



Energistyrelsen

Klimaafteleanalyse 1

Hovedrapport:
Elforsyningsikkerhed frem
mod og efter 2030

Januar 2022

Resumé

Danmarks niveau af elforsyningssikkerhed er et af de bedste blandt de lande, vi oftest sammenligner os med, og Danmark vil forventeligt have en fortsat høj elforsyningssikkerhed frem til 2030. Elforsyningssikkerheden i Danmark udfordres imidlertid i årene efter 2030, hvor større elforbrug til blandt andet varme, transport, datacentre og PtX-anlæg alt andet lige skaber et øget behov for elkapacitet i systemet – samtidigt med at mere decentral, ikke-regulerbar elproduktion fra vedvarende energikilder og lukning af termiske kraftværker gør sandsynligheden for perioder med effektmangel større. Dertil kommer, at der også i resten af Europa ventes en mere fluktuerende elproduktion i fremtiden.

Der er med *Klimaaftale for energi og industri mv.* af 22. juni 2020 samt *Klimaplan for en grøn affalds- sektor og cirkulær økonomi* af 16. juni 2020 igangsat en række forskellige initiativer. Denne analyse skal se på konsekvenserne for elforsyningssikkerheden af initiativerne i Klimaaf-talen og andre relevante initiativer med fokus på elforsyningssikkerhed. Herunder skal der, som følge af aftalerne, analyseres hvad konsekvenserne er af to konkrete initiativer for fjernvarmesektoren: 1) evt. forbud imod olie og naturgas og 2) begrænsning af træbiomasse¹.

Analysen afdækker de tre komponenter af elforsyningssikkerheden: effekttilstrækkelighed, systemsikkerhed og nettilstrækkelighed. De kvantitative analyser frem til 2035 fokuserer primært på effekttilstrækkeligheden.

Analysen viser, at Danmark forventeligt vil have en fortsat høj elforsyningssikkerhed frem til 2030, men i stigende omfang vil kunne opleve strømafbrydelser på grund af manglende effekttilstrækkelighed fra omkring 2030 og frem.

Effekttilstrækkelighed

Efter 2030 forventes der at kunne opstå situationer, hvor der ikke er tilstrækkelig elproduktion og kapacitet i udlandsforbindelserne til at dække det stigende elforbrug (effekt-mangel). I dag er der ikke nogen afbrydelser i Danmark, der skyldes effekt-mangel, men der forventes at opstå afbrydelser omkring 2030 med ca. 0,3 afbrudsminutter i Vestdanmark og ca. 6 afbrudsminutter i Østdanmark i gennemsnit pr. forbruger om året. Antallet af afbrudsminutter forventes at være kraftigt stigende i årene efter 2030.

Effekt-mangelen forventes især at kunne opstå i vindsvage perioder om vinteren, når der samtidigt ikke er tilstrækkelig strøm at hente i udlandet. Elproduktion fra både vind- og solanlæg bidrager til elforsyningssikkerheden – men på en anden måde og i mindre omfang end traditionel termisk elproduktion. Hvis der i forvejen er meget elproduktion fra vind- og solanlæg, så vil yderligere produktion fra vind og sol i samme geografiske område kun forbedre elforsyningssikkerheden i begrænset omfang, idet vind- og solsvage perioder vil forekomme på nogenlunde samme tidspunkter, som den allerede eksisterende produktion fra vind og sol.

Analysen af effekttilstrækkelighed er baseret på den forventede udvikling i Danmark, men også i Europa, hvor man ligeledes er i færd med at foretage en grøn omstilling af energisektoren. I Europa forventes der med det nuværende datagrundlag, også efter 2030, et samlet overskud af elproduktion set i forhold til det forventede forbrug. Forbindelserne mellem de forskellige områder i Europa er dog ikke tilstræk-

¹ Øvrige konsekvenser af disse to initiativer ud over for elforsyningssikkerheden beskrives i en separat analyse, som udgives samtidigt med denne.

kelige til at strømmen altid kan sendes til de områder, der mangler strøm. Danmark har flere udlandsforbindelser, men for at de særligt kan gavne den danske elforsyningssikkerhed er det væsentligt, at EU-kravet om minimum 70 pct. af kapaciteten på udlandsforbindelser skal stilles til rådighed for elmarkedet, efterleves. Forventningerne for udlandet er ligesom for Danmark desuden forbundet med stor usikkerhed.

Udlandsforbindelser vurderes dog under alle omstændigheder, at være en vigtig del af forsyningssikkerheden, når der omstilles til grøn energi. Det skyldes, at elsystemet bedre kan udnytte fx forskelle i vejrsystemerne mellem forskellige lande, når sol og vindkapacitet spredes over større geografiske områder

Med analysen er der desuden foretaget en række følsomhedsberegninger, som viser eksempler på elementer, der kan øge effektmanglen yderligere. Det gælder særligt et eventuelt forbud mod olie og naturgas i fjernvarmesektoren og en eventuel fremskyndet reduktion af træbiomasse i el- og fjernvarmeproduktionen, jf. Tabel 1, samt hvis energioerne og de dertilhørende udlandsforbindelser eller tilsvarende forbindelser ikke realiseres.

Tabel 1: Antal afbrudsminutter grundet effektmangel

| | Vestdanmark | | | Østdanmark | | |
|------------------------------|-------------|------|------|------------|------|------|
| | 2030 | 2032 | 2035 | 2030 | 2032 | 2035 |
| Grundberegning | 0,3 | 3 | 16 | 5 | 26 | 172 |
| Fossilt forbud | 1 | 7 | 38 | 11 | 44 | 254 |
| Reduceret træbiomasse | 0,3 | 3 | 27 | 5 | 26 | 375 |
| Kombination | 1 | 7 | 62 | 11 | 44 | 464 |

Anm.: Afbrudsminutter grundet effektmangel i grundberegningen og i scenarier for hhv. et fossilt forbud fra 2030, reduceret træbiomasse fra 2035 og kombinationen af et fossilt forbud og reduceret træbiomasse. *Der er stor usikkerhed forbundet med beregningerne og de skal derfor udelukkende betragtes som et udtryk for en tendens.* Afbrudsminutterne i tabellen viser kun, hvad der opstår på grund af effektmangel, og der er således ikke inkluderet tal for manglende nettilstrækkelighed og systemsikkerhed.

Der er en række usikkerheder om bl.a. fremtidig adfærd, der potentielt kan forbedre effekttilstrækkeligheden og reducere antallet af afbrudsminutter i forhold til grundberegningen. Der kan navnlig peges på øget fleksibelt elforbrug, øget kapacitet på udlandsforbindelser og elbesparelser på det ufleksible elforbrug.

Det er ikke kun evnen til at matche elforbruget med tiltrækkelig elproduktion, der kan udfordre elforsyningssikkerheden frem mod 2035. Der kan også opstå udfald i elforsyningen, hvis der ikke er tilstrækkelig kapacitet i elnettet (nettilstrækkelighed), eller hvis systemets robusthed over for fejl og IT-hændelser (systemsikkerheden) forringes.

Systemsikkerhed

Systemsikkerheden kan blive udfordret de kommende år af, at der bliver færre kraftværker, der traditionelt har stabiliseret elsystemet. Vedvarende energiproduktion fra vind og sol har som udgangspunkt ikke i samme omfang stabiliserende egenskaber. Energinet arbejder ad flere veje på at sikre systemsikkerheden også i et system baseret på VE. Der arbejdes samtidigt på at udvikle modeller til at vurdere omfanget af fremtidige afbrydelser fra manglende systemsikkerhed. På nuværende tidspunkt er modellerne ikke færdigudviklede. Der ventes dog ikke nogen væsentlig stigning i afbrydelser på grund af systemsikkerhedsbrister.

Nettilstrækkelighed

Nettilstrækkeligheden udfordres i gradvist stigende grad af et elnet, der står foran reinvesteringer og et øget elforbrug, samt flere decentralt tilsluttede elproduktionsanlæg. Der forventes med eksisterende investeringsstrategier en moderat stigning i afbrudsminutter fra det nuværende niveau på ca. 20 minutter til omkring 28 minutter omkring 2030.

Niveau for tilstrækkelig elforsyningssikkerhed

Klima-, energi- og forsyningsministeren fastsætter årligt et planlægningsmål for elforsyningssikkerheden og senest udmeldte ministeren i februar 2021 niveauet for 2030. Planlægningsmålet blev her fastsat til 35 afbrudsminutter i 2030. I dag er elforsyningssikkerheden højere end dette planlægningsmål, idet vi en årrække kun har haft ca. 20 afbrudsminutter i gennemsnit pr. forbruger pr. år.

Det samfundsøkonomiske optimale niveau for elforsyningssikkerhed er kompliceret at beregne og forbundet med store usikkerheder. Analysen indeholder ikke en sådan beregning.

Samfundsøkonomiske beregninger og overvejelser om det rette niveau for elforsyningssikkerhed forekommer dog stadig mere aktuelle med de udfordringer, der forventes at opstå efter 2030.

Indhold

| | |
|--|----|
| Resumé | 1 |
| 1 Baggrund | 5 |
| 2 Indledning | 6 |
| 2.1 Det nuværende niveau og det fremtidige mål | 6 |
| 3 Effektilstrækkelighed frem mod 2035 | 8 |
| 3.1 Forudsætninger | 8 |
| 3.1.1 Sisyfos | 8 |
| 3.1.2 Data til grundberegningen | 9 |
| 3.2 Resultater | 10 |
| 3.2.1 Grundberegningen | 10 |
| 3.2.2 Følsomheder | 14 |
| 3.2.3 Elforbrugets betydning | 19 |
| 3.3 Mulige indsatsområder | 20 |
| 4 Systemsikkerhed | 21 |
| 4.1 Udfordringer med systemsikkerhed som led i den grønne omstilling | 22 |
| 4.2 Analyseværktøjer og internationalt samarbejde | 22 |
| 5 Nettilstrækkelighed frem mod 2030 | 23 |
| 5.1 Historisk bidrag til afbrydelser fra distributionsnettet | 23 |
| 5.2 Forventet udvikling i afbrydelser fra distributionsnettet | 24 |
| 6 Samlet elforsyningsikkerhed frem mod 2035 | 27 |

1 Baggrund

En række nye aftaler og tiltag har givet anledning til at udarbejde en analyse af elforsynings sikkerheden med opdaterede forudsætninger. Der er blandt andet med *Klimaaf tale for energi og industri mv* af 22. juni 2020 samt *Klimaplan for en grøn affalds sektor og cirkulær økonomi* af 16. juni 2020 skabt en ny ramme om energisystemet, der har konsekvenser for elforsynings sikkerheden. Der kan desuden peges på en række tiltag, der kan have betydning for elforsynings sikkerheden, herunder forskellige elektrificeringstiltag. Samtidigt er der med stemmeaftalen af 4. juni 2021 skabt en ramme om regulering af leveringskvaliteten fra distributionsselskaberne, hvilket kan få betydning i forhold til afbrudsminutter relateret til nettilstrækkelighed.

Hertil kommer, at der i april 2021 er udgivet en Klimastatus og -fremskrivning 2021 (KF21) fra Energi styrelsen, og i 2020 er udmeldt nye udlandsscenarioer fra ENTSO-E, som også har konsekvenser for vurdering af elforsynings sikkerheden. Der er derfor behov for at revurdere elforsynings sikkerheden med nye forudsætninger.

I Klimaaf taltalen fremgår under Grøn fjernvarme, at: *På den baggrund igangsættes en analyse, der skal belyse konsekvenserne ved et eventuelt forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion fra 2030, herunder for forsynings sikkerhed, el- og varmepriser. Analysen skal desuden vurdere, hvordan relevante initiativer i denne aftale vil påvirke elforsynings sikkerheden.*

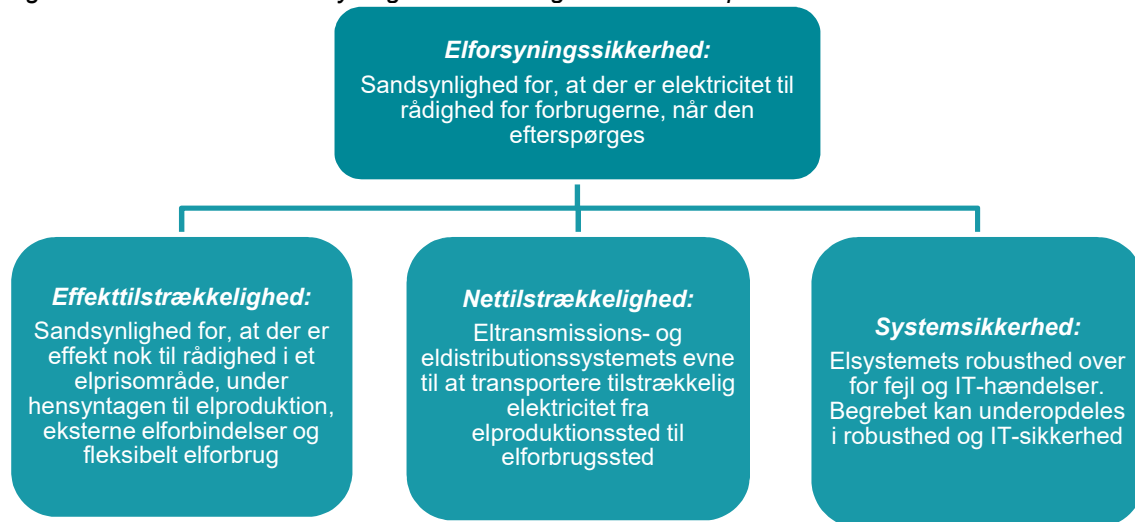
Af Klimaaf taltalen fremgår desuden under afsnit om Bæredygtighedskrav til træbiomasse til energi, at: *Aftalepartierne er enige om, at der skal ses på konsekvenserne ved på sigt at begrænse forbruget af træbiomasse til el- og varmeproduktion - herunder effekter på forsynings sikkerheden og omkostningerne for forbrugerne. Der igangsættes en analyse af relevante tiltag og konsekvenserne ved disse.*

Nærværende analyse vurderer konsekvenserne for elforsynings sikkerheden af *relevante initiativer* inklusive et evt. forbud mod olie og gas og evt. begrænsning af træbiomasse. De to sidste gøres desuden til genstand for separate og bredere analyser, mens alene elforsynings sikkerheden analyseres i nærværende analyse.

2 Indledning

Elforsyningssikkerhed kan inddeles i tre komponenter: effekttilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og systemsikkerhed, som er beskrevet i Figur 2.1.

Figur 2.1: Definition af elforsyningssikkerhed og dens tre komponenter



Kilde: Lov om elforsyning samt Energinets Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2021

Analysen dækker alle de tre aspekter af elforsyningssikkerheden. Der er dog lagt mest vægt på effekttilstrækkelighed. Det skyldes, at effekttilstrækkeligheden forventes at udgøre den væsentligste faktor for udfordringer med elforsyningssikkerheden i fremtiden. Udviklingen i effekttilstrækkeligheden er beregnet på Energistyrelsens model, Sisyfos. Systemsikkerhed er beskrevet kvalitativt på baggrund af bidrag fra Energinet, mens nettilstrækkelighed er beskrevet på baggrund af bidrag fra Dansk Energi.

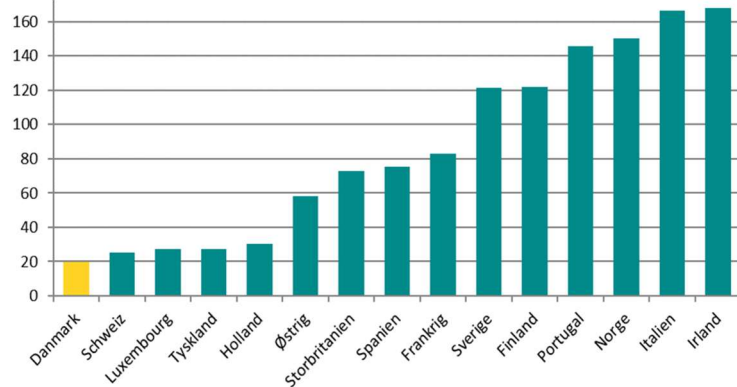
2.1 Det nuværende niveau og det fremtidige mål

Det fremgår af Figur 2.2, at Danmarks niveau af elforsyningssikkerhed er et af de bedste blandt de lande, man oftest sammenligner Danmark med, med et gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. forbruger på omkring 20 minutter om året.

I dag stammer afbrudsminutterne stort set udelukkende fra situationer, der opstår i nettet. Det kan f.eks. være et overrevet kabel, en lokal kortslutning eller manglende kapacitet på en forbindelse. I fremtiden forventes situationer med effektmangel også at ville spille en rolle i forhold til antallet af afbrudsminutter.

Figur 2.2: Niveauet af elforsyningsikkerhed i en række lande

Afbrudsminutter pr. elforbruger pr. år (gennemsnit 2010-2016)



Kilde: Energinet og CEER Benchmarking Report 6.1. Energinet har oplyst, at tallene fra 2016 er de nyeste, der er tilgængelige.

Klima-, energi- og forsyningsministeren udmelder hvert år i februar det ønskede niveau for den fremtidige elforsyningsikkerhed – et såkaldt planlægningsmål, på baggrund af Energinets årlige Redegørelse for elforsyningsikkerhed (RFE), jf. Elforsyningslovens § 27a, stk. 3.

I 2021 er det ministerudmeldte planlægningsmål 35 afbrudsminutter for det samlede elsystem (dvs. elforsyningsikkerheden i sin helhed), fordelt på 28 afbrudsminutter fra distributionsnettet, 5 minutter relateret til effekttilstrækkelighed og 2 minutter relateret til systemsikkerhed og afbrud i transmissionsnettet, som foreslået af Energinet i RFE 2020.

Det nuværende relativt høje niveau af elforsyningsikkerhed i Danmark er i stor udstrækning et resultat af en prioritering af elforsyningsikkerhed frem for at være fastsat på baggrund af en samfundsøkonomisk kalkule af det optimale niveau af forsyningsikkerhed. Der er dog et øget fokus på at fastsætte det anbefalede niveau ud fra en afvejning af økonomiske fordele og ulemper ved ændringer i niveauet.

I EU-regi har man i 2020 udarbejdet en metode til beregning af en såkaldt *pålidelighedsstandard*². En pålidelighedsstandard angiver det maksimale antal årlige timer med afbrudshændelser, som et land kan acceptere, udregnet på baggrund af en form for cost/benefit-analyse af strømafbrydelser. Energistyrelsen er i gang med at estimere de nødvendige input til en pålidelighedsstandard, herunder *Value of Lost Load (VoLL)*.

VoLL er en værdi, der udtrykker de samfundsøkonomiske omkostninger ved strømafbrydelser og er defineret som *et estimat i EUR/MWh af den maksimale elpris, som kunder er villige til at betale for at undgå en strømafbrydelse* i elmarkedsforordningen. Energistyrelsen har således foretaget en kvantitativ undersøgelse blandt 1.029 husholdninger og 1.284 virksomheder og indtil nu erfaret, at det kan være meget svært for danske elforbrugere at svare på, hvad en strømafbrydelse har af omkostninger for dem. Årsagen kan være, at danske elforbrugere meget sjældent oplever strømafbrydelser, og derfor ikke har erfaringer med konsekvenser heraf.

Energistyrelsens vurderinger derfor, at det samfundsøkonomisk optimale niveau af elforsyningsikkerhed ikke er en størrelse, der kommer til at kunne sættes to streger under. Men en estimering af VoLL

² ENTSO-E & ACER: *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard*, 2. oktober 2020.

vil gøre os bedre i stand til at vurdere, hvilket niveau af elforsyningsikkerhed man bør sigte efter fremadrettet, og således skabe et bedre grundlag for fastsættelsen af det ministerudmeldte planlægningsmål for Danmark. Dertil kommer, at der med aftalen om en effektiv og fremtidssikret elinfrastruktur til understøttelse af den grønne omstilling og elektrificeringen 4. juni 2021 er aftalt, at man også skal anvende et VoLL-estimat til at fastsætte niveauet af leveringskvalitet hos netvirksomhederne, som en del af den økonomiske regulering.

3 Effektilstrækkelighed frem mod 2035.

Effektilstrækkelighed handler kort sagt om, hvorvidt der på ethvert givent tidspunkt er elproduktion nok, herunder om der er mulighed for at importere den nødvendige strøm, til at dække elforbruget i et givent elprisområde. I dette afsnit ses der således på, om den danske elproduktion, muligheden for elimport og kapaciteterne i de danske udlandsforbindelser er tilstrækkelige til at dække elforbruget i de to danske elprisområder; Vestdanmark og Østdanmark, i årene frem til 2035, set i lyset af initiativerne fra Klimaaftalen 2020, den nye Klimastatus- og fremskrivning 2021 og opdaterede udlandsscenerier fra ENTSO-E³.

Det skal understreges, at analysens resultater er behæftet med stor usikkerhed. Dels er der usikkerhed om en række af de forskellige input til modellen, særligt udviklingen i elforbruget og i den termiske kapacitet i Danmark og udlandet de næste 10-15 år. Dertil kommer, at den anvendte modeltype, der leder efter sjældne, ekstreme tilfælde med effektmangel, er meget følsom over for små ændringer i forudsætninger, når systemet er tæt på sin kapacitetsgrænse.

Resultater i rapporten for så vidt angår afbrudsminutter skal derfor ses primært som størrelsesordener og ikke som præcise tal. De beregnede ændringer i effektilstrækkeligheden ved ændring af forudsætninger eller effekt af initiativer er dermed også usikre – hvorimod tendensen/retningen af resultaterne er mere sikker.

Forudsætningerne for grundberegning og følsomhedsanalyser af effektilstrækkeligheden i større detaljer fremgår af baggrundsrapporten⁴.

3.1 Forudsætninger

Analysen af effektilstrækkeligheden frem mod 2035 baserer sig på en række modelberegninger foretaget på Energistyrelsens model Sisyfos.

3.1.1 Sisyfos

Sisyfos er en Monte Carlo-model til bestemmelse af effektilstrækkelighed. Modellen er stokastisk, dvs. den "kaster terninger" for et antal ledninger og kraftværker og undersøger for et stort antal driftssituationer, om hele elforbruget kan tilfredsstilles, eller om der kan forventes effektmangel i en vis del af tiden. Modellen er bygget i Excel/VBA og R og er udviklet af Energistyrelsen og Ea Energianalyse.

³ ENTOS-E er sammenslutningen for samarbejdet mellem de europæiske transmissions-systemoperatører (TSO'er) for elektricitet. Den danske TSO er Energinet.

⁴ Baggrundsrapport: Effektilstrækkelighed – Grundberegning samt følsomhedsanalyser på Sisyfos-modellen, *Energistyrelsen, januar 2022*

Modellen beregner Expected Energy Not Served (EENS), Loss-Of-Load-Probability (LOLP), Loss-Of-Load-Expectation (LOLE), Expected Unserved Energy (EUE), afbrudsminutter⁵, og en række andre værdier for de knudepunkter, som indgår i datasættet. I denne analyse ser vi udelukkende på afbrudsminutter, EENS og LOLE.

Afbrudsminutter er defineret som: *Antal minutter pr. år en forbruger eller en gruppe af forbrugere i gennemsnit ikke har adgang til eller forventes ikke at have adgang til elektricitet.*

LOLE er den enhed, der oftest benyttes i international sammenhæng, og er defineret som: *Den forventede hyppighed af situationer (ofte angivet i timer), inden for en given tidsperiode (ofte angivet i år), hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område, inklusive muligheden for import, er mindre end elforbruget i området.*

Der er 26 knudepunkter i modellen, hvoraf fem er danske områder (Vestdanmark, Østdanmark, Bornholm, Krigers Flak og energiøen i Nordsøen), mens de resterende knudepunkter er Danmarks nabolande og en række lande herudover, således at modellen dækker størsteparten af Europa.

Modellen er en rent fysisk-teknisk model, som beregner sandsynligheden for effektmangel på givne tidspunkter, men som ikke beregner elpriser m.m. Den regner heller ikke på systemydelse eller nettilstrækkelighed. Sisyfos er nærmere beskrevet i baggrundsrapporten.

3.1.2 Data til grundberegningen

Som udgangspunkt danner data fra Energistyrelsens Klimastatus og -fremskrivning 2021 (KF21) grundlag for analysen med energiøerne som en enkelt undtagelse. Antagelserne om energiøerne afviger fra klimafremskrivningen, idet øerne ikke indgår i klimafremskrivningens basisscenarie. I denne analyse er det antaget, at Energiø Vest på 3 GW forbindes til Holland og idriftsættes mellem 2032 og 2033, mens Energiø Øst (Bornholm) på 2 GW forbindes til Tyskland og idriftsættes mellem 2029 og 2030⁶. Eventuelle senere udvidelser af energiøerne er ikke medregnet.

I analysen tages der højde for fleksibilitet i elforbruget, da dette forventes at spille en afgørende rolle for elforsyningssikkerheden i fremtiden. De nærmere antagelser for fleksibiliteten er gennemgået i bilag 1 til baggrundsrapporten. Forventningerne til fleksibiliteten for forskellige kategorier af elforbrug er dog forbundet med meget stor usikkerhed, da det endnu er uvist, i hvor høj grad nogle af de nye teknologier kan gøres fleksible, og hvordan folk vil reagere på incitamenterne til at agere fleksibelt. Af den grund er der, ud over grundberegningen, hvori der er antaget en betragtelig mængde forbrugsfleksibilitet, lavet følsomhedsberegninger af to alternative scenarier for fleksibilitet; et scenarie uden fleksibilitet og et med maksimal fleksibilitet.

Elforbruget i udlandet og produktionskapaciteterne i udlandet er for 2025 og 2030 hentet fra ENTSO-E's datasæt til det såkaldte Midterm Adequacy Forecast (MAF) 2020. For 2021 er det fra datasættet til MAF 2019. Elforbruget og produktionskapaciteten i udlandet for 2040 er fra datasættet til Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020, scenariet National Trends. Der interpoleres lineært mellem de nævnte år.

⁵ Energinet anvender betegnelsen effektminutter

⁶ Der er tale om en teknisk forudsætning til brug for denne analyse, idet der fortsat pågår drøftelser med en række forskellige lande om mulige forbindelser fra de kommende danske energiøer.

Der er datainput i modellen, som er afhængige af vejrforholdene på timebasis. Det gælder for blandt andet elforbruget og elproduktionen fra flere vedvarende energikilder. Sisifos4 benytter klimadata for et antal klimamæssigt forskellige år (klima-år) for at kunne simulere et givent fremtidigt år under forskellige plausible vejrforhold. Der benyttes klimadata fra årene 1985, 1987, 1996 og 2007-2015, som er hentet fra ENTSO-E's PECD database. Begrundelsen for valget af disse 12 klimaår er udfoldet i baggrundsrapporten. Resultaterne nedenfor er således baseret på et gennemsnit af simuleringerne af de 12 forskellige klimavariationer, som hver er simuleret 50 gange.

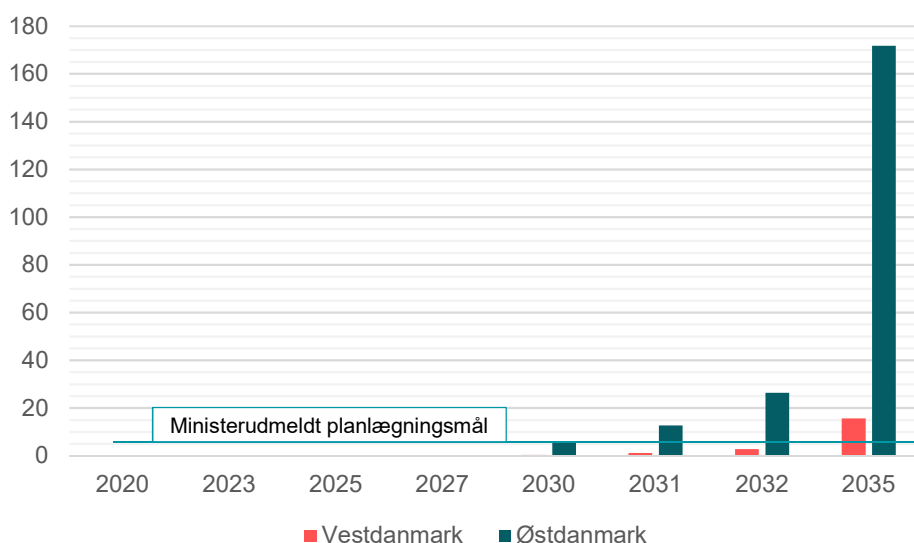
3.2 Resultater

3.2.1 Grundberegningen

Figur 3.1 viser resultatet af grundberegningen, hvoraf det fremgår, at der frem til 2030 ikke forventes at opstå afbrudsminutter, som konsekvens af effektmangel, men at der fra 2030 og årene umiddelbart efter kan forventes at opstå afbrudsminutter, særligt i Østdanmark, men også i Vestdanmark, når vi når hen imod 2035.

Figur 3.1: Udviklingen i antal forventede afbrudsminutter (kun effekttilstrækkelighed) for grundberegningen i udvalgte år frem til 2035

Afbrudsminutter



Anm.: Planlægningsmålet er sat for 2030

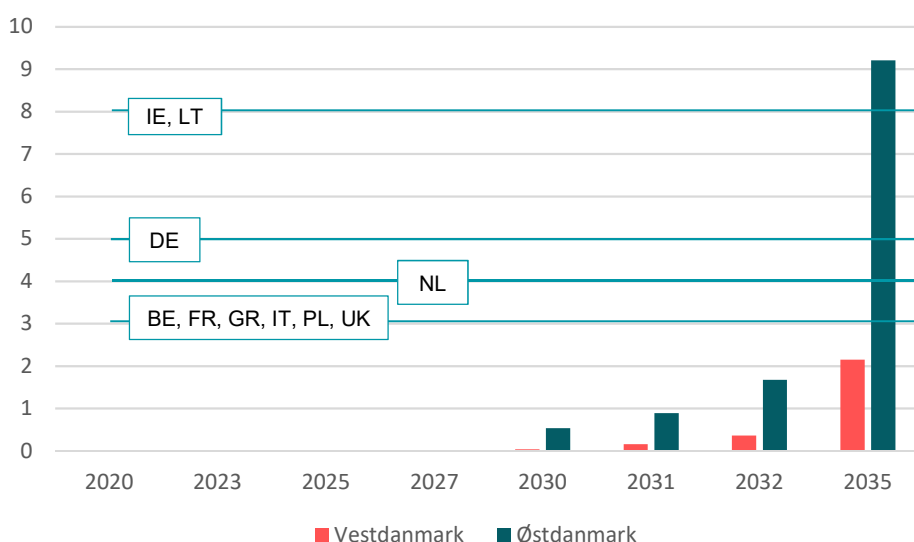
Beregningerne viser således, at vi i Danmark på lidt længere sigt kan komme til at stå over for strømafbrydelser i noget større skala, end vi tidligere har været vant til, hvis der ikke foretages yderligere tiltag end allerede vedtaget politik. Dette skal ses i lyset af, at der historisk ikke har været nogen afbrudsminutter forårsaget af effektmangel i Danmark, og kun få afbrudsminutter forårsaget af fejl i nettet (ca. 20 minutter i gennemsnit de sidste 10 år, jf. afsnit 5).

Strømafbrydelserne ser ud til at blive en del hyppigere, end ministerens senest udmeldte planlægningsmål for elforsynings sikkerheden. Her er det overordnede mål sat til 35 afbrudsminutter om året for hele elsystemet og fem minutter for den del, der opstår på grund af effektmangel.

Af Figur 3.2 ses det, at der tegner sig samme billede af udviklingen i effekttilstrækkelighed, når det opgøres i enheden LOLE (timer/år). Opgørelsen i enheden LOLE kan være nyttig at forholde sig til, da det muliggør internationale sammenligninger. I Figur 3.2 er indsat niveauerne for såkaldte *pålidelighedsstandarder* i en række lande, der har fastsat værdier for dette (begrebet pålidelighedsstandard er beskrevet nederst i afsnit 2.1). En pålidelighedsstandard angives i LOLE, hvis den er fastsat på baggrund af den europæiske metode for pålidelighedsstandarder. Danmark har endnu ikke fastsat en pålidelighedsstandard efter den europæiske metode. Det ses af Figur 3.2, at det forventede antal LOLE-timer i Danmark i de fleste år ligger lavere end pålidelighedsstandarderne i de angivne lande, men i 2035 vil tallet for Østdanmark ligge over de højeste værdier af pålidelighedsstandarder i andre europæiske lande, som vi normalt sammenligner os med.

Figur 3.2: Udviklingen i LOLE, målt i timer pr. år, i udvalgte år frem til 2035, samt niveauet for pålidelighedsstandarder i en række europæiske lande

LOLE (timer/år)



Udfordringerne med effekttilstrækkeligheden kan i stor udstrækning tilskrives lukningen af flere større termiske kraftværker i Danmark, som sker i perioden op til og lige efter 2030 kombineret med et forventet øget elforbrug. Det forventede øgede elforbrug sker i kraft af elektrificering af energiforbruget til varme og transport, samt Power-to-X⁷ (PtX), datacentre, mv.

Nogle af disse tendenser bliver enten forstærket eller formindsket af initiativer fra Klimaafspraken af 22. juni 2020. Særligt er der flere initiativer, der kan medføre øget elforbrug, blandt andet en omlægning af varmeafgifter og støtte til udfasning af olie- og gasfyr, som begge kan øge mængden af varmepumper, initiativer der øger incitamentet til at vælge elbiler, samt puljer/tilskudsordninger til støtte af CO₂-lagringsteknologier og PtX.

⁷ Power-to-X (PtX) er en fælles betegnelse for en række teknologier, hvor elektricitet anvendes til at producere brændstoffer eller kemikalier. Fælles for teknologierne er, at de tager udgangspunkt i produktion af brint i et elektrolyseanlæg, hvor vand spaltes til brint og ilt under forbrug af strøm. Derefter kan brinten enten anvendes direkte eller bearbejdes videre til f.eks. ammoniak eller forskellige kulstoffoldige kemikalier eller brændstoffer.

Der er på den anden side initiativer, der øger elproduktionen gennem støtte til vedvarende energikilder. Dette kan dog have en begrænset indflydelse på effekttilstrækkeligheden, da det netop er ikke-regulerbare energikilder. Samtidig forventes den afsatte pulje til energieffektiviseringer i Klimaaftalen af 22. juni 2020 at bidrage til øget effekttilstrækkelighed. De forskellige initiativer fra Klimaaftalen, som er inddraget i datasættet til KF21, kan findes i bilag 2A til fremskrivningen⁸.

Den reducerede mængde affaldsforbrænding i Danmark, som der lægges op til med Affaldsaftalen af 16. juni 2020, kan også formodes at have en negativ påvirkning på effekttilstrækkeligheden. Beregninger på Sisyfos viser dog, at effekten af færre affaldsanlæg i Danmark, i den størrelsesorden, der i første omgang er blevet lagt op til, er begrænset.

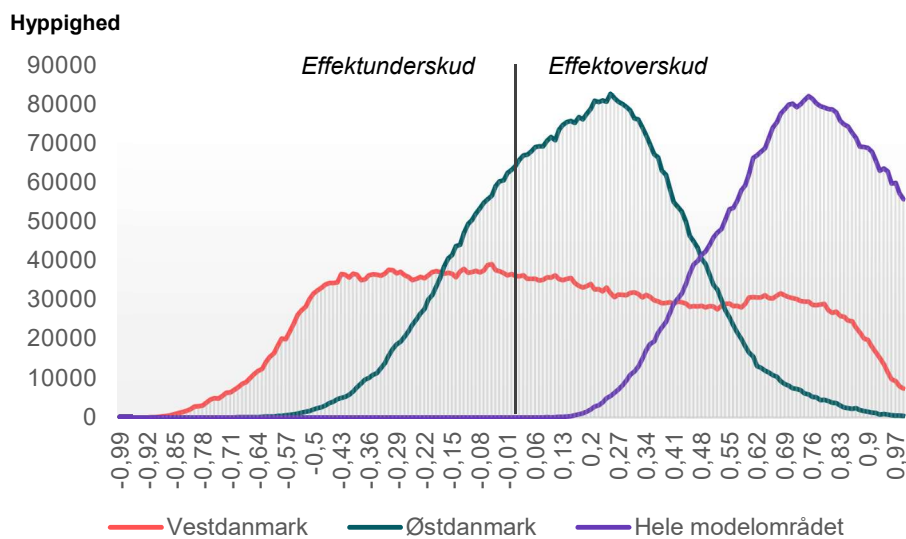
3.2.1.1 Udlandsafhængighed

Danmarks nuværende niveau af effekttilstrækkelighed er meget højt, til trods for den høje VE-andel i elproduktionen (i 2020 udgjorde vindkraft ca. 48 pct. af den indenlandske elforsyning). Det høje niveau af effekttilstrækkelighed skyldes blandt andet vores mange forbindelser til nabolandene, hvor Danmark i dag har udlandsforbindelser, der giver en importkapacitet svarende til mere end 50 pct. af den indenlandske produktionskapaciteten (målet for alle EU-medlemsstater i 2030 er minimum 15 pct.). Den store kapacitet i udlandsforbindelser giver mulighed for at handle store mængder strøm med andre lande, hvilket er en effektiv vej til at mindske konsekvenserne af udsvingene i elproduktionen fra sol og vind. Det betyder dog ikke desto mindre, at Danmark er meget afhængig af muligheden for at handle strøm med udlandet.

For at udlandsforbindelserne kan komme til gavn for den danske elforsyningssikkerhed er det væsentligt, at kapaciteten, der stilles til rådighed på forbindelserne, er høj. Det er ikke en selvfølge, at de enkelte lande stiller al kapaciteten til rådighed, fx fordi det prioriteres at få løst interne flaskehalse i nettet først. Der er et krav i EU, om at minimum 70 pct. af kapaciteten på udlandsforbindelser skal stilles til rådighed for elmarkedet. Dette krav er ikke medtaget i forudsætningerne for analysen, da det ikke vides, hvordan kravet reelt set påvirker rådigheden. Det særligt relevante for effekttilstrækkeligheden er, at rådigheden på forbindelserne er høj i timerne med effektknaphed.

⁸ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/2a_kf21_forudsætningsnotat_-_ny_politik_der_indgaar_i_kf21_0.pdf

Figur 3.3: Histogram over effektoverskud baseret på ca. 5 mio. simulerede driftssituationer i 2035



Figur 3.3 illustrerer udlandsafhængigheden. Figuren viser i hvor mange simulerede driftssituationer, der er hhv. effektoverskud og -underskud, i Vestdanmark, Østdanmark og i hele det område, der regnes på i Sisyfos (dvs. størsteparten af Europa) for året 2035. Det vil sige at arealet under kurverne, samlet set summerer til mere end 5 mio. driftssituationer. Den del af arealet under kurverne, der ligger til venstre for linjen, der går gennem nul, er mængden af situationer, hvor der ikke er tilstrækkelig effekt i området, til at dække efterspørgslen. I alle disse situationer er der således behov for at importere strøm fra andre områder.

Ud fra Figur 3.3 kan det konstateres, at der er mange tilfælde, hvor Vestdanmark har effektunderskud, og derfor har behov for at importere strøm udefra. Det samme gælder for Østdanmark, men dog faktisk i lavere grad end i Vestdanmark. Disse beregninger viser dermed, at der ikke er direkte sammenhæng mellem effektunder- /overskuddet i et område, og hvor ofte der forventes strømafbrudelser, netop fordi man kan importere strøm til at håndtere effektunderskuddet. Det betyder også, at det må konstateres, at man i Vestdanmark har bedre mulighed for at løse effektunderskud ved hjælp af import.

Muligheden for import er selvfølgelig afhængig af, at der er effektoverskud i et andet land i nærheden og tilstrækkelig ledig kapacitet i kablerne til at kunne transportere strømmen. Data fra simuleringen af 2035 viser dog, at der i hele modelområdet altid er effektoverskud samlet set. Derfor er effektmangel forskellige steder i det modellerede område udelukkende en konsekvens af begrænsninger i nettet.

Det bør bemærkes, at i den enkelte time skal der altid være balance mellem produktion og forbrug, og der skal således ikke være et effektoverskud i praksis. Men det forventes, at prissætningen i markedet kan skabe denne balance, samt ikke mindst, at der kan nedreguleres (dvs. sænke produktionen eller hæve forbruget), hvis det bliver nødvendigt i driftstidspunktet.

3.2.1.2 Sammenligning med Energinets beregninger

Energinet udgiver årligt en Redegørelse for elforsyningsikkerhed (RFE), hvori der præsenteres resultater af effekttilstrækkelighedsberegninger af samme karakter som resultaterne heri. Sammenligning af Energinets resultater med Energistyrelsens kan være nyttigt, da det giver et bredere billede af, hvad

udfaldsrummet er for effektilstrækkeligheden ti år ud i fremtiden, og det kan være med til at illustrere, hvordan forskellige antagelser, datainput og modelegenskaber kan påvirke resultaterne.

Energinets beregninger har de sidste par år vist et højere antal afbrudsminutter, end hvad der er fundet i denne analyse. I RFE 2021 beregnes på baggrund af opdaterede udlandsdata færre afbrudsminutter end tidligere. Det betyder, at resultaterne fra denne analyse ser ud til at vise lidt flere afbrudsminutter, end Energinets nyeste resultater viser. Tendensen til flere afbrudsminutter efter 2030 ses dog i begge beregninger, og Energinet har ikke regnet på effektilstrækkeligheden efter 2031, og det fremgår derfor ikke, om den store stigning i afbrudsminutter i 2035, som ses i denne analyse, også vil opstå med Energinets model og forudsætninger.

De forskelle, der er mellem resultaterne af Energinets og Energistyrelsens beregninger, kan i høj grad tilskrives, at der er anvendt forskellige datagrundlag, særligt at Energinet har benyttet data fra *Analyseforudsætninger 2020*, mens der er brugt data fra KF21 i Energistyrelsens beregninger. Det betyder også, at den ene af energiøerne kommer tidligere i drift i Energinets data end i Energistyrelsens. Disse forhold vurderes at være de primære årsager til lavere afbrudsminutter i Energinets resultater i RFE 2021. Samtidigt har Energinet anvendt visse data fra den såkaldte PEMMDB-database (ikke offentliggjort), hvor Energistyrelsen har anvendt primært offentliggjorte data. Det sidste vurderes at have mindre betydning.

3.2.1.3 Mest sandsynlige afbrudstidspunkter

På baggrund af de mange simuleringer af driftssituationer, som Sisyfos producerer, har det også været muligt at undersøge, hvilke tidspunkter på året og på døgnet, der forventes at være mest belastede af effektmangel i fremtiden. Der tegner sig et klart billede af, at effektmanglen forekommer hyppigst i december, januar og februar, og i timerne mellem klokken 16 og 20, med få afstikkere. I bilagsrapporten er der vist figurer, der illustrerer denne tendens. Endvidere er Sisyfos benyttet til at vurdere varighed af de forventede, kommende afbrydelser. Det ser ud til, at afbrydelser typisk vil være af nogle få timers varighed.

3.2.2 Følsomheder

Beregninger af effektilstrækkeligheden 10 år eller mere ude i fremtiden er uundgåeligt behæftet med stor usikkerhed. For at illustrere, hvordan nogle antagelser om fremtiden har indflydelse på resultaterne, er der lavet en række følsomhedsberegninger af alternative scenarier. Desuden er det beregnet, hvad effekten af de to foreslåede tiltag fra Klimaaftalen af 22. juni 2020, om et evt. forbud mod benyttelse af olie og naturgas i fjernvarmen og et reduceret forbrug af træbiomasse i el- og varmeproduktionen, vil være på effektilstrækkeligheden. For så vidt angår aftalen om et fremtidssikret elnet af 4. juni 2021 er der ikke foretaget følsomhedsberegninger i relation til effektilstrækkelighed, da aftalen alene vurderes at kunne have betydning i forhold til nettilstrækkelighed.

Figureerne i dette afsnit viser som udgangspunkt tal for 2030, fordi usikkerheden der knytter sig til resultaterne er mindre i 2030 end i 2035. I nogle tilfælde er flere år medtaget i figurene, hvis det er vurderet væsentligt at vise mere end et år. For følsomheden med energiøerne er det valgt at vise 2032, da begge øer først er antaget at være i drift omkring 2032.

3.2.2.1 Fossilt forbud

Med Klimaaftalen af 22. juni 2020 blev det som nævnt også besluttet at igangsætte en *analyse, der skal belyse konsekvenserne ved et eventuelt forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion fra 2030*. Denne analyse er beskrevet i Klimaafteleanalyse 2 og 3, Hovedrapport vedr. evt. forbud mod olie og naturgas i fjernvarmeproduktionen & Begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion. Effekten af et sådant forbud på effekttilstrækkeligheden er analyseret som en følsomhed til grundberegningen beskrevet ovenfor.

Et forbud mod fossile brændsler i fjernvarmen forventes at have en betydelig negativ påvirkning på effekttilstrækkeligheden i Danmark, når vi kommer hen på den anden side af 2030. Figur 3.4 viser, hvordan niveauet af afbrudsminutter forventes at stige fra 2030 til 2035 i fire forskellige scenarier, heriblandt scenariet med forbud mod fossile brændsler. I figuren ses en tendens til, at et forbud mod fossile brændsler kraftigt forstærker den stigende udvikling i afbrudsminutter, der er i grundscenariet. Særligt i elprisområdet Østdanmark forventes der problemer med effektmangel i 2035, som vil blive forstærket af et forbud mod fossile brændsler, hvilket medfører både en stor relativ og en stor absolut stigning i afbrudsminutter, som konsekvens af forbuddet.

Årsagen til, at et eventuelt forbud vil have så afgørende betydning for effekttilstrækkeligheden, er, at kraftvarmeverkerne, der benytter fossile brændsler, i dag bidrager med regulerbar elproduktion. Regulerbarhed bliver en gradvist mere værdifuld faktor i takt med, at sol og vind udgør en stadig større andel af elproduktionen, samtidigt med at elforbruget stiger.

Samtidigt vil der komme et øget elforbrug fra de fjernvarmeanlæg, man erstatter kraftvarmearnlæggene med, hvilket også har en negativ effekt på effekttilstrækkeligheden. I den forbindelse skal det nævnes, at decentrale varmepumper evt. kan have en højere virkningsgrad end centrale varmepumper, fordi man undgår fjernvarme-nettab, men at centrale varmepumper ventes at være væsentligt mere fleksible, og derfor samlet set er bedre for elforsyningssikkerheden.

3.2.2.2 Træbiomasse

På samme vis som med analysen af et fossilt forbud, er det med Klimaaftalen af 22. juni 2020 blevet besluttet at lave en analyse af konsekvenserne ved at *begrænse forbruget af træbiomasse til el- og varmeproduktion*. Denne analyse er beskrevet i Klimaafteleanalyse 2 og 3, Hovedrapport vedr. evt. forbud mod olie og naturgas i fjernvarmeproduktionen & Begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion. Effekten af en reduceret mængde træbiomasse til el- og varmeproduktion på effekttilstrækkeligheden er analyseret som en følsomhed til grundberegningen beskrevet ovenfor.

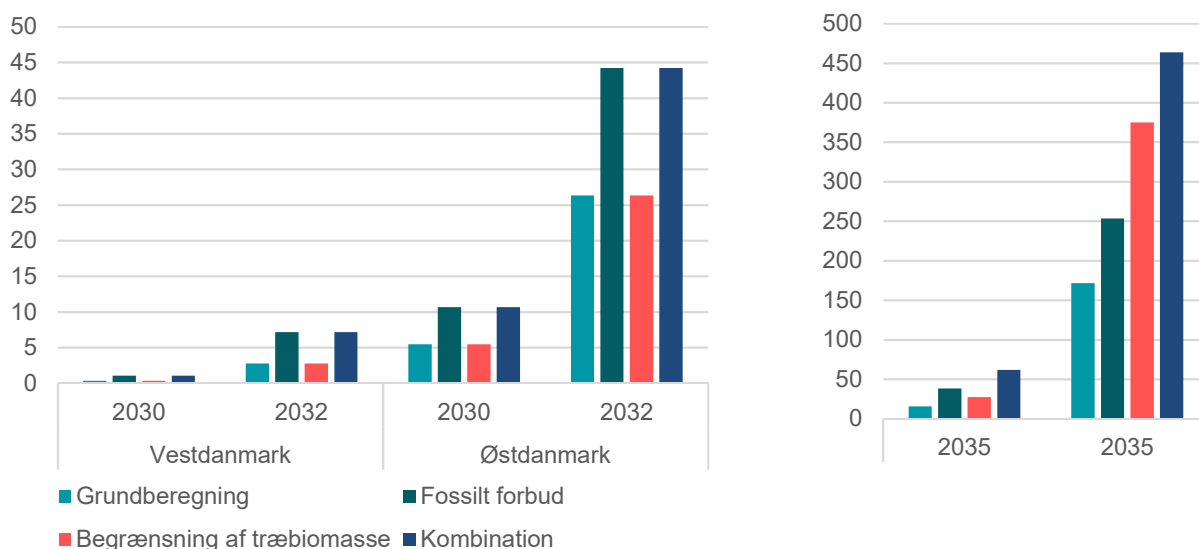
Figur 3.4 viser, hvordan niveauet af afbrudsminutter forventes at blive en del højere i 2035, både i Vest- og Østdanmark, hvis træbiomasse udfases, i forhold til grundscenariet. Særligt i elprisområdet Østdanmark vil effekt manglen i 2035 blive forstærket betydeligt i et scenarie med reduceret træbiomasse, hvilket i høj grad kan tilskrives, at reduktionen vil medføre lukning af centrale kraftværker på Sjælland.

Figur 3.4 viser desuden resultatet fra et kombinationsscenario, hvor både det fossile forbud og den reducerede mængde træbiomasse indføres. Det fremgår, at scenariet i 2035 forventes at skabe en endnu større udfordring med effektmangel, end de andre scenarier i figuren gør. Dette skyldes, at en kombination af de to restriktioner medfører endnu mindre regulerbar elproduktion, som kan benyttes i knaphedssituationer. Der er usikkerhed på de beregnede afbrudsminutter, da en række data er usikre

på et så relativt lang sigt. Den overordnede tendens med stigende antal afbrudsminutter – navnlig i kombinationsscenariet – vurderes imidlertid som robust, idet denne tendens er en konsekvens af afvikling af termisk kapacitet kombineret med øget elforbrug – i såvel Danmark som i udlandet. Samme tendens ses i Energinets beregninger, om end disse kun rækker til 2030.

Figur 3.4: Effekten af et fossilt forbud fra 2030, reduceret træbiomasse fra 2035 og kombinationen af et fossilt forbud og reduceret træbiomasse

Afbrudsminutter



Anm.: Figuren er inddelt i to, for at kunne have forskellige værdier på den lodrette akse, således at man også kan aflæse niveauforskellene mellem scenarierne i 2030 og 2032

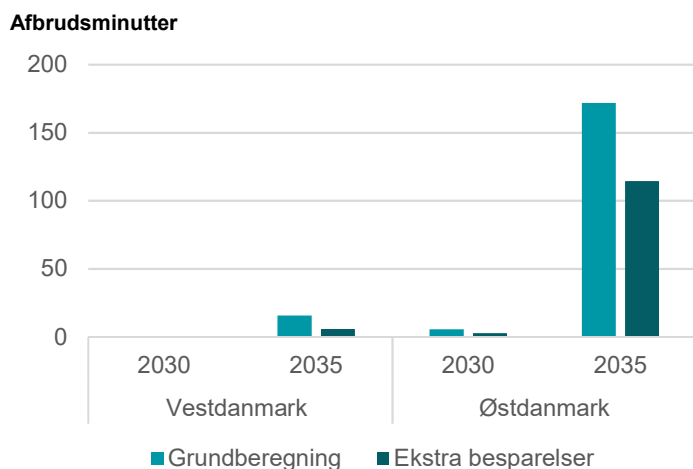
3.2.2.3 Elbesparelser

I grundberegningen er antaget en forventet udvikling i elforbruget, jf. Klimafremskrivning 2021. Ekstra elbesparelser på den uflexible del af elforbruget vil kunne forbedre elforsynings sikkerheden. Der er derfor opstillet et alternativt scenarie, hvori der antages yderligere elbesparelser i 2030 på knap 9 pct., i forhold til hvad der er antaget i grundberegningen. En reduktion af den størrelsesorden kræver yderligere virkemidler. Der arbejdes på nye tiltag inden for området blandt andet på europæisk plan.

Figur 3.5 viser resultatet af følsomhedsberegningen, hvoraf det fremgår, at effektiviseringer og reduktioner i elforbruget har en meget gavnlig effekt på antallet af afbrudsminutter både i 2030 og i 2035⁹.

⁹ Her er dog ikke indregnet afledte effekter fx i form af, at lavere forbrug kan føre til lavere priser, og dermed mindske incitamentet til at investere i produktionskapacitet.

Figur 3.5: Effekten af flere elbesparelser



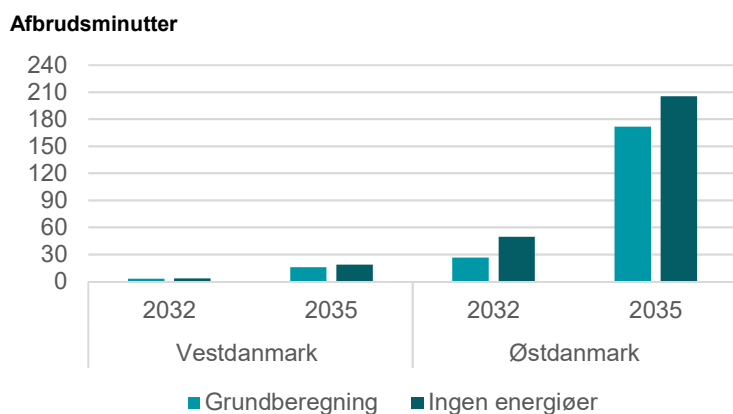
3.2.2.4 Energiøer

I KF21 er energiøerne ikke medtaget i basissceneriet, fordi der kun medregnes tiltag, hvor der er vedtaget konkrete virkemidler til realisering. Energiøerne er imidlertid medtaget i grundberegningen i denne analyse, da de er politisk besluttet under en række forudsætninger. Der kan dog være usikkerhed om, præcis hvornår energiøerne kommer, og dette har betydning for elforsynings sikkerheden. Der er derfor lavet en følsomhedsberegning, som illustrerer, hvad der ville ske, i tilfælde af at en eller begge øer ikke idriftsættes som forventet.

Det fremgår af Figur 3.6, at et fravær af begge energiøer uden modgående tiltag vil have en negativ påvirkning på effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Den positive effekt af energiøerne kan i høj grad tilskrives de ekstra udlandsforbindelser, som forudsættes at medfølge, men den øgede elproduktion fra havvindmøllerne giver også et bidrag til effekttilstrækkeligheden.

Der er også foretaget en analyse af alternative destinationer for udlandsforbindelserne (Polen i stedet for Tyskland for den østlige ø og Belgien i stedet for Holland for den vestlige ø). Disse ændringer påvirker dog kun effekttilstrækkeligheden meget lidt.

Figur 3.6: Effekten af de to energiøer i 2032 og 2035

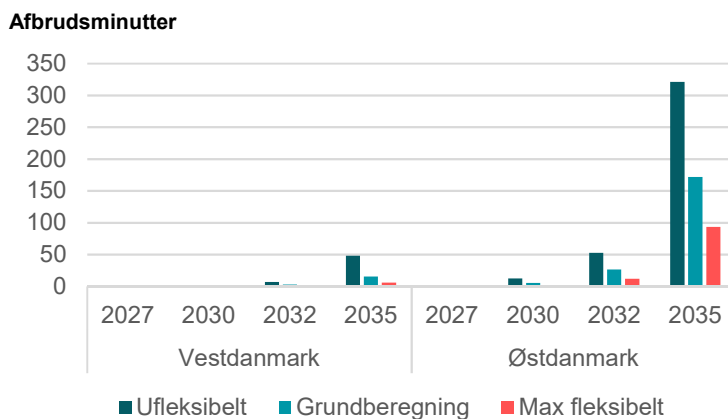


3.2.2.5 Flexibilitet i elforbruget

En af de helt store ubekendte i det fremtidige elsystem er, hvor stor fleksibilitet i elforbruget, vi kommer til at se. I grundberegningen er antaget en vis mængde fleksibilitet, særligt i elforbrug fra PtX-anlæg, men også fra kollektive varmepumper og elkedler, samt en vis mængde fra elbiler og individuelle varmepumper, som realiseres i forskellige tempi over de kommende 10-20 år, jf. bilag 1 til baggrundsrapporten.

For de alternative scenarier, der er udarbejdet til at illustrere effekten af forbrugsfleksibiliteten, er realiseringsgraden af de forskellige fleksibilitetspotentialer henholdsvis meget større og meget mindre. På nuværende tidspunkt forventes grundscenariet at være det mest realistiske scenarie for den fremtidige fleksibilitet i systemet. Men da forbrugsfleksibilitet er et redskab, der endnu kun er afprøvet i begrænset udstrækning, er det meget svært at vurdere, hvor meget fleksibilitet man kan regne med i fremtiden. De alternative scenarier skal ses som de to yderpunkter i spændet af mulige scenarier.

Figur 3.7: Effekten af forskellige scenarier for fleksibilitet i elforbruget



Af Figur 3.7 fremgår, hvordan det ufleksible scenarie, hvor de nye elforbrug stort set ikke realiserer deres fleksibilitetspotentiale, har en stærk forringende effekt på effekttilstrækkeligheden, mens scenariet hvor fleksibilitetspotentialer i langt højere grad udnyttes, har modsat forbedrende effekt.

Der er lavet yderligere følsomhedsberegninger af forskellige scenarier for størrelsen på forbruget af el i PtX-anlæg, som fremgår af baggrundsrapporten. Hvis anlæggene ikke er fuldt fleksible, vil mængden af el forbrugt i disse anlæg også have indflydelse på effekttilstrækkeligheden, da PtX er en meget elektricitetsintensiv proces.

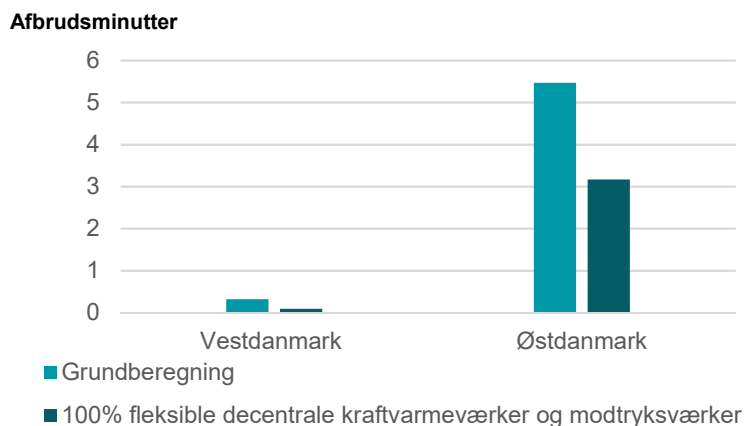
3.2.2.6 Varmebinding

Mange af de danske kraftvarmeværker er såkaldte modtryksværker, som kun kan producere el, når der også produceres varme. Det betyder, at en stor del af den termiske elproduktion er knyttet til fjernvarmeforbruget. Denne tilknytning kan ændres rent teknisk ved at etablere ekstra varmelagre eller ved at foretage andre ombygninger af anlæggene.

Figur 3.8 viser betydningen for effekttilstrækkeligheden af at gøre kraftvarmeværkerne uafhængige af varmeforbruget. Følsomheden illustrerer således den størst mulige ændring for denne antagelse, og det

er således relativt urealistisk, at det kommer til at ske, men det er gavnligt til at illustrere udfaldsrummet. Der ses en tydelig reduktion af afbrudsminutterne i 2030 ved denne følsomhedsberegning.

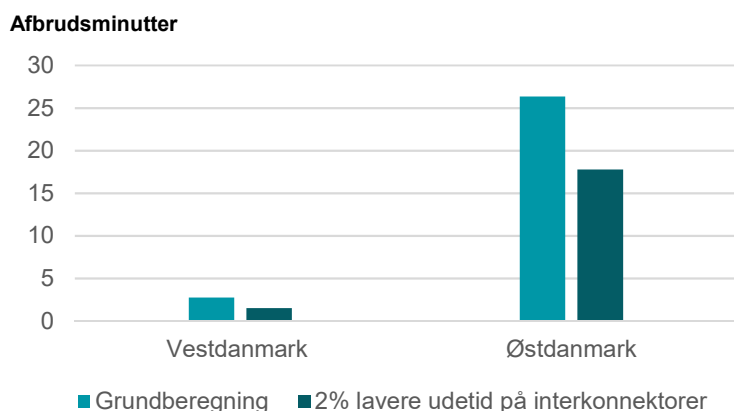
Figur 3.8: Effekten af at fjerne varmebindingen fra kraftvarmeværker i 2030



3.2.2.7 Interkonnektorer

Der er en vis usikkerhed om, hvor meget udetid der vil være i fremtiden på interkonnektorerne (elforbindelserne mellem elprisområder), både mellem Danmark og udlandet og mellem andre lande i modelområdet. Udetiderne i grundberegningen inkluderer, at visse lande på grund af interne flaskehalse begrænser kapaciteten på udlandsforbindelserne. Antagelserne om udetider i grundberegningen kan således godt anfægtes – og påvirkes gennem en aktiv indsats, og det er derfor undersøgt, hvor væsentlig en faktor disse udetider udgør for resultaterne. Af Figur 3.9 fremgår det, at en 2 procentpoint lavere udetid (i forhold til de ellers antagne 10 pct. for HVDC (jævnstrømsforbindelser) og 8 pct. for AC (vekselstrøm)), - en ikke urealistisk lavere udetid - giver et markant lavere antal afbrudsminutter i 2032. Nogenlunde samme relative effekt ses i beregningen for 2030 og 2035.

Figur 3.9: Effekten af en lavere udetid på interkonnektorer i 2032



3.2.3 Elforbrugets betydning

Den grønne omstilling indebærer i mange tilfælde en elektrificering af energiforbruget. Der ventes derfor en betydelig stigning i elforbruget de næste årtier. Elforbrugets størrelse har i sagens natur stor betydning for elforsyningsikkerheden. Men des mere fleksibelt forbruget er, des mindre er påvirkningen af

elforsynings sikkerheden. De nye elforbrug forventes (med datacentrene som undtagelse) at være mere fleksible end det klassiske elforbrug.

Der er udført en række følsomhedsanalyser relateret til elforbrugets påvirkning af elforsynings sikkerheden:

- Besparelser i det ufleksible forbrug er omtalt tidligere og vil have positiv effekt.
- Øget fleksibilitet er også omtalt tidligere og har ligeledes positiv effekt (og vice versa).
- Der er gennemført et antal følsomhedsberegninger med mere Power-to-X. Disse viser en lav påvirkning af effektilstrækkeligheden, fordi Power-to-X er antaget næsten fuldt fleksibelt. Da grundberegningen kun indeholder forventede Power-to-X projekter svarende til ca. 1 pct. af det samlede elforbrug i 2030, og da effektilstrækkeligheden kun påvirkes lidt heraf, er der ikke regnet på en variant med lavere Power-to-X. Den faktiske fleksibilitet fra Power-to-X er endnu meget usikker, hvorfor der er behov for at følge udviklingen nøje og evt. foretage genberegninger i takt med, at der gøres praktiske erfaringer i de forskellige projekter.
- Der er gennemført en følsomhed med færre datacentre. Dette har en tydelig positiv effekt på elforsynings sikkerheden, da datacentre ventes at være meget ufleksible – men til gengæld har et meget stort elforbrug.
- Det er vurderet, at CCS vil have begrænset betydning for elforsynings sikkerheden, da man typisk vil kunne afkoble elforbruget til CCS i nogle timer under effektmangel.

Følsomhederne, der beskriver effekten af fleksibiliteten i elforbruget og elbesparelser, kan bidrage til at give os en indikation af, hvor væsentlig en faktor omfanget af elforbruget er for effektilstrækkeligheden.

Præcis, hvordan den grønne omstilling og elektrificeringen af vores samfund kommer til at udspille sig, er dog endnu meget uvist. Desuden kan andre faktorer fx en ændret elafgift have indflydelse på elforbruget, hvilket ligeledes udgør en usikkerhed. Denne store uvished omkring det fremtidige elforbrug bør derfor holdes for øje, når resultaterne i denne analyse betragtes.

3.3 Mulige indsatsområder

Effektilstrækkelighedsproblemer kan afværges ved at sætte ind på forskellige områder.

Hvis effektilstrækkeligheden skal påvirkes (forbedres) i fremtiden, er der en række forhold, man kan justere på. Se nedenstående figur. Flere af dem er desuden kvalificeret af forskellige følsomhedsanalyser, der fremgår ovenfor. Der er ikke i nærværende analyse taget stilling til, hvornår og i hvilket omfang effektilstrækkeligheden bør påvirkes.



4 Systemsikkerhed

Systemsikkerhed handler om at sikre stabiliteten i elsystemet både i normal drift, ved driftshændelser så som havarier, kortslutninger, lynnedslag m.v. og ved større blackouts (ukontrollerede afbrud af el-kunder). Denne opgave varetages af Energinet. Stabil drift betyder, at spænding og frekvens holder sig inden for fastsatte bånd, og at man under fejlsituationer hele tiden er klar til at håndtere den næste fejl. I visse tilfælde kan der opstå risiko for større afbrydelser. Derudover skal elsystemet kunne genstartes ved blackout. Afbrydelser relateret til systemsikkerheden på transmissionsniveau har de seneste år typisk været relativt sjældne og kortvarige og ofte relateret til mindre havarier.

Opgaven med at sikre systemsikkerheden varetager Energinet ved:

- *Nettilslutningskrav til aktørerne i elmarkedet.* De enkelte anlæg skal være robuste over for hændelser i elsystemet. Nettilslutningsprocessen indeholder en række simulerings- og beregningsbaserede analyser og en række praktiske anlægsafprøvninger. Herudover sker opfølgning på hændelser, der har ledt til uventet opførsel på et eller flere anlæg. Både beregnings- og afprøvningsmetoder videreudvikles løbende. I fremtiden forventes også løbende periodisk efterprøvnings af udvalgte anlæg.
- *Køb af systemydelser på markedet.* Det vil sige, fx ydelser til hjælp med dødstart, hvis systemet går ned, og frekvensprodukter, der bidrager med at sikre, at der er en konstant, stabil frekvens i elprismrådet (ved hjælp af op- og nedregulering af produktion eller forbrug). Et eksempel på et frekvensprodukt er det for nyligt introducerede Fast Frequency Reserve (FFR), hvor aktiveringen af ydelserne sker meget hurtigt.
- *Drift af integrerede netkomponenter* (synkronkompensatorer m.v.). Det vil sige komponenter, der kan levere andre nødvendige tekniske ydelser, som Energinet selv kan sætte op forskellige steder i nettet med det formål at sikre en stabil drift. (Der er således tale om ydelser, der ikke blot levere mere eller mindre produktion/forbrug).

4.1 Udfordringer med systemsikkerhed som led i den grønne omstilling

I takt med den grønne omstilling udfases en række af de anlæg, der i dag i høj grad er med til at sikre stabilitet i elsystemet, nemlig de centrale kraftværkers direkte tilsluttede synkrongeneratorer med stor roterende masse samt deres evne til at støtte spændingen under driftshændelser. Udfasningen af termiske kraftværker og introduktionen af store mængder sol- og vindanlæg, samt nyt forbrug fra PtX-anlæg og datacentre (inverter/konvertertilsluttede anlæg¹⁰) vil udfordre frekvensstabiliteten og den såkaldte systemstyrke. Systemstyrken udtrykker, hvor store spændingsændringer, en fejl eller forstyrrelse i elsystemet giver anledning til. Systemstyrken har tidligere været anset ækvivalent med kortslutningsstrømmen¹¹, men i et fremtidigt elsystem domineret af anlæg tilsluttet via effektelektronik (invertere og konvertere), er dette ikke længere tilfældet. Systemstyrken ventes udfordret af udfasning af de termiske værker og introduktion af flere invertere og konvertere.

Der er overordnet to løsningsmuligheder på denne problemstilling, og den optimale løsning vil formodentlig være en kombination af de to:

- Den første løsningsmulighed er, at VE-baserede anlæg som sol og vind - og på sigt også forbrugsanlæg som PtX - bidrager til at holde elsystemet stabilt. De nye anlægstyper har ikke naturligt samme stabiliserende egenskaber som kraftværkerne, men de kan i flere tilfælde, end det gøres i dag, bringes til at have dem gennem udvikling af nye kontrolsystemer. Adgangen til disse egenskaber kan så enten specificeres gennem nettilslutningskrav (anlægsegenskaber) eller tilvejebringes ved at etablere markeder (systemydelse), der motiverer anlægsejere til at etablere den ønskede funktionalitet. Der forskes og udvikles i disse teknologier i stort omfang, og deres tilgængelighed i de nye VE-anlæg forventes at blive etableret løbende over de kommende år. Det forventes også, at VE-anlæg kan bidrage til fx dødstart, idet den geografiske spredning af store havvindanlæg på sigt vil være så stor i Danmark, at ydelsen potentielt kunne skaffes alene med VE-anlæg, hvis der rettidigt stilles de rigtige krav til anlæggene.
- Den anden mulighed er at etablere yderligere integrerede netkomponenter (fx synkronkompensatorer) med særligt fordelagtige stabiliserende egenskaber. Dette kan være økonomisk fordelagtigt eller ligefrem nødvendigt for at opretholde et sikkert elsystem. Dette kan gøres for systemydelse eller anlægsegenskaber, som VE-anlæggene ikke vil være i stand til at levere, eller hvor det vil være ekstra omkostningstungt at bringe VE-anlæggene til at kunne det.

4.2 Analyseværktøjer og internationalt samarbejde

Det er nødvendigt at kunne forudsige elsystemets dynamiske opførsel fra ganske få sekunder før driftsøjeblikket til flere år frem i tid for at sikre systemsikkerheden. De analyser af stabiliteten i elsystemet, som Energinet udarbejder, er allerede i dag komplekse, og de kræver specialviden samt specialværktøjer. I takt med den grønne omstilling er det derfor nødvendigt med flere data og mere digitalisering, samt at nye analyseværktøjer udvikles, så opførslen af det fremtidige grønne elsystem kan forudsiges, hvorefter passende anlægsspecifikationer, nettilslutningskrav, fuldt integrerede netkomponenter og/eller markeder kan etableres rettidigt. I kraft af deres opgave med at sikre systemsikkerheden er Energinet i færd med at udvikle analyseværktøjer til dette formål.

¹⁰ En konverter omformer strøm fra en form til en anden. En inverter er en type konverter, som omformer jævnstrøm til vekselstrøm, hvilket bruges til fx solcelleanlæg og vindmølleanlæg.

¹¹ Kortslutningsstrømmen er den strøm, der går i et givet net-element under en kortslutning. Kortslutningsstrømmen skal ligge inden for givne intervaller for at sikre, at fx lynnedslag ikke medfører skade på elsystemet.

Der er på verdensplan et meget stort fokus på at udvikle disse analyseværktøjer, og Energinet deltager aktivt i dette arbejde i flere sammenhænge. Partnere i sådanne arbejder er andre TSO'er, softwareudviklere, anlægsudviklere, komponentproducenter samt universiteter. Danmark er ikke det eneste land i verden med en ambitiøs klimaagenda. Energinet søger samarbejde med de mest progressive lande og har som et eksempel på dette for nylig sammen med en række andre systemoperatører samt forskningsinstitutioner etableret Global Power System Transformation Consortium (G-PST). I samarbejdet deles viden og udvikles løsninger med den irske, engelske, australske, californiske og texanske systemoperatør. I arbejdet er der særlig fokus på at udvikle fremtidens analyseværktøjer, metoder til sikker integration af inverterbaserede VE-anlæg samt et arbejde omkring fremtidens kontrolcenter. Desuden arbejder Energinet tæt sammen med de nordiske TSO'er samt en række TSO'er i kontinental Europa.

Resultaterne fra disse arbejder offentliggøres og implementeres løbende, og der er ikke en slutdato på dette arbejde, der forventes at foregå løbende. Energinet forventer dog i 2023 at kunne fremlægge en vejviser for forløbet frem mod 2030 baseret på foreløbige resultater.

Det er derfor for tidligt på nuværende tidspunkt at udarbejde prognoser over hyppigheden af afbrud som følge af manglende systemsikkerhed. Energinet indregner dog - som et planlægningsmål - et afbrudsminut frem mod 2030 i Redegørelse for Elforsyningsikkerhed 2021. Det er således et meget begrænset bidrag til afbrudsminutterne, der ventes fra (manglende) systemsikkerhed, såfremt de nye udfordringer håndteres som beskrevet.

5 Nettilstrækkelighed frem mod 2030

Dette afsnit omhandler distributionsnettenes bidrag til afbrudsminutter. Afsnittet er baseret på den tekst og analyse, som Dansk Energi med udgangspunkt i oplysninger fra distributionselskaberne har leveret til Energinet til brug for Energinets Redegørelse for Elforsyningsikkerhed 2021. Der er ikke foretaget separate analyser af nettilstrækkeligheden i forbindelse med Klimaaftale-analyserne, herunder ikke for konsekvenserne af et eventuelt forbud mod fossile brændsler i fjernvarmen, eller en begrænsning af brugen af træbiomasse i el- og varmesektoren.

5.1 Historisk bidrag til afbrydelser fra distributionsnettet

I Figur 5.1 er den historiske elforsyningsikkerhed opgjort som det gennemsnitlige antal afbrudsminutter pr. elkunde (SAIDI¹²). Det fremgår af figuren, at de gennemsnitlige antal afbrudsminutter pr. år har ligget rimelig stabilt omkring 20 minutter årligt inden for de seneste 13 år. Alle afbrydelser med undtagelse af den store afbrydelse i september 2003 skyldes distributionsnettet.

Den danske elforsyningsikkerhed er en af de højeste i Europa. Det skyldes især kabellægning af luftledninger i eldistributionsnettene, som har gjort disse net mere robuste over for vejrelaterede hændelser.

Der er en tendens til en stigning i antallet af uvarslede afbrud, som især skyldes fejl på ældre 10-20 kV olie-papir-isolerede kabler (APB-kabler) og deres tilbehør (samlemuffer). Ældningen af kablerne betyder, at de er mindre robuste over for mekaniske påvirkninger (gravearbejde, trykpåvirkninger fra trafik

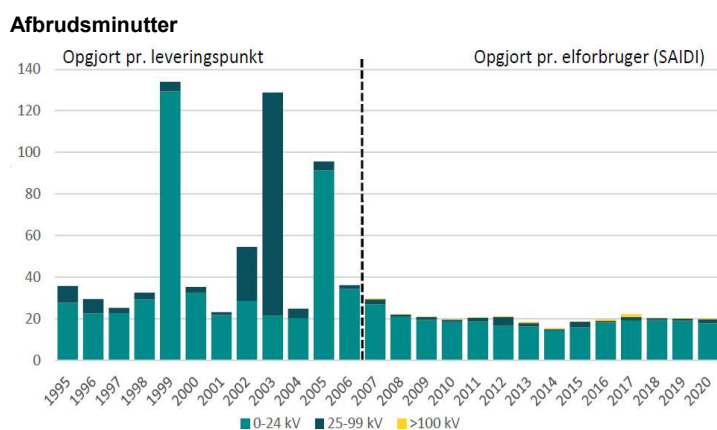
¹² SAIDI: System Average Interruption Duration Index. Det vil sige et indeks for systemets gennemsnitlige afbrudsvarighed.

og spunsning, jordforskydninger, kortslutningsstrømme, osv.) såvel som elektriske påvirkninger (drifts- og overspændinger). En anden udfordring er de overgangsmuffer, som bruges til at samle APB-kabler med de nyere PEX-kabler, og som derfor bruges i dag til reparation af fejl på APB-kabler.

Komponenter vil indledningsvis typisk have en højere, men faldende fejlfrekvens i de første år efter idriftsættelsen. Herefter falder havarihyppigheden til et lavere niveau – for så igen at stige, når komponenten bliver gammel og nærmer sig udskiftning.

Der observeres generelt en stor variation i afbrudsminutterne mellem de enkelte netselskaber, hvilket fx skyldes, hvornår den historiske udbygning af eldistributionsnettene har fundet sted. Elektrificeringen af Danmark er således geografisk sket i forskellige tempi, hvorfor eldistributionsnettene er på forskellige stadier i deres livscyklus. Dette afspejles også i forholdet mellem by og land, hvor det ofte er byanlæg, som er af ældre dato og dermed har højere fejlsandsynlighed. Det betyder, at nogle områder har ældre net end andre; og derfor også fx har flere APB-kabler end andre.

Figur 5.1: Historisk elforsyningsikkerhed



Kilde: Energinet via Dansk Energi og elnetselskabernes landsdækkende fejl- og afbrudsstatistik (ELFAS)

5.2 Forventet udvikling i afbrydelser fra distributionsnettet

I forbindelse med udarbejdelsen af Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021 har Dansk Energi sammen med distributionselskaberne til Energinet udarbejdet en fremskrivning af leveringsikkerheden i eldistributionsnettet. Fremskrivningen er baseret på en til formålet udviklet model, baseret på et datagrundlag fra syv netvirksomheder omfattende 79 pct. af elkunderne.

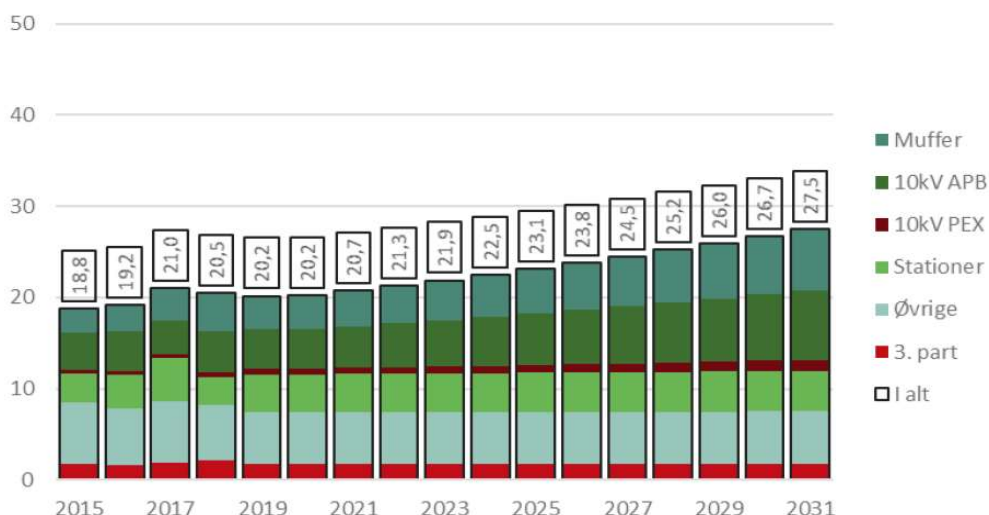
Fremskrivningen af afbrudsminutterne i modellen foretages på grundlag af input om nettenes aldersprofiler, aldersafhængige fejlsandsynligheder (dog kun for 10-20 kV kabelanlæg) og antal installerede komponenter, som bruges til at estimere stigningen i fremtidige fejl og dermed afbrudsminutter. Aldersprofilerne er baseret på input fra alle de deltagende syv netvirksomheder, som målt på 10-20 kV kabelanlæg dækker ca. 80 pct. af anlægsmassen i distributionsnettene. De aldersafhængige fejlsandsynligheder er baseret på input fra 4 netvirksomheder, som dækker 41 pct. af 10-20 kV APB-kabelanlæg og 18 pct. af 10-20 kV PEX-kabler i Danmark. De fire virksomheder dækker ca. 43 pct. af elkunderne.

Der er taget højde for øget benyttelsesgrad af nettene ved at anvende en belastningsafhængig fejlfrekvens for 10 kV-samlemuffer. For alle andre netkomponenter i modellen er der ikke medtaget en belastningsafhængig fejlfrekvens, selvom der for mange af de andre netkomponenter også må antages at være en øget fejlsandsynlighed, når belastningen stiger og nærmer sig komponenternes kapacitetsgrænser. Modelleringen af belastningens betydning er forbundet med en ikke ubetydelig usikkerhed. Dels fordi der generelt mangler gode data herfor, dels fordi der på internationalt niveau kun er fundet begrænsede studier, som beskæftiger sig med dette område. Inkludering af bidrag fra et øget elforbrug til årets fremskrivning af afbrudsminutterne er derfor et foreløbigt bud herpå, som der fremadrettet skal arbejdes videre med. Stigningen i elforbruget er taget fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2020.

Fremskrivningen, der ses i Figur 5.2, inkluderer bidrag til afbrudsminutterne fra den forventede stigning i elforbruget over de kommende år.

Figur 5.2 Prognose for udvikling i afbrudsminutter fra distributionsnettet

Afbrudsminutter



Kilde: Dansk Energi og distributionsselskabernes bidrag til Redegørelse for Elforsyningsikkerhed 2021.

Fremskrivningen viser altså en forventet stigning fra det nuværende niveau på ca. 20 minutters afbrydelser årligt til 27 minutter årligt omkring 2030. Heraf skyldes ca. 2,5 minutter øget elforbrug.

Fremskrivningen er lavet under forudsætning af et reinvesteringsniveau på 1,6 mia. kr. årligt frem mod 2031. Dette er eksklusivt ca. 200 mio. kr. til 30-50-60 kV linjer (kabler og luftledninger).

Der blev den 4. juni 2021 indgået en stemmeaftale kaldet: *En effektiv og fremadrettet elinfrastruktur til understøttelse af den grønne omstilling og elektrificeringen*. Aftalen indebærer blandt andet en ny model for regulering af netvirksomhedernes leveringskvalitet efter en samfundsøkonomisk afvejning af omkostninger ved at forbedre nettet i forhold til omkostninger for forbrugerne ved at mangle strøm. Det forventes, at den nye model for regulering af leveringskvalitet kan indebære en begrænset stigning i antallet af afbrudsminutterne fra distributionsnettet. Der foreligger ikke på nuværende tidspunkt et kvantitativt estimat, blandt andet fordi Value of lost load ikke er særlig godt kendt. Formodningen er dog, at en del af stigningen i afbrudsminutterne, som fremgår af Figur 5.2, indeholder effekten af stemmeaftalen af 4. juni 2021.

Stemmeaftalen indeholder også en række tiltag, der skal sikre rammerne for, at netvirksomhederne kan understøtte elektrificeringen ved at balancere mellem rettidige og effektive investeringer og omkostningseffektiv drift. Tiltagene omfatter implementering af et elektrificeringstillæg ved en kombination af en automatisk indikator og ansøgningsbaserede tillæg, en analyse af, om netvirksomhederne har strukturelt stigende investeringsomkostninger, grundet fx en øget digitalisering, som ikke håndteres i den økonomiske regulering og en analyse af digitalisering i eldistributionsnettet. Tiltagene vurderes at bidrage til en fortsat høj leveringskvalitet, og kan dermed have en positiv effekt på nettilstrækkeligheden og dermed forsyningsikkerheden.

Fremskrivningen dækker over regionale forskelle. I Vestdanmark forventes en stigning fra ca. 16 minutter i dag til ca. 20 minutter i 2030. I Østdanmark forventes en stigning fra ca. 25 minutter i dag til ca. 38 minutter i 2030. Forskellen mellem Vestdanmark og Østdanmark forklares af nettenes alder. Det skal her pointeres, at der er spredning mellem de enkelte selskaber i de to områder, og derfor er der selskaber i Vestdanmark, som passer bedre ind i fremskrivning for Østdanmark og omvendt.

Der er i fremskrivningen inkluderet et tiltag, hvor der anvendes fjernbetjente og –overvågede netstationer. Disse netstationer kan bidrage til at reducere afbrudsminutterne forbundet med visse typer af uvarslede afbrud. Anvendelsen af fjernbetjente og -overvågede netstationer vil alene have en effekt på *varigheden* af uvarslede afbrud grundet fejl på 10-20 kV-kabelanlæg, som er den primære bidragsyder til den forventede stigning i afbrudsminutterne frem mod 2031. Tiltaget vurderes derfor at være et effektivt middel, som da også allerede i dag anvendes af netselskaber til at håndtere en forventet stigning i afbrudsminutterne. Derimod vil *hyppigheden* af uvarslede afbrud være upåvirkede.

Ved frivilligt at sænke eller afbryde elforbrug i perioder med høj belastning vil forsyningsikkerheden kunne forbedres. Konkret kan det ske ved at give elkunderne incitament til at sænke forbruget på tidspunkter, hvor nettet er særligt belastet – fx ved tidsdifferentierede tariffer eller ved markedsløsninger for fleksibilitet, fx aftaler med aggregatorer eller operatører af batterier. Der kan også være tale om afbrydelighedsaftaler med enkelte kunder. Flexibilitetsprodukter indeholder dog også en vis risiko: Hvis en fleksibilitetsydelse ikke leveres på et krævet tidspunkt, kan det medføre øgede afbrudsminutter, fordi nogle elkunder vil skulle udkobles for at beskytte nettet (brown out). Øget fleksibilitet indgår ikke i fremskrivningen af nettilstrækkelighed nævnt ovenfor.

Andre forhold såsom hyppigere ekstreme vejrhændelser fx stormflodsoversvømmelser er ikke inkluderet i vurderingen. Disse hændelser forventes også at kunne påvirke antallet af afbrudsminutter. Omvendt tages der heller ikke højde for de positive effekter af effektivisering og innovation. De fjernaflæste elmålere, der stort set er fuldt udrullet hos alle kunder, vil give betydelig bedre viden om belastningen af elnettet, hvilket vil muliggøre målrettede investeringer og flere driftsløsninger, der kan sættes ind midlertidigt.

Fremskrivningen er gennemført samlet for Danmark og med udgangspunkt i det samlede investeringsbudget for alle netselskaber under ét.

Ligesom i distributionsnettene, er der også på transmissionsniveau brug for store reinvesteringer i elnettet i de kommende år. Selvom størstedelen af afbrudsminutterne historisk kan tilskrives distributionsnettene, så vil afbrud i transmissionsnettet potentielt kunne få store konsekvenser. Energinet har

ansvaret for, at der sker de nødvendige reinvesteringer i elnettet for at opretholde en høj nettilstrækkelighed på transmissjonsniveau.

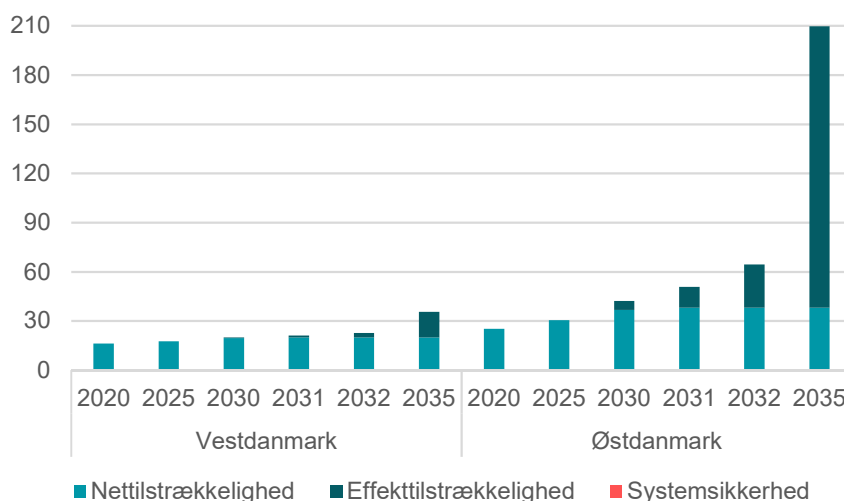
6 Samlet elforsyningssikkerhed frem mod 2035

Overordnet set er den danske elforsyningssikkerhed i dag en af de højeste i Europa, og der forventes kun et svagt stigende niveau årtiet ud, forårsaget af lidt flere afbrudsminutter fra nettet. Elforsyningssikkerheden forventes dog udfordret af flere forskellige tendenser, når vi kommer hen på den anden side af 2030. Det skyldes generelt det øgede elforbrug, som elektrificeringen af samfundet forårsager, lukningen af termiske kraftværker og en større andel sol- og vindenergi i elproduktionen, som placeres decentralt, og som er mindre regulerbar sammenlignet med termiske kraftværker.

Foringelsen af elforsyningssikkerheden efter 2030 forventes hovedsageligt at skyldes effektmangel, men bidrag fra elnettet og forringet systemsikkerhed kan forekomme.

Figur 6.1: Det samlede antal forventede afbrudsminutter i Øst- og Vestdanmark i udvalgte år

Afbrudsminutter



Anm.: For effektilstrækkeligheden vises resultatet af grundberegningen. For nettilstrækkeligheden er antallet af afbrudsminutter antaget at være uændret efter 2031. Fsva. 2020-tallene, er der tale om det historiske antal gennemsnitlige afbrudsminutter pr. elforbruger, mens resten er forventede afbrudsminutter.

Systemsikkerheden udfordres af færre kraftværker, der kan tilbyde stabilitetsydelse, og tilslutningen af flere VE-anlæg i systemet. Energinet arbejder ad flere veje på at sikre systemsikkerheden også i et system baseret på VE. Der arbejdes samtidigt på at udvikle modeller til at vurdere omfanget af fremtidige afbrydelser fra manglende systemsikkerhed, men på nuværende tidspunkt er modellerne ikke færdigudviklede. Det vurderes dog umiddelbart, at der ikke vil komme en kraftig stigning i afbrydelser på grund af systemsikkerhedsbrister.

Nettilstrækkeligheden udfordres af et elnet, der står foran reinvesteringer og et øget elforbrug, samt flere decentralt tilsluttede elproduktionsanlæg. Den forventede stigning i afbrudsminutter, der er præsenteret oven for, er moderat, da det forventes at stige fra det nuværende niveau på ca. 20 minutter til omkring 28 minutter i 2031. Det skal dog nævnes, at en elektrificering af fjernvarmesektoren som følge af eventuelle initiativer om fossilt forbud og begrænset træbiomasse i el- og fjernvarmen ikke er medtaget i analysen af nettilstrækkeligheden, hvilket kan vise sig at skabe større problemer i nettet.

Effekttilstrækkeligheden forventes derimod at forværres væsentligt frem til 2035, hvor beregninger på modellen Sisyfos viser en stigning fra det nuværende niveau på nul afbrudsminutter om året til ca. 170 i Østdanmark. Denne stigning er med afsæt i den grundberegning, der er foretaget på baggrund af Energistyrelsens data fra Klimastatus- og fremskrivning 2021 og ENTSO-Es udlandsdata fra Midterm Adequacy Forecast 2020.

Ser man på de følsomhedsberegninger, der er foretaget i analysen, er der en del elementer, som kan forværre udfaldet yderligere, herunder særligt et eventuelt forbud mod olie og naturgas i fjernvarmen og en eventuel begrænsning af træbiomasse i el- og fjernvarmen, samt hvis energiøerne og de dertilhørende udlandsforbindelser ikke bliver en realitet.

Dog er der også forhold, som kan forbedre effekttilstrækkeligheden, herunder øget fleksibelt elforbrug, forbedrede udlandsforbindelser og elbesparelser på det elforbrug, der ikke er fleksibelt.

Der er mange faktorer, som der kan herske stor usikkerhed omkring, når der foretages beregninger af denne art, og derfor kan resultaterne være både en undervurdering af problemerne eller en overvurdering. Men der ses ikke desto mindre tegn på, at forsyningssikkerhed i Danmark vil forringes, medmindre der iværksættes afhjælpende initiativer.