

ENERGINET

REDEGØRELSE FOR
ELFORSYNINGSSIKKERHED

2021



Resumé

Ifølge *Lov om elforsyning*¹ har klima-, energi- og forsyningsministeren ansvaret for elforsyningssikkerheden og fastsætter niveauet herfor. Energinet skal, ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.*², årligt udarbejde en redegørelse for elforsyningssikkerheden til ministeren med en anbefaling om niveauet for elforsyningssikkerhed.

Energinet giver i *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2021* en anbefaling af et niveau for fremtidens elforsyningssikkerhed. Herudover beskrives den forventede udvikling i elforsyningssikkerheden. Anbefalingen og beskrivelsen af udviklingen er udarbejdet efter dialog med netvirksomhederne, som står for elforsyningen på de lavere spændingsniveauer i elnettet.

Energinet anbefaler et samlet planlægningsmål for 2031 på i alt 35 afbrudsminutter. Planlægningsmålet er sammensat af to elementer:

- Energinets anbefaling vedrørende effekttilstrækkelighed og eltransmissionsnettet på i alt 7 afbrudsminutter i 2031.
- Netvirksomhedernes fremskrivning til 28 afbrudsminutter i 2031 på eldistributionsniveau.

Energinet fastholder således ambitionen udtrykt i sidste års anbefaling, og som ministeren i februar 2021 fastsatte som planmål for 2030. Det nuværende niveau er på ca. 20 afbrudsminutter pr. år, svarende til, at danskerne har strøm i kontakterne i gennemsnitligt 99,996 pct. af tiden. Planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter svarer til en elforsyningssikkerhed på 99,993 pct. Selvom ændringen i absolutte minutter synes stor, er den overordnede ændring i elforsyningssikkerhed målt i procent marginal.

Planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter pr. år i 2031 afspejler en balance mellem Energinets vedholdende fokus på at opretholde en høj elforsyningssikkerhed og de udfordringer, der forventes i det samlede elsystem. I de kommende år ser Energinet et aldrende elnet både på eldistributions- og eltransmissionsniveau samt en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed som to væsentlige opmærksomhedspunkter i forhold til opretholdelse af en høj elforsyningssikkerhed frem mod 2031.

Energinets anbefaling på eltransmissionsniveau på i alt 7 afbrudsminutter bygger på analyse og fremskrivning af effekttilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og robusthed i eltransmissionsnettet:

- 5 afbrudsminutter relateret til manglende effekttilstrækkelighed, det vil sige manglende evne til at dække den samlede efterspørgsel efter el.
- 1 afbrudsminut relateret til nettilstrækkelighed, som udtrykker eltransmissionsnettets evne til at levere strøm til elforbrugerne.
- 1 afbrudsminut relateret til robusthed, som dækker over eltransmissionsnettets evne til at modstå pludselige forstyrrelser eller udfald.

Gennemsnitligt har der over de sidste 10 år været mindre end ét afbrudsminut om året i eltransmissionsnettet.

¹ Bekendtgørelse af lov om elforsyning, LBK nr. 984 af 12/05/2021.

² Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. BEK nr. 1067 af 28/05/2021.

Målet på 28 minutter på eldistributionsniveau bygger på netvirksomhedernes fremskrivning af antallet af afbrudsminutter og ligger på samme niveau som tidligere fremskrivninger. Over den sidste 10-års periode har der i gennemsnit været ca. 20 afbrudsminutter om året i eldistributionsnettene.

Analyserne i denne redegørelse viser i lighed med tidligere år en stigende risiko for effektmangel. Dette er især relateret til nedgang i den termiske kapacitet og en generel stigning i elforbruget. Beregninger af effektilstrækkelighed er forbundet med usikkerheder, især på længere sigt. Energinets beregninger af effektilstrækkelighed er derfor suppleret med en række følsomhedsberegninger for at illustrere relevante potentielle situationer for effektilstrækkeligheden i fremtiden.

Energinet arbejder fortsat med at imødegå udfordringen med effektilstrækkelighed med markedstiltag og udlandsforbindelser. Effekten af tiltag, der kan påvirke elforsynings sikkerheden, viser sig typisk først over tid. Med stigende elpriser i situationer med en presset effektilstrækkelighed forventes markedet at reagere med større fleksibilitet. Energinet følger og underbygger denne fleksibilitet og elmarkedets understøttelse af effektilstrækkeligheden – blandt andet igennem en monitorering af forbrugsfleksibiliteten i elmarkedet.

Hvis udviklingen i elmarkedet trods udvikling og implementering af markedstiltag ikke viser sig i stand til at understøtte en acceptabel effektilstrækkelighed på længere sigt, er det fortsat Energinets vurdering, at en midlertidig strategisk reserve kan være et velegnet værktøj.

Det er samtidig vigtigt at iagttage den internationale udvikling. Det danske eltransmissionssystem er tæt forbundet med nabolandenes eltransmissionssystemer, hvilket understøtter den danske elforsynings sikkerhed i dag. En væsentlig opdatering af beregningsforudsætninger i dette år redegørelse er relateret til vores nabolandes energisystemer. Opdatering af forudsætninger giver nye resultater, og det opdaterede datagrundlag for Danmark og især for udlandet betyder, at effektilstrækkeligheden på tværs af Europa og også i Danmark generelt vurderes væsentligt bedre omkring 2030 sammenlignet med tidligere redegørelser.

Den mere gunstige position vedrørende effektilstrækkelighed omkring 2030 og 2031 ændrer dog ikke ved udsigterne til øget risiko for manglende effektilstrækkelighed på længere sigt. Udfordringen forventes at være større i Øst- end i Vestdanmark, hvilket især skyldes, at forbindelserne til udlandet og dermed muligheden for at trække effekt udefra er større i Vest- end i Østdanmark

Det danske elsystem er underlagt europæisk elmarkedsregulering, og det forventes, at fælles EU-regler til vurdering af effektilstrækkelighed vil få større betydning for arbejdet med elforsynings sikkerhed og dermed også for kommende års redegørelser.

I forhold til sikring af nettilstrækkeligheden er det Energinets vurdering, at det fortsat er nødvendigt at have et stort fokus på reinvesteringer for at udbedre det aldrende elnet. Energinet anbefaler som minimum at fortsætte reinvesteringerne på det planlagte niveau.

Desuden skal Energinets vigtige arbejde med fortsat sikring af høj robusthed i elsystemet understreges. Ud over den udvikling, som ses på effektilstrækkelighed, betyder den grønne omstilling og den tilhørende udfasning af kraftværker, at en række af de anlæg, der i dag i høj grad er med til at sikre systemsikkerheden i elsystemet, udfases. Kraftværkernes store roterende masse samt deres evne til at støtte spændingen under hændelser er med til at holde elsystemet stabilt. Der er således brug for, at andre anlæg og nye teknologier kan overtage denne rolle, efterhånden som kraftværkerne udfases. Energinet arbejder derfor for, at andre anlæg kan bringes i spil for at sikre systemsikkerheden i elsystemet.

Energinet vægter fortsat elforsyningsikkerheden særligt højt i fastsættelsen af sin anbefaling, samtidig med at Energinet har stort fokus på økonomisk optimering og Danmarks klimamålsætninger. Vægtningen af en høj elforsyningsikkerhed sker på trods af, at de overordnede rammer i form af elnettets alder og en usikkerhed om effektilstrækkelighed på længere sigt vil udfordre det nuværende lave antal afbrudsminutter.

Indhold

1. Anbefaling	7
2. Hvad er elforsyningssikkerhed?	14
2.1 Elforsyningssikkerhed og elnettets opbygning	15
3. Status på elforsyningssikkerheden	17
4. Udvikling af elforsyningssikkerheden	20
4.1 Analyseforudsætninger til Energinet 2020	20
4.2 Forventet udvikling i elforsyningssikkerheden	21
4.2.1 Effekttilstrækkelighed	22
4.2.1.1 Elmarkedet.....	27
4.2.2 Eltransmissionsnettet.....	29
4.2.3 Eldistributionsnettene	32
4.3 Særlige hændelser – afvigelser fra den forventede udvikling	36
5. Mulige tiltag til påvirkning af elforsyningssikkerheden	39
5.1 Effekttilstrækkelighed og elmarkedet.....	39
5.2 Eltransmissionsnettet	41
5.2.1 Reinvestering.....	41
5.2.2 Nye netprodukter	42
5.2.3 Sikring af robusthed	43
5.2.4 Udlandsforbindelser	44
5.3 Eldistributionsnettene.....	45
5.3.1 Ændring af reinvesteringsniveauet	45
5.3.2 Investering i fjernbetjente og -overvågede netstationer	46
5.3.3 Øvrige tiltag til påvirkning af antallet af afbrudsminutter	47
5.4 Mulige ændringer af niveauet for elforsyningssikkerhed	48
6. Appendiks A. Effekttilstrækkelighed	51
6.1 Baggrund for vurderinger af effekttilstrækkelighed	51
6.2 Forudsætningerne for prognose for effekttilstrækkelighed	52
6.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark	52
6.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i udlandet.....	55
6.2.3 Andre forudsætninger	56
6.3 Prognose for effekttilstrækkelighed	57
6.4 Prognosens robusthed for effekttilstrækkelighed	60
6.4.1 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed.....	61
6.4.2 Følsomheder på effekttilstrækkelighed	63
6.4.3 Perspektivering til europæiske vurderinger	68
7. Appendiks B. Ordliste	70

Forord

I *Lov om elforsyning* og i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* er specificeret en række krav til Energinets årlige redegørelse for elforsyningsikkerhed, herunder at Energinet afgiver en anbefaling for et niveau for fremtidens elforsyningsikkerhed. Denne redegørelse bygger videre på sidste års *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020*.

Energinet har i lighed med sidste år adspurgt netvirksomhederne om deres forventning til udviklingen i elforsyningsikkerheden i eldistributionsnettene. Det er Energinets vurdering, at netvirksomhedernes fremskrivning i denne redegørelse bygger på et bredere datagrundlag end ved sidste års redegørelse og er et godt udgangspunkt for videreudvikling og præcisering af den forventede udvikling i elforsyningsikkerheden i eldistributionsnettene.

Redegørelsen er sendt til klima-, energi- og forsyningsministeren den 15. november 2021, og den samlede anbefaling er sammensat af Energinets anbefaling på eltransmissionsniveauet og en videregivelse af netvirksomhedernes fremskrivning på eldistributionsniveau.

Energinet forventer i de kommende år fortsat at udvikle sine metoder til fastsættelse af anbefalingen for at kunne kvalificere det grundlag, redegørelsen hviler på. Energinet forventer desuden, at fælles EU-beregningsmetoder til vurdering af effektilstrækkelighed vil få stadig større betydning for arbejdet med forsyningsikkerheden og dermed for kommende års redegørelser.

Energinets fremskrivninger af effektilstrækkelighed i denne redegørelse er udarbejdet på basis af Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2020 og et samlet og opdateret datagrundlag for vores nabolandes energisystemer. Hertil er der gennemført en række følsomhedsberegninger.

Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021 er et udtryk for Energinets faglige vurderinger. Hertil kommer selvstændige bidrag fra netvirksomhederne. Vurderingerne deles ikke nødvendigvis af klima- energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne.

Læsevejledning

Kapitel 1 beskriver Energinets anbefaling af niveau for elforsyningsikkerhed og de tiltag, der vurderes nødvendige for at opnå anbefalingen.

Kapitel 2 beskriver og definerer elementerne i elforsyningsikkerhed.

Kapitel 3 beskriver de vigtigste nøgletal for elforsyningsikkerheden. Der henvises i øvrigt til den selvstændige rapport om afbrudsstatistik for 2020 "Elforsyningsikkerhed 2020".

Kapitel 4 beskriver den forventede udvikling af elforsyningsikkerheden sammen med en uddybning af de tiltag, der vurderes nødvendige for at opnå anbefalingen.

Kapitel 5 beskriver dels mulige tiltag, der yderligere kan iværksættes for at understøtte anbefalingen, dels potentielle mulige tiltag, der kan iværksættes, hvis det ønskes at forfølge en anden planlægningsmålsætning, der afviger fra anbefalingen.

Appendiks A beskriver baggrund, prognoser og følsomhedsberegninger i relation til vurdering af effektilstrækkelighed.

1. Anbefaling

Fremtidens elforsyningssikkerhed i en grøn og international ramme.

Et fremtidigt fortsat højt niveau for elforsyningssikkerhed skal sikres samtidigt med hensynet til Danmarks klimamålsætning og samfundsøkonomi. Afvejningen af disse tre hensyn sker inden for den grønne og internationale ramme, der omgiver den danske elforsyning. Energinet arbejder med at løse dette, energiens trilemma, og Energinet arbejder således for at omstille energisystemet til vedvarende energi med en høj forsyningssikkerhed og til en pris, der kan betales.

Elsystemet er under forandring med mere vedvarende og samtidigt fluktuerende energiproduktion samt færre termiske værker. Hertil kommer en øget elektrificering af samfundet og øget sektorkobling, PtX-anlæg og energiøer, som er under planlægning. Den grønne omstilling forandrer elsystemet, både i Danmark og i vores nabolande, og rammerne for at sikre elforsyningssikkerheden er dermed også under forandring.

Danmark har i dag en meget høj elforsyningssikkerhed, også i en international sammenligning. Det har været tilfældet i en lang årrække. Samtidig har Danmark øget andelen af elforsyningen fra vedvarende energikilder til i dag samlet omkring 67 pct., og andelen forventes at stige yderligere frem mod 100 pct. VE-dækning i 2030.

Den fortsatte udbygning med vedvarende og fluktuerende energikilder og den samtidige udfasning af regulerbar termisk kapacitet betyder imidlertid, at der på langt sigt må forventes en øget risiko for, at der i elsystemet i særligt belastede situationer kan opstå risiko for manglende effekttilstrækkelighed. Det vil sige en manglende evne til fuldt ud at dække den samlede efterspørgsel fra elforbrugerne i Danmark.

Det danske eltransmissionsnet har i mange år været forbundet til nabolandene via en række udlandsforbindelser. Flere udlandsforbindelser er under etablering og planlægning, herunder energiøprojekter med tilhørende udlandsforbindelser. Dette styrker elforsyningssikkerheden, om end at muligheden for at trække effekt fra vores nabolande mindskes, i takt med at Danmarks nabolande også ser ind i en fremtid med mindre regulerbar termisk kraft.

De fluktuerende vedvarende energikilder, ofte med placeringer langt fra forbrugsstederne, stiller krav til elnettets robusthed og fleksibilitet. Ligeledes er det nødvendigt med forstærkning i elnettet, da mere og mere elektricitet i fremtiden skal transporteres igennem det. Sammenholdt med den nødvendige fornyelse og vedligeholdelse af et aldrende elnet er fortsatte investeringer i elnettet både på distributions- og transmissionsniveau derfor nødvendige.

Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed.

Klima-, energi- og forsyningsministeren fastsatte den 11. februar 2021 et planlægningsmål på 35 afbrudsminutter for 2030. På baggrund af de nye analyser med et opdateret datagrundlag i årets redegørelse fremlægger Energinet en række fremskrivninger gældende til og med 2031. Det er Energinets anbefaling for 2031 at fastholde planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter.

Planlægningsmålet er udtrykt som det gennemsnitlige antal afbrudsminutter for den danske elforbruger i 2031, og et planlægningsmål på 35 afbrudsminutter svarer til en elforsyningssikkerhed på 99,993 pct. De danske elforbrugere har i de sidste ca. 10 år oplevet i gennemsnit ca. 20-21 afbrudsminutter pr. år., hvilket svarer til en elforsyningssikkerhed på 99,996 pct. Der er altså tale om en marginal ændring i elforsyningssikkerheden frem mod 2031.

Den forventede stigning i antallet af afbrudsminutter udtrykker de udfordringer, som elforsyningen står overfor i de kommende år.

Det er Energinets vurdering, at det for samfundet vil være uforholdsmæssigt dyrt at opretholde det helt samme høje elforsyningsniveau som hidtil. Det er desuden Energinets vurdering, at selvom elforbrugere i enkelte situationer kan komme til at opleve flere afbrudsminutter, qua stigningen fra gennemsnitligt ca. 20 til 35 afbrudsminutter, så vil den danske samfundsøkonomi ikke blive væsentligt påvirket af en ændring i elforsyningssikkerheden fra de nævnte 99,996 pct. til 99,993 pct.

Anbefalingen opdelt på eltransmissions- og eldistributionsniveau

Frem mod 2031 forventes både i eltransmissionsnettet og i eldistributionsnettene en stigning i det gennemsnitlige antal afbrudsminutter, en kunde oplever pr. år, og dermed en vis nedgang i elforsyningssikkerheden.

Udfordringerne er overvejende relateret til et aldrende elnet, hvilket særligt i eldistributionsnettene forventes at give anledning til en stigning i antallet af afbrudsminutter. Udfordringen med et aldrende elnet ses dog både i eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene, hvor der fortsat er et betydeligt behov for reinvesteringer. Fremskrivningerne i denne redegørelse bygger på, at reinvesteringer i både eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene fortsætter som planlagt.

Desuden vil det stigende elforbrug og den fortsatte udfasning af termisk kapacitet og indfasning af fluktuerende vedvarende energi udfordre effekttilstrækkeligheden på længere sigt. Det fordrer en nøje overvågning af situationen, og at fokus rettes på elmarkedets understøttelse af effekttilstrækkeligheden og en forøget elforbrugsfleksibilitet. Det er fortsat Energinets anbefaling at imødegå udfordringen med effekttilstrækkelighed med markedstiltag og udlandsforbindelser.

Planlægningsmålet er opstillet for et "normalt år", og elnettet dimensioneres ikke efter helt at undgå "særlige hændelser". Men det skal understreges, at Energinet og netvirksomhederne har fokus på elforsyningssikkerheden i bred forstand, og at Energinet løbende arbejder på at optimere driften af elnettet i forhold til at sikre robustheden, samt at Energinet bruger driftshændelser som et læringspunkt til forbedring af eltransmissionsnettet.

Risiko for særlige hændelser

Særlige hændelser er hændelser, der ligger ud over det, som elnettet er dimensioneret til. Risikoen for særlige hændelser er derfor en faktor, som ligger ud over det anbefalede planlægningsmål. To eksempler på særlige hændelser med store afbrud til følge indtraf i 1999 og 2003 og skyldtes henholdsvis orkan og en særlig hændelse (fejlkombination) i det svenske elsystem.

Det er ikke muligt at forudse og tage højde for samtlige mulige kombinationer af hændelser i planlægningen af elsystemet, uden at det vil have store samfundsøkonomiske omkostninger. Det vil i sidste ende være en afvejning mellem, hvilke risikoscenarier man vælger at gardere sig imod og omkostningerne ved at foretage garderingerne.

Den samlede anbefaling på 35 afbrudsminutter fordeler sig således på effekttilstrækkelighed, eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene:

Effekttilstrækkelighed og eltransmissionsnettet: 7 afbrudsminutter.

Dette mål bygger på Energinets analyse og fremskrivning af effekttilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og robusthed i elnettet.

- 5 afbrudsminutter relateret til manglende effekttilstrækkelighed, det vil sige manglende evne til at dække den samlede efterspørgsel efter el.
- 1 afbrudsminut relateret til nettilstrækkelighed, som udtrykker eltransmissionsnettets evne til at levere strøm til forbrugerne.
- 1 afbrudsminut relateret til robusthed, som dækker over eltransmissionsnettets evne til at modstå pludselige forstyrrelser eller udfald.
- 0 minutter relateret til manglende IT-sikkerhed.

Gennemsnitligt har der over de sidste 10 år været mindre end ét afbrudsminut om året i eltransmissionsnettet.

Eldistributionsnettene: 28 afbrudsminutter.

Dette mål bygger på netvirksomhedernes fremskrivning af antal afbrudsminutter. Frem til i dag har der i gennemsnit over den sidste 10-års periode været ca. 20 afbrudsminutter om året i eldistributionsnettene.

I henhold til Bekendtgørelsen om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv. har Energinet adspurgt netvirksomhederne om deres forventning til udviklingen i elforsyningssikkerheden i eldistributionsnettene. Energinet har modtaget materiale fra netvirksomhederne via Dansk Energi, herunder et baggrundsnotat om data og metodik i netvirksomhedernes fremskrivning af afbrudsminutter.

Energinet videregiver netvirksomhedernes fremskrivning til forventeligt knap 28 afbrudsminutter i 2031. Energinet bemærker, at netvirksomhedernes fremskrivning bygger på en videreførelse af det nuværende reinvesteringsniveau i eldistributionsnettene på i alt 1,8 mia. kr. årligt.

Årets fremskrivning for eldistributionsnettene er på samme niveau som fremskrivningerne i redegørelserne for elforsyningssikkerhed 2019 og 2020. Det er Energinets vurdering, at netvirksomhedernes fremskrivning bygger på et bredere og geografisk mere dækkende datagrundlag end sidste års redegørelse. Det er imidlertid også Energinets vurdering, at der fortsat er en vis usikkerhed forbundet med fremskrivningen, idet ikke alle komponenttyper i nettet er præcist vurderet i forhold til fremtidige fejlrisici, samt at den indregnede elforbrugsstigning er forbundet med usikkerhed. Dog vurderer Energinet tillige, at der med metodeudviklingen og et forventet bedre datagrundlag er et godt grundlag for yderligere forbedring af fremskrivningerne i de kommende års redegørelser.

Opdateret datagrundlag ændrer den forventede udvikling frem mod 2030/2031.

Energinets fremskrivninger i denne redegørelse bygger blandt andet på Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2020 (AF20). Disse beregningsforudsætninger dækker i modsætning til AF19, der blev brugt i sidste års redegørelse, en række klimatiltag, jævnfør den danske 70 pct. målsætning. Dog må der forventes flere klimatiltag, der på længere sigt kan betyde udfasning af yderligere termisk kapacitet og dermed reducere effekttilstrækkeligheden.

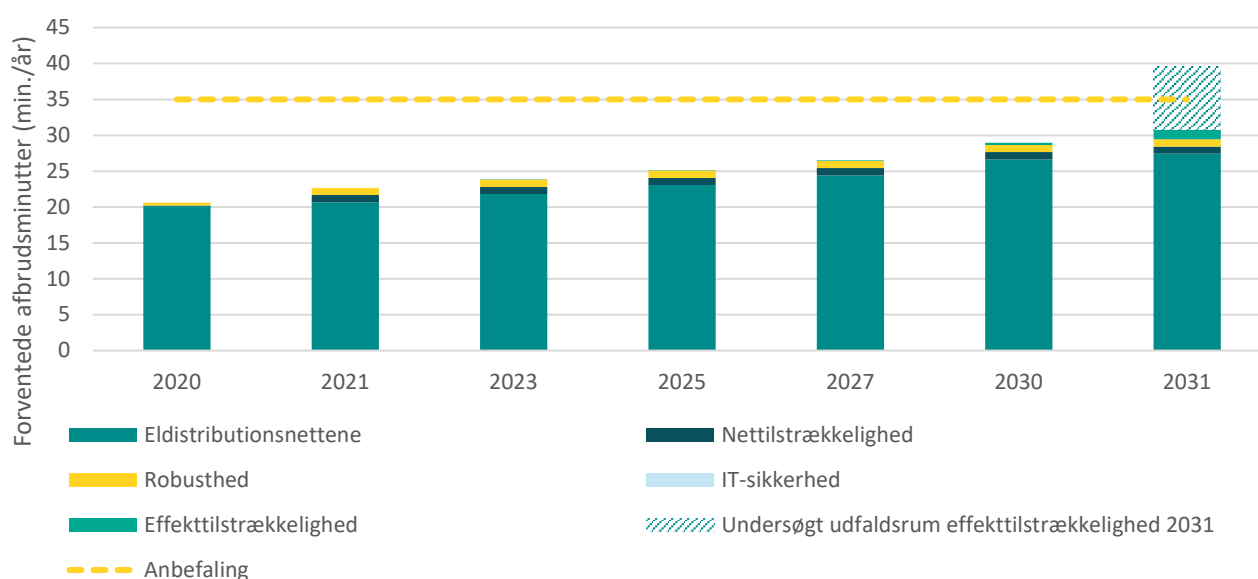
Beregningsdata for vores nabolandes energisystemer, som har stor betydning for elforsyningssikkerheden i Danmark, er blevet opdateret i forhold til sidste års analyser. Opdateringen af udlandsdata har afgørende betydning for, at antallet af afbrudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed i 2030/31 er lavere end sidste års analyser.

Energinets datagrundlag er i overensstemmelse med ENTSO-E's vurdering af effekttilstrækkelighed, MAF20, frem mod 2030 (MAF er forkortelsen for Midterm Adequacy Forecast, og ENTSO-E er den europæiske sammenslutning af TSO'er). For første gang er det med *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2021* muligt at basere fremskrivningen af effekttilstrækkeligheden på en samlet og opdateret datasamling fra en europæisk effekttilstrækkelighedsvurdering frem mod 2030. Fremover er det planen, at der hvert år vil blive udarbejdet opdaterede effektvurderinger i regi af ENTSO-E med

10-årige planlægningshorisonter. I forhold til sidste års analyser er der desuden opdateret en række specifikke beregningsforudsætninger i relation til forbrug og kraftværksproduktion i Danmark.

Opdatering af forudsætninger giver nye resultater, og det opdaterede datagrundlag i MAF20 betyder, at effektilstrækkeligheden på tværs af Europa generelt vurderes væsentligt bedre i dette års redegørelse sammenlignet med tidligere redegørelser for elforsyningsikkerhed 2019 og 2020.

For Danmark er antallet af afbrudsminutter relateret til effektmangel lavere i 2030 og 2031 for både Vest- og Østdanmark (DK1 og DK2), set i forhold til sidste års beregninger. Det forventede antal afbrudsminutter i dette års analyser er vist i nedenstående figur sammen med det anbefalede planlægningsmål.



Figur 1 Forventet antal afbrudsminutter i det danske elsystem frem til 2031, jævnfør redegørelsens prognose (basis-scenarie), inklusive energigør. Udviklingen er nærmere beskrevet i afsnit 4.2.1. Sammen med fremskrivningen er det anbefalede planlægningsmål markeret i figuren. Det undersøgte udfaldsrum for effektilstrækkelighed 2031 er baseret på den i redegørelsen belyste partielle følsomhed med flest afbrudsminutter. Det illustrerede udfaldsrum er således ikke det faktiske udfaldsrum for afbrudsminutter, som kan opstå i 2031 grundet manglende effektilstrækkelighed. Dette skyldes blandt andet, at det anbefalede planlægningsmål er for et "normalt år", hvilket vil sige, at særlige hændelser ikke vil være dækket heraf. Dog er der i fremskrivningen af den forventede udvikling i effektilstrækkeligheden inkluderet alle sandsynlige hændelser for udfald i kombination med fx ekstreme klimaår.

I redegørelsens afsnit 4.2.1 og Appendiks A er beregningerne nærmere beskrevet sammen med følsomhedsberegningerne. Fremskrivningen af afbrudsminutter relateret til effektilstrækkelighed viste sidste år 35 afbrudsminutter i 2030, mod dette års fremskrivning til 0-10 afbrudsminutter i 2031, jf. de undersøgte følsomheder. Det bemærkes, at beregninger af effektilstrækkelighed er forbundet med usikkerhed, specielt på længere sigt, og at de absolutte effektilstrækkelighedsresultater skal tolkes med varsomhed.

Tiltag for at opnå planlægningsmålet i 2031

Med et planlægningsmål er der tale om en overordnet målsætning, der søges realiseret gennem opfølgende beslutninger. Effekten af de tiltag og udviklingstendenser, der kan påvirke elforsyningsikkerheden, viser sig først over tid.

Igangværende og forventede tiltag for at opnå anbefalingen er samlet i nedenstående Tabel 1.

Netvirksomhederne	
Nettilstrækkelighed og robusthed	<ul style="list-style-type: none"> - Reinvesteringsplaner. - Fjernkontrol installeres på netstationer. - Implementering af asset management-systemer og digitalisering, som kan hjælpe med ressourceoptimering i vedligehold og investeringer.
Energinet	
Effekttilstrækkelighed	<ul style="list-style-type: none"> - Initiere, implementere og udvikle markedsreformer: <ul style="list-style-type: none"> o Implementering af aggregatorrolle i elmarkedet (2021-2022). o Forhøjelse af prislofter i elmarkedet (day-ahead-, intraday- og regulerkraftmarkederne). o Markedskobling af reservemarkeder for at understøtte effekttilstrækkelighed. - Levering af kapacitetsreserver fra VE-kilder (2021). - Understøtte forbrugsfleksibilitet (monitorering er igangsat). - Fortsat vurdering af en eventuel midlertidig strategisk reserve. - Fokus på investeringer/levetidslængelser af aldrende udlandsforbindelser. - Vurdering af mulige udlandsforbindelser i forbindelse med energier.
Nettilstrækkelighed	<ul style="list-style-type: none"> - Gennemføre investeringer for at imødegå effekten af det aldrende elnet. - Øget risikovillighed ved i lokale situationer at afvige fra N-1 princippet i kortere perioder, fx under investeringer og revision, hvis dette vurderes at være den samfundsøkonomisk bedste løsning. - Udbygge elnettet, så elnettet kan aftage og flytte elektriciteten fra nye elproduktionsenheder til elforbrugeren.
Robusthed	<ul style="list-style-type: none"> - Afklare risici ved flere inverterbaserede anlæg og færre traditionelle anlæg samt gennemføre tiltag til at reducere risici. - Udnytte automatisering til at kunne drive nettet tættere på kanten. - Øge beredskab og vedligeholdet på kritiske komponenter for at forlænge levetiden.
IT-sikkerhed	<ul style="list-style-type: none"> - Fortsat løbende kvalitetssikring af IT-systemer.

Tabel 1 Oversigt over igangværende og forventede tiltag til at opretholde en høj elforsyningsikkerhed, jævnfør planlægningsmålet. Tiltagene er beskrevet nærmere i kapitel 4.

Energinet vurderer, at allerede igangsatte og forventede tiltag, jævnfør tabel 1, sammen med den nødvendige understøttelse af effekttilstrækkeligheden i elmarkedet kan opfylde det anbefalede planlægningsmål i 2031. Tiltagene forventes også at bidrage til en langsigtet understøttelse af en høj elforsyningsikkerhed og er nærmere beskrevet i kapitel 4.

Hertil kommer en generel understøttelse af disse tiltag via det operationelle planlægnings samarbejde i Nordic RSC, som er etableret mellem de fire nordiske TSO'er. Nordic RSC (Regional Security Coordinator) er etableret i henhold til elmarkedsforordningen (EU regulation 943/2019) med kontor og driftscenter i København. Nordic RSC er etableret for at støtte TSO'ernes arbejde med en effektiv og sikker drift af det samlede nordiske elsystem. Der er etableret fælles metoder til planlægning og drift af det regionale elsystem, som sikrer en høj elforsyningsikkerhed og en optimal adgang for alle markedsaktører til det samlede nordiske elnet på tværs af grænser.

Der findes endvidere en række yderligere mulige tiltag, som kan styrke elforsynings sikkerheden, hvis det viser sig nødvendigt for at opretholde planlægningsmålet. Disse tiltag er dog afgrænset af samfundsøkonomiske hensyn, der tilsiger, at omkostninger skal afbalanceres med planlægningsmålet. En nærmere beskrivelse af disse tiltag findes i kapitel 5.

Desuden er der i kapitel 5.4 en kort beskrivelse af tiltag, der eventuelt kan iværksættes, hvis det ønskes at forfølge en planlægningsmålsætning, som afviger fra den anbefalede.

Udfordringer på længere sigt

Langsigtede fremskrivninger er forbundet med usikkerhed, og resultaterne er afhængige af mange parametre. Det er ikke muligt at beregne et præcist antal afbrudsminutter på langt sigt, men effektudfordringer i både Danmark og i vores nabolande forventes at blive forstærket efter 2030/2031, især relateret til nedgang i den termiske kapacitet og en generel stigning i elforbruget.

Den lidt mere gunstige position vedrørende effekttilstrækkelighed omkring 2030 og 2031, sammenlignet med sidste års redegørelse, ændrer således ikke ved udsigterne til øget risiko for manglende effekttilstrækkelighed på længere sigt. Udfordringen forventes at være større i Øst- end i Vestdanmark, hvilket især skyldes, at forbindelserne til udlandet og dermed muligheden for at trække effekt udefra er større i Vest- end i Østdanmark.

Ud over udfasningen af den termiske elproduktion er der en række mulige yderligere klimatiltag, som lægger op til en udfasning af olie- og naturgasbaseret fjernvarmeproduktion samt eventuel mindre brug af træbiomasse begrundet i bæredygtighedskrav, hvilket kan presse behovet for elbaseret varmeproduktion yderligere. Selvom risikoen for udfordringer med effekttilstrækkeligheden er stigende, er det også Energinets vurdering, at situationer med effektmangel kun forventes at opstå relativt sjældent. Effektmangel har endnu ikke ført til afbrudsminutter i Danmark eller elektrisk forbundne nabolande.

Det må forventes, at markedet reagerer med større fleksibilitet, når der i fremtiden iagttages stigende priser i situationer med en presset effekttilstrækkelighed. Det er derfor vigtigt fortsat at følge og underbygge denne fleksibilitet og elmarkedets understøttelse af effekttilstrækkeligheden. Energinet har som led i at følge udviklingen i 2020 igangsat en monitorering af elforbrugsfleksibiliteten.

Hvis udviklingen i elmarkedet trods implementering af markedsreformer ikke viser sig i stand til på længere sigt at understøtte en acceptabel effekttilstrækkelighed, vurderer Energinet, at en midlertidig strategisk reserve kan være et velegnet værktøj.

Ud over den udvikling, som ses på effekttilstrækkelighed, betyder den grønne omstilling og den tilhørende udfasning af kraftværker, at en række af de anlæg, der i dag i høj grad er med til at sikre system sikkerheden i elsystemet, udfases. Kraftværkernes store roterende masse samt deres evne til at støtte spændingen under hændelser er med til at holde elsystemet stabilt. Som kraftværkerne udfases, bliver elsystemet mere sårbart, hvis andre anlæg ikke bringes i stand til at overtage denne rolle. Energinet arbejder derfor for at sikre, at andre anlæg kan bringes i spil for at kunne sikre system sikkerheden i elsystemet.

EU-rammer

Det danske elsystem er underlagt europæisk elmarkedsregulering. I EU-regi er der udviklet fælles beregningsmetoder til vurdering af effekttilstrækkelighed. I beskrivelsen af disse metoder er det anført, at elforsynings sikkerhed er et nationalt anliggende, og at de enkelte lande kan fastsætte egne målsætninger for effekttilstrækkelighed inden for den overordnede ramme.

Energinet forventer, at EU-beregningsmetoderne vil spille ind på anbefalede planlægningsmål i kommende års redegørelser. Energistyrelsen er i gang med en nærmere udredning af de forskellige parametre (VoLL, Value of Lost Load og CONE, Cost Of New Entry), der skal indgå i en dansk vurdering af effektilstrækkelighed. Energistyrelsens udredning forventes dog ikke at foreligge før tidligst i løbet af 2022.

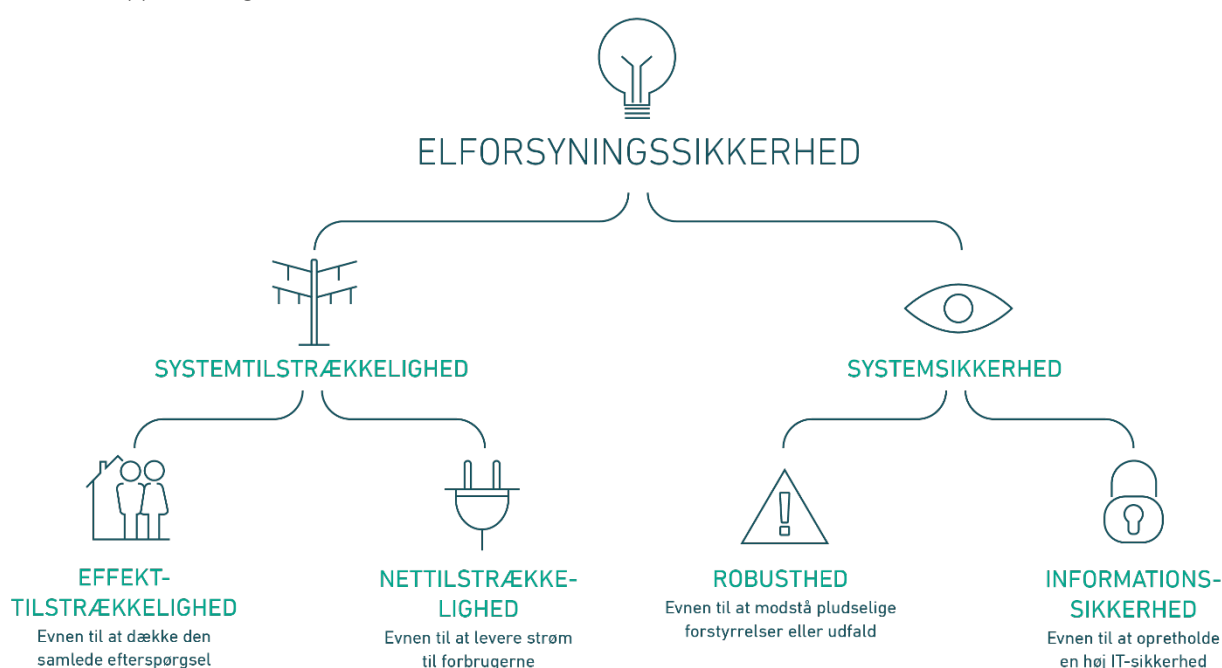
I Danmark er planlægningsmålet udtrykt ved et gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger, mens andre EU-lande i nogle sammenhænge anvender andre indikatorer for den specifikke målsætning for effektilstrækkelighed. EU-kravene og -metoderne til effektilstrækkelighedsvurderinger skal opfyldes, hvis en kapacitetsmekanisme, fx en strategisk reserve, skal kunne statsstøttegodkendes.

En række europæiske lande opererer i dag med målsætninger for effektilstrækkelighed, som ligger på et højere niveau – det vil sige er mindre ambitiøst – end det danske planlægningsmål. Det betyder potentielt, at det nuværende planlægningsmål for elforsyningsikkerhed i Danmark kan være mere ambitiøst, end hvad Europa-Kommissionen i givet fald kan statsstøttegodkende en strategisk reserve på baggrund af, hvorfor en strategisk reserve kan blive mere udfordrende at realisere.

2. Hvad er elforsyningsikkerhed?

Sikring af en høj elforsyningsikkerhed er et komplekst samspil i hele værdikæden mellem elproducenter, det fysiske elnet, elmarkedet og elforbrugere. Det gælder ikke kun i Danmark, men i hele Europa, da Danmark elsystemmæssigt er tæt knyttet til vores nabolande. Det kræver derfor harmonisering og samarbejde på tværs af landegrænser at sikre en høj elforsyningsikkerhed i Danmark.

Elforsyningsikkerhed handler derfor ikke kun om størrelse og antal af elledninger, kraftværker og mængde vedvarende energi (fx vindmøller/solceller). Elforsyningsikkerheden afhænger ligeledes af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og om elnettet kan transportere den nødvendige mængde elektriske energi og håndtere fejl. Risikovurderinger for elsystemet opdeles derfor i to kategorier: Systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed, som i praksis er to delvist overlappende begreber.



Figur 2 Illustration af elforsyningsikkerhed, som består af systemsikkerhed og systemtilstrækkelighed.

Systemtilstrækkelighed

Systemtilstrækkelighed omhandler elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el og kan underopdeles i effekttilstrækkelighed og nettilstrækkelighed.

Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el. Effekttilstrækkelighed er tæt koblet til elmarkedet, hvor situationer med manglende effekttilstrækkelighed medfører høje elpriser. *Nettilstrækkelighed* er elnettenes evne til at transportere el fra elproduktionssted til elforbrugssted. Nettilstrækkelighed omhandler derfor det interne elnet i et givent elprisområde.

Konsekvensen af manglende systemtilstrækkelighed vil typisk være kontrollerede afkoblinger af elforbrugere i begrænsede områder. Dette kaldes brownout og er et værn mod blackout i et større område. Brownout er en alvorlig hændelse, men dog mindre alvorlig end et blackout. Blackout er et fuldstændigt og ukontrolleret nedbrud af hele eller dele af elsystemet. Der har ikke været anvendt brownout i Danmark. Under stormen Allan i 2013 blev der dog klargjort til aktivering af et brownout som et præventivt tiltag for at undgå et potentielt blackout, men dette blev ikke anvendt.

Systemssikkerhed

Systemssikkerhed omhandler elsystemets robusthed over for fejl og IT-hændelser og kan underopdeles i robusthed og IT-sikkerhed.

Robusthed er elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser, uden at disse påvirker elforsyningen eller medfører afbrydelse af elforbrugere. Driftsforstyrrelser kan forårsages af fx elektriske kortslutninger eller udfald af produktionsenheder.

IT-sikkerhed er blandt andet evnen til at opretholde høj opetid på kritiske IT-systemer og at modstå cyberangreb, uden at elsystemet og dets aktører påvirkes.

Konsekvensen af manglende systemssikkerhed kan i værste fald være et blackout i Vest- og/eller Østdanmark inklusive nabolande, hvilket kan medføre et meget højt antal afbrydelsesminutter, hvis det indtræffer. Et blackout i det danske elsystem har ikke fundet sted siden 2003. Dette blackout omfattede hele Østdanmark og Sydsverige og betød ca. 100 afbrydelsesminutter opgjort på landsniveau. Blackouts kan også medføre omfattende anlægsskader og lange reetableringstider for elforsyningen. Sandsynligheden for hændelser, som afstedkommer manglende systemssikkerhed, er dog meget lav.

2.1 Elforsyningsikkerhed og elnettets opbygning

Opgaven for Energinet som systemansvarlig virksomhed er at sikre, at el er til rådighed til distribution til elforbrugere. Der er derfor et behov for fokus på det komplekse samspil mellem elmarkederne, planlægningen, driften, vedligeholdet og beredskabet i elnetten. I Danmark er Energinet ansvarlig for sikker drift af det overordnede elsystem, mens netvirksomheder er ansvarlige for eldistributionsnetten. I Danmark betegnes eltransmissionsnettet som elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Elnet under 100 kV-niveau betegnes eldistributionsnet.

Rygraden i elsystemet er eltransmissionsnettet og eldistributionsnetten, som skal sikre, at el kan flyde sikkert fra produktionssted til forbrugssted. Opretholdes styrken i rygraden ikke, bliver det sværere at drive elnettet sikkert, omkostningseffektivt og med en høj mængde af vedvarende energi uden afbrydelse af elforbrugere. Grundlaget for styrken skabes allerede i planlægningen af elnettet.

Planlægning af elnettet kræver, at elnettet skal kunne drives inden for blandt andet belastnings- og spændingsgrænser. Ligeledes skal komponenter kunne vedligeholdes tilstrækkeligt, og det nødvendige beredskab til håndtering af fejl og til hurtig genetablering skal være til stede. For at disse elementer kan fungere hensigtsmæssigt, er det nødvendigt, at de er tænkt sammen. Fx skal måden, hvorpå man reetablerer elnettet efter fejl, være tænkt ind i planlægningen af elnettet. Hvis fejlen sker, afhænger afbrydelsestiden af, hvor hurtigt beredskabet er til at reetablere elforsyningen. På den måde hænger driften, beredskabet og planlægningen af elnettet sammen.

Der er stor forskel på, hvordan eldistributionsnetten og eltransmissionsnettet fysisk er planlagt og dimensioneret. Begge net er opbygget efter N-1-princippet, som sikrer, at elforbrugere kan forsynes hurtigt igen, hvis de afkobles grundet en fejl i et af netten. I eltransmissionsnettet tolkes N-1-princippet som, at elforbrugere ikke må afkobles ved en vilkårlig fejl. I eldistributionsnetten sikrer samme princip, at hvis elforbrugere afkobles ved en fejl, kan de genforsynes inden for rimelig tid. Forskellen i tolkningen af N-1-princippet er i høj grad baseret på en afvejning af konsekvenserne ved et afbrydelse og omkostningerne til at reducere konsekvenserne.

I forbindelse med fejl eller afbrud i eltransmissionsnettet er yderste konsekvens, at store geografiske områder (fx hele landsdele) og dermed millioner af elforbrugere efterlades uden el. Til sammenligning er konsekvenserne i eldistributionsnettene, at mindre geografiske områder (fx mindre bydele) og dermed færre elforbrugere efterlades uden el.

Eldistributionsnettene kan principielt opbygges efter samme tolkning af N-1-princippet som for eltransmissionsnettet. Dette vil give en højere elforsyningsikkerhed, men omkostningen hertil vil være ekstremt høj set i forhold til den samfundsøkonomiske gevinst ved den højere forsyningsikkerhed.


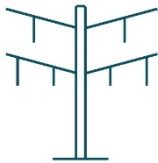






Anlægsmasse i eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene

Da det primært er eldistributionsnettene, som forsyner de enkelte elforbrugere, er udbredelsen og volumen af disse væsentligt større end for eltransmissionsnettet. Eltransmissionsnettet udgør mindre end 5 pct. af det samlede elnet. De netkomponenter, som udgør eltransmissionsnettet, er dog væsentligt dyrere end tilsvarende komponenter i eldistributionsnettene. Af denne årsag er der ikke en tilsvarende forskel i den samlede værdi af eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene.

	Eltransmissionsnettet		Eldistributionsnettene	
Kabel- og luftledningsanlæg	Ca.	7.000 km	Ca.	159.000 km
Transformeringspunkter	Ca.	320 stk.	Ca.	72.000 stk.
Bogført værdi	Ca.	28.6 mia. kr.	Ca.	41.3 mia. kr.

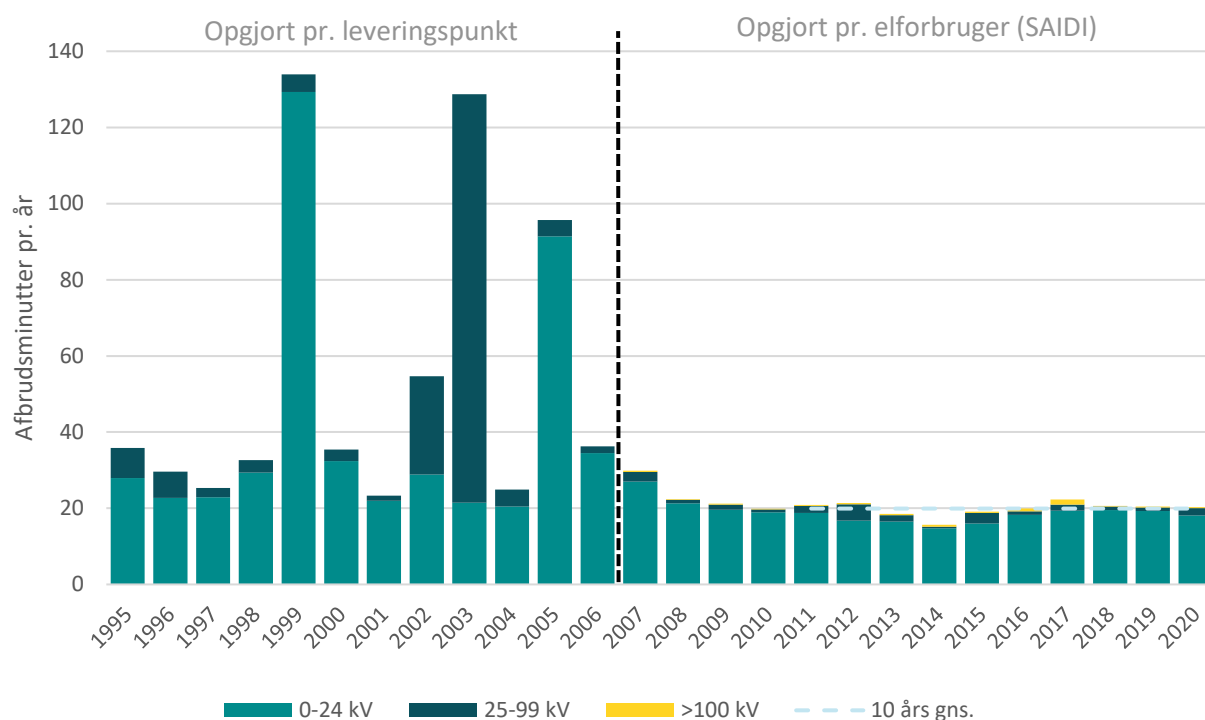
Kilde: Dansk Energi Net og Energinet.

3. Status på elforsyningsikkerheden

ELSYSTEMETS NØGLETAL	
AFBRUDSMINUTTER I HELE ELSYSTEMET (gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger)	
	2020, minutter: 20
	2019, minutter: 20
	2018, minutter: 21
SPECIFIKT FOR ELTRANSMISSIONSNETTET (forbrugsvægtede afbrudssekunder)	
	2020, sek.: 24₃
	2019, sek.: 13
	2018, sek.: 11
VIND- OG SOLANDEL	
	2020, procent: 50
	2019, procent: 50
	2018, procent: 44
OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER	
	2020, mio. DKK: 935
	2019, mio. DKK: 665
	2018, mio. DKK: 806
BEREDSKABSHÆNDELSER	
	2020, antal: 1
	2019, antal: 0
	2018, antal: 1
IT-HÆNDELSER	
	2020, antal: 0
	2019, antal: 0
	2018, antal: 1
SKÆRPET DRIFT	
	2020, antal: 2
	2019, antal: 1
	2018, antal: 2
NØDDRIFT	
	2020, antal: 0
	2019, antal: 0
	2018, antal: 0

³ Det har tidligere været udmeldt, at der var 25 forbrugsvægtede afbrudssekunder i 2020. Dette tal var baseret på en standardiseret værdi for det årlige danske elforbrug. De 24 afbrudssekunder er baseret på en opgørelse af det faktiske samlede danske elforbrug i 2020.

De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el. Dette var også gældende i 2020. De danske elforbrugere oplevede i 2020 gennemsnitligt 20,3 afbrudsminutter pr. elforbruger. Siden 2008 har antallet af afbrudsminutter i Danmark ligget på ca. 20-21. Det gør de danske elforbrugeres elforsyningssikkerhed til en af de højeste i Europa.



Figur 3 Afbrudsstatistik for Danmark, 1995-2020. Perioden 1995-2006 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10 kV-nettet), og perioden 2007-2020 er opgjort pr. elforbruger (SAIDI – System Average Interruption Duration Index). Den ændrede metode til opgørelse af SAIDI i 2007 medfører, at der ikke kan laves en direkte sammenligning af statistikken før og efter 2007. I gennemsnit er afbrudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbrudsminutter opgjort pr. elforbruger. Frem til 2007 er afbrudsstatistikken alene opdelt på spændingsniveauerne 0-24 kV og 25-99 kV, hvor afbrud på eltransmissionsnettet indgår i statistikken for 25-99 kV. Fra og med 2007 fremgår afbrud i eltransmissionsnettet selvstændigt i kategorien >100 kV.
Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.

Figur 3 illustrerer for de seneste godt 20 år det gennemsnitlige antal minutter pr. år i Danmark, hvor der ikke kunne leveres el. Manglende effekttilstrækkelighed og IT-sikkerhed har historisk set ikke været årsag til afbrud af elforbrugere i Danmark. Historisk skyldes fejl i eldistributionsnettene primært manglende robusthed og manglende nettilstrækkelighed, mens det for eltransmissionsnettet skyldes manglende robusthed.

Den historisk høje danske elforsyningssikkerhed, særligt de seneste godt 10 år, hænger blandt andet sammen med den betydelige kabellægning af eldistributionsnettet, som har gjort det mere robust over for vejrelaterede påvirkninger. Ligeledes har elnettet generelt været kapacitetsmæssigt veludbygget set i forhold til det elforbrug, som har skullet forsynes, og den elproduktion, som har skullet indpasses. Historisk har elnettets alder og heraf følgende driftstilstand ligeledes spillet en væsentlig rolle. Elnettet har generelt været i en fase af sin livscyklus, hvor fejlsandsynligheden har været lav. Store dele af elnettet er nu ved at nå en ny fase i sin livscyklus, hvor fejlsandsynligheden vurderes at være stigende.

Selvom elforsyningssikkerheden de seneste år har været meget høj, har der også været hændelser, som potentielt kunne have ført til betydelige afbrud i elforsyningen, men ikke gjorde det. I 2020 var der fx en hændelse, hvor det øst-danske elsystem var i skærpet drift. Det skete som følge af en udkobling af en 400 kV-linje mellem station Bjæverskov og station Ishøj. Som følge heraf udkoblede yderligere en 400 kV-linje. Efterfølgende var 400 kV-eltransmissionsnettet på Sjælland opsplittet. Det medførte en ustabil driftstilstand. I 2019 skete en hændelse i Østdanmark, hvor systemet mistede 1.100 MW på meget kort tid, og i 2018 var der en brand på en central station på Sjælland. I 2013 var stormen Allan tæt på at forårsage præventiv afkobling af et betydeligt antal elforbrugere i Østdanmark.

Alle disse hændelser medførte afbrydelse af adskillige komponenter i eltransmissionsnettet, hvilke er hændelser, som eltransmissionsnettet ikke er planlagt efter at skulle kunne håndtere. For alle tilfælde var det dog muligt at håndtere udfordringerne uden afbrud i forsyningen, hvilket viser en stor robusthed i det danske eltransmissionssystem. Potentielt kunne de dog have ført til et betydeligt antal afbrudsminutter i de pågældende år.

Den historiske elforsyningssikkerhed med størst fokus på udviklingen i 2020 er beskrevet i nærmere i afbrudsstatistikken for 2020, *Elforsyningssikkerhed 2020*. I Energinets afbrudsstatistik redegøres også for driftsforstyrrelser, nær-ved-hændelser og eventuelle afbrud.

4. Udvikling af elforsynings sikkerheden

Energinet vurderer fremtidens elforsynings sikkerhed på eltransmissionsnettet på baggrund af *Analyseforudsætninger til Energinet*⁴. Disse forudsætninger om den forventede udvikling i det danske elsystem er udarbejdet af Energistyrelsen og udgør det formelle planlægningsgrundlag for Energinet. Analyseforudsætninger til Energinet indgår i Energinets analyser af effekttilstrækkeligheden, *Langsigtede udviklingsplaner for elsystemet 2021*⁵, og i arbejdet med de langsigtede rammer for Energinets investeringer i transmissionsnettene. De seneste års analyseforudsætninger påvirker primært den forventede elforsynings sikkerhed gennem en stigning i elforbruget og udfasning af termiske kraftværker til fordel for VE-produktion.

Energinets vurdering af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden sker på baggrund af simuleringer af elsystemet for hele Europa, og Energinets datagrundlag for udlandsdata bygger på ENTSO-E's vurdering af effekttilstrækkelighed, MAF20, frem mod 2030.

Derudover vurderer Energinet udviklingen i antallet af afbrudsminutter på baggrund af historik og forventet udvikling, når det gælder nettilstrækkelighed, robusthed og IT-sikkerhed.

Energinet vurderer, at der alt andet lige er en stigende risiko for afbrud af elforbrugere på eltransmissionsniveauet frem mod 2031. Det skyldes hovedsageligt udfasningen af regulerbar termisk elproduktion til fordel for fluktuerende elproduktion fra sol og vind, stigende elforbrug og et aldrende eltransmissionsnet med stigende fejlsandsynlighed.

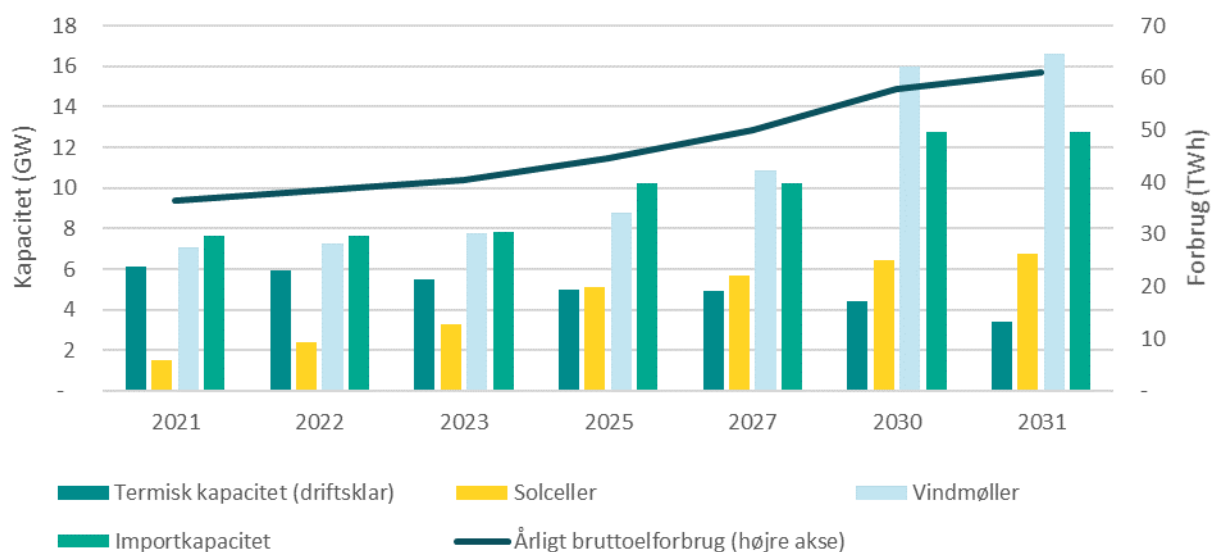
Netvirksomhederne vurderer, at der ved de aktuelle reinvesteringsplaner vil ske en stigning i antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene. Netvirksomhedernes vurdering er baseret på en model, som inkluderer komponenterne i eldistributionsnettene samt deres alder og fejlsandsynlighed. Den forventede udvikling i det danske elsystem baseret på *Analyseforudsætninger til Energinet* er ikke for nuværende en del af netvirksomhedernes fremskrivning.

4.1 Analyseforudsætninger til Energinet 2020

Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (AF2020) ligger til grund for antagelserne for det danske elsystem i Energinets vurdering af den forventede udvikling i elforsynings sikkerheden. Opnåelse af Folketingets målsætning om 70 pct. reduktion i Danmarks drivhusgasudledninger i 2030 og Klimaaftalen fra 2020 er inkluderet i AF2020, men var ikke inkluderet i AF2019. Der er derfor væsentlige forskelle i forudsætningerne. Generelt er der et højere elforbrug, højere vind- og solproduktionskapacitet samt lavere termisk produktionskapacitet i AF2020 sammenlignet med AF2019. De største enkeltstående ændringer er, at AF2020 inkluderer både Power-to-X og energiøer i Nordsøen og ved Bornholm.

⁴ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

⁵ [Langsigtede udviklingsplaner for elsystemet 2021 | Energinet](#)



Figur 4 Udvikling i elproduktions- og importkapacitet samt det årlige elforbrug baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2020.

Der er usikkerhed forbundet med fremskrivningerne, og AF2020 er et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem. Særligt ændringer i termisk produktionskapacitet og elforbrug har betydning for elforsyningsikkerheden og specielt effekttilstrækkelighed og nettilstrækkelighed, men også for robustheden. Elforbrugsstigningen forventes primært at ske ved elektrificering af andre sektorer som fjernvarme, transport og PtX, som forventes at have større fleksibilitet end klassisk elforbrug, men hvordan fleksibiliteten faktisk vil være er usikkert.

Danmark er godt elektrisk forbundet til landene omkring os via udlandsforbindelser, og mange af vores nabolande ser ind i samme udvikling med højere forbrug, lavere termisk produktion og større mængder vedvarende energi. Derfor er det relevant at analysere følsomheden på de foretagne effekttilstrækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger, ikke blot i Danmark, men også i udlandet.

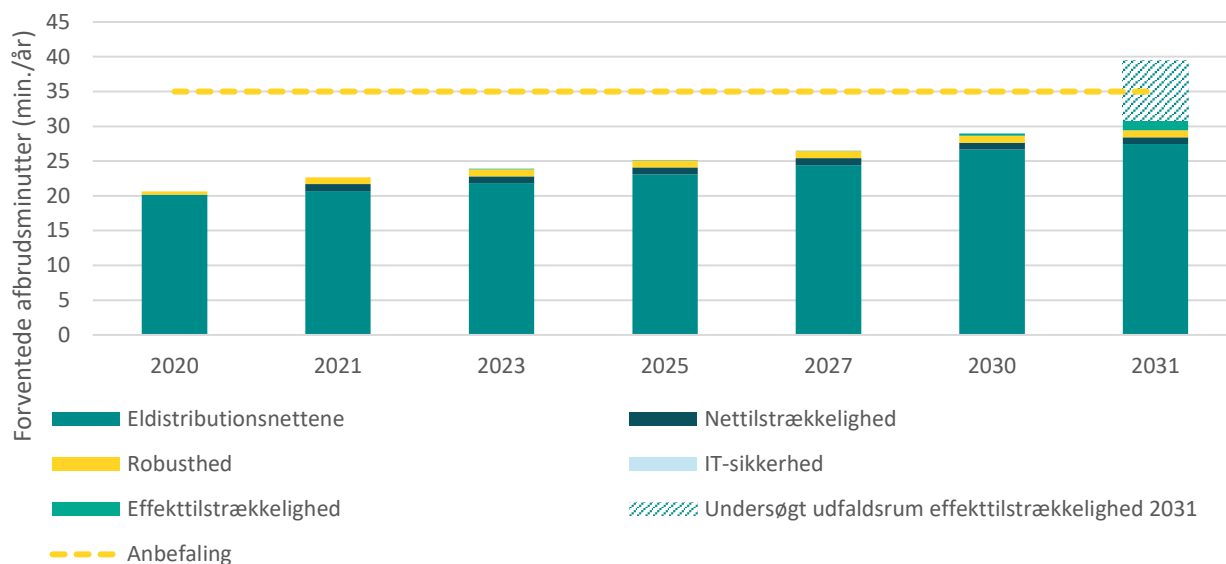
Usikkerhed om tidspunktet for idriftsættelse af energigørerne, med en samlet vindkapacitet på 5 GW og 2,5 GW udlandskapacitet, vil påvirke vurderingen af elforsyningsikkerheden på den lange bane. Der er foretaget følsomhedsanalyser, hvor energigørerne idriftsættes senere end 2030, som det er antaget i AF2020.

4.2 Forventet udvikling i elforsyningsikkerheden

Udviklingen i elforsyningsikkerheden påvirkes både af forhold inden for og uden for Energinets ansvarsområde. Energinet har ansvaret for forholdene i eltransmissionsnettet samt understøttelsen af effekttilstrækkeligheden. Effekttilstrækkeligheden påvirkes dog primært af forhold i elmarkedet. Netvirksomhederne er ansvarlige for forhold i eldistributionssystemerne.

Der er igangsat en række tiltag til at understøtte elforsyningsikkerheden, der sammen med forventede yderligere tiltag er nærmere beskrevet i de følgende afsnit. Det vurderes, at igangsatte og forventede tiltag sammen med den nødvendige understøttelse af effekttilstrækkeligheden i elmarkedet kan opfylde det anbefalede planlægningsmål. Men det vurderes også nødvendigt at følge udviklingen nøje, herunder især elmarkedets understøttelse af effekttilstrækkeligheden. Igangværende og forventede tiltag er nærmere beskrevet i nedenstående kapitel 4.

Det forventede antal afbrudsminutter i dette års analyser er vist i figur 5 sammen med det anbefalede planlægningsmål.

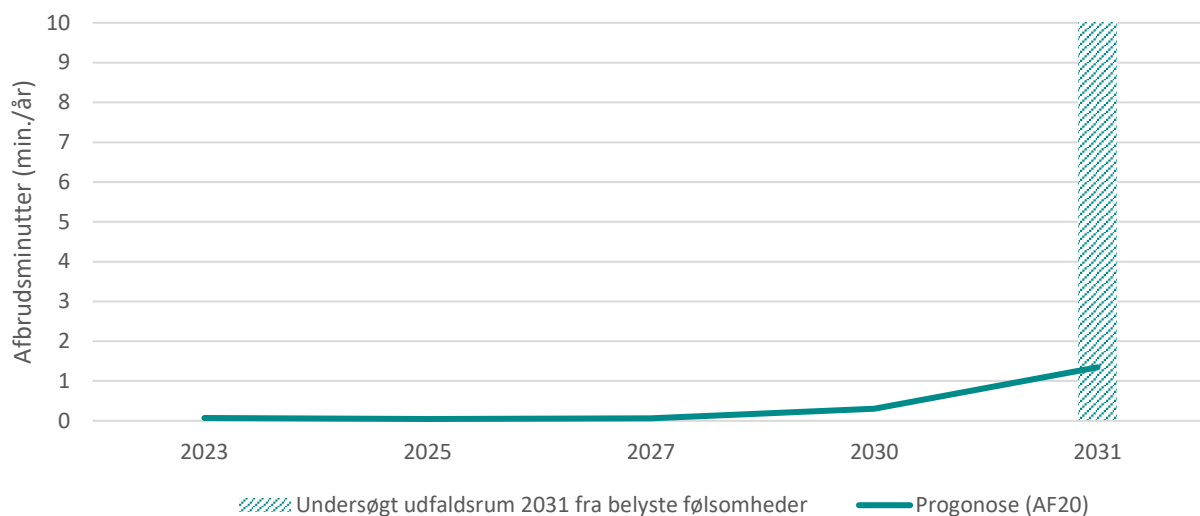


Figur 5 Forventet antal afbrudsminutter i det danske elsystem frem til 2031, jf. redegørelsens prognose (basisscenario), inklusive energipærer. Sammen med fremskrivningen er det anbefalede planlægningsmål markeret i figuren. Det undersøgte udfaldsrum for effektilstrækkelighed for 2031 er baseret på den i redegørelsen belyste partielle følsomhed med flest afbrudsminutter. Det illustrerede udfaldsrum er således ikke det faktiske udfaldsrum for afbrudsminutter, som kan opstå i 2031 grundet manglende effektilstrækkelighed. Dette skyldes blandt andet, at det anbefalede planlægningsmål er for et "normalt år", hvilket vil sige, at særlige hændelser ikke vil være dækket heraf. Dog er der i fremskrivningen af den forventede udvikling i effektilstrækkeligheden inkluderet alle sandsynlige hændelser for udfald i kombination med fx ekstreme klimaaår.

4.2.1 Effektilstrækkelighed

Over de kommende 10 år forventes en forøget risiko for afbrudsminutter i det danske elsystem grundet manglende effektilstrækkelighed. Det skyldes en forventning om stigende elforbrug og fortsat udfasning af termisk regulerbar elproduktionskapacitet, både i Danmark og vores nabolande. Energinets effektilstrækkelighedsanalyser, herunder behandling af usikkerheder, er nærmere beskrevet i Appendiks A.

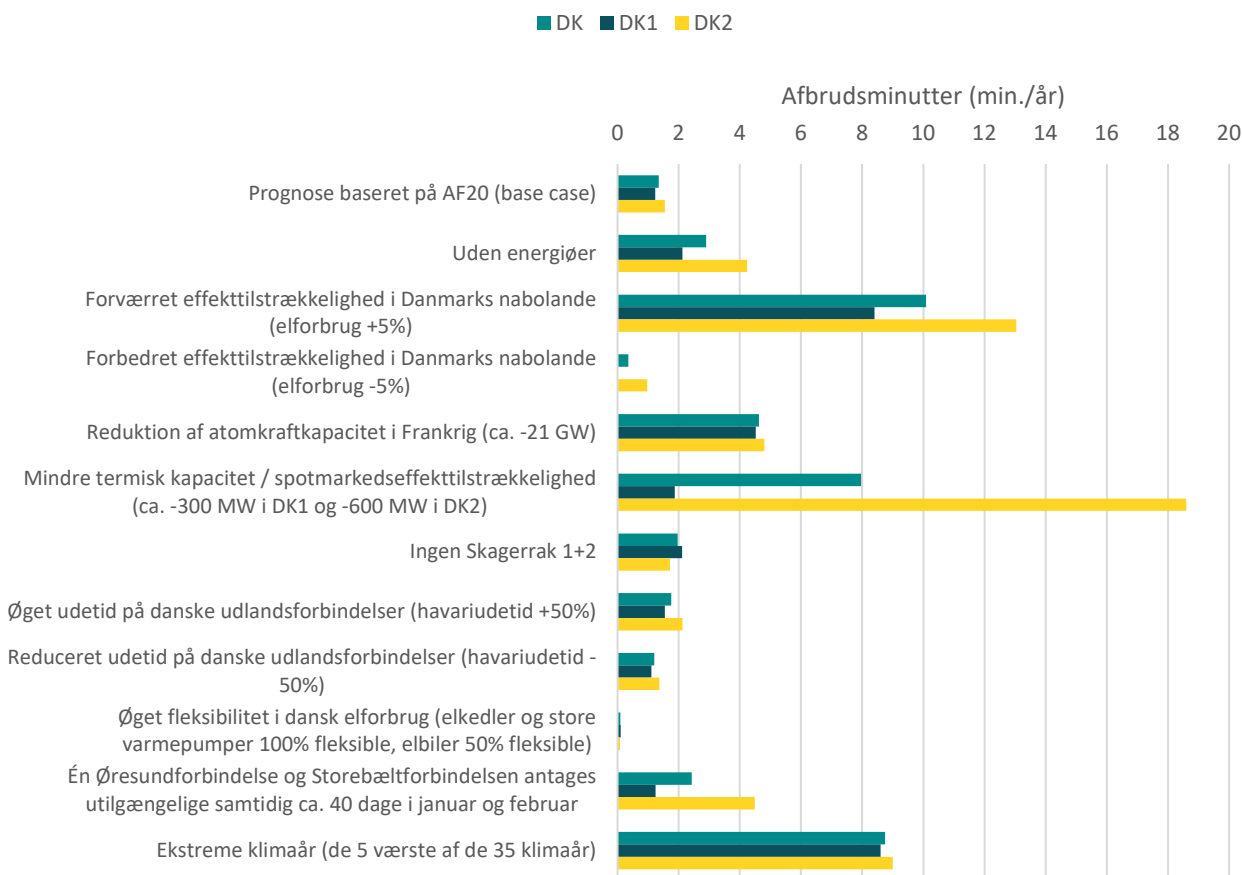
Energinet vurderer, at effektilstrækkeligheden omkring 2030 kan blive udfordret i forhold til opretholdelse af et planlægningsmål på 5 afbrudsminutter relateret til effektmangel. Baseret på beregningerne til dette års redegørelse vurderes i 2031 0-10 afbrudsminutter grundet effektmangel, se figur 6 og 7.



Figur 6 Estimeret udvikling i afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed i Danmark ti år frem. Yderpunkterne i intervallet for det undersøgte udfaldsrum i 2031 er baseret på de belyste partielle følsomheder i redegørelsen med henholdsvis færrest og flest afbrudsminutter, se figur 7. Det illustrerede udfaldsrum er således ikke det faktiske udfaldsrum for afbrudsminutter, som kan opstå i 2031 grundet manglende effekttilstrækkelighed.

Energinets analyser viser, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er størst i Østdanmark. Det hænger blandt andet sammen med, at Østdanmark sammenlignet med Vestdanmark ikke er lige så stærkt forbundet til vores nabolande. For Østdanmark vurderes afbrudsminutterne relateret til manglende effekttilstrækkelighed at kunne udgøre ca. 0-19 minutter i 2031 ud fra de belyste følsomheder, mens de for Vestdanmark vurderes til ca. 0-8 minutter, se figur 7. I sidste års redegørelse viste fremskrivningen 35 afbrudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed for hele Danmark i 2030. Sammenligningen med sidste år er uddybet nedenfor samt i figur 8.

Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med betydelige usikkerheder. Derfor er følsomhedsanalyser væsentlige for at belyse relevante potentielle situationer for effekttilstrækkeligheden i fremtiden. Det er især usikkerheder, både i Danmark og i vores nabolande og andre lande i Europa, relateret til graden af fleksibelt elforbrug i pressede effektsituationer, udfasning og fleksibilitet af termisk elproduktionskapacitet, kapaciteten på udlandsforbindelser (herunder via energiøerne) og udviklingen i ellagringsteknologier, der vurderes at være afgørende for effekttilstrækkeligheden. Derfor dækker de belyste følsomheder i figur 7 netop disse forhold, og disse er desuden uddybet i Appendiks A.



Figur 7 Estimerede afbrudsminutter på grund af manglende effektilstrækkelighed i 2031 i prognose (basisscenarie) og følsomheder/alternative prognoser. En nærmere beskrivelse af de forskellige følsomheder og alternative prognoser findes i Appendiks A.

Det er særligt usikkerheder relateret til udviklingen i udlandet og den termiske kapacitet i Danmark, som har betydning for effektilstrækkelighedsvurderingerne. Derudover er risikoen for manglende effektilstrækkelighed væsentligt forøget i ekstreme klimaår. Bemærk, at effekten af de belyste partielle følsomheder ikke bare kan lægges sammen for at estimere effekten af en eventuel kombination af følsomheder. Fx vil en kombination af flere følsomheder, som alle forværrer effektilstrækkeligheden, have en effekt på afbrudsminutterne, som er større end summen af de partielle effekter af de kombinerede følsomheder. Dette er også illustreret i Appendiks A, afsnit 6.4.

Redegørelsen viser eksplicit den forventede udvikling 10 år frem indtil 2031, men efter 2031 vurderes risikoen for manglende effektilstrækkelighed at stige yderligere; primært på grund af en forventning om fortsat reduktion i den termiske regulerbare elproduktionskapacitet og øget elforbrug, jævnfør analyseforudsætningerne for 2020.

Typisk vil effektmangel forventeligt kunne opstå, når en vis mængde elproduktionskapacitet og/eller udlandsforbindelser er ude af drift, elproduktionen fra vind og sol er forholdsvis lav, og elforbruget er relativt højt. Specielt relationen til elforbruget er væsentlig. Energinets analyser viser, at risikoen for manglende effektilstrækkelighed er størst i vinterhalvåret, særligt i januar-marts i kolde klimaår, på hverdage mellem klokken 17-20. Det er typisk her omkring "kogespidsen", som tidspunktet ofte benævnes, at forbruget er højest i løbet af året.

Afbrudsminutter er ikke en effekttilstrækkelighedsindikator, der anvendes på tværs af Europa. Indikatoren LOLE (Loss of Load Expectation), det forventede antal af timer pr. år berørt af manglende effekttilstrækkelighed, er derimod en ofte anvendt effekttilstrækkelighedsindikator. En række europæiske lande har i dag fastsatte målniveauer for LOLE på fx 3 timer/år (Belgien, Storbritannien og Frankrig). Desuden vil et beregnet målniveau for effekttilstrækkelighed, den såkaldte pålidelighedsstandard, baseret på tværopæiske metoder, også skulle være baseret på denne indikator, se tekstboks i afsnit 5.1. For Østdanmark vurderes LOLE til ca. 0-2,4 timer i 2031 ud fra de belyste følsomheder, og for Vestdanmark vurderes LOLE til ca. 0-0,9 timer.

ENTSO-E skal årligt foretage effekttilstrækkelighedsvurderinger på paneuropæisk niveau for minimum 10 år frem. De europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fra 2020⁶ viser for Danmark det samme billede som Energinets beregninger, det vil sige en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed frem mod 2030 med generelt højere risiko for effektknaphed i Østdanmark end i Vestdanmark. For Østdanmark estimeres afbrudsminutter grundet manglende effekttilstrækkelighed i 2030 i intervallet 0-7 minutter/år og LOLE på 0,1-0,3 timer/år, mens de tilsvarende tal for Vestdanmark er 0-2 afbrudsminutter og 0-0,1 timer/år.⁷

Paneuropæisk effekttilstrækkelighedsmetode

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fastsætter en række specifikke krav, som ENTSO-E's europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger, fremadrettet kaldet ERAA (European Resource Adequacy Assessment), skal opfylde. De væsentligste elementer og forskelle til de hidtidige europæiske vurderinger i ENTSO-E's MAF (Mid-term Adequacy Forecast) er:

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

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

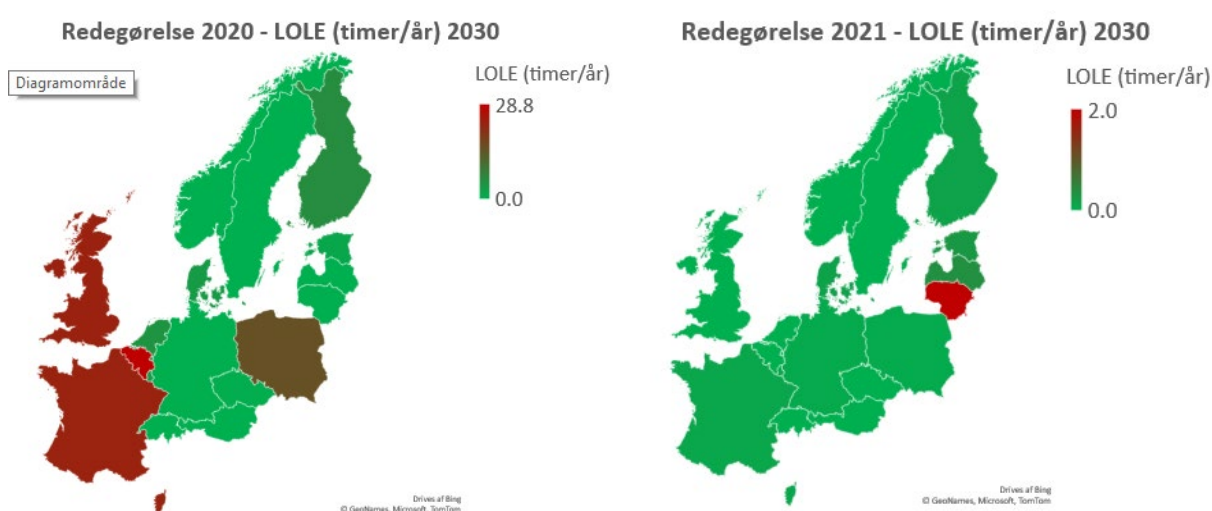
Den paneuropæiske metode skal efterleves af nationale effekttilstrækkelighedsvurderinger ved ønsker om indførelse af kapacitetsmekanismer. I dag er der en betydelig metodemæssige forskel mellem de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger og Energinets danske analyser. I Energinets analyser medtages de danske manuelle reserver (mFRR) til understøttelse af effekttilstrækkeligheden, mens de ikke er inkluderet i de europæiske analyser. Dermed er den europæiske metode mere konservativ i sin tilgang til effekttilstrækkelighedsvurderinger. I dag udgør de manuelle reserver ca. 300 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark.⁸

⁶ Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2020.

⁷ Se uddybning af resultater i Appendiks A, afsnit 6.4.3.

⁸ Energinet har også foretaget effekttilstrækkelighedsberegninger uden de manuelle reserver (følsomheden "mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed"). Se Appendiks A, afsnit 6.4.2.1.

Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed de næste 10 år vurderes ikke på samme høje niveau som i sidste års redegørelse. Det skyldes, at en række af de forudsætninger, som ligger til grund for Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger, er blevet opdateret siden sidste års redegørelse.⁹ 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 europæiske effekttilstrækkelighedsvurdering fra 2020. Opdateringen af de udenlandske forudsætninger betyder, at effekttilstrækkeligheden på tværs af Europa generelt vurderes væsentligt bedre i dette års redegørelse sammenlignet med sidste år, se figur 8. Da Danmark bliver mere og mere afhængig af at kunne importere elektricitet i visse situationer for at kunne dække elforbruget, vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i vores nabolande have en direkte effekt på den danske risikovurdering for effekttilstrækkeligheden. Forskellen mellem effekttilstrækkelighedsresultaterne i dette års og sidste års redegørelse afspejler således også Danmarks følsomhed over for effekttilstrækkeligheden i vores nabolande.



Figur 8 Effektilstrækkelighedsvurdering for Danmark og omkringliggende lande i 2030 i dette års redegørelse sammenlignet med sidste års redegørelse illustreret ved indikatoren LOLE (Loss Of Load Expected), det vil sige forventet antal timer berørt af manglende effekttilstrækkelighed.

Energinet vurderer, at årets udlandsdata er mere retvisende for udviklingen på tværs af Europa frem mod 2030 end udlandsdataet fra sidste års redegørelse. Samtidig er Energinet opmærksom på usikkerheden om udviklingen i vores nabolande, hvor fx konsekvensen af den mulige fremrykning af det tyske kulstop vil være relevant at belyse nærmere frem mod næste års redegørelse. Fremadrettet vil Energinet årligt opdatere udlandsdata baseret på data fra ENTSO-E's seneste paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurdering.

Selvom risikoen stiger for, at Energinet i enkelte situationer kan blive nødt til at gennemføre brownouts (kontrollerede forbrugsafbobliger) grundet manglende effekttilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Effektmangel har endnu ikke ført til afbrudsminutter i Danmark eller vores elektrisk forbundne nabolande.

Desuden kan det generelt om fremskrivningen af effekttilstrækkelighed bemærkes, at vurderingen er baseret på en alt andet-lige betragtning, det vil sige fx ingen forbrugsfleksibilitet, nye ellagringssteknologier eller andre reaktioner fra elmarkedsaktører til understøttelse af effekttilstrækkeligheden.

⁹ En nærmere beskrivelse af, hvilke forudsætninger der er opdateret siden sidste år, findes i Appendiks A, afsnit 6.2.

4.2.1.1 Elmarkedet

Det er Energinets ambition at drive Europas mest digitale og markedsbaserede elsystem, som forudsætning for at sikre høj effekttilstrækkelighed på den mest omkostningseffektive måde. Ambitionen er at udvikle elsystemet i takt med den grønne omstilling og dermed sikre de danske elforbrugere sikker adgang til billig, grøn strøm.

Elmarkedet spiller en central rolle i elsystemet, og det er Energinets opgave at bidrage til, at det danske elsystem i sammenhæng med det fælleseuropæiske elmarked fungerer optimalt. Det vil sige, at elmarkederne er indrettet på en sådan måde, at der gives de rette økonomiske incitamenter, at infrastrukturen (såsom afregningsmekanismer og balanceeringsplatforme) vedrørende elmarkedet er på plads og velfungerende, samt at der løbende kan tiltrækkes nye aktører til alle dele af elmarkedet. Det kræver, at Energinet er åbne for nye aktørers behov og forretningsmodeller, der vil kunne bidrage til udviklingen af elmarkedet, og som giver Energinet flere muligheder for at balancere elsystemet.

Et velfungerende marked er grundlæggende karakteriseret ved, at der er mange aktører, som ønsker at købe og sælge. Et andet karakteristika er, at dette sker på frie og lige vilkår på en måde, så både købere og sælgere har viden om, hvilke købs- og salgsbud der er til rådighed og til hvilken pris. Elmarkedet er en del af det samlede elsystem, der sikkert og vedvarende skal levere strøm til hele samfundet. Der er således en række krav, der blandt andet skal bidrage til, at forsynings sikkerheden kan opretholdes. Der stilles eksempelvis krav til aktører, som ønsker at levere systemydelser, om hvor hurtigt de kan reagere, og hvor længe de kan levere effekten.

Energinet arbejder løbende med at styrke de regulatoriske rammer for markedet, blandt andet ved at udvikle og afprøve nye metoder i samarbejde med private aktører med henblik på at udvide antallet af aktører, der kan deltage i de forskellige markeder. Men også ved at sørge for at reguleringen understøtter en effektiv systemdrift, fx ved at sørge for at incitamenterne for markedsaktører understøtter, at elsystemet holdes i balance.

Som systemet udvikler sig, med øgede mængder sol- og vindkraft, så ændres også rammerne for, hvordan systemet kan balanceres. En central forudsætning for et fremtidigt elsystem i balance - hvis kapacitetsmekanismer skal undgås - er, at der kommer et tilstrækkeligt element af forbrugsfleksibilitet ind i elmarkedet. Det vil sige, at når udbuddet af strøm er lavt (eksempelvis i tilfælde af moderat vind), og det samlede elsystem potentielt kan være effektudfordret, så er der elforbrugere, som efterspørger mindre strøm, fordi prisen er høj.

Energinet foretager løbende reformer af markedet. Disse ændringer har generelt til formål at sikre øget konkurrence, efterlevelse af kravene i markedsforordningerne samt at sikre omkostningseffektivitet i driften af elsystemet med den ønskede elforsynings sikkerhed. Energinet laver således også markedsudvikling, der ikke specifikt sigter mod at forbedre effekttilstrækkeligheden, men alligevel påvirker effekttilstrækkeligheden direkte eller indirekte. Det gælder fx en række aktuelle ændringer i systemydelsesmarkederne, hvor der arbejdes for en øget international harmonisering for at sikre et samfundsøkonomisk effektivt indkøb af systemydelser på kort og langt sigt. Ændringerne følger i vidt omfang ny europæisk regulering. Reformerne i systemydelsesmarkedet forventes at skabe øget konkurrence og dermed skubbe ikke-konkurrencedygtig kapacitet ud af markedet. Dette kan påvirke den langsigtede effekttilstrækkelighed.

I det følgende beskrives en række af de konkrete markedstiltag, som Energinet er i gang med at implementere, og som skal bidrage til ambitionerne om et effektivt og digitalt elmarked, der understøtter en høj effekttilstrækkelighed.¹⁰ I afsnit 5.1 beskrives nogle yderligere mulige tiltag, som på nuværende tidspunkt ikke er omsat i konkrete initiativer, men som skal analyseres nærmere.

¹⁰ Energinet udgiver årligt en elmarkedsorientering, som orienterer om alle aktuelle implementeringsprojekter i elmarkederne. Den seneste udgivelse er offentliggjort i september 2021: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Elmarkedsorientering-2021>.

Endelig implementering af fleksafregning (2020)

Den helt centrale forudsætning for, at incitamenterne i elmarkedet er rigtige, er, at forbrugerne afregnes efter deres faktiske timemæssige forbrug, såkaldt fleksafregning. Ved udgangen af 2020 blev dette muligt for alle forbrugere i Danmark, da udrulningen af timeafleste elmålere og fleksafregning blev fuldført. Dermed er fundamentet lagt, for at alle danske forbrugere potentielt kan deltage med forbrugsfleksibilitet.

Implementering af rollen som uafhængig aggregator i elmarkedet (2021-2022)

En uafhængig aggregator er en markedsaktør, som puljer et antal mindre anlæg, fx i form af varmepumper i husstande eller elbiler, så de kan styres som en større samlet enhed gennem signaler fra aggregatoren. Hermed kan særligt systemdelsdelen af elmarkedet i højere grad åbnes for elforbrugere, som traditionelt ikke har været aktive i denne del af elmarkedet. Hermed stiger antallet af aktører i elmarkedet, og konkurrencen skærpes. Den uafhængige aggregator betragtes som en nøglespiller i forhold til at gøre elforbruget og -produktionen mere fleksibel og bringe denne fleksibilitet i spil i elmarkederne. Energinet arbejder i 2021 på at færdiggøre de nødvendige ændringer i markedsforskrifterne, så de kan anmeldes til Forsyningstilsynet inden udgangen af 2021. Desuden vil der også være behov for ændringer i Energinets DataHub, som vil blive udviklet i den nye DataHub 3.0, der idriftsættes medio 2022. Når metoden er godkendt, og DataHub 3.0 er klar, vil uafhængige aggregatorer kunne agere i elmarkedet.

Levering af kapacitetsreserver fra fluktuerende vedvarende energikilder (2021)

I takt med den grønne omstilling udfases en række termiske kraftværker, som i høj grad udgør ryggraden i både den hurtige og manuelle kapacitetsreserve, der er afgørende for, at Energinet løbende kan balancere elsystemet. Disse kraftværker erstattes især af vindkraft og solenergi. Derfor er det nødvendigt, at også vedvarende energikilder kan bidrage med reserver på egen hånd, selvom vedvarende energikilder er fluktuerende grundet afhængighed af sol og vind. I forlængelse af et succesfuldt pilotprojekt¹¹, der har vist, at vedvarende energikilder kan være stabile leverandører af systemdelsdelen, arbejder Energinet på at implementere nye regler, der muliggør at vedvarende energikilder på permanent basis kan anvendes som kapacitetsreserver.

Forhøjelse af prislofter (mekanisme er gældende – opfølgning på RFE20)

Mekanismer vedrørende forhøjelse af prislofter kan på sigt medvirke til at understøtte det rette niveau af effekttilstrækkelighed. I *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020* blev der redegjort for mekanismen vedrørende forhøjelse af prislofter, herunder sammenhængen til *Value of Lost Load (VoLL)*. Mekanismer for prislofter er fortsat gældende, og prisloftet i day-ahead-markedet er i forhold til sidste år uændret på 3.000 EUR/MWh. Dette afspejler, at der ikke siden seneste redegørelse har været en situation, hvor prisen i et europæisk prisområde har oversteget 40 pct. (1.800 EUR/MWh) af maksimalprisen.

Markedskobling af reservemarkeder (frem til 2024 – opfølgning på RFE20)

Arbejdet med at implementere de europæiske balanceplatforme for henholdsvis de manuelle (mFRR) og automatiske (aFRR) markeder fortsætter. Idriftsættelsen af balanceplatformene i 2024 vil styrke konkurrencen i de respektive markeder. Desuden styrkes robustheden af de europæiske elsystemer, da der gives mulighed for udveksling af reserver mellem lande og dermed bedre udnyttelse af fleksibiliteten i elforbindelserne mellem de europæiske lande. Særligt for et land som Danmark med stor kapacitet på udlandsforbindelserne vil de øgede muligheder for at udveksle reserver mod kontinentet få betydning.

¹¹ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2020/12/16/Milepaal-Vindmoeller-kan-balancere-elnettet>

Monitorering af forbrugsfleksibilitet (løbende)

Da forbrugsfleksibilitet forventes at levere et betydeligt bidrag til den fremtidige effekttilstrækkelighed, er det vigtigt for Energinet at have indsigt i både omfanget af og udviklingen i forbrugsfleksibilitet. Energinet har derfor identificeret en række indikatorer, der kan udgøre en samlet monitorering for udviklingen i forbrugsfleksibiliteten. Monitoreringen udgør grundlaget for Energinets løbende vurdering af omfanget af forbrugsfleksibilitet, herunder om igangværende og nye tiltag vurderes at være tilstrækkelige til at kunne levere den fornødne fleksibilitet, der skal bidrage til opretholdelsen af en høj effekttilstrækkelighed.

Det er forventningen, at omfanget af forbrugsfleksibilitet vil være stigende fremadrettet, tæt korreleret med det forventede øgede elforbrug. Det skyldes flere forhold, såsom nyt og mere fleksibelt elforbrug fra elbiler samt direkte og indirekte elektrificering af en lang række sektorer, herunder gennem PtX. Herudover vil et elsystem, der i højere grad baseres på vedvarende energikilder, være mere fluktuerende, hvilket kan give større prisudsving. Sådanne udsving kan øge den økonomiske gevinst ved at agere fleksibelt som forbruger, herunder at stille forbrug til rådighed som systemydelser, fx gennem en uafhængig aggregator.

Energinet har indtil videre udvalgt to mulige indikatorer til en nærmere monitorering, henholdsvis efterspørgselskurvens elasticitet, med fokus på hvordan efterspørgslen reagerer på prisændringer, og mængden af forbrugsbud i regulerkraftmarkedet. Sidstnævnte forventes at kunne bidrage til at opretholde balancen i elsystemet i en situation med lav tilgængelig elproduktion og dermed reducere risikoen for forbrugsafkobling. De to indikatorer er udvalgt ud fra, at datagrundlaget skal være tilstrækkeligt, samtidig med at indikatorerne siger noget grundlæggende om forbrugsfleksibilitet og ikke er for afgrænsede i deres fokus.

Arbejdet med monitoreringen og udvælgelsen af indikatorer afspejler den grundlæggende udfordring, at kun det faktiske udfald af markeds-clearingen kan observeres, og dermed ikke om denne ville have været anderledes, hvis der havde været tale om større eller mindre grad af forbrugsfleksibilitet. Hertil kommer en række dataudfordringer, såsom at datapræcisionen kan være for lav, eller der kan være tale om aggregerede data, som ikke muliggør tilstrækkelig indsigt i den faktiske adfærd. Energinet arbejder løbende på at forbedre de eksisterende indikatorer samt at identificere nye.

Det skal herudover bemærkes, at monitoreringen indtil videre er foretaget på data for perioden 2017 til 2020, som er år, der var karakteriseret ved høj effekttilstrækkelighed, og dermed en periode, hvor elsystemet ikke har manglet effekt. Omfanget af forbrugsfleksibilitet har derfor ikke for alvor været testet, ligesom de økonomiske gevinster ved at agere fleksibelt har været tilsvarende små. Datagrundlaget afspejler således endnu ikke det niveau af forbrugsfleksibilitet, der forventes i årene fremover. I første omgang forventes monitoreringen primært at kunne skabe et grundlag for at følge den fremtidige udvikling i forbrugsfleksibiliteten.

Indtil videre foreligger der kun relativt få og foreløbige resultater af monitoreringen, som Energinet forventer at udbygge i de kommende år. Energinet forventer således i kommende redegørelser at kunne uddybe resultaterne af monitoreringen.

4.2.2 Eltransmissionsnettet

Nettilstrækkelighed

Som det blev beskrevet i *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2020* står eltransmissionsnettet over for at skulle reinvesteres i væsentligt omfang. Store dele af eltransmissionsnettet er etableret i perioden 1960-1980. Mange komponenter nærmer sig derfor en alder, hvor deres tekniske levetid er opbrugt, og der skal foretages en omfattende reinvestering over de næste 10 år. Da det er en meget stor anlægsmasse, som skal reinvesteres, er det en opgave med et betydeligt

omfang. Både i forhold til selve reinvesteringsarbejdet, men i lige så høj grad i forhold til opretholdelsen af en sikker drift af eltransmissionsnettet i forbindelse med reinvesteringsarbejdet. Det skyldes, at reinvesteringsarbejdet i stort omfang kræver udetider på komponenter i eltransmissionsnettet, og at driften af eltransmissionsnettet introduceres for en række kompleksiteter i forbindelse med de nødvendige udetider.

Når eltransmissionsnettets komponenter drives tæt ved deres forventede tekniske levetid, vil der være en øget fejlsandsynlighed. Denne fejlsandsynlighed vil stige yderligere, hvis komponenternes forventede teknisk levetid overskrides. En øget fejlsandsynlighed vil reducere elforsyningssikkerheden, hvorfor det er essentielt, at der reinvesteres rettidigt. Omvendt vil reinvesteringer også kræve udetid på komponenter i eltransmissionsnettet. Dette vil svække netttilstrækkeligheden og dermed en risiko for en reduceret elforsyningssikkerhed. Til forskel fra en øget fejlsandsynlighed kan udetider i forbindelse med reinvesteringer planlægges til tidspunkter, hvor konsekvensen er mindst mulig.

Reinvesteringer i eltransmissionsnettet foretages ofte 1:1 med hensyn til komponenternes tekniske egenskaber, fx overføringssevne. Samtidig anvendes typisk også samme linjeføring og tracé i forbindelse med reinvestering i kabler og luftledninger. Der kan være behov for udetid på flere komponenter samtidig. Dette ses fx ved en række reinvesteringer i 400 kV-eltransmissionsnettet, som mange steder er etableret på tosystemsmaster. Det betyder, at reinvestering af elmasterne kræver udetid på begge 400 kV-systemer samtidig. Sådanne situationer kan reducere ikke blot netttilstrækkeligheden, men hele systemfunktionaliteten, herunder elforsyningssikkerheden, uacceptabelt. I sådanne tilfælde må enten alternative metoder overvejes, eller der må etableres et mitigerende tiltag under reinvesteringen. Eksempler på mitigerende tiltag kan være at systemoptimere anlægsprojektet, indkøbe lokal elproduktion, etablere systemværn eller fremrykke en udbygning af eltransmissionsnettet.

Håndtering af sådanne udfordringer kræver omfattende planlægning af reinvesteringerne. Energinet har derfor indført ny governance i forhold til reinvesteringsprojekter. Denne sikrer et bedre flow i processerne, samt at eventuelle udfordringer opdages i tide. Dette sker blandt andet gennem inddragelse af flere personer fra forskellige områder i processen. Eventuelle bindinger til andre projekter kan dermed indtænkes fra start. Dermed er der opnået en højere kvalitet af reinvesteringerne, da flere forhold er indeholdt, og processen kan gennemføres hurtigere. Energinet har således en strategisk tilgang til systemkritiske reinvesteringer. Dermed kan eventuelle mitigerende tiltag, som er en forudsætning for at gennemføre reinvesteringen, igangsættes rettidigt. Energinet har stor fokus på problemstillingen, hvor der arbejdes konkret med at øge det strategiske fokus og gøre de eksisterende processer hurtigere og mere effektive.

Mitigerende tiltag kan være uforholdsmæssigt dyre. Det vurderes derfor fra projekt til projekt, om de mitigerende tiltag skal gennemføres i forbindelse med reinvesteringen. Dette beror på en konkret risikovurdering. Dette risikoelement kan medføre en reduktion i elforsyningssikkerheden, og det må forventes, at der vil være afbrudsminutter de næste 10 år forbundet med manglende netttilstrækkelighed. Dette er vurderet fortsat at være 1 afbrudsminut årligt.

Robusthed

Et af Energinets grundlæggende ansvarsområder er at sikre stabiliteten i elsystemet. Både i normal drift og i forbindelse med driftshændelser. Dette ansvar er den primære bagvedliggende årsag til sikring af en række systembehov. Disse sikres gennem indkøb af systemydelse, netttilslutningskrav til elsystemets produktions- og forbrugsanlæg, integrerede netkomponenters egenskaber samt udlandsforbindelser.

Som følge af den grønne omstilling og udfasningen af de termiske kraftværker bliver elsystemet mere sårbart, hvis andre anlæg ikke bringes i stand til at overtage rollen som stabilisator. Traditionelt set har elsystemets anlæg været direkte tilsluttet elsystemet, mens nye elproduktions- og elforbrugsanlæg tilsluttes ved hjælp af effektelektronik. Det bli-

ver derfor den specifikke software til styring af denne effektelektronik, der bestemmer elsystemets opførsel. Effektelektronikken er specifik for hvert anlæg, hvilket komplicerer forudsigelsen af den stabilitetsmæssige opførsel. De nye elanlæg bliver således et omdrejningspunkt i forhold til den fremtidige stabilitet i elsystemet.

Udfasningen af termiske kraftværker og introduktionen af anlæg tilsluttet via effektelektronik vil give anledning til nye udfordringer i elsystemet. De primære udfordringer er frekvensstabiliteten og udfordringer afledt af en ændring af systemstyrken. Systemstyrke er et karakteristiskum i elsystemet, der beskriver omfanget af spændingsændringer i tilfælde af fejl eller forstyrrelser i elsystemet. Driftshændelser vil forplante sig ud i elsystemet. Er systemstyrken lav, vil påvirkningen af elsystemet være større. Flere elproduktionsanlæg vil blive påvirket i et elsystem med lav systemstyrke end i et elsystem med høj systemstyrke. Er de berørte elproduktionsanlæg sårbare over for disse forstyrrelser, risikeres det, at de afkobles fra elsystemet i en kaskadeudkobling. Det samlede tab af elproduktion kan lede til afkobling af elforbrugere eller i værste fald systemkollaps, altså et blackout. Det er derfor afgørende, at Energinet formår at forudsige elsystemets stabilitetsmæssige opførsel. Både ganske få sekunder før driftsøjeblikket og flere år ud i fremtiden.

Elsystemets frekvensstabilitetsmæssige opførsel har historisk været velbeskrevet. Simuleringsværktøjer til at forudsige og forhindre udfordringer har over mange år været grundigt afprøvet og løbende tilpasset. Introduktionen af elanlæg tilsluttet via effektelektronik introducerer en ny stabilitetsmæssig opførsel i elsystemet i forhold til spænding og inerti. Dette gør, at tidligere erfaringer ikke længere i samme omfang kan bruges til at træffe de rigtige beslutninger. Desuden kan de tidligere anvendte analyseværktøjer ikke længere anvendes. Det er derfor nødvendigt, at nye analyseværktøjer udvikles, som kan anvendes i forbindelse med selve driften af elsystemet samt ved udviklingen af elsystemet i forbindelse med tilslutning af fx store sol-, vind-, Power-to-X- eller HVDC-anlæg og ikke mindst fremtidens energigør. Der er på verdensplan et meget stort fokus på at udvikle disse analyseværktøjer, og Energinet deltager aktivt i dette arbejde.

Udviklingen i systemet vurderes at give en stigende risiko for afkobling af elforbrug, men samtidig vurderes Energinets tiltag også at nedbringe denne risiko. Samlet set vurderes der fortsat at være 1 afbrudsminut årligt henført til manglende robusthed.

IT-sikkerhed

Energinet arbejder kontinuerligt og målrettet på, at der ikke sker afbrud grundet manglende IT-sikkerhed.

Center for Cybersikkerhed vurderer, at truslen fra cyberspionage og cyberkriminalitet er meget høj. Energinet har i den seneste tid set en intensivning i aktiviteter af denne type og arbejder derfor for at forebygge cyberangreb. Energinet har etableret et samarbejde med Center for Cybersikkerhed om øget netværksovervågning for proaktivt at kunne opdage forsøg på ulovlig indtrængen. Energinet arbejder på en løbende kvalitetssikring af IT-systemer. Historisk set har brister i IT-sikkerheden eller nedbrud af IT-systemer ikke haft alvorlige konsekvenser for den danske elforsyningsikkerhed.

Konsekvensen ved øget digitalisering og intraforbundne IT-systemer til drift af et lands kritiske infrastruktur er senest afdækket ved cyberangrebet på Amerikanske Colonial Pipeline den 29. april 2021. Selskabet ejer ca. 48.000 km linjeføring langs den vestlige del af Amerika og producerer og distribuerer i omegnen af 2.5 million tønner olie dagligt. Colonial Pipeline valgte tidligt at betale hackerens løsesum på ca. 27 millioner kr. og efter at have sikret sig, at angrebet var inddæmmet, kunne Colonial Pipeline fortsætte produktion og distribution efter 14 dages nedlukning. Det vurderes, at hvis det danske eltransmissionsnet påvirkes i samme grad, kan det medføre flere black-outs med markant flere afbrudsminutter til følge. Der ses generelt en stigning i cyberangreb inden for andre brancher. Energinet følger denne udvikling med stor alvor.

Energinet imødegår den stigende cybertrussel og arbejder målrettet på, at der ikke sker afbrud relateret til IT-sikkerhed. Energinet initierede i 2020 et omfattende Cybersikkerhedsprogram med 17 identificerede indsatsområder, der skal styrke den nuværende indsats og reducere sandsynligheden for, at Energinet udsættes for et kompromitterende cyberangreb.

Energinet fastholder således vurderingen fra sidste års redegørelse om 0 afbrudsminutter i 2031 relateret til IT-sikkerhed.

4.2.3 Eldistributionsnettene

Netvirksomhederne forventer, at der vil ske en stigning i antallet af afbrudsminutter frem mod 2031. Det sker som følge af en stigende fejlfrekvens på grund af aldrende komponenter. Ligeledes vil der være en øget udnyttelse af eldistributionsnettens kapacitet på grund af elektrificering. Øget benyttelsesgrad og ændrede driftsformer i eldistributionsnettene inkluderer blandt andet en stigning i antallet af forbrugsenheder, fx elbiler og elvarmepumper. Derudover forventes også en øget tilslutning af decentrale elproduktionsenheder, fx landvindmøller og solceller. Disse forhold har indflydelse på eldistributionsnettens benyttelsesprofil, hvilket kan påvirke komponenternes pålidelighed.

Fejl på olie-papirisolerede kabler (APB-kabler) og deres samlemuffer forventes fremadrettet at være den dominerende årsag til stigningen i antallet af afbrudsminutter. Under forudsætning af det nuværende reinvesteringsniveau, eldistributionsnettens aldersprofiler og den forventede elektrificering forventes der i eldistributionsnettene knap 28 afbrudsminutter pr. elforbruger i 2031. I *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020* var forventningen 28 minutter i 2030.

Sidste år var data til brug for fremskrivningen indhentet fra 3 netvirksomheder i Danmark, dækkende ca. 61 pct. af alle elkunder, mens datagrundlaget i år er indhentet fra i alt 7 netvirksomheder, svarende til ca. 79 pct. af elkunderne.

4.2.3.1 Forventet udvikling i afbrudsminutter i Danmark på eldistributionsniveau

Nedenstående beskrivelser og forventninger til udviklingen i afbrudsminutter er baseret på input fra Dansk Energi på vegne af netvirksomhederne.

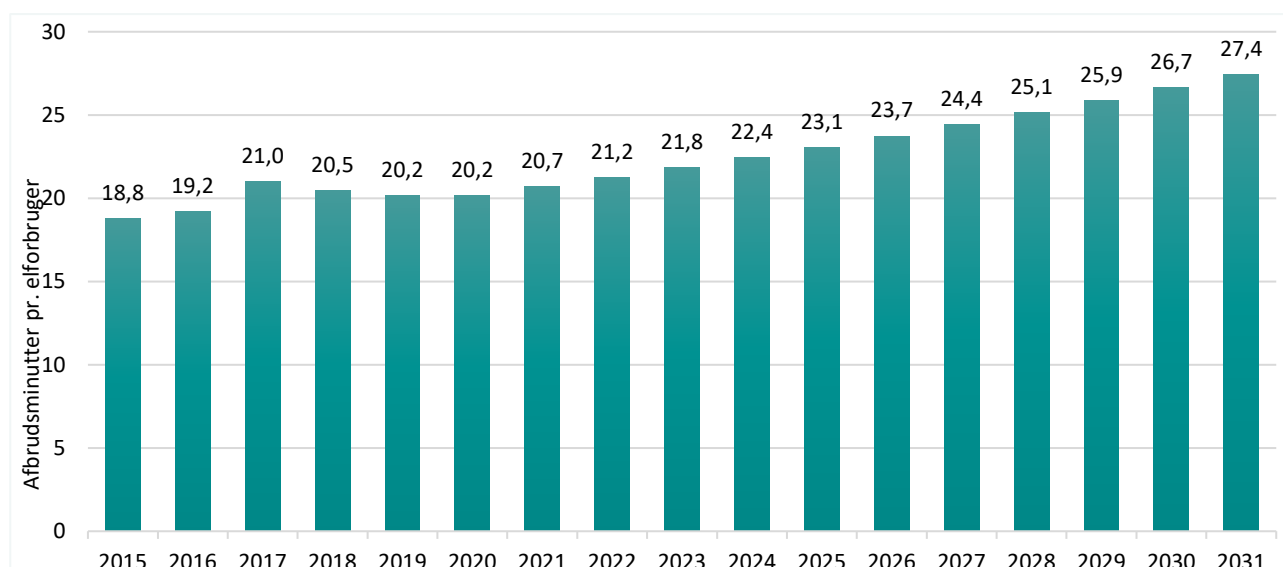
COWI har for Dansk Energi udarbejdet en model til at estimere udviklingen i afbrudsminutterne. Udviklingen sker som følge af det ældede eldistributionsnet på baggrund af standardiserede data på tværs af netvirksomhederne. Modellen blev anvendt til estimering af udviklingen i afbrudsminutter i *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020*. Dansk Energi har videreudviklet på denne model i forbindelse med bidrag til *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021*.

Modellen baseres på input om eldistributionsnettenes aldersprofiler, aldersafhængige fejlsandsynligheder (primært for 10-20 kV-kabelanlæg) og antal installerede komponenter. På baggrund af disse input estimeres den fremtidige stigning i fejlfrekvensen og dermed afbrudsminutter. Aldersprofilerne er baseret på input fra 7 netvirksomheder. Målt på 10-20 kV-kabelanlæg dækker disse netvirksomheder ca. 80 pct. af den samlede anlægsmasse i eldistributionsnettene. Netvirksomhederne dækker til sammen 79 pct. af elforbrugerne i Danmark. De aldersafhængige fejlsandsynligheder er baseret på input fra 4 netvirksomheder. Disse netvirksomheder dækker 41 pct. af 10-20 kV-APB-kabelanlæg og 18 pct. af 10-20 kV-PEX-kabelanlæg i Danmark. De fire netvirksomheder dækker samlet ca. 43 pct. af elforbrugerne.

Modellen tager højde for en øget benyttelsesgrad af eldistributionsnettene. Dette sker ved at anvende en belastningsafhængig fejlfrekvens for 10 kV-samlemuffer¹². For alle andre netkomponenter i modellen er der ikke medtaget en belastningsafhængig fejlfrekvens. På trods af dette forventes det, at mange af de øvrige netkomponenter også vil have en øget fejlsandsynlighed, når belastningen stiger og nærmer sig komponenternes kapacitetsgrænser. Betydningen af en stigning i benyttelsesgrad af eldistributionsnettene er derfor behæftet med en betydelig usikkerhed.

De aldersdrevne afbrudsminutter er fremskrevet under forudsætning af et reinvesteringsniveau på 1,6 mia. kr. årligt frem mod 2031. Dette er eksklusive ca. 200 mio. kr. til 30-50-60-kV-kabler og -luftledninger. I forhold til stigning i elforbrug er der taget udgangspunkt i Analyseforudsætninger til Energinet 2020.

Resultatet af fremskrivningen af afbrudsminutterne på landsplan baseret på ovenstående grundlag er vist i figur 9.



Figur 9 Årlige afbrudsminutter i eldistributionsnettene pr. elforbruger i Danmark i perioden 2015 til 2031 – aldersdrevet udvikling fra 2019. Kilde: Dansk Energi.

Under de angivne forudsætninger forventes det årlige antal afbrudsminutter at være stigende frem mod 2031. Fra ca. 20 afbrudsminutter i dag til knap 28 minutter i 2031. Heraf udgør bidraget til afbrudsminutterne fra en stigende belastning i nettene ca. 2,5 afbrudsminutter. Som gennemsnit forventes de varslede afbrud at udgøre ca. 6 minutter pr. år.

¹² Den belastningsafhængige fejlfrekvens er baseret på publicerede fejlfrekvenser fra et hollandsk netselskab, (Ref.: Fred Stennis etc. "The Effects of High Current Load on Joints in MV Cable Systems, Paper 0884, CIRED 2011"). Generelt mangler der data for, hvordan en øget belastning påvirker netkomponenters fejlsandsynlighed, og det hollandske studie var umiddelbart det eneste, hvor det er vurderet, der er et rimelig datagrundlag. Hertil har netvirksomhederne vurderet, at der findes observationer i forbindelse med opsamlingsnet til danske vindmøller, som understøtter studiet.

Der er altså tale om en svag reduktion i den forventede stigning sammenlignet med resultatet i *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020*. Her lå resultatet på 28 minutter i 2030. Reduktionen henføres hovedsageligt til et større og bedre datagrundlag og ændrede beregningsforudsætninger.

Det skal understreges, at der fortsat er en betydelig usikkerhed forbundet med fremskrivningen. For at nedbringe usikkerheden er der derfor behov for fortsat fokus på flere grundregistreringer. Der vil pågå et løbende arbejde hos netvirksomhederne og Dansk Energi med at nedbringe denne usikkerhed ved at udvide analysen til at omfatte data fra flere netvirksomheder og komponenttyper.

Desuden har netvirksomhederne peget på, at regeringen og Folketinget har sat en målsætning om at reducere CO₂-udledningen med 70 pct. i 2030 sammenlignet med 1990. Indfrielse af denne målsætning vil medføre en stigning i elforbruget. Beregninger udført af Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning¹³ viser, at slutforbruget fra eldistributionsnettene forventes at stige til 58 TWh i 2030. Dette svarer til en stigning på 70 pct. Denne elforbrugsstigning kan påvirke fremskrivningen af afbrudsminutterne og er større end den forudsatte elforbrugsstigning i *Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2020*.

Som allerede nævnt er der også en betydelig usikkerhed forbundet med vurderingen af, hvad en øget benyttelsesgrad af eldistributionsnettene betyder for fremskrivningen af afbrudsminutter. Det skyldes et manglende datagrundlag som følge af, at netselskaberne historisk har investeret for at sikre en høj robusthed af eldistributionsnettene; blandt andet ved at opretholde et N-1-dimensioneringskriterie. Dette betyder, at elforsyningen efter en fejl kan genoprettes ved omkoblinger i nettet, netop for at sikre en høj elforsyningsikkerhed. Det har betydet, at eldistributionsnettene historisk ikke har været belastet tæt på deres kapacitetsgrænse. Der er derfor ikke praktiske erfaringer med dette.

Alle de ovenfor nævnte forhold illustrerer kompleksiteten forbundet med at inkludere elektrificeringens betydning for udviklingen i afbrudsminutterne. Inkluderingen i årets fremskrivning er derfor et første bud herpå. Dansk Energi vil arbejde videre på analysen af, hvad en øget benyttelsesgrad af nettene betyder for fremskrivningen i afbrudsminutterne.

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.

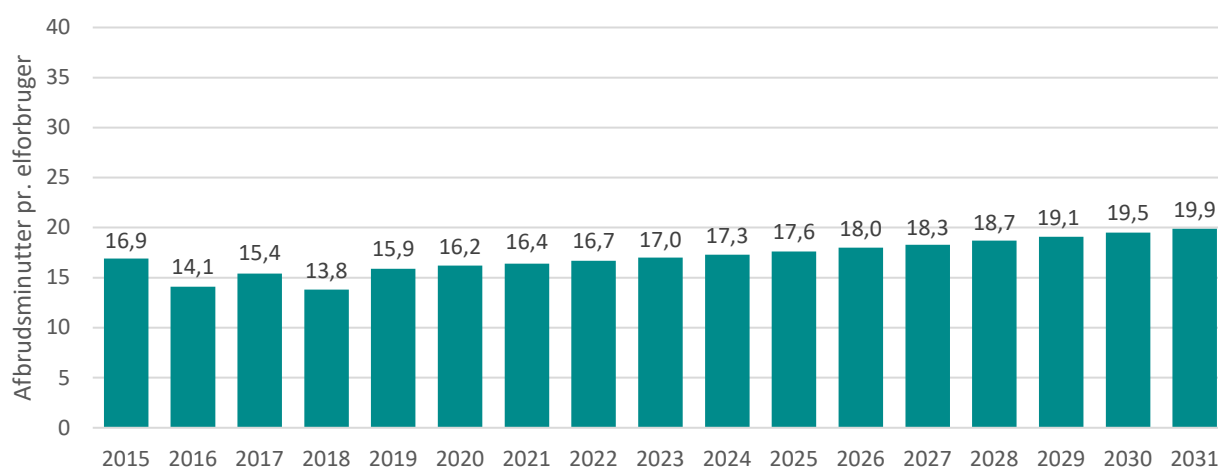
Fremskrivningen er gennemført samlet for Danmark og med udgangspunkt i det samlede investeringsbudget for alle netvirksomheder under ét. Dermed er der ikke taget højde for, om de enkelte netvirksomheder har tilstrækkelige midler til at finansiere deres investeringer inden for deres individuelle indtægtsramme. Det kan derfor i praksis vise sig ikke at være muligt at realisere de antagende investeringsniveauer for nogle netvirksomheder.

4.2.3.2 Forventet udvikling i afbrudsminutter i Øst- og Vestdanmark på eldistributionsniveau

Til forskel fra *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020* er fremskrivningen af afbrudsminutter i eldistributionsnettene foretaget separat for Vest- og Østdanmark. Resultatet viser en forskel i det forventede antal afbrudsminutter mellem de to områder. Det skal bemærkes, at usikkerheden i fremskrivningen forstærkes i forhold til en fremskrivning, der dækker hele Danmark.

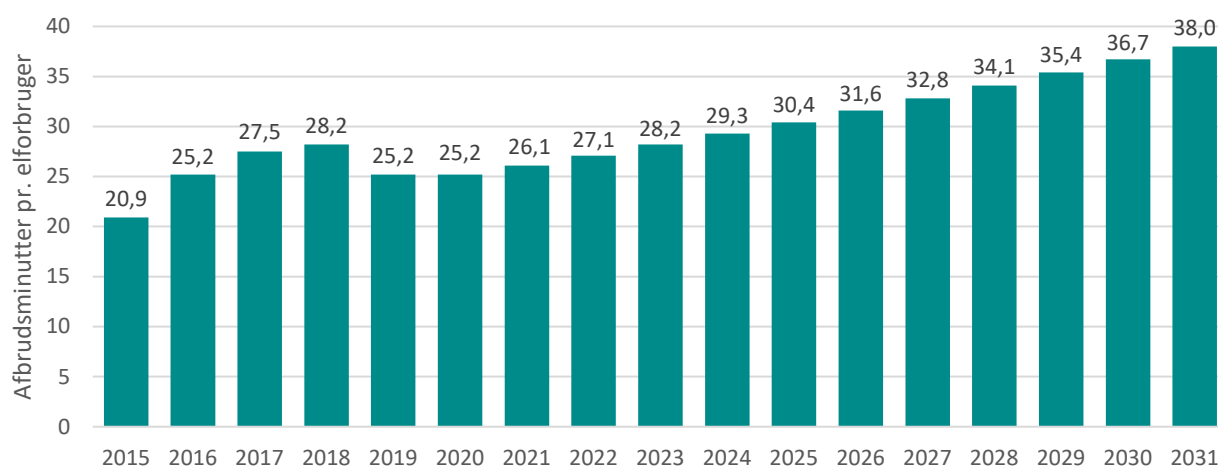
¹³ https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2020-03/l_maal_med_den_gronne_omstilling_2030_klimapartnerskab_energi_forsyningssektor.pdf

Fremskrivningen i Vestdanmark er angivet i figur 10. Fremskrivningen for Østdanmark er angivet i figur 11. Allerede i dag ses en forskel mellem Vest- og Østdanmark i den observerede SAIDI (= gennemsnitlig antal afbrudsminutter pr. kunde). Forskellen er på knap 10 afbrudsminutter, jævnfør ca. 16 afbrudsminutter i Vestdanmark og ca. 25,5 afbrudsminutter i Østdanmark. Det er primært 10-20 kV-kabelanlæg, som er årsag til forskellen i antallet af afbrudsminutter. Modellen brugt til fremskrivningen viser, at forskellen både i observerede afbrudsminutter og fremskrevne afbrudsminutter i høj grad forklares af kabelanlæggenes alder. Østdanmark har generelt flere aldersafhængige fejl end Vestdanmark.



Figur 10 Årlige afbrudsminutter i eldistributionsnettene i Vestdanmark i perioden 2015 til 2031 – aldersdrevet udvikling fra 2019.

Kilde: Dansk Energi.



Figur 11 Årlige afbrudsminutter i eldistributionsnettene i Østdanmark i perioden 2015 til 2031 – aldersdrevet udvikling fra 2019.

Kilde: Dansk Energi.

Det er vigtigt at pointere, at der er netvirksomheder i Vestdanmark, som formodes at passe bedre ind i fremskrivningen for Østdanmark og omvendt. Fremskrivningen kan ikke laves pr. netvirksomhed. Dette kræver en del forbedringer i datagrundlag og forudsætninger. Meget lokale forhold kan få stor betydning for fremskrivningen hos den enkelte netvirksomhed. Disse forhold vil i større grad udlignes for Danmark som helhed.

Forventning til øget belastning i eldistributionsnettene bidrager med henholdsvis 1 afbrudsminut i Vestdanmark og 4 afbrudsminutter i Østdanmark. Disse afbrudsminutter er inkluderet på figur 10 og 11. Igen skal det bemærkes, at der er en betydelig usikkerhed forbundet med disse bidrag fra øget belastning.

4.3 Særlige hændelser – afvigelser fra den forventede udvikling

Risikoen for særlige hændelser er en faktor, som ligger ud over det anbefalede planlægningsmål. Det er ikke muligt i praksis at forudse og tage højde for alle mulige kombinationer af hændelser, fx ekstreme vejsituationer, i planlægningen af elsystemet, uden at det vil have store samfundsøkonomiske omkostninger.

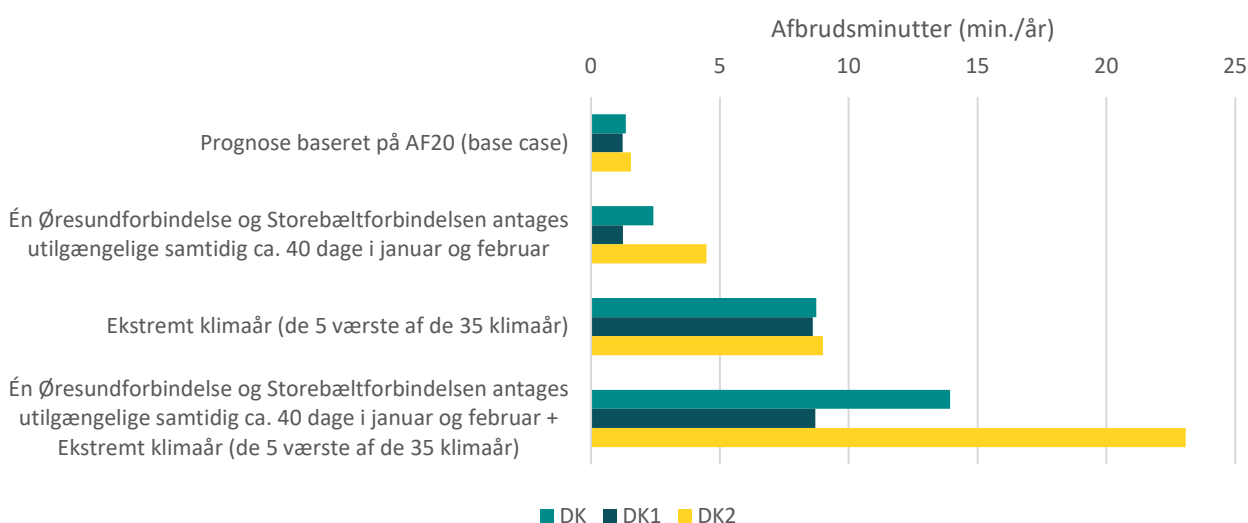
En fuldstændig sikring af effektilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og systemsikkerhed til imødegåelse af alle særlige hændelser vil således kræve endog meget betydelige ekstrainvesteringer.

Eksempler historisk på særlige hændelser med store afbrud til følge er vinterstormen i 1999 og en særlig fejlkombination i det svenske elsystem i 2003 med konsekvenser for det danske elsystem.

I 2013 var stormen Allan tæt på at forårsage præventiv afkobling af elforbrugere i Østdanmark, men afbruddene blev afværget. Et andet eksempel er 2019, hvor fejl på en station på Sjælland førte til udfald af blandt andet en central kraftværksblok og dele af en vindmøllepark. Fejlen resulterede i et stort effekttab, men situationen blev dog hurtig normaliseret og afbrud afværget på grund af et stort effekttræk fra Sverige.

Sandsynligheden for nedbrud i hele eller dele af elsystemet er lav, og et blackout i det danske elsystem har ikke fundet sted siden 2003. Generelt har det danske elsystem en høj robusthed, men omvendt kan særlige hændelser i fremtiden ikke forudses eller planlægges fuldstændigt. Hvis en særlig hændelse indtræffer, vil afbrudsminutterne kunne ligge væsentligt over planlægningsmålet i det pågældende år.

Følsomhedsberegningerne vedrørende effektilstrækkelighed i afsnit 4.2.1, tabel 7, belyser blandt andet eksempler på to specifikke hændelser, som kan øge risikoen for manglende effektilstrækkelighed. Den ene er samtidigt afbrud på to transmissionslinjer (én 400 kV Øresundsforbindelse medfører maks. overførsel på 700 MW i 2031 på Øresundsforbindelsen og Storebæltsforbindelsen helt ude) i 40 dage i januar og februar, og den anden er en betragtning af særligt ekstreme klimaår. Afbrudsminutterne for følsomheder hver for sig og i kombination fremgår af nedenstående figur 12.



Figur 12 Estimerede afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed i 2031 i basisscenariet (prognose) og ved specifikke hændelser. En nærmere beskrivelse af de specifikke hændelser findes i appendiks A, afsnit 6.4.2.4.

De forventede afbrudsminutter for året vil således stige, hvis et ekstremt klimaår indtræffer. Effekten er ikke lige så markant i forbindelse med et samtidigt udfald af én Øresundsforbindelse og Storebæltsforbindelsen. Bemærk, at tallene i figur 12 ikke viser, hvordan risikoen for manglende effekttilstrækkelighed fordeler sig hen over året. Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed vil være koncentreret om og betragteligt forhøjet i januar og februar, hvis de to transmissionslinjer afbrydes samtidigt, sammenlignet med grundberegningen (base case). Særlige kombinationer af fx udfald på udlandsforbindelser vil derfor forøge den specifikke risiko for effektmangel i perioder i løbet af året, når den generelle risiko for manglende effekttilstrækkelighed i systemet er stigende.

Det skal understreges, at effektmangel endnu ikke har ført til afbrudsminutter i Danmark eller vores elektrisk forbundne nabolande, samt at ovenstående følsomhedsberegninger kun er eksempler til illustration af potentielt særlige hændelser.

Ekstreme vejrforhold i Texas i februar 2021

I februar 2021 oplevede den amerikanske delstat Texas en række afbrydelser af elforsyningen forårsaget af vinterstorme og ekstreme vejrforhold. Vinterstormene medførte rekordlave temperaturer i Texas, som ikke havde været tilfældet i de seneste 72 år. Temperaturerne ramte 25 grader celsius under det sædvanlige gennemsnit for årstiden. Krisen berørte over 4,5 millioner mennesker i perioden 15. til 18. februar 2021¹⁴. De ekstreme vejrforhold med meget lave temperaturer intensiverede behovet for elektricitet og forringede udbuddet fra naturgasproduktionen og berørte samtidig en række kraftværker. Produktionen af naturgas faldt med 45 pct., og kulkraftværkerne i området opererede 40 pct. under almindelig kapacitet.

De ekstreme vejrforhold havde primært tre kritiske påvirkninger af energisystemet:

- Et markant højere elforbrug, især forårsaget af at 61 pct. af Texas' befolkning anvender elektricitet til opvarmning af deres boliger.
- Fastfrysninger og afbrydelser i el- og gasproduktionsudstyr på grund af ekstreme vejrforhold med meget lave temperaturer.
- Mindre produktion af naturgas og dermed færre leverancer til de naturgasfyrede kraftværker i området, der står for ca. halvdelen af den installerede elproduktionskapacitet.

Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), der opererer det texanske elsystem og er TSO i Texas, iværksatte en række kontrollerede udfald i elsystemet svarende til afbrydelser af op til 20 GW for at undgå et totalt black-out af hele Texas. Kombinationen af eskalationen af efterspørgsel og faldet i produktionen gjorde det nødvendigt for ERCOT at balancere elsystemet ved at initiere kontrollerede forbrugsafkoblinger.

De gasfyrede kraftværker i Texas har et vinter-peak på 66 GW, og under krisen var 30 GW af disse utilgængelige. Der var forinden udarbejdet risikovurderinger af ERCOT, som blev baseret på et worst-case scenarie, hvor 14 GW af ressourcerne fra alle termiske kraftværker blev vurderet som muligt utilgængelige. Men i den konkrete situation var udfaldet af kapacitet endnu større. Flere texanere oplevede, at deres elpriser steg voldsomt under energikrisen.

Texas er den eneste Amerikanske delstat, der har et stand-alone eltransmissionsnet. Det betyder, at Texas ikke har stærke interconnectorer til nabostater, som kan understøtte texanske energiresourcer, når der opstår uforudsete episoder som energikrisen i februar 2021.

Elsystemet i Texas adskiller sig på flere områder fra danske og europæiske forhold med et anderledes energimiks og med meget dårligere forbindelser til naboer. Men situationen viser generelt, at infrastruktur og forsyningssystemer kan være sårbare overfor udfald, når der opstår uforudsete og helt særlige situationer, herunder særlige vejrforhold, som systemet ikke er designet til at kunne håndtere.

¹⁴ "Analysis of Texas Electricity shortages in February 2021", ENTSO-E, April 2021.

5. Mulige tiltag til påvirkning af elforsyningsikkerheden

Igangværende og forventede tiltag til understøttelse af den anbefalede planlægningsmålsætning er beskrevet i kapitel 4. Afhængigt af de kommende års udvikling kan det blive relevant at rette fokus på andre mulige tiltag. Eksempler på disse er nærmere beskrevet i nedenstående oversigt og i afsnit 5.1-5.3.

Netvirksomhederne
<ul style="list-style-type: none"> - Ændring i reinvesteringsniveauet - Fokuseret reinvesteringsindsats
Energinet
<ul style="list-style-type: none"> - Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning - Balanceringsincitamentet på tværs af markedsrammer - Midlertidig strategisk reserve - Nye netprodukter - Flere systemydelse - Ændring i udlandskapaciteten

Desuden har Energinet vurderet en række forskellige tiltag, som kan ændre niveauet af elforsyningsikkerheden. Der kan blandt andet være tale om at forstærke eller nedjustere tiltag, som allerede er beskrevet i kapitel 4 eller i afsnit 5.1-5.3. Forskellige tiltag kan påvirke forskellige dele af elforsyningsikkerheden, og ét tiltag kan i sig selv også påvirke forskellige dele af forsyningsikkerheden. Den marginale effekt på afbrudsminutter af det enkelte tiltag afhænger af øvrige tiltag, som er iværksat. En kort beskrivelse af tiltag, som kan ændre niveauet af elforsyningsikkerheden med henblik på et andet planlægningsmål, er samlet i afsnit 5.4.

5.1 Effekttilstrækkelighed og elmarkedet

Energinet arbejder målrettet på at realisere de igangværende elmarkedsreformer, der sammen med andre nye initiativer skal sikre øget fleksibilitet af både elproduktion og elforbrug og dermed nye markedsløsninger til at sikre effekttilstrækkeligheden og det anbefalede planmål.

Energinet arbejder således på at udvikle og styrke elmarkedet, så elmarkedet kan være med til at sikre effekttilstrækkeligheden fremadrettet og sikre mest mulig konkurrence i elmarkedet. Energinet vurderer for nuværende, at der ikke umiddelbart er behov for yderligere tiltag ud over dem, der allerede er i gang og planlagt, hvoraf en del er beskrevet i kapitel 4. Men samtidig vurderer Energinet løbende behovet for nye initiativer og tiltag. Fremadrettet vil Energinet også anvende monitoreringen af forbrugerfleksibiliteten i elmarkedet til at vurdere, om der er behov for yderligere initiativer for at styrke forbrugerfleksibiliteten eller for at kompensere for manglende forbrugerfleksibilitet.

Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning

I *Redegørelse for Elforsyningsikkerhed 2020* blev overvejelserne vedrørende knaphedspris ved ubalanceafregning beskrevet. Prisloftet i regulerkraftmarkedet er fortsat 5.000 EUR/MWh, ligesom mekanismerne i regulerkraftmarkedet er uændrede. Den kompleksitet, der relaterer sig til en knaphedspris, er endnu ikke afdækket, og Energinet arbejder fortsat med en nærmere vurdering af de forudsætninger og indsatser, der eventuelt kan igangsætte dette tiltag. Det bemærkes endvidere, at knaphedspris er ét tiltag blandt flere, der skal være afprøvet før det er muligt at indføre en midlertidig strategisk reserve.

Balanceringsincitamer på tværs af markedsrammer

Ændringer i anlægsmassen til elproduktion (vind og sol erstatter termiske anlæg), implementering af energioverføringsanlæg, kommercialisering af Power-to-X og øget elektrificering er blot nogle af de forventede ændringer, der vil påvirke Energinets opgave med at balancere elnettet. De forventede ændringer i el- og energisystemet vil på længere sigt udfordre balanceringen af elsystemet og medføre et behov for nye typer af balanceringsydelser. Ændringerne i el- og energisystemet giver dog også en række muligheder for nye typer af systemydelser og dermed balancering af elnettet og opretholdelsen af effektilstrækkeligheden.

Energinet har derfor iværksat en analyse, hvor tendenser for relevante systemydelsesprodukter frem mod 2030 undersøges. Arbejdet forventes at identificere en række tiltag, som kan tages i brug for at afhjælpe de udfordringer og behov, der identificeres. De mulige værktøjer kan enten være lokalt implementerbare eller kan sigte mod at præge den europæiske udvikling i givne retninger. Nye tiltag vil komme oveni det arbejde, der allerede foregår med implementeringen af de regulatoriske rammer for balancemarkederne på tværs af EU, og som Energinet vil have fortsat fokus på i de kommende år.

Midlertidig strategisk reserve

Hvis elmarkedet og de løbende reformer heraf, via prissignalerne, ikke viser sig i stand til at understøtte et acceptabelt niveau for effektilstrækkelighed i Danmark på sigt, kan det blive nødvendigt at understøtte effektilstrækkeligheden på anden vis. Hertil vurderer Energinet, som det også er beskrevet i de seneste års redegørelser for elforsyningsikkerhed, at en midlertidig strategisk reserve kan være et velegnet værktøj. En strategisk reserve vil kunne afbøde de negative konsekvenser i situationer med manglende effektilstrækkelighed ved at reducere behovet for forbrugsafkoblinger. Samtidig vil markedsaktørerne fortsat udsættes for skærpede økonomiske incitamer i elmarkederne.

En strategisk reserve er en kapacitetsmekanisme, som alene aktiveres i situationer med manglende effektilstrækkelighed. Kapacitetsmekanismen kan understøtte effektilstrækkeligheden uden om de eksisterende elmarkeder, ved at enheder på produktions-/forbrugssiden får betaling for den kapacitet (MW), som stilles til rådighed for elsystemet.

Mulighederne og behovet for en strategisk reserve er blevet afsøgt, herunder eventuel størrelse og konstruktion, samt hvilke regulatoriske krav en strategisk reserve skal leve op til (fx statsstøttegodkendelse i EU). Energinet vurderer ikke, at der for nuværende er behov for en strategisk reserve, eller at der vil kunne opnås statsstøttegodkendelse af en strategisk reserve på nuværende grundlag. Det skyldes, at statsstøttegodkendelsen vil kræve, at alle andre potentielle muligheder er afsøgt, og det dermed kan godtgøres, at der ikke kan opretholdes en tilfredsstillende effektilstrækkelighed uden en strategisk reserve. Skulle behovet opstå i fremtiden, er en del af det afklarende forarbejde på plads, og der vil kunne sikres hurtig fremdrift i arbejdet, forud for at statsstøtteansøgningsprocessen kan igangsættes. Denne vurderes at ville tage omkring tre år.

Beregning af pålidelighedsstandard

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fra EU's Clean Energy Package stiller blandt andet specifikke krav til beregning af en såkaldt pålidelighedsstandard baseret på estimerede værdier for VoLL (Value of Lost Load) og CONE (Cost of New Entry). Den endelige metode blev offentliggjort af ACER i oktober 2020.¹⁵

Pålidelighedsstandarden er et beregnet målniveau for effekttilstrækkelighed og bestemmes lidt forsimplet ved:

$$LOLE_{target}(h) = \frac{CONE (DKK/MW)}{VoLL (DKK/MWh)}$$

VoLL er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved en afbrudt elforsyning. VoLL er ikke én værdi, men afhænger af en række faktorer, fx hvem der afbrydes (industri, service, husholdninger, osv.) og karakteristika for afbrud (varighed; tidspunkt på dag, uge, år; varslet eller ikkevarslet, mv.).

Det beregnede LOLE-niveau afspejler det økonomisk optimale niveau af effekttilstrækkelighed, hvor den marginale omkostning ved ny kapacitet er lig den marginale omkostning ved ikkeleveret energi.

Af metoden til bestemmelse af pålidelighedsstandarden fremgår, at forsyningsikkerhed er et nationalt anliggende. Hvert enkelt medlemsland kan således på transparent vis fastsætte den ønskede pålidelighedsstandard baseret på de overordnede europæiske rammer.

Kun hvis den fastsatte pålidelighedsstandard forudses overskredet i effekttilstrækkelighedsvurderinger for fremtidige år, vil et medlemsland kunne opnå en statsstøttegodkendelse af en kapacitetsmekanisme, fx en strategisk reserve.

Energistyrelsen er i gang med en nærmere udredning af værdier af de forskellige parametre, der skal indgå i en dansk vurdering af effekttilstrækkelighed. Energistyrelsens udredning forventes ikke at foreligge før tidligst i løbet af 2022.

5.2 Eltransmissionsnettet

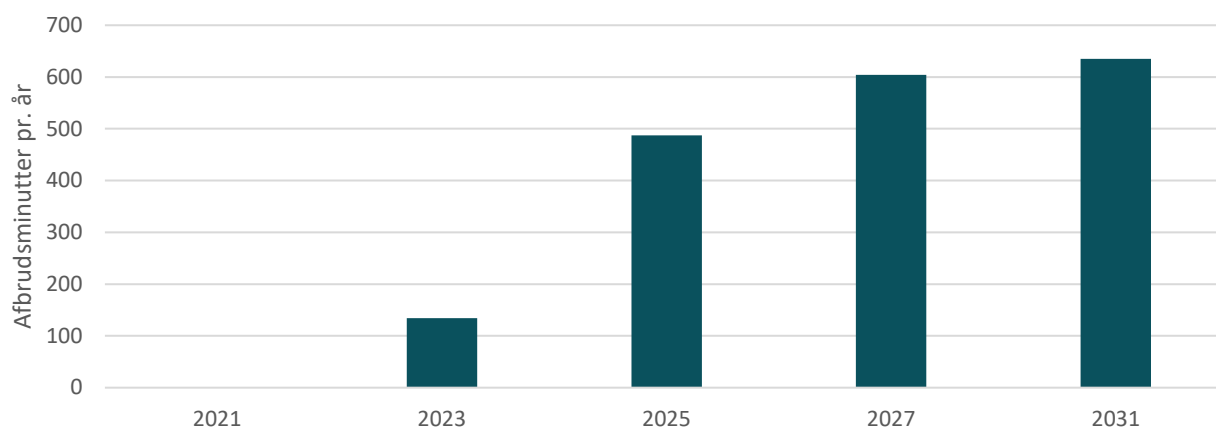
5.2.1 Reinvestering

Eltransmissionsnettets driftsmæssige tilstand forringes i takt med, at det ældes. Det medfører en højere fejlsandsynlighed og reducerer dermed elforsyningsikkerheden. Som beskrevet i afsnit 4.2.2 er reinvestering af eltransmissionsnettet et af de primære tiltag til fastholdelse af en høj elforsyningsikkerhed. Reinvesteringsprogrammet er beskrevet i *Behovsanalyse og Langsigtet netstruktur for eltransmissionsnettet 2020*. I perioden 2019-2022 er der budgetteret 5,3 mia. kr. til reinvesteringer i eltransmissionsnettet. Frem mod 2030 forventer Energinet at fastholde et reinvesteringsbudget på 1,5 mia. kr. pr. år.

Effekten af reinvesteringsprogrammet er svær at kvantificere. Ud fra samme metode som anvendt i *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020* viser nedenstående figur 13 konsekvenserne i afbrudsminutter, hvis der ikke gennemføres reinvesteringer i komponenter med opbrugt teknisk levetid. Denne metode har udgangspunkt i, at anlægskomponenter tages permanent ud af drift, når den tekniske levetid er opbrugt. Baseret på gennemsnittet af et repræsentativt udsnit

¹⁵ [ACER sets the methodologies to assess electricity resource adequacy in the EU \(europa.eu\)](https://europa.eu/press-room/en/infographic-acer-sets-the-methodologies-to-assess-electricity-resource-adequacy-in-the-eu)

vurderes den samlede konsekvens, og det vil have en væsentlig betydning for antallet af afbrudsminutter, hvis de nødvendige reinvesteringer ikke foretages. Metoden omfatter ikke krydsafhængigheder mellem de enkelte reinvesteringer, hvorfor den vil underestimere det faktiske antal afbrudsminutter, hvis der ikke reinvesteres. Estimatet forudsætter ligeledes, at godkendte reinvesteringer frem mod 2022 gennemføres.



Figur 13 Probabilistisk opgørelse af udviklingen i afbrudsminutter relateret til manglende nettilstrækkelighed i eltransmissionsnettet, hvis der ikke gennemføres reinvesteringer i komponenter med opbrugt teknisk levetid.

Med omkostningen til reinvesteringer på 1,5 mia. kr. pr. år til reinvesteringer i perioden 2023-2031 vil reinvesteringssprogrammet have medført omkostninger på ca. 21 mio. kr. pr. mitigeret (undgået) afbrudsminut i 2031 alene. Energinet forventer, at det ud over gennemførelse af reinvesteringssprogrammet ikke vil være samfundsmæssigt rentabelt at arbejde for endnu færre afbrudsminutter i eltransmissionsnettet.

5.2.2 Nye netprodukter

Eltransmissionsnettet er udbygget efter N-1-princippet. Det betyder, at der i langt det meste af tiden er en langt højere kapacitet i eltransmissionsnettet, end der reelt udnyttes. Den resterende kapacitet er reserveret til redundans af hensyn til elforsynings sikkerheden. Udnyttelse af denne ledige kapacitet vil give en bedre udnyttelse af det eksisterende eltransmissionsnet og vil derved kunne fremme elektrificeringen. Dette kan muliggøres ved at etablere nye netprodukter, hvor elforbrugeren tilsluttes med begrænset netadgang – enten som et permanent vilkår eller som en midlertidig foranstaltning.

"Begrænset netadgang" som permanent vilkår betyder, at elforbrugeren som udgangspunkt har adgang til den strøm, som efterspørges. Elforbrugeren kan dog uden varsel beordres til at nedregulere sit elforbrug inden for 15 minutter, hvis der sker hændelser i eltransmissionsnettet, som kræver dette. Til gengæld for denne nedregulering eller afbrydelighed betales en lavere eltransmissionsstarif.

Udbygning af eltransmissionsnettet tager tid. Dette kan være til ulempe for nye aktører, som vil have deres anlæg tilsluttet hurtigst muligt et sted i eltransmissionsnettet, hvor der ikke er tilstrækkelig kapacitet. Til det brug kan "Midlertidigt begrænset netadgang" være en midlertidig foranstaltning, der giver aktører mulighed for at blive tilsluttet hurtigt. Til gengæld skal de samme vilkår som for aktører med "Begrænset netadgang" accepteres, indtil eltransmissionsnettet er udbygget.

Tiltagene påvirker ikke direkte elforsynings sikkerheden for samfundet som helhed. Det giver derimod den enkelte el-transmissionstilsluttede elforbruger mulighed for at vælge en lavere elforsynings sikkerhed mod en besparelse på el-transmissionstariffen samt en mulighed for at blive nettilsluttet hurtigere, end det ellers ville være muligt.

De nye netprodukter blev metodeanmeldt hos Forsyningstilsynet i maj 2020. Indførelse og implementering af netprodukterne afventer nu en godkendelse fra Forsyningstilsynet.

5.2.3 Sikring af robusthed

Der er en væsentlig opgave for Energinet at sikre, at elsystemet forsat kan opretholde en høj robusthed i takt med den grønne omstilling. Ud over indkøb af systemydelse er der overordnet to løsningsmuligheder på denne problemstilling, nemlig integrerede komponenter i eltransmissionsnettet og nettilslutningsbestemmelserne. Den optimale løsning vil formodentligt være en kombination af disse muligheder.

En langt højere grad af data og digitalisering er nødvendig som et fundament for at styre elsystemet og dets anlæg i fremtiden. Derved sikres det, at elsystemets anlæg har de bedste muligheder for at bidrage til opretholdelse af system-sikkerheden. De anlæg, der kan levere den bedste og billigste ydelse, kommer til at gøre det.

Energinet er i gang med udviklingen af et roadmap for, hvordan eltransmissionsnettets robustheds sikres fremadrettet. På baggrund af dette roadmap forventes omkostningerne til sikring af robustheden at kunne kvantificeres.

Roadmappet vil bygge på analyser af følgende emner:

- Udvikling af nye analysemetoder for sikker systemintegration af inverter-tilsluttede anlæg
- Udvikling af nye analysemetoder for løbende systemovervågning og behovsbeskrivelse
- Eftersyn af nettilslutningskrav på baggrund af opfølgning på hændelser
- Øget samarbejde med nabo-TSO'er om frekvensstabilitet
- Forsat opretholdelse af systemstyrken igennem øgede tilstandsvurderinger.

I de fremtidige redegørelser for elforsynings sikkerhed vil Energinet præsentere resultaterne af dette arbejde.

Indkøb af systemydelser

Eltransmissionsnettets robusthed sikres i høj grad gennem indkøb af systemydelser. Energinet har som systemansvarlig virksomhed brug for en række ydelser til at opretholde stabilitet i eltransmissionssystemet og dermed elforsynings sikkerheden. Disse ydelser kaldes samlet set for systemydelser.

Ydelserne er nødvendige for at sikre en stabilitet af eltransmissionssystemet under både normaldrift og under genetablering efter fejl. Disse systemydelser sikrer både frekvens- og spændingsstabilitet. Ud over dette sikres ydelser til spændingssætning og opstart af eltransmissionsnettet, hvis et blackout mod forventning skulle indtræffe.

Energinet ser generelt ind i en fremtid, hvor der er brug for at have flere reserver til rådighed end i dag. Dette er primært drevet af den stadig stigende mængde vedvarende energi i elsystemet, der skaber udfordringer for bl.a. frekvensstabilitet. Derudover sætter europæisk regulering rammerne for krav til typer af reserver samt dimensioneringskrav, der er med til at bestemme den samlede mængde af reserver, Energinet skal indkøbe og sikre.

Det konkrete behov for systemydelser i Danmark (DK1 og DK2) fastsætter Energinet i den årlige *Behovsvurdering for systemydelser*¹⁶, som også angiver hvilke systemydelser, der skal bruges til at dække behovet. Når behovet for systemydelser er kendt, kan disse indkøbes hos de aktører, som kan levere den specifikke ydelse til den laveste pris.

Integrerede komponenter i eltransmissionsnettet

Afhængig af det specifikke behov kan det være samfundsmæssigt fordelagtigt eller ligefrem nødvendigt for at opretholde et robust eltransmissionssystem, at Energinet etablerer yderligere integrerede netkomponenter eller skaffer de tilsvarende ydelser via indkøb. Dette kan fx være synkronkompensatorer eller STATCOMs, som begge er enheder til sikring af spændingsstabilitet. Det kan være nødvendigt for at sikre ydelser, som VE-anlæg ikke vil være i stand til at levere. Ligeledes kan integrerede netkomponenter installeres, hvor det ikke vil være fordelagtigt at bringe VE-anlæggene til at kunne levere disse ydelser.

Nettilslutningsbestemmelser

Energinet arbejder i dag tæt sammen med elsystemets anlægsejere om at sikre, at det enkelte elanlæg er robust over for hændelser i elsystemet. Der er særlig fokus på dette under tilslutning af nye elanlæg til eltransmissionsnettet samt i forbindelse med opfølgning på hændelser, der har ledt til uventet opførsel på et eller flere elanlæg. Nettilslutningsprocessen indeholder i dag en række simuleringsbaserede analyser og en række praktiske tests. Robustheden af alle enkelte elanlæg sikrer i høj grad et robust samlet elsystem.

Der arbejdes løbende på at udvikle analysemetoder til simuleringsbaseret eftervisning af anlæggene. Ud fra disse sikres det, at de rigtige netregler er definerede. Herudover kan de testmetoder, der anvendes på anlæggene ved idriftsættelse, videreudvikles. Dette er særligt vigtigt for de nye aktører, som i de kommende år tilsluttes det danske elsystem. Som en del af den løbende forbedring forventes det i fremtiden, at løbende efterprøvning af udvalgte elanlæg vil være med til at sikre et stabilt elsystem.

VE-baserede elproduktionsanlæg og på sigt elforbrugsanlæg som PtX kan bringes i spil til at levere de systembærende egenskaber, som er nødvendige for at opretholde et stabilt og robust eltransmissionssystem. De nye anlægstyper har ikke naturligt samme systembærende egenskaber som de traditionelle termiske kraftværker. I flere tilfælde kan anlæggene dog opnå disse egenskaber. Det kan ske gennem udvikling af nye kontrolsystemer til elanlæggene kombineret med etablering af lokale energikilder som fx batterier. Adgangen kan enten specificeres gennem nettilslutningskrav eller tilvejebringes ved at etablere markeder for disse ydelser, som motiverer anlægsejere til at etablere den ønskede funktionalitet. Det kommende roadmap for eltransmissionsnettets robusthed vil være et vigtigt element i forhold til at fastlægge strategien.

5.2.4 Udlandsforbindelser

Etablering af yderligere udlandskapacitet til de to danske elprisområder vil kunne bidrage med effekt i situationer, hvor der er manglende effekttilstrækkelighed i Danmark. Det forudsætter, at der er overskydende effekt at hente i udlandet, hvilket ikke altid kan forventes at være tilfældet, særligt set i lyset af at udlandet også ser ind i en fremtid med udfasning af termisk kapacitet til fordel for VE-anlæg. Modsat vil en reduktion af den nuværende udlandskapacitet kunne forværre effekttilstrækkeligheden.

Energinet har analyseret på effekten af ændret udlandskapacitet til Norge samt til Holland og Tyskland via energijørerne henholdsvis i Nordsøen og på Bornholm.¹⁷ Etablering af energijørerne vil forventeligt øge den danske importkapacitet fra

¹⁶ [Implementering af ny elforsyningslov - markedsføring og behovsvurdering | Energinet](#)

¹⁷ Uddybende resultater for følsomhederne er beskrevet i appendiks A, afsnit 6.4.1.1.

udlandet og dermed bidrage til understøttelse af effektilstrækkeligheden. I Energinets implementering af Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2020* antages udlandsforbindelser på henholdsvis 1.500 MW via Nordsø-energiøen fra Holland til Vestdanmark og 1.000 MW via Bornholm-energiøen fra Tyskland til Østdanmark fra 2029. Uden begge energiøer og tilknyttede udlandsforbindelser stiger afbrudsminutterne i 2031 fra 1 til 3 minutter. Påvirkningen vurderes at være størst i Østdanmark.

Skagerrak 1 og 2 er ved at have opbrugt deres tekniske levetid, og unkladelse af reinvesterings i disse to forbindelser vil mindske den danske udlandskapacitet med 500 MW til Vestdanmark. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effektilstrækkelighed særligt i Vestdanmark stige. Afbrudsminutterne for Danmark samlet estimeres under de nuværende forudsætninger at stige fra 1 minut i 2031 til 2 afbrudsminutter uden Skagerrak 1 og 2.

Udlandsforbindelser kan også have andre væsentlige samfundsøkonomiske effekter som handelsgevinster eller integration af vedvarende energi. I analyserne her i redegørelsen er alene effekten på effektilstrækkeligheden af udlandsforbindelserne undersøgt.

5.3 Eldistributionsnettene

Nedenstående beskrivelser og forventninger til udviklingen i afbrudsminutter er baseret på input fra Dansk Energi på vegne af netvirksomhederne.

Netvirksomhederne er underlagt en økonomisk regulering, hvor de tilladte indtægter udgør en indtægtsramme til dækning af drift, investeringer og afskrivning m.v. Hvis eldistributionsnettene skal øge elforsynings sikkerheden i forhold til den forventede fremskrivning, vil der være behov for et højere investeringsniveau og dermed en højere indtægtsramme. Der vil i den situation være behov for justeringer af reguleringen, så der tillades et højere indtægtsniveau for at finansiere de forventede stigende reinvesterings.

5.3.1 Ændring af reinvesteringsniveauet

Reinvesteringsaktiviteter er det primære tiltag i eldistributionsnettene i forhold til påvirkning af elforsynings sikkerheden. Eldistributionsnettene er designet og bygget med henblik på at begrænse tiden, hvor elforbrugere er afbrudt på grund af fejl eller arbejde i eldistributionsnettene. Antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene forventes dog at stige til i alt knap 28 minutter i 2031, jævnfør afsnit 4.2.3. Dette er under forudsætning af, at det nuværende reinvesteringsniveau i 2020 på ca. 1,8 mia. kr. årligt videreføres.¹⁸

Der er et stigende behov for at reinvestere i eldistributionsnettene på grund af nettets alder. I flere netvirksomheder nærmer netkomponenter sig et stadie i deres livscyklus, hvor de begynder at udvise en stigende fejlfrekvens. Derfor vil investeringsindsatsen rent teoretisk kunne fokuseres på de netkomponenter, der typisk har høj fejlfrekvens.

Det vil dog i praksis være svært at realisere dette scenarie. Det vil være yderst kompliceret og forbundet med stor usikkerhed præcist at udvælge de komponenter, som har størst fejlsandsynlighed. Forsøger man fx at udskifte de dårligste kabler frem mod 2031, vil udskiftningen skulle fokuseres bredt på baggrund af nogle udvælgelseskriterier (fx alder). Kriterierne vil medføre, at også kabler med mindre fejlsandsynlighed vil blive udskiftet i processen. Det bemærkes, at hvis alle APB-kabler skal udskiftes frem mod 2031, vil det medføre et meget omfattende gravearbejde med store gener for trafikanter og beboere til følge, da kablerne primært ligger i byområder.

¹⁸ I den aldersdrevne fremskrivning 1,6 mia. kr., da 200 mio. kr. 30-50-60 kV-linjer er fjernet.

Omvendt vil en reduktion i reinvesteringsniveauet påvirke antallet af afbrudsminutter. På den korte bane frem mod 2031 vil denne påvirkning ikke være markant. En reduktion i reinvesteringer i kabelanlæg vil først have en signifikant effekt på antallet af afbrudsminutter efter 2031. Hvilken betydning det får at reducere reinvesteringer i elanlæg over jorden, har det ikke for nuværende været muligt at estimere. Der vurderes at være en betydelig risiko forbundet hermed, da netvirksomhederne løbende vedligeholder og reparerer på deres anlæg over jorden. Dette sker for at holde dem i en person- og driftssikker tilstand. Ud over at påvirke antallet af afbrudsminutter vil risici forbundet med person-sikkerhed, miljø, og lignende også skulle tages i betragtning. Endelig vil det kunne give et investeringsefterslæb på lidt længere sigt, når der ses ud over 2031.

I forhold til stigningen i eldistributionsnettenes belastning ønsker netvirksomhederne fremadrettet at fastholde en tilstrækkelig høj kapacitet i eldistributionsnettene. Eldistributionsnettenes kapacitet vil derfor i udgangspunktet løbende øges, i takt med at elforbruget stiger. Derved kan N-1-kriteriet fortsat opfyldes. I et alternativ, hvor kapaciteten i eldistributionsnettene ikke følger elforbruget, vil et stigende elforbrug medføre en øget risiko for længerevarende afbrud.

Med udgangspunkt i de nuværende oplysninger er det derfor vurderingen hos netvirksomhederne, at det samfundsøkonomisk vil være mest hensigtsmæssigt, hvis netselskaberne fastholder deres nuværende reinvesteringsstrategi.

5.3.2 Investering i fjernbetjente og -overvågede netstationer

Et tiltag til påvirkning af antallet af afbrudsminutter på eldistributionsniveau er investeringer i fjernbetjente og -overvågede netstationer (herefter benævnt fjernbetjente netstationer). Disse stationer giver mulighed for hurtigt at omlægge 10-20 kV-eldistributionsnettene via fjernbetjening fra kontrolrum.

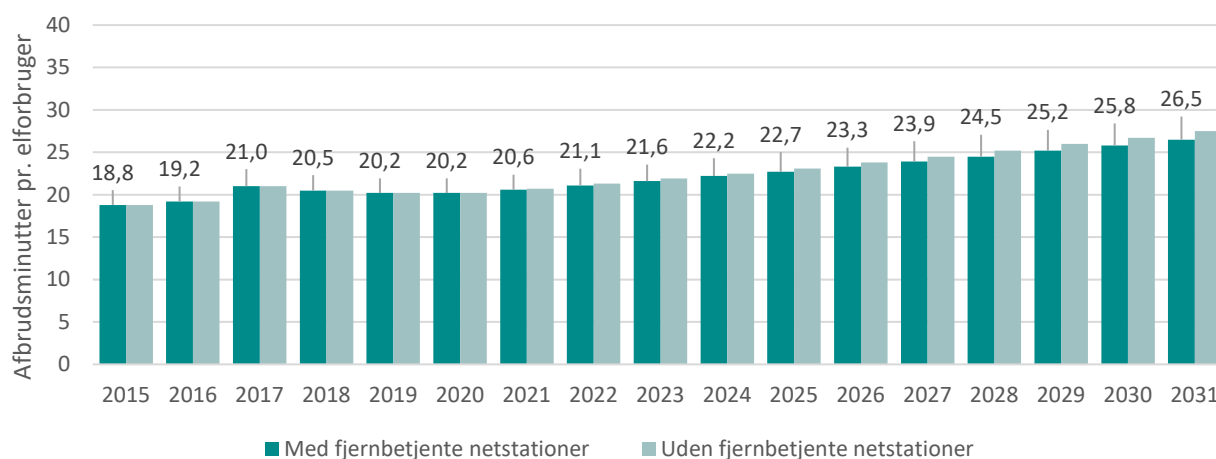
Anvendelse af fjernbetjente netstationer sker allerede i dag i et vist omfang hos netvirksomhederne. Det vurderes, at der er installeret fjernbetjente netstationer i mere end 20 pct. af 10-20 kV-eldistributionsnettene i Danmark. Dette tal er opgjort i forhold til 10-20 kV-radialer fra 30-60 kV-/10-20 kV-transformerstationer. Tallet varierer mellem de enkelte netvirksomheder. En del af potentialet ved fjernbetjente netstationer er allerede i dag udnyttet.

Den optimale placering og dermed udnyttelsen af potentialet ved fjernbetjente netstationer kræver højt lokalkendskab i eldistributionsnettene. Med en række forudsætninger og med data fra ELFAS (Dansk Energis Fejl- og afbrudsstatistik) er potentialet i at investere i fjernbetjente netstationer estimeret. Det vil primært være i forbindelse med fejl på 10-20 kV-kabelanlæg, at fjernbetjente netstationer kan reducere antallet af afbrudsminutter. Det er disse anlægskomponenter, som driver stigningen i afbrudsminutter frem mod 2031. Det er dog kun **varigheden** af et afbrud, som reduceres med fjernbetjente netstationer. Antallet af afbrydelser vil ikke være påvirket. Fjernbetjente netstationer er derfor ikke et fuldt alternativ til investeringer i nye kabelanlæg og stationer. De fjernbetjente stationer kan dog være med til at udsette tidspunktet for, hvornår et kabelanlæg skal udskiftes.

Der er regnet på et scenarie med to fjernbetjente netstationer på hver 10-20 kV-radial fra 30-60 kV-/10-20 kV-transformerstationerne. Med denne mængde fjernbetjente netstationer forventes det at kunne reducere den gennemsnitlige afbrudsvarighed med 40-60 pct. Der er i dag ca. 2.500 stk. fjernbetjente netstationer i Danmark. Med forudsætningen i scenariet øges antallet til ca. 15.000 stk.

Det er antaget, at kun antallet af afbrudsminutter fra fejl på 10-20 kV-kabelanlæg kan påvirkes af de fjernbetjente netstationer. En mindre reduktion i antallet af afbrudsminutter fra visse typer af uvarslede afbrud på 10-20 kV-koblingsanlæg i netstationer er dog også medtaget. Endelig er det antaget, at hvis en given procentdel af 10-20 kV-eldistributionsnettene har fjernbetjente netstationer, vil samme procentdel af de påvirkelige afbrud være berørt. Dette vurderes at

være en konservativ antagelse, da fejlsandsynligheden også har betydning for, hvilke 10-20 kV-eldistributionsnet der indledningsvis installeres fjernbetjente netstationer i.



Figur 14 Fremskrivning af årlige afbrudsminutter i eldistributionsnettene i Danmark i perioden 2015 til 2031 med investering i fjernbetjente netstationer, til sammenligning den forventede fremskrivning fra figur 9.

Figur 14 illustrerer den forventede fremskrivning af afbrudsminutter i eldistributionsnettene, hvis fjernbetjente netstationer implementeres. Skyggeprisen, eller omkostningen i kroner pr. reduceret afbrudsminut, er estimeret til 2,6 mio. kr./afbrudsminut for Vestdanmark og 1,6 mio. kr./afbrudsminut for Østdanmark. Forskellen i skyggepris mellem Vest- og Østdanmark tilskrives eldistributionsnettenes alder.

Skyggeprisen beskriver her den årlige omkostning for at nedbringe antallet af afbrudsminutter med 1 minut. Tilbage-diskontering af gevinster og omkostninger kan dog være ulige fordelt i tid. Typisk vil gevinsterne opnås mange år efter, at investeringen er foretaget. Så set over en kort tidshorisont kan meromkostningen set i forhold til SAIDI-gevinsten godt se større ud end over en længere tidshorisont.

Omkostningen til investering i fjernbetjente netstationer estimeres frem mod 2031 til ca. 40 mio. kr. pr. år på landsplan. Gevinsten estimeres til ét afbrudsminut i 2031. Investering i fjernbetjente stationer kan i høj grad hjælpe på elforsyningssikkerheden på længere sigt. Netvirksomheder med ældre eldistributionsnet og højere fejlfrekvens har på kort sigt større fordel af dette tiltag end selskaber med yngre net og lavere fejlfrekvenser.

5.3.3 Øvrige tiltag til påvirkning af antallet af afbrudsminutter

Der er andre tiltag på eldistributionsniveau, som kan bidrage til at påvirke antallet af afbrudsminutterne fremadrettet. Sådanne tiltag vil ofte være mere driftsorienterede. De fokuserer på processerne i de enkelte netvirksomheder. Potentialet vil derfor også være mere selskabsspecifikt og svært at opskalere til en samlet effekt på landsplan. Det skal understreges, at netvirksomhederne allerede i dag i forskellig grad har implementeret disse tiltag. Det må som udgangspunkt forventes, at yderligere implementering sker af sig selv, hvis det har positiv selskabsøkonomisk gevinst for netvirksomhederne.

Asset management-systemer og digitalisering. Ved implementering af mere avancerede asset management-systemer og -processer kan ressourcerne til drift og vedligeholdelse af eldistributionsnettene målrettes der, hvor den største ef-

fekt opnås. Dette kan eksempelvis være i forhold til reduktion i afbrudsvarighed af elkunden og opretholdelse af oppeholden i eldistributionsnettene. Hertil kommer, at asset management anvendes i forhold til løbende at forbedre strategierne for reinvestering. Tiltaget vil kunne bidrage til at udskyde den forventede stigning i antallet af afbrudsminutter.

Fleksibilitet og afbrydelighed. Ved at kunne sænke eller afbryde elforbruget i perioder med høj belastning eller i tilfælde af en fejlsituation vil det være muligt at reducere risikoen for afbrydelser af elforbrugere. Konkret kan det ske ved at give elforbrugere incitament til at sænke elforbruget på specifikke tidspunkter. Det kan fx være ved tidsdifferentierede tariffer eller ved markedsløsninger for fleksibilitet. Der kan også være tale om afbrydelighedsaftaler med enkelte kunder eller aftaler om specifikke effektbehov, der tåler, at effektrækket reduceres i perioder med høj belastning af eldistributionsnettet. En anden mulighed er, at producenter placeret på et lavere spændingsniveau (fx 10-20 kV) øger produktionen i en situation, hvor elnettet på et højere spændingsniveau (50-60 kV) er belastet, fordi der skal transporteres meget strøm til det lavereliggende niveau.

Netvirksomhederne har vurderet, at en fastholdelse af det nuværende relativt lave afbrudsniveau vil kræve ca. 50 pct. i meromkostning til udskiftninger og reparationer, svarende til gennemsnitligt ca. 800 mio. kr. i yderligere årlige investeringer. Dette vurderes dog forsat at medføre en mindre stigning i antal afbrudsminutter frem mod 2040, hvorefter afbrudsminutterne falder tilbage mod 2019-/2020-niveau igen.

5.4 Mulige ændringer af niveauet for elforsyningssikkerhed

Energinet har identificeret en række forskellige tiltag, som kan ændre niveauet af elforsyningssikkerheden med henblik på at opnå et alternativt planlægningsmål. Der er tale om eksempler på tiltag til påvirkning af elforsyningssikkerheden og ikke en udtømmende liste.

Det skal understreges, at tiltagenes relative effekt og økonomi i høj grad bygger på skøn, og at den faktiske omkostning og effekt på elforsyningssikkerheden kræver yderligere analyser af det givne tiltag og den specifikke implementering.

Et tiltag kunne være at forstærke eller nedjustere tiltag, som allerede er beskrevet i kapitel 4 eller i afsnit 5.1-5.3. Forskellige tiltag kan påvirke forskellige dele af elforsyningssikkerheden, og ét tiltag kan i sig selv også påvirke forskellige dele af elforsyningssikkerheden. Den marginale effekt på afbrudsminutter af det enkelte tiltag afhænger af øvrige tiltag, som er iværksat.

Højere niveau af elforsyningssikkerheden

Et højere niveau af elforsyningssikkerhed end det af Energinet anbefalede planlægningsmål vil kræve igangsættelse af nye initiativer.

Øgede reinvesteringer på eldistributionsniveau

Eftersom afbrudsminutterne i eldistributionsnettene står for den største del af det samlede antal afbrudsminutter, er det oplagt umiddelbart at fokusere på eldistributionsniveauet. Jævnfør kapitel 4 har netvirksomhederne vurderet, at en forceret udskiftning af anlæg og komponenter med henblik på at opretholde det hidtidige niveau på 20-21 årlige afbrudsminutter vil koste i gennemsnit ca. 800 mio. kr. årligt i ekstrainvesteringer, svarende til ca. 50 pct. af de nuværende reinvesteringer.

Større robusthed via opgradering i eltransmissionsnettet

Styrkelse af elforsynings sikkerheden i eltransmissionsnettet er vigtig i forhold til reduktion af afbrud i eltransmissionsnettet, men også for at skærme for efterfølgende afbrud i underliggende eldistributionsnet. Et højere niveau af robusthed vil kræve igangsættelse af initiativer til at understøtte elsystemet, så det kan tåle flere fejl. Opnåelse af et højere niveau af elforsynings sikkerhed end det hidtidige planlægningsmål kan således opnås ved at opgradere komponenter i eltransmissionsnettet, så det kan håndtere flere fejl og dermed styrke robustheden. Opgraderinger vurderes generelt som relativt omkostningskrævende, men kræver en nærmere analyse i de konkrete tilfælde.

Flere udlandsforbindelser

Etablering af ny udlandskapacitet til de to danske prisområder vil kunne bidrage med effekt i situationer, hvor der er effektmangel. Omkostning og effekt afhænger i høj grad af den specifikke type og placering af den givne forbindelse. Se afsnit 5.2.4 og Appendiks A for en nærmere vurdering af udlandsforbindelser.

Understøttelse af effektilstrækkelighed

Markedstiltag

Principielt kan markedstiltag vurderes som samfundsøkonomisk relativt billige i forhold til andre tiltag, endog med muligheder for økonomiske gevinster, idet der principielt er tale om tiltag, hvor omkostninger og gevinster netop er afvejet i elmarkedet i forbindelse med iværksættelsen. Desuden kan en udvidet og forbedret konkurrence på elmarkedet forventes at skabe økonomiske gevinster. Energinet følger udviklingen i en række allerede igangsatte markedstiltag og har startet en nærmere monitorering af elforbrugsfleksibilitet (se afsnit 4.2.1.1). Indtil videre er det dog vanskeligt at opgøre den præcise effekt af disse tiltag, blandt andet i forhold til at understøtte effektilstrækkeligheden. Markedstiltagernes effekt er afhængig af, at der skabes de rette incitamenter for markedsaktørerne. Og de rammebetingelser og incitamenter, der kan understøtte aktørernes reaktioner på priserne i elmarkedet, er igen afhængige af, at der institutionelt og politisk fortsat er opbakning til at skabe sådanne rammebetingelser og incitamenter.

Midlertidig strategisk reserve

Hvis effektilstrækkeligheden på trods af igangsatte tiltag og de på længere sigt planlagte tiltag ikke opnår den tilstrækkelige understøttelse, kan en midlertidig strategisk reserve være et nyt tiltag til at sikre effektilstrækkeligheden, givet den fornødne statsstøttegodkendelse kan opnås. Den præcise omkostning vil afhænge af størrelsen og designet på den midlertidige strategiske reserve, herunder om en sådan reserve vil bygge på aktivering af eksisterende produktionskapacitet eller på etablering af nye spidslastenheder. En midlertidig strategisk reserve vil i givet fald blive udbudt på baggrund af et udbud på markedsvilkår, og prisen kan ikke præcist vurderes på forhånd. (se også afsnit 4.2.2 og 5.2).

Lavere niveau af elforsynings sikkerhed

Ønsker man at spare på de igangsatte eller planlagte tiltag i eltransmissions- og eldistributionsnettene, vil det medføre et lavere niveau af elforsynings sikkerhed. De fulde konsekvenser af sådanne besparelser er svære at estimere, og nogle konsekvenser vil først udmønte sig på længere sigt. Væsentlige besparelser på fx reinvesteringer kan på langt sigt have store konsekvenser for elforsynings sikkerheden. Et investeringsefterslæb kan på grund af de lange investeringshorisonter for mange typer af anlæg have en langvarig negativ effekt på elforsynings sikkerheden.

Besparelser i eltransmissionsnettet kan i princippet også opnås ved at acceptere et lavere niveau af robusthed og nettilstrækkelighed. Dette kan opnås ved at spare omkostninger til at opretholde af N-1-kriteriet.

Netvirksomhederne vurderer, at en reduktion af reinvesteringsniveauet for eldistributionsnettene indebærer en stor risiko i forhold til elforsynings sikkerheden og også risiko i forhold til personsikkerhed og miljø.

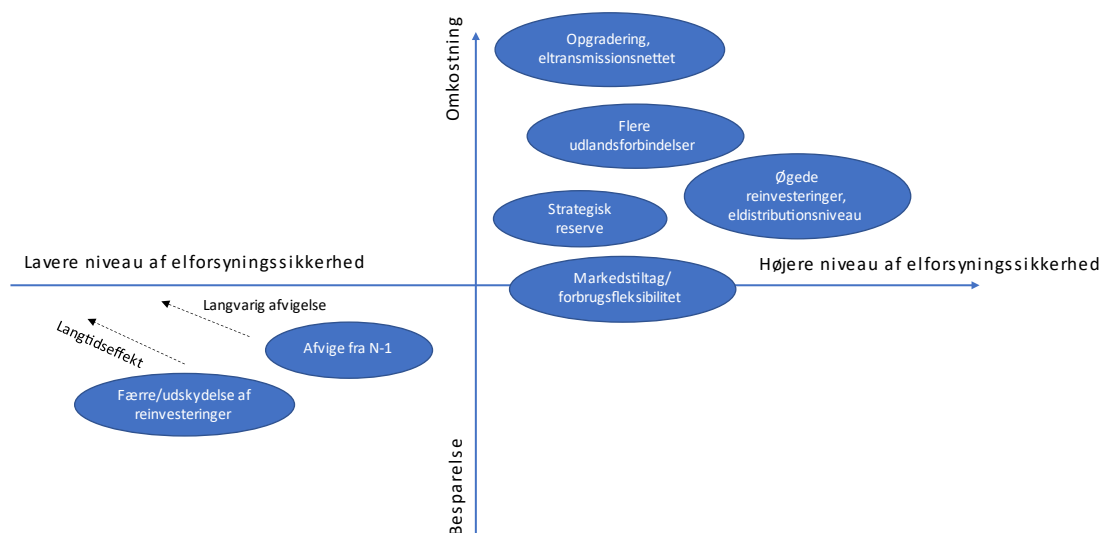
Afvigelse fra netdimensioneringskriterierne

Afvigelse fra netdimensioneringskriterierne, N-1, i kortere eller længere tid, fx under revision på en station eller linjestrækning, kan ved én fejl føre til afbrud af elforbrugere. Energinet kan kun påvirke elforsyningen af danske elforbrugere, da Energinet er bundet af internationale krav. Fejl i det interne elnet må således ikke påvirke udvekslingen på udlandsforbindelserne i driftsdøgnet. Det må formodes, at jo længere der afviges fra N-1, jo lavere bliver niveauet af elforsyningssikkerhed. I givet fald vil accepten bero på en risikovurdering i det enkelte tilfælde.

Langtidseffekt af færre reinvesteringer eller udskydelse af reinvesteringer

Energinet kan reducere omkostningerne til reinvesteringer ved at udskyde de planlagte reinvesteringer. Hvis Energinet sænker reinvesteringssporteføljen, vil der i princippet kunne spares op mod 1,5 mia. kr., alt efter hvor mange projekter som ikke reinvesteres. Dette vil på det helt korte sigt ikke nødvendigvis og umiddelbart føre til en stigning i afbrud af elforbrugere, men på sigt vil anlæg overskride deres forventede levetid.

Det kan medføre, at de må tages ud af drift eller selv falder ud. Dette vil medføre afbrud hos elforbrugere og øgede omkostninger til beredskab og vedligehold. Det skal understreges, at der vil være væsentlige udfordringer relateret til nettilstrækkelighed, hvis der ikke reinvesteres i forhold til behovene i det nuværende reinvesteringssprogram. Hertil kommer, at den øgede elektrificering og udbygning med decentralt placerede VE-anlæg formentlig vil øge behovet for netforstærkninger i forhold til de seneste års investeringsniveau.



Figur 15 Illustration af mulige tiltags omkostningsniveauer samt deres indvirkning på elforsyningssikkerheden. Niveauer såvel som tiltagens indbyrdes forhold bygger på skøn, og det skal understreges, at der ikke findes et samlet vurderingskriterie på tværs af tiltagene

6. Appendiks A. Effektilstrækkelighed

Risikoen for afbrudsminutter i Danmark på grund af manglende effektilstrækkelighed vurderes at stige over de kommende 10 år. Men selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer med brownouts (kontrollerede forbrugsafkoblinger) på grund af manglende effektilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Historisk de seneste 20 år har manglende effektilstrækkelighed ikke været årsag til afbrudsminutter i det danske elsystem.

Den stigende risiko for manglende effektilstrækkelighed 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 gør Danmark mere afhængig af at kunne importere el fra vores nabolande i visse situationer for at kunne opretholde effektilstrækkeligheden. En række af vores nabolande oplever samme tendenser som i Danmark. Derfor vurderes risikoen for ikke at kunne importere tilstrækkeligt el fra udlandet at stige over de kommende 10 år og frem, når der er behov for import på grund af effektknaphed i Danmark.

Beregninger af effektilstrækkelighed er forbundet med betydelig usikkerhed, specielt på længere sigt. En lang række forudsætninger og antagelser for både Danmark og udlandet ligger til grund for effektilstrækkelighedsberegningerne, 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. Yderligere vil forskellige modeller og de stokastiske elementer i beregningerne betyde forskellige resultater, selvom de grundlæggende forudsætninger er ens. Dette viste sig fx med overgangen i 2018/2019 fra FSI-modellen til BID-modellen hos Energinet og har vist sig årligt i forbindelse med de paneuropæiske effektilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-E's MAF (Mid-term Adequacy Forecast). De absolutte effektilstrækkelighedsresultater skal derfor altid tolkes med varsomhed.

6.1 Baggrund for vurderinger af effektilstrækkelighed

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* skal Energinet udarbejde en prognose for effektilstrækkeligheden. Prognosen er lig med et basisscenarie og dermed referencen for effektilstrækkelighedsvurderingerne baseret på den forventede udvikling i elsystemet. Bekendtgørelsen stiller derudover en række specifikke krav til effektilstrækkelighedsvurderingerne, herunder blandt andet til følsomhedsanalyser og udarbejdelse af alternative prognoser.

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fra *Clean Energy Package* fastsætter en række specifikke krav, som europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet skal opfylde.¹⁹ Metoden skal efterleves af nationale effektilstrækkelighedsvurderinger ved ønske om indførelse af kapacitetsmekanismer på baggrund heraf.

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.¹⁹

Modellen BID er i dag Energinets foretrukne og anvendte værktøj til at foretage langsigtede vurderinger af effektilstrækkeligheden. BID-modellen er hidtil blevet anvendt i de paneuropæiske effektilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-E's MAF og forventes også anvendt i de europæiske vurderinger fremadrettet. 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. I dag er der dog en betydende metodemæssig

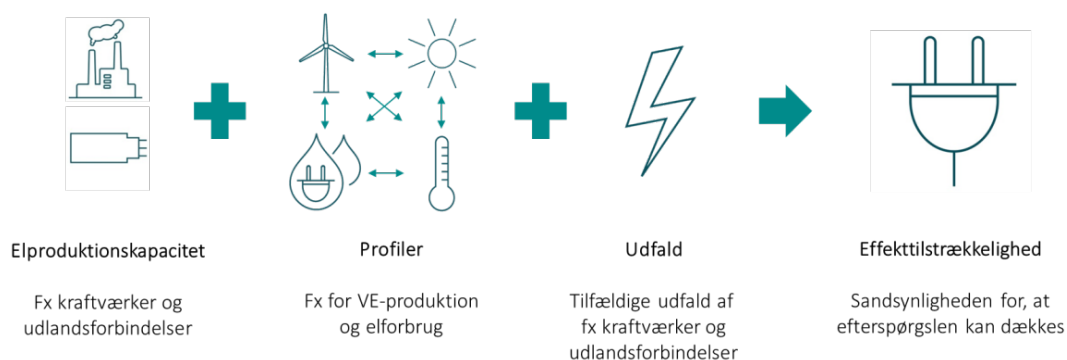
¹⁹ Se nærmere herom i tekstboksene i afsnit 4.2.1 og 5.1.

forskel mellem de paneuropæiske vurderinger fra ENTSO-E og Energinets analyse i forhold til håndteringen af manuel reservekapacitet (mFRR) i Danmark. Denne forskel belyses nærmere via en følsomhed i afsnit 6.4.2.1.

BID-modellen

BID er en elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 37 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske elementer. Sammen med data for 35 historiske klimaår²⁰ giver det mulighed for at vurdere effektilstrækkeligheden ved en række forskellige kombinationer af vilkårlige vejr-situationer og havarier. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede elprisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske.²¹

BID benyttes hos flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske, samt i ENTSO-E's paneuropæiske effektilstrækkelighedsvurderinger, hidtil MAF og kommende ERAA (European Resource Adequacy Assessment)²². Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne, både nationalt og internationalt.



6.2 Forudsætningerne for prognose for effektilstrækkelighed

6.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark

Elforbrug og elproduktionskapacitet for Danmark er i år baseret på *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*²³ (AF2020) fra Energistyrelsen mod AF2019 sidste år. Det overordnede indhold i AF2020 er illustreret og beskrevet i afsnit 4.1.

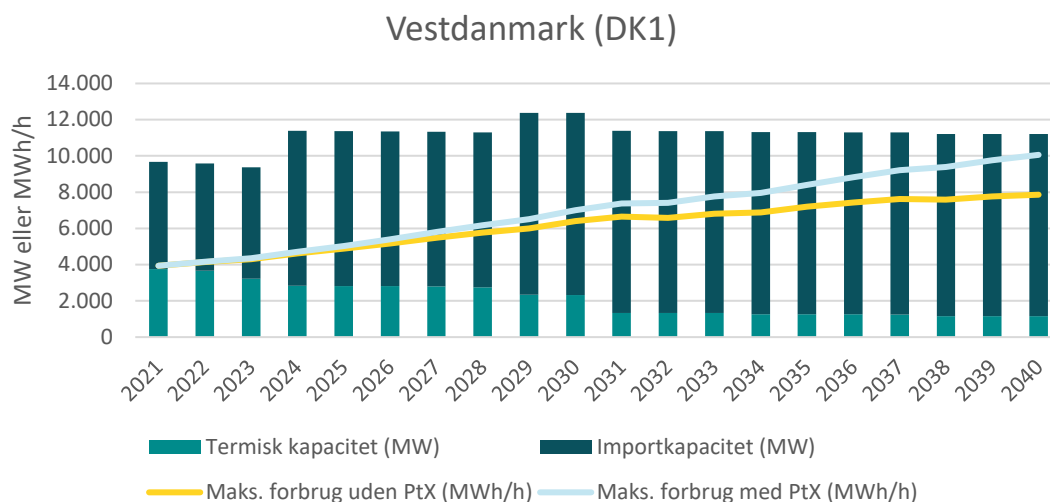
I figur 16 og 17 er årsudviklingen for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark illustreret, da opdelingen er væsentlig ved effektilstrækkelighedsvurderinger, når landsdelene elektrisk kun er forbundet med Storebæltsforbindelsen på 600 MW. Figurerne illustrerer, hvordan begge landsdele bliver mere og mere afhængige af at kunne importere strøm i visse situationer, da den termiske kapacitet falder, og maksimumforbruget stiger.

²⁰ 1982-2016. Et klimaår angiver den historiske kombination af vind, sol, nedbør og temperatur i løbet af et år på tværs af de modellerede lande.

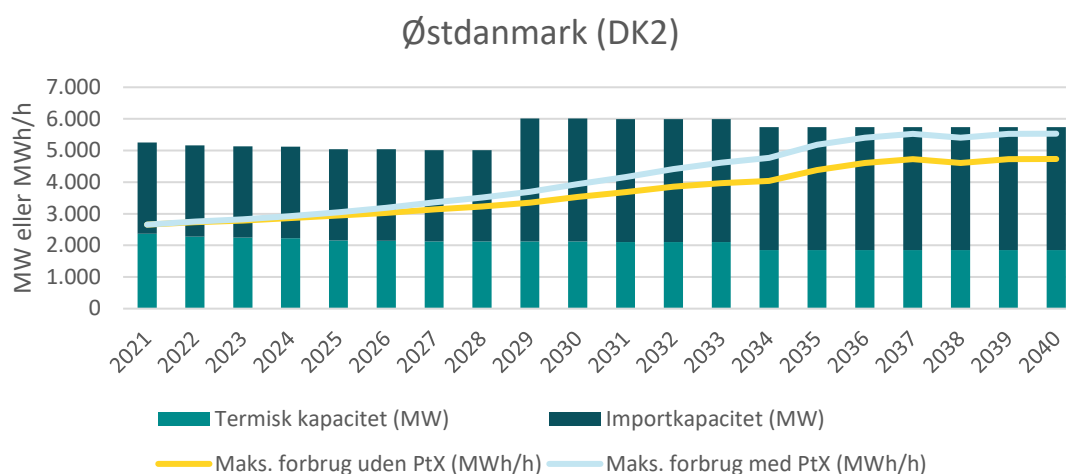
²¹ Se nærmere beskrivelse af BID her: [BID3: AFRY's Power Market Modelling Suite | AFRY](#)

²² ERAA erstatter ENTSO-E's MAF fra 2021. For nærmere information, læs her: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

²³ 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 2040. [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)



Figur 16 Udvikling for Vestdanmark i AF2020. Maks. forbrug er baseret på Energinet modelresultat baseret på AF2020.

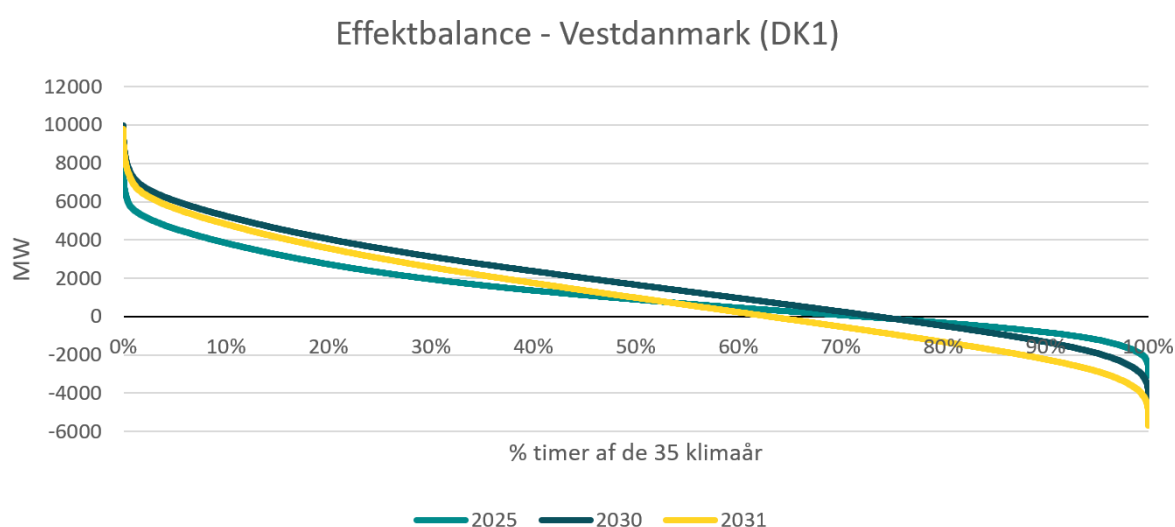


Figur 17 Udvikling for Østdanmark i AF2020. Maks. forbrug er baseret på Energinet modelresultat baseret på AF2020.

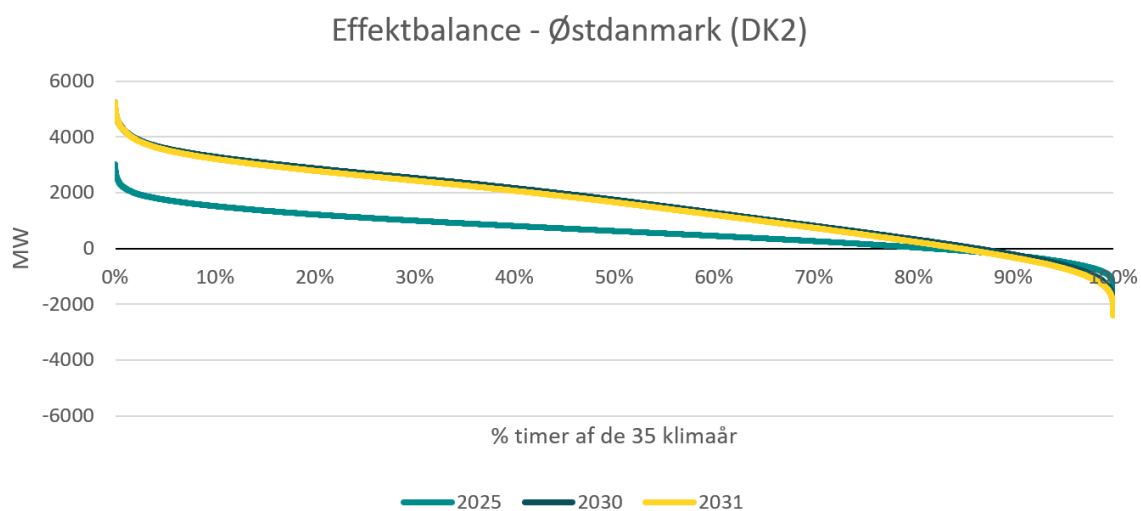
Et mere detaljeret billede af udviklingen i det danske importbehov er illustreret i figur 18 og 19. Figurene viser, hvordan effektbalancerne for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark isoleret udvikler sig, hvis dansk elforbrug kun kan dækkes af dansk elproduktion. Figurene er baseret på timedata for de 35 klimaår, som anvendes i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger. Elproduktionen fra kraftværkerne i alle timer i de enkelte år antages dog at være konstant og udgøre 60-80 pct. af den installerede kraftværkskapacitet, svarende til den antagne årlige tilgængelighed for kraftværker i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger.²⁴ 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 der er importbehov.

²⁴ Timedata for elforbrug og elproduktion fra vind- og solkraft er baseret på modeloutput fra BID for 35 klimaår, dvs. 35 år x 8760 timer/år = 306.600 timeværdier. Tilgængeligheden af elproduktion fra vestdanske kraftværker estimeres til 65 pct. af den installerede kraftværkskapacitet for 2025 og 2030 og 60 pct. for 2031. Tilgængeligheden af elproduktion fra østdanske kraftværker estimeres til 75 pct. af den installerede kraftværkskapacitet for både 2025, 2030 og 2031. Tilgængeligheden af kraftværkskapaciteten i prisområderne er beregnet ud fra de antagelser om udetider og varmebindinger for de enkelte kraftværker, som indgår i Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger. Det betyder, at det er den kapacitetsvægtede årlige tilgængelighed for kraftværker, som antages for de forskellige år i figur 18 og 19. For timeværdier for vindproduktion inkluderes vindproduktionen fra Kriegers Flak-havvindmølleparken i Østdanmark, mens vindproduktion fra de to energier tildes henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark, men er begrænset af kapaciteten på ilandføringsforbindelserne fra energierne til det danske fastland, dvs. 1,5 GW til Vestdanmark og 1 GW til Østdanmark.

Det fremgår af Figur 18 og Figur 19, at Vestdanmark i større grad bliver afhængig af import fra udlandet end Østdanmark. Vestdanmark har dog også væsentligt større importkapacitet end Østdanmark, fx forventes importkapaciteten (inkl. Storebæltsforbindelsen) i 2025 for Vestdanmark at være ca. 8,5 GW og for Østdanmark ca. 2,9 GW. Figur 18 viser blandt andet, at Vestdanmarks elproduktion i 2025 går fra at kunne dække elforbruget i ca. 70 pct. af timerne til 75 pct. af timerne i 2030 og så ned i 2031 til at kunne dække elforbruget i ca. 65 pct. af timerne. Udvikling fra 2025 til 2030 skyldes primært tilgangen af vedvarende elproduktionskapacitet fra blandt andet energiøen i Nordsøen. Nedgangen fra 2030 til 2031 skyldes primært en nedgang i kraftværkskapaciteten for Vestdanmark i perioden på ca. 1 GW, som det fremgår af AF2020. Både Figur 18 og Figur 19 viser, at størrelsen (i MW) af importbehovet i timerne med størst behov for import er stigende over tid for både Vest- og Østdanmark.



Figur 18 Udvikling i effektbalancerne på timeniveau for Vestdanmark på tværs af 35 klimaår. Værdierne er sorteret fra størst til mindst. Effektbalance er her givet ved elforbrug minus elproduktion fra VE (vind og sol) minus 60-65 pct. af den installerede kraftværkskapacitet, afhængigt af analyseår. Tilgængeligheden af kraftværkskapacitet er beregnet ud fra antagelser om udetider og varmebindinger for de enkelte kraftværker.



Figur 19 Udvikling i effektbalancerne på timeniveau for Østdanmark på tværs af 35 klimaår. Værdierne er sorteret fra størst til mindst. Effektbalance er her givet ved elforbrug minus elproduktion fra VE (vind og sol) minus 75 pct. af den installerede kraftværkskapacitet. Tilgængeligheden af kraftværkskapacitet er beregnet ud fra antagelser om udetider og varmebindinger for de enkelte kraftværker.

Elforbruget i BID-modellen er i år blevet opdelt i fem kategorier med forskellige forbrugsprofiler hen over året. Til sidste års redegørelse var der en flad forbrugsprofil for store datacentre og én samlet forbrugsprofil for resten af elforbruget. I år er der forbrugsprofiler for klassisk elforbrug, el til varme (store varmepumper, elkedler og individuelle varmepumper), el til transport (personbiler, busser og søtransport), banetransport og store datacentre.

Kun dansk elforbrug til PtX antages prisfleksibelt, mens alt andet dansk elforbrug følger den specifikke forbrugsprofil for hver kategori. Elforbrug til PtX antages 100 pct. prisfleksibelt, dvs. elforbruget til PtX er nul, hvis der opstår effektmangel.

Siden sidste års redegørelse er varmebindingsprofilerne²⁵ for danske modtrykskraftvarmeværker blevet opdateret. Det betyder, at der generelt er en større tilgængelig elkapacitet fra modtrykskraftvarmeværkerne i Danmark i effekttilstrækkelighedsvurderinger i årets redegørelse sammenlignet med sidste år. Isoleret set har det en positiv effekt på de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger.²⁶

6.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i udlandet

En væsentlig ændring til dette års effekttilstrækkelighedsberegninger sammenlignet med sidste års redegørelse er, at alle udlandsforudsætninger er blevet opdateret. Til årets redegørelse er udlandsforudsætninger baseret på ENTSO-E's MAF20 fremfor ENTSO-E's MAF17 (2025) og TYNDP18 (2030), som var grundlaget for udlandsforudsætninger i sidste års redegørelse.

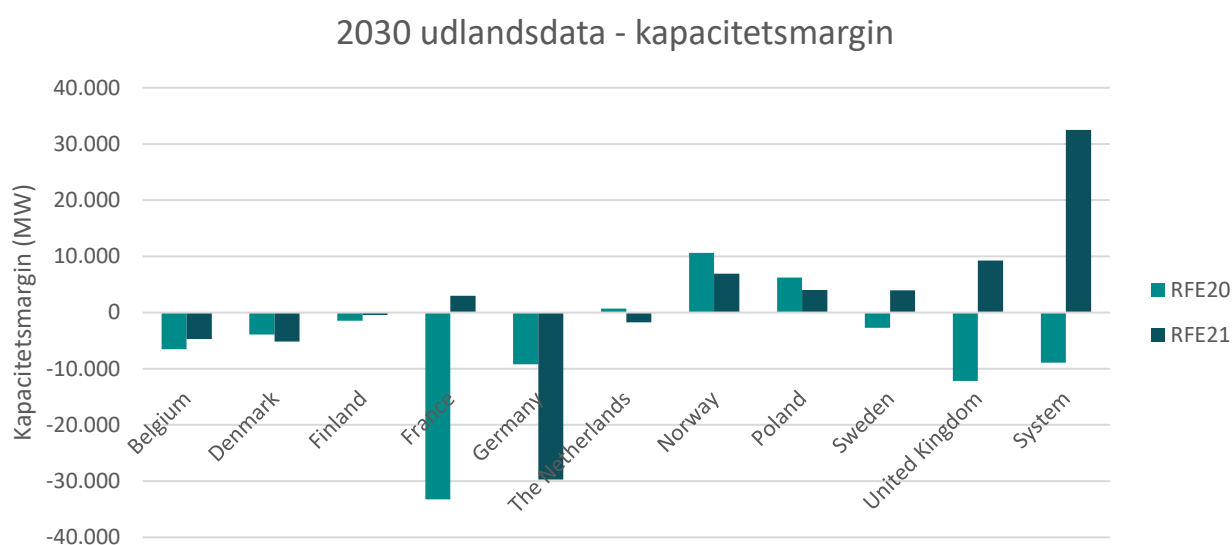
De anvendte udlandsforudsætninger stammer fra TSO'erne i de enkelte lande og er væsentligt opdaterede og mere detaljerede end i sidste års redegørelse. Samtidig er udlandsdata for 2030 i årets redegørelse for første gang anvendt og testet gennem ENTSO-E's paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger. Energinet vurderer, at disse to forhold

²⁵ Da varmesiden ikke modelleres endogen i BID-modellen repræsenteres bindinger ift. varmelevering for kraftvarmeværker ved såkaldte varmebindingsprofiler.

²⁶ De opdaterede varmebindingsprofiler sænker effektminutterne for Danmark fra sidste år redegørelse fra 35 til 28 effektminutter i 2030.

betyder, at udlandets effekttilstrækkelighed er mere retvisende i årets redegørelse sammenlignet med sidste års redegørelse.

Forskelle mellem udlandsforudsætninger i dette års redegørelse sammenlignet med sidste års redegørelse er illustreret i nedenstående Figur 20. 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 ti lande betragtet som et system uden netbegrænsninger mellem landene. Systemet er gået fra at have et underskud af regulerbar produktionskapacitet i timen med det største residuale forbrug til at have et betydeligt overskud. Det betyder, at det samlede europæiske elsystem er blevet væsentligt mere robust overfor effekttilstrækkelighedsproblemer. Det ses både i årets redegørelse og i ENTSO-E's MAF20-resultater. Den største enkeltstående ændring fra sidste års udlandsforudsætninger til i år er, at der i år er ca. 21 GW mere atomkraft i Frankrig i 2030, hvilket også har væsentlig betydning for de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger, som illustreret i følsomhedsanalyser i både årets og sidste års redegørelse. Yderligere bemærkes det, at landene omkring Danmark med højest risiko for manglende effekttilstrækkelighed i sidste års redegørelse (Frankrig, Storbritannien, Belgien og Polen), se Figur 8 i afsnit 4.2.1, alle har kapacitetsmekanismer til understøttelse af effekttilstrækkeligheden. Det forklarer bl.a., hvorfor effekttilstrækkeligheden i disse lande vurderes bedre i dette års redegørelse sammenlignet med sidste år.



Figur 20 Forskel mellem udlandsdata for 2030 anvendt til RFE20 (TYNDP18 scenariet "Sustainable transition") og RFE21 (MAF20). Kapacitetsmarginen angiver her forskellen mellem den regulerbare produktionskapacitet (termiske og hydrokraftværker) og det maksimale residualforbrug (elforbrug fratrukket VE-produktion fra sol- og vindkraft). "System" er resultatet for de viste lande betragtet som et samlet "land" uden hensyntagen til faktiske begrænsninger på forbindelser mellem landene.

Alle forudsætninger fra ENTSO-E's MAF20 er kun angivet for nedslagsårene 2023, 2025 og 2030. For 2027 anvendes derfor 2030 data som estimat. For 2031 er udlandet identisk med 2030-data, da data fra MAF20 kun går til og med 2030. Handelsforbindelser er medtaget i forhold til deres forventede idriftsættelsestidspunkt.

6.2.3 Andre forudsætninger

For en beskrivelse af alle de andre forudsætninger, som ligger til grund for Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger, henvises til det selvstændige metodenotat, som udgives sammen med redegørelsen.

6.3 Prognose for effektilstrækkelighed

Analyserne af effektilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2031 viser, at risikoen for effektmangel er stigende over tid. Resultaterne for de forskellige indikatorer fremgår af nedenstående Tabel 2 og 3. Risikoen for afbrudsminutter på grund af manglende effektilstrækkelighed vurderes, som i tidligere redegørelser, at være større i Østdanmark end i Vestdanmark, da effektminutterne er højere for alle år. Det betyder konkret, at andelen af elforbruget, som ikke kan dækkes på grund af manglende effektilstrækkelighed, er størst i Østdanmark. Men omvendt viser indikatorerne for 2031, at den absolutte energimængde (EUE), som ikke kan dækkes på grund af effektmangel, er størst i Vestdanmark.

Effektilstrækkelighedsindikatorer

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

Indikator	Typisk enhed	Beskrivelse
LOLE (Loss of Load Expected)	Timer/år	Forventet antal timer, hvor produktion og import ikke kan dække forbrug. Måler hyppigheden af effekt mangelsituationer.
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 effekt mangelsituationer.
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.
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.*

Effektilstrækkelighedsberegningerne er behæftet med betydelig usikkerhed, da en stor mængde datainput vedrørende forudsætninger frem til 2031 ligger til grund for beregningerne. Usikkerheden for resultaterne er større på længere sigt frem mod 2031, da usikkerheden om datainput her er størst. Derfor kan resultaterne også ændre sig betydeligt fra år til år, når inputdata opdateres. Eلسystemet kan i den periode udvikle sig meget, og derfor kan effektilstrækkeligheden blive udfordret før eller senere. Robustheden af resultaterne belyses nærmere i de efterfølgende afsnit.

Resultaterne er, ud over 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 afbrud. Derfor bør man være varsom med at overfortolke de præcise effektminutter.

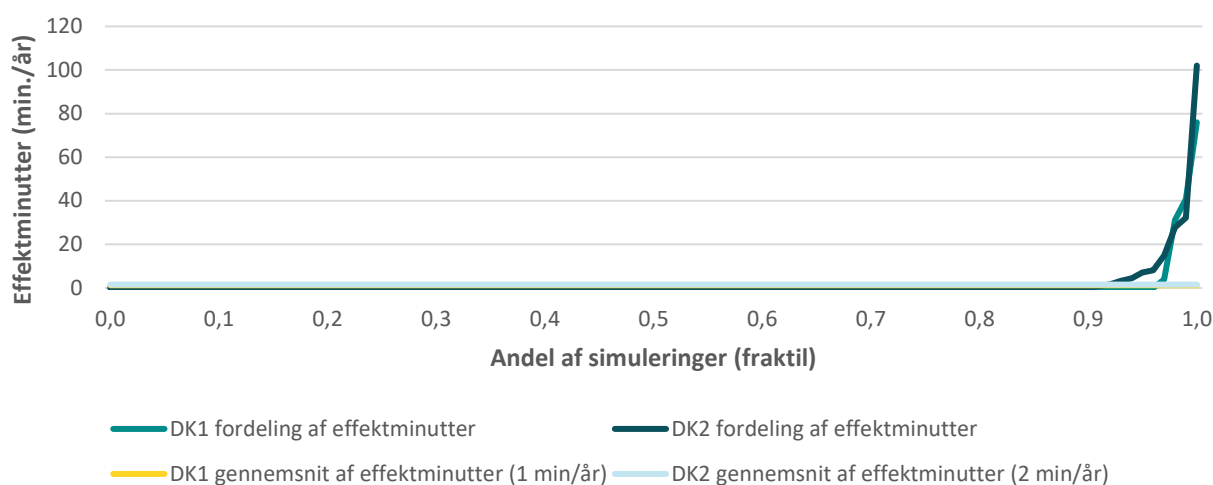
År	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
2023	0	0	0	0.0	~99,9999
2025	0	0	0	0.0	~99,9999
2027	0	0	0	0.0	~99,9999
2030	0	7	7	0.0	~99,9999
2031	1	91	93	0.1	99.9998

Tabel 2 Resultater for Vestdanmark i udvalgte år i perioden 2020-2031.

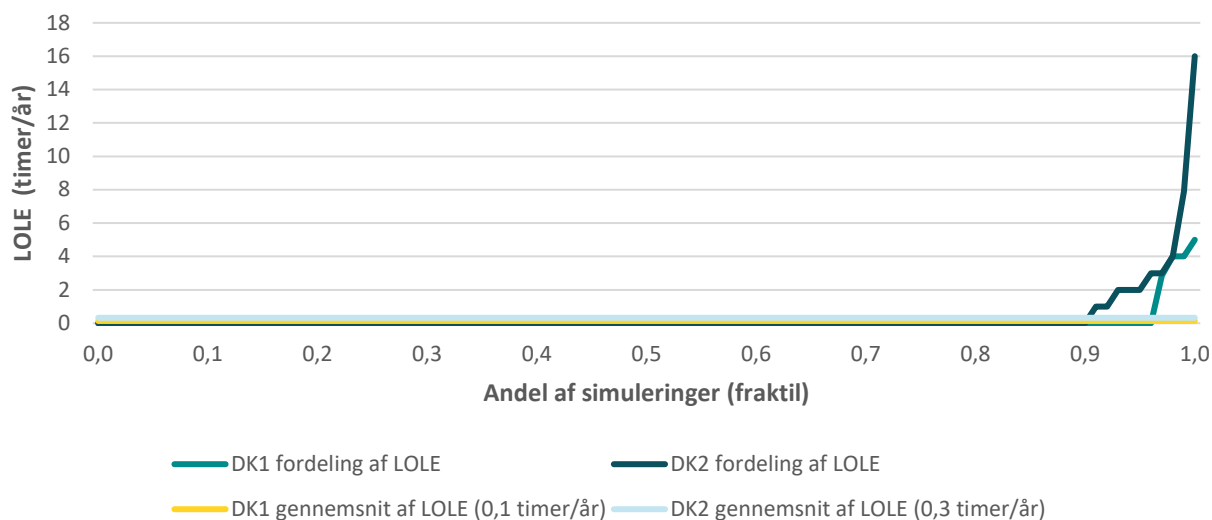
År	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
2023	0	5	5	0.0	~99,9999
2025	0	4	4	0.0	~99,9999
2027	0	5	6	0.0	~99,9999
2030	1	23	25	0.1	99.9999
2031	2	61	67	0.3	99.9997

Tabel 3 Resultater for Østdanmark i udvalgte år i perioden 2020-2031.

Resultaterne for hvert år i Tabel 2 og 3 angiver et gennemsnit på tværs af 315 gennemregninger, som hver effekttilstrækkelighedssimulering består af. Figur 21 og 22 viser, hvordan fordelingen af henholdsvis effektminutter og LOLE over simuleringen for 2031 ser ud. Figureerne viser blandt andet, at ca. 95 pct. af gennemregningerne for 2031 giver ingen timer med effektmangel i Vestdanmark, mens andelen er ca. 90 pct. for Østdanmark. Udfordringerne med effekttilstrækkelighed i 2031 er altså for prognosen centreret omkring 5-10 pct. af gennemregningerne.



Figur 21 Fordeling af effektminutter i simuleringen af 2031. Bemærk, at én simulering består af 315 gennemregninger.



Figur 22 Fordeling af LOLE i simuleringen af 2031. Bemærk, at én simulering består af 315 gennemregninger.

De 35 benyttede klimaår giver i kombination med de stokastiske havarier på kraftværker og udlandsforbindelser variationen i indikatorerne på tværs af en simulering. Der er således visse klimaår særligt kendetegnet ved relativt kolde perioder i løbet af vinteren, som viser flere effektminutter. Tabel 4 viser, hvordan effekttilstrækkelighedsvurderingerne påvirkes ved betragtning af forskellige grupper af klimaår. Fx forværres effektminutterne og LOLE med ca. 5-9 gange, hvis kun de fem værste af klimaårene analyseres.

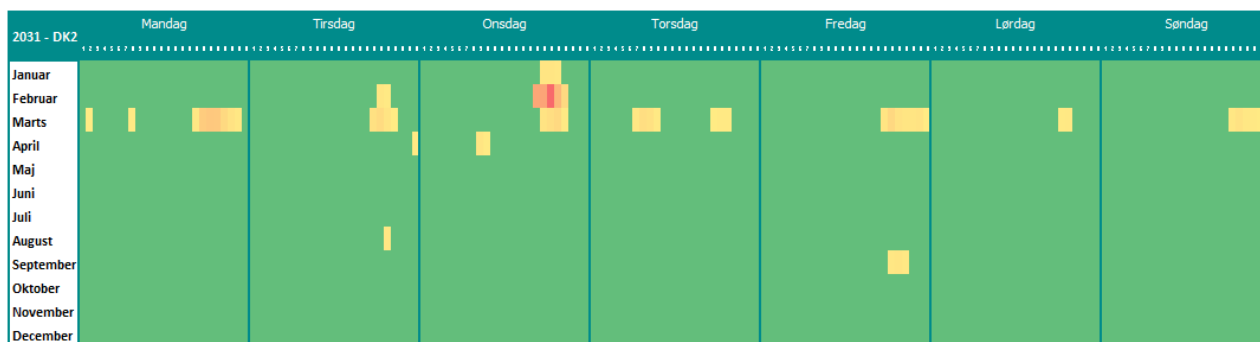
2031 - prognose Klimaår	Effektminutter (min./år)		LOLE (timer/år)	
	DK1	DK2	DK1	DK2
Alle 35 (1982-2016)	1	2	0.1	0.3
Seneste 18 (1999-2016)	0	1	0.0	0.2
Seneste 10 (2007-2016)	0	1	0.0	0.2
5 værste (1986, 1987, 2001, 2003, 2016)	9	9	0.9	1.6
Uden 5 værste	0	0	0.0	0.1

Tabel 4 2031-resultater for forskellige grupper af klimaår. 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 5 værste klimaår er valgt på baggrund af effektminutter på landsniveau.

Selvom der for visse år angives 0 effektminutter, vil risikoen for, at der forekommer effektmangel, fortsat eksistere, da der kan forekomme ekstraordinære hændelser. Ekstraordinære hændelser kan fx være meget lidt sandsynlige sammenfald af udetider for elproduktionsanlæg og udlandsforbindelser. 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.

Effekt manglen opstår typisk, når en vis mængde elproduktions- og udlandsforbindelseskapacitet er ude af drift, elproduktionen fra vind og sol er forholdsvis lav, og elforbruget er relativt højt, fx på grund af dækning af varmebehov fra elforbrugende enheder. Specielt relationen til forbruget underbygges i Figur 23, som for 2031-prognosen viser, hvordan risikoen for effektmangel hen over året fordeler sig i Østdanmark. Det fremgår, at effekt mangelsituationer typisk forekommer i vinterhalvåret, på hverdage mellem klokken 17-20. Det er typisk her omkring "kogespidsen", som tidspunktet

ofte benævnes, på vinterdage, at forbruget er højest i løbet af året. Incitament, som fx tidsdifferentierede nettatariffer, der kan tilskynde udskydelse eller undladelse af elforbrug i disse timer, vil derfor forventeligt betyde en afhjælpning af situationer med potentielt manglende effekttilstrækkelighed. Det kan bemærkes, at i marts 2031 antages revisioner for udlandsforbindelser at begynde, hvilket vil være noget af forklaringen på de identificerede udfordringer her.



Figur 23 Fordeling af effektminutter på måned, ugedag og time i døgnet (1-24) i 2031 i Østdanmark for prognosen. Jo rødere nuancer, jo større vurderes risikoen for manglende effekttilstrækkelighed.

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkeligheden for hvert af de kommende 10 år, medmindre det kan begrundes, at effekttilstrækkeligheden ikke ændrer sig væsentligt fra et år til det næste. Da resultaterne frem til 2025 i Tabel 2 og 3 viser stort set nul, vurderes der ikke at være væsentlige ændringer på kort sigt. For perioden 2025-2031 vurderes resultaterne at være behæftet med større og større usikkerhed, og trenden for effekttilstrækkelighedsvurderingerne afspejles i høj grad af de præsenterede resultater for 2025, 2027, 2030 og 2031. De specifikke ændringer, der måtte være fra år til år frem mod 2031, ville vise samme trend uden at give mærkbar ekstra værdi og samtidig give en falsk indikation af præcisionen af resultaterne og ændringer fra år til år.

6.4 Prognosens robusthed for effekttilstrækkelighed

Det er væsentligt at inddrage følsomhedsanalyser i effekttilstrækkelighedsvurderingerne, da der ligger en række usikre forudsætninger til grund for den forventede prognose. Et eksempel herpå er Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*, som giver et bedste bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem, hvilket danner grundlag for Energinets prognose for effekttilstrækkelighed, hvad angår dansk data. Udviklingen i elsystemet går meget hurtigt i disse år. Produktionskapaciteten fra vind og sol stiger hurtigt, den termiske kapacitet falder, og elektrificeringen øger elforbruget. Udviklingen forventes at fortsætte, og tempoet i udviklingen i både Danmark og vores nabolande er forbundet med stor usikkerhed, da den er drevet af en række forskellige forhold, som ikke kan forudsiges eller kontrolleres præcist, herunder politiske, økonomiske og miljømæssige forhold. På grund af usikkerheden er det relevant at undersøge robustheden af effekttilstrækkelighedsvurderingerne over for ændringer i disse forhold. Dette gøres gennem følsomhedsanalyser. Energinet vil løbende arbejde med at udvikle vores følsomhedsanalyser, så risikoen for effekttilstrækkeligheden vurderes bedst muligt med inddragelse også af usikkerheden i forudsætningerne.

Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed stiller krav om, at Energinet skal udarbejde et antal følsomhedsanalyser samt relevante alternativer til prognosen for effekttilstrækkelighed, som vil medføre et ændret niveau af elforsynings-sikkerhed. Både alternative prognoser og følsomheder kan under ét beskrives som følsomheds- eller robusthedsanalyser. Begge kategorier undersøger virkningen af ændrede forudsætninger i forhold til prognosen beskrevet i foregående afsnit 6.3. Alternative prognoser dækker over forhold, som Energinet til en vis grad kan påvirke.

Som det fremgår af de efterfølgende afsnit, er den absolutte effekt på de forskellige effektilstrækkelighedsindikatorer af de belyste følsomheder ikke lige så stor som i fx sidste års redegørelse. Det skyldes, at udgangspunktet, dvs. resultaterne af prognosen, er på et væsentligt lavere niveau i årets redegørelse sammenlignet med sidste år. Den absolutte effekt af en given følsomhed er større, jo højere risikoen for manglende effektilstrækkelighed er i udgangspunktet.

6.4.1 Alternative prognoser for effektilstrækkelighed

Energinet har belyst to forskellige håndtag, som kan medføre et ændret niveau af effektilstrækkelighed og dermed udgør alternative prognoser for effektilstrækkeligheden. De to håndtag er ændring af udlandskapaciteten og understøttelse af forbrugsfleksibilitet gennem elmarkedsudvikling.

6.4.1.1 Alternative prognoser for udlandsforbindelser

Udlandskapaciteten vil have betydning for de danske importmuligheder og derved kunne påvirke den danske effektilstrækkelighed. Ændring af udlandskapaciteten mellem forskellige lande sker i samarbejde mellem TSO'erne i de pågældende lande. Energinet kan således ikke selvstændigt beslutte at ændre/etablere kapacitet til Danmarks nabolande.

Energinet har analyseret på effekten af ændret udlandskapacitet til Norge i forbindelse med Skagerrakforbindelserne, samt Holland og Tyskland i forbindelse med energierne. Resultaterne fremgår af henholdsvis Tabel 5 og Tabel 6. Udlandsforbindelserne Skagerrak 1 og 2 er ved at have nået deres levetid. Undladelse af reinvestering i disse forbindelser vil mindske den danske udlandskapacitet med ca. 500 MW til Vestdanmark. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effektilstrækkelighed i Danmark stige. Afbrudsminutterne for Danmark samlet estimeres under de nuværende forudsætninger at stige fra 1 minut i 2031 til 2 minutter uden Skagerrak 1 og 2. Stigningen i afbrudsminutter er størst i Vestdanmark, jf. Tabel 5.

2031	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	1	91	93	0.1	99.9998
	Østdanmark	2	61	67	0.3	99.9997
Ingen SK1 & 2	Vestdanmark	2	158	160	0.2	99.9996
	Østdanmark	2	68	74	0.3	99.9997

Tabel 5 Alternative prognoser for effektilstrækkelighed i 2031 ved ændring på udlandsforbindelser for Skagerrak 1 og 2 til Norge.

I Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2020* fremgår det, at begge energier, inklusive udlandsforbindelser, forventes at være i drift fra 2029/2030. Denne etableringshorisont er dog behæftet med betydelig usikkerhed, blandt andet set i lyset af udviklingen i processen for etableringen af energierne efter den politiske energiaftale af 22. juni 2020.²⁷ Et senere etableringstidspunkt vil medføre, at den danske udlandskapacitet i 2030 og 2031 mindskes med 1.500 MW til Vestdanmark og 1.000 MW til Østdanmark ift. prognosen, samt at de forventede 2 GW og 3 GW vindmøllekapacitet i forbindelse med energierne ikke vil være til stede i 2030 og 2031. Ved denne alternative prognose er den alternative havvindsprognose fra Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2020* ikke blevet anvendt. Den

²⁷ Energistyrelsen beskriver i et offentligt tilgængeligt diskussionsoplæg fra marts 2021 at tilkobling af havvindmøller til energien i Nordsøen potentielt først vil være muligt fra 2032 (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/invitation_to_market_dialogue.pdf)

alternative havvindspggnose er tiltænkt følsomhedsanalyser, hvor energigørerne antages aldrig at blive etableret. Analysen her i redegørelsen antager, at energigørernes etablering udskydes til et senere tidspunkt end 2031.²⁸ Uden energigørerne og særligt udlandsforbindelserne i 2030 og 2031 vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed stige i Danmark, jf. Tabel 6. Den største stigning i risikoen vurderes at ske i Østdanmark.

Uden energigør	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
2030 - Prognose	Vestdanmark	0	7	7	0.0	~99,9999
	Østdanmark	1	23	25	0.1	99.9999
2030 - Uden energigør	Vestdanmark	0	16	16	0.0	~99,9999
	Østdanmark	2	67	73	0.4	99.9997
2031 - Prognose	Vestdanmark	1	91	93	0.1	99.9998
	Østdanmark	2	61	67	0.3	99.9997
2031 - Uden energigør	Vestdanmark	2	159	161	0.2	99.9996
	Østdanmark	4	167	183	0.8	99.9992

Tabel 6 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed i 2030 og 2031 ved ændring på etableringstidspunkt for energigørerne inkl. udlandsforbindelserne.

Nye udlandsforbindelser kan også have andre væsentlige samfundsøkonomiske effekter (fx handelsgevinster og integration af VE), som ikke er vurderet i analyserne her i redegørelsen. Det vil kræve dybere analyser. Samfundsøkonomisk kan der fortsat være høj værdi i en udlandsforbindelse, selvom værdien for effekttilstrækkeligheden er lille. Det skal bemærkes, at hvis risikoen for effektmangel fx stiger over udlandsforbindelsernes levetid, vil effekten og værdien af udlandsforbindelserne på effekttilstrækkeligheden forventeligt forøges.

6.4.1.2 Flexibelt elforbrug

I Energinets prognose for effekttilstrækkeligheden er det alene antaget, at elforbrugskategorien for PtX vil reagere på elprisen, mens alt andet elforbrug følger givne eksogene forbrugsprofiler uafhængigt af elprisen i simuleringerne i BID. Høje elpriser vil være en indikation på effektknaphed og vil give incitament til at mindske elforbruget i disse situationer. Hvor meget elforbrug, der fremadrettet vil og kan reagere på høje elpriser, er forbundet med stor usikkerhed.

Følsomheden med øget fleksibilitet i det danske elforbrug dækker over en antagelse om, at store varmepumper og elkedler, der producerer varme til fjernvarme, er 100 pct. fleksible overfor elprisen og dermed effekttilstrækkelighedsudfordringer, og elforbruget fra elbiler er 50 pct. fleksibelt ligeså. Det betyder, at i timer med effekttilstrækkelighedsudfordringer (og deraf maksimalpriser i elmarkederne) vil store varmepumper og elkedler ikke forbruge el, og elbilernes elforbrug vil kun være 50 pct. i forhold til prognosen. Den faktiske fleksibilitet fra store varmepumper og elkedler vil afhænge af backup-varmeproduktionskapacitet og varmelagre til at dække varmebehovet i fjernvarmeområderne i de pågældende timer. En underliggende antagelse i følsomheden er således, at der er tilstrækkelig fleksibilitet i fjernvarmesystemer til at agere 100 pct. fleksibelt ift. elpriserne.

²⁸ Den alternative havvindspggnose fra Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet 2020 kan ses i dette offentlige tilgængelige baggrundsnotat https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Hoeringer/af20_-_baggrundsnotat_-_havvind.pdf

2031	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	1	91	93	0.1	99.9998
	Østdanmark	2	61	67	0.3	99.9997
Øget fleksibilitet i dansk elforbrug	Vestdanmark	0	7	7	0.0	~99,9999
	Østdanmark	0	3	3	0.0	~99,9999

Tabel 7 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved antagelse om fleksibelt elforbrug i Danmark. Elforbruget fra store varmpumper og elkedler, der producerer varme til fjernvarme og elbiler, er blevet antaget som henholdsvis 100 pct. og 50 pct. fleksibelt overfor effekttilstrækkelighedsudfordringer, fremfor ingen i prognosen.

Resultaterne i Tabel 7 viser, at den antagne fleksibilitet i elforbruget stort set vil eliminere situationer med manglende effekttilstrækkelighed i 2031.

Fleksibilitet af elforbrug til varmeproducerende enheder vil kun blive mere og mere relevant i takt med udviklingen, hvor store varmpumper og elkedler erstatter de centrale og decentrale kraftværker i Danmark, jf. Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*. Udviklingen er, set ud fra et elmæssigt effekttilstrækkelighedsperspektiv, dobbelt negativ, da elproducerende enheder udskiftes med elforbrugende enheder, som vil have deres primære forbrug i vinterhalvåret, hvor effekttilstrækkeligheden er mest udfordret i forvejen.

6.4.2 Følsomheder på effekttilstrækkelighed

Energinet har undersøgt fire overordnede følsomheder og deres påvirkning af effekttilstrækkelighedsvurderingerne. Det drejer sig om den tilgængelige mængde af termisk kapacitet i Danmark til at understøtte effekttilstrækkeligheden, udlandets betydning for dansk effekttilstrækkelighed, betydningen af udetiden på Danmarks udlandsforbindelser og ekstreme hændelser, såsom koldt vejr med sammenfaldende havarier på udlandsforbindelser om vinteren.

6.4.2.1 Mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed

Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er specielt følsom over for ændringer i den termiske kapacitet i Danmark. Den termiske kapacitet har været faldende gennem en årrække og forventes at falde yderligere i de kommende 10 år, jf. Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*. Hastigheden af udfasningen er behæftet med betydelig usikkerhed.

I Energinets prognose indgår de manuelle reserver (mFRR) i Danmark i modelleringen. Denne kapacitet, som i dag er ca. 300 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark, antages således i Energinets beregninger at understøtte den danske effekttilstrækkelighed.²⁹ I de paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fra ENTSO-E medtages manuelle reserver ikke til understøttelse af effekttilstrækkeligheden hverken i Danmark eller udlandet med argumentet om, at deres primære formål ikke er at understøtte effekttilstrækkeligheden.³⁰ Uden inkludering af de manuelle reserver er det effekttilstrækkeligheden i spotmarkedet, som belyses, og reelt giver det en mere konservativ tilgang til effekttilstrækkelighedsvurderinger.

²⁹ I praksis forventes det ikke, at danske elforbrugere vil blive afkoblet, før de manuelle reserver (i hvert fald en stor portion heraf) er brugt til at dække elforbrug. Det vil dog være afhængigt af den konkrete situation. Da Energinets kontrolcenter samtidig har formel mulighed for kontrolleret at aflaste elforbrug inden for 15 minutter i eldistributionstnetene, det vil sige samme responstid som manuelle reserver, antages alle manuelle reserver inkluderet i modelleringen og dermed at bidrage til opretholdelse af effekttilstrækkeligheden.

³⁰ I Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger medtages ligeledes ikke manuel reservekapacitet i udlandet til understøttelse af effekttilstrækkeligheden. Tilsvarende er håndteringen af andre balanceringsreserver (FCR og aFRR) identisk i de danske og europæiske vurderinger, hvorfor kapacitet til FCR og aFRR antages ikke at understøtte effekttilstrækkeligheden hverken i Danmark eller i udlandet.

For på samme tid at belyse virkningen af hurtigere udfasning af termisk kapacitet i Danmark eller konsekvensen af at udelade de manuelle reserver i effekttilstrækkelighedsvurderingerne er der foretaget beregninger for 2025 og 2031 med ca. 300 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 600 MW mindre kapacitet i Østdanmark. Konkrete usikkerheder vedrørende den fremtidige driftsklare termiske kapacitet angår fx den kapacitet, som indtil 2020 blev indkøbt som manuelle reserver i Østdanmark på lange 5-årige kontrakter, da et nyt markedsdesign er implementeret i 2021. Desuden udløber varmeaftalen på den største kraftværksblok i Østdanmark, Avedøreværket blok 2 (AVV2), i 2027. Dertil er der generel usikkerhed om udfasningen af decentral kraftvarmekapacitet, herunder affaldsforbrændingsanlæg.

Mindre termisk kapacitet/ Spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
2025 - Prognose	Vestdanmark	0	0	0	0,0	~99,9999
	Østdanmark	0	4	4	0,0	~99,9999
2025 - Mindre termisk kapacitet/ Spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdanmark	0	0	0	0,0	~99,9999
	Østdanmark	7	191	212	1,0	99,9987
2031 - Prognose	Vestdanmark	1	91	93	0,1	99,9998
	Østdanmark	2	61	67	0,3	99,9997
2031 - Mindre termisk kapacitet/ Spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdanmark	2	140	142	0,2	99,9996
	Østdanmark	19	756	800	2,4	99,9965

Tabel 8 Effektilstrækkelighedsindikatorer ved udeladelse af manuel reservekapacitet/mindre termisk kapacitet i vurderingerne. 284 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 623 MW mindre kapacitet i Østdanmark.

Resultaterne i Tabel 8 for 2025 og 2031 sammenlignet med prognosen i Tabel 2 og 3 viser, at det er afgørende for resultaterne, om den manuelle reservekapacitet antages at kunne understøtte effekttilstrækkeligheden. Resultaterne viser også, at yderligere udfasning af termisk kapacitet vil forøge risikoen for manglende effekttilstrækkelighed. Specielt for Østdanmark, hvis der udfases yderligere termisk kapacitet sammenlignet med forudsætningerne i *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*.

6.4.2.1.1 Kombination af følsomhederne mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed og uden energiøer

Energinet har også undersøgt konsekvensen for effekttilstrækkelighedsresultaterne i 2030 og 2031, hvis følsomhederne mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed og uden energiøer kombineres, se nedenstående tabel 9. I ENTSO-E's kommende paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurdering, ERAA 2021, vil de danske forudsætninger netop svare til denne kombination af følsomheder.³¹

³¹ Energiøerne indgår ikke i ERAA 2021, da der på tidspunktet for udarbejdelsen af resultaterne til ERAA 2021 ikke forefandt nogle endelige aftaler om tilslutning af energiøerne til udenlandske eltransmissionsnet. Derved kan de ikke indgå i prognosen i de paneuropæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i ERAA 2021.

Uden energigøer og mindre termisk kapacitet/ Spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings- sikkerhed (%)
2030 - Uden energigøer og mindre termisk kapacitet/ Spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdan- mark	1	37	39	0,1	99,9928
	Østdan- mark	38	1.428	1.543	6,4	99,9788
2031 - Uden energigøer og mindre termisk kapacitet/ Spotmarkedseffekttilstrækkelighed	Vestdan- mark	3	221	223	0,2	99,9996
	Østdan- mark	67	2.646	2.852	11,3	99,9873

Tabel 9 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved udeladelse af manuel reservekapacitet/mindre termisk kapacitet i vurderingerne, samt ændring på etableringstidspunkt for energigøerne inkl. udlandsforbindelserne til efter 2031. Den mindre termiske kapacitet er henholdsvis 284 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 623 MW mindre kapacitet i Østdanmark.

Resultaterne i tabel 9 viser tydeligt, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i særligt Østdanmark vil stige betydeligt, hvis energigøerne og de dertilhørende udlandsforbindelser forsinkes til efter 2031, samt den indenlandske termiske kapacitet udfases yderligere end foreskrevet i *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*. Ydermere viser resultaterne, at kombinationer af følsomheder med negative effekttilstrækkelighedspåvirkninger ikke nødvendigvis giver en lineær udvikling i effekttilstrækkelighedsindikatorerne baseret på de partielle effekter af de enkelte følsomheder. Udviklingen er nærmere eksponentiel, hvilket skyldes, at specielt det østdanske elsystem er tæt på et kritisk punkt ift. risikoen for manglende effekttilstrækkelighed omkring 2030/2031. Dette resultat afhænger helt af, hvor kritisk risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i det enkelte system er i udgangspunktet, og hvor meget der ændres på systemet. En sidste pointe fra resultaterne i Tabel 9 er, at der er et betydeligt spring fra 2030- til 2031-resultaterne, igen særligt i Østdanmark, hvilket alene skyldes forhold i Danmark, jf. udvikling i *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*, da udlandsdata er identisk i 2030 og 2031.

6.4.2.2 Udlandets betydning for Danmark

Danmarks effekttilstrækkelighed er i høj grad afhængig af udviklingen i vores nabolande. Antallet af situationer, hvor Danmark er afhængig af import for at opretholde effekttilstrækkeligheden, forventes med de nuværende forudsætninger at stige frem mod 2031.

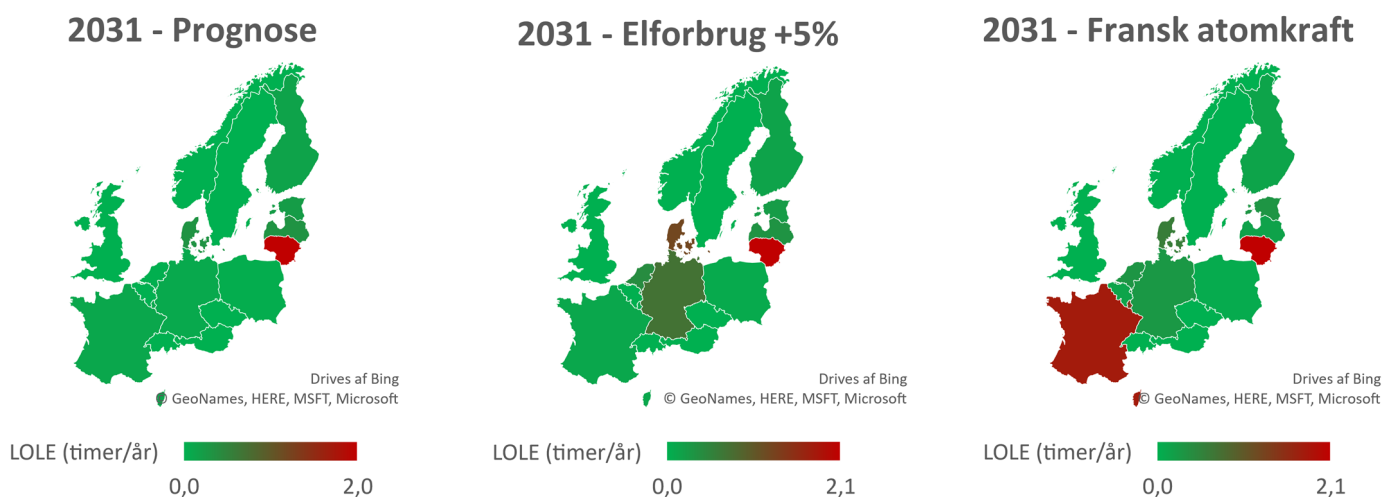
Som præsenteret i afsnit 6.2.2 har Energinet blandt andet opdateret udlandsforudsætninger til dette års redegørelse sammenlignet med sidste års redegørelse. Særligt opdateringen af udlandsforudsætninger for 2030 har betydet en væsentligt reduceret risiko for manglende effekttilstrækkelighed på tværs af Europa til dette års redegørelse i 2030, jf. Figur 8 i afsnit 4.2.1. Det er dog usikkert, hvordan effekttilstrækkeligheden udvikler sig i Danmarks omkringliggende lande på længere sigt. For at illustrere udlandets betydning for danske effekttilstrækkelighedsvurderinger er tre følsomhedsberegninger for 2031 udført. Dels to beregninger, hvor elforbruget henholdsvis op-/nedjusteres med 5 pct. i de lande, Danmark forventes at have elforbindelser til i 2031 (Norge, Sverige, Tyskland, Holland, Storbritannien). Dels en beregning, hvor den franske atomkraftkapacitet reduceres med ca. 21 GW til ca. 38 GW, hvilket svarer til den franske atomkraftkapacitet antaget til beregningerne i sidste års redegørelse.

2031 - Afhængighed af udlandet	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings-sikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	1	91	93	0,1	99,9998
	Østdanmark	2	61	67	0,3	99,9997
Forværret effekttilstrækkelighed i nabolande (elforbrug +5 pct.)	Vestdanmark	8	618	629	0,9	99,9984
	Østdanmark	13	540	562	1,2	99,9975
Forbedret effekttilstrækkelighed i nabolande (elforbrug -5 pct.)	Vestdanmark	0	0	0	0,0	~99,9999
	Østdanmark	1	38	42	0,2	99,9998
Mindre fransk atomkraft	Vestdanmark	5	335	341	0,4	99,9991
	Østdanmark	5	198	209	0,6	99,9991

Tabel 10 Effektilstrækkelighedsindikatorer ved ændringer i udlandet for 2031.

Resultaterne i Tabel 10 illustrerer, ligesom det er blevet konkluderet i de seneste års redegørelser, at forudsætningsændringer i udlandet har stor betydning for de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger. Det gælder både for Vestdanmark og Østdanmark. Fx påvirker følsomheden med mindre atomkraft i Frankrig, som Danmark ikke er direkte el-mæssigt forbundet til, den danske effekttilstrækkelighed afgørende. Derfor er det væsentligt at følge udviklingen i effekttilstrækkeligheden i landene omkring Danmark, fx gennem deltagelse i ENTSO-E's ERAA, for at kunne vurdere den danske effekttilstrækkelighed.

Figur 24 herunder viser, hvordan effekttilstrækkeligheden vurderes i Danmarks omkringliggende lande i 2031 i de to følsomheder, som forværret effekttilstrækkeligheden i udlandet, sammenlignet med prognosen. Det fremgår, at det særligt er landene på kontinentet, som oplever en forringet effekttilstrækkelighed.



Figur 24 Effektilstrækkelighedsvurdering for Danmark og omkringliggende lande i 2031 for prognosen og følsomhederne med øget elforbrug i Danmarks nabolande og mindre fransk atomkraft illustreret ved indikatoren LOLE (Loss Of Load Expected), dvs. forventet antal timer berørt af manglende effekttilstrækkelighed.

6.4.2.3 Havariprocenter +/-50 pct. for danske udlandsforbindelser

Ligesom udlandet har afgørende betydning for den danske effekttilstrækkelighed, vil tilgængeligheden af de danske udlandsforbindelser også have indflydelse på effekttilstrækkeligheden, når Danmarks afhængighed af import i visse situ-

ationer er stigende. Derfor er to følsomheder undersøgt, som henholdsvis op- og nedjusterer havariudetiden på de danske udlandsforbindelser og Storebæltsforbindelsen med 50 pct. Konkret betyder det, at havariiprocenten for HVDC-forbindelser justeres med ca. +/-2,7 procentpoint (svarende til ca. 10 dage) og AC-udlandsforbindelser justeres med ca. +/-2,2 procentpoint (svarende til ca. 8 dage). Grundantagelserne omkring de danske udlandsforbindelsers havariudetider er baseret på historik.

2031 – Ændret tilgængelighed på udlandsforbindelser og Storebæltsforbindelsen	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	1	91	93	0,1	99,9998
	Østdanmark	2	61	67	0,3	99,9997
Havariiprocent +50 pct.	Vestdanmark	2	115	117	0,1	99,9997
	Østdanmark	2	84	91	0,4	99,9996
Havariiprocent -50 pct.	Vestdanmark	1	82	84	0,1	99,9998
	Østdanmark	1	55	59	0,2	99,9997

Tabel 11 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved ændring af udetiden på danske udlandsforbindelser, herunder Storebæltsforbindelsen.

Resultaterne i Tabel 11 viser, at havariudetiden på udlandsforbindelser har betydning for de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger. Men betydningen har ikke samme omfang, som de andre belyste følsomheder i redegørelsen isoleret set.

6.4.2.4 Ekstreme hændelser

Udover usikkerheden i udviklingen i elsystemet om fx elforbrug og elproduktionskapaciteter kan der ske specifikke hændelser i et givet år, som vil have betydning for effekttilstrækkeligheden. Sådanne særlige hændelser kan fx være vejrafhængige.

I det efterfølgende undersøges, hvordan to specifikke hændelser vil påvirke de overordnede effekttilstrækkelighedsindikatorer i 2031. Den ene er samtidigt afbrud på to transmissionslinjer til Østdanmark i de første 40 dage af året i januar og februar, og den anden er en betragtning af særligt ekstreme klimaår. Kombination af de to specifikke hændelser fremgår ligeledes af Tabel 12.

De to transmissionslinjer, som antages afbrudt, er dels Storebæltsforbindelsen (ca. 600 MW) og dels én 400 kV-Øresundsforbindelse, hvilket reducerer importkapaciteten fra Sverige med 600 MW fra 1300 MW til 700 MW³². I følsomheden med samtidigt afbrud af to transmissionslinjer er den totale udetid for de to transmissionslinjer i prognose og følsomheden ens. Det er således alene placeringen af udetiden, som er til forskel. I følsomheden med særligt ekstreme klimaår betragtes alene de 5 værste år for dansk effekttilstrækkelighed af de 35 simulerede klimaår (se også afsnit 6.3).

³² Modelleringen af Øresundsforbindelserne er beskrevet nærmere i metodenotatet om Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger, som udgives sammen med redegørelsen.

2031 - Ekstreme hændelser	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leverings-sikkerhed (%)
Prognose	Vestdanmark	1	91	93	0,1	99,9998
	Østdanmark	2	61	67	0,3	99,9997
Ekstremt klimaår	Vestdanmark	9	639	650	0,9	99,9984
	Østdanmark	9	360	389	1,6	99,9983
Samtidigt udfald af to transmissionslinjer til Østdanmark i januar og februar	Vestdanmark	1	92	94	0,1	99,9998
	Østdanmark	4	183	193	0,7	99,9991
Samtidigt udfald af to transmissionslinjer til Østdanmark i januar og februar + ekstremt klimaår	Vestdanmark	9	647	658	1,0	99,9983
	Østdanmark	23	958	1.000	2,8	99,9956

Tabel 12 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved forskellige hændelser i 2031.

De forventede afbrudsminutter for året vil således stige, hvis et ekstremt klimaår indtræffer. Effekten er ikke lige så markant ved et samtidigt udfald af én Øresundsforbindelse og Storebæltsforbindelsen. Bemærk, at tallene i Tabel 12 ikke viser, hvordan risikoen for manglende effekttilstrækkelighed fordeler sig hen over året. Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed vil være koncentreret om og betragteligt forhøjet i januar og februar, hvis de to transmissionslinjer afbrydes samtidigt, sammenlignet med prognosen. Særlige kombinationer af fx udfald på udlandsforbindelser vil derfor forøge den specifikke risiko for effektmangel i perioder i løbet af året, når den generelle risiko for manglende effekttilstrækkelighed i systemet er stigende.

6.4.3 Perspektivering til europæiske vurderinger

ENTSO-E har siden 2016 årligt udført en omfattende risikovurdering af effekttilstrækkeligheden på europæisk plan. Resultaterne er blevet rapporteret årligt i udgivelsen MAF (Mid-term Adequacy Forecast). Den nyeste udgivelse er fra slutningen af 2020, MAF20, og inkluderer effekttilstrækkelighedsvurderinger på tværs af de europæiske lande for 2025 og 2030. Data til analyserne er bl.a. baseret på indmeldinger fra de europæiske TSO'er omkring den forventede udvikling i de forskellige landes elsystemer. Analyserne i MAF20 er foretaget i fem forskellige simuleringværktøjer (herunder BID). Det er første gang, at ENTSO-E har foretaget effekttilstrækkelighedsvurderinger for år efter 2025.³³

Metoden bag MAF er grundlæggende den samme, som benyttes i Energinet, mens datainput naturligt vil variere på grund af forskellig opdateringscyklus. Håndteringen af manuelle reserver i Danmark vurderes for nuværende som den mest afgørende metodemæssige forskel, se beskrivelse i afsnit 6.4.2.1. Derudover medtages heller ikke mange landespecifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen under udetid. For Danmark er forudsætninger omkring elforbrug og elproduktionskapacitet i MAF20 baseret på *Analyseforudsætninger til Energinet 2019*.

De overordnede resultater for Danmark fra MAF20 fremgår af Tabel 13. Resultaterne viser samme overordnede tendenser, som Energinets analyser, da risikoen for manglende effekttilstrækkelighed frem mod 2030 er stigende, særligt i Østdanmark.

³³ Læs mere om MAF 2020 her: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

MAF20	Landsdel	Effektminutter (min./år)	EENS (MWh/år)	LOLE (timer/år)
2025	Vestdanmark	0 (0-1)	10 (0-40)	0 (0-0)
	Østdanmark	1 (0-5)	30 (0-130)	0 (0-0,1)
2030	Vestdanmark	0 (0-2)	20 (0-100)	0 (0-0,1)
	Østdanmark	2 (0-7)	70 (10-220)	0,2 (0,1-0,3)

Tabel 13 Effektilstrækkelighedsindikatorer i ENTSO-E's MAF20. Effektminutter er beregnet af Energinet baseret på EENS. Tal uden for parentes angiver gennemsnittet på tværs af de 5 simuleringsværktøjer anvendt i MAF20. Tal i parentes angiver intervallet fra minimum til maksimum af indikatorværdierne på tværs af de 5 forskellige smuleringsværktøjer. Bemærk: MAF-studierne medtager ikke mFRR-kapacitet til understøttelse af effektilstrækkeligheden i Danmark, hvorfor Energinets resultater i Tabel 8 er det rette sammenligningsgrundlag.

7. Appendiks B. Ordliste

Tekniske fagudtryk, forkortelser og lignende er beskrevet i ordforklaringen herunder. Når forkortelser anvendes, skrives de ud, første gang de optræder i redegørelsen, og forkortelsen angives herefter i parentes. Herefter anvendes kun forkortelsen.

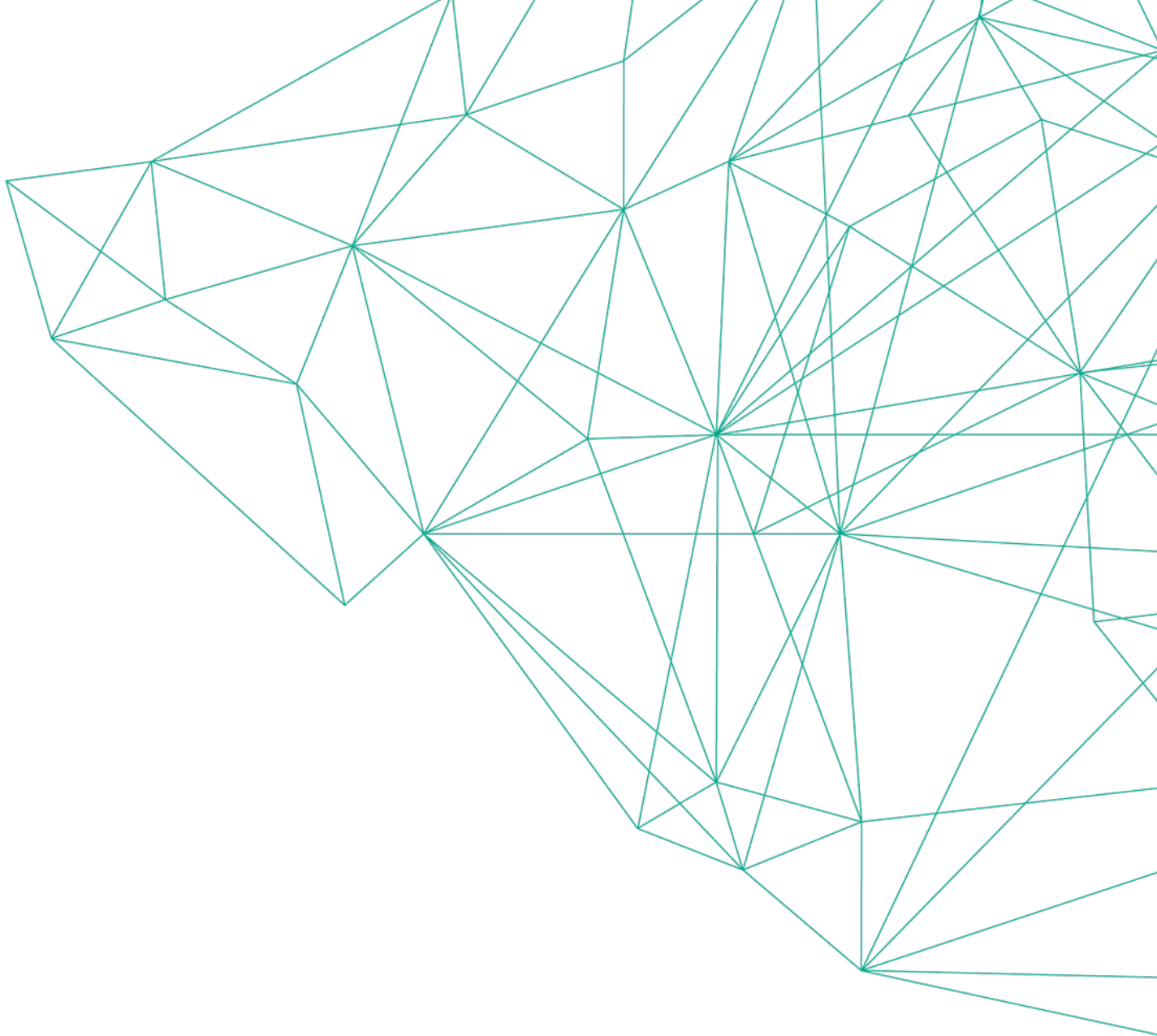
Igennem redegørelsen er officielle dokumenter og love angivet med *kursiv* i teksten.

Fodnoter anvendes primært til kildehenvisninger, fx henvisninger til hjemmesider, love og bekendtgørelser, samt til enkelte uddybende forklaringer. Hvis en henvisning optræder mere end én gang, anvendes kun fodnotehenvisning første gang, den optræder.

Begreb	Beskrivelse
Afbrudsminutter	<p>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.</p> <p>For eltransmissionsniveau opgøres fremadrettet (og bagudrettet) afbrudsminutter på baggrund af ikkeleveret energi relativt til den samlede energimængde for året.</p> <p>I eldistributionsnettene registreres for hver afbrudshændelse antallet af afbrudte elkunder og udetiden pr. afbrudt elkunde. På baggrund heraf opgøres afbrudsminutterne som SAIDI (gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. kunde) i eldistributionsnettene.</p> <p>Den forventede udvikling i antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene, som indgår i redegørelsen, er SAIDI. I eldistributionsnettene registreres der ikke den ikkeleverede energimængde i forbindelse med en afbrudshændelse. Det er dermed ikke muligt at anvende samme metode, som for eltransmissionsnettet. Denne metodiske forskel skal man have in mente, når fremadrettede afbrudsminutter fra eltransmissionsniveau og eldistributionsniveau behandles under ét eller sammenlignes.</p> <p>I den historiske opgørelse af afbrudsminutter i Danmark indgår både eltransmissionsnettets og eldistributionsnettenes bidrag som SAIDI. Tallene er derfor her en-til-en sammenlignelige.</p> <p>Afbrudsminutter dækker kun over ufrivillig mangel på el.</p>
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves, også kendt som sekundær reserve. Benyttes til frekvensgenopretning.
BID	Better Investment Decisions. En elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa og afspejler således den danske tilknytning til omverdenen.
Blackout	Ukontrolleret afbrydelse af hele – eller dele af – elnettet i et elprisosråde
Brownout	Kontrolleret afkobling af elforbrugere, som følge af mangel på tilstrækkelig el.

CEP	Clean Energy Package. Lovgivningspakke fra Europa-Kommissionen.
CONE	Cost of New Entry (indgangsomkostning). Beskriver den årlige omkostning baseret på investeringsomkostninger og faste omkostninger for ny elproduktionskapacitet eller fleksibelt elforbrug.
Day-ahead-markedet	Elleverandører og producenter handler i day-ahead-markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.
EENS	Expected Energy Not Served. Beregnet forventet mængde af elektricitet, der ikke kan leveres, fordi produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området. EENS beregnes på timebasis og summeres på årsbasis. EENS inddrager prisfleksibelt elforbrug i den udstrækning, det er til rådighed.
Effektminutter	Ikkeleveret elektricitet (beregnet fremadrettet som EUE) divideret med områdets elforbrug ganget med antal minutter i et år for den del, der vedrører produktionsnettet og eksterne forbindelser mellem elprisområder.
Effekttilstrækkelighed	Sandsynlighed for, at der er effekt nok til rådighed i et elprisområde, under hensyntagen til elproduktion, eksterne elforbindelser og fleksibelt elforbrug.
Eldistributionsnettene	Elnet på et spændingsniveau under 100 kV. Bruges typisk til at flyttes el kortere distancer og har typisk tilsluttet mindre kraftværker, mindre vindmølleparker og mindre elforbrugere (fx almindelige husholdninger).
Elforsyningsikkerhed	Sandsynlighed for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges, jf. <i>Lov om elforsyning</i> § 5, stk. 1, nr. 6.
Elnettet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene.
Elprisområde	Geografisk område, hvor det antages, at der ikke er flaskehalse i elsystemet, hvorved elprisen er ens for alle elforbrugere i området.
Elsystemet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet, eldistributionsnettene, handelsforbindelser, elproducerende enheder og andet, der bidrager til opretholdelse af elforsyningen.
Eltransmissionsnettet	Elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Bruges typisk til at flytte el over lange distancer og har typisk tilsluttet store kraftværker, store vindmølleparker og store elforbrugere (fx datacentre).
Energinet	Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed under Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. Energinet ejer og udvikler eltransmissionsnet og gasnet i Danmark for at indpasse mere vedvarende energi, opretholde forsyningsikkerhed og sikre lige markedsadgang til nettene.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity. Sammenlutning af europæiske TSO'er.
EUE	Expected Unserved Energy. EENS korrigeret for kontrollerede, præventive elafbrydelser (brownouts) samt ukontrollerede elafbrydelser (blackouts).
FCR	Frequency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til frekvensstabilisering.
Flow-based markedskobling	Mekanisme til markedskobling af forskellige elprisområder i elmarkeder, hvor flow-based tilgangen til bestemmelse af den tilgængelige transmissionskapacitet

	mellem elprisområder anvendes. Flow-based tilgangen er én metode til at fastlægge transmissionskapacitet mellem elprisområder, mens net transfer capacity (NTC) tilgangen er en anden.
FSI	Forsynings sikkerhedsindex. Model til modellering af effekttilstrækkelighed, som Energinet tidligere har benyttet.
Intraday-markedet	Markedet mellem day-ahead-markedet og én time før selve driftstimen.
LOLE	Loss of load expectation. Den forventede hyppighed af situationer, hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område, inklusive muligheden for import, er mindre end elforbruget i området.
MAF	Midterm Adequacy Forecast. Vurdering af den fremadrettede effekttilstrækkelighed på tværs Europa udarbejdet af ENTSO-E.
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves, også kendt som tertiær reserve. Benyttes til balanceudligning.
N-1 princippet	Princippet bruges til planlægning og drift af elsystemet og siger, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal forblive intakte ved udfald af en vilkårlig komponent i elsystemet.
Netregler	Netregler er den populære betegnelse for otte af Europa-Kommissionens forordninger, hvoriblandt kan nævnes CACM (Capacity Allocation & Congestion Management), EB (Electricity Balancing), RfG (Requirement for Generators) og SO GL (System Operation Guideline).
Nettilstrækkelighed	Nettilstrækkelighed er eltransmissions- og eldistributionssystemets evne til at transportere tilstrækkelig elektricitet fra elproduktionssted til elforbrugssted.
PtX	Power-to-X. Samlet betegnelse for forædlingsprocesser, hvor elektricitet omdannes til anden energibærer, fx brint, syntetiske flydende brændstoffer eller ammoniak.
Regulerkraft	Regulerkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem. På regulerkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. mFRR skal indmeldes i dette marked, og regulerkraft er derfor aktivering af indmeldte bud for mFRR.
Reserver	Generel betegnelse for de systemydelse, i form af energiaktivering og kapacitet, som Energinet indkøber til at opretholde en stabil og sikker drift af elsystemet.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index. Den gennemsnitlige varighed af afbrud pr. kunde.
Systembærende egenskaber	De ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet: Frekvensstabilitet og spændingsstabilitet.
VoLL	Value of lost load. En økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt elforsyning.



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Forfatter: HKT/HKT
Dato: 8. september 2021