringsreserverne er taget i brug for i videst muligt omfang at undgå afkobling af elforbrugere.

Resultaterne rapporteres således på fire forskellige niveauer: Markedsscenarioet i day-ahead markedet, Markedsscenarioet i driftstimen, Målopfyldesscenarioet i day-ahead markedet og Målopfyldesscenarioet i driftstimen. Som udgangspunkt rapporteres resultaterne efter den almindelige tidsmæssige udvikling fra situationen på day-ahead markedet og frem mod driftstimen.

Efter uddybning af resultaterne præsenteres en række følsomhedsberegninger i afsnit 2.3 i relation til de to referencescenarier.

2.2 Resultater for dansk effektilstrækkelighed

Analyserne af effektilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2033 viser, at risikoen for effektmangel er stigende over tid. Resultaterne for de forskellige indikatorer fremgår af nedenstående Tabel 8 og Tabel 9. Tekniske ændringer i måden hvorpå ikkeleveret energi fordeles mellem lande ændrer i år ved billedet af, hvordan de danske prisområder er stillet i forhold til hinanden med hensyn til effektilstrækkelighed. I spotmarkedet viser dette års beregninger, at Øst- og Vestdanmark relativt til det årlige elforbrug ser ind i nogenlunde samme udfordringer med effektilstrækkeligheden. Udviklingen i risikoen for afbrudsminutter er dog efterfølgende større i Vestdanmark end i Østdanmark, da Østdanmark forventes at have en større mængde balanceringsreserver (se nærmere herom i afsnit 1.2.2), der kan afhjælpe effektilstrækkelighedsproblemerne, som opstår i day-ahead markedet.

Vestdanmark (DK1)						
	År	Day-ahead marked		Driftstimen		
		LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	Effektminutter (min/år)	Leveringssikkerhed (%)
Markeds-scenarie	2025	15	2.186	17	0,1	100,0000%
	2027	22	5.300	296	2,5	99,9995%
	2030	46	17.075	2.677	22,9	99,9956%
	2033	209	77.273	17.673	115,0	99,9781%
Målopfyldes-scenarie	2025	3	143	0	0,0	100,0000%
	2027	3	383	0	0,0	100,0000%
	2030	2	392	21	0,2	100,0000%
	2033	2	128	1	0,0	100,0000%

Tabel 8 Resultater for Vestdanmark i udvalgte år i perioden 2025-2033 i de to scenarieberegninger.

Østdanmark (DK2)						
	År	Day-ahead marked		Driftstimen		
		LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	Effektminutter (min/år)	Leveringssikkerhed (%)
Marked	2025	11	800	0	0,0	100,0000%

	2027	21	2.323	0	0,0	100,0000%
	2030	40	6.771	0	0,0	100,0000%
	2033	173	28.872	12	0,2	100,0000%
Målopfyldelses-scenarie	2025	3	71	0	0,0	100,0000%
	2027	3	197	0	0,0	100,0000%
	2030	2	195	0	0,0	100,0000%
	2033	2	91	0	0,0	100,0000%

Tabel 9 Resultater for Østdanmark i udvalgte år i perioden 2025-2033 i de to scenarieberegninger.

Resultaterne for hvert år i Tabel 8 og Tabel 9 angiver et gennemsnit på tværs af 105 gennemregninger, som hver effektilstrækkelighedssimulering består af. Som følge af en ny beregningsmetode i forhold til tidligere år vises resultaterne fra beregningerne både som det regnes i day-ahead markedet og som det regnes i driftstimen. Driftstimen adskiller sig fra day-ahead markedet ved, at balanceringsreserverne tages med i betragtning, før elforbrug afkobles, og vi har et brownout.

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* skal Energinet udarbejde en prognose for effektilstrækkeligheden for hvert af de kommende 10 år, medmindre det kan begrundes, at effektilstrækkeligheden ikke ændrer sig væsentligt fra et år til det næste.

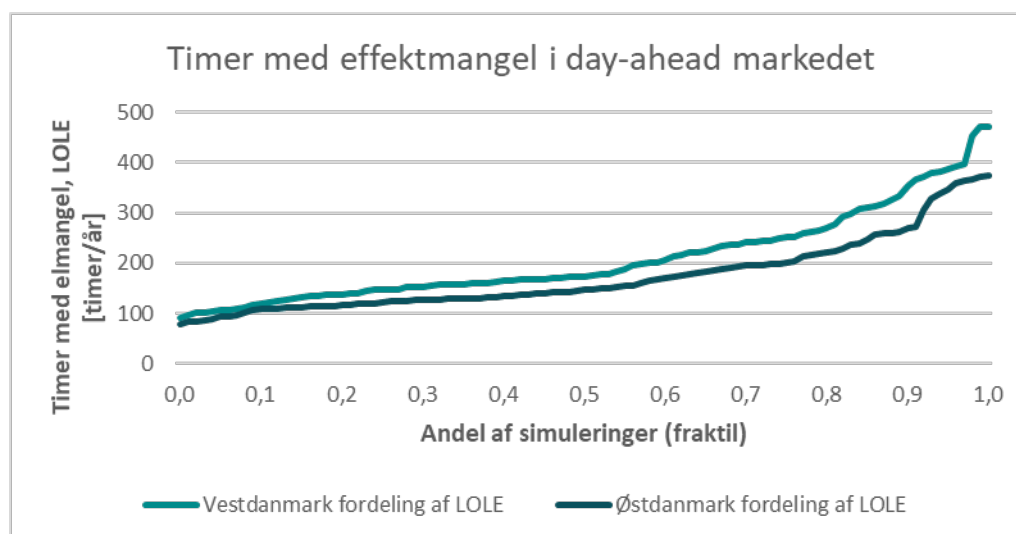
Ser vi først på udviklingen i day-ahead markedet fra år til år, ser vi en tydelig tendens for såvel Markedsscenariet som for Målopfyldesscenariet. I Markedsscenariet stiger både det forventede antal timer med effektmangel (LOLE) og den forventede mængde elmangel, benævnt som ikkeleverede energi (EENS), når day-ahead markedet er clearet. Målopfyldesscenariet ligger omvendt med et konstant antal timer i såvel Øst- som Vestdanmark med omkring 2-3 timer, hvor der i gennemsnit ikke kan findes et priskryds mellem forbrug og produktion. Tilsvarende ligger den ikkeleverede energi også på et relativt stabilt og lavt niveau i den analyserede periode ifølge Målopfyldesscenariet.

Udviklingen i driftstimen hvor balanceringsreserverne er blevet aktiveret, viser dog en markant mindre mængde energi (EUE), som det er nødvendigt at afkoble både i Øst- og i Vestdanmark. I Vestdanmark går det fx fra, at der i day-ahead markedet i Markedsscenariet i 2033 ikke kan leveres 77 GWh, til at der i driftstimen "kun" er behov for at afkoble 17 GWh. Alt i alt viser beregningerne, at effektminutter i Vestdanmark i Markedsscenariet stiger til 115 minutter pr. år, mens der i Målopfyldesscenariet er ingen eller få afbrud, svarende til 1 effektminut. I Østdanmark derimod forventes mængden af balanceringsreserver både i absolutte størrelser og særligt i relative størrelser til elforbruget at være større end i Vestdanmark. Denne udvikling bevirker også, at næsten alle effektilstrækkelighedsudfordringer, der opstår i day-ahead markedet, vil kunne løses af balanceringsreserverne, hvilket dog også betyder, at fx potentielle N-1-hændelser i driften, som balanceringsreserverne er indkøbt til at dække, i givet fald skal håndteres ved forbrugsafkobling.

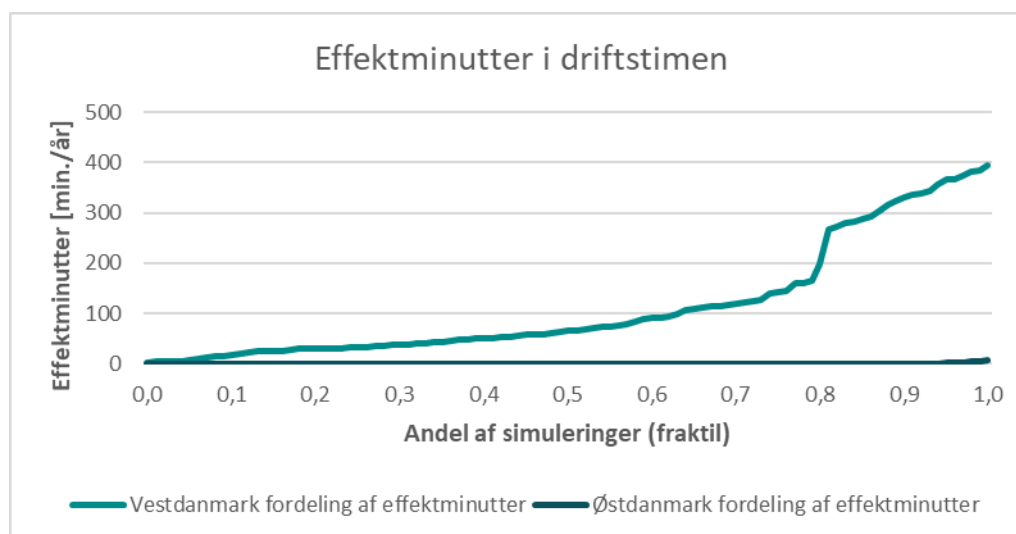
Markedsscenariet 2033 – fordeling af LOLE og effektminutter

Figur 21 og Figur 22 nedenfor viser, hvordan fordelingen af henholdsvis LOLE og effektminutter over simuleringen for 2033 ser ud i Markedsscenariet. I modsætning til tidligere års redegørelser, så viser Markedsscenariet i dette års redegørelse, at der i alle 105 gennemregninger af

2033 opstår effekttilstrækkelighedsudfordringer. Det er særligt tydeligt i Figur 21, der viser effekttilstrækkeligheden i day-ahead markedet, hvor problemerne både manifesterer sig i Øst- og i Vestdanmark.



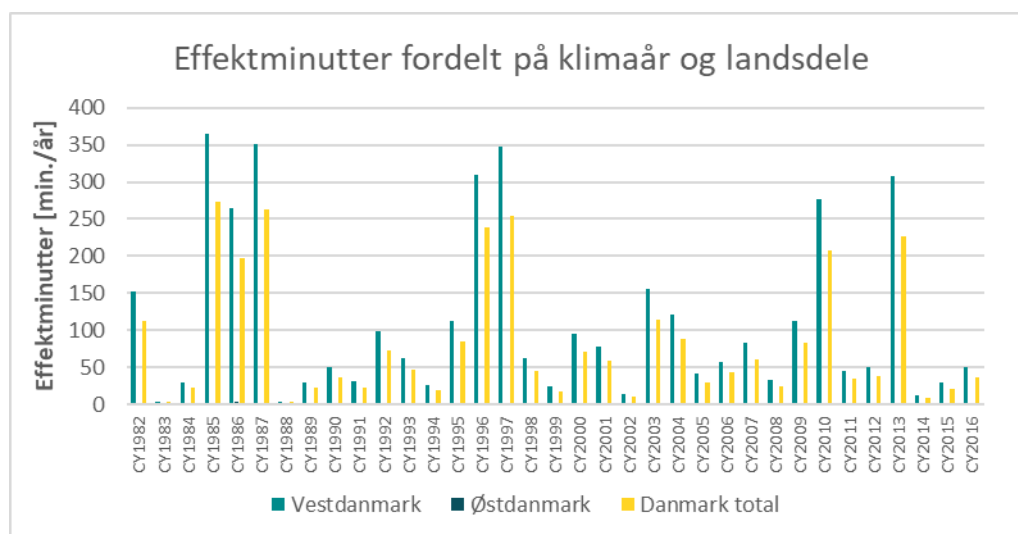
Figur 21 Fordeling af timer med effektmangel i Markedsscenariet for 2033 i Vestdanmark og Østdanmark vist i day-ahead markedet. Bemærk, at én simulering består af 105 gennemregninger af året.



Figur 22 Fordeling af effektminutter i Markedsscenariet for 2033 i Vestdanmark og Østdanmark i driftstøjebløkket, det vil sige, efter balanceringsreserverne er aktiveret for at aflaste effekttilstrækkelighedsproblemerne. Bemærk, at én simulering består af 105 gennemregninger af året.

I Figur 22 som viser antallet af effektminutter i driftstimen efter aktivering af balanceringsreserver, er det igen tydeligt, at det særligt er i Vestdanmark problemerne fortsætter selv efter, at reserveerne er blevet aktiveret. Ligesom i sidste års redegørelse er der et knæk omkring 80 pct. af gennemregningerne, hvor antallet af effektminutter stiger stejle end ellers. Dette svarer ca. til de 5-8 værste klimaår, hvor der opstår flest problemer med effekttilstrækkeligheden. Disse er yderligere illustreret i Figur 23, hvor effektminutterne fra beregningerne særligt ses koncentreret omkring klimaårene 1985, 1987, 1996, 1997, 2010, 2013 og tilnærmelsesvist

1986. Bemærk desuden at situationer, der forårsager forbrugsafkoblinger er koncentreret i Vestdanmark, da balanceringsreserverne afhjælper effektknapheden i day-ahead markedet, så den ikke fører til forbrugsafkoblinger.



Figur 23 2033 Markedsscenariets gennemsnitlige effektminutter i driftstimen for hvert simuleret klimaår (CY) 1982-2016.

Selvom der for visse klimaår angives færre effektminutter, vil risikoen for, at der forekommer en større effektmangel fortsat eksistere, da der kan forekomme ekstraordinære hændelser. Ekstraordinære hændelser kan fx være meget usandsynlige sammenfald af udetider for elproduktionsanlæg og udlandsforbindelser oveni en i forvejen presset situation med lav produktion fra VE-anlæg. Ligeledes er effektminutterne udtryk for den samlede risiko set hen over hele året og på tværs af klimaårene. Der kan således være perioder i løbet af året, hvor risikoen er større end årsgennemsnittet.

Tabel 10 viser, hvordan effekttilstrækkelighedsvurderingerne påvirkes af forskellige grupper af klimaår. Fx forværres effektminutterne og LOLE med ca. 2-3 gange, hvis kun de fem værste klimaår analyseres. Bemærk, at tabellen viser effektminutter, som må afkobles i driftstimen, og LOLE i timer, som er berørt af effekttilstrækkelighed i day-ahead markedet. I sidste års redegørelse var effekten af forskellige klimaår større end det vi ser i år. Dette skyldes blandt andet introduktionen af curtailment sharing, der i højere grad fordeler effektproblemerne i Europa mellem de lande, der har behov for at importere strøm i de pågældende timer.

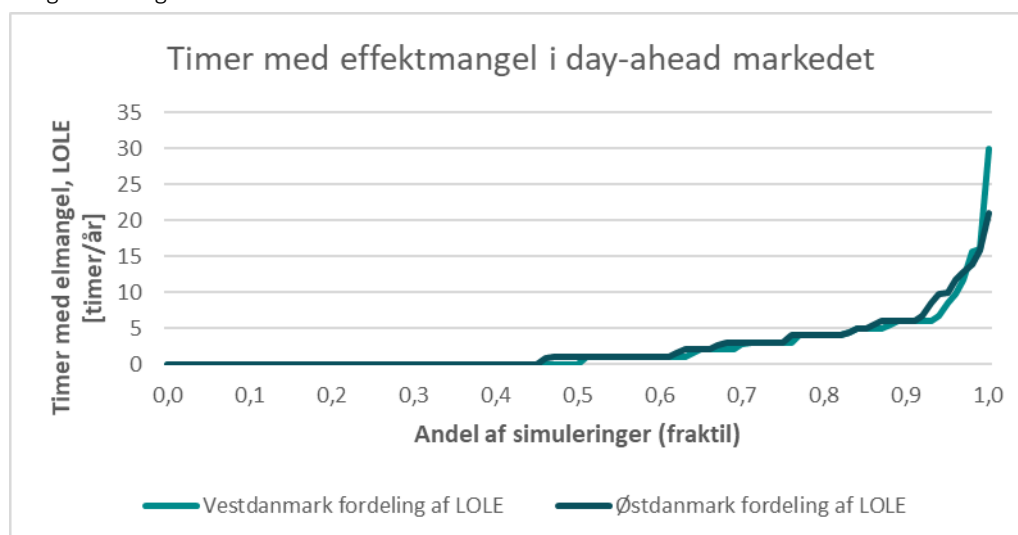
2033 – Markedsscenarie	Effektminutter i driftstimen (min./år)		LOLE i day-ahead markedet (timer/år)	
Klimaår	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Alle 35 (1982-2016)	115	0	209	173
Seneste 18 (1999-2016)	91	0	202	169
Seneste 10 (2007-2016)	103	0	215	182
5 værste* (1985, 1987, 2010, 1996, 1997)	349	0	383	316
Uden 5 værste	76	0	180	149

Tabel 10 2033-resultater for forskellige grupper af klimaår i Markedsscenarioet. Bemærk, at den stokastiske støj er større, jo færre klimaår, der betragtes i tabellen, hvilket vil sige, at usikkerheden på indikatorerne er større for færre klimaår.

* De fem værste klimaår er grupperet efter de fem år, hvor der er størst ubalancer i Danmark i day-ahead markedet.

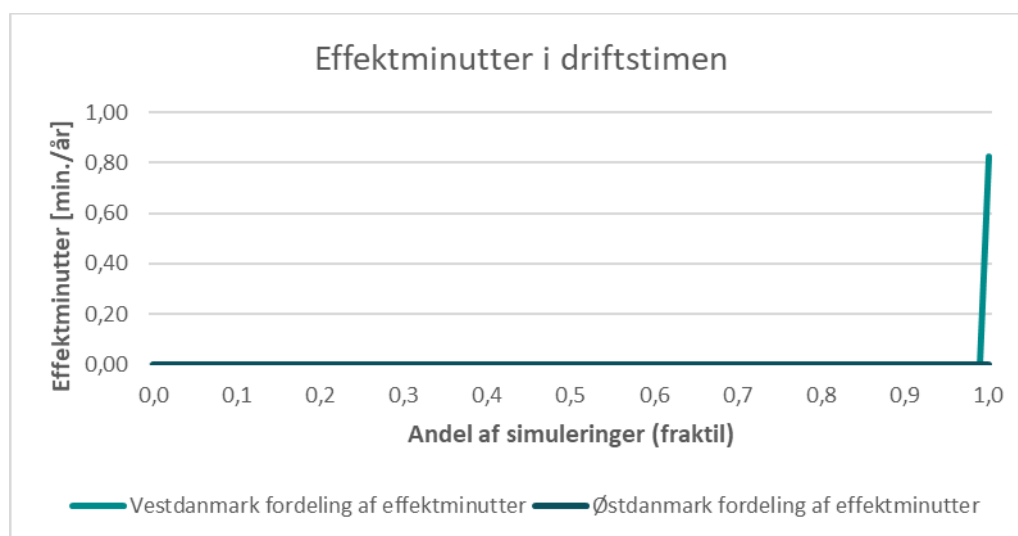
Målopfyldelsesscenariet 2033 – fordeling af LOLE og effektminutter

Figur 24 og Figur 25 viser resultaterne for Målopfyldelsesscenariet, hvor udlandet overholder deres respektive pålidelighedsstandarder. I Figur 24 ses blandt andet, hvordan det kun er i ca. halvdelen af simuleringerne, der opstår problemer med effekttilstrækkeligheden i day-ahead markedet. I de berørte simuleringer er antallet af timer berørt af effektutilstrækkelighed i day-ahead markedet mellem 1 og 30 timer per simulering, og der er derfor i større eller mindre grad behov for at aktivere mitigerende tiltag som fx balanceringsreserverne for at undgå forbrugsafkoblinger.



Figur 24 Fordeling af timer med effektmangel i Målopfyldelsesscenariet for 2033 i Vestdanmark og Østdanmark vist i day-ahead markedet. Bemærk, at én simulering består af 105 gennemregninger af året.

Betragtes i stedet driftstimen efter balanceringsreserverne er taget i brug i Figur 25, er det kun i én enkelt af de 105 gennemregnede simuleringer af 2033, hvor udfordringerne resulterer i forbrugsafkobling. Størrelsen på dette problem er dog af mindre karakter og udgør i denne ene simulering kun 0,8 effektminutter, hvilket svarer til en mangel på ca. 100 MWh ud af et typisk peakforbrug i Vestdanmark på 6 GWh i 2033. I Målopfyldelsesscenariet viser resultaterne således, at det er yderst sjældent, at makspriser i day-ahead markedet efterfølges af forbrugsafkoblinger, om end der i ca. halvtreds procent af simuleringer optræder mere end én time med makspriser i day-ahead markedet.



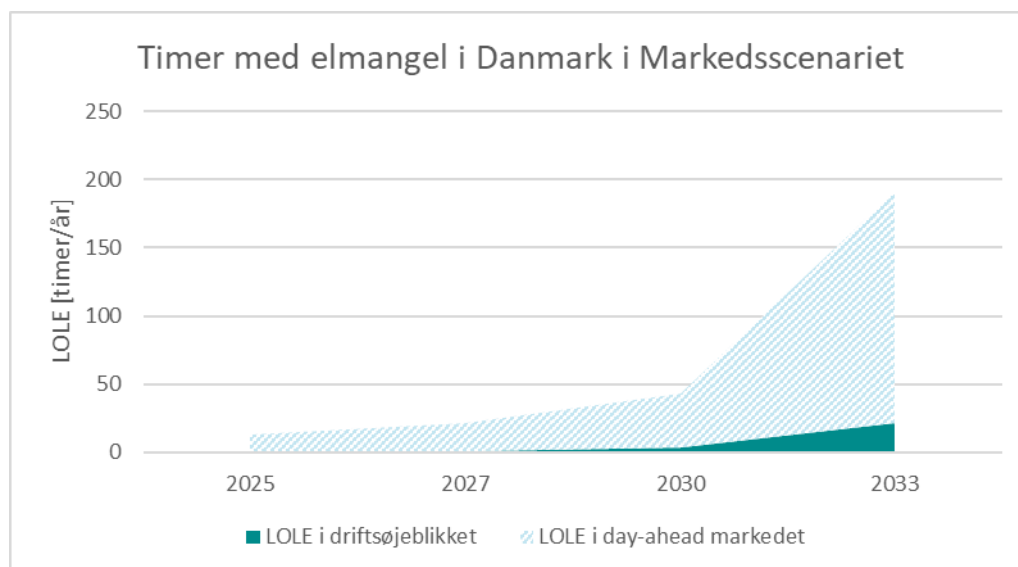
Figur 25 Fordeling af effektminutter i Målopfyldesscenariet for 2033 i Vestdanmark og Østdanmark i driftsøjeblikket, det vil sige, efter balanceringsreserverne er aktiveret for at aflaste effekttilstrækkelighedsproblemerne. Bemærk, at én simulering består af 105 gennemregninger af året.

2.2.1 Uddybning af effekten af reserverne i forbindelse med effekttilstrækkelighed

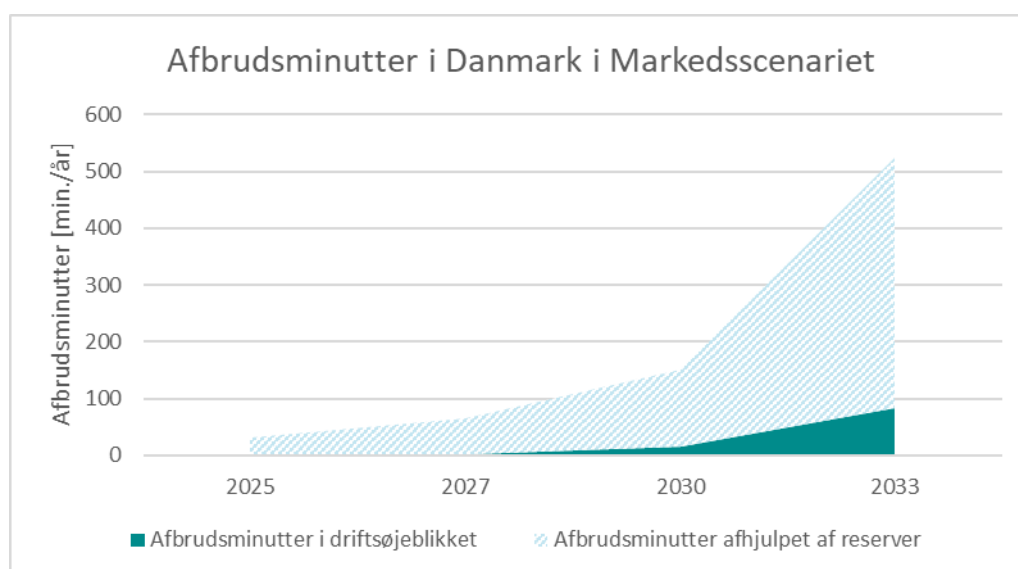
Balanceringsreserverne har i dette års redegørelse en markant og anderledes påvirkning på beregningen af den danske effekttilstrækkelighed sammenlignet med analyserne i tidligere års redegørelser. Dette skyldes introduktionen af curtailment sharing og local matching. Disse to elementer virker, som beskrevet i afsnit 1.6.2, kun i day-ahead markedet, hvor det påvirker fordelingen af ressourcer mellem de europæiske lande, der har importbehov. Balanceringsreserverne, som aktiveres efter day-ahead markedet og ikke fordeles mellem prisområder som day-ahead markedsressourcer, virker derfor relativt effektivt til at fjerne afbrud hos elforbrugere ved i beregningerne at reducere antallet af forventede effektminutter i driftstimen betragteligt. Det bemærkes, at det ikke er balanceringsreservernes primære formål at afhjælpe effektknaphed, men at sikre balancering i tilfælde af eventuelle udfald og fejl.

Figur 26 og Figur 27 viser, hvordan fremskrivningen af hhv. LOLE og effektminutter ændres, efter balanceringsreserverne tages i brug i Danmark. Øverst i Figur 26 ses hvordan antallet af timer berørt af effektknaphed i day-ahead markedet går op til 189 timer i 2033 i gennemsnit på tværs af de danske prisområder, mens det falder til 21 timer i driftsøjeblikket, hvor elforbrug rent faktisk vil afkobles. Således illustrerer det skraverede lyseblå område, antallet af timer med effektknaphed, hvor balanceringsreserverne kan fjerne behovet for forbrugsafkobling.

Tilsvarende viser Figur 27 nederst, at effektminutterne for Danmark lander på ca. 520 minutter i 2033 uden brug af balanceringsreserver, mens brugen af reserverne reducerer antallet af effektminutter til ca. 80 minutter.



Figur 26 Timer berørt af effektknaphed i day-ahead markedet og i driftsøjeblikket.



Figur 27 Afbrudsminutter i driftsøjeblikket og som afhjælpes af balanceringsreserverne.

Eksemplet beskrevet i tekstboksen herunder forklarer, hvordan fordelingen af ikkeleveret energi i day-ahead markedet for Danmark kan håndteres vha. danske balanceringsreserver, og sammenligner det med tilfældet, hvor balanceringsreservekapaciteten var flyttet til day-ahead markedet.

Eksempel på balanceringsreservernes betydning:

I det vestdanske elsystem mangler der i en time 3 GW for at balancere indenlandsk elforbrug og -produktion. Forskellen må dækkes af import for, at DK1 undgår at få ikkeleveret energi. Der er 700 MW indenlandske balanceringsreserver til rådighed, som vil kunne aktiveres til at rette op på ubalancer i form af manuelle og sekundære reserver. Balanceringsreserverne er meldt ind i de kommende fælleseuropæiske markedsplatforme for aktivering af reserverne, MARI og PICASSO.

I Europa er der i den pågældende time ikke nok effekt til at dække den samlede efterspørgsel i day-ahead markedet, hvilket resulterer i en time med ikkeleveret energi. Der mangler alt i alt 10 GW i Europa i den pågældende time, som i dette eksempel skal fordeles mellem flere prisområder, som i timen ikke oplever nogle flaskehalse mellem sig. Underskuddet på 10 GW fordeles mellem prisområderne efter deres nedreguleringsratioer, som defineres som det afkoblede elforbrug over det totale elforbrug i prisområdet. Resultatet heraf er, at Vestdanmark får tildelt et effektunderskud på 500 MW efter import. Det effektunderskud skal håndteres efter day-ahead markedet. Dette kan fx ske i intra-day-markedet, hvor de balanceansvarlige har mulighed for at handle sig i balance, men mangler de 500 MW stadig timen før driftstidspunktet, hvor Energinet som systemoperatør overtager kontrollen, tages de manuelle og sekundære reserver i brug før elforbrug afkobles. De 700 MW reservekapacitet i Vestdanmark er tilstrækkelige til at dække ubalancen på 500 MW og dermed undgå afkobling af elforbrug, fordi reserverne bruges lokalt før de deles med andre lande. De resterende 200 MW reserver fordeles efterfølgende ud mellem de andre europæiske lande med ubalancer efter tilsvarende principper som curtailment sharing i day-ahead markedet.

Hvis balanceringsreserverne på 700 MW derimod ikke var meldt ind som reserver, men som bud i day-ahead markedet, havde det vestdanske underskud været 2,3 GW og den samlede effektmangel 9,3 GW. Med samme fordelingsnøgle som før, vil det vestdanske prisområde få tildelt 465 MW ikkeleveret energi, som skal håndteres efter day-ahead.

Eksemplet viser, at effekttilstrækkeligheden med fordel kan betragtes i både day-ahead markedet og i driftstimen

2.2.2 Uddybende forklaring af resultaterne for Markedsscenariet i Vestdanmark

Dette og det følgende afsnit indeholder en uddybende analyse af effektmangelssituationerne i hhv. Vestdanmark og Østdanmark for Markedsscenariet, hvis overordnede resultater er opsummeret i afsnit 2.2

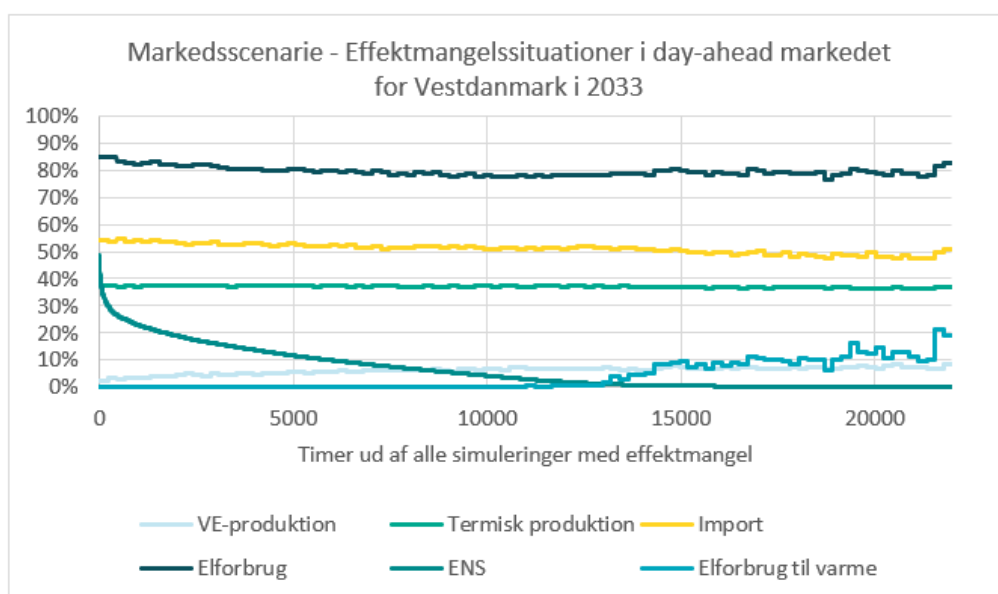
Som i tidligere års redegørelser opstår situationerne med effektmangel typisk i perioder, hvor VE-produktionen fra både vind og sol er lav samtidig med, at elforbruget er relativt højt. Figur 28 viser et detaljeret billede for Vestdanmark i alle de timer, hvor der i de 105 gennemregninger af 2033 er effektutilstrækkelighed i day-ahead markedet. Foruden selve den ikkeleverede energi (ENS, Energy Not Served) i timen med effektutilstrækkelighedsproblemer i Vestdanmark vises også de respektive timers elproduktion fra vedvarende energi, termisk elproduktion, import, elforbrug samt elforbrug til varmeproduktion. Alle disse parametre er udregnet i forhold til deres maksimale værdi eller installerede kapacitet.

ENS er regnet i forhold til det samlede elforbrug i den pågældende time. Produktionen fra vedvarende energi, termisk produktion, import og elforbrug til varme er regnet i forhold til den installerede kapacitet i hver kategori. Elforbruget er regnet i forhold til det højest forekommende

ikkefleksible elforbrug på tværs af hele det simulerede datasæt. Den ikkefleksible del af elforbruget er alt forbrug, eksklusivt forbruget til varmeproduktion i fjernvarmen og elektrolyse.

Alle de viste parametre, ENS undtaget, er regnet således, at graferne viser 100 intervaller. For ENS vises alle effektmangelssituationer uden at intervaller regnes.

Grafen for ENS er sorteret således, at timen med størst effektmangel i forhold til timens elforbrug er længst til venstre i grafen og derfra faldende mod højre. Figuren viser de 21.974 timer med effektutilstrækkelighed i day-ahead markedet ud af alle simulerede timer (105 x 8760). I Vestdanmark regnes med 30.725 MW installeret VE (Energio Nordsø står for 3.000 MW), 1.192 MW termisk effekt, 9.947 MW importkapacitet (Energio Nordsø står for 1.400 MW), et ufleksibelt maksimalforbrug på 6.968 MWh/h på tværs af alle klimaår samt installeret elkapacitet for store varmepumper og elkedler på 2.339 MW.



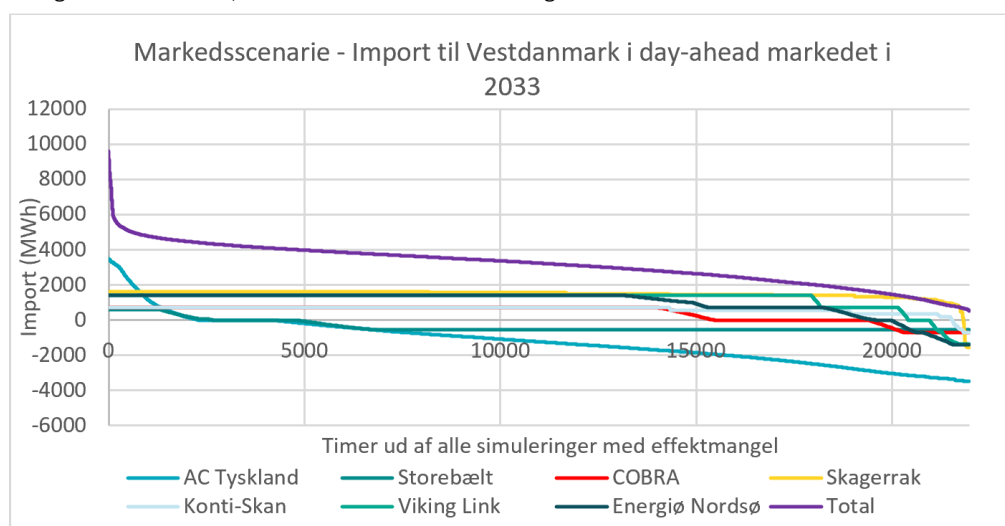
Figur 28 **Markedsscenario:** Effektmangelssituationer i day-ahead markedet for Vestdanmark i 2033 sorteret efter den største procentvise ENS i forhold til timens elforbrug vist sammen med andelen af henholdsvis VE og termisk produktion, import, elforbrug og elforbrug til varme i forhold til deres maksimale værdier.

Timerne med de største effektmangler er tydeligt karakteriseret ved, at der kun er mellem 2-8 pct. elproduktion fra sol eller vind i det vstdanske system ift. installeret kapacitet, at importniveauet er relativt lavt mellem 47-55 pct. af den installerede kapacitet, hvilket primært skyldes mangel på energi i nabolandene til at overføre. Yderligere ses det at det ikkefleksible elforbrug er højt ved 77-85 pct. af det maksimale elforbrug. Derudover kan det også observeres, at den tilgængelige termiske produktion samtidig er lav mellem 36-38 pct. af den installerede kapacitet. Den lave termiske kapacitet skyldes også, at en stor del af kapaciteten reserveres til reservemarkederne og dermed ikke indgår i day-ahead markedet.

Slutteligt fremgår af Figur 28, at elforbrug til varmeproduktion er til stede ved forekomster af meget lidt ENS. Årsagen skal findes i, at eksplicit varmemodelering samt curtailment sharing anvendes i årets redegørelse. I en del af timerne er varmeproduktionen tilstede fordi der alternativt ville forekomme load loss i varmesystemet. Ved at tænde en varmepumpe med en COP

på fx 4, kan den veksle 4 enheder load loss i varmesystemet til 1 enhed load loss i elsystemet. En anden del af timerne skyldes at der, som i afsnit 1.6.2 er nævnt, hersker en forskel mellem hvordan EUPHEMIA algoritmen fordeler load loss og hvordan det gøres i BID3.

Nedenstående Figur 29 viser, hvordan importen til Vestdanmark ser ud i de timer, hvor der er udfordringer med effekttilstrækkeligheden i det vstdanske system. Timerne på x-aksen kan være forskellige forbindelser imellem. Som et eksempel kan "5000" på x-aksen henføre til to forskellige timer alt efter, om der er tale om import-niveau for Skagerrak eller Konti-Skan. Figuren illustrerer hvilke af vores nabolande, som har mulighed for at eksportere til det vstdanske system, når der opstår situationer med effektknaphed. Figuren viser hvordan ikkeleveret energi deles på tværs af prisområder. Når importen på Storebælt fx er negativ i effektmangelsituationer for Vestdanmark, så betyder det, at den ikkeleveret energi fordeles mellem Vestdanmark og Østdanmark for at udligne nedreguleringsratioer. En negativ import i Figur 29 betyder typisk, at Vestdanmark og Østdanmark begge har en samtidig negativ effektbalance (med mindre Østdanmark kan sende strømmen direkte videre til et tredje område med negativ effektbalance), samt at Vestdanmark har en mindre nedreguleringsratio end Østdanmark, så de to landsdeles nedreguleringsratioer derfor kan udlignes. Dette forårsager højere ikkeleveret energi i Vestdanmark, men lavere ikkeleveret energi i Østdanmark.



Figur 29 **Markedsscenarie:** Import til Vestdanmark i day-ahead markedet i 2033 på forbindelser til andre prisområder i effektmangelsituationer. Forbindelserne er sorteret individuelt.

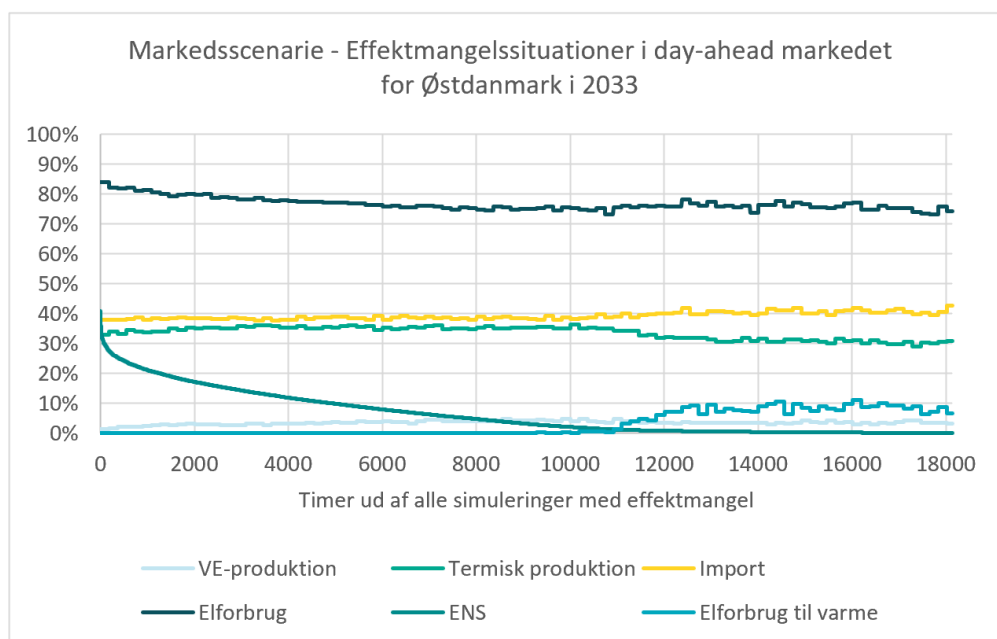
Af ovenstående fremgår det, at der i langt størstedelen af tiden er energi at hente fra vores nordiske naboer via både Skagerrak mod Norge (NO2) og Konti-Skan mod Sverige (SE3). Også på Viking Link mod Storbritannien (UK), Energiø Nordsø mod Belgien (BE) og COBRACable mod Nederlandene (NL) er der mulighed for import til Vestdanmark i effektmangelsituationer i størstedelen af hændelserne. Det forekommer dog også, at der i mangelsituationer eksporteres energi ud af Vestdanmark på den enkelte forbindelse. Disse situationer forekommer dog klart i størstedelen af tiden på Storebælt mod Østdanmark og mod Tyskland på AC Tyskland. Slutte­ligt forekommer det aldrig, at Vestdanmark nettoeksporterer i mangelsituationer, da totalimporten altid er over nul i Figur 29.

2.2.3 Uddybende forklaring af resultaterne for Markedsscenariet i Østdanmark

Figur 30 nedenfor viser det detaljerede billede af effekttilstrækkelighedsudfordringerne i Østdanmark i day-ahead markedet og viser de samme grundlæggende udfordringer som for Vestdanmark i Figur 28. I Østdanmark er der dog ca. 17 pct. færre timer med effekttilstrækkelighedsudfordringer sammenlignet med Vestdanmark. Figuren viser de 18.146 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (105 x 8760). I Østdanmark regnes med 13.394 MW installeret VE (Energio Bornholm står for 3.000 MW), 1.995 MW termisk effekt, 4.531 MW importkapacitet (Energio Bornholm står for 1.200 MW), et infleksibelt maksimalforbrug på 3.327 MWh/h på tværs af alle klimaår samt installeret elkapacitet for store varmepumper og elkedler på 1.349 MW.

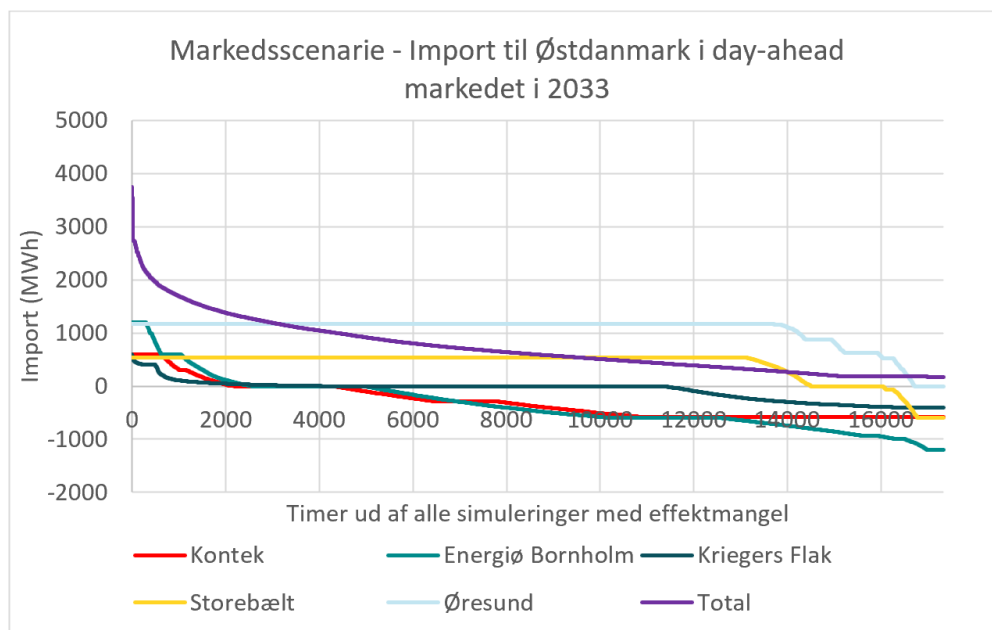
Som i Vestdanmark opstår der effektmangler i day-ahead markedet, når der i Østdanmark nærmest ikke er sol- eller vindbaseret elproduktion tilgængelig, her mellem 1-5 pct. af installeret kapacitet, når import-niveauet er lavt mellem 38-43 pct. af installeret kapacitet (endnu lavere end i Vestdanmark og skyldes også primært mangel på energi i nabolandene til at overføre), og når det ikkefleksible elforbrug er højt ved mellem 73-84 pct. af det maksimale elforbrug. I mangeltimer ligger den termiske produktion mellem 29-36 pct. af installeret kapacitet. Også i Østdanmark gælder det, at en stor del af den termiske produktionskapacitet ikke er tilgængelig i day-ahead markedet, fordi den reserveres til reservemarkedet.

Ligesom det sås i Vestdanmark, indtræffer dynamikken med elbaseret varmeproduktion i timer med effektmangel (ENS) også i Østdanmark. Dette skyldes de samme årsager som beskrevet ovenfor i afsnit 2.2.2. Dette er også årsagen til, at der ikke som i sidste års redegørelse viser sig en klar sammenhæng mellem import på udlandsforbindelser og mangelsituationens størrelsesorden.



Figur 30 **Markedsscenarie:** Effektmangelssituationer i day-ahead markedet for Østdanmark i 2033 sorteret efter den største procentvise ENS i forhold til timens elforbrug vist sammen med andelen af henholdsvis VE og termisk produktion, import, elforbrug og elforbrug til varme i forhold til deres maksimale værdier.

Nedenstående Figur 31 er konstrueret på samme måde som den tilsvarende Figur 29 for Vestdanmark. Figuren for Østdanmark viser, at det tyske system i relativt få timer er i stand til at eksportere energi til Østdanmark gennem Kontek, Energiø Bornholm eller Kriegers Flak. Bedre står det til på Storebælt, hvorfra Østdanmark i langt størstedelen af timerne med problemer er i stand til at modtage energi fra Vestdanmark. Øresund viser sig til gengæld som værende den mest pålidelige af alle de østdanske forbindelser – størstedelen af timerne er der import at hente. Samtidigt ses det for Øresund, i kontrast til alle andre forbindelser, at denne aldrig har eksport (indikeret som negativ import i figuren) og dermed ikke bliver brugt til at dele ikkeleveret energi mellem den sydsvenske elprisområde SE4 og Østdanmark.

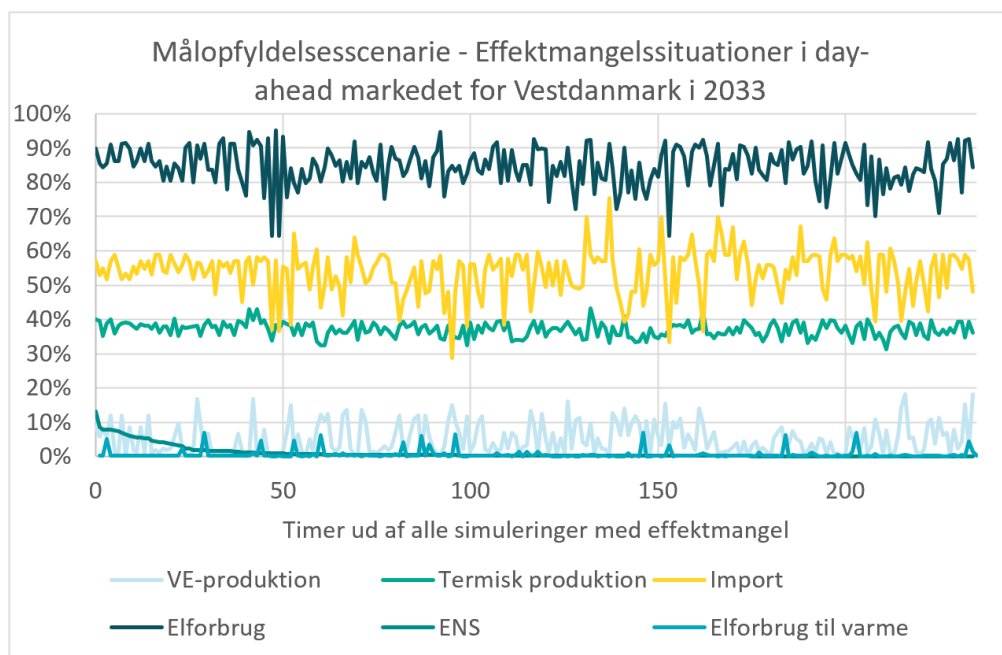


Figur 31 **Markedsscenarie:** Import til Østdanmark i day-ahead markedet i 2033 på forbindelser til andre prisområder i effektmangelssituationer. Forbindelserne er sorteret individuelt.

2.2.4 Uddybende forklaring af resultaterne for Målopfyldesscenariet i Vestdanmark

Dette og afsnit 2.2.5 indeholder en uddybende analyse af effektmangelssituationerne i hhv. Vestdanmark og Østdanmark for det målopfyldende scenarie.

Nedenstående Figur 32 viser et detaljeret billede for Vestdanmark af alle de timer, der i de 105 gennemregninger af 2033 har effekttilstrækkelighed i day-ahead markedet. Parametrene og beregningerne for at komme frem til disse er de samme som i afsnit 2.2.2. Dog er der ikke beregnet de intervaller på 100 som i det foregående afsnit, da der er så relativt få mangelsituationer i både Vest- og Østdanmark, at alle situationer kan vises time for time. Som i tidligere afsnit er alle parametre sorteret efter ENS, som i sig selv er sorteret fra største værdi til venstre og faldende mod højre. Figuren viser de 235 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (105 x 8760). Kapaciteterne, som procenterne relaterer sig til, er identiske med kapaciteterne beskrevet i afsnit 2.2.2.



Figur 32 **Målopfyldesscenarie:** Effektmangelssituationer i day-ahead markedet for Vestdanmark i 2033 sorteret efter den største procentvise ENS i forhold til timens elforbrug vist sammen med andelen af henholdsvis VE og termisk produktion, import, elforbrug og elforbrug til varme i forhold til deres maksimale værdier.

Timerne med de første ENS-værdier er, som i tidligere analyser, karakteriseret ved lave VE-produktioner fra 0-18 pct. af installeret kapacitet, et begrænset om end svingende import-niveau fra 29-75 pct. af installeret kapacitet (skyldes primært mangel på energi i nabolandene til at overføre), et højt ikkefleksibelt elforbrug mellem 64-95 pct. af maksimalt elforbrug, samt relativt lavt termisk produktion mellem 31-43 pct. af installeret kapacitet.

En overordnet tendens er også, at selve størrelsen af ENS er mærkbart lavere i Målopfyldesscenariet, hvis man sammenligner med Markedsscenariet i afsnit 2.2.2. Forskellen i resultater er et udtryk for, at den danske effektilstrækkelighed er tæt koblet til effektilstrækkeligheden i udlandet. Vestdanske effektilstrækkelighedsudfordringer i det målopfyldende scenarie sker i ekstreme situationer, som fx ved dunkelflaute, hvor Vestdanmark får negative kapacitetsmarginer på samme tid som omkringliggende lande.

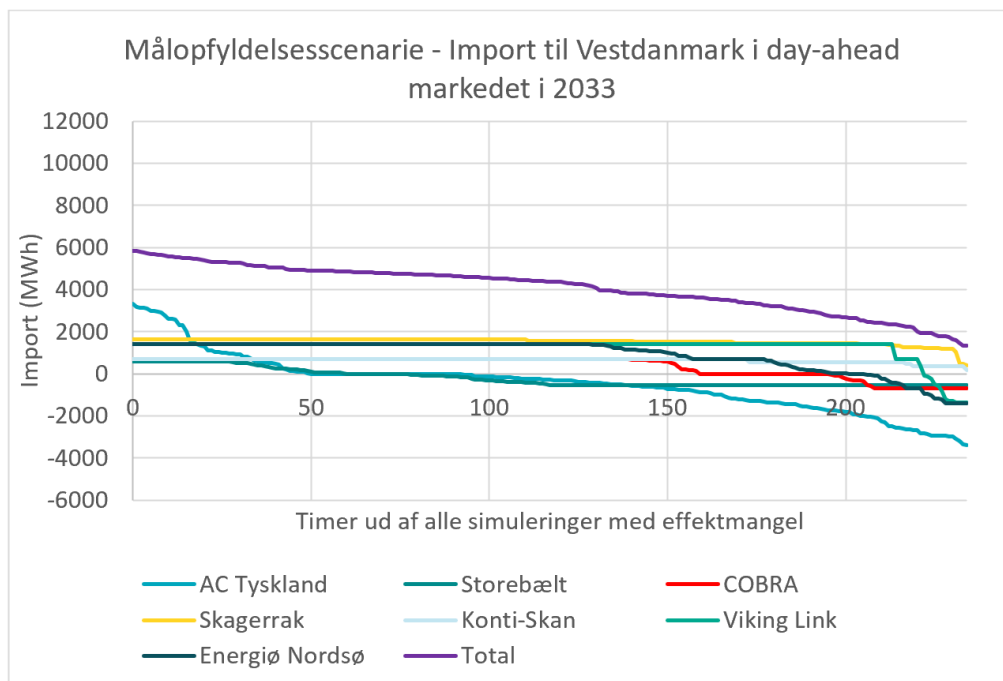
Dunkelflaute:

Dunkelflaute er et udtryk (fra tysk, "mørk vindstilhed"), der anvendes til beskrivelse af situationer med vindstille og overskyet/tåget vejr, hvor der kun produceres lidt eller ingen energi fra de vedvarende energikilder, sol og vind.

Tilsvarende udfordringer kan optræde i vindstille mørke nætter/vinteraftner, der ligeledes reducerer elproduktion fra både vind og sol.

Nedenstående Figur 33 viser, hvordan importen til Vestdanmark ser ud i situationer med effektmangel. Som tidligere er importen på forbindelserne sorteret individuelt. Figuren viser samme tendenser i Målopfyldesscenariet som i Markedsscenariet dog i markant mindre

skala. Overordnet set vil det sige, at det særligt er vores nordiske naboer, der hjælper Danmark og kontinental europæiske lande i situationer med danske effektudfordringer.

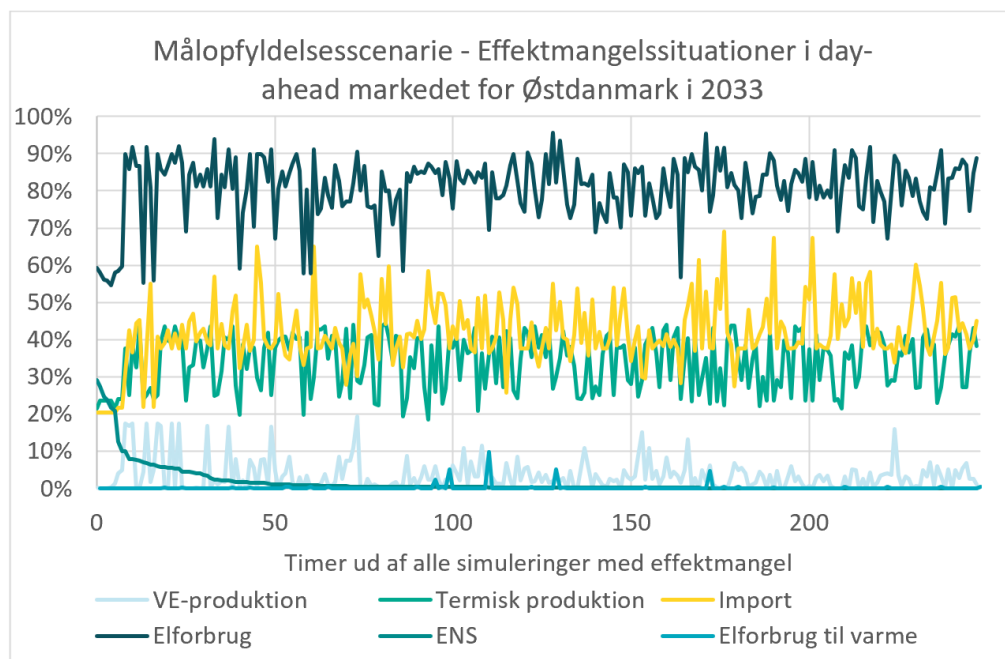


Figur 33 **Målopfyldelsesscenario:** Import til Vestdanmark i day-ahead markedet i 2033 på forbindelser til andre prisområder i effektmangelssituationer. Forbindelserne er sorteret individuelt. Figuren viser de 235 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (105 x 8760).

2.2.5 Uddybende forklaring af resultaterne for Målopfyldelsesscenarioet i Østdanmark

Figur 34 viser det detaljerede billede af effekttilstrækkelighedsudfordringerne i day-ahead markedet i Østdanmark og viser de samme grundlæggende udfordringerne som for Vestdanmark. Parametrene og beregningerne for at komme frem til disse er de samme som i afsnit 2.2.3. Som for Vestdanmark er der ikke beregnet intervaller på 100 som i afsnittet om Markedsscenarioet, da der er så relativt få mangelsituationer i både Vest- og Østdanmark, at alle situationer kan vises time for time. Figuren viser de 248 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (105 x 8760). Kapaciteterne som procenterne relaterer sig til, er identiske med kapaciteterne beskrevet i afsnit 2.2.3.

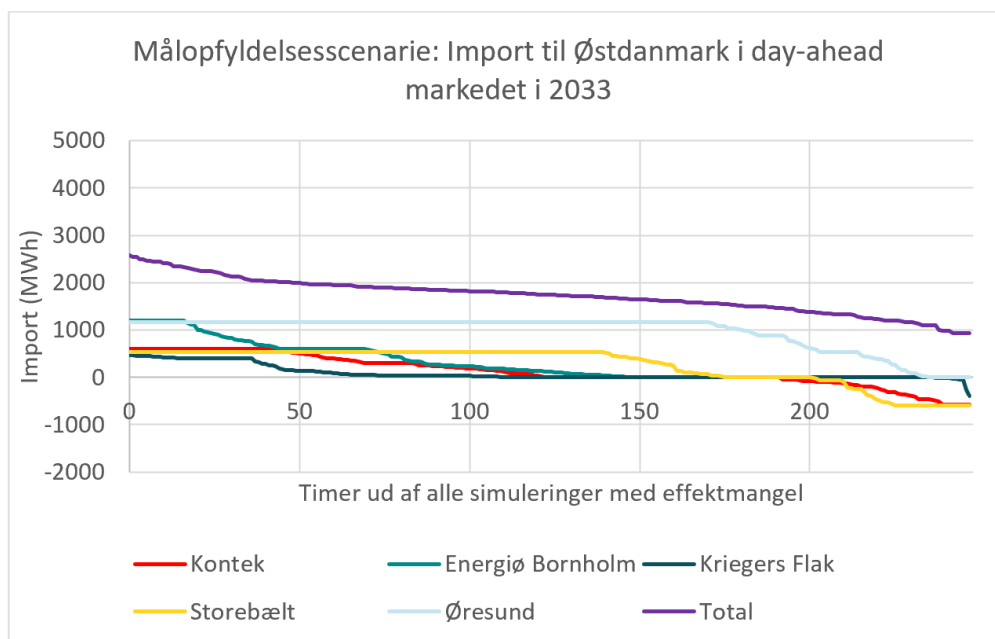
I Østdanmark er der 13 flere timer med effekttilstrækkelighedsudfordringer sammenlignet med Vestdanmark i Målopfyldelsesscenarioet.



Figur 34 **Målopfyldelsesscenario:** Effektmangelssituationer i day-ahead markedet for Østdanmark i 2033 sorteret efter den største procentvise ENS i forhold til timens elforbrug vist sammen med andelen af henholdsvis VE og termisk produktion, import, elforbrug og elforbrug til varme i forhold til deres maksimale værdier.

Som i Vestdanmark opstår der effektmangler i Østdanmark, når der i Østdanmark er relativt lidt sol- eller vindbaseret elproduktion tilgængelig ved mellem 0-19 pct. af installeret kapacitet, når import-niveaueet er begrænset til mellem 21-69 pct. af installeret kapacitet (lavere end i Vestdanmark, hvilket også skyldes primært mangel på energi i nabolandene til at overføre), og når det infleksible forbrug er relativt højt ved mellem 55-95 pct. af maksimalforbruget. Specielt for Østdanmark ses det, at de største EENS forekomster længst til venstre i grafen sker, når import-niveaueet og den termiske produktion er helt nede på hhv. 21 pct. og 23 pct. af installeret kapacitet samtidigt med, at det ikkefleksible forbrug er lavt ved ca. 57 pct. af maks. Det indikerer, at stokastiske udfald på forbindelser og eventuelt termiske kraftværker har ført til disse store effektmangelssituationer.

Figur 35 viser samme tendenser i Målopfyldelsesscenarioet som Markedsscenarioet i afsnit 2.2.3, dog i mindre skala. Overordnet viser sig igen, at det er Danmarks nordiske naboer, der hjælper – her vist gennem særlig høj og stabil import via Øresund og Storebælt – mens Tyskland i situationer med danske effektudfordringer også er udfordret og kun i begrænset omfang kan hjælpe det østdanske system.



Figur 35 **Målopfyldesscenarie:** Import til Østdanmark i day-ahead markedet i 2033 på forbindelser til andre prisområder i effektmangelsituationer. Forbindelserne er sorteret individuelt. Figuren viser de 248 timer med effekttilstrækkelighedsproblemer ud af alle simulerede timer (105 x 8760).

2.2.6 Uddybende forklaring af årsagerne til scenarieresultaterne for Vest- og Østdanmark i Markedsscenariet

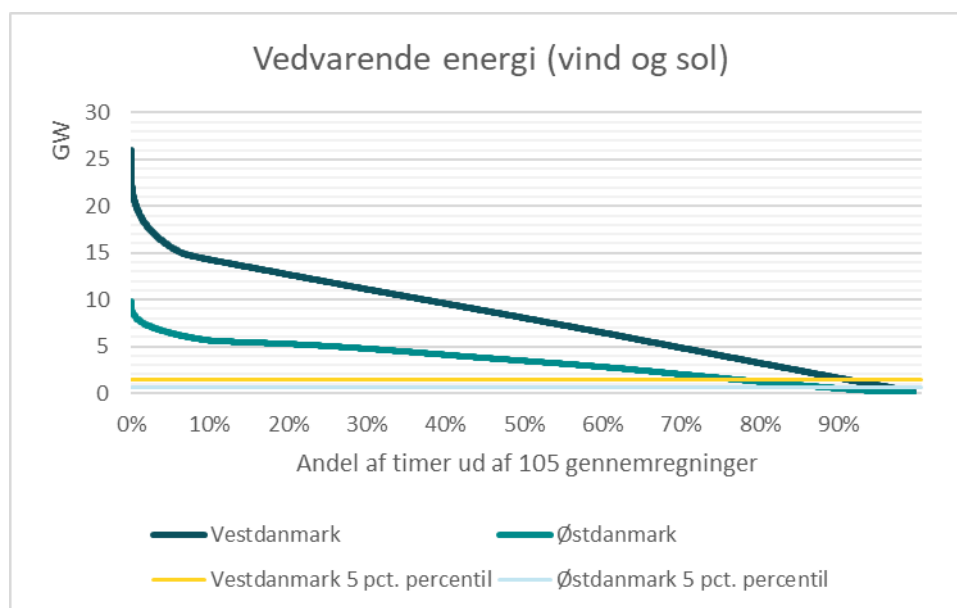
Det mest afgørende og karakteristiske ved effektmanglerne på tværs af landet er situationer med vejrphenomener, der strækker sig ud over en stor del af Europa, der resulterer i lidt til ingen elproduktion fra vind og sol kombineret med et højt elforbrug såvel i Danmark som i vores nærmeste nabolande, fx en såkaldt "dunkelflaute".

Nedenfor viser Figur 36 den samlede VE-produktion sorteret fra højest til lavest for Vest- og Østdanmark. Der er indsat en horisontal streg ved 5 pct. for at vise de timer, hvor VE-produktionen er lavere end 5 pct. af den installerede kapacitet.

I Vestdanmark svarer 5 pct. af den installerede VE-kapacitet i 2033 til godt 1.450 MW inkl. ilandført VE fra energiøen i Nordsøen, mens 5 pct. i Østdanmark i 2033 kun svarer til 580 MW inkl. ilandført VE fra Energiø Bornholm. I Vestdanmark er det godt 11 pct. af tiden, at VE-produktionen er lavere end 5 pct., mens det i Østdanmark er næsten 14 pct. af tiden. Til sammenligning er det 2,4 pct. og 2,0 pct. af tiden i Markedsscenariet, at der er timer med effektmangel i forhold til de 105 gennemregninger for henholdsvis Vest- og Østdanmark.

Som tidligere vist svarer dette henholdsvis til en LOLE på 209 og 173 timer/år i de to prisområder. Det vil sige, at der relativt er en del timer, hvor VE-produktionen er lavere end 5 pct., men hvor der ikke er effektmangel. De tidligere viste effektbalancekurver for Danmark i Figur 5 og Figur 6 viser tilsvarende mange timer, hvor residualforbruget er større end de indenlandske produktionsressourcer, og der dermed mangler effekt i Danmark, og import af strøm er nød-

vendig. Det er derfor ikke lav VE-produktion i Danmark alene som i sig selv er den enkeltstående årsagsforklaring på effekttilstrækkelighedsproblemerne. Dette vises også nedenfor i Figur 39 og Figur 40 med dertil hørende beskrivelse.



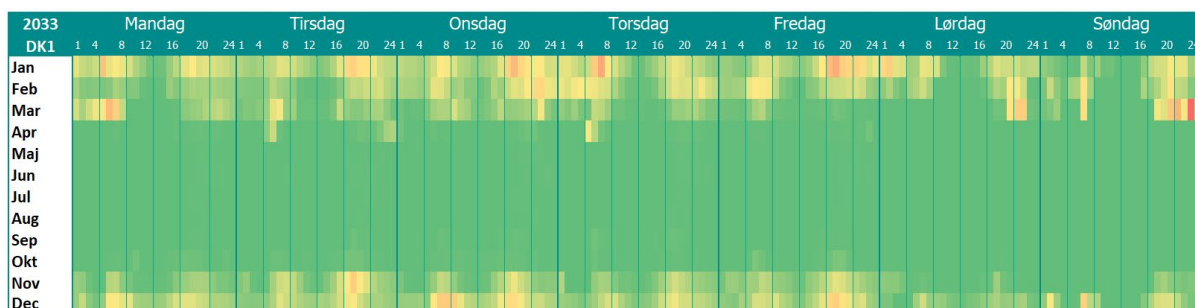
Figur 36 Tilgængelig produktionskapacitet fra vind og sol sorteret fra højest til lavest i de 105 gennemregninger af 2033.

Figur 37 og Figur 38 for henholdsvis Vest- og Østdanmark viser, at disse situationer er særligt fremherskende i vinterhalvåret fra november til marts, særligt i løbet af dagtimerne og koncentreret omkring morgen og aftenkogespidsjerne. For Østdanmark springer det dog i øjnene, at der er en relativt stor mangel midt i juni, særligt "tirsdag" imellem kl. 21.00 og 23.59. Dette skyldes dels revisionsplanen, som blandt andet har noget af kapaciteten ude til revision på både forbindelsen til Energiø Bornholm, Øresund og hele Kontek, samtidigt med, at blandt andet et par større kraftværksblokke i Østdanmark også er ude til revision. Oveni dette falder udfaldsmønstret i et af de beregnede år ud således, at den resterende del af forbindelsen til Energiø Bornholm og Storebæltsforbindelsen havarerer samtidigt. I 2033 i klimaåret 2007 i Østdanmark passer det imidlertid med, at den uheldige periode med hensyn til tilgængeligheden på termisk kapacitet og udlandsforbindelserne falder sammen med et par dage med relativt høj sol, men meget lav vind.

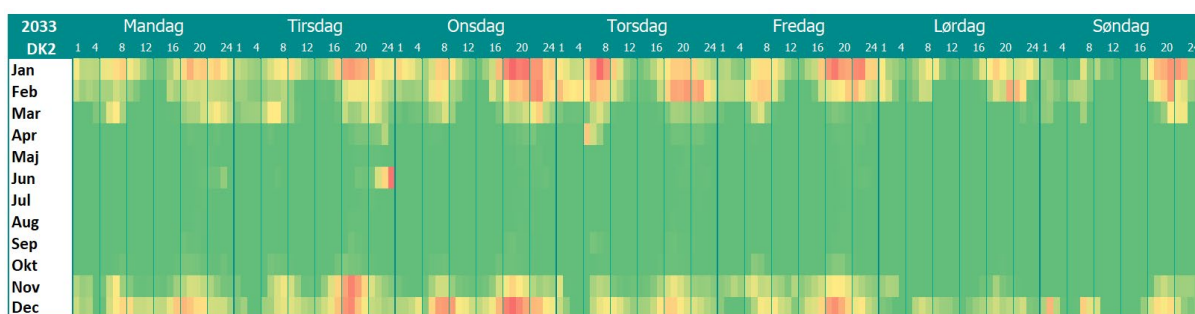
I løbet af dagtimerne er der således ikke problemer med effekttilstrækkeligheden, da produktionen fra VE, primært sol, i løbet af dagen kan dække mere end 100 pct. af elforbruget. Mellem kl. 21.00 til 23.59 falder VE-produktionen dog til mellem 0 og 23 MW, hvor effektmanglerne i perioden indtræffer. Både de foregående og efterfølgende dage, hvor der også er havari samtidigt med revision på flere forbindelser og kraftværker samtidigt, er der markant mere vind til at dække elforbruget, hvilket reducerer eller helt fjerner effekttilstrækkelighedsproblemerne i Østdanmark. Risikoen i perioden findes dog stadig, da perioden er meget afhængig af VE-mængderne.

Dette viser, at effekttilstrækkelighedsproblemerne, særligt i Østdanmark, ikke er forbeholdt vintermånederne, men at systemet med relativt få store enheder, der kræver længerevarende

perioder med revision er særligt udsat i tilfælde af særlige hændelser såsom udfald samtidigt med lav produktion fra vind og sol.



Figur 37 Fordeling af effektminutter i day-ahead markedet på måned, ugedag og time i døgnnet (1-24) i 2033 i DK1 for Markedsscenariet. Jo rødere nuancer, desto større manglende effekttilstrækkelighed.

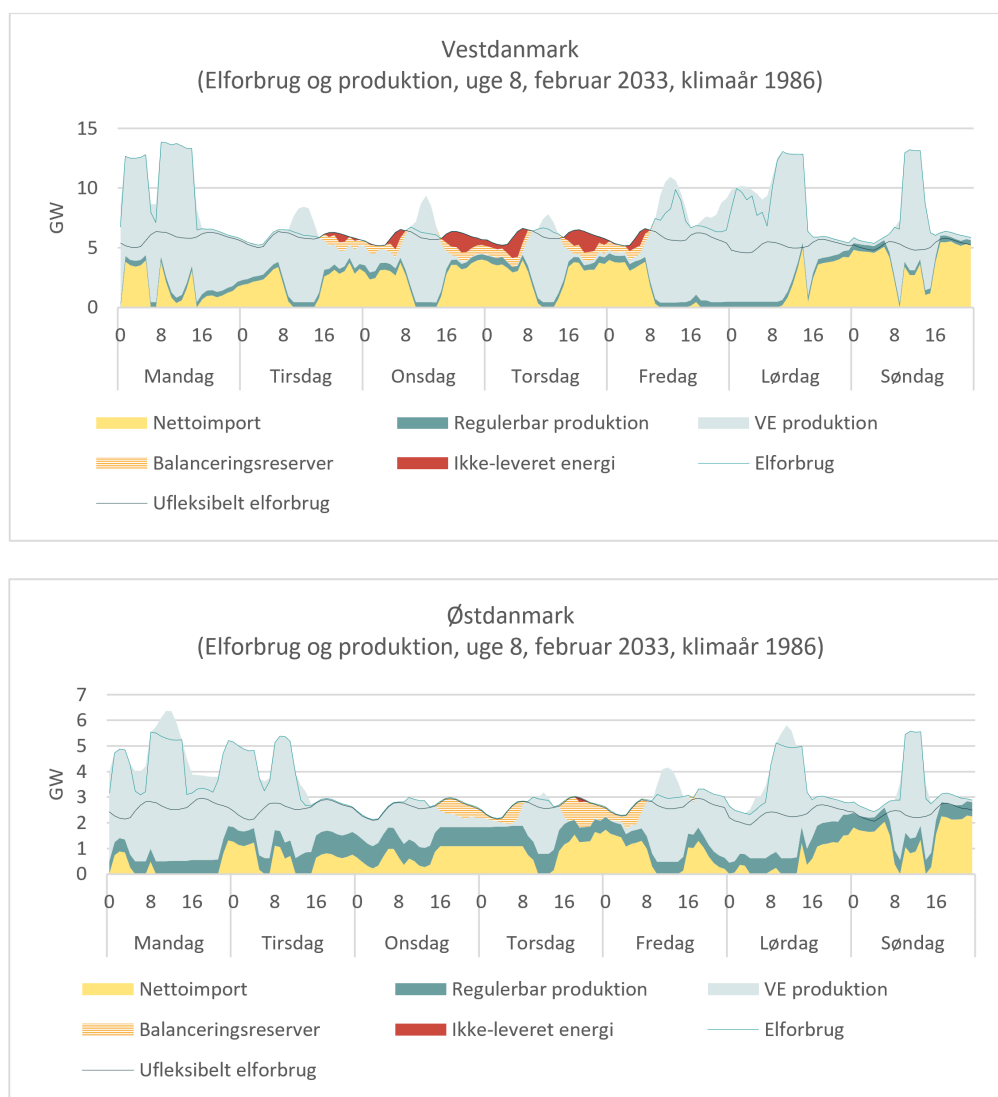


Figur 38 Fordeling af effektminutter i day-ahead markedet på måned, ugedag og time i døgnnet (1-24) i 2033 i DK2 for Markedsscenariet. Jo rødere nuancer, desto større manglende effekttilstrækkelighed.

For at se nærmere på et karakteristisk scenarie for effekttilstrækkelighed er et udpluk af en udvalgt uge i februar gengivet i Figur 39. Her vises, hvordan forbruget bliver dækket af forskellige elementer herunder VE, termisk produktion, lager og import. I de tilfælde hvor forbruget ikke kan dækkes indikerer det røde område størrelsen på effekt manglen. Den orange skravering viser den del af den ikkeleverede energi, som opstår i day-ahead markedet, men som efterfølgende kan dækkes i driftstimen af balanceringsreserverne. Ugen dækker over en situation med et par vindstille dage i en vintermåned, men skyfrit. I løbet af dagstimerne er der således gang i produktionen fra solceller, mens der om natten er meget lav produktion fra vind og intet fra sol. I modsætning til en dunkelflautesituation, hvor skydække og tåge kombineret med vindstille vejr reducerer produktion fra vedvarende energi til et minimum, er der imidlertid vedvarende energi i løbet af dagen fra sol i den viste uge. Om natten hvor solen ikke skinner opstår til gengæld lignende problemer som i en dunkelflaute, hvilket udfordrer den europæiske effekttilstrækkelighed.

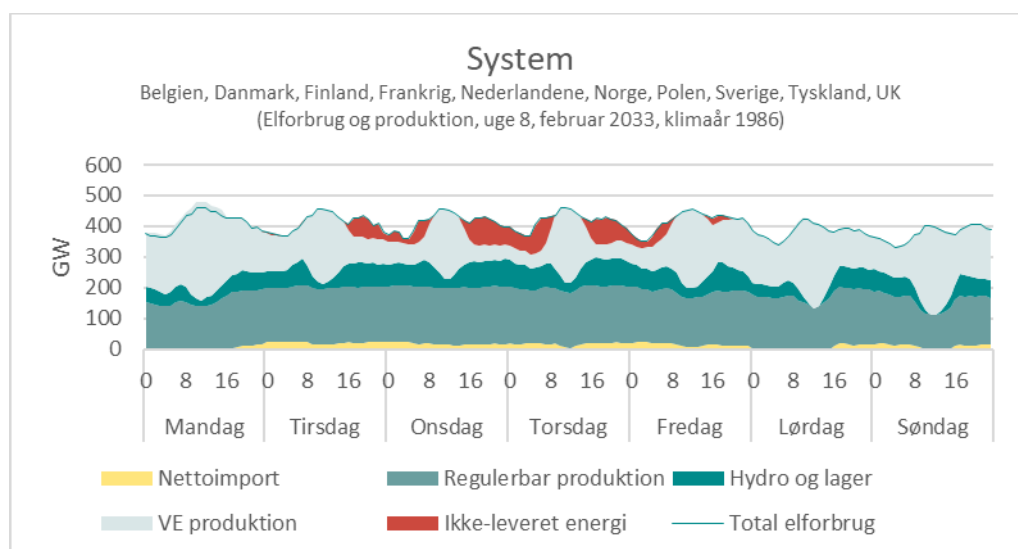
For både Vest- og Østdanmark er VE-produktion relativt høj i starten af ugen, op mod weekenden og i løbet af dagstimerne, men aftager de fleste nætter, særligt fra tirsdag til fredag. I takt med at VE-produktionen falder, stiger nettoimporten typisk. Der er dog ikke tilstrækkelig med effekt i udlandet til, at hverken Vest- eller Østdanmark kan blive hjulpet helt ud af problemerne. På trods af import og produktion på de regulerbare termiske værker samt reduktion i

elforbruget fra fleksibelt forbrug, er der derfor ikke nok effekt til at dække elforbruget. På figurerne fremgår også, at huller helt eller delvist kan udfyldes af balanceringsreserverne, som er vist med det skraverede orange område. Det gælder dog for begge prisområder, at udfordringer med effektknapheden reduceres efterhånden som solen står op ca. kl. 8.00, hvilket giver mulighed for elproduktion på solceller i systemet. Mellem fredag og lørdag kommer der igen noget vind, som gør, at de danske prisområder har nok energi til at dække både det uflexible såvel som det fleksible elforbrug og endda også i nogen grad eksportere strøm til udlandet, vist ved at produktionsgraferne overstiger linjen for elforbrug og at nettoimporten går i nul. Effektilstrækkelighedsproblemerne i dette års redegørelse centrerer sig særligt omkring disse og tilsvarende situationer og det er derfor også typisk de samme dage i klimaårene, som optræder gentagne gange, når situationerne med effektmangel analyseres nærmere.



Figur 39 Udvalgt uge i klimaåret 1986 hvor der opstår effektilstrækkelighedsproblemer i både Vest- og Østdanmark i 2033 i Markedsscenariet.

Sammenlignes med, hvordan ugen ser ud for de nærmeste europæiske lande, fremgår, at det generelt er en udfordret uge på tværs af Nordeuropa. Hen mod slutningen af ugen, hvor der ikke er problemer i Danmark på trods af meget lav VE produktion, er der til gengæld relativt mere produktion fra VE, når gruppen af lande betragtes samlet.



Figur 40 Anstrengt uge i klimaåret 1986 i en række europæiske lande, der har stor indvirkning på den danske effekttilstrækkelighed.

2.3 Scenariernes robusthed og følsomheder

Det er væsentligt at inddrage følsomhedsanalyser i effekttilstrækkelighedsvurderingerne, da der ligger en række usikre forudsætninger til grund for det forventede Markedsscenario og Målopfyldesscenario. På grund af usikkerheden er det relevant at undersøge robustheden af effekttilstrækkelighedsvurderingerne over for ændringer i centrale forhold.

Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed stiller krav om, at Energinet skal udarbejde et antal følsomhedsanalyser for vurderingen af effekttilstrækkelighed, som vil medføre et ændret niveau af elforsyningsikkerhed.

På grund af årets anvendelse af et Markedsscenario og et Målopfyldesscenario tager følsomhederne i RFE23 også udgangspunkt i disse. Med udgangspunkt i Markedsscenarioet undersøges såvel fire forværrende som fire forbedrende følsomheder. Med udgangspunkt i Målopfyldesscenarioet, hvor der kun i begrænset omfang opstår effektmangel, undersøges fem forværrende følsomheder.

I alt undersøges robustheden altså ved hjælp af ni forskellige følsomhedstyper, som fremgår af Tabel 11 og to overordnede scenarier. De ni følsomhedstyper inkluderer også evaluering af de

fem værste klimaår for både Markeds- og Målopfyldesscenarioet, som tidligere er beskrevet i forbindelse med scenarieresultaterne i afsnit 2.2.

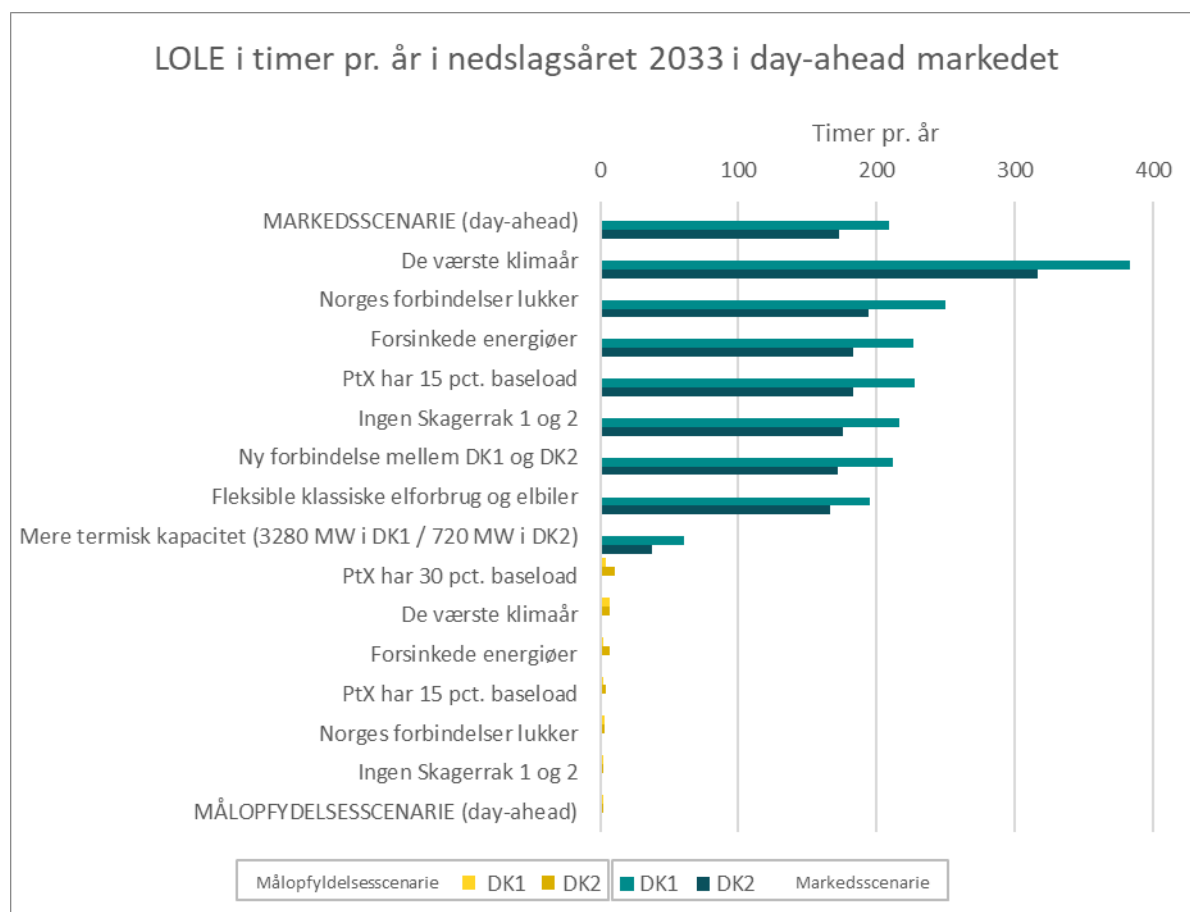
Følsomhed		Variation	
Baseret på Målopfyldesscenarioet			
		Baseret på Markedsscenarioet	
De værste klimaår	Alene simuleringernes 5 værste klimaår for effekttilstrækkeligheden betragtes.	x	x
Norges forbindelser lukker	Norge vil ikke kunne eksportere strøm til nogen omkringliggende lande. Det betyder blandt andet en reduktion af den vstdanske importkapacitet på 1632 MW på Skagerrak-forbindelserne fra Norge.	x	x
Ingen Skagerrak 1 og 2	Skagerrak 1 og 2 reinvesteres ikke, så kapaciteten mellem DK1 og Norge reduceres med 480 MW.	x	x
Forsinkede energigøjer	Både Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen, inklusive udlandsforbindelser, forsinkes til efter 2033. Det betyder en reduktion af importkapaciteten til DK1 på 1400 MW og til DK2 på 1200 MW. Yderligere reduceres den samlede danske havvindkapacitet med 6 GW.	x	x
Ny forbindelse mellem DK1 og DK2	Kapaciteten mellem DK1 og DK2 øges med 600 MW, hvilket svarer til en fordobling.	x	
PtX har 15 pct. baseload	Fast minimumsforbrug på 15 pct. af kapacitet i 2033 på PtX-anlæg i Danmark alene. Det svarer til, at det samlede danske effektforbrug stiger med ca. 1,3 GW i hver time.	x	x
PtX har 30 pct. baseload	Fast minimumsforbrug på 30 pct. af kapacitet i 2033 på PtX-anlæg i Danmark alene. Det svarer til, at det samlede danske effektforbrug stiger med ca. 2,6 GW i hver time.		x
Fleksible klassiske elforbrug og elbiler	Klassiske elforbrug (husholdninger og serviceerhverv fra AF22): 20% af forbrugskategoriens elforbrug kan nedreguleres i hver time uden at skulle hentes tilbage på et andet tidspunkt. 20 pct. af det klassiske elforbrug svarer til mellem 150 og 620 MW i Vestdanmark og 50 og 360 MW i Østdanmark. Elbiler (personbiler og varebiler fra AF22): Antages fuldt ud fleksible inden for tidspunkterne 8:00-17:59 og 18:00-07:59. Det betyder, at elforbruget kan flyttes fra en time til en anden time inden for hvert enkelt vindue. De største elforbrug her er henholdsvis 850 MW i DK1 og 660 MW i DK2.	x	
Mere termisk kapacitet (3280 MW i DK1 / 720 MW i DK2)	Kapaciteterne er baseret på 2030 resultater fra den økonomiske bæredygtighedsanalyse, som blev udført i regi af ERAA 2022 ³⁴ . Analysen viste, det ville være rentabelt at investere i 3280 MW og 720 MW ny regulerbar kapacitet enten i form af afbrydeligt elforbrug eller elproduktionskapacitet i henholdsvis DK1 og DK2.	x	

Tabel 11 Oversigt over følsomheder.

LOLE-resultaterne for alle følsomhederne for nedslagsår 2033 er vist i nedenstående Figur 41. Følsomheder kørt med udgangspunkt i Markedsscenarioet er vist med blå/grønne nuancer,

³⁴ ERAA 2022 | ERAA 2022 by ENTSO-E (entsoe.eu)

mens følsomheder kørt med udgangspunkt i Målopfyldelsesscenarioet er vist med gule nuancer. For på bedst mulig vis at kunne sammenligne de specifikke konsekvenser ved de forskellige følsomhedsberegninger, tages først udgangspunkt i resultaterne i day-ahead vist i LOLE, da det er i day-ahead markedet at den udfordrede effekttilstrækkelighed først materialiserer sig. Følsomhedsberegningernes resultater opgjort i effektminutter kan ses i afsnit 2.3.5.



Figur 41 Estimerede timer berørt af manglende effekttilstrækkelighed i day-ahead markedet i 2033 i Markedsscenariet og Målopfyldelsesscenarioet samt følsomheder.

2.3.1 Forværende følsomheder for Markedsscenariet for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed

I følgende underafsnit beskrives resultaterne fra de følsomhedsberegninger, som viser et forværret billede af den danske effekttilstrækkelighed med udgangspunkt i Markedsscenariet. Følsomhederne inkluderer "Norges forbindelser lukker" samt "Ingen Skagerrak 1 og 2", hvilket på grund af deres sammenlignelighed behandles i samme underafsnit 2.3.1.1, "Forsinkede energiøer" i underafsnit 2.3.1.2 og slutteligt "PtX har 15 pct. baseload" i underafsnit 2.3.1.3.

2.3.1.1 Norges forbindelser lukker samt ingen Skagerrak 1 og 2

Det danske elsystem forventes i stadigt stigende grad at basere sig på elproduktion fra vedvarende og fluktuerende energikilder. Samtidig falder den installerede termiske kapacitet. Denne udvikling gør, at udlandsforbindelser alt andet lige vil agere som et stadigt vigtigere led i den danske elforsyning i fremtiden.

Da ændringen i kapacitet på udlandsforbindelser sker på baggrund af et samarbejde mellem TSO'erne i de lande, som forbindelsen løber mellem, kan Energinet ikke alene beslutte at etablere, reinvestere i eller nedlægge overførselskapacitet. Det underbygger vigtigheden af at undersøge robustheden af effektilstrækkelighedsvurderingerne, når det kommer til usikkerheder vedrørende fremtidig overførselskapacitet til omkringliggende lande. Vigtigheden af fx Skagerrak-forbindelserne for specielt vstdansk effektilstrækkelighed understreges i afsnit 2.2.2 og Figur 29, hvor forbindelserne til Norge viser sig som de vstdanske forbindelser, som der kan importeres mest gennem i effektmangelsituationer.

Følsomheden "Norges forbindelser lukker" og "Ingen Skagerrak 1 og 2" reducerer den vstdanske importkapacitet med hhv. 1632 MW og 480 MW fra de oprindelige 1632 MW.

Norges forbindelser lukker samt ingen Skagerrak 1 og 2	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MARKEDSSCENARIE (day-ahead)	Vestdanmark	209	77.273	0%	0%
	Østdanmark	173	28.872	0%	0%
Norges forbindelser lukker	Vestdanmark	250	105.813	20%	37%
	Østdanmark	194	36.717	13%	27%
Ingen Skagerrak 1 og 2	Vestdanmark	216	81.334	3%	5%
	Østdanmark	175	29.742	1%	3%

Tabel 12 Effekten på Markedsscenariet for effektilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når Norges udlandsforbindelser fjernes (1632 MW nedgang i importkapacitet i Vestdanmark) og når Skagerrak 1 og 2 fjernes (480 MW nedgang i importkapacitet til Vestdanmark).

Som det ses af ovenstående Tabel 12, påvirkes den danske effektilstrækkelighedssituation med udgangspunkt i Markedsscenariet mærkbart, når Norges forbindelser lukker og Vestdanmark derfor ikke længere kan importere fra Norge. Specielt vstdansk EENS ændrer sig med hele 37 pct. i forhold til Markedsscenariet. LOLE ændrer sig imidlertid kun med ca. 20 pct. Det vil sige, at størrelsen på de danske effektilstrækkelighedsproblemer bliver påvirket relativt mere end antallet af timer med effektilstrækkelighedsproblemer. Det giver i beregningerne primært større effektunderskud i de timer der allerede har problemer og i tillæg hertil kommer nye timer med effektproblemer. Det skyldes, at ikkeleveret energi fordeles mellem prisområder med negative kapacitetsmarginer uanfægtet importen på udlandsforbindelser.

Skal en time med effektknaphed i Vestdanmark derfor fjernes udelukkende vha. ekstra importkapacitet fra udlandet, så skal importen på forbindelsen være stor nok til at dække det vstdanske importbehov. Samtidigt skal importen kunne bidrage til, at Vestdanmark kan hjælpe andre forbundne prisområder tilsvarende ud af en mangelsituation med mindre flaskehalse gøre, at energien stranded i Vestdanmark.

Det er vigtigt at nævne, at hvis Norges forbindelser lukkes, så er det ikke blot effekten af Skagerrak alene, som afspejles i ændringen i de danske effektilstrækkelighedsresultaterne – også effekten af Norges eksport til fx Sverige og videre til Danmark gennem Øresund og Konti-Skan bidrager til en forværret effektilstrækkelighedssituation i denne følsomhed. Denne dynamik er

også årsagen til, at den Østdanske effekttilstrækkelighed forværres ganske betragteligt ved lukkede norske forbindelser (ca. 27 pct. stigning i EENS og ca. 13 pct. stigning i LOLE) på trods af, at Østdanmark ikke er direkte elektrisk forbundet til Norge.

Betragtes konsekvensen af at fjerne Skagerrak 1 og 2 alene, så er den anderledes begrænset: Der ses en stigning i EENS på ca. 5 og 3 pct. samt en stigning i LOLE på ca. 3 og 1.5 pct. i hhv. Vest- og Østdanmark. Årsagen til den begrænsede konsekvens skal findes dels i, at importkapaciteten til Vestdanmark kun reduceres med 480 MW, men også i høj grad i, at Norge i denne følsomhed stadigvæk har mulighed for at eksportere energi til omkringliggende lande, som så til gengæld kan hjælpe Danmark via andre udlandsforbindelser.

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af de to følsomheder, stiger antallet af forekomster af afbrud på tværs af Danmark fra 42 timer i et en gennemsnitsbetragtning til 60 og 45 timer når hhv. alle Norges forbindelser lukker og Skagerrak 1 og 2 ikke reinvesteres. Tilsvarende stiger effektminutterne fra 83 minutter til hhv. 128 og 88 minutter.

2.3.1.2 Forsinkede energier

Energierne i Nordsøen og på Bornholm med hver 3 GW havvind udgør i AF22 i 2033 en anseelig andel af den samlede danske havvindskapacitet: Energiø Bornholm står for ca. 46 pct. af den østdanske havvindskapacitet, mens Energiø Nordsø står for 31 pct. af havvinden i Vestdanmark. Dertil kommer, at energiernes tilhørende forbindelser kan anvendes som en konventionel udlandsforbindelse, hvis disse ikke er fyldt op af ilandføring af havvind.

Forsinkede energier	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MARKEDSSCENARIE (day-ahead)	Vestdanmark	209	77.273	0%	0%
	Østdanmark	173	28.872	0%	0%
Forsinkede energier	Vestdanmark	227	88.301	8%	14%
	Østdanmark	183	31.796	6%	10%

Tabel 13 Effekten på Markedsscenarioet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når energiernes havvindskapacitet og udlandsforbindelser begge forsinkes til efter dette nedslagsår.

På trods af, at danske effekttilstrækkelighedsproblemer typisk viser sig i situationer karakteriseret ved blandt andet et lavt niveau af produktion fra vedvarende energikilder relativt til installeret kapacitet, så er energiernes bidrag til dansk effekttilstrækkelighed dog af en vis størrelse. Det skyldes dels mængden af havvind installeret ved energierne (samlet 6 GW forventet i 2033), og dels muligheden for brug af energiø-forbindelserne som konventionelle udlandsforbindelser, når vindproduktionen er lav.

Af afsnit 2.2.2 og 2.2.3 fremgår, at VE-produktionen i Vestdanmark er på 2-8 pct. af installeret kapacitet i timer med effekttilstrækkelighedsproblemer – i Østdanmark er dette interval 1-5 pct. Ligeledes vises i afsnit 2.2.6 den andel af tiden, hvor den vedvarende energiproduktion er omkring 5 pct. Omregnes de 5 pct. til en tilgængelighed af vindkapacitet på energierne, svarer forsinkelsen til at fjerne 150 MW tilgængelig produktionskapacitet i både øst og vest. Hertil kommer energiernes bidrag til effekttilstrækkelighedssituationer, når de bruges som udlands-

forbindelser. I afsnit 2.2.2 og 2.2.3 fremgår det også, at forbindelserne fra energiøerne til Danmark (særligt til Vestdanmark) i størstedelen af effekttilstrækkelighedshændelserne har et relativt stort positivt bidrag (givet tilgængelig import på disse).

Summen af disse to effekter bliver også, at en forsinkelse af energiøerne til efter 2033 forårsager en stigning i EENS på ca. 14 pct. i Vestdanmark og 10 pct. i Østdanmark. LOLE-stigningen er ca. 8 pct. i Vestdanmark og 6 pct. i Østdanmark. For begge indikatorer er effekten størst i Vestdanmark på grund af de allerede beskrevne dynamikker (højere tilgængelighed af vindproduktion og større bidrag fra udlandsforbindelsen i Vestdanmark i effekt mangelsituationer).

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, stiger antallet af forekomster af afbrud på tværs af Danmark fra 42 timer i en gennemsnitsbetragtning til 49 timer hvis energiøerne forsinkes. Tilsvarende stiger effektminutterne fra 83 minutter til 101 minutter.

2.3.1.3 PtX har 15 pct. baseload

PtX er i AF22 forudsat at udgøre en større bestanddel af det danske energisystem end nogen sinde. I 2033 antager AF22 en samlet PtX elkapacitet i Danmark på 8,9 GW – til sammenligning forudsatte AF21 en kapacitet på 1,6 GW.

PtX har 15 pct. baseload	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MARKEDSSCENARIE (day-ahead)	Vestdanmark	209	77.273	0%	0%
	Østdanmark	173	28.872	0%	0%
PtX har 15 pct. baseload	Vestdanmark	228	88.535	9%	15%
	Østdanmark	183	31.836	6%	10%

Tabel 14 Effekten på Markedsscenarioet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når PtX-anlæg i Danmark antages at have et minimumselforbrug på 15 pct. af den installerede kapacitet i alle årets timer.

I takt med, at PtX vinder indpas i forudsætningsgrundlaget, bliver de tekniske specifikationer og tilhørende elforbrug på de modellerede anlæg vigtigere og vigtigere at belyse, jævnfør denne og også nedenstående følsomheder angående PtX-anlæg og deres minimumslastsniveauer. Følsomhedens antagelse vedrørende en minimumsproduktion på 15 pct. på danske PtX-anlæg svarer til, at det samlede danske effektforbrug stiger med 1,3 GW, hvilket svarer til ca. 15 pct. af det uflexible elforbrug i nedslagsåret 2033 i AF22. På årsniveau står elforbruget til PtX for ca. 43 pct. Størrelsesordenen af installeret PtX forårsager også, at EENS i følsomheden stiger med ca. 15 pct. og 10 pct. i hhv. Vest- og Østdanmark. LOLE-indikatoren stiger med ca. 9 pct. i vest og 6 pct. i øst.

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, stiger antallet af forekomster af afbrud på tværs af Danmark fra 42 timer i en gennemsnitsbetragtning til 49 timer hvis PtX fremfor at være fuldstændigt fleksibelt vil have 15 pct. som grundlast. Tilsvarende stiger effektminutterne fra 83 minutter til 100 minutter.

2.3.2 Neutral følsomhed for Markedsscenariet for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed

I følgende underafsnit beskrives resultaterne fra den følsomhedsberegning, som viser et nært neutralt billede af den danske effekttilstrækkelighed med udgangspunkt i Markedsscenariet.

Følsomheden er "Ny forbindelse mellem DK1 og DK2" i underafsnit 2.3.2.1

2.3.2.1 Ny forbindelse mellem DK1 og DK2

Til forskel for andre forbindelser mellem prisområder, så vil en ny forbindelse mellem DK1 og DK2 være et projekt, som Energinet uden hensyntagen til andre TSO'er vil kunne forfølge og drifte. Denne følsomhed undersøger, hvordan en forbindelse mellem DK1 og DK2 med samme karakteristika og kapacitet som den eksisterende Storebæltsforbindelse vil påvirke effekttilstrækkelighedsresultaterne i Markedsscenariet.

Ny forbindelse mellem DK1 og DK2	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MARKEDSSCENARIE (day-ahead)	Vestdanmark	209	77.273	0%	0%
	Østdanmark	173	28.872	0%	0%
Ny forbindelse mellem DK1 og DK2	Vestdanmark	212	78.380	1,3%	1,4%
	Østdanmark	172	28.740	-0,3%	-0,5%

Tabel 15 Effekten på Markedsscenariet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når der indføres en ny forbindelse mellem DK1 og DK2, som har samme kapacitet (600 MW) og karakteristika som Storebæltsforbindelsen.

I følsomheden forøges kapaciteten fra Østdanmark til Vestdanmark med 600 MW og med 531 MW³⁵ i modsat retningen. Forbindelsen modelleres som en tabsløs HVDC-forbindelse med samme udetider og rampebegrænsninger på 600 MW pr. time, som for den eksisterende forbindelse.

EENS og LOLE stiger i Vestdanmark med hhv. 1,3 og 1,4 pct., om end den falder med hhv. 0,3 og 0,5 pct. i Østdanmark. Summeres EENS på tværs af DK1 og DK2 i hhv. Markedsscenariet og følsomheden, observeres en stigning på 0,9 pct. Set i et europæisk perspektiv bidrager den ekstra forbindelse dog positivt til effekttilstrækkelighed, selvom det ikke ses i det danske system.

Ændringerne i indikatorerne er meget beskedne i denne beregning. Det indikerer, i lighed med en lignende beregning i sidste års redegørelse, at en ny forbindelse ikke umiddelbart har betydning for en dansk effekttilstrækkelighedsvurdering. Det skal tilføjes, at forbindelseslinjer kan have andre væsentlige samfundsøkonomiske effekter, som dog ikke beskrives her i redegørelsen.

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, stiger antallet af forekomster af afbrud på tværs af Danmark fra 42 timer i en gennemsnitsbetragtning marginalt til 43 timer med en ekstra forbindelse mellem DK1 og DK2. Tilsvarende stiger effektminutterne med et enkelt minut fra 83 minutter til 84 minutter. Dette understreger igen at effekten ved en sådan ny forbindelse er minimal for så vidt angår effekttilstrækkelighed.

³⁵ Storebæltsforbindelsen er reduceret i østgående retning som følge af forventet reservereservation.

2.3.3 Forbedrende følsomheder for Markedsscenariet for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed

I følgende underafsnit beskrives resultaterne fra de følsomhedsberegninger, som viser et forbedret billede af den danske effekttiltrækkelighed med udgangspunkt i Markedsscenariet. Følsomhederne inkluderer "Fleksible klassiske elforbrug og elbiler" i underafsnit 2.3.3.1 samt "Mere termisk kapacitet (943 MW i DK1 / 326 MW i DK2)" og "Mere termisk kapacitet (3280 MW i DK1 / 720 MW i DK2)", hvilke på grund af deres sammenlignelighed behandles i samme underafsnit 2.3.3.2.

2.3.3.1 Fleksible elforbrug og elbiler

Aktivering af forbrugsfleksibilitet har længe været anset som en nødvendig byggesten i balanceringen af det fremtidige elsystem baseret på fluktuerende vedvarende energiproduktion. I denne følsomhed belyses fleksibilitet, som blandt andet aktuelt har kunne observeres i løbet af 2022³⁶, det vil sige aktivering af elforbruget generelt, men også fleksibilitet i opladningen af elbiler, som en potentiel fremtidig bidragsyder til større forbrugsfleksibilitet.

I følsomheden antages 20 pct. af det klassiske elforbrug (husholdninger og serviceerhverv fra AF22) at være fuldt ud fleksibelt, hvilket vil sige, at 20 pct. af forbrugskategorien kan nedreguleres uden at skulle hentes tilbage på et andet tidspunkt. 20 pct. af det klassiske elforbrug svarer til mellem 150 og 620 MW i Vestdanmark og 50 og 360 MW i Østdanmark.

Elbilerne (personbiler og varebiler fra AF22) antages fuldt ud fleksible inden for tidspunkterne 8:00-17:59 og 18:00-07:59, med det krav, at forbruget blot flyttes fra time til time inden for disse vinduer – med andre ord skal eventuelt reduceret forbrug på ét tidspunkt hentes tilbage på et andet. De største observerede elforbrug fra denne kategori i datasættet, som potentielt vil kunne flyttes, er henholdsvis 850 MW i DK1 og 660 i DK2. For DK1 svarer de 850 MW til ca. 14% af det maksimale infleksible elforbrug i DK1 i 2033 og for DK2 svarer de 660 MW til ca. 24% af det maksimale infleksible elforbrug i DK2 i 2033.

Fleksible elforbrug og elbiler	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MARKEDSSCENARIE (day-ahead)	Vestdanmark	209	77.273	0%	0%
	Østdanmark	173	28.872	0%	0%
Fleksible klassiske elforbrug og elbiler	Vestdanmark	195	70.771	-7%	-8%
	Østdanmark	167	27.198	-4%	-6%

Tabel 16 Effekten på Markedsscenariet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når 20 pct. af det klassiske elforbrug antages fleksibelt samt når elbilernes elforbrug antages fuldt ud fleksibelt inden for to vinduer (kl. 8:00-17:59 og 18:00-07:59).

Den ekstra fleksibilitet fører i Markedsscenariet til en reduktion i EENS på ca. 8 pct. og 6 pct. i hhv. Vest- og Østdanmark samt en reduktion i LOLE på 7 pct. i vest og 4 pct. i øst. Der forventes altså en forbedrende effekt af større fleksibilitet i det klassiske elforbrug samt eldrevne personbiler og varebiler. Dog er effekttilstrækkeligheden i Markedsscenariet stadigvæk presset i absolutte termer. EENS-reduktionen er dog procentvis større end reduktionen af maksimaleffekten,

³⁶ Pressemeldelse fra Ritzau vedrørende forbrugsfleksibilitet: [Selv juleaften sparede vi på strømmen](#)

hvilket indikerer, at forbrugsfleksibiliteten fra det klassiske elforbrug og opladning gør en proportionalt større forskel i effektmangelsituationer, da det store effekttræk til PtX og elforbrug til varme i mange tilfælde allerede er nedreguleret i pressede situationer.

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, reduceret antallet af forekomster af afbrud på tværs af Danmark fra 42 timer i en gennemsnitsbetragtning til 38 timer hvis ovennævnte grad af fleksibilitet indregnes i effekttilstrækkelighedsvurderingen. Tilsvarende reduceres effektminutterne fra 83 minutter til 73 minutter.

2.3.3.2 Mere termisk kapacitet i DK1 og DK2

I dette afsnit undersøges effekten af mere termisk kapacitet i DK1 og DK2. I følsomheden "Mere termisk kapacitet (3.280 MW i DK1 / 720 MW i DK2)" tager Energinet udgangspunkt i de danske 2030 resultater fra den økonomiske bæredygtighedsanalyse, som blev udført i regi af ERAA 2022³⁷. Analysen viste for DK1, at det ville være rentabelt at investere i 3280 MW ny regulerbar elproduktionskapacitet, som alene blev antaget at kunne agere i day-ahead markedet. For DK2 blev der fundet økonomi i 720 MW.

Mere termisk kapacitet i DK1 og DK2	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MARKEDSSCENARIO (day-ahead)	Vestdanmark	209	77.273	0%	0%
	Østdanmark	173	28.872	0%	0%
Mere termisk kapacitet (3280 MW i DK1 / 720 MW i DK2)	Vestdanmark	61	17.307	-71%	-78%
	Østdanmark	37	4.414	-79%	-85%

Tabel 17 Effekten på Markedsscenarioet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når der tilføres mere termisk kapacitet til både DK1 og DK2.

Ny regulerbar kapacitet i day-ahead markedet har en markant effekt på den danske effekttilstrækkelig – specielt i Østdanmark. De tilførte 3.280 MW i DK1 og 720 MW i DK2 fører til en reduktion af EENS på ca. 78 pct. i Vestdanmark og 85 pct. i Østdanmark. LOLE reduceres en smule mindre med 71 pct. og 85 pct. i hhv. Vest- og Østdanmark. Det er bemærkelsesværdigt, at EENS og LOLE-reduktionerne er så forholdsvist tæt på hinanden i Vest- og Østdanmark på trods af, at kapaciteterne tilført DK1 er mærkbart højere. Årsagerne til det er flere, men blandt dem kan nævnes fordeling af ikke leveret energi mellem DK1 og DK2 i situationer med negative kapacitetsmarginer i begge områder samt, at Vestdanmarks kapacitetsmargin er så meget mere negativ end Østdanmarks, hvilket også fremgår af afsnit 1.2.1, hvorfor behovet for kapacitet for at undgå EENS er så meget højere i Vestdanmark.

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, reduceres antallet af forekomster af afbrud på tværs af Danmark fra 42 timer i en gennemsnitsbetragtning til 7 timer hvis ovennævnte grad af fleksibilitet indregnes i effekttilstrækkelighedsvurderingen. Tilsvarende reduceres effektminutterne fra 83 minutter til 9 minutter.

Af alle følsomheder til Markedsscenarioet, som undersøges i årets redegørelse, har denne følsomhed den største procentvise og absolutte påvirkning på effekttilstrækkelighedsresultaterne. Dette skyldes bl.a. også at den ekstra kapacitet er den største kapacitetsændring der vurderes i de belyste følsomheder.

³⁷ [ERAA 2022 | ERAA 2022 by ENTSO-E \(entsoe.eu\)](#).

2.3.4 Forværende følsomheder for Målopfyldelsesscenariet for udvikling i dansk effekttilstrækkelighed

I følgende underafsnit beskrives resultaterne fra de følsomhedsberegninger, som viser et forværret billede af den danske effekttiltrækkelighed med udgangspunkt i Målopfyldelsesscenariet. Følsomhederne inkluderer "PtX har 30% baseload" og "PtX har 15% baseload", som på grund af sammenlignelighed behandles i samme underafsnit 2.3.4.1, "Forsinkede energiøer" i underafsnit 2.3.4.2 og "Norges forbindelser lukker" samt "Ingen Skagerrak 1 og 2", som også på grund af sammenlignelighed behandles i samme underafsnit 2.3.4.3.

Generelt for dette afsnit er udgangspunktet som skal tages in mente, at dansk effekttilstrækkelighed i høj grad er afhængig af udlandet, hvorfor opfyldelse af pålidelighedsstandarder på tværs af Europa forårsager en nærmest problemfri dansk situation i Målopfyldelsesscenariet.

2.3.4.1 PtX-anlæg har et baseload-forbrug

Som nævnt i afsnit 2.3.1.3 antager AF22 en samlet PtX elkapacitet i Danmark på 8,9 GW i 2033, hvilket er ca. 5-6 gange mere end AF21. På grund af mængden af forudsat PtX og den usikkerhed, der ligger i forudsætningerne om anlæggenes tekniske specifikationer, herunder elforbrug, så undersøges også i Målopfyldelsesscenariet, hvad en minimumslast på hhv. 15 pct. og 30 pct., betyder for effekttilstrækkelighedsresultaterne.

PtX har baseload	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MÅLOPFYDELSESSCENARIE (day-ahead)	Vestdanmark	2	128	0%	0%
	Østdanmark	2	91	0%	0%
PtX har 15% baseload	Vestdanmark	3	172	15%	34%
	Østdanmark	4	320	80%	251%
PtX har 30% baseload	Vestdanmark	4	655	100%	411%
	Østdanmark	11	1.512	357%	1556%

Tabel 18 Effekten på Målopfyldelsesscenariet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når PtX-anlæg i Danmark antages at have et minimumselforbrug på hhv. 15% og 30% af den installerede kapacitet i alle årets timer.

I Målopfyldelsesscenariet har antagelserne om minimumslast på PtX-anlæg i specielt Østdanmark en procentvis betydelig effekt på effekttilstrækkelighedsresultaterne, men de absolutte ændringer er mere begrænset. Tabellen viser at antallet af LOLE i day-ahead stiger fra 2 timer i hvert af de danske prisområder til hhv. 3 og 4 timer Vest- og Østdanmark når PtX forudsættes en grundlast på 15 pct. samt 4 og 11 timer i Vest- og Østdanmark når PtX forudsættes en grundlast på 30 pct. Tilsvarende forøges EENS i day-ahead fra omkring 100 MWh i både Vest- og Østdanmark til mellem 172 og 320 MWh pr. år når grundlastsniveauet for PtX sættes til 15 pct., mens EENS stiger til 655 og 1.512 MWh pr. år når grundlastsniveauet for PtX sættes til 30 pct.

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, ændres antallet af forekomster i beregninger ubetydeligt lidt, så et gennemsnitsår vil opleve mindre end 1 time med afbrud og antallet af effektminutter vil tilsvarende fortsat ligge under 1 minut pr. år som i Målopfyldelsesscenariet.

2.3.4.2 Forsinkede energier

Som for PtX er de danske energier i AF22 også af en skala, som har potentiale til at påvirke den danske effekttilstrækkelighedssituation. Som for Markedsscenarioet i afsnit 2.3.1.2 vurderes i dette afsnit påvirkningen på Målopfyldesscenarioet ved en forsinkelse af de planlagte energier.

Forsinkede energier	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MÅLOPFYDELSESCENARIOET (day-ahead)	Vestdanmark	2	128	0%	0%
	Østdanmark	2	91	0%	0%
Forsinkede energier	Vestdanmark	3	170	14%	32%
	Østdanmark	7	830	188%	809%

Tabel 19 Effekten på Målopfyldesscenarioet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når energierne havvindskapacitet og udlandsforbindelser begge forsinkes til efter dette nedslagsår.

I relation til Målopfyldesscenarioet har en forsinket idriftsættelse af Energierne til efter nedslagsår 2033 i Østdanmark en stor relativ procentvis ændring i resultaterne, men i absolutte værdier er det en begrænset forskel. For Vestdanmark er påvirkningen af effekttilstrækkeligheden meget begrænset. Beregninger viser således at Målopfyldesscenarioet ændres fra en LOLE i day-ahead på 2 timer til hhv. 3 og 7 timer i Vest- og Østdanmark, hvis energierne forsinkes. Tilsvarende forøges EENS i day-ahead fra 128 og 91 MWh pr. år i Vest- og Østdanmark til 170 og 830 MWh pr. år.

Østdanmark påvirkes proportionalt hårdest i 2033, da Østdanmark er mindre forbundet til udlandet end Vestdanmark og da 3 GW havvindskapacitet fjernes ved begge energier, og næsten lige meget udlandsforbindelseskapacitet fra de to energier fjernes (1.200 MW øst og 1.400 MW i vest).

Derudover skal det nævnes, som beskrevet i afsnit 2.2.5, at produktionen fra vedvarende kilder, herunder havvind, kan komme helt op på 19 pct. af installeret kapacitet i effektmangelssituationer, hvilket er noget over de maksimalt 5 pct., som man så det i Markedsscenarioet. Derfor har de manglende 3 GW havvind på Energiø Bornholm i denne følsomhed en proportionalt større indvirkning på indikatorerne.

Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, ændres antallet af forekomster i beregninger ubetydeligt lidt, så et gennemsnitsår vil opleve mindre end 1 time med afbrud og antallet af effektminutter vil tilsvarende fortsat ligge under 1 minut pr. år som i Målopfyldesscenarioet.

2.3.4.3 Norges forbindelser lukker samt ingen Skagerrak 1 og 2

Den sidste følsomhed til Målopfyldesscenarioet undersøger effekten af, at import fra Norge i effektmangelssituationer helt bortfalder eller begrænses.

Norges forbindelser lukker samt ingen Skagerrak 1 og 2	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
--	----------	-----------------	---------------	----------------	----------------

MÅLOPFYDELSESCENARIE (day-ahead)	Vestdanmark	2	128	0%	0%
	Østdanmark	2	91	0%	0%
Norges forbindelser lukker	Vestdanmark	3	254	32%	98%
	Østdanmark	3	143	21%	56%
Ingen Skagerrak 1 og 2	Vestdanmark	2	140	9%	9%
	Østdanmark	3	97	6%	7%

Tabel 20 Effekten på Målopfyldesscenariet for effekttilstrækkelighed i 2033 i day-ahead markedet, når Norges udlandsforbindelser fjernes (1.632 MW nedgang i importkapacitet i Vestdanmark) og når Skagerrak 1 og 2 fjernes (480 MW nedgang i importkapacitet til Vestdanmark).

Som beskrevet i afsnit 2.2.4 er Skagerrak og Konti-Skan de eneste vestdanske udlandsforbindelser, som i Målopfyldesscenariet altid importerer i effekt mangelsituationer. Dette gør også, at EENS i specielt Vestdanmark påvirkes, hvis Norge dels lukker deres forbindelser, men dels også, hvis Skagerrak 1 og 2 ikke er tilgængelig. Som i afsnit 2.3.1.1 skyldes denne effekt, at Norge lukker ned for eksport, ved både at kapaciteten til Vestdanmark reduceres med 1.632 MW over Skagerrak, men også at Norges overskudsenergi ikke kan eksporteres til Sverige og videre til Vestdanmark over Konti-Skan og Østdanmark over Øresundsforbindelsen.

Den sidstnævnte effekt betyder også, at Østdanmark påvirkes - om end i meget begrænset omfang - når Norges forbindelser lukker, på trods af, at DK2 ikke er direkte forbundet til Norge. Ved fjernelse af Skagerrak 1 og 2 påvirkes Østdanmark idet det primært er manglende energi fra Skagerrak 1 og 2 og over Storebælt fra vest til øst, som forårsager stigningen i effekttilstrækkelighedsindikatorerne.

Konkret viser beregninger at Målopfyldesscenariet ændres fra en LOLE i day-ahead på 2 timer til hhv. 3 timer i Vest- og Østdanmark, hvis Norges forbindelser lukker helt, mens EENS i day-ahead næsten fordobles om end der stadig er tale om meget begrænsede mængder. Er det imidlertid kun Skagerrak 1 og 2 der ikke er til stede, ændres både LOLE og EENS i day-ahead med mindre end 10 pct., hvilket er en meget begrænset påvirkning, når udgangspunkter kun er en LOLE på 2 timer og en EENS på omkring 100 MWh.

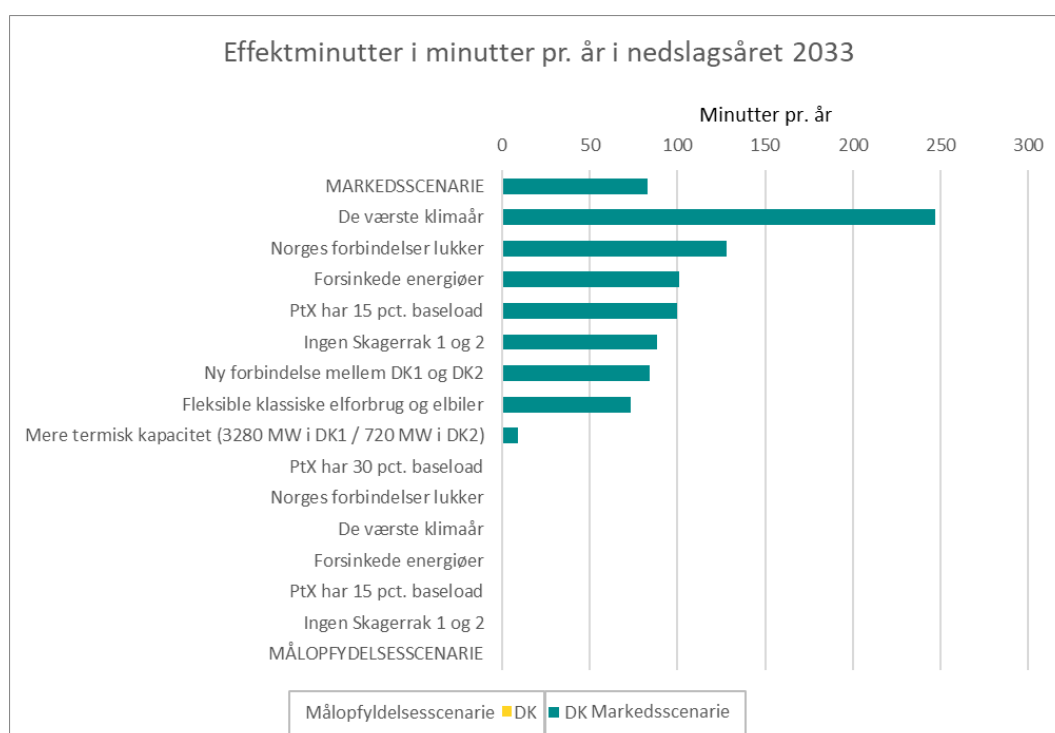
Vurderes effekten i forhold til de afbrud der forventes som følge af følsomheden, ændres antallet af forekomster i beregninger ubetydeligt lidt, så et gennemsnitsår vil opleve mindre end 1 time med afbrud og antallet af effektminutter vil tilsvarende fortsat ligge under 1 minut pr. år som i Målopfyldesscenariet.

2.3.5 Følsomhedsberegningerne omregnet til effektminutter i driftsøjeblikket

Ovenstående analyse og beskrivelse af scenariernes påvirkning ved forskellige følsomheder er vist som resultaterne ser ud i day-ahead markedet, da det er her ændringer primært har en betydning. For at se påvirkningen på reelle afbrud under samme forudsætninger som scenarieberegningerne er der tilsvarende for følsomhedsberegningerne udført efterberegningen, som korrigerer for balanceringsreservernes bidrag til at undgå forbrugsafkoblinger i Danmark. Resultaterne fremgår af Figur 42.

Effektminutter er regnet som et forbrugsvægtet gennemsnit på tværs af de danske prisområder og trækkes udelukkende op af Vestdanmark, da Østdanmark som beskrevet med hjælp fra

balanceringsreserverne nærmest kan undgå effektminutter i samtlige beregninger. For Vestdanmark svarer den værste følsomhed på Markedsscenariet, "De værste klimaår", således til 343 effektminutter efterfulgt af "Norges forbindelser lukker" med 178 effektminutter mod Markedsscenariets 115 effektminutter. I den modsatte ende giver "Mere termisk kapacitet (3280 MW DK1 / 720 MW i DK2)", som også er baseret på Markedsscenariet, 13 effektminutter i Vestdanmark. Ingen af følsomhederne for Målopfyldesscenariet giver derimod anledning til effekttilstrækkelighed i nævneværdig grad i driftstimen, hvor den værste følsomhed "PtX har 30 pct. baseload" blot resulterer i 0,12 effektminutter for hele Danmark trukket op af 0,17 effektminutter i Vestdanmark. Resultaterne i forhold til Målopfyldesscenariet er så beskedne, at de end ikke kan ses i Figur 42.



Figur 42 Resultater for scenarier og følsomhedsberegninger i nedslagsåret 2023 vist i effektminutter i driftsøjeblikket efter aktivering af balanceringsreserver. Resultatet for Danmark er det forbrugsvægtede resultat for de danske prisområder.

2.3.6 Betydning af local matching og curtailment sharing

En af de større metodemæssige ændringer, som er lavet til dette års redegørelse, er introduktionen af FBMC og i den forbindelse også local matching og curtailment sharing³⁸. Særligt introduktionen af local matching og curtailment sharing (refereret til som curtailment sharing) har givet anledning til metodemæssige justeringer og giver desuden udslag i væsentligt anderledes resultater end tidligere. I dette afsnit dykkes nærmere ned i, hvordan denne forskel påvirker resultaterne ved at se på forskellige kørsler for Markedsscenariet. Tabel 21 viser LOLE- og EENS-resultater for hhv. Vest- og Østdanmark i de forskellige kørsler. Udover Markedsscenariet vises tre andre kørsler, som adskiller sig som beskrevet nedenfor.

³⁸ Læs mere om dette i afsnit 1.6.1 og 1.6.2.

mFRR i day-ahead (DA) med curtailment sharing: Viser resultaterne beregnet på samme måde som sidste års RFE22 blev beregnet, men med curtailment sharing. Det vil sige, at kun de manuelle reserver bruges til at dække effektilstrækkelighedsproblemer og de regnes modelteknisk med i day-ahead markedet. Sammenlignet med Markedsscenarioet er effekten dog beskednen, da LOLE kun reduceres med ca. 10 timer i gennemsnit. Dette skyldes som beskrevet tidligere, at curtailment sharing fordeler effektilstrækkelighedsproblemerne i day-ahead markedet for at udligne nedreguleringsratioer i lande med importbehov. Ekstra kapacitet i et system, hvor importbehovet er betydeligt større end den ekstra kapacitet tilføjet, vil derfor resultere i en begrænset gevinst ved kapacitetsforøgelsen, da det også kun i begrænset omfang har påvirkning på nedreguleringsratioen.

mFRR fratrukket efter DA med curtailment sharing (RFE23 metode): Viser resultaterne, som beregnet i Markedsscenarioet, hvorefter de timer med ikkeleveret energi forsøges løst ved at bruge mFRR, hvilket svarer til metoden brugt i RFE23 - dog uden aFRR, som også bidrager i RFE23-beregningerne. Da mFRR ikke regnes med i day-ahead markedet, bliver kapaciteten ikke underlagt curtailment sharing, og effektilstrækkelighedsproblemerne kan derfor løses en-til-en med mFRR-kapaciteten. Dette giver en markant reduktion i såvel antallet af, som størrelsen på, nødvendige afbrud og reducerer fx LOLE fra 209 til 54 timer i Vestdanmark og fra 173 til 0 timer i Østdanmark.

mFRR i DA uden curtailment sharing og FBMC (RFE22 metode): Viser resultaterne, hvis BID3 køres uden curtailment sharing og flow-based markedskobling, men hvor mFRR-kapaciteten regnes med i day-ahead markedet. Det vil sige beregningen benytter samme metode som beregningerne til RFE22. Resultaterne viser således, at antallet af berørte timer, når kapaciteten indsættes og tælles med i beregningen i day-ahead markedet, falder fra 197 og 165 timer til 25 og 6 timers LOLE i hhv- Vest- og Østdanmark ved at undlade curtailment sharing og flow-based. Tilsvarende er ændringen i EENS også markant.

Sammenlignes sidste års metode (*mFRR i DA uden curtailment sharing og FBMC (RFE22 metode)*) med beregningen, hvor reservekapaciteten trækkes fra efter den ikkeleverede energi er fordelt vha. curtailment sharing (*mFRR fratrukket efter DA med curtailment sharing (RFE23 metode*)*), så er resultaterne imidlertid tættere på hinanden med 54 og 0 timers LOLE med curtailment sharing til 25 og 6 timers LOLE uden curtailment sharing i henholdsvis Vest- og Østdanmark. Fordelingen af både LOLE og EENS er dog stadig så forskellige, at den tidligere metode ikke regnes for at være repræsentativ for effektilstrækkelighedsvurderingen for Danmark givet ændringerne med *curtailment sharing* og *FBMC*.

Betydning af curtailment sharing	Landsdel	LOLE (timer/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (ændring)	EENS (ændring)
MARKEDSSCENARIOET (day-ahead)	Vestdanmark	209	77.273	0%	0%
	Østdanmark	173	28.872	0%	0%
Forskellige tilgange til inkludering af danske mFRR-balanceringsreserver					
mFRR i DA med curtailment sharing	Vestdanmark	197	67.909	-6%	-12%
	Østdanmark	165	26.110	-4%	-10%
mFRR fratrukket efter DA med curtailment sharing (RFE23 metode*)	Vestdanmark	54	23.484	-74%	-70%
	Østdanmark	0	23	-100%	-100%

mFRR i DA uden curtailment sharing og FBMC (RFE22 metode)	Vestdanmark	25	21.455	-88%	-72%
	Østdanmark	6	2.186	-96%	-92%

Tabel 21 Forskellige resultater baseret på Markedsscenariet med forskellig håndtering af reserver og curtailment sharing.

*I RFE23 er også aFRR medtaget i beregningerne, men er udeladt her for at sammenligne med sidste års metode.

Disse kørsler viser, at de beregningsmæssige metodeændringer i årets redegørelse har en betydelig konsekvens for, hvordan modelresultaterne skal håndteres og fortolkes. Med introduktionen af curtailment sharing bliver det således nødvendigt at skelne mellem den effekttilstrækkelighed, der er i day-ahead markedet og den effekttilstrækkelighed, der er i driftstimen. I modsætning til tidligere skelnes der derfor i dette års redegørelse mellem disse to opgørelser.

2.3.7 Opsummering på følsomhedernes påvirkning på dansk effekttilstrækkelighed

Tilsammen viser følsomhederne, Markedsscenariet samt Målopfyldelsesscenariet, at udlandets energisystem, er det parameter, som har den største indvirkning på den danske effekttilstrækkelighed. De indførte kapaciteter i udlandet i Målopfyldelsesscenariet bringer Danmark fra en hidtil uset presset effekttilstrækkelighed i Markedsscenariet til en situation, hvor der i det store hele nærmest ingen udfordringer er. Dertil hører, at det i Målopfyldelsesscenariet antages, at udlandet investerer i ganske betragtelige mængder regulerbar kapacitet og gør dem tilgængelige i day-ahead markedet, over 80 GW i 2033 ift. Markedsscenariet, hvilket ikke er en givet forudsætning.

Relateret til dette understreges det også gennem følsomhederne til Målopfyldelsesscenariet, at et stabilt europæisk system også fører til et stabilt dansk system, som er robust overfor usikkerheder og udsving i selv nævneværdige antagelser, som fx høje grundlaster på store mængder PtX, og at Norges forbindelser lukker for eksport.

Derudover bliver det også gennem resultatanalysen tydeligt, at kapacitet på udlandsforbindelser, herunder mellem danske prisområder, kun påvirker effekttilstrækkeligheden positivt, hvis der er store mængder regulerbar kapacitet at hente på den anden side. Det skal understreges, at udlandsforbindelser har stor betydning for sikringen af den generelle elforsyning og at ovennævnte vurdering kun er relateret til situationer med effektmangel.

En anden konklusion, som kan udledes af følsomhedsberegningerne, er, at regulerbar kapacitet i danske prisområder har den klart største effekttilstrækkelighedsmæssige påvirkning, i form af enten regulerbar forbrugs- eller produktionskapacitet. Dette ses ud bl.a. ud fra at følsomheden med op til 30 pct. ufleksibelt elforbrug på PtX og følsomheden med mere termisk kapacitet fører til de klart største påvirkninger på effekttilstrækkelighedssituationen i henholdsvis negativ og positiv retning.

Redegørelsens beregninger viser også hvordan markedet har en afgørende betydning for allokering af kapacitet. Der er således betydelig forskel på hvor godt ekstra kapacitet bidrager lokalt i prisområdet eller regionalt i det forbundne europæiske system. Forskellen kommer alt efter om kapaciteten er allokert til day-ahead markedet eller til reservemarkedet, hvor kapacitet i day-ahead markedet bidrager til de fælleseuropæiske effekttilstrækkelighedsproblemer,

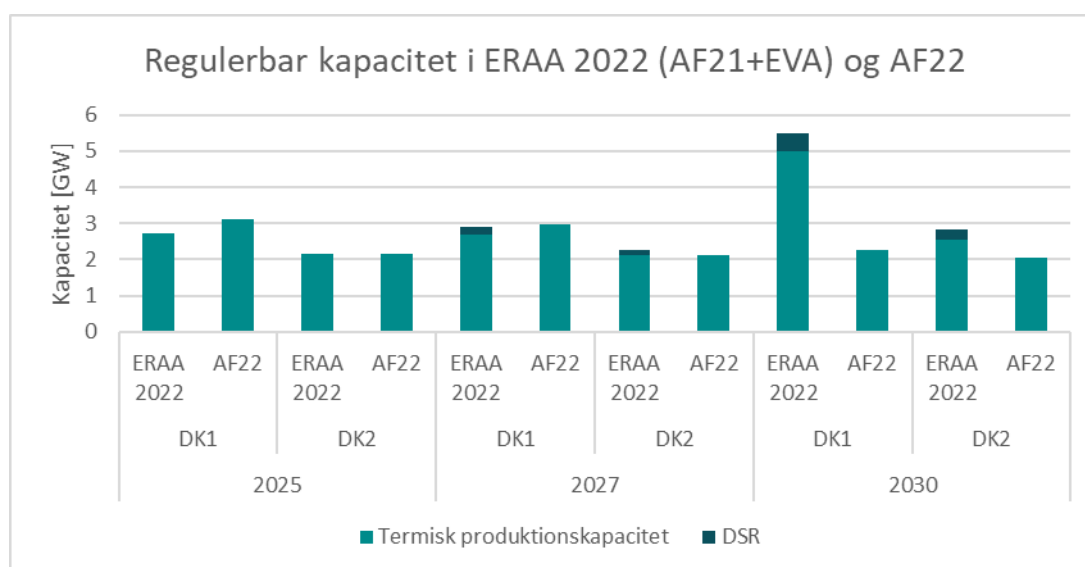
mens kapacitet i reservemarkedet løser lokale ubalancer fx som følge af effekttilstrækkelighed.

Såvel den danske som den europæiske effekttilstrækkelighedssituation forventes i stigende grad at blive påvirket af forskellige vejrforhold. Beregningerne viser bl.a. at effekttilstrækkelighedsvurderingen baseret på gennemsnittet af de fem værste klimaår tæt på fordobler forekomsten af danske effekttilstrækkelighedsproblemer sammenlignet med gennemsnittet på tværs af alle de simulerede 35 klimaår.

2.4 Perspektivering til europæiske vurderinger og sidste års redegørelse

I følgende afsnit perspektiveres ovenstående resultater fra redegørelsens beregninger til udvalgte sammenlignelige resultater fra ERAA 2022³⁹ samt til sidste års redegørelse.

Som tidligere beskrevet i afsnit 1.2.3 laver ENTSO-E årligt en omfattende risikovurdering af effekttilstrækkeligheden på europæisk plan i den årlige udgivelse, ERAA. Metoden bag ERAA er grundlæggende den samme, som benyttes i Energinet til effekttilstrækkelighedsvurderinger, mens datainput naturligt vil variere på grund af forskellig opdateringscyklus. Den største metode-mæssige forskel på ERAA og RFEs beregninger vurderes at være ændringer i kapacitetssammensætning som følge af den økonomiske bæredygtighedsanalyse, EVA, som i høj grad påvirker Danmark. Figur 43 sammenligner den regulerbare kapacitet i Danmark i ERAA 2022⁴⁰ og AF22⁴¹ og viser, at kapaciteten i ERAA 2022 er lidt lavere end i AF22 i 2025 og ca. det samme i 2027. Derimod har AF22, som bruges som dansk data i redegørelsens beregninger, en markant lavere kapacitet i 2030 sammenlignet med ERAA 2022. Det skyldes den føromtalt EVA, som samlet simulerer en investering i 4 GW kapacitet i 2030 i form af både produktionskapacitet og regulerbart forbrug i Danmark fordelt på de to prisområder - dog primært med placering i Vestdanmark.



Figur 43 Sammenligning af regulerbar kapacitet i Danmark i ERAA 2022 og AF22.

³⁹ [European Resource Adequacy Assessment 2022 \(ERAA 2022\)](#)

⁴⁰ Offentlige resultater fra [EVA i ERAA 2022](#).

⁴¹ Offentligt dataark for [Analyseforudsætninger til Energinet 2022 \(AF22\)](#).

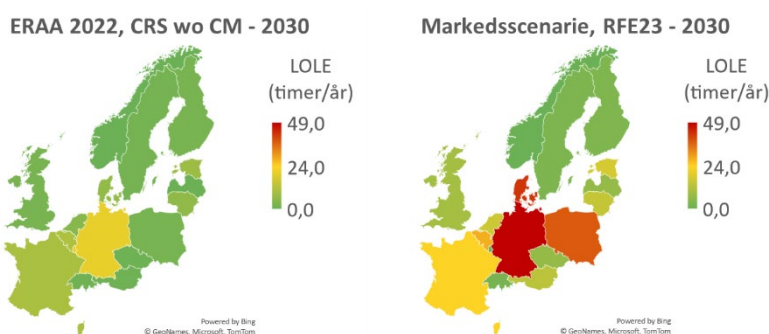
Derudover medtager ERAA heller ikke en række landespecifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen under udetid. For Danmark er forudsætninger omkring elforbrug og elproduktionskapacitet i ERAA 2022 baseret på AF21, og det er i lyset af dette, at resultaterne i dette afsnit skal ses. De overordnede resultater for Danmark fra ERAA 2022 fremgår af Tabel 22.

Resultaterne viser samme overordnede tendenser, som Energinets analyser, når der tages forbehold for ovennævnte forskelle. Disse tendenser er, at der på den lange bane særligt mangler kapacitet i Vestdanmark, mens risikoen for manglende effekttilstrækkelighed ved pludselige hændelser er størst og stigende i Østdanmark.

ERAA 2022	Landsdel	EENS (MWh/år)	LOLE (timer/år)
2025	Vestdanmark	4.500	10
	Østdanmark	1.100	7
2027	Vestdanmark	8.710	13
	Østdanmark	2.300	11
2030	Vestdanmark	850	2
	Østdanmark	2.450	11

Tabel 22 Effekttilstrækkelighedsindikatorer i ENTSO-E's ERAA 2022 (day-ahead markedet), PLEXOS resultater. Angivet er det gennemsnitlige resultat fra ERAA 2022's Central Reference Scenario Without Capacity Mechanisms.⁴²

Figur 44 viser en sammenligning mellem ERAA 2022's beregninger og redegørelsens Markedsscenarie for en række udvalgte lande. De europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fra ERAA 2022 viser et sammenligneligt billede med Energinets beregninger. Der er dog nogle forskelle på resultaterne, hvor Energinets beregninger umiddelbart ser værre ud end ENTSO-E's i 2030. Dette skyldes blandt andet modelmæssige forskelle, da ENTSO-E's beregninger er foretaget i markedsmodellen PLEXOS, mens Energinets beregninger, som bekendt foretages i BID3.

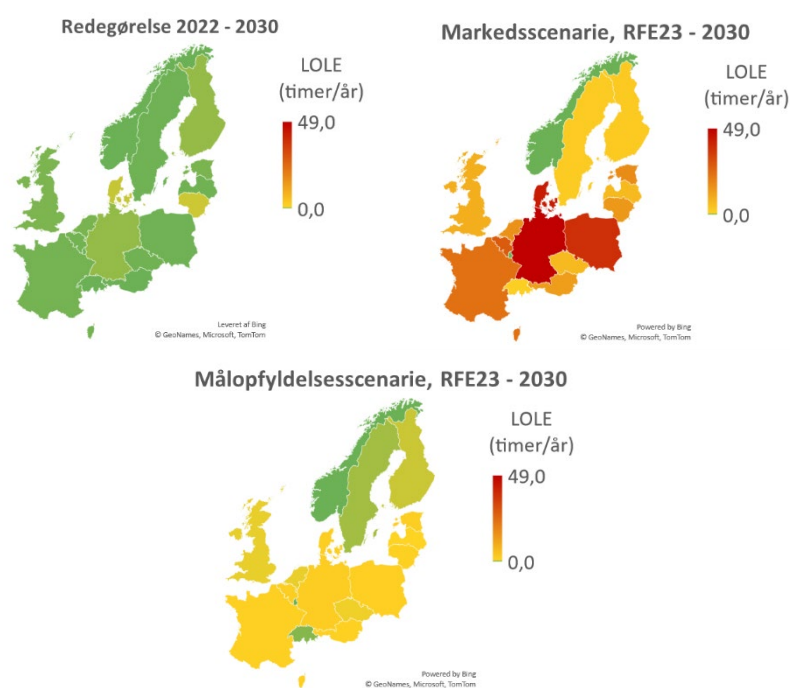


Figur 44 Sammenligning af ERAA 2022 Central Reference Scenario without Capacity Mechanisms (CRS wo CM) og RFE23 markedsscenarie i 2030 (day-ahead markedet).

Figur 45 viser, at såvel den danske som den udenlandske effekttilstrækkelighed vurderes mere presset i dette års redegørelse sammenlignet med sidste års. Den ændrede vurdering skyldes opdatering af en række af de forudsætninger og beregningsmetoder, som ligger til grund for Energinets effekttilstrækkelighedsanalyser. Den væsentligste opdatering er relateret til data for udlandet, som i dette års redegørelse er baseret på de nyeste data anvendt i ENTSO-E's ERAA

⁴² Detaljerede resultater fra ERAA 2022 hvor tallene i tabellen stammer fra, kan findes her: [European Resource Adequacy Assessment 2022 – Detailed results.](#)

2022, og som noget nyt ikke er National Trends (læs mere om dette i afsnit 1.2.3). Opdateringen af de udenlandske forudsætninger betyder, at effekttilstrækkeligheden på tværs af Europa generelt vurderes mere knap i dette års redegørelse sammenlignet med sidste år. Da Danmark bliver mere og mere afhængig af at kunne importere elektricitet i situationer med lav elproduktion fra vedvarende energikilder, vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i vores nabolande have en direkte og større effekt på den danske risikovurdering for effekttilstrækkelighed end tidligere. Af samme årsag viser Energinets *Målopfyldesscenarie* også, at LOLE i Danmark såvel som i resten af Europa falder til omkring to timer pr. år, hvilket kun er lidt højere end niveauet i sidste års redegørelse, men mærkbart lavere end *Markedssceneriet* i RFE23. Alt i alt understreger dette års beregninger sammenholdt med forskellen til sidste års redegørelse således også Danmarks følsomhed over for effekttilstrækkeligheden i det omkringliggende Europa.



Figur 45 Effekttilstrækkelighedsvurdering for Danmark og omkringliggende lande i 2030 i sidste års redegørelse sammenlignet med dette års redegørelse, illustreret ved indikatoren LOLE. Bemærk at farverne grøn til gul repræsenterer LOLE på 0-1 time/år og farverne gul til rød repræsenterer LOLE på 1-49 time/år i scenarierne.