



ENERGINET

REDEGØRELSE FOR
ELFORSYNNINGS-
SIKKERHED
2019

Resumé

I juni 2018 blev *Lov om elforsyning* ændret således, at klima-, energi- og forsyningsministeren har ansvaret for elforsyningssikkerheden og fastsætter niveauet herfor. Energinet skal, ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*¹, årligt udarbejde en redegørelse for elforsyningssikkerheden med en anbefaling om, hvorvidt niveauet for elforsyningssikkerhed bør ændres. Redegørelsen og anbefalingen indgår som grundlag for klima-, energi- og forsyningsministerens fastsættelse af niveauet for elforsyningssikkerhed. Energinet giver i nærværende *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019* en anbefaling af et niveau for fremtidens elforsyningssikkerhed. Herudover skal Energinet beskrive den forventede udvikling i elforsyningssikkerheden. Dette er gjort i dialog med netvirksomhederne, som står for forsyningen på de lavere spændingsniveauer (under 100 kV).

Energinet vægter i sin anbefaling elforsyningssikkerheden højt. Energinet ser det som sit primære mål at sikre den bedste hensyntagen i energiens trilemma; opretholdelse af høj elforsyningssikkerhed, hensyntagen til samfundsøkonomi samt sikring af den grønne omstilling ved indpasning af vedvarende energi.

Energinet og netvirksomhederne arbejder på at opretholde et højt niveau af elforsyningssikkerhed til gavn for elforbrugere og samfundet. En samfundsøkonomisk prioritering tilsiger dog, at omkostninger til at opretholde et bestemt niveau af elforsyningssikkerhed skal svare til elforbrugernes betalingsvillighed for elforsyningssikkerhed. Netvirksomhederne ønsker på sigt primært at fastlægge niveauet for elforsyningssikkerhed i eldistributionsnettene ud fra en samfundsøkonomisk tilgang frem for en traditionel ren elforsyningsmæssig tilgang, hvor elforsyningssikkerheden prioriteres højest. Endelig vægter Energinet med sin anbefaling i denne redegørelse det højt, at Danmark kan fastholde en konkurrencemæssig fordel i at ligge i den europæiske top, når det gælder elforsyningssikkerhed.

Energinet anbefaler et planlægningsmål for det samlede niveau for elforsyningssikkerhed på 35 minutter uden el (afbrudsminutter) i 2030, svarende til at de danske elforbrugere i gennemsnit kan forvente at have strøm i stikkontakten i 99,993 pct. af tiden. Til sammenligning havde de danske elforbrugere i 2018 strøm i stikkontakten gennemsnitligt 99,996 pct. af tiden, hvilket svarer til, at de danske elforbrugere i gennemsnit oplevede knap 22 afbrudsminutter. Eltransmissionsnettet var ansvarlig for ca. 0,2 afbrudsminutter og eldistributionsnettene var ansvarlige for de resterende ca. 21,7 afbrudsminutter. Manglende effekttilstrækkelighed gav i 2018 ikke anledning til afbrudsminutter.

Planlægningsmål i 2030	
Planlægningsmål (minutters afbrud)	35
Meromkostning (mio. DKK/år)	100 - 300
Benchmarking (Europa, 2016)	Top 5

Elforsyningssikkerheden i 2018 lå på niveau med de foregående 10 år (20 afbrudsminutter også svarende til 99,996 pct.), hvilket har gjort de danske elforbrugeres sikkerhed for elforsyning til en af de højeste i Europa. Med anbefalingen af en stigning til 35 afbrudsminutter som planlægningsmål for 2030 forventes elforsyningssikkerheden i Danmark fortsat at være blandt Europas bedste.

Den høje elforsyningssikkerhed i de foregående 10 år er opretholdt, samtidig med at andelen af fluktuerende vind- og solproduktion er steget. I 2018 var vind- og solandelen af det samlede elforbrug nået op på knap 44 pct. Årsagerne til den høje danske elforsyningssikkerhed er, at elnettet endnu ikke er så gammelt, hvorfor ælderrelaterede fejl fortsat er på et relativt lavt niveau i 2018. Desuden er mange luftledninger i eldistributionsnettene blevet udskiftet med kabler og lagt i jorden, så elnettet ikke påvirkes af fx storme.

¹ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

Når Energinet anbefaler et planlægningsmål med flere afbrudsminutter end i de foregående 10 år, skyldes det primært samfundsøkonomiske hensyn samt ligeledes netvirksomhedernes vurdering af, at antallet af afbrudsminutter alene forårsaget af eldistributionsnettene vil stige til ca. 28 minutter i 2030. Netvirksomhedernes vurdering er baseret på deres aktuelle reinvesteringsplaner. Hertil kommer Energinets planlægningsmål på 7 afbrudsminutter. Disse er forårsaget primært af 5 afbrudsminutter grundet manglende effekttilstrækkelighed, hvilket er samme målsætning som Energinets hidtidige og således ikke en ændring og i mindre omfang forhold vedrørende eltransmissionsnettet. Forhold på eltransmissionsnettet fordeler sig på 1 afbrudsminut knyttet til robusthed, som svarer til en fastholdelse af det nuværende risikoniveau, og 1 afbrudsminut forårsaget af nettilstrækkelighed knyttet til en større case-by-case risikovillighed ved gennemførelse af planlagte reinvesteringer.

Nettilstrækkeligheden udfordres i disse år af en øget fejlsandsynlighed som følge af et aldrende elnet. Energinet har igangsat tiltag til at mindske fejlsandsynligheden i eltransmissionsnettet, men risikoen kan ikke helt elimineres. Derudover udfordrer omstillingen fra regulerbar elproduktion til fluktuerende elproduktion fra sol og vind effekttilstrækkeligheden. For at kunne håndtere de afledte udfordringer og usikkerheder af denne udvikling er netvirksomhederne og Energinet allerede i færd med at foretage nødvendige reinvesteringer og implementere automation i driften af elsystemet for at kunne reagere hurtigt på pludselige ændringer. Derudover er Energinet ved at implementere en række markedsreformer, der blandt andet skal sikre større fleksibilitet i elsystemet.

Energinet har valgt at gennemføre et større reinvesteringsprogram af komponenterne i eltransmissionsnettet for at imødegå den stigende fejlrate, som ellers ville følge af et aldrende eltransmissionsnet. En stigende fejlrate ville kunne påvirke nettilstrækkeligheden negativt og dermed medføre forøgede afbrudsminutter for elforbrugerne. Energinet forventer, at det efter gennemførelse af reinvesteringsprogrammet ikke vil være samfundsøkonomisk rentabelt at arbejde for endnu færre afbrudsminutter i eltransmissionsnettet. Netvirksomhederne forventer et fald i elforsyningssikkerheden i eldistributionsnettet frem mod 2030 med de nuværende investeringsplaner, der formentlig kan rummes indenfor deres gældende økonomisk regulering. Det er dog forbundet med en betydelig usikkerhed.

Derudover forudser Energinet en mulig meromkostning for elforbrugerne, hvis der viser sig behov for at igangsætte yderligere tiltag til at sikre effekttilstrækkeligheden fx i form af en midlertidig strategisk reserve.

Energinet anbefaler primært at imødegå udfordringen med effekttilstrækkelighed med allerede igangværende markedsreformer. Der er i de seneste år indført en række markedsreformer i Europa, som først nu er ved at få deres virkning. Den endelige effekt af disse markedsreformer kendes ikke endnu, og i særdeleshed er effekttilstrækkeligheden vanskelig at forudsige i pressede situationer. Til trods for usikkerheden vurderer Energinet alligevel, at der kan blive behov for mulighed for afbrydelighed eller øget elproduktionskapacitet, fx i form af en midlertidig strategisk reserve. Energinet vurderer også, at hvis markedsreformer ikke har tilstrækkelig virkning på effekttilstrækkeligheden eller effektsituationen yderligere forværres, er den samfundsøkonomisk billigste løsning at etablere en midlertidig strategisk reserve i Østdanmark efter 2025.

Energinet arbejder derfor på at forberede en mulig beslutning om en midlertidig strategisk reserve i Østdanmark med henblik på at udspænde et "sikkerhedsnet" under effekttilstrækkeligheden. Konkret vil Energinet i samarbejde med Energistyrelsen fortsætte arbejdet med at udvikle scenarier og følsomheder for effekttilstrækkeligheden som grundlag for en vurdering af behovet for en midlertidig strategisk reserve. De første resultater af dette arbejde vil foreligge i 2020, hvorefter de forventes at indgå i grundlaget for kommende udgivelser af Redegørelse for Elforsyningssikkerhed. En eventuel strategisk reserve kræver en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen som Europa-Kommissionen.

Indhold

Resumé	3
Forord	7
1. Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed	9
1.1 Planlægningsmål	14
1.2 Metode	15
1.3 Valg af niveau	16
2. Hvad er elforsyningssikkerhed?	19
2.1 Hvad er vigtigst for at opretholde en høj elforsyningssikkerhed?	20
3. Status på elforsyningssikkerhed	21
3.1 Elforsyningssikkerheden i 2018	22
3.2 Energinets omkostninger til sikring af elforsyningssikkerhed	24
4. Forventet udvikling af elforsyningssikkerheden	26
4.1 Analyseforudsætninger til Energinet	26
4.2 Udvikling i elsystemet	28
4.2.1 Udvikling i eltransmissionsnettet	29
4.2.2 Udvikling i eldistributionsnettene	34
5. Tiltag til at understøtte elforsyningssikkerheden	37
5.1 Igangsatte tiltag i eltransmissionsnettet	37
5.1.1 Markedsreformer	38
5.1.2 Anlæg og systemdrift	40
5.1.3 Omkostninger til eltransmissionsnettet	42
5.2 Mulige tiltag i eldistributionsnettene	44
5.2.1 Økonomiske konsekvenser for eldistributionsnettene	45
5.3 Implementering af en midlertidig strategisk reserve	46
5.4 Tiltag til ændring af niveauet af elforsyningssikkerhed i eltransmissionsnettet	47
5.4.1 Mulige besparelser i eltransmissionsnettet	48
5.4.2 Mulige tiltag til at sikre et højere niveau af elforsyningssikkerhed	49
5.5 Anvendelse af VoLL til vurdering af tiltag	50
Appendikser	52
1. Appendiks A Elforsyningssikkerheden 2018	52
1.1 Afbrudsstatistik for Danmark	52
1.1.1 Afbrud i eltransmissionsnettet	54
1.2 Hændelser i eltransmissionsnettet	57
1.2.1 Væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet	58
1.2.2 Beredskabshændelser	60
1.3 Rådigheder	60
1.4 Omkostninger til systemydelser	61
1.4.1 Beordringer i 2018	62

1.4.2	Håndtering af revisionsansøgninger og afvikling af værker	63
2.	Appendiks B Effekttilstrækkelighed	64
2.1	Baggrund for effekttilstrækkelighedsvurderinger	64
2.1.1	Forbrugsfleksibilitet.....	68
2.2	Forudsætninger for prognose for effekttilstrækkelighed	69
2.2.1	Udviklingen i Danmarks nabolande	69
2.3	Prognose for effekttilstrækkelighed	70
2.4	Alternativ prognose for effekttilstrækkelighed	73
2.5	Følsomheder på effekttilstrækkelighed	77
3.	Appendiks C Nettetilstrækkelighed	84
3.1	Netdimensioneringskriterier.....	85
3.2	Grundlæggende opbygningsprincip for elnettet	85
3.3	Reinvesteringer.....	86
3.4	København	89
3.5	Lokale udfordringer på baggrund af stigende VE-produktion	91
3.6	Samarbejde med eldistributionsselskaberne	91
4.	Appendiks D Robusthed	93
4.1	Risikovurdering af robustheden.....	93
4.2	Behov for energi og andre ydelser i fremtiden	95
4.2.1	Blackstart.....	95
4.2.2	Behov for systemydelser til sikring af systembærende egenskaber	96
4.3	Markedsgørelse	97
4.4	Styring og automation	98
4.5	Netstudier på Fyn	98
5.	Appendiks E IT-sikkerhed	100
5.1	Trusselsvurdering.....	100
5.2	Internationalt samarbejde	101
6.	Appendiks F Kapitler og paragraffer	103
7.	Appendiks G Ordforklaring.....	104

Forord

Energinet har siden 2015 udgivet en årlig redegørelse for elforsyningssikkerhed². *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* udspringer af Energistyrelsens rapport fra 2015 *Elforsyningssikkerhed i Danmark*. Rapporten blev udarbejdet med sektorens aktører og kom med anbefalinger til Energinet om arbejdet med elforsyningssikkerhed og kommunikationen heraf. Med *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* efterlever Energinet anbefalingerne.

I 2018 blev *Lov om elforsyning*³ revideret. *Lov om elforsyning* er Energinets hjemmel til at opretholde elforsyningssikkerheden. Lovændringen indebærer, at Energinet årligt skal udgive en redegørelse for elforsyningssikkerhed blandt andet indeholdende en anbefaling af, om niveauet for elforsyningssikkerhed bør ændres.

Lovkravene vil fremadrettet blive opfyldt i *Redegørelse for elforsyningssikkerhed*. Derfor indeholder dette års *Redegørelse for elforsyningssikkerhed*, som den første, Energinets anbefaling til klima-, energi- og forsyningsministeren om niveauet for elforsyningssikkerhed. Energinet forventer i de kommende år at udvikle sine metoder til fastsættelse af anbefalingen for i samarbejde med netvirksomhederne at kunne kvalificere det grundlag, redegørelsen hviler på. Fremadrettede redegørelser forventes således, at inkludere en mere koordineret fremskrivning af forsyningssikkerheden på både eldistributions- og eltransmissionsniveau og en vurdering af mulige initiativer til at ændre elforsyningssikkerheden på begge niveauer. Dette gælder i høj grad, hvilken påvirkning tiltag foretaget af netvirksomhederne eller Energinet har på antallet af afbrudsminutter samt de tilhørende økonomiske konsekvenser.

Klima-, energi- og forsyningsministeren fastlægger på baggrund af den årlige *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* det ønskede niveau for elforsyningssikkerhed og meddeler dette til Energinet senest den følgende januar. "*Niveauet er et planlægningsmål og udmeldes som et antal afbrudsminutter.*"⁴ Det anbefalede niveau for elforsyningssikkerhed omfatter således både eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene. Indtil ministeren fastsætter et nyt niveau, vil det niveau, som Energinet hidtil har fastsat, og som ministeren har taget til efterretning, være gældende. "*Energinet har ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed og overvåge udviklingen heraf.*"⁵ Energinet fortolker, at Energinet i forhold til opretholdelsen af elforsyningssikkerheden alene har operationel mulighed for at opretholde det fastsatte niveau for den del, der hidrører eltransmissionsnettet, og derudover rapporterer for den historiske udvikling i hele elnettet.

Energinets *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019* adskiller sig fra tidligere års redegørelse, da denne nu skal opfylde kravene i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*. *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019* bygger også videre på tidligere udgivelser af *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* og aftalt indhold fra *Elforsyningssikkerhed i Danmark*.

Rapportens analyser og tiltag fokuserer primært på eltransmissionsnettet, da dette er hovedfokus i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* og Energinets mandat samt ansvarsområde. Dette indebærer, at redegørelsen har fokus på en mindre del af de elforsyningssvigt, som elforbrugere oplever. Energinet har været i tæt dialog med Dansk Energi og heraf udvalgte netvirksomheder omkring den forventede udvikling i afbrudsminutter samt tiltag til at forbedre eller forringe niveauet i eldistributionsnettene. Netvirksomhederne har meddelt Energinet, at de ikke har haft mulighed for at

² [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2015](#), [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2016](#), [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2017](#), [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018](#).

³ Bekendtgørelse af lov om elforsyning, LBK nr. 52 af 17/01/2019.

⁴ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

⁵ Bekendtgørelse af lov om elforsyning § 27 a, LBK nr. 52 af 17/01/2019.

udarbejde forventede meromkostningerne for tiltag til at forbedre eller forringe niveauet i eldistributionsnettene til dette års redegørelse. Energinet er i dialog med netvirksomhederne og myndighederne om at forbedre processerne herfor til de kommende års redegørelser.

Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2019 er udarbejdet af Energinet Elsystemansvar⁶ på vegne af Energinet.

Kommende sammenhæng med proces for Strategisk Investeringsplan

I efteråret 2019 begynder Energinet at forberede den første udgave af en strategisk investeringsplan, der forventes at skulle bestå af en langsigtet udviklingsplan og en samlet anlægsansøgning, hvori Energinet skal indstille ansøgninger om nyinvesteringer i eltransmissionsnettet til klima-, energi- og forsyningsministeren. Et af de væsentligste kriterier for udarbejdelsen af en strategisk investeringsplan og de tilhørende indstillinger vil være det niveau for elforsyningssikkerhed, som fastsættes af ministeren i opfølgning på *Redegørelse for elforsyningssikkerhed*.

Læsevejledning

Redegørelsen er opbygget med et resumé, fem hovedkapitler og syv appendikser. Hvert kapitel indledes med en kort opsummering af hele kapitlets indhold, heriblandt hovedbudskaberne. Appendikserne ligger til grund for og uddyber indholdet i kapitlerne.

Resuméet opsummerer alle kapitler i redegørelsen. Hovedvægten her er lagt på fastsættelsen af, og begrundelsen for, anbefalingen af niveau for elforsyningssikkerhed.

Kapitel 1 beskriver Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed.

Kapitel 2 beskriver begrebet elforsyningssikkerhed. Herunder findes en beskrivelse af kompleksiteten i forhold til sikring af elforsyningssikkerheden.

Kapitel 3 indeholder en status på elforsyningssikkerheden i Danmark i 2018 samt omkostningerne til denne. Elforsyningssikkerheden i 2018 beskrives i yderligere detaljer i Appendiks A.

Kapitel 4 beskriver den forventede udvikling i det samlede danske elsystem, og forudsætningerne som ligger til grund herfor. Udviklingen i elsystemet og i elforsyningssikkerheden beskrives i yderligere detaljer i Appendiks B-E.

Kapitel 5 omhandler mulige tiltag i elsystemet til påvirkning af elforsyningssikkerheden. Dette omhandler ligeledes forventede omkostninger og besparelser ved at reducere eller øge antallet af det gennemsnitlige antal afbrudsminutter for en elforbruger.

Love, forordninger og bekendtgørelser fremstår i teksten med navn i *kursiv*. Der henvises ligeledes til konkrete love med nummer og dato. Der anvendes i redegørelsen fodnoter til henvisning til eksterne dokumenter. Ligeledes vil kilder, som ligger til grund for figurer, fremgå af figurteksten.

Appendiks F indeholder en oversigt over, hvilke kapitler og Appendiks som forventes at efterleve paragrafferne i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*.

I Appendiks G findes en forklaring til ord og termer, som fremgår i redegørelsen.

⁶ Se mere om Energinets virksomhedsstruktur på <http://www.energinet.dk/>

1. Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed

Energinet vægter i sin anbefaling elforsyningssikkerheden højt. Energinet ser det som sit primære mål at sikre den bedste hensyntagen i energiens trilemma; opretholdelse af høj elforsyningssikkerhed, hensyntagen til samfundsøkonomi samt sikring af den grønne omstilling ved indpasning af vedvarende energi.

Energinets anbefaling i denne redegørelse er et planlægningsmål for det samlede niveau for elforsyningssikkerhed på 35 afbrudsminutter i 2030. Anbefalingen angives for 2030, da tiltag typisk tager tid at implementere og derfor først over tid vil ændre det forventede niveau i form af antal afbrudsminutter pr. år. Den forventede udvikling i afbrudsminutterne er forbundet med usikkerhed, men opdateres årligt, når Energinet kommer med sin anbefaling for elforsyningssikkerheden og vil derfor påvirkes af fx teknologisk udvikling, markedsreformer, ændrede omkostningsskøn med mere. Afsnit 1.2 uddyber metodiske overvejelser bag planlægningsmålet.

Energinet har, jævnfør *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*⁷ adspurgt netvirksomhederne om deres forventning til udviklingen i elforsyningssikkerheden i eldistributionsnettene. Formålet med dette har været at opnå kendskab til forventede ændringer i den del af elnettet, som ikke ejes af Energinet. Netvirksomhederne vurderer, at antallet af afbrudsminutter forårsaget af eldistributionsnettene med de aktuelle reinvesteringsplaner vil stige til ca. 28 minutter i 2030. Energinet har videreformidlet netvirksomhedernes forventning og forholder sig ikke til denne udvikling, da eldistributionsnettene ikke er Energinets ansvarsområde. Energinet er i dialog med netvirksomhederne og myndighederne omkring processen for redegørelsen, og vil i de kommende år i fællesskab med dem arbejde for at forbedre metoder og datagrundlag for at kunne give et mere præcist billede af forventningerne til udviklingen i elforsyningssikkerheden i både eltransmissions- og eldistributionsnet samt omkostningerne til tiltag, der kan påvirke elforsyningssikkerheden.

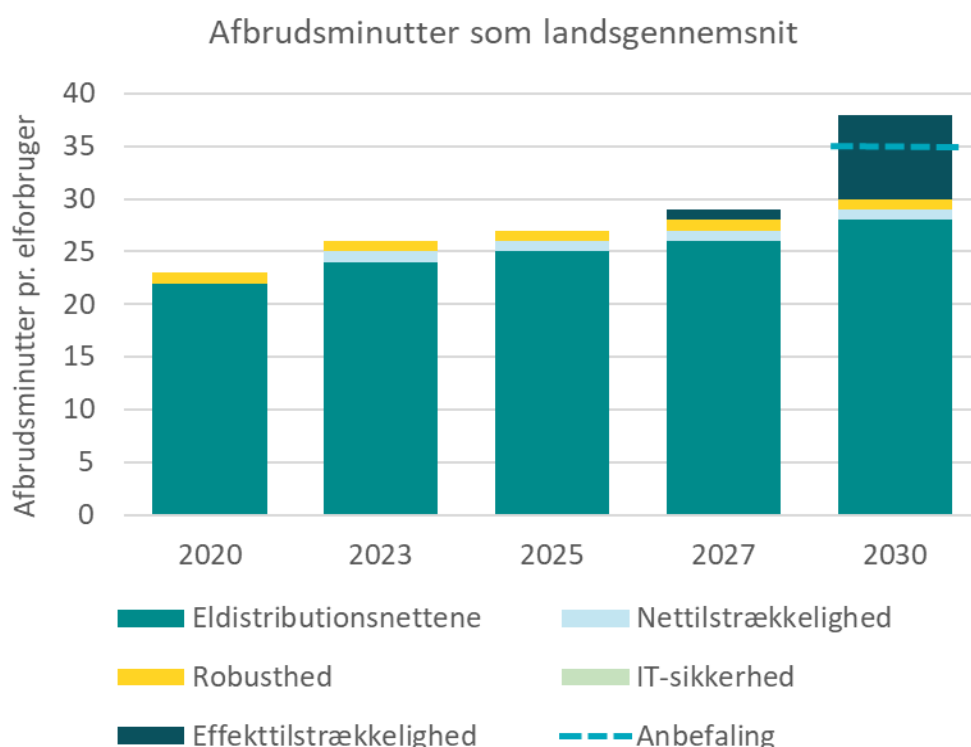
Hertil kommer Energinets planlægningsmål på 7 afbrudsminutter. Disse er forårsaget primært af 5 afbrudsminutter grundet manglende effektilstrækkelighed, hvilket er samme målsætning som Energinets hidtidige og således ikke en ændring og i mindre omfang forhold vedrørende eltransmissionsnettet. Forhold på eltransmissionsnettet fordeler sig på 1 afbrudsminut knyttet til robusthed, som svarer til en fastholdelse af det nuværende risikoniveau, og 1 afbrudsminut forårsaget af nettilstrækkelighed knyttet til en større case-by-case risikovillighed ved gennemførelse af planlagte reinvesteringer. Energinet har valgt at gennemføre et større reinvesteringsprogram af komponenterne i eltransmissionsnettet for at imødegå den stigende fejlrate, som ellers ville følge af et aldrende eltransmissionsnet. En stigende fejlrate ville kunne påvirke nettilstrækkeligheden negativt og dermed medføre markant forøgede afbrudsminutter for elforbrugere. Energinet forventer, at det vil være samfundsøkonomisk ikke rentabelt at arbejde for endnu færre afbrudsminutter i eltransmissionsnettet.

Frem til 2030 kan forventes en samlet stigning i antallet af afbrudsminutter og dermed reelt en svækkelse af elforsyningssikkerheden. Anbefalingen på 35 afbrudsminutter bør ses i lyset af, at elforbrugere i gennemsnit de seneste 10 år har oplevet ca. 20 afbrudsminutter pr. år. Det har gjort forbrugernes sikkerhed for forsyning af el til en af de højeste i Europa. De realiserede afbrud har i gennemsnit fordelt sig således, at eltransmissionsnettet er ansvarlig for ca. ét afbrudsminut og eldistributionsnettene for ca. 19 afbrudsminutter. Anbefalingen bør også ses i lyset af, at 20 afbrudsminutter svarer til, at elforbrugere i gennemsnit har strøm 99,996 pct. af tiden, mens 35 afbrudsminutter svarer til 99,993 pct. Anbefalingen indebærer således en relativt stor stigning i antallet af afbrudsminutter, men Energinet vurderer ikke, at der vil være tale om en stor udfordring for elforsyningssikkerheden.

⁷ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

Niveauet for elforsyningssikkerhed måles i afbrudsminutter, som angiver et gennemsnit for hele Danmark, men tager ikke højde for antallet af afbrydelser, som elforbrugerne oplever. Niveauet kan derfor dække over en betydelig variation. En forskel på ét afbrudsminut for hele Danmark kan synes som en lille ekstra gene. Men det gennemsnitlige afbrudsminut kan dække over langvarige afbrud af elforsyningen til en mindre gruppe af elforbrugere, der således kan opleve store gener.

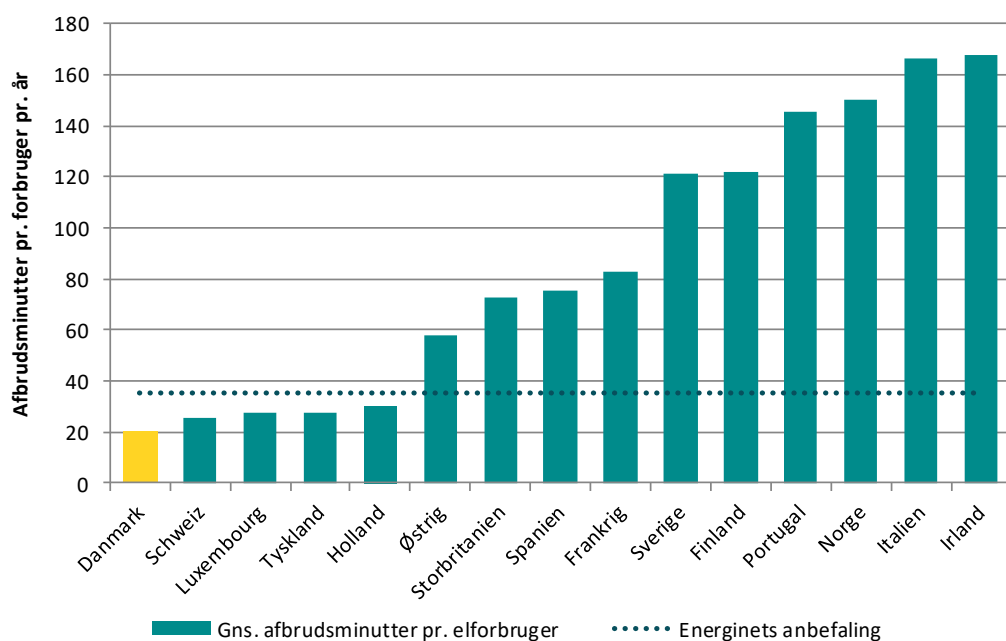
Den høje elforsyningssikkerhed, som de danske elforbrugere historisk har oplevet, udfordres både af et aldrende elnet, hvor eldistributionsnettene forventes at få den største effekt på elforsyningssikkerheden, og en stigende risiko for effektmangel, som vist i Figur 1.



Figur 1 Forventet antal afbrudsminutter i hele det danske elsystem ved et normalår (uden særlige hændelser). Se afsnit 4.2 for yderligere om den forventede udvikling. Udviklingen i eldistributionsnettene er baseret på netvirksomhedernes forventning og udviklingen i robusthed, nettilstrækkelighed, og IT-sikkerhed er baseret på Energinets forventning. For effekttilstrækkelighed er udviklingen baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2018.

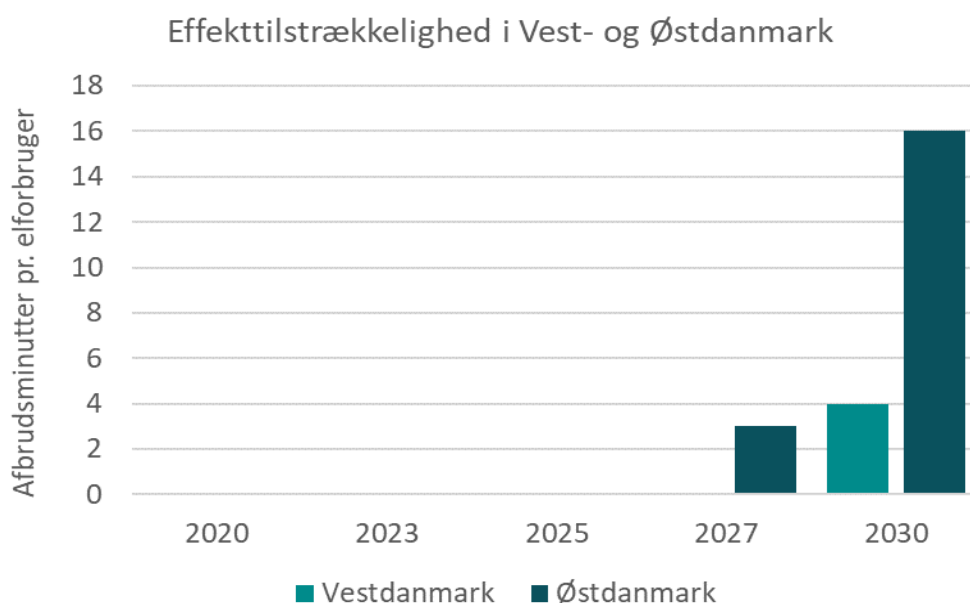
Der vil i de kommende år være et stigende behov for reinvesteringer. Stigningen skyldes hovedsageligt den kraftige udbygning af elnettet fra 1960-1980, hvorfor store dele af elnettet på både transmissions- og distributionsniveau nu har nået en alder, hvor de skal reinvesteres. Grundet alderen stiger risikoen for fejl og sammen med gennemførelsen af reinvesteringer, betyder det i en periode en øget risiko for afbrud af elforbrugere, mens der reinvesteres. For eldistributionsnettene forventer netvirksomhederne således en betydelig stigning i antal afbrudsminutter frem mod 2030. I el-transmissionsnettet forventes antallet af afbrudsminutter grundet nettilstrækkelighed at forblive på omtrent samme niveau som i dag. Nettelstrækkeligheden i transmissionsnettet opretholdes ved at gennemføre det betydelige investeringsprogram, som er beskrevet i Energinets *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan*.

Dog vil gennemførelsen af programmet i sig selv medføre højere risiko for lokale afbrydelser i perioden, hvor programmet gennemføres. Programmet er ambitiøst og kræver en stor indsats i Energinet samt er afhængigt af myndighedernes løbende godkendelser af specifikke projekter. Ikke desto mindre er det Energinets vurdering og ambition, at programmet er samfundsøkonomisk rentabelt og muligt at realisere. Gennem Energinets internationale arbejde er det Energinets vurdering, at resten af Europa, og især de nordiske lande står med en lignende udfordring med et aldrende elnet, som kræver massive investeringer blot for at opretholde status quo på elforsyningssikkerheden, og tilsvarende udfordringer med øget elektrificering og lokal elproduktion. Grundet denne samtidighed landene imellem må det forventes, at elforsyningssikkerheden i Danmark fortsat vil være i den europæiske top, som angivet i Figur 2.



Figur 2 Gennemsnitlige afbrudsminutter i de 15 europæiske lande med færrest afbrudsminutter i perioden 2010-2016. Kilde: CEER's [Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply](#).

På baggrund af de gennemførte analyser vurderer Energinet, at afbrudsminutterne kan stige markant efter 2025 som følge af effektmangel primært i Østdanmark. For 2027 og 2030 er beregnet henholdsvis 3 og 16 afbrudsminutter i Østdanmark grundet effektmangel, og gennemførte følsomhedsberegninger indikerer potentielt endnu flere afbrudsminutter grundet effekttilstrækkelighed. I Vestdanmark er udfordringen mindre, men der ses 4 afbrudsminutter i 2030, hvilket er første gang, der ses en risiko for effektmangel i Vestdanmark. Figur 1 viser forventede afbrudsminutter som gennemsnit for hele Danmark i 2027 og 2030 på henholdsvis 1 og 8 minutter.



Figur 3 Forventet antal afbudsminutter som følge af effektmangel ved et normalår (uden særlige hændelser) opdelt i de to landsdele, som det danske elsystem opgøres i. Udviklingen er baseret på Energistyrelsens Analyseforud-sætninger til Energinet 2018.

Energinet har blandt andet med baggrund i Europa-Kommissionens netregler igangsat en række tiltag for generelt at understøtte elforsyningssikkerheden:

- Markedsreformer som grundlag for at understøtte effekttilstrækkelighed.
- Muliggørelse af nye aktørers deltagelse på elmarkedet for at sikre fleksibilitet.
- Forberedelse af hele elsystemet til den grønne omstilling gennem mere automation til at reagere hurtigt på pludselige ændringer.
- Sikring af robustheden i elsystemet i forhold til at sikre nettet i forbindelse med fejl.
- Reinvesteringer grundet aldrende elnet.

Energinet anbefaler primært at imødegå udfordringen med effekttilstrækkelighed med allerede igangværende markedsreformer. Der er i de seneste år indført en række markedsreformer i Europa, som først nu er ved at få deres virkning. Den endelige effekt af disse markedsreformer kendes ikke endnu, og i særdeleshed er effekttilstrækkeligheden vanskelig at forudsige i pressede situationer. Til trods for usikkerheden vurderer Energinet alligevel, at der kan blive behov for mulighed for afbrydelighed eller øget elproduktionskapacitet, fx i form af en midlertidig strategisk reserve. Energinet vurderer også, at hvis markedsreformer ikke har tilstrækkelig virkning på effekttilstrækkeligheden, eller effektsituationen yderligere forværres, er den samfundsøkonomisk billigste løsning at etablere en midlertidig strategisk reserve i Østdanmark efter 2025.



Ibrugtagningen af en midlertidig strategisk reserve vil kræve en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen som Europa-Kommissionen. Forordningen om nyt elmarkedsdesign fra EU's Clean Energy Package forventes at stille eksplicitte krav til, hvordan en pålidelighedsstandard skal fastsættes. Pålidelighedsstandarden stiller krav til, hvor stor effektilstrækkelighedsudfordringen skal være før en midlertidig strategisk reserve kan indkøbes. Ligeledes stilles der krav til, hvor stor del af udfordringen en midlertidig strategisk reserve må afhjælpe. Det kan derfor ikke forventes, at det er muligt at afdække risikoen for effektmangel fuldt ud.

Energinet arbejder derfor på at forberede en mulig beslutning om en midlertidig strategisk reserve i Østdanmark med henblik på at udspænde et "sikkerhedsnet" under effektilstrækkeligheden. Konkret vil Energinet i samarbejde med Energistyrelsen fortsætte arbejdet med at udvikle scenarier og følsomheder for effektilstrækkeligheden, som grundlag for en vurdering af behovet for en midlertidig strategisk reserve. De første resultater af dette arbejde vil foreligge i 2020, hvorefter de forventes at indgå i grundlaget for kommende udgivelser af Redegørelse for Elforsyningssikkerhed. En eventuel strategisk reserve kræver en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen som Europa-Kommissionen.

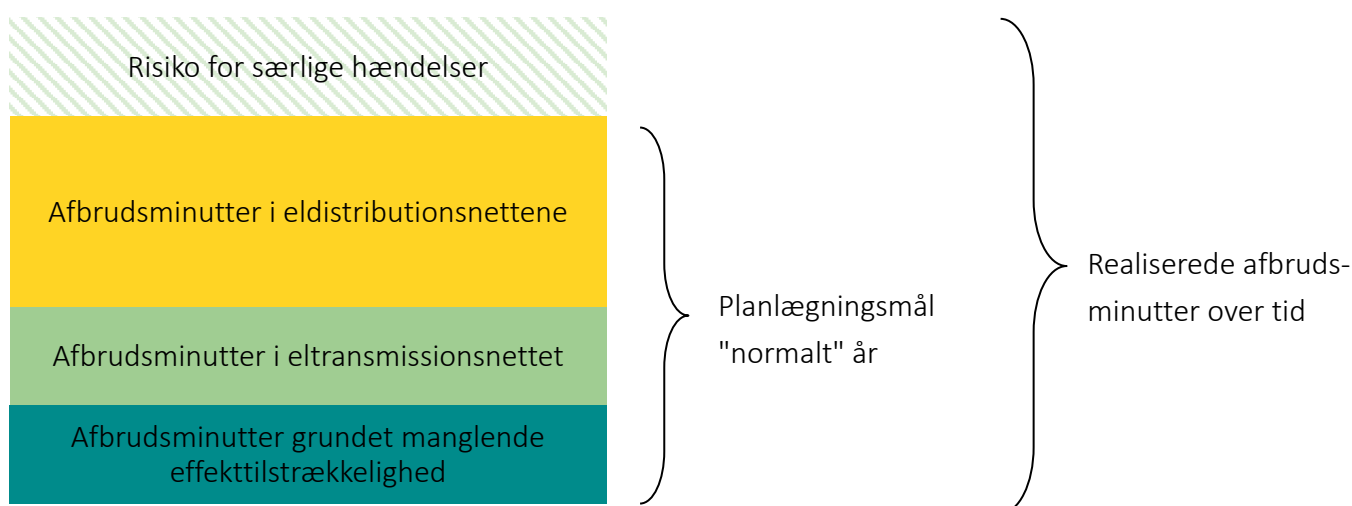
Hvis det historiske niveau for elforsyningssikkerhed på 20 afbrudsminutter søges opretholdt fuldt ud i 2030, vil det kræve store investeringer på både eldistributionsniveau og eltransmissionsniveau og vurderes derfor af Energinet til at være for omkostningsfuldt samfundsøkonomisk i forhold til faldet i afbrudsminutter. Energinet har således i udarbejdelsen af anbefalingen vurderet hensynet til elforbrugerne og de samfundsøkonomiske konsekvenser op mod hinanden. Om end stigningen kan begrænses, vurderer netvirksomhederne det ikke muligt fuldstændigt at fastholde det historisk lave antal afbrudsminutter, foruden at en forceret udskiftning af visse kabler vil betyde omfattende gener for trafikanter og beboere samt højere risiko for afbrud i perioden, hvor udskiftningen foretages. Endvidere er det meget usikkert, om sådanne store investeringer kan gennemføres frem mod 2030. Energinet vurderer samtidig, at en yderligere svækkelse af elforsyningssikkerheden i forhold til anbefalingen kan medføre en betydelig stigning i antallet af afbrudsminutter på længere sigt. Den samfundsøkonomiske omkostning i forbindelse med dette vurderes ikke at modsvare den forventede besparelse i investeringer.

Generelt har Energinet i anbefalingen tillagt en elforsyningsmæssig tilgang høj vægt under hensyntagen til samfundsøkonomien. Det betyder, at i situationer, hvor det er den samfundsøkonomisk bedste løsning, vil Energinet benytte en mere risikobaseret holdning i driften af eltransmissionsnettet. Dette gælder fx i forbindelse med reinvesteringsprojekter, hvor Energinet i kortere perioder lokalt kan afvige fra at opretholde N-1 kriteriet. I disse perioder, hvor komponenter er ude af drift, er det lokale område mere sårbart over for fejl end normalt.

1.1 Planlægningsmål

Klima-, energi- og forsyningsministeren fastsætter på baggrund af den årlige *Redegørelse for elforsyningssikkerhed* det ønskede niveau for elforsyningssikkerhed og meddeler dette til Energinet senest den følgende januar. Det fastsatte niveau er et planlægningsmål, angivet som et antal afbrudsminutter, jævnfør *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*. Niveauet afspejler et normalår. Det medregner ikke risiko for særlige hændelser. Særlige hændelser er hændelser, som ligger uden for det, som elnettet er dimensioneret til. Figur 4 illustrerer denne sammenhæng.

Særlige hændelser i Danmark kan også opstå som følge af særlige hændelser i Danmarks elektrisk forbundne nabolande, der har stor indflydelse på elforsyningssikkerheden i Danmark. Konsekvensen af særlige hændelser kan erfaringsmæssigt medføre op mod 100 afbrudsminutter pr. år. Dette var blandt andet tilfældet under orkanen i 1999 og black-outet i Østdanmark i 2003, som skyldtes en særlig hændelse i Sydsverige. Danmark har ikke siden 2003 oplevet særlige hændelser i den størrelsesorden.



Figur 4 Illustration af planlægningsmålet (størrelse på illustration ikke vægtet).

Energinets anbefaling til niveau for elforsyningssikkerhed er formuleret som et planlægningsmål. Det betyder, at afbrudsminuttallet er en målsætning, som den fremtidige planlægning og driftstilrettelæggelse vil arbejde henimod. Minuttallet er dermed ikke et direkte resultat af en drifts- eller samfundsøkonomisk optimering; men et mål der søges realiseret gennem opfølgende beslutninger og handlinger. Baggrunden for planlægningsmålet er fremskrivninger, der er behæftet med betydelig usikkerhed både på eldistributions- og eltransmissionsniveau. Usikkerheden på forudsætninger for de gennemførte fremskrivninger betyder, at mange vurderinger og resultater udtrykkes i udfaldsrum, som generaliseres til et bestemt minuttal.

Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed på 35 afbrudsminutter er altså baseret på et estimeret udfaldsrum for fremtidige afbrudsminutter. Sammenholdt med det nuværende niveau for elforsyningssikkerhed udtrykker anbefalingen således en retning for, om niveauet skal fastholdes eller ændres. Ud fra det af klima-, energi- og forsyningsministeren kommende fastsatte planlægningsmål vurderer Energinet, om der skal igangsættes tiltag i eltransmissionsnettet. Flere af disse tiltag vil efterfølgende kræve godkendelse af de relevante myndigheder. Tiltagene tager typisk tid at implementere og vil først ændre niveauet over tid. Det betyder, at der ikke kan opnås en større konkret ændring i elforsyningssikkerheden fra det ene år til det andet.

1.2 Metode

Energinets anbefaling er baseret på en samlet afvejning af tre tilgange:

- En elforsyningsmæssig tilgang
- En samfundsøkonomisk tilgang
- En benchmarkingtilgang.

En elforsyningsmæssig tilgang

En elforsyningsmæssig tilgang prioriterer hensynet til, at elforbrugerne sikres strøm i stikkontakten, når de efterspørger den, højere end hvad rene samfundsøkonomiske kriterier tilsiger. Historisk har Danmark haft et ønske om en meget høj elforsyningssikkerhed og rimelige omkostninger for elforbrugerne, hvorfor denne tilgang minder mest om den hidtidige tilgang, hvor absolutte kriterier for elnettets evne til fejlhåndtering mv. har vægtet højere end samfundsøkonomiske hensyn. Væsentlige ændringer er typisk sket efter omfattende strømafbud. Således har den omfattende kabellægning af distributionsnettene i 00'erne i høj grad været et resultat af de mange afbud af elforbrugere i Danmark under orkanen i december 1999 og stormen i 2005. Dette har betydet, at niveauet af elforsyningssikkerhed i Danmark er blevet bedre over tid, da man har besluttet forbedringstiltag efter store strømafbud. Men man har ikke reduceret elforsyningssikkerheden væsentligt i perioder med få strømafbud. Det vurderes, at mange andre lande også har fulgt denne tilgang, men resulterende i forskellige niveauer på grund af forskelle i geografi osv.

En samfundsøkonomisk tilgang

En samfundsøkonomisk tilgang beskriver, at niveauet for elforsyningssikkerhed bør vurderes i forhold til værdien af ikke at få leveret den ønskede energi. Tanken er, at man ikke gennemfører tiltag, som har større omkostninger end value of lost load (VoLL). VoLL er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt elforsyning. VoLL er dog meget svær at bestemme, og der findes ikke en entydig værdi for Danmark. Derfor benytter Energinet endnu ikke VoLL som et fast beslutningsparameter, men anvender dog VoLL til perspektivering. Tilgangen betyder, at samfundsøkonomien vægtes højere end hensynet til elforsyningssikkerheden. Konsekvensen af denne tilgang forventes at være et lavere niveau af elforsyningssikkerhed end i dag.



En benchmarkingtilgang

I en benchmarkingtilgang sammenligner man sig med andre lande og sigter efter et niveau for elforsyningssikkerhed, som ligger på niveauet i de lande, man ønsker at sammenligne sig med. Benchmarkingtilgangen har derfor fokus på, at elforbrugerne får en lige så høj elforsyningssikkerhed som elforbrugerne i nabolandene og med et rimeligt omkostningsniveau.

Set ud fra en ren elforsyningsmæssig tilgang bør niveauet være som de foregående 10 år. Men en hensyntagen til samfundsøkonomi dikterer et lavere niveau, hvor de medfølgende omkostninger af en ren elforsyningsmæssig tilgang i højere grad sammenholdes med elforbrugernes betalingsvillighed for elforsyningssikkerhed. Netvirksomhederne ønsker også på sigt at fastlægge niveauet for elforsyningssikkerhed ud fra en samfundsøkonomisk tilgang frem for en primært elforsyningsmæssig tilgang, som den de anvender nu.

Foruden den elforsyningsmæssige og samfundsøkonomiske tilgang er der også taget hensyn til, at der er en konkurrencemæssig fordel for Danmark at fastholde et planlægningsmål, der forventes at placere Danmark i den europæiske top, når det gælder elforsyningssikkerhed.

1.3 Valg af niveau

Energinet har løbende igangsat en række tiltag for at understøtte en høj elforsyningssikkerhed. De væsentligste punkter er sikring af robustheden i elsystemet, reinvesteringer i eltransmissionsnettet samt initiativer til sikring af effekttilstrækkeligheden gennem klare prissignaler og velfungerende markeder, se en oversigt i Tabel 1. Det anbefalede planlægningsmål på 35 afbrudsminutter er en videreførelse af disse tiltag. En uddybende beskrivelse kan læses i afsnit 5.1.

Netvirksomhederne	
Nettilstrækkelighed	Reinvesteringsplaner under nuværende økonomiske regulering. Intelligens og fjernkontrol installeres på strategiske stationer. Implementering af asset management systemer og processer, som kan hjælpe med at nå mål for afbrudsminutter og udviklingen i denne over tid.
Energinet	
Effekttilstrækkelighed	Initiere, implementere og udvikle markedsreformer som følge af netregler og nationale behov.
Nettilstrækkelighed	Elnettet drives og udbygges fortsat efter de gældende netdimensioneringskriterier. I lokale situationer kan det være den samfundsøkonomiske bedste løsning at afvige fra N-1 i kortere perioder, fx under revision. Øge omfanget af reinvesteringer for at imødegå effekten af det aldrende elnet. Udbygge elnettet således, at elnettet kan aftage og flytte produktion fra nye produktionsenheder til forbrugeren.
Robusthed	Udnytte automation til at kunne drive nettet tættere på kanten. Øge beredskab og vedligeholdet på kritiske komponenter for at forlænge levetiden.
IT-sikkerhed	Fortsat løbende kvalitetssikring af IT-systemer.

Tabel 1 Oversigt over igangværende tiltag til at opretholde elforsyningssikkerheden. En mere detaljeret beskrivelse findes i afsnit 5.1.

Tabel 2 er en illustration af Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerheden i sammenligning med andre niveauer. Niveauerne er illustrative, og de er angivet med forventede meromkostninger og benchmarking med andre europæiske lande. Netvirksomhederne har meddelt, at de ikke har haft mulighed for at udarbejde forventede meromkostninger for alternative niveauer af elforsyningssikkerhed til dette års redegørelse. For at leve op til sine forpligtelser, jævnfør bekendtgørelsen⁸, har Energinet udarbejdet grove estimater for de samfundsøkonomiske konsekvenser. Net-

⁸ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

virksomhederne vil i dialog med Energinet i de kommende år arbejde med at kvantificere meromkostningerne ved forskellige alternative niveauer af elforsyningssikkerhed. Det vil blandt andet kræve en kortlægning af situationen i de enkelte ca. 40 netvirksomheders eldistributionsnet.

Det anbefalede planlægningsmål på 35 minutters afbrud er en stigning på ét kvarter i forhold til det realiserede niveau gennem de seneste 10 år, og forventes at være en mærkbar forringelse for geografisk eller forbrugsmæssigt afgrænsede kundegrupper. Det er derfor ikke lige meget, om planlægningsmålet sættes ét eller to kvarter højere end nu. Ud fra en elforsyningsmæssig tilgang var det ønskeligt at opretholde de seneste 10 års realiserede 20 afbrudsminutter som planlægningsmål; men det vil give en meromkostning, som Energinet ud fra et groft estimat for så vidt angår eldistributionsnettene vurderer til at være samfundsøkonomisk ikke rentabelt. Endvidere er det meget usikkert, om sådanne store årlige investeringer kan gennemføres frem mod 2030.

Energinets anbefaling estimeres at medføre en samlet meromkostning på omkring 100-300 mio. DKK årligt grundet implementering af en midlertidig strategisk reserve. Omkostningen kan variere, da omkostningen for kapaciteten og det præcise behov for en midlertidig strategisk reserve endnu ikke er kendt. Hvis effektsituationen forværres markant inden 2030, forventes meromkostningen at være nærmere den øvre del af spændet. Meromkostningen er beskrevet ud fra en alt andet lige betragtning. Energinet vurderer samtidig, at omkostningerne til reinvesteringer og netforstærkninger stiger fra 500 mio. DKK til næsten 3 mia. DKK i 2030, grundet et aldrende elnet og udbygninger i elnettet til indpasning af vedvarende energi.

I Energinets anbefaling forventes netvirksomhederne at fastholde deres omkostningsniveau grundet rammerne for deres økonomiske regulering. Derfor illustrerer meromkostningen ved alternative niveauer kun en stigning i omkostningerne til at sikre elforsyningssikkerheden, ud over de allerede planlagte tiltag. Planlægningsmål forskellige fra anbefalingen kan derfor kræve ændringer i omkostninger for både Energinet og netvirksomhederne.

Illustrative planlægningsmål i 2030					
	Forbedring	Forbedring	Anbefaling	Forringelse	Forringelse
Planlægningsmål (minutters afbrud)	< 15	15-25	35	40-50	70-100
Meromkostning (mia. DKK/år)	5 til 15	1 til 5	0,1 til 0,3	0	-1 til -2
Benchmarking (2016)	Top 1	Top 1	Top 5	Top 5	Top 10

Tabel 2 Illustration af Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed i sammenligning med andre illustrative niveauer inklusive estimeret meromkostning for hele elsystemet. Netvirksomhederne har meddelt, at de ikke har haft mulighed for at udarbejde forventede meromkostningerne for andre niveauer af elforsyningssikkerhed til dette års redegørelse. De angivne meromkostningerne bør derfor opfattes som indikative grove estimater.

Benchmarkplaceringen i den europæiske afbrudsstatistik er anført uden hensyntagen til, at de øvrige europæiske lande står over for lignende udfordringer som Danmark, og derfor forventes rangordningen fremadrettet at blive brudt op

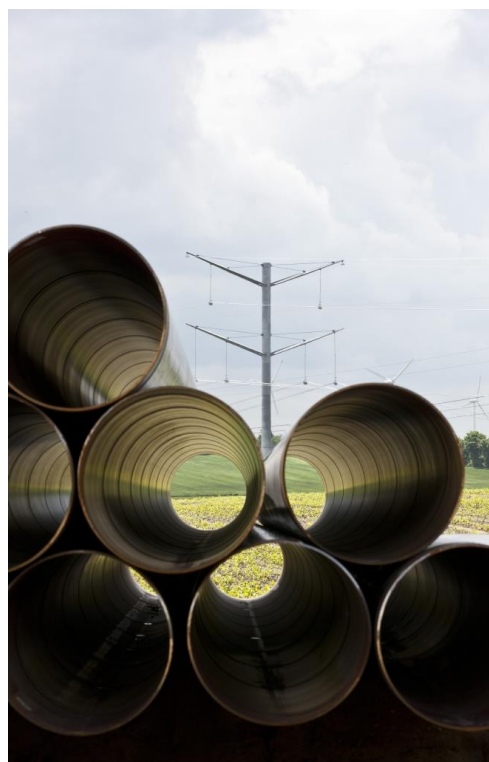
afhængig af forskellige nationale strategier på elforsynings sikkerhedsområdet. Den nuværende placering i top 5 er således langt fra sikker, hvis planlægningsmålet sættes på 40-50 afbrudsminutter.

Størstedelen af udviklingen i afbrudsminutter grundet effektilstrækkelighed forventes at blive løst af de tiltag, som er igangsat på elmarkedet. Hvis effektilstrækkeligheden på trods af de igangsatte tiltag forværres, kan en midlertidig strategisk reserve være et nyt tiltag til at sikre effektilstrækkeligheden. Energinet videreudvikler behovs- og følsomhedsanalyser for en midlertidig strategisk reserve og undersøger samtidig muligheden for en godkendelse heraf. Den angivne meromkostning for at opretholde anbefalingen indeholder en mulig midlertidig strategisk reserve. Den præcise omkostning vil afhænge af designet på den midlertidige strategiske reserve, samt myndighedernes godkendelse.

I tilfælde af at markedsreformerne ikke har den forventede virkning, og en midlertidig strategisk reserve ikke godkendes, vil det medføre en forringelse af elforsynings sikkerheden i forhold til anbefalingen. Dette vil ligeledes ske, såfremt påtænkte reinvesteringer eller andre af de allerede planlagte initiativer beskrevet i Tabel 1 ikke godkendes af de relevante myndigheder.

Ønskes det at spare på de allerede planlagte tiltag i eldistributions- og eltransmissionsnettet, fx reinvesteringer, så vil dette medføre en væsentlig forringelse af elforsynings sikkerheden. De fulde konsekvenser er svære at estimere, og de vil først ses på langt sigt. På langt sigt kan dette også medføre så store konsekvenser for elforsynings sikkerheden, at det vil være markant dyrere at genoprette niveauet af elforsynings sikkerhed. Derfor vurderes besparelser af denne karakter ikke at være den samfundsøkonomisk bedste løsning.

Ønskes et højere niveau af elforsynings sikkerhed, kan yderligere tiltag igangsættes. Dette kan være tiltag, som styrker effektilstrækkeligheden, fx kapacitetsmekanismer, og tiltag, som styrker robustheden. Ønskes et endnu højere niveau kan man ud over de nævnte tiltag også opgradere flere komponenter i eltransmissionsnettet således, at det kan håndtere endnu en fejl. Kapacitetsmekanismer og opgradering af eltransmissionsnettet medfører væsentlige omkostningsstigninger for elforbrugerne, som efter Energinets vurdering ikke står mål med den øgede elforsynings sikkerhed. Eftersom afbrudsminutterne i eldistributionsnettene er de mest omfattende, kan øvrige tiltag også overvejes her, men det er ikke op til Energinet at vurdere.

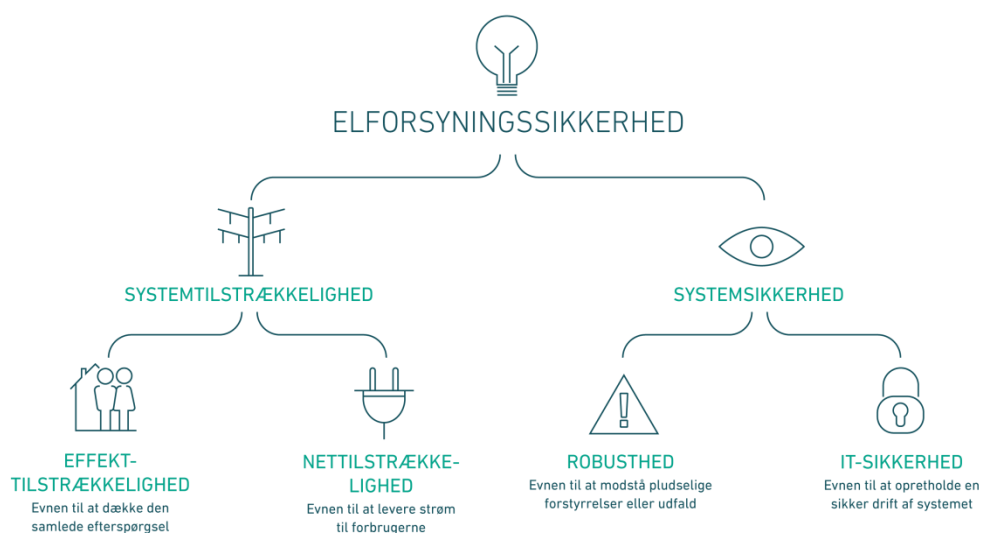


2. Hvad er elforsyningssikkerhed?

Sikring af en høj elforsyningssikkerhed 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.

Det handler derfor ikke kun om størrelse og antal af elledninger eller kraftværker og vindmøller. I Danmark er Energinet ansvarlig for sikker drift af hele elsystemet, mens netvirksomheder er ansvarlige for eldistributionsnettene. I Danmark betegnes eltransmissionsnettet som elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Elnet under 100 kV betegnes eldistributionsnet.

Elforsyningssikkerheden afhænger af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og om elnettet kan overføre den elektriske energi og håndtere fejl. Risikovurderinger for elsystemet opdeles derfor i to kategorier: systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed, som i praksis er to delvist overlappende begreber.



Figur 5 Illustration af elforsyningssikkerhed, som består af systemsikkerhed og systemtilstrækkelighed.

Systemtilstrækkelighed

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

Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el. Effekttilstrækkelighed er tæt koblet til elmarkedet, hvor situationer med manglende effekttilstrækkelighed medfører høje elpriser.

Nettilstrækkelighed er elnettenes evne til at transportere tilstrækkelig el fra elproduktionssted til elforbrugssted. Nettilstrækkelighed omhandler derfor det interne elnet i et givent elprisområde.

Konsekvensen af manglende effekttilstrækkelighed eller nettilstrækkelighed 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, men under stormen Allan i 2013 blev der klargjort til aktivering af et brownout som et præventivt tiltag for at undgå et

potentielt blackout. Et blackout i det danske elsystem har ikke fundet sted siden 2003. Dette blackout omfattede hele Østdanmark og Sydsverige.

Systemssikkerhed

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

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

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

Konsekvensen af manglende systemssikkerhed er i værste fald et blackout i Vest- og/eller Østdanmark inklusive nabolande. Blackout er et fuldstændigt og ukontrolleret nedbrud af hele eller dele af elsystemet. Dette kan medføre omfattende anlægsskader og lange reetableringstider for elforsyningen. Manglende systemssikkerhed har den største konsekvens for det danske elsystem, men sandsynligheden for hændelser, som afstedkommer manglende systemssikkerhed, er lav. Konsekvensen af manglende systemssikkerhed kan være store hændelser, fx blackout, som kan medføre op mod 100 afbrudsminutter pr. år. Dette var blandt andet tilfældet under blackoutet i Østdanmark i 2003.

2.1 Hvad er vigtigst for at opretholde en høj elforsyningssikkerhed?

Dét, som betyder noget for sikker levering af el til samfundet, er, at elnettets robusthed er høj. Robusthed betyder her, at elnettet kan klare uforudsete hændelser, som fx elektriske kortslutninger, uden at forsyningen af elforbrugere afbrydes. Elnettet er gennem tiden etableret således, at det også i fremtiden kan sikre en høj elforsyningssikkerhed. Derimod er det i forhold til effekttilstrækkeligheden, at der i fremtiden ses de største risici.

Rygraden i elsystemet er eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene, som skal sikre, at el kan flyde sikkert fra produktionssted til forbrugssted. Opretholdes robustheden i rygraden ikke, bliver det sværere at drive elnettet sikkert, omkostningseffektivt og med en høj mængde af vedvarende energi uden afbrud af elforbrugere og uden udbygning.

Grundlaget for robustheden skabes allerede i planlægningen af elnettet. Men en god planlægning kan ikke stå alene. Det kræver, at drift af elnettet sker inden for blandt andet belastnings- og spændingsgrænser, at komponenter vedligeholdes tilstrækkeligt, og at det nødvendige beredskab i håndtering af fejl er til stede. For at disse elementer kan fungere hensigtsmæssigt, er det nødvendigt, at de er tænkt sammen. Fx skal måden, hvorpå man reetablerer elnettet efter fejl, være tænkt ind i planlægningen af elnettet. Hvis fejlen sker, afhænger afbrudstiden af, hvor hurtigt beredskabet er til at reetablere elforsyningen. På den måde hænger driften, beredskabet og planlægningen af elnettet sammen.

Opgaven for den systemansvarlige virksomhed er at sikre, at el er til rådighed til distribution til elforbrugere. Der er derfor et behov for fokus på det komplekse samspil mellem elmarkederne, planlægningen, driften, vedligeholdet og beredskabet i elnettene.

3. Status på elforsyningssikkerhed

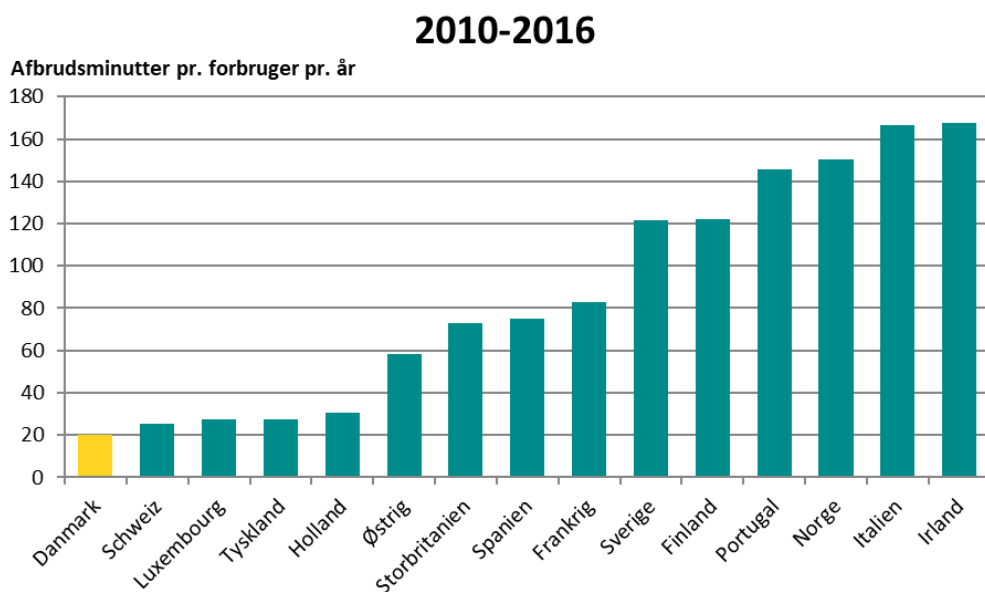
Afsnittet giver et indblik i elforsyningssikkerheden i 2018 og Energinets omkostninger hertil.

ELSYSTEMETS NØGLETAL 2018	
AFBRUDSMINUTTER I HELE ELSYSTEMET	VIND- OG SOLANDEL
	
2018, minutter: 22	2018, procent: 44
2017, minutter: 25	2017, procent: 46
OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER	SPECIFIKT FOR ELTRANSMISSIONSNETTET
	
2018, mio. kr.: 806	2018, sek.: 11
2017, mio. kr.: 626	2017, sek.: 92
	Mål, sek.: 60
	Afbrudsminutter, som Energinet er ansvarlig for.
BEREDSSKABSHÆNDELSER	IT-HÆNDELSER
	
2018, antal: 1	2018, antal: 1
2017, antal: 1	2017, antal: 0
SKÆRPET DRIFT	NØDDRIFT
	
2018, antal: 2	2018, antal: 0
2017, antal: 1	2017, antal: 0

3.1 Elforsyningssikkerheden i 2018

De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el, hvilket også var gældende for 2018. Elforsyningssikkerheden opgøres som det gennemsnitlige antal af afbrudsminutter pr. elforbruger, men tager ikke højde for antallet af afbrydelser, som elforbrugerne oplever.

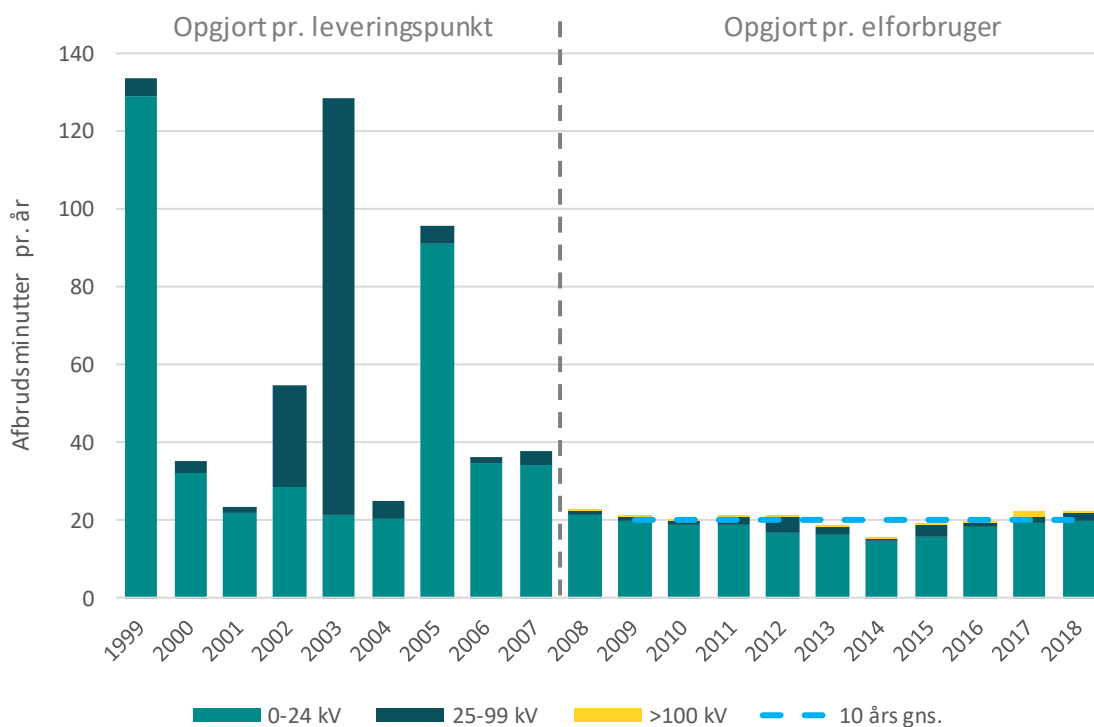
I gennemsnit har elforbrugerne oplevet knap 22 minutters afbrud, svarende til en elforsyningssikkerhed på 99,996 pct. Dette fordeler sig med knap 22 minutter fra eldistributionsnettene og 11 sekunder fra eltransmissionsnettet, hvilket er beskrevet nærmere i afsnit 3.2 i Appendiks C. Det gør forbrugernes sikkerhed for forsyning af el til en af de højeste i Europa.



Figur 6 Gennemsnitlige afbrudsminutter i europæiske lande med færrest afbrudsminutter i perioden 2010-2016.

Kilde: CEER's [Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply](#).

De 11 sekunder fra eltransmissionsnettet i 2018 er en reduktion i forhold til de 92 sekunder i 2017. En væsentlig årsag til reduktionen er øget fokus på forebyggelse af procedurefejl, særligt procedurefejl ved ind- og udkoblinger af anlæg. De 11 sekunder var forårsaget af tre driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet og tre driftsforstyrrelser på øer, hvor Energinet har reserveforsyningspligt.

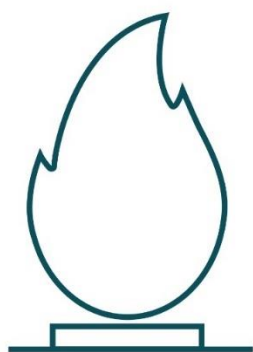


Figur 7 Afbrudsstatistik for Danmark, 1999-2018. Perioden 1999-2007 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10 kV-nettet), og perioden 2008-2018 er opgjort pr. elforbruger. Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.

Note (til ovenstående billede):

Figuren illustrerer det gennemsnitlige antal minutter pr. elforbruger 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 nettilstrækkelighed, mens det for eltransmissionsnettet skyldes manglende robusthed. Som noget nyt overgår Energinet til at benytte afbrudsstatistikken opgjort pr. kunde (som er opgjort siden 2008). I gennemsnit er afbrudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbrudsminutterne opgjort pr. elforbruger, hvilket skyldes en højere opløsning i datagrundlaget.

Der har i 2018 været væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet, som dog ikke har ledt til afbrud af elforbrugere. Den væsentligste af disse var en brand i station Hovegård. Denne hændelse kunne potentielt have ledt til afbrud af store dele af Sjælland. At der ikke skete afbrud af elforbrugere i denne forbindelse skyldes blandt andet, at Amagerværket blok 3 var beordret i drift af anden årsag.



Brand i reaktor på station Hovegård den 13. juli 2018

En af de største nærvæd-hændelser i 2018 var en brand på station Hovegård og den efterfølgende driftssituation.

Ved 17-tiden den 13. juli 2018 brød en komponent i brand på Energinets station Hovegård ved Smørum vest for København. Fejlen skete i en af kabelgennemføringerne, der eksploderede og dermed antændte olien i komponenten.

Hovegård er en kritisk station. Elektrisk forbinder den Nordsjælland med Sverige og herfra resten af Østdanmark. Derudover er stationen én af to primære stationer, som kan lede el ind til København. Den er ligeledes vigtig for levering af visse reserver og opstart af eltransmissionsnettet efter blackout.

Hændelsen, inklusive dens følgeføj, ligger ud over de dimensioneringskriterier, som Energinet anvender. Hændelsen kunne derfor medføre afbrud af elforbrugere i hele eller store dele af Østdanmark. Selv om elforsyningssikkerheden var meget presset i timerne, hvor dele af station Hovegård var udkoblet, førte det ikke til afbrud af elforbrugere. Sommerperiodens lave elforbrug og muligheden for hurtig opregulering af kraftværker var medvirkende faktorer til, at ingen elforbrugere blev afbrudt.

3.2 Energinets omkostninger til sikring af elforsyningssikkerhed

Energinet har en række omkostninger for at opretholde sine forpligtelser i *Lov om elforsyning*. Energinets omkostninger kan deles op i driftsomkostninger, afskrivninger og finansiering. Udvalgte omkostninger og investeringer til sikring af elforsyningssikkerheden er vist i Tabel 3. Det er svært at definere de præcise omkostninger til sikring af elforsyningssikkerheden, da det principielt er hele værdikæden, som bidrager til denne.

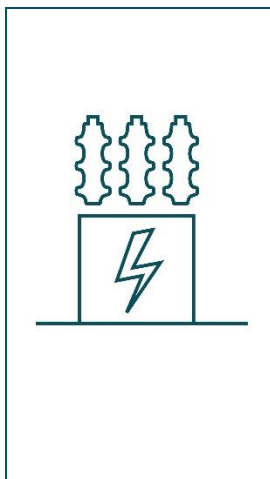
Energinets omkostninger (mio. DKK) (2018-priser)	2018
<i>Driftsomkostninger</i>	
Energinet Elsystemansvar og Eltransmissions driftsomkostninger	800
Systemydelser	800
<i>Investeringer</i>	
Reinvesteringer	200
Netforstærkninger	200
Pålagte projekter	900
Kabelhandlingsplan og forskønnelse	200
Udlandsforbindelser	1.500

Tabel 3 Udvalgte, afrundede omkostninger i 2018, der helt eller delvist bidrager til sikring af elforsyningssikkerheden.

Driftsomkostninger indeholder blandt andet omkostninger til drift og vedligehold af elnettet, kontrolcenterdrift og markeds- og systemudviklingsaktiviteter, samt personaleomkostninger. Energinets investeringer i transmissionsanlæg udgør i 2018 3 mia. DKK. Investeringerne afskrives og finansieres over levetiden.

Energinet har i 2014 til 2018 årligt købt systemydelser for mellem ca. 600 og 800 mio. DKK. Der skete en stigning i omkostningerne på ca. 180 mio. DKK fra 2017 til 2018.

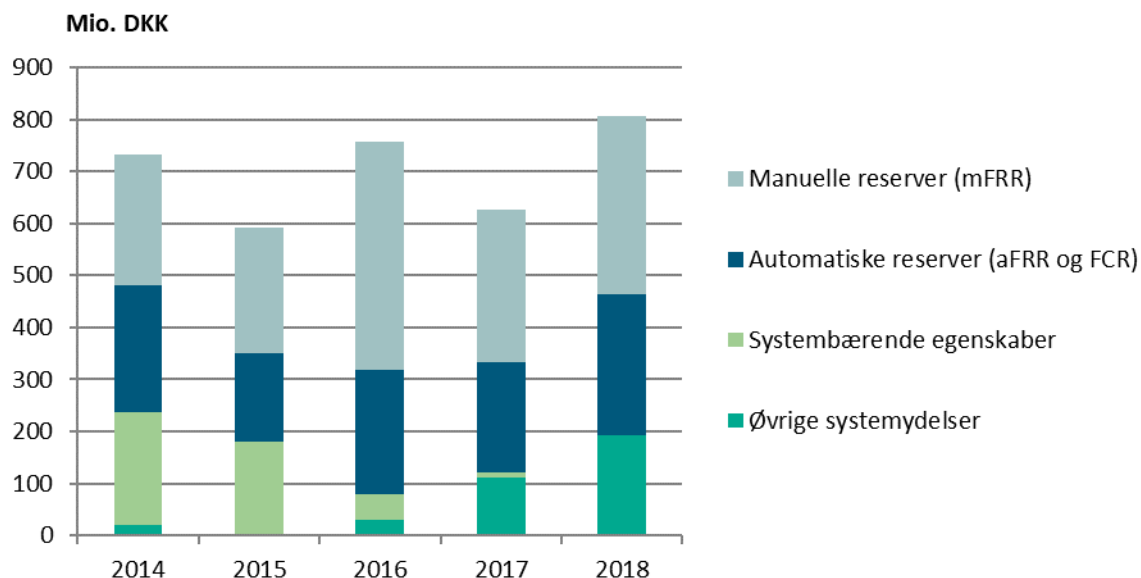
Stigningen i omkostningerne til systemydelser kan i høj grad tilskrives generelt høje priser på frekvensreserver i både Norden og Vestdanmark henover sommeren og en enkeltstående hændelse i form af langvarende beordring af Amagerværket blok 3. Omkostningerne beskrives yderligere i Appendiks A.



Systemydelser

Systemydelser er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber systemydelser, som kan aktiveres automatisk eller manuelt i driftstimen. Systemydelserne består af reserver, regulerkraft, systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som fx start fra dødt nets.

Beordringen af Amagerværket blok 3 blev afsluttet i marts 2019 efter forlængelse grundet forsinket idriftsættelse af et nyt 132 kV-kabel. Der har frem til udgangen af september 2019 ikke været nye beordringer i 2019.



Figur 8 Omkostninger til indkøb af systemydelser. Energinets omkostninger til synkronkompensatorer er ikke med i denne sammenstilling, men redegøres for sig selv i Appendix A afsnit 1.4.

4. Forventet udvikling af elforsyningssikkerheden

Energinet vurderer fremtidens elforsyningssikkerhed på baggrund af *Analyseforudsætninger til Energinet*⁹, som udarbejdes af Energistyrelsen og er baseret på en "bedste bud"-tilgang. Dette indgår i Energinets analyser af effekttilstrækkeligheden og *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan* (RUS-planen)¹⁰.

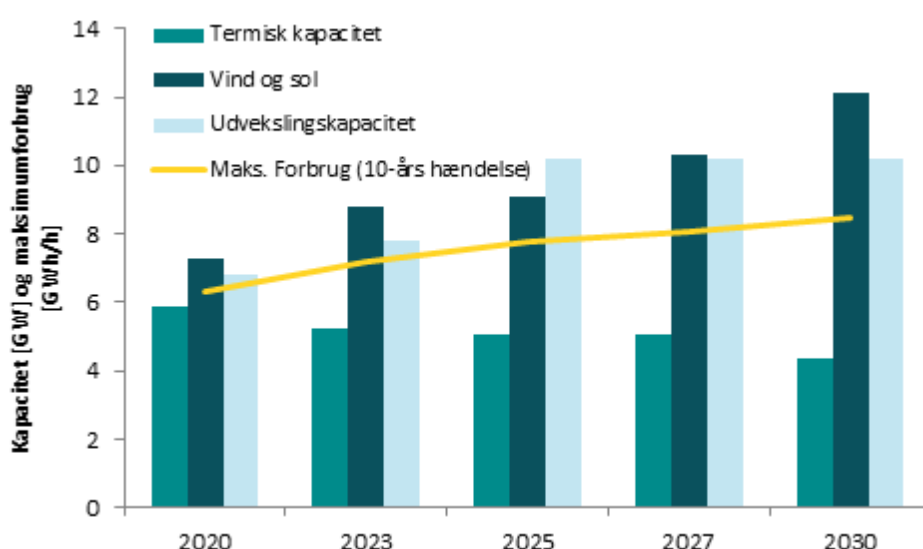
Vurderingen af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden sker på baggrund af simuleringer af elsystemet. Derudover vurderer Energinet udviklingen i antallet af afbrudsminutter på baggrund af historik og forventet udvikling, når det gælder nettilstrækkelighed, robusthed og IT-sikkerhed.

Energinet vurderer, at der alt andet lige er en stigende risiko for afbrud af elforbrugere i eltransmissionsnettet frem mod 2030. Dette skyldes hovedsageligt udfasningen af regulerbar termisk elproduktion til fordel for fluktuerende elproduktion fra sol og vind, stigende elforbrug og et aldrende eltransmissionsnet med stigende fejlsandsynlighed. Netvirksomhederne vurderer, at der ved de aktuelle reinvesteringsplaner vil ske en stigning i antallet af afbrudsminutter i eldistributionssystemene.

4.1 Analyseforudsætninger til Energinet

Analyseforudsætninger til Energinet 2018 ligger til grund for Energinets vurdering af den forventede udvikling i det danske elsystem. Ændringer i forudsætningerne kan have stor betydning for den forventede udvikling af afbrudsminutterne.

De væsentligste ændringer fra Energinets tidligere analyseforudsætninger skyldes energiaftalen fra 2018. I energiaftalen indgår blandt andet tre store havvindmølleparker, nye teknologineutrale udbud og reduktioner i afgifter på el og elvarme. Energiaftalens tiltag er indarbejdet i *Analyseforudsætninger 2018*.



Figur 9 Elproduktions- og udvekslingskapaciteter samt maksimalt elforbrug ved en 10-års hændelse for hele Danmark, som det er angivet i *Analyseforudsætninger til Energinet 2018*.

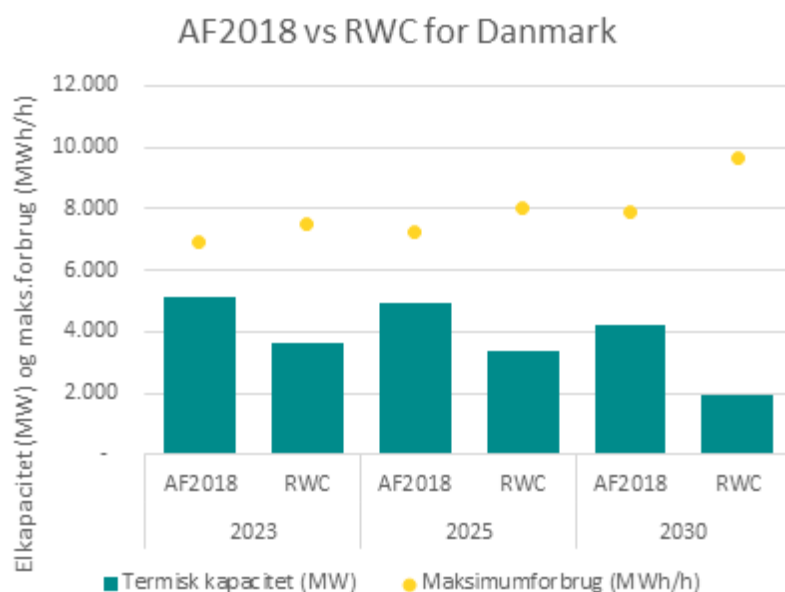
⁹ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.

¹⁰ [RUS-plan 2018](#).

Derudover indeholder analyseforudsætningerne nye forventninger til udviklingen i store datacentre, en etårig udskydelse af etableringen af de planlagte udlandsforbindelser i Viking Link-projektpakken og nye fremskrivninger af blandt andet landvindmøller, solceller og vejtransport.

Samlet set viser analyseforudsætningerne en betydelig stigning i den vind- og solbaserede elproduktionskapacitet. Den termiske elproduktionskapacitet forventes udfaset med lavere hastighed sammenlignet med tidligere analyseforudsætninger. Samtidig ses en stigning i elforbruget primært drevet af datacenterudviklingen, men på den længere bane også som konsekvens af elektrificeringen af varme- og transportsektorerne.

Der er stor usikkerhed forbundet med fremskrivningerne, og Energistyrelsens *Analyseforudsætningerne til Energinet 2018* er et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem. Hastigheden af den grønne omstilling og udviklingen med stigende produktionskapacitet fra vind og sol, faldende termisk produktionskapacitet og øget elforbrug på grund af elektrificeringer er forbundet med stor usikkerhed. Derfor er det relevant at analysere følsomheden på de foretagne effektilstrækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger. Særligt ændringer i termisk produktionskapacitet og elforbrug har betydning for elforsyningssikkerheden. Energinet har med input fra en bred vifte af aktører i elsektoren udarbejdet et *realistisk worst case* (RWC) scenarie for den danske effektilstrækkelighed. RWC er et mere accelereret udviklingsforløb for elsystemet i Danmark, og det tydeliggør og indarbejder den store fremtidige usikkerhed forbundet med den grønne omstilling.



Figur 10 Termisk elkapacitet og maksimum elforbrug for hele Danmark baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2018 samt RWC-scenariet.

De væsentligste ændringer i RWC sammenlignet med *Analyseforudsætninger til Energinet 2018* er mindre termisk produktionskapacitet, større produktionskapacitet fra vind og sol samt højere elforbrug.

4.2 Udvikling i elsystemet

Elsystemet står i den kommende periode over for en række betydelige forandringer og heraf både afledte udfordringer og muligheder. Næste fase i den grønne omstilling kommer til at medføre markante og hastige forandringer i elsystemet. Den teknologiske udvikling betyder, at vedvarende energi opsættes uden støtte, og at elforsyningen i accelererende grad baseres på fluktuerende, vedvarende energikilder. Dermed erstattes den traditionelle støttebaserede planlægningslogik, der hidtil har drevet den grønne omstilling, i højere grad af markedet, hvorfor nye planlægningsstilgange skal i spil.

Udviklingen inden for computerkraft, sensorer og machine learning i kombination med udviklingen inden for vedvarende energiteknologier og lagringsmuligheder skaber grundlag for nye forretningsmodeller samt opbrud af den traditionelle værdikæde.

Aktørbilledet vil fremover se anderledes ud og eksempelvis bestå af både eksisterende og nye interesseforeninger, databaserede virksomheder, service-providers og tværnationale konsortier. Nogle vil være kendte, men få nye roller, og der vil være helt nye typer af aktører.

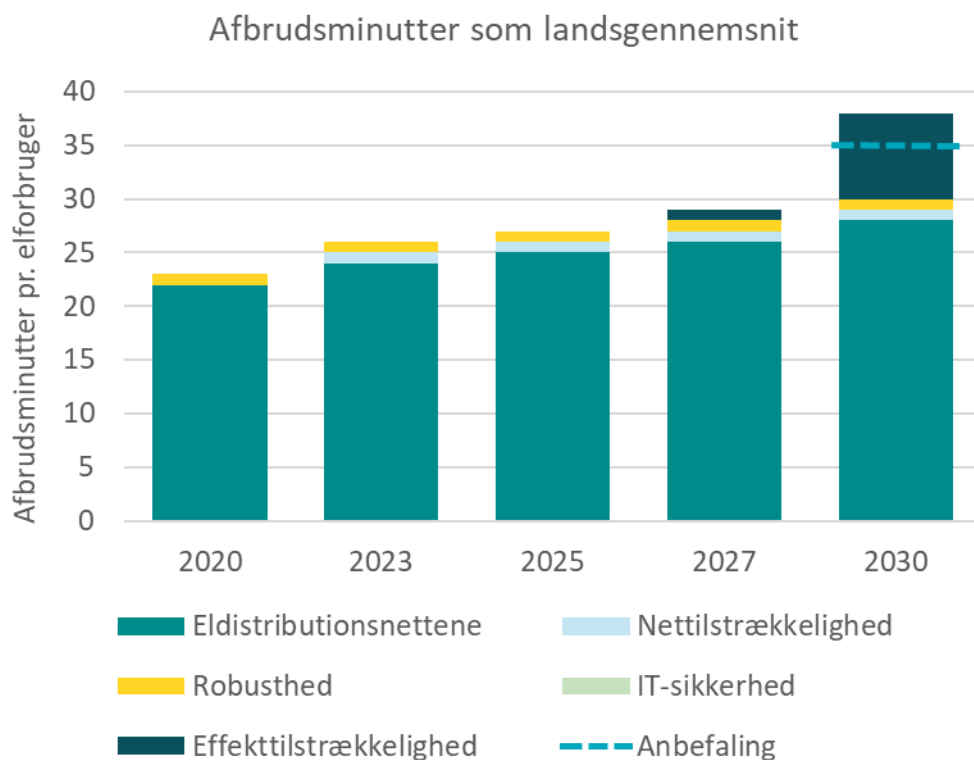
Det er derfor nødvendigt at ruste elnettet til en fremtid, som er langt mere foranderlig, for at skabe det rette fundament til at opnå en sikker grøn omstilling.

Energinet er i færd med at foretage nødvendige reinvesteringer og implementere automation i driften af elsystemet for at kunne reagere hurtigt på pludselige ændringer. Derudover er Energinet ved at implementere en række markedsreformer, der blandt andet skal sikre større fleksibilitet i elsystemet. Afbrudsminutterne forventes at stige efter 2025 som følge af effektmangel primært i Østdanmark. Vurderingen af effekttilstrækkeligheden kan ses i appendiks B.



I eltransmissionsnettet forventes afbrudsminutterne grundet nettilstrækkelighed at være omkring samme niveau som i dag, dog accepteres en øget risikovillighed i perioder med reinvesteringer. Netvirksomhederne vurderer ligeledes, at der med de aktuelle reinvesteringsplaner vil ske en stigning i afbrudsminutter frem mod 2030; fortsættende frem mod midten af 2040'erne. Stigningen forventes at stagnere, i takt med at der bliver reinvesteret i udtjente komponenter.

Figur 11 viser den forventede udvikling for afbrudsminutterne i det danske elsystem frem mod 2030. Figuren er inddelt i forventede afbrudsminutter for eldistributionsnettene og eltransmissionsnettet, hvor sidstnævnte er videre inddelt i effekttilstrækkelighed, nettilstrækkelighed, robusthed og IT-sikkerhed.



Figur 11 Forventet antal afbrudsminutter i hele det danske elsystem ved et normalår (uden særlige hændelser). Forventede afbrudsminutter for effekttilstrækkelighed er vist som gennemsnit for hele Danmark.

4.2.1 Udvikling i eltransmissionsnettet

Effekttilstrækkelighed

Generelt forventes en stigning i risikoen for, at udbuddet af el ikke kan møde efterspørgslen over de næste 10 år som følge af det stigende elforbrug og udfasningen af termisk elproduktionskapacitet.

Analyserne viser, at Østdanmark har størst risiko for effektmangel. Det hænger blandt andet sammen med mindre indenlandsk elproduktionskapacitet samt mindre udvekslingskapacitet i Østdanmark end i Vestdanmark. I 2030 forventes i Østdanmark under de nuværende forudsætninger op mod 16 afbrudsminutter grundet mangel på effekt¹¹. Risikoen i Vestdanmark er mindre end i Østdanmark for alle år. I 2030 ses op mod 4 afbrudsminutter i Vestdanmark, mens der i resterende år ikke ses nogen afbrudsminutter.

Hvis elforbruget stiger yderligere, eller den termiske udfasning sker hurtigere, må afbrudsminutterne grundet effekt-mangel forventes højere. Således forventes som følge af *Analyseforudsætningerne til Energinet 2018* ingen afbrudsminutter grundet mangel på effekt frem til 2025, men i tilfælde af at den termiske udfasning eller stigningen i elforbruget sker hurtigere, end *Analyseforudsætningerne til Energinet 2018* forudser, viser Energinets RWC-scenarie, at der allerede i 2025 kan opleves afbrudsminutter i Østdanmark¹¹ som følge af øget risiko for effektmangel.

Men selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer, hvor Energinet kan blive nødt til at gennemføre brownouts over de næste 10 år, forventes sådanne situationer at være meget sjældne hændelser.

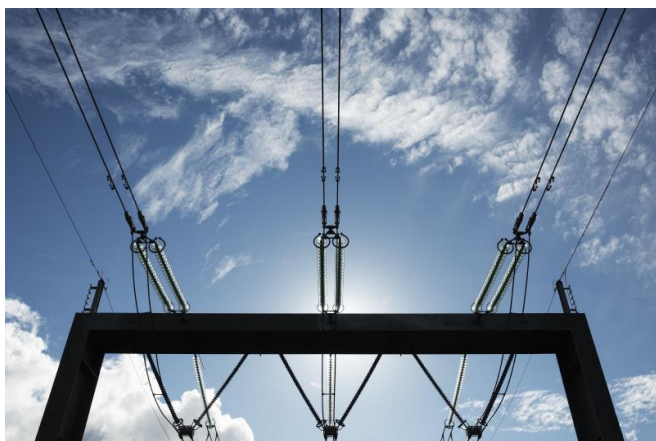
¹¹ Se yderligere i Appendiks B om effekttilstrækkelighed.

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

Energinet kigger også på konkrete tiltag til at imødegå den østdanske udfordring i tilfælde af, at elmarkedsreformerne ikke har den forventede påvirkning, eller effektsituationen udvikler sig værre end Energistyrelsens analyseforudsætnin-ger. Med usikkerheden forbundet med udviklingen i elsystemet er det Energinets vurdering, at der kan opstå behov for at etablere et sikkerhedsnet under effektilstrækkeligheden i Østdanmark fx i form af en midlertidig strategisk reserve. En midlertidig strategisk reserve er en kapacitetsmekanisme uden for elmarkedet, som kan aktiveres i situationer med manglende effektilstrækkelighed.

Nettilstrækkelighed

Nettilstrækkelighed er vigtig for elsystemets evne til at forsyne elforbrugerne, men også for elsystemets indpasning af produktion fra fx vedvarende energi. Eltransmissionsnettet er oprindeligt opbygget ud fra placeringen af de store centrale kraftværker, men da nye produktionskilder ofte opstilles langt væk fra større forbrugscentre, som fx København, kræver det, at eltransmissionsnettet udbygges til at kunne håndtere elproduktion fra langt flere steder i elnettet.



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

En forudsætning, for at risikoen for manglede nettilstrækkelighed ikke stiger, er, at eltransmissionsnettet vedligeholdes og reinvesteres i nødvendigt omfang – og at der ikke ændres på netdimensioneringskriterierne. Grundet aldringen af eltransmissionsnettet er der et stadig stigende behov for reinvesteringer. Det skyldes, at store dele af eltransmissionsnettet er etableret i perioden 1960-1980, og dermed har nået sin forventede levetid. På baggrund af den store stigning i behovet for reinvesteringer forventes et efterslæb på omkring to år for reinvesteringsprojekter i eltransmissionsnettet. Efterslæbet skyldes, at anlæg, som Energinet har overtaget, generelt er i dårligere stand end forventet, samt at kabelhandlingsplanen er blevet annulleret, så anlæg der i flere år var planlagt til kabellægning, nu i stedet skal reinvesteres. Det forventes derfor at være nødvendigt at tage nogle linjer ud af drift i kortere perioder på grund af deres forringede tilstand. Etablering af skærpet overvågning og ekstra beredskab vil være nødvendigt for at kunne håndtere den øgede risiko forbundet med den forringede tilstand, og det aldrende eltransmissionsnet forventes derfor at påvirke elforsyningssikkerheden negativt. Der pågår et arbejde med at vurdere konsekvenserne nærmere i relation til forsyning af elforbrug og aftag af elproduktion.

Den fremadrettede vurdering af nettilstrækkeligheden bygger på tilstanden af eltransmissionsnettet og den historiske netdimensionering. Det forventes, at der fremadrettet vil være højere risiko for afbrud forårsaget af manglende nettilstrækkelighed. Dette skyldes tilstanden af anlægsmassen grundet den fremskredne alder, og dermed stigende fejlsandsynlighed, men også at Energinet vil vurdere samfundsøkonomien i de enkelte reinvesteringsprojekter og i visse tilfælde

midlertidigt afvige fra N-1 kriteriet og acceptere en kort periode med forhøjet risiko. Dette ses fx i forbindelse med reinvesteringer på Djursland, hvor nettet i perioden med reinvestering drives med én linje ude og altså uden N-1 sikkerhed.

Der er igangsat en række tiltag til at opveje stigningen i risiko som følge af det aldrende eltransmissionsnet. Blandt andet prioriterer Energinet kritiske projekter i forhold til elforbrugernes levering af el frem for projekter, som primært har til formål at indpasse vedvarende energi. Der er ligeledes fokus på at udnytte muligheden for markedsløsninger. Ligeledes ses på mulighederne for at fremme vedligehold på komponenter, som er kritiske for levering af el til elforbrugerne. Dermed kan levetiden på visse komponenter forlænges, og tidspunktet for reinvestering kan udskydes.

Der har historisk ikke været afbrud af elkunder på grund af manglende nettilstrækkelighed. Energinet forventer, at der vil opstå ca. ét afbrudsminut af elforbrugere pr. år i gennemsnit grundet manglende nettilstrækkelighed fremadrettet. Dette skyldes prioriteringen af reinvesteringsprojekter og midlertidige afvigelser fra N-1 kriteriet.

Hvis tilstanden af eltransmissionsnettet viser sig at forværres hurtigere end forventet, vil det medføre et højere antal afbrudsminutter. En markant forværring af tilstanden af eltransmissionsnettets komponenter vil føre til, at flere linjer tages ud af drift, hvilket øger risikoen for, at el ikke kan flyde uhindret rundt i elsystemet. Energinet vurderer, at i tilfælde af tilstanden af eltransmissionsnettet udvikler sig værre end forventet, kan der opleves et markant større antal afbrudsminutter.

Robusthed

Elsystemet skal være robust over for fejl, så disse ikke påvirker stabiliteten i elsystemet. Robusthed handler om stabiliteten i elsystemet inden en fejl samt dynamikken (fx spændingsspring eller -dyk) i elsystemet, lige når fejlen sker og i minutterne derefter. Stabilitet dækker blandt andet over inert, spændingsvariationer og reaktive effektflows.

For at sikre tilstrækkelig robusthed på længere sigt er det nødvendigt at kortlægge behovene præcist og teknologineutralt, så alle elsystemets fremtidige enheder kan bringes i spil til at løse behovet med et minimum af omkostninger for samfundet.

Anvendelsen af automation i eltransmissionsnettet er stigende, da denne ligeledes kan anvendes til sikring af robusthed. Dette skyldes, at automatiseringen kan reagere hurtigt på hændelser i eltransmissionsnettet. Energinet forventer derudover på sigt at kunne optimere flow i det interne net ved hjælp af automation og dermed blandt andet reducere nettab.

Energinet vurderer på baggrund af sin afbrudsstatistik og de igangsatte tiltag, at antallet af afbrudsminutter grundet manglende robusthed fastholdes på 1 minut, da Energinet løbende arbejder på at optimere driften af elnettet i forhold til at sikre robustheden. Herudover er der en væsentlig usikkerhed i forhold til konsekvenserne af det aldrende elnet og det forestående reinvesteringsefterslæb, som kan betyde øget fejlsandsynlighed og risiko for situationer, hvor ikke alle komponenter er tilgængelige.

Risiko for særlige hændelser

Risikoen for særlige hændelser er en faktor, som ligger ud over den forventede udvikling. Antallet af afbrudsminutter inklusive ekstreme hændelser er blevet opgjort siden 1999. I perioden var der i gennemsnit 40 afbrudsminutter om året for hele elnettet. De to ekstreme hændelser, som førte til de største afbrud af de danske elforbrugere, var grundet stormen i 1999 og det store blackout i Østdanmark og Sydsverige i 2003, som hver begge medførte over 100 afbrudsminutter.

Energinet arbejder hele tiden for, at store afbrud ikke sker blandt andet ved opfølgning og læring samt konsekvensvurdering på baggrund af driftshændelser. Men det er ikke muligt at forudse og tage højde for samtlige mulige kombinationer af hændelser, uden at det vil have ekstreme samfundsøkonomiske omkostninger.

Historisk har de største afbrud af elforbrugere skyldtes manglende robusthed. Dette har været sjældne hændelser, hvor der har været flere store uafhængige fejl på samme tid. Energinet arbejder hele tiden for, at store afbrud ikke sker blandt andet ved opfølgning og læring samt konsekvensvurdering på baggrund af driftshændelser. Men det er ikke muligt at forudse og tage højde for samtlige mulige kombinationer af hændelser.

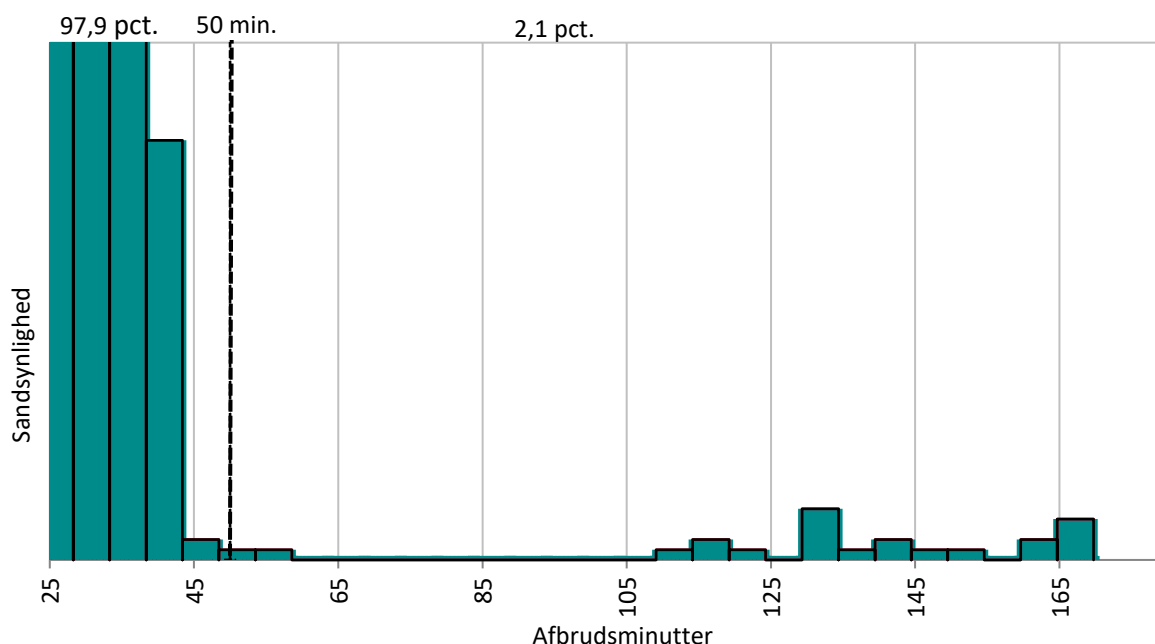
Netop kombinationen af muligheder kan betyde flere afbrudsminutter i tilfælde af hændelser, som ligger uden for Energinets dimensionering. Hændelser fra udlandet kan også forplante sig i det danske elnet og føre til afbrud. Således er den danske robusthed ikke alene nok til at sikre mod alle hændelser. Hvis der over tid sker en forværring af robustheden i det danske elnet eller i elnettene i Danmarks nabolande, kan det medføre, at hændelser i langt højere grad eskalere og kan føre til blackouts. Det vurderes, at en sådan forværring kan medføre markant flere afbrudsminutter pr. år.

De historiske store afbrud har også direkte medført tiltag som fx kabellægningen af eldistributionsnettene som følge af stormene omkring årtusindskiftet. Derfor har antallet af afbrudsminutter de seneste 10 år ligget på et gennemsnit omkring 20 minutter, se Figur 6 i afsnit 3.1 om elforsyningsikkerheden i 2018.

Det må dog forventes, at risikoen for ekstreme hændelser og omfanget af disse stiger proportionalt med, at tilstanden af elnettet forringes. Hvis der reinvesteres og vedligeholdes mindre, alt andet lige, så stiger sandsynligheden for blackout også.

Ekstreme hændelser er forholdsvis sjældne, hvilket afspejles i, at der ikke har været blackout i Danmark siden 2003. Fastsættelse af sandsynligheden for en ekstrem hændelse må derfor baseres på en probabilistisk beregning. Anvendelse af probabilistiske beregninger er væsentligt i forhold til Energinets risikovillighed. På baggrund af en probabilistisk beregning opnås ikke en eksakt sandsynlighed for, at en ekstrem hændelse indtræffer, men derimod et udfaldsrum. Udfaldsrummet for ekstreme hændelser kan illustreres i figur 12. Af figur 13 fremgår det, at der på baggrund af en Monte Carlo-simulering i ca. 98 pct. af udfaldene vil være færre end 50 afbrudsminutter.

Figur 14 viser ligeledes, at der er en lille sandsynlighed (ca. 2 pct.) for store afbrud på over 100 afbrudsminutter. Figuren illustrerer, at ved størstedelen af udfaldene er antallet af afbrudsminutter omkring planlægningsmålet. Der er dog sandsynlighed for, at der opstår ekstreme hændelser, som medfører et blackout. I de tilfælde hvor udfaldene ikke ligger omkring planlægningsmålet, er resultatet typisk væsentligt over 100 afbrudsminutter.



Figur 15 Illustration af sandsynlighedsbaseret tilgang til udfaldsrummet for særlige hændelser.

IT-sikkerhed

Den øgede digitalisering og anvendelse og afhængighed af IT-systemer til styring og overvågning af elsystemet betyder, at nedbrud og fejl på IT-systemer i stadig større grad kan påvirke elforsyningsikkerheden. Dette gælder for alle aktører i elsystemet. Energinet har i 2018 oplevet et stort IT-nedbrud, som dog ikke gav anledning til afbrydelse af elforbrugere.

Beredskabet i elsektoren skal sikre, at elforsyning kan fortsættes eller genoprettes med minimale konsekvenser i forbindelse med IT-hændelser. De nordiske TSO'er har også samarbejder om håndtering af større cyberangreb og -trusler.

Energinet forventer og arbejder målrettet på, at der ikke sker afbrud grundet manglende IT-sikkerhed. For at sikre rettidig udvikling og digitalisering af de driftskritiske processer i Energinets KontrolCenter El er en investering i etablering af en ny digital driftsplanlægningsplatform besluttet. Den nye driftsplanlægningsplatform skal hjælpe Energinets KontrolCenter El med hurtigere og mere sikkert at kunne implementere fx nye forbindelser i eltransmissionsnettet i IT-understøttelsen af driften af elsystemet. Efter overflytning til en ny og mere sikker platform vil driftsplanlægningssystemet blive fornyet løbende og sikre effektiv implementering af kommende nordiske og europæiske fællesplatforme og sikkerhedsstandarder.

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

Indflydelsen af IT-systemer på et lands elforsyningssikkerhed blev yderligere understreget i december 2016, hvor Ukraine oplevede et cyberangreb, som efterlod dele af landet uden elektricitet i flere timer, og cyberangrebet på virksomheder i 2017, hvor IT-infrastrukturen hos især A.P. Møller – Mærsk A/S var hårdt ramt. Det vurderes, at hvis det danske eltransmissionsnet påvirkes i samme grad, kan det medføre flere blackouts og derved markant flere afbrudsminutter til følge.

4.2.2 Udvikling i eldistributionsnettene

I forhold til den forventede udvikling i antallet af afbrudsminutter har Energinet været i dialog med Dansk Energi og heraf udvalgte repræsentanter fra netvirksomhederne. Formålet med denne dialog har været at opnå kendskab til forventede ændringer i elnettet, som ikke ejes af Energinet. Følgende beskrivelse er udarbejdet i samarbejde med Dansk Energi på vegne af netvirksomhederne.

Netvirksomhederne vurderer, at der ved de aktuelle reinvesteringsplaner vil ses en stigning i antallet af afbrudsminutter frem mod 2030. Dette er illustreret i Figur 16. Netvirksomhederne vurderer, at antallet af afbrudsminutter forårsaget af eldistributionsnettene vil være ca. 28 minutter i 2030. Antallet af afbrudsminutter fra eldistributionsnettene ligger i dag på ca. 20 minutter.

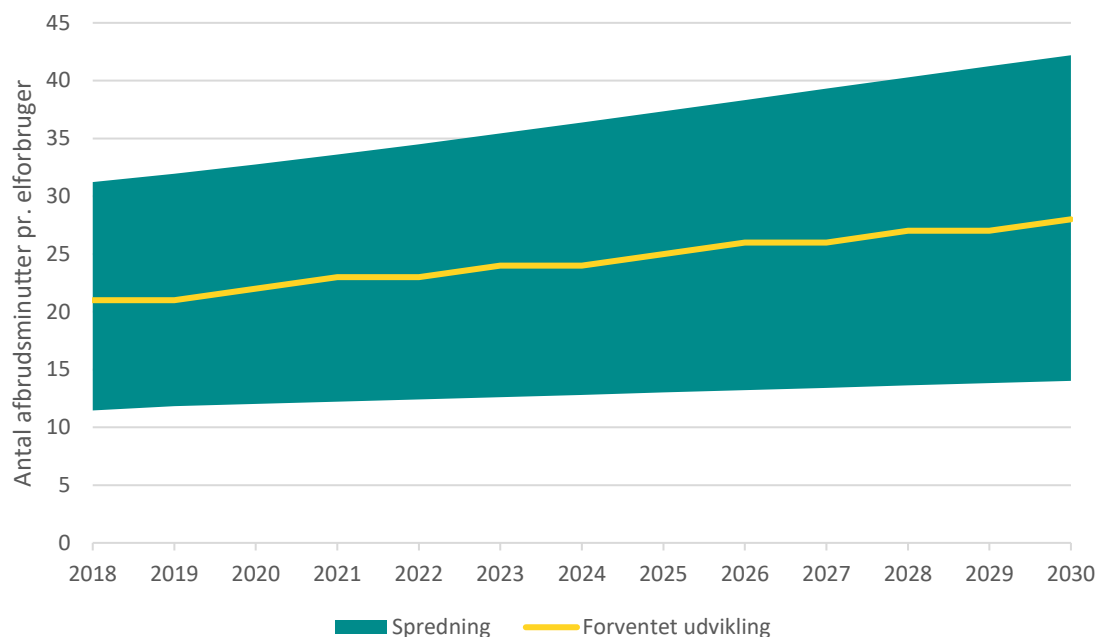
Denne vurdering er baseret på følgende grundforudsætninger:

- Netvirksomhederne fastholder nuværende reinvesteringsplaner (p.t. 2-3 mia. DKK pr. år).
- Elforbruget forbliver på niveauet i 2018 – ingen fremadrettet forbrugsstigning.

Vurderingen er baseret på fremskrivninger fra seks netvirksomheder, der sammenlagt repræsenterer ca. 70 pct. af elforbrugerne i Danmark. Den samlede fremskrivning inklusive de resterende netvirksomheder er derfor foretaget ud fra forskellige antagelser. Der må forventes en betydelig variation netvirksomhederne imellem, da eldistributionsnettene eksempelvis har forskellig alder. Som landsgennemsnit forventes en stigning i antallet af afbrudsminutter frem mod 2030, hvor der kan forventes ca. 28 afbrudsminutter.

Da en af grundforudsætningerne for fremskrivningen er fastholdelse af elforbruget på 2018-niveau, har netvirksomhederne anvendt konservative antagelser om udviklingen hos de netvirksomheder, der ikke for nuværende har kunnet prognosticere elforsyningssikkerheden. Der er dog fortsat en ikke ubetydelig usikkerhed om fremskrivningen, der vil blive søgt nedbragt.

Stigningen skyldes, at en stor del af komponenterne i eldistributionsnettene opnår deres forventede levetid over de kommende år. Vurderingen er dermed alene drevet af den øgede fejlfrekvens, som ældre netkomponenter giver grundet stadiet i deres livscyklus. Efter 2030 forventes antallet af afbrudsminutter at stige yderligere frem mod midten af 2040'erne, hvor det forventes at stagnere. Stagnationen i antallet af afbrudsminutter sker som følge af, at udtjente komponenter på det tidspunkt vil være reinvestert.



Figur 16 Forventet udvikling i afbrudsminutter frem mod 2030 i eldistributionsnettene (gul strek). Herudover angiver figuren den forventede spredning i afbrudsminutter for 80 pct. af netvirksomheder (grønt område). Kilde: Dansk Energi.

Vurderingen tager ikke højde for den negative effekt på netkomponenters pålidelighed og restlevetid, som følge af øget benyttelsesgrad og ændrede driftsformer. Ændrede driftsformer inkluderer blandt andet en stigning i antallet af elbiler og elvarmepumper samt øget tilslutning af decentrale produktionsenheder som vindmøller og solceller. Disse ting har indflydelse på eldistributionsnettens benyttelsesprofil. Andre forhold såsom hyppigere ekstreme vejrhændelser fx stormflodsoversvømmelser er ligeledes ikke inkluderet i vurderingen. Disse hændelser forventes også at kunne påvirke fremskrivningen af antallet af afbrudsminutter negativt. Omvendt tages heller ikke forbehold for de positive effekter af effektivisering og innovation.

At der kan være stor variation mellem forventningerne hos de enkelte netvirksomheder skyldes i høj grad den historiske udbygning af eldistributionsnettene. Elektrificeringen af Danmark er geografisk sket i forskellige tempi, hvorfor eldistributionsnettene er på forskellige stadier i deres livscyklus. Netvirksomhedernes størrelse kan ligeledes have indflydelse på antallet af afbrudsminutter pr. elforbruger fra år til år i et normalår. I en lille netvirksomhed kan fejl på grund af fejlenes stokastiske natur føre til relativt store udsving fra år til år i antallet af afbrudsminutter. Hvorimod disse udsving er mindre for specielt Danmark som helhed, hvor mængden af netkomponenter, der er i risiko for at fejle et år, er væsentlig større.

Netvirksomhedernes forventninger

Netvirksomhederne vil arbejde videre med at raffinere vurderingen af udviklingen i afbrudsminutter inklusive følsomheder ved ændringer i forudsætningerne. Vurderingen er dermed et første bud på et basis-scenarie. Der pågår samtidig arbejde med at identificere tiltag til påvirkning af antallet af afbrudsminutter samt omkostninger/gevinster forbundet hermed.

Netvirksomhederne vurderer, at fastholdelse af det nuværende antal afbrudsminutter fra eldistributionsnettene vil være forbundet med meget store omkostninger. Det er ikke vurderet, om disse omkostninger modsvarer den samfundsøkonomiske gevinst ved opretholdelse af elforsyningen.

Det vurderes, at det i særdeleshed på nuværende tidspunkt er tilstanden af de olie-papir isolerede kabler, som er anvendt i 10-20 kV-nettene, som er årsag til udviklingen i antallet af afbrudsminutter. Denne kabeltype er primært anvendt i landets større byer. En forceret udskiftning af disse kabler vil betyde omfattende gravearbejde med store gener for trafikanter og beboere til følge.

Stadiet i kablernes livscyklus medfører, at fejlfrekvensen er stigende. Udviklingen kan påvirkes ved massive ny- og reinvesteringer i eldistributionsnettene. Om end stigningen kan minimeres, vurderes det ikke muligt fuldstændigt at fastholde det historisk lave antal afbrudsminutter, som det opleves i dag.

Elnettene er generelt set blevet udbygget samtidigt i hele Europa, hvorfor andre lande må forventes at have et lignende behov for udskiftning af netkomponenter. Dette kan påvirke mulighederne for fremskaffelse af nødvendige materialer og ressourcer til en forceret reinvestering i eldistributionsnettene.

Netvirksomhederne ønsker at fastlægge niveauet for elforsyningssikkerhed ud fra en samfundsøkonomisk tilgang, hvor VoLL inddrages i planlægning og reinvesteringer. Denne samfundsøkonomiske tilgang er ikke nødvendigvis i overensstemmelse med den nuværende økonomiske regulering.

5. Tiltag til at understøtte elforsyningssikkerheden

Den danske elforsyningssikkerhed har historisk været meget høj, og den forventes også at være meget høj i de kommende år.

Energinet har igangsat en række tiltag for at opretholde den høje elforsyningssikkerhed. Energinet har derudover udarbejdet forslag til tiltag, hvis ministeren ønsker at sænke eller hæve elforsyningssikkerheden. Tiltagene er forsøgt kvantificeret, men omkostningerne og forventede afbrudsminutter er behæftede med betydelig usikkerhed. Ved ønske om at igangsætte et eller flere tiltag vil Energinet forud for en egentlig beslutning kvantificere de konkrete tiltag yderligere.

Energinet har allerede igangsat en række tiltag til at understøtte elforsyningssikkerheden. Tiltagene i afsnit 5.1. Reinvesteringer og netudbygninger er yderligere beskrevet i Energinets *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan* (RUS-planen). Disse tiltag vil Energinet arbejde videre med, medmindre der ønskes store økonomiske besparelser på elforsyningssikkerheden, se Tabel 2. Tiltagene understøtter en elforsyningsmæssig tilgang om at sikre et højt niveau af elforsyningssikkerhed, men er også afgrænset af samfundsøkonomiske hensyn, der tilsiger, at omkostningerne skal stå mål med den øget elforsyningssikkerhed. Omkostningerne hertil er beskrevet i 5.1.3.

Ligeledes har netvirksomhederne igangsat en række tiltag for at understøtte elforsyningssikkerheden. Tiltagene er beskrevet i afsnit 5.2. Ønskes et andet planlægningsmål for eldistributionsnettet, kan der skues op og ned for tiltagene. De økonomiske konsekvenser er beskrevet i afsnit 5.2.1.

For at sikre indfrielsen af det anbefalede planlægningsmål, under de store forandringer i elsystemet og usikkerheden der følger heraf, er det Energinets vurdering ud fra de nuværende analyser, at der kan opstå et behov for at etablere et "sikkerhedsnet" under effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Derfor har Energinet påbegyndt arbejdet med at forbedre godkendelsen af en midlertidig strategisk reserve. Tiltaget omkring en midlertidig strategisk reserve er beskrevet i afsnit 5.3. De foreløbige analyser viser, at en midlertidig strategisk reserve er den samfundsøkonomiske bedste løsning til at sikre effekttilstrækkeligheden på, såfremt de forestående markedsreformer ikke løser hele den forventede udfordring med effekttilstrækkeligheden.

Ønskes et højere eller lavere niveau for forsyningssikkerhed end den forventede udvikling, beskrevet i kapitel 3.2, kan et eller flere tiltag, beskrevet i afsnit 5.4, igangsættes. De samlede økonomiske konsekvenser afhænger af de valgte tiltag.

5.1 Igangsatte tiltag i eltransmissionsnettet

Energinet igangsætter løbende tiltag til sikring af elforsyningssikkerheden. Disse tiltag er med til at sikre den forventede udvikling i elforsyningssikkerheden beskrevet i Kapitel 3.2. Ligeledes er der igangsat tiltag i eldistributionsnettene. Den præcise effekt af tiltagene har det ikke været muligt at vurdere, specielt for tiltag hvor effekten først ses langt senere. Tiltagene kan overvejende inddeles i to kategorier. Enten som markedsreformer eller tiltag inden for anlæg og systemdrift af elsystemet. Energinet iværksætter som udgangspunkt tiltag, som skaber samfundsøkonomisk værdi. Således tilstræbes at finde de mest omkostningseffektive værktøjer til at reducere risikoen for afbrud af elforsyning.



Figur 17 Eksempler på igangsatte tiltag til sikring af elforsyningssikkerheden.

5.1.1 Markedsreformer

I de seneste år er der allerede implementeret og taget initiativ til en række markedstiltag, der har til formål at forbedre effekttilstrækkelighedssituationen i Danmark og Europa. Det er et fællestræk for mange af markedstiltagene, at de bidrager til effekttilstrækkeligheden ved at styrke elmarkedets prissignaler. Det skaber økonomisk incitament for både produktions- og forbrugssiden til at agere på en måde, der fremmer effekttilstrækkeligheden.

På nuværende tidspunkt er det ikke muligt at kvantificere effekten af markedstiltagene samt de initiativer, Energinet har iværksat for at fremme fleksibelt forbrug. Energinet analyserer løbende effekten af de implementerede og igangværende markedstiltag blandt andet ved at overvåge udviklingen i effekttilstrækkeligheden og dermed virkningen af markedstiltagene, herunder udviklingen i prisfleksibelt elforbrug. Derudover har Energinet igangsat et arbejde med at udarbejde en detaljeret plan for markedsreformer i forhold til ansøgningsproces om en midlertidig strategisk reserve.

Elmarkedet udvikles gennem en række konkrete tiltag (forventet implementeringsår angivet i parentes).

International markedskobling (2021)

Fortsat udvikling af den grænseoverskridende markedskobling af både day-ahead- (2014) og intraday (2018) markederne samt udvikling af nye metoder for beregning af kapaciteten på udlandsforbindelserne, kaldet flow based, er det der skal sikre mere effektiv anvendelse af den faktiske kapacitet. Fælles beregningsmetoder på kapaciteten på udlandsforbindelser på tværs af lande forventes samlet set at give en bedre samfundsøkonomi via mere optimal udnyttelse af de eksisterende udlandsforbindelser på tværs af Europa. Som et mindre land, og med udlandsforbindelser med kapacitet højere end peak forbruget, har Danmark stor gavn af de internationale markeder. Markederne bidrager blandt andet til at reducere omkostninger til opretholdelse af forsyningssikkerheden og en effektiv integration af vedvarende energi.

Ubalanceafregning (2020-2025)

Som følge af implementering af neteglerne vil der komme en reform af ubalanceafregningen, så denne bedre afspejler omkostningerne ved balancering af systemet samt indførelse af en tidsopløsning på 15 minutter samt øgede prislofter i day-ahead- (2014) og intraday- (2018) markedet. Prisloftet fjernes i balancemarkedet som følge af Clean Energy Package. Implementering af ny ubalanceafregning og overgang til 15 minutters tidsopløsning diskuteres og fastlægges i Nordic Balancing Model (NBM).

Det styrker prissignalerne på både produktions- og forbrugssiden af elmarkedet, og derved incitamentet for elmarkeds aktører til at balancere forbrug og produktion. Det er målsætningen, at implementering af disse markedsændringer i de kommende år yderligere vil tilskynde markedets aktører til at reagere fleksibelt på elpriserne og i højere grad sikre balancen for produktion og forbrug. Det er Energinets forventning, at en lavere tidsopløsning kan gøre det lettere (og mere attraktivt) for teknologier med begrænset energilager og forbrugsteknologier at deltage i systemydelsesmarkederne. Reformen ventes således at bidrage til at opretholde effektilstrækkeligheden.

Reform af systemydelsesmarkederne (2019-2022)

Reform af systemydelsesmarkederne blandt andet gennem reduktion af budstørrelser og fokus på sikring af optimal tilvejebringelse af ydelser til sikring af elforsynings sikkerheden. Ved at nedbringe budstørrelserne kan fleksibilitet fra mindre enheder udnyttes mere optimalt.

Herudover er der fokus på at fremme fleksibelt elforbrug ved at motivere nye leverandører af fleksibilitet til at sætte projekter i drift og teste disse i pilotprojekter. Ved at opstarte pilotprojekter får markedsaktørerne mulighed for at teste samtidig med, at der udvikles, og Energinet får mulighed for at indhente erfaringer løbende, så eventuelle barrierer kan reduceres hurtigere og mere effektivt. Ved at få nye aktører ind i markederne for systemydelser øges konkurrencen på markederne. Det er med til at sikre samfundsøkonomisk optimalt indkøb af ydelser til sikring af elforsynings sikkerheden.

Integration i nye nordiske og europæiske balanceplatforme for systemydelser. De nye internationale balanceplatforme vil også føre til nye dimensioneringskrav. Der vil ydermere også komme et stigende fokus på brugen af de automatiske reserver til at sikre balancen tættere på driftsøjeblikket. De nye balanceringsplatforme øger konkurrencen og sikrer samfundsøkonomisk optimal udnyttelse af reserver på tværs af landegrænserne. Internationale markeder kan ligeledes betyde øgede afsætningsmuligheder for danske aktører.

Det betyder, at Energinet i højere grad kan forvente, at der er reserver til rådighed i vores nabolande, og dermed får Energinet adgang til flere ressourcer til balancering af elsystemet.

Implementering af en aggregatorrolle (2019-2020)

Implementering af en aggregatorrolle i markedsforskrifter; herunder et pilotprojekt for udvikling af en aggregatorrolle uden kontrakt med en balanceansvarlig aktør. Aggregatorer skal forsimple adgangen til markedet ved at gøre det muligt for små distribuerede ressourcer at levere fleksibilitet til markedet gennem en aggregator og være med til at reducere transaktionsomkostninger for særligt mindre aktører.

Engrosmodel og timeafregning af små og mellemstore elforbrugere (2020)

DataHub (2016) og Engrosmodel (2016), der har ændret rollerne i elmarkedet og understøtter fremadrettet udvikling af nye produkter og services til elforbrugere. Fx forretningsmodeller, hvor elforbrugere kan få fordel af at bidrage til effektilstrækkeligheden gennem fleksibel adfærd. Indfasning af timeafregning og timeafregning (flexafregning,

2017) af alle elforbrugere. Det betyder, at alle elforbrugere kan blive afregnet efter deres faktiske timemæssige elforbrug, og at elhandlere vil blive holdt ansvarlige for deres kunders faktiske forbrug i alle situationer. Dette betyder, at potentielt, at alle danske elforbrugere kan agere fleksibelt som reaktion på de prissignaler, der udsendes i markedet.

Forbrugsfleksibilitet

Energinet har iværksat et overordnet program, der sigter mod at fremme fleksibelt elforbrug. Programmet fokuserer på deling af viden om markedsmuligheder gennem dialog med markedsaktørerne, så nye leverandører af fleksibilitet motiveres til at indgå i markedet. Energinet tror på, at nye idéer opstår i markedet, blandt de markedsaktører der har fingeren på pulsen. Energinet derimod har en viden om elmarkederne på tværs og kan som markedsaktørens sparringspartner bidrage med viden og afklaring, der kan være kompleks at opnå på egen hånd. Det betyder mere smidige processer og et kortere udviklingsforløb.

I dialogen med markedsaktørerne udveksles erfaringer, så markedsrammer og regler kan følge udviklingen, ligesom Energinet kan oplyse markedsaktørerne om fremtidige udviklingsretninger. Der laves derudover konkrete pilotprojekter, der skal bidrage til at identificere behov for tilpasning af markedets rammer.

5.1.2 Anlæg og systemdrift

Grundet den historiske udbygning af elnettet er det særligt reinvestering i anlægskomponenter, som er i fokus. Elforsyningssikkerhed sikres gennem en kombination af tiltag inden for planlægning, systemdrift, vedligehold og beredskab alt efter behov og den samfundsøkonomiske konsekvens.

Netdimensionering

Energinet driver eltransmissionsnettet ud fra en række driftskrav fra den europæiske netregel *System Operation Guideline*¹² (SO GL), som opfyldes ved at drive eltransmissionsnettet efter N-1 princippet. Det betyder, at én vilkårlig intern fejl i det danske eltransmissionsnet ikke påvirker udmeldte kapaciteter på handelsforbindelser. Der er ingen internationale krav til det interne eltransmissionsnet, men for at opretholde det nuværende niveau af elforsyningssikkerhed drives det interne eltransmissionsnet også efter N-1 princippet.

Vedligeholdelse og rettidige reinvesteringer

Tilstrækkeligheden i eltransmissionsnettet baserer sig ligeledes på tilgængeligheden af det eksisterende net. Tilgængeligheden afhænger blandt andet af de enkelte komponenters tilstand, der kan sikres ved tilstrækkelig vedligeholdelse. Vedligeholdelse og rettidige reinvesteringer sikrer, at eltransmissionsnettet kan drives sikkert og dermed opfylde de krav, det er bygget efter.

Energinet har i RUS-planen beskrevet, at Energinet er 2 år bagud i forhold til planlagte reinvesteringer. Efterslæbet skyldes, at anlæg, som Energinet har overtaget, generelt er i dårligere stand end forventet, samt at kabelhandlingsplanen er blevet annulleret, så anlæg, der i flere år var planlagt til kabellægning nu, i stedet skal reinvesteres. Energinet imødekommer denne problematik blandt andet ved en ny programtankegang og prioritering af projekter i henhold til tilstand og kritikalitet.

For at sikre robustheden er det nødvendigt at have et stabilt og driftssikkert eltransmissionsnet. Her er reinvesteringer også vigtige, da opbrugt levetid har direkte indflydelse på komponenters fejlsandsynlighed. Den opbrugte levetid betyder, at komponenter skal tages ud af drift af hensyn til sikkerheden for driftspersonalet og/eller borgere.

¹² [Commission Regulation \(EU\) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.](#)

Skærpet overvågning og øget vedligehold

For at begrænse effekten af det aldrende eltransmissionsnet kan Energinet styre risikoen ved hjælp af implementering af et digitaliseringsprogram for øget tilstandsovervågning samt øge vedligeholdet på kritiske komponenter for at forlænge levetiden. Dette forventes at have en meromkostning på 10-30 mio. DKK pr. år.

Driftsplanlægning og prognoser

Energinet har implementeret nye IT-systemer for at understøtte overvågningen af elsystemet i kontrolcenteret. Kontrolcenteret har blandt andet implementeret et IT-system til analyse af data med høj frekvens (PMU-data). Disse data benyttes til at analysere frekvensafvigelser og kortslutningsniveau. PMU-data giver et overblik som tidligere ikke har været muligt, men bliver mere og mere nødvendigt, i takt med at traditionelle kraftværker udskiftes med produktion fra vedvarende energi. Derudover arbejder Energinet hele tiden på at udvikle og forbedre værktøjer til prognostisering af forbrug og produktion, således at prognoserne hele tiden bedst muligt afspejler udviklingen, hvor især produktionsmønstrene ændrer sig markant i takt med indpasning af mere produktion fra vedvarende energi. Prognoseværktøjet er et essentielt element i en proaktiv balancering af elsystemet. Energinet arbejder ydermere for hele tiden at optimere kontrolcenterets driftsplanlægningsværktøjer for at understøtte udviklingen i elmarked og driften af elsystemet.

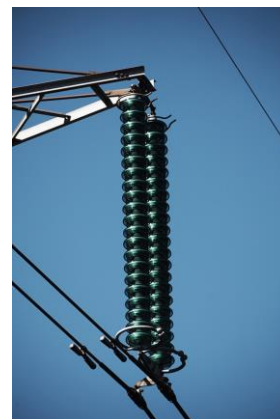
Disse nye IT-systemer er med til at sikre en høj elforsyningssikkerhed gennem en stabil drift af elsystemet med en stadig stigende andel produktion fra fluktuerende energikilder.

Behovsvurdering for systemydelser

Energinet har som systemoperatør brug for en række ydelser til at opretholde frekvensen, balancen og spændingen i elsystemet og dermed elforsyningssikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for systemydelser. Ydelserne er nødvendige for at sikre en stabil og sikker drift af elsystemet.

En lang række systemydelser skaffes i dag gennem velfungerende markeder eller igennem løbende markedsudbud. Energinet arbejder for, at flere systemydelser skal markedsføres via markeder eller udbud, i takt med at eksisterende eller nye behov for systemydelser kan beskrives og omsættes til produkter, der kan købes på markedsbaserede vilkår.

Formålet med behovsvurderingen for systemydelser er at beskrive eksisterende behov for systemydelser i elsystemet, specificere og dokumentere nye konkrete behov og beskrive, hvorledes Energinet arbejder med at markedsføre disse som systemydelser. Energinet anvender typisk pilotprojekter, når nye typer af systemydelser skal markedsføres.



Automation

Energinet anvender i stigende grad automation i eltransmissionsnettet, da denne ligeledes kan anvendes til sikring af robusthed. Dette skyldes, at automatiseringen kan reagere hurtigt på hændelser i eltransmissionsnettet. Energinet forventer derudover på sigt at kunne øge udnyttelsen af det interne net ved hjælp af automation; og dermed alt andet lige øge nettilstrækkeligheden.

Netudbygning

Energinet udbygger eltransmissionsnettet for at sikre, at det stigende elforbrug har adgang til elektricitet.

Den stigende udbygning af elproduktion fra vedvarende energi, som er tilsluttet eldistributionsnettene, fører ligeledes visse steder i Danmark til lokale udfordringer med overbelastning af elnettet. Udfordringerne skyldes generelt, at elproduktion fra vedvarende energi kan bygges hurtigere, end eltransmissionsnettet kan udbygges. I de fleste tilfælde er netudbygninger den samfundsøkonomisk bedste løsning til at integrere mere elproduktion fra vedvarende energi. Indtil udbygningerne er gennemført, kan der være lokale udfordringer, hvor alternative løsninger må anvendes.

IT-sikkerhed

Den øgede digitalisering samt anvendelse og afhængighed af IT-systemer til styring og overvågning af elsystemet betyder, at nedbrud og fejl på IT-systemer i stadig større grad kan påvirke elforsyningssikkerheden. Dette gælder for alle aktører i elsystemet. Energinet arbejder derfor på en løbende kvalitetssikring af IT-systemer. Center for Cybersikkerhed vurderer, at truslen fra cyberspionage og cyberkriminalitet er meget høj. Energinet har i den seneste tid set en intensivering i aktiviteter af denne type, og arbejder derfor for at forebygge cyberangreb.

5.1.3 Omkostninger til eltransmissionsnettet

Energinet har en række omkostninger for at opretholde sine forpligtelser i *Lov om elforsyning*. Energinets omkostninger kan deles op i driftsomkostninger, afskrivninger og finansiering. Udvalgte omkostninger og investeringer til sikring af elforsyningssikkerheden er vist i Tabel 4. Det er svært at definere de præcise omkostninger til sikring af elforsyningssikkerheden, da det principielt er hele værdikæden, som bidrager til denne. Omkostningerne dækker blandt andet også udbygning af net til indpasning af vedvarende energikilder og udbygning af udlandsforbindelser grundet potentielle handelsgevinster. Energinets samlede omkostninger kan ses i Energinets årsrapport.

Driftsomkostninger indeholder blandt andet omkostninger til drift og vedligehold af elnettet, kontrolcenterdrift og markeds- og systemudviklingsaktiviteter samt personaleomkostninger. Investeringerne afskrives og finansieres over levetiden. De årlige afskrivninger og finansieringsomkostninger indgår som en del af den årlige tarif.

Tabel 4 viser udvalgte omkostninger, som fordeles på alle elforbrugerne over Energinets tarif. Driftsomkostninger indeholder blandt andet personaleomkostninger, KontrolCenter EL, vedligehold og andre driftsomkostninger. Driftsomkostningerne fastholdes for Elsystemansvar i faste priser, men stiger for Eltransmission som følge af en øget anlægsmasse og et efterslæb på vedligehold.

Energinet omkostninger (2019-priser) (mio. DKK)	2019	2022	2030	2019-2030
<i>Driftsomkostninger</i>				
Energinet Elsystemansvar og Eltransmissions driftsomkostninger	800	900	1.000	11.000
Systemydelse	600	850	800	9.000
<i>Investeringer</i>				
Reinvesteringer	600	1.700	1.500	17.000
Netforstærkninger	600	1.800	1.300	18.000
Pålagte projekter	600	-	-	600
Kabelhandlingsplan og forskning	50	100	-	1.600
Udlandsforbindelser	1.500	3.200	-	11.000

Tabel 4 Forventede omkostninger til sikring af elforsynings sikkerheden for Energinet (2019-priser). Større investeringer skal godkendes af relevante myndigheder. Omkostningerne afspejler ikke det aktuelt øgede behov for vedligehold. Ligeledes understøtter omkostningerne ikke alene elforsynings sikkerheden, men også elmarkedet og indpasning af VE.

Fremskrivningen er udarbejdet på baggrund af de forventede investeringer, som er nødvendige for at sikre driften og udviklingen af de aktiviteter, som Energinet har ansvaret for. De forventede investeringer er fastlagt på baggrund af godkendte investeringsprojekter og de fremtidige planlagte investeringer.

Både interne og eksterne forhold kan påvirke de investeringer, som er under gennemførelse, eller som er planlagt til at skulle gennemføres i den kommende periode frem mod 2030. Myndighedsgodkendelser, politiske beslutninger om kabellægning, aftaler med nabo-TSO'er eller ønsker fra fx datacentre eller andre om tilslutning til transmissionsnettet er usikkerheder, der vil påvirke investeringerne i de enkelte år. Særligt i perioden 2022-2030 er fremskrivningen behæftet med stor usikkerhed, da elsystemet er under hastig forandring grundet omstillingen til vedvarende energikilder.

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

Netforstærkninger af transmissionsnettene er typisk foranlediget af øget belastning på grund af ændringer i forbrug og produktion eller andre nødvendige behov for interne netforstærkninger som følge af ændringer i omgivelserne omkring det danske transmissionsnet. I perioden 2019-2022 er der budgetteret 5,8 mia. DKK til investeringer i netforstærkninger i eltransmissionsnettet. Der er en del større igangværende investeringsprojekter i netforstærkning, som medfører en højere omkostning de kommende år end hidtidig. Frem mod 2030 forventer Energinet at fastholde et gennemsnitsniveau af netforstærkninger, hvilket svarer til 1,3 mia. DKK pr. år.

Investeringer i pålagte projekter, kabellægning og forskønnelse dækker over nettilslutninger til havmølleparker, kystnære møller, kabellægning af udvalgte strækninger i 132/150 kV-transmissionsnettet og forskønnelse. I Investerings- og finansierungsplanen for 2019-2022, som ministeren og Folketingets økonomiudvalg har godkendt, forventes investeringerne at udgøre i alt 0,8 mia. DKK, hvoraf projekter til nettilslutning af vindmølleparker udgør 0,6 mia. DKK, og kabellægning og forskønnelse udgør 0,2 mia. DKK. Efter 2020 ændres reglerne for ilandføring af nye havvindmølleparker. Omkostninger til offshoredelen af ilandføringen havvindmølleparken Thor skal aktørerne selv afholde. Det vides endnu ikke, om denne praksis kommer til at gælde øvrige nye havvindmølleparker. De afledte netforstærkninger angiver vi under almindelige "Netforstærkninger". Omkostningen til kabellægning og forskønnelse falder frem mod 2028, hvorefter der ikke er flere planlagte projekter.

Investeringer i nye udlandsforbindelser eller reinvesteringer i eksisterende forbindelser forventes i investeringsplanen for 2019-2022 at udgøre 7,9 mia. DKK. Investeringer i nye udlandsforbindelser sker på baggrund af samfundsøkonomiske vurderinger. Nye elforbindelser mod naboområder etableres som følge af de fordele, som fx en sikring af forsyningssikkerheden vil have, en øget forbruger-/producentnytte eller en realisering af flaskehalsindtægter ved brug af forbindelserne. Frem mod 2024 forventes der høje investeringsomkostninger primært til etablering af Viking Link. Efter 2025 er der endnu ingen planlagte projekter.

Omkostningen til balancering og systemydelse udgør en væsentlig del af Energinets tarif og er påvirket af elprisen og udviklingen i internationale systemydelsesmarkeder samt udbygningen med vedvarende energi og den termiske kapacitet. Øget vedvarende energi kan give større ubalancer og øge behovet, og en reduktion i den termiske kapacitet kan øge priserne for reserver, da udbuddet alt andet lige mindskes. Samtidig er der ved at blive implementeret ny europæisk regulering, som påvirker balanceringsmetoder og stiller krav til mængden af tilgængelige balanceringsressourcer. De nye internationale markeder for systemydelse forventes at øge konkurrencen for systemydelse og dermed prisudviklingen, men implementeringen er behæftet med usikkerhed fra regulatorgodkendelser, aftaler med deltagende TSO'er og implementeringen af nye IT-systemer. Energinet arbejder aktivt for at påvirke ny regulering og kravfastsættelse til fordel for danske forhold og presser på, for at implementeringen af nye internationale markeder sker hurtigst muligt. Dertil gør Energinet en stor indsats for at få vedvarende energi, nye teknologier og forbrugere til at bidrage til at øge fleksibiliteten i elsystemet og dermed bidrage til en samfundsøkonomisk optimal balancering af elsystemet. Udviklingen er afhængig af internationale processer og aktører, og der er usikkerhed om timingen og effekten af de forskellige tiltag. I de kommende år forventes en betydelig øget omkostning til indkøb af reservekapacitet. På sigt forventes omkostningerne at stabilisere sig, når de internationale markeder er i drift, og effekten af nye aktører begynder at slå igennem. Generelt forventes omkostninger til reservekapacitet at blive højere end i dag. Ændringer i nuværende antagelser om kapacitetsudvikling og timing af implementering af regulering og markeder kan derfor for enkelte år påvirke niveauet i både positiv og negativ retning.

5.2 Mulige tiltag i eldistributionsnettene

Eldistributionsnettene er designet og bygget med henblik på at begrænse tiden, hvor elforbrugere er afbrudt ved anlægsfejl eller arbejde i eldistributionsnettene. Netvirksomhederne har således tiltag, som kan implementeres for at sænke afbrudsminutterne i en driftssituation. Alle tiltagene er igangsat, men i forskellig grad på tværs af netvirksomhederne. Tiltagene kan implementeres hurtigere for at øge elforsyningssikkerheden eller reduceres for at spare på omkostningerne. Tiltagene i dette afsnit er foreløbige, og forventes at kunne uddybes i fremtidige udgivelser af Redegørelse for elforsyningssikkerhed.

Intelligens og fjernkontrol

Installering af intelligens og fjernkontrol i stationer vil kunne påvirke antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene, da der sikres mulighed for hurtigt at kunne foretage koblinger i eldistributionsnettene, når behovet herfor opstår. På den måde kan reetableringstiden efter en fejl nedbringes. Dette tiltag medvirker til at reducere antallet af afbrudsminutter. Antallet af afbrydelser af elforbrugere påvirkes ikke, men varigheden af afbrydelserne reduceres.

Intelligens og fjernkontrol installeres allerede i dag i stationer, hvor netvirksomhederne finder det strategisk fordelagtigt. Der er dog stor forskel på, hvor udbredt anvendelsen af dette tiltag er netvirksomhederne imellem.

Asset management-systemer og digitalisering

Ved implementering af asset management-systemer og processer kan ressourcerne til drift og vedligeholdelse af eldistributionsnettene anvendes der, hvor den største effekt opnås. Dette kan eksempelvis være i forhold til reducere afbrud af elforbrugere og opretholdelse af opetiden i eldistributionsnettene. Hertil kommer, at asset management anvendes i forhold til løbende at forbedre strategierne for reinvestering.

Tiltaget vil kunne bidrage til at udskyde den forventede stigning i afbrudsminutter. Det er her nødvendigt at påpege, at netvirksomhederne allerede i dag har en vis grad af tiltaget implementeret. Det må som udgangspunkt forventes, at yderligere implementering sker af sig selv, såfremt dette har positiv indflydelse selskabsøkonomisk for netvirksomhederne. Det er dog meget forskelligt, på hvilket stadie de enkelte netvirksomheder er i forhold til denne implementering, hvorfor potentialet i tiltaget er svært at fastsætte.

Reinvesteringer

Der er grundlæggende et stigende behov for at reinvestere i eldistributionsnettene, hvis udetiden ikke skal stige. Dette gælder i særdeleshed for olie-papir isolerede kabler og netstationer. Dette skyldes eldistributionsnettenes stigende alder. Mange netkomponenter er nået til et stadie i deres livscyklus, hvor de begynder at udvise stigende fejlfrekvens.

Ønskes det at fastholde det nuværende og historisk lave antal af afbrudsminutter, vurderer netvirksomhederne, at der under alle omstændigheder er behov for betydeligt flere reinvesteringer i eldistributionsnettene. Dette er det primære tiltag i eldistributionsnettene i forhold til påvirkning af elforsyningssikkerheden.

5.2.1 Økonomiske konsekvenser for eldistributionsnettene

Netvirksomhederne vurderer for nuværende, at antallet af afbrudsminutter vil stige som konsekvens af de nuværende reinvesteringsplaner. Dette er antaget at være et basis-scenarie i forhold til udviklingen i elforsyningssikkerheden. Der arbejdes fortsat med en konkretisering af mulighederne for påvirkning af antallet af afbrudsminutter fra eldistributionsnettene og omkostningerne forbundet hermed.

Målsætningen for netvirksomhederne er inden for en kort årrække at præsentere fire scenarier for henholdsvis mindre og større forbedringer/reduktioner af elforsyningssikkerheden i forhold til basis-scenariet. Scenarierne vil både omfatte estimer for omkostninger og besparelser ved henholdsvis forøgelse eller reduktion af elforsyningssikkerhed i 2030.

Netvirksomhederne forventer samlet at bruge 2-3 mia. DKK pr. år frem mod 2030 for at fastholde reinvesteringssammenfatningen.

Case	Gennemsnitlige afbrudsminutter i et normalår	Samlede investeringsomkostninger i 2020-2030	
50 % bedre end base case	Under 15 minutter	Væsentligt større	↑↑
30 % bedre end base case	15-22 minutter	Noget større	↑
BASE CASE	22-29 minutter	20-30 mia. DKK	
50 % ringere end base case	30-75 minutter	Noget færre	↓
4 x ringere end base case	76-120 minutter	Væsentligt færre	↓↓

Tabel 5 Illustration af scenarier for afbrudsminutter og investeringsomkostninger. Kilde: Dansk Energi.

Anmærkning. Ved fastholdelse af netvirksomhedernes aktuelle reinvesteringsplaner forventes de samlede investeringsomkostninger at være 20-30 mia. DKK, opgjort i 2017-priser. De gennemsnitlige afbrudsminutter i et normalår tager udgangspunkt i fremskrivningens forudsætninger, jævnfør ovenfor.

En ændring i omfanget af reinvesteringer ses som nævnt som det primære tiltag for netvirksomhederne til påvirkning af elforsynings sikkerheden. I takt med at de anlægskomponenter, som udgør eldistributionsnettene, bliver ældre, vil deres fejlsandsynlighed begynde at stige. Dette sker, når levetiden er opbrugt – anlægskomponenterne har gennemlevet deres livscyklus. Dette ses fx i øjeblikket for 10 kV olie-papir isolerede kabler. En forceret udskiftning af denne kabeltype vil kræve en høj årlig udskiftningsrate, hvis antallet af afbrudsminutter skal påvirkes i 2030.

Hvis alle olie-papir isolerede kabler skal udskiftes i løbet af de kommende 10 år, vil det betyde et mere omfattende gravearbejde end normalt, da der vil skulle udskiftes ca. 1.600 km kabler årligt. Dette vil have store omkostninger for elforbrugerne, da investeringerne skal finansieres over nettarifferne. Derudover vil det være meget generende for borgere. Det skyldes, at kablerne primært ligger i byområder. Her er gravearbejde dyrt, og trafikken vil blive påvirket. Konkret vil det for København alene betyde, at der vil skulle udskiftes over 100 km kabel om året. Dette svarer til, at ca. hver 10. vej skal graves op hvert år.

Netvirksomhederne er underlagt en økonomisk regulering, hvor de tilladte indtægter er i overensstemmelse med det forsyningssikkerhedsniveau, som matcher det nuværende investeringsniveau. Hvis eldistributionsnettene skal fastholde forsyningssikkerhedsniveauet, kan det betyde, at der er brug for justeringer af reguleringen.

5.3 Implementering af en midlertidig strategisk reserve

Hvis elforsynings sikkerheden udvikler sig mere negativt end forventet i de gældende analyseforudsætninger til Energinet, fx hurtigere udfasning af termisk kapacitet eller en kraftigere stigning i forbruget, kan der være behov for at igangsætte yderligere tiltag for at opretholde elforsynings sikkerheden.

En midlertidig strategisk reserve er en kapacitetsmekanisme, som kan aktiveres i situationer med manglende effektilstrækkelighed. Med udgangspunkt i Energy-Only-Markedet kan en midlertidig strategisk reserve således fungere som et sikkerhedsnet under elmarkedets udvikling. Den midlertidige strategiske reserve kan fx bestå af elproduktionsanlæg, der står klar som backup uden for markedet eller forbrugere, der tilbyder at afkoble forbrug mod compensation. Den midlertidige strategiske reserve aktiveres kun i situationer med manglende effektilstrækkelighed, hvilket typisk må forventes at være få timer om året.

Kapacitetsmekanismer anses for statsstøtte, hvorfor indkøb af en midlertidig strategisk reserve kræver en statsstøttegodkendelse af Europa-Kommissionen. Dette indebærer en række konkrete krav som følge af Clean Energy Package

blandt andet omkring design. Kapacitetsmekanismer skal som udgangspunkt være midlertidige, og Europa-Kommissionens statsstøttegodkendelse kan ifølge Clean Energy Package maksimalt gælde i en 10-årig periode. Energinet er ansvarlig for at indkøbe, aktivere og fastlægge størrelsen på en mulig midlertidig strategisk reserve.

En midlertidig strategisk reserve er et velegnet værktøj, når der er et midlertidigt behov for understøttelse af effekttilstrækkeligheden. Det gælder særligt i den grønne omstilling, hvor konventionel kapacitet udfases samtidig med, at der er usikkerhed om elmarkedets evne til fremadrettet at levere øget fleksibilitet. Der kan fx være situationer med midlertidig overkapacitet, hvor lave markedspriser presser konventionelle kraftværker ud af markedet. Her kan der være behov for at understøtte en gradvis udfasning af konventionel termisk kapacitet og dermed sikre kapaciteten i systemet i en overgangsperiode, indtil markedet har tilpasset sig den nye situation. I den forbindelse kan en midlertidig strategisk reserve anvendes som forsikring mod situationer med manglende effekttilstrækkelighed.

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

Størrelsen på en eventuel midlertidig strategisk reserve vil skulle fastsættes med regelmæssige mellemrum på baggrund af udviklingen i effekttilstrækkelighedssituationen i Danmark. Det er på nuværende tidspunkt ikke muligt at fastsætte de eksakte omkostninger forbundet med en midlertidig strategisk reserve, da disse fastsættes i et udbud på markedsvilkår. Som udgangspunkt forventes omkostningerne at ligge i omegnen af 300.000 DKK/MW pr. år svarende til de estimerede langsigtede marginale samfundsøkonomiske omkostninger for etablering af ny spidslastkapacitet. Hvis det er eksisterende kapacitet, der bydes ind med, vil der med stor sandsynlighed være tale om lavere omkostninger, afhængigt af anlæggets type og størrelse. Omkostningerne vil i dette tilfælde være eventuelle omkostninger til levetidsforlængelse og omkostninger til drift.

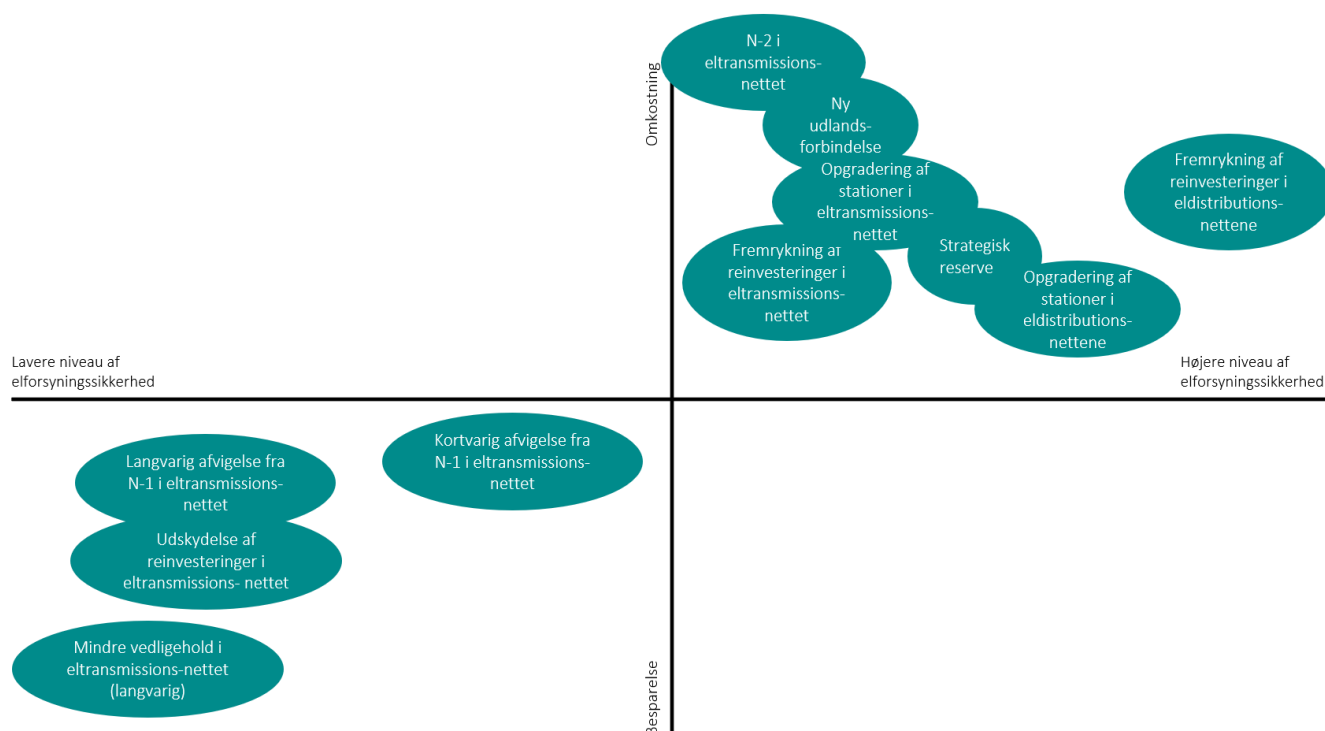
Et eksempel på en midlertidig strategisk reserve på 200 MW til 300.000 DKK/MWh pr. år vil koste 60 mio. DKK pr. år.

5.4 Tiltag til ændring af niveauet af elforsyningssikkerhed i eltransmissionsnettet

Energinet har vurderet en række forskellige tiltag, som kan ændre niveauet af elforsyningssikkerheden, ud over planlægningsmålet. Dette gælder tiltag, som ikke er beskrevet i afsnit 5.1 og afsnit 5.4. Ét tiltag kan godt påvirke de fire underkategorier i elforsyningssikkerheden forskelligt. Den samlede påvirkning er derfor forsøgt illustreret i Figur 18. Her er den forventede økonomiske konsekvens af aktivering af tiltaget ligeledes illustreret. Der er her tale om en række eksempler på mulige tiltag til påvirkning af elforsyningssikkerheden og ikke en udtømmende liste.

Hvorvidt det besluttes at investere mere eller mindre i at opretholde et givent niveau af elforsyningssikkerhed afhænger af, om der findes omkostningseffektive værktøjer til at minimere risici for afbrud. Beslutningen vil blive baseret på en vurdering af, hvorvidt der skal tegnes nogle forsikringer mod manglende forsyning.

Figur 18 er en illustration af mulige tiltags omkostningsniveau samt deres indvirkning på elforsyningssikkerheden. Den reelle omkostning og effekt på elforsyningssikkerheden kræver yderligere analyser.



Figur 18 Illustration af mulige tiltag til sikring af elforsyningsikkerheden, deres omkostninger og forventet påvirkning relativt til hinanden skønsmæssigt vurderet.

5.4.1 Mulige besparelser i eltransmissionsnettet

Besparelser i eltransmissionsnettet kan opnås ved at acceptere et lavere niveau af robusthed og nettilstrækkelighed. Dette kan opnås ved at spare omkostninger til opretholdelse af N-1 kriteriet, mindre vedligehold og færre reinvesteringer.

Afvigelse fra netdimensioneringskriterierne

Afvigelse fra netdimensioneringskriterierne i kortere eller længere tid, fx under revision på en station eller linjestrækning, kan ved én fejl føre til afbrud af elforbrugere. Energinet kan kun påvirke elforsyningen af danske elforbrugere, da Energinet er bundet af internationale krav. Fejl i det interne elnet må således ikke påvirke udvekslingen på udlandsforbindelserne i driftsdøgnet. Vurderingen af virkningen er beregnet på baggrund af tre episoder i 2018. Det forventes i 2030, at antallet af afbrudsminutter grundet manglende nettilstrækkelighed vil stige til mellem 1 og 30 minutter pr. år. Det vil samtidig spare Energinet for mellem 10 og 100 mio. DKK årligt.

Langtidseffekt af færre reinvesteringer

Energinet kan reducere omkostningerne til reinvesteringer ved at udskyde de planlagte. Hvis Energinet sænker reinvesteringssporteføljen, vil der kunne spares op mod 1,5 mia. DKK, alt efter hvor mange projekter som ikke reinvesteres. Dette vil på kort sigt ikke medføre til en stigning i afbrud af elforbruger. På sigt vil anlæg overskride deres forventede levetid. Det kan medføre, at de må tages ud af drift eller selv falder ud. Dette vil medføre, at elforbrugere afbrydes, samt øgede omkostninger til beredskab og vedligehold.

Som eksempel kan nævnes, at hvis to tilfældige komponenter, som har overskredet deres levetid, fejler eller ikke kan holdes i drift grundet manglende vedligehold, vil det med et gennemsnitligt forbrug medføre op mod 6 afbrudsminutter.

Det antages, at der kan findes en nødløsning til genetablering af elforsyningen inden for tre døgn. Ved samtidig mangel af mere end to komponenter kan det ikke altid forventes, at der kan findes en sådan nødløsning. Dette kan lokalt medføre manglende elforsyning i måneder. Der er dermed en øget risiko, når reinvesteringerne gennemføres.

5.4.2 Mulige tiltag til at sikre et højere niveau af elforsyningssikkerhed

Et højere niveau af elforsyningssikkerhed, end det af Energinet foreslåede planlægningsmål, vil kræve igangsættelse af nye initiativer. For at opnå en højere effekttilstrækkelighed vil der skulle igangsættes tiltag i form af fx yderligere incitamentsfremmende elmarkedsreformer, nye udlandsforbindelser eller øvrige kapacitetsmekanismer. Et højere niveau af robusthed vil kræve igangsættelse af initiativer til at understøtte elsystemet, så det kan tåle flere fejl.

Clean Energy for all Europeans

Europa-Kommissionen offentliggjorde i november 2016 lovgivningspakken *Clean Energy Package* (CEP), der består af otte konkrete lovgivningsforslag, hvoraf direktivet og forordningen om et nyt elmarkedsdesign er det vigtigste for elforsyningssikkerheden. Reglerne om det nye elmarkedsdesign trådte i kraft i juli 2019, og forordningen gælder derfor allerede, mens direktivet skal implementeres i dansk lov via *Lov om elforsyning* senest 1. januar 2021.

Blandt andet beskrives det, hvorledes markedskapaciteten på handelsforbindelser mellem elprisområder bør fastsættes. Et af kravene er, at der fremadrettet skal frigives mindst 70 pct. af kapaciteten på handelsforbindelsen til markedet.

Forordningen skønnes at have indflydelse på rammerne for, hvorledes den danske elforsyningssikkerhed sikres. Navnlig har artiklerne 10, 14 og 19 betydning for Energinets opretholdelse af elforsyningssikkerheden.

Forordningen om nyt elmarkedsdesign fra EU's Clean Energy Package forventes at stille eksplicitte krav til, hvordan en pålidelighedsstandard skal fastsættes, hvis et EU-medlemsland ønsker indførelse af kapacitetsmekanismer (fx en midlertidig strategisk reserve). I denne sammenhæng tolkes det kun at omhandle effekttilstrækkelighed. Pålidelighedsstandard skal indikere det nødvendige forsyningssikkerhedsniveau. Denne skal baseres på værdier for VoLL og Cost of New Entry (CONE), omkostningen til at sikre en MW, som minimum. Yderligere skal pålidelighedsstandard udtrykkes som LOLE og EENS. Metoden til fastlæggelse af VoLL, CONE og pålidelighedsstandard skal udarbejdes af ENTSO-E.

Udlandsforbindelse

Etablering af ny udlandskapacitet til danske prisområder vil kunne bidrage med effekt i situationer, hvor der er effekt-mangel. Det kan fx være en ny udlandsforbindelse, der går fra Vestdanmark til Østdanmark. En sådan forbindelse med en kapacitet på 600 MW forventes at koste ca. 4-5 mia. DKK, og den forventes at reducere antallet af afbrudsminutter grundet mangel på effekt fra 16 til 15 i Østdanmark. Alternativt kan en udlandsforbindelse etableres til Sverige eller andre nabolande. Dette kræver gensidigt engagement. Etableringstiden på nye eltransmissionsanlæg er på 2-10 år, og levetiden forventes at være mindst 40 år.

N-2 dimensionering

I dag planlægges og dimensioneres eltransmissionsnettet ud fra N-1 princippet. Det betyder, at i forbindelse med én fejl vil der ikke blive afbrudt forbrugere og i langt de fleste tilfælde også ved fejl nummer to. Ved tredje fejl i samme område vil der med sikkerhed være afkobling af forbrugere. Ved en opgradering til N-2 dimensionering vil der kræves fire fejl for at elforbrugere med sikkerhed bliver afbrudt.

En dimensionering efter N-2 vil kræve en opgradering af eltransmissionsnettet og alle Energinets stationer, således at de er bygget op til at kunne håndtere to vilkårlige fejl eller beredskabshændelser. Dette vurderes at kunne fjerne en tredjedel af afbrudsminutterne grundet fejl i eltransmissionsnettet, svarende til ca. 33 sekunders afbrud. Omkostningen vurderes til 1-2 mia. DKK. pr. år.

Øget beredskab på kritiske komponenter

Elforsyningssikkerheden sikres også ved hurtigt at kunne reetablere kritiske komponenter, hvis de falder ud eller går i stykker. Energinet har blandt andet styrket sit beredskab ved at udvide sin vagtordning og indgået aftaler med leverandører om at være på standby med henblik på at mindske tiden til udbedring af fejl. Derudover lagerføres kritiske komponenter, så fejl hurtigere kan udbedres.

5.5 Anvendelse af VoLL til vurdering af tiltag

Når Energinet opgør varigheden af en strømafbrydelse, gøres dette på baggrund af den forventede mængde elektrisk energi, som ikke er blevet leveret til kunderne. Denne energimængde holdes op mod det årlige samlede energiforbrug, og dermed opnås den forbrugsvægtede varighed. På baggrund af det samlede årsforbrug svarer ét afbrudsminut til ca. 65 MWh ikkeleveret energi.

Ved anvendelse af Value of Lost Load (VoLL) kan der dermed sættes en værdi på et afbrudsminut. VoLL er estimeret til ca. 150 DKK/kWh (se faktaboks). Dette medfører, at et afbrudsminut har en samfundsøkonomisk værdi på ca. 10 mio. DKK.

Skal VoLL anvendes i forhold til fastsættelse af niveauet for effektilstrækkelighed, vil det optimale niveau findes, hvor omkostningerne til at mitigere et afbrud er lig omkostninger i forbindelse med manglende elforsyning.

VoLL benyttes ofte til vurdering af tiltag til at sikre effektilstrækkeligheden. Tiltag til påvirkning af effektilstrækkeligheden vil dog i langt de fleste tilfælde også have afledte konsekvenser for robustheden. Da aktører, der leverer effekt, ofte

Value of Lost Load

Value of lost load, forkortet VoLL, er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt elforsyning. VoLL kan eksempelvis evalueres ud fra tab ved afbrudt elforsyning eller ud fra betalingsvilligheden for at undgå afbrudt elforsyning. Værdien af VoLL kan anvendes til sammenligning med omkostninger til sikring af forsyningen. VoLL opgøres oftest i valuta pr. kWh.

I det følgende er der taget udgangspunkt i to værdier for VoLL, som er baseret på et nationalt studie fra DAMVAD¹³ og et europæisk studie fra Cambridge Economic Policy Associates Ltd.¹⁴.

På baggrund af DAMVAD-rapporten estimeres den forbrugsvægtede gennemsnitsomkostning ved et afbrud på fire timer til ca. 150 DKK/kWh. Forbrugergrupperne varierer i VoLL og spænder fra 22 DKK/kWh for husholdninger til 276 DKK/kWh for servicefag.

Værdien af VoLL for Danmark er i den europæiske rapport angivet til at være ca. 115 DKK/kWh. Her er værdien for husholdninger 118 DKK/kWh og 87 DKK/kWh for servicefag.

Med de mange usikkerhedsparametre kan der ikke fastsættes en eksakt omkostning til ikkeleveret energi. Derimod kan VoLL give et estimat af, hvad den forventelige samfundsøkonomiske værdi af forsyningssikkerhed er under givne forudsætninger.

¹³ DAMVAD, *Analyse af omkostninger ved afbrydelse af elforsyning*, juni 2015, udarbejdet for Energistyrelsen til *Elforsyningssikkerhed i Danmark*.

¹⁴ Cambridge Economic Policy Associates Ltd, *Study On The Estimation Of The Value Of Lost Load Of Electricity Supply In Europe*, juli 2018.

også leverer andre ydelser til sikring af elforsyningssikkerheden. Et andet eksempel er, at ændringer i nettilstrækkeligheden også påvirker effektilstrækkeligheden, da mindre net giver en ringere mulighed for elmarkedet til at flytte strømmen hen, hvor den samfundsøkonomisk optimalt bør bruges. Der kan derfor være uhensigtsmæssigheder ved at beskue én del af elforsyningssikkerheden alene.

Da niveauet for elforsyningssikkerhed er så højt, som det er i dag, vil der skulle meget store investeringer til for at gøre det bedre. Samtidig er det svært at reducere niveauet væsentligt på kort sigt på grund af de investeringer, som allerede er foretaget i elnettet. Hvis Energinet stopper alle reinvesteringer, så vil der i den første årrække ikke forventes væsentligt flere minutter end i dag. Først på sigt vil det have store konsekvenser.

Der kan på den korte bane spares penge på elsystemet ved at acceptere et reduceret niveau for elforsyningssikkerhed. Tiltag, som reducerer niveauet i 2030 til et bestemt niveau, kan vise sig at have konsekvenser på den længere bane, eksempelvis i 2040. Dermed kan en besparelse nu og her medføre en øget meromkostning i fremtiden. Dermed påvirkes den langsigtede samfundsøkonomi negativt.

Analyser viser, at VoLL ikke endnu er en entydig parameter, og der findes i dag ikke en fælles metode til opgørelse af værdien af ikkeleveret energi. Det må også forventes, at VoLL også har en sammenhæng med niveauet af elforsyningssikkerhed i dag. Da et højt niveau af elforsyningssikkerhed må forventes at have en vis kausalitet med et højt estimat af VoLL. Et højt niveau af elforsyningssikkerhed giver mulighed for en stor elektrificering af samfundet og en stor afhængighed af el.

Værdien af VoLL giver et godt estimat for, om investeringer, særligt kapacitetsmekanismer, skal foretages, men effekterne på øvrige dele af elforsyningssikkerheden bør også altid vurderes. I forhold til netplanlægning udbygges eltransmissionsnettet i forhold til Energinets gældende netdimensioneringskriterier. VoLL inddrages i netplanlægningen i forhold til vurderingen af de samfundsøkonomiske konsekvenser ved valg af forskellige løsningsmuligheder.

VoLL anvendes i forbindelse med revisioner, vedligeholdelse og lignende til vurdering af, om der bør laves tiltag i forhold til opretholdelse af elforsyningssikkerheden i den periode, hvor arbejdet står på. VoLL bliver dermed primært et værktøj til driften af eltransmissionsnettet, og i mindre grad til netplanlægningen. Foretages netplanlægningen af eltransmissionsnettet udelukkende på baggrund af VoLL, vil det medføre en væsentlig forringelse af elforsyningssikkerhed.

Appendikser

1. Appendiks A Elforsyningssikkerheden 2018

De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el, hvilket også var gældende for 2018. I gennemsnit har elforbrugerne oplevet knap 22 minutters afbrud, svarende til en elforsyningssikkerhed på 99,996 pct. Dette fordeler sig med knap 22 minutter fra eldistributionsnettene og 11 sekunder fra eltransmissionsnettet.

De 11 sekunder fra eltransmissionsnettet i 2018 er en reduktion i forhold til de 92 sekunder i 2017. En væsentlig årsag til dette er fokus på forebyggelse af procedurefejl. De 11 sekunder var forårsaget af tre driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet og tre driftsforstyrrelser på øer, hvor til Energinet har reserveforsyningspligt.

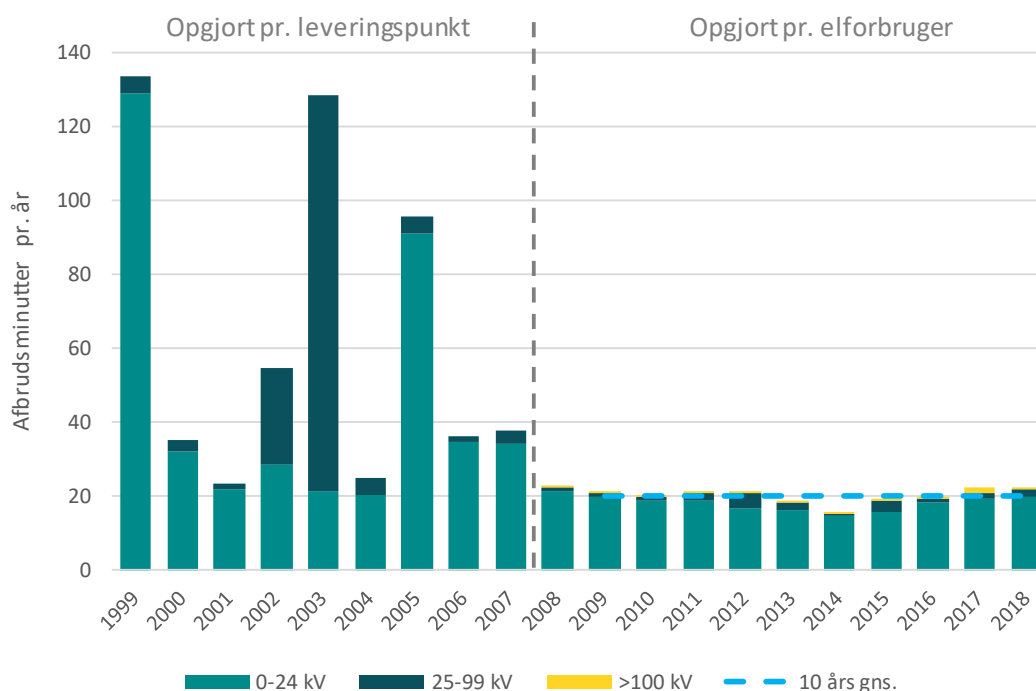
Der har i 2018 været væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet, som dog ikke har ledt til afbrud af elforbrugere. Den væsentligste af disse var branden i station Hovegård. Denne hændelse kunne potentielt have ledt til afbrud af store dele af Sjælland. At der ikke skete afbrud af elforbrugere i denne forbindelse skyldes blandt andet, at Amagerværket blok 3 var beordret i drift af anden årsag.

Der skete en stigning i omkostningerne til køb af systemydelser på ca. 180 mio. DKK fra 2017-2018, hvilket blandt andet skyldes beordringen af Amagerværket blok 3. Omkostningerne til indkøb af systembærende egenskaber er faldet fra 10 mio. DKK i 2017 til 0 mio. DKK i 2018. Det skal ses i forlængelse af et fald fra 2016-2017 på 38 mio. DKK.

1.1 Afbrudsstatistik for Danmark

I 2018 var der 22 minutters afbrud, hvilket er det samme som i 2017. Danskerne havde således i gennemsnit el i 99,996 pct. af tiden. 2018 var derfor endnu et år, hvor danske elforbrugere har haft en af Europas højeste sikkerheder for levering af el.

Afbrud i det danske elsystem opgøres i Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik (ELFAS). Afbrudsstatistikken viser, hvor ofte den gennemsnitlige elforbruger har oplevet afbrud. Det betyder, at nogle elforbrugere har oplevet flere afbrud, mens andre ikke har oplevet afbrud.



Figur 2 Afbudsstatistik for Danmark, 1999-2018. Perioden 1999-2007 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10 kV-nettet) og perioden 2008-2018 er opgjort pr. elforbruger. Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbudsstatistik, Dansk Energi.

Note (til ovenstående billede): Figuren illustrerer det gennemsnitlige antal minutter pr. elforbruger pr. år i Danmark, hvor der ikke kunne leveres el. Manglende effekttilstrækkelighed og IT-sikkerhed har historisk set ikke været årsag til afbuds af elforbrugere i Danmark. Historisk skyldes fejl i eldistributionsnettene primært manglende nettilstrækkelighed, mens det for eltransmissionsnettet skyldes manglende robusthed. Som noget nyt overgår Energinet til at benytte afbudsstatistikken opgjort pr. kunde (som er opgjort siden 2008). I gennemsnit er afbudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbudsminutterne opgjort pr. elforbruger, hvilket skyldes en højere opløsning i datagrundlaget.

Frem til 2008 er afbudsstatistikken opdelt på spændingsniveauerne 0-24 kV og 25-99 kV, hvor afbuds på eltransmissionsnettet indgår i statistikken for 25-99 kV. Fra og med 2008 fremgår afbuds i eltransmissionsnettet selvstændigt i kategorien >100 kV.

Bortset fra særlige hændelser, som en procedurefejl i det vstdanske eltransmissionsnet i 2002 og en fejl i det svenske elnet i 2003, er det generelle billede, at langt størstedelen af afbudsminutterne skyldes hændelser i eldistributionsnettene. Selv om Energinet arbejder målrettet for at undgå fejl som disse ved blandt andet at implementere nye arbejdsgange i kontrolcenteret og samarbejde med nabo-TSO'er, vil det grundet det store antal mulige kombinationer af fejl ikke være muligt, at udelukke at lignende afbuds kan ske igen. De bagvedliggende årsager til det høje antal afbudsminutter i 1999 og 2005 var henholdsvis orkan og storm.

Der er ca. 20-30 afbudsminutter pr. år i eldistributionsnettene. Det lave antal afbudsminutter, som i dag opleves i forhold til tidligere, skyldes blandt andet kabellægningen af eldistributionsnettene, som har gjort disse mere robuste over for vejrelateret hændelser.

Det gennemsnitlige afbrudsniveau bør derfor ses over en længere årrække.

	Gennemsnitligt antal afbrudsminutter over:			
	5 år	10 år	15 år	20 år
0-24 kV	18	18	25	31
25-99 kV	1	2	4	10
>100 kV	0,6	0,4	-	-
Total	20	20	29	41

Tabel 6 Gennemsnitligt antal afbrudsminutter over de seneste 5, 10, 15 og 20 år. Frem til 2008 indgår afbrud i el-transmissionsnettet i statistikken for 25-99 kV, hvorfor tal for spændingsniveauet >100 kV ikke indgår med 15 og 20 års gennemsnit. Kilde: Elselskabernes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.

1.1.1 Afbrud i eltransmissionsnettet

Ud af de 22 minutters samlede afbrud i elforsyningen i 2018 var Energinet ansvarlig for ca. 11 sekunders afbrud grundet tre driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet og tre driftsforstyrrelser på øer, hvor Energinet har reserveforsyningspligt. De 11 afbrudssekunder svarer til en sikkerhed for levering af el på 99,9999 pct.

Afbruddene skyldes overvejende procedurefejl og fejlindstillinger i komponenter.

Dato	Antal forbrugere	Afbrudt tid (min)	Fejltype	Afbrudssekunder (sek.)
8/5	~300 (Anholt)	58	Fejl i station	0,2
18/6	~400 (Anholt)	20	Procedurefejl	0,1
5/9	~1 (Banedanmark i Fredericia)	1	Fejl i station	0,1
16/10	~400 (Anholt)	77	Fejlindstilling	0,2
27/10	~22.000 (Struer)	2	Fejlindstilling	0,2
17/12	~25.000 (Holstebro)	15	Fejlindstilling	10
Total				~11 sek.

Tabel 7 Opgørelse over afbrud i 2018, som Energinet er ansvarlig for, angivet med fejltype og påvirkning.

Afbruddene på Anholt (den 8. maj, den 18. juni og den 16. oktober)

Grundet de tre afbrud på Anholt, som skyldtes udfald af Energinets filter på kablet til Anholt, har Energinet Eltransmission omprogrammeret filtret, så selv om det skulle falde ud, vil der fortsat være sikret forsyning til øen. Der kan dog opstå situationer med udfordret spændingskvalitet på øen.

Den 5. september: Afbrud ved Fredericia

En overspændingsafleder havarede på station Ryttergården nord for Fredericia, hvorved transformeren på stationen udkoblede korrekt. Forsyningen blev automatisk reetableret inden for ca. 1 minut. Foreløbige analyser indikerer, at fejlen var aldersrelateret, da overspændingsaflederen havde været i drift i ca. 30 år. Energinet Eltransmission har efterfølgende undersøgt, om der er andre komponenter af samme type, som bør udskiftes.

Den 27. oktober: Afbrud ved Struer

En transformer udkoblede på Energinets 150 kV-station ved Struer. Årsagen til fejlen var en indstillingsfejl i et relæ, som siden er blevet rekonfigureret.

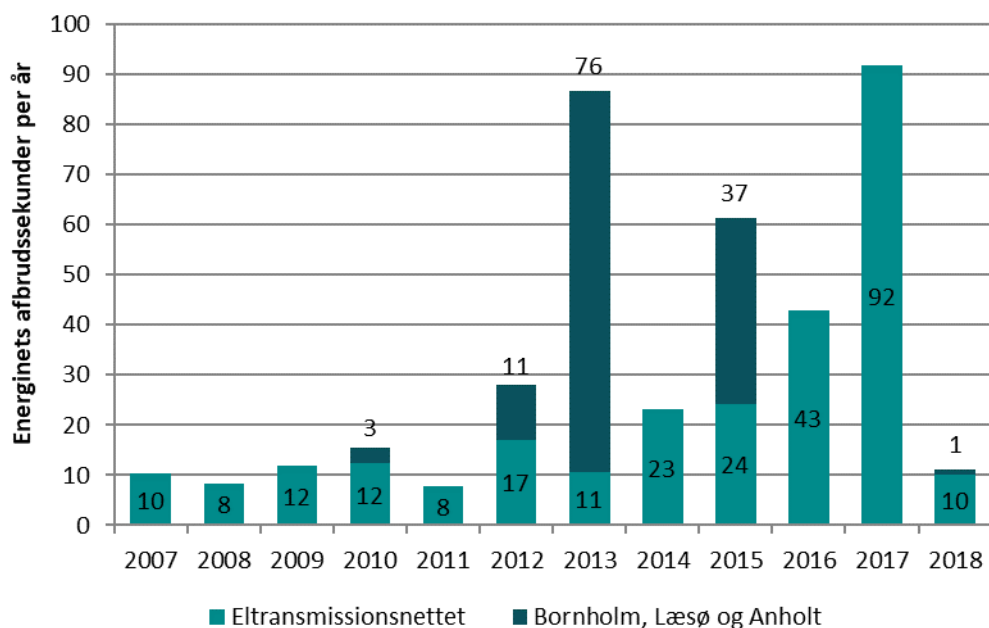
17. december: Afbrud ved Holstebro

En fejl på Energinets station Idomlund ved Holstebro medførte, at elforbrugerne i lokalområdet var uden strøm i ca. 15 minutter. Fejlen skete under test af en ny komponent på stationen og skyldtes fejlintstilling i Energinets elektronik til den nye komponent. Energinet Eltransmission vil i den kommende tid have fokus på sine indstillinger i komponenternes beskyttelse. Denne hændelse har givet flest afbrudssekunder i eltransmissionsnettet i 2018.

2018 sammenlignet med tidligere år

Energinet havde ca. 11 afbrudssekunder i 2018 sammenlignet med 92 afbrudssekunder i 2017 (se Figur 19). En væsentlig årsag til det lave antal afbrudssekunder er Energinet Eltransmissions fokus på at forebygge procedurefejl fra 2017, samt at afbruddene i 2018 generelt har påvirket få elforbrugere i forhold til afbruddene i 2017.

Der er stor forskel på, om der afbrydes områder med stort eller lille elforbrug. Eksempelvis var hele Anholt uden strøm i sammenlagt 155 minutter, hvilket forbrugsvægtet gav ca. et halvt afbrudssekund, mens et enkelt afbrud i København i 2017 med en varighed på 25 minutter medførte ca. 34 afbrudssekunder.



Figur 19 Energienets afbrudssekunder siden 2007. Afbrud på Bornholm, Læsø og Anholt indgår, da Energinet har reserveforsyningspligt til øerne (dog kun ved afbrud som ikke skyldes lokalt distributionsnet).

Driftsforstyrrelser, nærvæd-hændelser og afbrud

Udtrykket *hændelser* dækker over driftsforstyrrelser, nærvæd-hændelser og afbrud.

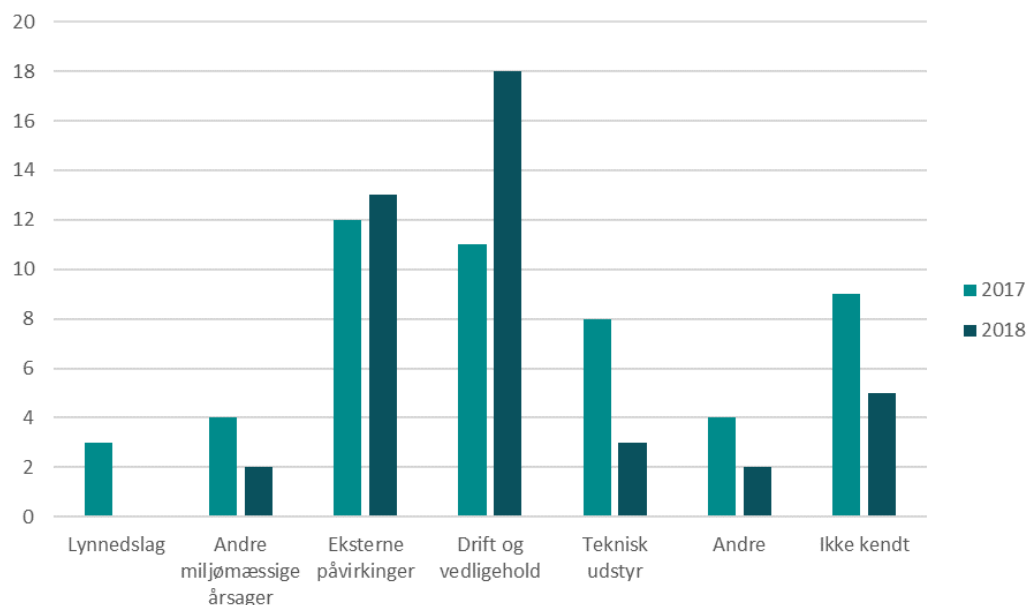
Udtrykket *driftsforstyrrelse* dækker over, at fejl i elnettet får mindst én komponent til at falde ud og derved påvirker driften af elsystemet. Driftsforstyrrelser fører ikke nødvendigvis til afbrud af elforbrugere.

Nærvæd-hændelser er situationer, der var tæt på at have væsentlige konsekvenser for enten elsystemet, personsikkerhed eller forbrugernes levering af el.

Afbrud dækker over situationer, hvor elforbrugere ikke får den el, som de efterspørger.

1.2 Hændelser i eltransmissionsnettet

Hændelser med betydning for elforsyningsikkerheden kan ske på både elmarkeds-, system-, IT- og komponentniveau.



Figur 20 Illustration af antal fejl i vekselstrømsnettet (HVAC), søjlen 'Drift og vedligehold' omfatter procedurefejl. Kilde: DISTAC, Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2018.

I 2018 var der 43 driftsforstyrrelser i det danske net på spændingsniveauet over 100 kV, og til sammenligning var der 53 driftsforstyrrelser i 2017. 10-årsgennemsnittet fra 2009 til 2018 var på 55. Antallet af driftsforstyrrelser i eltransmissionsnettet, der forårsagede afbrud af elforbrugere, var tre i 2018. Til sammenligning var der fire i 2017.

Effekttilstrækkelighed

I 2018 var der ingen hændelser relateret til manglende effekttilstrækkelighed i det danske elsystem. Som det har været tendensen historisk set, var der således ingen elmarkedsrelaterede mangelsituationer i 2018, som førte til manglende priskryds.

Brug af brownout

Der har ikke været behov for kontrolleret afkobling af elforbrugere i 2018 for at håndtere pressede driftssituationer.

Driftsstatus

Energinets kontrolcenter opererer med tre forskellige former for driftsstatus: *normaldrift*, *skærpet drift* og *nøddrift*.

Langt størstedelen af tiden drives elsystemet i normaldrift. I 2018 er der registreret skærpet drift to gange.

Den ene skete den 23. januar, da et kabel mellem København og det resterende Sjælland faldt ud og udfordrede elforsyningsikkerheden i København. Problemet blev løst på kort tid, og blandt andet opregulering af Amagerværket blok 3 samt en hurtig fejlfinding sikrede, at der ikke skete afbrydelse af elforbrugere i den mellemliggende periode. Omkostningerne til specialregulering under situationen var knap 600.000 DKK.

Den anden situation med skærpet drift i 2018 var under branden i station Hovegård, som beskrives separat senere. For perioden var omkostningerne til specialregulering knap 1,3 mio. DKK.

Nøddrift meldes yderst sjældent, og der har ikke været meldt nøddrift i 2018.

1.2.1 Væsentlige hændelser i eltransmissionsnettet

Til trods for de lave afbrudssekunder i eltransmissionsnettet i 2018 oplevede Energinet flere væsentlige driftsforstyrrelser og nærværd-hændelser, som kunne have ført til store afbrydelse af elforbrugere.

Driftsstatustyper

I *normaldrift* er driften af elsystemet karakteriseret ved at følge de almindelige driftsbetingelser, herunder at elsystemet kan klare et udfald af en vilkårlig enhed (N-1 princippet).

Hvis hændelser i elsystemet betyder, at normaldriften trues, og at der er risiko for usikker drift, overgår driftssituationen til *skærpet drift*. I skærpet drift kan elmarkedet suspenderes, og Energinet kan tage alle handlemuligheder i brug for at sikre elforsyningen.

Ved ustabil drift og samtidige lokale/regionale afbrydelser ændres driftssituationen til *nøddrift*. I nøddrift tilkalder Energinet ekstra mandskab til bemanding af krisestab og gør klar til at håndtere længerevarende driftsforstyrrelser.

Dato	Hændelse	Type
23/1	Skærpet drift i København som følge af fejl på kabel	Komponentfejl
7-8/3	Massivt IT-nedbrud medførte mistet adgang til driftssystemer	Softwarefejl
23/3	Stor kortslutning ved Fredericia medførte udfald af flere kraftværker	Komponentfejl
3/7	Kabel til Sverige (Øresundsforbindelsen) blev revet over	Tredjepartsfejl
13/7	Brand i komponent vest for København (station Hovegård) ledte til presset elforsyningsituation og skærpet drift i Østdanmark	Komponentfejl
21/10	Afbryder havarerede nord for Aalborg	Ikke afklaret
11/11	Afbryder havarerede vest for Aarhus	Ikke afklaret
2/12	Afbryder havarerede syd for Aalborg	Ikke afklaret

Tabel 8 Væsentlige hændelser i Energinet for elforsyningsikkerheden i 2018.

Den 7.-8. marts: IT-nedbrud

Et massivt IT-nedbrud hos Energinet medførte, at Energinet måtte erklære alert state til de andre europæiske TSO'er og suspendere intraday-markedet over grænsen natten over. Nedbruddet medførte, at KontrolCenter El mistede adgang til mange driftssystemer, og det havde en stor indvirkning på driften af elsystemet. Fejlen blev lokaliseret til en softwarefejl i et enkelt IT-system. SCADA-systemet, der som det mest kritiske driftssystem overvåger og styrer elnettet, fungerede under hele hændelsen.

Situationen blev klaret uden store fejl eller ubalancer i elnettet eller afbrud af elforbrugere. En stor medvirkende faktor, til at hændelsen blev begrænset i omfang, var en meget stabil driftssituation med få udetider i væsentlige dele af elnettet, mange centrale kraftværker i drift og en stabil vindproduktion.

Brand i reaktor på station Hovegård den 13. juli 2018

Den nærværende hændelse, som potentielt kunne have haft den største konsekvens for elforsyningssikkerheden i 2018, var en brand på station Hovegård og den efterfølgende driftssituation.

Ved 17-tiden den 13. juli 2018 brød en komponent i brand på Energinets station Hovegård. Hovegård ligger ved Smørum vest for København. Komponenten, som brød i brand, var kabeltilslutningen til en reaktor. En reaktor er, til trods for navnet, ikke en elproducerende enhed, men derimod en komponent til balancering af reaktiv effekt i fx kabler, og den anvendes til spændingsregulering.

Hovegård er en kritisk station: Elektrisk forbinder den Nordsjælland med Sverige og herfra resten af Østdanmark. Derudover er stationen én af to primære stationer, som kan lede el ind til København. Den er ligeledes tilslutningspunkt for Kyndbyværket, som leverer visse reserver og kan starte eltransmissionsnettet i Østdanmark efter black-out.

Reaktoren var tilsluttet linjen ind til København, og da kabeltilslutningen til reaktoren brød i brand, udkoblede denne linje. Som følge heraf blev der udmeldt skærpet drift i Østdanmark. Amagerværket blok 3 blev beordret til at producere mere el for at sikre forsyningen af København. Kyndbyværket blok 22 blev beordret i drift til at sikre forsyning af det resterende Østdanmark. For at kunne håndtere en eventuelt efterfølgende fejl (N-1 princippet) var det ligeledes nødvendigt at begrænse alle udlandsforbindelserne til Østdanmark i vidt omfang.

Sikkerhedsmæssigt kunne brandslukningen ikke påbegyndes, før alle 400 kV-linjer til og fra station Hovegård var blevet udkoblet og jordet. Slukningen af branden kunne derfor først påbegyndes fra kl. 20, og ved 22-tiden var branden slukket. Herefter kunne 400 kV-linjerne til og fra Hovegård igen indkobles. Station Hovegård var tilbage i normal drift omkring kl. 01 den 14. juli 2018. Linjen mellem København og Hovegård kunne dog ikke genindkobles, da reaktoren var en integreret del af linjen.

Hændelsen, inklusive dens følgefejl, ligger ud over de dimensioneringskriterier, som Energinet anvender, da disse dimensioneringskriterier ikke tager højde for flere samtidige fejl. Selv om elforsyningssikkerheden var meget presat i timerne, hvor 400 kV-forbindelserne i station Hovegård var udkoblede, førte det ikke til afbrud af elforbrugere. Sommerperiodens lave elforbrug og muligheden for hurtig opregulering af Amagerværket blok 3 var medvirkende faktorer til, at ingen elforbrugere blev afbrudt.

Den 23. marts: Udfald af flere kraftværker ved driftsforstyrrelse i transmissionsnet

Ved manuel udkobling af en reaktor (passiv spændingsregulerende enhed) på station Landerupgård vest for Fredericia skete en kortslutning, som medførte, at spændingen i elnettet faldt i nogle få millisekunder. Det burde ikke have påvirket elnettets komponenter eller ført til udfald af kraftværker, men to centrale kraftværker, en 400 kV-linje og mindst seks decentrale anlæg koblede af elnettet. Der skete ingen afbrud af elforbrugere. Årsagen til udkoblingen af reaktoren var fejlindstillinger, som Energinet herefter har rekonfigureret.

Afbryderhavarier (den 21. oktober, den 11. november og den 2. december)

I efteråret har Energinet oplevet tre havarier af samme slags afbrydere. Årsagerne til havarierne undersøges fortsat med leverandørerne. Energinet har gennemgået alle resterende tilsvarende afbrydere og indsat ekstra beskyttelse, for at risiko for havari sænkes samt skærpet adgang på stationer med lignende afbrydere for at minimere risikoen for personskade. Havarierne har ikke haft indflydelse på driften af elnettet eller elforsyningssikkerheden.

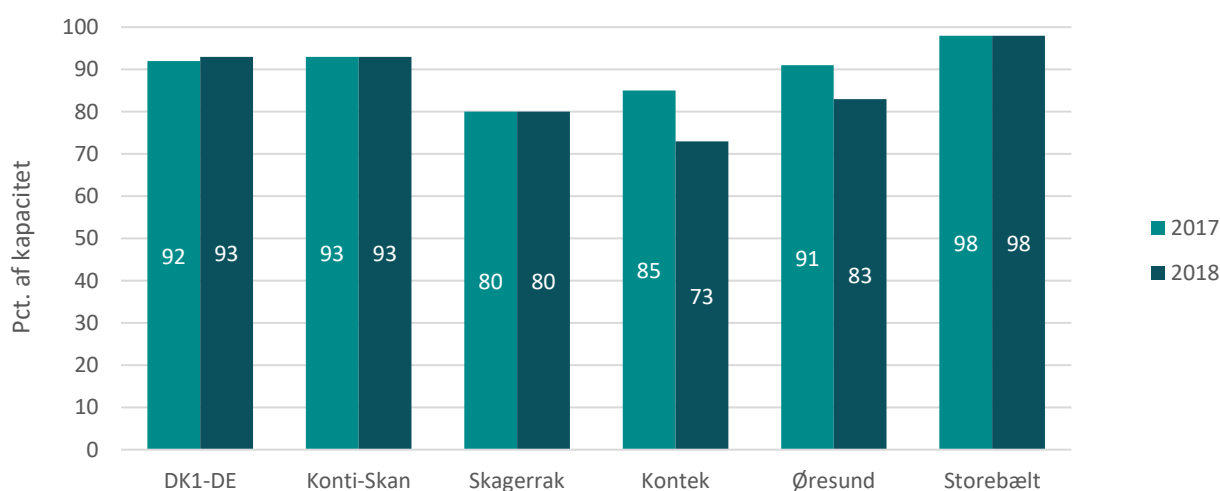
1.2.2 Beredskabshændelser

Beredskabshændelser i det danske elsystem er sjældne. Elsystemets robusthed sikrer, at Energinets kontrolcenter kan håndtere de fleste driftsforstyrrelser, uden at disse eskalere til beredskabshændelser. I 2018 var det nødvendigt at aktivere væsentlige dele af Energinets beredskab under branden i station Hovegård.

1.3 Rådigheder

Handelsforbindelser

I 2018 faldt den tilgængelige importkapacitet sammenlignet med 2017. I forhold til elforsyningssikkerhed er importkapaciteten afgørende, fordi importkapaciteten indikerer, hvor meget el der kan blive overført til Danmark. Den tilgængelige kapacitet afspejler ikke behovet for modhandel i driftstimen grundet begrænsninger i eltransmissionsnettet.



Figur 21 Gennemsnitlig importkapacitet for 2017 og 2018. Kilde: Energinets Markedsdata.

Forbindelserne Skagerrak, Øresund og Kontek havde i 2018 samme eller lavere gennemsnitlig importkapacitet end i 2017. Alle tre forbindelser oplevede fejl i løbet af 2018, hvilket har forårsaget udetid på forbindelserne.

Central elproduktionskapacitet

Den gennemsnitlige rådighed på den centrale elproduktionskapacitet i Danmark var markant lavere end tidligere års niveauer. Rådigheden var i 2018 på gennemsnitlig 68 pct.¹⁵ Til sammenligning var den på 80 pct. i 2017 og 73 pct. i 2016. Når rådigheden ikke er på 100 pct., skyldes det hovedsageligt revisioner og havarier. I 2018 var der flere længerevarende revisioner og havarier.

¹⁵ Kilde: ENTSO-E Transparency Platform.

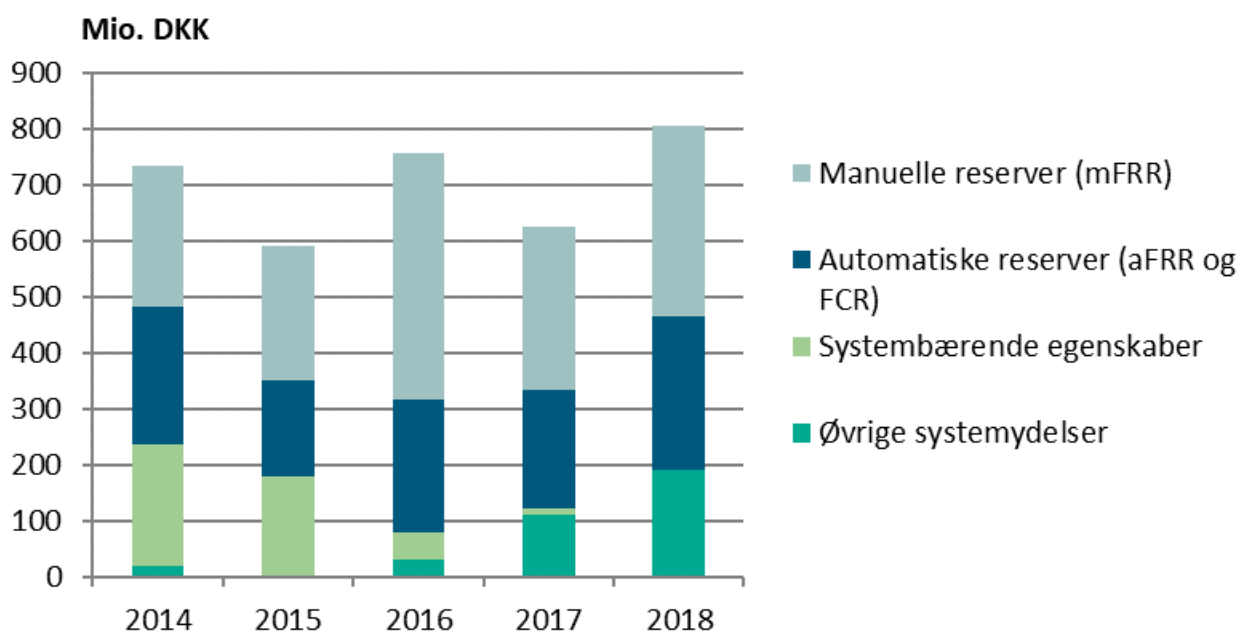
1.4 Omkostninger til systemydelser

Systemydelser er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber systemydelser, som kan aktiveres automatisk eller manuelt i driftstimen. Systemydelserne består af reserver, regulerkraft, systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som fx blackstart.

Energinet har i 2014 til 2018 årligt købt systemydelser for mellem ca. 600 og 800 mio. DKK. Der skete en stigning i omkostningerne på ca. 180 mio. DKK fra 2017 til 2018.

Den største ændring fra 2017 til 2018 er, at omkostningerne til øvrige systemydelser er steget med ca. 80 mio. DKK. En af grundene bag stigningen skyldes den enkeltstående og længerevarende situation omkring København, hvor Energinet betalte Amagerværket blok 3 for at være i kontinuert drift. Situationen i København beskrives i Appendiks C om Nettilstrækkelighed. Øvrige systemydelser dækker desuden over sikring af blackstart og effekttilstrækkelighed.

Stigning på resterende poster kan i høj grad tilskrives generelt højere priser på frekvensreserver henover sommeren. Dette skyldes tildels begrænset drift på centrale kraftværker og elkedler, som er hovedleverandør af automatiske frekvensreserver.



Figur 22 Omkostninger til systemydelser.

Omkostningerne til indkøb af systembærende egenskaber er faldet fra 10 mio. DKK i 2017 til 0 mio. DKK i 2018. Det skal ses i forlængelse af et fald fra 2016 til 2017 på 38 mio. DKK. Over tre år er omkostningerne til systembærende egenskaber altså reduceret fra næsten 180 mio. DKK til nul.

Det store fald skyldes primært, at elsystemet er mere robust end tidligere antaget, samtidig med at Energinet driver elnettet mere situationsspecifikt samt har udbygget nettet med synkronkompensatorer og implementeret automatik i eksisterende komponenter i elnettet. Det lokale behov for systembærende egenskaber ved udfald og revisioner anses for uændret.

Omkostninger til systembærende egenskaber (mio. DKK)				
	2015	2016	2017	2018
PLANLAGT:				
Markedskontrakter:	171	18	2	0
Beordret efter <i>Lov om elforsyning</i> :	0	30	8	0
IKKE PLANLAGT:				
Beordret efter <i>Lov om elforsyning</i> :	6	0	0	0
Indkøb af systembærende egenskaber i alt:	177	48	10	0
Omkostninger til synkronkompensatorer	54	54	57	57
Samlede omkostninger til systembærende egenskaber:	231	102	67	57

Tabel 9 Omkostninger til systembærende egenskaber.

Note: Beløbet til synkronkompensatorer omfatter drift og vedligehold, elforbrug, afskrivning og finansiering.

Ikkeplanlagte beordringer, hvor Energinet med meget kort varsel må gøre brug af *Lov om elforsynings* mulighed for beordring, har ikke været foretaget i 2018, og kan forventes også at holdes på et minimum i fremtiden.

Som en del af udfordringen med indpasning af vedvarende energi på Lolland grundet interne flaskehalse (manglende nettilstrækkelighed) beløber omkostningen for Energinet i 2018 til nedregulering af vindmølleproduktion i området sig til ca. 4,5 mio. DKK.

1.4.1 Beordringer i 2018

Energinet har i 2018 foretaget to nye beordringer, som begge også er afsluttet i 2018. Det er dog uklart, om den ene kan kvalificeres som en beordring. Derudover var to beordringer fortsat fra 2017, hvoraf den ene er afsluttet.

For yderligere information, læs Energinets publikation *Energinets anvendelse af beordringer til sikring af elforsyningsikkerheden 2016-2017* eller se aktuelle beordringer på Energinets hjemmeside¹⁶.

Hvad er en beordring?

En *beordring* består i, at et elproduktionsanlæg indkøbes af Energinet til at være i drift – eller blot til at være driftsklar – i perioder, der kan variere fra få timer til uger eller måneder.

Energinets hjemmel til at foretage beordringer vil efter vedtagelsen af den nye *Lov om elforsyning* være hjemlet i SO GL, den europæiske netregel for elsystemdrift.

Den nye *Lov om elforsyning* giver tillige bedre mulighed for at undgå beordringer, idet man kan gennemføre et udbud, hvor kun én aktør byder ind. I disse tilfælde betales byderen en reguleret pris.

¹⁶ Se mere om beordringer på <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Beordringer>

Elproduktionsanlæg	Baggrund	Type	Varighed
Kyndbyværket blok 21	Effekttilstrækkelighed: Energinet forventede langvarige perioder med samtidig udetid på centrale kraftværker og 400 kV-forbindelserne mellem DK2 og SE4. Kyndbyværket blok 21 har været beordret til forkortet startvarsel på 8 uger i perioden fra 2016 til februar 2018. I 2018 varede beordringen dermed fra januar til februar.	Forkortet startvarsel	1.146 timer
Avedøreværket blok 2	Ørsted ansøgte om 72 timers startvarsel på Avedøreværket blok 2 i dele af juni og juli 2018, hvilket Energinet godkendte. Energinets sagsbehandling tog dog længere tid end Ørsted A/S' varsel på få dage. Det er uafklaret, om perioden mellem startdato for ønsket startvarsel og Energinets svar klassificeres som en beordring.	Forkortet startvarsel	Hvis den klassificeres som en beordring, varede den 240 timer
Studstrupværket blok 3	Ørsted A/S ansøgte om 72 timers startvarsel ad 2 omgange for henholdsvis juni 2018 og august 2018. Blokken er blackstart-enhed i DK1, og 72 timers startvarsel er uacceptabelt for at starte op efter blackout. Energinet afviste derfor Ørsted A/S' ansøgning. Energinet lavede tilsvarende afvisning i sommeren 2017.	Forkortet startvarsel	1.368 timer
Amagerværket blok 3	Amagerværket blok 3 var beordret i kontinuert drift i hele 2018. Beordringen startede allerede i 2017.	I drift	6.474 timer (foreløbig opgørelse)

Tabel 10 Beordringer i 2018.

1.4.2 Håndtering af revisionsansøgninger og afvikling af værker

Energinet Elsystemansvar koordinerer og udarbejder årligt en revisionsplan på vegne af Energinet. Revisionsplanen sikrer, at udetid koordineres på tværs af aktører. Revisionsplanen bliver lagt for centrale kraftværker, handelsforbindelser, Energinet Eltransmissions projekter samt vedligeholdsarbejder på baggrund af deres indmeldinger. Når revisionsplanen er godkendt, kan Energinet ikke afvige herfra uden at kompensere de berørte aktører. I 2018 har Energinet ikke aflyst revisioner planlagt i revisionsplanen.

Energinet vurderer alle ønsker til revisionsperioder fra aktørerne i forhold til effektbalancen og netsituationen i Vest- og Østdanmark og områderne samlet. Hvis det vurderes nødvendigt, må aktørernes revisionsplaner justeres. Flere af aktørernes ønskede revisionsperioder for 2019 har Energinet ikke kunnet imødekomme. Justering af disse revisionsperioder er sket igennem en dialog mellem aktørerne og Energinet.

Der har i 2018 været flere ansøgninger om ændringer af driftstilstanden for de centrale kraftværker. Disse omfatter blandt andet lukninger og forlængede startvarsler. I hver enkelt situation har Energinet vurderet de elforsyningssikkerhedsmæssige konsekvenser.

I nogle få tilfælde har Energinet vurderet, at ændringen ville betyde en uacceptabel forringelse af elforsyningssikkerheden og har derfor ikke kunne givet tilladelse til ændringen. Dette vil også fremgå af Energinets beordringer.

2. Appendiks B Effekttilstrækkelighed

Specielt i den østlige del af Danmark stiger risikoen for, at udbuddet af el ikke kan møde efterspørgslen over de næste 10 år. Men selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer med brownouts over de næste 10 år, forventes sådanne situationer at være meget sjældne hændelser. Brownout er situationer, hvor der præventivt og kontrolleret afkobles forbrug lokalt for at undgå et mere omfattende og ukontrolleret blackout.

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

Energinet kigger også på konkrete tiltag til at imødegå den østdanske udfordring i tilfælde af, at elmarkedsreformerne ikke tids nok har den forventede påvirkning, eller effektsituationen udvikler sig værre end forudsætningerne antager. Energinet vil derfor fortsætte processen for at forberede godkendelsen af en midlertidig strategisk reserve.

2.1 Baggrund for effekttilstrækkelighedsvurderinger

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*¹⁷ skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkeligheden. En prognose er her at sammenligne med en base case og dermed referencen for effekttilstrækkelighedsvurderingerne.

Effekttilstrækkelighed er elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel. Effekttilstrækkelighed er tæt koblet til elmarkedet, hvor situationer med manglende effekttilstrækkelighed afspejles i elpriser, som stiger til prisloftet i elmarkedet.

Energinet har til dette års redegørelse foretaget tre ændringer, som har betydning for Energinets vurdering af effekttilstrækkelighed sammenlignet med tidligere års vurderinger.

1. Ændring i modellering af udlandet.
2. Anvendelse af *Analyseforudsætninger til Energinet 2018* fra Energistyrelsen.
3. Ændring i grundforudsætninger.

Energinet har skiftet til en anden model, modtaget nye analyseforudsætninger fra Energistyrelsen og opdateret grundforudsætningerne. De modeltekniske forskelligheder og opdateringer i forudsætningerne betyder, at årets redegørelse ikke viser samme resultat som tidligere.

Ændringerne i de tre grupper trækker alle effekttilstrækkelighedsberegningerne i samme retning mod en forbedret effekttilstrækkelighedsvurdering over alle år. Isoleret har ændringen i analyseforudsætningerne fra 2017 til 2018 den største effekt. Men selv uden ændringen i analyseforudsætningerne ville dette års vurderinger være på omtrent samme niveau som præsenteret i Tabel 13 og Tabel 14 givet ændringerne i de to andre ændringskategorier (punkt 1 og 3 herover), hvis vurderingen var foretaget i den gamle model.

Derfor kan der ikke peges på en enkelt af ændringerne som værende årsag til, at effekttilstrækkelighedsresultaterne ligger på et andet niveau end i sidste års redegørelse for elforsyningssikkerhed.

Ændringerne i resultater er således hovedsageligt et udtryk for, at Energinet har skiftet model og benytter opdaterede forudsætninger og ikke et udtryk for, at effekttilstrækkeligheden har ændret sig markant. Modelskiftet kommer som

¹⁷ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

følge af kravene i *bekendtgørelse om systemansvarligvirksomhed*, samt at den nye model bedre modellerer udlandet. Indførelsen af muligheden for aflastning af elforbrug inden for 15 minutter i Energinets KontrolCenter El medfører en forbedring af effektilstrækkeligheden. Dette sikrer i høj grad mod, at situationer med effektmangel kan eskalere til blackouts. Men derudover er den faktiske effektilstrækkelighed uændret. De tre ændringer beskrives i nærmere detaljer herunder.

Ændring i modellering af udlandet

De fremtidige vurderinger af effektilstrækkeligheden udføres med modellen *Better Investment Decisions (BID)*, som benytter en detaljeret modellering af udlandet. Energinet har hidtil benyttet modellen *Forsyningssikkerhedsindeks (FSI)*¹⁸, og det vil således være første gang, at BID-modellens resultater vises i Redegørelse for elforsyningssikkerhed i dansk kontekst.

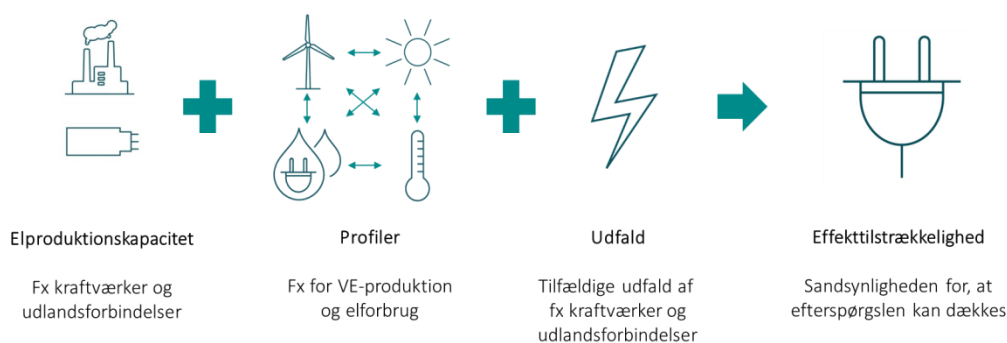
Specielt BID's mere detaljerede modellering af udlandet fører til en bedre repræsentation af tilgængeligheden i udlandet, og den har vist sig højere end tidligere antaget. Dette medfører alt andet lige en bedre effektilstrækkelighed. Ved benyttelse af BID har Energinet mulighed for at benytte klimadata fra ENTSO-E's *Pan European Climate Database*. Data-basen indeholder vind-, sol-, forbrugs- og temperaturprofiler for perioden 1982 til 2015, som Energinet benytter i sine vurderinger til at give et billede af indflydelse af forskellige klimaår. Anvendelsen af flere klimaår forventes at føre til en bedre vurdering af effektilstrækkeligheden, fordi år med forskellige kombinationer af elproduktion fra vindmøller og højt og lavt elforbrug er repræsenteret.

¹⁸ Se [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018](#) for information om FSI.

BID-modellen

BID er en elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa og afspejler således den danske tilknytning til omverdenen. Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske elementer. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede prisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske. Modellen kan i modsætning til FSI håndtere fleksibelt elforbrug direkte.

BID benyttes i flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske samt i ENTSO-E's Midterm Adequacy Forecast (MAF). Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne både nationalt og internationalt. Tre af hovedforskellene mellem FSI og BID er, at BID medtager modellering af vandkraft, effektsituationen i hele Europa og kraftværkernes varmebinding. Modelleringen af vandkraft er væsentlig grundet det danske elsystems tætte tilknytning til det nordiske elsystem, som indeholder en stor mængde elproduktion fra vandkraft. FSI er mere simpelt opbygget og modellerer kun udvalgte naboområder. Bedre modellering af udlandet kan betyde både mere og mindre tilgængelig effekt sammenlignet med FSI. Derimod må inkluderingen af kraftværkernes varmebinding forventes at forværre effektsituationen. Begge modeller benytter derudover grundlæggende den samme metode til at vurdere risikoen for effektmangel i elsystemet.



Trods de overordnede metodeligheder mellem FSI og BID er der også modelspecifikke forhold, som gør, at modellerne ikke vil give præcis samme vurdering af effektilstrækkelighedsniveauet i Danmark.

I forbindelse med Clean Energy Package (CEP) er nationale vurderinger af effektilstrækkelighed af TSO'er underlagt en række regler. Dette inkluderer blandt andet modellering af prisområder for nærmeste medlemslande, og at modelværktøjet anvendt skal være en markedsmodel. BID er i overensstemmelse med de nedsatte krav, og den forventes derfor at kunne efterleve reglerne fra CEP.

Analyseforudsætningerne til Energinet 2018

Analyseforudsætninger til Energinet 2018 fra Energistyrelsen ligger til grund for effektilstrækkelighedsanalyserne. Forskellene til analyseforudsætningerne fra 2017 er beskrevet i afsnit 4.1. Med en langsommere udfasning af termisk elproduktionskapacitet, lavere elforbrug og hurtigere udbygning af vedvarende energi forventes dette alt andet lige at føre til en bedre effektilstrækkelighed. Energistyrelsen har i september 2019 udgivet et nyt sæt analyseforudsætninger (*Analyseforudsætninger til Energinet 2019*), som vil ligge til grund for effektilstrækkelighedsanalyserne i næste års redegørelse for elforsynings sikkerhed. Alt andet lige vurderes det, at de nye analyseforudsætninger 2019 vil forværre den danske effektilstrækkelighed sammenlignet med analyseforudsætningerne fra 2018 anvendt i dette års redegørelse.

Ændring i grundforudsætningerne

Grundforudsætningerne medfører også, alt andet lige, en bedre forventet effekttilstrækkelighed. Grundforudsætningerne dækker blandt andet over sandsynligheden for udfald på udlandsforbindelser og elproduktionsanlæg, inkluderingen af reserver og driftsinstrukser fra Energinets KontrolCenter El.

En anden vigtig opdatering ligger i inkluderingen af muligheden for aflastning af elforbrug i eldistributionsnettene inden for 15 minutter i tilfælde af effektmangel. Denne mulighed blev implementeret i Energinets KontrolCenter El i 2016 og betyder, at risikoen for, at en situation med effektmangel kan føre til et blackout, er markant lavere end tidligere. Dette er en faktisk forbedring af effekttilstrækkeligheden.

At kunne aflaste elforbrug inden for 15 minutter har også betydet, at Energinet i BID medtager al elproduktionskapacitet, som indkøbes som mFRR i Danmark. Yderligere elproduktionskapacitet, som indkøbes som reserver i Danmark og udlandet, er ikke medtaget.

Blandt andre opdateringer af grundforudsætningerne kan nævnes sandsynlighederne for udfald af udlandsforbindelser og elproduktionsanlæg.

Sandsynligheden for udfald på danske udlandsforbindelser er baseret på den tilgængelige importkapacitet til danske elprisområder i 2012-2017 i Nord Pools Market Data¹⁹. Sandsynligheden for udfald på handelsforbindelser, som ikke er koblet direkte til danske elprisområde, er baseret på indmeldinger for de enkelte landes TSO'er eller standardværdien angivet i ENTSO-E's MAF.

(Pct.)	Samlet sandsynlighed for udfald over et år	Revision	Havari	Kilde
HVDC	11 (ca. 40 dage)	5	6	Markedsdata 2012-2017
AC Øresund	8 (ca. 29 dage)	5	3	Markedsdata 2012-2017
AC Tyskland	10 (ca. 37 dage)	6	4	Markedsdata 2012-2017

Tabel 11 Sandsynlighed for udfald på danske handelsforbindelser angivet i pct. til beregninger af effekttilstrækkelighed.

Markedsdata er valgt som kilde, da det er den eneste kilde, som kan give den tilgængelige importkapacitet. Den tilgængelige kapacitet afspejler ikke behovet for modhandel i driftstimen grundet begrænsninger i eltransmissionsnettet.

Sandsynligheden for udfald på danske elproduktionsanlæg er baseret på forskellige kilder og vist i Tabel 12. Sandsynligheden for udfald på udenlandske elproduktionsanlæg er baseret på indmeldinger fra de enkelte landes TSO'er til MAF eller standardværdien angivet i MAF.

¹⁹ <https://www.nordpoolgroup.com/>

Værkstyper	Samlet sandsynlighed for udfald over et år	Revision	Havari	Kilde
Udtagsværker	24 %	19 %	5 %	Nord Pool UMM
Modtryksværker	24 %	19 %	5 %	Nord Pool UMM
Reserveanlæg	5 %	4 %	1 %	Nord Pool UMM
Decentrale gasturbiner SC	8 %	3 uger (6 %)	2 %	Teknologikatalog
Decentrale gasturbiner CC	7 %	2 uger (4 %)	3 %	Teknologikatalog
Decentrale motorer	5 %	0,8 uger (2 %)	3 %	Teknologikatalog

Tabel 12 Sandsynligheder for udfald af elproduktionsanlæg i Danmark til beregninger af effekttilstrækkelighed.

De opdaterede sandsynligheder for udfald er således baseret på de seneste års data for udlandsforbindelsers og elproduktionsanlægs faktiske udetider og bedste bud fra *Teknologikataloget*²⁰. Teknologikataloget er benyttet, hvor det ikke var muligt at anvende kilder til historiske udetider på visse kategorier af elproduktionsanlæg.

2.1.1 Forbrugsfleksibilitet

Energinet forventer, at forbrugsfleksibiliteten vil stige i fremtiden, men måden og mængden er svær at kvantificere.

Forbrugsfleksibilitet omhandler situationer, hvor elforbrugere aktivt tilpasser deres elforbrug til markedssituationen. Det kan eksempelvis være i forhold til elprisen eller i forhold til CO₂-udledningen. Historisk set har det været elproduktionen, der har tilpasset sig elforbruget, men i et 100 pct. grønt energisystem vil det i fremtiden i højere grad end i dag være elforbruget, der skal tilpasses udbuddet. Det betyder, at forbrugerne begrænser deres forbrug, hvis der er mangel på el i systemet og – modsat – at forbrugerne øger deres forbrug, hvis der er et overudbud af el i systemet. Mangel på el i systemet vil materialisere sig i høje elpriser, mens overudbud af el i systemet vil give meget lave – måske negative – elpriser.

I dag er omfanget af prisfleksibelt elforbrug overvejende begrænset, når der ses på de få situationer med lavt udbud af el i forhold til efterspørgslen. Typisk optræder det først i større omfang ved meget høje elpriser, men da der har været meget få situationer med meget høje elpriser, er grundlaget for at vurdere det faktiske omfang også begrænset.

Det modsatte scenarie, med forbrugere, der er i stand til at øge forbruget ved overudbud, er der dog eksempler på i forbindelse med fx elkedler, som forbruger el, hvis elprisen er under et vist niveau. Elkedlernes mulighed for at agere fleksibelt vil dog samtidig afhænge af andre faktorer, som fx alternativprisen for varme eller varmeefterspørgslen.

Det er elmarkedet, som skal sikre rentabiliteten af fleksibelt elforbrug. Således skal elmarkedet være i stand til at drive nye løsninger frem. Det er Energinets opgave at sikre rammebetingelserne og at sikre, at markedskravene følger med udviklingen. Energinet skal understøtte udviklingen ved at gøre det muligt for nye idéer og projekter at teste deres funktionalitet i markedet. Det handler om at gøre elforbrugerne parate til at reagere på markedets prissignaler, både ved knaphed og ved overskud af el i systemet.

²⁰ [Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme - august 2016 - Opdateret februar 2019](#),

Energinet oplever en stigende interesse fra aktører, der undersøger muligheder ved at gøre deres elforbrug fleksibelt. Energinet ønsker her at være sparringspartner for disse aktører, som gerne vil være bevidste om deres muligheder og deltage aktivt i elmarkedet. Energinet opnår gennem disse samarbejder og konkrete pilotprojekter også viden, der indgår i den løbende tilpasning af markedsrammerne, så rammerne i højre grad understøtter fleksibelt forbrug.

Der er ikke regnet med eksplicit prisfleksibelt elforbrug i Danmark i effekttilstrækkelighedssimuleringerne. I dannelsen af forbrugskurverne er der i base case-beregningerne, præsenteret i det følgende afsnit 2.3, taget hensyn til mængden af elbiler og varmepumper, da disse indgår med underliggende selvstændige forbrugskurver. Ligeledes indgår datacenterforbrug med en flad forbrugskurve.

2.2 Forudsætninger for prognose for effekttilstrækkelighed

Til prognosen for effekttilstrækkelighed benytter Energinet forudsætninger fra ENTSO-E's udgivelser af MAF17/TYNDP18 for udlandet. Energinet benytter TYNDP-scenariet "Best Estimate" for årene 2020 og 2025, og scenariet "Sustainable Transition" i 2030. Data imellem årene er interpoleret. "Best Estimate"-scenariet bruges af ENTSO-E til korte og mellemlangsigtede analyser (fx Midterm Adequacy Forecast (MAF)), mens "Sustainable Transition"-scenariet bliver benyttet til de langsigtede analyser i TYNDP-regi.

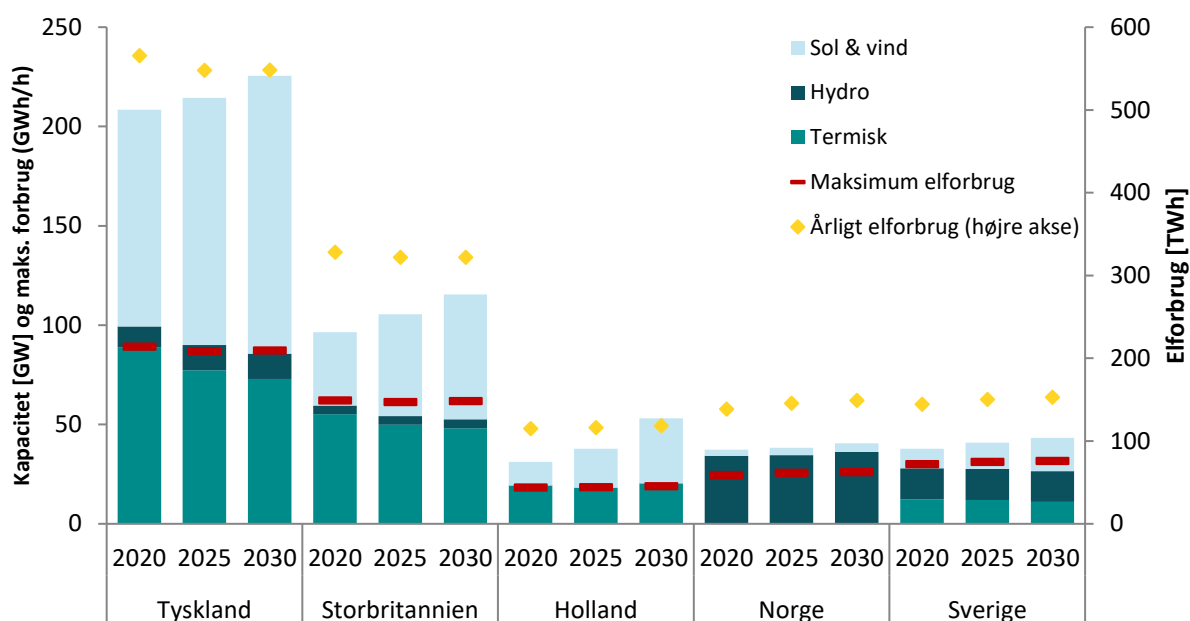
Forudsætningerne stammer således fra TSO'erne i de enkelte lande samt mindre justeringer for de nordiske lande, Holland (kun 2030) og Storbritannien baseret på deres TSO'ers opdaterede forventninger. Forudsætningerne er kun angivet for nedslagsårene 2020, 2025 og 2030, hvorfor Energinet har interpoleret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

Med kravene til årlige beregninger i CEP forventes det på længere sigt nødvendigt for ENTSO-E at indsamle forudsætninger for de kommende 10 år. På sigt bør interpolation i udlandenes forudsætninger således ikke være nødvendig.

For elproduktionskapaciteter og elforbrug i Danmark benytter Energinet *Analyseforudsætninger til Energinet* fra Energi styrelsen. Det overordnede indhold i disse til effekttilstrækkelighedsberegninger er beskrevet i afsnit 4.1.

2.2.1 Udviklingen i Danmarks nabolande

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



Figur 23 Forventet elproduktionskapacitet, maksimalt elforbrug og årligt elforbrug for Danmarks elektrisk forbundne og kommende forbundne nabolande. Kilde: MAF17/TYNPD18 og input fra Danmarks elektrisk forbundne og kommende forbundne nabolande.

2.3 Prognose for effektilstrækkelighed

Analysen af effektilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2030 viser fortsat, at Østdanmark har størst risiko for effekt-mangel. Det hænger blandt andet sammen med mindre indenlandsk elproduktionskapacitet samt mindre udvekslingskapacitet i Østdanmark end i Vestdanmark. Risikoen i Vestdanmark er mindre end i Østdanmark for alle år. I 2030 ses ca. 4 effektminutter i Vestdanmark, mens der i resterende år ikke ses nogen effektminutter. Årsagen til, at vurderingen for Vestdanmark i 2030 giver et resultat større end nul er, at risikoen for effektmangel på kontinentet og i Storbritannien også er forhøjet. Derfor vil det i flere situationer ikke være muligt for Danmark at importere fra hverken kontinentet og/eller Storbritannien, selvom forbindelserne hertil er tilgængelige, fordi landene på den anden side af forbindelserne ikke har et overskud af energi at kunne eksportere. Særlig relevant for Danmark er effektsituationen i Tyskland, da det er vores stærkest forbundne elektriske nabo. Risikoen for samtidig effektmangel i et større område på tværs af lande vurderes således forhøjet i 2030 sammenlignet med i dag.

Risikoen for effektmangel vurderes generelt at være stigende over tid. Dette vurderes primært at hænge sammen med den forventede reduktion i termisk elproduktionskapacitet samt højere el- og effektforbrug, som illustreret i Figur 9 og Figur 23. Effektilstrækkelighedsberegningerne er behæftet med stor usikkerhed, da en stor mængde datainput ligger til grund for beregningerne. Således er usikkerheden for resultaterne større på længere sigt fx frem mod 2030, da der er stor usikkerhed om datainput. Derfor kan resultaterne også ændre sig fra år til år, når inputdata opdateres. Elsystemet kan i den periode udvikle sig meget, og derfor kan effektilstrækkeligheden blive udfordret før. Dette beskrives nærmere i afsnit 2.5 om følsomheder.

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

År	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	0	0	0	0,00	~99,9999
2023	0	0	0	0,00	~99,9999
2025	0	0	0	0,00	~99,9999
2027	0	7	8	0,03	~99,9999
2030	4	239	250	0,76	99,9992

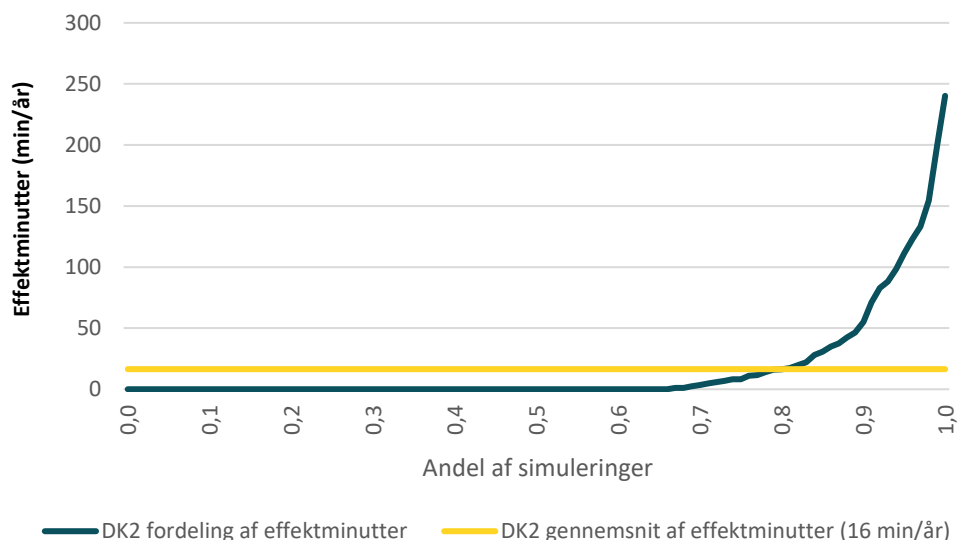
Tabel 13 Resultater for Vestdanmark fra BID-modellen i udvalgte år i perioden 2020-2030 afrundet til nærmeste hele tal. Definitioner ses i ordforklaringen i Appendiks G. Leveringssikkerhed er baseret på EUE.

År	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	0	3	3	0,03	~99,9999
2023	0	2	2	0,01	~99,9999
2025	0	2	2	0,01	~99,9999
2027	3	71	78	0,39	99,9995
2030	16	482	503	1,17	99,9969

Tabel 14 Resultater for Østdanmark fra BID-modellen i udvalgte år i perioden 2020-2030 afrundet til nærmeste hele tal. Definitioner ses i ordforklaringen i Appendiks G. Leveringssikkerhed er baseret på EUE.

Effekt manglen opstår typisk, når en vis mængde elproduktionskapacitet er ude af drift, elproduktionen fra vind og sol er forholdsvis lav og elforbruget er højt.

Det bør bemærkes, at resultaterne i Tabel 13 og Tabel 14 er angivet som et gennemsnit for de 306 forskellige gennemregninger, som hver simulering består af. Figur 24 viser, hvordan fordelingen af effektminutter over én simulering kan se ud. Figuren viser blandt andet, at ca. 2/3-dele af gennemregningerne for 2030 giver 0 effektminutter i Østdanmark. De 34 benyttede klimaår er sammen med havarier på kraftværker og udlandsforbindelser de stokastiske elementer, som giver variationen i effektminutter på tværs af en simulering. Der er således visse klimaår, som viser flere effektminutter, og visse som viser færre end angivet i Tabel 14. Eksempelvis viser de fem klimaår med de højeste mængder ikke-leveret el over 80 effektminutter i 2030 i Østdanmark. Ses der bort fra disse fem år i gennemsnittet, bliver gennemsnittet 4 effektminutter i 2030 i Østdanmark. Det viser, at effektilstrækkeligheden kan blive påvirket af forskellige klimaforhold.



Figur 24 Fordeling af effektminutter i Østdanmark i simuleringen af 2030. Bemærk, én simulering består af 306 gennemregninger.

Det bør også bemærkes, at effektminutterne i Tabel 13 og Tabel 14 er afrundet til nærmeste hele tal. Dette skyldes, at selv om Energinet har simuleret hver time i årene mindst 300 gange, kan der stadig forekomme en vis mængde stokastisk støj i resultaterne. Dette betyder, at man ikke nødvendigvis får samme resultat, hvis man gentager beregningen. Jo flere forskellige klimaaar, der benyttes, og jo flere gange et år (fx 2025) gennemregnes, des mindre bliver den stokastiske støj. Den relative størrelse af den stokastiske støj er større i elsystemer med sjældne afbrud. Derfor bør man være varsom med at overfortolke effektminutterne, især dem med flere decimaler.

Selv om der for visse år angives 0 effektminutter, vil risikoen for, at der forekommer effektmangel, derfor fortsat eksistere, da der kan forekomme ekstraordinære hændelser. Ekstraordinære hændelser kan fx være sammenfald af udetider for elproduktionsanlæg og handelsforbindelser. Ligeledes er effektminutterne udtryk for den samlede risiko set hen over hele året. Der kan således være mindre perioder, hvor risikoen er større end årsgennemsnittet.

4 og 16 effektminutter i BID svarer til, at en elforbruger i gennemsnit forventes at få leveret ca. 99,9992 og 99,9969 pct. af den ønskede el. Bemærk, at det forventede antal timer med effektunderskud (LOLE) i modelsimuleringerne er lavt. I Østdanmark i 2030 ses således i gennemsnit én time om året, hvor der kan opleves effektmangel. Effektmangelsituationer er altså meget sjældne hændelser i simuleringerne, men kan forekomme ved flere samtidige udetider. Flere europæiske lande har fastsat grænser for LOLE, og i en række lande er grænseværdien 3 timer pr. år. Fx har Tyskland, Belgien, Frankrig, Storbritannien og Polen anvendt en LOLE grænseværdi på 3 timer pr. år i forbindelse med landenes ansøgning om og godkendelse af kapacitetsmekanismer hos Europa-Kommissionen. Sammenlignet direkte hermed er prognosen for effekttilstrækkeligheden i begge danske landsdele således væsentlig under. Det skal dog bemærkes, at en udenlandsk grænseværdi ikke uden videre kan overføres til dansk standard, og at Clean Energy Package fremover sætter krav om, hvordan LOLE grænseværdien skal fastsættes. Metoden herfor udarbejdes stadig hos ENTSO-E.

Østdanmark er tæt forbundet med Sydsverige, og effekttilstrækkeligheden i Østdanmark påvirkes i høj grad af Øresundsforbindelsen. I 2020 forventes en udskiftning af Øresundsforbindelsens 400 kV-kabler at reducere kapaciteten markant i en til to måneder. Energinet forventer ikke at igangsætte yderligere tiltag for at sikre effekttilstrækkeligheden, medmindre der opstår uventet udetid eller forsinkelser i projektet.

Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*²¹ skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkeligheden for hvert af de kommende 10 år, medmindre det kan begrundes, at effekttilstrækkeligheden ikke ændrer sig væsentligt fra et år til det næste. Da resultaterne frem til 2025 i Tabel 13 og Tabel 14 viser stort set nul, vurderes der ikke at være væsentlige ændringer på kort sigt. For perioden 2025-2030 vurderes resultaterne at være behæftet med større og større usikkerhed, og trenden for effekttilstrækkelighedsvurderingerne afspejles i høj grad af de præsenterede resultater for 2025, 2027 og 2030. De specifikke ændringer, der måtte være fra år til år frem mod 2030, ville vise samme trend uden at give mærkbar ekstra værdi og samtidig give en falsk indikation af præcisionen af resultaterne og ændringer fra år til år.

Sammenligning med tidligere resultater i FSI

Energinet vurderer, at resultaterne i dette års redegørelse for elforsyningssikkerhed overordnet er i tråd med tidligere resultater publiceret i redegørelse for elforsyningssikkerhed. Således er indikationen, som beskrevet også i år, at risikoen for mangel på el er størst i Østdanmark, og at denne er stigende fremadrettet.

De nøjagtige resultater vil svinge hvert år grundet opdateringer til forudsætningerne og i år ydermere grundet anvendelse af en anden model. Specielt forventes de tidligere beskrevne forskelle mellem modellerne at medføre ændrede effektminutter.

2.4 Alternativ prognose for effekttilstrækkelighed

Som led i opdateringen af *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* skal Energinet udarbejde alternative prognoser for effekttilstrækkeligheden, som kan medføre et ændret niveau af elforsyningssikkerhed. Alternativerne skal ledsages af en vurdering af de samfundsøkonomiske konsekvenser og den forventede ændring i transmissionstarif. Yderligere ønskes perspektiveret til VoLL.

Til at beskrive alternative prognoser for effekttilstrækkeligheden, som forventes at lede til et ændret niveau af elforsyningssikkerhed, har Energinet set på to typer tiltag. Den ene type tiltag er udlandsforbindelser, mens det andet er en strategisk reserve.

Alternative prognoser for udlandsforbindelser

I det følgende er der set på et tiltag, som forventes at kunne lede til et højere niveau af elforsyningssikkerhed og et andet tiltag, der forventes at lede til et lavere niveau af elforsyningssikkerhed.

Tiltaget, som forventes at lede til et højere niveau af elforsyningssikkerhed, er indførelsen af en ny HVDC-forbindelse mellem Vest- og Østdanmark på 600 MW.

Tiltaget, som her undersøges med forventningen om at give et lavere niveau af elforsyningssikkerhed, er at undlade at reinvestere Kontek-forbindelsen. Kontek er en HVDC-forbindelse på 600 MW, som går mellem Østdanmark og Tyskland. Forbindelsen vil i 2030 være ca. 35 år og vil derefter inden for en kortere årrække nå sin tiltænkte levetid. Det undersøges derfor, hvad det kan betyde for effekttilstrækkeligheden under de givne forudsætninger, hvis forbindelsen ikke er i drift i 2030. Det bør dog understreges, at det ikke alene er Energinets beslutning at tage forbindelsen ud af drift eller reinvestere forbindelsen. Dette skal gøres i samarbejde med den pågældende TSO i det tyske område.

Heri ligger også en af årsagerne til forskellen i den forventede omkostning for en ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark og den forventede besparelse ved ikke at reinvestere i Kontek. I forbindelse med en ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark er Energinet ansvarlig for alle omkostninger til opførelsen, mens i forbindelse med

²¹ Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018.

en reinvestering af Kontek forventes den anden TSO at stå for halvdelen af omkostningerne. Ydermere forventes det nødvendigt at foretage netforstærkninger i Vest- og Østdanmark ved indførelse af en ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, da forbindelsen forventes at være i drift samtidig med den nuværende elektriske forbindelse mellem Vest- og Østdanmark. Derimod vil en reinvestering af Kontek være en erstatning af den nuværende forbindelse.

Resultaterne fra effekttilstrækkelighedsvurderingerne for de alternative prognoser for 2030 fremgår af Tabel 15.

Scenarie	Landsdel	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings- sikkerhed (pct.)	Forventet omkost- ning/besparelse (mio. DKK)
Prognose	Vestdanmark	4	239	250	0,76	99,9992	-
	Østdanmark	16	482	503	1,17	99,9969	
Ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark	Vestdanmark	4	241	250	0,74	99,9992	ca. +4.500
	Østdanmark	15	429	445	0,99	99,9972	
Ingen Kontek-for- bindelse i drift	Vestdanmark	4	228	238	0,74	99,9992	ca. -1.500
	Østdanmark	17	500	518	1,19	99,9968	

Tabel 15 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed i 2030.

Resultaterne viser, at etableringen af en ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark kun har begrænset betydning for effekttilstrækkeligheden i 2030. Tidligere resultater fra sidste års beslutningsgrundlag vedrørende sikring af effektbalancen i Østdanmark viste en større positiv effekt af en Storebælt 2 på effekttilstrækkeligheden i Østdanmark, baseret på tidligere forudsætninger, som nu er opdaterede, og Energinets tidligere beregningsmodel "FSI", hvor udlandets effektsituation var meget forsimplet modelleret. Energinets beregninger blev også suppleret med eksterne beregninger og vurderinger fra Ea Energianalyse, som viste en marginal effekt af Storebælt 2 på effekttilstrækkeligheden på kort sigt (2025), men en større effekt på langt sigt (2040). Dette er med til at understrege den usikkerhed, beregningerne er behæftet med.

Resultatet uden Kontek i drift i 2030 viser det samme billede som med en Storebælt 2, det vil sige kun en marginal påvirkning af effektsituationen i Østdanmark.

De umiddelbart overraskende resultater skyldes, at i de fleste situationer, hvor modellen viser manglende effekttilstrækkelighed i Østdanmark, har både Vestdanmark og Tyskland også en knap effekttilstrækkelighed. I de situationer er det således ikke muligt at hente el fra naboømråderne, da de oplever samtidig effektknaphed. Det er primært lande på Kontinentet og Storbritannien, som oplever effektknaphed i 2030 samtidig med Danmark, hvorfor ændringer i udlandsforbindelser mellem disse lande og områder vil have relativt begrænset betydning for effekttilstrækkeligheden.

Resultaterne underbygger, at effekttilstrækkeligheden i Østdanmark til en vis grad er afhængig af at kunne importere udenlandsk el på længere sigt, samt at landene omkring os oplever lignende udfordringer.

Det er væsentligt at bemærke, at effektilstrækkelighedsberegningerne generelt er behæftet med stor usikkerhed, da en stor mængde datainput og forudsætninger ligger til grund for beregningerne. Specielt på langt sigt i 2030 er der stor usikkerhed omkring udviklingen, hvilket også vil være tilfældet for resultaterne. Derfor vil resultaterne også ændre sig fra år til år, når inputdata og forudsætninger opdateres løbende, efterhånden som ny viden indhentes.

Vurdering af effektilstrækkeligheden i forhold til en strategisk reserve

Baseret på prognosen for effektilstrækkelighed har Energinet vurderet den forventede betydning af en midlertidig strategisk reserve. Vurderingen baseres på en efterbehandling af prognosen for 2030 beskrevet i det foregående afsnit. Da vurderingen er en efterbehandling, er det estimerede værdier, som indgår i tabellen, hvilket medfører større usikkerhed om resultaterne.

Resultaterne illustrerer, at en midlertidig strategisk reserve i 2030 under de nuværende forudsætninger forventes at medføre en højere elforsyningssikkerhed. Forudsætningerne til grund for prognosen medfører en lav grad af tilgængelig elproduktionskapacitet i både ind- og udland, når der ses effekt-mangel i Østdanmark i 2030. Derfor har regulerbar elproduktionskapacitet i 2030 relativt stor værdi i situationer med effekt-mangel sammenlignet med udlandsforbindelser.

Scenarie	Landsdel	Effekt-minutter	EENS	EUE	LOLE	Leverings-sikkerhed	Forventet omkostning ved pris på 300.000 DKK/MW/år ²²
		(min/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(berørte timer/år)	(pct.)	(mio. DKK/år)
Prognose	Østdanmark	16	482	503	1,17	99,9969	-
200 MW	Østdanmark	9	278	-	0,9	99,9982	60
300 MW	Østdanmark	6	196	-	0,7	99,9988	90
400 MW	Østdanmark	4	128	-	0,6	99,9992	120
500 MW	Østdanmark	2	75	-	0,4	99,9995	150
600 MW	Østdanmark	1	42	-	0,3	99,9997	180
700 MW	Østdanmark	1	22	-	0,2	99,9999	210
800 MW	Østdanmark	0	11	-	0,1	99,9999	240

Tabel 16 Tabellen illustrerer, hvordan effektilstrækkeligheden påvirkes ved indførelse af ekstra regulerbar elproduktionskapacitet i Østdanmark i 2030. Da resultaterne i tabellen er efterbehandlinger, er det ikke muligt at beregne visse værdier.

Ibrugtagningen af en midlertidig strategisk reserve vil kræve en forudgående godkendelse hos såvel Energistyrelsen som Europa-Kommissionen. Kapacitetsmekanismer anses for statsstøtte, hvorfor indkøb af en midlertidig strategisk reserve kræver en statsstøttegodkendelse af Europa-Kommissionen. Dette indebærer en række konkrete krav som følge af Clean Energy Package blandt andet omkring design og behov.

²² Omkostningen på 300.000 DKK/MW pr. år er en grov standardværdi, som Energinet også tidligere har benyttet som estimat for den langsigtede, marginale samfundsøkonomiske omkostning for etablering af ny spidslastkapacitet (fx gasturbiner eller dieselanlæg). Prisen i et eventuelt udbud af en midlertidig strategisk reserve er forbundet med stor usikker og afhænger dels af den efterspurgte mængde, dels af hvilke produktionsanlæg og hvilke forbrugere, der eventuelt ønsker at deltage som strategisk reserve. Hvis det er eksisterende kapacitet og såkaldte strandede aktiver, der bydes ind med, vil der med stor sandsynlighed være tale om noget lavere omkostninger for det danske samfund end de 300.000 DKK/MW pr. år, som angivet her.

Forordningen om nyt elmarkedsdesign fra EU's Clean Energy Package forventes at stille eksplicitte krav til, hvordan en pålidelighedsstandard skal fastsættes, hvis et EU-medlemsland ønsker indførelse af kapacitetsmekanismer, herunder en midlertidig strategisk reserve. I denne sammenhæng tolkes pålidelighedsstandarden kun at omhandle effekttilstrækkelighed og at skulle indikere det nødvendige niveau herfor. Pålidelighedsstandarden sætter således krav til, hvor stor effekttilstrækkelighedsudfordringen skal være, før en midlertidig strategisk reserve kan indkøbes. Ligeledes stilles der krav til, hvor stor del af udfordringen en midlertidig strategisk reserve må afhjælpe. Det kan derfor ikke forventes, at det er muligt at afdække risikoen for effektmangel fuldt ud. Metoden til fastlæggelse af pålidelighedsstandarden udarbejdes stadig hos eltransmissionsvirksomhedernes europæiske samarbejdsorganisation ENTSO-E.

Tyskland, Belgien, Frankrig, Storbritannien og Polen har anvendt en LOLE grænseværdi på 3 timer pr. år i forbindelse med landenes ansøgning om og godkendelse af kapacitetsmekanismer hos Europa-Kommissionen. Energinets prognose for effekttilstrækkelighed viser henholdsvis 0,76 og 1,17 timer pr. år for Vest- og Østdanmark. Det skal dog bemærkes, at en udenlandsk grænseværdi ikke uden videre kan overføres til dansk standard, og at Clean Energy Package fremover sætter krav om, hvordan LOLE grænseværdien skal fastsættes.

Hvis afbrudsminutterne grundet effektmangel for hele Danmark skal reduceres til 5 minutter i 2030, vil det ud fra ovenstående beregninger være nødvendigt at få yderligere 300 MW elkapacitet indført i det danske elsystem. Dette vil reducere afbrudsminutterne i Østdanmark til 6 minutter, hvilket giver 5 afbrudsminutter på landsplan. Hvis denne ekstra regulerbare elkapacitet har en omkostning på 300.000 DKK/MW/år, bliver den årlige omkostning i omegnen af 100 mio. DKK/år. Da hastigheden af udviklingen i effektsituationen er forbundet med stor usikkerhed, hvilket er beskrevet yderligere i afsnit 2.5 herunder, kan behovet for ekstra elkapacitet blive højere end forventet. Energinets nuværende forventning er, at et accelereret udviklingsforløb kan betyde, at omkostningen for en strategisk reserve kan blive op mod 300 mio. DKK/år. Omkostningen er naturligvis afhængig af indkøbsprisen på det pågældende tidspunkt.

Betragtninger i forhold til VoLL

Omkostninger og besparelser af de nævnte tiltag bør ses i forhold til værdien af ikke at få leveret den ønskede el. Da elforsyningssikkerhed i overvejende grad er et kollektivt gode, bør niveauet af elforsyningssikkerhed teoretisk set fastsættes efter det samfundsøkonomiske optimum for alle forbrugergrupper. At fastsætte værdien af ikkeleveret energi er dog vanskeligt.

På baggrund af DAMVAD-rapporten²³ estimeres den forbrugsvægtede gennemsnitsomkostning ved et afbrud på fire timer til ca. 150 DKK/kWh. Forbrugergrupperne varierer i VoLL og spænder fra 22 DKK/kWh for husholdninger til 276 DKK/kWh for industri. Værdien af VoLL for Danmark er i den europæiske rapport angivet til at være ca. 115 DKK/kWh.

En ny elektrisk forbindelse mellem Vest- og Østdanmark vurderes i beregningerne fra BID at kunne reducere den ikke-leverede el fra 503 MWh/år for Østdanmark til 445 MWh/år. Dette giver en skyggepris for tiltaget på 4.147 DKK/kWh, når kun forbindelsens værdi for effekttilstrækkeligheden medregnes. Nye elforbindelser kan også give andre væsentlige samfundsøkonomiske gevinster (fx handelsgevinster), som ikke er vurderet og medtaget i beregningen af skyggeprisen. Derfor kan den beregnede skyggepris ikke bruges til at konkludere, om en ny forbindelse mellem Vest- og Østdanmark er en samfundsøkonomisk god investering. Ses skyggeprisen direkte op mod de to værdier af VoLL fra den nationale og den europæiske rapport, vil tiltaget medføre en bedre elforsyningssikkerhed, end disse VoLL-værdier indikerer nødvendige, da VoLL-estimerne er lavere end den beregnede skyggepris. Med en afskrivningsperiode på 40 år vil tiltaget medføre en stigning i Energinets tarif på ca. 0,76 øre/kWh i 2019-priser i idriftsættelsesåret.

²³ DAMVAD 'Analyse af omkostninger ved afbrydelse af elforsyning' juni 2015

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

Uden Kontek-forbindelsen i drift i 2030 vurderes den ikkeleverede el at stige fra 503 MWh/år til 518 MWh/år i Østdanmark. Skyggeprisen er 5.314 DKK/kWh, når kun forbindelsens værdi for effektilstrækkeligheden medregnes. Forbindelsen giver også andre væsentlige samfundsøkonomiske gevinster som fx handelsgevinster, der ikke er vurderet og medtaget i beregningen af skyggeprisen. Skyggeprisen kan derfor ikke entydigt bruges til at konkludere, om en reinvestering i Kontek er en samfundsøkonomisk god idé. Med en afskrivningsperiode på 40 år vil undladt reinvestering i Kontek medføre et fald i Energinets tarif på ca. 0,26 øre/kWh i 2019-priser i det første år uden reinvesteringen i drift.

En af faktorerne bag de forholdsvis små ændringer i den ikkeleverede el ved enten etablering af en ekstra udlandsforbindelse mellem Vest- og Østdanmark eller undladt reinvestering i Kontek skal findes i, at udenlandske elprisområder i mindre grad har overskydende elproduktion i 2030 end i 2020, som det er muligt for Østdanmark at importere, når der opstår effektmangel.

Der bør fortsat tages hensyn til væsentlige usikkerheder i fastsættelsen af en enkelt værdi til at beskrive alle elforbrugeres omkostning eller til at beskrive den præcise mængde ikkeleverede energi om 10 år.

Ovenstående kan give indtryk af, at etablering af udlandsforbindelser på længere sigt ikke giver mening, men det er ikke nødvendigvis tilfældet. Samfundsøkonomisk set kan der fortsat være høj værdi i en udlandsforbindelse, selvom værdien af effektilstrækkeligheden er lille. I denne analyse er den samlede samfundsøkonomiske værdi ikke undersøgt.

En strategisk reserve på 200-400 MW vurderes ud fra efterbehandlingen at kunne reducere den ikkeleverede el for Østdanmark med i omegnen af 200-350 MWh/år. Hvis omkostningen for en strategisk reserve er 300.000 DKK/MW pr. år, bliver skyggeprisen for tiltaget på 273-338 DKK/kWh. En strategisk reserve på 200-400 MW vurderes at medføre en stigning i Energinets tarif på ca. 0,15-0,30 øre/kWh i 2030.

2.5 Følsomheder på effektilstrækkelighed

Udviklingen i elsystemet går meget hurtigt i disse år. Produktionskapaciteten fra vind og sol stiger hurtigt, den termiske kapacitet falder, og elektrificeringen øger elforbruget. Udviklingen forventes at fortsætte, og tempoet i udviklingen for både Danmark og vores nabolande er forbundet med stor usikkerhed, da den er drevet af en række forskellige forhold, som ikke kan forudsiges eller kontrolleres præcist. Herunder politiske, økonomiske og miljømæssige forhold. På grund af usikkerheden er det relevant at undersøge robustheden af effektilstrækkelighedsvurderingerne over for ændringer i disse forhold. Dette gøres gennem følsomhedsanalyser. Energinet vil løbende arbejde med at udvikle sine følsomhedsanalyser, så risikoen for effektilstrækkeligheden vurderes bedst muligt taget usikkerheden i forudsætninger i betragtning.

Energistyrelsen har med *Analyseforudsætningerne til Energinet 2018* givet et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske elsystem, hvilket danner grundlag for Energinets prognose for effektilstrækkelighed. Da hastigheden af den ovenfor beskrevne udvikling er forbundet med stor usikkerhed, er det relevant at analysere følsomheden af effektilstrækkelighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger.

Realistisk worst case

Energinet har udarbejdet et *realistisk worst case* (RWC) scenarie for den danske effekttiltrækkelighed. RWC er en følsomhedsanalyse for base case med et mere accelereret udviklingsforløb for elsystemet, der i højere grad indarbejder den fremtidige usikkerhed forbundet med den grønne omstilling. I arbejdet med RWC har der været størst fokus på udviklingen i Østdanmark, da Energinets tidligere analyser har peget på, at det var i Østdanmark, at udfordringerne ville være størst.

Sammenlignet med base case er det kun produktionskapaciteter, elforbrug og udlandsforbindelser, som er justeret i RWC. Alle andre antagelser omkring fx tilgængeligheder for både udlandsforbindelser (på nær Skagerrak 1 og 2) og produktionskapaciteter er fastholdt som i base case. RWC er udarbejdet med input fra en bred vifte af aktører i elsektoren. Aktørerne har bidraget med input på en workshop, hvor Energinet præsenterede et udkast til RWC. Energinet har også efterfølgende modtaget yderligere skriftlige kommentarer til scenariet. På baggrund af kommentarer på workshoppen og de skriftlige kommentarer justerede Energinet antagelserne i RWC.

RWC - antagelser for det danske elsystem	DK1			DK2*		
	2023	2025	2030	2023	2025	2030
Central termisk kapacitet (MW)	1.352	1.352	623	1.032	1.032	489
Decentral termisk kapacitet (MW)	957	728	595	290	228	207
Vindkapacitet (MW)	5.862	6.182	8.525	2.083	2.163	3.058
Solkapacitet (MW)	2.090	3.028	6.108	896	1.298	2.618
Forbrug (GWh)	26.393	29.508	36.930	14.452	15.573	18.144
Heraf ekstra ift. AF2018						
Storforbrugere (datacentre)	640	952	2.419	160	238	605
Vejtransport	145	366	1.566	163	357	1.146
Varme	1.415	1.878	3.093	849	1.105	1.847

Tabel 17 Overblik over antagelser for produktionskapaciteter og forbrug i RWC opdelt på Vest- og Østdanmark. *Bemærk, at Østkraft (99 MW) ikke indgår i den centrale termiske kapacitet i Østdanmark samt, at 230 GWh bornholmsk forbrug ikke indgår i forbruget i Østdanmark, da Bornholm ikke er elektrisk sammenkoblet med resten af det østdanske system.

De væsentligste ændringer i RWC for Danmark er betydeligt lavere driftsklar termisk produktionskapacitet og højere elforbrug. Med 2025 som nedslagsår er den danske termiske produktionskapacitet reduceret fra ca. 5 GW i base case til ca. 3,5 GW i RWC (reduktion på ca. 30 pct.). Det samlede elforbrug er øget fra ca. 41 TWh til ca. 46 TWh (stigning på ca. 12 pct.). Stigningen i elforbruget er særligt drevet af øget elforbrug til varme (ca. 3 TWh ekstra), mens øget elforbrug til datacentre og vejtransport giver den resterende stigning (ca. 1 TWh ekstra for hver). Alt andet lige, vil mindre fleksibel produktionskapacitet og højere uflexibelt elforbrug betyde, at effekttilstrækkeligheden vil blive forværret.

År	Scenarie	Effekt-minuter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2023	Base case for DK og udland	0	2	2	0,0	~99,9999
	RWC for DK og base case for udland	9	247	273	1,4	99,9982
2025	Base case for DK og udland	0	2	2	0,0	~99,9999
	RWC for DK og base case for udland	12	342	366	1,4	99,9978
2030	Base case for DK og udland	16	482	503	1,2	99,9969
	RWC for DK og base case for udland	512	18.189	18.868	38,3	99,9026

Tabel 18 Østdanmark – Effekttilstrækkelighedsvurderinger fra BID-modellen for 2023, 2025 og 2030 for to scenarier: Base case for DK og udland og RWC for DK og base case for udland.

De foreløbige resultater fra effekttilstrækkelighedsvurderingerne for RWC for Østdanmark fremgår af Tabel 18. Hvis udviklingen går som i RWC-scenariet, vil risikoen for at mangle effekt i Østdanmark være stigende allerede fra 2023. Vurderingerne i RWC-scenariet i 2023 og 2025 for Østdanmark er på omtrent samme niveau som base case i 2030. Dette indikerer, at med et accelereret udviklingsforløb for Danmark alene kan risikoen for effektmangel i Østdanmark stige hurtigere, end vurderingerne baseret på base case antyder. Risikobilledet fra 2030 kan derfor potentielt fremrykkes til omkring 2023-2025, hvis udviklingen går hurtigere end i base case. Usikkerheden fra udlandet er ikke inkluderet i denne konklusion.

RWC beskriver et scenarie, som kan presse effekttilstrækkeligheden i Danmark; men det er usikkert, hvor store effekttilstrækkelighedsproblemerne vil blive i praksis, da der både politisk og fra elmarkedets aktører må forventes en reaktion over tid jo større risikoen for effektmangel bliver. I tilfælde af oplevet effektknaphed må prissignaler (via maksimumpriser) fra elmarkederne forventes at slå igennem, hvilket forstærker investeringssignalet til markedets aktører. Denne reaktion er ikke indbygget i RWC. Det er vanskeligt præcist at vurdere, hvor ofte fx maksimumpriser skal opleves, før nogle aktører begynder at reagere. Hvis maksimumpriser i spotmarkedet fx opleves i 22 timer på et år, vil der med den nuværende maksimumpris på 3.000 EUR/MWh være en omkostning på i alt ca. 500.000 DKK forbundet med at forbruge 1 MWh i alle disse 22 timer ved maksimumprisen. Dette kan forventes at frembringe en reaktion fra nogle aktører i elmarkedet.

Vurderingerne af effekttilstrækkeligheden skal således ses i lyset af, at systemet i RWC endnu ikke er begyndt at tilpasse sig som reaktion på den oplevede effektknaphed, og samtidig er effekten af markedsreformer ikke inkluderet i RWC. Derfor skal resultatet for RWC specielt i 2030 tolkes med stor forsigtighed. Hvordan og hvor hurtigt markedstilpasninger vil ske er et væsentligt usikkerhedsmoment.

Partiel effekt af enkeltvariationer fra RWC

Da RWC vurderer den samtidige effekt af en række forskellige udviklingstendenser, er det relevant at analysere den partielle effekt af ændringer i enkeltparametre i RWC. Derfor har Energinet kigget på to udvalgte variationer. En hvor termisk kapacitet udfases hurtigere end i base case og en anden, som vedrører forbruget, da dette er behæftet med betydelig usikkerhed på den lange bane. Derfor er der også kigget på en justering i både positiv og negativ retning for forbruget. Alle analyser er baseret på 2030, da usikkerheden her er størst, og samtidig giver det mulighed for sammenligning med de alternative prognoser.

Følsomheden til belysning af effekten af hurtigere termisk udfasning er belyst ved at tage Avedøreværkets blok 2 (AVV2) ud af vurderinger. Dels er AVV2 den største driftsklare kraftværksblok (520 MW) i Østdanmark, dels udløber den nuværende varmetafte for blokken inde 2030, og endelig er blokken ikke inkluderet i RWC-scenariet i 2030. Det er derfor interessant at se effekten alene af denne ændring for risikoen for effektmangel.

Følsomheden til at repræsentere usikkerheden omkring det fremtidige forbrug er todelt. Forbruget justeres henholdsvis op og ned, da forskellige usikkerheder og tendenser kan trække både op og ned på sigt. Elektrificering generelt kan trække forbruget op, mens energieffektiviseringer og usikkerhed om fx datacentres energiforbrug kan trække i den anden retning. Derfor er elforbruget i de to forbrugsfølsomheder henholdsvis op- og nedjusteret med 10 pct. i forhold til prognosen (svarende til ca. 3.000 GWh i Vestdanmark og ca. 1.500 GWh i Østdanmark). Dette svarer omtrent til det ekstra elforbrug til varme, som er antaget i RWC sammenlignet med prognosen.

År	Scenarie	Effekt-minutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
2030	Prognose	4	239	250	0,76	99,9992
	Prognose uden AVV2	6	323	336	1,12	99,9989
	Prognose med 10 % højere elforbrug i DK	15	970	1002	2,48	99,9971
	Prognose med 10 % lavere elforbrug i DK	1	49	51	0,21	99,9998

Tabel 19 Effekttilstrækkelighedsvurdering for Vestdanmark i 2030 ved forskellige følsomheder.

År	Scenarie	Effekt-minutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
2030	Prognose	16	482	503	1,17	99,9969
	Prognose uden AVV2	39	1162	1197	1,93	99,9925
	Prognose med 10 % højere elforbrug i DK	34	1099	1138	2,08	99,9935
	Prognose med 10 % lavere elforbrug i DK	5	131	140	0,5	99,9990

Tabel 20 Effekttilstrækkelighedsvurdering for Østdanmark i 2030 ved forskellige følsomheder.

De partielle følsomheder illustrerer, at udviklingen i effektminutter i et vist omfang kan påvirkes af mindre ændringer i det danske elsystem. I Østdanmark er effekten størst ved udeladelse af AVV2, hvilket kun har marginal effekt på Vestdanmark, da ændringen sker i Østdanmark. I Vestdanmark er effekten størst af en forbrugsstigning på 10 pct. Yderligere

fremgår det af forbrugsfølsomhederne, at en ændring med samme størrelse henholdsvis op og ned i forbruget ikke har samme effekt på fx effektminutterne. Der er således ikke en lineær ændring i resultaterne ved en lineær ændring i inputdata. Faktisk forventes en svag eksponentiel stigning i afbrudsminutter ved mindre elkapacitet i systemet. Tilsvarende ved højere elforbrug.

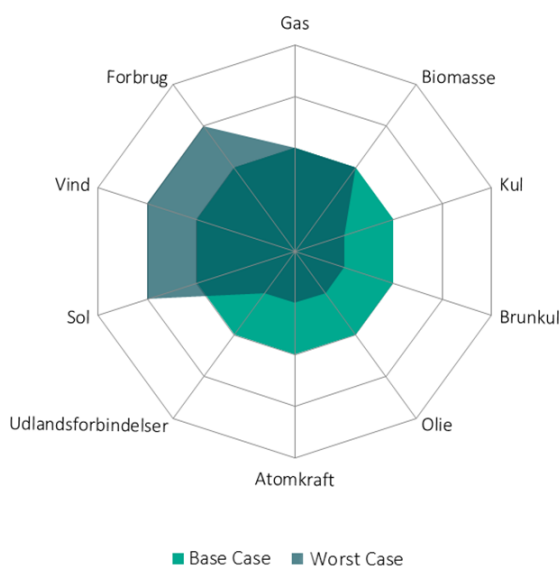
Worst case på europæisk plan

For at supplere følsomhedsbetragtningerne for base case med den værst tænkelige situation, er tankegangen bag RWC for Danmark udbredt til også at omfatte de lande, der vurderes mest direkte at påvirke den danske effekttillstrækkelighed. Worst case på europæisk plan (WC) dækker følgende lande: Danmark, Norge, Sverige, Finland, Tyskland, Polen, Belgien, Holland, Storbritannien og Frankrig. For alle 10 lande er produktionskapaciteter, elforbrug og udlandsforbindelser justeret med en accelereret udvikling som i RWC for Danmark alene. Dette ekstreme scenarie er også et resultat af drøftelser og kommentarer mellem Energinet og den brede vifte af aktører i elsektoren.

I opbygningen af både RWC og WC har det ikke været et kriterie, at elsystemet som helhed skal være i langsigtet økonomisk balance. Med langsigtet økonomisk balance menes, at produktionsanlæggene er rentable, og at der ikke er økonomisk incitament for tilgang af yderligere produktionskapacitet. Det betyder, at markedsaktørers reaktioner eller politiske reaktioner (fx nye/ændrede kapacitetsmekanismer) på effektknaphed ikke er indbygget i nogen af worst case scenarierne. Det bygger på en antagelse om inert i elsystemer, hvormed der vil være en vis reaktionstid for markedet og de politiske beslutningstagere. Ny produktionskapacitet eller eventuelle foranstaltninger til forbrugsreduktion vil således ikke straks være til stede i markedet efter de første situationer med effektmangel og maksimumpriser i elmarkedet.

For udlandet er ændringerne i WC mere markante i de kontinentaleuropæiske lande og Storbritannien end i de nordiske lande. Det hænger blandt andet sammen med, at der er størst usikkerhed omkring udviklingen i kapaciteten på kul- og atomkraftværker. Samlet betyder ændringerne i de ni lande ud over Danmark, som WC omfatter, at der i 2025 er ca. 6 GW mindre termisk kapacitet (reduktion på ca. 2 pct.) og 4 pct. højere elforbrug (spidslastforbruget stiger ca. 14 GW) sammenlignet med base case.

Illustration af forskelle mellem base case og WC



Tabel 21 Figuren illustrerer de grundlæggende forskelle mellem base case baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2018 og Worst Case på europæisk plan.

Effekttilstrækkelighedsvurderingerne viser, at hvis udviklingen går som i WC, vil der være væsentlig større risiko for at mangle effekt i Østdanmark allerede fra 2023. Effektsituationen i udlandet har stor betydning for resultaterne, da det danske elsystem er tæt forbundet til de omkringliggende lande via udlandsforbindelser, hvilket resultaterne for 2030 base case også viser. Det er derfor væsentlig på sigt også at have usikkerheder i udlandet med i forbindelse med vurderinger af den danske effekttilstrækkelighed. WC viser desuden, at effektsituationen i Vestdanmark også kan blive påvirket. Risikoen for effektmangel vurderes at være lavere end i Østdanmark specielt efter forventet idriftsættelse af Viking Link og Vestkystforbindelsen i slutningen af 2023. I 2023 indikerer vurderingerne for Vestdanmark i WC, at effektminutterne også her kan stige til knap 30 minutter/år og LOLE til 4 timer/år. Energinet betragter dette resultat som mindre robust, da det kræver et sammenfald af nogle meget konkrete hændelser, blandt andet udfald af Skagerrak 1 og 2.

År	Scenarie	Effektminutter (min/år)	EENS (MWh/år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leverings-sikkerhed (pct.)
2023	WC for DK og udland	69	1.955	2.040	4,8	99,9869
2025	WC for DK og udland	837	25.867	26.529	38,0	99,8407

Tabel 22 Østdanmark – Foreløbige effekttilstrækkelighedsvurderinger fra BID-modellen for 2023 og 2025 for scenariet WC på europæisk plan.

Europæisk vinkel på effekttilstrækkelighed

I ENTSO-E udføres en omfattende risikovurdering af effekttilstrækkeligheden på europæisk plan. Resultaterne rapporteres årligt i udgivelsen MAF.

Metoden bag MAF er grundlæggende den samme, som benyttes i Energinet. Analyserne foretages i fem forskellige simuleringsværktøjer (herunder BID) i 2020 og 2025. Modellerne i studiet medtager blandt andet ikke en række landespecifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen under udetid. Derudover medtages heller ikke reserver. Derfor kan de europæiske vurderinger af effekttilstrækkeligheden adskille sig fra de enkelte landes egne vurderinger.

MAF 2018 base case viser en lille risiko for effektmangel i 2025 i Østdanmark, hvor der forventes 2 effektminutter, mens der ikke ses nogen udfordringer i Vestdanmark. Dette resultat er vist i tabel 18. Bemærk, at det kun er én af fem modeller i MAF-studiet, som indikerer effektmangel i Østdanmark i 2025.

År	Scenarie	Effektminutter (min./år)	EUE (MWh/år)	LOLE (berørte timer/år)	Leveringssikkerhed (pct.)
2020	MAF 2018 (base case)	0	1	0,02	~99,9999
2025	MAF 2018 (base case)	2	49	0,15	99,9997

Tabel 23 Resultater for Østdanmark i Midterm Adequacy Forecast 2018.

MAF2018 indeholder også en følsomhed ("Low-carbon sensitivity") for 2025, hvor udfasningen af termisk kapacitet i Europa generelt accelereres. I følsomhedsscenariet stiger risikoen for effektmangel betragteligt i Danmark, således at LOLE-indikatoren stiger til henholdsvis 3,9 i Østdanmark og 1,7 i Vestdanmark i 2025. Igen stiger risikoen for effektknaphed på Kontinentet, da det er her, den overvejende del af termisk kapacitet fjernes sammenlignet med base case. Som det tidligere er pointeret, vil en presset effektsituation på Kontinentet, og særligt i Tyskland, have stor betydning for danske vurderinger af effekttilstrækkeligheden, fordi det danske elsystem er så godt forbundet hertil.

3. Appendiks C Nettilstrækkelighed

Nettilstrækkelighed omhandler elnettets evne til at transportere el mellem producenter og elforbrugere (dette gælder det interne eltransmissionsnet i et prisområde og ikke eltransmissionsnet mellem elprisområder). Hvis der ikke kan transporteres tilstrækkeligt el rundt i prisområdet, kan det medføre, at dele af området må afbrydes.

Nettilstrækkelighed er derfor vigtig for elsystemets evne til at forsyne elforbrugerne, men også for elsystemets indpasning af produktion fra fx vedvarende energi. Eltransmissionsnettet er opbygget ud fra placeringen af de store centrale kraftværker, men da nye produktionskilder opstilles langt væk fra forbrugscentre, som fx København, kræver det, at eltransmissionsnettet udbygges til at kunne følge med udviklingen.

Eltransmissionsnettet planlægges og udbygges på baggrund af en række kriterier. Kriterierne er fastsat ud fra dels internationale krav til drift af eltransmissionsnettet, dels risikoen for elafbrud ved fejl i transmissionsnettet. Selv om der ikke forventes en øjeblikkelig påvirkning af elforsyningssikkerheden ved ændringer af kriterierne, vil elforsyningssikkerheden påvirkes på sigt.

En forudsætning, for at der ikke sker en reduktion af niveauet for nettilstrækkelighed er, at eltransmissionsnettet vedligeholdes og reinvesteres i nødvendigt omfang. Omfanget af vedligehold bør tilpasses det enkelte anlæg, så den korrekte funktion af dette kan opretholdes. Foretages der ikke den nødvendige vedligeholdelse, kan dette på længere sigt have store konsekvenser. Manglende vedligehold over en årrække vil reducere komponenternes levetid, og dette kan være i en irreversibel grad. Dette kan eksempelvis betyde, at anlæg, som er designet til en levetid på 40 år, skal udskiftes allerede efter 25 år. Dette vil medføre store omkostninger og medføre en negativ effekt på elforsyningssikkerheden.

Grundet den historiske udbygning af eltransmissionsnettet er der på nuværende tidspunkt et stadig stigende behov for reinvesteringer. På baggrund af den store stigning forventes der et reinvesteringsefterslæb. Efterslæbet skyldes, at anlæg som Energinet har overtaget generelt er i dårligere stand end forventet, samt at kabelhandlingsplanen er blevet annulleret, så anlæg der i flere år var planlagt til kabellægning nu i stedet skal reinvesteres. Dette betyder for nogle projekter en forsinkelse på mindst to år set i forhold til det forventede behov. Der pågår et videre arbejde med at vurdere konsekvenserne af dette, men det må forventes, at nogen interne linjer i eltransmissionsnettet bliver taget ud af drift, på grund af at linjen ikke har været reinvestert, inden tilstanden har påkrævet det.

Den fremadrettede vurdering af nettilstrækkeligheden bygger på alderen af eltransmissionsnettet og den historiske netdimensionering. Det må dog forventes, at der fremadrettet vil være højere risiko for afbrud forårsaget af manglende nettilstrækkelighed. Dette skyldes den aldrende anlægsmasse og dertil hørende stigende fejlsandsynlighed, men også at Energinet i visse tilfælde midlertidigt vælger at afvige fra N-1 kriteriet og accepterer en kort periode forhøjet risiko. Dette ses fx i forbindelse med reinvesteringer på Djursland.

Der er igangsat en række tiltag til at opveje stigningen i risikoen. Blandt andet prioriterer Energinet kritiske projekter i forhold til elforbrugernes levering af el, og der er fokus på at udnytte muligheden for markedsløsninger. Ligeledes ses på mulighederne for at øge vedligehold på komponenter, som er kritiske for levering af el til elforbrugerne. Dermed kan levetiden på visse komponenter forlænges og udskyde tidspunktet for reinvestering.

Energinet forventer, at der kan opstå ca. 1 afbrudsminut af elforbrugere grundet manglende nettilstrækkelighed fremadrettet. Dette skyldes, at der accepteres en øget risikovillighed i forhold til opretholdelse af N-1 sikkerheden.

3.1 Netdimensioneringskriterier

Grundlaget for netplanlægningskriterierne

Eltransmissionsnettet i Danmark skal være tilstrækkeligt, så det kan sikre elforsyning til elforbrugere samt den nationale og internationale elmarkedsfunktion. Det betyder konkret, at eltransmissionsnettet skal planlægges og udbygges, så det ikke belastes ud over grænserne i normale situationer og under mangler i elsystemet. Der eksisterer ingen nationale krav til planlægningen af eltransmissionsnettet; derfor baseres den langsigtede planlægning af eltransmissionsnettet på de europæiske krav til, hvad eltransmissionsnettet i driftsøjemed skal overholde.

Europa-Kommissionen har defineret en række driftskrav i netreglen SO GL, som opfyldes dels via ekstra indbygget netkapacitet i eltransmissionsnettet, dels via forskellige driftstiltag, der kan aktiveres afhængigt af den aktuelle situation. Opfyldes de internationale driftskrav, drives eltransmissionsnettet efter N-1 princippet. Det betyder, at én vilkårlig intern fejl i det danske eltransmissionsnet ikke påvirker udmeldte kapaciteter på handelsforbindelser. Samtidig skal eltransmissionsnettet efter en fejl altid kunne forberedes til at håndtere udfald af én vilkårlig komponent.

De kriterier, der ligger til grund for netplanlægningen, er derfor bygget op omkring driftskravene og de udfald og konsekvenser, der skal kunne håndteres i den aktuelle drift. Det vil sige, at der i forbindelse med den langsigtede netplanlægning analyseres konsekvenser ved intakt net, ved ét udfald og ved to udfald. Læs mere om netplanlægningskriterierne på Energinets hjemmeside²⁴.

Anvendelse af netplanlægningskriterierne

Netplanlægning handler overordnet set om at analysere konsekvenserne ved fejl i eltransmissionsnettet. Ved at identificere svage områder i nettet kan behov for netforstærkninger eller alternative løsninger fastlægges.

Netplanlægningskriterierne anvendes både til langsigtet netplanlægning og detailplanlægning af konkrete projekter. Kriterierne anvendes sammen med repræsentative driftssituationer fastlagt ud fra *Analyseforudsætninger til Energinet*. Driftssituationerne repræsenterer forskellige kombinationer af forbrug, produktion og udveksling med nabolande.

I planlægningen undersøges det, om fastsatte belastningsgrænser overskrides i de enkelte driftssituationer, og om planlagt udveksling med nabolande kan opretholdes ved fejl. Hvis belastningsgrænserne overskrides, kortlægges udfordringerne i eltransmissionsnettet. Disse kan håndteres enten ved netudbygninger eller ved alternative løsninger i form af markedsføring, som kan være elforbrug, elproduktion eller udveksling med nabolande.

Etableringstiden på nye eltransmissionsanlæg er på 2-10 år, og levetiden forventes at være mindst 40 år. Derfor er det vigtigt, at der gennemføres en planlægning med en lang tidshorisont. Netop grundet etableringstiden er markedsføring et relevant tiltag. Markedsføring til at håndtere nettilstrækkelighed kan typisk hurtigere etableres, men kan medføre højere omkostninger over lang tid.

3.2 Grundlæggende opbygningsprincip for elnettet

For at påvirke elforsyningssikkerheden er det nødvendigt med forståelse for, hvordan elnettene er opbygget. Der er fx stor forskel på måden, hvorpå eldistributions- og eltransmissionsnettet er fysisk dimensioneret. Begge net er opbygget efter N-1 princippet, som sikrer, at elforbrugere kan forsynes hurtigt igen, hvis de afkobles grundet en fejl i et af nettene, men princippet tolkes forskelligt.

²⁴ <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Dialog-og-planlaegning/Forudsætninger>

Grundet tolkningerne af N-1 princippet er nettene opbygget forskelligt. I eltransmissionsnettet tolkes N-1 princippet til, at forbrug ikke må afkobles ved en fejl. I eldistributionsnettene sikrer samme princip, at forbrug kan afkobles, men skal kunne genforsynes inden for rimelig tid. Forskellen i tolkningen af N-1 princippet er i høj grad baseret på konsekvenserne i forbindelse med afbrud og mængden af anlægskomponenter.

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

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

Anlægsmasse i eltransmissionsnettet og -distributionsnettene

De netkomponenter, som udgør eltransmissionsnettet, er væsentligt dyrere end tilsvarende komponenter i eldistributionsnettene. Af denne årsag er der ikke en tilsvarende forskel i den samlede værdi af eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene. Værdien af det fysiske elnet på de to niveauer er forholdsvis sammenlignelig.

	Eltransmissionsnettet		Eldistributionsnettene	
Kabel- og luftledningsanlæg	Ca.	7.000 km	Ca.	160.000 km
Transformeringspunkter	Ca.	220 stk.	Ca.	71.000 stk.
Bogført værdi	Ca.	29.100 mio. DKK	Ca.	41.000 mio. DKK

Kilde: Energinets Årsrapport 2017, Energinet Eltransmission A/S, Dansk Energi og Forsyningstilsynets effektiviseringskrav til netvirksomhederne for 2017²⁵

3.3 Reinvesteringer

For at sikre elforsyningsikkerheden er det nødvendigt at have et stabilt og driftssikkert eltransmissionsnet. Dette kræver, at der holdes fokus på den tilstand, det eksisterende eltransmissionsnet er i. Eltransmissionsnettet skal derfor reinvesteres for at understøtte opretholdelsen af det nuværende niveau af nettilstrækkelighed.

Eltransmissionsnettets levetid

Energinet foretager løbende vurderinger af tilstanden på alle komponenter, som udgør eltransmissionsnettet. Disse vurderes på baggrund af deres faktiske tilstand. Ved etablering antages komponenterne at have en generel levetid. Denne er baseret på typen af komponenter. Transmissionskomponenter har en forventet levetid på 40 år, hjælpeudstyr en forventet levetid på 20 år og kommunikationsudstyr og elektronik en forventet levetid på 10 år.

På baggrund af tilstandsvurderingerne af Energinets komponenter kan restlevetiden vurderes. Den forventede levetid for en komponent kan dermed både op- og nedskrives, hvis dens faktiske tilstand ikke svarer overens med standardlevetiden.

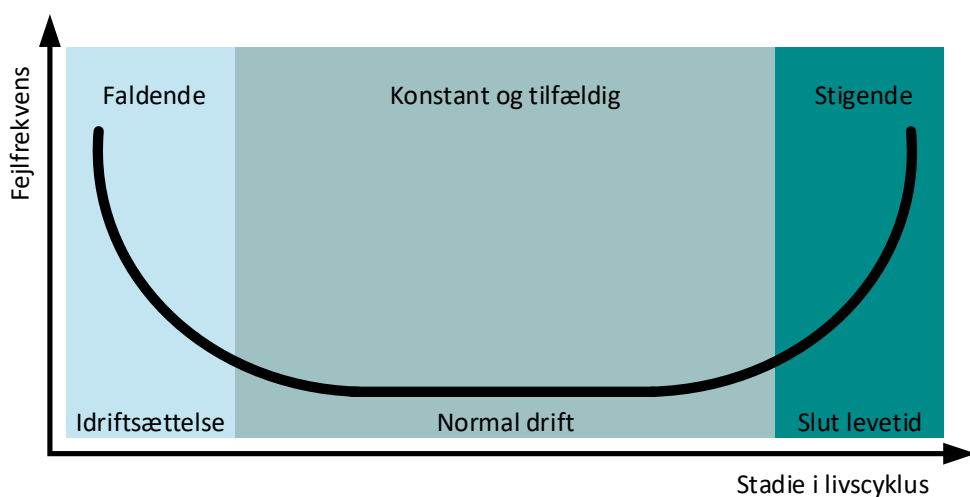
For at sikre et korrekt overblik over omfanget af komponenternes tilstand har Energinet i 2018 gennemført en ekstraordinær indsamling og verificering af data. Dette er gjort specifikt for komponenter, som er vurderet at være i dårlig

²⁵ <http://forsyningstilsynet.dk/hoeringer/el/effektiviseringskrav-til-netvirksomhederne-for-2017/>

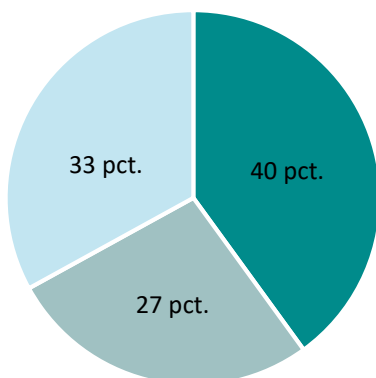
stand, komponenter med lav restlevetid og komponenter med manglende data. På baggrund af denne dataindsamling kan fremadrettet vedligeholdelse og reinvesteringsplanlægges hensigtsmæssigt.

Antallet af reinvesteringsopgaverne i eltransmissionsnettet er stigende, da en meget stor del af eltransmissionsnettet har nået sin forventede levetid. Størstedelen af det eksisterende 132 kV- og 150 kV-net blev etableret i perioden fra 1960-1980. Således har flere anlægskomponenter opnået en levetid på ca. 40-50 år. Energinet står derfor for første gang over for at skulle foretage reinvesteringsplanlægning i stort omfang.

Reinvesteringer er vigtige, da opbrugt levetid har direkte indflydelse på komponenters fejlsandsynlighed. Fejlsandsynligheden på komponenter følger typisk en badekarskurve, som det er illustreret i Figur 25. Her angives en aftagende fejlfrekvens i de første år efter komponentens idriftsættelse. Dette kan eksempelvis skyldes montagefejl og lignende, som vil komme til udtryk i den første del af levetiden. På samme måde vil fejlfrekvensen være stigende, når komponentens levetid er ved at være opbrugt. Dette skyldes generel slitage gennem levetiden. Imellem disse to perioder ligger komponentens brugbare levetid, hvor fejlfrekvensen er stabil.



Figur 25 Illustration af fejlfrekvens for Energinets komponenter i forhold til stadie i livscyklus.
Kilde: Energinet Eltransmission.



Figur 26 Andel af Energinets komponenter i de tre stadier af livscyklussen i Figur 25.

I Figur 26 er fordelingen af Energinets anlægskomponenter angivet på baggrund af deres levetid. Som det fremgår, har en stor andel af komponenterne opbrugt deres levetid. Disse komponenter bør dermed reinvesteres, for at eltransmissionsnettet kan drives sikkert.

Asset Management

I rollen som anlægsejer for eltransmissionsnettet foretager Energinet løbende risikovurderinger af nettets komponenter med henblik på at drive anlæggene med den højest mulige opetid og de mindst mulige omkostninger. I vurderingen af anlæggene indgår blandt andet:

- Tilstand
- Kritikalitet
- Opetid
- Økonomi

Konsekvenser ved manglende reinvestering

Som nævnt, står store dele af eltransmissionsnettet over for at skulle reinvesteres grundet dets historiske udbygning. Da der samtidig er et stigende behov for udbygninger af eltransmissionsnettet som følge af den grønne omstilling, er mængden af projekter, som skal gennemføres, meget stor. Denne store mængde af projekter betyder, at der for visse af reinvesteringerne må forventes en forsinkelse i forhold til det optimale tidspunkt for gennemførelse. Denne forsinkelse vurderes at være på mindst to år set i forhold til tidspunktet for det forventede behov. Kan reinvesteringsprojekterne ikke gennemføres rettidigt, er der risiko for, at det er nødvendigt at tage enkelte eltransmissionslinjer ud af drift. Dette vil kunne påvirke nettilstrækkeligheden og dermed påvirke elforsynings sikkerheden.

Der pågår et videre arbejde med prioritering af projekterne internt hos Energinet. Dette omfatter ligeledes en vurdering af eventuelle nødvendige tiltag for eventuelt at kunne udskyde reinvesteringerne. Når dette er gennemført, kan der gennemføres en egentlig konsekvensvurdering af påvirkningen på nettilstrækkeligheden.

Reinvesteringsarbejde kræver ofte længerevarende udetider, hvor der kan være begrænsede muligheder for hurtigt at reetablere anlæggene i tilfælde af fejl andetsteds i eltransmissionsnettet. Dette kan have konsekvenser for elforsynings sikkerheden. Disse konsekvenser vurderes dog forholdsvis små; sammenlignet med konsekvenserne ved ikke at reinvestere.

Revisions- og reinvesteringsplanlægningen har som nævnt en vigtig rolle i forhold til sikring af elforsynings sikkerheden. Som følge af mængden af reinvesteringer forventer Energinet en stigende mængde udetider i elnettet. Disse udetider skal planlægges, så de ikke medfører afbrydelser af elforbrugere. Revisioner og reinvesteringer i eltransmissionsnettet og på kraftværker skal sammentænkes for at undgå perioder med manglende net- eller effektilstrækkelighed. Reinvesteringer i eltransmissionsnettet skal ligeledes koordineres med udbygningsopgaver og saneringer som følge af forskønelser og andre nødvendige omlægninger. Ligeledes kan afbrydelser, planlagte såvel som ikkeplanlagte, i eltransmissionsnettet have indflydelse på kapaciteten på handelsforbindelserne, dette gælder især for 400 kV-nettet.

Udbygningen af eltransmissionsnettet og udbygningen af eldistributionsnettene er i høj grad foregået parallelt. Af denne årsag er der ligeledes et stigende behov for reinvesteringer i eldistributionsnettene. Der er dermed ikke udelukkende tale om en udfordring for Energinet, men for hele det samlede elsystem.

Konsekvens af aldrende eltransmissionsnet

Energinet undersøger løbende tilstanden af sine komponenter. I 2018 tog Energinet for første gang en luftledning ud af drift grundet ledningens tilstand. Luftledningen går fra Aabenraa til Sønderborg mellem to 150 kV-stationer.

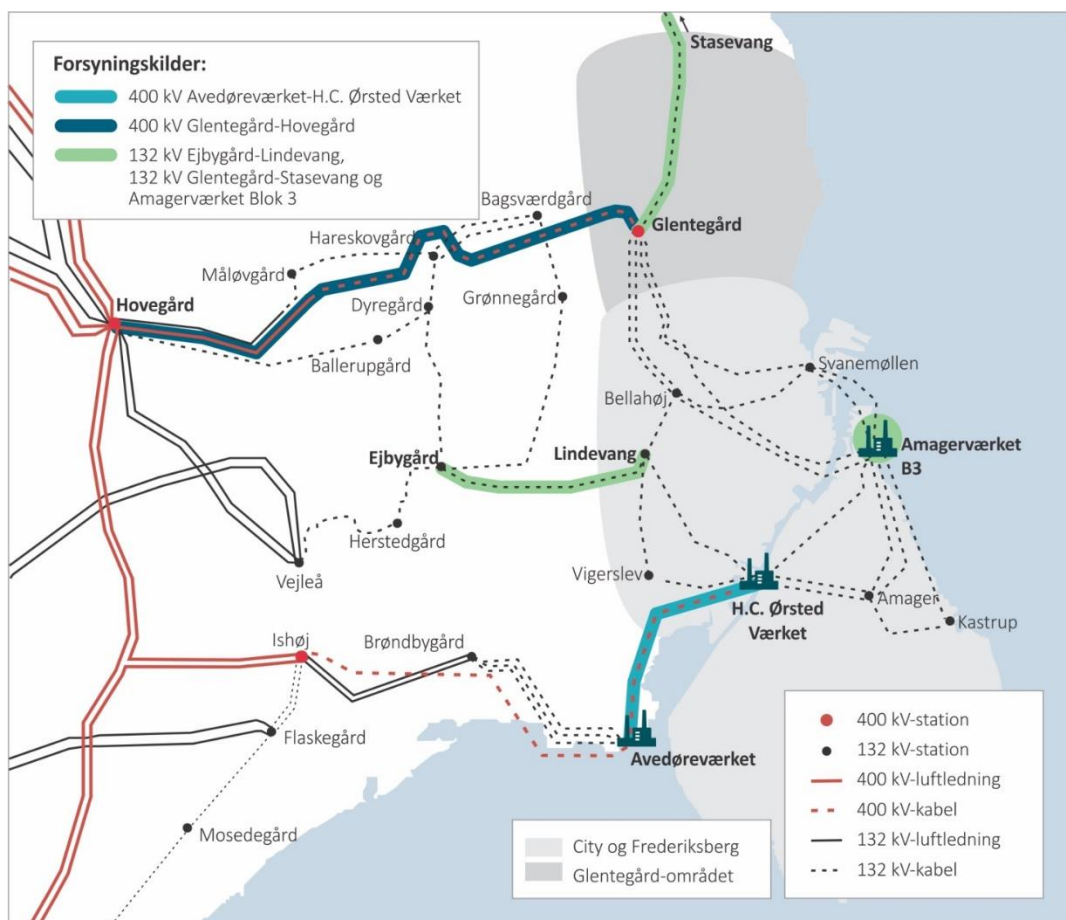
Tilstanden var inden for kort tid blevet væsentlig forringet og levede ikke længere op til gældende lovkrav. Selve ledningen skal udskiftes, før luftledningen kan tages i drift igen. Reinvesteringstiden af den pågældende ledning er ca. 9-12 måneder. Dette har ikke umiddelbart påvirket elforsyningssikkerheden i området, men mangel på anlæg vil alt andet lige føre til en mindre sikker driftssituation.

Den generelt høje alder på komponenter i eltransmissionsnettet gør, at tilstanden af de enkelte komponenter stadig er nedadgående. Dermed øges sandsynligheden for fejl. Derfor kan der forekomme lignende forværringer i tilstande hos andre komponenter over korte perioder. For at undgå lignende situationer er det derfor nødvendigt at have et stadig større fokus på reinvesteringsopgaver.

3.4 København

Elforsyningssikkerheden i Københavnsområdet er udfordret. Dette skyldes afvikling af termisk elproduktionskapacitet i Københavnsområdet i kombination med et aldrende elnet med stigende fejlsandsynlighed og udetider til følge samt forventninger om stigende elforbrug. Alle disse parametre påvirker området nettilstrækkelighed. I perioder med udetid på én af de 400 kV-linjer, som forbinder Københavnsområdet med resten af Sjælland, kan der opstå utilladelige belastninger af de øvrige linjer ved udfald af den tilbageværende 400 kV-linje. Dette betyder, at der kan opstå risiko for afkobling af elforbrugere i København for at undgå skader på eltransmissionsnettet. Samtidig gør disse faktorer det svært at foretage nødvendig vedligeholdelse af det resterende eltransmissionsnet.

Energinet arbejder fortsat på at skabe en langsigtet løsning til sikring af elforsyningssikkerheden i København. En del af denne løsning består i at etablere en ny 132 kV-linje ind mod området fra sydvest ind over Amager. Dette kabel er idriftsat i første del af 2019. Inden anlægsarbejdet med dette kabel begyndte, blev det vurderet, at risikoen for afkobling af elforbrugere i København var uacceptabel høj i tilfælde af fejl på én af de to 400 kV-linjer. Af denne årsag blev det derfor besluttet at anvende ekstraordinære tiltag for elforsyningssikkerheden i anlægsperioden. Energinet har dermed beordret Amagerværket blok 3 i kontinuert drift, indtil den nye 132 kV-linje kom i drift i marts 2019.



Figur 27 Illustration af forsyningskilder til København før idriftsættelsen af den nye 132 kV-linje ind mod København.

Beslutningen om beordring af Amagerværket blok 3 er baseret på en vurdering af, hvordan udfordringen med nettilstrækkeligheden kan løses med lavest mulige samfundsøkonomiske omkostninger. Energinet har som alternativ kunnet vælge præventivt at aflaste elforbrug i området for at undgå utilladelige belastninger efter fejl på en af de to 400 kV-linjer.

Med etablering af den nye 132 kV-linje er nettilstrækkeligheden ind mod Københavnsområdet sikret, indtil en endelig langsigtet struktur for eltransmissionsnettet ind mod Københavnsområdet er fastlagt og etableret. Energinet er opmærksom på denne problemstilling, ikke kun i forhold til København, men generelt ved udfasning af termiske kraftværker.

3.5 Lokale udfordringer på baggrund af stigende VE-produktion

Den stigende udbygning af elproduktion fra vedvarende energi i eldistributionsnettene fører visse steder i Danmark til lokale udfordringer med overbelastning af eltransmissionsnettet. Udfordringerne skyldes generelt, at elproduktion fra vedvarende energi kan bygges hurtigere, end eltransmissionsnettet kan udbygges. Udfordringerne er steget i de senere år grundet den store udbygning af vedvarende energi.

I de fleste tilfælde er netudbygninger den samfundsøkonomisk bedste løsning til at integrere mere VE-produktion. Indtil udbygningerne er gennemført, kan der være lokale udfordringer, hvor alternative løsninger må anvendes. Udfordringen med at aftage lokal VE-produktion ses i både Vestjylland og på Lolland.

Forsyning af Fyn

Energinet har tidligere haft en problemstilling i lighed med nettilstrækkelighed ind mod København. Sikringen af elforsyningen på Fyn har oprindeligt været afhængig af produktionskapaciteten på Fynsværket. For ikke at være afhængige af dette centrale kraftværk har Energinet etableret et nyt 150 kV-kabel mellem Fyn og Jylland og forstærket et eksisterende. Med disse forstærkninger er nettilstrækkeligheden mod Fyn sikret. Disse forstærkninger af eltransmissionsnettet blev idriftsat i 2017.

I Vestjylland er der også en begyndende tendens på grund af den store mængde vindmøller placeret der. For nuværende bliver dette dog afhjulpet grundet aftalen med TenneT om modhandel af kapacitet på den dansk-tyske grænse.

Der er etableret et samarbejde mellem Energinet, Dansk Energi og netvirksomhederne om at finde løsninger på udfordringerne, eksempelvis at stoppe lokal produktion. Netvirksomhederne kan stoppe vindmøllerne i eldistributionsnettene. Denne praksis er anvendt på Lolland, hvor vindmøllerne i perioder har været stoppet siden september 2017. Samtidig udarbejdes en langsigtet løsning med geografisk markedsbaseret afregning for lokal fleksibilitet.

3.6 Samarbejde med eldistributionsselskaberne

Energinet og netvirksomhederne samarbejder i en række fora for at sikre optimal anvendelse af eldistributions- og eltransmissionsnettet. Dette samarbejde gælder både for drift og marked. Samarbejdet er formaliseret i et Netsamarbejdsudvalg og et Markedssamarbejdsudvalg.

Netsamarbejdsudvalget

Netsamarbejdsudvalget fokuserer på den tekniske og driftsmæssige samarbejdsflade mellem eltransmissions- og eldistributionsnettene. Samarbejdet giver mulighed for at koordinere og prioritere aktiviteter, der har betydning for udvikling, planlægning og drift af det samlede elsystem. Ambitionen er, at der i fællesskab proaktivt og effektivt kan findes en række løsninger for understøttelse af den fremtidige drift og udbygning af elnettet.

Netsamarbejdsudvalget har også i 2018 løbende drøftet gennemførelsen af de EU-forordninger, som vedrører tilslutning til og drift af elsystemet. Disse netreglers gennemførelse berører alle dele af elsystemet og kræver en tæt dialog i branchen.

Markedssamarbejdsudvalget

Markedssamarbejdsudvalget fokuserer på den markeds-mæssige samarbejdsflade mellem eltransmissions- og eldistributionsnettene. Udvalgets opgaver vil være rettet mod de områder, som ligger inden for de naturlige monopoler i elforsyningen, såsom formidling og udveksling af måledata og tarifstruktur. Udvalget arbejder også med nye samarbejdsflader,

som er opstået i kraft af elsystemets udvikling, eksempelvis hvordan der kan udvikles markedsrammer for effektiv aktivering af fleksible ressourcer tilsluttet til eldistributionsnettene (fx i forbindelse med lokale udfordringer på baggrund af stigende VE-produktion) eller implementering af aggregatorer i forskrifterne.

Markedssamarbejdsudvalgets arbejde supplerer det brede markedssamarbejde, der drøftes i fora, som også indbefatter kommercielle aktører. Markedssamarbejdsudvalget har fokus på at være transparente og inddrage markedsaktører i projekter.

4. Appendiks D Robusthed

Robusthed er elsystemets evne til at håndtere både forstyrrelser i drift og pludselige udfald. Elsystemet skal være robust over for store ændringer i effektflow og udfald af komponenter, kraftværker og udlandsforbindelser, således at hændelser ikke påvirker stabiliteten af elsystemet. Robusthed handler om balancen i elsystemet inden en fejl samt dynamikken i elsystemet, lige når fejlen sker og i minutterne derefter.

For at sikre tilstrækkelig robusthed på længere sigt er det nødvendigt at kortlægge behovene præcist og teknologineutralt, så alle elsystemets fremtidige enheder kan bringes i spil til at løse behovet med et minimum af omkostninger for samfundet. Energinet udgiver årligt en 1-årig *Behovsvurdering for Systemydelser*²⁶. Denne omfatter blandt andet systembærende egenskaber og muligheder for blackstart.

Anvendelsen af automation i eltransmissionsnettet er stigende, da denne ligeledes kan anvendes til sikring af robusthed. Dette skyldes, at automatiseringen kan reagere hurtigt på hændelser i eltransmissionsnettet. Energinet forventer derudover på sigt at kunne optimere flow i det interne net ved hjælp af automation og dermed blandt andet reducere nettab.

Historisk skyldes afbrud af elforbrugere situationer med en grad af manglede robusthed. Eltransmissionsnettets robusthed er blandt andet baseret på, om alle komponenter er tilgængelige i drift. Energinet vurderer på baggrund af afbrudsstatistik for de sidste 20 år, at antallet af afbrudsminutter fra eltransmissionsnettet i normalår fastholdes på 1 minut. Forventningen skyldes, at robusthed primært omhandler hændelser, som ikke kan forudsiges. Herudover er der en væsentlig usikkerhed i forhold til konsekvenserne af den stigende fejlsandsynlighed i det aldrende elnet og forstående reinvesteringsefterslæb, som kan betyde, at der i mindre grad vil være situationer, hvor alle komponenter er tilgængelige.

4.1 Risikovurdering af robustheden

Der kan forekomme uendelig mange kritiske hændelser, som kan lede til overbelastninger, ustabilitet, systemkollaps og afbrud af elforbrugere. Derfor er det i praksis ikke muligt at sandsynliggøre alle risici for ustabilitet og ikkeleveret energi. Risikovurderingen er derfor baseret på tværgående analyser og tager udgangspunkt i udvalgte kritiske situationer.

Sikringen af robustheden baseres på tekniske krav til systemet og vurderes via analyser.

Analyserne bag risikovurderingen skal vise graden af robustheden i elsystemet i kritiske situationer. Særligt relevant er analyser af behovet for systembærende egenskaber.

²⁶ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Projekter-og-samarbejde/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

Sikring af robusthed på langt sigt

En måde at sikre robustheden er at sikre, at enheder, som er tilsluttet elnettet, ikke påvirker robustheden negativt.

Derfor definerer Energinet tekniske krav til enheder i elnettet. Det kan fx være produktionsenheder som vindmøller eller forbrugsenheder som datacentre. Kravene til nettilslutning betyder, at nye enheder ikke vil reducere robustheden i elsystemet. De nye enheder vil også kunne hjælpe med fx spændingsregulering, hvilket kan være en ydelse, som Energinet kunne indkøbe, og på den måde vil de nye enheder kunne bidrage til at opretholde robustheden. I forbindelse med nye tilslutninger ønsker Energinet derfor i høj grad at sikre, at enheder bliver tilsluttet, så de i fremtiden vil kunne deltage i et udbud for at levere ydelser til nettet.

Energinet kan også skaffe ydelser ved hjælp af bilaterale aftaler. I forbindelse med opstartsfasen for de kystnære vindmølleparker, Vesterhav Nord og Vesterhav Syd, blev der indgået en aftale mellem Energinet og Vattenfall om, at de to vindmølleparker skal levere aktiv spændingsregulering til transmissionsnettet. Den relative korte elektriske afstand mellem vindmølleparkerne og transmissionsnettet gør, at vindmølleparkerne kan bidrage til transmissionsnettets kontinuerlige spændingsregulering under stationære driftsforhold. Aftaler som denne bidrager til stabil drift af transmissionsnettet. Da en større og større del af den samlede produktionskapacitet udgøres af konverterbase-rede anlæg, er der gode erfaringer at hente i sådan en aftale.

Den negative påvirkning af robustheden fra elproduktionsenheder påvirker ikke kun det danske elsystem, men også de omkringliggende lande. Derfor er der behov for fælles tekniske krav på tværs af Europa. Dette sikres blandt andet gennem implementeringen af netreglen Requirements for Generators (RFG).

Systembærende egenskaber

Ved systembærende egenskaber forstås de ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet før, under og efter fejl:

- **Frekvensstabilitet:** Opretholdelse af stabil frekvens ud over hvad balanceringen i de aktive effektmarkeder formår. Inerti er den relevante egenskab.
- **Spændingsstabilitet:** Opretholdelse af stabil spænding hvor der er tilstrækkelig reguleringsevne til at stabilisere spændingen under varierende driftsforhold eller efter en fejl. Spændingsregulering er den relevante egenskab, men understøttes af niveauet af kortslutningseffekt.

Kortslutningseffekt er lagt under spændingsstabilitet, da det primært er i den forbindelse, at behovet opstår ud over behovet for kortslutningsstrøm til beskyttelse.

Systembærende egenskaber leveres blandt andet af termiske anlæg i drift og synkronkompensatorer samt nyere konverterbaserede anlæg, og effekten reduceres over længere afstande.

4.2 Behov for energi og andre ydelser i fremtiden

Den tidligere nævnte behovsvurdering for systemydelser skal samle et overblik over behovet på kort og længere sigt og give alle relevante aktører mulighed for at bidrage til at løse behovet på den bedst samfundsøkonomiske måde.

Et vigtigt element i behovsvurderingen er at opnå en dybere forståelse for, hvad der skal til for at sikre et robust elsystem med fremtidens teknologier, produktionsanlæg og forbrugere. Når behovet er kortlagt teknologineutralt, er det muligt at identificere den kortsigtede og langsigtede leveringsevne fra eksisterende enheder samt igangsætte initiativer, som skal lukke et eventuelt hul i leveringsevnen.

Energinet offentliggør årligt sin 1-årige behovsvurdering separat²⁷ og beskriver de langsigtede tendenser i *Redegørelse for elforsyningsikkerhed*. Herunder beskrives det forventede behov for blackstart og systemydelser på længere sigt.

Mulig ophævelse af kraftvarmekravet

Det har været diskuteret, om kraftvarmekravet til termiske kraftværker skal bortfalde. Kraftvarmekravet medfører kort fortalt, at der ikke kan bygges primære produktionsanlæg til fjernvarmeforsyning i centrale, affalds- og naturgasområder uden samproduktion af el og varme.

Kraftvarmekravets bortfald kan have forskellig indflydelse på elforsyningsikkerheden, alt efter om der ses på kort eller langt sigt. Energinet forventer dog, at niveauet for elforsyningsikkerhed ikke forringes væsentligt på sigt, selv om kraftvarmekravet ændres.

På kort sigt er elsystemet i situationer med en eller flere centrale netkomponenter ude af drift afhængigt af centrale termiske kraftværker til at levere flere forskellige ydelser. Derfor kan udfasningen af termiske kraftværker medføre stigende omkostninger til indkøb af systemydelser. Der kan ydermere opstå et behov for lokal netudbygning som følge af lukning af bestemte kraftværker, da de historisk set har været indregnet i planlægning af elnettet. Dette vil føre til øgede omkostninger til investeringer i elnettet.

Der forventes således en mindre påvirkning på kort sigt ved lukning af centrale kraftværker, men det vurderes ikke, at lukning af mindre kraftværker vil have samme betydning.

På sigt vil behovet for tekniske egenskaber ændre sig i takt med elsystemets udvikling. De egenskaber, de centrale kraftværker leverer i dag, kan erstattes af anden teknologi.

En ophævelse af kraftvarmekravet kan samtidig være den samfundsøkonomisk billigste løsning, hvis de samfundsøkonomiske besparelser for anlæggene er større end de øgede samfundsøkonomiske omkostninger for elsystemet.

4.2.1 Blackstart

Blackstart er idriftsættelse af elsystemet efter et blackout. Dette kan gøres på to måder, enten via eltransmissionsnetets forbindelser til omkringliggende TSO'ers områder eller via elproducerende enheder i det pågældende område.

Behovet for top-down blackstart vil i fremtiden ikke ændre sig, da levering fra Skagerrak 4 og AC-udlandsforbindelserne fortsat vil være til rådighed. Dertil kommer også nye HVDC-anlæg, som potentielt kan levere ydelser.

²⁷ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Projekter-og-samarbejde/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

Udbud på bottom-up blackstart-ydelsen har historisk været målrettet centrale termiske kraftværker. Disse er p.t. de eneste anlæg, som har mulighed for at levere ydelsen. I fremtiden, hvor det ikke er givet, at der er centrale termiske kraftværker til rådighed til at levere ydelsen, er det nødvendigt at sikre en mere præcis forståelse af behovet. Dermed kan udbuddet gøres mere teknologineutralt, og alternative enheder kan byde ind.

Energinet forventer fremadrettet at have behov for mindst én blackstart-ydelse i både Vest- og Østdanmark²⁸. Disse er historisk indkøbt med 2-3 års mellemrum.

Potentielle fremtidige muligheder for bottom-up blackstart, som undersøges yderligere, er:

- Softstart via konverterbaserede anlæg koblet med fx batteri-, vindmølle- eller solcelleanlæg. Softstart er en blackstart-metode, hvor spændingen langsomt bygges op enten fra et enkelt eller flere anlæg.
- Blackstart fra elproduktionsanlæg i eldistributionsnettene.
- Blackstart via synkronkompensatorerne, enten ved tilslutning af en turbine direkte til maskinen eller i kombination med mindre generatoranlæg.

Det er vigtigt at sikre rettidig identifikation af behovet, så eventuelle anlæg kan etableres hvis nødvendigt.

Blackstart fra HVDC-anlægget Skagerrak 4

Traditionelt har de centrale termiske kraftværker leveret blackstart-ydelsen, og ydelsen vil også fortsætte med at blive udbudt til markedet. Men den danske omstilling til et elsystem baseret næsten udelukkende på vedvarende energi gør, at det er nødvendigt at finde øvrige løsninger for at sikre denne vigtige funktion. Skagerrak 4 er en af Energinets muligheder, når elforsyningen skal genstartes efter blackout.

Energinet foretog derfor i 2018 en test af Skagerrak 4's evne til at spændingssætte en stor andel af transmissionsnettet og sikre, at elforbrugerne hurtigt kan genforsynes i et blackout-scenarie. Testen gik ud på at starte en længere eltransmissionslinje uden spænding fra Skagerrak 4's anlæg ved Viborg til Nordjyllandsværket A/S' elkedelanlæg i Aalborg, og efterfølgende forsynes elkedelanlægget. Dette er en distance på ca. 100 km fordelt over flere transformere, luftledninger og kabler. Testen var en succes, og det lykkedes at gennemføre forskellige tilgange i processen og at starte samt forsyne elkedelanlægget på kraftværket.

Skagerrak 4 fungerede som forventet. Samtidig fungerede samarbejdet internt i Energinet og med Nordjyllandsværket upåklageligt. Energinet har således mulighed for at starte dele af elnettet efter et blackout både ved hjælp af Skagerrak 4 og aftalerne indgået med kraftværker.

4.2.2 Behov for systemydelser til sikring af systembærende egenskaber

Der vil fortsat være et behov for systembærende egenskaber, men for at sikre den mest omkostningseffektive løsning og minimere antallet af investeringer i netkomponenter skal behovet konkretiseres. Det vil blandt andet sige, at krav til spændingsregulering skal kvantificeres og opgøres i enheder fx Mvar og ikke i antal anlæg. Når behovet er blevet klarlagt, er det også muligt at konkretisere den fremtidige leveringsevne.

For at opnå en større indsigt i de konkrete behov er der igangsat et pilotprojekt på Lolland. Dette har fokus på spændingsregulering. Det udbydes teknologineutralt, så alle relevante leverandører kan byde ind. Derudover igangsættes studier, som skal forsøge at opdele de ydelser, som centrale termiske kraftværker historisk har leveret som en samlet

²⁸ Nuværende aftaler kan findes på <https://energinet.dk/El/Systemydelser/indkob-og-udbud/Laengerevarende-aftaler>

pakke, så specifikke behov kan identificeres. Det skal samtidig sikre, at reglerne for statsstøtte kan overholdes i forbindelse med en eventuel markedsføring.

Energinet har i perioden 2015-2017 analyseret behovet for systembærende egenskaber i forhold til at kunne drive elsystemet sikkert i tilfælde af fejl. Disse meget omfattende analyser har afdækket en lang række scenarier og viser, at elsystemet er mere robust end tidligere vurderet. For yderligere information, læs Energinets publikation *Behov for systembærende egenskaber i Danmark*²⁹. Behovet vurderes nationalt og lokalt.

De nationale analyser viser, at i dag dækker eltransmissionsnettets egne komponenter behovet for systembærende egenskaber ved intakt net i stort set alle driftssituationer. Dette forventes ligeledes understøttet af alle nye handelsforbindelser.

I forbindelse med planlagt arbejde i eltransmissionsnettet kan der lokalt opstå et yderligere behov for systembærende egenskaber fra bestemte enheder i elnettet. Behovet kan fx opstå ved sjældne revisioner på bestemte linjer. Energinet har et løbende fokus på at optimere driften af eltransmissionsnettet, således at der opstår så få lokale behov for ekstra systembærende enheder som muligt.

Der kan lokalt opstå situationer, hvor det vil være nødvendigt for Energinet at indkøbe systembærende egenskaber. Disse indkøb kan derfor have højere omkostninger ved en hurtigere udfasning af centrale termiske kraftværker.

Systembærende egenskaber sikrer, at fejl ikke eskalerer. Det gør de ved at sikre grundlæggende spændingsregulering under et fejlforløb i eltransmissionsnettet. Det er derfor ikke muligt at undvære systembærende enheder. Ved at udnytte andre komponenter bedre, via blandt andet automation, vil behovet for de nuværende systembærende enheder kunne reduceres.

4.3 Markedsføring

Opdateringen af *Lov om elforsyning* understøtter Energinets mulighed for at fremskaffe nødvendige ydelser på markedsbaserede vilkår, også i de situationer, hvor der ikke er konkurrence. Energinet forsøger at markedsføre så mange ydelser, som det er teknisk og samfundsøkonomisk muligt. Med markedsføring forstås, at Energinet har defineret en række behov for elsystemet og konkretiseret dem i en produktdefinition, som opfylder den ønskede kvalitet, og som kan leveres af andre aktører end Energinet. Behovene opstår som følge af elsystemets fysiske opbygning og ændrer sig løbende sammen med energisystemet.

Energinet skal derfor, som følge af lovændringen, hvert år udarbejde en behovsvurdering for systemydelser. Denne udkom første gang i april 2019. Produktdefinitionerne skal være teknologineutrale, så bredest mulig deltagelse i leveringen af ydelsen sikres. Metoder til identificering og håndtering af behov skal være transparente, så det er muligt at forstå oprindelsen og sikre forudsigelighed.



Figur 28 Proces mod markedsføring³⁰.

²⁹ <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Behov-for-elsystembaerende-egenskaber>

³⁰ Se mere om Energinets behovsvurdering på <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Projekter-og-samarbejde/Markedsfoerelse-og-behovsvurdering>

Behovene kan fremskaffes på forskellig vis, blandt andet via tilslutningsaftaler, aftaler med netvirksomheder eller TSO'er, via Energinets egne anlæg eller ved hjælp af indkøb. Indkøb kan ske løbende gennem markeder eller udbud. Markedsformen afhænger af behovets karakteristika, fx mulighed for at forudse behov, længde af behov og hyppighed. Slutteligt har Energinet også mulighed for at foretage afhjælpende tiltag i form af beordringer, i tilfælde af at der ikke er mulighed for at fremskaffe ydelserne på anden vis. Energinet arbejder for at undgå anvendelse af beordringer.

4.4 Styring og automation

Energinet arbejder i disse år meget med automation i elsystemet. Automation bidrager til robustheden ved at reagere hurtigere på ændringer i elsystemet, end det ellers ville være praktisk muligt. Samtidig reduceres risikoen for procedurefejl, og det er muligt at drive elnettet tættere på grænsen. Dermed kan automation også medvirke til at reducere omfanget af investeringer i elnettet.

Automation i elnettet er nødvendig, da kompleksiteten af elsystemet stiger. Det skyldes blandt andet flere HVDC-forbindelser og komplekse AC-kabelanlæg, herunder kabler til havvindmøleparker. Elproduktionen bliver ligeledes mere fluktuerende. Dette betyder hurtigere og hyppigere ændringer i flow, både i det interne elnet og på udlandsforbindelser.

Automationen udfører ind- og udkoblinger af komponenter og ændringer af indstillinger, som ellers skulle være foretaget i Energinets KontrolCenter El. Automationen gør, at der bruges færre manuelle ressourcer på overvågning af lokale områder. Derudover findes procedurer, som ikke kan udføres manuelt grundet den nødvendige meget korte reaktionstid. Automationen sikrer derfor, at elnettet kan drives mindre konservativt.

Implementeringen af automation er for nuværende kun sket lokalt for at løse lokale udfordringer. Et af de tiltag inden for automation, som Energinet arbejder med, er såkaldte reactive power controllers (RPC). Yderligere øges anvendelsen af spændingsregulering fra nye vindmøleparker. Dermed vil også disse bidrage til at opretholde en stabil spænding.

Et andet tiltag er de såkaldte systemværn, som hurtigt kan tilpasse flows, hvis der opstår fejl i nettet. Det gør det også muligt at udnytte den fulde kapacitet i elnettet bedre i normale situationer.

Energinets ambition er på sigt at indføre automatisk optimering af flows- og spændingsregulering ved hjælp af centrale beregninger på det samlede elnet. Dette vil ikke være en erstatning for de decentraler reguleringer, men et samspil med disse. Dette forventes at føre til mindre tab af energi i elnettet, forøget stabilitet og sikkerhed.

4.5 Netstudier på Fyn

Eltransmissionsnettet i Vest- og Østdanmark er elektrisk forbundet af en HVDC-forbindelse fra Fyn til Sjælland kaldet Storebæltsforbindelsen. Storebæltsforbindelsen kan overføre 600 MW, men dette kan reduceres i tilfælde af en række

Pilotprojekt på Lolland

I forbindelse med udviklingen af behovsvurderingen er der iværksat et pilotprojekt i Radsted på Lolland. Formålet med pilotprojektet er at teste, og samle erfaring med, teknologineutrale produktspecifikationer og markedsregulering, som kan indarbejdes i fremtidige behovsvurderinger. Pilotprojektet vil køre i ét år fra juni 2019 til juni 2020.

Pilotprojektet skal teste et geografisk lokalt marked for spændingsregulering. Dette gøres i et pilotprojekt for at identificere barrierer for nye og eksisterende teknologier for således at sikre, at definitionen er teknologineutral og samtidig kan opfylde Energinets behov for spændingsregulering i et lokalt afgrænset område. Derudover skal erfaringerne fra pilotprojektet føde ind i en kommende metode, der skal benyttes ved udbud af spændingsregulering fremadrettet.

af bestemte fejl. Ved disse fejl aktiveres en automatik i eltransmissionsnettet, og den begrænser muligheden for overførsel. Denne automatik kaldes et *systemværn* og findes i begge landsdele.

Til en forestående reinvesterings af en 400 kV-linje fra Jylland til Fyn har Energinet foretaget en analyse for at afdække potentielle udfordringer. Analysen viste, at hvis systemværnet aktiveres og begrænser overførslen på Storebæltsforbindelsen, kan der opstå utilladeligt høj spænding i eltransmissionsnettet på Fyn. Dette skyldes, at når der sker store og pludselige ændringer i overførslen på Storebæltsforbindelsen, så stiller det store krav til eltransmissionsnettets evne til at opretholde stabil drift, da for høj spænding eksempelvis kan medføre varige skader på anlæg eller utilsigtede udkoblinger.

For at undgå for høje spændinger skal spændingsregulering svarende til mindst én roterende enhed (enten Energinets synkronkompensator eller en central kraftværksblok) være i drift imens. Hvis dette er opfyldt, kan reinvesteringsen gennemføres med samme niveau af elforsyningsikkerhed på Fyn, og markedskapaciteten på Storebæltsforbindelsen kan opretholdes. Alternativt skal kapaciteten på Storebæltsforbindelsen reduceres fra 600 MW til 250 MW.

Energinet er i gang med opfølgende analyser, som skal vurdere, hvordan denne udfordring bedst løses.

5. Appendiks E IT-sikkerhed

Den øgede digitalisering og anvendelse og afhængighed af IT-systemer til styring og overvågning af elsystemet betyder, at nedbrud og fejl på IT-systemer i stadig større grad kan påvirke elforsyningssikkerheden. Dette gælder for alle aktører i elsystemet. Energinet har i 2018 oplevet et stort IT-nedbrud, som dog ikke gav anledning til afbrydelse af elforbrugere.

Center for Cybersikkerhed³¹, som er en del af Forsvarets Efterretningstjeneste, vurderer, at truslen fra cyberspionage og -kriminalitet er meget høj. Energinet har i den seneste tid også set en intensivt i aktiviteter af denne type.

Blandt de aktiviteter Energinet benytter til at imødegå denne udfordring kan nævnes monitoreringsværktøjer, som skanner og holder øje med mistænksom aktivitet på IT-trafik både udefra og internt på Energinets netværk, og Energinets Security Operations Center, som overvåger IT-infrastrukturen i Energinet og alarmerer ved risiko eller i tilfælde af uautoriseret aktivitet.

Derudover står Energinet for at sikre den nordiske koordinering og kommunikation i tilfælde af større IT-sikkerhedshændelser. Beredskabet i elsektoren skal sikre, at elforsyning kan fortsættes eller genoprettes med minimale konsekvenser ved IT-hændelser. De nordiske TSO'er har også samarbejder om håndtering af større cyberangreb og -trusler. På baggrund af dette er der i 2018 gennemført en større nordisk øvelse.

5.1 Trusselvurdering

IT-systemer anvendes i stigende grad til at overvåge og styre komponenter, balancen og markeder i elsystemet. Øget digitalisering og nye teknologiske løsninger giver ikke blot firmaer i elsektoren og elforbrugere nye muligheder. Den større afhængighed af IT betyder også, at elsystemet bliver mere sårbart, hvis IT-systemer i perioder ikke er tilgængelige, eller der er fejl i disse. Der er derfor fokus på både høj oppeetid af intern IT og eksterne trusler mod IT-sikkerheden. Den større afhængighed af IT gælder ikke kun Energinets systemer, men også netvirksomhedernes, elproduktionselskabernes og de balanceansvarliges IT-systemer.

Nogle få nedbrud og enkelte datafejl har typisk ingen effekt på elforsyningssikkerheden, da der er sikret redundans i systemerne. Omfattende og samtidige nedbrud kan derimod påvirke elforsyningssikkerheden. I den seneste trusselvurdering fra Center For Cybersikkerhed (CFCS) vurderes, at:

IT-hændelser

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

Indflydelsen af IT-systemer på et lands elforsyningssikkerhed blev yderligere understreget i december 2016, hvor Ukraine oplevede et cyberangreb, som efterlod dele af landet uden elektricitet i flere timer, og cyberangrebet på virksomheder i 2017, hvor IT-infrastrukturen hos især A.P. Møller – Mærsk A/S var hårdt ramt.

³¹ <https://fe-ddis.dk/CFCS/Pages/cfcs.aspx>

- "Truslen fra cyberspionage er **MEGET HØJ**. Truslen er især rettet mod danske myndigheder, som har oplysninger, der er strategisk, politisk eller økonomisk værdifulde for fremmede stater. Visse stater udfører også cyberspionage mod danske virksomheder. Stater gør generelt mere for at skjule deres cyberspionage.
- Truslen fra cyberkriminalitet er **MEGET HØJ**. Cyberkriminalitet er et globalt fænomen, der også rammer danske myndigheder, virksomheder og borgere. Der er særligt en betydelig trussel fra cyberkriminalitet, der sigter mod at afpresse penge fra myndigheder, virksomheder og borgere. Der er cyberkriminelle netværk, der arbejder organiseret og langsigtet, og statsstøttede hackere står sandsynligvis også bag cyberkriminalitet³²."

Samtidig er sandsynligheden for, at en aktør i elsystemet bliver ramt af angreb, som ikke er målrettede, stigende. Afhængig af aktørens ansvarsområde vil et udfald hos en enkelt aktør ikke have stor påvirkning. Såfremt en række aktører er udsat for et cyberangreb på samme tid, kan det imidlertid have stor betydning for elforsyningssikkerheden.

På trods af at målrettede angreb vurderes som mindre sandsynlige, så betyder den brede anvendelse af samme type IT-systemer i elsystemet, at ikkemålrettede angreb kan ramme flere aktører i sektoren samtidig. Energinet har i den seneste tid set en intensivering i aktiviteter som scanninger og forsøg på kompromitteringer. Det er Energinets vurdering, at disse forsøg på angreb vil stige i fremtiden.

5.2 Internationalt samarbejde

Truslerne mod IT-sikkerheden spredes momentant igennem netværk. Dette medfører, at en trussel, eller opdagelsen af en ny sårbarhed i et program, er global i det øjeblik, at de ramte systemer forbindes med internettet. For at beskytte sine systemer mod truslerne skal Energinet kunne finde sårbarhederne, før de udnyttes. Energinet skal have adgang til viden fra andre og skal kunne dele denne viden for effektivt at kunne beskytte IT-systemer. Der er derfor behov for samarbejde internationalt og nationalt.

Internationalt arbejder såvel EU som NATO for, at medlemsstater kan dele informationer om cyberangreb og -trusler hurtigt.

Beredskabet i elsektoren har til formål at sikre, at elforsyning kan fortsættes eller genoprettes med minimale konsekvenser for elforsyningen ved IT-nedbrud. I bekendtgørelse nr. 425 af 01/05/2018³³ er Energinet pålagt at bevare et overblik over IT-systemer og IT-informationer, som deles mellem flere aktører i elsystemet. Energinet har oprettet en funktion, hvor alle IT-vagter i Energinet sidder samlet. Det betyder, at der kan ageres hurtigere og mere effektivt over for hændelser.

I det nordiske beredskab samarbejder Energinet og Energistyrelsen med nordiske kollegaer for at dele viden om trusler, risici og sårbarheder. De nordiske TSO'er har også etableret et samarbejde omkring håndtering af større cyberangreb og -trusler, blandt andet blev der i 2018 gennemført en større nordisk øvelse, Black Screen 2.

³² <https://fe-ddis.dk/cfcs/Situationsbilleder/Pages/cybertruslen.aspx>

³³ Bekendtgørelse om it-beredskab for el- og naturgassektoren, BEK nr. 425 af 01/05/2018

Nordic Exercise – Black Screen 2

I 2018 blev der afholdt en fælles nordisk beredskabsøvelse. Øvelsen var en fortsættelse af Black Screen 1, der blev afholdt året før.

Overordnet set var øvelsen en kommunikationsøvelse, hvor de nordiske lande trænede i at kommunikere og informere hinanden i en situation, hvor en eller flere nordiske lande var ramt af flere samtidige IT-sikkerhedshændelser.

Scenariet tog afsæt i en hacktivist-gruppe, der var modstandere af fossile brændstoffer til anvendelse i energisektoren, og som derfor valgte at udføre et fælles angreb mod den nordiske energisektor. Ved øvelsen i år var det lykkedes hacktivist-gruppen at plante malware i SCADA-systemerne. Dermed havde gruppen adgang til at overtage SCADA-systemerne hos samtlige nordiske TSO'er.

I selve øvelsen var det ikke kun TSO'er, der deltog, men også myndigheder. De deltagende lande afholdt øvelsen fra deres egne domiciler for at gøre øvelsen i kommunikation mere realistisk. Det var således en træning i at være opmærksom på at få informeret og kommunikeret til hinanden, således at alle havde et fyldestgørende grundlag for at træffe beslutninger.

Proaktiv IT-sikkerhed

Energinet har afsat dedikerede ressourcer til kontinuerlig overvågning af IT-sikkerheden for proaktivt at kunne reagere på hændelser, trusler og abnorme mønstre i datastrømme. Med den viden, der opbygges her, kan Energinet ikke kun forbedre egen IT-sikkerhed, men også bidrage til det samarbejde, som Energinet har med sektorens virksomheder, myndigheder og nabo-TSO'er.

Ligeledes arbejder Energinet aktivt med Security-by-Design med sikker kommunikation, adgangsstyring til systemer og spredning af risici, når styresystem bygges. Metoder til Security-by-Design tager afsæt i internationale standarder og best practises. Her tages udgangspunkt i Europa-Kommissionens Smart Grid Task Force og samarbejdet i ENTSO-E. Energinet deltager aktivt i arbejdet med elsektorens Nationale Cyber- og Informationssikkerhedsstrategi³⁴, hvor Security-by-Design ligger højt på dagsordenen i mange af strategiens initiativer.

³⁴ <https://efkm.dk/media/12491/cyber-og-informationssikkerhedsstrategi-for-energisektorerne.pdf>

6. Appendiks F Kapitler og paragraffer

Tabel 24 beskriver, hvilke kapitler i redegørelsen, som forventes at afdække paragrafferne i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*.

Kapitel	Paragraf
Resumé	-
1. Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed	§ 27, stk. 2, nr. 3) og stk. 3
2. Hvad er elforsyningssikkerhed	-
3. Status på elforsyningssikkerhed	-
4. Forventninger til udviklingen i elsystemet	§ 29, nr. 1), 5) § 32
5. Tiltag til at påvirke elforsyningssikkerheden	§ 27, stk. 2, nr. 3)
6. Uddybelse af anbefalingen	§ 27, stk. 3 og stk. 4
Appendiks	
1. Elforsyningssikkerhed 2018	§ 27, stk. 2, nr. 1) § 28 § 33
2. Effektilstrækelighed	§ 27, stk. 2, nr. 2) § 29, nr. 1), 3), 4) og 6) § 30 § 31
3. Nettilstrækelighed	-
4. Robusthed	§ 29, nr. 2)
5. IT-sikkerhed	-
6. Kapitler og paragraffer	-
7. Ordforklaring	-

Tabel 24 Kobling mellem kapitler og paragraffer i *Bekendtgørelse om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., BEK nr. 1217 af 15/10/2018*.

7. Appendiks G Ordforklaring

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

Igennem redegørelsen er officielle dokumenter og love angivet med *kursiv* i teksten. Dette er ikke gældende for bekendtgørelser.

Fodnoter anvendes til kildehenvisninger, eksempelvis henvisninger til hjemmesider, love og bekendtgørelser. Hvis en henvisning optræder mere end én gang, anvendes der kun fodnotehenvisning første gang den optræder.

Begreb	Beskrivelse
Afbrudsminutter	Ikkeleveret elektricitet (bagudrettet eller fremadrettet) divideret med områdets elforbrug (Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2)) ganget med antal minutter i et år, jævnfør definition i BEK nr. 1217 af 15/10 2018. For netvirksomhederne opgøres afbrudsminutter i forhold til antallet af kunder (leveringspunkter). De to opgørelsesmetoder giver meget sammenlignelige afbrudsminutter. Afbrudsminutter dækker kun over ufrivillig mangel på el.
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves, også kendt som sekundær reserve. Benyttes til frekvensgenopretning.
Alert state	Driftsstatus, som udmeldes til elektrisk forbundne nabolande i situationer med presset elforsyningssikkerhed. Definition findes i netreglen System Operation Guideline under kapitel, artikel 18, stk. 2.
BID	<i>Better Investment Decisions</i> . En elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa og afspejler således den danske tilknytning til omverdenen.
Blackout	Ukontrolleret afbrydelse af hele – eller dele af – elnettet i et elprisområde
Blackstart	Genoprettelse af elnettet efter blackout.
Bottom-up blackstart	Bottom-up blackstart er opstart fra elproducerende enheder i området.
Brownout	Kontrolleret afkobling af elforbrugere, som følge af mangel på tilstrækkelig el.
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management. Netregel vedr. kapacitetsberegning, day ahead- og intraday-markederne. ³⁵
CEP	Clean Energy Package. Lovgivningspakke fra Europa-Kommissionen, der består af 8 konkrete lovgivningsforslag.
CNTC	Coordinated Net Transmission Capacity er en metode til at vurdere og fastsætte overførselkapaciteter mellem elprisområder.
CONE	Cost of New Entry (indgangsomkostning) beskriver den årlige omkostning baseret på investeringsomkostninger og faste omkostninger for ny elproduktionskapacitet eller fleksibelt elforbrug.

³⁵ Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32015R1222>

Day-ahead-markedet	Elleverandører og producenter handler i day-ahead-markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.
EB	Electricity Balancing. Netregel om etablering af et fælleseuropæisk balancemarked. ³⁶
EENS	Expected Energy Not Served. Beregnet forventet mængde af elektricitet, der ikke kan leveres, fordi produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området. EENS beregnes på timebasis og summeres på årsbasis. EENS inddrager prisfleksibelt elforbrug i den udstrækning, det er til rådighed.
EUE	Expected Unserved Energy. EENS korrigeret for kontrollerede, præventive elafbrydelser (brownouts) samt ukontrollerede elafbrydelser (blackouts).
Effektminutter	Ikkeleveret elektricitet (beregnet fremadrettet som EUE) divideret med områdets elforbrug ganget med antal minutter i et år for den del, der vedrører produktionsnettet og eksterne forbindelser mellem elprisområder.
Effekttilstrækkelighed	Sandsynlighed for, at der er effekt nok til rådighed i et område (DK1, DK2 eller andre prisområder), under hensyntagen til elproduktion, eksterne elforbindelser og fleksibelt elforbrug, jævnfør BEK nr. 891 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.
El	Elektricitet, som produceres af elproducerende enheder, fx kraftværker og vindmøller, og som forbruges af blandt andet elektriske maskiner eller til belysning.
Eldistributionsnettene	Elnet på et spændingsniveau under 100 kV. Bruges typisk til at flyttes el kortere distancer og har typisk tilsluttet mindre kraftværker, mindre vindmølleparker og mindre elforbrugere (fx almindelige husholdninger).
ELFAS	Elselskabernes Fejl- og Afbudsstatistik. En samlet statistik, hvortil næsten alle netvirksomheder i Danmark indmelder elafbud.
Elforsynings sikkerhed	Sandsynlighed for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges, jævnfør <i>Lov om elforsyning</i> § 5, stk. 1, nr. 6.
Elnettet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene.
Elprisområde	Geografisk område, hvor det antages, at der ikke er flaskehalse i elsystemet, hvorved elprisen er ens for alle elforbrugere i området.
Elsystemet	Fælles betegnelse for eltransmissionsnettet, eldistributionsnettene, handelsforbindelser, elproducerende enheder og andet der bidrager til opretholdelse af elforsyningen.
Eltransmissionsnettet	Elnet på et spændingsniveau over 100 kV. Bruges typisk til at flytte el over lange distancer og har typisk tilsluttet store kraftværker, store vindmølleparker og store elforbrugere (fx datacentre).
Energinet	Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed under Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. Energinet ejer og udvikler eltransmissionsnet og gasnet i Danmark for at indpasse mere vedvarende energi, opretholde forsyningssikkerhed og sikre lige markedsadgang til nettene.
Energinet Elsystemansvar	Energinet Elsystemansvar A/S er en del af Energinet-koncernen. Elsystemansvar har ansvar for opretholdelsen af den danske elforsynings sikkerhed og drive det

³⁶ Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>

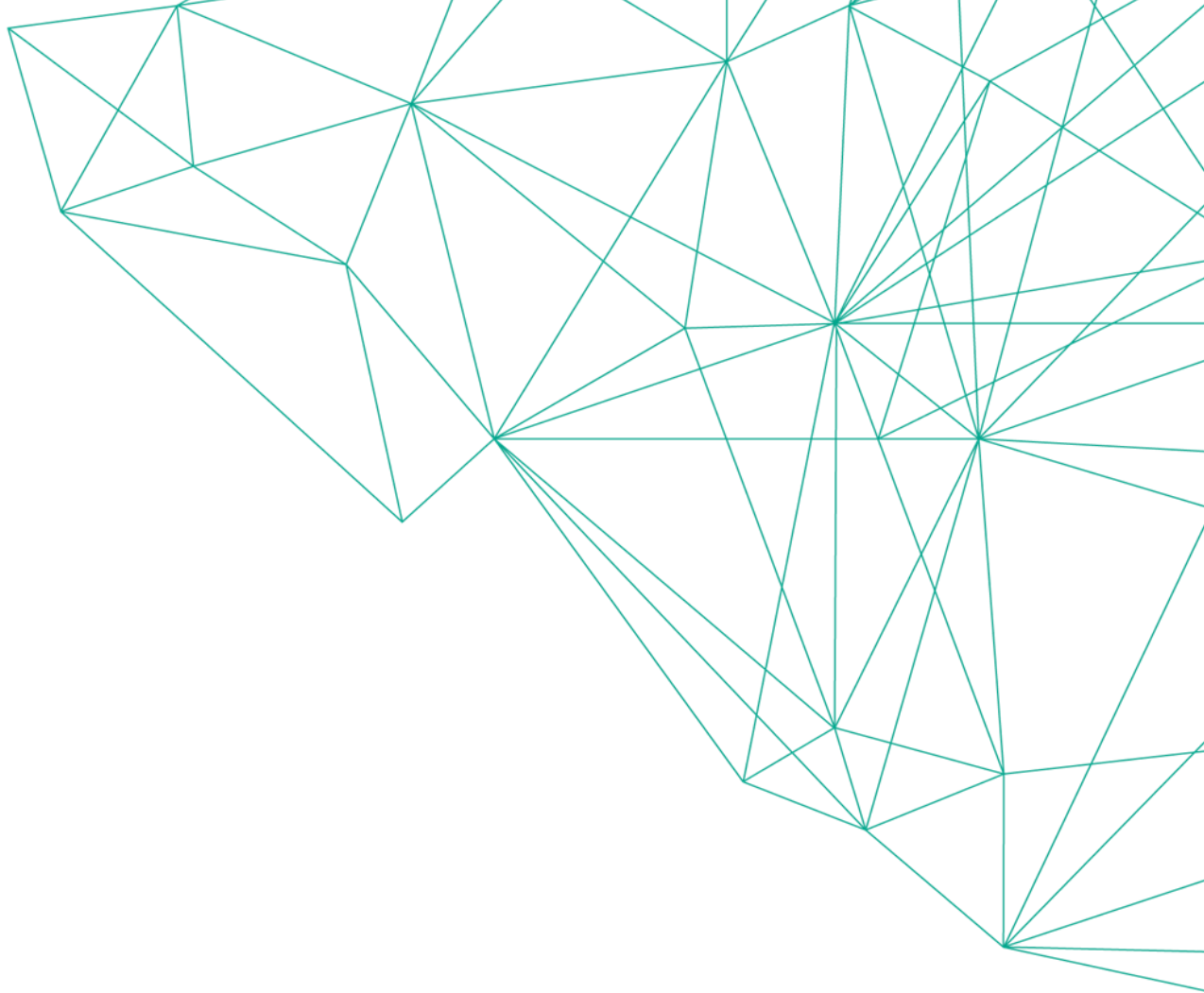
	danske eltransmissionsnet. Herudover også at bidrage til markedsudvikling på elområdet og en målrettet forsknings- og innovationsindsats.
Energinet Eltransmission	Energinet Eltransmission A/S er en del af Energinet-koncernen. Eltransmission arbejder med optimering, vedligeholdelse og udvikling af det danske eltransmissionsnet.
ENTSO-E	European Network of Transmissions System Operators for Electricity. Sammenlutning af europæiske TSO'er.
Expected Energy Not Served (EENS)	Beregnet forventet mængde af elektricitet, der ikke kan leveres, fordi produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området. EENS beregnes på timebasis og summeres på årsbasis. EENS inddrager prisfleksibelt elforbrug i den udstrækning, det er til rådighed.
Expected Unserved Energy (EUE)	EENS korrigeret for kontrollerede, præventive elafbrydelser (brownouts) samt ukontrollerede elafbrydelser (blackouts).
FCR	Frequency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til frekvensstabilisering.
FRT	Fault Ride-Through. Dækker over, at vindmøller skal forblive tilkoblet eltransmissionsnettet gennem et fejlforløb.
FSI	<i>Forsynings sikkerhedsindex</i> . Model til modellering af effektilstrækkelighed, som Energinet tidligere har benyttet.
HVAC	Betegnelse for højspændingsvekselstrømsnet.
HVDC	Betegnelse for højspændingsjævnstrømsnet.
Intraday-markedet	Markedet mellem day-ahead-markedet og én time før selve driftstimen.
Loss Of Load Expectation (LOLE)	Den forventede hyppighed af situationer, hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område, inklusive muligheden for import, er mindre end elforbruget i området.
MAF	Midterm Adequacy Forecast. Vurdering af effektilstrækkelighed udarbejdet af ENTSO-E med 10 års sigte.
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves, også kendt som tertiær reserve. Benyttes til balanceudligning.
N-1 princippet	Princippet bruges til planlægning og drift af elsystemet og siger, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal forblive intakte ved udfald af en vilkårlig komponent i elsystemet.
Netregler	Netregler er den populære betegnelse for otte af Europa-Kommissionens forordninger, hvoriblandt kan nævnes CACM, EB, RfG og SO GL (se ordlisten).
Nettilstrækkelighed	Nettilstrækkelighed er eltransmissions- og eldistributionssystemets evne til at transportere tilstrækkelig elektricitet fra elproduktionssted til elforbrugssted.
Regulerkraft	Regulerkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem. På regulerkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. mFRR skal indmeldes i dette marked, og regulerkraft er derfor aktivering af indmeldte bud for mFRR.

LOLE	Loss Of Load Expectation. Den forventede hyppighed af situationer, hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området.
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i> . Enhed til optagelse af data fra elnettet med høj frekvens. Data benyttes til at analysere frekvensafvigelser og kortslutningsniveau.
Reserver	Generel betegnelse for de systemydelser – i form af energiaktivering og kapacitet – Energinet indkøber til at opretholde en stabil og sikker drift af elsystemet. Se mere på Energinets hjemmeside for systemydelser ³⁷ .
RFG	Requirement for Generators. Netregel om krav til nettilslutning for produktionsanlæg. ³⁸
RPC	Reactive Power Controllers. Automation som hjælper med at balancere den reaktive effekt balance og spændingen i nettet. Denne type automation støtter systemet med automatisk kobling af reaktive komponenter (reaktorer, viklingskoblere, kapacitorer).
SO GL	System Operation Guideline. Netregel vedr. krav til systemsikkerhedsmæssige forhold, udetidsplanlægning, effektbalancering samt reservering og udveksling af reserver under normal og skærpet drift. ³⁹
Systembærende egenskaber	De ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet: Frekvensstabilitet og spændingsstabilitet.
VoLL	Value of lost load (VoLL) er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostningerne ved afbrudt elforsyning.

³⁷ <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Hvad-er-Systemydelser>

³⁸ Kommissionens forordning om fastsættelse af netregler om krav til nettilslutning for produktionsanlæg.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>

³⁹ Kommissionens forordning om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R1485>



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

KOLOFON

Forfattere:	BRU-OKJ-JKU-CPL/DGR
Dato:	28. oktober 2019