



ENERGINET

REDEGØRELSE FOR

ELFORSYNINGSSIKKERHED

2020

Resumé

Ifølge *Lov om elforsyning*¹ har klima-, energi- og forsyningsministeren ansvaret for elforsynings sikkerheden og fastsætter niveauet herfor. Energinet skal, ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.*², årligt udarbejde en redegørelse for elforsynings sikkerheden med en anbefaling om, hvorvidt niveauet for elforsynings sikkerhed bør ændres. Redegørelsen og anbefalingen indgår som grundlag for klima-, energi- og forsyningsministerens fastsættelse af niveauet for elforsynings sikkerhed.

Energinet giver i *Redegørelse for elforsynings sikkerhed 2020* en anbefaling af et niveau for fremtidens elforsynings sikkerhed. Herudover beskrives den forventede udvikling i elforsynings sikkerheden. Anbefalingen og beskrivelsen af udviklingen er udarbejdet efter dialog med netvirksomhederne, som står for forsyningen på de lavere spændingsniveauer af elnettet.

Energinet anbefaler et samlet planlægningsmål for 2030 på i alt 35 afbrudsminutter i gennemsnit pr. kunde pr. år. Planlægningsmålet er sammensat af to elementer:

- Energinets anbefaling vedrørende effekttilstrækkelighed og eltransmissionsnettet på i alt 7 afbrudsminutter i 2030, hvilket er en fastholdelse af det planlægningsmål, som klima-, energi- og forsyningsministeren fastsatte i januar 2020.
- Netvirksomhedernes fremskrivning til 28 afbrudsminutter i 2030 på eldistributionsniveau, hvilket er en fastholdelse af netvirksomhedernes fremskrivning i 2019.

Energinet fastholder således ambitionen udtrykt i sidste års anbefaling af planlægningsmålet for 2030. Det nuværende niveau er på ca. 20 afbrudsminutter pr. år, og planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter pr. år i 2030 afspejler en balance mellem Energinets vedholdende fokus på at opretholde en høj forsynings sikkerhed samt de udfordringer, der kan forudses 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 elforsynings sikkerhed frem mod 2030.

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 forbrugerne.
- 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.

Målet på 28 minutter på eldistributionsniveau 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 eldistributionsnetterne.

¹ Bekendtgørelse af lov om elforsyning, LBK nr. 119 af 06/02/2020.

² Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. BEK nr. 652 af 18/05/2020.

Elforsyningssikkerheden i Danmark er meget høj. Det har været tilfældet i en lang årrække, og det gælder også i en international sammenligning. Danskerne har strøm i kontakterne i gennemsnitligt 99,996 pct. af tiden. Dette svarer til et årligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger på godt 20. Planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter svarer til en elforsyningssikkerhed på 99,993 pct. Selvom ændringen i absolutte minutter synes stor, er den overordnede ændring i forsyningssikkerhed marginal målt i procent.

Det er Energinets overordnede vurdering, at det kan blive uforholdsmæssig dyrt at opretholde en lige så høj elforsyningssikkerhed som de seneste 10 år. Samtidig vurderes det også, at samfundsøkonomien og det danske bruttonationalprodukt ikke vil være betydeligt påvirket af en ændret elforsyningssikkerhed fra i dag ca. 99,996 pct. til 99,993 pct. i 2030, jf. planlægningsmålet for 2030.

Analyserne i denne redegørelse viser en større risiko for effektmangel end sidste års analyser. Det er dog først efter 2025, at der viser sig markante effektudfordringer. Energinet finder, at udsigten til stigende mangel på effektilstrækkelighed kræver nøje overvågning af situationen, og at der rettes et særligt fokus på elmarkedets understøttelse af effektilstrækkeligheden. Det er fortsat Energinets anbefaling at imødegå udfordringen med effektilstrækkelighed med markedstiltag samt reinvesteringer i udlandsforbindelser. Energinet vurderer, at markedstiltagene er tilstrækkelig brede og robuste til i rette tid at håndtere den identificerede udfordring med effektilstrækkelighed.

Effekten af tiltag, der kan påvirke elforsyningssikkerheden, viser sig typisk først over tid. Med stigende priser i situationer med en presset effektilstrækkelighed forventes markedet at reagere med større fleksibilitet. Det er vigtigt fortsat at følge og underbygge denne fleksibilitet og elmarkedets understøttelse af effektilstrækkeligheden. Hvis udviklingen i elmarkedet trods implementering af markedsreformer 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 markant understøtter den danske elforsyningssikkerhed i dag. Energinets analyser i blandt andet denne redegørelse viser, at risikoen for effektmangel er stigende i flere af de lande, som Danmark er og kan blive forbundet til. Derfor vil effekten på den danske elforsyningssikkerhed af yderligere forbindelser til udlandet forventeligt være mere begrænset, og udbygning med yderligere udlandsforbindelser kan således ikke forventes at kunne retfærdiggøres alene ud fra et elforsyningssikkerhedsperspektiv. Desuden er det danske elsystem underlagt europæisk elmarkedsregulering, og det forventes, at fælles EU-regler til vurdering af effektilstrækkelighed vil få større betydning for arbejdet med forsyningssikkerhed og dermed også for kommende års redegørelser.

De tiltag, der iværksættes for at imødegå en skærpet udfordring med effektilstrækkelighed, skal koordineres med indsatser og tidsplan til realisering af den danske målsætning om 70 pct. drivhusgasreduktion. Integreret i den grønne omstilling forventer Energinet en øget fleksibilitet i elforbruget, som kan modvirke udfordringerne med manglende effekt. Omvendt kan der også ske en hurtigere udfasning af kraftvarmekapacitet end hidtil antaget. En mulig udmøntning af 70 pct. reduktionsmålsætningen er belyst i forbindelse med redegørelsens fremskrivning af udviklingen i effektilstrækkelighed og viser, at den grønne omstilling med udfasning af de termiske kraftværker – med den usikkerhed der endnu er forbundet med grundlaget for disse fremskrivninger – vil forøge den langsigtede risiko for effektmangel.

Energinet vurderer, at det fortsat er nødvendigt i forhold til sikring af nettilstrækkelighed at have et stort fokus på reinvesteringer for at udbedre det aldrende elnet og anbefaler som minimum at fortsætte reinvesteringerne på det planlagte niveau. I forhold til at reducere risikoen for særlige hændelser med risiko for afbrud har Energinet igangsat flere aktiviteter relateret til robusthed og nye teknologier.

Energinet vægter fortsat elforsyningssikkerheden særligt højt i fastsættelsen af sin anbefaling, samtidig med at Energinet har stort fokus på økonomisk optimering og grøn omstilling. Vægtningen af en høj forsyningssikkerhed sker på trods af, at de overordnede rammer i form af elnettets alder, grøn omstilling af elsystemet og en usikkerhed om effektiv-strækkelighed på længere sigt vil udfordre det nuværende lave antal afbrudsminutter.

INDHOLD

Resumé	2
Forord	7
1. Anbefaling	9
1.1 Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed	9
1.2 Udvikling og planlægningsmålet	11
1.3 Metode og planlægningsmålet	13
1.4 Valg af niveau og tiltag for at opnå anbefalingen	14
1.5 Perspektiver for dansk elforsyning i en grøn og international ramme	16
2. Hvad er elforsyningssikkerhed?	17
2.1 Elforsyningssikkerhed og elnettets opbygning	18
3. Status på elforsyningssikkerheden	20
4. Forventet udvikling af elforsyningssikkerheden	23
4.1 Analyseforudsætninger til Energinet 2019	23
4.2 Udvikling i elforsyningssikkerheden	24
4.2.1 Elmarkedet	25
4.2.2 Eltransmissionsnettet	33
4.2.3 Eldistributionsnettene	36
5. Mulige tiltag til påvirkning af elforsyningssikkerheden	40
5.1 Elmarkedet	40
5.1.1 Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning	40
5.1.2 Midlertidig strategisk reserve	41
5.2 Eltransmissionsnettet	43
5.2.1 Reinvestering af eltransmissionsnettet	43
5.2.2 Risikovillighed	46
5.2.3 Udlandsforbindelser	47
5.3 Eldistributionsnettene	48
5.3.1 Ændring af reinvesteringsniveauet	48
5.3.2 Fokuseret reinvesteringsindsats	48
5.3.3 Andre tiltag	49
6. Appendiks A – Effekttilstrækkelighed	50
6.1 Baggrund for vurderinger af effekttilstrækkelighed	50
6.2 Forudsætningerne for prognose for effekttilstrækkelighed	51
6.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark	51
6.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmarks nabolande	53
6.2.3 Andre forudsætninger	54
6.3 Prognose for effekttilstrækkelighed	54
6.4 Prognosens robusthed for effekttilstrækkelighed	59
6.4.1 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed	60

6.4.2	Følsomheder på effektilstrækkelighed	64
7.	Appendiks B – Ordforklaring	69

Forord

Energinet har siden 2015 udgivet en årlig redegørelse for elforsyningsikkerhed. I 2018 blev *Lov om elforsyning* revideret, hvorefter der i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* blev specificeret en række krav til Energinets årlige redegørelser, herunder at Energinet afgiver en anbefaling for et niveau for fremtidens elforsyningsikkerhed.

Denne redegørelse bygger videre på sidste års *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2019*, og med baggrund i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* har Energinet adspurgt netvirksomhederne om deres forventning til udviklingen i elforsyningsikkerheden i eldistributionsnettene.

Det er Energinets vurdering, at der med netvirksomhedernes fremskrivning i denne redegørelse foreligger et mere systematisk datagrundlag end ved sidste års redegørelse og 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 2020, 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 2019. Der er derfor gennemført en række følsomhedsberegninger, blandt andet på mulige udmøntninger af den danske 70 pct. målsætning for reduktion i drivhusgasudledningen. Efterfølgende har Energistyrelsen fremlagt Analyseforudsætninger 2020, hvori hovedelementer af Klimaaftalen 2020 er indarbejdet, og desuden forventes Energistyrelsen i forbindelse med konkrete initiativer i klimaaftalen også at vurdere påvirkningen på elforsyningsikkerheden. Den mulige effekt af klimaaftalens samlede initiativer på elforsyningsikkerheden vil blive belyst i *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021*. Uagtet hvilken version af Analyseforudsætning der anvendes, er det Energinets vurdering, at der på længere sigt er en stigende risiko for effektmangel i det danske elsystem. Energinet har fokus på, at de tiltag, der iværksættes til at imødegå den skærpede udfordring med effektilstrækkelighed, koordineres tæt med udmøntningen af klimaaftalen.

Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020 er udarbejdet af Energinet Elsystemansvar på vegne af Energinet.

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 ["Elforsyningsikkerhed 2019" - se Energinets hjemmeside.](#)

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 især effektilstrækkeligheden, dels 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.

Appendiks B er ordforklaringer.

1. Anbefaling

1.1 Energinets anbefaling af niveau for elforsyningsikkerhed

Energinet arbejder for at opretholde en høj elforsyningsikkerhed under samtidig hensyntagen til samfundsøkonomi og sikring af den grønne omstilling med indpasning af mere vedvarende energi.

I denne redegørelse fremlægger Energinet sin anbefaling til et planlægningsmål for det samlede niveau for elforsyningsikkerhed i Danmark i 2030. Planlægningsmålet er udtrykt som et gennemsnitligt antal afbrudsminutter for den danske elforbruger i 2030. De danske elforbrugere har i de sidste 10 år i gennemsnit oplevet ca. 20 afbrudsminutter pr. elforbruger årligt.

Energinet anbefaler et samlet planlægningsmål for 2030 på i alt 35 afbrudsminutter. Planlægningsmålet er sammensat af to elementer:

- Energinets anbefaling vedrørende effektilstrækkelighed og eltransmissionsnettet på i alt 7 afbrudsminutter i 2030, hvilket er en fastholdelse af det planlægningsmål, som klima-, energi- og forsyningsministeren fastsatte i januar 2020.
- Netvirksomhedernes fremskrivning til 28 afbrudsminutter i 2030 på eldistributionsniveau, hvilket er en fastholdelse af netvirksomhedernes fremskrivning fra 2019.

Det nuværende niveau er på ca. 20 afbrudsminutter pr. år, og planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter pr. år i 2030 afspejler en balance mellem Energinets vedholdende fokus på at opretholde en høj forsyningsikkerhed samt de udfordringer, der forudses i det samlede elsystem. Opdaterede analyser bekræfter typen af de udfordringer, der blev påpeget sidste år, og især kan der konstateres en større risiko for et langsigtet pres på effektilstrækkeligheden. Energinet ser således fortsat den stigende risiko over de kommende år for manglende effektilstrækkelighed og et aldrende elnet både på eldistributions- og eltransmissionsniveau, som to væsentlige opmærksomhedspunkter i forhold til opretholdelse af en høj elforsyningsikkerhed frem mod 2030.

Siden redegørelsen fra 2019 er det politisk besluttet at reducere de danske udledninger af drivhusgasser med 70 pct. i 2030 sammenlignet med 1990, hvilket også vil få indvirkning på elsektoren. Målsætningen kan dermed potentielt også ændre rammerne for elforsyningsikkerheden. Det er endnu ikke endelig fastlagt præcis, hvordan 70 pct. målsætningen skal udmøntes. Derfor er vurderinger af de afledte konsekvenser for elsystemet og elforsyningsikkerheden endnu behæftet med usikkerhed. Energinet giver dog i denne redegørelse nogle indledende vurderinger, som tegner til, at effektilstrækkeligheden vil blive yderligere udfordret. Usikkerheden om den konkrete udmøntning af 70 pct. målsætningen kalder på en hurtig afklaring, så Energinet og andre aktører kan agere rettidigt. Energinet følger nøje udviklingen i elforsyningsikkerheden med henblik på at iværksætte de nødvendige tiltag til at indfri det fastsatte planlægningsmål.

Analyseforudsætninger til Energinet 2019 ligger til grund for basisanalyserne i denne redegørelse, men afspejler ikke udmøntningen af den samlede danske klimaindsats og 70 pct. målsætningen. Energinet har suppleret redegørelsens basisanalyse af udviklingen i effektilstrækkelighed frem mod 2030 med en række følsomheder og alternative prognoser, som samlet set understreger den langsigtede udfordring med effektilstrækkelighed. Det skal tilføjes, at der er usikkerhed om det præcise niveau i sådanne langsigtede fremskrivninger, og at de nærmere detaljer i indfrielsen af 70 pct. målsætningen endnu ikke er fastlagt, hvorfor konsekvenserne heraf endnu ikke er mulig at vurdere.

Anbefaling fordelt på eltransmissions- og eldistributionsniveau

Frem mod 2030 forventes på både eltransmissions- og eldistributionsniveau en stigning i det gennemsnitlige antal afbrudsminutter, en kunde oplever og dermed en vis nedgang i elforsynings sikkerheden. Udfordringerne er overvejende relateret til et aldrende elnet, hvilket særligt på eldistributionsniveau ventes 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. Foruden et aldrende elnet ser Energinet en stigende risiko for effektmangel grundet blandt andet stigende elforbrug og nedlukning af kapacitet på de termiske kraftværker. Analyserne i denne redegørelse viser en større risiko for effektmangel end sidste års analyser. Det er fortsat Energinets anbefaling at imødegå udfordringen med effekttilstrækkelighed med markedstiltag samt opretholdelse af kapaciteten på udlandsforbindelser. Men situationen kræver også en nøje overvågning og fokus på elmarkedets fleksibilitet og fortsatte understøttelse af effekttilstrækkeligheden. Energinet har derfor planlagt en tættere monitoring af fleksibiliteten i markedet med henblik på at kunne iværksætte nødvendige mitigerende tiltag.

Energinet ser også en risiko for en lavere robusthed på grund af flere inverterbaserede anlæg og færre traditionelle anlæg som fx centrale kraftværker. Potentielle konsekvenser af denne risiko hører dog under særlige hændelser og indgår ikke i planlægningsmålet.

Planlægningsmålet er opstillet for et "normalt år", og elnettet dimensioneres ikke efter helt at undgå "særlige hændelser". Men det skal understreges, at Energinet har fokus på elforsynings sikkerheden 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. I kapitel 2 er de forskellige elementer i elforsynings sikkerheden nærmere præciseret.

Risiko for særlige hændelser

Risikoen for særlige hændelser er 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.

Særlige hændelser er hændelser, der ligger ud over det, som elnettet er dimensioneret til.

Det er ikke muligt at forudse og tage højde for samtlige mulige kombinationer af hændelser i planlægningen af elsystemet, uden at det vil have ekstreme samfundsøkonomiske omkostninger.

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

Effekttilstrækkelighed og eltransmissionsnettet: 7 minutter.

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.

Eldistribution: 28 minutter.

Dette mål bygger på eldistributionsselskabernes 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 transmissionsnettet mv.* har Energinet adspurgt netvirksomhederne om deres forventning til udviklingen i elforsynings sikkerheden 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 28 afbrudsminutter i 2030. Energinet bemærker, at netvirksomhedernes fremskrivning foruden en videreførelse af det nuværende reinvesteringsniveau på 1,7 mia. DKK årligt blandt andet bygger på en forudsætning om et uændret elforbrug frem mod 2030. Sidstnævnte vil formentlig undervurdere antallet af afbrudsminutter.

Årets fremskrivning for eldistributionsnettene er på samme niveau som fremskrivningen i Redegørelse for elforsynings sikkerhed 2019. Det er Energinets vurdering, at netvirksomhedernes fremskrivning bygger på en mere systematisk metode 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 datagrundlaget hovedsageligt er baseret på tre større netvirksomheder og ikke alle netvirksomheder. Desuden indgår et stigende elforbrug som nævnt ikke i fremskrivningen. Dog er det ligeledes Energinets vurdering, at der med metodeudviklingen er ved at blive opbygget et godt grundlag for fremskrivningerne i de kommende års redegørelser.

1.2 Udvikling og planlægningsmålet

Elforsynings sikkerheden i Danmark er meget høj. Det har været tilfældet i en lang årrække, og det gælder også i en international sammenligning. Danskerne har strøm i kontakterne i gennemsnitligt 99,996 pct. af tiden. Dette svarer til et årligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger på godt 20. Planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter svarer til en elforsynings sikkerhed på 99,993 pct.

Afhængigt af varigheden af afbrydelsen og af hvordan, hvor og hvornår på døgnet afbrudsminutterne konkret måtte indtræffe, kan dette have større eller mindre betydning for den enkelte berørte elforbruger. Der kan være tale om en ekstra gene for geografisk eller forbrugsmæssigt afgrænsede kundegrupper. Men som overordnet gennemsnit vil der kun være tale om, at elforsynings sikkerheden påvirkes relativt beskedent fra de nuværende 99,996 pct. til 99,993 pct. generelt i Danmark.

Den primære årsag til internationale forskelle i elforsynings sikkerhed er graden af kabellægning i eldistributionsnettene. I mange lande er kabellægning markant dyrere end i Danmark, og Energinet vurderer derfor, at få lande vil opnå samme elforsynings sikkerhed som i Danmark. Samtidig er det Energinets vurdering, at resten af Europa, og især de nordiske lande, også står med udfordringer med et aldrende elnet, som kræver massive investeringer blot for at opretholde sta-

tus quo på elforsyningsikkerheden. Yderligere vurderes en række andre europæiske lande også at kigge ind i en fremtid med stigende risiko for manglende effektilstrækkelighed på grund af udfasning af termisk kapacitet og elektrificering. Grundet denne samtidighed landene imellem forventer Energinet, at elforsyningsikkerheden i Danmark fortsat vil være i den europæiske top, selv ved 35 afbrudsminutter pr. år fra 2030.

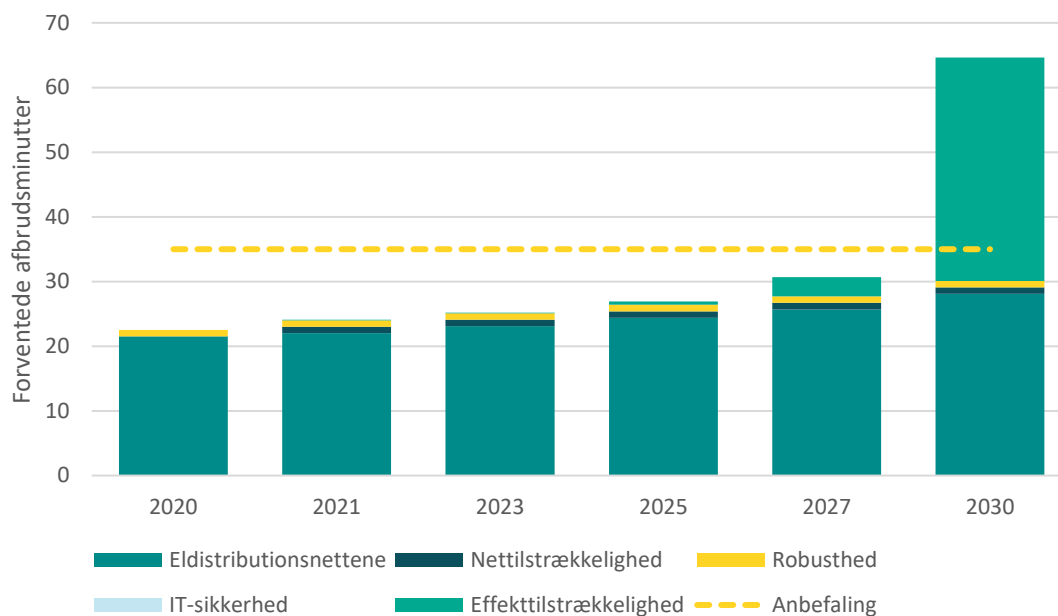
Den forventede stigning i antallet af afbrudsminutter fordrer en skærpet opmærksomhed på elforsyningsikkerheden. Energinet arbejder fokuseret på at opretholde en fortsat høj elforsyningsikkerhed og vil fortsat udvikle og igangsætte tiltag, der kan imødegå de forventede udfordringer, herunder ikke mindst risikoen for manglende effektilstrækkelighed.

Analyserne i denne redegørelse viser en større risiko for effektmangel end sidste års analyser (35 effektminutter i 2030 i år mod 8 effektminutter i 2030 sidste år), hvilket primært skyldes en forudsætning om højere elforbrug i Danmark sammenlignet med sidste års analyser. Det er dog først efter 2025, at der kan forventes tydelige effektudfordringer. Det er fortsat Energinets anbefaling at imødegå risikoen for effektmangel med markedstiltag. Usikkerheden i fremskrivningerne sammenholdt med, at effekten af tiltag, der kan påvirke elforsyningsikkerheden, først viser sig over tid, er medvirkende til, at Energinet fastholder sidste års anbefaling af planlægningsmålet for 2030. Med stigende priser i situationer med en presset effektilstrækkelighed forventes markedet at reagere med større fleksibilitet, og fastholdelsen af målet skal ses i sammenhæng med, at det er vigtigt at følge og underbygge elmarkedets understøttelse af effektilstrækkeligheden. Energinet fastholder således ambitionen udtrykt i sidste års anbefaling af planlægningsmålet for 2030 og opfatter også en vis kontinuitet i anbefalingen fra år til år som et naturligt udgangspunkt for den videre planlægning.

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

Energinet vurderer, at det fortsat er nødvendigt i forhold til sikring af nettilstrækkelighed at have fokus på reinvesteringer for at udbedre et aldrende elnet og anbefaler som minimum at fortsætte reinvesteringerne på det planlagte niveau.

Det skal bemærkes generelt, at fremskrivningerne på både eltransmissions- og eldistributionsniveau er forbundet med usikkerhed. Energinet og netvirksomhederne arbejder videre med at forbedre såvel datagrundlag som fremskrivningsmetoder.



Figur 1 Forventet antal afbrudsminutter i det danske elsystem frem til 2030, jf. redegørelsens basisanalyse. Udviklingen er nærmere beskrevet i afsnit 4.2. Sammen med fremskrivningen er det anbefalede planlægningsmål markeret i figuren. Bemærk, det anbefalede planlægningsmål er for et "normalt år", det vil sige, særlige hændelser vil ikke være dækket heraf. Dog er der i fremskrivningen af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden inkluderet alle sandsynlige hændelser for udfald i kombination med fx ekstreme klimaår.

1.3 Metode og planlægningsmålet

Energinet vægter fortsat elforsyningsikkerheden særligt højt i fastsættelsen af sin anbefaling, samtidig med at Energinet har stort fokus på økonomisk optimering og grøn omstilling. Der er således fokus på at opretholde en meget høj elforsyningsikkerhed, selvom rammer omkring elnettets alder og grøn omstilling af elsystemet forventeligt vil udfordre det nuværende lave antal afbrudsminutter.

Hertil er det Energinets overordnede vurdering, at det kan blive uforholdsmæssigt dyrt at opretholde en lige så høj elforsyningsikkerhed som de seneste 10 år, men samtidig også at samfundsøkonomien og det danske bruttonationalprodukt ikke vil være betydeligt påvirket af en ændret elforsyningsikkerhed fra i dag ca. 99,996 pct. til 99,993 pct. i 2030, jf. planlægningsmålet for 2030.

Ud fra ønsket om en samfundsøkonomisk optimering bør der ideelt set ikke gennemføres tiltag til forbedring af elforsyningsikkerheden, som har større omkostning end omkostningerne ved en afbrudt elforsyning. Value of Lost Load (VoLL) er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostninger ved afbrudt elforsyning og kan anvendes til sammenligning med omkostninger til sikring af elforsyningen. Der findes ikke en entydig fastsat værdi af VoLL for Danmark. Energinet anvender ikke en specifik værdi af VoLL som en fast beslutningsparameter, men Energinet anvender beregninger af VoLL til at perspektivere, om de samfundsøkonomiske gevinster ved tiltag er større end omkostningerne i forbindelse med drift og udvikling af elsystemet.

Value of Lost Load (VoLL)

Value of Lost Load, forkortet VoLL, er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved en afbrudt elforsyning.

VoLL kan forstås både som de samfundsøkonomiske og privat-/selskabsøkonomiske omkostninger ved en afbrudt elforsyning. Det afhænger af den konkrete kontekst, men ofte er det den privat-/selskabsøkonomiske vinkel, som anvendes i studier, der estimerer VoLL. Energinet har samfundsøkonomi som et væsentligt kriterie i forbindelse med sine investeringsbeslutninger.

VoLL er ikke én værdi. Værdien afhænger af en række faktorer, fx hvem afbrydes (industri, service, husholdninger, osv.) og karakteristika for afbrud (varighed; tidspunkt på dag, uge, år; varslet eller ikkevarslet, mv.).

Der er en række usikkerheder forbundet med VoLL, og forskellige studier kan nå vidt forskellige resultater. Estimer af VoLL kan således alene give en grov approksimation af, hvad den forventede samfundsøkonomiske værdi af elforsyningssikkerhed er under givne forudsætninger, som de specifikke studier opsætter.

Det er meget vanskeligt at definere et præcist samfundsøkonomisk optimalt niveau som planlægningsmål. Det er dog Energinets overordnede vurdering, at et samfundsøkonomisk optimalt niveau for elforsyningssikkerheden vil ligge på et lavere niveau (målt i procent forsyningssikkerhed) end det nuværende niveau af elforsyningssikkerhed, da det nuværende niveau hovedsageligt har været drevet af et historisk og politisk ønske om en høj elforsyningssikkerhed. Det er Energinets mål fortsat at udvikle metoder og datagrundlag sammen med sektorens aktører til forbedring af samfundsøkonomiske vurderinger.

1.4 Valg af niveau og tiltag for at opnå anbefalingen

Usikkerheden i de gennemførte fremskrivninger betyder, at vurderinger og resultater udtrykkes i udfaldsrum, som generaliseres til et bestemt minuttal. Med et planlægningsmål er der tale om en overordnet målsætning, der søges realiseret gennem opfølgende beslutninger. Effekten af de udviklingstendenser og tiltag, der kan påvirke elforsyningssikkerheden, viser sig først over tid. Der kan ikke forventes større ændringer i den faktiske elforsyningssikkerhed fra det ene år til det næste, medmindre det skyldes særlige hændelser.

Energinet og netvirksomhederne planlægger efter målet for 2030, og udsving i fremskrivningerne kan derfor give anledning til justerede tiltag. Hertil kommer, at fremskrivningen inden for en kortere tidshorisont er givet af de fysiske forhold omkring elnettet. Programmer for reinvesteringer og nyinvesteringer i elnet og infrastruktur har relativt lange tidshorisonter og kan ikke på kort tid ændre væsentligt på de forventede udviklingsforløb.

I forhold til planlægningsmålet for effektilstrækkelighed og for eltransmissionsnettet vil Energinet især fokusere på udvikling af elmarkedstiltag og gennemførelse og prioritering af reinvesteringer i elnettet. I forhold til at reducere risikoen for særlige hændelser har Energinet også flere aktiviteter relateret til robusthed.

De tiltag, der iværksættes for at imødegå en skærpet udfordring med effektilstrækkelighed, skal koordineres tæt med indsatser og tidsplan til realisering af den danske 70 pct. målsætning. Integreret i den grønne omstilling forventer Energinet øget fleksibilitet i elforbruget, som kan modvirke udfordringerne med manglende effekt. Omvendt kan der også ske en hurtigere udfasning af kraftvarmekapacitet, end hidtil antaget.

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

Netvirksomhederne	
Nettilstrækkelighed og robusthed	<ul style="list-style-type: none"> - Reinvesteringsplaner. - Intelligens og 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 Flexafregning (forberedt via blandt andet implementeringen af time-aflæste målere og timeafregning i løbet af 2020) o Implementering af aggregatorrolle i elmarkedet o Forhøjelse af prislofter i elmarkedet (day-ahead-, intraday- og regulerkraftmarkederne) o Markedskobling af reservemarkeder for at understøtte effekttilstrækkelighed - Understøtte forbrugsfleksibilitet. - Fortsat vurdering af en eventuel midlertidig strategisk reserve. - Fokus på investeringer/levetidslængelser af aldrende udlandsforbindelser.
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 samfundsøkonomiske bedste løsning. - Udbygge elnettet således, at elnettet kan aftage og flytte produktion 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. Tiltagene er beskrevet nærmere i kapitel 4 og 5.

Yderligere mulige tiltag er nærmere beskrevet i kapitel 5, herunder forskellige niveauer af investeringsindsats i både eltransmissionsnettet og eldistributionsnetterne, indførelse af en knaphedspris ved ubalanceafregning i effekt mangelsituationer og en midlertidig strategisk reserve.

Andre mulige tiltag kan også iværksættes, hvis det ønskes at forfølge en planlægningsmålsætning, som afviger fra den anbefalede. I forbindelse med nævnte beskrivelse i kapitel 5 er der også anført grove omkostningsestimater og konsekvenser for afbrudsminutterne i forhold til den forventede udvikling.

Energinet vurderer, at allerede igangsatte og forventede tiltag sammen med den nødvendige understøttelse af effekttilstrækkeligheden i elmarkedet kan opfylde det anbefalede planlægningsmål i 2030. Yderligere mulige tiltag kan supplere indsatsen. Alle de mulige tiltag kan styrke elforsyningsikkerheden, men er også afgrænset af samfundsøkonomiske hensyn, der tilsiger, at omkostninger skal afbalanceres med planlægningsmålet.

1.5 Perspektiver for dansk elforsyning i en grøn og international ramme

En vigtig parameter i udviklingen af både den danske og europæiske elforsyning er den grønne omstilling og dermed en fortsat kraftig udbygning med vedvarende energi og en øget elektrificering på blandt andet transport- og varmeområdet. Reduktionen af den termiske kapacitet til elproduktion er blandt andet drevet af VE-udbygningen, og både Danmark og vores nabolande ser ind i en fremtid, hvor et stigende elforbrug skal dækkes af produktion fra VE-teknologier med en mere fluktuerende forsyning end fra de tidligere termiske værker.

I realiseringen af 70 pct. målsætningen er der behov for en højere grad af prisfølsomt elforbrug, som i givet fald kan modvirke udfordringen af effekttilstrækkeligheden og behovet for en kraftig udbygning af infrastrukturen. Dog er der stor usikkerhed om teknologiudvikling og omkostninger ved fleksibelt elforbrug; og dermed om nettoeffekten på effekttilstrækkeligheden.

Danmark vil også med en endnu højere VE-andel end i dag fortsat have en høj elforsyningssikkerhed. Men en øget elektrificering vil alt andet lige betyde, at der kommer en større efterspørgsel, der skal dækkes, og at elnettet derfor skal have en større kapacitet til at transportere/levere den efterspurgte strøm ud til forbrugerne.

Det danske eltransmissionssystem er tæt forbundet med nabolandenes eltransmissionssystemer og er afhængig af udlandet til at understøtte den danske elforsyningssikkerhed. Det danske elsystem er underlagt europæisk elmarkedsregulering.

På baggrund af *Clean Energy Package* (særligt EU-forordning 2019/943 om det indre marked for elektricitet) er der i EU-regi udviklet fælles beregningsmetoder til vurdering af effekttilstrækkelighed. Metoderne anfører, at elforsyningssikkerhed er et nationalt anliggende, og at de enkelte lande kan fastsætte egne målsætninger for effekttilstrækkelighed inden for den overordnede ramme. En specifik målsætning for effekttilstrækkelighed vil skulle udtrykkes ved en anden indikator end afbrudsminutter, og Energinet forventer, at kravene vil spille ind på anbefalede planlægningsmål i kommende års redegørelser. Kravene til effekttilstrækkelighedsvurderinger skal opfyldes, hvis en kapacitetsmekanisme, fx en strategisk reserve, skal kunne statsstøttegodkendes³. Disse metoder kan potentielt betyde, at det ministerfastlagte niveau for elforsyningssikkerhed i Danmark er mere ambitiøst end, hvad Europa-Kommissionen kan statsstøttegodkende en strategisk reserve på baggrund af og dermed mere udfordrende at realisere.

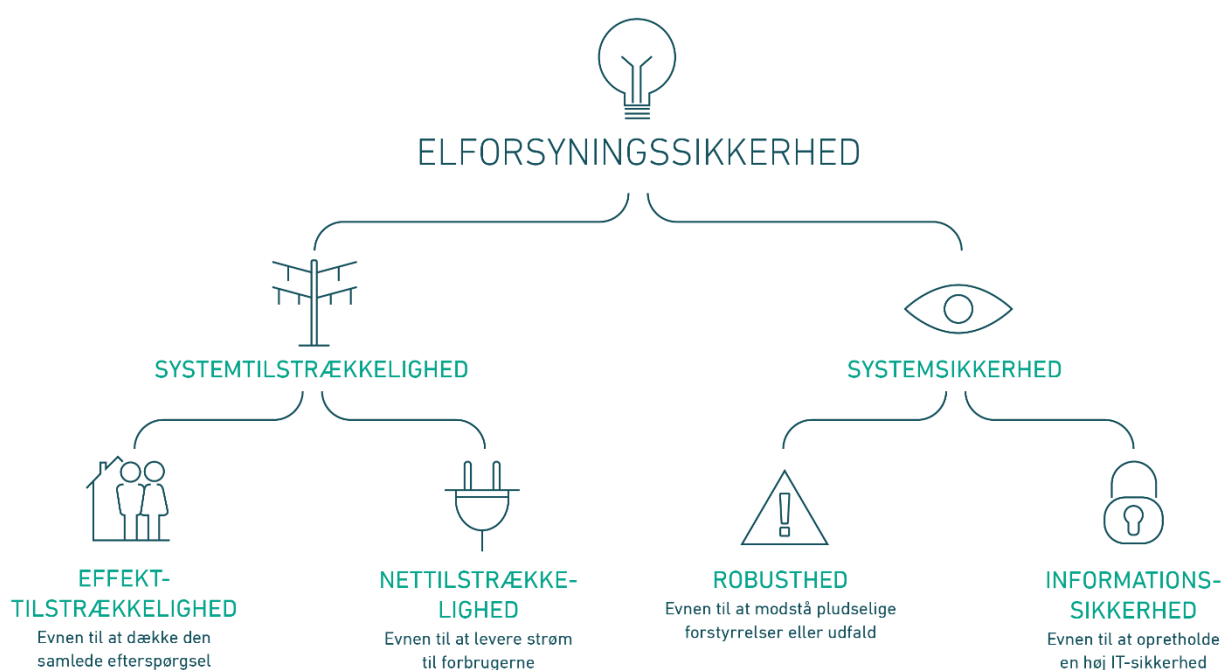
Energinet forventer, at en række udestående forudsætninger omkring klimahandlingsplan, udmøntning af fælleseuropæisk metode til bestemmelse af pålidelighedsstandard samt opdatering af den forventede udvikling i udlandets elsystemer vil være på plads i 2021. Dette er alle vigtige elementer, som kan spille ind på den forventede udvikling af elforsyningssikkerheden og dermed Energinets anbefalede planlægningsmål i Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2021.

³ Se mere i afsnit 5.1.2.

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. Det kræver harmonisering og samarbejde på tværs af landegrænser.

Elforsyningsikkerhed handler derfor ikke kun om størrelse og antal af elledninger, kraftværker og vindmøller. Elforsyningsikkerheden afhænger ligeledes af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og om elnettet kan overføre den 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 systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed.

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 tilstrækkelig 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. 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.

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 er i værste fald et blackout i Vest- og/eller Østdanmark inklusive nabolande. Et blackout i det danske elsystem har ikke fundet sted siden 2003. Dette blackout omfattede hele Østdanmark og Sydsverige. Blackout er et fuldstændigt og ukontrolleret nedbrud af hele eller dele af elsystemet. Dette kan medføre omfattende anlægsskader og lange reetableringstider for elforsyningen. Manglende systemssikkerhed har den største konsekvens for det danske elsystem, men sandsynligheden for hændelser, som afstedkommer manglende systemssikkerhed, er lav. Konsekvensen af manglende systemssikkerhed kan være store hændelser, fx blackout, som kan medføre et meget højt antal afbrydelsesminutter i året, når de indtræffer. Fx betød blackoutet i Østdanmark i 2003 ca. 100 afbrydelsesminutter opgjort på landsniveau.

2.1 Elforsyningsikkerhed og elnettets opbygning

Opgaven for Energinet som den systemansvarlige 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 elnettene. I Danmark er Energinet ansvarlig for sikker drift af det overordnede elsystem, mens netvirksomheder er ansvarlige for eldistributionsnettene. I Danmark betegnes eltransmissionsnettet som elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Elnet under 100 kV betegnes eldistributionsnet.

Rygraden i elsystemet er eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene, 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 og uden udbygning. 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 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 måden, hvorpå eldistributionsnettene 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 nettene. I eltransmissionsnettet tolkes N-1 princippet til, at elforbrugere ikke må afkobles ved en vilkårlig fejl. I eldistributionsnettene sikrer samme princip, at elforbrugere afkobles ved en fejl, men kan genforsynes

inden for rimelig tid. Derfor er det også fejl i eldistributionsnettene, som i dag er årsag til langt den største del af afbrudsminutterne for de danske elforbrugere. Forskellen i tolkningen af N-1 princippet er i høj grad baseret på en afvejning af konsekvenserne ved et afbrud og omkostningerne til at reducere konsekvenserne.

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 er gældende for eltransmissionsnettet. Dette vil give en højere elforsyningsikkerhed, men omkostningen til etablering af denne vil være ekstremt høj set i forhold til den samfundsøkonomiske gevinst.

Anlægs masse i eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene









Da det primært er eldistributionsnettene, som forsyner de enkelte elforbrugere, er udbredelsen 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.

Sammenligning af eltransmissionsnettet og eldistributionsnettenes udbredelse

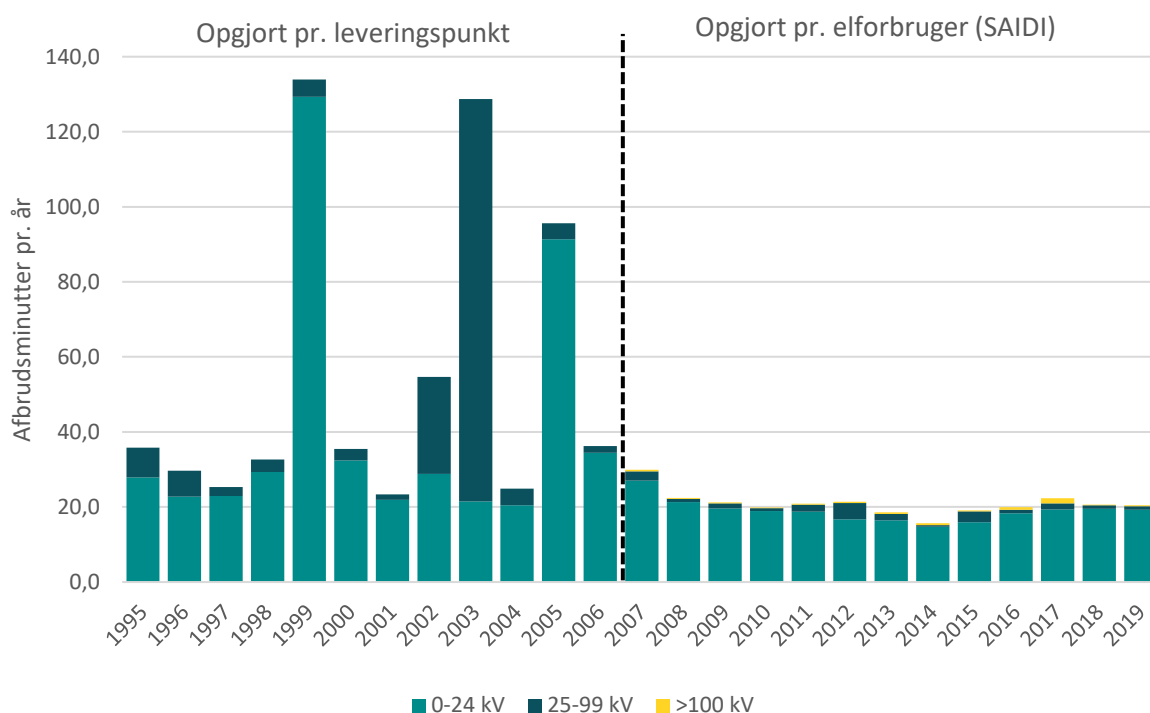
	Eltransmissionsnettet		Eldistributionsnettene	
Kabel- og luftledningsanlæg	Ca.	6.400 km	Ca.	159.000 km
Transformeringspunkter	Ca.	230 stk.	Ca.	72.000 stk.
Bogført værdi	Ca.	33.800 mio. DKK	Ca.	41.300 mio. DKK

Kilde: Dansk Energi Net og Energinet Eltransmission.

3. Status på elforsyningsikkerheden

ELSYSTEMETS NØGLETAL	
AFBRUDSMINUTTER I HELE ELSYSTEMET (gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger)	
	2019, minutter: 20
	2018, minutter: 21
	2017, minutter: 22
SPECIFIKT FOR ELTRANSMISSIONSNETTET (forbrugsvægtede afbrudssekunder)	
	2019, sek.: 13
	2018, sek.: 11
	2017, sek.: 92
VIND- OG SOLANDEL	
	2019, procent: 50
	2018, procent: 44
	2017, procent: 46
OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER	
	2019, mio. kr.: 665
	2018, mio. kr.: 806
	2017, mio. kr.: 626
BEREDSSKABSHÆNDELSER	
	2019, antal: 0
	2018, antal: 1
	2017, antal: 1
IT-HÆNDELSER	
	2019, antal: 0
	2018, antal: 1
	2017, antal: 0
SKÆRPET DRIFT	
	2019, antal: 1
	2018, antal: 2
	2017, antal: 1
NØDDRIFT	
	2019, antal: 0
	2018, antal: 0
	2017, antal: 0

De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el. Dette var også gældende i 2019. De danske elforbrugere oplevede i 2019 gennemsnitligt godt 20 afbrudsminutter pr. elforbruger. Et antal af afbrudsminutter på ca. 20 har også været tilfældet i Danmark siden 2008. Det gør de danske elforbrugeres elforsyningsikkerhed til en af de højeste i Europa.



Figur 3 Afbrudsstatistik for Danmark, 1995-2019. Perioden 1995-2006 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10 kV-nettet) og perioden 2007-2019 er opgjort pr. elforbruger (SAIDI – System Average Interruption Duration Index). I gennemsnit er afbrudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbrudsminutterne opgjort pr. elforbruger for perioden 2007-2019. Frem til 2007 er afbrudsstatikken 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 25 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 elforsyningsikkerhed, særligt de seneste godt 10 år, hænger blandt andet sammen med den betydelige kabellægning af eldistributionsnettet, som har gjort det mere robust over for vejrrelaterede påvirkninger. Ligeledes har elnettet generelt været veludbygget og veletableret 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 i sin livscyklus, hvor fejlsandsynligheden har været lav. 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 2019 var der fx en hændelse, hvor det øst-danske system mistede ca. 1.100 MW effekt på meget kort tid. I 2018 var der en brand på en central transformerstation på Sjælland, og i 2013 var stormen Allan tæt på at forårsage 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 dimensioneret efter at skulle kunne håndtere. At hændelserne alligevel ikke førte til betydelige afbrud, har været en konsekvens af gunstige driftsforhold på de pågældende tidspunkter, at det er lykkedes Energinets kontrolcenter at aktivere afhjælpende tiltag samt en generel stor robusthed i det danske eltransmissionssystem.

Den historiske elforsyningssikkerhed med størst fokus på udviklingen i 2019 er beskrevet nærmere i Energinets rapport "Elforsyningssikkerhed 2019".

4. Forventet udvikling af elforsynings sikkerheden

Energinet vurderer fremtidens elforsynings sikkerhed 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, *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan*⁵ (RUS-planen) 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.

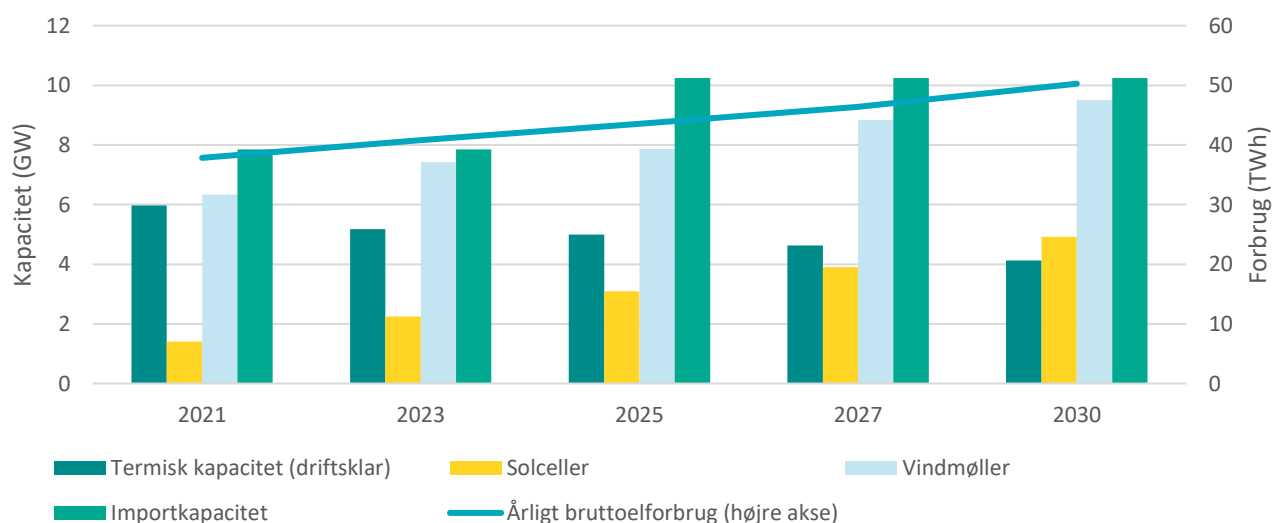
Energinets vurdering af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden sker på baggrund af simuleringer af elsystemet for hele Europa. Derudover vurderer Energinet udviklingen i antallet af afbrudsminutter på baggrund af historik og forventet udvikling, når det gælder nettilstrækkelighed, robusthed og IT-sikkerhed.

Energinet vurderer, at der alt andet lige er en stigende risiko for afbrud af elforbrugere på eltransmissionsniveauet frem mod 2030. Dette 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 komponenter i eldistributionsnettene samt komponenternes 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 2019

Analyseforudsætninger til Energinet 2019 (AF2019) ligger til grund for antagelserne for det danske elsystem i Energinets vurdering af den forventede udvikling i elforsynings sikkerheden. Den primære ændring fra AF2018 (sidste års redegørelse) til AF2019 er en forudsætning om et større fremtidigt elforbrug.



Figur 4 Udvikling i elproduktions- og importkapacitet samt det årlige elforbrug baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2019.

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

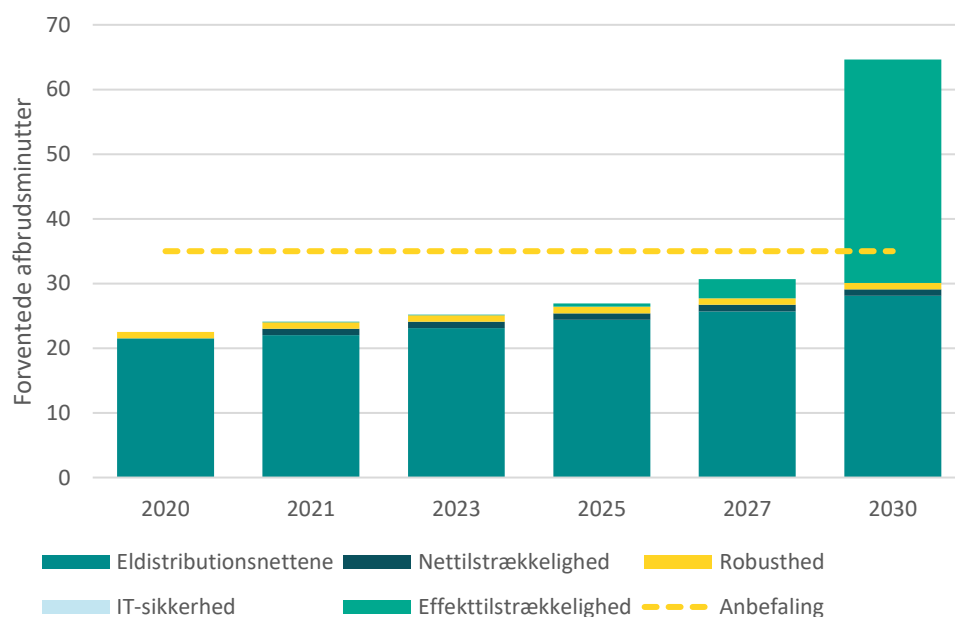
⁵ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2019/04/15/RUS-plan-2018>

Der er usikkerhed forbundet med fremskrivningerne, og AF2019 er et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem. Særligt ændringer i termisk produktionskapacitet og elforbrug har betydning for elforsyningsikkerheden og specielt effektilstrækkelighed og nettilstrækkelighed. Danmark er meget godt elektrisk forbundet til landene omkring os via udlandsforbindelser, og mange af vores nabolande ser ind i samme udvikling på grund af den grønne omstilling. Derfor er det relevant at analysere følsomheden på de foretagne effektilstrækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger ikke blot i Danmark, men også i udlandet.

Opnåelse af Folketingets målsætning om 70 pct. reduktion i Danmarks drivhusgasudledninger i 2030 er ikke grundlag for AF2019. Der findes et utal af veje til opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen, og derfor er der stor usikkerhed omkring konsekvensen for elsystemet til understøttelse af målsætningen. Energinet har i dialog med interessenter udarbejdet to mulige scenarier for elsystemet, som sigter på understøttelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen. De to scenarier er til brug for dette års redegørelse anvendt til følsomhedsanalyser af udviklingen i effektilstrækkeligheden.

4.2 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 effektilstrækkeligheden. Effektilstrækkeligheden påvirkes dog primært af forhold i elmarkedet. Netvirksomhederne er ansvarlige for forholdene i eldistributionsnettene.



Figur 5 Forventet antal afbrudsminutter i det danske elsystem frem til 2030, jf. redegørelsens basisanalyse. Sammen med fremskrivningen er det anbefalede planlægningsmål markeret i figuren. Bemærk, det anbefalede planlægningsmål er for et "normalt år", det vil sige, særlige hændelser vil ikke være dækket heraf. I fremskrivningen af den forventede udvikling i effektilstrækkeligheden er alle sandsynlige hændelser for udfald i kombination med fx ekstreme klimaår inkluderet.

Afbrudsminutter

For eltransmissionsniveau opgøres fremadrettet afbrudsminutter på baggrund af ikkeleveret energi relativt til den samlede energimængde for året.

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.

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.

I den historiske opgørelse af afbrudsminutter i Danmark indgår både eltransmissionsnettets og eldistributionsnettens bidrag som SAIDI. Tallene er derfor her en-til-en sammenlignelige.

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

4.2.1 Elmarkedet

Energinet ønsker at drive det mest markedsbaserede elsystem i Europa. Elmarkedet spiller derfor en helt central rolle i at sikre elforsyningssikkerheden. Særligt i forhold til effektilstrækkeligheden vurderer Energinet, at elmarkedet kan få en afgørende rolle i at sikre det samfundsøkonomisk rette niveau fremover. En kapacitetsmekanisme i form af en strategisk reserve kan derfor kun ses som et midlertidigt værn mod forbrugsafkobling, imens aktørerne i markedet tilpasser sig og ændrer adfærd.

For at elmarkedet effektivt kan understøtte et fastsat mål for effektilstrækkeligheden, kræver det, at incitamenterne i markedet er de rigtige, det vil sige, prissignalerne i elmarkedet og deraf de økonomiske incitament skal være de rette. Helt grundlæggende er det elmarkedet, der giver producenterne incitament til at levere den energi, som forbrugerne efterspørger. Hvis de rigtige incitament gennem prissignalerne ikke afspejles tilstrækkeligt i elmarkedet, er der risiko for, at producenterne ikke producerer el, selvom deres produktionsomkostninger er lavere end forbrugernes betalingsvillighed, og at forbrugerne efterspørger el, selvom de faktiske omkostninger ved deres forbrug er større end deres betalingsvillighed.

Energinet arbejder løbende på at understøtte og implementere markedstiltag. I det følgende beskrives en række konkrete igangværende tiltag, som i særlig grad forventes at kunne understøtte effektilstrækkeligheden på sigt (forventet implementeringstidspunkt er angivet i parentes).⁶

⁶ Energinet udgiver halvårligt en elmarkedsorientering, som orienterer om alle aktuelle implementeringsprojekter i elmarkederne. Den seneste udgivelse er offentliggjort i august 2020: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Elmarkedsorientering-2020>.

Flexafregning (2020)

Den helt centrale forudsætning for, at incitamenterne i elmarkedet er rigtige, er, at forbrugerne afregnes efter deres faktiske forbrug. Historisk har dette ikke været teknologisk muligt. Det er korrekt blevet betragtet som en central markedsfejl i forhold til, at markedet skal kunne levere det rette niveau af effekttilstrækkelighed. Med udrulningen af time-aflæste elmålere og flexafregning rettes der op på denne markedsfejl. Det betyder, at alle elforbrugere kan blive afregnet efter deres faktiske timemæssige elforbrug og dermed potentielt kan agere fleksibelt som reaktion på elmarkedets prissignaler. Senest med udgangen af 2020 vil dette være implementeret. Indsatsen sker i tæt samarbejde med netvirksomhederne.

Implementering af aggregatorrolle i elmarkedet (2020)

En aggregator er en markedsaktør, som puljer mindre anlæg, fx i form af varmepumper i husstande eller elbiler, sådan at de kan styres som en større enhed gennem signaler fra aggregatoren. Aggregatorer betragtes som en nøglespiller i forhold til at gøre elforbruget mere fleksibelt. Aggregatorrollen implementeres i markedsforskrifterne med udgangen af 2020, hvormed en del adgangsbarrierer fjernes, mens transaktionsomkostninger for aggregatorer reduceres.

Forbrugsfleksibilitet (løbende)

Forbrugssiden har historisk set generelt været ufleksibel, hvor kun de allerstørste industrielle forbrugere har reageret på markedets prissignaler på kort sigt. Fremadrettet forventes fleksibilitet fra forbrugssiden at blive et afgørende element for at understøtte en fortsat høj elforsyningsikkerhed i forbindelse med den grønne omstilling. Flexibelt elforbrug skal i denne sammenhæng forstås som markedsdrevet fleksibilitet, det vil sige, elforbrug som reagerer på elmarkederne prissignaler.

Energinet tilgår den generelle forbrugsfleksibilitet ved konkrete innovationsforløb og ved at stille sin viden om spillet mellem forbrugssidens fleksibilitet og elmarkedet til rådighed for aktører, der er interesseret i at blive fleksible, hvad enten det er for fx at reducere deres CO₂-aftryk, tjene penge ved at levere en fleksibilitetsservice eller ved at optimere egne omkostninger til elforsyning. I praksis foregår denne vidensdeling via Energinet Elsystemansvars data- og markedsinnovationsplatforme og gennem en bred dialog med interesserede aktører om at bryde igennem de tekniske og markeds-mæssige barrierer, der ellers står i vejen for deres muligheder for at levere fleksibilitetsydelser. Konkret stiller Energinet Elsystemansvar eksperter til rådighed, der kan hjælpe aktørerne med at forstå de kommercielle muligheder i at levere fleksibilitetsydelser og de tekniske krav, der er en forudsætning for at blive godkendt som leverandør. Dermed bidrager Energinet til, at aktører kan levere enten systemydelser eller decideret melde prisfleksibelt ind i spotmarkedet.

Udviklingen i det fleksible elforbrug er uløseligt forbundet til værdien af fleksibiliteten. Hvis værdien ved at tilvejebringe fleksibiliteten for de relevante aktører ikke overstiger omkostningerne, hverken vil eller skal denne fleksibilitet leveres.

Energinets væsentligste rolle er at opstille de samfundsøkonomisk optimale rammer for, at fleksibiliteten kan realiseres, imens den faktiske MW-udvikling af fleksibiliteten er markedsbestemt. For at kunne følge udviklingen vil Energinet udvikle en løbende monitorering af forbrugsfleksibiliteten i markederne, hvor fokus forventes at være på regulerkraftmarkedet og spotmarkedet. Dette vil sikre et bedre datagrundlag for vurderingen af effekttilstrækkelighed, hvor en af de store udfordringer er at identificere omfanget af forbrugsfleksibilitet på både kort og lang sigt.

Det kan tilføjes, at netvirksomhederne også i stigende grad arbejder med aktivering af forbrugsfleksibilitet, herunder tidsdifferentierede tariffer, så kunderne får incitament til at reducere deres forbrug i perioder med høj belastning af elnettet.

Forhøjelse af prislofter (mekanisme er gældende)

Teoretisk set vil prislofter, der ligger under værdien af det potentielt afkoblede elforbrug, forhindre markedet i at levere det samfundsøkonomisk optimale niveau af elforsyningsikkerhed. Dette gælder på tværs af day-ahead-, intraday- og regulerkraftmarkedet. Det skyldes, at forbrugernes betalingsvillighed ikke vil kunne afspejles tilstrækkeligt i elmarkederne ved lave prislofter. Prisloftet er i øjeblikket 3.000 EUR/MWh i day-ahead-markedet, 9.999 EUR/MWh i intraday-markedet og 5.000 EUR/MWh i regulerkraftmarkedet. Fx har den maksimale elpris i day-ahead-markedet i Danmark de seneste 5 år været ca. 255 EUR/MWh (1.900 DKK/MWh). Lave prislofter kan således risikere at forhindre elmarkedet i at levere det rette niveau af effekttilstrækkelighed.

Agenturet for samarbejde mellem de europæiske regulatorer på energiområdet (ACER) godkendte i 2017 mekanismer⁷, der vil hæve prisloftet i day-ahead- og intraday-markedet. I praksis vil prislofterne blive hævet med 1.000 EUR/MWh, hver gang elprisen i mindst et elprisområde i Europa stiger til et niveau, der ligger inden for 40 pct. af det gældende prisloft.⁸ Denne mekanisme har endnu ikke været udløst, men vil føre til et højere prisloft i takt med, at effektudfordringer indtræffer i day-ahead-markedet.

Hvis prislofterne er lavere end VoLL, vil de ikke kunne sikre det samfundsøkonomisk rette niveau af effekttilstrækkelighed. Med mekanismen til at hæve prislofterne vil markedsfejlen i form af for lave prislofter i engrosmarkedet over tid blive reduceret i omfang, sådan at en yderligere forudsætning for, at markedet kan levere det rette niveau af effekttilstrækkelighed, falder på plads.

Estimer for dansk Value of Lost Load (VoLL)

Det er væsentligt at pointere, at VoLL ikke er én værdi. Værdien afhænger af en række faktorer, fx hvem afbrydes (industri, service, husholdninger osv.) og karakteristika for afbrud (varighed; tidspunkt på dag, uge, år; varslet eller ikkevarslet, mv.).

Et nationalt studie fra DAMVAD⁹ fra 2015 og et europæisk studie fra Cambridge Economic Policy Associates Ltd.¹⁰ (CEPA) fra 2018 er to nyere studier, som approksimerer VoLL for Danmark.

På baggrund af DAMVAD-rapporten estimeres den forbrugsvægtede gennemsnitsomkostning ved et afbrud på fire timer til ca. 150 DKK/kWh. Omkostningerne ved et firetimers afbrud på tværs af studiets fire forbrugergrupper varierer betydeligt: Landbrug 22 DKK/kWh, husholdninger 29 DKK/kWh, industri 136 DKK/kWh, service 276 DKK/kWh.

Værdien af VoLL for Danmark er i den europæiske rapport fra CEPA angivet som årsgennemsnit for en række forskellige forbrugergrupper. Igen varierer omkostningsestimerer betydeligt på tværs af forbrugergrupper. Fx Landbrug 6 DKK/kWh, service 86 DKK/kWh, husholdninger 117 DKK/kWh, byggesektoren 184 DKK/kWh.

Til sammenligning er forholdet mellem Danmarks BNP og bruttoelforbrug i dag ca. 67 DKK/kWh.

⁷ Day-ahead: [Day-ahead](#)
Intraday: [Intraday](#)

⁸ Fx hvis day-ahead-prisen i Danmark eller i et andet europæisk land i bare én time bliver højere end 1.800 EUR/MWh, vil prisloftet i day-ahead-markedet efterfølgende blive hævet til 4.000 EUR/MWh. Hvis prisen efterfølgende bliver højere end 2.400 EUR/MWh, hæves prisloftet til 5.000 EUR/MWh, og så fremdeles.

⁹ DAMVAD, *Analyse af omkostninger ved afbrydelse af elforsyning*, juni 2015, udarbejdet for Energistyrelsen til *Elforsyningsikkerhed i Danmark*.

¹⁰ Cambridge Economic Policy Associates Ltd, *Study on The Estimation of The Value of Lost Load Of Electricity Supply In Europe*, July 2018.

Markedskobling af reservemarkeder (frem til 2024)

Energinet fortsætter arbejdet med at implementere de europæiske balanceringsplatforme for den manuelle reserve mFRR (MARI) og den automatiske reserve aFRR (PICASSO), som vil give danske aktører adgang til at sælge op- og nedregulering på europæisk plan, imens Energinet omvendt får adgang til at aktivere op- og nedregulering på europæisk plan. Dermed får Energinet bedre muligheder for i driftstimen at ændre markedsflowet bestemt af day-ahead- og intraday-markedet, hvilket hidtil kun har været markedsbaseret i Norden. Dette vil øge systemets robusthed på grund af de større reguleringsmuligheder, hvilket også vil være til gavn for effekttilstrækkeligheden i situationer med effektudfordringer.

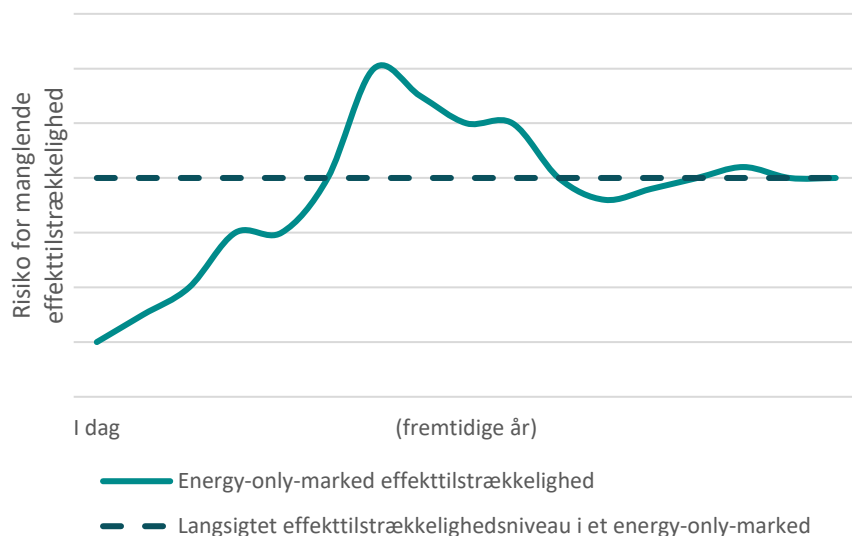
Balance-energimarkederne er i dag – i modsætning til engrosmarkederne – i vidt omfang nationale. Det betyder, at det generelt er sværere at ændre på udvekslingen med nabolandene, når intraday-markedet er lukket. Det medfører øget risiko for, at en hændelse i driftstimen nødvendiggør forbrugsafkobling, også selvom kapaciteten på udlandsforbindelserne principielt kunne forhindre det. Med de europæiske balanceringsplatforme MARI og PICASSO kobles balanceenergimarkederne i fremtiden, så fleksibiliteten på udlandsforbindelserne kan udnyttes markeds-mæssigt helt ind til driftsøjeblikket, så forbrugsafkobling, der uden denne kobling ville være nødvendig, kan undgås.

Effekt af markedsreformer

Energinet vurderer, at ovenstående aktiviteter sammen med indførelse af en knaphedspris ved ubalanceafregning (se afsnit 5.1.1) vil skabe de rette rammer for, at elmarkederne på sigt vil kunne bidrage til det samfundsøkonomisk optimale niveau af forsynings-sikkerhed. Dette vil ske gennem tydelige prissignaler i elmarkederne ved effektknaphed.

I dag ses der ikke priser i nærheden af prislofterne i elmarkederne, hvilket indikerer, at elsystemet ikke er i nærheden af at mangle effekt. Risikoen for effektmangel vurderes at stige over de kommende år, hvilket vil vise sig ved periodevis højere priser i elmarkederne relativt til i dag. På et tidspunkt vil priserne blive så høje, at enten elforbrug begynder at agere fleksibelt på grund af meget høje omkostninger ved forbrug, eller at produktionskapacitet tilskyndes at byde ind med yderligere produktion. Specielt yderligere udfasning af termisk kapacitet i Danmark og andre europæiske lande de kommende år vil øge risikoen for manglende effekttilstrækkelighed og forventeligt periodevis højere priser i elmarkederne.

Figur 6 illustrerer et eksempel på, hvordan risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i et energy-only-elmarked forventeligt kan tilpasse sig på sigt, hvor særligt udfasningen af termisk kapacitet initialt vil forværre effekttilstrækkeligheden. Det skal understreges, at figuren er en illustration, som ikke bygger på en konkret beregning. Elmarkedet vil sikre konvergens mod et langsigtet samfundsøkonomisk optimalt niveau i takt med, at særligt forbrugssiden bliver mere fleksibel. I praksis har fleksibelt forbrug kun i begrænset omfang vundet indpas, formentlig fordi den økonomiske gevinst særligt for private forbrugere er for lille i forhold til forbrugerens komforttab. I forhold til effekttilstrækkelighed er det vigtigt at understrege, at det netop er i situationer med effektmangel, at værdien af fleksibelt forbrug er størst. Ved effektmangel i day-ahead-markedet vil elprisen med det nuværende prisloft blive ca. 20 kr./kWh, og med et prisloft svarende til VoLL som beregnet af DAMVAD vil prisen blive ca. 150 kr./kWh. Sådanne priser vil udgøre et så stort incitament, at Energinet betragter det som overvejende sandsynligt, at mange forbrugere vil ændre adfærd og reagerer på prissignalet. En forudsætning herfor er, at aktørerne i systemet kender og forstår konsekvenserne af deres beslutninger. Givet at situationer med effektmangel fortsat er ekstremt sjældne, er det ikke givet, at aktørerne fra begyndelsen reagerer optimalt. Optimalt forstået som den måde, de vil reagere på, når de har oplevet flere situationer med effektmangel. Denne læringsperiode – eller forsinkelse i markedsreaktionen – er en potentiel udfordring for effekttilstrækkeligheden.



Figur 6 Illustration af effektivitetsstrækkelighed i et energy-only-marked. Det præcise langsigtede effektivitetsstrækkelighedsniveau, som et energy-only-marked vil frembringe, kendes ikke.

Den grønne omstilling betyder, at fremtidens elmarked vil se fundamentalt anderledes ud, end det gør i dag. I en fremtid, hvor produktionen bliver ufleksibel (bestemt af vejret, årstiderne og døgnrytmen) og større dele af forbruget i form af fx PtX vil være fleksibel, er elmarkedet i praksis vendt på hovedet. Når produktionen samtidig har meget lave marginale omkostninger, som tilfældet er for VE-produktion, er det for markedsaktører svært at forudse indtjeningsmulighederne. Det vil gøre investorer mere forsigtige og tilbageholdende, hvilket kan medføre færre investeringer i anlæg, der ellers ville understøtte effektivitetsstrækkeligheden. Energinets bedste mulighed for at imødegå denne usikkerhed er at skabe transparens, gøre data tilgængelige og ikke mindst at kigge fremad, som det gøres med redegørelser som indeværende fra Energinet og andre TSO'er og organisationer.

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 elforsyningsikkerhed. Energinet laver således også markedsudvikling, der ikke specifikt sigter mod at forbedre effektivitetsstrækkeligheden, men alligevel påvirker effektivitetsstrækkeligheden direkte eller indirekte. Det gælder fx en række aktuelle ændringer i systemydelsesmarkederne, hvor der arbejdes for en øget international harmonisering af systemydelsesmarkederne; for at sikre et samfundsøkonomisk effektiv indkøb af systemydelser på kort og langt sigt. Ændringerne følger også af implementering af ny europæisk regulering. Reformerne i systemydelsesmarkedet forventes at skabe øget konkurrence og dermed skubbe ikkekonkurrencedygtig kapacitet ud af markedet. Dette kan påvirke den langsigtede effektivitetsstrækkelighed.

4.2.1.1 Effektivitetsstrækkelighed

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

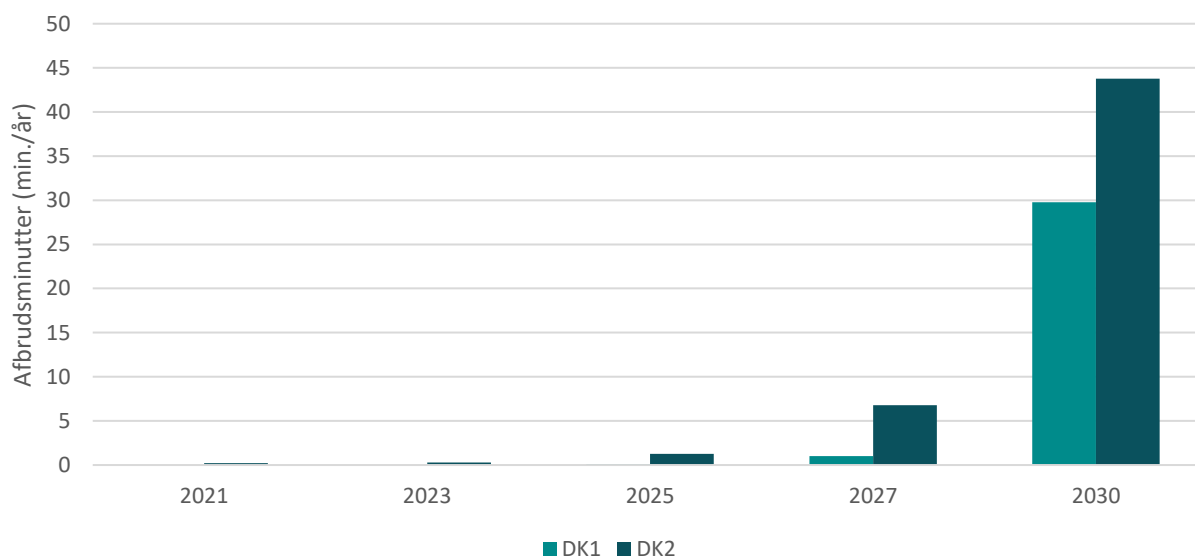
Energinets analyser viser ligesom i sidste års redegørelse, at risikoen for manglende effektivitetsstrækkelighed særligt forøges fra 2025 og frem mod 2030. Efter 2030 vurderes risikoen for manglende effektivitetsstrækkelighed at stige yderligere; primært på grund af en forventning om fortsat reduktion i den termiske elproduktionskapacitet og øget elforbrug. Fx

antages et betydeligt fald i den termiske kapacitet i Vestdanmark fra 2030 til 2031 baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet både fra 2019 og 2020. De fulde effekter beregnet på baggrund af Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2020 vil blive analyseret til Redegørelse for Elforsyningsikkerhed 2021.

Afbrudsminutterne relateret til manglende effektilstrækkelighed estimeres i Energinets model med de nuværende forudsætninger at stige fra ca. 1 afbrudsminut i 2025 til ca. 35 afbrudsminutter i 2030 som landsgennemsnit. Afbrudsminutterne vurderes højere i Østdanmark end i Vestdanmark og er pr. landsdel i 2030 henholdsvis 44 og 30 minutter. Afbrudsminutter måler, hvor meget forbrug, der ikke kan dækkes i forhold til årsforbruget pr. prisområde. Risikoen for manglende effektilstrækkelighed kan også opgøres med andre indikatorer end afbrudsminutter. Fx det forventede antal af timer pr. år berørt af manglende effektilstrækkelighed (indikatoren LOLE (Loss of Load Expectation)). En række europæiske lande har i dag fastsat et målniveau for LOLE, og den kommende pålidelighedsstandard baseret på fælles-europæiske metoder vil også være baseret på denne indikator.¹¹ Det berørte antal LOLE-timer vurderes at blive højere i Vestdanmark end i Østdanmark i 2030 med 3,8 timer mod 2,5 timer.

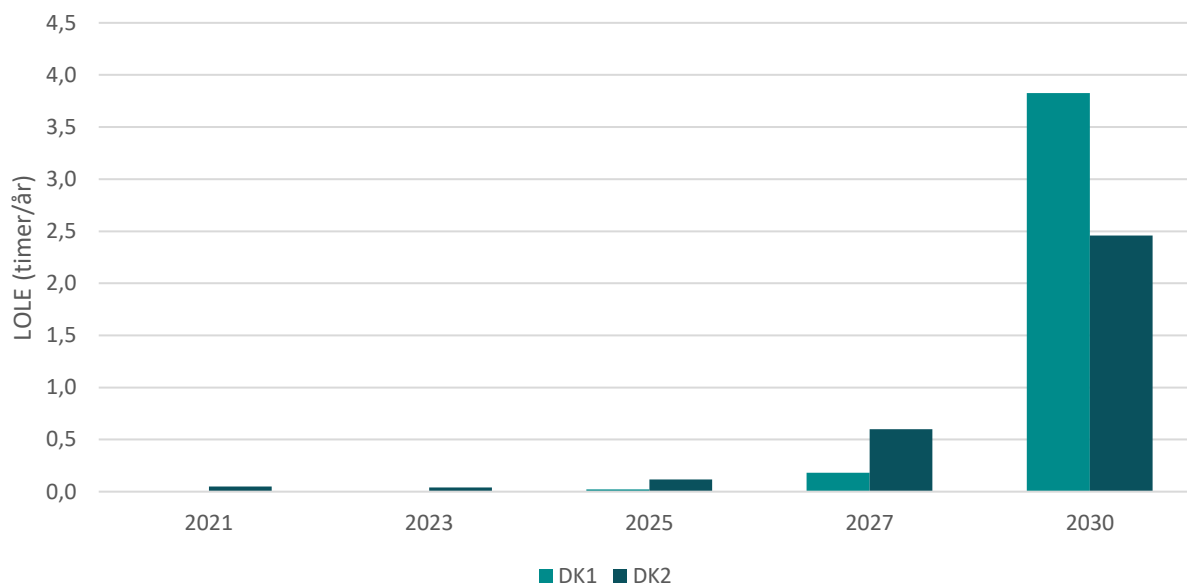
Risikoen for, at der opstår effektmangel målt med LOLE i en given time, er således højere i Vestdanmark end i Østdanmark i 2030. Omvendt vil en større andel af årsforbruget ikke kunne dækkes i Østdanmark (som har et relativt lavere samlet forbrug) sammenlignet med Vestdanmark, hvorfor afbrudsminutterne er højest i Østdanmark også i 2030.

Typisk vil effektmangel forventeligt kunne opstå, når en vis mængde elproduktionskapacitet er ude af drift, elproduktionen fra vind og sol er forholdsvis lav, og elforbruget er relativt højt. Specielt relationen til forbruget er væsentlig. Energinets analyser viser, at risikoen for manglende effektilstrækkelighed er størst i vinterhalvåret, særligt i januar og februar, 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.



Figur 7 Estimeret udvikling i afbrudsminutter på grund af manglende effektilstrækkelighed opdelt på de to danske elprisområder Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

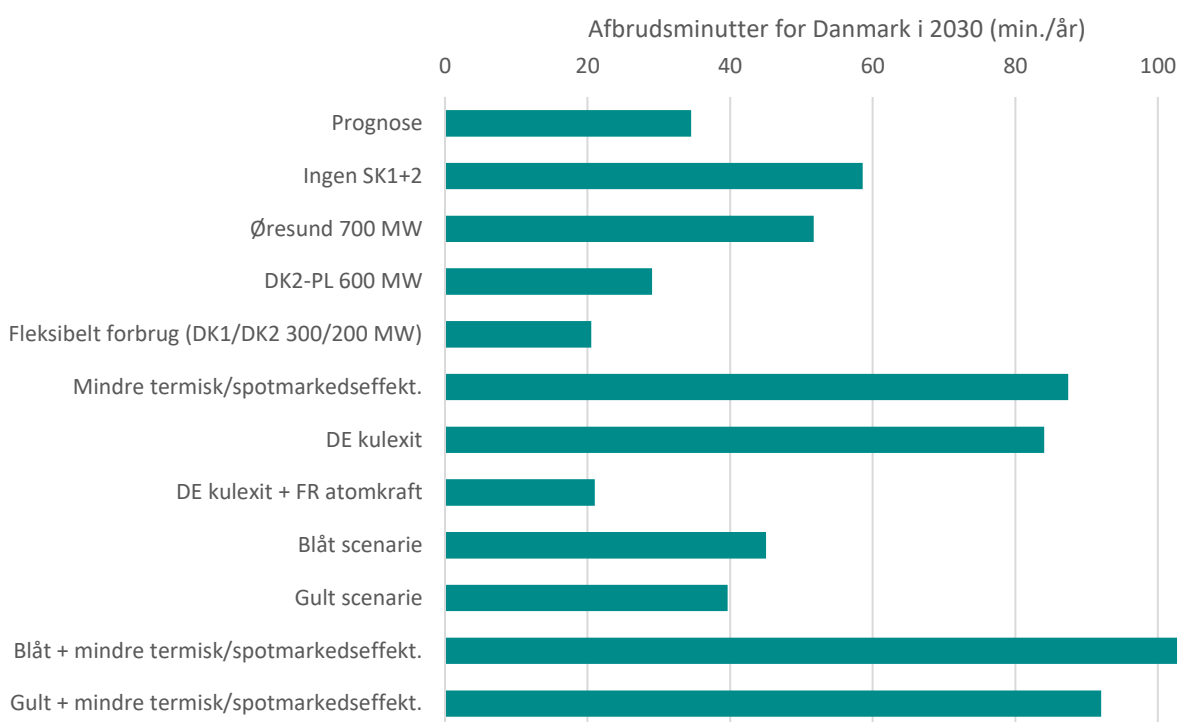
¹¹ Se mere i tekstboks i afsnit 5.1.2.



Figur 8 Estimeret udvikling i antallet af timer berørt af manglende effekttilstrækkelighed, indikatoren LOLE, opdelt på de to danske elprisområder Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2).

Danmarks effekttilstrækkelighed er i større og større grad afhængig af udlandet, hvilket Energinets analyser også viser. Udviklingen i udlandet og modelleringen heraf har derfor væsentlig betydning for den danske risikovurdering af effekttilstrækkelighed.

Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med betydelige usikkerheder specielt på længere sigt. Derfor er følsomhedsanalyser væsentlige til belysning af det mulige udfaldsrum for effekttilstrækkeligheden. Energinet har fx regnet på to mulige scenarier (blåt og gult) for elsystemet, som sigter på understøttelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen i 2030. I begge scenarier stiger risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i det danske elsystem. Andre usikkerheder vedrørende graden af fleksibelt elforbrug i pressede effektsituationer, udfasning af termisk kapacitet, reinvesteringer i udlandsforbindelser specielt mod Norden og udviklingen i udlandet vurderes at være mere afgørende for effekttilstrækkeligheden end den direkte effekt af opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen i 2030. De overordnede resultater af de forskellige belyste følsomheder fremgår af Figur 9, mens en nærmere beskrivelse af resultaterne findes i appendiks A afsnit 6.4.



Figur 9 Estimerede afbudsminutter på grund af manglende effektilstrækkelighed i 2030 for Danmark samlet i basis-scenariet (prognose) og følsomheder/alternative prognoser. En nærmere beskrivelse af de forskellige følsomheder og alternative prognoser findes i appendiks A afsnit 6.4.

Selvom risikoen stiger for, at Energinet i enkelte situationer kan blive nødt til at gennemføre brownouts (kontrollerede forbrugsafkoblinger) grundet manglende effektilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Effektmangel har endnu ikke ført til afbudsminutter i Danmark eller elektriskforbundne nabolande.

Energinet arbejder målrettet på at realisere de igangværende elmarkedsreformer, der sammen med andre nye initiativer skal sikre øget fleksibilitet af både elproduktion og -forbrug og dermed nye markedsløsninger til at sikre effektilstrækkeligheden.

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 sidste års redegørelse for elforsyningsikkerhed, at en midlertidig strategisk reserve kan være et velegnet værktøj. En strategisk reserve vil kunne afbøde de negative fysiske konsekvenser i situationer med manglende effektilstrækkelighed ved at reducere behovet for forbrugsafkoblinger. Samtidig vil markedsaktørerne fortsat udsættes for de skærpede økonomiske incitamenter, som beskrevet i afsnit 4.2.1 og 5.1.1. Energinet har i øjeblikket ikke konkrete planer om at indføre en strategisk reserve, men vurderer fortløbende behovet og opretholder således en form for beredskab for det tilfælde, at udviklingen i effektilstrækkeligheden bliver bekymrende. Energinet har været i dialog både med danske myndigheder og Europa-Kommissionen i forhold til at forberede og smidiggøre en eventuelt kommende proces, hvis behovet for en strategisk reserve opstår.

4.2.2 Eltransmissionsnettet

I det fysiske eltransmissionsnet er det i særdeleshed komponenternes stigende gennemsnitlige alder, som er omdrejningspunkt for udviklingen i elforsynings sikkerheden. På grund af den historiske udbygning af eltransmissionsnettet er mange komponenter i disse år ved at have opbrugt deres forventede levetid. Hvis der ikke reinvesteres, vil den yderste konsekvens være, at Energinet må tage anlæg ud af drift, i takt med at driftstilstanden forværres.

Hvis der ikke foretages reinvesteringsprogrammer i eltransmissionsnettet, og anlæg i stedet tages ud af drift, vurderer Energinet, at der vil risikeres mindst 550 afbrudsminutter i 2030 grundet manglende nettilstrækkelighed, se afsnit 5.2.1. Dette tal er dog meget usikkert, og tager ikke højde for fx gensidige afhængigheder mellem eltransmissionsnettets komponenter. Det reelle tal forventes derfor at være væsentligt højere.

Et større reinvesteringsprogram er sat i gang for at imødegå dette. Energinet forventer dog stadig, at manglende nettilstrækkelighed giver anledning til ét afbrudsminut pr. år grundet risikovillighed i forbindelse med, at reinvesteringsprogrammer gennemføres.

Eltransmissionsnettets robusthed bærer den største risiko for store og længerevarende afbrydelser af elforsyningen. Ligeledes har de historiske afbrud i eltransmissionsnettet været forårsaget af manglende robusthed. Energinet forventer fremadrettet ét afbrudsminut pr. år grundet manglende robusthed. Dette omfatter ikke særlige hændelser, som ligger ud over, hvad eltransmissionsnettet er dimensioneret efter.

Energinet forventer at kunne imødegå en stigende cybertrussel og arbejder målrettet på, at der ikke sker afbrud relateret til IT-sikkerhed. Energinet fastholder således vurderingen fra sidste års redegørelse om 0 afbrudsminutter i 2030 relateret til IT-sikkerhed.

4.2.2.1 Nettilstrækkelighed

Nettilstrækkelighed er eltransmissionsnettets evne til at transportere den elektriske energi mellem elproducent og elforbruger. Nettilstrækkelighed er vigtig for elsystemets evne til at forsyne elforbrugerne. Ligeledes er nettilstrækkeligheden central for indpasning af produktion fra fx vedvarende energi i elsystemet.

Ud fra den nuværende tilstand af eltransmissionsnettet forventer Energinet, at der fremadrettet vil opstå ca. ét minuts afbrydelse af elforbrugere pr. år i gennemsnit grundet manglende nettilstrækkelighed. Det skyldes Energinets øgede risikovillighed i forbindelse med prioriteringen af reinvesteringsprojekter og midlertidige afvigelser fra N-1 kriteriet.

Eltransmissionsnettet planlægges og udbygges på baggrund af en række kriterier. Kriterierne er fastsat ud fra dels internationale krav til drift af eltransmissionsnettet, dels risikoen for elafbrud ved fejl i eltransmissionsnettet. Som hovedregel er eltransmissionsnettet bygget efter princippet om N-1 sikkerhed. Det betyder kort, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal kunne opretholdes ved udfald af én vilkårlig komponent.

Der forventes fremadrettet at være højere risiko for afbrud af elforbrugere forårsaget af manglende nettilstrækkelighed. Dette skyldes tilstanden af anlægsmassen grundet den fremskredne gennemsnitlige alder og dermed stigende fejlsandsynlighed. Store dele af eltransmissionsnettet er etableret i perioden 1960-1980. Det betyder, at mange komponenters forventede levetid er opbrugt. Der er dermed et stigende behov for reinvesteringsprogrammer i eltransmissionsnettet.

Risikoen for manglende nettilstrækkelighed stiger, hvis eltransmissionsnettet ikke vedligeholdes og reinvesteres i nødvendigt omfang. For at håndtere den forringede tilstand kan etablering af skærpet overvågning og ekstra beredskab

være nødvendigt. Energinet vil vurdere samfundsøkonomien i de enkelte tilfælde. Fx i forbindelse med reinvesteringer kan en midlertidig afvigelse fra N-1 kriteriet, og dermed accept af en kort periode med forhøjet risiko, være den samfundsøkonomisk bedste løsning.

4.2.2.2 Robusthed

Elsystemet skal være robust over for fejl og hændelser. Robusthed handler om stabiliteten i elsystemet under normale forhold samt dynamikken (fx spændingsspring eller -dyk) i elsystemet, når der opstår en fejl og i minutterne derefter. Stabilitet dækker blandt andet over inert, spændingsvariationer og reaktive effektflows.

Historisk har de største afbrud af elforbrugere kunnet tilskrives forhold vedrørende eltransmissionsnettets robusthed. Dette har været sjældne hændelser, og har været forårsaget af flere uafhængige fejl på samme tid. De historiske store afbrud har også direkte medført tiltag som fx kabellægningen af eldistributionsnettene som følge af stormene omkring årtusindskiftet. Derfor har antallet af afbrudsminutter de seneste 10 år ligget på et gennemsnit på ca. 20 minutter.

Robustheden i det danske elsystem er ikke alene nok til at sikre mod alle hændelser. Hændelser fra udlandet kan også forplante sig i det danske elsystem og føre til afbrud. Hvis der over tid sker en forværring af robustheden i det danske elsystem eller i elsystemerne i Danmarks nabolande, kan det medføre, at hændelser i langt højere grad eskaleres og kan føre til særlige hændelser som blackouts.

Der har ikke været blackout i Danmark siden 2003. Fastsættelse af sandsynligheden for særlige hændelser må derfor baseres på en probabilistisk beregning. Anvendelse af probabilistiske beregninger er væsentligt i forhold til Energinets håndtering af risiko. Hvis eltransmissionsnettet ikke reinvesteres og vedligeholdes i tilstrækkeligt omfang, så stiger sandsynligheden for særlige hændelser alt andet lige.

Blackout i England

Den 9. august 2019 skete der et blackout i det engelske elsystem.

Den indledende årsag til blackoutet var et lynnedslag. Dette medførte en udkobling i 400 kV-elnettet, hvilket gav et spændingsdyk. På grund af spændingsdykket udkoblede en mængde decentrale elproduktionsenheder og sammen med dem en havvindmøllepark og et gaskraftværk. Sammenlagt gav det et effektunderskud i elsystemet på knap 2.000 MW. På grund af den store mængde effekt, som blev pludselig afkoblet fra elsystemet, skete der et fald i frekvensen. Dette medførte, at yderligere decentrale elproduktionsenheder blev afkoblet fra elsystemet.

Det samlede effekttab i elsystemet skete meget hurtigt og oversteg mængden af reserver i elsystemet. For at redde elsystemet blev frekvensaflastning automatisk aktiveret, hvilket betød aflastning af systemet ved afbrydelse af elforbrugere.

Mere end en million elkunder blev berørt af blackoutet. Det overordnede elsystem blev genetableret i løbet af ca. 45 minutter, hvorefter elforbrugere gradvist kunne genforsynes. Ud over påvirkning af den almindelige elforbruger blev også kritisk infrastruktur, såsom transport- og vandsektoren påvirket.

På baggrund af hændelsen har det vist sig, at invertertilsluttede anlæg introducerer en ny type udfordring for systemsikkerheden. Det sker, fordi anlæggene opfører sig elektrisk anderledes end traditionelle anlæg, og nye udfordringer i elsystemet herved introduceres. Det er desuden særlig udfordrende at modeldanne disse anlæg. Der er derfor risiko for, at eventuelle fejl ikke opdages i designfasen, men først manifesterer sig under den faktiske drift.

Energinet arbejder målrettet for, at store afbrud ikke sker. Dette sker blandt andet ved sikring af tilstrækkelige systembærende egenskaber i elsystemet. Ligeledes sker der opfølgning på og læring af driftshændelser. Dimensioneringskriterierne sikrer, at der kan ske fejl i eltransmissionsnettet, uden at elforbrugere bliver afbrudt. Indtræffer flere samtidige fejl, fastsætter dimensioneringskriterierne ligeledes den tilladelige konsekvens. Det er dog ikke muligt at sikre sig mod alle mulige kombinationer af hændelser, uden at det vil have ekstreme samfundsøkonomiske omkostninger.

Energinet vurderer på baggrund af sin afbrudsstatistik og de igangsatte tiltag, at planlægningsmålet for antallet af afbrudsminutter, der kan tilskrives robusthed, fastholdes på 1 minut i 2030, jf. sidste års redegørelse. Energinet arbejder løbende på at optimere driften af elnettet i forhold til at sikre robustheden, og Energinet bruger driftshændelser som et læringspunkt til forbedring af eltransmissionsnettet. Årets driftshændelser er nærmere beskrevet i Energinets rapport "Elforsyningsikkerhed 2019". Herudover er der en væsentlig usikkerhed i forhold til konsekvenserne af det aldrende elnet og det forestående reinvesteringsefterslæb, som kan betyde øget fejlsandsynlighed og risiko for situationer, hvor ikke alle komponenter er tilgængelige.

Udviklingen af produktionssammensætningen i det danske elsystem går fra at være centreret om store kraftværker til i høj grad at bestå af inverterbaserede vedvarende energikilder. Inverterbaserede teknologier er kendetegnet ved en høj grad af immunitet over for fejl i elsystemet, og de hjælper med at understøtte elsystemet ved at levere reaktiv effekt under og umiddelbart efter forekomsten af en fejl.

Udfasningen af store kraftværker, karakteriseret ved høj inert, gør at elsystemet bliver mere følsomt over for fx udfald af store produktionsenheder. Dette kan medføre, at systemfrekvensen kan falde drastisk med efterfølgende kaskadeudkobling. Inverterbaserede anlæg kan udrustes med kunstig inert for at øge robustheden. Kunstig inert er en teknologi, der er under udvikling, ligesom der i den danske implementering af de europæiske krav til nettilslutning af elproduktionsanlæg i dag ikke stilles krav til, at de inverterbaserede anlæg skal levere denne ydelse.

Der findes i dag begrænset erfaring med en høj andel af inverterbaserede energikilder, ligesom de etablerede analysemetoder blev opstillet under forudsætning af et elsystem baseret på centrale kraftværker. For at sikre et robust elsystem er der derfor behov for indhentning af erfaring, både internt og hos internationale systemoperatører, samt at opstille nye analysemetoder, der er retvisende for et inverterbaseret elsystem.

4.2.2.3 IT-sikkerhed

Den øgede digitalisering og anvendelse og afhængighed af IT-systemer generelt til styring og overvågning af elsystemet betyder, at nedbrud og fejl på IT-systemer i stadig større grad kan påvirke elforsyningsikkerheden. Dette gælder for alle aktører i elsystemet.

Beredskabet i elsektoren skal sikre, at elforsyningen kan fortsættes eller genoprettes med minimale konsekvenser til følge i forbindelse med IT-hændelser. De nordiske TSO'er har også samarbejdet om håndtering af større cyberangreb og -trusler. IT-beredskabsøvelser er en kontinuerlig del af Energinets træning til at imødegå eventuelle større IT-nedbrud.

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

For at sikre rettidig udvikling og digitalisering af de driftskritiske processer i Energinets kontrolcenter har Energinet besluttet at gennemføre en investering i etablering af en ny digital driftsplanlægningsplatform. Den nye driftsplanlægningsplatform skal hjælpe Energinets KontrolCenter EL med hurtigere og mere sikkert at kunne implementere fx nye forbindelser i eltransmissionsnettet i IT-understøttelsen af driften af elsystemet. Efter overflytning til en ny og mere

sikker platform vil driftsplanlægningssystemet blive fornyet løbende og sikre effektiv implementering af kommende nordiske og europæiske fællesplatforme og sikkerhedsstandarder.

Historisk set har brister i IT-sikkerheden eller nedbrud af IT-systemer ikke haft alvorlige konsekvenser for den danske elforsyningssikkerhed. Men over de senere år har fejl i IT-systemer ført til situationer med skærpet drift. Fx skyldtes den eneste registrerede situation med skærpet drift i 2016 en IT-hændelse, der midlertidigt påvirkede kontrolcenterets overvågning af elsystemet og suspenderede elmarkedet i en kort periode. I 2018 oplevede Energinet også et stort IT-nedbrud, som indvirkede på driften. Ingen af hændelserne førte til afbrud af elforbrugere.

Indflydelsen af IT-systemer på et lands elforsyningssikkerhed blev yderligere understreget i december 2016, hvor Ukraine oplevede et cyberangreb, som efterlod dele af landet uden elektricitet i flere timer, og cyberangrebet på virksomheder i 2019, hvor IT-infrastrukturen hos virksomheder som Norsk Hydro, Demant og ISS blev hårdt ramt. Det vurderes, at hvis det danske eltransmissionsnet påvirkes i samme grad, kan det medføre flere blackouts og derved markant flere afbrudsminutter til følge. Der ses generelt en stigning af cyberangreb med større nedbrud til følge inden for andre brancher. Energinet følger denne udvikling med stor alvor.

Energinet arbejder på en løbende kvalitetssikring af IT-systemer. Center for Cybersikkerhed vurderer, at truslen fra cyberspionage og cyberkriminalitet er meget høj. Energinet har i den seneste tid set en intensivering 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 har deltaget i arbejdet med at få etableret et dansk kompetencecenter, EnergiCERT (Computer Emergency Response Team), der skal imødegå den stigende cybertrussel mod energisektoren. EnergiCERT er etableret i samarbejde mellem Energinet, Dansk Energi og Dansk Fjernvarme. EnergiCERT'en blev lanceret i april 2020 og etableres i løbet af 2020.

Energinet forventer at kunne imødegå en stigende cybertrussel og arbejder målrettet på, at der ikke sker afbrud relateret til IT-sikkerhed. Energinet fastholder således vurderingen fra sidste års redegørelse om 0 afbrudsminutter i 2030 relateret til IT-sikkerhed.

4.2.3 Eldistributionsnettene

Den forventede udvikling i elforsyningssikkerheden i eldistributionsnettene er leveret af Dansk Energi på vegne af netvirksomhederne, som har igangsat et arbejde, der med en systematisk og ensartet metode kan fremskrive udviklingen i elforsyningssikkerheden i eldistributionsnettene. Konkret har konsulentfirmaet COWI udarbejdet en model, der kan bruges til at estimere udviklingen i antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene. Modellen angiver udviklingen i antallet af afbrudsminutter som følge af aldring af eldistributionsnettene på baggrund af standardiserede data på tværs af netvirksomhederne.

Netvirksomhederne forventer, at der vil ske en stigning i antallet af afbrudsminutter relateret til eldistributionsnettene frem mod 2030. Dette forventes som følge af en fortsat stigende fejlfrekvens på grund af aldring af komponenter. Specielt forventes fejl på olie-papirisolerede kabler og muffe forsat at dominere stigningen i afbrudsminutter fremadrettet. Netvirksomhederne forventer i 2030, under forudsætning af fastholdelse af det nuværende reinvesteringsniveau i eldistributionsnettene, samt fastholdelse af det nuværende elforbrug, ca. 28 afbrudsminutter pr. elforbruger grundet

fejl i eldistributionsnettene. Det bemærkes, at betydningen af et stigende elforbrug og klimaforandringer mm. ikke indgår i forudsætningerne. Dette vil formentlig undervurdere antallet af afbrudsminutter og er et vigtigt opdateringspunkt i det kommende udviklingsarbejde af fremskrivningen.

Energinet vurderer, at der trods usikkerheder i fremskrivningen er tale om en mere systematisk metode end ved sidste års redegørelse. Der er et godt grundlag for fortsat udvikling og præcisering af den forventede udvikling i elforsynings-sikkerheden i eldistributionsnettene.

4.2.3.1 Forventet udvikling i afbrudsminutter

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

Overordnet drives afbrudsminutter i eldistributionsnettene af tre primære årsager:

- 1) Aldring af komponenter – jo ældre net, jo højere fejlsandsynlighed og deraf mere udetid.
- 2) Accelereret aldring – øget belastning og ændrede driftsformer kan forcere aldringen af komponenter.
- 3) Mangel på reservekapacitet på grund af øget belastning – omkoblinger i eldistributionsnettene vil derved ikke altid kunne bruges til håndtering af fejl i eldistributionsnettene.

Det er den første årsag til afbrud, som fremskrivningen af afbrudsminutter i eldistributionsnettene er baseret på. Data-grundlaget er ikke tilstrækkeligt til at kunne håndtere accelereret aldring. Ligeledes indeholder fremskrivningen ikke forbrugsstigning.

Beregningerne af de forventede afbrudsminutter i eldistributionsnettene er baseret på:

- Data om fejl (fejltypen, komponenttype) og alderen på de fejlende komponenter fra netvirksomhederne KONSTANT og RADIUS for 2016-2018¹². Der er estimeret empiriske fejlfrekvenskurver for kabler og muffen i eldistributionsnettene.
- Selskabsdata om aldersprofiler fra netvirksomhederne N1, KONSTANT og Radius¹³. Der er estimeret en landsdækkende aldersprofil for de enkelte netkomponenter.
- Den landsdækkende aldersprofil for de enkelte netkomponenter samt fejlfrekvenskurver. Den forventede udvikling i afbrudsminutterne kan på baggrund af disse input frem mod 2030 estimeres under forskellige forudsætninger om reinvesteringssatsen.

De aldersdrevne afbrudsminutter er fremskrevet under følgende forudsætninger:

- Netvirksomhederne fastholder det hidtidige investeringsniveau fra 2015-2019 på samlet ca. 2,5 mia. DKK årligt. Heraf vedrører 0,8 mia. DKK-nyinvesteringer til udbygning af eldistributionsnettene, målerudskiftninger mv., mens budgettet for reinvesteringerne udgør 1,7 mia. DKK¹⁴. Det vurderes, at størstedelen af disse investeringsplaner kan rummes inden for den gældende økonomiske regulering.
- Reinvesteringssatsen fokuseres i fremskrivningen på kabler med størst fejlsandsynlighed, men komponenter med en alder på over 60 år udskiftes altid.

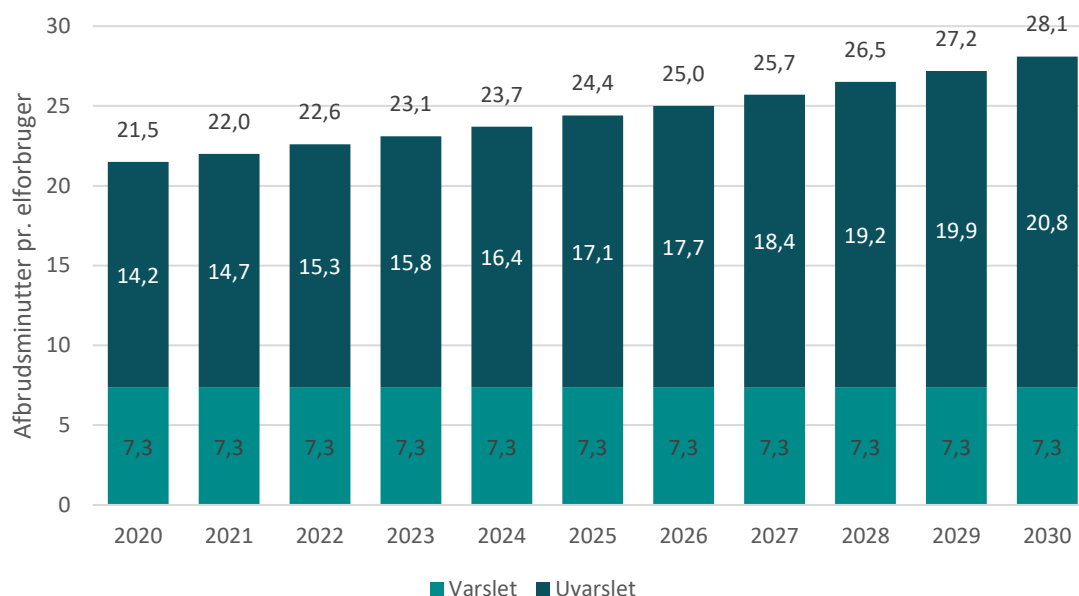
¹² Netvirksomhederne KONSTANT og Radius dækker tilsammen 45 pct. af elforbrugerne og 38 pct. af anlægsmassen.

¹³ Netvirksomhederne KONSTANT, Radius og N1 dækker tilsammen 61 pct. af elforbrugerne og 54 pct. af anlægsmassen.

¹⁴ COWIs analyser omfatter ikke 50-60 kV-kabler, der står for årlige investeringer på ca. 0,2 mia. DKK, hvorfor COWIs analyser tager udgangspunkt i et reinvesteringsbudget på 1,5 mia. DKK.

- Elforbruget forbliver på det nuværende niveau – ingen fremadrettet forbrugsstigning.
- Benyttelsesprofilen for eldistributionsnettene er uændret fra 2019.

Resultatet af fremskrivningen af antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene er angivet i Figur 10. Dette er angivet som et gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger for hele Danmark. Bemærk, at der forventes betydelig spredning i afbrudsminutterne på tværs af netvirksomhederne.



Figur 10 Estimerede afbrudsminutter for 2020-2030 baseret på aldersdrevne udvikling. Kilde: Dansk Energi.

Som det fremgår af Figur 10, forventes det årlige antal afbrudsminutter at være stigende fra 20 til 21 afbrudsminutter i dag til ca. 28 afbrudsminutter i 2030. Det indebærer et mindre fald i opetiden i eldistributionsnettet fra 99,996 pct. til 99,995 pct. i 2030. Dette skyldes stigningen i antallet af ældede komponenter med forøget fejlsandsynlighed. Den forventede stigning i afbrudsminutter pr. elforbruger skyldes overvejende en forventet stigning i afbrudsminutter grundet olie-papirisolerede kabler og tilhørende muffere. Samlet forventes antallet af afbrudsminutterne grundet disse komponenter at stige fra 9,6 i 2020 til 15,6 i 2030. Resten af stigningen i afbrudsminutter er relateret til andre komponenttyper.

Det skal understreges, at der fortsat er betydelig usikkerhed forbundet med fremskrivningen i antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene. Usikkerheden kan i høj grad tilskrives den stokastiske natur af netkomponenternes ældningsprofiler samt en stigende belastning på grund af den øgede elektrificering af samfundet. Den stigende belastning kan medføre ændrede forbrugsprofiler, og en fortsat stigende mængde af fluktuerende produktion fra sol og vind i eldistributionsnettet vil påvirke eldistributionsnettene i forhold til både nettilstrækkelighed og robusthed. Netvirksomhederne vil fortsat arbejde på at få disse forhold bedre belyst for dermed bedre at kunne kvantificere usikkerheden ved fremskrivningen. Netvirksomhederne arbejder yderligere løbende på at forbedre datakvaliteten fra deres net, herunder sikre at flere netvirksomheder vil kunne bidrage med data til fremskrivning af afbrudsminutter. Dette vil også kunne bidrage til bedre at kunne kvantificere usikkerheden forbundet med fremskrivningen.

Det bemærkes også, at fremskrivningen ikke tager højde for, at antallet af fejl på overgangsmuffere forventes at stige. Dette vil ske i takt med, at der kommer flere overgangsmuffere. Overgangsmuffere sammenkobler forskellige kabeltyper.

Olie-papirisolerede kabler

Et olie-papirisoleret kabel, eller et APB-kabel, er en kabeltype, som blev anvendt primært i 10-20 kV-eldistributionsnettene frem til midten af 1990'erne. Olie-papirisolerede kabler er derfor koncentreret i større byer, hvor elforsyningen fra start af er etableret som kabelnet. I kablerne udgøres den elektriske isolation af papir, som efterfølgende er imprægneret med en tyktflydende isolationsolie. Olie-papirisolerede kabler er den komponenttype i eldistributionsnettene, som giver anledning til flest afbrudsminutter i dag.

Overgangsmuffer

Overgangsmuffer er en speciel kategori af samlemuffer, som bruges til at samle 2 kabler med forskellig isolationsteknologi. Dette er typisk olie-papirisolerede kabler og nyere PEX-kabler med plastikisolation. Der ses i disse år en stigning i antallet af denne muffetype, og antallet forventes at stige i fremtiden. Flere netvirksomheder oplever et stigende antal fejl på overgangsmuffer.

Vurderingen tager ikke højde for øget benyttelsesgrad og ændrede driftsformer. Dette har en forventet negativ effekt på netkomponenters pålidelighed og restlevetid. Øget benyttelsesgrad og ændrede driftsformer inkluderer blandt andet en stigning i antallet af elbiler og elvarmepumper samt øget tilslutning af decentrale produktionsenheder som landvindmøller og solceller. Disse forhold har indflydelse på eldistributionsnettens benyttelsesprofil.

Andre forhold såsom hyppigere ekstreme vejrhændelser er ligeledes ikke inkluderet i vurderingen. Dette er fx stormflodsoversvømmelser. Disse hændelser forventes også at kunne påvirke fremskrivningen af antallet af afbrudsminutter negativt. Omvendt er den positive effekt på antallet af afbrudsminutter fra effekten af effektivisering og innovation ligeledes ikke omfattet. De fjernaflæste elmålere vil give betydelig bedre viden om belastningen af elnettet. Dette muliggør målrettede investeringer og flere driftsløsninger, der kan sættes ind midlertidigt. De fjernaflæste elmålere er fuldt udrullet hos alle elforbrugere i 2020.

Netvirksomhederne anfører desuden, at vurderingen tager ikke højde for det stigende elforbrug, der forventes i perioden og påpeger, at *Analyseforudsætningerne til Energinet 2019* viser en stigning i elforbruget i Danmark i perioden 2019-2030. Samlet vil det klassiske elforbrug, elforbrug til varmepumper og elkedler samt elforbrug til vejtransport stige fra 32 TWh til 39 TWh. Dette svarer til en stigning på 21 pct. Indfrielsen af Folketingets målsætning om at reducere CO₂-udledningen med 70 pct. i 2030 sammenlignet med 1990 forventes at føre til en væsentlig højere stigning.

Et højere elforbrug vil forventeligt medføre en øget belastning af elnettet, hvilket vil kunne føre til en højere fejlsandsynlighed for komponenterne. Dette skyldes en accelereret ældning af blandt andet kabler, da de bliver opvarmet mere og i længere tid. Det har ikke været muligt nærmere at kvantificere dette på grund af et utilstrækkeligt datagrundlag. Dansk Energi vil arbejde for at kunne kvantificere dette til brug for de kommende års redegørelser.

Det manglende datagrundlag skyldes, at netvirksomhedernes historisk har investeret for at sikre en tilgængelighed i eldistributionsnettene; blandt andet ved at opretholde et N-1 kriterie. Det har betydet, at eldistributionsnettene historisk ikke har været belastet tæt på deres kapacitetsgrænse, hvorfor der ikke er praktiske erfaringer hermed.

Netvirksomhederne ønsker også fremover at fastholde en tilstrækkelig høj kapacitet, da det er nødvendigt for at opretholde en tilstrækkelig elforsyningsikkerhed for elforbrugerne. Hvis kapaciteten ikke øges i takt med det voksende elforbrug, vil det som udgangspunkt og isoleret set medføre en øget risiko for afbrud. Scenarieregninger fra COWI viser, at det voksende elforbrug betyder, at fejl i eldistributionsnettene ikke altid vil kunne håndteres ved omkoblinger i eldistributionsnettene. Hvis kapaciteten ikke øges i takt med det stigende elforbrug, vil N-1 kriteriet ikke kunne opfyldes.

5. Mulige tiltag til påvirkning af elforsyningsikkerheden

Ud over de igangværende tiltag beskrevet i kapitel 4 kan det afhængigt af de kommende års udvikling blive relevant at rette fokus på andre mulige tiltag for at understøtte den anbefalede planlægningsmålsætning for elforsyningsikkerheden. Yderligere kan andre mulige tiltag også iværksættes, hvis det ønskes at forfølge en planlægningsmålsætning, som afviger fra den anbefalede i kapitel 1.

Dette kapitel beskriver eksempler på mulige tiltag, der kan iværksættes til påvirkning af elforsyningsikkerheden. De belyste mulige tiltag fremgår af Tabel 2. Grove omkostningsestimater og konsekvenser for afbrudsminutterne i forhold til den forventede udvikling i kapitel 4 er angivet i de følgende afsnit. Den marginale effekt på afbrudsminutter af det enkelte tiltag afhænger af øvrige tiltag, som er iværksat.

Netvirksomhederne	
-	Ændring i reinvesteringsniveauet
-	Fokuseret reinvesteringsindsats
Energinet	
-	Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning
-	Midlertidig strategisk reserve
-	Ændring i udlandskapaciteten
-	Ændring i reinvesteringsniveauet
-	Ændring af risikovillighed

Tabel 2 Oversigt over nogle af de mulige tiltag til at ændre udviklingen i den fremtidige elforsyningsikkerhed.

5.1 Elmarkedet

Energinet har allerede gennemført og igangsat en række initiativer, som skal sikre, at elmarkedet kan understøtte elforsyningsikkerheden og særligt effektilstrækkeligheden på sigt. Nogle af initiativerne er beskrevet i afsnit 4.2.1, mens der henvises til Elmarkedsorienteringen¹⁵ fra Energinet Esystemansvar for yderligere information om flere igangværende elmarkedsinitiativer. Elmarkedet vil dog kontinuerligt udvikles gennem en række initiativer. De nedenstående tiltag vurderes i særlig grad på sigt at kunne understøtte effektilstrækkeligheden.

5.1.1 Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning

I regulerkraftmarkedet er prisloftet i dag 5.000 EUR/MWh, og til forskel fra day-ahead-markedet udløser en efterspørgsel større end udbuddet i dag ikke, at regulerkraftprisen sættes til prisloftet. I stedet fastsættes regulerkraftprisen i dag til marginalprisen, altså prisen på det dyreste bud blandt de accepterede bud (i budzonen). Da ubalanceprisen fastsættes ud fra regulerkraftprisen, afspejler ubalanceprisen ikke nødvendigvis den sande omkostning ved ubalancerne i en knaphedssituation.

For at ændre dette incitament vil det være nødvendigt at introducere en "knaphedspris", sådan at ubalanceprisen i en situation med utilstrækkeligt udbud fastsættes til VoLL. Incitamenterne for alle aktører i markedet vil blive skærpet betydeligt med indførelse af en sådan knaphedspris, hvor alle ubalancer, positiv som negativ, i en knaphedssituation derfor vil blive afregnet til VoLL. Dette er også et krav ifølge forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) ved aktivering af en strategisk reserve.¹⁶

¹⁵ Den seneste udgivelse er offentliggjort i august 2020: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Elmarkedsorientering-2020>.

¹⁶ Artikel 22, stk. 2, b) i EU regulation 2019/943.

Energinet arbejder på at iværksætte et arbejde med henblik på at indføre en sådan knaphedspris, så markedsaktørerne udsættes for de korrekte incitamenter til at levere det samfundsøkonomisk optimale niveau af elforsyningsikkerhed. En knaphedspris, der aflønner (straffer) de aktører, der bidrager til at løse (forværre) et effekttilstrækkelighedsproblem, vil skulle indføres som en administrativt fastsat pris for både regulerkraft og ubalancer. Dette vil i givet fald forudsætte en nordisk implementering (i forhold til det nordiske regulerkraftmarked) og på længere sigt en europæisk implementering (i forhold til det europæiske regulerkraftmarked, MARI). I begge tilfælde forventes en proces, der formentlig vil strække sig over flere år.

På kortere sigt kan alene ubalanceafregningen lokalt i Danmark ændres sådan, at udelukkende de aktører, der rent faktisk har en ubalance ved effekttilstrækkelighedsproblemer, udsættes for de skærpede incitamenter. Dette kan dog påvirke incitamenterne til at melde opreguleringsbud ind i markedet, om end aktørerne må forventes at udvise betydelig kreativitet i forhold til at sikre en afregning af deres ydelser, som afspejler ydelsernes værdi. Givet disse problemstillinger og den generelle påvirkning af aktørernes risici vil arbejdet med introduktion af en knaphedspris ske i tæt samarbejde med elmarkedsaktørerne. Der er igangsat en analyse med en ekstern partner af tiltag, der kan styrke disse incitamenter.

5.1.2 Midlertidig strategisk reserve

En direkte måde at understøtte effekttilstrækkeligheden på uden om de eksisterende elmarkeder er via kapacitetsmekanismer, hvor enheder på produktions-/forbrugssiden får betaling for den kapacitet (MW), som stilles til rådighed for elsystemet.

En strategisk reserve er en kapacitetsmekanisme, som alene aktiveres i situationer med manglende effekttilstrækkelighed. En strategisk reserve vil være det sidste håndtag til at sikre balance mellem efterspørgsel og udbud. Med udgangspunkt i energy-only-markedet kan en strategisk reserve således fungere som et sikkerhedsnet under elmarkedets udvikling. En strategisk reserve kan fx bestå af elproduktionsanlæg, der står klar som backup uden for de eksisterende elmarkeder, eller forbrugere, der tilbyder at afkoble forbrug mod kompensation, ligeledes uden for de eksisterende elmarkeder.

Kapacitetsmekanismer anses af EU for statsstøtte, hvorfor indkøb af en strategisk reserve kræver statsstøttegodkendelse fra Europa-Kommissionen. Dette indebærer, at en række konkrete krav som følge af *Clean Energy Package*¹⁷ skal efterleves blandt andet omkring beregning af en pålidelighedsstandard og design af den strategiske reserve. En strategisk reserve skal være midlertidig, og Europa-Kommissionens statsstøttegodkendelse kan maksimalt gælde i en 10-årig periode. Energinet er ansvarlig for at indkøbe, aktivere og fastlægge størrelsen på en mulig strategisk reserve.

En strategisk reserve korrigerer ikke underliggende markedsfejl. Det er således et krav i *Clean Energy Package*, at en strategisk reserve ledsages af markedsreformer, der adresserer de underliggende markedsfejl og dermed sikrer effekttilstrækkeligheden på længere sigt. Ifølge *Clean Energy Package* skal der udarbejdes en implementeringsplan for markedsreformerne forud for introduktion af en kapacitetsmekanisme, og en strategisk reserve skal således udfases, efterhånden som markedsreformerne opnår deres effekt.

Energinet har estimeret påvirkningen af risikoen for manglende effekttilstrækkelighed ved forskellige størrelser af en strategisk reserve i 2030.¹⁸ Analyserne viser, at baseret på redegørelsens basisanalyse skal der ca. 600-800 MW ekstra

¹⁷ Konkret er det forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) kapitel 4, som sætter kravene.

¹⁸ Se yderligere detaljer omkring effekttilstrækkelighedsanalyserne med inkludering af strategisk reserve i Appendiks A afsnit 6.4.1.2.

kapacitet til i hvert af de to danske elprisområder til at bringe afbrudsminutterne ned på ca. 5 minutter i 2030 på grund af manglende effekttilstrækkelighed.

For en strategisk reserve vil de eksakte omkostningerne blive fastsat på baggrund af et udbud på markedsvilkår. Omkostningen vil blandt andet afhænge af selve udbudsbetingelserne og størrelsen på den indkøbte strategiske reserve. Størrelsen på en eventuel strategisk reserve vil skulle fastsættes med regelmæssige mellemrum på baggrund af udviklingen i effekttilstrækkelighedssituationen i Danmark. Hvis det er eksisterende produktionskapacitet, der bydes ind, vil omkostningen måske kunne ligge i omegnen af 150.000 DKK/MW pr. år, mens etablering af ny spidslastkapacitet kan medføre omkostninger i intervallet 300.000-500.000 DKK/MW pr. år. Omkostningerne vil afhænge af anlæggenes type og størrelse.

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 og CONE (Cost of New Entry). Den endelige metode er blevet offentliggjort af ACER i oktober 2020.¹⁹

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

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

Dette 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 forsyningssikkerhed 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.

Nedenstående tabel illustrerer, hvordan den beregnede pålidelighedsstandard varierer afhængigt af mulige værdier for VoLL og CONE.

Eksempler på LOLE-pålidelighedsstandard (timer/år) ²⁰			
CONE (DKK/MW pr. år)*	150.000	300.000	450.000
VoLL (DKK/kWh)**			
75	2	4	6
150	1	2	3
225	1	1	2
* CONE vurderes at ligge i intervallet 300.000-500.000 DKK/MW pr. år ved etablering af spidslastproduktionsenheder, mens levetidsforlængelse af eksisterende kapacitet vurderes til omkring 150.000 DKK/MW pr. år.			

¹⁹ <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-sets-the-methodologies-to-assess-electricity-resource-adequacy-in-the-EU.aspx>

²⁰ Bemærk, LOLE-timer og afbrudsminutter kan ikke sammenlignes. LOLE måler antallet af timer berørt af effektmangel, mens afbrudsminutter måler andelen af et års elforbrug, som ikke kan dækkes på grund af effektmangel. Se nærmere beskrivelse i tekstboks i afsnit 6.3 i Appendiks A.

****Forskellige VoLL-estimer for Danmark beskrives nærmere i tekstboks i afsnit 4.2.1.**

En række europæiske lande (fx Belgien, Storbritannien og Frankrig) har i dag et LOLE-mål på 3 timer/år ved vurderinger af effektilstrækkelighed. 5 afbrudsminutter, som er det danske målniveau for effektilstrækkelighed, vil svare til LOLE < 1 time/år i både DK1 og DK2, hvilket i europæisk sammenhæng er udtryk for et meget højt målniveau for effektilstrækkelighed. LOLE på fx 3 timer i 2030 vil i Vestdanmark betyde ca. 20 afbrudsminutter, mens det i Østdanmark vil svare til ca. 50 afbrudsminutter baseret på Energinets beregninger til denne redegørelse.

Europæisk effektilstrækkelighedsmetode

Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fastsætter en række specifikke krav, som de europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet skal opfylde. De væsentligste elementer og forskelle til dagens 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 effektilstrækkeligheden, herunder blandt andet fleksibelt elforbrug, energilagring og sektorintegration.
- Overensstemmelse med flow-based market coupling-tilgangen.

Metoden skal efterleves af nationale effektilstrækkelighedsvurderinger ved ønsker om indførelse af kapacitetsmekanismer på baggrund heraf.

I dag er den primære metodemæssige forskel mellem de europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger i MAF og Energinets analyser håndteringen af manuel reservekapacitet (mFRR) i Danmark. I Energinets analyser medtages manuelle reserver til understøttelse af effektilstrækkeligheden, mens de ikke er inkluderet i de europæiske analyser. Tilgangen forventes at være den samme i de europæiske effektilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet. Dermed er den europæiske metode mere konservativ i sin tilgang til effektilstrækkelighedsvurderinger. I dag udgør de manuelle reserver ca. 300 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark.²¹

5.2 Eltransmissionsnettet

I forhold til det fysiske eltransmissionsnet og driften af det, vurderes det vigtigste tiltag, som kan påvirke elforsynings-sikkerheden, at være reinvesteringsprogrammet. En stor del af Energinets anlægsmasse har nået en alder, hvor den tekniske levetid er ved at være opbrugt. Det skyldes den historiske udbygning af eltransmissionsnettet, hvor en stor del af eltransmissionsnettet blev etableret i perioden fra 1960 til 1980.

5.2.1 Reinvestering af eltransmissionsnettet

Eltransmissionsnettets driftsmæssige tilstand forringes i takt med, at det ældes. Det medfører en højere fejlsandsynlighed og reducerer dermed elforsynings-sikkerheden. Kommer eltransmissionsnettets komponenter i en driftsmæssig tilstand, hvor der er risiko for, at personsikkerheden kompromitteres, tages komponenterne permanent ud af drift. Dette reducerer elforsynings-sikkerheden væsentligt.

²¹ Energinet har foretaget effektilstrækkelighedsberegninger både med og uden de manuelle reserver. Se Appendiks A afsnit 6.4.2.1.

Energinet har valgt at gennemføre et større reinvesteringsprogram af komponenterne i eltransmissionsnettet. Det sker for at imødegå den stigende fejlrate, som ellers ville følge af et aldrende eltransmissionsnet. Reinvesteringsprogrammet er beskrevet i *Energinets Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan 2018*²² (RUS-planen).

Hvis væsentlige dele af reinvesteringsprogrammet ikke gennemføres, vil en stor del af eltransmissionsnettet skulle tages ud af drift inden for den kommende årrække. Dette er illustreret i Figur 11, som viser komponenter i eltransmissionsnettet, der skal reinvesteres inden 2030.

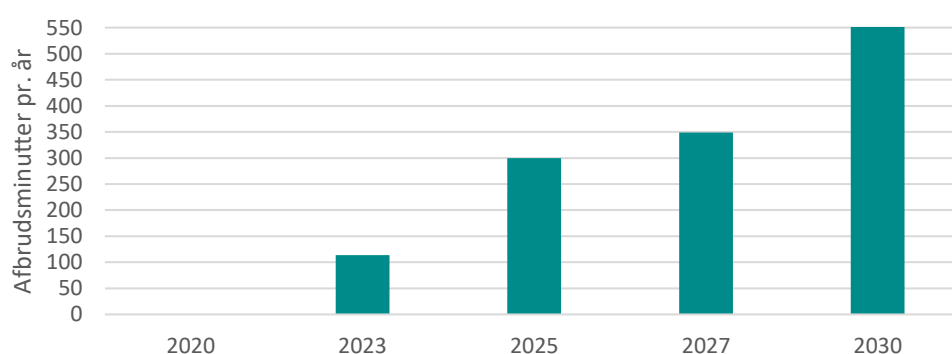
²² <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2019/04/15/RUS-plan-2018>



Figur 11 Nødvendige reinvesteringer i det danske eltransmissionsnet på grund af opbrugt levetid. Linjer og komponenter markeret med blå skal reinvesteres inden 2025. Linjer og komponenter markeret med grønt skal reinvesteres inden 2030.

I perioden 2019-2022 er der budgetteret 5,3 mia. DKK til reinvesteringer i eltransmissionsnettet, baseret på Energinets RUS-plan 2018, svarende til godt 1,3 mia. DKK pr. år. Det svarer til en reinvesteringfaktor på 2-3 pct. i forhold til den oprindelige anskaffelsværdi af eltransmissionsaktiver (eksklusive udlandsforbindelser). Frem mod 2030 forventer Energinet at fastholde en reinvesteringfaktor på 2-3 pct., hvilket svarer til 1,5 mia. DKK pr. år.

Effekten af reinvesteringsprogrammet er svær at kvantificere. Det er dog forsøgt under forudsætningen om, at komponenter i eltransmissionsnettet tages ud af drift, når den tekniske levetid er opbrugt. Herefter er effekten af en række enkeltprojekter estimeret, og disse er skaleret op til den samlede reinvesteringsplan. Ud fra denne metode estimeres en udvikling i antallet af afbrudsminutter relateret til nettilstrækkelighed i eltransmissionsnettet, som vist i Figur 12. Dette estimat baseres på, at godkendte reinvesteringer frem mod 2022 gennemføres. Figuren viser, at der ikke vil opstå væsentlige udfordringer med nettilstrækkeligheden, hvis der reinvesteres i forhold til behov. Hvis nødvendige reinvesteringer efter 2022 ikke godkendes, vil manglende nettilstrækkelighed allerede give sig til udtryk i 2023. I takt med at flere komponenter når deres tekniske levetid, stiger antallet af afbrudsminutter. Som det fremgår, vil det have væsentlig betydning for antallet af afbrudsminutter, hvis de nødvendige reinvesteringer ikke foretages.



Figur 12 *Probabilistisk opgørelse af udviklingen i afbrudsminutter relateret til manglende nettilstrækkelighed i eltransmissionsnettet, hvis der ikke gennemføres reinvesteringer i komponenter med opbrugt teknisk levetid.*

Det pointeres, at denne metode ikke tager højde for krydsafhængigheder mellem de enkelte reinvesteringer. Fx vil eltransmissionsnettet slet ikke kunne drives, hvis der ikke reinvesteres i 400 kV-nettet. Da disse effekter ikke er medregnet, vurderes det faktiske antal afbrudsminutter, hvis der ikke reinvesteres, at være væsentligt højere.

Med omkostningen til reinvesteringer på 1,5 mia. DKK pr. år til reinvesteringer i perioden 2023-2030 vil reinvesteringsprogrammet have medført omkostninger på ca. 21 mio. DKK pr. mitigeret (undgået) afbrudsminut i 2030 alene. Energinet forventer, at det ud over gennemførelse af reinvesteringsprogrammet ikke vil være samfundsøkonomisk rentabelt at arbejde for endnu færre afbrudsminutter i eltransmissionsnettet.

5.2.2 Risikovillighed

Risikovillighed er en integreret del af Energinets planlægning, men vil fremadrettet have et øget fokus. Det kan være meget omkostningstungt at opretholde det generelle omfang af elforsyningsikkerhed. I særdeleshed i forbindelse med reinvesteringer, hvor dele af eltransmissionsnettet ikke er tilgængeligt. Energinets risikovillighed er et udtryk for, om omkostninger til sikring af elforsyningsikkerheden står mål med de samfundsmæssige gevinster ved at opretholde elforsyning af elforbrugere.

Energinet vurderer i forbindelse med reinvesteringer påvirkningen af elforsyningsikkerheden og mulige mitigerende tiltag til sikring af elforsyningsikkerheden i reinvesteringsperioder. Konsekvensen ved fejl i det øvrige eltransmissionsnet samt sandsynligheden for, at disse fejl indtræffer under reinvesteringen, estimeres. Omkostningen ved denne konsekvens fastsættes på basis af VoLL. Det vurderes herefter, om konsekvensens omfang ligger inden for Energinets risikovillighed, som samlet set er udtrykt ved 1 afbrudsminut i planlægningsmålet for nettilstrækkelighed. Er dette tilfældet skal omkostningerne til mitigerende tiltag stå mål med den samfundsøkonomiske konsekvens af afbrud for, at tiltaget iværksættes. Ellers accepteres den forøgede risiko for afbrydelse af elforbrugere i reinvesteringsperioden.

Den samlede samfundsøkonomiske besparelse ved Energinets risikovillighed kan ikke umiddelbart estimeres, men beror på en vurdering fra projekt til projekt. Da Energinet tager kalkulerede risici, må der derfor alt andet lige forventes afbrudsminutter i eltransmissionsnettet grundet manglende nettilstrækkelighed. Energinet påregner en samlet risiko på ét afbrudsminut til nettilstrækkelighed grundet risikovillighed. En øget risikovillighed kan medføre besparelser på sikring af elforsyningssikkerheden i forbindelse med reinvesteringer. Omvendt vil en lavere risikovillighed betyde øgede omkostninger til sikring af elforsyningssikkerheden.

5.2.3 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 selvfølgelig, at der er overskydende effekt at hente i udlandet, hvilket specielt i 2030 med de nuværende forudsætninger ikke altid forventes at være tilfældet. Modsat vil en reduktion af den nuværende udlandskapacitet kunne forværre effekttilstrækkeligheden.

Energinet har analyseret på effekten af ændret udlandskapacitet til henholdsvis Norge, Sverige og Polen.

Skagerrak 1 og 2 er ved at have opbrugt deres tekniske levetid, og det samme er tilfældet for det ene af de to 400 kV-kabelsystemer i Øresund til Sverige. Undladelse af reinvestering i disse forbindelser vil mindske den danske udlandskapacitet med 500 MW til Vestdanmark uden Skagerrak 1 og 2 og 600 MW til Østdanmark i 2030 uden den ene 400 kV-forbindelse i Øresund. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i Danmark stige. Afbrudsminutterne for Danmark samlet estimeres under de nuværende forudsætninger at stige fra 35 minutter i 2030 til henholdsvis 59 og 52 afbrudsminutter uden Skagerrak 1 og 2 eller den ene Øresundsforbindelse. Skyggepriserne baseret på en række foresimplede antagelser vurderes til henholdsvis 35 og 16 DKK/kWh for reinvesteringerne i Skagerrak 1 og 2 og Øresundsforbindelsen.²³

En forbindelse til Polen fra Østdanmark er blevet undersøgt i ENTSO-Es TYNDP og har også været bragt på banen i kombination med etablering af Bornholm som energiø med store offshorevindmølleparker tilsluttet. En elforbindelse på 600 MW til Polen vurderes at mindske risikoen for afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed fra ca. 35 minutter til 29 minutter i 2030. En simpel beregning af skyggeprisen for forbindelsen til Polen giver en pris på ca. 256 DKK/kWh.

De beregnede skyggepriser indikerer, at reinvestering i Øresund 400 kV-forbindelsen giver størst forventet værdi pr. investeret krone, hvis alene konsekvensen for effekttilstrækkeligheden betragtes. Sammenholdes skyggepriserne med estimater for VoLL ligger de beregnede skyggepriser for reinvesteringerne i både Skagerrak 1 og 2 og Øresundsforbindelsen under typiske VoLL-estimater for Danmark, mens skyggeprisen for Polen-forbindelsen ligger over. Det indikerer, at alene med effekttilstrækkelighedskonsekvenser for øje er de to reinvesteringer mod Norden samfundsøkonomisk fordelagtige, mens en Polen-forbindelse ikke alene kan retfærdiggøres herudfra.

I sidste års redegørelse undersøgte Energinet også konsekvensen af en yderligere forbindelse på 600 MW mellem Vestdanmark og Østdanmark. Effekten heraf på afbrudsminutterne var begrænset, da analyserne viste, at Østdanmark og Vestdanmark typisk vil være presset på effekttilstrækkeligheden samtidigt. Dette er også tilfældet i årets analyser. Effekten af ekstra kapacitet mellem de to danske elprisområder på effekttilstrækkeligheden vurderes derfor fortsat begrænset.

²³ Skyggeprisberegningen er beskrevet nærmere i Appendiks A afsnit 6.4.1.1.

5.3 Eldistributionsnettene

På vegne af netvirksomhederne har Dansk Energi leveret bidrag til redegørelsen i forhold til mulige tiltag til påvirkning af elforsynings sikkerheden i eldistributionsnettene.

Der vil i de kommende år være et stigende behov for reinvesteringsaktiviteter. Grundet alderen på en større del af eldistributionsnettene stiger fejlsandsynligheden for de aldrende netkomponenter, hvilket også øger behovet for gennemførelsen af reinvesteringsaktiviteter.

Reinvesteringsaktiviteter vurderes at være det primære tiltag i eldistributionsnettene i forhold til påvirkning af elforsynings sikkerheden. Det nuværende reinvesteringsniveau er på ca. 1,7 mia. DKK pr. år i eldistributionsnettene og er en forudsætning for den forventede udvikling i afbrudsminutter på eldistributionsniveau, beskrevet i afsnit 4.2.3.1.

5.3.1 Ændring af reinvesteringsniveauet

Analyser viser, at en besparelse på de allerede planlagte reinvesteringsaktiviteter vil medføre en væsentlig forringelse af elforsynings sikkerheden. Netvirksomhedernes beregninger baseret på samme model, som er beskrevet i afsnit 4.2.3.1, viser, at reduceres reinvesteringsaktiviteterne i eldistributionsnettene med 0,5 mia. DKK årligt, vil antallet af afbrudsminutter i 2030 være øget yderligere med ca. 2,5.

På længere sigt vil dette dog medføre så store konsekvenser for elforsynings sikkerheden, at det vil være markant dyrere at genoprette det nuværende forventede antal afbrudsminutter. Det skyldes, at der opbygges et stort investeringsefterløb, som vil være meget svært at indhente. Derfor vurderes besparelser af denne karakter ikke at være den samfundsøkonomisk bedste løsning.

Stigningen i afbrudsminutterne kan afbødes gennem reinvesteringsaktiviteter og andre driftsmæssige tiltag, men gevinsten skal afvejes i forhold til de øgede omkostninger, som forbrugerne påføres. Det vil kræve en meget stor og forceret forøgelse af netvirksomhedernes investeringer i eldistributionsnettene, hvis de nuværende og historisk lave 20 til 21 afbrudsminutter årligt skal fastholdes. Der vurderes at være tale om merinvesteringer i størrelsesordenen 1,9 mia. DKK årligt. I praksis vil det næppe være muligt at gennemføre så store investeringer frem mod 2030. Dertil kommer, at en forceret udskiftning af visse kabler vil betyde omfattende gener for trafikanter og beboere samt flere varslede afbrud i perioden, hvor udskiftningen foretages.

Det bemærkes, at der er medtaget betydningen af, at en øget reinvesteringsindsats i en periode vil øge risikoen for flere varslede afbrud af elforbrugere, mens der reinvesteres. Erfaringerne viser således, at de varslede afbrudsminutter pr. elforbruger midlertidigt vil stige med ca. 0,8 afbrudsminutter pr. år for hver milliard danske kroner, der reinvesteres i eldistributionsnettene. Reinvesteringsaktiviteterne vil dog over tid samlet set forbedre elforsynings sikkerheden.

5.3.2 Fokuseret reinvesteringsindsats

Der er grundlæggende et stigende behov for at reinvestere i eldistributionsnettene på grund af deres alder. Sker det ikke, vil fejlsandsynligheden og antallet af afbrudsminutter stige. Dette gælder i særdeleshed for olie-papirisolerede kabler og netstationer. Mange netkomponenter er nået til et stadie i deres livscyklus, hvor de begynder at udvise en stigende fejlsandsynlighed.

Investeringsindsatsen vil rent teoretisk kunne fokuseres på de netkomponenter, der har særlig høj fejlsandsynlighed. Det vil dog i praksis være svært at realisere denne tilgang. Det vil være yderst kompliceret og forbundet med meget stor usikkerhed at gennemføre en præcis udvælgelse af fx de kabler, som har størst fejlsandsynlighed.

For med stor sikkerhed at få udskiftet de dårligste kabler frem mod 2030, vil udskiftningen derfor skulle fokuseres bredt på baggrund af nogle udvælgelseskriterier såsom fx alderen. Dette betyder, at også kabler med acceptable fejlsandsynligheder vil blive udskiftet i processen. I branchen er der et stigende fokus på databaserede asset management-værktøjer. Disse kan bruges til at blive bedre til at udvælge komponenter med dårligst tilstand.

Det bemærkes, at hvis alle olie-papirisolerede kabler skal udskiftes i løbet af de kommende 10 år, vil det kræve et meget omfattende gravearbejde. Det vil medføre store gener for trafikanter og beboere, da denne type kabler primært findes i byområder.

5.3.3 Andre tiltag

Med henblik på at understøtte elektrificeringen og et højere elforbrug ved at afhjælpe dér, hvor der ses størst risici for udfald i de kommende år, arbejdes der desuden på løsninger, der kan gøre, at nettet kan køre tættere på grænsen. Disse aktiviteter er ikke kvantificeret i forhold til omkostning eller besparelse samt påvirkning på antallet af afbrudsminutter. Aktiviteterne omfatter blandt andet:

- **Intelligens og fjernkontrol.** Installering af intelligens og fjernkontrol i netstationer kan påvirke antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene. Det sikrer mulighed for hurtigt at kunne lokalisere fejlramte komponenter og foretage omkoblinger i eldistributionsnettene. Dermed kan fejlramte komponenter isoleres, og forsyningen til elforbrugere kan genoprettes. Data fra fjernaflæste elmålere hos alle elkunder vil give de nødvendige data til at sætte målet ind. På den måde kan reetableringstiden efter en fejl nedbringes. Dette tiltag vil reducere varigheden af afbrydelserne i tilfælde af mindre afbrud, mens antallet af afbrydelser af elforbrugere ikke påvirkes.
- **Asset management-systemer og digitalisering.** I forbindelse med implementering af mere avancerede asset management-systemer og processer kan ressourcerne til drift og vedligeholdelse af eldistributionsnettene i højere grad målrettes. De kan dermed anvendes, hvor den største effekt opnås. Dette kan fx være i forhold til reduktion i afbrud af elforbrugere og opretholdelse af opetiden 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 afbrudsminutter.
- **Fleksibilitet og afbrydelighed.** Der arbejdes med løsninger, hvor kundernes elforbrug i perioder med højt elforbrug reduceres med henblik på at flytte forbruget til mindre belastede perioder. Konkret kan det ske ved at give elkunderne incitament til at sænke forbruget på tidspunkter, hvor nettet er særligt belastet – fx ved tidsdifferentierede tariffer eller ved markedsløsninger for fleksibilitet, fx aftaler med aggregatorer eller operatører af batterier. Der kan også være tale om aftaler med enkelte kunder om afbrydelighed eller fleksibilitet. Det reducerer risikoen for øget udetid i en fejlsituation, hvor der ellers ikke er tilstrækkelig netreserve. Det betyder, at der kan spares på reinvesteringstiltaget.

Det skal understreges, at netvirksomhederne allerede i dag i forskellig grad har implementeret disse tiltag. Det er dog meget forskelligt på hvilket stadie de enkelte netvirksomheder er i forhold til implementeringen. Det må som udgangspunkt forventes, at yderligere implementering sker af sig selv, hvis det har positiv indflydelse selskabsøkonomisk for netvirksomhederne.

I fremtidige udgivelser af Redegørelse for elforsyningsikkerhed vil Dansk Energi på vegne af netvirksomhederne arbejde videre med at konkretisere og kvantificere betydningen af mulige relevante tiltag.

6. Appendiks A – Effekttilstrækkelighed

Risikoen for afbrudsminutter i Danmark på grund af manglende effekttilstrækkelighed 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 effekttilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Historisk de seneste 20 år har manglende effekttilstrækkelighed ikke været årsag til afbrudsminutter i det danske elsystem.

Den stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed er et resultat af en forventning om fortsat udfasning af termisk kapacitet og stigende elforbrug blandt andet til øget elektrificering af varme- og transportsektorerne. Udviklingen gør Danmark mere afhængig af at kunne importere el fra vores nabolande i visse situationer for at kunne opretholde effekttilstrækkeligheden. En række af vores nabolande oplever samme tendenser som i Danmark. Derfor vurderes risikoen for ikke at kunne importere tilstrækkeligt fra udlandet at stige over de kommende 10 år, når der er behov for import på grund af effektknaphed i Danmark. Det er også en betydelig underliggende årsag til den stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed i Danmark.

Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med betydelig usikkerhed, specielt på længere sigt. En lang række forudsætninger og antagelser for både Danmark og udlandet ligger til grund for effekttilstrækkelighedsberegningerne, og for alle parametre stiger usikkerheden, jo længere tidshorizonten er. Derfor vil resultaterne på længere sigt 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 fra FSI-modellen til BID-modellen hos Energinet og viser sig årligt i forbindelse med de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-Es MAF (Mid-term Adequacy Forecast). De absolutte effekttilstrækkelighedsresultater skal derfor altid tolkes med varsomhed.

6.1 Baggrund for vurderinger af effekttilstrækkelighed

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkeligheden. En prognose er her at sammenligne med en base case og dermed referencen for effekttilstrækkelighedsvurderingerne baseret på den forventede udvikling i elsystemet. Bekendtgørelsen stiller derudover en række specifikke krav til effekttilstrækkelighedsvurderingerne, 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 effekttilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet skal opfylde.²⁴ Metoden skal efterleves af nationale effekttilstrækkelighedsvurderinger 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*.

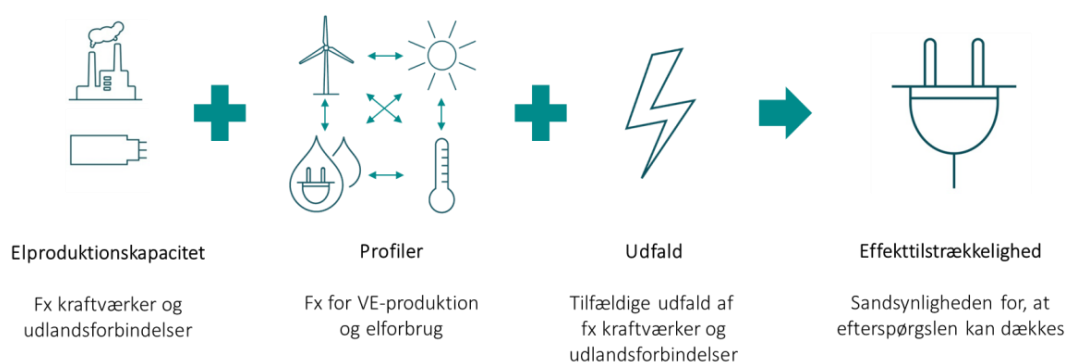
Modellen BID er i dag Energinets foretrukne værktøj til at foretage langsigtede vurderinger af effekttilstrækkeligheden. BID-modellen anvendes i dag i de europæiske vurderinger i ENTSO-Es MAF og forventes også at blive anvendt i de europæiske vurderinger fremadrettet. Energinet deltager aktivt i arbejdet med MAF og står således godt rustet til at kunne efterleve de nye krav fra *Clean Energy Package* til effekttilstrækkelighedsvurderinger. I dag er den primære metode-mæssige forskel mellem de europæiske vurderinger i MAF og Energinets analyser håndteringen af manuel reservekapacitet (mFRR) i Danmark.

²⁴ Se nærmere beskrivelse i tekstboksen i afsnit 5.1.2.

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 38 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske elementer. Sammen med data for 34 historiske klimaår²⁵ 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.

BID benyttes hos flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske samt i ENTSO-Es MAF (Mid-term Adequacy Forecast). Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne, både nationalt og internationalt.



6.2 Forudsætningerne for prognose for effektilstrækkelighed

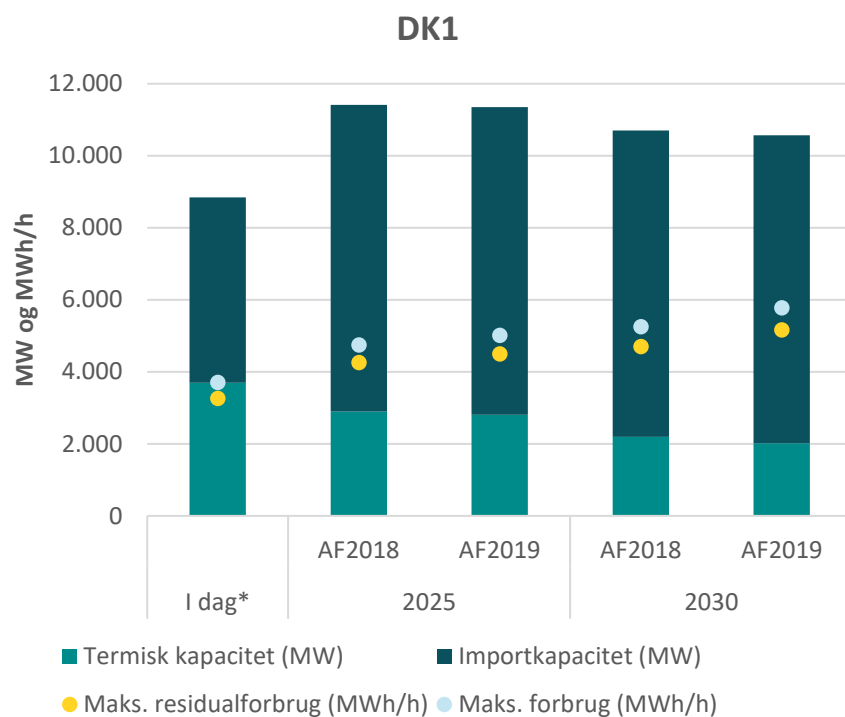
6.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark

Den eneste ændring, der er foretaget siden effektilstrækkelighedsberegningerne i sidste års redegørelse for elforsyningssikkerhed, er, at elforbrug og elproduktionskapacitet for Danmark i år er baseret på *Analyseforudsætninger til Energinet 2019* (AF2019) fra Energistyrelsen mod AF2018 sidste år. Det overordnede indhold i AF2019 er illustreret og beskrevet i afsnit 4.1.

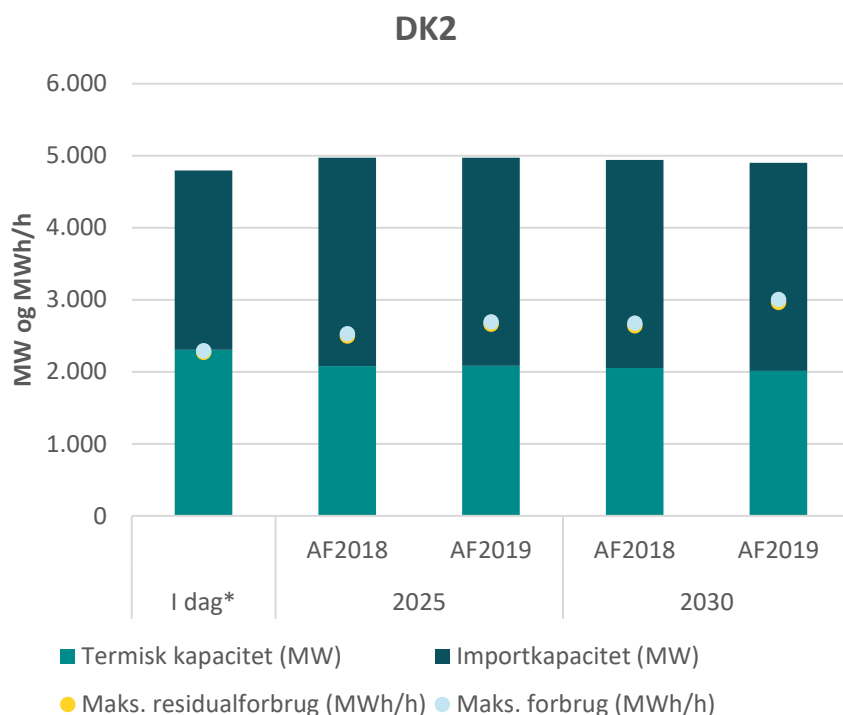
I Figur 13 og Figur 14 er udviklingen for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark illustreret, da opdelingen er væsentlig ved effektilstrækkelighedsvurderinger, når landsdelene elektrisk kun er forbundet med Storebæltsforbindelsen på 600 MW. Figurene illustrerer, hvordan begge landsdele bliver mere og mere afhængige af at kunne importere strøm i visse situationer, da den termiske kapacitet falder, og maksimum-/residualforbruget stiger. Udviklingen er mere forceret specielt i forhold til forbrugsstigningen i AF2019 sammenlignet med AF2018, fx er elforbruget i 2030 henholdsvis ca. 9 pct. og 12 pct. højere i Vestdanmark og Østdanmark i AF2019 end i AF2018. Det vil alt andet lige forværre effektilstrækkelighedsvurderingerne i årets redegørelse, da alle andre forudsætninger er uændrede. En væsentlig bemærkning til implementeringen af elforbrug i BID-modellen er, at alt elforbrug, ud over datacentre, har samme profil pr. landsdel²⁶. Da forbrugsprofilerne og datacenterforbrug er uændret siden sidste års redegørelse, betyder det fx, at det simulerede elforbrug i BID hver time i 2030 er omtrent 9 pct. og 12 pct. højere i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark sammenlignet med sidste års redegørelse svarende til den generelle forbrugsstigning fra AF2018 til AF2019.

²⁵ 1982-2015. Et klimaår angiver den historiske kombination af vind, sol, nedbør og temperatur i løbet af et år på tværs af de modellerede lande.

²⁶ Forbrugsprofilen er skabt under hensyntagen til mængden af elbiler og varmepumper på tidspunktet for udarbejdelse af profilen. De anvendte forbrugsprofiler stammer fra ENTSO-Es MAF17/TYNDP18, hvortil AF2016 var grundlaget. Datacentre indgår med en flad forbrugsprofil hen over året, det vil sige, forbruget antages konstant hver time.



Figur 13 Udvikling for Vestdanmark i AF2018 og AF2019. Residualforbrug er givet ved forbruget fratrukket den indenlandske produktion fra vind og sol på timeniveau. Maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på output fra Energinets BID-model. *Kapaciteter for i dag er baseret på 2020-værdier fra AF2019, mens maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på 2019 observerede værdier.



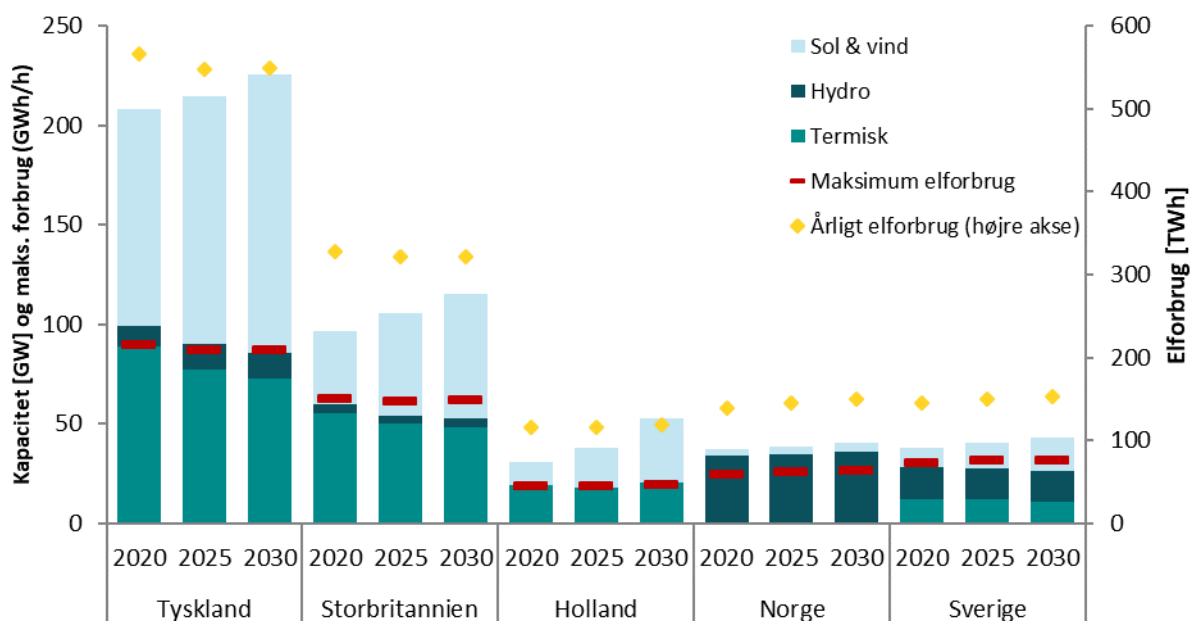
Figur 14 Udvikling for Østdanmark i AF18 og AF19. Residualforbrug er givet ved forbruget fratrukket den indenlandske produktion fra vind og sol på timeniveau. Maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på output fra Energinets BID-model. *Kapaciteter for i dag er baseret på 2020 værdier fra AF2019, mens maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på 2019 observerede værdier. Østkraft og bornholmsk elforbrug er undladt i opgørelsen.

6.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmarks nabolande

For udlandet benytter Energinet primært forudsætninger fra ENTSO-Es udgivelser af MAF17/TYNDP18. Energinet benytter TYNDP-scenariet "Best Estimate" for 2020 og 2025, og scenariet "Sustainable Transition" i 2030.

Forudsætningerne stammer således fra TSO'erne i de enkelte lande. Der er foretaget mindre justeringer for de nordiske lande, Holland (kun 2030) og Storbritannien baseret på deres TSO'ers opdaterede forventninger. Forudsætningerne er kun angivet for nedslagsårene 2020, 2025 og 2030, hvorfor Energinet har interpoleret udviklingen i elproduktionskapacitet og elforbrug i de mellemliggende år med undtagelse af kendte ændringer som fx nationale ønsker om udfasning af kulbaseret elproduktion. Handelsforbindelser er ligeledes medtaget efter deres forventede idriftsættelsestidspunkt.

I 2030 forventes Danmark at være elektrisk forbundet med Tyskland, Storbritannien, Holland, Norge og Sverige. De nordiske lande er kendetegnet ved store andele af vandkraft, mens kontinentet og Storbritannien er kendetegnet ved store andele af termisk kapacitet. Ligesom i Danmark forventes alle lande at få stadig større andele af fluktuerende produktion fra vind og sol frem mod 2030, samtidig med den termiske kapacitet falder.



Figur 15 Forventet udvikling for produktionskapaciteter og elforbrug i Danmarks nabolande.

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 effekttilstrækkelighed

Analyserne af effekttilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2030 viser, at risikoen for effektmangel er stigende over tid, specielt efter 2025 frem mod 2030. Resultaterne for de forskellige indikatorer fremgår af Tabel 3 og Tabel 4. Risikoen for afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes fortsat 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 effekttilstrækkelighed, er størst i Østdanmark. Men omvendt viser indikatorerne for 2030 også, at både hyppigheden af effekt mangelsituationer (LOLE) og den absolutte energimængde (EUE), som ikke kan dækkes på grund af effektmangel, er størst i Vestdanmark.

Effekttilstrækkelighedsindikatorer

Det overordnede output fra effekttilstrækkelighedsberegninger er nogle primære effekttilstrækkelighedsindikatorer, som beskriver effekttilstrækkeligheden for hvert elprismråde på gennemsnitlig basis over ét år.

Indikator	Typisk enhed	Beskrivelse
LOLE (Loss of Load Expected)	Timer/år	Forventet antal situationer, 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, som ikke kan dækkes af produktion og import. Måler størrelsen af effekt mangelsituationer.
Effektminutter	Minutter/år	Forventet antal afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed. 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.*

Generelt vurderes risikoen for manglende effekttilstrækkelighed også at være stigende over i tid i flere af Danmarks nabolande, specielt på kontinentet og i Storbritannien viser resultaterne en forhøjet i risiko i 2030. Derfor vil det i flere situationer ikke være muligt for Danmark at importere fra hverken kontinentet og/eller Storbritannien, selvom forbindelserne hertil er tilgængelige, fordi landene på den anden side af forbindelserne ikke har et overskud af energi at kunne eksportere. Særlig relevant for Danmark er effektsituationen i Tyskland, da det er vores stærkest forbundne elektriske nabo, men Tyskland er også tæt forbundet til en række andre lande. Risikoen for samtidig effekt mangel i et større område på tværs af lande vurderes således forhøjet i 2030 sammenlignet med i dag.

Effekttilstrækkelighedsberegningerne er behæftet med betydelig usikkerhed, da en stor mængde datainput ligger til grund for beregningerne. Således er usikkerheden for resultaterne større på længere sigt frem mod 2030, da usikkerheden om datainput her er størst. Derfor kan resultaterne også ændre sig betydeligt fra år til år, når inputdata opdateres. Elsystemet kan i den periode udvikle sig meget, og derfor kan effekttilstrækkeligheden blive udfordret før eller senere. Robustheden af resultaterne belyses nærmere i de efterfølgende afsnit.

Resultaterne er, ud over data-usikkerheden, behæftet med en vis mængde stokastisk støj, hvilket betyder, at man ikke nødvendigvis får identiske resultater, hvis man gentager den samme beregning. Det skyldes de stokastiske havarier af produktionskapacitet og udlandsforbindelser i modellen. Det vurderes fx, at effektminutterne for prognosen i 2030 med 95 pct. sandsynlighed vil konvergere mod et niveau inden for et interval på ca. +/- 20 pct. omkring de angivne resultater, hvis et uendeligt antal gennemregninger foretages. 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.

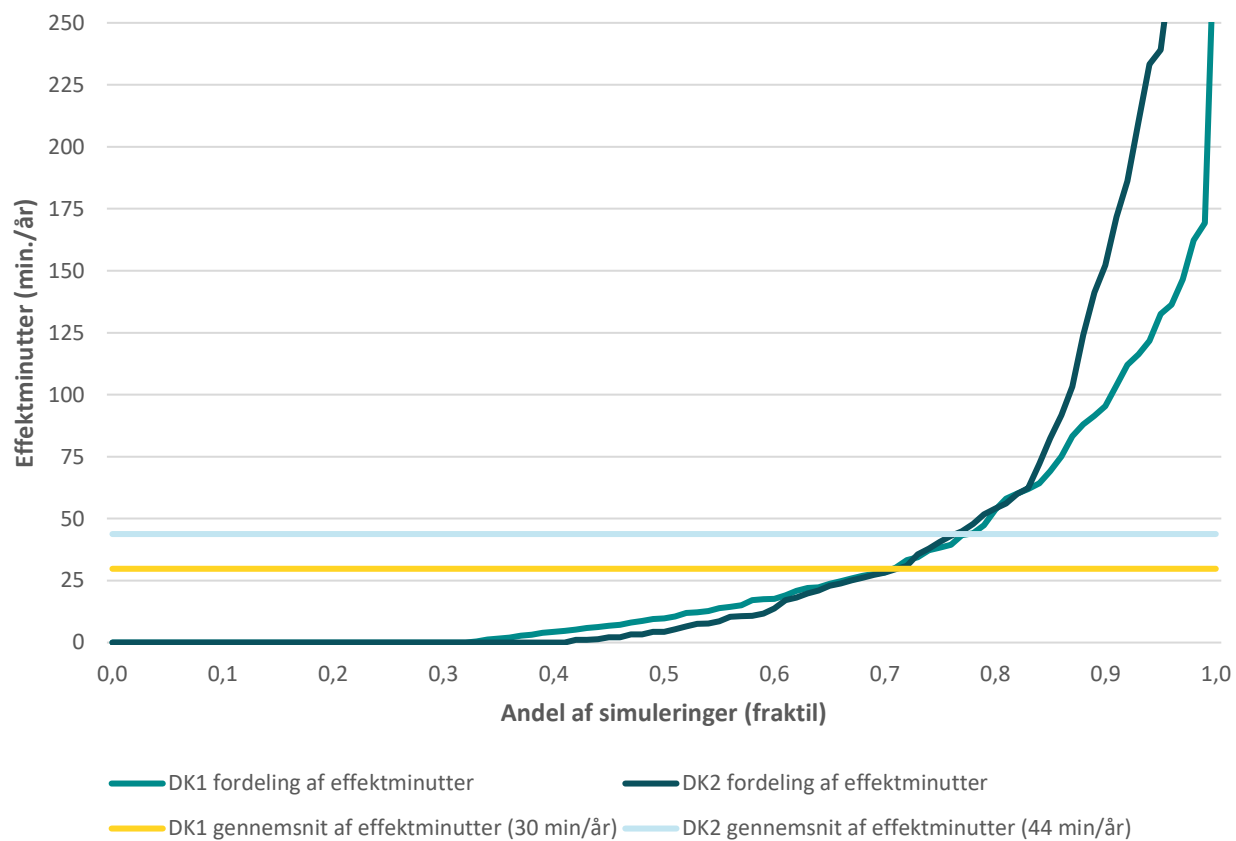
År	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	0	0	0	0,0	~99,9999
2023	0	0	0	0,0	~99,9999
2025	0	6	6	0,0	~99,9999
2027	1	56	58	0,2	99,9998
2030	30	1.840	1.892	3,8	99,9943

Tabel 3 Resultater for Vestdanmark i udvalgte år i perioden 2020-2030.

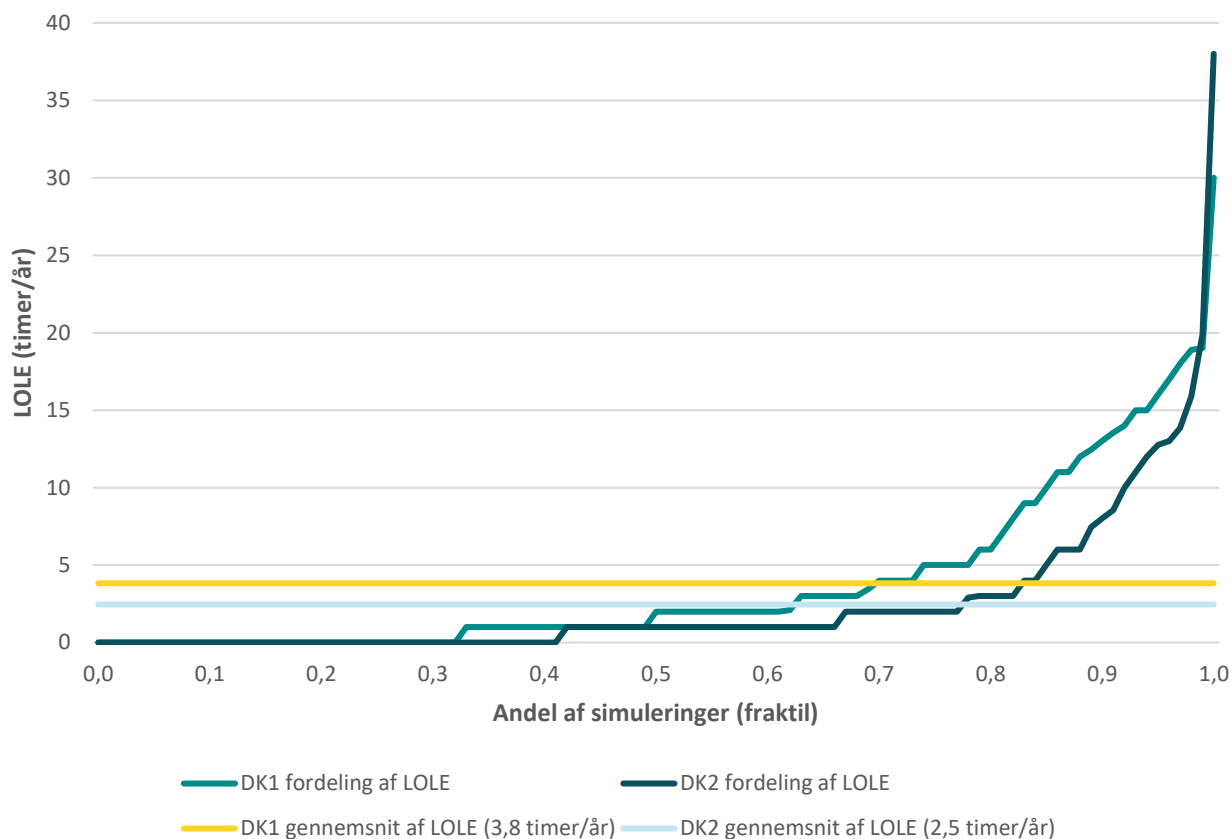
År	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	0	5	6	0,0	~99,9999
2023	0	8	8	0,0	~99,9999
2025	1	35	37	0,1	99,9998
2027	7	196	208	0,6	99,9987
2030	44	1.394	1.434	2,5	99,9917

Tabel 4 Resultater for Østdanmark i udvalgte år i perioden 2020-2030.

Resultaterne for hvert år i Tabel 3 og Tabel 4 angiver et gennemsnit på tværs af 306 gennemregninger, som hver effekttilstrækkelighedssimulering består af. Figur 16 og Figur 17 viser, hvordan fordelingen af henholdsvis effektminutter og LOLE over simuleringen for 2030 ser ud. Figurerne viser blandt andet, at ca. 1/3 af gennemregningerne for 2030 giver ingen timer med effektmangel i Vestdanmark, mens andelen er ca. 2/5 for Østdanmark. Yderligere viser fordelingen over effektminutter, at Østdanmark har større risiko i 2030 for at have effektminutter på over 60 minutter pr. år. Betragtes fordelingen for LOLE, viser den fx, at halvdelen af simuleringerne i 2030 giver mere end 1 time/år med manglende effekttilstrækkelighed i Vestdanmark, mens det i Østdanmark kun er i 1/3 af simuleringerne.



Figur 16 Fordeling af effektminutter i simuleringen af 2030. Bemærk, én simulering består af 306 gennemregninger.



Figur 17 Fordeling af LOLE i simuleringen af 2030. Bemærk, én simulering består af 306 gennemregninger.

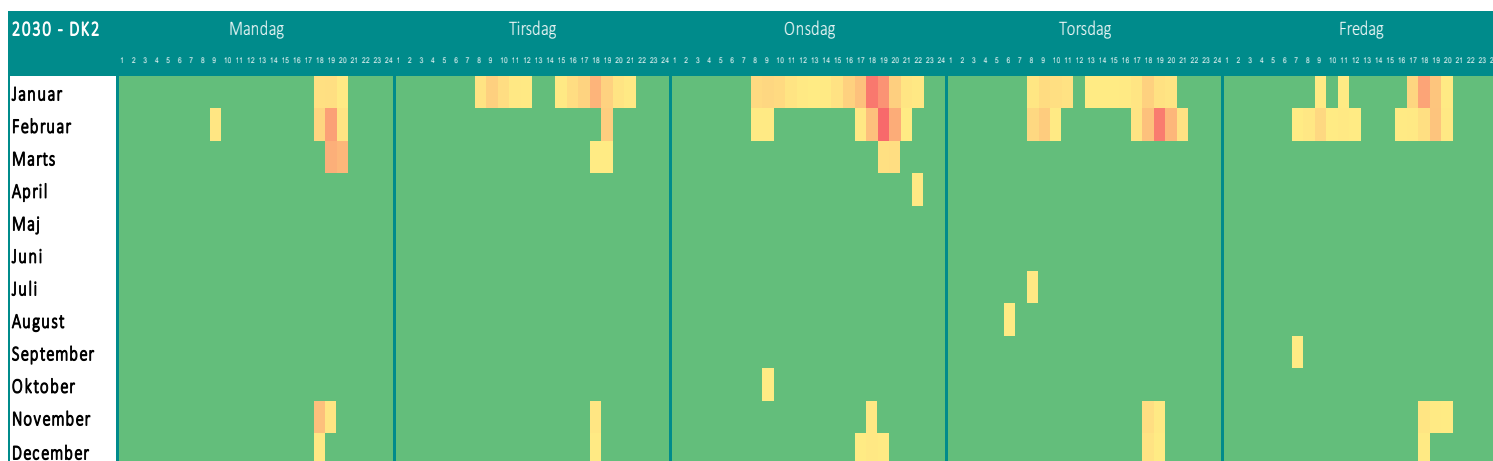
De 34 benyttede klimaår giver i kombination med de stokastiske havarier på kraftværker og udlandsforbindelser variationen i indikatorerne på tværs af en simulering. Der er således visse klimaår, som viser flere effektminutter, og visse som viser færre. Tabel 5 viser, hvordan effekttilstrækkelighedsvurderingerne påvirkes ved betragtning af forskellige grupper af klimaår. Fx reduceres effektminutterne med ca. 1/3, hvis kun den nyeste halvdel af klimaårene anvendes.

2030 – prognose Klimaår	Effektminutter (min/år)		LOLE (timer/år)	
	DK1	DK2	DK1	DK2
Alle 34 (1982-2015)	30	44	3,8	2,5
Seneste 17 (1999-2015)	20	28	2,7	1,6
Seneste 10 (2006-2015)	25	38	3,5	2,2
5 værste (1985-1987,1997,2010)	116	203	14,5	10,9
Uden 5 værste	15	16	2,0	1,0

Tabel 5 2030-resultater for forskellige grupper af klimaår. Bemærk, den stokastiske støj er større, jo færre klimaår, der betragtes i tabellen, det vil sige, 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. Der kan således være perioder i løbet af året, hvor risikoen er større end årsgennemsnittet.

Effekt manglen opstår typisk, når en vis mængde elproduktionskapacitet er ude af drift, elproduktionen fra vind og sol er forholdsvis lav, og elforbruget er relativt højt. Specielt relationen til forbruget underbygges i Figur 18, som for 2030 viser, hvordan risikoen for effekt mangel hen over året fordeler sig i Østdanmark. Det fremgår, at effekt mangelsituationer typisk forekommer i vinterhalvåret, særligt i januar og februar, 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 nettariffer, der kan tilskynde udskydelse eller unkladelse af elforbrug i disse timer, vil derfor forventeligt betyde en afhjælpning af situationer med potentielt manglende effekttilstrækkelighed.



Figur 18 Fordeling af effektminutter på måned, ugedag og time i døgn (1-24) i 2030 i Østdanmark. Jo rødere nuancer, jo større vurderes risikoen for manglende effekttilstrækkelighed. Lørdag og søndag er udeladt, da de kun er grønne på tværs af måneder og time i døgn.

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 3 og Tabel 4 viser stort set nul, vurderes der ikke at være væsentlige ændringer på kort sigt. For perioden 2025-2030 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 og 2030. De specifikke ændringer, der måtte være fra år til år frem mod 2030, 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. 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 for 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 sine følsomhedsanalyser, så risikoen for effekttilstrækkeligheden vurderes bedst muligt taget usikkerheden i forudsætninger i betragtning.

Energistyrelsens *Analyseforudsætningerne til Energinet 2019* giver et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem, hvilket danner grundlag for Energinets prognose for effekttilstrækkelighed. Da hastigheden af den ovenfor beskrevne udvikling er forbundet med stor usikkerhed, er det relevant at analysere følsomheden af effekttilstrækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger.

Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed stiller krav om, at Energinet skal udarbejde et antal følsomhedsanalyser samt relevante alternativer til prognoser for effekttilstrækkelighed, som vil medføre et ændret niveau af elforsyningsikkerhed. 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 afsnit 6.3. Forskellen er, at ændringerne undersøgt under alternative prognoser, kan Energinet til en vis grad påvirke.

6.4.1 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed

Energinet har belyst tre forskellige håndtag, som kan medføre et ændret niveau af effekttilstrækkelighed og dermed udgør alternative prognoser for effekttilstrækkeligheden. De tre håndtag er ændring af udlandskapaciteten, markedsreformer til understøttelse af forbrugsfleksibilitet og indførelse af en strategisk reserve. I effekttilstrækkelighedsberegninger vil forbrugsfleksibilitet og strategisk reserve under visse antagelser have samme effekt på resultaterne, hvorfor de behandles i samme afsnit herunder.

6.4.1.1 Alternative prognoser for udlandsforbindelser

Udlandskapacitet vil have betydning for de danske importmuligheder og derved kunne påvirke den danske effekttilstrækkelighed. 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 henholdsvis Norge, Sverige og Polen. Resultaterne fremgår af Tabel 6.

Levetiden for Skagerrak 1 og 2 er ved at have nået sin levetid, og det samme er tilfældet for det ene af de to 400 kV-kabelsystemer i Øresund til Sverige²⁷. Undladelse af reinvestering i disse forbindelser vil mindske den danske udlandskapacitet med 500 MW til Vestdanmark uden Skagerrak 1 og 2 og 600 MW til Østdanmark i 2030 uden den ene 400 kV-forbindelse i Øresund. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i Danmark stige. Afbrudsminutterne for Danmark samlet estimeres under de nuværende forudsætninger at stige fra 35 minutter i 2030 til henholdsvis 59 og 52 afbrudsminutter uden Skagerrak 1 og 2 eller den ene Øresundsforbindelse. Stigningen i afbrudsminutter er størst i det danske elprisområde, hvor hver af de to udlandsforbindelser er tilsluttet.

En forbindelse til Polen fra Østdanmark er blevet undersøgt i ENTSO-Es TYNDP og har også været bragt på banen i kombination med etablering af Bornholm som energiø med store offshorevindmølleparker tilsluttet. En elforbindelse på 600 MW til Polen isoleret vurderes at mindske risikoen for afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed, primært i Østdanmark. Afbrudsminutterne på landsniveau falder fra ca. 35 minutter til 29 minutter i 2030.

²⁷ Det ene af de to 400 kV-kabelsystemer i Øresund er netop udskiftet i maj/juni 2020, mens det andet system, som er 10 år nyere, ligeledes står over for snarlig reinvestering.

I sidste års redegørelse undersøgte Energinet også konsekvensen af en yderligere forbindelse på 600 MW mellem Vestdanmark og Østdanmark. Effekten heraf på afbrudsminutterne var begrænset, da analyserne viste, at Østdanmark og Vestdanmark typisk vil være presset på effekttilstrækkeligheden samtidigt. Dette er også tilfældet i årets analyser. Effekten af ekstra kapacitet mellem de to danske elprisområder på effekttilstrækkeligheden vurderes derfor fortsat begrænset i 2030.

2030	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
Prognose	Vestdanmark	30	1.840	1.892	3,8	99,9943
	Østdanmark	44	1.394	1.434	2,5	99,9917
Ingen SK1&2	Vestdanmark	62	3.857	3.931	6,4	99,9882
	Østdanmark	52	1.660	1.714	3,0	99,9901
Øresund 700 MW	Vestdanmark	39	2.418	2.486	5,1	99,9926
	Østdanmark	76	2.387	2.496	6,4	99,9855
DK2-PL 600 MW	Vestdanmark	27	1.662	1.709	3,7	99,9949
	Østdanmark	33	1.058	1.089	1,9	99,9937

Tabel 6 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed i 2030 ved ændring på udlandsforbindelser.

Energinets omkostninger ved reinvesteringerne vurderes at være henholdsvis ca. 1,5 mia. DKK²⁸ for Skagerrak 1 og 2 og ca. 0,5 mia.²⁹ DKK for Øresundsforbindelsen. Investeringsomkostningen i en forbindelse på 600 MW til Polen vurderes at være ca. 2,5 mia. DKK³⁰ for Energinet. Bemærk, alle omkostningsestimater er grove overslag. Med en afskrivningsperiode på 40 år vil tiltagens investeringsomkostninger medføre følgende ændringerne i Energinets tarif i det antagne idriftsættelsesår 2030: 1) Ingen SK1&2 -0,19 øre/kWh, 2) Øresund 700 MW -0,06 øre/kWh, 3) DK2-PL 600 MW 0,32 øre/kWh.

For hvert af de tre tiltag for udlandskapacitet kan en skyggepris beregnes, når alene forbindelsernes konsekvens for effekttilstrækkeligheden medregnes. Skyggeprisen beregnes ved at sammenholde effekten på forventet ikkeleveret energi (specifikt ændringen i EUE-indikatoren i forhold til prognosen) over levetiden med omkostningen/besparelsen ved tiltagene. Skyggeprisen kan også forklares som den break-even-pris for ikkeleveret energi, der sikrer, at nutidsværdien af investering og værdi for effekttilstrækkelighed balancerer. De beregnede skyggepriser³¹ for de tre tiltag er:

- Ingen SK1&2 35 DKK/kWh,
- Øresund 700 MW 16 DKK/kWh,
- DK2-PL 600 MW 256 DKK/kWh.

De beregnede skyggepriser indikerer, at reinvestering i Øresund 400 kV-forbindelsen giver størst forventet værdi pr. investeret krone, hvis alene konsekvensen for effekttilstrækkeligheden betragtes. Sammenholdes skyggepriserne med

²⁸ Beløbet dækker etablering af en ny forbindelse på 700 MW til erstatning af de nuværende Skagerrak 1 og 2 og stammer fra analyserne i Nordic Grid Development Plan 2019 (juni 2019). Beløbet forudsætter, at Energinet betaler ca. halvdelen af de samlede investeringsomkostninger.

²⁹ Beløbet er inklusive nødvendig reinvestering af de interne 400 kV-luftledninger på Sjælland, som forbinder Øresundskablerne med det danske elsystem.

³⁰ Beløbet er baseret på estimat fra ENTSO-Es TYNDP18 og forudsætter, at Energinet betaler ca. halvdelen af de samlede investeringsomkostninger.

³¹ Bemærk, beregningen er baseret på en række simplificerede antagelser. Det være sig meget grove omkostningsestimater, som fordeles ligeligt over 5 år forud for idriftsættelse, idriftsættelse i 2030, 40 års levetid, og effekten på effekttilstrækkeligheden (ændringen i EUE specifikt) antages konstant og lig 2030-værdien over hele levetiden. Endelig er andre samfundsøkonomiske effekter end investering og effekttilstrækkelighed ikke inddraget. Yderligere anvendes den samfundsøkonomiske reale kalkulationsrente i beregningen baseret på Finansministeriets vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger fra 2017 (4 pct. de første 35 år, derefter 3 pct.).

estimerer for VoLL, ligger de beregnede skyggepriser for reinvesteringerne i både Skagerrak 1 og 2 og Øresundsforbindelsen under typiske VoLL-estimerer for Danmark³², mens skyggeprisen for Polen-forbindelsen ligger over. Det indikerer, at alene med effektilstrækkelighedskonsekvenser for øje er de to reinvesteringer mod Norden samfundsøkonomisk fordelagtige, mens en Polen-forbindelse ikke alene kan retfærdiggøres herudfra.

Nye udlandsforbindelser kan også have andre væsentlige samfundsøkonomiske effekter (fx handelsgevinster), som ikke er vurderet og medtaget i beregningen af skyggeprisen. Derfor kan de beregnede skyggepriser ikke bruges til at konkludere, om de betragtede ændringer i Danmarks udlandskapacitet er samfundsøkonomisk rentable. Det vil kræve dybere analyser. Samfundsøkonomisk kan der fortsat være høj værdi i en udlandsforbindelse, selvom værdien af effektilstrækkeligheden er lille. I analyserne her i redegørelsen er den samlede samfundsøkonomiske værdi ikke undersøgt.

Det skal bemærkes, at hvis risikoen for effektmangel stiger yderligere over levetiden, vil skyggepriserne forventeligt blive lavere. Det skyldes, at det antages, at mængden af ikkeleveret energi i hele levetiden svarer til mængden beregnet for 2030. Hvis mængden af forventet ikkeleveret el stiger efter 2030, vil skyggeprisen derfor blive mindre. Set over en længere periode kan skyggepriserne derfor svinge, også afhængigt af hvilke andre tiltag der gennemføres.

6.4.1.2 Flexibelt elforbrug og/eller strategisk reserve

I effektilstrækkelighedsberegninger vil forbrugsfleksibilitet og en strategisk reserve³³ have samme effekt på effektilstrækkelighedsresultaterne, hvis det antages, at kapaciteten, uafhængigt af om det er på forbrugs- eller produktionssiden, vil være tilgængelig i alle de simulerede timer med effektmangel.

Baseret på prognosen for effektilstrækkelighed har Energinet vurderet den forventede betydning af ekstra kapacitet, uafhængigt af om kapaciteten kommer fra forbrugsfleksibilitet eller additionel produktionskapacitet. Vurderingen baseres på en efterbehandling af prognosen for 2030. Da vurderingen er en efterbehandling, er det estimerede værdier, som indgår i tabellen, hvilket medfører større usikkerhed om resultaterne. Derudover betragtes hver landsdel isoleret, så de situationer, hvor kapacitet i den ene landsdel kan afhjælpe manglende effektilstrækkelighed i begge landsdele samtidigt, er ikke medtaget i vurderingen. Dette vurderes kun at have marginal betydning.³⁴

Resultaterne i Tabel 7 og Tabel 8 viser fx, at der skal ca. 600-700 MW ekstra kapacitet til i Vestdanmark for at bringe effektminutterne ned på ca. 5 min./år, mens det i Østdanmark skal ca. 700-800 MW til. Resultaterne viser også, at den marginale reduktion i risikoen for effektmangel er faldende, jo mere kapacitet der tilføres systemet. Dette hænger sammen med, at risikoen for manglende effektilstrækkelighed ikke er lineær som funktion af kapacitet i systemet, men nærmere eksponentiel. Endelig viser resultaterne også sammenholdt med resultaterne i foregående afsnit om udlandskapacitet, at ekstra indenlandsk kapacitet, om det så er på forbrugs- eller produktionssiden, har relativt stor værdi i effektmangelsituationer sammenlignet med ekstra udlandskapacitet.

³² Se nærmere om VoLL i tekstboks i afsnit 1.3 og 4.2.1.

³³ Flexibelt elforbrug kan også være del af en strategisk reserve.

³⁴ Energinet har foretaget en beregning for 2030 på prognosen, hvor der samtidig er tillagt henholdsvis 300 MW og 200 MW flexibelt elforbrug i Vestdanmark og Østdanmark. Resultatet af denne simulering giver 15 og 31 effektminutter og 2,3 og 1,9 LOLE i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark, det vil sige omtrent samme resultat, som den separate efterbehandling præsenteret her.

2030 Ekstra kapa- citet	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
Prognose	Vestdanmark	30	1.840	1.892	3,8	99,9943
100 MW	Vestdanmark	23	1.483	-	3,3	99,9955
200 MW	Vestdanmark	19	1.174	-	2,8	99,9965
300 MW	Vestdanmark	14	915	-	2,3	99,9972
400 MW	Vestdanmark	11	702	-	1,9	99,9979
500 MW	Vestdanmark	8	530	-	1,5	99,9984
600 MW	Vestdanmark	6	395	-	1,2	99,9988
700 MW	Vestdanmark	5	290	-	0,9	99,9991
800 MW	Vestdanmark	3	209	-	0,7	99,9994
900 MW	Vestdanmark	2	148	-	0,5	99,9996
1000 MW	Vestdanmark	2	104	-	0,4	99,9997

Tabel 7 Effektilstrækkelighedsindikatorer ved ekstra kapacitet enten fra forbrugs- eller produktionssiden i effektman- gelsituationer i 2030-prognosen. Resultaterne er baseret på en efterbehandling af 2030-beregningen, hvorfor EUE ikke beregnes.

2030 Ekstra kapa- citet	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
Prognose	Østdanmark	44	1.394	1.434	2,5	99,9917
100 MW	Østdanmark	36	1.166	-	2,1	99,9932
200 MW	Østdanmark	30	963	-	1,9	99,9944
300 MW	Østdanmark	24	783	-	1,7	99,9954
400 MW	Østdanmark	19	621	-	1,5	99,9964
500 MW	Østdanmark	15	478	-	1,4	99,9972
600 MW	Østdanmark	11	350	-	1,2	99,9979
700 MW	Østdanmark	7	243	-	1,0	99,9986
800 MW	Østdanmark	5	155	-	0,8	99,9991
900 MW	Østdanmark	3	91	-	0,5	99,9995
1000 MW	Østdanmark	1	45	-	0,3	99,9997

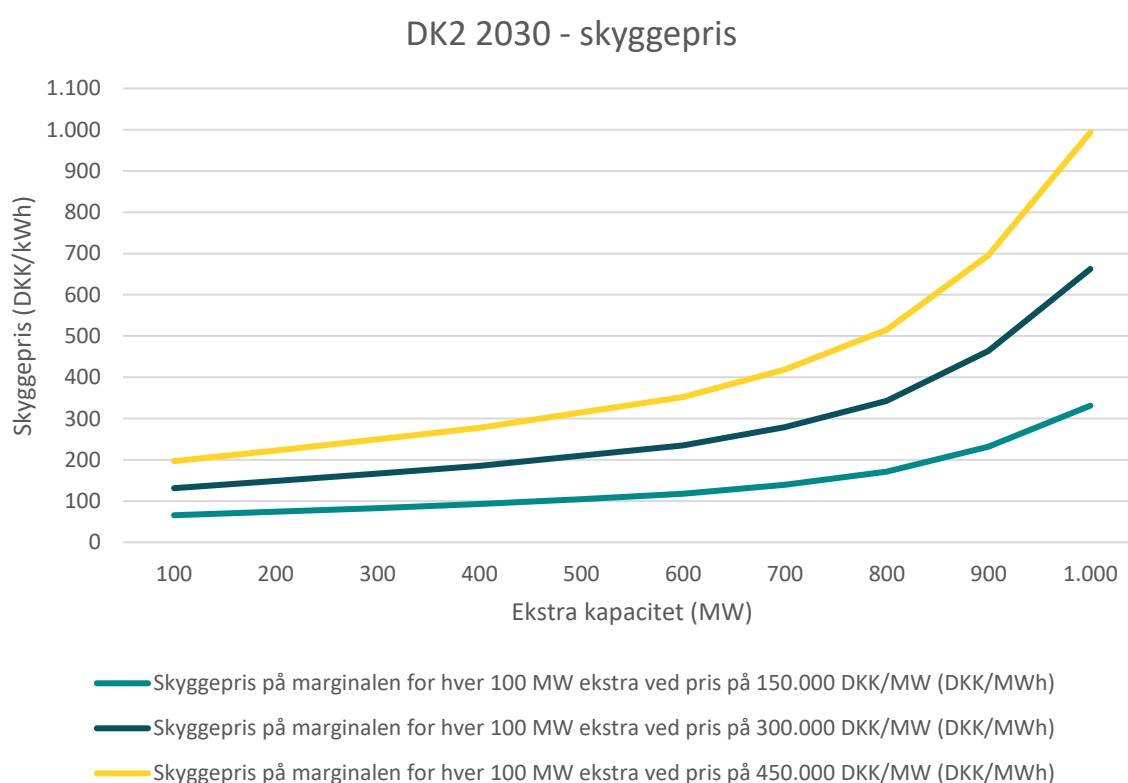
Tabel 8 Effektilstrækkelighedsindikatorer ved ekstra kapacitet enten fra forbrugs- eller produktionssiden i effektman- gelsituationer i 2030 prognosen. Resultaterne er baseret på en efterbehandling af 2030-beregningen, hvorfor EUE ikke beregnes.

Det er ikke muligt at vurdere omkostningen ved tiltag, der sikrer en bestemt mængde fleksibelt elforbrug, da både om- kostning og effekt ved et konkret tiltag er både meget vanskeligt og usikkert at estimere. Beregning af skyggepriser for tiltag til sikring af fleksibelt elforbrug, som vil understøtte effektilstrækkeligheden, er derfor ikke foretaget.

For en strategisk reserve vil de eksakte omkostninger blive fastsat på baggrund af et udbud på markedsvilkår. Omkost- ningen vil blandt andet afhænge af selve udbudsbetingelserne og størrelsen på den indkøbte strategiske reserve. Stør- relsen på en eventuel strategisk reserve vil skulle fastsættes med regelmæssige mellemrum på baggrund af udviklingen

i effekttilstrækkelighedssituationen i Danmark. Hvis det er eksisterende produktionskapacitet, der bydes ind, vil omkostningen kunne ligge i omegnen af 150.000 DKK/MW pr. år, mens etablering af ny spidslastkapacitet kan medføre omkostninger i intervallet 300.000-500.000 DKK/MW pr. år. Omkostningerne vil afhænge af anlæggenes type og størrelse. Hvis det modsat er afbrydeligt forbrug, der bydes ind som strategisk reserve, er omkostningerne usikre.

Figur 19 illustrerer, hvordan skyggeprisen for en strategisk reserve vil afhænge af effekten på forventet ikkeleveret energi og omkostningen til reserven. Skyggeprisen for hver 100 MW ekstra indkøbt som strategisk reserve vurderes at være stigende, dels fordi den marginale effekt på ikkeleveret energi er faldende, jo mere kapacitet der tilføres systemet, dels vurderes omkostningen for hver ekstra 100 MW også potentielt at være stigende. Figuren viser fx, at skyggeprisen for hver 100 MW af de første 200 MW ekstra kapacitet kun er lavere end den forbrugsvægtede VoLL på 150 DKK/kWh fra DAMVAD-rapporten, hvis omkostningen for kapaciteten er ca. 300.000 DKK/MW eller mindre. Omvendt vil op til ca. 700 MW ved en omkostning på ca. 150.000 DKK/MW være mindre end DAMVAD-rapportens forbrugsvægtede VoLL på 150 DKK/kWh.



Figur 19 Skyggeprisen for en strategisk reserve i Østdanmark i 2030 ved forskellige størrelser af reserve og omkostningsniveau.

6.4.2 Følsomheder på effekttilstrækkelighed

Energinet har undersøgt tre overordnede følsomheder og deres påvirkning af effekttilstrækkelighedsvurderingerne. Det drejer sig om, den tilgængelige mængde af termisk kapacitet i Danmark til at understøtte effekttilstrækkeligheden, den tilgængelige mængde af termisk kapacitet i udlandet og opnåelse af 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætningen.

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. Hastigheden af udfasningen er behæftet med betydelig usikkerhed.

I Energinets base case-beregninger 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.³⁵ I ENTSO-Es MAF og forventeligt også i de kommende europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger baseret på *Clean Energy Package* medtages manuelle reserve ikke med argumentet om, at deres primære formål ikke er at understøtte effekttilstrækkeligheden. Uden inkludering af de manuelle reserver er det effekttilstrækkeligheden i spotmarkedet, som belyses, og reelt giver det en mere konservativ tilgang til effekttilstrækkelighedsvurderinger.

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 2030 med ca. 300 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 600 MW mindre kapacitet i Østdanmark. Konkrete usikkerheder vedrørende den fremtidige driftsklare termiske kapacitet er fx omkring den eksisterende kapacitet indkøbt som manuelle reserver i Østdanmark på lange 5-årige kontrakter, da et nyt markedsdesign implementeres allerede fra 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.

Spotmarkeds-effekttilstrækkelighed/mindre termisk kapacitet	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2025	Vestdanmark	0	16	17	0,1	~99,9999
	Østdanmark	9	253	270	1,0	99,9983
2030	Vestdanmark	62	3.837	3.912	6,7	99,9883
	Østdanmark	138	4.349	4.501	8,6	99,9738

Tabel 9 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved udeladelse af manuel reservekapacitet/mindre termisk kapacitet i vurderingerne. 282 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 623 MW mindre kapacitet i Østdanmark.

Resultaterne i Tabel 9 for 2025 og 2030 sammenlignet med prognosen i Tabel 3 og Tabel 4 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 i 2030 vurderes risikoen høj for afkobling af elforbrug, hvis der udfases yderligere termisk kapacitet sammenlignet med forudsætningerne i AF2019. Resultaterne i Tabel 9 er det rette sammenligningsgrundlag, hvis Energinets effekttilstrækkelighedsvurderinger skal sammenlignes med de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-Es MAF, se afsnit 6.4.2.4.

³⁵ 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 eldistributionsnettene, det vil sige samme responstid som manuelle reserver, antages alle manuelle reserver inkluderet i modelleringen og dermed at bidrage til opretholdelse af effekttilstrækkeligheden.

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 2030.

Siden udarbejdelsen af Energinets udlandsdata er der blandt andet to nye tendenser i udlandet, som potentielt vil kunne påvirke den danske effekttilstrækkelighed betragteligt. Dels har Tyskland besluttet en kuludfasningsplan, som blandt andet fastsætter et delmål for den tilbageværende elproduktionskapacitet på kul i 2030. Ifølge planen skal den tyske kulkraftkapacitet være reduceret til ca. 17 GW i slutningen af 2030. Det er ca. 7 GW mindre tysk kulkraftkapacitet end i Energinets base case-forudsætninger i 2030. En anden tendens er, at atomkraftkapaciteten i Frankrig forventeligt fastholdes i betydeligt større omfang end i Energinets base case-forudsætninger. I udkastet til scenarierne i ENTSO-Es TYNDP2020 (Ten Year Network Development Plan 2020) er der således ca. 58 GW atomkraft i Frankrig på tværs af de tre scenarier. Det er ca. 20 GW mere fransk atomkraft end i Energinets base case-forudsætninger.

2030	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
Prognose	Vestdanmark	30	1.840	1.892	3,8	99,9943
	Østdanmark	44	1.394	1.434	2,5	99,9917
DE kulexit	Vestdanmark	73	4.515	4.637	9,5	99,9861
	Østdanmark	105	3.335	3.450	5,5	99,9800
DE kulexit + FR-atomkraft	Vestdanmark	17	1.031	1.054	1,9	99,9968
	Østdanmark	30	951	975	1,5	99,9944

Tabel 10 Effektilstrækkelighedsvurderinger ved ændringer i udlandet i 2030.

Resultaterne i Tabel 10 illustrerer, hvor stor betydning forudsætningsændringer i udlandet kan have for de danske effekttilstrækkelighedsvurderinger. Implementeres den tyske kul-exitplan i Energinets beregninger, mere end fordobles risikoen for effektmangel i Danmark. Kombineres den tyske kul-exitplan med betydeligt mere atomkraft i Frankrig, er resultaterne tæt på halveret i forhold til base case-prognosen. Det viser, at selv store ændringer i Frankrig, som Danmark ikke er direkte forbundet til, vil forventeligt påvirke den danske effekttilstrækkelighed afgørende.

6.4.2.3 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætning

Opnåelse af 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætningen i 2030 afspejles ikke i AF2019. I forbindelse med Energinets analysearbejde er der udarbejdet to scenarier, (her benævnt blå og gult), som sigter på en understøttelse af reduktionsmålsætningen.³⁶ Det pointeres, at der findes et utal af veje til opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen, og derfor er der usikkerhed omkring konsekvensen for elsystemet til understøttelse af målsætningen. De to undersøgte scenarier er blot to mulige veje.

Effekten af disse to scenarier er undersøgt i effekttilstrækkelighedsberegninger for 2030. En væsentlig antagelse i beregningerne er, at PtX-anlæggene i de to scenarier antages fuldt fleksible i den forstand, at anlæggene ikke antages at forbruge el i situationer med en presset effekttilstrækkelighed i elsystemet på grund af meget høje elpriser. De implementerede forskelle mellem AF2019 og de to scenarier fremgår af Tabel 11. Scenarierne er også kørt i en kombination

³⁶ Scenarierne udspringer blandt andet af en workshop, som blev afholdt i december 2019 (<https://energinet.dk/Om-os/Arrangementer/Workshop-LUP-121219>), og hænger også tæt sammen med Energinets analyse "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind" offentliggjort i marts 2020 (<https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/Systemperspektiver-70-pct-og-havvind>).

med den første følsomhed beskrevet i afsnit 6.4.2.1, da øget udbygning med produktionskapacitet fra vind og sol potentielt kan fremskynde udfasningen af termisk kapacitet yderligere.

2030	Vestdanmark (DK1)			Østdanmark (DK2)		
	AF2019	Blåt Ændring ift. AF2019	Gult	AF2019	Blåt Ændring ift. AF2019	Gult
Produktionskapacitet (MW)						
Havvind	2.366	2.000	1.000	1.712	0	0
Landvind	3.907	1.117	1.117	714	186	186
Sol	2.929	0	5.400	1.995	0	3.600
Bruttoelforbrug (GWh)						
Vejtransport	1.400	862	862	1.367	841	841
Individuelle varmepumper	1.828	615	326	1.258	407	210
Samlet elforbrug	33.196	1.477	1.188	17.066	1.249	1.052

Tabel 11 Overblik over de implementerede ændringer i forhold til AF2019 i de to scenarier, blåt og gult, i effekttilstrækkelighedsanalyserne. Bemærk, scenarierne indeholder også væsentligt elforbrug til PtX-anlæg, men da disse anlæg ikke antages at forbruge el ved effekt mangelsituationer på grund af meget høje elpriser, er PtX-elforbrug ikke medtaget.

Resultaterne i Tabel 12 indikerer, at opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen i 2030 vil øge risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i elsystemet sammenlignet med AF2019. Hvis opnåelse af reduktionsmålsætningen betyder yderligere udfasning af termisk kapacitet sammenlignet med AF2019, vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed stige betragteligt.

2030	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
Prognose	Vestdanmark	30	1.840	1.892	3,8	99,9943
	Østdanmark	44	1.394	1.434	2,5	99,9917
Blåt scenarie	Vestdanmark	37	2.383	2.440	4,3	99,9930
	Østdanmark	61	2.082	2.138	3,3	99,9885
Gult scenarie	Vestdanmark	34	2.214	2.247	4,1	99,9935
	Østdanmark	50	1.704	1.747	2,8	99,9905
Blåt scenarie + mindre termisk kapacitet	Vestdanmark	63	4.063	4.151	6,3	99,9881
	Østdanmark	178	6.081	6.278	11,7	99,9661
Gult scenarie + mindre termisk kapacitet	Vestdanmark	61	3.959	4.038	6,2	99,9883
	Østdanmark	150	5.052	5.220	9,5	99,9715

Tabel 12 Effektilstrækkelighedsvurderinger ved to alternative scenarier, blåt og gult, i 2030, som sigter på opfyldelse af 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætningen. Begge scenarier er ligeledes kombineret med følsomheden med mindre termisk kapacitet svarende til undladelse af manuel reservekapacitet til understøttelse af effekttilstrækkeligheden (282 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 623 MW mindre kapacitet i Østdanmark).

6.4.2.4 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 2019, MAF 2019.

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 meget landespecifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen under udetid. Analyserne i MAF 2019 er foretaget i fem forskellige simuleringstværs (herunder BID) for 2021 og 2025. For Danmark er forudsætninger omkring elforbrug og elproduktionskapacitet baseret på AF2018.

MAF 2019 base case viser altovervejende en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed på tværs af Europa fra 2021 til 2025. De overordnede resultater for Østdanmark fremgår af Tabel 13, mens resultaterne for Vestdanmark er stort set nul på tværs af år og scenarie. Resultaterne i base case er på niveau med Energinets sammenlignelige resultat for 2025 i Tabel 9.

MAF 2019 indeholder følsomheden low-carbon sensitivity for 2025, hvor udfasningen af termisk kapacitet i Europa generelt accelereres. I Danmark fjernes i følsomheden 700 MW termisk kapacitet i Vestdanmark. Der fjernes således ikke kapacitet i Østdanmark. I følsomhedsscenariet fordobles risikoen for effektmangel i Østdanmark både baseret på effektminutter og LOLE, da effektminutterne stiger til 25 minutter/år og LOLE bliver 1,4. Risikoen i Vestdanmark materialiseres også i resultaterne, da effektminutterne bliver 1 minut/år og LOLE bliver 0,1 time/år. Igen stiger risikoen for effektknaphed på kontinentet, da det er her, den overvejende del af termisk kapacitet fjernes sammenlignet med base case. Som det tidligere er pointeret, vil en presset effektsituation på kontinentet, og særligt i Tyskland, have stor betydning for danske vurderinger af effekttilstrækkeligheden, fordi det danske elsystem er så godt forbundet hertil.

Østdanmark	MAF 2019	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2021	Base case	6	140	0,4	99,9989
2025	Base case	12	320	0,7	99,9978
2025	Low-carbon sensitivity	25	680	1,4	99,9953

Tabel 13 Effektilstrækkelighedsindikatorer for Østdanmark i ENTSO-Es MAF 2019. Effektminutter og leveringssikkerhed er beregnet af Energinet baseret på EENS. Bemærk MAF-studierne medtager ikke mFRR-kapacitet til understøttelse af effektilstrækkeligheden, hvorfor Energinets resultater i Tabel 9 er det rette sammenligningsgrundlag.

7. Appendiks B – Ordforklaring

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.

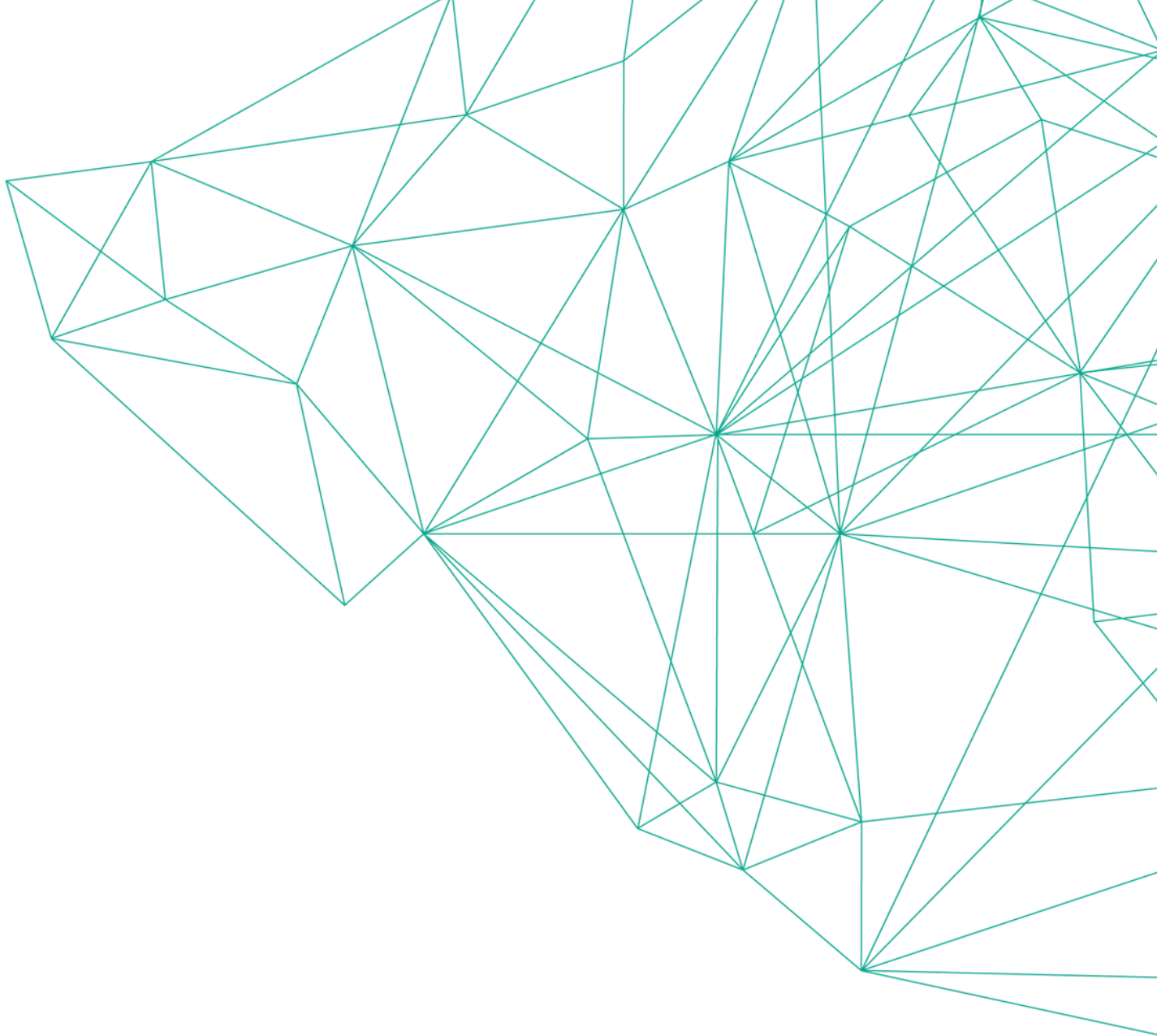
Igennem redegørelsen er officielle dokumenter og love angivet med *kursiv* i teksten.

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 der 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 et 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 elprisområde
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 afstande 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 afstande 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.
Energinet Elsystemansvar	Energinet Elsystemansvar A/S er en del af Energinet-koncernen. Elsystemansvar har ansvar for opretholdelsen af den danske elforsyningsikkerhed og drive det danske eltransmissionsnet. Herudover også at bidrage til markedsudvikling på elområdet og en målrettet forsknings- og innovationsindsats.
Energinet Eltransmission	Energinet Eltransmission A/S er en del af Energinet-koncernen. Eltransmission arbejder med optimering, vedligeholdelse og udvikling af det danske eltransmissionsnet.
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 market coupling tilgang	Mekanisme til markedskobling af forskellige elmarkeder, hvor flow-based tilgangen til bestemmelse af den tilgængelig transmissionskapacitet mellem elprismråder anvendes. Flow-based tilgangen er én metode til at fastlægge transmissionskapacitet mellem elprismråder, 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
El-systemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

KOLOFON

Forfatter: HKT/DGR
Dato: 13. november 2020