



ENERGINET

REDEGØRELSE FOR
ELFORSYNINGSSIKKERHED

2020

Høring, sept. 2020

32 Resumé

33 Ifølge *Lov om elforsyning*¹ har klima-, energi- og forsyningsministeren ansvaret for elforsynings sikkerheden og fastsæt-
 34 ter niveauet herfor. Energinet skal, ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissi-
 35 onsnettet mv.*², årligt udarbejde en redegørelse for elforsynings sikkerheden med en anbefaling om, hvorvidt niveauet
 36 for elforsynings sikkerhed bør ændres. Redegørelsen og anbefalingen indgår som grundlag for klima-, energi- og forsy-
 37 ningsministerens fastsættelse af niveauet for elforsynings sikkerhed.

38
 39 Energinet giver i *Redegørelse for elforsynings sikkerhed 2020* en anbefaling af et niveau for fremtidens elforsynings sik-
 40 kerhed. Herudover beskrives den forventede udvikling i elforsynings sikkerheden. Anbefalingen og beskrivelsen af udvik-
 41 lingen er udarbejdet efter dialog med netvirksomhederne, som står for forsyningen på de lavere spændingsniveauer af
 42 elnettet.

43
 44 Energinet anbefaler et samlet planlægningsmål for 2030 på i alt 35 afbrudsminutter. Planlægningsmålet er sammensat
 45 af to elementer:

- 46
- 47 • Energinets anbefaling vedrørende effekttilstrækkelighed og eltransmissionsnettet på i alt 7 afbrudsminutter i
 48 2030, hvilket er en fastholdelse af det planlægningsmål, som klima-, energi- og forsyningsministeren fastsatte
 49 i januar 2020.
- 50 • Netvirksomhedernes fremskrivning til 28 afbrudsminutter i 2030 på eldistributionsniveau, hvilket er en fast-
 51 holdelse af netvirksomhedernes fremskrivning i 2019.

52 Energinet fastholder således ambitionen udtrykt i sidste års anbefaling af planlægningsmålet for 2030. Det nuværende
 53 niveau er på ca. 20 afbrudsminutter pr. år, og planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter pr. år i 2030 afspejler en ba-
 54 lance mellem Energinets vedholdende fokus på at opretholde en høj forsynings sikkerhed samt de udfordringer, der kan
 55 forudses i det samlede elsystem. I de kommende år ser Energinet et aldrende elnet både på eldistributions- og eltrans-
 56 missionsniveau, samt en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed, som to væsentlige opmærksomheds-
 57 punkter i forhold til opretholdelse af en høj elforsynings sikkerhed frem mod 2030.

58
 59 Energinets anbefaling på eltransmissionsniveau på i alt 7 afbrudsminutter bygger på analyse og fremskrivning af effekt-
 60 tilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og robusthed i eltransmissionsnettet:

- 61
- 62 • 5 afbrudsminutter relateret til manglende effekttilstrækkelighed, det vil sige manglende evne til at dække
 63 den samlede efterspørgsel efter el.
- 64 • 1 afbrudsminut relateret til nettilstrækkelighed, som udtrykker eltransmissionsnettets evne til at levere strøm
 65 til forbrugerne.
- 66 • 1 afbrudsminut relateret til robusthed, som dækker over eltransmissionsnettets evne til at modstå pludselige
 67 forstyrrelser eller udfald.

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

69
 70 Målet på 28 minutter på eldistributionsniveau bygger på netvirksomhedernes fremskrivning af antal afbrudsminutter.
 71 Frem til i dag har der i gennemsnit over den sidste 10-års periode været ca. 20 afbrudsminutter om året i eldistributi-
 72 onsnetterne.

73

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

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

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

79

80 Det er Energinets overordnede vurdering, at det kan blive uforholdsmæssig dyrt at opretholde en lige så høj elforsy-
81 ningssikkerhed som de seneste 10 år. Samtidig vurderes det også, at samfundsøkonomien og det danske bruttonatio-
82 nalprodukt ikke vil være betydeligt påvirket af en ændret elforsyningssikkerhed fra i dag ca. 99,996 pct. til 99,993 pct. i
83 2030, jævnfør planlægningsmålet for 2030.

84

85 Analyserne i denne redegørelse viser en større risiko for effektmangel end sidste års analyser. Det er dog først efter
86 2025, at tydelige effektudfordringer viser sig. Det er fortsat Energinets anbefaling at imødegå udfordringen med effekt-
87 tilstrækkelighed med markedstiltag samt reinvesteringer i udlandsforbindelser. Det er Energinets vurdering, at mar-
88 kedstiltagene er tilstrækkelig brede og robuste til at håndtere den identificerede udfordring med effekttilstrækkelighed.

89

90 Effekten af tiltag, der kan påvirke elforsyningssikkerheden, viser sig typisk først over tid. Med stigende priser i situatio-
91 ner med en presset effekttilstrækkelighed forventes markedet at reagere med større fleksibilitet. Det er vigtigt fortsat
92 at følge og underbygge denne fleksibilitet og elmarkedets understøttelse af effekttilstrækkeligheden. Hvis udviklingen i
93 elmarkedet trods implementering af markedsreformer ikke viser sig i stand til at understøtte en acceptabel effekttil-
94 strækkelighed på længere sigt, er det fortsat Energinets vurdering, at en midlertidig strategisk reserve kan være et vel-
95 egnet værktøj.

96

97 Det er samtidig vigtigt at iagttage den internationale udvikling. Det danske eltransmissionssystem er tæt forbundet med
98 nabolandenes eltransmissionssystemer, hvilket markant understøtter den danske elforsyningssikkerhed i dag. Energi-
99 nets analyser i blandt andet denne redegørelse viser, at risikoen for effektmangel er stigende i flere af de lande, som
100 Danmark er og kan blive forbundet til. Derfor vil effekten på den danske elforsyningssikkerhed af yderligere forbindelser
101 til udlandet forventeligt være mere begrænset, og udbygning med yderligere udlandsforbindelser kan således ikke for-
102 ventes at kunne retfærdiggøres alene ud fra et elforsyningssikkerhedsperspektiv. Desuden er det danske elsystem un-
103 derlagt europæisk elmarkedsregulering, og det forventes, at fælles EU-regler til vurdering af effekttilstrækkelighed vil få
104 større betydning for arbejdet med forsyningssikkerhed og dermed også for kommende års redegørelser.

105

106 De tiltag, der iværksættes for at imødegå en skærpet udfordring med effekttilstrækkelighed, skal koordineres med ind-
107 satsen og tidsplan til realisering af den danske målsætning om 70 pct. klimagasreduktion. Integreret i den grønne omstil-
108 ling forventer Energinet en øget fleksibilitet i elforbruget, som kan modvirke udfordringerne med manglende effekt.
109 Omvendt kan der også ske en hurtigere udfasning af kraftvarmekapacitet end hidtil antaget. En mulig udmøntning af 70
110 pct. reduktionsmålsætningen er belyst i forbindelse med redegørelsens fremskrivning af udviklingen i effekttilstrække-
111 lighed.

112

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

117

118 Energinet vægter fortsat elforsyningssikkerheden særligt højt i fastsættelsen af sin anbefaling, samtidig med at Energi-
119 net har stort fokus på økonomisk optimering og grøn omstilling. Vægtningen af en høj forsyningssikkerhed sker på trods

120 af, at de overordnede rammer i form af elnettets alder, grøn omstilling af elsystemet og en usikkerhed om effektiv-
121 strækkelighed på længere sigt vil udfordre det nuværende lave antal afbrudsminutter.

122

123

124	INDHOLD	
125	Resumé	2
126	Forord	7
127	1. anbefaling	9
128	1.1 Energinets anbefaling af niveau for elforsyningssikkerhed	9
129	1.2 Udvikling og planlægningsmålet	11
130	1.3 Metode og planlægningsmålet	13
131	1.4 Valg af niveau og tiltag for at opnå anbefalingen	13
132	1.5 Perspektiver for dansk elforsyning i en grøn og international ramme	15
133	2. Hvad er elforsyningssikkerhed?	17
134	2.1 Elforsyningssikkerhed og elnettets opbygning	18
135	3. Status på elforsyningssikkerheden	20
136	4. Forventet udvikling af elforsyningssikkerheden	23
137	4.1 Analyseforudsætninger til Energinet 2019	23
138	4.2 Udvikling i elforsyningssikkerheden	24
139	4.2.1 Elmarkedet	25
140	4.2.2 Eltransmissionsnettet	31
141	4.2.3 Eldistributionsnettene	35
142	5. Mulige tiltag til påvirkning af elforsyningssikkerheden	39
143	5.1 Elmarkedet	39
144	5.1.1 Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning	39
145	5.1.2 Midlertidig strategisk reserve	40
146	5.2 Eltransmissionsnettet	42
147	5.2.1 Reinvestering af eltransmissionsnettet	43
148	5.2.2 Risikovillighed	45
149	5.2.3 Udlandsforbindelser	46
150	5.3 Eldistributionsnettene	47
151	5.3.1 Ændring af reinvesteringsniveauet	47
152	5.3.2 Fokuseret reinvesteringsindsats	48
153	5.3.3 Andre tiltag	48
154	6. Appendiks A – Effekttilstrækkelighed	50
155	6.1 Baggrund for vurderinger af effekttilstrækkelighed	50
156	6.2 Forudsætningerne for prognose for effekttilstrækkelighed	51
157	6.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark	51
158	6.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmarks nabolande	53
159	6.2.3 Andre forudsætninger	54
160	6.3 Prognose for effekttilstrækkelighed	54
161	6.4 Prognosens robusthed for effekttilstrækkelighed	59
162	6.4.1 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed	60

163	6.4.2 Følsomheder på effektilstrækkelighed	64
164	7. Appendiks B – Ordforklaring	69
165		
166		

167 Forord

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

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

176 Det er Energinets vurdering, at der med netvirksomhedernes fremskrivning i denne redegørelse foreligger et mere systematisk datagrundlag end ved sidste års redegørelse og et godt udgangspunkt for videreudvikling og præcisering af den forventede udvikling i elforsyningsikkerheden i eldistributionsnettene.

181 Redegørelsen **[er sendt til klima-, energi- og forsyningsministeren den 15. november 2020]**, og den samlede anbefaling er sammensat af Energinets anbefaling på eltransmissionsniveauet og en videregivelse af netvirksomhedernes fremskrivning på eldistributionsniveau.

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

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

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

203 Læsevejledning

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

207 Kapitel 2 beskriver og definerer elementerne i elforsyningsikkerhed.

209 Kapitel 3 beskriver de vigtigste nøgletal for elforsyningsikkerheden. Der henvises i øvrigt til den selvstændige rapport "Elforsyningsikkerhed 2019" **[indsæt direkte link]**.

211

212 Kapitel 4 beskriver den forventede udvikling af elforsyningsikkerheden sammen med en uddybning af de tiltag, der vur-
213 deres nødvendige for at opnå anbefalingen.
214
215 Kapitel 5 beskriver dels mulige tiltag, der yderligere kan iværksættes for at understøtte især effektilstrækkeligheden,
216 dels mulige tiltag der kan iværksættes, hvis det ønskes at forfølge en anden planlægningsmålsætning, der afviger fra
217 anbefalingen.
218
219 Appendiks A beskriver baggrund, prognoser og følsomhedsberegninger i relation til vurdering af effektilstrækkelighed.
220
221 Appendiks B er ordforklaringer.
222

223 1. Anbefaling

224 1.1 Energinets anbefaling af niveau for elforsynings sikkerhed

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

227

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

232

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

235

- 236 • Energinets anbefaling vedrørende effekttilstrækkelighed og eltransmissionsnettet på i alt 7 afbrudsminutter i
237 2030, hvilket er en fastholdelse af det planlægningsmål, som klima-, energi- og forsyningsministeren fastsatte i
238 januar 2020.
- 239 • Netvirksomhedernes fremskrivning til 28 afbrudsminutter i 2030 på eldistributionsniveau, hvilket er en fasthol-
240 delse af netvirksomhedernes fremskrivning fra 2019.

241

242 Det nuværende niveau er på ca. 20 afbrudsminutter pr. år, og planlægningsmålet på 35 afbrudsminutter pr. år i 2030
243 afspejler en balance mellem Energinets vedholdende fokus på at opretholde en høj forsynings sikkerhed samt de udfor-
244 dringer, der forudses i det samlede elsystem. Opdaterede analyser bekræfter typen af de udfordringer, der blev påpe-
245 get sidste år. Energinet ser således fortsat et aldrende elnet både på eldistributions- og eltransmissionsniveau, samt en
246 stigende risiko over de kommende år for manglende effekttilstrækkelighed, som to væsentlige opmærksomhedspunk-
247 ter i forhold til opretholdelse af en høj elforsynings sikkerhed frem mod 2030.

248

249 Siden redegørelsen fra 2019 er det politisk besluttet at reducere de danske udledninger af klimagasser med 70 pct. i
250 2030 sammenlignet med 1990, hvilket også vil få indvirkning på elsektoren. Målsætningen kan dermed potentielt også
251 ændre rammerne for elforsynings sikkerheden. Det er endnu ikke endelig fastlagt, præcis hvordan 70 pct. målsætningen
252 skal udmøntes. Derfor er vurderinger af de afledte konsekvenser for elsystemet og elforsynings sikkerheden endnu be-
253 hæftet med usikkerhed. Energinet giver dog i denne redegørelse nogle indledende vurderinger, som tegner til, at ef-
254 fekttilstrækkeligheden kan blive yderligere udfordret. Usikkerheden om den konkrete udmøntning af 70 % målsætnin-
255 gen kalder på en hurtig afklaring, så Energinet og andre aktører kan agere rettidigt. Energinet følger nøje udviklingen i
256 elforsynings sikkerheden med henblik på at iværksætte de nødvendige tiltag til at indfri det fastsatte planlægningsmål.

257

258 **Anbefaling fordelt på eltransmissions- og eldistributionsniveau**

259 Frem mod 2030 forventes på både eltransmissions- og eldistributionsniveau en stigning i det gennemsnitlige antal af-
260 brudsminutter, en kunde oplever og dermed en vis nedgang i elforsynings sikkerheden. Udfordringerne er overvejende
261 relateret til et aldrende elnet, hvilket særligt på eldistributionsniveau ventes at give anledning til en stigning i antallet af
262 afbrudsminutter. Udfordringen med et aldrende elnet ses dog både i eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene,
263 hvor der fortsat er et betydeligt behov for reinvesteringer. Fremskrivningerne i denne redegørelse bygger på, at reinve-
264 steringer i både eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene fortsætter som planlagt. Foruden et aldrende elnet ser
265 Energinet en stigende risiko for effektmangel grundet blandt andet stigende elforbrug og nedlukning af kapacitet på de
266 termiske kraftværker. Analyserne i denne redegørelse viser en større risiko for effektmangel end sidste års analyser. Det

267 er fortsat Energinets anbefaling at imødegå udfordringen med effektilstrækkelighed med markedstiltag samt oprethol-
 268 delse af kapaciteten på udlandsforbindelser. Men situationen kræver også en nøje overvågning og fokus på elmarkedets
 269 fleksibilitet og fortsatte understøttelse af effektilstrækkeligheden. Energinet har derfor planlagt en tættere monitoring
 270 af fleksibiliteten i markedet med henblik på at kunne iværksætte nødvendige mitigerende tiltag.

271

272 Energinet ser også en risiko for en lavere robusthed på grund af flere inverterbaserede anlæg og færre traditionelle an-
 273 læg som fx centrale kraftværker. Potentielle konsekvenser af denne risiko hører dog under særlige hændelser og indgår
 274 ikke i planlægningsmålet. Elsystemets robusthed er nærmere beskrevet i afsnit 4.2.2.2.

275

276 Planlægningsmålet er opstillet for et "normalt år", og elnettet dimensioneres ikke efter helt at undgå "særlige hændel-
 277 ser". Men det skal understreges, at Energinet har fokus på elforsynings sikkerheden i bred forstand, og at Energinet lø-
 278 bende arbejder på at optimere driften af elnettet i forhold til at sikre robustheden, samt at Energinet bruger driftshæn-
 279 delser som et læringspunkt til forbedring af eltransmissionsnettet. I kapitel 2 er de forskellige elementer i elforsynings-
 280 sikkerheden nærmere præciseret.

281

Risiko for særlige hændelser

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

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

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

282

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

284

285 **Effektilstrækkelighed og eltransmissionsnettet:** 7 minutter.

286 Dette mål bygger på Energinets analyse og fremskrivning af effektilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og robusthed i
 287 elnettet.

288

- 289 - 5 afbrudsminutter relateret til manglende effektilstrækkelighed, det vil sige manglende evne til at dække den
 290 samlede efterspørgsel efter el.
- 291 - 1 afbrudsminut relateret til nettilstrækkelighed, som udtrykker eltransmissionsnettets evne til at levere strøm
 292 til forbrugerne.
- 293 - 1 afbrudsminut relateret til robusthed, som dækker over eltransmissionsnettets evne til at modstå pludselige
 294 forstyrrelser eller udfald.
- 295 - 0 minutter relateret til manglende IT-sikkerhed.

296

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

298

299 **Eldistribution:** 28 minutter.

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

302

303 I henhold til *Bekendtgørelsen om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionsnettet mv.* har Energinet
304 adspurgt netvirksomhederne om deres forventning til udviklingen i elforsynings sikkerheden i eldistributionsnettene.
305 Energinet har modtaget materiale fra netvirksomhederne via Dansk Energi, herunder et baggrundsnotat om data og
306 metodik i netvirksomhedernes fremskrivning af afbrudsminutter.

307

308 Energinet videregiver netvirksomhedernes fremskrivning på forventeligt 28 afbrudsminutter i eldistributionsnettene i
309 2030. Energinet bemærker, at netvirksomhedernes fremskrivning foruden en videreførelse af det nuværende reinveste-
310 ringsniveau på 1,7 mia. DKK årligt blandt andet bygger på en forudsætning om et uændret elforbrug frem mod 2030.
311 Sidstnævnte vil formentlig undervurdere antallet af afbrudsminutter.

312

313 Årets fremskrivning for eldistributionsnettene er på samme niveau som fremskrivningen i Redegørelse for elforsynings-
314 sikkerhed 2019. Det er Energinets vurdering, at netvirksomhedernes fremskrivning bygger på en mere systematisk me-
315 tode end sidste års redegørelse. Det er imidlertid også Energinets vurdering, at der fortsat er en vis usikkerhed forbun-
316 det med fremskrivningen, idet datagrundlaget hovedsageligt er baseret på 3 større netvirksomheder og ikke alle net-
317 virksomheder, samt at ikke alle komponenttyper i nettet er præcist vurderet i forhold til fremtidige fejlrisici. Endvidere
318 indgår et stigende elforbrug som nævnt ikke i fremskrivningen. Dog er det ligeledes Energinets vurdering, at der med
319 metodeudviklingen er ved at blive opbygget et godt grundlag for fremskrivningerne i kommende års redegørelser.

320

321 1.2 Udvikling og planlægningsmålet

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

326

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

332

333 Den primære årsag til internationale forskelle i elforsynings sikkerhed er graden af kabellægning i eldistributionsnettene.
334 I mange lande er kabellægning markant dyrere end i Danmark, og Energinet vurderer derfor, at få lande vil opnå samme
335 elforsynings sikkerhed som i Danmark. Samtidig er det Energinets vurdering, at resten af Europa, og især de nordiske
336 lande, også står med udfordringer med et aldrende elnet, som kræver massive investeringer blot for at opretholde sta-
337 tus quo på elforsynings sikkerheden. Yderligere vurderes en række andre europæiske lande også at kigge ind i en frem-
338 tid med stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed på grund af udfasning af termisk kapacitet og elektrifice-
339 ring. Grundet denne samtidighed landene imellem forventer Energinet, at elforsynings sikkerheden i Danmark fortsat vil
340 være i den europæiske top, selv ved 35 afbrudsminutter pr. år fra 2030.

341

342 Den forventede stigning i antallet af afbrudsminutter fordrer en skærpet opmærksomhed på elforsynings sikkerheden.
343 Energinet arbejder fokuseret på at opretholde en fortsat høj elforsynings sikkerhed og vil fortsat udvikle og igangsætte
344 tiltag, der kan imødegå de forventede udfordringer, herunder ikke mindst risikoen for manglende effekttilstrække-
345 lighed.

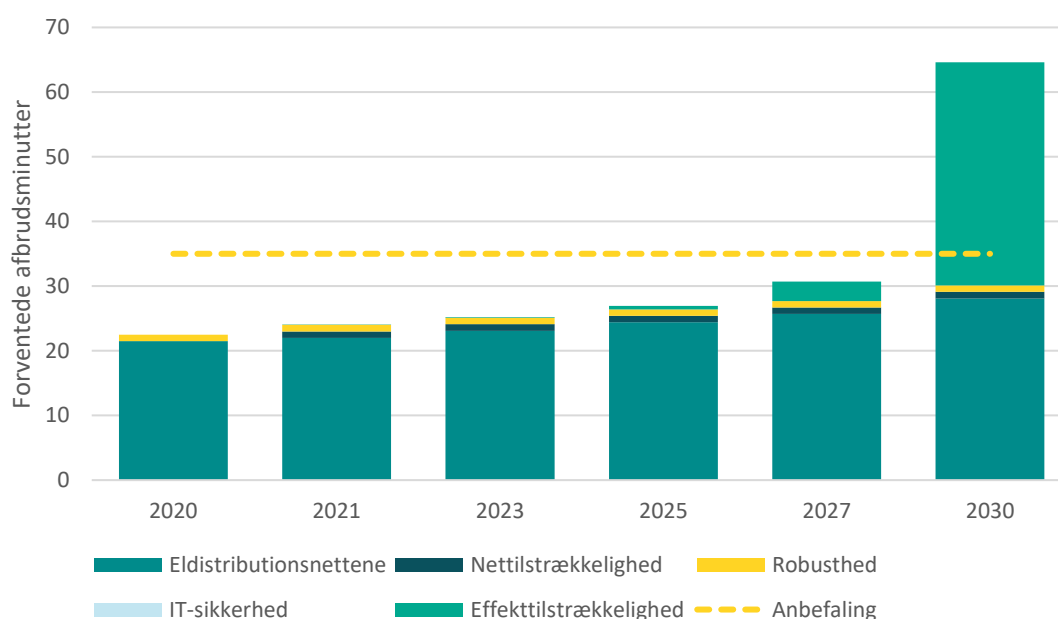
346

347 Analyserne i denne redegørelse viser en større risiko for effektmangel end sidste års analyser (35 effektminutter i 2030 i
 348 år mod 8 effektminutter i 2030 sidste år). Det er dog først efter 2025, at der kan forventes tydelige effektudfordringer.
 349 Det er fortsat Energinets anbefaling at imødegå risikoen for effektmangel med markedstiltag. Usikkerheden i fremskriv-
 350 ningerne sammenholdt med, at effekten af tiltag, der kan påvirke elforsynings sikkerheden, først viser sig over tid, er
 351 medvirkende til, at Energinet fastholder sidste års anbefaling af planlægningsmålet for 2030. Med stigende priser i situ-
 352 ationer med en presset effekttilstrækkelighed forventes markedet at reagere med større fleksibilitet, og fastholdelsen
 353 af målet skal ses i sammenhæng med, at det er vigtigt at følge og underbygge elmarkedets understøttelse af effekttil-
 354 strækkeligheden. Energinet fastholder således ambitionen udtrykt i sidste års anbefaling af planlægningsmålet for 2030
 355 og opfatter også en vis kontinuitet i anbefalingen fra år til år som et naturligt udgangspunkt for den videre planlægning.
 356

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

361 Energinet vurderer, at det fortsat er nødvendigt i forhold til sikring af nettilstrækkelighed at have fokus på reinvesteringer
 362 for at udbedre et aldrende elnet og anbefaler som minimum at fortsætte reinvesteringerne på det planlagte niveau.
 363

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



367

368 **Figur 1** Forventet antal afbrudsminutter i det danske elsystem frem til 2030. Udviklingen er nærmere beskrevet i af-
 369 snit 4.2. Antallet af afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed er i 2030 henholdsvis 44 i
 370 Østdanmark og 30 i Vestdanmark, hvilket vægtet giver 35 afbrudsminutter på landsniveau. Bemærk, det an-
 371 befalede planlægningsmål er for et "normalt år", det vil sige, særlige hændelser vil ikke være dækket heraf.
 372 Dog er der i fremskrivningen af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden inkluderet alle sandsynlige
 373 hændelser for udfald i kombination med fx ekstreme klimaår.

374 1.3 Metode og planlægningsmålet

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

379
380 Hertil er det Energinets overordnede vurdering, at det kan blive uforholdsmæssigt dyrt at opretholde en lige så høj el-
381 forsyningssikkerhed som de seneste 10 år, men samtidig også at samfundsøkonomien og det danske bruttonationalpro-
382 dukt ikke vil være betydeligt påvirket af en ændret elforsyningssikkerhed fra i dag ca. 99,996 pct. til 99,993 pct. i 2030,
383 jævnfør planlægningsmålet for 2030.

384
385 Ud fra ønsket om en samfundsøkonomisk optimering bør der ideelt set ikke gennemføres tiltag til forbedring af elforsy-
386 ningssikkerheden, som har større omkostning end omkostningerne ved en afbrudt elforsyning. Value of Lost Load
387 (VoLL) er en økonomisk indikator, som udtrykker omkostninger ved afbrudt elforsyning og kan anvendes til sammenlig-
388 ning med omkostninger til sikring af elforsyningen. Der findes ikke en entydig fastsat værdi af VoLL for Danmark. Energi-
389 net anvender ikke en specifik værdi af VoLL som en fast beslutningsparameter, men Energinet anvender beregninger af
390 VoLL til at perspektivere, om de samfundsøkonomiske gevinster ved tiltag er større end omkostningerne i forbindelse
391 med drift og udvikling af elsystemet.

392

Value of Lost Load (VoLL)

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

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

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

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

393

394 Det er meget vanskeligt at definere et præcist samfundsøkonomisk optimalt niveau som planlægningsmål. Det er dog
395 Energinets overordnede vurdering, at et samfundsøkonomisk optimalt niveau for elforsyningssikkerheden vil ligge på et
396 lavere niveau (målt i procent forsyningssikkerhed) end det nuværende niveau af elforsyningssikkerhed, da det nuvæ-
397 rende niveau hovedsageligt har været drevet af et historisk og politisk ønske om en høj elforsyningssikkerhed.

398

399 1.4 Valg af niveau og tiltag for at opnå anbefalingen

400 Usikkerheden i de gennemførte fremskrivninger betyder, at vurderinger og resultater udtrykkes i udfaldsrum, som ge-
401 neraliseres til et bestemt minuttal. Med et planlægningsmål er der tale om en overordnet målsætning, der søges reali-

402 seret gennem opfølgende beslutninger. Effekten af de udviklingstendenser og tiltag, der kan påvirke elforsyningsikker-
 403 heden, viser sig først over tid. Der kan ikke forventes større ændringer i den faktiske elforsyningsikkerhed fra det ene
 404 år til det næste, medmindre det skyldes særlige hændelser.

405

406 Energinet og netvirksomhederne planlægger efter målet for 2030, og udsving i fremskrivningerne kan derfor give anled-
 407 ning til justerede tiltag. Hertil kommer, at fremskrivningen inden for en kortere tidshorisont er givet af de fysiske for-
 408 hold omkring elnettet. Programmer for reinvesteringer og nyinvesteringer i elnet og infrastruktur har relativt lange tids-
 409 horisonter og kan ikke på kort tid ændre væsentligt på de forventede udviklingsforløb.

410

411 I forhold til planlægningsmålet for effekttilstrækkelighed og for eltransmissionsnettet vil Energinet især fokusere på ud-
 412 vikling af elmarkedstiltag og gennemførelse og prioritering af nyinvesteringer i elnettet. I forhold til at reducere risikoen
 413 for særlige hændelser har Energinet også flere aktiviteter relateret til robusthed.

414

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

419

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

421

Netvirksomhederne	
Nettilstrækkelighed	<ul style="list-style-type: none"> - Reinvesteringsplaner. - Intelligens og fjernkontrol installeres på netstationer. - Implementering af asset management-systemer og digitalisering, som kan hjælpe med ressourceoptimering i vedligehold og reinvesteringer.
Energinet	
Effekttilstrækkelighed	<ul style="list-style-type: none"> - Initiere, implementere og udvikle markedsreformer: <ul style="list-style-type: none"> o Flexafregning (forberedt via blandt andet implementeringen af time-aflæste målere og timeafregning i løbet af 2020) o Implementering af aggregatorrolle i elmarkedet o Forhøjelse af prislofter i elmarkedet (day-ahead-, intraday- og regulerkraftmarkederne) o Markedskobling af reservemarkeder for at understøtte effekttilstrækkelighed - Understøtte forbrugsfleksibilitet. - Fortsat vurdering af en eventuel midlertidig strategisk reserve. - Fokus på reinvesteringer/levetidslængelser af aldrende udlandsforbindelser.
Nettilstrækkelighed	<ul style="list-style-type: none"> - Gennemføre reinvesteringer for at imødegå effekten af det aldrende elnet. - Øget risikovillighed ved i lokale situationer at afvige fra N-1 princippet i kortere perioder, fx under reinvesteringer og revision, hvis dette vurderes at være den samfundsøkonomiske bedste løsning. - Udbygge elnettet således, at elnettet kan aftage og flytte produktion fra nye elproduktionsenheder til elforbrugeren.

Robusthed	<ul style="list-style-type: none"> - Afklare risici ved flere inverterbaserede anlæg og færre traditionelle anlæg samt gennemføre tiltag til at reducere risici. - Udnytte automatisering til at kunne drive nettet tættere på kanten. - Øge beredskab og vedligeholdet på kritiske komponenter for at forlænge levetiden.
IT-sikkerhed	<ul style="list-style-type: none"> - Fortsat løbende kvalitetssikring af IT-systemer.

422 *Tabel 1 Oversigt over igangværende og forventede tiltag til at opretholde en høj elforsyningssikkerhed. Tiltagene er*
423 *beskrevet nærmere i kapitel 0 og 0.*

424 Yderligere mulige tiltag er nærmere beskrevet i kapitel 0, herunder forskellige niveauer af reinvesteringsindsats i både
425 eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene, indførelse af en knaphedspris ved ubalanceafregning i effekt mangelsi-
426 tuationer og en midlertidig strategisk reserve.

427

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

431

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

436

437 1.5 Perspektiver for dansk elforsyning i en grøn og international ramme

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

443

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

448

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

452

453 Det danske eltransmissionssystem er tæt forbundet med nabolandenes eltransmissionssystemer og er afhængig af ud-
454 landet til at understøtte den danske elforsyningssikkerhed. Det danske elsystem er underlagt europæisk elmarkedsregu-
455 lering.

456

457 På baggrund af *Clean Energy Package* (særligt EU-forordning 2019/943 om det indre marked for elektricitet) udvikles
458 der aktuelt og i EU-regi fælles beregningsmetoder til vurdering af effekttilstrækkelighed. I de nuværende udkast til fæl-
459 les regler er det anført, at elforsyningssikkerhed er et nationalt anliggende, og at de enkelte lande kan fastsætte egne

460 målsætninger for effekttilstrækkelighed inden for den overordnede ramme. En specifik målsætning for effekttilstrække-
461 lighed vil skulle udtrykkes ved en anden indikator end afbrudsminutter, og Energinet forventer, at kravene vil spille ind
462 på anbefalede planlægningsmål i kommende års redegørelser. Kravene til effekttilstrækkelighedsvurderinger skal opfyl-
463 des, hvis en kapacitetsmekanisme, fx en strategisk reserve, skal kunne statsstøttegodkendes³. Disse metoder kan poten-
464 tielt betyde, at det ministerfastlagte niveau for elforsyningsikkerhed i Danmark er mere ambitiøst end, hvad Europa-
465 Kommissionen kan statsstøttegodkende en strategisk reserve på baggrund af og dermed mere udfordrende at realisere.
466
467 Energinet forventer, at en række udestående forudsætninger omkring klimahandlingsplan, fælleseuropæisk metode til
468 bestemmelse af pålidelighedsstandard samt opdatering af den forventede udvikling i udlandets elsystemer vil være på
469 plads i 2021. Dette er alle vigtige elementer, som kan spille ind på den forventede udvikling af elforsyningsikkerheden
470 og dermed Energinets anbefalede planlægningsmål i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021.

471

472

³ Se mere i afsnit 5.1.2.

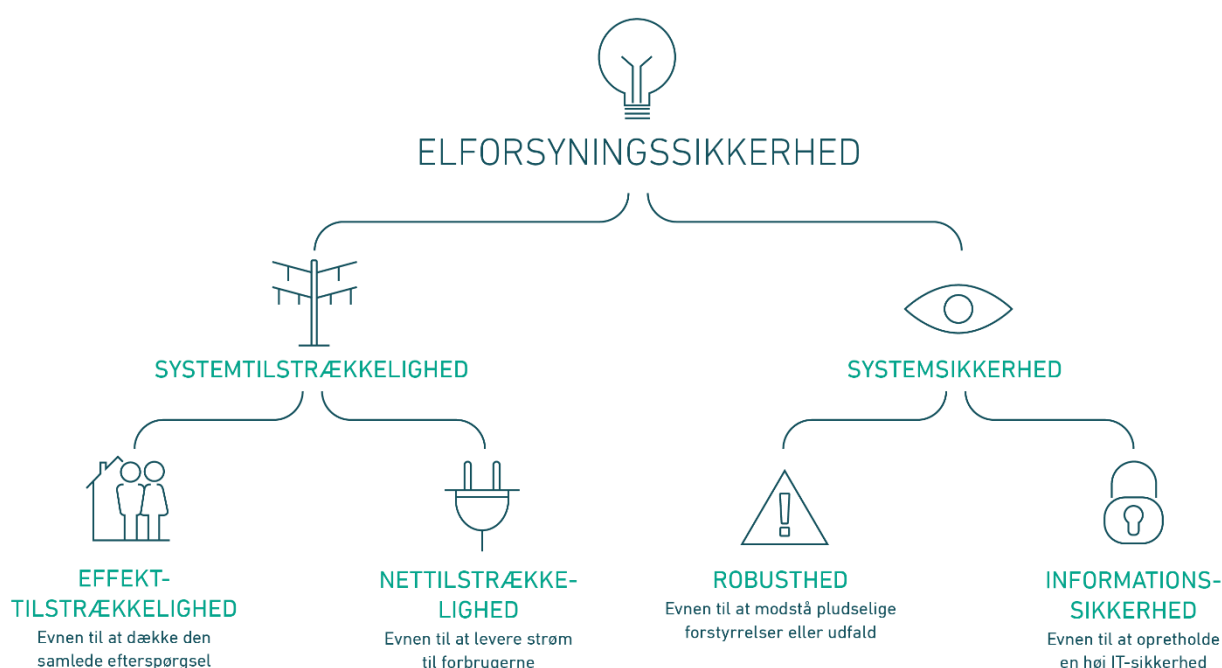
473 2. Hvad er elforsyningsikkerhed?

474 Sikring af en høj elforsyningsikkerhed er et komplekst samspil i hele værdikæden mellem elproducenter, det fysiske
475 elnet, elmarkedet og elforbrugere. Det gælder ikke kun i Danmark, men i hele Europa. Det kræver harmonisering og
476 samarbejde på tværs af landegrænser.

477

478 Elforsyningsikkerhed handler derfor ikke kun om størrelse og antal af elledninger, kraftværker og vindmøller. Elforsy-
479 ningsikkerheden afhænger ligeledes af, i hvor høj grad elforbrug og -produktion kan balanceres, og om elnettet kan
480 overføre den elektriske energi og håndtere fejl. Risikovurderinger for elsystemet opdeles derfor i to kategorier: system-
481 tilstrækkelighed og systemsikkerhed, som i praksis er to delvist overlappende begreber.

482



483

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

485

486 Systemtilstrækkelighed

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

489

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

492

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

495

496 Konsekvensen af manglende systemtilstrækkelighed vil typisk være kontrollerede afkoblinger af elforbrugere i begræn-
497 sede områder. Dette kaldes brownout og er et værn mod blackout i et større område. Brownout er en alvorlig hæn-
498 delse, men dog mindre alvorlig end et blackout. Der har ikke været anvendt brownout i Danmark. Under stormen Allan i
499 2013 blev der dog klargjort til aktivering af et brownout som et præventivt tiltag for at undgå et potentielt blackout.

500

501 **Systemssikkerhed**

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

504

505 Robusthed er elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser, uden at disse påvirker elforsyningen eller
506 medfører afbrydelse af elforbrugere. Driftsforstyrrelser kan forårsages af fx elektriske kortslutninger eller udfald af produk-
507 tionsenheder.

508

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

511

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

520

521 **2.1 Elforsyningsikkerhed og elnettets opbygning**

522 Opgaven for Energinet som den systemansvarlige virksomhed er at sikre, at el er til rådighed til distribution til elforbru-
523 gere. Der er derfor et behov for fokus på det komplekse samspil mellem elmarkederne, planlægningen, driften, vedli-
524 geholdet og beredskabet i elnettene. I Danmark er Energinet ansvarlig for sikker drift af det overordnede elsystem,
525 mens netvirksomheder er ansvarlige for eldistributionsnettene. I Danmark betegnes eltransmissionsnettet som elnet på
526 et spændingsniveau over 100 kV. Elnet under 100 kV betegnes eldistributionsnet.

527

528 Rygraden i elsystemet er eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene, som skal sikre, at el kan flyde sikkert fra pro-
529 duktionssted til forbrugssted. Opretholdes styrken i rygraden ikke, bliver det sværere at drive elnettet sikkert, omkost-
530 ningseffektivt og med en høj mængde af vedvarende energi uden afbrydelse af elforbrugere og uden udbygning. Grundla-
531 get for styrken skabes allerede i planlægningen af elnettet.

532

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

539

540 Der er stor forskel på måden, hvorpå eldistributionsnettene og eltransmissionsnettet fysisk er planlagt og dimensione-
541 ret. Begge net er opbygget efter N-1 princippet, som sikrer, at elforbrugere kan forsynes hurtigt igen, hvis de afkobles
542 grundet en fejl i et af nettene. I eltransmissionsnettet tolkes N-1 princippet til, at elforbrugere ikke må afkobles ved en
543 vilkårlig fejl. I eldistributionsnettene sikrer samme princip, at elforbrugere afkobles ved en fejl, men kan genforsynes

544 inden for rimelig tid. Derfor er det også fejl i eldistributionsnettene, som i dag er årsag til langt den største del af af-
 545 brudsminutterne for de danske elforbrugere. Forskellen i tolkningen af N-1 princippet er i høj grad baseret på konse-
 546 kvenserne ved et afbrud.

547

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

551

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

555

Anlægsmasse i eltransmissionsnettet og eldistributionsnettene

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

Sammenligning af eltransmissionsnettet og eldistributionsnettenes udbredelse









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

Kilde: Dansk Energi Net og Energinet Eltransmission.

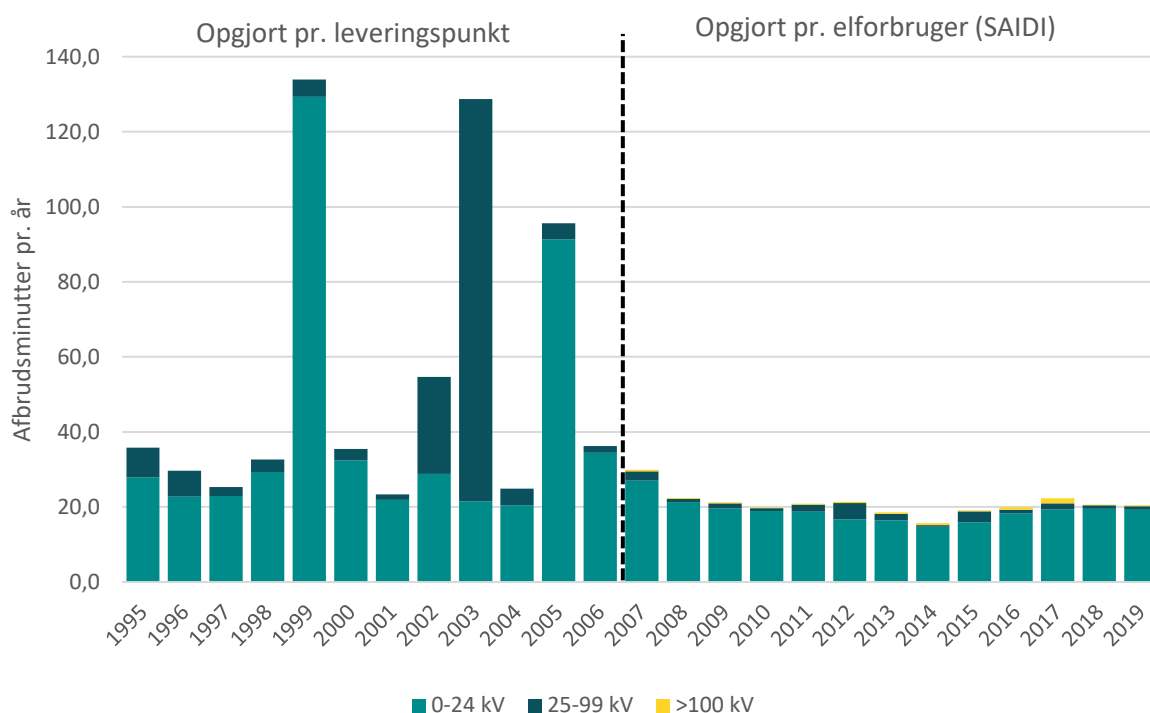
556

557 3. Status på elforsyningsikkerheden

558

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

559 De danske elforbrugere har i mange år haft en meget høj sikkerhed for levering af el. Dette var også gældende i 2019.
 560 De danske elforbrugere oplevede i 2019 gennemsnitligt godt 20 afbrudsminutter pr. elforbruger. Et antal af afbrudsminutter på ca. 20 har også været tilfældet i Danmark siden 2008. Det gør de danske elforbrugeres elforsyningsikkerhed
 561 nutter på ca. 20 har også været tilfældet i Danmark siden 2008. Det gør de danske elforbrugeres elforsyningsikkerhed
 562 til en af de højeste i Europa.
 563
 564



565

566 *Figur 3 Afbrudsstatistik for Danmark, 1995-2019. Perioden 1995-2006 er opgjort pr. leveringspunkt (fiktivt punkt i 10*
 567 *kV-nettet) og perioden 2007-2019 er opgjort pr. elforbruger (SAIDI – System Average Interruption Duration*
 568 *Index). I gennemsnit er afbrudsminutter opgjort pr. leveringspunkt ca. 2 minutter højere end afbrudsminut-*
 569 *terne opgjort pr. elforbruger for perioden 2007-2019. Frem til 2007 er afbrudsstatikken alene opdelt på spæn-*
 570 *dingsniveauerne 0-24 kV og 25-99 kV, hvor afbrud på eltransmissionsnettet indgår i statistikken for 25-99 kV.*
 571 *Fra og med 2007 fremgår afbrud i eltransmissionsnettet selvstændigt i kategorien >100 kV. Kilde: Elselskaber-*
 572 *nes Fejl- og Afbrudsstatistik, Dansk Energi.*

573

574 Figur 3 illustrerer for de seneste 25 år det gennemsnitlige antal minutter pr. år i Danmark, hvor der ikke kunne leveres
 575 el. Manglende effekttilstrækkelighed og IT-sikkerhed har historisk set ikke været årsag til afbrud af elforbrugere i Dan-
 576 mark. Historisk skyldes fejl i eldistributionsnettene primært manglende nettilstrækkelighed, mens det for eltransmissi-
 577 onsnettet skyldes manglende robusthed.

578

579 Den historisk høje danske elforsyningsikkerhed, særligt de seneste godt 10 år, hænger blandt andet sammen med den
 580 betydelige kabellægning af eldistributionsnettet, som har gjort det mere robust over for vejrrelaterede påvirkninger.
 581 Ligeledes har elnettet generelt været veludbygget og veletableret set i forhold til det elforbrug, som har skullet forsy-
 582 nes, og den elproduktion, som har skullet indpasses. Historisk har elnettets alder, og heraf følgende driftstilstand, ligele-
 583 des spillet en væsentlig rolle. Elnettet har generelt været i en fase i sin livscyklus, hvor fejlsandsynligheden har været
 584 lav. Elnettet er nu ved at nå en ny fase i sin livscyklus, hvor fejlsandsynligheden vurderes at være stigende.

585

586 Selvom elforsyningssikkerheden de seneste år har været meget høj, har der også været hændelser, som potentielt
587 kunne have ført til betydelige afbrud i elforsyningen, men ikke gjorde det. I 2019 var der fx en hændelse, hvor det øst-
588 danske system mistede ca. 1.100 MW effekt på meget kort tid. I 2018 var der en brand på en central transformerstation
589 på Sjælland, og i 2013 var stormen Allan tæt på at forårsage afkobling af et betydeligt antal elforbrugere i Østdanmark.

590

591 Alle disse hændelser medførte afbrydelse af adskillige komponenter i eltransmissionsnettet, hvilke er hændelser, som
592 eltransmissionsnettet ikke er dimensioneret efter at skulle kunne håndtere. At hændelserne alligevel ikke førte til bety-
593 delige afbrud, har været en konsekvens af gunstige driftsforhold på de pågældende tidspunkter, at det er lykkedes
594 Energinets kontrolcenter at aktivere afhjælpende tiltag samt en generel stor robusthed i det danske eltransmissionssy-
595 stem.

596

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

599

600

601 4. Forventet udvikling af elforsyningsikkerheden

602 Energinet vurderer fremtidens elforsyningsikkerhed på baggrund af *Analyseforudsætninger til Energinet*⁴. Disse forud-
603 sætninger om den forventede udvikling i det danske elsystem er udarbejdet af Energistyrelsen og udgør det formelle
604 planlægningsgrundlag for Energinet. Analyseforudsætninger til Energinet indgår i Energinets analyser af effekttilstræk-
605 keligheden, *Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan*⁵ (RUS-planen) og i arbejdet med de langsigtede rammer for
606 Energinets investeringer i transmissionsnettene. De seneste års analyseforudsætninger påvirker primært den forven-
607 tede elforsyningsikkerhed gennem en stigning i elforbruget og udfasning af termiske kraftværker til fordel for VE-
608 produktion.

609
610 Energinets vurdering af den forventede udvikling i effekttilstrækkeligheden sker på baggrund af simuleringer af elsysteme-
611 met for hele Europa. Derudover vurderer Energinet udviklingen i antallet af afbrudsminutter på baggrund af historik og
612 forventet udvikling, når det gælder nettilstrækkelighed, robusthed og IT-sikkerhed.

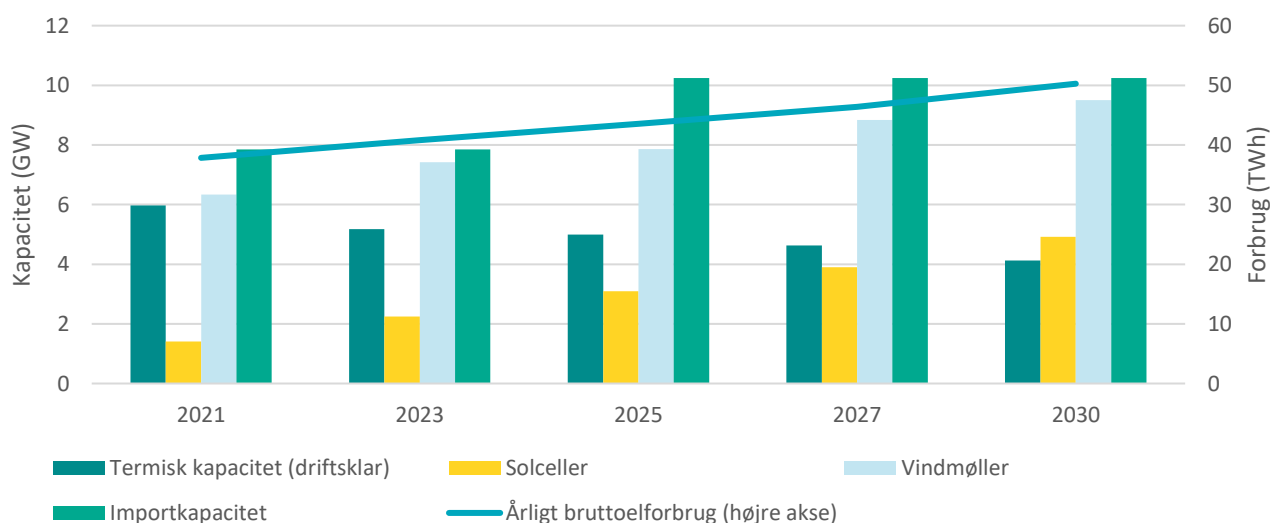
613
614 Energinet vurderer, at der alt andet lige er en stigende risiko for afbrud af elforbrugere på eltransmissionsniveauet frem
615 mod 2030. Dette skyldes hovedsageligt udfasningen af regulerbar termisk elproduktion til fordel for fluktuerende elpro-
616 duktion fra sol og vind, stigende elforbrug og et aldrende eltransmissionsnet med stigende fejlsandsynlighed.

617
618 Netvirksomhederne vurderer, at der ved de aktuelle reinvesteringsplaner vil ske en stigning i antallet af afbrudsminutter
619 i eldistributionsnettene. Netvirksomhedernes vurdering er baseret på en model, som inkluderer komponenter i eldistri-
620 butionsnettene samt komponenternes alder og fejlsandsynlighed. Den forventede udvikling i det danske elsystem base-
621 ret på Analyseforudsætninger til Energinet er ikke for nuværende en del af netvirksomhedernes fremskrivning.

622

623 4.1 Analyseforudsætninger til Energinet 2019

624 Analyseforudsætninger til Energinet 2019 (AF2019) ligger til grund for antagelserne for det danske elsystem i Energinets
625 vurdering af den forventede udvikling i elforsyningsikkerheden. Den primære ændring fra AF2018 (sidste års redegø-
626 relse) til AF2019 er en forudsætning om et større fremtidigt elforbrug.



627

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

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

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

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

636

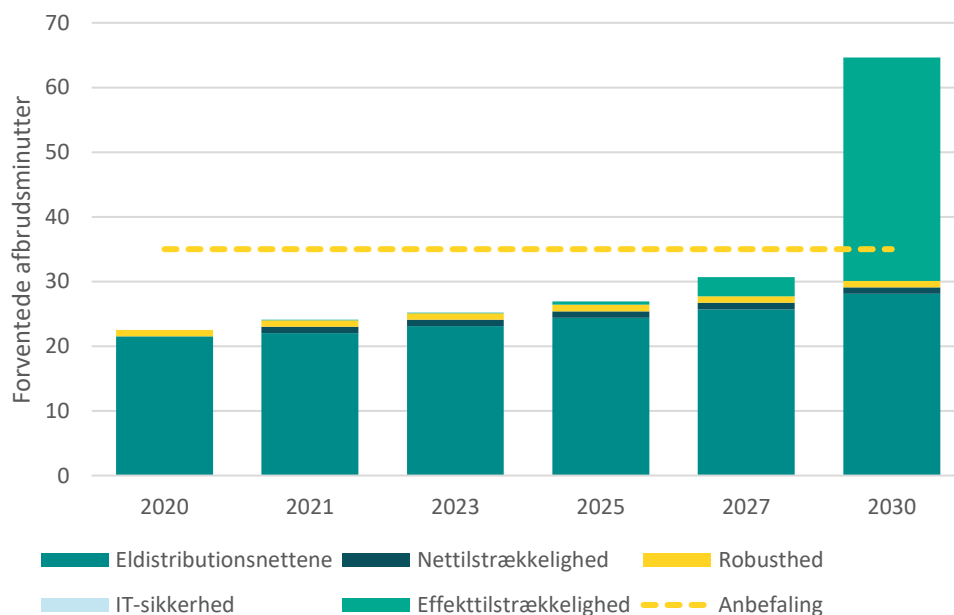
637 Opnåelse af Folketingets målsætning omkring 70 pct. reduktion i Danmarks drivhusgasudledninger i 2030 er ikke grund-
 638 lag for AF2019. Der findes et utal af veje til opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen, og derfor er der stor usikker-
 639 hed omkring konsekvensen for elsystemet til understøttelse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

642

643 4.2 Udvikling i elforsyningsikkerheden

644 Udviklingen i elforsyningsikkerheden påvirkes både af forhold inden for og uden for Energinets ansvarsområde. Energi-
 645 net har ansvaret for forholdene i eltransmissionsnettet samt understøttelsen af effektilstrækkeligheden. Effektilstræk-
 646 keligheden påvirkes dog primært af forhold i elmarkedet. Netvirksomhederne er ansvarlige for forholdene i eldistributi-
 647 onsnetterne.

648



649

650 *Figur 5 Forventet antal afbrudsminutter i det danske elsystem frem til 2030. Antallet af afbrudsminutter på grund af*
 651 *manglende effektilstrækkelighed er i 2030 henholdsvis 44 i Østdanmark og 30 i Vestdanmark, hvilket vægtet*
 652 *giver 35 afbrudsminutter på landsniveau. Bemærk, det anbefalede planlægningsmål er for et "normalt år",*
 653 *det vil sige, særlige hændelser vil ikke være dækket heraf. I fremskrivningen af den forventede udvikling i ef-*
 654 *fektilstrækkeligheden er alle sandsynlige hændelser for udfald i kombination med fx ekstreme klimaår inklu-*
 655 *deret.*

656

Afbrudsminutter

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

I eldistributionsnettene registreres for hver afbrudshændelse antallet af afbrudte elkunder og udetiden per afbrudt elkunde. På baggrund heraf opgøres afbrudsminutterne som SAIDI (gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. kunde) i eldistributionsnettene.

Den forventede udvikling i antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene, som indgår i redegørelsen, er SAIDI. I eldistributionsnettene registreres der ikke den ikke-leverede energimængde i forbindelse med en afbrudshændelse. Det er dermed ikke muligt at anvende samme metode som for eltransmissionsnettet. Denne metodiske forskel skal man have in mente, når fremadrettede afbrudsminutter fra eltransmissionsniveau og eldistributionsniveau behandles under ét eller sammenlignes.

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

657

658 Der er allerede igangsat en række tiltag til at understøtte elforsyningsikkerheden, der sammen med yderligere forven-
659 tede tiltag er nærmere beskrevet i de følgende afsnit. Det vurderes, at igangsatte og forventede tiltag sammen med den
660 nødvendige understøttelse af effekttilstrækkeligheden i elmarkedet kan opfylde det anbefalede planlægningsmål. Men
661 det vurderes også nødvendigt at følge udviklingen nøje, herunder især elmarkedets understøttelse af effekttilstrække-
662 ligheden.

663

664 4.2.1 Elmarkedet

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

670

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

678

679 Energinet arbejder løbende på at understøtte og implementere markedstiltag. I det følgende beskrives en række kon-
680 krete igangværende tiltag, som i særlig grad forventes at kunne understøtte effekttilstrækkeligheden på sigt (forventet
681 implementeringstidspunkt er angivet i parentes).⁶

682

683 Flexafregning (2020)

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

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

691

692 **Implementering af aggregatorrolle i elmarkedet (2020)**

693 En aggregator er en markedsaktør, som puljer mindre anlæg, fx i form af varmepumper i husstande eller elbiler, sådan
694 at de kan styres som en større enhed gennem signaler fra aggregatoren. Aggregatorer betragtes som en nøglespiller i
695 forhold til at gøre elforbruget mere fleksibelt. Aggregatorrollen implementeres i markedsforskrifterne med udgangen af
696 2020, hvormed en del adgangsbarrierer fjernes, mens transaktionsomkostninger for aggregatorer reduceres.

697

698 **Forbrugsfleksibilitet (løbende)**

699 Forbrugssiden har historisk set generelt været ufleksibel, hvor kun de allerstørste industrielle forbrugere har reageret
700 på markedets prissignaler på kort sigt. Fremadrettet forventes fleksibilitet fra forbrugssiden at blive et afgørende ele-
701 ment for at understøtte en fortsat høj elforsyningssikkerhed i forbindelse med den grønne omstilling. Flexibelt elfor-
702 brug skal i denne sammenhæng forstås som markedsdrevet fleksibilitet, det vil sige, elforbrug som reagerer på elmarke-
703 dernes prissignaler.

704

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

714

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

717

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

723

724 **Forhøjelse af prislofter (mekanisme er gældende)**

725 Teoretisk set vil prislofter, der ligger under værdien af det potentielt afkoblede elforbrug, forhindre markedet i at levere
726 det samfundsøkonomisk optimale niveau af elforsyningssikkerhed. Dette gælder på tværs af day-ahead-, intraday- og
727 regulerkraftmarkedet. Det skyldes, at forbrugernes betalingsvillighed ikke vil kunne afspejles tilstrækkeligt i elmarke-
728 derne ved lave prislofter. Prisloftet er i øjeblikket 3.000 EUR/MWh i day-ahead-markedet, 9.999 EUR/MWh i intraday-
729 markedet og 5.000 EUR/MWh i regulerkraftmarkedet. Fx har den maksimale elpris i day-ahead-markedet i Danmark de

730 seneste 5 år været ca. 255 EUR/MWh (1.900 DKK/MWh). Lave prislofter kan således risikere at forhindre elmarkedet i
731 at levere det rette niveau af effekttilstrækkelighed.

732

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

738

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

743

Estimater for dansk Value of Lost Load (VoLL)

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

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

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

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

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

744

745 Markedskobling af reservemarkeder (frem til 2024)

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

⁷ Day-ahead: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES%20NEMOs%20HMMCP%20FOR%20SINGLE%20DAYAHEAD%20COUPLING%20D/Annex%20I_ACER%20DA%20MAX-MIN.pdf
Intraday: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES%20NEMOs%20HMMCP%20FOR%20SINGLE%20INTRADAY%20COUPLING%20D/Annex%20I_ACER%20ID%20MAX-MIN.pdf

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

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

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

751 større reguleringsmuligheder, hvilket også vil være til gavn for effekttilstrækkeligheden i situationer med effektudfor-
752 dringer.

753

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

760

761 **Effekt af markedsreformer**

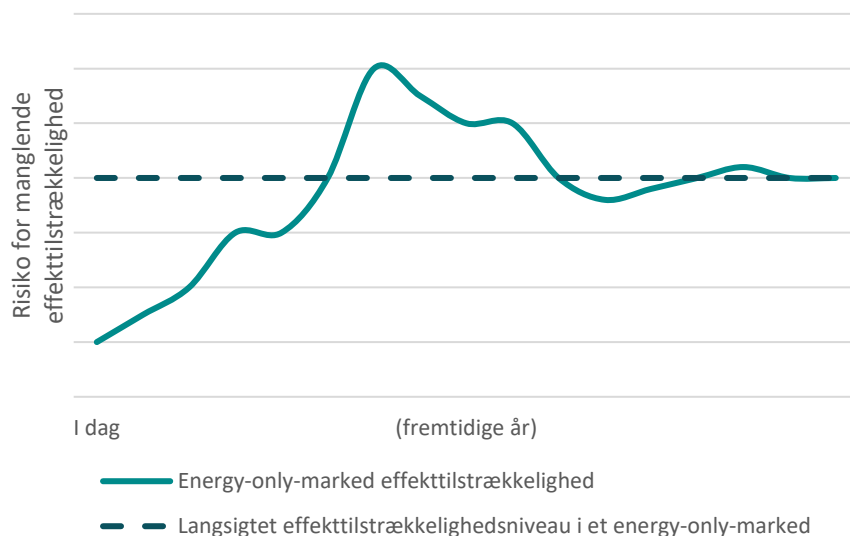
762 Energinet vurderer, at ovenstående aktiviteter sammen med indførelse af en knaphedspris ved ubalanceafregning (se
763 afsnit 5.1.1) vil skabe de rette rammer for, at elmarkederne på sigt vil kunne bidrage til det samfundsøkonomisk opti-
764 male niveau af forsynings-sikkerhed. Dette vil ske gennem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

765

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

773

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



789

790 *Figur 6 Illustration af effektivitet i et energy-only-marked. Det præcise langsigtede effektivitetsniveau, som et energy-only-marked vil frembringe, kendes ikke.*

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

800

801 4.2.1.1 Effektivitet

802 Generelt forventes en forøget risiko for afbrudsminutter i det danske elsystem grundet manglende effektivitet
 803 over de kommende 10 år. Det skyldes en forventning om stigende elforbrug og fortsat udfasning af termisk kapa-
 804 citet både i Danmark og vores nabolande. Energinets effektivitetsanalyser, herunder behandling af usikker-
 805 heder er nærmere beskrevet i Appendiks A.

806

807 Energinets analyser viser ligesom i sidste års redegørelse, at risikoen for manglende effektivitet særligt for-
 808 øges fra 2025 og frem mod 2030. Afbrudsminutterne relateret til manglende effektivitet estimeres i Energi-
 809 nets model med de nuværende forudsætninger at stige fra ca. 1 afbrudsminut i 2025 til ca. 35 afbrudsminutter i 2030
 810 som landsgennemsnit. Afbrudsminutterne vurderes højere i Østdanmark end i Vestdanmark og er pr. landsdel i 2030
 811 henholdsvis 44 og 30 minutter. Afbrudsminutter måler, hvor meget forbrug, der ikke kan dækkes ift. årsforbruget pr.
 812 prisområde. Risikoen for manglende effektivitet kan også opgøres med andre indikatorer end afbrudsminut-
 813 ter. Fx det forventede antal af timer pr. år berørt af manglende effektivitet (indikatoren LOLE (Loss of Load
 814 Expectation)). En række europæiske lande har i dag fastsat et målniveau for LOLE, og den kommende pålidelighedsstan-
 815 dard baseret på fælleseuropæiske metoder vil også være baseret på denne indikator.¹¹ Det berørte antal LOLE-timer
 816 vurderes at blive højere i Vestdanmark end i Østdanmark i 2030 med 3,8 timer mod 2,5 timer.

817

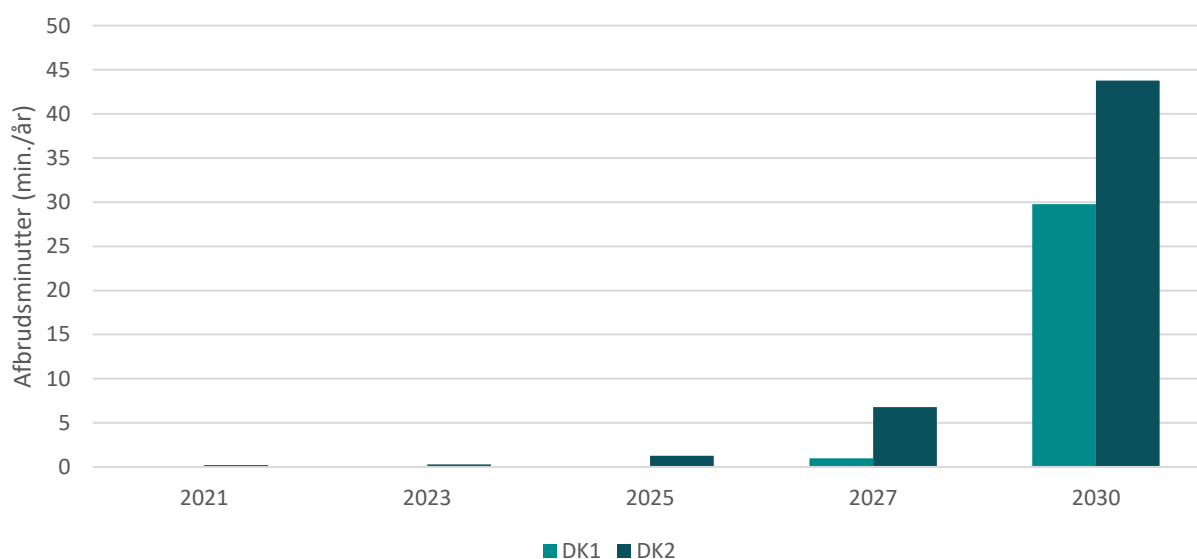
¹¹ Se mere i tekstboks i afsnit 5.1.2.

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

821

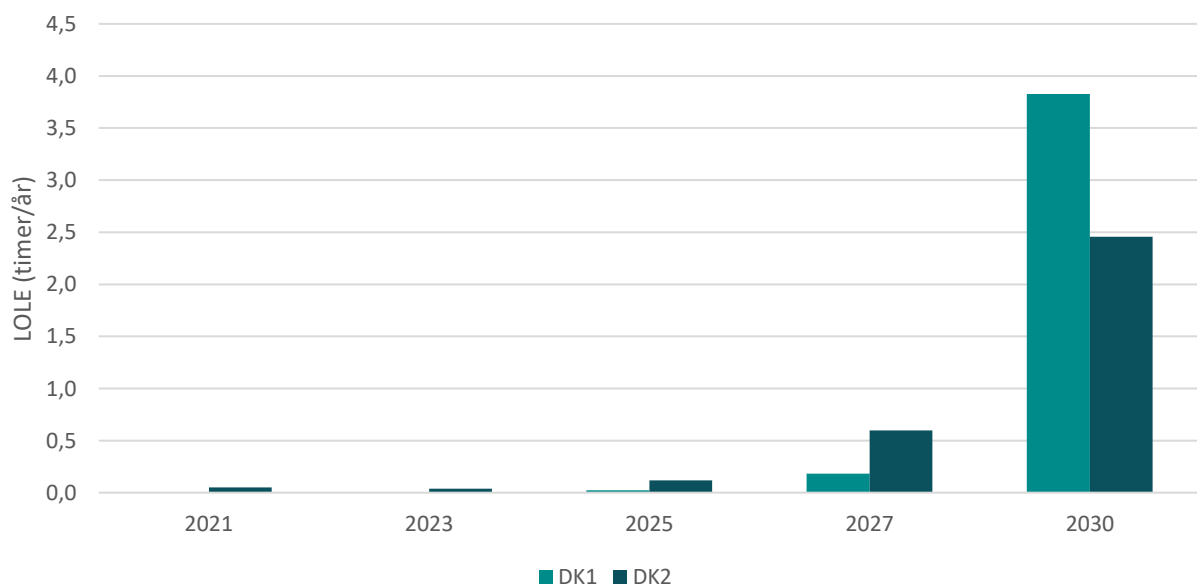
822 Typisk vil effektmangel forventeligt kunne opstå, når en vis mængde elproduktionskapacitet er ude af drift, elproduktio-
 823 nen fra vind og sol er forholdsvis lav, og elforbruget er relativt højt. Specielt relationen til forbruget er væsentlig. Energi-
 824 nets analyser viser, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er størst i vinterhalvåret, særligt i januar og fe-
 825 bruar, på hverdage mellem klokken 17-20. Det er typisk her omkring "kogespidsen", som tidspunktet ofte benævnes, på
 826 vinterdage, at forbruget er højest i løbet af året.

827



828

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



831

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

834 Danmarks effektilstrækkelighed er i større og større grad afhængig af udlandet, hvilket Energinets analyser også viser.
835 Udviklingen i udlandet og modelleringen heraf har derfor væsentlig betydning for den danske risikovurdering af effektilstrækkelighed.
836

837

838 Beregninger af effektilstrækkelighed er forbundet med betydelige usikkerheder specielt på længere sigt. Derfor er følsomhedsanalyser væsentlige til belysning af det mulige udfaldsrum for effektilstrækkeligheden. Energinet har fx regnet
839 på to mulige scenarier for elsystemet, som sigter på understøttelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen i 2030. I begge
840 scenarier stiger risikoen for manglende effektilstrækkelighed i det danske elsystem. Andre usikkerheder vedrørende
841 graden af fleksibelt elforbrug i pressede effektsituationer, udfasning af termisk kapacitet, reinvesteringer i udlandsforbindelser specielt mod Norden og udviklingen i udlandet vurderes at være mere afgørende for effektilstrækkeligheden
842 end den direkte effekt af opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen i 2030.
843

844

845 Selvom risikoen stiger for, at Energinet i enkelte situationer kan blive nødt til at gennemføre brownouts (kontrollerede forbrugsafkoblinger) grundet manglende effektilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at være sjældne hændelser. Effektmangel har endnu ikke ført til afbrudsminutter i Danmark eller elektriskforbundne nabolande.
846

847

848 Energinet arbejder målrettet på at realisere de igangværende elmarkedsreformer, der sammen med andre nye initiativer skal sikre øget fleksibilitet af både elproduktion og -forbrug og dermed nye markedsløsninger til at sikre effektilstrækkeligheden.
849

850

851 Hvis elmarkedet og de løbende reformer heraf via prissignalerne ikke viser sig i stand til at understøtte et acceptabelt niveau for effektilstrækkelighed i Danmark på sigt, kan det blive nødvendigt at understøtte effektilstrækkeligheden på anden vis. Hertil vurderer Energinet, som det også er beskrevet i sidste års redegørelse for elforsyningsikkerhed, at en midlertidig strategisk reserve kan være et velegnet værktøj. En strategisk reserve vil kunne afbøde de negative fysiske konsekvenser i situationer med manglende effektilstrækkelighed ved at reducere behovet for forbrugsafkoblinger.
852
853 Samtidig vil markedsaktørerne fortsat udsættes for de skærpede økonomiske incitamenter, som beskrevet i afsnit 4.2.1 og 5.1.1. Energinet har i øjeblikket ikke konkrete planer om at indføre en strategisk reserve, men vurderer fortløbende behovet og opretholder således en form for beredskab for det tilfælde, at udviklingen i effektilstrækkeligheden bliver bekymrende. Energinet har været i dialog både med danske myndigheder og Europa-Kommissionen i forhold til at forberede og smidiggøre en eventuelt kommende proces, hvis behovet for en strategisk reserve opstår.
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863

864

865 4.2.2 Eltransmissionsnettet

866 I det fysiske eltransmissionsnet er det i særdeleshed komponenternes stigende gennemsnitlige alder, som er omdrejningspunkt for udviklingen i elforsyningsikkerheden. På grund af den historiske udbygning af eltransmissionsnettet er mange komponenter i disse år ved at have opbrugt deres forventede levetid. Hvis der ikke reinvesteres, vil den yderste konsekvens være, at Energinet må tage anlæg ud af drift, i takt med at driftstilstanden forværres.
867
868
869

870

871 Hvis der ikke foretages reinvesteringer i eltransmissionsnettet, og anlæg i stedet tages ud af drift, vurderer Energinet, at der vil risikeres mindst 550 afbrudsminutter i 2030 grundet manglende nettilstrækkelighed, se afsnit 5.2.1. Dette tal er dog meget usikkert, og tager ikke højde for fx gensidige afhængigheder mellem eltransmissionsnettets komponenter. Det reelle tal forventes derfor at være væsentligt højere.
872
873
874

875

876 Et større reinvesteringsprogram er sat i gang for at imødegå dette. Energinet forventer dog stadig, at manglende nettil-
877 strækkelighed giver anledning til ét afbrudsminut pr. år grundet risikovillighed i forbindelse med, at reinvesteringerne
878 gennemføres.

879

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

884

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

888

889 4.2.2.1 Nettilstrækkelighed

890 Nettilstrækkelighed er eltransmissionsnettets evne til at transportere den elektriske energi mellem elproducent og el-
891 forbruger. Nettilstrækkelighed er vigtig for elsystemets evne til at forsyne elforbrugerne. Ligeledes er nettilstrække-
892 ligheden central for indpasning af produktion fra fx vedvarende energi i elsystemet.

893

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

897

898 Eltransmissionsnettet planlægges og udbygges på baggrund af en række kriterier. Kriterierne er fastsat ud fra dels inter-
899 nationale krav til drift af eltransmissionsnettet, dels risikoen for elafbrud ved fejl i eltransmissionsnettet. Som hovedre-
900 gel er eltransmissionsnettet bygget efter princippet om N-1 sikkerhed. Det betyder kort, at eltransmissionsnettets over-
901 ordnede funktioner skal kunne opretholdes ved udfald af én vilkårlig komponent.

902

903 Der forventes fremadrettet at være højere risiko for afbrud af elforbrugere forårsaget af manglende nettilstrække-
904 lighed. Dette skyldes tilstanden af anlægsmassen grundet den fremskredne gennemsnitlige alder og dermed stigende
905 fejlsandsynlighed. Store dele af eltransmissionsnettet er etableret i perioden 1960-1980. Det betyder, at mange kompo-
906 nenters forventede levetid er opbrugt. Der er dermed et stigende behov for reinvesteringer i eltransmissionsnettet.

907

908 Risikoen for manglende nettilstrækkelighed stiger, hvis eltransmissionsnettet ikke vedligeholdes og reinvesteres i nød-
909 vendigt omfang. For at håndtere den forringede tilstand kan etablering af skærpet overvågning og ekstra beredskab
910 være nødvendigt. Energinet vil vurdere samfundsøkonomien i de enkelte tilfælde. Fx i forbindelse med reinvesteringer
911 kan en midlertidig afvigelse fra N-1 kriteriet, og dermed accept af en kort periode med forhøjet risiko, være den sam-
912 fundsøkonomisk bedste løsning.

913

914 4.2.2.2 Robusthed

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

918

919 Historisk har de største afbrud af elforbrugere kunnet tilskrives forhold vedrørende eltransmissionsnettets robusthed.
920 Dette har været sjældne hændelser, og har været forårsaget af flere uafhængige fejl på samme tid. De historiske store

921 afbrud har også direkte medført tiltag som fx kabellægningen af eldistributionsnettene som følge af stormene omkring
922 årtusindskiftet. Derfor har antallet af afbrudsminutter de seneste 10 år ligget på et gennemsnit på ca. 20 minutter.

923

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

928

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

933

Blackout i England

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

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

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

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

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

934

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

940

941 Energinet vurderer på baggrund af sin afbrudsstatistik og de igangsatte tiltag, at planlægningsmålet for antallet af af-
942 brudsminutter, der kan tilskrives robusthed, fastholdes på 1 minut i 2030, jævnfør sidste års redegørelse. Energinet ar-
943 bejder løbende på at optimere driften af elnettet i forhold til at sikre robustheden, og Energinet bruger driftshændelser
944 som et læringspunkt til forbedring af eltransmissionsnettet. Årets driftshændelser er nærmere beskrevet i Energinets

945 rapport "Elforsyningssikkerhed 2019". Herudover er der en væsentlig usikkerhed i forhold til konsekvenserne af det ald-
946 rende elnet og det forestående reinvesteringsefterslæb, som kan betyde øget fejlsandsynlighed og risiko for situationer,
947 hvor ikke alle komponenter er tilgængelige.

948

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

953

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

959

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

964

965 4.2.2.3 IT-sikkerhed

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

969

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

973

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

975

976 For at sikre rettidig udvikling og digitalisering af de driftskritiske processer i Energinets kontrolcenter har Energinet be-
977 sluttet at gennemføre en investering i etablering af en ny digital driftsplanlægningsplatform. Den nye driftsplanlæg-
978 ningsplatform skal hjælpe Energinets KontrolCenter EL med hurtigere og mere sikkert at kunne implementere fx nye
979 forbindelser i eltransmissionsnettet i IT-understøttelsen af driften af elsystemet. Efter overflytning til en ny og mere
980 sikker platform vil driftsplanlægningssystemet blive fornyet løbende og sikre effektiv implementering af kommende nor-
981 diske og europæiske fællesplatforme og sikkerhedsstandarder.

982

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

988

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

995

996 Energinet arbejder på en løbende kvalitetssikring af IT-systemer. Center for Cybersikkerhed vurderer, at truslen fra cy-
997 berspionage og cyberkriminalitet er meget høj. Energinet har i den seneste tid set en intensivering i aktiviteter af denne
998 type og arbejder derfor for at forebygge cyberangreb. Energinet har etableret et samarbejde med Center for Cybersik-
999 kerhed om øget netværksovervågning for proaktivt at kunne opdage forsøg på ulovlig indtrængen.

1000

1001 Energinet har deltaget i arbejdet med at få etableret et dansk kompetencecenter, EnergiCERT (Computer Emergency
1002 Response Team), der skal imødegå den stigende cybertrussel mod energisektoren. EnergiCERT er etableret i samar-
1003 bejde mellem Energinet, Dansk Energi og Dansk Fjernvarme. EnergiCERT'en blev lanceret i april 2020 og etableres i lø-
1004 bet af 2020.

1005

1006 Energinet forventer at kunne imødegå en stigende cybertrussel og arbejder målrettet på, at der ikke sker afbrud relate-
1007 ret til IT-sikkerhed. Energinet fastholder således vurderingen fra sidste års redegørelse om 0 afbrudsminutter i 2030
1008 relateret til IT-sikkerhed.

1009

1010 4.2.3 Eldistributionsnettene

1011 Den forventede udvikling i elforsyningssikkerheden i eldistributionsnettene er leveret af Dansk Energi på vegne af net-
1012 virksomhederne, som har igangsat et arbejde, der med en systematisk og ensartet metode kan fremskrive udviklingen i
1013 elforsyningssikkerheden i eldistributionsnettene. Konkret har konsulentfirmaet COWI udarbejdet en model, der kan
1014 bruges til at estimere udviklingen i antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene. Modellen angiver udviklingen i
1015 antallet af afbrudsminutter som følge af aldring af eldistributionsnettene på baggrund af standardiserede data på tværs
1016 af netvirksomhederne.

1017

1018 Netvirksomhederne forventer, at der vil ske en stigning i antallet af afbrudsminutter relateret til eldistributionsnettene
1019 frem mod 2030. Dette forventes som følge af en fortsat stigende fejlfrekvens på grund af aldring af komponenter. Spe-
1020 cielt forventes fejl på olie-papirisolerede kabler og muffe forsat at dominere stigningen i afbrudsminutter fremadret-
1021 tet. Netvirksomhederne forventer i 2030, under forudsætning af fastholdelse af det nuværende reinvesteringsniveau i
1022 eldistributionsnettene, samt fastholdelse af det nuværende elforbrug, omkring 28 afbrudsminutter pr. elforbruger
1023 grundet fejl i eldistributionsnettene. Det bemærkes, at betydningen af et stigende elforbrug og klimaforandringer mm.
1024 ikke indgår i forudsætningerne. Dette vil formentlig undervurdere antallet af afbrudsminutter og er et vigtigt opdate-
1025 ringspunkt i det kommende udviklingsarbejde af fremskrivningen.

1026

1027 Energinet vurderer, at der trods usikkerheder i fremskrivningen er tale om en mere systematisk metode end ved sidste
1028 års redegørelse. Der er et godt grundlag for fortsat udvikling og præcisering af den forventede udvikling i elforsynings-
1029 sikkerheden i eldistributionsnettene.

1030

1031 4.2.3.1 Forventet udvikling i afbrudsminutter

1032 Nedenstående beskrivelser og forventninger til udviklingen i afbrudsminutter er baseret på input fra Dansk Energi på
1033 vegne af netvirksomhederne.

1034
1035 Overordnet drives afbrudsminutter i eldistributionsnettene af tre primære årsager:

- 1036
1037 1) Aldring af komponenter – jo ældre net, jo højere fejlsandsynlighed og deraf mere udetid.
1038 2) Accelereret aldring – øget belastning og ændrede driftsformer kan forcere aldringen af komponenter.
1039 3) Mangel på reservekapacitet på grund af øget belastning – omkoblinger i eldistributionsnettene vil derved ikke
1040 altid kunne bruges til håndtering af fejl i eldistributionsnettene.

1041
1042 Det er den første årsag til afbrud, som fremskrivningen af afbrudsminutter i eldistributionsnettene er baseret på. Data-
1043 grundlaget er ikke tilstrækkeligt til at kunne håndtere accelereret aldring. Ligeledes indeholder fremskrivningen ikke
1044 forbrugsstigning.

1045
1046 Beregningerne af de forventede afbrudsminutter i eldistributionsnettene er baseret på:

- 1047
- 1048 • Data om fejl (fejltypen, komponenttype) og alderen på de fejlende komponenter fra netvirksomhederne
1049 KONSTANT og RADIUS for 2016-2018¹². Der er estimeret empiriske fejlfrekvenskurver for kabler og muffe i
1050 eldistributionsnettene.
 - 1051 • Selskabsdata om aldersprofiler fra netvirksomhederne N1, KONSTANT og Radius¹³. Der er estimeret en lands-
1052 dækkende aldersprofil for de enkelte netkomponenter.
 - 1053 • Den landsdækkende aldersprofil for de enkelte netkomponenter samt fejlfrekvenskurver. Den forventede ud-
1054 vikling i afbrudsminutterne kan på baggrund af disse input frem mod 2030 estimeres under forskellige forud-
1055 sætninger om reinvesteringssatsen.

1056
1057 De aldersdrevne afbrudsminutter er fremskrevet under følgende forudsætninger:

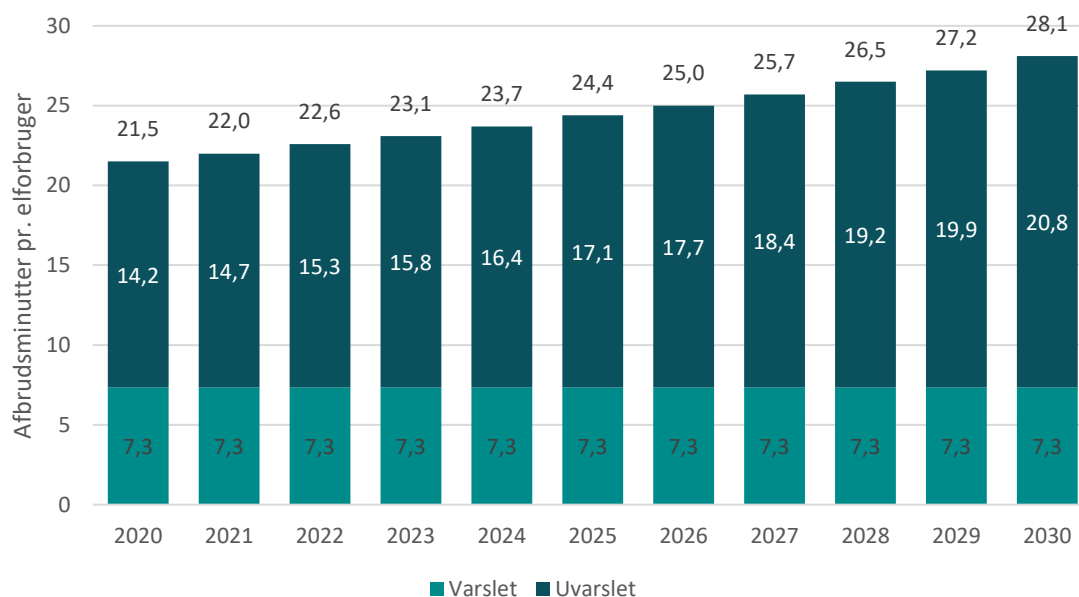
- 1058
- 1059 • Netvirksomhederne fastholder det hidtidige investeringsniveau fra 2015-2019 på samlet ca. 2,5 mia. DKK årligt.
1060 Heraf vedrører 0,8 mia. DKK-nyinvesteringer til udbygning af eldistributionsnettene, målerudskiftninger mv.,
1061 mens budgettet for reinvesteringerne udgør 1,7 mia. DKK¹⁴. Det vurderes, at størstedelen af disse investe-
1062 ringsplaner kan rummes inden for den gældende økonomiske regulering.
 - 1063 • Reinvesteringssatsen fokuseres i fremskrivningen på kabler med størst fejlsandsynlighed, men komponenter
1064 med en alder på over 60 år udskiftes altid.
 - 1065 • Elforbruget forbliver på det nuværende niveau – ingen fremadrettet forbrugsstigning.
 - 1066 • Benyttelsesprofilen for eldistributionsnettene er uændret fra 2019.

1067
1068 Resultatet af fremskrivningen af antallet af afbrudsminutter i eldistributionsnettene er angivet i Figur 9. Dette er angivet
1069 som et gennemsnitligt antal afbrudsminutter pr. elforbruger for hele Danmark. Bemærk, at der forventes betydelig
1070 spredning i afbrudsminutterne på tværs af netvirksomhederne.

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

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

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



1071

1072 *Figur 9 Estimerede afbrudsminutter for 2020-2030 baseret på aldersdrevne udvikling. Kilde: Dansk Energi.*

1073 Som det fremgår af Figur 9, vil antallet af afbrudsminutter årligt være stigende fra 20 til 21 afbrudsminutter i dag til ca.
 1074 28 afbrudsminutter i 2030. Det indebærer et mindre fald i opptiden i eldistributionsnettet fra 99,996 pct. til 99,995
 1075 pct. i 2030. Dette skyldes stigningen i antallet af ældede komponenter med forøget fejlsandsynlighed. Den forventede
 1076 stigning i afbrudsminutter pr. elforbruger skyldes overvejende en forventet stigning i afbrudsminutter grundet olie-pa-
 1077 pirisolerede kabler og tilhørende muffe. Samlet forventes antallet af afbrudsminutterne grundet disse komponenter at
 1078 stige fra 9,6 i 2020 til 15,6 i 2030. Resten af stigningen i afbrudsminutter er relateret til andre komponenttyper.

1079

1080 Det skal understreges, at der fortsat er betydelig usikkerhed forbundet med fremskrivningen i antallet af afbrudsminut-
 1081 ter i eldistributionsnettene. Det skyldes blandt andet, at fremskrivningen hovedsageligt er baseret på data fra 3 større
 1082 netvirksomheder som beskrevet ovenfor. Desuden er ikke alle komponenttyper i nettet præcist vurderet i forhold til
 1083 fremtidige fejlicisi, og der er fortsat behov for at arbejde med flere grundregistreringer og med at få ensrettet definiti-
 1084 oner mv. Dansk Energi vil i de kommende år søge at nedbringe denne usikkerhed ved at forbedre metoden og udvide
 1085 analysen til at være baseret på data fra flere netvirksomheder.

1086

1087 Det bemærkes også, at fremskrivningen ikke tager højde for, at antallet af fejl på overgangsmuffe forventes at stige.
 1088 Dette vil ske i takt med, at der kommer flere overgangsmuffe. Overgangsmuffe sammenkobler forskellige kabeltyper.

1089

Olie-papirisolerede kabler

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

Overgangsmuffe

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

1090

1091

1092

1093

1094

1095

1096

1097

1098

1099

1100

1101

1102

1103

1104

1105

1106

1107

1108

1109

1110

1111

1112

1113

1114

1115

1116

1117

1118

1119

1120

1121

1122

1123

1124

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

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

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

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

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

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

1125 5. Mulige tiltag til påvirkning af elforsyningsikkerheden

1126 Ud over de igangværende tiltag beskrevet i kapitel 0 kan det afhængigt af de kommende års udvikling blive relevant at
 1127 rette fokus på andre mulige tiltag for at understøtte den anbefalede planlægningsmålsætning for elforsyningsikkerhe-
 1128 den. Yderligere kan andre mulige tiltag også iværksættes, hvis det ønskes at forfølge en planlægningsmålsætning, som
 1129 afviger fra den anbefalede i kapitel 1.

1130
 1131 Dette kapitel beskriver eksempler på mulige tiltag, der kan iværksættes til påvirkning af elforsyningsikkerheden. De
 1132 belyste mulige tiltag fremgår af Tabel 2. Grove omkostningsestimater og konsekvenser for afbrudsminutterne i forhold
 1133 til den forventede udvikling i kapitel 0 er angivet i de følgende afsnit. Den marginale effekt på afbrudsminutter af det
 1134 enkelte tiltag afhænger af øvrige tiltag, som er iværksat.

1135

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

1136 *Tabel 2 Oversigt over nogle af de mulige tiltag til at ændre udviklingen i den fremtidige elforsyningsikkerhed.*

1137

1138 5.1 Elmarkedet

1139 Energinet har allerede gennemført og igangsat en række initiativer, som skal sikre, at elmarkedet kan understøtte elfor-
 1140 syningssikkerheden og særligt effektilstrækkeligheden på sigt. Nogle af initiativerne er beskrevet i afsnit 4.2.1, mens
 1141 der henvises til Elmarkedsorienteringen¹⁵ fra Energinet Esystemansvar for yderligere information om flere igangvæ-
 1142 rende elmarkedsinitiativer. Elmarkedet vil dog kontinuerligt udvikles gennem en række initiativer. De nedenstående
 1143 tiltag vurderes i særlig grad på sigt at kunne understøtte effektilstrækkeligheden.

1144

1145 5.1.1 Introduktion af knaphedspris ved ubalanceafregning

1146 I regulerkraftmarkedet er prisloftet i dag 5.000 EUR/MWh, og til forskel fra day-ahead-markedet udløser en efterspørg-
 1147 sel større end udbuddet i dag ikke, at regulerkraftprisen sættes til prisloftet. I stedet fastsættes regulerkraftprisen i dag
 1148 til marginalprisen, altså prisen på det dyreste bud blandt de accepterede bud (i budzonen). Da ubalanceprisen fastsæt-
 1149 tes ud fra regulerkraftprisen, afspejler ubalanceprisen ikke nødvendigvis den sande omkostning ved ubalancerne i en
 1150 knaphedssituation.

1151

1152 For at ændre dette incitament vil det være nødvendigt at introducere en "knaphedspris", sådan at ubalanceprisen i en
 1153 situation med utilstrækkeligt udbud fastsættes til VoLL. Incitamenterne for alle aktører i markedet vil blive skærpet be-
 1154 tydeligt med indførelse af en sådan knaphedspris, hvor alle ubalancer, positiv som negativ, i en knaphedssituation der-
 1155 for vil blive afregnet til VoLL. Dette er også et krav ifølge forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation
 1156 2019/943) ved aktivering af en strategisk reserve.¹⁶

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

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

1157

1158 Energinet arbejder på at iværksætte et arbejde med henblik på at indføre en sådan knaphedspris, så markedsaktørerne
1159 udsættes for de korrekte incitamenter til at levere det samfundsøkonomisk optimale niveau af elforsyningsikkerhed.
1160 En knaphedspris, der aflønner (straffer) de aktører, der bidrager til at løse (forværre) et effektilstrækkelighedsproblem,
1161 vil skulle indføres som en administrativt fastsat pris for både regulerkraft og ubalancer. Dette vil i givet fald forudsætte
1162 en nordisk implementering (i forhold til det nordiske regulerkraftmarked) og på længere sigt en europæisk implemente-
1163 ring (i forhold til det europæiske regulerkraftmarked, MARI). I begge tilfælde forventes en proces, der formentlig vil
1164 strække sig over flere år.

1165

1166 På kortere sigt kan alene ubalanceafregningen lokalt i Danmark ændres sådan, at udelukkende de aktører, der rent fak-
1167 tisk har en ubalance ved effektilstrækkelighedsproblemer, udsættes for de skærpede incitamenter. Dette kan dog på-
1168 virke incitamenterne til at melde opreguleringsbud ind i markedet, om end aktørerne må forventes at udvise betydelig
1169 kreativitet i forhold til at sikre en afregning af deres ydelser, som afspejler ydelsernes værdi. Givet disse problemstillin-
1170 ger og den generelle påvirkning af aktørernes risici vil arbejdet med introduktion af en knaphedspris ske i tæt samar-
1171 bejde med elmarkedsaktørerne. Der er igangsat en analyse med en ekstern partner af tiltag, der kan styrke disse incita-
1172 menter.

1173

1174 Det skal bemærkes, at tiltagene med introduktion af en knaphedspris stadig er under planlægning.

1175

1176 5.1.2 Midlertidig strategisk reserve

1177 En direkte måde at understøtte effektilstrækkeligheden på uden om de eksisterende elmarkeder er via kapacitetsme-
1178 kanismer, hvor enheder på produktions-/forbrugssiden får betaling for den kapacitet (MW), som stilles til rådighed for
1179 elsystemet.

1180

1181 En strategisk reserve er en kapacitetsmekanisme, som alene aktiveres i situationer med manglende effektilstrække-
1182 lighed. En strategisk reserve vil være det sidste håndtag til at sikre balance mellem efterspørgsel og udbud. Med ud-
1183 gangspunkt i energy-only-markedet kan en strategisk reserve således fungere som et sikkerhedsnet under elmarkedets
1184 udvikling. En strategisk reserve kan fx bestå af elproduktionsanlæg, der står klar som backup uden for de eksisterende
1185 elmarkeder, eller forbrugere, der tilbyder at afkoble forbrug mod kompensation, ligeledes uden for de eksisterende
1186 elmarkeder.

1187

1188 Kapacitetsmekanismer anses af EU for statsstøtte, hvorfor indkøb af en strategisk reserve kræver statsstøttegodken-
1189 delse fra Europa-Kommissionen. Dette indebærer, at en række konkrete krav som følge af *Clean Energy Package*¹⁷ skal
1190 efterleves blandt andet omkring beregning af en pålidelighedsstandard og design af den strategiske reserve. En strate-
1191 gisk reserve skal være midlertidig, og Europa-Kommissionens statsstøttegodkendelse kan maksimalt gælde i en 10-årig
1192 periode. Energinet er ansvarlig for at indkøbe, aktivere og fastlægge størrelsen på en mulig strategisk reserve.

1193

1194 En strategisk reserve korrigerer ikke underliggende markedsfejl. Det er således et krav i *Clean Energy Package*, at en
1195 strategisk reserve ledsages af markedsreformer, der adresserer de underliggende markedsfejl og dermed sikrer effekt-
1196 tilstrækkeligheden på længere sigt. Ifølge *Clean Energy Package* skal der udarbejdes en implementeringsplan for mar-
1197 kedsreformerne forud for introduktion af en kapacitetsmekanisme, og en strategisk reserve skal således udfases, efter-
1198 hånden som markedsreformerne opnår deres effekt.

1199

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

1200 Energinet har estimeret påvirkningen af risikoen for manglende effektilstrækkelighed ved forskellige størrelser af en
1201 strategisk reserve i 2030.¹⁸ Analyserne viser, at med de nuværende beregningsforudsætninger skal der ca. 600-800 MW
1202 ekstra kapacitet til i hvert af de to danske elprisområder til at bringe afbrudsminutterne ned på ca. 5 minutter i 2030 på
1203 grund af manglende effektilstrækkelighed.

1204

1205 For en strategisk reserve vil de eksakte omkostningerne blive fastsat på baggrund af et udbud på markedsvilkår. Om-
1206 kostningen vil blandt andet afhænge af selve udbudsbetingelserne og størrelsen på den indkøbte strategiske reserve.
1207 Størrelsen på en eventuel strategisk reserve vil skulle fastsættes med regelmæssige mellemrum på baggrund af udvik-
1208 lingen i effektilstrækkelighedssituationen i Danmark. Hvis det er eksisterende produktionskapacitet, der bydes ind, vil
1209 omkostningen måske kunne ligge i omegnen af 150.000 DKK/MW pr. år, mens etablering af ny spidslastkapacitet kan
1210 medføre omkostninger i intervallet 300.000-500.000 DKK/MW pr. år. Omkostningerne vil afhænge af anlæggenes type
1211 og størrelse.

1212

Beregning af pålidelighedsstandard

Forordningen om nyt elmarkedsgesign (EU regulation 2019/943) fra EU's Clean Energy Package stiller blandt andet specifikke krav til beregning af en såkaldt pålidelighedsstandard baseret på estimerede værdier for VoLL og CONE (Cost of new entry). Den endelige metode forventes i løbet af andet halvår 2020. Nedenstående er baseret på ENTSO-Es metodeudkast forelagt for ACER i maj 2020. ACER står for godkendelse af metoden.

Pålidelighedsstandarden er et beregnet målniveau for effektilstrækkelighed.

Den primære pålidelighedsstandard skal beregnes som:

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

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

Af metoden til bestemmelse af pålidelighedsstandarden fremgår, at forsyningssikkerhed er et nationalt anliggende. Hvert enkelt medlemsland kan således på transparent vis fastsætte den ønskede pålidelighedsstandard ud fra et centralt estimat og et interval af estimater heromkring; baseret på intervaller for VoLL og CONE.

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

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

Eksempler på LOLE-pålidelighedsstandard (timer/år) ¹⁹			
CONE (DKK/MW pr. år)*	150.000	300.000	450.000
VoLL (DKK/kWh)**			
75	2	4	6
150	1	2	3

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

¹⁹ Bemærk, LOLE-timer og afbrudsminutter kan ikke sammenlignes. LOLE måler antallet af timer berørt af effektmangel, mens afbrudsminutter måler andelen af et års elforbrug, som ikke kan dækkes på grund af effektmangel. Se nærmere beskrivelse i tekstboks i afsnit 6.3 i Appendiks A.

225	1	1	2
<p>* CONE vurderes at ligge i intervallet 300.000-500.000 DKK/MW pr. år ved etablering af spidslastproduktionsenheder, mens levetidsforlængelse af eksisterende kapacitet vurderes til omkring 150.000 DKK/MW pr. år.</p> <p>**Forskellige VoLL-estimer for Danmark beskrives nærmere i tekstboks i afsnit 4.2.1.</p>			

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

1213

Europæisk effekttilstrækkelighedsmetode

Forordningen om nyt elmarkedsdesign fastsætter en række specifikke krav, som de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet skal opfylde. De væsentligste elementer og forskelle til dagens europæiske vurderinger i ENTSO-E's MAF (Mid-term adequacy forecast) er:

Tidshorisont på 10 år med specifik årlig vurdering for hvert år.

Integration af økonomisk bæredygtighedstjek for produktionsenheder.

Inkludering af yderligere scenarier, herunder varianter både med og uden eksisterende og planlagte kapacitetsmekanismer.

Inkludering af alle ressourcer, som kan bidrage til effekttilstrækkeligheden, herunder blandt andet fleksibelt elforbrug, energilagring og sektorintegration.

Overensstemmelse med flow-based market coupling-tilgangen.

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

I dag er den primære metodemæssige forskel mellem de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i MAF og Energinets analyser håndteringen af manuel reservekapacitet (mFRR) i Danmark. I Energinets analyser medtages manuelle reserver til understøttelse af effekttilstrækkeligheden, mens de ikke er inkluderet i de europæiske analyser. Tilgangen forventes at være den samme i de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet. Dermed er den europæiske metode mere konservativ i sin tilgang til effekttilstrækkelighedsvurderinger. I dag udgør de manuelle reserver ca. 300 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark.²⁰

1214

1215 5.2 Eltransmissionsnettet

1216 I forhold til det fysiske eltransmissionsnet og driften af det, vurderes det vigtigste tiltag, som kan påvirke elforsynings-
 1217 sikkerheden, at være reinvesteringsprogrammet. En stor del af Energinets anlægsmasse har nået en alder, hvor den
 1218 tekniske levetid er ved at være opbrugt. Det skyldes den historiske udbygning af eltransmissionsnettet, hvor en stor del
 1219 af eltransmissionsnettet blev etableret i perioden fra 1960 til 1980.

1220

²⁰ Energinet har foretaget effekttilstrækkelighedsberegninger både med og uden de manuelle reserver. Se Appendiks A afsnit 6.4.2.1.

1221 5.2.1 Reinvestering af eltransmissionsnettet

1222 Eltransmissionsnettets driftsmæssige tilstand forringes i takt med, at det ældes. Det medfører en højere fejlsandsynlig-
1223 hed og reducerer dermed elforsyningsikkerheden. Kommer eltransmissionsnettets komponenter i en driftsmæssig til-
1224 stand, hvor der er risiko for, at personsikkerheden kompromitteres, tages komponenterne permanent ud af drift. Dette
1225 reducerer elforsyningsikkerheden væsentligt.

1226
1227 Energinet har valgt at gennemføre et større reinvesteringsprogram af komponenterne i eltransmissionsnettet. Det sker
1228 for at imødegå den stigende fejlrate, som ellers ville følge af et aldrende eltransmissionsnet. Reinvesteringsprogrammet
1229 er beskrevet i *Energinets Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan 2018*²¹ (RUS-planen).

1230
1231 Hvis væsentlige dele af reinvesteringsprogrammet ikke gennemføres, vil en stor del af eltransmissionsnettet skulle ta-
1232 ges ud af drift inden for den kommende årrække. Dette er illustreret i Figur 10, som viser komponenter i eltransmissi-
1233 onsnettet, der skal reinvesteres inden 2030.

1234

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



1235

1236

1237

1238

Figur 10 Nødvendige reinvesteringer i det danske eltransmissionsnet på grund af opbrugt levetid. Linjer og komponenter markeret med blå skal reinvesteres inden 2025. Linjer og komponenter markeret med grønt skal reinvesteres inden 2030.

1239

1240

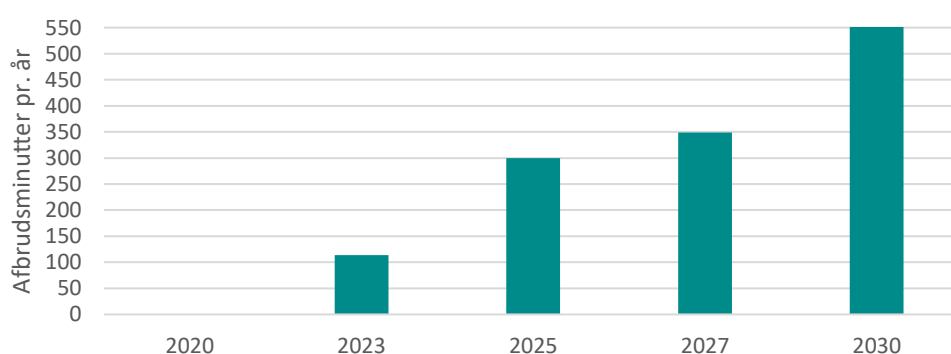
1241

1242

1243

I perioden 2019-2022 er der budgetteret 5,3 mia. DKK til reinvesteringer i eltransmissionsnettet, baseret på Energinets RUS-plan 2018, svarende til godt 1,3 mia. DKK pr. år. Det svarer til en reinvesteringsfaktor på 2-3 pct. i forhold til den oprindelige anskaffelsværdi 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.

1244 Effekten af reinvesteringsprogrammet er svær at kvantificere. Det er dog forsøgt under forudsætningen om, at kompo-
 1245 nenter i eltransmissionsnettet tages ud af drift, når den tekniske levetid er opbrugt. Herefter er effekten af en række
 1246 enkeltprojekter estimeret, og disse er skaleret op til den samlede reinvesteringsplan. Ud fra denne metode estimeres
 1247 en udvikling i antallet af afbrudsminutter relateret til nettilstrækkelighed i eltransmissionsnettet, som vist i Figur 11.
 1248 Dette estimat baseres på, at godkendte reinvesteringer frem mod 2022 gennemføres. Figuren viser, at der ikke vil opstå
 1249 væsentlige udfordringer med nettilstrækkeligheden, hvis der reinvesteres i forhold til behov. Hvis nødvendige reinveste-
 1250 ringe efter 2022 ikke godkendes, vil manglende nettilstrækkelighed allerede give sig til udtryk i 2023. I takt med at flere
 1251 komponenter når deres tekniske levetid, stiger antallet af afbrudsminutter. Som det fremgår, vil det have væsentlig be-
 1252 tydning for antallet af afbrudsminutter, hvis de nødvendige reinvesteringer ikke foretages.
 1253



1254

1255 *Figur 11 Probabilistisk opgørelse af udviklingen i afbrudsminutter relateret til manglende nettilstrækkelighed i eltrans-*
 1256 *missionsnettet, hvis der ikke gennemføres reinvesteringer i komponenter med opbrugt teknisk levetid.*

1257

1258 Det pointeres, at denne metode ikke tager højde for krydsafhængigheder mellem de enkelte reinvesteringer. Fx vil el-
 1259 transmissionsnettet slet ikke kunne drives, hvis der ikke reinvesteres i 400 kV-nettet. Da disse effekter ikke er medreg-
 1260 net, vurderes det faktiske antal afbrudsminutter, hvis der ikke reinvesteres at være væsentligt højere.

1261

1262 Med omkostningen til reinvesteringer på 1,5 mia. DKK pr. år til reinvesteringer i perioden 2023-2030 vil reinvesterings-
 1263 programmet have medført omkostninger på ca. 21 mio. DKK pr. mitigeret (undgået) afbrudsminut i 2030 alene. Energi-
 1264 net forventer, at det ud over gennemførelse af reinvesteringsprogrammet ikke vil være samfundsøkonomisk rentabelt
 1265 at arbejde for endnu færre afbrudsminutter i eltransmissionsnettet.

1266

1267 5.2.2 Risikovillighed

1268 Risikovillighed er en integreret del af Energinets planlægning, men vil fremadrettet have et øget fokus. Det kan være
 1269 meget omkostningstungt at opretholde det generelle omfang af elforsyningssikkerhed. I særdeleshed i forbindelse med
 1270 reinvesteringer, hvor dele af eltransmissionsnettet ikke er tilgængeligt. Energinets risikovillighed er et udtryk for, om
 1271 omkostninger til sikring af elforsyningssikkerheden står mål med de samfundsmæssige gevinster ved at opretholde el-
 1272 forsyning af elforbrugere.

1273

1274 Energinet vurderer i forbindelse med reinvesteringer påvirkningen af elforsyningssikkerheden og mulige mitigerende
 1275 tiltag til sikring af elforsyningssikkerheden i reinvesteringsperioder. Konsekvensen ved fejl i det øvrige eltransmissions-
 1276 net samt sandsynligheden for, at disse fejl indtræffer under reinvesteringen, estimeres. Omkostningen ved denne kon-
 1277 sekvens fastsættes på basis af VoLL. Det vurderes herefter, om konsekvensens omfang ligger inden for Energinets risi-
 1278 kovillighed, som samlet set er udtrykt ved 1 afbrudsminut i planlægningsmålet for nettilstrækkelighed. Er dette tilfældet

1279 skal omkostningerne til mitigerende tiltag stå mål med den samfundsøkonomiske konsekvens af afbrud for, at tiltaget
1280 iværksættes. Ellers accepteres den forøgede risiko for afbrydelse af elforbrugere i reinvesteringsperioden.

1281

1282 Den samlede samfundsøkonomiske besparelse ved Energinets risikovillighed kan ikke umiddelbart estimeres, men beror
1283 på en vurdering fra projekt til projekt. Da Energinet tager kalkulerede risici, må der derfor alt andet lige forventes af-
1284 brudsminutter i eltransmissionsnettet grundet manglende nettilstrækkelighed. Energinet påregner en samlet risiko på
1285 ét afbrudsminut til nettilstrækkelighed grundet risikovillighed. En øget risikovillighed kan medføre besparelser på sikring
1286 af elforsyningssikkerheden i forbindelse med reinvesteringer. Omvendt vil en lavere risikovillighed betyde øgede om-
1287 kostninger til sikring af elforsyningssikkerheden.

1288

1289 5.2.3 Udlandsforbindelser

1290 Etablering af yderligere udlandskapacitet til de to danske elprisområder vil kunne bidrage med effekt i situationer, hvor
1291 der er manglende effekttilstrækkelighed i Danmark. Det forudsætter selvfølgelig, at der er overskydende effekt at hente
1292 i udlandet, hvilket specielt i 2030 med de nuværende forudsætninger ikke altid forventes at være tilfældet. Modsat vil
1293 en reduktion af den nuværende udlandskapacitet kunne forværre effekttilstrækkeligheden.

1294

1295 Energinet har analyseret på effekten af ændret udlandskapacitet til henholdsvis Norge, Sverige og Polen.

1296

1297 Skagerrak 1 og 2 er ved at have opbrugt deres tekniske levetid, og det samme er tilfældet for det ene af de to 400 kV-
1298 kabelsystemer i Øresund til Sverige. Undladelse af reinvestering i disse forbindelser vil mindske den danske udlandska-
1299 pacitet med 500 MW til Vestdanmark uden Skagerrak 1 og 2 og 600 MW til Østdanmark i 2030 uden den ene 400 kV-
1300 forbindelse i Øresund. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i Danmark stige. Afbruds-
1301 minutterne for Danmark samlet estimeres under de nuværende forudsætninger at stige fra 35 minutter i 2030 til hen-
1302 holdsvis 59 og 52 afbrudsminutter uden Skagerrak 1 og 2 eller den ene Øresundsforbindelse. Skyggepriserne baseret på
1303 en række forsimplede antagelser vurderes til henholdsvis 35 og 16 DKK/kWh for reinvesteringerne i Skagerrak 1 og 2 og
1304 Øresundsforbindelsen.²²

1305

1306 En forbindelse til Polen fra Østdanmark er blevet undersøgt i ENTSO-Es TYNDP og har også været bragt på banen i kom-
1307 bination med etablering af Bornholm som energiø med store offshorevindmølleparker tilsluttet. En elforbindelse på 600
1308 MW til Polen vurderes at mindske risikoen for afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed fra ca. 35
1309 minutter til 29 minutter i 2030. En simpel beregning af skyggeprisen for forbindelsen til Polen giver en pris på ca. 256
1310 DKK/kWh.

1311

1312 De beregnede skyggepriser indikerer, at reinvestering i Øresund 400 kV-forbindelsen giver størst forventet værdi pr.
1313 investeret krone, hvis alene konsekvensen for effekttilstrækkeligheden betragtes. Sammenholdes skyggepriserne med
1314 estimater for VoLL ligger de beregnede skyggepriser for reinvesteringerne i både Skagerrak 1 og 2 og Øresundsforbin-
1315 delsen under typiske VoLL-estimater for Danmark, mens skyggeprisen for Polen-forbindelsen ligger over. Det indikerer,
1316 at alene med effekttilstrækkelighedskonsekvenser for øje er de to reinvesteringer mod Norden samfundsøkonomisk
1317 fordelagtige, mens en Polen-forbindelse ikke alene kan retfærdiggøres herudfra.

1318

1319 I sidste års redegørelse undersøgte Energinet også konsekvensen af en yderligere forbindelse på 600 MW mellem Vest-
1320 danmark og Østdanmark. Effekten heraf på afbrudsminutterne var begrænset, da analyserne viste, at Østdanmark og

²² Skyggeprisberegningen er beskrevet nærmere i Appendiks A afsnit 6.4.1.1.

1321 Vestdanmark typisk vil være presset på effekttilstrækkeligheden samtidigt. Dette er også tilfældet i årets analyser. Ef-
1322 fekten af ekstra kapacitet mellem de to danske elprismråder på effekttilstrækkeligheden vurderes derfor fortsat be-
1323 grænset.

1324

1325 5.3 Eldistributionsnettene

1326 På vegne af netvirksomhederne har Dansk Energi leveret bidrag til redegørelsen i forhold til mulige tiltag til påvirkning
1327 af elforsynings sikkerheden i eldistributionsnettene.

1328

1329 Der vil i de kommende år være et stigende behov for reinvesteringer. Grundet alderen på en større del af eldistributi-
1330 onsnettene stiger fejlsandsynligheden for de aldrende netkomponenter, hvilket også øger behovet for gennemførelsen
1331 af reinvesteringer.

1332

1333 Reinvesteringsaktiviteter vurderes at være det primære tiltag i eldistributionsnettene i forhold til påvirkning af elforsy-
1334 ningssikkerheden. Det nuværende reinvesteringsniveau er på ca. 1,7 mia. DKK pr. år i eldistributionsnettene og er en
1335 forudsætning for den forventede udvikling i afbrudsminutter på eldistributionsniveau, beskrevet i afsnit 4.2.3.1.

1336

1337 5.3.1 Ændring af reinvesteringsniveauet

1338 Analyser viser, at en besparelse på de allerede planlagte reinvesteringer vil medføre en væsentlig forringelse af elforsy-
1339 ningssikkerheden. Netvirksomhedernes beregninger baseret på samme model, som er beskrevet i afsnit 4.2.3.1, viser,
1340 at reduceres reinvesteringerne i eldistributionsnettene med 0,5 mia. DKK årligt, vil antallet af afbrudsminutter i 2030
1341 været øget yderligere med ca. 2,5.

1342

1343 På længere sigt vil dette dog medføre så store konsekvenser for elforsynings sikkerheden, at det vil være markant dyrere
1344 at genoprette det nuværende forventede antal afbrudsminutter. Det skyldes, at der opbygges et stort investeringsefter-
1345 slæb, som vil være meget svært at indhente. Derfor vurderes besparelser af denne karakter ikke at være den samfunds-
1346 økonomisk bedste løsning.

1347

1348 Stigningen i afbrudsminutterne kan afbødes gennem reinvesteringer og andre driftsmæssige tiltag, men gevinsten skal
1349 afvejes i forhold til de øgede omkostninger, som forbrugerne påføres. Det vil kræve en meget stor og forceret forøgelse
1350 af netvirksomhedernes investeringer i eldistributionsnettene, hvis de nuværende og historisk lave 20 til 21 afbrudsmi-
1351 nutter årligt skal fastholdes. Der vurderes at være tale om merinvesteringer i størrelsesordenen 1,9 mia. DKK årligt. I
1352 praksis vil det næppe være muligt at gennemføre så store investeringer frem mod 2030. Dertil kommer, at en forceret
1353 udskiftning af visse kabler vil betyde omfattende gener for trafikanter og beboere samt flere varslede afbrud i perioden,
1354 hvor udskiftningen foretages.

1355

1356 Netvirksomhederne er underlagt en økonomisk regulering, hvor de tilladte indtægter skal kunne finansiere investerin-
1357 gerne. Hvis eldistributionsnettene skal fastholde eller øge elforsynings sikkerheden, vil der være behov for et højere in-
1358 vesteringsniveau. Der vil i den situation være behov for justeringer af reguleringen, så der tillades et højere indtægtsni-
1359 veau for at finansiere de højere investeringer.

1360

1361 Det bemærkes, at der er medtaget betydningen af, at en øget reinvesteringsindsats i en periode vil øge risikoen for flere
1362 varslede afbrud af elforbrugere, mens der reinvesteres. Erfaringerne viser således, at de varslede afbrudsminutterne pr.
1363 elforbruger midlertidigt vil stige med ca. 0,8 afbrudsminutter pr. år for hver milliard danske kroner, der reinvesteres i
1364 eldistributionsnettene. Reinvesteringerne vil dog over tid samlet set forbedre elforsynings sikkerheden.

1365

1366 5.3.2 Fokuseret reinvesteringsindsats

1367 Der er grundlæggende et stigende behov for at reinvestere i eldistributionsnettene på grund af deres alder. Sker det
1368 ikke, vil fejlsandsynligheden og antallet af afbrudsminutter stige. Dette gælder i særdeleshed for olie-papirisolerede
1369 kabler og netstationer. Mange netkomponenter er nået til et stadie i deres livscyklus, hvor de begynder at udvise en
1370 stigende fejlsandsynlighed.

1371

1372 Investeringsindsatsen vil rent teoretisk kunne fokuseres på de netkomponenter, der har særlig høj fejlsandsynlighed.
1373 Det vil dog i praksis være svært at realisere denne tilgang. Det vil være yderst kompliceret og forbundet med meget stor
1374 usikkerhed at gennemføre en præcis udvælgelse af de kabler, som har størst fejlsandsynlighed.

1375

1376 For med stor sikkerhed at få udskiftet de dårligste kabler frem mod 2030, vil udskiftningen derfor skulle fokuseres bredt
1377 på baggrund af nogle udvælgelseskriterier såsom fx alderen. Dette betyder, at også kabler med acceptable fejlsandsyn-
1378 ligheder vil blive udskiftet i processen. I branchen er der et stigende fokus på databaserede asset management værktø-
1379 jer. Disse kan bruges til at blive bedre til at udvælge komponenter med dårligst tilstand.

1380

1381 Det bemærkes, at hvis alle olie-papirisolerede kabler skal udskiftes i løbet af de kommende 10 år, vil det kræve et me-
1382 get omfattende gravearbejde. Det vil medføre store gener for trafikanter og beboere, da denne type kabler primært
1383 findes i byområder.

1384

1385 5.3.3 Andre tiltag

1386 Med henblik på at understøtte elektrificeringen og et højere elforbrug ved at afhjælpe dér, hvor der ses størst risici for
1387 udfald i de kommende år, arbejdes der desuden på løsninger, der kan gøre, at nettet kan køre tættere på grænsen. Disse
1388 aktiviteter er ikke kvantificeret i forhold til omkostning eller besparelse samt påvirkning på antallet af afbrudsminutter.
1389 Aktiviteterne omfatter blandt andet:

1390

1391 - **Intelligens og fjernkontrol.** Installering af intelligens og fjernkontrol i netstationer kan påvirke antallet af af-
1392 brudsminutter i eldistributionsnettene. Det sikrer mulighed for hurtigt at kunne lokalisere fejlramte kompo-
1393 nenter og foretage omkoblinger i eldistributionsnettene. Dermed kan fejlramte komponenter isoleres, og for-
1394 syningen til elforbrugere kan genoprettes. Data fra fjernaflæste elmålere hos alle elkunder vil give de nødven-
1395 dige data til at sætte målrettet ind. På den måde kan reetableringstiden efter en fejl nedbringes. Dette tiltag vil
1396 reducere varigheden af afbrydelserne i tilfælde af mindre afbrud, mens antallet af afbrydelser af elforbrugere
1397 ikke påvirkes.

1398

1399 - **Asset management-systemer og digitalisering.** I forbindelse med implementering af mere avancerede asset
1400 management-systemer og processer kan ressourcerne til drift og vedligeholdelse af eldistributionsnettene i
1401 højere grad målrettes. De kan dermed anvendes, hvor den største effekt opnås. Dette kan fx være i forhold til
1402 reduktion i afbrud af elforbrugere og opretholdelse af opetiden i eldistributionsnettene. Hertil kommer, at
1403 asset management anvendes i forhold til løbende at forbedre strategierne for reinvestering. Tiltaget vil kunne
1404 bidrage til at udskyde den forventede stigning i afbrudsminutter.

1405

1406 - **Fleksibilitet og afbrydelighed.** Der arbejdes med løsninger, hvor kundernes elforbrug i perioder med højt elfor-
1407 brug reduceres med henblik på at flytte forbruget til mindre belastede perioder. Konkret kan det ske ved at
1408 give elkunderne incitament til at sænke forbruget på tidspunkter, hvor nettet er særligt belastet – fx ved tids-
1409 differentierede tariffer eller ved markedsløsninger for fleksibilitet, fx aftaler med aggregatorer eller operatører
1410 af batterier. Der kan også være tale om aftaler med enkelte kunder om afbrydelighed eller fleksibilitet. Det

1411 reducerer risikoen for øget udetid i en fejlsituation, hvor der ellers ikke er tilstrækkelig netreserve. Det bety-
1412 der, at der kan spares på reinvesteringstiltaget.

1413

1414 Det skal understreges, at netvirksomhederne allerede i dag i forskellig grad har implementeret disse tiltag. Det er dog
1415 meget forskelligt på hvilket stadie de enkelte netvirksomheder er i forhold til implementeringen. Det må som udgangs-
1416 punkt forventes, at yderligere implementering sker af sig selv, hvis det har positiv indflydelse selskabsøkonomisk for
1417 netvirksomhederne.

1418

1419 I fremtidige udgivelser af Redegørelse for elforsynings sikkerhed vil Dansk Energi på vegne af netvirksomhederne ar-
1420 bejde videre med at konkretisere og kvantificere betydningen af mulige relevante tiltag.

1421

1422

1423 6. Appendiks A – Effekttilstrækkelighed

1424 Risikoen for afbrudsminutter i Danmark på grund af manglende effekttilstrækkelighed vurderes at stige over de kom-
1425 mende 10 år. Men selv om Energinets analyser viser, at der er en stigende risiko for enkelte situationer med brownouts
1426 (kontrollerede forbrugsafkoblinger) på grund af manglende effekttilstrækkelighed, forventes sådanne situationer at
1427 være sjældne hændelser. Historisk de seneste 20 år har manglende effekttilstrækkelighed ikke været årsag til afbruds-
1428 minutter i det danske elsystem.

1429 Den stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed er et resultat af en forventning om fortsat udfasning af termisk
1430 kapacitet og stigende elforbrug blandt andet til øget elektrificering af varme- og transportsektorerne. Udviklingen gør
1431 Danmark mere afhængig af at kunne importere el fra vores nabolande i visse situationer for at kunne opretholde effekt-
1432 tilstrækkeligheden. En række af vores nabolande oplever samme tendenser som i Danmark. Derfor vurderes risikoen for
1433 ikke at kunne importere tilstrækkeligt fra udlandet at stige over de kommende 10 år, når der er behov for import på
1434 grund af effektknaphed i Danmark. Det er også en betydelig underliggende årsag til den stigende risiko for manglende
1435 effekttilstrækkelighed i Danmark.

1436 Beregninger af effekttilstrækkelighed er forbundet med betydelig usikkerhed, specielt på længere sigt. En lang række
1437 forudsætninger og antagelser for både Danmark og udlandet ligger til grund for effekttilstrækkelighedsberegningerne,
1438 og for alle parametre stiger usikkerheden, jo længere tidshorizonten er. Derfor vil resultaterne på længere sigt også
1439 have en tendens til at svinge mere fra år til år, da forudsætninger for fjerne år i fremtiden er mere usikre end nære år.
1440 Yderligere vil forskellige modeller og de stokastiske elementer i beregningerne betyde forskellige resultater, selvom de
1441 grundlæggende forudsætninger er ens. Dette viste sig fx med overgangen fra FSI-modellen til BID-modellen hos Energi-
1442 net og viser sig årligt i forbindelse med de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-Es MAF (Mid-term
1443 Adequacy Forecast). De absolutte effekttilstrækkelighedsresultater skal derfor altid tolkes med varsomhed.

1446

1447 6.1 Baggrund for vurderinger af effekttilstrækkelighed

1448 Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* skal Energinet udar-
1449 bejde en prognose for effekttilstrækkeligheden. En prognose er her at sammenligne med en base case og dermed refe-
1450 rencen for effekttilstrækkelighedsvurderingerne baseret på den forventede udvikling i elsystemet. Bekendtgørelsen stil-
1451 ler derudover en række specifikke krav til effekttilstrækkelighedsvurderingerne, herunder blandt andet til følsomheds-
1452 analyser og udarbejdelse af alternative prognoser.

1453

1454 Forordningen om nyt elmarkedsdesign (EU regulation 2019/943) fra *Clean Energy Package* fastsætter en række speci-
1455 fikke krav, som europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger fremadrettet skal opfylde.²³ Metoden skal efterleves af
1456 nationale effekttilstrækkelighedsvurderinger ved ønske om indførelse af kapacitetsmekanismer på baggrund heraf.

1457

1458 Grundlæggende er der god overensstemmelse mellem de danske krav i *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed*
1459 *og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.* og de europæiske krav fra *Clean Energy Package*.

1460

1461 Modellen BID er i dag Energinets foretrukne værktøj til at foretage langsigtede vurderinger af effekttilstrækkeligheden.
1462 BID-modellen anvendes i dag i de europæiske vurderinger i ENTSO-Es MAF og forventes også at blive anvendt i de euro-
1463 pæiske vurderinger fremadrettet. Energinet deltager aktivt i arbejdet med MAF og står således godt rustet til at kunne
1464 efterleve de nye krav fra *Clean Energy Package* til effekttilstrækkelighedsvurderinger. I dag er den primære metode-
1465 mæssige forskel mellem de europæiske vurderinger i MAF og Energinets analyser håndteringen af manuel reservekapa-
1466 citet (mFRR) i Danmark.

²³ Se nærmere beskrivelse i tekstboksen i afsnit 5.1.2.

1467

1468

1469

1470

1471

1472

1473

1474

1475

1476

1477

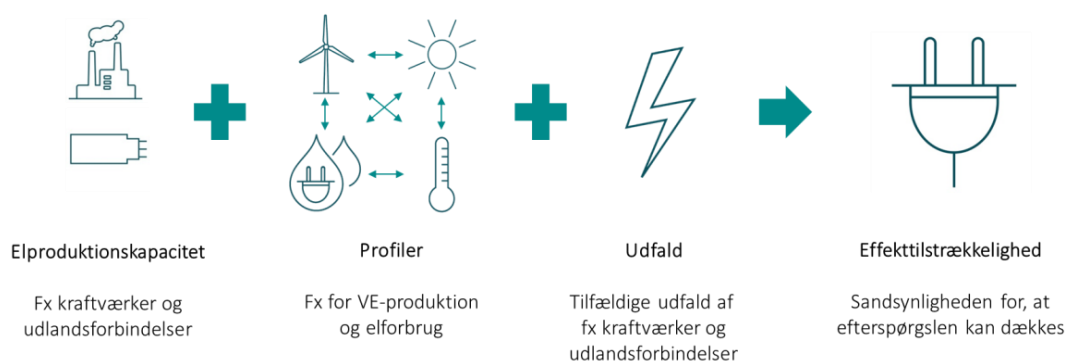
1478

1479

BID-modellen

BID er en elmarkedsmodel, der blandt andet kan anvendes til at vurdere effektilstrækkelighed. Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 38 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Havarier på kraftværker og udlandsforbindelser er stokastiske elementer. Sammen med data for 34 historiske klimaår²⁴ giver det mulighed for at vurdere effektilstrækkeligheden ved en række forskellige kombinationer af vilkårlige vejsituationer og havarier. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede elprisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske.

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



1480

1481

6.2 Forudsætningerne for prognose for effektilstrækkelighed

1482

1483

6.2.1 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmark

1484

1485

1486

1487

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

1488

1489

1490

1491

1492

1493

1494

1495

1496

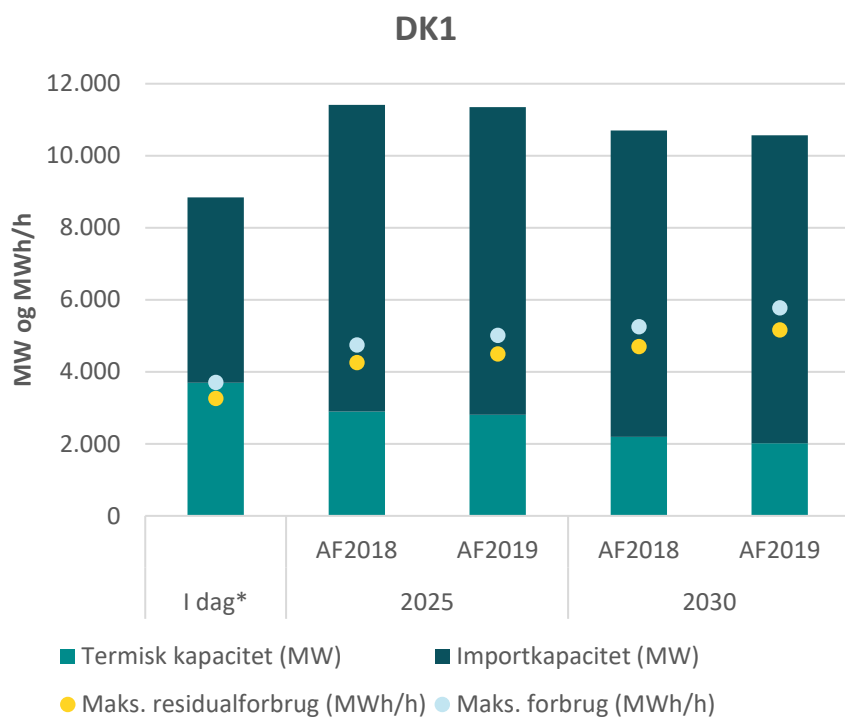
1497

1498

I Figur 12 og Figur 13 er udviklingen for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark illustreret, da opdelingen er væsentlig ved effektilstrækkelighedsvurderinger, når landsdelene elektrisk kun er forbundet med Storebæltsforbindelsen på 600 MW. Figurene illustrerer, hvordan begge landsdele bliver mere og mere afhængige af at kunne importere strøm i visse situationer, da den termiske kapacitet falder, og maksimum-/residualforbruget stiger. Udviklingen er mere forceret specielt i forhold til forbrugsstigningen i AF2019 sammenlignet med AF2018, fx er elforbruget i 2030 henholdsvis ca. 9 pct. og 12 pct. højere i Vestdanmark og Østdanmark i AF2019 end i AF2018. Det vil alt andet lige forværre effektilstrækkelighedsvurderingerne i årets redegørelse, da alle andre forudsætninger er uændrede. En væsentlig bemærkning til implementeringen af elforbrug i BID-modellen er, at alt elforbrug, ud over datacentre, har samme profil pr. landsdel²⁵. Da forbrugsprofilerne og datacenterforbrug er uændret siden sidste års redegørelse, betyder det fx, at det simulerede elforbrug i BID hver time i 2030 er omtrent 9 pct. og 12 pct. højere i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark sammenlignet med sidste års redegørelse svarende til den generelle forbrugsstigning fra AF2018 til AF2019.

²⁴ 1982-2015. Et klimaår angiver den historiske kombination af vind, sol, nedbør og temperatur i løbet af et år på tværs af de modellerede lande.

²⁵ Forbrugsprofilen er skabt under hensyntagen til mængden af elbiler og varmepumper på tidspunktet for udarbejdelse af profilen. De anvendte forbrugsprofiler stammer fra ENTSO-Es MAF17/TYNDP18, hvortil AF2016 var grundlaget. Datacentre indgår med en flad forbrugsprofil hen over året, det vil sige, forbruget antages konstant hver time.



1499

1500

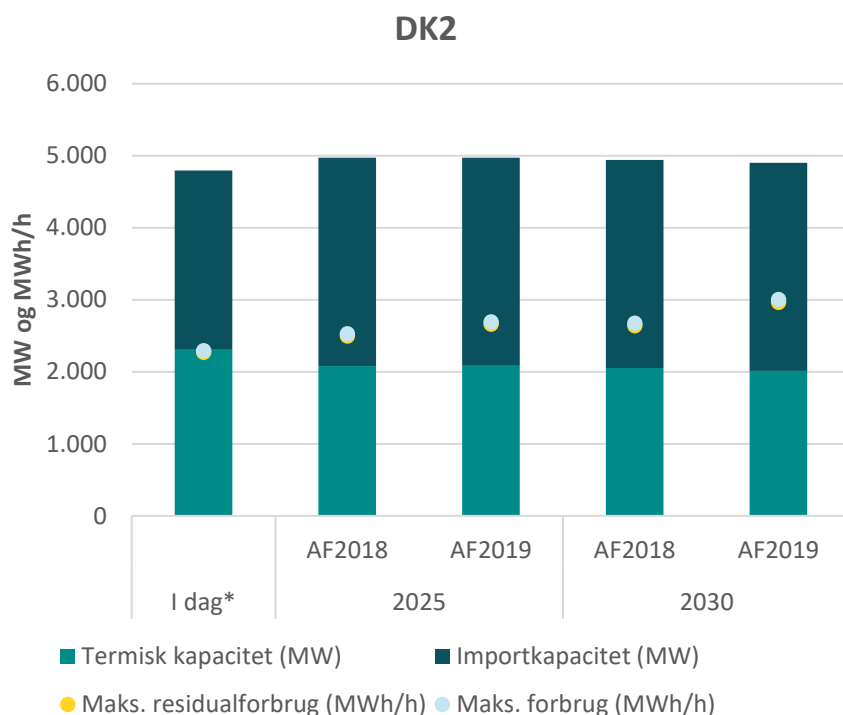
1501

1502

1503

1504

Figur 12 Udvikling for Vestdanmark i AF2018 og AF2019. Residualforbrug er givet ved forbruget fratrukket den indenlandske produktion fra vind og sol på timeniveau. Maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på output fra Energinets BID-model. *Kapaciteter for i dag er baseret på 2020-værdier fra AF2019, mens maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på 2019 observerede værdier.



1505

1506

1507

1508

1509

1510

1511

1512

Figur 13 Udvikling for Østdanmark i AF18 og AF19. Residualforbrug er givet ved forbruget fratrukket den indenlandske produktion fra vind og sol på timeniveau. Maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på output fra Energinets BID-model. *Kapaciteter for i dag er baseret på 2020 værdier fra AF2019, mens maks. residualforbrug og maks. forbrug er baseret på 2019 observerede værdier. Østkraft og bornholmsk elforbrug er undladt i opgørelsen.

1511

1512

6.2.2 Elforbrug og produktionskapacitet i Danmarks nabolande

1513

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

1514

1515

1516

1517

1518

1519

1520

1521

1522

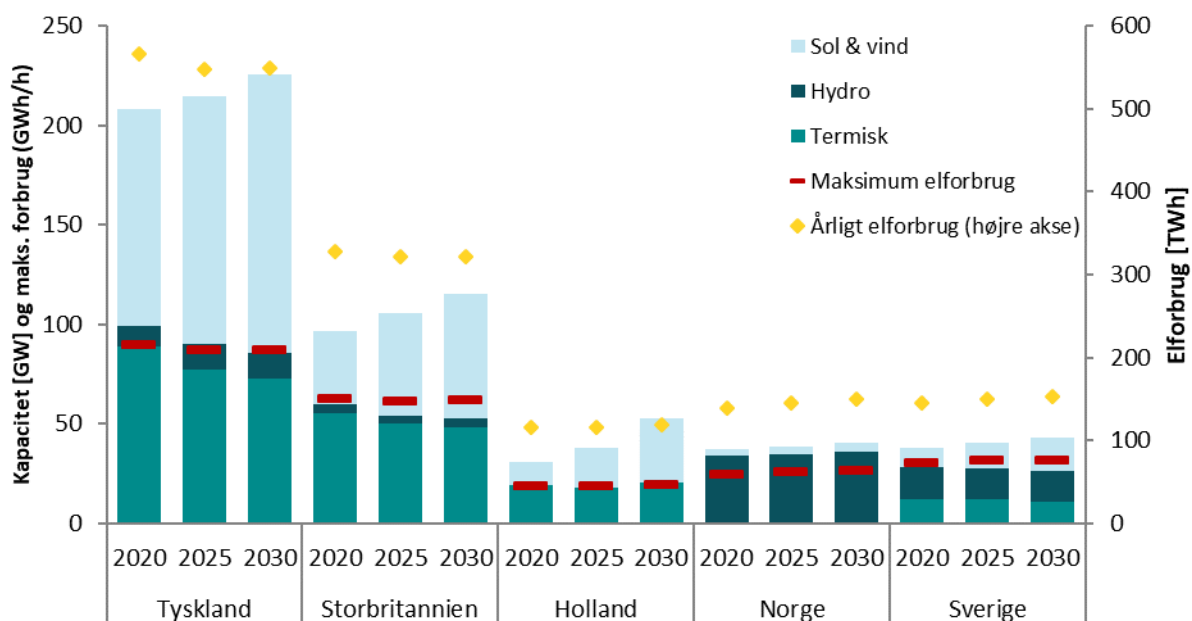
1523

1524

1525

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

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



1526

1527 *Figur 14 Forventet udvikling for produktionskapaciteter og elforbrug i Danmarks nabolande.*

1528

1529

6.2.3 Andre forudsætninger

1530

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

1531

1532

1533

6.3 Prognose for effekttilstrækkelighed

1534

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

1540

1541

Effekttilstrækkelighedsindikatorer

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

Indikator	Typisk enhed	Beskrivelse
LOLE (Loss of Load Expected)	Timer/år	Forventet antal situationer, hvor produktion og import ikke kan dække forbrug. Måler hyppigheden af effekt mangelsituationer.
EENS (Expected Energy Not Served) /EUE* (Expected Unserved Energy)	MWh/år	Forventet energiforbrug, som ikke kan dækkes af produktion og import. Måler størrelsen af effekt mangelsituationer.
Effektminutter	Minutter/år	Forventet antal afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed. Omregning af EUE baseret på det gennemsnitlige elforbrug pr. minut for året.
Leveringssikkerhed	Pct.	Andel af et års elforbrug, som forventet kan leveres på grund af tilstrækkelig effekt. Omregning af effektminutter/EUE.

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

1542

1543

1544

1545

1546

1547

1548

1549

1550

1551

1552

1553

1554

1555

1556

1557

1558

1559

1560

1561

1562

1563

1564

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

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

Resultaterne er ud over datausikkerheden behæftet med en vis mængde stokastisk støj, hvilket betyder, at man ikke nødvendigvis får identiske resultater, hvis man gentager den samme beregning. Det skyldes de stokastiske havarier af produktionskapacitet og udlandsforbindelser i modellen. Det vurderes fx, at effektminutterne for prognosen i 2030 med 95 pct. sandsynlighed vil konvergere mod et niveau inden for et interval på ca. +/- 20 pct. omkring de angivne resultater, hvis et uendeligt antal gennemregninger foretages. Den relative størrelse af den stokastiske støj er større i elsystemer med sjældne afbrud. Derfor bør man være varsom med at overfortolke de præcise effektminutter.

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

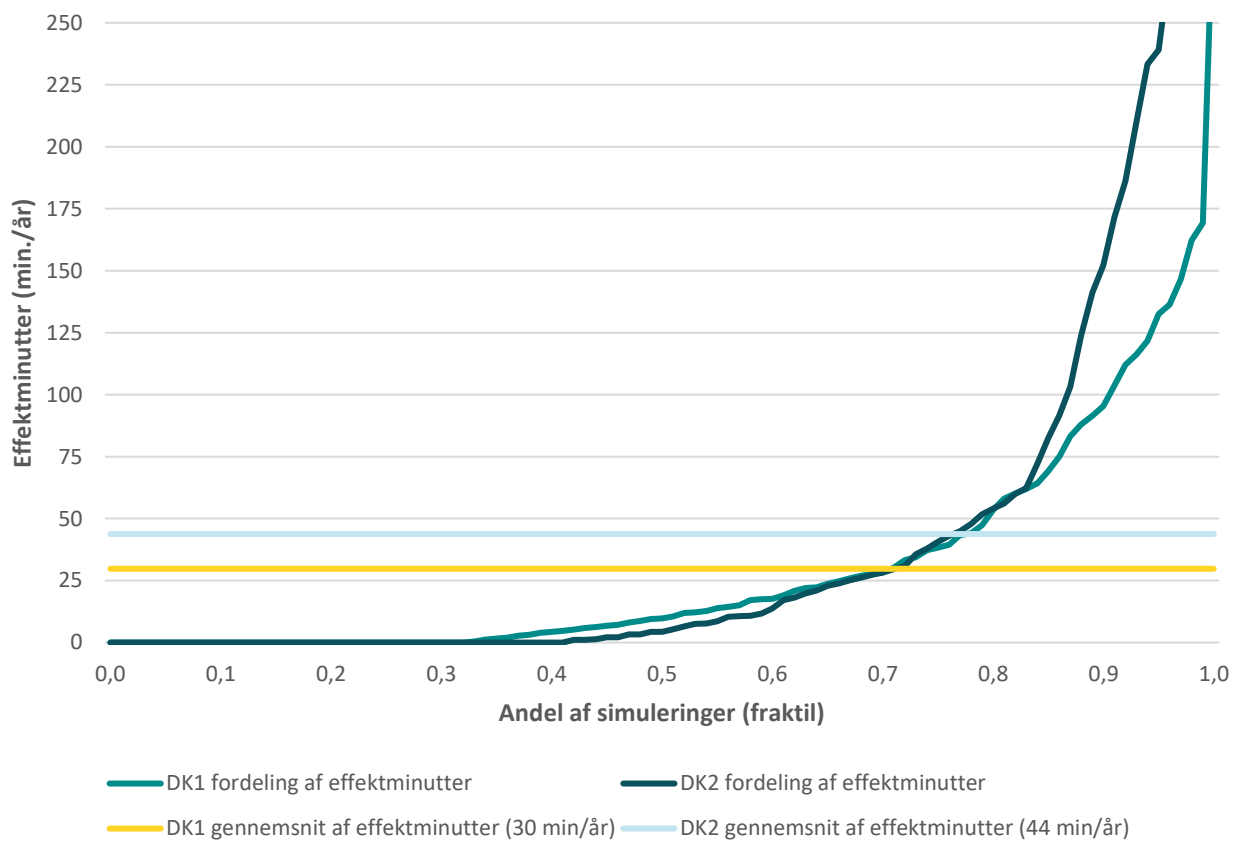
1565 Tabel 3 Resultater for Vestdanmark i udvalgte år i perioden 2020-2030.

1566

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

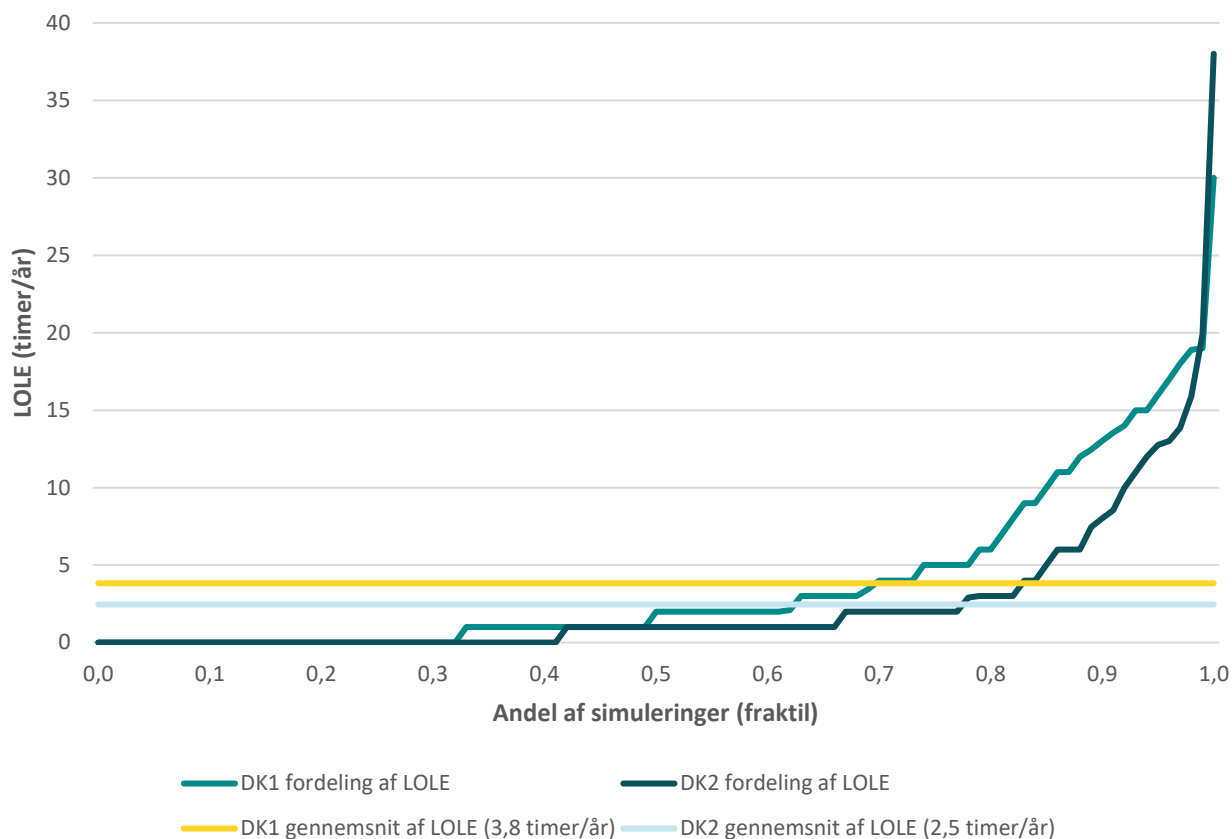
1567 Tabel 4 Resultater for Østdanmark i udvalgte år i perioden 2020-2030.

1568 Resultaterne for hvert år i Tabel 3 og Tabel 4 angiver et gennemsnit på tværs af 306 gennemregninger, som hver effekt-
 1569 tilstrækkelighedssimulering består af. Figur 15 og Figur 16 viser, hvordan fordelingen af henholdsvis effektminutter og
 1570 LOLE over simuleringen for 2030 ser ud. Figurerne viser blandt andet, at ca. 1/3 af gennemregningerne for 2030 giver
 1571 ingen timer med effektmangel i Vestdanmark, mens andelen er ca. 2/5 for Østdanmark. Yderligere viser fordelingen
 1572 over effektminutter, at Østdanmark har større risiko i 2030 for at have effektminutter på over 60 minutter pr. år. Be-
 1573 tragtes fordelingen for LOLE, viser den fx, at halvdelen af simuleringerne i 2030 giver mere end 1 time/år med mang-
 1574 lende effekttilstrækkelighed i Vestdanmark, mens det i Østdanmark kun er i 1/3 af simuleringerne.



1575

1576 *Figur 15 Fordeling af effektminutter i simuleringen af 2030. Bemærk, én simulering består af 306 gennemregninger.*



1577

1578 *Figur 16 Fordeling af LOLE i simuleringen af 2030. Bemærk, én simulering består af 306 gennemregninger.*

1579 De 34 benyttede klimaår giver i kombination med de stokastiske havarier på kraftværker og udlandsforbindelser variatio-
 1580 nen i indikatorerne på tværs af en simulering. Der er således visse klimaår, som viser flere effektminutter, og visse som
 1581 viser færre. Tabel 5 viser, hvordan effekttilstrækkelighedsvurderingerne påvirkes ved betragtning af forskellige grupper
 1582 af klimaår. Fx reduceres effektminutterne med ca. 1/3, hvis kun den nyeste halvdel af klimaårene anvendes.

1583

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

1584 *Tabel 5 2030-resultater for forskellige grupper af klimaår. Bemærk, den stokastiske støj er større, jo færre klimaår,*
 1585 *der betragtes i tabellen, det vil sige, usikkerheden på indikatorerne er større for færre klimaår. De 5 værste*
 1586 *klimaår er valgt på baggrund af effektminutter på landsniveau.*

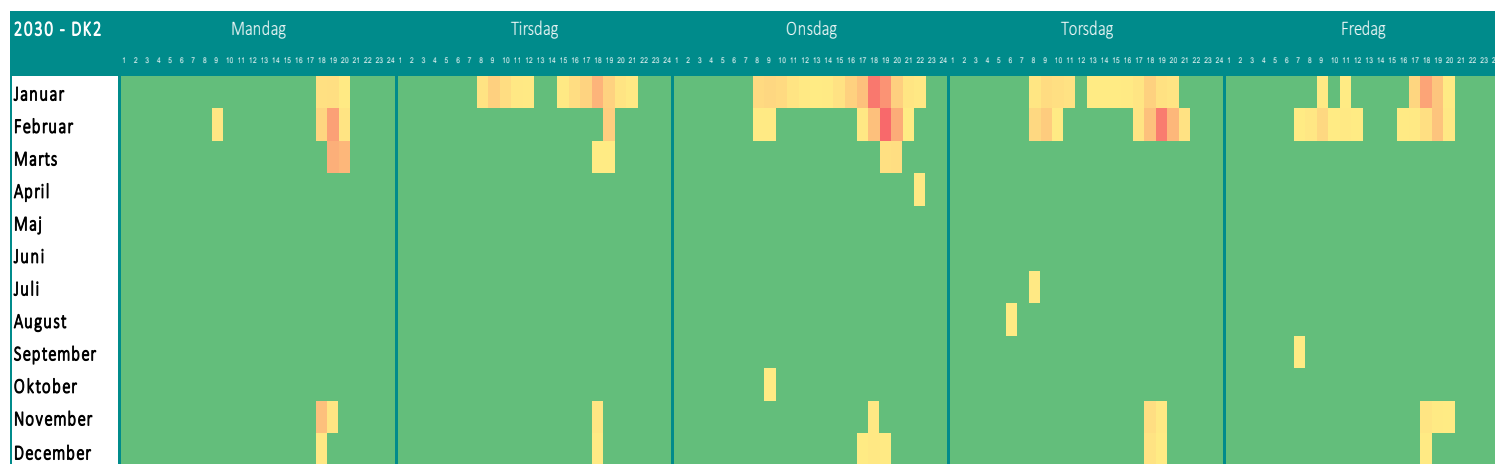
1587

1588 Selvom der for visse år angives 0 effektminutter, vil risikoen for, at der forekommer effektmangel, fortsat eksistere, da
 1589 der kan forekomme ekstraordinære hændelser. Ekstraordinære hændelser kan fx være meget lidt sandsynlige sammen-
 1590 fald af udetider for elproduktionsanlæg og udlandsforbindelser. Ligeledes er effektminutterne udtryk for den samlede
 1591 risiko set hen over hele året. Der kan således være perioder i løbet af året, hvor risikoen er større end årsgennemsnit-
 1592 tet.

1593

1594 Effekt manglen opstår typisk, når en vis mængde elproduktionskapacitet er ude af drift, elproduktionen fra vind og sol er
 1595 forholdsvis lav, og elforbruget er relativt højt. Specielt relationen til forbruget underbygges i Figur 17, som for 2030 vi-
 1596 ser, hvordan risikoen for effekt mangel hen over året fordeler sig i Østdanmark. Det fremgår, at effekt mangelsituationer
 1597 typisk forekommer i vinterhalvåret, særligt i januar og februar, på hverdage mellem klokken 17-20. Det er typisk her
 1598 omkring "kogespidsen", som tidspunktet ofte benævnes, på vinterdage, at forbruget er højest i løbet af året. Incitamen-
 1599 ter, som fx tidsdifferentierede nettatariffer, der kan tilskynde udskydelse eller unkladelse af elforbrug i disse timer, vil
 1600 derfor forventeligt betyde en afhjælpning af situationer med potentielt manglende effekttilstrækkelighed.

1601



1602 *Figur 17 Fordeling af effektminutter på måned, ugedag og time i døgn (1-24) i 2030 i Østdanmark. Jo rødere nuan-*
 1603 *cer, jo større vurderes risikoen for manglende effekttilstrækkelighed. Lørdag og søndag er udeladt, da de kun*
 1604 *er grønne på tværs af måneder og time i døgn.*

1605 Ifølge *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* skal Energinet udarbejde en prognose for effekttilstrækkelighe-
 1606 den for hvert af de kommende 10 år, medmindre det kan begrundes, at effekttilstrækkeligheden ikke ændrer sig væ-
 1607 sentligt fra et år til det næste. Da resultaterne frem til 2025 i Tabel 3 og Tabel 4 viser stort set nul, vurderes der ikke at
 1608 være væsentlige ændringer på kort sigt. For perioden 2025-2030 vurderes resultaterne at være behæftet med større og
 1609 større usikkerhed, og trenden for effekttilstrækkelighedsvurderingerne afspejles i høj grad af de præsenterede resulta-
 1610 ter for 2025, 2027 og 2030. De specifikke ændringer, der måtte være fra år til år frem mod 2030, ville vise samme trend
 1611 uden at give mærkbar ekstra værdi og samtidig give en falsk indikation af præcisionen af resultaterne og ændringer fra
 1612 år til år.

1613

1614 6.4 Prognosens robusthed for effekttilstrækkelighed

1615 Det er væsentligt at inddrage følsomhedsanalyser i effekttilstrækkelighedsvurderingerne, da der ligger en række usikre
 1616 forudsætninger til grund for den forventede prognose. Udviklingen i elsystemet går meget hurtigt i disse år. Produkti-
 1617 onskapaciteten fra vind og sol stiger hurtigt, den termiske kapacitet falder, og elektrificeringen øger elforbruget. Udvik-
 1618 lingen forventes at fortsætte, og tempoet i udviklingen for både Danmark og vores nabolande er forbundet med stor
 1619 usikkerhed, da den er drevet af en række forskellige forhold, som ikke kan forudsiges eller kontrolleres præcist. Herun-
 1620 der politiske, økonomiske og miljømæssige forhold. På grund af usikkerheden er det relevant at undersøge robustheden

1621 af effekttilstrækkelighedsvurderingerne over for ændringer i disse forhold. Dette gøres gennem følsomhedsanalyser.
 1622 Energinet vil løbende arbejde med at udvikle sine følsomhedsanalyser, så risikoen for effekttilstrækkeligheden vurderes
 1623 bedst muligt taget usikkerheden i forudsætninger i betragtning.

1624
 1625 Energistyrelsens *Analyseforudsætningerne til Energinet 2019* givet et bud på én sandsynlig udviklingsvej for det danske
 1626 elsystem, hvilket danner grundlag for Energinets prognose for effekttilstrækkelighed. Da hastigheden af den ovenfor
 1627 beskrevne udvikling er forbundet med stor usikkerhed, er det relevant at analysere følsomheden af effekttilstrække-
 1628 lighedsvurderinger over for ændrede forudsætninger.

1629
 1630 *Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed* stiller krav om, at Energinet skal udarbejde et antal følsomhedsanalyser
 1631 samt relevante alternativer til prognoser for effekttilstrækkelighed, som vil medføre et ændret niveau af elforsyningssik-
 1632 kerhed. Både alternative prognoser og følsomheder kan under ét beskrives som følsomheds- eller robusthedsanalyser.
 1633 Begge kategorier undersøger virkningen af ændrede forudsætninger i forhold til prognosen beskrevet i afsnit 6.3. For-
 1634 skellen er, at ændringerne undersøgt under alternative prognoser, kan Energinet til en vis grad påvirke.

1635

1636 6.4.1 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed

1637 Energinet har belyst tre forskellige håndtag, som kan medføre et ændret niveau af effekttilstrækkelighed og dermed
 1638 udgør alternative prognoser for effekttilstrækkeligheden. De tre håndtag er ændring af udlandskapaciteten, markedsre-
 1639 former til understøttelse af forbrugsfleksibilitet og indførelse af en strategisk reserve. I effekttilstrækkelighedsberegning-
 1640 ger vil forbrugsfleksibilitet og strategisk reserve under visse antagelser have samme effekt på resultaterne, hvorfor de
 1641 behandles i samme afsnit herunder.

1642

1643 6.4.1.1 Alternative prognoser for udlandsforbindelser

1644 Udlandskapacitet vil have betydning for de danske importmuligheder og derved kunne påvirke den danske effekttil-
 1645 strækkelighed. Ændring af udlandskapaciteten mellem forskellige lande sker i samarbejde mellem TSO'erne i de pågæl-
 1646 dende lande. Energinet kan således ikke selvstændigt beslutte at ændre/etablere kapacitet til Danmarks nabolande.

1647

1648 Energinet har analyseret på effekten af ændret udlandskapacitet til henholdsvis Norge, Sverige og Polen. Resultaterne
 1649 fremgår af Tabel 6.

1650

1651 Levetiden for Skagerrak 1 og 2 er ved at have nået sin levetid, og det samme er tilfældet for det ene af de to 400 kV-
 1652 kablesystemer i Øresund til Sverige²⁶. Undladelse af reinvestering i disse forbindelser vil mindske den danske udlandska-
 1653 pacitet med 500 MW til Vestdanmark uden Skagerrak 1 og 2 og 600 MW til Østdanmark i 2030 uden den ene 400 kV-
 1654 forbindelse i Øresund. Uden forbindelserne vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed i Danmark stige. Afbruds-
 1655 minutterne for Danmark samlet estimeres under de nuværende forudsætninger at stige fra 35 minutter i 2030 til hen-
 1656 holdsvis 59 og 52 afbrudsminutter uden Skagerrak 1 og 2 eller den ene Øresundsforbindelse. Stigningen i afbrudsminut-
 1657 ter er størst i det danske elprisområde, hvor hver af de to udlandsforbindelser er tilsluttet.

1658

1659 En forbindelse til Polen fra Østdanmark er blevet undersøgt i ENTSO-Es TYNDP og har også været bragt på banen i kom-
 1660 bination med etablering af Bornholm som energiø med store offshorevindmølleparker tilsluttet. En elforbindelse på 600
 1661 MW til Polen isoleret vurderes at mindske risikoen for afbrudsminutter på grund af manglende effekttilstrækkelighed,
 1662 primært i Østdanmark. Afbrudsminutterne på landsniveau falder fra ca. 35 minutter til 29 minutter i 2030.

1663

²⁶ Det ene af de to 400 kV-kablesystemer i Øresund er netop udskiftet i maj/juni 2020, mens det andet system, som er 10 år nyere, ligeledes står over for snarlig reinvestering.

1664 I sidste års redegørelse undersøgte Energinet også konsekvensen af en yderligere forbindelse på 600 MW mellem Vest-
 1665 danmark og Østdanmark. Effekten heraf på afbrudsminutterne var begrænset, da analyserne viste, at Østdanmark og
 1666 Vestdanmark typisk vil være presset på effekttilstrækkeligheden samtidigt. Dette er også tilfældet i årets analyser. Ef-
 1667 fekten af ekstra kapacitet mellem de to danske elprisområder på effekttilstrækkeligheden vurderes derfor fortsat be-
 1668 grænset i 2030.
 1669

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

1670 *Tabel 6 Alternative prognoser for effekttilstrækkelighed i 2030 ved ændring på udlandsforbindelser.*

1671 Energinets omkostninger ved reinvesteringerne vurderes at være henholdsvis ca. 1,5 mia. DKK²⁷ for Skagerrak 1 og 2 og
 1672 ca. 0,5 mia.²⁸ DKK for Øresundsforbindelsen. Investeringsomkostningen i en forbindelse på 600 MW til Polen vurderes
 1673 at være ca. 2,5 mia. DKK²⁹ for Energinet. Bemærk alle omkostningsestimater er grove overslag. Med en afskrivningsperi-
 1674 ode på 40 år vil tiltagens investeringsomkostninger medføre følgende ændringerne i Energinets tarif i det antagne
 1675 idriftsættelsesår 2030: 1) Ingen SK1&2 -0,19 øre/kWh, 2) Øresund 700 MW -0,06 øre/kWh, 3) DK2-PL 600 MW 0,32
 1676 øre/kWh.

1677
 1678 For hvert af de tre tiltag for udlandskapacitet kan en skyggepris beregnes, når alene forbindelsernes konsekvens for ef-
 1679 fekttilstrækkeligheden medregnes. Skyggeprisen beregnes ved at sammenholde effekten på forventet ikkeleveret
 1680 energi (specifikt ændringen i EUE-indikatoren i forhold til prognosen) over levetiden med omkostningen/besparelsen
 1681 ved tiltagene. Skyggeprisen kan også forklares som den break-even-pris for ikkeleveret energi, der sikrer, at nutidsvær-
 1682 dien af investering og værdi for effekttilstrækkelighed balancerer. De beregnede skyggepriser³⁰ for de tre tiltag er:

- 1683
- 1684 • Ingen SK1&2 35 DKK/kWh,
- 1685 • Øresund 700 MW 16 DKK/kWh,
- 1686 • DK2-PL 600 MW 256 DKK/kWh.
- 1687

1688 De beregnede skyggepriser indikerer, at reinvestering i Øresund 400 kV forbindelsen giver størst forventet værdi pr.
 1689 investeret krone, hvis alene konsekvensen for effekttilstrækkeligheden betragtes. Sammenholdes skyggepriserne med

²⁷ Beløbet dækker etablering af en ny forbindelse på 700 MW til erstatning af de nuværende Skagerrak 1 og 2 og stammer fra analyserne i Nordic Grid Development Plan 2019 (juni 2019). Beløbet forudsætter, at Energinet betaler ca. halvdelen af de samlede investeringsomkostninger.

²⁸ Beløbet er inklusive nødvendig reinvestering af de interne 400 kV-luftledninger på Sjælland, som forbinder Øresundskablerne med det danske elsystem.

²⁹ Beløbet er baseret på estimat fra ENTSO-Es TYNDP18 og forudsætter, at Energinet betaler ca. halvdelen af de samlede investeringsomkostninger.

³⁰ Bemærk, beregningen er baseret på en række simplificerede antagelser. Det være sig meget grove omkostningsestimater, som fordeles ligeligt over 5 år forud for idriftsættelse, idriftsættelse i 2030, 40 års levetid, og effekten på effekttilstrækkeligheden (ændringen i EUE specifikt) antages konstant og lig 2030-værdien over hele levetiden. Endelig er andre samfundsøkonomiske effekter end investering og effekttilstrækkelighed ikke inddraget. Yderligere anvendes den samfundsøkonomiske reale kalkulationsrente i beregningen baseret på Finansministeriets vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger fra 2017 (4 pct. de første 35 år, derefter 3 pct.).

1690 estimerer for VoLL, ligger de beregnede skyggepriser for reinvesteringerne i både Skagerrak 1 og 2 og Øresundsforbin-
 1691 delsen under typiske VoLL-estimerer for Danmark³¹, mens skyggeprisen for Polen-forbindelsen ligger over. Det indike-
 1692 rer, at alene med effektilstrækkelighedskonsekvenser for øje er de to reinvesteringer mod Norden samfundsøkonomisk
 1693 fordelagtige, mens en Polen-forbindelse ikke alene kan retfærdiggøres herudfra.

1694
 1695 Nye udlandsforbindelser kan også have andre væsentlige samfundsøkonomiske effekter (fx handelsgevinster), som ikke
 1696 er vurderet og medtaget i beregningen af skyggeprisen. Derfor kan de beregnede skyggepriser ikke bruges til at konkl-
 1697 dere, om de betragtede ændringer i Danmarks udlandskapacitet er samfundsøkonomisk rentable. Det vil kræve dybere
 1698 analyser. Samfundsøkonomisk kan der fortsat være høj værdi i en udlandsforbindelse, selvom værdien af effektilstræk-
 1699 keligheden er lille. I analyserne her i redegørelsen er den samlede samfundsøkonomiske værdi ikke undersøgt.

1700
 1701 Det skal bemærkes, at hvis risikoen for effektmangel stiger yderligere over levetiden, vil skyggepriserne forventeligt
 1702 blive lavere. Det skyldes, at det antages, at mængden af ikkeleveret energi i hele levetiden svarer til mængden beregnet
 1703 for 2030. Hvis mængden af forventet ikkeleveret el stiger efter 2030, vil skyggeprisen derfor blive mindre. Set over en
 1704 længere periode kan skyggepriserne derfor svinge, også afhængigt af hvilke andre tiltag der gennemføres.

1705

1706 6.4.1.2 Flexibelt elforbrug og/eller strategisk reserve

1707 I effektilstrækkelighedsberegninger vil forbrugsfleksibilitet og en strategisk reserve³² have samme effekt på effektil-
 1708 strækkelighedsresultaterne, hvis det antages, at kapaciteten, uafhængigt af om det er på forbrugs- eller produktionssi-
 1709 den, vil være tilgængelig i alle de simulerede timer med effektmangel.

1710

1711 Baseret på prognosen for effektilstrækkelighed har Energinet vurderet den forventede betydning af ekstra kapacitet,
 1712 uafhængigt af om kapaciteten kommer fra forbrugsfleksibilitet eller additionel produktionskapacitet. Vurderingen base-
 1713 res på en efterbehandling af prognosen for 2030. Da vurderingen er en efterbehandling, er det estimerede værdier,
 1714 som indgår i tabellen, hvilket medfører større usikkerhed om resultaterne. Derudover betragtes hver landsdel isoleret,
 1715 så de situationer, hvor kapacitet i den ene landsdel kan afhjælpe manglende effektilstrækkelighed i begge landsdele
 1716 samtidigt, er ikke medtaget i vurderingen. Dette vurderes kun at have marginal betydning.³³

1717

1718 Resultaterne i Tabel 7 og Tabel 8 viser fx, at der skal ca. 600-700 MW ekstra kapacitet til i Vestdanmark for at bringe
 1719 effektminutterne ned på ca. 5 min./år, mens det i Østdanmark skal ca. 700-800 MW til. Resultaterne viser også, at den
 1720 marginale reduktion i risikoen for effektmangel er faldende, jo mere kapacitet der tilføres systemet. Dette hænger sam-
 1721 men med, at risikoen for manglende effektilstrækkelighed ikke er lineær som funktion af kapacitet i systemet, men
 1722 nærmere eksponentiel. Endelig viser resultaterne også sammenholdt med resultaterne i foregående afsnit om udlands-
 1723 kapacitet, at ekstra indenlandsk kapacitet, om det så er på forbrugs- eller produktionssiden, har relativt stor værdi i ef-
 1724 fektmangelsituationer sammenlignet med ekstra udlandskapacitet.

1725

³¹ Se nærmere om VoLL i tekstboks i afsnit 1.3 og 4.2.1.

³² Flexibelt elforbrug kan også være del af en strategisk reserve.

³³ Energinet har foretaget en beregning for 2030 på prognosen, hvor der samtidig er tillagt henholdsvis 300 MW og 200 MW fleksibelt elforbrug i Vestdanmark og Øst-
 danmark. Resultatet af denne simulering giver 15 og 31 effektminutter og 2,3 og 1,9 LOLE i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark, det vil sige omtrent samme
 resultat, som den separate efterbehandling præsenteret her.

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

1726 Tabel 7 Effektilstrækkelighedsindikatorer ved ekstra kapacitet enten fra forbrugs- eller produktionssiden i effektman-
1727 gelsituationer i 2030-prognosen. Resultaterne er baseret på en efterbehandling af 2030-beregningen, hvorfor
1728 EUE ikke beregnes.

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

1729 Tabel 8 Effektilstrækkelighedsindikatorer ved ekstra kapacitet enten fra forbrugs- eller produktionssiden i effektman-
1730 gelsituationer i 2030 prognosen. Resultaterne er baseret på en efterbehandling af 2030-beregningen, hvorfor
1731 EUE ikke beregnes.

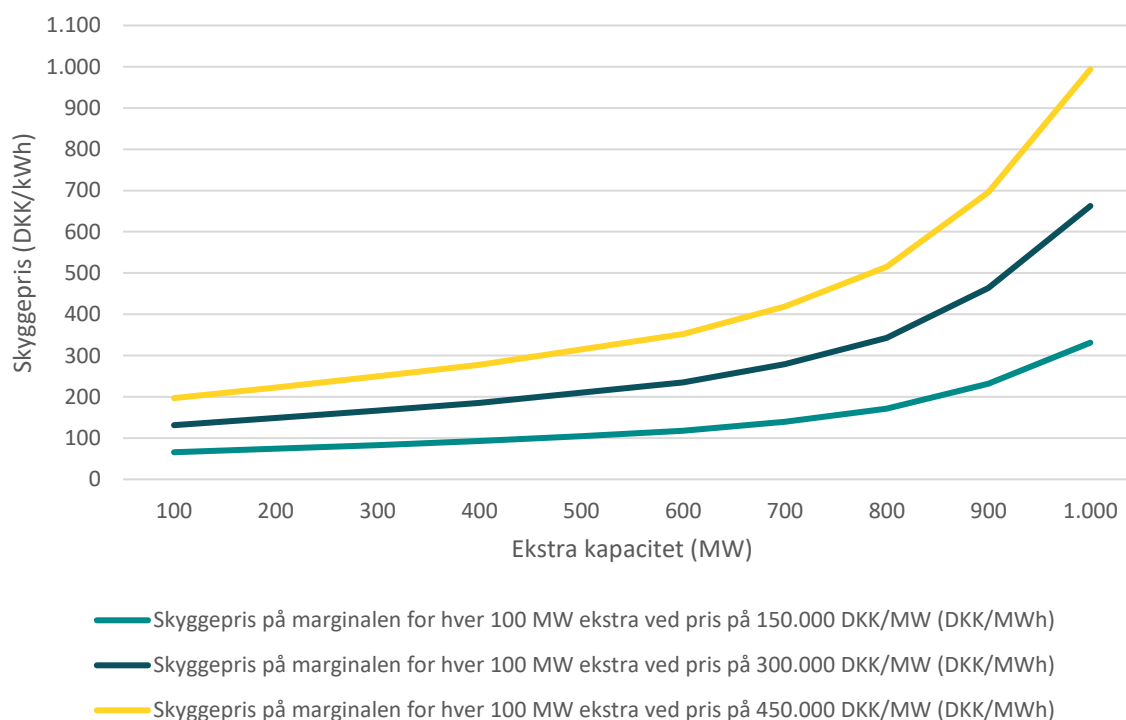
1732 Det er ikke muligt at vurdere omkostningen ved tiltag, der sikrer en bestemt mængde fleksibelt elforbrug, da både om-
1733 kostning og effekt ved et konkret tiltag er både meget vanskeligt og usikkert at estimere. Beregning af skyggepriser for
1734 tiltag til sikring af fleksibelt elforbrug, som vil understøtte effektilstrækkeligheden, er derfor ikke foretaget.

1735
1736 For en strategisk reserve vil de eksakte omkostninger blive fastsat på baggrund af et udbud på markedsvilkår. Omkost-
1737 ningen vil blandt andet afhænge af selve udbudsbetingelserne og størrelsen på den indkøbte strategiske reserve. Stør-
1738 relsen på en eventuel strategisk reserve vil skulle fastsættes med regelmæssige mellemrum på baggrund af udviklingen

1739 i effekttilstrækkelighedssituationen i Danmark. Hvis det er eksisterende produktionskapacitet, der bydes ind, vil omkost-
 1740 ningen kunne ligge i omegnen af 150.000 DKK/MW pr. år, mens etablering af ny spidslastkapacitet kan medføre om-
 1741 kostninger i intervallet 300.000-500.000 DKK/MW pr. år. Omkostningerne vil afhænge af anlæggenes type og størrelse.
 1742 Hvis det modsat er afbrydeligt forbrug, der bydes ind som strategisk reserve, er omkostningerne usikre.
 1743

1744 Figur 18 illustrerer, hvordan skyggeprisen for en strategisk reserve vil afhænge af effekten på forventet ikkeleveret
 1745 energi og omkostningen til reserven. Skyggeprisen for hver 100 MW ekstra indkøbt som strategisk reserve vurderes at
 1746 være stigende, dels fordi den marginale effekt på ikkeleveret energi er faldende, jo mere kapacitet der tilføres syste-
 1747 met, dels vurderes omkostningen for hver ekstra 100 MW også potentielt at være stigende. Figuren viser fx, at skygge-
 1748 prisen for hver 100 MW af de første 200 MW ekstra kapacitet kun er lavere end den forbrugsvægtede VoLL på 150
 1749 DKK/kWh fra DAMVAD-rapporten, hvis omkostningen for kapaciteten er ca. 300.000 DKK/MW eller mindre. Omvendt vil
 1750 op til ca. 700 MW ved en omkostning på ca. 150.000 DKK/MW være mindre end DAMVAD-rapportens forbrugsvægtede
 1751 VoLL på 150 DKK/kWh.

DK2 2030 - skyggepris



1752

1753 *Figur 18 Skyggeprisen for en strategisk reserve i Østdanmark i 2030 ved forskellige størrelser af reserve og omkost-*
 1754 *ningsniveau.*

1755 6.4.2 Følsomheder på effekttilstrækkelighed

1756 Energinet har undersøgt tre overordnede følsomheder og deres påvirkning af effekttilstrækkelighedsvurderingerne. Det
 1757 drejer sig om, den tilgængelige mængde af termisk kapacitet i Danmark til at understøtte effekttilstrækkeligheden, den
 1758 tilgængelige mængde af termisk kapacitet i udlandet og opnåelse af 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætningen.
 1759

1760 6.4.2.1 Mindre termisk kapacitet/spotmarkedseffekttilstrækkelighed

1761 Risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er specielt følsom over for ændringer i den termiske kapacitet i Danmark.
1762 Den termiske kapacitet har været faldende gennem en årrække og forventes at falde yderligere i de kommende 10 år.
1763 Hastigheden af udfasningen er behæftet med betydelig usikkerhed.

1764
1765 I Energinets base case-beregninger indgår de manuelle reserver (mFRR) i Danmark i modelleringen. Denne kapacitet,
1766 som i dag er ca. 300 MW i Vestdanmark og 600 MW i Østdanmark, antages således i Energinets beregninger at under-
1767 støtte den danske effekttilstrækkelighed.³⁴ I ENTSO-Es MAF og forventeligt også i de kommende europæiske effekttil-
1768 strækkelighedsvurderinger baseret på *Clean Energy Package* medtages manuelle reserve ikke med argumentet om, at
1769 deres primære formål ikke er at understøtte effekttilstrækkeligheden. Uden inkludering af de manuelle reserver er det
1770 effekttilstrækkeligheden i spotmarkedet, som belyses, og reelt giver det en mere konservativ tilgang til effekttilstrække-
1771 lighedsvurderinger.

1772
1773 For på samme tid at belyse virkningen af hurtigere udfasning af termisk kapacitet i Danmark eller konsekvensen af at
1774 udelade de manuelle reserver i effekttilstrækkelighedsvurderingerne er der foretaget beregninger for 2025 og 2030
1775 med ca. 300 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 600 MW mindre kapacitet i Østdanmark. Konkrete usikkerheder
1776 vedrørende den fremtidige driftsklare termiske kapacitet er fx omkring den eksisterende kapacitet indkøbt som manu-
1777 elle reserver i Østdanmark på lange 5-årige kontrakter, da et nyt markedsdesign implementeres allerede fra 2021. Des-
1778 uden udløber varmeaftalen på den største kraftværksblok i Østdanmark, Avedøreværket blok 2 (AVV2), i 2027. Dertil er
1779 der generel usikkerhed om udfasningen af decentral kraftvarmekapacitet.

1780

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

1781 *Tabel 9 Effekttilstrækkelighedsindikatorer ved udeladelse af manuel reservekapacitet/mindre termisk kapacitet i vur-*
1782 *deringerne. 282 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 623 MW mindre kapacitet i Østdanmark.*

1783 Resultaterne i Tabel 9 for 2025 og 2030 sammenlignet med prognosen i Tabel 3 og Tabel 4 viser, at det er afgørende for
1784 resultaterne, om den manuelle reservekapacitet antages at kunne understøtte effekttilstrækkeligheden. Resultaterne
1785 viser også, at yderligere udfasning af termisk kapacitet vil forøge risikoen for manglende effekttilstrækkelighed. Specielt
1786 i 2030 vurderes risikoen høj for afkobling af elforbrug, hvis der udfases yderligere termisk kapacitet sammenlignet med
1787 forudsætningerne i AF2019. Resultaterne i Tabel 9 er det rette sammenligningsgrundlag, hvis Energinets effekttilstræk-
1788 kelighedsvurderinger skal sammenlignes med de europæiske effekttilstrækkelighedsvurderinger i ENTSO-Es MAF, se
1789 afsnit 6.4.2.4.

1790

³⁴ I praksis forventes det ikke, at danske elforbrugere vil blive afkoblet, før de manuelle reserver (i hvert fald en stor portion heraf) er brugt til at dække elforbrug. Det vil dog være afhængigt af den konkrete situation. Da Energinets kontrolcenter samtidig har formel mulighed for kontrolleret at aflaste elforbrug inden for 15 minutter i eldistributionsnettene, det vil sige samme responstid som manuelle reserver, antages alle manuelle reserver inkluderet i modelleringen og dermed at bidrage til opretholdelse af effekttilstrækkeligheden.

1791 6.4.2.2 Udlandets betydning for Danmark

1792 Danmarks effekttilstrækkelighed er i høj grad afhængig af udviklingen i vores nabolande. Antallet af situationer, hvor
1793 Danmark er afhængig af import for at opretholde effekttilstrækkeligheden, forventes med de nuværende forudsætning-
1794 ger at stige frem mod 2030.

1795

1796 Siden udarbejdelsen af Energinets udlandsdata er der blandt andet to nye tendenser i udlandet, som potentielt vil
1797 kunne påvirke den danske effekttilstrækkelighed betragteligt. Dels har Tyskland besluttet en kuludfasningsplan, som
1798 blandt andet fastsætter et delmål for den tilbageværende elproduktionskapacitet på kul i 2030. Ifølge planen skal den
1799 tyske kulkraftkapacitet være reduceret til ca. 17 GW i slutningen af 2030. Det er ca. 7 GW mindre tysk kulkraftkapacitet
1800 end i Energinets base case forudsætninger i 2030. En anden tendens er, at atomkraftkapaciteten i Frankrig forventeligt
1801 fastholdes i betydeligt større omfang end i Energinets base case-forudsætninger. I udkastet til scenarierne i ENTSO-Es
1802 TYNDP2020 (Ten Year Network Development Plan 2020) er der således ca. 58 GW atomkraft i Frankrig på tværs af de
1803 tre scenarier. Det er ca. 20 GW mere fransk atomkraft end i Energinets base case-forudsætninger.

1804

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

1805 *Tabel 10 Effekttilstrækkelighedsvurderinger ved ændringer i udlandet i 2030.*

1806 Resultaterne i Tabel 10 illustrerer, hvor stor betydning forudsætningsændringer i udlandet kan have for de danske ef-
1807 fekttilstrækkelighedsvurderinger. Implementeres den tyske kul-exitplan i Energinets beregninger, mere end fordobles
1808 risikoen for effektmangel i Danmark. Kombineres den tyske kul-exitplan med betydeligt mere atomkraft i Frankrig, er
1809 resultaterne tæt på halveret i forhold til base case-prognosen. Det viser, at selv store ændringer i Frankrig, som Dan-
1810 mark ikke er direkte forbundet til, vil forventeligt påvirke den danske effekttilstrækkelighed afgørende.

1811

1812 6.4.2.3 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætning

1813 Opnåelse af 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætningen i 2030 afspejles ikke i AF2019. I forbindelse med Energinets analysear-
1814 bejde er der udarbejdet to scenarier, (her benævnt blå og gult), som sigter på en understøttelse af reduktionsmålsæt-
1815 ningen.³⁵ Det pointeres, at der findes et utal af veje til opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen, og derfor er der
1816 usikkerhed omkring konsekvensen for elsystemet til understøttelse af målsætningen. De to undersøgte scenarier er blot
1817 to mulige veje.

1818

1819 Effekten af disse to scenarier er undersøgt i effekttilstrækkelighedsberegninger for 2030. En væsentlig antagelse i be-
1820 regningerne er, at PtX-anlæggene i de to scenarier antages fuldt fleksible i den forstand, at anlæggene ikke antages at
1821 forbruge el i situationer med en presset effekttilstrækkelighed i elsystemet på grund af meget høje elpriser. De imple-
1822 menterede forskelle mellem AF2019 og de to scenarier fremgår af Tabel 11. Scenarierne er også kørt i en kombination

³⁵ Scenarierne udspringer blandt andet af en workshop, som blev afholdt i december 2019 (<https://energinet.dk/Om-os/Arrangementer/Workshop-LUP-121219>), og hænger også tæt sammen med Energinets analyse "Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind" offentliggjort i marts 2020 (<https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/Systemperspektiver-70-pct-og-havvind>).

1823 med den første følsomhed beskrevet i afsnit 6.4.2.1, da øget udbygning med produktionskapacitet fra vind og sol po-
 1824 tentielt kan fremskynde udfasningen af termisk kapacitet yderligere.
 1825

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

1826 Tabel 11 Overblik over de implementerede ændringer i forhold til AF2019 i de to scenarier, blåt og gult, i effekttilstræk-
 1827 kelighedsanalyserne. Bemærk, scenarierne indeholder også væsentligt elforbrug til PtX-anlæg, men da disse
 1828 anlæg ikke antages at forbruge el ved effekt mangelsituationer på grund af meget høje elpriser, er PtX-elfor-
 1829 brug ikke medtaget.

1830 Resultaterne i Tabel 12 indikerer, at opnåelse af 70 pct. reduktionsmålsætningen i 2030 vil øge risikoen for manglende
 1831 effekttilstrækkelighed i elsystemet sammenlignet med AF2019. Hvis opnåelse af reduktionsmålsætningen betyder yder-
 1832 ligere udfasning af termisk kapacitet sammenlignet med AF2019, vil risikoen for manglende effekttilstrækkelighed stige
 1833 betragteligt.
 1834

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

1835 Tabel 12 Effektilstrækkelighedsvurderinger ved to alternative scenarier, blåt og gult, i 2030, som sigter på opfyldelse
 1836 af 70 pct. CO₂-reduktionsmålsætningen. Begge scenarier er ligeledes kombineret med følsomheden med min-
 1837 dre termisk kapacitet svarende til undladelse af manuel reservekapacitet til understøttelse af effekttilstrække-
 1838 ligheden (282 MW mindre kapacitet i Vestdanmark og 623 MW mindre kapacitet i Østdanmark).

1839 6.4.2.4 Perspektivering til europæiske vurderinger

1840 ENTSO-E har siden 2016 årligt udført en omfattende risikovurdering af effekttilstrækkeligheden på europæisk plan. Re-
1841 sultaterne er blevet rapporteret årligt i udgivelsen MAF (Mid-term Adequacy Forecast). Den nyeste udgivelse er fra slut-
1842 ningen af 2019, MAF 2019.

1843

1844 Metoden bag MAF er grundlæggende den samme, som benyttes i Energinet, mens datainput naturligt vil variere på
1845 grund af forskellig opdateringscyklus. Håndteringen af manuelle reserver i Danmark vurderes for nuværende som den
1846 mest afgørende metodemæssige forskel, se beskrivelse i afsnit 6.4.2.1. Derudover medtages heller ikke meget lande-
1847 specifikke forhold, fx metoden for kapacitetsfastsættelse på Øresundsforbindelsen under udetid. Analyserne i MAF
1848 2019 er foretaget i fem forskellige simuleringstværgør (herunder BID) for 2021 og 2025. For Danmark er forudsætnin-
1849 ger omkring elforbrug og elproduktionskapacitet baseret på AF2018.

1850

1851 MAF 2019 base case viser altovervejende en stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed på tværs af Europa fra
1852 2021 til 2025. De overordnede resultater for Østdanmark fremgår af Tabel 13, mens resultaterne for Vestdanmark er
1853 stort set nul på tværs af år og scenarie. Resultaterne i base case er på niveau med Energinets sammenlignelige resultat
1854 for 2025 i Tabel 9.

1855

1856 MAF 2019 indeholder følsomheden low-carbon sensitivity for 2025, hvor udfasningen af termisk kapacitet i Europa ge-
1857 nerelt accelereres. I Danmark fjernes i følsomheden 700 MW termisk kapacitet i Vestdanmark. Der fjernes således ikke
1858 kapacitet i Østdanmark. I følsomhedsscenariet fordobles risikoen for effektmangel i Østdanmark både baseret på effekt-
1859 minutter og LOLE, da effektminutterne stiger til 25 minutter/år og LOLE bliver 1,4. Risikoen i Vestdanmark materialise-
1860 res også i resultaterne, da effektminutterne bliver 1 minut/år og LOLE bliver 0,1 time/år. Igen stiger risikoen for effekt-
1861 knaphed på kontinentet, da det er her, den overvejende del af termisk kapacitet fjernes sammenlignet med base case.
1862 Som det tidligere er pointeret, vil en presset effektsituation på kontinentet, og særligt i Tyskland, have stor betydning
1863 for danske vurderinger af effekttilstrækkeligheden, fordi det danske elsystem er så godt forbundet hertil.

1864

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

1865 *Tabel 13 Effektilstrækkelighedsindikatorer for Østdanmark i ENTSO-Es MAF 2019. Effektminutter og leveringssikker-*
1866 *hed er beregnet af Energinet baseret på EENS. Bemærk MAF-studierne medtager ikke mFRR-kapacitet til un-*
1867 *derstøttelse af effektilstrækkeligheden, hvorfor Energinets resultater i Tabel 9 er det rette sammenlignings-*
1868 *grundlag.*

1869

1870 7. Appendiks B – Ordforklaring

1871 Tekniske fagudtryk, forkortelser og lignende er beskrevet i ordforklaringen herunder. Når forkortelser anvendes, skrives
1872 de ud, første gang de optræder i redegørelsen, og forkortelsen angives herefter i parentes. Herefter anvendes kun for-
1873 kortelsen.

1874
1875 Igennem redegørelsen er officielle dokumenter og love angivet med *kursiv* i teksten.

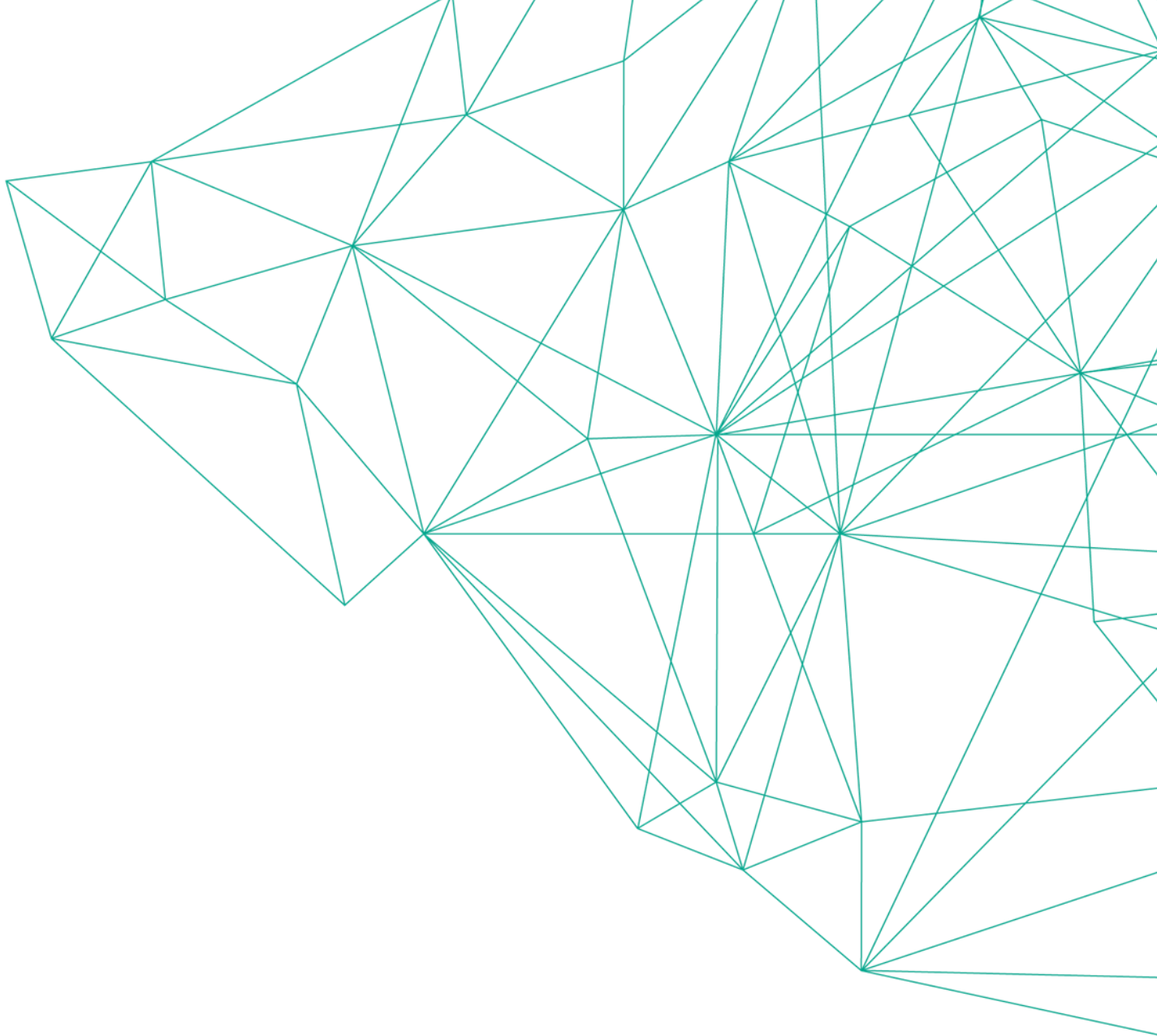
1876
1877 Fodnoter anvendes primært til kildehenvisninger, fx henvisninger til hjemmesider, love og bekendtgørelser, samt til en-
1878 kelte uddybende forklaringer. Hvis en henvisning optræder mere end én gang, anvendes der kun fodnotehenvisning
1879 første gang den optræder.

1880

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

CEP	Clean Energy Package. Lovgivningspakke fra Europa-Kommissionen.
CONE	Cost of New Entry (indgangsomkostning). Beskriver den årlige omkostning baseret på investeringsomkostninger og faste omkostninger for ny elproduktionskapacitet eller fleksibelt elforbrug.
Day-ahead-markedet	Elleverandører og producenter handler i day-ahead-markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.
EENS	Expected Energy Not Served. Beregnet forventet mængde af elektricitet, der ikke kan leveres, fordi produktionskapaciteten til rådighed i et område inklusive muligheden for import er mindre end elforbruget i området. EENS beregnes på timebasis og summeres på årsbasis. EENS inddrager prisfleksibelt elforbrug i den udstrækning, det er til rådighed.
Effektminutter	Ikkeleveret elektricitet (beregnet fremadrettet som EUE) divideret med områdets elforbrug ganget med antal minutter i et år for den del, der vedrører produktionsnettet og eksterne forbindelser mellem elprisområder.
Effekttilstrækkelighed	Sandsynlighed for, at der er effekt nok til rådighed i et elprisområde, under hensyntagen til elproduktion, eksterne elforbindelser og fleksibelt elforbrug.
Eldistributionsnettene	Elnet på et spændingsniveau under 100 kV. Bruges typisk til at flyttes el kortere distancer og har typisk tilsluttet mindre kraftværker, mindre vindmølleparker og mindre elforbrugere (fx almindelige husholdninger).
Elforsyningsikkerhed	Sandsynlighed for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges, 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 forsyningsikkerhed og sikre lige markedsadgang til nettene.
Energinet Elsystemansvar	Energinet Elsystemansvar A/S er en del af Energinet-koncernen. Elsystemansvar har ansvar for opretholdelsen af den danske elforsyningsikkerhed og drive det danske eltransmissionsnet. Herudover også at bidrage til markedsudvikling på elområdet og en målrettet forsknings- og innovationsindsats.
Energinet Eltransmission	Energinet Eltransmission A/S er en del af Energinet-koncernen. Eltransmission arbejder med optimering, vedligeholdelse og udvikling af det danske eltransmissionsnet.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity. Sammenlutning af europæiske TSO'er.

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



ENERGINET
Elsystemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

KOLOFON

Forfatter: HKT
Dato: 10. september 2020