

ENERGINET

REDEGØRELSE FOR
ELFORSYNINGSSIKKERHED

2022

Resumé

Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2022 beskriver den forventede udvikling i elforsyningssikkerheden. Ifølge *Lov om elforsyning*¹ har klima-, energi- og forsyningsministeren ansvaret for elforsyningssikkerheden og fastsætter niveauet herfor. Energinet skal, ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.*², årligt udarbejde en redegørelse for elforsyningssikkerheden til ministeren med en anbefaling om det fremtidige niveau for elforsyningssikkerhed.

Energinet giver i *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2022* en anbefaling af dette niveau, i form af et samlet planlægningsmål for 2032 på i alt 38 afbrudsminutter.

Planlægningsmålet er sammensat af to elementer:

- Energinets anbefaling vedrørende effekttilstrækkelighed og eltransmissionsnettet på i alt 7 afbrudsminutter i 2032.
- Netvirksomhedernes fremskrivning til 31 afbrudsminutter i 2031 på eldistributionsniveau.

Det nuværende niveau for elforsyningssikkerhed er højt og svarer til i alt ca. 20 afbrudsminutter pr. år, hvilket betyder, at danskerne har strøm i kontakterne i gennemsnitligt 99,996 pct. af tiden. Planlægningsmålet på 38 afbrudsminutter svarer til en elforsyningssikkerhed på 99,993 pct. Selvom ændringen i absolutte minutter synes stor, er den overordnede ændring i elforsyningssikkerhed målt i procent, marginal.

Denne redegørelse er udarbejdet på et tidspunkt, hvor elsystemet er under hastig forandring, og de tiltag, der skal sikre en fortsat høj elforsyningssikkerhed, er således også under forandring.

I sammenhæng med planlægningsmålet er det Energinets anbefaling at udvikle nye tiltag for at afhjælpe de udfordringer for effekttilstrækkeligheden, der kan forudses på længere sigt. Disse udfordringer vil især være relateret til særlige situationer med meget lav elproduktion fra vind og sol. Udfordringen forventes at være større i Øst- end i Vestdanmark, hvilket skyldes, at forbindelserne til udlandet og dermed muligheden for at trække effekt udefra er større i Vest- end i Østdanmark.

I forhold til planlægningsmålet for 2032 og opretholdelse af en høj elforsyningssikkerhed ser Energinet i de kommende år et aldrende elnet både på eldistributions- og eltransmissionsniveau samt en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed som to afgørende opmærksomhedspunkter.

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

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

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

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

Beskrivelsen af udviklingen på eldistributionsniveau er udarbejdet på baggrund af input fra netvirksomhederne, som står for elforsyningen på de lavere spændingsniveauer i elnettet. Målet på 31 minutter på eldistributionsniveau bygger på netvirksomhedernes fremskrivning af antallet af afbrudsminutter og ligger lidt højere end tidligere års fremskrivninger. Fremskrivningen er forbundet med usikkerhed, især relateret til stigningen i elforbrug.

Analyserne i denne redegørelse viser i lighed med tidligere år en stigende risiko for effektmangel. Dette er især relateret til nedgang i den regulerbare termiske kapacitet og en generel stigning i elforbruget. Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med usikkerheder, især på langt sigt. Hertil kommer, at omstillingen i elsystemet er accelereret af en ændret geopolitisk situation i Europa med kraftig fokus på udbygning af vedvarende energi og nedbringelse af afhængigheden af importeret naturgas.

Energinets beregninger af effekttilstrækkelighed er derfor suppleret med en række følsomhedsberegninger for at illustrere relevante potentielle situationer for effekttilstrækkeligheden i fremtiden.

For at nå det anbefalede planlægningsmål er det nødvendigt at udbygge elsystemet med nye teknologier, tydelige pris-signaler og effektive markeder, der kan sikre en høj grad af fleksibilitet i efterspørgslen og udbuddet af el.

Det danske eltransmissionssystem er tæt forbundet med nabolandenes eltransmissionssystemer, hvilket understøtter den danske elforsyningssikkerhed. Dog ser vores nabolande ind i den samme udviklingstendens som den danske, med færre regulerbare enheder og højere elforbrug. En væsentlig opdatering af beregningsforudsætninger i dette års redegørelse er relateret til vores nabolandes energisystemer, og opdateringen betyder, at effekttilstrækkeligheden på tværs af Europa vurderes mere anstrengt end sidste års analyser.

Det er nødvendigt med udbygning og forstærkning af elnettet, da mere og mere elektrisk energi skal transporteres igennem elnettet. I forhold til sikring af nettilstrækkeligheden er det Energinets vurdering, at elnettet skal udbygges samtidigt med et stort fokus på reinvesteringer for at udbedre det aldrende elnet. Energinet anbefaler som minimum at fortsætte reinvesteringerne på det planlagte niveau ³.

Desuden skal Energinets vigtige arbejde med fortsat sikring af høj robusthed og systemsikkerhed i elsystemet understreges. Ud over den udvikling, som ses på effekttilstrækkelighed, betyder den grønne omstilling og udfasningen af kraftværker baseret på fossile brændsler, at en række af de anlæg, der i dag er med til at sikre systemsikkerheden i elsystemet, udfases. Kraftværkernes store roterende masse samt deres evne til at støtte spændingen under hændelser er med til at holde elsystemet stabilt. I Energinets arbejde er der fokus på, at andre anlæg og kraftværker med nye grønne teknologier kan overtage denne rolle.

Sammenfattende står elforsyningssikkerheden og elsystemet overfor en fremtid med udfordringer. For at nå planlægningsmålet i 2032 anbefaler Energinet en særlig indsats, der kan understøtte den langsigtede effekttilstrækkelighed.

Samtidig kræver den grønne omstilling og elektrificeringen, at elnettet udbygges, og at nye teknologier bringes i spil til at sikre systemsikkerheden.

³ Jævnfør Energinets langsigtede udviklingsplan: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Energinets-Langsigtede-Udviklingsplan-2022>

Hastig grøn omstilling stiller større krav til fleksibilitet og nye løsninger

Energisystemet er under forandring. I kølvandet på Ruslands invasion af Ukraine er der et skærpet geopolitisk fokus på forsyningsikkerhed i Europa og ønske om en hurtigere grøn omstilling. Det ændrer elsystemet, og rammerne for at sikre elforsyningsikkerheden er dermed også under forandring.

Det nye elsystem er drevet frem af udbygningen med vedvarende energikilder og elektrificeringen af samfundet, hvor både elforbrug og -produktion stiger markant.

En større og større andel fluktuerende vedvarende energi betyder, at kravene til fleksibilitet i elsystemet vokser. De traditionelle termiske og regulerbare værker leverer en mindre del af energien i takt med den grønne omstilling, mens produktionen fra VE-kilder som sol og vind svinger naturligt, afhængigt af vejret. For at sikre den fremtidige fortsatte balance mellem udbud og efterspørgsel af elektricitet i tid og geografi er der brug for at udbygge og supplere elsystemet med nye teknologier, tydelige prissignaler og effektive markeder, der kan sikre en høj grad af fleksibilitet i efterspørgslen og udbuddet af el.

En fluktuerende elproduktion baseret på vedvarende energi betyder en mindre grad af samtidighed mellem forbrug og produktion. I fortidens elsystem fulgte produktionen i høj grad udviklingen i efterspørgslen og forbruget, mens der i fremtiden i højere grad vil være brug for at gøre forbruget fleksibelt i forhold til udsvingene i produktionen.

Batterier og andre former for energilagre, får sammen med bæredygtig biomasse og grønne gasser i elproduktionen, forventeligt en større rolle i sikringen af den tilstrækkelige effekt på alle tider af døgnet og ved balanceringen af efterspørgsel og udbud af elektricitet. Samtidig skal der fokus på at udbygge og forbedre mulighederne for fleksibilitet i efterspørgslen for alle typer af forbrugere.

Prissignaler er afgørende for at skabe fleksibilitet. Effektive markeder med tydelige prissignaler er vigtige for at sikre den fornødne fleksibilitet hos forbrugere og producenter. I tilfælde af pressede effektsituationer kan der endog være behov for en betydelig fleksibilitet. I fremtidens elsystem skal forbrugere og producenter således opleve et tilstrækkeligt økonomisk incitament til at agere fleksibelt. Høj elforsyningsikkerhed har en pris, og de forventeligt højere priser i situationer med presset effekttilstrækkelighed skal forbrugerne og producenter have en mulighed for at reagere på.

Et nyt energisystem kræver nye løsninger, og vurderingen af den fremtidige efterspørgsel skal ikke blot analysere den energi, som de enkelte aktører efterspørger, men også tidspunktet herfor. Nye løsningsmodeller skal ligeledes fokusere på, hvilke energitjenester (fx opvarmning, drift af maskiner, transport) der ligger bagved den efterspurgte energi. Samt ikke mindst hvorvidt disse tjenester kan tilvejebringes mere fleksibelt, og hvilke incitamenter og digitale platforme der skal til for at flytte energitjenesten til andre tidspunkter af døgnet eller ugen eller i perioder måske helt udelade disse tjenester.

Der er brug for at belønne fleksible forbrugere og understøtte nye teknologier i effektive markeder. Med nye teknologiske og markedsmæssige muligheder er det ikke nødvendigt, at alle aktører og forbrugere efterspørger det samme produkt med hensyn til sikkerhed for levering.

Hastigheden i elsystemets omstilling er accelereret af den ændrede geopolitiske situation i Europa og et aktuelt fokus på kraftig udbygning af vedvarende energi og nedbringelse af afhængigheden af importeret naturgas. Uanset den ekstra usikkerhed, der aktuelt er omkring det planlægningsgrundlag, der kan bruges ved langsigtede fremskrivninger, så tyder meget på, at energisektorens traditionelle værdikæder afløses af et mere komplekst system af nye aktører med

forskellige roller og funktioner. Sektorkobling og tværgående planlægning kommer til at spille en større rolle i det fremtidige elsystem.

Hertil kommer, at den hastige udbygning med vedvarende energi øger kravene til renovering og udbygning af elnettet og desuden kræver, at nye teknologier bringes i spil til fortsat sikring af stabiliteten i elnettet.

Energinet arbejder for at muliggøre og udnytte nye koblinger mellem el- og gassystemet samt koblinger mellem energisektoren og andre sektorer. Energinet medvirker til at skabe det rette fundament for, at aktørerne i energisektoren kan yde deres bidrag til den grønne omstilling.

Opgaven er grundlæggende den samme – men hastigheden i elsystemets omstilling er accelereret. Forudsætningerne for at sikre en høj elforsyningssikkerhed er ændret, og nye løsninger skal udvikles. For at opfylde klimamålsætningerne og komme i mål med den grønne omstilling af elsystemet skal flere forskellige nye teknologier og løsninger sættes i spil, også på tværs af de traditionelle sektorer.

Indhold

1. Anbefaling og perspektiver	8
1.1 Nye udfordringer for elforsynings sikkerheden	8
1.2 Energinets anbefaling af niveau for elforsynings sikkerhed	9
1.3 Liste med tiltag for at opnå planmålet i 2032	14
1.4 Fokuspunkter i den langsigtede udvikling	15
2. Hvad er elforsynings sikkerhed?	18
2.1 Elforsynings sikkerhed og elnettets opbygning	19
3. Status på elforsynings sikkerheden	21
4. Effektilstrækkelighed	24
4.1 Udvikling i elforsynings sikkerheden – effektilstrækkelighed	24
4.1.1 Prognosen frem til og med 2032	24
4.1.2 Følsomhedsanalyser	27
4.1.3 RFE22-sammenligning med ERAA 2021	28
4.1.4 RFE22-sammenligning med RFE21	28
4.1.5 Langsigtede perspektiver	29
4.2 Effektilstrækkelighed og elmarkedet	31
4.2.2 Situationer med effektmangel kræver hurtig fleksibilitet	32
4.2.3 Flexibilitetsmonitorering	33
4.2.4 Højere elpriser øger incitamentet til fleksibilitet	34
4.2.5 Markedsreformer og tiltag til at øge flexibilitetsressourcer	36
5. Eltransmissionsnettet	39
5.1 Nettillstrækkelighed	39
5.1.1 Reinvesteringer	39
5.1.2 Risikovillighed	40
5.1.3 Nye netprodukter	40
5.2 Robusthed	41
5.2.1 Sikring af robusthed i fremtiden	42
5.3 IT-sikkerhed i Energinet	43
6. Eldistributionsnettene	45
6.1 Udvikling i elforsynings sikkerheden – eldistributionsnettene	45
6.1.1 Fremskrivning for DK1 og DK2	47
6.1.2 Betydning af øget elforbrug	47
6.1.3 Udvikling i afbrudsminutter efter 2032	49
6.2 Igangværende og forventede tiltag (eldistributionsnettene)	49
6.2.1 Ændring af reinvesteringsniveauet	49
6.2.2 Investering i fjernbetjente og -overvågede netstationer:	50
6.3 Yderligere tiltag med henblik på at begrænse antal afbrudsminutter	50
6.3.1 Asset management-systemer og digitalisering	50
6.3.2 Flexibilitet og afbrydelighed	51

Forord

I *Lov om elforsyning* og i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* er specificeret en række krav til Energinets årlige redegørelse for elforsyningssikkerhed, herunder at Energinet afgiver en anbefaling for et niveau for fremtidens elforsyningssikkerhed.

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

Redegørelsen er sendt til klima-, energi- og forsyningsministeren den 15. november 2022, og den samlede anbefaling er sammensat af Energinets anbefaling på eltransmissionsniveauet og en videregivelse af netvirksomhedernes fremskrivning på eldistributionsniveau.

Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2022 er et udtryk for Energinets faglige vurderinger. Hertil kommer selvstændige bidrag fra netvirksomhederne. Vurderingerne deles ikke nødvendigvis af klima- energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne. Redegørelsen fokuserer på den langsigtede udvikling, mens der parallelt hermed arbejdes med aktuelle konsekvenser for elforsyningssikkerheden relateret til blandt andet den anspændte gasforsyning.

I sammenhæng med denne redegørelse er der udarbejdet en *Bilagsrapport til Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2022*. Bilagsrapporten består af afbrudsstatistikken for 2021, en uddybning af de beregninger og forudsætninger, der er anvendt til redegørelsens fremskrivninger af effekttilstrækkelighed og et metodenotat om de beregningsmæssige metoder samt en ordliste.

Læsevejledning til selve redegørelsen:

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

Kapitel 2 beskriver og definerer elementerne i elforsyningssikkerhed.

Kapitel 3 beskriver de vigtigste nøgletal for elforsyningssikkerheden. Der henvises i øvrigt til Bilagsrapportens bilag I om afbrudsstatistik for 2021.

Kapitel 4 beskriver den forventede udvikling i relation til effekttilstrækkelighed sammen med en uddybning af de tiltag, der vurderes nødvendige for at opnå anbefalingen, herunder udvikling på elmarkedet. Der henvises i øvrigt til bilag II og III i Bilagsrapporten med uddybning af beregningerne vedrørende effekttilstrækkelighed.

Kapitel 5 beskriver den forventede udvikling i relation til eltransmissionsnettet og de tiltag, der vurderes nødvendige for at opnå anbefalingen.

Kapitel 6 beskriver den forventede udvikling i relation til eldistributionsnettene og de tiltag, der vurderes nødvendige for at opnå anbefalingen.

1. anbefaling og perspektiver

1.1 Nye udfordringer for elforsyningsikkerheden

Energinet arbejder for at omstille energisystemet til vedvarende energi med en fortsat høj forsyningsikkerhed og til en pris, der kan betales. Afvejningen af disse hensyn sker inden for den grønne og internationale ramme, der omgiver den danske elforsyning.

I slutningen af 2021 begyndte energipriserne at stige på verdensplan. Det er i 2022 blevet markant forstærket af den russiske invasion af Ukraine, som påvirker energimarkedene. Det har ført til nye stigninger i energipriserne og bekymringer over EU's evne til at sikre sin energiforsyning. Som konsekvens heraf har EU på stats- og regeringschefniveau iværksat en række initiativer til at udfase EU's afhængighed af fossile brændsler fra Rusland, og samtidig hermed accelerere den grønne omstilling. Parallelt med EU-initiativerne arbejdes der også nationalt med tiltag, som kan mitigere udfordringerne på kort sigt, og som kan integrere mere vedvarende energi.

Elsystemet er under forandring og de tiltag, der skal sikre en fortsat høj elforsyningsikkerhed, er også under forandring. Dette års redegørelse og vurderingen af fremtidens forsyningsikkerhed er udarbejdet på et tidspunkt, hvor den geopolitiske situation i Europa er under forandring, og hvor energipolitikken i både Danmark og generelt i Europa ændrer sig markant og hastigt. Hastigheden i elsystemets omstilling er accelereret med fokus på kraftig udbygning med vedvarende energi og på nedbringelse af afhængigheden af importeret naturgas, jævnfør blandt andet *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022*, fra juni 2022.

Som udgangspunkt har Danmark under normale forsyningsforhold en høj elforsyningsikkerhed, og det har været tilfældet i en lang årrække. Samtidig har Danmark øget andelen af vedvarende energikilder i elforsyningen, og med den fortsatte grønne omstilling forventes en 100 pct. VE-dækning i 2030.

Udbygningen med vedvarende og fluktuerende energikilder og den samtidige udfasning af regulerbar termisk kapacitet betyder imidlertid, at der fra omkring år 2030 må forventes en øget risiko for, at der kan opstå særlige situationer, hvor elsystemet i kortere perioder kan blive udfordret i fuldt ud at dække den samlede efterspørgsel fra elforbrugere i Danmark.

Det skal understreges, at en sådan effektmangel endnu ikke har ført til afbrud, hverken i Danmark eller elektrisk forbundne nabolande. Det er Energinets vurdering, at selvom sådanne situationer med effektmangel kun forventes at opstå relativt sjældent, er det nødvendigt med et forøget fokus på afhjælpning af disse fremtidige udfordringer.

Flere udlandsforbindelser er under etablering og planlægning, herunder energiø-projekter med tilhørende udlandsforbindelser. Dette styrker elforsyningsikkerheden, om end at muligheden for at trække effekt fra vores nabolande mindskes, i takt med at Danmarks nabolande også ser ind i en fremtid med mindre regulerbar termisk kraft.

De fluktuerende vedvarende energikilder, ofte med placeringer langt fra forbrugsstederne, stiller krav til elnettets robusthed og fleksibilitet. Det er nødvendigt med udbygning og forstærkning i elnettet, da mere og mere elektrisk energi i fremtiden skal transporteres igennem det. Sammenholdt med en nødvendig vedligeholdelse af det nuværende og nogle steder aldrende elnet er fortsatte investeringer i det danske elnet både på distributions- og transmissionsniveau derfor nødvendige. De nye energipolitiske tiltag og planer om kraftig udbygning af VE, herunder mere havvind, øger kravene til udbygning af elnettet.

Qua den grønne omstilling og udfasningen af kraftværker baseret på fossile brændsler sker der også en udfasning af anlæg, som i dag er med til at støtte spændingen og sikre systemsikkerheden i elsystemet. Energinet arbejder derfor for at sikre, at nye teknologier og andre anlæg kan bringes i spil for fortsat at sikre systemsikkerheden i elsystemet, herunder også kraftværker baseret på grønne teknologier.

Det skal understreges, at denne redegørelse primært fokuserer på den langsigtede udvikling frem mod og efter 2032. Aktuelle forsynings spørgsmål kan også have betydning for den langsigtede udvikling, men adresseres ikke specifikt i denne redegørelse og håndteres i andet regi og via Energinets almindelige drift og overvågning.

1.2 Energinets anbefaling af niveau for elforsyningsikkerhed

Klima-, energi- og forsyningsministeren fastsatte den 15. februar 2022 et planlægningsmål på 35 afbrudsminutter for 2031. På baggrund af de nye analyser med et opdateret datagrundlag i årets redegørelse fremlægger Energinet en række fremskrivninger gældende til og med 2032. Energinet anbefaler for **2032** et planlægningsmål på 38 afbrudsminutter.

I sammenhæng med dette planlægningsmål er det desuden Energinets anbefaling at udvikle nye tiltag for at afhjælpe de særlige udfordringer for effekttilstrækkeligheden, der på langt sigt kan forudses at opstå i kortere perioder, hvor der er begrænset produktion fra sol og vind.

Planlægningsmålet udtrykker et fremtidigt niveau for det årlige gennemsnitlige antal afbrudsminutter for den danske elforbruger i 2032. Et planlægningsmål på 38 afbrudsminutter svarer til en elforsyningsikkerhed på 99,993 pct. De danske elforbrugere har i de sidste ca. 10 år oplevet i gennemsnit ca. 20 afbrudsminutter pr. år, hvilket svarer til en elforsyningsikkerhed på 99,996 pct. Den største del af den forventede stigning i antal afbrudsminutter er relateret til eldistributionsnettene.

Den forventede stigning i antallet af afbrudsminutter udtrykker de udfordringer, som elforsyningen generelt står overfor i de kommende år, herunder de særlige udfordringer, der kan opstå i forhold til effekttilstrækkeligheden på længere sigt og som Energinet anbefaler at adressere med nye tiltag.

Det er Energinets vurdering, at det for samfundet vil være uforholdsmæssigt dyrt at opretholde det helt samme høje niveau af elforsyningsikkerhed som hidtil. De nødvendige tiltag vil endvidere forventeligt være vanskelige at opnå statsstøttegodkendelse til i henhold til den europæiske regulering. Det er desuden Energinets vurdering, at selvom elforbrugere i enkelte situationer kan komme til at opleve flere eller længere afbrud, qua stigningen fra gennemsnitligt ca. 20 til 38 afbrudsminutter, så vil den danske samfundsøkonomi ikke blive væsentligt påvirket af en ændring i elforsyningsikkerheden fra de nævnte 99,996 pct. til 99,993 pct.

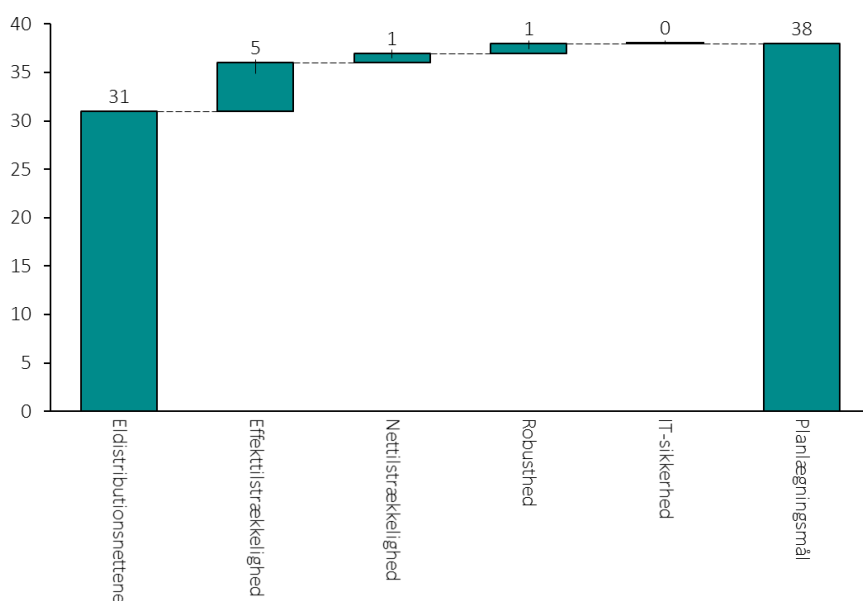
Anbefalingen opdelt på eltransmissions- og eldistributionsniveau.

Frem mod 2032 forventes både i eltransmissionsnettet og i eldistributionsnettene en stigning i det gennemsnitlige antal afbrudsminutter, en kunde oplever pr. år, og dermed en vis nedgang i elforsyningsikkerheden.

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

Desuden vil det stigende elforbrug og den fortsatte udfasning af fossilt baseret termisk kapacitet og indfasning af fluktuierende vedvarende energi udfordre effekttilstrækkeligheden efter 2030. Det fordrer en nøje overvågning af situationen, og at fokus rettes på elmarkedets understøttelse af effekttilstrækkeligheden, gennem øget fleksibilitet i forbrug og produktion og udvikling af nye tiltag.

Den samlede anbefaling på 38 afbrudsminutter fordeler sig på de forskellige dele af forsyningsikkerheden, som illustreret i Figur 1 nedenfor.



Figur 1 Planlægningsmål for 2032.

Som det fremgår af figuren, så er 5 afbrudsminutter relateret til manglende effekttilstrækkelighed, det vil sige manglende evne til at dække den samlede efterspørgsel efter el. Et præcist mål for antallet af afbrudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed på længere sigt er meget usikkert at beregne. Energinet fastholder det hidtidige planlægningsmål for effekttilstrækkelighed, men påpeger, at planlægningsmålet bliver udfordret efter 2030, og Energinet anbefales også et særskilt fokus og indsats i forhold til disse udfordringer. Planlægningsmålet på 5 minutter udtrykker et gennemsnit, dækkende over at der i de fleste situationer vil være 0 eller tæt på 0 afbrudsminutter, men også at der i få og ekstreme situationer kan opstå effektutilstrækkelighed, som øger gennemsnittet til de nævnte 5 afbrudsminutter.

1 afbrudsminut er relateret til netttilstrækkelighed, som udtrykker eltransmissionsnettets evne til at levere strøm til forbrugerne. Ligeledes forventes 1 afbrudsminut relateret til robusthed, som dækker over eltransmissionsnettets evne til at modstå pludselige forstyrrelser og udfald, mens der forventes 0 afbrudsminutter relateret til IT-sikkerhed.

For eldistributionsnettene er planlægningsmålet 31 afbrudsminutter. Dette mål bygger på netvirksomhedernes fremskrivning af antal afbrudsminutter. I henhold til Bekendtgørelsen om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv. har Energinet adspurgt netvirksomhederne om deres forventning til udviklingen i elforsyningsikkerheden i eldistributionsnettene. Energinet har i lighed med tidligere år modtaget materiale fra netvirksomhederne

via Green Power Denmark, herunder et baggrundsnotat om data og metodik i netvirksomhedernes fremskrivning af afbrudsminutter.

Energinet videregiver hermed netvirksomhedernes fremskrivning til forventeligt ca. 31 afbrudsminutter i 2032. Energinet bemærker, at netvirksomhedernes fremskrivning bygger på en forudsætning om videreførelse af det nuværende reinvesteringsniveau i eldistributionsnettene på i alt 1,8 mia. DKK årligt. I lighed med tidligere år viser også dette års fremskrivning en tendens til stigende antal afbrudsminutter over tid, og til sammenligning viste sidste års fremskrivning knap 28 afbrudsminutter i 2031.

Det er Energinets vurdering, at netvirksomhedernes fremskrivning bygger på et geografisk mere dækkende datagrundlag end sidste års redegørelse. Der er dog usikkerhed forbundet med fremskrivningen, og især er der betydelig usikkerhed forbundet med konsekvensen af et stigende elforbrug og indregningen af dette i analysen. Hertil kommer en vis usikkerhed forbundet med, at ikke alle komponenttyper i nettet er præcist vurderet i forhold til fremtidige fejlrisici. Dog vurderer Energinet tillige, at der med metodeudviklingen og et forventet bedre datagrundlag er et godt grundlag for yderligere forbedring af fremskrivningerne i de kommende års redegørelser.

Frem til i dag har der i gennemsnit over den sidste 10-års periode været ca. 20 afbrudsminutter om året i eldistributionsnettene.

Et helt nyt energilandskab ændrer den forventede udvikling.

Energinets fremskrivninger vedrørende effekttilstrækkelighed i denne redegørelse bygger blandt andet på Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2021 (AF21) og på et opdateret beregningsgrundlag for vores nabolande i form af ENTSO-E's nye effekttilstrækkelighedsvurderinger, ERAA 2021. Begge de nævnte sæt af forudsætninger er nærmere beskrevet i afsnit 4.2 og i Bilagsrapporten.

Siden udgivelsen af AF21 og ERAA 2021 har der været en række nye og markante energi- og forsyningspolitiske tiltag i Danmark og i Europa. Forskellige mulige variationer af redegørelsens planlægningsgrundlag er belyst som følsomhedsberegninger i forhold til redegørelsens basis-scenarie, jævnfør afsnit 4.2 og Bilagsrapportens bilag 2.

Opdatering af forudsætninger giver nye resultater og det opdaterede datagrundlag især for udlandet betyder, at effekttilstrækkeligheden på tværs i Europa vurderes som væsentligt mere presset end sidste års analyser. For Danmark er antallet af afbrudsminutter relateret til effektmangel (effektminutter) på langt sigt markant højere end sidste års beregninger. Dette gælder for både Vest- og Østdanmark (DK1 henholdsvis DK2). Se nærmere i afsnit 4.1.1.

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



Figur 2 Forventet antal afbrudsminutter i det danske elsystem fra 2023 og frem til 2032, jævnfør redegørelsens prognose (basis-scenarie). Sammen med fremskrivningen er det anbefalede planlægningsmål markeret. Bemærk, at det anbefalede planlægningsmål er for et "normalt år", hvilket vil sige, at særlige hændelser ikke er dækket heraf. Dog er der i fremskrivningen af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden inkluderet alle sandsynlige hændelser for udfald. Fremskrivning af effekttilstrækkelighed og følsomhedsanalyser er nærmere beskrevet i afsnit 4.1.

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

Risiko for særlige hændelser

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

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

vil i sidste ende være en afvejning mellem, hvilke risikoscenarier man vælger at gardere sig imod og omkostningerne ved at foretage garderingerne.

Effekttilstrækkelighed – behov for nye tiltag

Med de rette incitamenter og rammebetingelser må det forventes, at elmarkedet kan reagere med større fleksibilitet, når der i fremtiden kan iagttages stigende priser i situationer med en presset effekttilstrækkelighed. Fremskrivningerne i redegørelsen indikerer, at der i det nuværende elmarked ikke umiddelbart synes at være tilstrækkelige incitamenter til at sikre den nødvendige produktionskapacitet eller tilstrækkelig forbrugs- og produktionsfleksibilitet, som er nødvendig for fuldt ud at understøtte effekttilstrækkeligheden på langt sigt. Udfordringerne forudses at kunne opstå i relativt få, men ekstreme situationer med overvejende kortvarige underskud af effekt, omkring og særligt efter 2030. Sådanne perioder med meget lav VE-produktion og effektunderskud benævnes ofte "Dunkel-flaute".

Dunkel-flaute

Dunkel-flaute er et udtryk (fra tysk, "mørk vindstilhed"), der anvendes til beskrivelse af situationer med vindstille og overskyet eller aften/nattidspunkter, hvor der kun produceres lidt eller ingen energi fra de vedvarende energikilder, sol og vind. Hvis sådanne situationer, typisk relativt kortere tidsperioder, er sammenfaldende med mangel på regulerbar elproduktion, begrænsede importmuligheder og et ikkefleksibelt elforbrug, kan Dunkel-flaute i kortere tidsperioder udfordre effekttilstrækkeligheden.

Fremskrivningen af afbrudsminutter udtrykker det forventede årlige gennemsnit af afbrud, og dette gennemsnit dækker over en, generelt set, sikker forsyning med ingen eller kun meget få afbrudsminutter i størsteparten af alle situationer. Hertil kommer nogle få mulige situationer, hvor effekttilstrækkeligheden kan blive væsentligt udfordret med store effektunderskud, og som derved øger det samlede gennemsnitstal til det ovenfor nævnte antal afbrudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed.

Der er brug for indenlandsk kapacitet og fleksibilitet til at understøtte effekttilstrækkeligheden, fordi de særlige og ekstreme situationer der kan forudses, typisk vil opstå på tidspunkter, hvor vores nabolande også vil opleve en presset effekttilstrækkelighed. Udbygning af transmissionslinjer til udlandet og nedsættelse af udetider på forbindelser vil generelt kunne understøtte effekttilstrækkeligheden i Danmark, men vil ikke nødvendigvis kunne afhjælpe det danske effektpres i alle de nævnte særlige situationer. Hvis Danmarks nabolande alternativt udbygger med yderligere aktiverbar kapacitet og fleksibilitet, vil der dog være mulighed for bedre at understøtte effektsituationen i Danmark.

Energinet anbefaler at undersøge og udvikle nye tiltag, der kan afhjælpe de særlige effektudfordringer, herunder en teknisk/økonomisk analyse af øget forbrugsfleksibilitet, ellagre, og muligheder for aktivering af regulerbar produktion. Potentialet for at nye transmissionslinjer til udlandet også kan understøtte effekttilstrækkeligheden bør ligeledes undersøges nærmere.

Hvis udviklingen af nye tiltag sammen med udviklingen i elmarkedet trods implementering af markedsreformer, ikke viser sig i stand til på længere sigt at understøtte en acceptabel effekttilstrækkelighed, vurderer Energinet, at en midlertidig strategisk reserve kan være et velegnet værktøj. Hvorvidt en strategisk reserve hensigtsmæssigt kan understøtte effekttilstrækkeligheden i de omtalte få, men ekstreme situationer med kortvarige underskud af effekt, bør dog

vurderes nærmere i sammenhæng med omkostningerne til etablering af en sådan reserve og mulige statsstøttekrav fra EU.

1.3 Liste med tiltag for at opnå planmålet i 2032.

Med et planlægningsmål er der tale om en overordnet målsætning for et gennemsnitligt fremtidigt niveau for elforsyningssikkerhed. Planlægningsmålet søges realiseret gennem opfølgende beslutninger og igangsættelse af en række forskellige tiltag. Effekten af de tiltag og udviklingstendenser, der kan påvirke elforsyningssikkerheden, viser sig typisk først over tid.

Igangværende og forventede tiltag for at opnå anbefalingen om planlægningsmålet på 38 afbrudsminutter i 2032 er samlet i nedenstående tabel.

Netvirksomhederne	
Nettilstrækkelighed og robusthed	<ul style="list-style-type: none"> - Reinvesteringsplaner. - Fjernkontrol installeres på netstationer. - Implementering af asset management-systemer og digitalisering, som kan hjælpe med ressourceoptimering i vedligehold og reinvesteringer. - Flexibilitet og afbrydelighed.
Energinet	
Effekttilstrækkelighed	<ul style="list-style-type: none"> - Forhøjelse af prislofter i elmarkedet (day-ahead og, intraday) - Markedskobling af reservemarkeder for at understøtte effekttilstrækkelighed. - Understøtte forbrugsflexibilitet (monitorering er igangsat). - Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning. - Flere og nye typer systemydelse. - Nye leverandører af flexibilitet. - Fokus på reinvesteringer/levetidsforlængelser af udlandsforbindelser. - Vurdering af mulige udlandsforbindelser blandt andet i forbindelse med energigjører. - Teknisk/økonomisk analyse af nye teknologier og flexibilitetspotentialer til afhjælpning af effekttilstrækkelighed ved Dunkel-flaute, herunder øget forbrugsflexibilitet, ellagre og aktivering af regulerbar produktion. - Vurdering af en eventuel midlertidig strategisk reserve i Danmark, herunder mulige EU-statsstøttekrav.
Nettilstrækkelighed	<ul style="list-style-type: none"> - Gennemføre reinvesteringer for at imødegå effekten af det aldrende elnet. - Øget risikovillighed ved i lokale situationer at afvige fra N-1 princippet fx under reinvesteringer og revision. Dette kan reducere elforsyningssikkerheden på kort sigt, men øger eksekveringsevnen for fx reinvesteringer og dermed påvirkes elforsyningssikkerheden positivt på længere sigt. - Udnytte den fulde kapacitet i elnettets komponenter og udbygge elnettet, så elnettet kan aftage og flytte elektriciteten fra nye elproduktionsenheder til elforbrugeren. - Nye netprodukter med afbrydelighed.
Robusthed	<ul style="list-style-type: none"> - Afklare risici ved flere inverterbaserede anlæg og færre traditionelle anlæg samt gennemføre tiltag til at reducere risici. - Skabe rammerne for at nye teknologier kan bidrage til at sikre robustheden.

	<ul style="list-style-type: none"> - Udnytte automatisering til at kunne drive nettet tættere på kanten. - Øge beredskab og vedligeholdet på kritiske komponenter for at forlænge levetiden.
IT-sikkerhed	- Fortsat kvalitetssikring af IT-systemer og forebyggelse af cyberangreb.

Energinet vurderer, at allerede igangsatte og forventede tiltag, jævnfør ovenstående tabel 1, kan opfylde det anbefalede planlægningsmål i 2032 – men også at dette skal ske i sammenhæng med den nødvendige analyse og udvikling af nye tiltag og understøttelse af effekttilstrækkeligheden i elmarkedet. Det er således nødvendigt med et særligt fokus på de udfordringer, der på længere sigt kan forudses i relation til effekttilstrækkelighed. I den forbindelse er det nødvendigt at udvikle en generelt større fleksibilitet både i fremtidens elforbrug og på produktionsniveau.

Tiltagene i tabel 1 er nærmere beskrevet i afsnittene 4.2, 5 og 6.2 og forventes ud over planlægningsmålet i 2032 også at bidrage til en langsigtet understøttelse af en fortsat høj elforsyningsikkerhed. Generelt er alle tiltag afgrænset af samfundsøkonomiske hensyn, der tilsiger, at omkostninger skal afbalanceres med planlægningsmålet.

1.4 Fokuspunkter i den langsigtede udvikling

I denne redegørelse anbefales et planlægningsmål for 2032. En række nye energi- og klimapolitiske planer og målsætninger i Danmark og i Europa vil sammen med udvikling af nye teknologier og markedsreformer påvirke udviklingen, også efter år 2032. Blandt de mange faktorer, som vil få betydning for fremtidens elforsyningsikkerhed og for arbejdet med de kommende års redegørelser, fokuseres i nedenstående på udvalgte vigtige rammebetingelser og udviklingstrends.

EU-rammer

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

Energinet forventer, at EU-beregningsmetoderne vil spille ind på anbefalede planlægningsmål i kommende års redegørelser. Energistyrelsen er i gang med en nærmere udredning af de forskellige parametre (VoLL, Value of Lost Load og CONE, Cost Of New Entry), der kan indgå i en dansk vurdering af effekttilstrækkelighed.

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

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

PtX og elforsyningsikkerheden

En række Power-to-X projekter er under udvikling i Danmark. Betegnelsen, Power-to-X eller PtX, dækker over konvertering af elektroner til molekyler. Først gennem elektrolyse, hvor vand gennem elektrisk energi ("power") – fra vind og sol – spaltes til brint og ilt. For en del PtX-projekter er brinten slutproduktet, mens det for andre projekter skal videreføres til fx ammoniak, methanol, Jetfuel mm. De forskellige former for slutprodukter betegnes som "X".

Brint eller brint lavet til grønne brændsler forventes på langt sigt at kunne udgøre et vigtigt element i en grøn brændselsforsyning til især skibsfart, luftfart og dele af industrien. Desuden forventes PtX også at bidrage til den nødvendige fleksibilitet, så store mængder elektricitet fra sol og vind kan integreres i elsystemet i Danmark.

Selve elektrolyseprocessen (el-til-brint) står for langt størstedelen af elforbruget i PtX-anlæg. Videreforædlingsprocesserne vil dog formentlig være kendetegnet ved et væsentligt mindre fleksibelt elforbrug end elektrolyse.

Hvordan elektrolyse over tid påvirker elforsyningsikkerheden, afhænger blandt andet af, hvor elektrolysen geografisk er placeret i forhold til vind- og sol-elproduktionen og hvor prisfleksibelt elektrolyseanlægget bliver drevet. Elektrolyse har den egenskab, at omkostninger til el udgør en meget stor del af de samlede omkostninger ved at producere elektrolysebrint. Der er med andre ord et kraftigt incitament til at drive et elektrolyseanlæg meget prisfleksibelt. Ved høje elpriser, som forventeligt kan opstå ved en udfordret effektilstrækkelighed, så vil det være dyrt at lade elektrolyseanlægget fortsætte med at køre. Omvendt vil elektrolysen have stort økonomisk incitament til at køre på fuld kraft i forbindelse med lave priser, som blandt andet opstår, når der er store mængder VE-elproduktion. Prisfleksibiliteten beskrevet ovenfor ift. til day-ahead-markedet gælder ligeledes i forhold til prissignalerne på systemydelsesmarkederne, hvor elektrolyse ligeledes vil have stærkt incitament til at agere i forhold til prissignalerne.

Elektrolysens evne til at agere prisfleksibelt i forhold til til elmarkedet afhænger dog af en høj grad af fleksibilitet hele vejen gennem den sektorkoblede værdikæde. Der skal således også være fuld fleksibilitet på brintsiden. Da det sjældent vil være et lokalt brintforbrug, der er lige så fleksibelt som en elprisoptimeret brintproduktion, så kræver fleksibilitet i større skala på brintsiden typisk adgang til rørført brintinfrastruktur ud til større brintmarkeder og undergrundslagere.

Anlæggenes størrelse, på op til gigawatt størrelsen, kan udfordre robustheden, hvis anlæggene pludselig afkobles fra elsystemet. Denne risiko håndteres gennem netregler, anlægsintegrations analyse og test. Hvis forbrug – og særligt fleksibelt forbrug – placerer sig nær vindmøller og solceller, så har PtX potentiale til at give en bedre udnyttelse af elinfrastrukturen og dermed – alt andet lige – en højere grad af både net- og effektilstrækkelighed i et givet net.

Dermed har elektrolyseanlæggene et potentiale til at levere brint og grønne brændsler og samtidig bidrage til balanceringen af elsystemet, foruden at der ved hensigtsmæssige placeringer kan opnås en bedre udnyttelse af elnettet.

Med de langsigtede udfordringer for effektilstrækkeligheden vil det være relevant også at undersøge fremtidige muligheder for regulerbar brændselsbaseret elproduktion – som spidslastproduktion. Der findes allerede i dag (gas)turbiner til elproduktion, der kan køre på ren brint. Hvis det ønskes, at spidslast elproduktion skal være grøn, så vurderes også brint-til-el som en realistisk mulighed.

Udlandsforbindelser og energiøer:

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

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

Etablering af energiøerne vil forventeligt øge den danske importkapacitet fra udlandet og dermed bidrage til understøttelse af effekttilstrækkeligheden. I Energinets implementering af Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2021 antages indtil videre en udlandsforbindelse på 1,2 GW mellem Bornholm-energiøen og Østdanmark og en forbindelse på 2 GW fra Tyskland til Bornholm-energiøen fra 2029.

Energinet vurderer, at den ekstra produktion af strøm fra vind ved Energiø Bornholm og tilhørende ekstra importmulighed fra Tyskland til det østdanske elsystem vil have en marginal positiv effekt på den danske effekttilstrækkelighed. Det skyldes, at det typisk er på tidspunkter med forholdsvis lav produktion af strøm fra vind, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er størst.

Energiøen i Nordsøen med mulige udlandsforbindelser til Vestdanmark og til Belgien på hver 1,5 GW forventes i drift efter 2032 og indgår således ikke i redegørelsens effektvurdering frem til og med 2032. På længere sigt og i lighed med energiø Bornholm vurderes energiøen i Nordsøen også at kunne bidrage positivt – om end beskedent – til den danske effekttilstrækkelighed.

I sidste års redegørelse viste analysen ligeledes, at energiøerne vil bidrage positivt om end beskedent til den danske effekttilstrækkelighed.

I forhold til systemsikkerhed vil energiø Bornholm potentielt øge den dimensionerende enhed (N-1) i det østdanske elsystem. Energinet har fokus på den heraf forøgede risiko for afbrud i elforsyningen og de nødvendige tiltag til at imødegå denne risiko. Håndteringen af systemsikkerhed generelt og det øgede behov for systemydelse er nærmere beskrevet i afsnit 5.2 og 4.2.

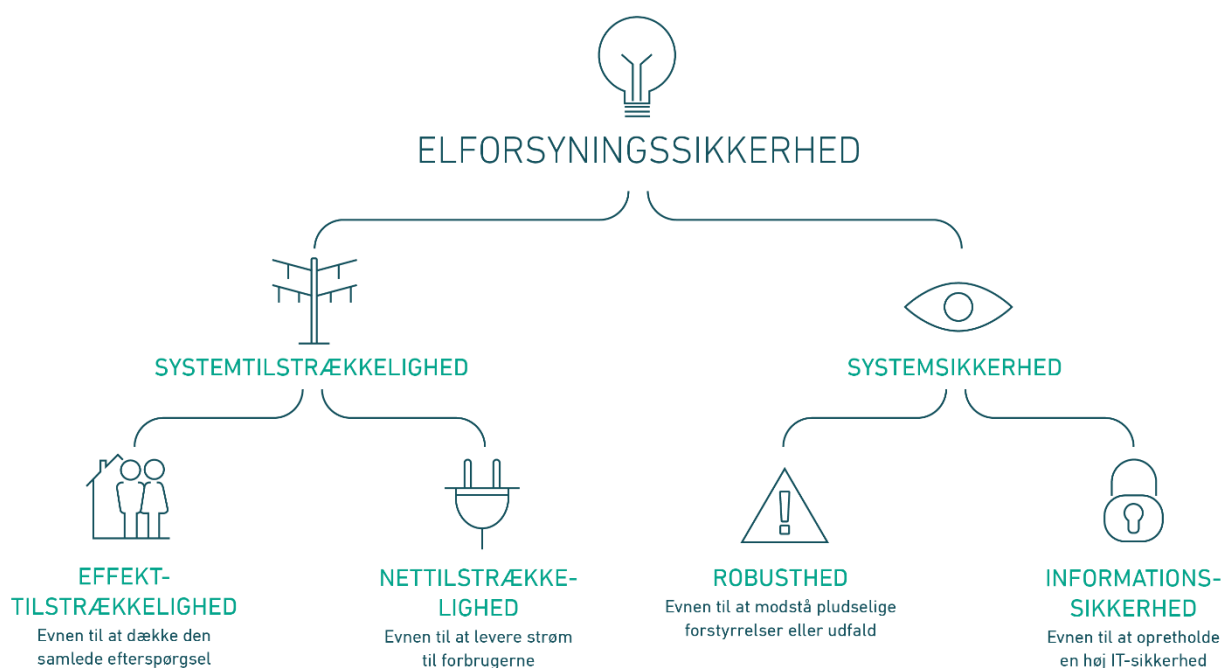
Skagerrak 1 og 2 er ved at have opbrugt deres tekniske levetid, og unkladelse af reinvestering i disse to forbindelser vil mindske den danske udlandskapacitet med 500 MW til Vestdanmark. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed særligt i Vestdanmark stige.

En nærmere analyse af denne og andre udlandsforbindelser er beskrevet i Bilagsrapportens bilag 2 om følsomhedsanalyser.

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 i både geografi og tid, og om elnettet kan overføre den elektriske energi og håndtere fejl. Vurderinger af den samlede elforsyningsikkerhed for elsystemet opdeles derfor i to kategorier: Systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed, som i praksis er to delvist overlappende begreber.



Figur 3 Illustration af elforsyningsikkerhed, som består af systemsikkerhed og systemtilstrækkelighed.

Systemtilstrækkelighed

Systemtilstrækkelighed omhandler elsystemets evne til sikre levering af el hos elforbrugere. Systemtilstrækkelighed kan underopdeles i effekttilstrækkelighed og nettilstrækkelighed.

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

Konsekvensen af manglende systemtilstrækkelighed vil typisk være kontrollerede afkoblinger af elforbrugere i begrænsede områder. Dette kaldes brownout og er et værn mod blackout i et større område. Brownout er en alvorlig hændelse, men dog mindre alvorlig end et blackout. Der har ikke været anvendt brownout i Danmark.

Systemssikkerhed

Systemssikkerhed omhandler elsystemets evne til at modstå pludselig opståede fejl og IT-hændelser. Systemssikkerhed kan underopdeles i robusthed og informationssikkerhed.

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

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

Manglende systemssikkerhed har potentielt store konsekvenser for det danske elsystem og kan i værste fald være et blackout i Vest- og/eller Østdanmark inklusive nabolande. Et blackout er et fuldstændigt og ukontrolleret nedbrud af hele eller dele af elsystemet. Sandsynligheden for hændelser, som afstedkommer manglende systemssikkerhed, er meget lav. Der har ikke været blackout i det danske elsystem siden 2003. Dette blackout omfattede hele Østdanmark og Sydsverige.

2.1 Elforsyningssikkerhed og elnettets opbygning

Opgaven for Energinet som systemansvarlig virksomhed er at sikre, at el er til rådighed til distribution til elforbrugere. Der er derfor et behov for fokus på det komplekse samspil mellem elmarkederne, planlægningen, driften, vedligeholdet og beredskabet i 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-niveau 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. Grundlaget for styrken skabes allerede i planlægningen af elnettet.⁴

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 genetablerer elnettet efter fejl, være tænkt ind i planlægningen af elnettet. Hvis fejlen sker, afhænger afbrudstiden af, hvor hurtigt beredskabet kan genetablere elforsyningen. På den måde hænger driften, beredskabet og planlægningen af elnettet sammen.

Der er forskel på måden, hvorpå eldistributionsnettene og eltransmissionsnettet fysisk er planlagt og dimensioneret. Begge net er opbygget efter N-1 princippet. Dette sikrer, at elforbrugere kan forsynes hurtigt igen, hvis de afkobles på grund af 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 oftest, at elforbrugere afkobles ved en fejl, men kan genforsynes inden for rimelig tid. 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.

⁴ Det samlede planlægningsgrundlag for eltransmissionsnettet er indeholdt i Energinets langsigtede udviklingsplan. <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Energinets-Langsigtede-Udviklingsplan-2022>

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. I *Bilagsrapportens* bilag I er afbrudshændelser i eltransmissionsnettet og afbrudsstatistikken for 2021 uddybet.

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









Anlægsmasse i eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene

Eltransmissionsnettet udgør mindre end 5 pct. af det samlede elnet. De netkomponenter, som udgør eltransmissionsnettet, er dog væsentligt dyrere end tilsvarende komponenter i eldistributionsnettene. Af denne årsag er der ikke en tilsvarende forskel i den samlede værdi af eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene.

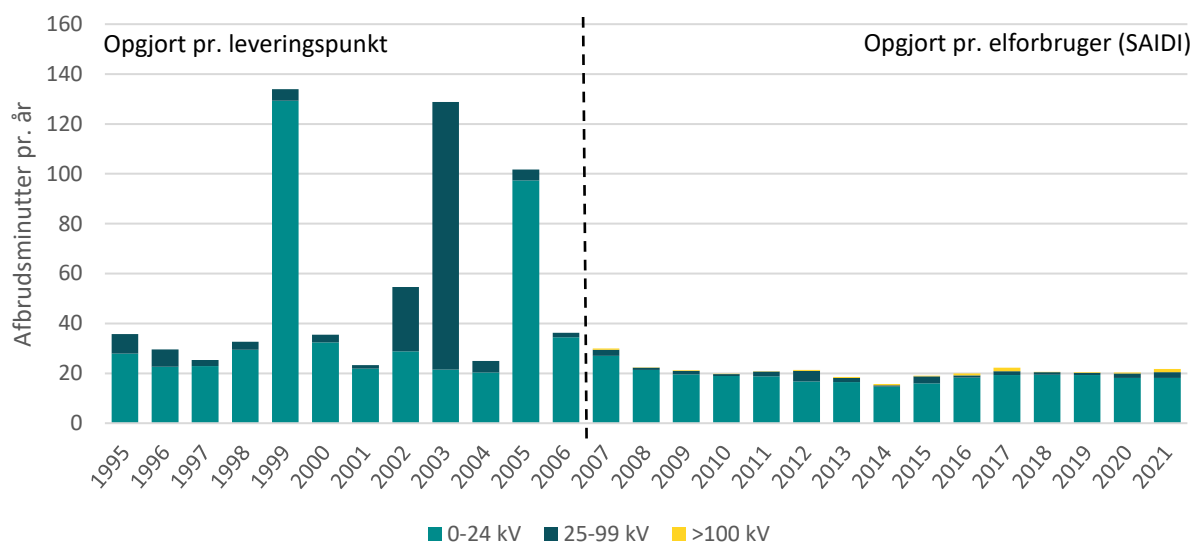
	Eltransmissionsnettet			Eldistributionsnettene		
Kabel- og luftledningsanlæg	Ca.	8.300	km	Ca.	161.000	km
Transformeringspunkter	Ca.	330	stk.	Ca.	72.000	stk.
Bogført værdi	Ca.	27,8	mia. DKK	Ca.	42,0	mia. DKK

Kilde: Green Power Denmark og Energinet Eltransmission

3. Status på elforsyningsikkerheden

ELSYSTEMETS NØGLETAL	
AFBRUDSMINUTTER I HELE ELSYSTEMET (gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger)	
	2021, minutter: 22
	2020, minutter: 20
	2019, minutter: 20
SPECIFIKT FOR ELTRANSMISSIONSNETTET (forbrugsvægtede afbrudssekunder)	
	2021, sek.: 39
	2020, sek.: 24
	2019, sek.: 13
VIND- OG SOLANDEL	
	2021, procent: 47
	2020, procent: 50
	2019, procent: 50
OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER	
	2021, mio. DKK: 1191
	2020, mio. DKK: 935
	2019, mio. DKK: 665
BEREDSSKABSHÆNDELSER	
	2021, antal: 2
	2020, antal: 1
	2019, antal: 0
IT-HÆNDELSER	
	2021, antal: 0
	2020, antal: 0
	2019, antal: 0
SKÆRPET DRIFT	
	2021, antal: 0
	2020, antal: 2
	2019, antal: 1
NØDDRIFT	
	2021, antal: 0
	2020, antal: 0
	2019, antal: 0

De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el. Dette var også gældende i 2021. De danske elforbrugere oplevede i 2021 gennemsnitligt knap 22 afbrudsminutter pr. elforbruger. Siden 2008 har antallet af afbrudsminutter i Danmark ligget på ca. 20-22 afbrudsminutter pr. elforbruger. Det gør de danske elforbrugeres elforsyningsikkerhed til en af de højeste i Europa.



Figur 4 Afbrudsstatistik for Danmark, 1995-2021. Perioden 1995-2006 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10 kV-nettet) og perioden 2007-2021 er opgjort pr. elforbruger (SAIDI – System Average Interruption Duration Index). I gennemsnit er afbrudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbrudsminutter opgjort pr. elforbruger. Frem til 2007 er afbrudsstatistikken alene opdelt på spændingsniveauerne 0-24 kV og 25-99 kV, hvor afbrud på eltransmissionsnettet indgår i statistikken for 25-99 kV. Fra og med 2007 fremgår afbrud i eltransmissionsnettet selvstændigt i kategorien >100 kV.

Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Green Power Denmark

Figur 4 illustrerer for de seneste godt 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 kapacitetsmæssigt veludbygget set i forhold til det elforbrug, som har skullet forsynes, og den elproduktion, som har skullet indpasses.

Historisk har elnettens alder, og heraf følgende driftstilstand, ligeledes spillet en væsentlig rolle. Elnettene har generelt været i en fase af sin livscyklus, hvor fejlsandsynligheden har været lav. Store dele af elnettene er nu ved at nå en ny fase i sin livscyklus, hvor fejlsandsynligheden vurderes at være stigende.

Selvom elforsyningsikkerheden 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 2021 var der fx en hændelse i forbindelse med planlagt arbejde, som førte til, at en 400 kV-samleskinne i station Bjæverskov på Sjælland blev udkoblet. Udkoblingen medførte også, at to 400 kV-linjer blev udkoblet. Samtidig var eltransmissionsnettet svækket, da en

systembærende enhed var ude af drift. Normalt ville situationen have medført handelsbegrænsninger i elmarkedet, men på grund af et gunstig effektflow i elsystemet blev elmarkedet ikke påvirket.

Den historiske elforsyningsikkerhed med størst fokus på udviklingen i 2021 er beskrevet i nærmere i afbrudsstatistikken i Bilag 1 i Bilagsrapporten. I Energinets afbrudsstatistik redegøres også for driftsforstyrrelser, nær-ved-hændelser og eventuelle afbrud.

4. Effekttilstrækkelighed

4.1 Udvikling i elforsyningsikkerheden – effekttilstrækkelighed

Energinets fremskrivninger af effekttilstrækkelighed bygger på beregningsforudsætninger for både det danske og det europæiske elsystem.

De danske data hentes i Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21)*⁵. Opnåelse af Folketingets målsætning om 70 pct. reduktion i Danmarks drivhusgasudledninger i 2030 og Klimaaftalen fra 2020 er inkluderet i AF21, ligesom de var inkluderet i sidste års AF20. AF21 blev offentliggjort i oktober 2021, og dermed er de seneste danske planer for blandt andet udbygning af VE-produktion ikke inkluderet. Dog er en række usikkerheder og variationer i datagrundlaget belyst via følsomhedsanalyser, jævnfør nedenstående afsnit 4.1.2.

De anvendte udlandsdata i årets redegørelse er baseret på data anvendt til ENTSO-Es nye effekttilstrækkelighedsvurderinger ERAA 2021 (European Resource Adequacy Assessment), gældende for alle medlemslande⁶. Data til ERAA indberettes af de nationale TSO'er og kontrolleres og sammenskrives af ENTSO-E.

Danmark er godt elektrisk forbundet til landene omkring os via udlandsforbindelser, og mange af vores nabolande ser ind i samme udvikling med højere forbrug, lavere termisk produktion og større mængder vedvarende energi. Derfor er det relevant at analysere følsomheden på de foretagne effekttilstrækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger, ikke blot i Danmark, men også i udlandet. De gennemførte følsomhedsanalyser inkluderer således også variationer i udlandsdata og er foruden præsentationen i nedenstående afsnit 4.1.2, nærmere uddybet i Bilagsrapportens bilag 2 sammen med en nærmere beskrivelse af AF21 og ERAA 2021.

Generelt er der en stor usikkerhed forbundet med fremskrivninger af effekttilstrækkelighed, særligt på langt sigt. Hertil kommer, at hastigheden i elsystemets omstilling er accelereret af en ændret geopolitisk situation i Europa og et aktuelt, men endnu ikke fuldt ud præciseret fokus, på kraftig udbygning med vedvarende energi og på nedbringelse af afhængigheden af importeret naturgas. Et eksempel på dette er Repower EU⁷, som på grund af disse planers udgivelsestidspunkt ikke er indeholdt direkte i beregningerne. Dermed er der aktuelt en ekstra usikkerhed om det planlægningsgrundlag, der kan bruges ved langsigtede fremskrivninger.

4.1.1 Prognosen frem til og med 2032

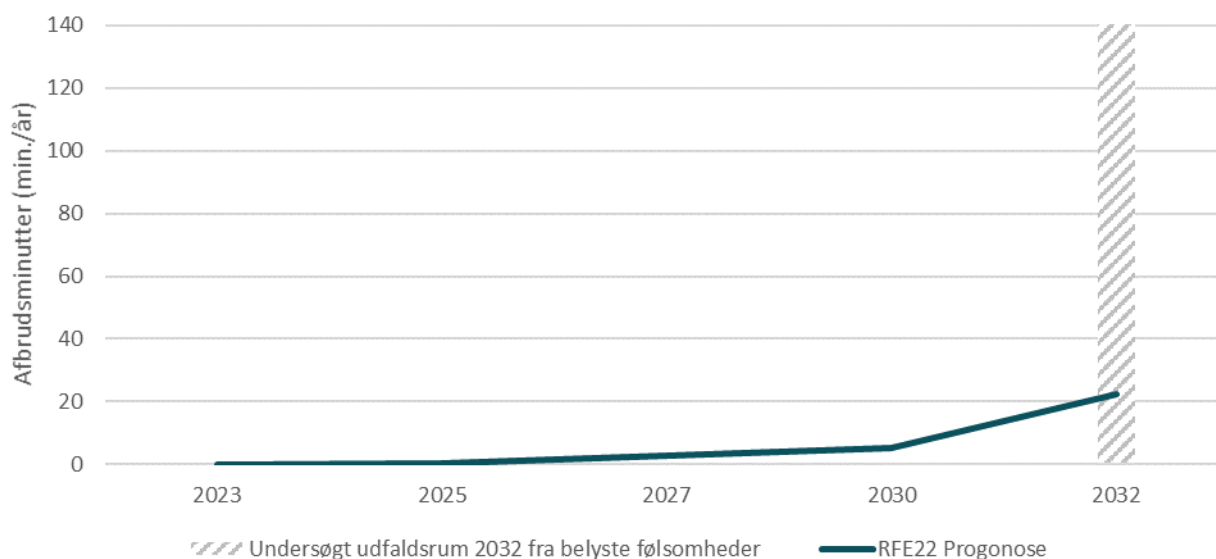
Over de kommende 10 år forventes en forøget risiko for afbrudsminutter i det danske elsystem på grund af manglende effekttilstrækkelighed. Det skyldes en forventning om stigende elforbrug og fortsat udfasning af termisk regulerbar elproduktionskapacitet, både i Danmark og vores nabolande. Energinets effekttilstrækkelighedsanalyser, herunder forudsætninger, beregningsmetodik og behandling af usikkerheder, er nærmere beskrevet i Bilagsrapporten.

Energinet vurderer, at effekttilstrækkeligheden omkring 2030 kan blive udfordret i forhold til opretholdelse af et planlægningsmål på 5 afbrudsminutter relateret til effektmangel. Baseret på beregningerne til dette års redegørelse inklusive de undersøgte følsomheder med henholdsvis flest og færrest afbrudsminutter, så udgør det samlede udfaldsrum 0-141 afbrudsminutter for Danmark samlet i 2032, på grund af effektmangel, se Figur 5.

⁵ [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

⁶ [ERAA | European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) \(entsoe.eu\)](#)

⁷ https://energy.ec.europa.eu/communication-repowereu-plan-com2022230_en



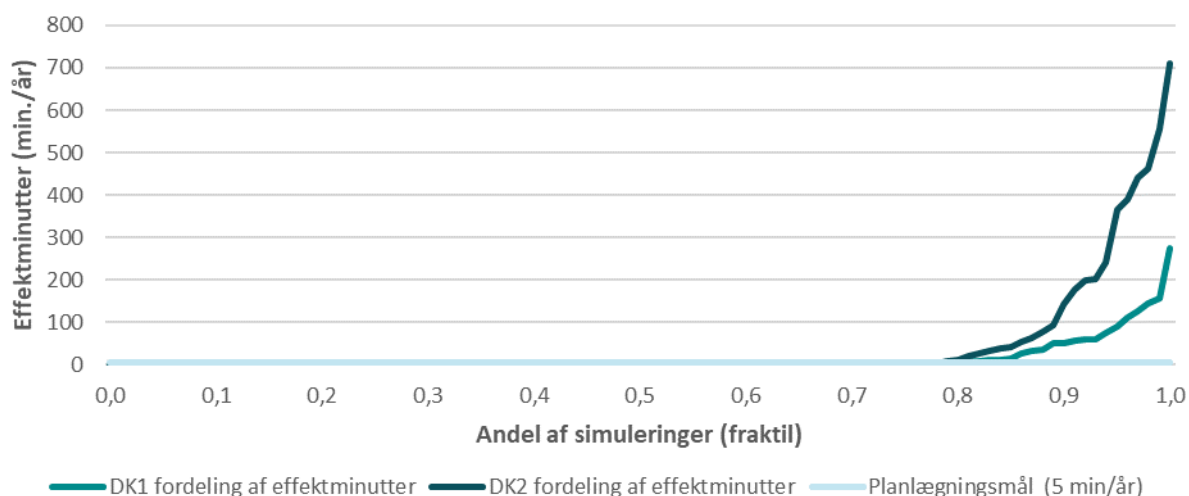
Figur 5 Estimeret udvikling i afbudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed i Danmark 10 år frem, baseret på effekttilstrækkelighedsberegninger for nedslagsårene. Yderpunkterne i intervallet for det undersøgte udfaldsrum i 2032 er baseret på de belyste partielle følsomheder i redegørelsen med henholdsvis færrest og flest afbudsminutter, se Figur 7. Det illustrerede udfaldsrum er således ikke det faktiske udfaldsrum for afbudsminutter, som kan opstå i 2032 på grund af manglende effekttilstrækkelighed.

Energinets analyser viser, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er størst i Østdanmark. Det hænger blandt andet sammen med, at Østdanmark sammenlignet med Vestdanmark ikke er lige så stærkt forbundet til vores nabolande. For Østdanmark vurderes afbudsminutterne relateret til manglende effekttilstrækkelighed at kunne udgøre ca. 0-252 minutter i 2032 ud fra de belyste følsomheder, mens de for Vestdanmark vurderes til ca. 0-78 minutter. I sidste års redegørelse viste prognosefremskrivningen 1 og 3 afbudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed for hele Danmark i henholdsvis 2030 og 2031. Sammenligningen med sidste år er uddybet i afsnit 4.1.4.

Energinets beregninger vedrørende effekttilstrækkelighed beror generelt på en alt-andet-lige-betragtning, hvilket vil sige, at der i udgangspunktet ikke forudsættes fx yderligere termiske elproduktionskapaciteter, ellagringsteknologier eller andre reaktioner fra elmarkedsaktører til understøttelse af effekttilstrækkeligheden end angivet i grunddataene, som er anvendt til beregningerne. Modsat vurderer Energinet, at de igangsatte og planlagte tiltag i afsnit 1.3 kan understøtte effekttilstrækkeligheden med henblik på at nå det anbefalede planmål.

Analysen af effekttilstrækkeligheden i 2032 viser, jævnfør figuren nedenfor, at i ca. 80 pct. af simuleringerne er der fuld effekttilstrækkelighed, mens der i de resterende 20 pct. opstår situationer med manglende effekttilstrækkelighed. Til sammenligning var det i sidste års analyser for året 2031 5-10 pct. af gennemregningerne, hvor der var udfordringer.

De karakteristika, der er knyttet til situationerne med effektmangel, er uddybet i nedenstående tekstboks og er især relateret til såkaldt "Dunkel-flaute".



Figur 6 Fordeling af effektminutter (= afbrudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed) i 2032-prognosen på tværs af de 315 simuleringår der består af 35 klimaår som gennemkøres 9 gange hver med forskellige stokastiske havarimønstre. I nedenstående boks uddybes karakteristika og størrelse for timerne med effektmangel.

Dunkel-flaute – den karakteristiske effekt mangelsituation.

Ved et tættere fokus på simuleringsårene med effektmangel, jævnfør Figur 6, så kan det ses i de bagvedliggende data at effektminutterne centrerer sig om få af de 35 klimaår (1982-2016), som anvendes til beregningerne. Det er specifikt klimaårene 1985, 1986, 1996 og 1997 som for simuleringerne af det danske elsystem i 2032 giver timer med effekt-mangel.

Tager man et efterfølgende dybere dyk ned i de enkelte timer på tværs af klimaårene med effekt mangelsituationer, viser det sig, at den typiske effekt mangelsituation opstår, når elproduktionen fra vind og sol er forholdsvis lav i Danmark og i vores nabolande, samtidigt med at elforbruget er relativt højt. Situationerne er særligt tydelige for DK2. Generelt beskrives sådanne situationer som "Dunkel-flaute" situationer. Udfordringerne kan øges yderligere, hvis en mængde elproduktionskapacitet og/eller udlandsforbindelser er ude af drift samtidigt, men det er ikke den udslagsgivende faktor.

Timeresultaterne viser yderligere, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er størst i vinterhalvåret, særligt i december-februar, i de kolde og vind- og solfattige klimaår, og på hverdage særligt i tidsrummet klokken 17-20. Det er typisk her omkring "kogespidsen", som tidspunktet ofte benævnes, at forbruget er højest i løbet af året.

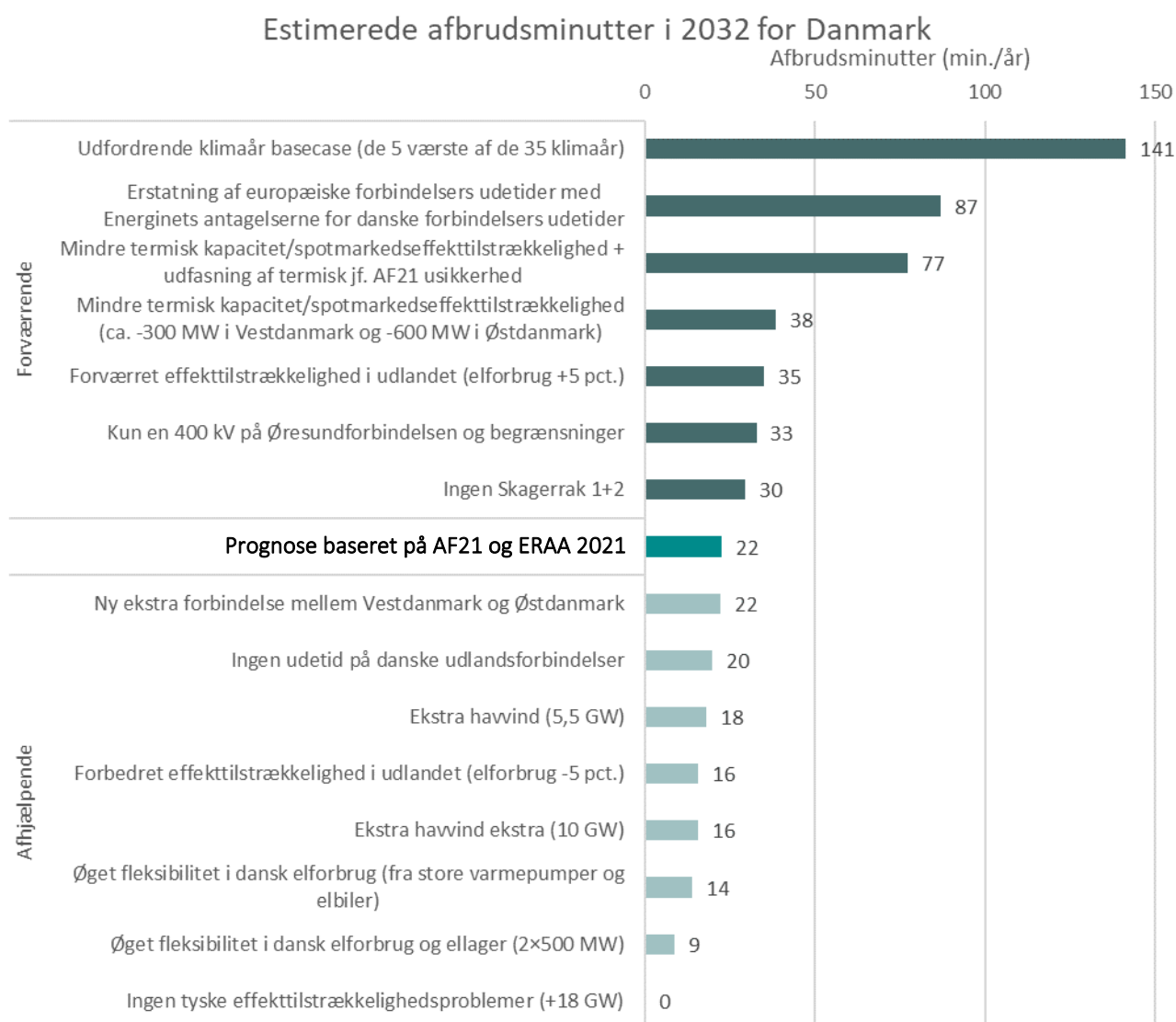
Timerne med effektmangel i 2032-beregningerne for det danske elsystem er opgjort til henholdsvis 436 og 528 timer i DK1 og DK2 ud af det samlede antal simuleringer på i alt 315 x 8.760 timer for hvert prisområde. Der er således tale om et samlet set relativt beskedent antal timer pr. år i gennemsnit med en forventet effekt mangelsituation for alle simulerede timer. Dette svarer til en LOLE-indikator på henholdsvis 1,4 og 1,7 timer/år i henholdsvis DK1 og DK2 og svarer dermed til, at der er effektmangel i 0,016 og 0,019 pct. af årets timer i gennemsnit.

På trods af de relativt lave gennemsnitlige resultater er det vigtigt at bemærke, at i de få timer, hvor der opstår effekt-mangel i beregningerne, er det i de mest berørte timer op til ca. 50 og 70 pct. af det efterspurgte elforbrug i timerne i

henholdsvis DK1 og DK2, som ikke kan leveres på grund af effektmangel. De energimængder af effektmangel, som beregnes, er på ca. 3 og 2,5 GW for henholdsvis DK1 og DK2 i de mest berørte timer.

4.1.2 Følsomhedsanalyser

Følsomhedsanalyser er velegnede til at belyse usikkerhederne forbundet med beregningerne af effektstrækkeligheden og kan desuden belyse relevante potentielle situationer for effekttilstrækkeligheden i fremtiden. I følsomhedsanalyserne fokuseres især på, hvordan ændringer i både Danmark og resten af Europa med hensyn til mængden af fleksibelt elforbrug i pressede effektsituationer, udfasning af termisk elproduktionskapacitet, kapaciteten på udlandsforbindelser og udviklingen i ellagringsteknologier kan påvirke effekttilstrækkeligheden. Figur 7 viser de gennemførte følsomhedsanalyser og er uddybet i Bilagsrapportens bilag 2.



Figur 7 Estimerede afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed i 2032 i prognose (basisscenarie) og følsomheder. En nærmere beskrivelse af de forskellige følsomheder findes i Billagsrapporten.

Hovedkonklusionerne for de belyste følsomheder er, at effektmangel primært opstår i kolde vind- og solfattige år, ligesom i prognoseresultaterne, hvor afbrudsminutterne er centreret omkring "Dunkel-flaute" situationer. Følsomhedsanalyserne viser tydeligt, at effekttilstrækkelighedssituationen forværrer væsentligt, hvis antagelser for udetider på forbindelser uden for Danmark opjusteres i havarisandsynlighed i forhold til ERAA 2021. Det samme resultat ses, hvis den indenlandske termiske elproduktionskapacitet nedjusteres i forhold til AF21 fremskrivningen. Udfordringerne med "Dunkel-flaute"-situationerne understreges yderligere i følsomhederne med tilføjelse af op til 10 GW havvind fordelt ligeligt i Danmark, som kun giver et begrænset afhjælpende bidrag til effekttilstrækkeligheden. Omvendt er det tydeligt, at forbrugsfleksibilitet fra opvarmning og transport, samt en vis mængde ellagring, kan være medvirkende til at afhjælpe noget af effekt manglen. De løser ikke helt problemet, da nogle af de pressede effektsituationer potentielt kan have en vis varighed der er længere og med større energimængder end der er antaget som værende mulige umiddelbart at hente fra en forøget forbrugsfleksibilitet. Den sidste afhjælpende følsomhedsberegning på listen viser, hvis Tyskland bevarer de ca. 18 GW termisk elproduktion som i ERAA 2021 udlandsdatasættet ellers udfases fra 2022 til 2032⁸, vil det resultere i, at der ingen effektudfordringer er i Tyskland, men at der forsat registres enkelte effektudfordringer i beregningerne for DK2.

Bemærk, at effekten af de belyste partielle følsomheder ikke umiddelbart kan lægges sammen for at estimere effekten af en eventuel kombination af følsomheder. Fx vil en kombination af flere følsomheder, som alle forværrer effekttilstrækkeligheden, have en effekt på afbrudsminutterne, som er større end summen af de partielle effekter af de kombinerede følsomheder.

4.1.3 RFE22-sammenligning med ERAA 2021

Afbrudsminutter er ikke en effekttilstrækkelighedsindikator, der anvendes på tværs af Europa. Derimod er indikatoren LOLE (Loss of Load Expectation), altså det forventede antal af timer pr. år, berørt af manglende effekttilstrækkelighed, en ofte anvendt effekttilstrækkelighedsindikator. En række europæiske lande har i dag fastsatte målniveauer for LOLE på fx 3 timer/år (Belgien, Storbritannien og Frankrig)⁹. Desuden vil et beregnet målniveau for effekttilstrækkelighed, den såkaldte pålidelighedsstandard, baseret på tværeuropæiske metoder, også skulle være baseret på denne indikator. (Se nærmere i bilag 2 i bilagsrapporten til *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*). For Østdanmark er LOLE beregnet til mellem ca. 0-10 timer i 2032 ud fra de belyste følsomheder, og for Vestdanmark vurderes LOLE til mellem ca. 0-8 timer. Det er værd at notere, at LOLE intet fortæller om størrelsen på effektudfordringerne, men kun om antallet af timer med beregnet effektudfordringshændelser.

De europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fra ENTSO-E's ERAA 2021¹⁰ viser for Danmark et sammenligneligt billede med Energinets beregninger, det vil sige en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed frem mod og i 2030 med generelt højere risiko for effektknaphed i Østdanmark end i Vestdanmark, men at der også for Vestdanmark er stigende risiko.

4.1.4 RFE22-sammenligning med RFE21

Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed de næste 10 år vurderes højere end niveauet i sidste års redegørelse. Den ændrede vurdering skyldes opdatering af en række af de forudsætninger, som ligger til grund for Energinets effekttilstrækkelighedsanalyser. Den væsentligste opdatering er relateret til data for udlandet, som i dette års redegørelse er baseret på de nyeste data anvendt i ENTSO-E's ERAA 2021. Opdateringen af de udenlandske forudsætninger betyder, at

⁸ I ERAA 2021 udlandsdatasættet for Tyskland er der opgivet ca. 78 GW termisk elkapacitet i 2022, hvor der i 2032 er angivet ca. 60 GW tilbage. De ca. 18 GW er samtidig ca. den maksimale effektmangel i 2032 prognoseresultaterne for Tyskland, som opstår i selvsamme "Dunkel-flaute" timer, som giver udfordringer i Danmark.

⁹ European Resource Adequacy Assessment 2021 – Executive report. https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf

¹⁰ European Resource Adequacy Assessment 2021 (ERAA21) ()

effekttilstrækkeligheden på tværs af Europa generelt vurderes mere knap i dette års redegørelse sammenlignet med sidste år. Da Danmark bliver mere og mere afhængig af at kunne importere elektricitet i situationer med lav elproduktion fra vedvarende energikilder, vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i vores nabolande have en direkte og større effekt end tidligere på den danske risikovurdering for effekttilstrækkeligheden. Forskellen mellem effekttilstrækkelighedsresultaterne i dette års og sidste års redegørelse afspejler således også Danmarks følsomhed over for effekttilstrækkeligheden i vores nabolande.

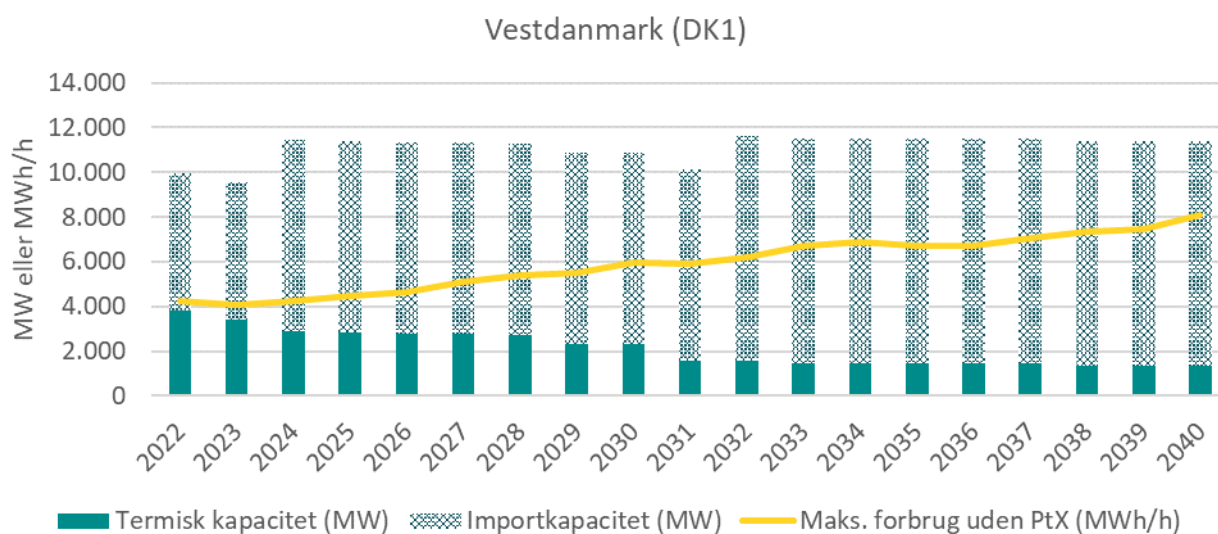
Fremskrivningen af data i ERAA 2021 blev udført af ENTSO-E i vinteren 2020 frem til foråret 2021. Energinet vurderer derfor, at årets udlandsdatafremskrivning er behæftet med en usikkerhed angående udviklingen på tværs af Europa frem mod og efter 2030, givet de aktuelle, store og hurtige energipolitiske retningsskifte i Europa efter udbruddet af krigen i Ukraine i foråret 2022. Den nye energi- og sikkerhedspolitiske situation accelererer udbygningen af VE, men der kan også iagttages tendenser i Europa til umiddelbart at udskyde den planlagte udfasning af termiske værker af hensyn til elforsyningssikkerheden på kort sigt. Usikkerheden er forsøgt mitigeret gennem de føromtalte følsomheder i Figur 7.

4.1.5 Langsigtede perspektiver

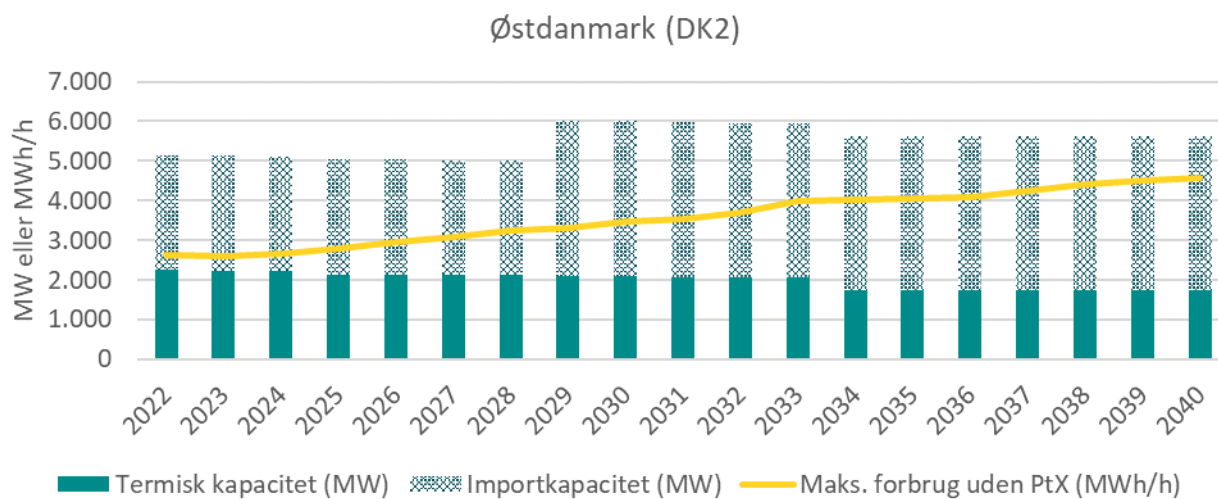
I lighed med tidligere års redegørelser estimeres den forventede udvikling 10 år frem og i denne analyse således til 2032. Der er som nævnt anseelige usikkerheder forbundet med sådanne kvantitative langsigtede fremskrivninger. Efter 2032 er Energinets kvalitative vurdering, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed vil stige yderligere, primært på grund af en alt-andet-lige forventning om fortsat reduktion i den termiske regulerbare elproduktionskapacitet og øget elforbrug, jævnfør analyseforudsætningerne til Energinet fra 2021 og Udlandsdata fra ERAA 2021.

I nedenstående Figur 8 og Figur 9 er den forventede udvikling af elforbrug, termisk elkapacitet og importkapacitet vist for Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), jævnfør AF21. Det er vigtigt at bemærke, at en stor importkapacitet ikke nødvendigvis er ensbetydende med, at der i alle situationer også kan hentes effekt fra nabolandene. Figurerne indikerer, at effekttilstrækkeligheden i Danmark umiddelbart må forventes at blive udfordret på langt sigt. Det skyldes den yderligere nedgang eller status quo i termisk kapacitet efter 2032 sammenholdt med antagelsen om et fortsat stigende og ufleksibelt elforbrug.

På trods af forventninger til kraftige udbygninger af VE-produktionen vil disse fluktuerende produktioner kun i et vist omfang kunne afhjælpe de effektudfordringer, der opstår i de særlige effektmangelsituationer, jævnfør ovenstående analyser. Dette er også illustreret ved følsomhederne, jævnfør afsnit 4.2.1, hvor der tilføjes op til samlet 10 GW elproduktionskapacitet fra havvind i Danmark.



Figur 8 Udvikling for Vestdanmark i AF21. Maks. forbrug er baseret på Energinets modelresultat baseret på AF21¹¹ og vises uden PtX, da dette antages 100 pct. prisfleksibelt. I effekttilstrækkelighedsberegningerne til Redegørelsen for elforsyning 2022 er forbindelsen til Nordsø Energiøen først antaget idriftsat fra 2033 sammen med vinden på energiøen efter aftale med Energistyrelsen, hvor AF21 modsat har den idriftsat fra 2032.



Figur 9 Udvikling for Østdanmark i AF21. Maks. forbrug er baseret på Energinets modelresultat baseret på AF21¹² og vises uden PtX, da dette antages 100 pct. prisfleksibelt.

¹¹ Notat: Metode for opgørelse af maksimalt effektforsyning relateret til analyseforudsætningerne (<https://energinet.dk/-/media/68BB1C0F8BC74E7B8E732520B785527D.pdf>).

¹² Notat: Metode for opgørelse af maksimalt effektforsyning relateret til analyseforudsætningerne (<https://energinet.dk/-/media/68BB1C0F8BC74E7B8E732520B785527D.pdf>).

4.2 Effektiltrækkelighed og elmarkedet

Elmarkedets opgave er at sikre, at efterspørgslen på strøm dækkes på den økonomisk mest optimale måde til gavn for producenter og forbrugere. Prisen for strøm har historisk været styret af, hvor stor efterspørgsel der har været, således at høj efterspørgsel har givet en høj pris. I dag fastsættes prisen i højere grad efter hvordan udbuddet af strøm er. Dette skyldes den stigende andel vedvarende energi i elsystemet. Når solen skinner og vinden blæser, vil udbuddet af strøm være stort og prisen lav. Omvendt vil prisen være høj, når solen ikke skinner, og vinden ikke blæser. Som det er beskrevet i forudgående afsnit, så er det især når solen ikke skinner, og vinden ikke blæser, at der i Danmark kan ventes effektudfordringer.

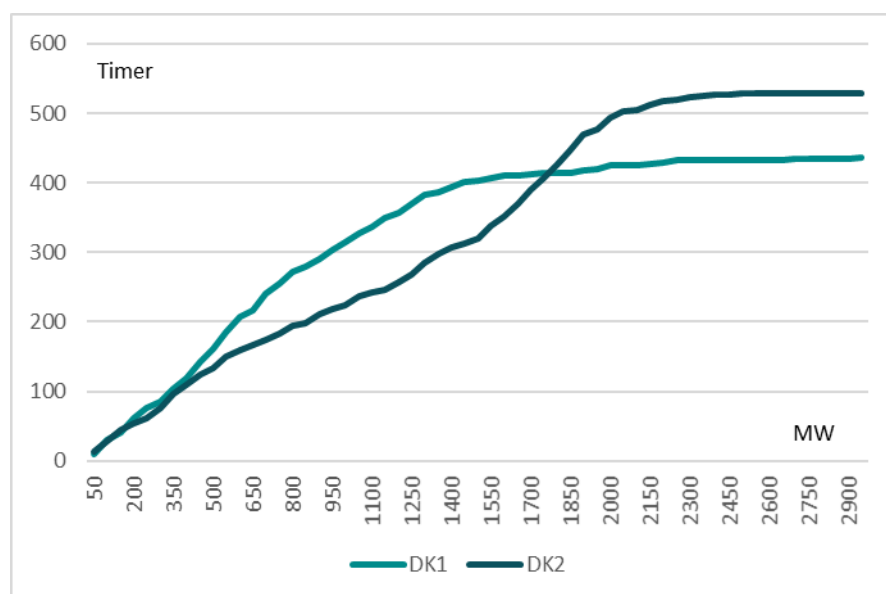
Med denne sammenhæng mellem effektudfordringer og elpriserne kan elmarkedet spille en væsentlig rolle i at sikre effektilstrækkeligheden. I et VE-baseret elsystem er markedets vigtigste opgave således at understøtte mest muligt fleksibilitet hos både producenter og forbrugere gennem markedets prissignaler.

4.2.1 Behov for fleksibilitet

For at afhjælpe effektudfordringerne er der behov for øget fleksibilitet i elsystemet – og dette kan komme fra forskellige teknologier og kan både være forbrug, der kan reduceres eller flyttes til timer med lavere priser, og/eller produktion, der tilsvarende kan øges eller flyttes. Flexibilitet forstås her som kortsigtet fleksibilitet, der over en kortere periode af et par timer, eller måske op til 12-24 timer, kan afhjælpe effektudfordringer, ved at ændre i produktions- og/eller forbrugsmønstret. For at markedet kan understøtte effektilstrækkeligheden er der behov for flere typer af fleksibilitet med forskellige karakteristika i både omfang og varighed. Det er derfor centralt at kunne følge både omfanget af fleksibilitet, samt hvor mange timer og hvor hurtigt de enkelte typer af fleksibiliteten kan være til rådighed.

Figur 6 i afsnit 4.1.1 viser, at i ca. 80 pct. af samtlige simuleringer er der ikke problemer med effektilstrækkeligheden, mens de resterende simuleringer viser, at der vil kunne opstå effektmangel i visse klimaår i situationer med lav produktion af el fra vind og sol og samtidig et højt forbrug.

I Figur 10 nedenfor vises størrelsen på effekt manglen sammen med det akkumulerede antal timer med effektmangel. Figuren illustrerer, at der er behov for flere typer af fleksibilitet, idet der er stor variation i størrelsen af effekt manglen.



Figur 10 Akkumuleret antal forekomster af timer med effektmangel i 2032 baseret på Energinets effekttilstrækkelighedsberegninger til Redegørelsen for elforsyningsikkerhed 2022.

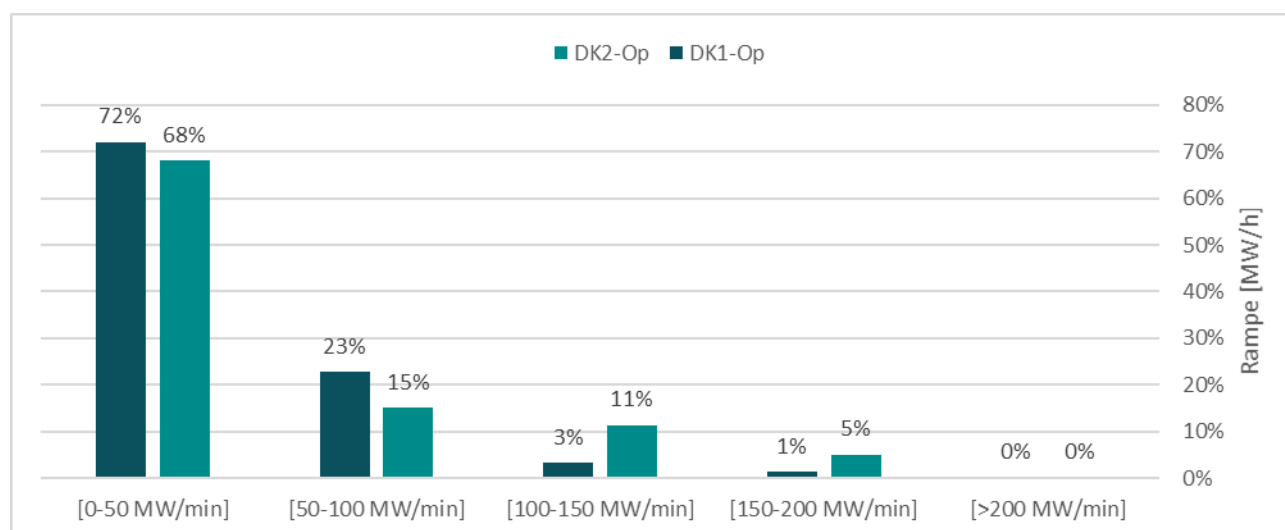
Som udgangspunkt må det forventes, at forbrugsfleksibilitet vil kunne afhjælpe udfordringer over et par timer, mens udskydelse af forbrug i op til 12 timer eller mere vil være en større udfordring. Der kan dog også opstå udfordringer forbundet med den kortsigtede fleksibilitet. Der kan opstå en såkaldt rebound-effekt, der betyder, at elforbruget bliver tilsvarende større i de timer, der følger efter perioden med forbrugsfleksibilitet, hvilket kan lede til, at knaphedsbehovet blot flyttes til en anden time.

Desuden er spørgsmålet, om der reelt er fleksible forbrugsenheder tilgængelige i knaphedssituationer, idet prisen må forventes at være meget høj, og dermed langt over kipprisen (der hvor prisen for strøm bliver så stor, at produktionsprisen for ens slutprodukt overstiger den mulige salgspris) for mange elforbrugende enheder. Samtidig vil der på en række enheder være en binding på, hvor længe forbruget kan udskydes. På et tidspunkt skal fx opladningen af elbiler jo starte og/eller de mindre varmepumper køre, for at kunne levere sin primære ydelse.

4.2.2 Situationer med effektmangel kræver hurtig fleksibilitet

Spotmarkedet cleares på timeniveau, hvorfor aktørerne omkring timeskift påbegynder op- eller nedreguleringer af forbrug/produktion afhængig af deres clearing i den indgående time. I praksis accepteres, at aktørerne har ca. 10 minutter til at ændre deres forbrugs-/produktionsmængder. Når der opstår en time med effektmangel, er der ubalance imellem forbrug og produktion, hvilket skal balanceres gennem en opreguleringsressource. Denne opreguleringsressource skal kunne nå at levere tilsvarende energimængde inden for de accepterede 10 minutter. Eksempelvis vil en effektmangel på 1.000 MW mellem et timeskift kræve en opregulering hurtigere end 100 MW/min for at opretholde balancen.

Nedenstående figur viser opgørelsen af rampebehovet for opregulering i perioderne med effektmangel baseret på beregningsår 2032.



Figur 11 Behovet for opreguleringsramper, MW/h, i beregningsår 2032 opgjort i intervaller og hyppighed baseret på alle beregnede effekt mangelsituationer med alle klimaår.

Det fremgår af Figur 11, at størstedelen af effektmangelsperioderne kan håndteres med ramper på omkring 50 MW/min, mens enkelte ekstremssituationer kræver reguleringer på >100 MW/min. De nødvendige ramper er hurtigere, end hvad typiske enkeltstående anlæg ville kunne levere, hvorfor der er brug for fleksibilitet fra flere kilder. Figuren illustrerer behovet for, hvor hurtigt fleksible enheder skal kunne reagere for at sikre balance mellem produktion og forbrug i elmarkedet.

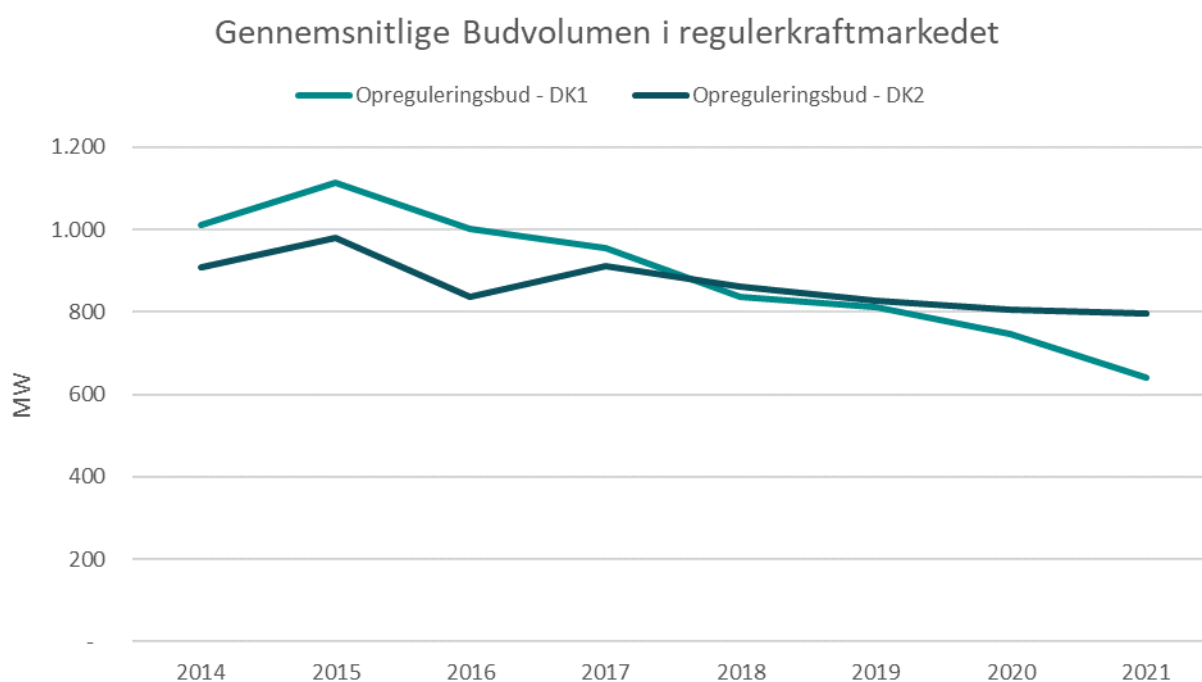
4.2.3 Flexibilitetsmonitorering

Energinet monitorerer omfanget af fleksibilitet i elmarkedet. Det sker blandt andet ved at analysere forskellige typer af fleksibilitet og de tilhørende teknologier, og ved løbende at udvikle og opretholde en monitorering af forbrugsfleksibiliteten. Formålet med monitorering af fleksibilitet er kontinuerligt at vurdere fleksibilitetsressourcernes evne til at afhjælpe knaphedssituationer.

Metodisk er det vanskeligt at kvantificere omfanget af fleksibilitet i elmarkedet, idet det som udgangspunkt alene er muligt at observere faktiske udfald i elmarkedet. Hvorvidt en situation, med relativt høje priser, kunne have været en situation med effektmangel, hvis graden af fleksibilitet havde været lavere, er således grundlæggende ikke muligt at give et entydigt svar på. I det følgende adresseres en række typer af fleksibilitet, herunder indikatorer, der kan bidrage til at følge udviklingen i fleksibiliteten.

4.2.3.1 Regulerkraftmarkedet

Den første indikator er de gennemsnitlige budvolumener i regulerkraftmarkedet, som er vist i nedenstående Figur 12, aggregeret for forbrug og produktion. Figuren viser en faldende udvikling i gennemsnitsvolumener i regulerkraftmarkedet for både DK1 og DK2. Indikatoren beskriver ikke rådigheden i de enkelte timer med effektudfordringer, men blot en indikation af trenden for markedsbaseret fleksibilitet.

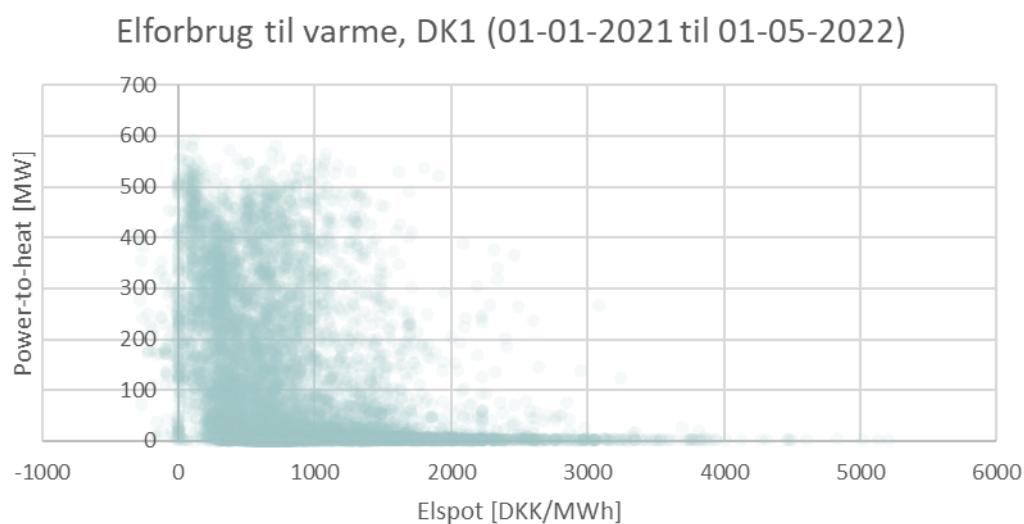


Figur 12 Gennemsnitlige antal MW tilgængelig for opregulering i regulerkraftmarkedet i MWh i DK1 og DK2. Kilde: Nord Pool

Energinets indkøb af balanceringsenergi stiger i disse år og vil forventeligt stige yderligere i takt med den grønne omstilling på grund af øgede ubalancer, forårsaget af prognoseafvigelse fra vind og sol. Det er Energinets forventning, at dette løbende merindkøb kan stimulere regulerkraftmarkedet og dermed investeringsklimaet for fleksible enheder, hvilket ligeledes vil have en positiv effekt på effektknaphedssituationer.

4.2.3.2 Store elforbrugere til varmeproduktion

En anden indikator er at følge Energinets opgørelse af større elforbrugende varmeenheder og vurdere deres priselasticitet overfor spotprisen, hvilket er illustreret i Figur 13. Det fremgår tydeligt af figuren, at disse enheder er relativt priselastiske og ofte stopper elforbruget ved høje spotpriser. Det må formodes, at flere industrier har tilsvarende respons på prissignaler, men dette har ikke været muligt at opgøre med nuværende datagrundlag.



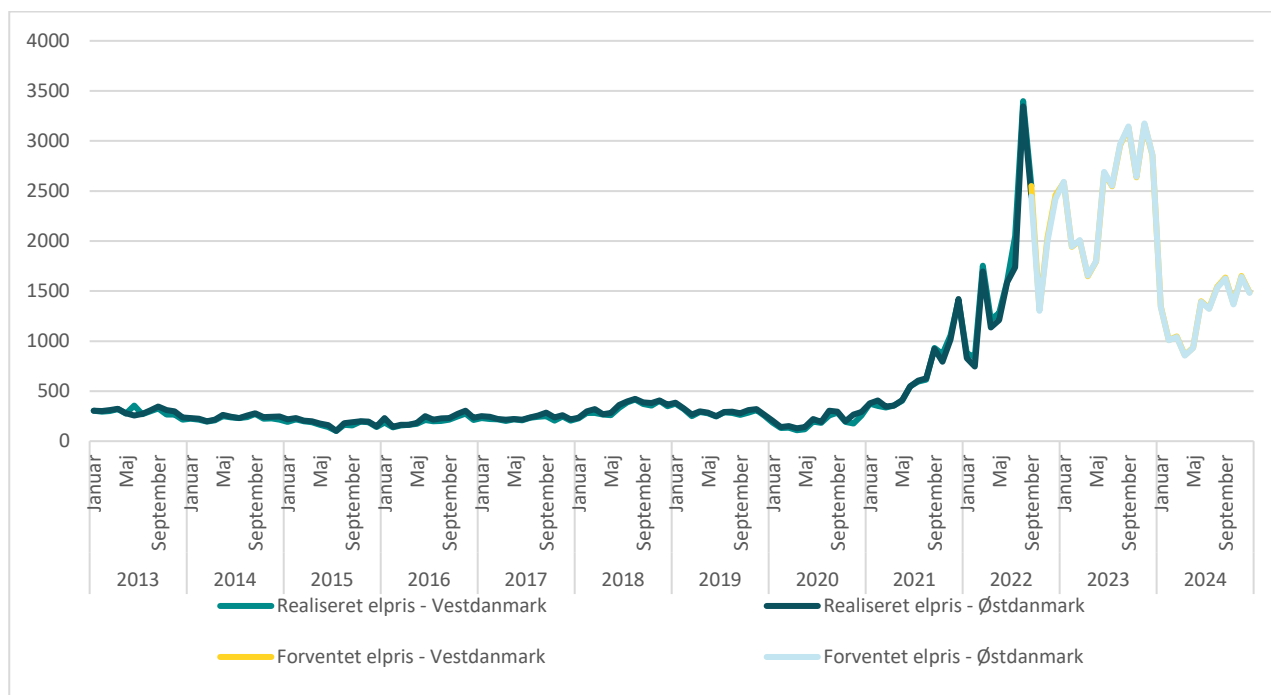
Figur 13 Elforbruget i DK1 som anvendes til varmeproducerende formål (store elkedler/varmepumper i MW størrelser) for perioden 01-01-2021 til 01-05-2022. Kilde: EDS.dk

Ovenstående indikatorer vil løbende blive opdateret, ligesom der arbejdes på at udvikle flere indikatorer, herunder hældningen på efterspørgselskurven, der over tid også vil kunne sige noget om, hvor stor en del af efterspørgslen der er fleksibel.

4.2.4 Højere elpriser øger incitamentet til fleksibilitet

Siden sommeren 2021 har elpriserne i Danmark – og i det øvrige Europa – ligget væsentligt højere end set de sidste mange år, og forventningerne i markedet er, at priserne også de kommende år vil ligge på et højt niveau sammenholdt med prisniveauet de seneste 10 år. De højere priser vil i sig selv give et større incitament til fleksibilitet i elmarkedet.

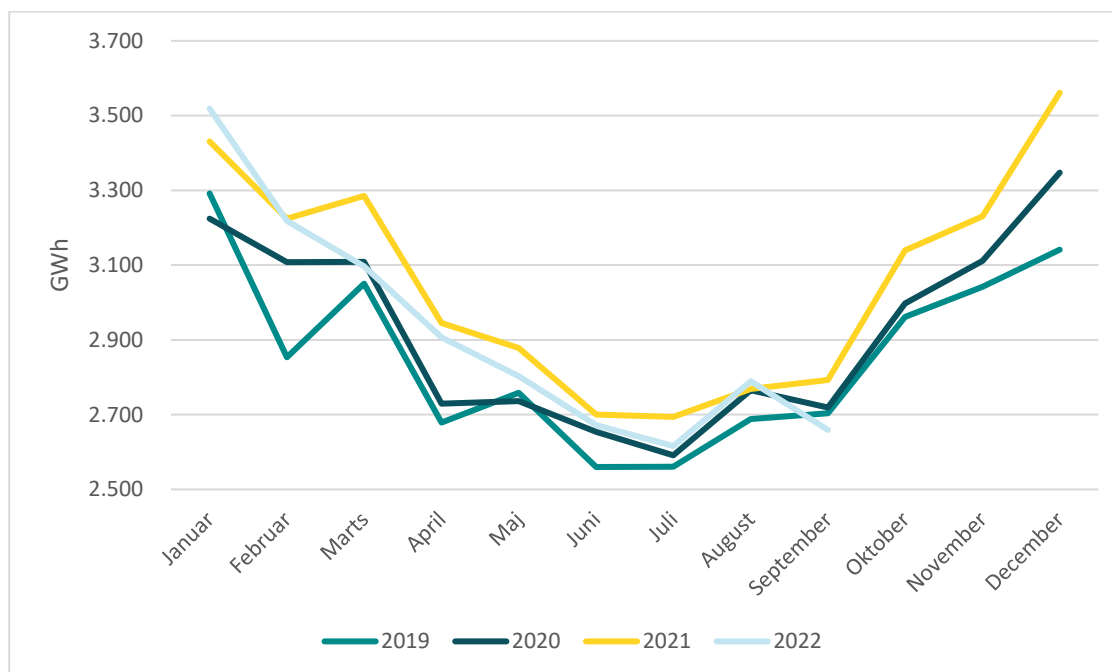
Figur 14 viser udviklingen i priserne i Danmark siden 2013 samt den aktuelle forventede prisudvikling de kommende par år.



Figur 14 Realiserede og forventede elpriser i Danmark i kr. pr. MWh. Kilde: Energinet

Anm. Forventede elpriser er forwardpriserne for indkøb af fastprisaftaler for pågældende måneder på det pågældende tidspunkt.

Det er ikke muligt på nuværende tidspunkt, entydigt, at registrere, at de højere priser har medført, at elforbruget er faldet, jævnfør nedenstående figur 15. Således var elforbruget i anden halvdel af 2021 højere end den tilsvarende periode i 2020, og samlet steg elforbruget i 2021 med 5 pct.



Figur 15 Elforbrug i Danmark, GWh, fordelt på måneder, 2019-2022. Kilde: Energinet

Elforbruget forventes fortsat at stige væsentligt, blandt andet som følge af elektrificeringen af samfundet, også selvom de højere elpriser øger incitamentet til energieffektivisering.

Strukturelle ændringer i elprisen, som det er set siden sommeren 2021, kan i høj grad påvirke energieffektiviseringer, og ændringerne kan også påvirke de daglige kortsigtede udsving i elprisen og øger dermed incitamentet til fleksibel adfærd i elmarkedet. Dette skyldes, at peak-priserne inden for døgnet også øges. Dermed kan et generelt højere prisniveau medføre større udsving i løbet af døgnet – hvor fleksibilitet blandt andet skal drives af prisforskelle inden for døgnet – og således medvirke til at øge incitamentet til at agere fleksibelt i elmarkedet.

4.2.5 Markedsreformer og tiltag til at øge fleksibilitetsressourcer

Energinet arbejder kontinuerligt på at forbedre og udvikle elmarkedet, således der udvikles flere kilder og ressourcer til fleksibilitet. Disse ændringer har generelt til formål at sikre øget konkurrence, at efterleve kravene i markedsforordningerne samt at sikre omkostningseffektivitet i driften af elsystemet med den ønskede elforsyningsikkerhed i et bæredygtigt elsystem. Energinet udfører således også markedsudvikling, der ikke specifikt sigter mod at forbedre effekttilstrækkeligheden, men alligevel påvirker effekttilstrækkeligheden direkte eller indirekte.

Denne sektion beskriver en række konkrete markedstiltag, som Energinet har implementeret, aktuelt arbejder (*igangværende*) på samt yderligere mulige tiltag. Yderligere informationer generelt om Energinets arbejde med elmarkedet findes i publikationen *Elmarkedsorientering*.¹³

¹³ [Elmarkedsorientering 2021 | Energinet](#)

Implementeret: Indkøb af syntetisk inert

Elsystemets inert er nedadgående qua flere nye VE-teknologier tilsluttes gennem effektelektronik og derved ikke har den samme virkning som en roterende turbine. Et elsystem med lav inert er meget følsom over for pludselige ændringer, hvilket er en effekt der allerede ses i det nordiske synkronområde. Derfor indkøber de nordiske TSO'er syntetisk inert gennem Fast Frequency Reserve (FFR), en ydelse hvor der leveres en nær-momentan effekt ved større udfald. Behovet for syntetisk inert stiger i takt med at VE-teknologier bliver mere og mere dominerende, hvorfor der ligeledes må forventes et stigende behov for FFR. FFR bidrager med kortsigtet fleksibilitet, hvilket også i effektsituationer kan være nødvendigt. Yderligere informationer generelt om reserver og systemydelser findes på Energinets hjemmeside.¹⁴

Implementeret: Forhøjelse af prislofter (mekanisme er gældende)

Mekanismer vedrørende forhøjelse af prislofter kan på sigt medvirke til at understøtte det rette niveau af effekttilstrækkelighed, idet en endnu højere pris yderligere øger incitamentet til at agere fleksibelt, og fordi prisen kan blive så høj, at flere typer af forbrug vil få så store omkostninger til el, at det bliver attraktivt ikke at forbruge el. I *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020*¹⁵ blev der redegjort for mekanismen vedrørende forhøjelse af prislofter, herunder sammenhængen til Value of Lost Load (VoLL). Mekanismer for prislofter er fortsat gældende og er i foråret 2022 blevet aktiveret, idet prisen i Frankrig i begyndelsen af april oversteg 60 pct. af prisloftet på 3.000 EUR/MWh. Hermed blev processen med forhøjelse af prisloftet til 4.000 EUR/MWh igangsat, og forhøjelsen af prisloftet har været gældende siden medio maj 2022.

Igangværende: Ny nordisk dimensioneringsmetode for Frequency Restoration Reserves

Det nordiske frekvensområde har på baggrund af det stigende behov for balancering af ubalancer lanceret en ny dimensioneringsmetode, hvor forventet ubalancer inkluderes i indkøbet af manuelle reserver i DK2. Det betyder, at der i nordiske sammenhænge indkøbes for den dimensionerende hændelse (N-1) samt 99 %-fraktilen for ubalancer. Foreløbige beregninger indikerer, at stigningen i det gennemsnitlige reservebehov er i størrelsesordenen 200-300 MW for DK2, hvilket tillægges N-1 indkøbet på 600 MW. DK1 er forbundet med kontinental Europa og er derfor ikke underlagt samme dimensioneringskrav som DK2. Der vil dog ligeledes i DK1 opstå situationer, hvor de længerevarende ubalancer er større end N-1 og derfor bør indkøbes som reserver. Desuden kan store energiøer og store PtX-anlæg ændre den dimensionerende hændelse og derved på langt sigt også påvirke indkøbet af reserver. Et øget indkøb af reserver har en indirekte effekt på effekttilstrækkeligheden, grundet at indtægter forbedrer levevilkårene for elkapacitet der typisk er udenfor spotmarkedet.

Igangværende: Identificere og aktivere nye leverandører af fleksibilitet og systemydelser

I Energinet arbejdes der systematisk med anvendelse af Open Door Lab, som er betegnelsen for, innovationssamarbejder mellem Energinet og eksterne virksomheder. Det seneste år er der gennemført tre forløb med fokus på fleksibilitets- og systemydelsespotentialer. Sammen med Siemens blev det undersøgt, hvordan køleanlæg i erhvervsbygninger kan levere forbrugsfleksibilitet. Hos Danfoss blev fleksibilitetsmulighederne i et kommende brintanlæg undersøgt. En tredje indsats havde fokus på fleksibilitetspotentialet i spildevand og herunder identifikation af regulatoriske barrierer. Alle tre forløb viste et skalerbart potentiale for levering af systemydelser.

Igangværende: Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning

I tidligere udgaver af *Redegørelse for elforsyningsikkerhed* er det blevet beskrevet, at knaphedspriser ved ubalanceafregning kan have betydning i forhold til effekttilstrækkelighed, idet prisen for ubalance vil være høj. Dette giver markedsaktørerne en klar tilskyndelse til at sikre balance, ved at der er overensstemmelse mellem faktisk forbrug og produktion, og det der meldes ind i markedet. Det er i februar 2022 blevet godkendt af ACER, at knaphedsprisen i de

¹⁴ [Behovsvurdering for systemydelser | Energinet](#)

¹⁵ <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Redegoerelse-for-elforsyningsikkerhed-2020>

fælleseuropæiske balanceringsplatforme MARI og PICASSO vil være 15.000 EUR/MWh, gældende fra juli 2022 til juli 2026. Prisen skal evalueres efter tre år. MARI og PICASSO er handelsplatforme for aFRR- og mFRR-balanceringsenergi. I det nordiske regulerkraftmarked er prisen 10.000 EUR/MWh. Når Danmark, senest i 2024, overgår til MARI, vil knaphedsprisen blive 15.000 EUR/MWh, gældende frem til 2026, hvorefter prisen forventes at stige til 99.999 EUR/MWh.

Mulig: Markedsløsning for FRR-kapacitet

Resultaterne i denne redegørelse viser, at knaphedssituationen opstår samtidigt med nabolandene, hvorfor der skal findes løsninger i og på tværs af områder uden at forvride konkurrencen mellem aktørerne. Derfor undersøger Energinet behovet for markedsløsninger til sikring af lokal kapacitet i sammenhæng med implementering af fælles nordiske kapacitetsmarkeder for aFRR og mFRR.

Mulig: Midlertidig strategisk reserve

Udgangspunktet for det danske elsystem er det såkaldte *energy only*, hvilket betyder en ren markedsmodel, hvor der kun leveres betaling for leveret energi. Hvis det over tid viser sig ikke at være muligt at opretholde en høj nok effekttilstrækkelighed, sikret gennem markedstiltag, kan det blive relevant at tage en strategisk reserve i anvendelse. Med en strategisk reserve betales der for ikkeleveret energi i form af en rådighedsbetaling til et produktionsanlæg, der kan igangsættes, hvis effekten ikke kan opretholdes i elsystemet. En strategisk reserve kan også være forbrug der afkobles, mod betaling for at have denne mulighed.

I lyset af den udfordrede effekttilstrækkelighedssituation kan det i årene fremover blive nødvendigt med etablering af en strategisk reserve. En strategisk reserve skal godkendes af konkurrencemyndighederne i EU og en godkendelse forudsætter både, at etableringen vurderes at være nødvendig, og at effekttilstrækkelighedsproblemet har været søgt løst med markedsbaserede løsninger. Ud fra prognoserne for effekttilstrækkelighedsudfordringen vil Energinet igangsætte en analyse af EU's mulige statsstøttekrav ved en sådan eventuel godkendelse.

5. Eltransmissionsnettet

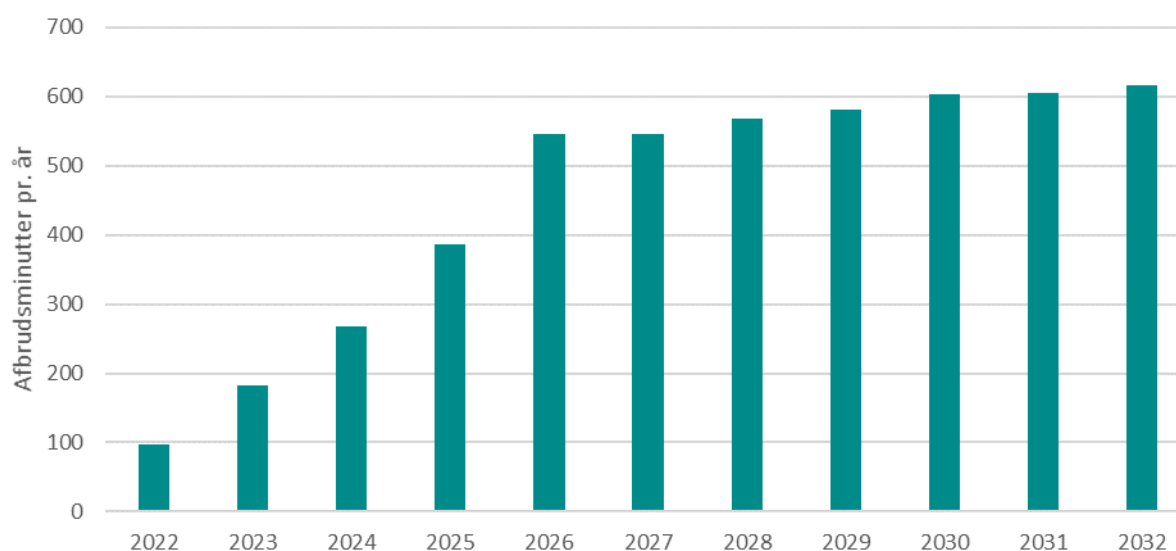
Hver dag passerer stadig mere strøm gennem Energinets eltransmissionsnet. Øget elektrificering og tilslutning af flere og nye VE-produktionsanlæg vil sammen med den nødvendige reinvestering i de aldrende dele af eltransmissionsnettet øge kravene til renovering og udbygning. Samtidig med at der bygges og renoveres, skal elforsynings sikkerheden opret holdes. Dette understreger vigtigheden af højt fokus på nettilstrækkelighed og høj systemsikkerhed.

5.1 Nettilstrækkelighed

5.1.1 Reinvesteringer

Eltransmissionsnettets driftsmæssige tilstand forringes, i takt med at det ældes. Det medfører en højere fejlsandsynlighed og reducerer dermed elforsynings sikkerheden. Reinvestering af eltransmissionsnettet er det primære tiltag til påvirkning af antallet af afbrudsminutter. Reinvesteringsprogrammet er beskrevet i *Energinets Langsigtede Udviklingsplan 2022*¹⁶, og i perioden 2022-2025 er der budgetteret 6,9 mia. DKK til reinvesteringsprogrammet i eltransmissionsnettet, svarende til ca. 1,7 mia. DKK pr. år. Frem mod 2030 forventer Energinet et reinvesteringsbudget på ca. 1,5 mia. DKK pr. år.

Effekten af reinvesteringsprogrammet er svær at kvantificere. Ud fra samme metode som anvendt i *Redegørelse for elforsynings sikkerhed 2021* viser nedenstående Figur 16 konsekvenserne i afbrudsminutter, hvis der ikke gennemføres reinvesteringsprogrammet i komponenter med opbrugt teknisk levetid. Denne metode har udgangspunkt i, at anlægskomponenter tages permanent ud af drift, når den tekniske levetid er opbrugt. Baseret på gennemsnittet af et repræsentativt udsnit af anlægsmassen vurderes den samlede konsekvens. Det vil have en væsentlig betydning for antallet af afbrudsminutter, hvis de nødvendige reinvesteringsprogrammet ikke foretages. Metoden omfatter ikke krydsafhængigheder mellem de enkelte reinvesteringsprogrammet. Den vil derfor underestimere det faktiske antal afbrudsminutter, hvis der ikke reinvesteres. Estimatet forudsætter ligeledes, at allerede godkendte reinvesteringsprogrammet frem mod 2025 gennemføres.



Figur 16 Probabilistisk opgørelse af udviklingen i afbrudsminutter relateret til manglende nettilstrækkelighed i eltransmissionsnettet, hvis der ikke gennemføres reinvesteringsprogrammet i komponenter med opbrugt teknisk levetid.

¹⁶ Det samlede planlægningsgrundlag for eltransmissionsnettet er indeholdt i Energinets langsigtede udviklingsplan. <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Energinets-Langsigtede-Udviklingsplan-2022>

Med omkostningen på 1,7 mia. DKK pr. år til reinvesteringer i perioden 2022-2025 og en omkostning 1,5 mia. DKK pr. år i perioden 2026-2031 vil reinvesterings-programmet have medført omkostninger på ca. 23 mio. DKK mitigeret (undgået) afbrudsminut i 2032 alene. Energinet forventer, at det ud over gennemførelse af reinvesteringsprogrammet ikke vil være samfundsmæssigt rentabelt at arbejde for endnu færre afbrudsminutter i eltransmissionsnettet.

5.1.2 Risikovillighed

Energinet arbejder aktivt med risici i forbindelse med drift af eltransmissionsnettet. Særligt i forbindelse med den igangværende reinvesteringsproces har Energinet fokus på kalkulerede risici. Med planlagte og nødvendige udetider af kritiske anlægskomponenter i reinvesteringsfasen er det meget omkostningstungt at opretholde den samme elforsynings-sikkerhed. Energinets risikovillighed er et her et udtryk for, om omkostninger til sikring af elforsynings-sikkerheden står mål med de samfundsmæssige gevinster ved at opretholde elforsyningen af elforbrugere.

Energinet vurderer i forbindelse med reinvesteringer påvirkningen af elforsynings-sikkerheden og mulige mitigerende tiltag til sikring af elforsynings-sikkerheden. Det vurderes herefter, om konsekvensens omfang ligger inden for Energinets risikovillighed, som samlet set er udtrykt ved 1 afbrudsminut i planlægningsmålet for nettilstrækkelighed.

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 på grund af manglende nettilstrækkelighed. Energinet påregner en samlet risiko på ét afbrudsminut til nettilstrækkelighed på grund af risikovillighed i fremtiden.

5.1.3 Nye netprodukter

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

"Begrænset netadgang" som permanent vilkår betyder, at elforbrugeren som udgangspunkt har adgang til den strøm, som efterspørges. Elforbrugeren kan dog uden varsel beordres til at nedregulere sit elforbrug inden for 15 minutter, hvis der sker hændelser i eltransmissionsnettet, som kræver dette. Ligeledes kan der også udmeldes begrænsninger på forhånd, fx. ved begrænsninger på grund af planlagt arbejde eller vedligehold. Til gengæld for denne nedregulering eller afbrydelse betales en lavere eltransmissionstarif.

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

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

De nye netprodukter blev metodeanmeldt hos Forsyningstilsynet i maj 2020. Efter dialog med Forsyningstilsynet blev en revideret metode anmeldt i juni 2022 og mindre justeringer hertil blev desuden anmeldt i starten af september 2022. Indførelse og implementering af netprodukterne afventer nu den offentlige høring via Forsyningstilsynet og en godkendelse fra Forsyningstilsynet.

5.2 Robusthed

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

Som følge af den grønne omstilling og udfasningen af de fossilt baserede termiske kraftværker bliver elsystemet mere sårbart, hvis andre anlæg ikke bringes i stand til at overtage rollen som stabilisator. Traditionelt set har elsystemets anlæg været direkte tilsluttet elsystemet, mens nye elproduktions- og elforbrugsanlæg tilsluttes ved hjælp af effektelektronik. Det bliver derfor den specifikke software til styring af denne effektelektronik, der bestemmer elsystemets opførsel. Effektelektronikken er specifik for hvert anlæg, hvilket komplicerer forudsigelsen af den stabilitetsmæssige opførsel. De nye elanlæg bliver således et omdrejningspunkt i forhold til den fremtidige stabilitet i elsystemet.

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

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

For at sikre den fortsatte stabilitet i elsystemet og undgå u hensigtsmæssige påvirkninger af elnettet, vurderer Energinet løbende de nødvendige tekniske tilslutnings- og driftskrav til nye forbrugs- og produktionsenheder og arbejder også løbende med forbedring af procedurer og regler. Det er forventeligt, at nye anlægsteknologier tilsluttet i meget store mængder, vil betyde en tilpasning af disse krav, da elsystemet som en konsekvens af denne udvikling, vil have en væsentlig anderledes opførsel.

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

I tekstboksen nedenfor belyses to aktuelle situationer fra udlandet med eksempler på særlige cases med utilsigtede eller u hensigtsmæssige opførelse vedrørende konverteranlæg, der kan udfordre systemsikkerheden.

Særlige cases i relation til robusthed

Odessa-forstyrrelse i Texas

Den 9. maj 2021 opstod en enfaset fejl på en transformer installeret i elsystemet i Texas. Denne fejl ledte til udkobling af 1,1 GW solproduktion, 0,2 GW klassisk produktion og en mindre mængde vindproduktion. Anlæg udkoblede op til 320 km fra hændelsens centerpunkt. Det samlede udfald oversteg designkriterierne og udfordrede herved systemsikkerheden i Texasområdet. Solanlæggene, der udgjorde langt den største andel tabt produktion, udkoblede på grund af lokale fejl i solanlæggets komponenter og kontrol- og styringssystemer. En række anbefalinger er opstillet efter en grundig analyse af hændelsen, herunder formulering af bedre systemintegrationsprocesser, der adresserer nye komplekse konverterbaserede anlæg, tydeligere netregler, bedre validering af anlægsperformance, samt anvendelse af mere retvisende simuleringer for konverterbaserede anlæg.

Overspænding i netområde i Skotland

Den 24. august 2021 opstod der pludseligt overspændinger i et 400 kV-netområde i Skotland. Disse skadelige overspændinger opstod ad flere omgange uden varsel, og de varede i ca. 20 sekunder, hvorefter de forsvandt igen. Sådanne overspændinger vil reducere levetiden på de berørte anlæg og kan i værste fald ødelægge det elektriske udstyr. Siden hændelsen har den engelske systemoperatør tvangskørt en række klassiske kraftværker for at forhindre, at fejlen opstod igen. Årsagen er endnu ikke fastlagt, men overspændingens karakteristika indikerer, at det er et interaktionsproblem mellem nogle af elsystemets anlæg.

5.2.1 Sikring af robusthed i fremtiden

Der er en væsentlig opgave for Energinet at sikre, at elsystemet fortsat kan opretholde en høj robusthed i takt med den grønne omstilling. Energinet er i gang med at udarbejde et program, der skal sikre en helhedsorienteret håndtering af stabiliteten i elsystemet, under titlen: *Stabilitetsvejviseren – vejen mod et stabilt 2030*.

STABILITETSVEJVISEREN – VEJEN MOD ET STABILT 2030

METODEVÆRK



SYSTEMDESIGN



TEKNOLOGIER



INVOLVERING



Programmet samler udviklingen af de elementer, der tilsammen sikrer stabiliteten i elsystemet, og kommer til at bestå af fire spor. Metodeværkssporet udvikler det metodeværk, der skal anvendes til at sikre stabiliteten i fremtidens elsystem. Under dette ligger udviklingen af nødvendige simuleringstværværktøjer, overvågnings- og kontrolsystemer, systemintegrationsprocesser, netregler samt formuleringen af tekniske krav til eventuelt fremtidige systemydelser til stabilitets-håndtering.

Systemdesignsporet formulerer de tekniske funktionskrav, der skal gælde i fremtidens elsystem samt beskriver de rammer, der gør det muligt for de mest egnede teknologier at bidrage til at opfylde disse funktionskrav. Dette indbefatter en optimeret fordeling af anvendelsen af systemydelser, integrerede komponenter og nettilslutningsreglerne rettet mod elsystemets anlæg.

Teknologisporet bidrager til at skabe rammerne for, at alle lovende teknologier kan udvikles rettidigt, så de kan anvendes som løsningselement i sikringen af stabiliteten i elsystemet.

Involveringssporet opgave er at sikre, at Energinet arbejder med de rette partnere under udviklingen af fremtidens stabilitetshåndteringer, og at stabilitetsemnet kommunikerer modtagerbaseret til de interessenter, der har et behov for at være involveret.

Udviklingsaktiviteterne under de fire spor samles i et fælles roadmap for stabilitet, som forventes udgivet med udgangen af 2022 Herefter vil Energinet afholde en række workshops, hvor elsystemets aktører inviteres til at formulere, hvor de kan bidrage til at sikre stabiliteten i elsystemet.

5.3 IT-sikkerhed i Energinet

IT-sikkerhed benævnes også som cybersikkerhed og omfatter IT- og operationel sikkerhed koblet til fortrolighed, integritet, pålidelighed og tilgængelighed.

Energinet har ikke oplevet nogle alvorlige konsekvenser for elforsyningsikkerheden relateret til hændelser vedrørende cybersikkerhed. Al sikkerhed er produktet af en række sikkerhedslag, og Energinet arbejder overordnet set med fire lag. Det første lag er præventivt at beskytte sig imod, at nogen misbruger svagheder bevidst eller ved fejl. Det kan være lukning af sikkerhedshuller, awareness træning, adgangsstyring mv. Dette er den primære skal af sikkerhed.

Hertil har Energinet i samarbejde med CFCS (Center for Cybersikkerhed) en opdagende funktion, som går på blandt andet opdagelse af eksterne angreb, adgangsovertrædelser og adfærdsafvigelse. Fx blev der observeret en forøget netværkstrafik fra Rusland og nogle andre tidligere Sovjetrepublikker i begyndelsen af Ukraine konflikten.

Energinets tredje beskyttelseslag er håndteringen af afvigelserne, fx lukning af netværkstrafik fra Ukraine og Rusland m.fl.

Det sidste sikkerhedslag er beredskabet. På dette område er der mange lovkrav og flere på vej, og Energinet arbejder målrettet på implementering og opfyldelse af disse krav. Cybersikkerhedsafdelingen sørger for træning og workshops på dette område i samarbejde med andre afdelinger i Energinet.

Ukrainekonflikten har forhøjet risikoen for eksterne angreb på sikkerheden i Energinet. Scenarier, som kan være alvorlige særligt i forhold til kritisk infrastruktur, kan være:

1. BlackEnergy. Specifikt rettede infrastrukturangreb. I 2015 blev elforsyningen til ca. 80.000 husstande i Ukraine afbrudt efter et digitalt angreb (cyberangreb) på centrale dele af elnettet i Ukraine.
2. NotPetya/Wannacry. Destruerende skadelig software, som potentielt kan ødelægge virksomheders IT-infrastruktur med konsekvenser for kritisk infrastruktur. De nævnte typer af cyberangreb er eksempler, hvor IT-systemer i forskellige virksomheder er blevet angrebet med store og alvorlige konsekvenser for IT- og infrastrukturens systemer.
3. Colonial Pipeline. Dette var et eksempel på et ransomware angreb i 2021, som resulterede i en kritisk situation i flere delstater i USA, da omkring halvdelen af olieforsyningen i det østlige USA blev lukket (krypteret) i forbindelse med, at energivirksomheden Colonial Pipeline blev afkrævet en løsesum på 4,4 mia. USD for at få IT-systemerne til at køre igen.

Energinet investerer i år i opskalering af cybersikkersafdelingen og arbejder fortsat strategisk for at sikre en stærk beskyttelse imod den stigende cyberrisiko. Energinet fastholder ambitionen fra de seneste redegørelser om 0 afbrudsmutter i 2032 relateret til IT-sikkerhed.

6. Eldistributionsnetterne

Det er netvirksomhedernes forventning, at der vil være en stigning i antallet af afbrudsminutter frem mod 2032. Dette skyldes primært en fortsat stigende fejlfrekvens på grund af aldrende komponenter. Sekundært vil der være en øget udnyttelse af elnettenes kapacitet på grund af en øget elektrificering i samfundet. Fejl på 10-20 kV olie-papir-isolerede kabler (APB-kabler) og deres tilbehør (samlemuffer) forventes at dominere stigningen de kommende 10 år.

Nedenstående beskrivelser og forventninger til udviklingen i afbrudsminutter er baseret på input fra Green Power Denmark på vegne af netvirksomhederne.

6.1 Udvikling i elforsyningsikkerheden – eldistributionsnetterne

COWI har for Green Power Denmark, tidligere Dansk Energi, udarbejdet en model, som første gang blev anvendt i forbindelse med *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020*. Modellen anvendes til estimering af eldistributionsnettenes aldersrelaterede udviklingen i antallet af afbrudsminutter. Green Power Denmark har arbejdet videre på denne model.

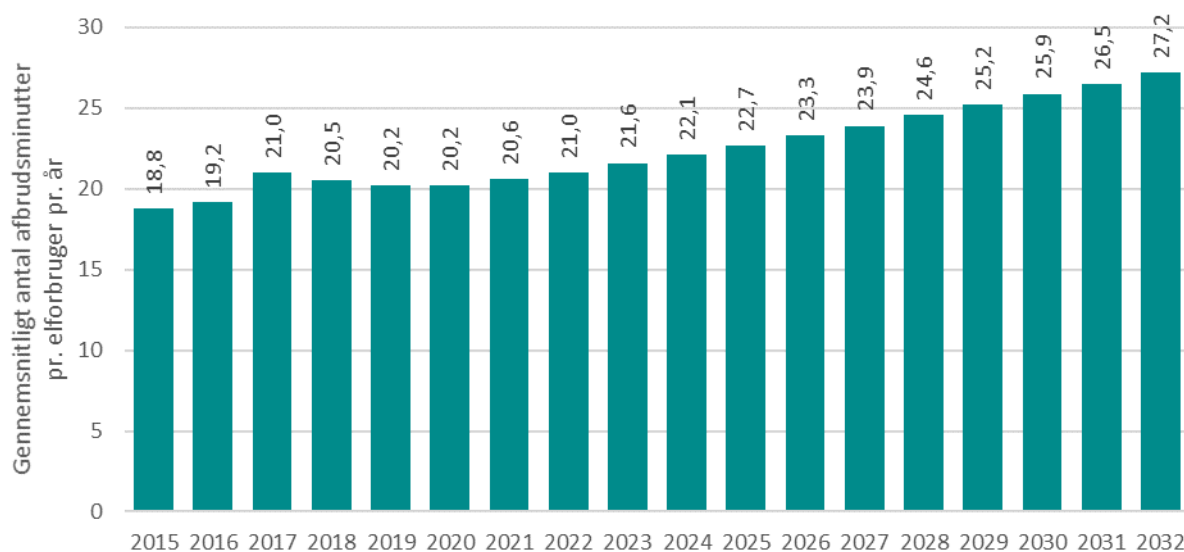
Modellen anvender data for eldistributionsnettenes alder, aldersafhængige fejlsandsynligheder (dog kun for 10-20 kV-kabelanlæg) og antal installerede komponenter. På baggrund af disse input estimeres udviklingen i antallet af afbrudsminutter frem i tiden. Eldistributionsnettenes alder er baseret på input fra ni netvirksomheder mod syv netvirksomheder i analysen fra 2021. De aldersafhængige fejlsandsynligheder er baseret på input fra fire netvirksomheder. Modellen omfatter således:

- Aldersfordeling for 83-84 pct. af anlægsmassen i eldistributionsnetterne¹⁷, omfattende 84 pct. af elforbrugerne i Danmark (79 pct. i analysen fra 2021).
- Fejlsandsynlighed baseret på 41 pct. af 10-20 kV-APB-kabelanlæg og 17 pct. af 10-20 kV PEX-kabler i Danmark, omfattende 44 pct. af elkunderne.

Afbrudsminutterne er fremskrevet under forudsætning af en fortsættelse af det hidtidige reinvesteringsniveau i eksisterende net på 1,8 mia. DKK årligt frem mod 2032. Foretages fremskrivningen længere frem, vil de årlige omkostninger til at dække reinvesteringsbehovet stige. Det skal understreges, at der er en betydelig usikkerhed forbundet med fremskrivningen. Der vil foregå et løbende arbejde med at nedbringe denne usikkerhed ved at forbedre datagrundlaget. Dette sker ved at udvide analysen til at omfatte data fra flere netvirksomheder og løbende sikre en opdatering af data brugt i modellen.

Fremskrivningen er gennemført samlet for Danmark med udgangspunkt i det samlede investeringsbudget for alle netvirksomheder under ét. Der er dermed ikke taget højde for de enkelte netvirksomheders individuelle indtægtsrammer.

¹⁷ Målt på mængden af installerede 10-20 kV-kabelanlæg og 10/0,4 kV-netstationer.



Figur 17 Årlige afbrudsminutter i eldistributionsnettene pr. elforbruger i Danmark i perioden 2015 til 2032 – aldersdrevet udvikling fra 2021. Kilde: Green Power Denmark 2022

Fremskrivningen i Figur 17 viser samme tendens som i tidligere år. Det årlige antal afbrudsminutter forventes at være stigende fra ca. 20 minutter i dag til lidt over 27 minutter i 2032. Stigningen sker på baggrund af ældede komponenter med dertilhørende stigende fejlsandsynlighed.

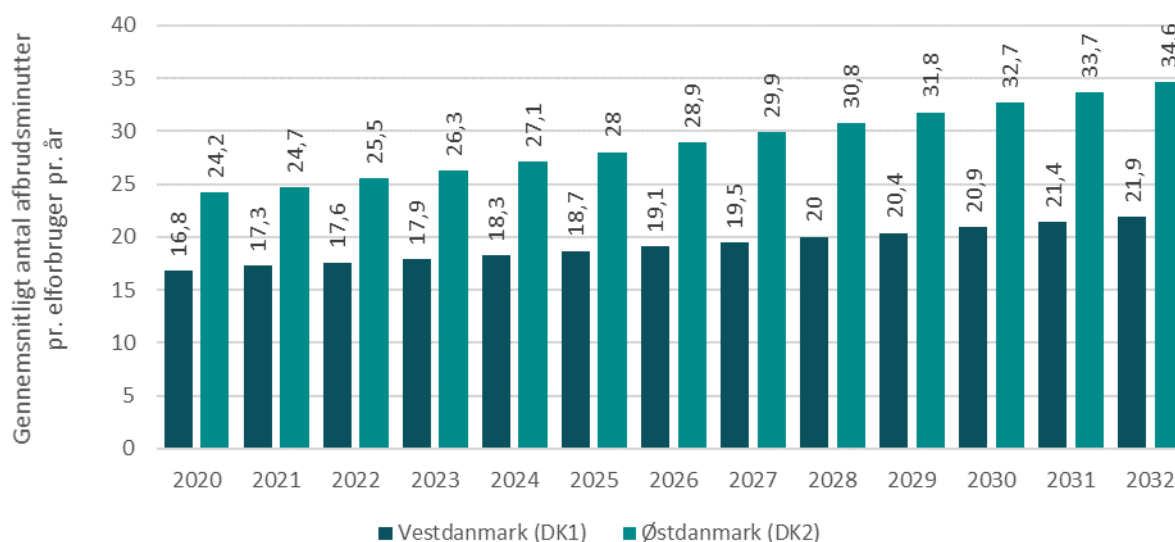
Desuden vurderer netvirksomhederne, at hvis det historiske og internationalt set relativt lave antal afbrudsminutter, søges opretholdt fuldt ud i 2032, vil det være meget omkostningsfuldt, set i forhold til effekten på antallet af afbrudsminutter.

På transmissionsniveau opgøres afbrudsminutter på baggrund af "ikke leveret energi". På distributionsniveau registreres antallet af kunder og udetiden i afbrudsminutter for hver afbrudshændelse. På baggrund af disse opgørelser beregnes gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. kunde, også kaldet SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Afbrudsminutter, som er indleveret til redegørelsen for elforsyningsikkerhed, fra netvirksomhederne, er således opgjort efter SAIDI. På distributionsniveau registreres ikke "ikkeleveret energi" i forbindelse med en afbrudshændelse, hvorfor det ikke er muligt at anvende samme metode som på transmissionsniveau. Denne metodiske forskel skal man have i mente, når afbrudsminutter fra transmissionsniveau og distributionsniveau behandles under et eller sammenlignes.

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

6.1.1 Fremskrivning for DK1 og DK2

Fremskrivningen er også foretaget separat for eldistributionsnettene i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Resultatet viser en forventet forskel i antallet af afbrudsminutter. Det skal bemærkes, at usikkerheden i fremskrivningen her er større end for fremskrivningen, der dækker hele Danmark.



Figur 18 Årlige afbrudsminutter i eldistributionsnettene pr. elforbruger i henholdsvis Vest- og Østdanmark i perioden 2020 til 2032 – aldersdrevet udvikling fra 2021. Kilde: Green Power Denmark 2022.

Som det fremgår af Figur 18 fremskrives afbrudsminutterne i Vestdanmark til ca. 22 og i Østdanmark til ca. 35 i 2032. Allerede i dag ses der en forskel mellem Vest- og Østdanmark i SAIDI, hvor det primært er 10-20 kV-kabelanlæg, herunder deres type og alder, som forklarer størstedelen af forskellen i afbrudsminutterne.

Det er vigtigt at pointere, at der er forskelle mellem de enkelte netvirksomheder, således at fx nogle netvirksomheder i Vestdanmark, godt kan passe bedre ind i fremskrivningen for Østdanmark, og omvendt. Dette vil først kunne påvises, når datagrundlag og forudsætninger for modelleringen er så ensartet og udviklet, at der med rimelighed kan fremskrives på selskabsniveau. Dette kræver fortsat forbedringer i datagrundlag og forudsætninger. Meget lokale forhold, som udlignes for Danmark som helhed, kan få stor betydning på selskabsniveau.

6.1.2 Betydning af øget elforbrug

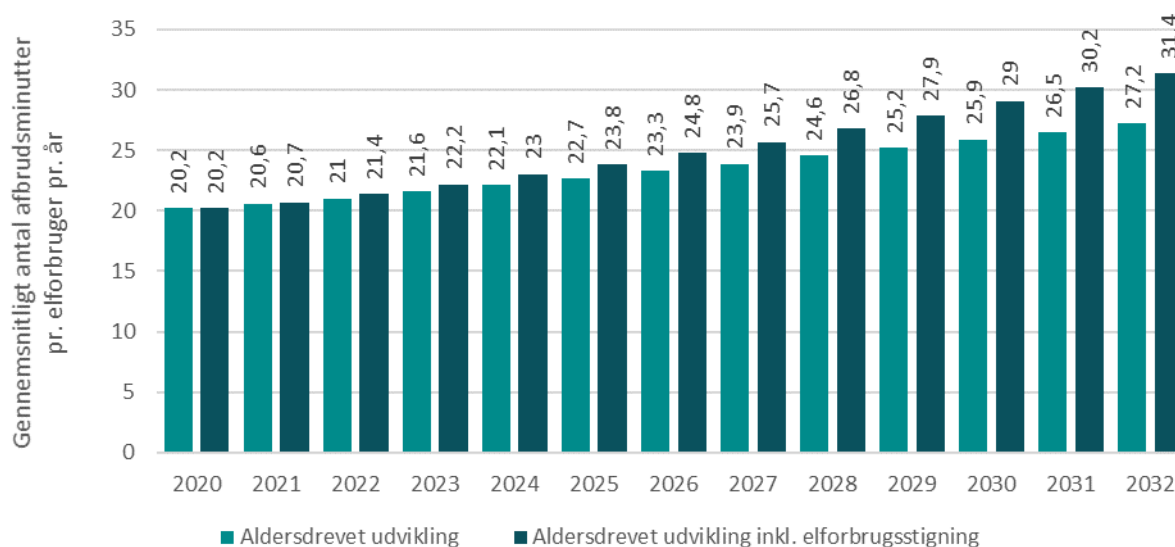
Den øgede elektrificering af samfundet vil medføre, at belastningen af komponenterne i de eksisterende eldistributionsnet ændres. Komponenterne skal belastes tættere på kapacitetsgrænsen og over længere tid. Dette forventes at påvirke levetiden, da komponenterne drives ved en højere temperatur over længere tid. Dette vil påvirke fremskrivningen af afbrudsminutterne, da det vil øge komponenternes ældningsrate.

I forhold til stigning i elforbrug er der taget udgangspunkt i Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*. Stigende belastning af eldistributionsnettene estimeres at være medvirkende til stigningen i afbrudsminutter frem mod 2032.

Der er en betydelig usikkerhed forbundet med konsekvenserne af et stigende elforbrug i forhold til fremskrivningen af afbrudsminutter. Det skyldes et manglende datagrundlag. Netvirksomhederne har historisk investeret i

eldistributionsnettene for at sikre en høj robusthed. Blandt andet ved at opretholde N-1 dimensioneringskriteriet. Eldistributionsnettene har derfor historisk ikke har været belastet tæt på deres kapacitetsgrænse. Der er dermed ikke praktiske erfaringer for dette.

Der er forsøgt at estimere betydningen af en øget benyttelsesgrad af eldistributionsnettene ved at anvende en belastningsafhængig fejlfrekvens for 10 kV-samlemuffer¹⁸. For alle andre komponenter i modellen er der ikke taget en belastningsafhængig fejlfrekvens med. Mange af de andre komponenter må dog antages at have en øget fejlsandsynlighed, ved stigende belastning. Anvendes disse forudsætninger til at tage højde for den stigende belastning, stiger afbrudsminutterne i 2032 fra ca. 27 afbrudsminutter i 2022 til godt 31 afbrudsminutter.



Figur 19 Årlige afbrudsminutter i eldistributionsnettene pr. elforbruger i Danmark i perioden frem mod 2032 når konsekvensen af et stigende elforbrug indregnes. Kilde: Green Power Denmark 2022.

Den grønne omstilling vil som nævnt medføre væsentlige investeringer i eldistributionsnettene i de kommende år. Dette sker for at understøtte den øgede elektrificering og sikre, at eldistributionsnettene kan håndtere denne. Disse investeringer forventes i givet fald også at påvirke afbrudsminutterne i eldistributionsnettene, idet investeringer erfaringsmæssigt kan medføre ikkevarslede afbrud i de år, hvor investeringerne konkret gennemføres. Netvirksomhedernes analyser har vist en sammenhæng i størrelsesordenen 0,5 afbrudsminutter pr. mia. DKK investeret i eldistributionsnettene. Baseret på fremskrivningen i *Sektorkøreplanen*¹⁹ vil et konservativt lavt bud på ekstra årlige investeringer frem mod 2030 være i gennemsnit ca. 1,3 mia. DKK. I givet fald vil dette svare til ca. ekstra 0,63 afbrudsminutter. Dog vil sådanne investeringer – som ikke er inkluderet i ovennævnte fremskrivning i figur 20 – i nogle tilfælde kunne tænkes at have en positiv påvirkning på afbrudsminutterne, hvis fx komponenter, for at understøtte den grønne omstilling, udskiftes tidligere end forudsat i fremskrivningen af afbrudsminutterne.

Målsætningen fra Regeringen og Folketinget om at reducere CO₂-udledningen med 70 pct. i 2030 sammenlignet med 1990 vurderes at ville kræve en stigning i elforbruget, som er større end angivet i *Analyseforudsætninger til Energinet*

¹⁸ Den belastningsafhængige fejlfrekvens er baseret på publicerede fejlfrekvenser fra et hollandsk netelskab, [Ref.: Fred Stennis etc. "The Effects of High Current Load on Joints in MV Cable Systems", Paper 0884, CIGRE 2011]. Generelt mangler der data for, hvordan en øget belastning påvirker netkomponenters fejlsandsynlighed, og det hollandske studie var umiddelbart det eneste, hvor det er vurderet, at der er et rimelig datagrundlag.

¹⁹ Regeringens klimapartnerskab, marts 2021 – Klimapartnerskab for energi og forsyning – Sektorkøreplan.

2021. Beregninger udført af Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning viser, at slutforbruget fra eldistributionsnettene forventes at stige til 58 TWh i 2030, svarende til en stigning på 70 pct.

De ovenfor nævnte beregningsforudsætninger og andre forhold illustrerer tydeligt kompleksiteten forbundet med at inkludere elektrificeringens betydning for udviklingen i antallet af afbrudsminutter.

6.1.3 Udvikling i afbrudsminutter efter 2032

Fremskrivningen i *Redegørelsen for Elforsyningssikkerhed* fokuserer på de næste 10 år. Det kan dog være interessant at se på, hvordan modellen forudsiger afbrudsminutterne vil udvikle sig efter 2032. Det er vigtigt her at have den meget store usikkerhed forbundet med at fremskrive afbrudsminutter 15-20 år ud i fremtiden for øje.

Anvendes forudsætningerne på fremskrivninger længere ud i fremtiden er der en indikation på, at afbrudsminutterne vil forsætte med at stige frem mod et tidspunkt omkring 2050, hvor de ser ud til at toppe på et niveau lidt under 40 minutter. Fremskrivningen er foretaget under forudsætning af, at der fastholdes en udskiftningsstrategi for 10-20 kV-kabelanlæg, hvor disse antages at blive udskiftet, når de når en alder på 80 år, hvis de ikke inden da er fejlet. Det skal her pointeres, at det må forventes, at der er kabelanlæg, som bliver ældre end 80 år, inden de udskiftes, ligesom der kan være kabelanlæg, som udskiftes mange år før, de bliver 80 år.

Antagelsen om at fastholde de årlige reinvesteringsniveauer på 1,8 mia. DKK pr. år er ikke realistisk at fastholde, når fremskrivningen forlænges frem mod år 2050. Her vil den gennemsnitlige årlige reinvestering frem mod 2050 i stedet nærme sig 2 mia. DKK pr. år – altså en forøgelse på 200 mio. DKK pr. år i forhold til den gængse 10 års tidshorisont frem mod 2032.

6.2 Igangværende og forventede tiltag (eldistributionsnettene)

6.2.1 Ændring af reinvesteringsniveauet

Der er grundlæggende et stigende behov for at reinvestere i eldistributionsnettene på grund af alder. I flere netvirksomheder nærmer komponenter sig et stadie i deres livscyklus, hvor de begynder at udvise en stigende fejlfrekvens. Derfor vil investeringsindsatsen rent teoretisk kunne fokuseres på de netkomponenter, der fejler særligt meget. Dog vurderes det at være yderst kompliceret og forbundet med stor usikkerhed at gennemføre en præcis udvælgelse af fx de kabler, der har størst fejlsandsynlighed.

Reinvesteringsaktiviteter er det primære tiltag i eldistributionsnettene i forhold til påvirkning af elforsyningssikkerheden. Det er relevant at se på, hvad et sænket reinvesteringsniveau betyder for fremskrivningen af afbrudsminutterne. Der vurderes at være en ikke ubetydelig risiko forbundet hermed, da netvirksomhederne løbende vedligeholder og reparerer på deres anlæg over jorden for at holde dem i en person- og driftssikker tilstand. En slækkelse herpå vurderes at ville føre til stigende afbrud på grund af fejl og dermed afbrudsminutter, men vil også kunne give andre u hensigtsmæssigheder når risici forbundet med personsikkerhed, miljø, med videre tages i betragtning. Endelig vil det kunne give et investeringsefterslæb på den lidt længere bane, når der ses ud over 2032. Effekten kan ikke direkte kvantificeres i DKK pr. mitigeret afbrudsminut, men det anbefales ikke at slække på nuværende reinvesteringsniveau, da risikoen her ved vurderes at være for stor.

Desuden peger netvirksomhederne på den økonomiske regulering, idet de tilladte indtægter skal kunne begrundes i investeringerne. Netvirksomhederne vurderer, at hvis udviklingen i antallet af afbrudsminutter fra eldistributionsnettene skal påvirkes, vil der være behov for et ændret investeringsniveau, og at der i den situation vil være behov for justeringer af reguleringen.

6.2.2 Investering i fjernbetjente og -overvågede netstationer:

Et tiltag, som netselskaberne allerede i dag bruger, er investeringer i fjernbetjente og -overvågede netstationer (herafter benævnt fjernbetjente netstationer). De kan sikre hurtig omlægning i 10-20 kV-eldistributionsnettene via fjernbetjening fra kontrolrum. Fjernbetjente netstationer vurderes potentielt at kunne reducere den gennemsnitlige afbrudsvarighed for visse typer af afbrud med op mod 40-60 pct. Afbrudsminutterne vil primært kunne reduceres ved fejl på 10-20 kV-kabelanlæg. Det er samtidig denne komponenttype, som primært driver udviklingen i antallet af afbrudsminutter. Det skal dog understreges, at tiltaget **ikke** påvirker fejlsandsynligheder og dermed fejlfrekvensen af afbrydelser. Det er alene **varigheden** af afbrydelser, som reduceres, og derved antallet af afbrudsminutter.

Det vurderes i dag, at der er installeret fjernbetjente netstationer i over 20 pct. af 10-20 kV-eldistributionsnettene i Danmark²⁰. Antallet kan variere mellem netvirksomhederne. En væsentlig del af potentialet ved fjernbetjente netstationer er derfor allerede udnyttet. Fastlæggelsen af de nøjagtige potentialer ved fjernbetjente netstationer kræver højt lokalkendskab i eldistributionsnettene. Det samlede potentiale er dog vurderet i et tænkt scenarie på baggrund af generelle antagelser og forudsætninger.

Scenariet baseres på gennemsnitligt to fjernbetjente netstationer på alle 10-20 kV-radialer i Danmark. I dette scenarie forventes en reduktion i den gennemsnitlige afbrudsvarighed med 40-60 pct. – konservativt antages 40 pct. Der er taget udgangspunkt i, at der allerede er ca. 3.000 stk. fjernbetjente netstationer installeret i Danmark. Med de netstationer, som i dag er i drift i Danmark, vil antallet af fjernbetjente netstationer i scenariet stige til ca. 14.800 stk. Det er i scenariet primært afbrudsminutter fra fejl på 10-20 kV-kabelanlæg og i mindre grad fra 10-20 kV-koblingsanlæg, som kan påvirkes af de fjernbetjente netstationer.

I scenariet ligger merinvesteringen i fjernbetjente netstationer ca. mio. DKK 50 årligt på landsplan frem mod 2032. I 2032 vil afbrudsminutterne være reduceret med ca. ét minut sammenlignet med fremskrivningen uden forbrugsstigning. Investering i fjernbetjente stationer kan i høj grad forbedre elforsyningsikkerheden på langt sigt, når afbrudshyppigheden er steget tilstrækkeligt. Netvirksomheder med ældre eldistributionsnet og højere fejlfrekvens har derfor på kort sigt større fordel af dette tiltag end netvirksomheder med yngre eldistributionsnet og lavere fejlfrekvenser.

6.3 Yderligere tiltag med henblik på at begrænse antal afbrudsminutter

Der er andre tiltag, som kan bidrage til påvirkning af antallet af afbrudsminutterne i fremtiden, jævnfør nedenstående. Sådanne tiltag vil ofte være mere driftsorienterede. Fokus er her primært på processer hos de enkelte netvirksomheder. Potentialet for tiltagene vil derfor være netvirksomhedsspecifik og ikke skalerbart til en samlet effekt på landsplan.

Det skal understreges, at netselskaberne allerede i dag i forskellig grad har implementeret sådanne tiltag. Det må som udgangspunkt forventes, at yderligere implementering sker af sig selv, hvis det har positiv indflydelse selskabsøkonomisk for netselskaberne.

6.3.1 Asset management-systemer og digitalisering

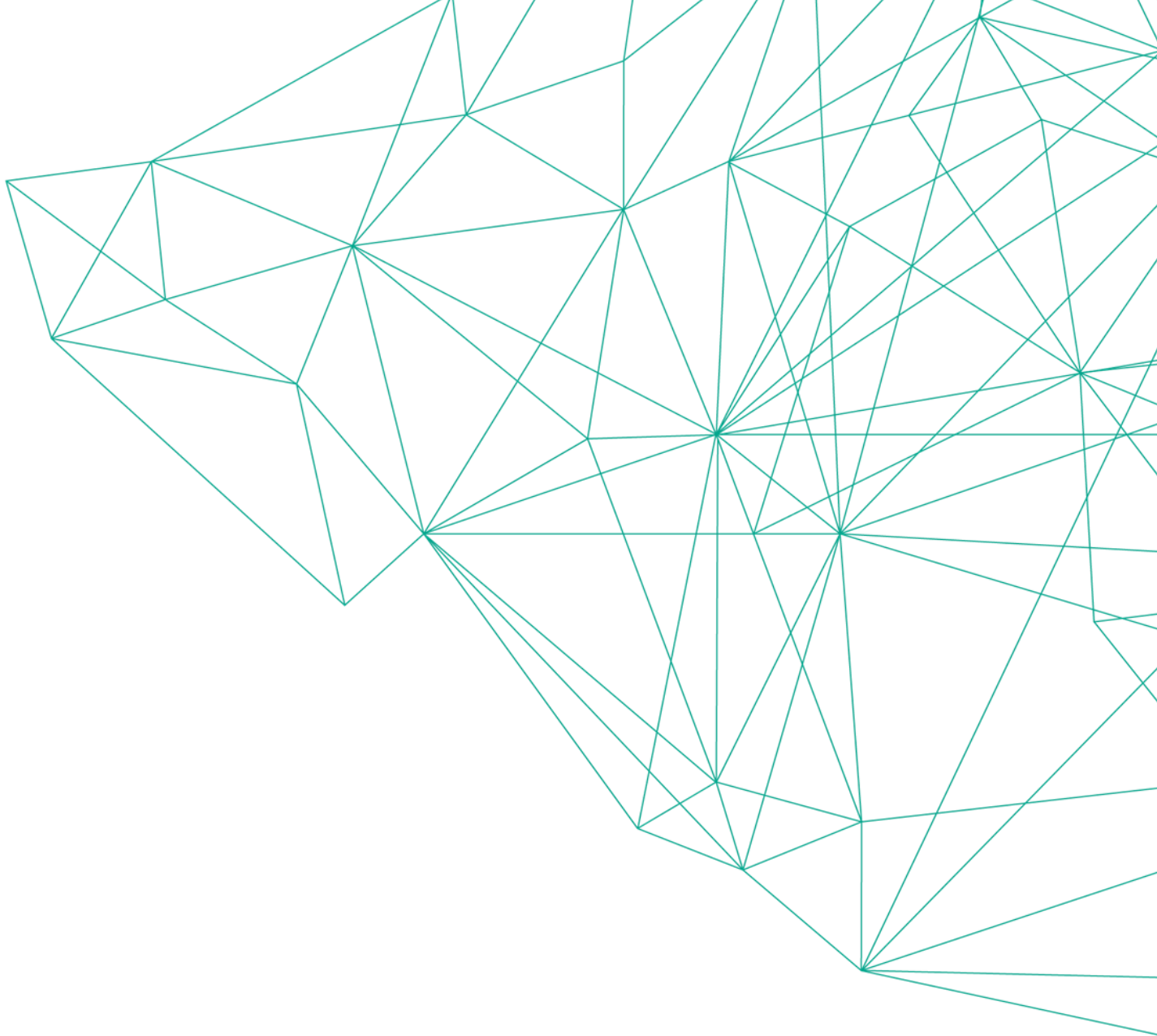
Implementering af asset management-systemer kan medvirke til, at ressourcer til drift og vedligeholdelse af eldistributionsnettene i højere grad målrettes der, hvor den største effekt opnås. Dette kan eksempelvis være i forhold til reduktion i afbrud af elkunde og opretholdelse af opetiden i eldistributionsnettene. 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 antallet af afbrudsminutter.

²⁰ Opgjort i forhold til 10-20 kV-radialer fra 30-60 kV/10-20 kV-transformerstationer.

6.3.2 Flexibilitet og afbrydelighed

Ved aftalt at kunne sænke eller helt afbryde elforbruget i perioder vil det være muligt at reducere risikoen for uplanlagt afbrydelser af elforbrugere. Konkret kan det ske ved at give elforbrugerne incitament til at sænke forbruget på specifikke tidspunkter. Dette kan fx ske ved tidsdifferentierede tariffer eller ved markedsløsninger for fleksibilitet, fx aftaler med aggregatorer eller operatører af batterier. Der kan også være tale om afbrydelighedsaftaler med enkelte elforbrugere eller aftaler om specifikke effektbehov, der tåler, at effekttrækket reduceres i specifikke perioder.

Flyttes elforbrug til andre tidspunkter af døgnet, hvor komponenterne historisk har været lavt belastet, vil komponenterne drives tættere på deres kapacitetsgrænse og over længere tid end i dag. Dette forventes at koste noget levetid i den sidste ende. Komponenterne vil blive drevet ved en højere temperatur over længere tid, men komponenterne udnyttes dog bedre, da belastningsgraden øges.



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Forfatter: HKT/DGR
Dato: 3. november 2022