



NOTAT

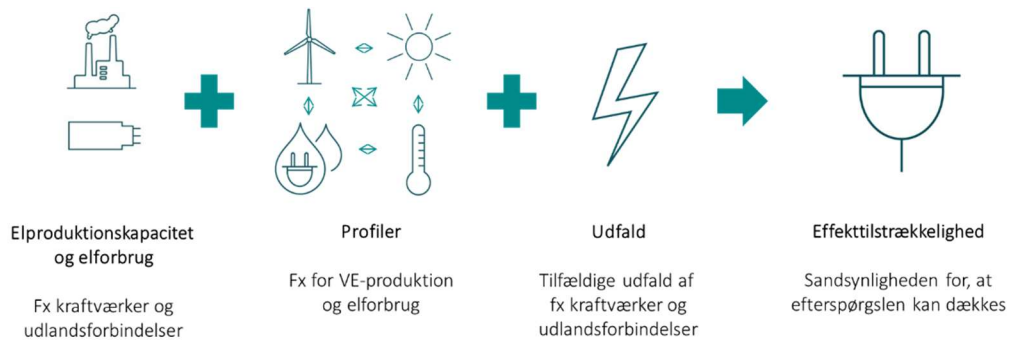
EFFEKTILSTRÆKKELIGHEDSBEREGNINGER – METODER OG ANTAGELSER TIL REDEGØRELSE FOR ELFORSYNINGSSIKKERHED 2020

Indhold

1. Målsætning for modellering af effektilstrækkelighed	3
2. Effektilstrækkelighedsberegninger i BID3 generelt	3
3. Elproduktionskapaciteter og -forbrug	3
3.1 Reserver	4
3.2 Aggregering af kraftværker	5
3.3 Bornholm	6
4. Klimaår og profiler for forbrug, vind- og solproduktion	6
4.1 Forbrugsprofiler	6
4.2 VE-profiler	7
4.3 Must run-profiler	7
5. Udetidssandsynligheder	8
5.1 Udlandsforbindelser	9
5.1.1 Øresundsmodellering	9
5.2 Kraftværker	10
5.3 Revisionsplan	11
5.4 Havarilængder	13
6. Risiko for blackout	14
7. Forbrugsafkoblingsskalering	14

Energinet ønsker med dette notat at give interessenter indblik i Energinets metode og forudsætninger til beregninger af effektilstrækkelighed. Samtidig benyttes notatet til opfyldelse af § 36, stk. 3, i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet mv.¹ Overordnet tilgang og alle analyseresultater mv. er beskrevet i appendiks i Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020.

Energinets metode for effektilstrækkelighedsberegninger er illustreret i Figur 1. Elproduktion og elforbrug bliver simuleret med klimaprofiler for forskellige historiske år og kombinerer dette med stokastiske udfald på kraftværker og udlandsforbindelser. Alt sammen for hele det europæiske elsystem.



Figur 1 Visualisering af Energinets metode for effektilstrækkelighedsberegninger.

Strukturen i dette notat følger den overordnede metode som vist i Figur 1.

¹ Bekendtgørelse nr. 652 af 18. maj 2020.

1. Målsætning for modellering af effektilstrækkelighed

Overordnet er det Energinets målsætning, at vurderinger af effektilstrækkelighed skal være så tæt på virkeligheden som muligt. Tanken er derfor at inkludere så meget af den faktiske drift af elsystemet som muligt for at vise, hvornår elforbrugere reelt vil blive afkoblet grundet manglende effektilstrækkelighed.

2. Effektilstrækkelighedsberegninger i BID3 generelt

Til effektilstrækkelighedsberegninger til Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2020 benyttes modellen Better Investment Decisions (BID3). BID3 benyttes til modellering af elmarkedet, herunder til effektilstrækkelighedsvurderinger.

BID3 benytter således en markedstilgang, som blandt andet modellerer spotpriser i elmarkedet i modsætning til fx Energinets tidligere model FSI og Energistyrelsens model Sisfyos, der også benyttes til modellering af effektilstrækkelighed. BID3 benyttes i flere andre europæiske TSO'er, herunder de øvrige nordiske, samt i ENTSO-E's Midterm Adequacy Forecast (MAF). Dermed får Energinet bedre mulighed for at kunne bruge resultaterne, både nationalt og internationalt.

Modellen simulerer elmarkedet på tværs af Europa (i årets redegørelse 38 lande) og afspejler den danske tilknytning til omverdenen. Modellen vurderer effektilstrækkeligheden i alle de modellerede elprisområder og tager dermed højde for, hvordan udlandets effektilstrækkelighed påvirker den danske.

I forbindelse med benyttelse af BID3 har Energinet mulighed for at benytte klimadata fra ENTSO-E's Pan European Climate Database (PECD). Databasen indeholder vind-, sol-, forbrugs- og temperaturprofiler for perioden 1982-2015, som Energinet benytter i sine vurderinger til at give et billede af indflydelse af forskellige klimaår. Anvendelsen af flere klimaår forventes at føre til en bedre vurdering af effektilstrækkeligheden, fordi år med forskellige kombinationer af elproduktion fra vindmøller og højt og lavt elforbrug er repræsenteret.

3. Elproduktionskapaciteter og -forbrug

For Danmark er Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2019 (AF19)² benyttet, mens udlandsdata som udgangspunkt består af TYNDP 2018-/MAF17) datasættet³. Specifikt er for 2020 og 2025 scenariet "Best Estimate" benyttet, og for 2030 er scenariet "Sustainable Transition" benyttet. Begge scenarier er "bottom-up" scenarier, hvor data er indmeldt af TSO'erne i Europa, og de er som udgangspunkt et udtryk for bedste bud på indmeldingstidspunktet. For at øge detaljegraden bliver der lavet justeringer til TYNDP 2018-datasættet (se Figur 2):

- **Danmark:** For Danmark er AF19 implementeret, således at alt dansk data er i overensstemmelse med de, på analysetidspunktet, gældende forudsætninger.
- **Norden:** For de nordiske lande (Norge, Sverige og Finland) er data opdateret med input fra de nordiske scenarier benyttet til Nordic Grid Development Plan 2019⁴. Data i de nordiske scenarier er et udtryk for bedste bud på daværende tidspunkt (2017-

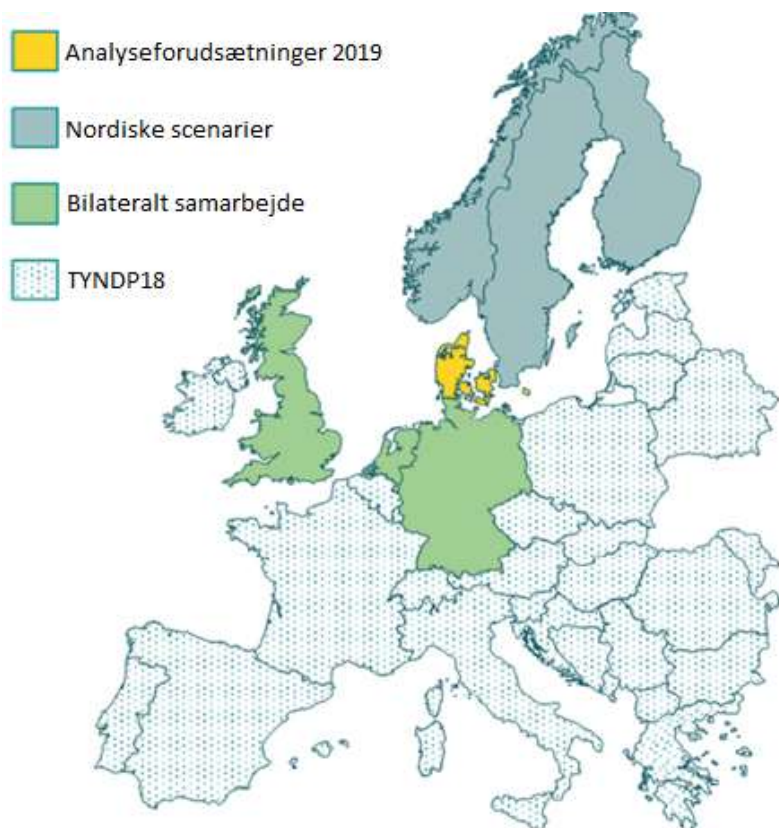
² Link til Analyseforudsætninger 2019: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

³ Link til Ten Year Network Development Plan 2018: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>

⁴ Link til Nordic Grid Development Plan 2019: <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2019/08/21/Nordic-Grid-Development-Plan-2019>

2018). Ændringerne betyder overordnet set, at der fjernes 0,8 GW termisk kapacitet og tilføjes 2,6 GW VE i de nordiske lande i forhold til TYNDP 2018 2030-data. Forbruget i 2030 for de nordiske lande er opjusteret med ca. 9 pct. i 2030 sammenlignet med Sustainable Transition 2030.

- **Andre naboer:** Der er i 2018 taget kontakt til TSO'er i de resterende nabolande (England, Holland og Tyskland) og tjekket for opdateringer i forhold til TYNDP 2018. Det har ført til opdateringer af data for Storbritannien og Holland (kun i 2030), mens Tyskland svarer til TYNDP 2018. Justeringen for de kontinentale nabolande betyder 2,7 GW mindre termisk kapacitet og 8,4 GW mere VE sammenlignet med TYNDP 2018 2030-data.



Figur 2 Kort over modellerede lande i Energinets beregninger for effektilstrækkelighed i BID3. Farverne viser, hvilke lande der har fået justeret inputdata i forhold til TYNDP 2018.

3.1 Reserver

I det følgende beskrives udelukkende manuelle reserver (mFRR), da de hurtige og automatiske reserver (FCR og aFRR) i både Danmark og i udlandet ikke generelt antages at kunne benyttes til opretholdelse af effektilstrækkelighed. De hurtige reserver vil så vidt muligt altid skulle være til rådighed for at kunne imødekomme pludselige driftsforstyrrelser, således at risikoen for blackout minimeres.

Energinets stokastiske beregninger af effektilstrækkelighed ønskes at repræsentere situationer, hvor forbrugere i praksis bliver afkoblet grundet manglende effekt. Det vil sige situationer, hvor Energinet og markedet har benyttet flest mulige håndtag til at sikre effekt til forbrugerne. Derfor ønskes beregningerne at afspejle, hvordan Energinet i praksis vil håndtere situationer med effektmangel. Modellerne begrænses dog naturligt til håndtag, som kan køre i en time, da modellerne er timebaserede. Derfor inkluderes visse håndtag ikke fx overlastevne på kabler og kraftværker, som kan variere over året.

Jævnfør europæisk lovgivning skal TSO'erne overholde N-1 kriteriet og således kunne håndtere, at elnettets største enhed i ethvert budområde falder ud. Energinet indkøber manuelle reserver (mFRR) til at håndtere udfald af den største enhed. Herved sikrer reserverne, at der ved en fejl ikke sker for store ubalancer til naboområder. I dag har Energinet også formel mulighed for at aflaste elforbrug inden for 15 minutter i eldistributionsnettene, hvilket giver Energinet et håndtag, som kan reagere lige så hurtigt som manuelle reserver.

I teorien vil N-1 kriteriet derfor kunne overholdes af enten aktivering af manuelle reserver eller afkobling af elforbrugere. I praksis forventes det ikke realistisk, at elforbrugere vil blive afkoblet på grund af effektknaphed, før en stor portion af de manuelle reserver er brugt til at dække forbrug. Det vil dog være afhængigt af den konkrete situation.

Da modellen til beregninger af effektilstrækkelighed er generisk og ikke kan differentiere mellem, om fx en situation med presset effektilstrækkelighed vil blive lang, kort, meget eller lidt presset, er det nødvendigt at opstille ét enkelt udgangspunkt for modellen. Med Energinets mulighed for kontrolleret at afkoble elforbrug inden for 15 minutter vurderes det, at modellen skal antage, at hele den manuelle reservekapacitet i Danmark benyttes, før elforbrug afkobles.

I forbindelse med reservehåndteringen i udlandet benyttes tilgangen i ENTSO-E's MAF. Det betyder, at de manuelle reserver ikke inddrages for udlandet til at opretholde effektilstrækkelighed. Energinet har på nuværende tidspunkt ikke kendskab til, at TSO'er i Danmarks nabolande formelt og med sikkerhed kan foretage kontrollerede forbrugsafkoblinger inden for 15 minutter.

Reservehåndteringen i Danmark i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger er således en væsentlig forskel til reservehåndteringen i den europæiske effektilstrækkelighedsvurdering i ENTSO-E's MAF. Tilgangen i MAF er at vurdere effektilstrækkeligheden i elsystemet uden inddragelse af nogen form for balanceringsreserver (FCR, aFRR, mFRR), mens Danmarks tilgang i Energinets effektilstrækkelighedsvurderinger er tættere på real-time. For DK2 er det i dag af væsentlig betydning, da de manuelle reserver udgør ca. 600 MW i DK2 eller ca. 25 pct. af DK2's maksimumforbrug.

Reserverne (FCR og aFRR) i Danmark modelleres som et ekstra fast forbrug svarende til den forventede kapacitet for reserveindkøbene. I praksis betyder det et ekstra fast forbrug på henholdsvis 110 MW i DK1 og 75 MW i DK2 baseret på Energinets prognose for systemydelse.

For udlandet er reserveimplementering og -mængde baseret på MAF17 for årene 2020 og 2025. For årene efter 2025 benyttes reserveantagelserne som i 2025.

3.2 Aggregering af kraftværker

Kraftværker, som er placeret på centrale kraftværkspladser i Danmark, er modelleret individuelt pr. blok med undtagelse af affald. Fynsværket blok 7 og 8 er fx modelleret individuelt, men ikke affaldsblokken, som også står på pladsen.

For decentrale kraftværker aggregeres værker på under 10 MW inden for samme brændselskategori.

3.3 Bornholm

Bornholm indgår som en del af DK2 i Analyseforudsætninger til Energinet. Da Bornholm ikke er fysisk sammenkoblet med det resterende af DK2, vil elforbrug og -produktion på Bornholm derfor ikke direkte påvirke effektsituationen i det resterende DK2. Til effekttilstrækkeligheds-vurderinger af DK2 er det derfor hensigtsmæssigt at trække elforbruget på Bornholm fra det resterende elforbrug i DK2. Herudover skal kapaciteten for elproducerende enheder på Bornholm også trækkes fra.

Et studie baseret på udtræk af elforbrug fordelt på kommuneniveau fra energidataservice.dk viste, at elforbruget i Bornholms kommune i 2014-2017 i gennemsnit var ca. 220 GWh. I samme periode var gennemsnittet i de resterende kommuner i DK2 ca. 12 TWh. Elforbruget i Bornholms kommune udgør således ca. 1,8 pct. af elforbruget i alle DK2's kommuner (Bornholm, Sjælland, Lolland og Falster med øer).

Derfor fratrækkes 230 GWh af elforbruget i DK2, da fremskrivning, baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2018 i 2020, vil være på 230 GWh/år.

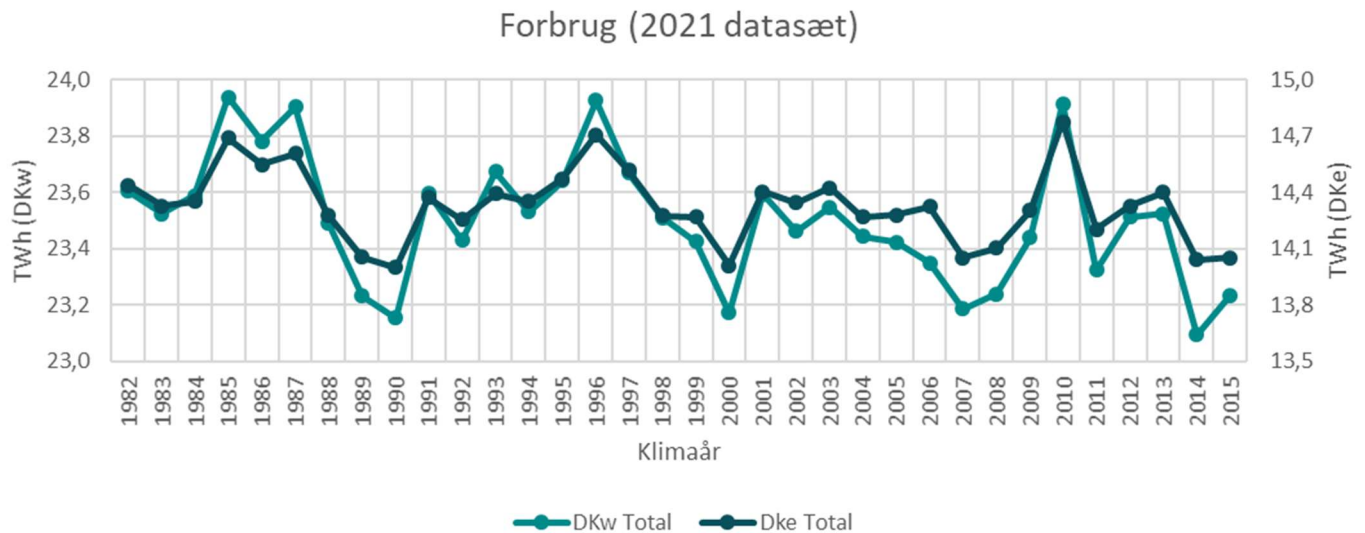
I forhold til produktionskapacitet er det alene kapaciteten på Østkraft, som ikke medregnes i effekttilstrækkelighedsvurderingerne. Det svarer til ca. 100 MW ifølge AF19

4. Klimaår og profiler for forbrug, vind- og solproduktion

Der benyttes profiler for 34 forskellige historiske klimaår (1982-2015). Vind- og solprofilerne er fra *the Pan European Climate Database* (PECD), mens forbrugsprofilerne kommer fra ENTSO-E's værktøj SIMULA, der danner profiler ud fra TSO-input. Både PECD-data og forbrugsprofiler bliver benyttet i MAF- og TYNDP-regi.

4.1 Forbrugsprofiler

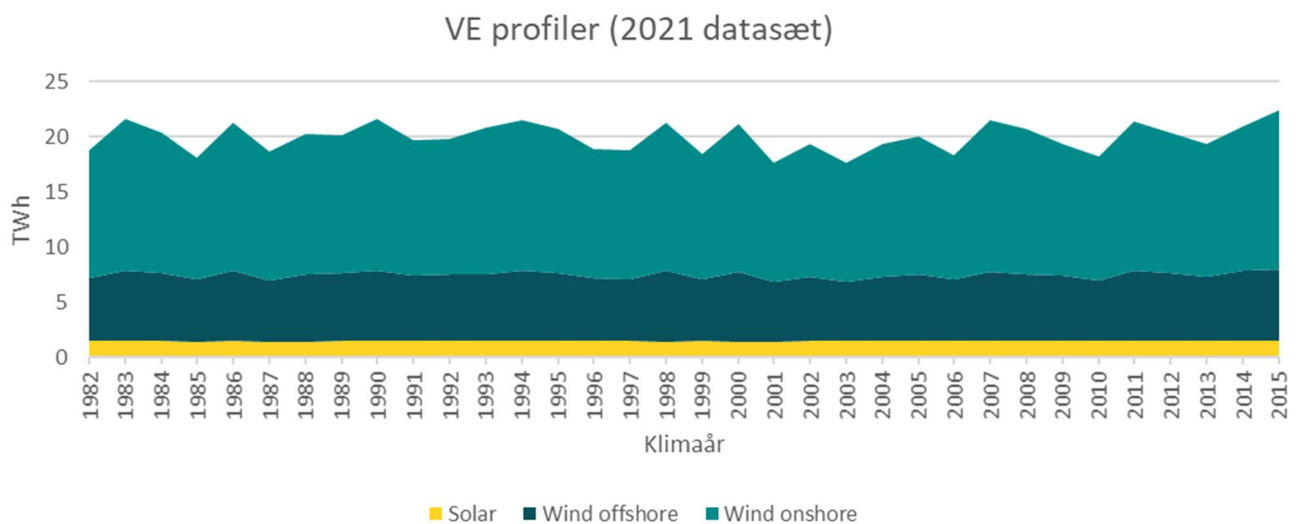
Forbrugsprofilerne bliver dannet baseret på SIMULA-værktøjet, der genererer 34 forskellige forbrugsprofiler, som er baseret på historiske temperaturer samt TSO-input (fx klassisk elforbrug, elbiler og varmepumper). Forbruget på prisområdeniveau er skaleret således, at gennemsnittet på tværs af de 34 klimaår giver årsforbruget angivet i de forskellige kilder hertil beskrevet i afsnit 3. Figur 3 viser, hvordan årsforbruget varierer på tværs af klimaår i DK1 og DK2 for 2021.



Figur 3 Forbrugsvariationen på tværs af de 34 klimaår benyttet i effektilstrækkelighedsberegningerne for 2021. Forbruget for DK1 (DKw) er den lyseste af kurverne og kan aflæses på venstre y-akse, mens den mørkeste kurve er forbruget for DK2 (DKe) og kan aflæses på højre y-akse.

4.2 VE-profiler

Profilerne for vind og sol er baseret på PECD, som er udarbejdet af DTU og benyttes i TYNDP- og MAF-regi. Figuren nedenfor viser variationen i den danske produktion fra VE på tværs af de 34 klimaår for 2021.

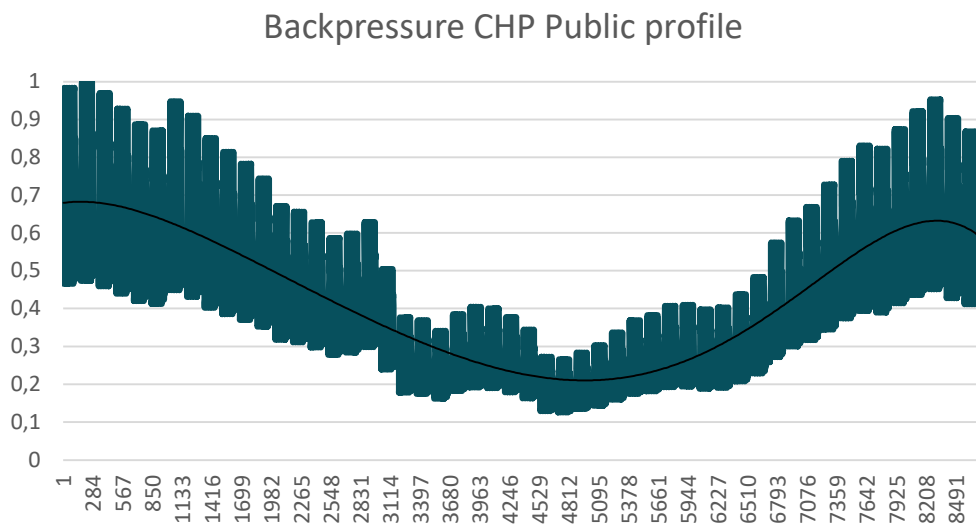


Figur 4 Summen af produktion fra vedvarende energikilder i Danmark på tværs af de 34 klimaår for 2021.

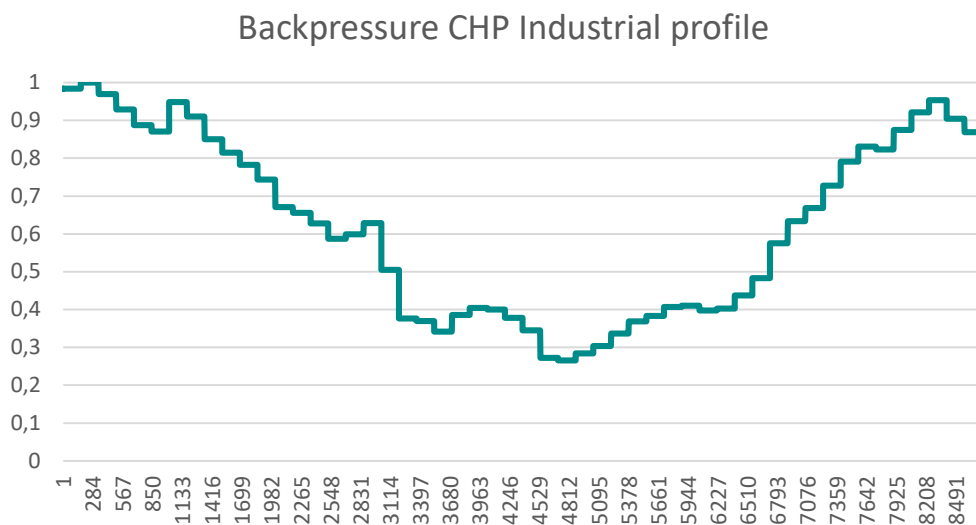
4.3 Must run-profiler

For at simulere danske modtryksværkers begrænsede tilgængelighed grundet varmebinding benyttes der "must run"-profiler i BID3. Profilerne bliver genereret fra output fra SIFRE (Energis energimodel for det danske el- og varmesystem). Der er benyttet to forskellige profiler, én til klassiske modtryksanlæg og én til industrielle modtryksanlæg. Udtræksværker bliver ikke

modelleret med varmebinding. Udtræksværker antages at kunne/ville producere maksimal el-produktion i timer med maksimale elpriser. Must run-profilerne for modtryksanlæg er vist i Figur 5 og Figur 6.



Figur 5 Must run-profilen benyttet til klassiske danske modtryksanlæg i BID3-modelleringen. Profilen er et output fra en SIFRE-simulering og er udglattet for at undgå pre-optimering i BID3-simuleringer.



Figur 6 Must run-profilen benyttet til danske industrielle kraftvarmeanlæg. Profilen er et output fra en SIFRE-simulering og er udglattet for at undgå pre-optimering i BID3-simuleringer.

5. Udetidssandsynligheder

Udetids-sandsynligheder angives i BID3 på termiske kraftværker og udlandsforbindelser. For alle udenlandske værker og udlandsforbindelser anvendes udetidsantagelserne fra MAF17. Det betyder, at alle havarisandsynligheder og revisioner i udlandet er baseret på data anvendt i MAF17. For de danske værker og udlandsforbindelser er udetidsantagelserne beskrevet i de følgende afsnit.

5.1 Udlandsforbindelser

Udlandsforbindelser inddeles i AC- og HVDC-forbindelser til effekttilstrækkelighed. AC-forbindelserne underinddeles yderligere for Danmark i forbindelserne "AC Øresund" (DK2-SE4) og "AC Tyskland" (DK1-DE). For alle udlandsforbindelserne er det fælles, at markedsdata er benyttet som kilde, hvor den tilgængelige importkapacitet er set i forhold til det maksimalt tilgængelige. For HVDC-forbindelserne benyttes et kapacitetsvægtet gennemsnit på tværs af alle de danske HVDC-forbindelser. Det betyder, at udetiden for alle danske HVDC-forbindelser, både nuværende og planlagte, antages at være den samme i effekttilstrækkelighedsberegningerne.

	Samlet udetid [%]	Revision [%]	Havari [%]	Kilde
HVDC	11	5 (~18 dage)	6	Markedsdata 2012-2017
AC Øresund	8	5 (~18 dage)	3	Markedsdata 2012-2017
AC Tyskland	10	6 (~23 dage)	4	Markedsdata 2012-2017

Tabel 1 Udetider for udlandsforbindelser. Udetiderne er et direkte input til BID3's stokastiske simuleringer. Kilden for udetiderne er markedsdata fra 2012-2017.

Markedsdata er valgt som kilde, da det er den eneste kilde, som kan give den tilgængelige importkapacitet, og desuden er den tjekket mod Nord Pools markedsdata. Data kan således repliceres og er offentligt tilgængelige. En anden kilde til udetider for udlandsforbindelser er DISTAC. Udfordringen er dog, at DISTAC udelukkende ser på HVDC-forbindelser – og i begge retninger. Ved at se på fx begrænsninger i begge retninger vil man formentlig over- eller undervurdere mængden af begrænsninger.

Under udarbejdelsen af forudsætningerne påpegede Energistyrelsen, at da begrænsningerne indgår i markedsdata (da markedsdata dækker spotmarkedet), kan udetiden være mindre i perioder med fx højere elforbrug eller effektmangel. Energinet udførte derfor et studie af korrelationer og kausalitet mellem disse faktorer og fandt ikke, at eventuelle korrelationer kunne entydigt konkluderes at skyldes en større sammenhæng.

5.1.1 Øresundsmodellering

Kapaciteten på Øresundsforbindelsen nedjusteres, hvis en eller flere af de fire forbindelser er ude. Importkapaciteten sættes i praksis, jf. Energinets nuværende driftsinstruks (koordineret med Svenska kraftnät), til næsten alle kapaciteter mellem 0 og 1.300 MW, men er centreret omkring 0, 400, 900 og 1.300 MW. Herudfra har Energinet indført en opbygning i BID3, som forsøger at afspejle disse niveauer og den vægtede havarisandsynlighed.

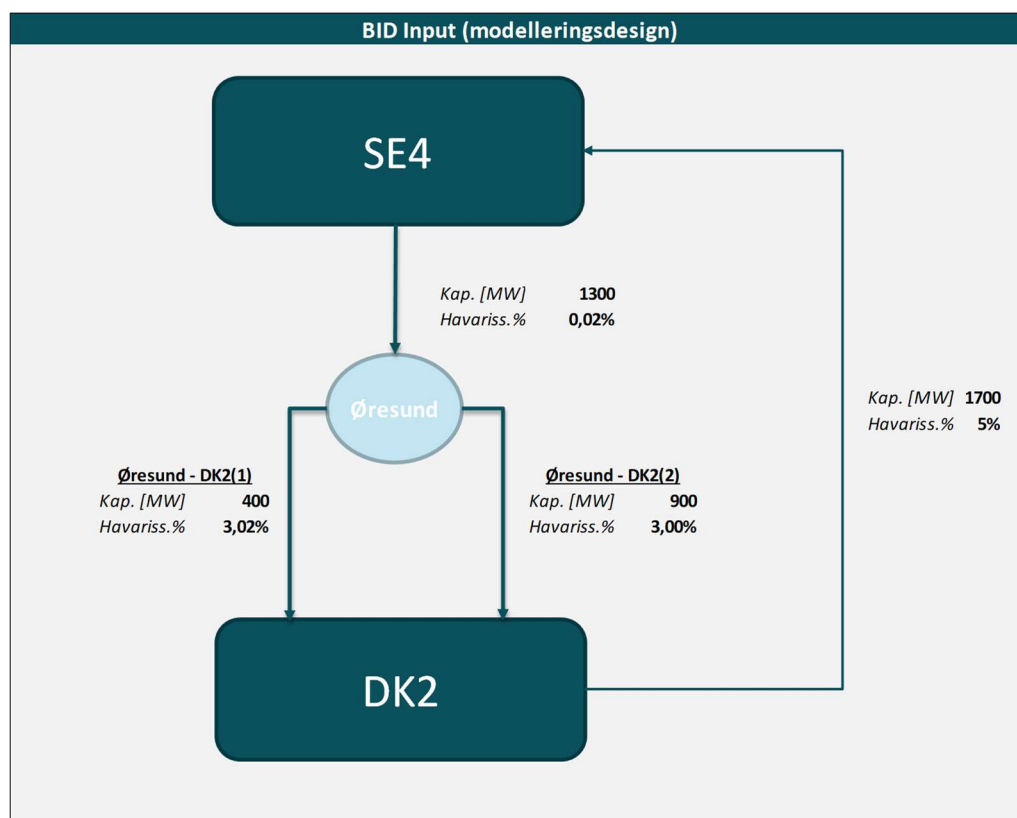
Først er der set på, hvilke udfald (og kombinationer heraf) af de fire kabelsystemer i Øresundsforbindelsen, som leder til hvilke niveauer af overførselskapacitet. Dette er sammenholdt med den samlede sandsynlighed for et havari på Øresundsforbindelsen. Heraf fås sandsynligheden for at have en given overførselskapacitet til rådighed, hvilket kan ses i Tabel 2

Kapacitet til rådighed [MW]	Havarisandsynlighed for kapacitet til rådighed [%]
0	0,1
400*	3
900	3

Tabel 2 Kapacitet på Øresundsforbindelsen fordelt i henhold til gældende driftsinstruks.

**I beregningerne er kapaciteten på 400 MW opskrevet til 700 MW fra 2025 baseret på en forventet reinvestering af internt net på dansk side. De nyeste studier viser dog, at kapaciteten kun forventeligt vil kunne hæves til 550 MW, hvilket indarbejdes frem mod næste års redegørelse.*

Modelleringen af driftsinstruksen ses i Figur 7. Figuren illustrerer overførselskapacitet og sandsynlighed for havari på den givne linje. Grunden til, at havarisandsynligheden på linjen mellem "SE4" og "Øresund" er lavere end i Tabel 2, skyldes, at udfald på de to andre kabler også medfører, at overførselskapaciteten er 0 MW.



Figur 7 Modellering af Øresundsforbindelsen i BID3.

Revisioner placeres både på forbindelsen med 1.300 MW og 1.700 MW for at have revisioner i begge retninger. Som beskrevet i afsnit 5 er revisionen 2 gange 18 dage med henholdsvis 400 MW og 900 MW overførselskapacitet.

5.2 Kraftværker

Udetider for kraftværket er inddelt i forhold til værkstyperne.

Energinet finder det hensigtsmæssigt at benytte bedst tilgængelig viden om de danske kraftværker til at beskrive deres udetid. Men hvor konkret viden om de danske kraftværker ikke er tilgængelig, finder Energinet det hensigtsmæssigt at benytte en ensartet kilde.

Med bedst tilgængelig viden menes, at kraftværkernes empirisk observerede udetid er at foretrække. En ting er, hvad et anlæg vurderes at have af udetid baseret på udelukkende tekniske forhold, men det vil være hensigtsmæssigt at se på, hvilke udetider kraftværkerne empirisk har haft, da andre driftsmønstre kan medføre ændring i udetiden.

Værkstyper	Revision	Havari	Samlet	Kilde
Udtagsværker	19 %	5 %	24 %	UMM
Modtryksværker	19 %	5 %	24 %	UMM
Reserveanlæg	4 %	1 %	5 %	UMM
Decentrale gasturbiner SC	3 uger (6 %)	2 %	8 %	Teknologikatalog
Decentrale gasturbiner CC	2 uger (4 %)	3 %	7 %	Teknologikatalog
Decentrale motorer	0,8 uger (2 %)	3 %	5 %	Teknologikatalog

Tabel 3 Udetider til vurderinger af effekttilstrækkelighed med kilder.

UMM'erne benyttes således til at beskrive store centrale værker (udtagsværker og modtryksværker) og reserveanlæg. For de decentrale anlæg, hvor konkret viden om deres tilgængelighed er begrænset, vurderes det rimeligt at benytte Teknologikatalogets⁵ udetider. Det vil dog formentlig medføre en overvurdering af tilgængeligheden af elkapaciteten på decentrale værker, hvorfor Energinet finder det rimeligt at benytte varmebindinger til at beskrive tilgængeligheden yderligere.

Eksempelvis bliver den korrigerede udetid ekskl. havari for *decentrale gasturbiner SC* med 6 pct. revision ca. 60 pct. ved brug af varmebinding (must run). For et modtryksværk som AMV1 bliver udetiden ekskl. havari ca. 44 pct. Forskellen ligger hovedsageligt i, at revision på decentrale gasturbiner SC beskrives med en tilgængelighedsprofil for hele året, som summer til 6 pct. Derimod indgår revision på de fleste modtryksværker (som fx AMV1) i en fast revisionsplan, hvorfor værket typisk er ude til revision om sommeren, når varmeefterspørgslen (og dermed den tilgængelige elkapacitet) er mindst. Tabel 4 viser en opsummering af udetiden for kombinationen af revision og varmebindingsprofil.

Værkstyper	Revision	Revision + varmebinding
Udtagsværker	19 %	19 %
Modtryksværker	19 %	44 %
Reserveanlæg	4 %	4 % (antaget ingen must run-profil)
Decentrale gasturbiner SC	3 uger (6 %)	60 %
Decentrale gasturbiner CC	2 uger (4 %)	60 %
Decentrale motorer	0,8 uger (2 %)	59 %

Tabel 4 Revisionsudetid og udetid ved kombination af revision og varmebindings-profil. Hertil kommer fortsat havariudetider angivet i Tabel 3 for at få den samlede udetid.

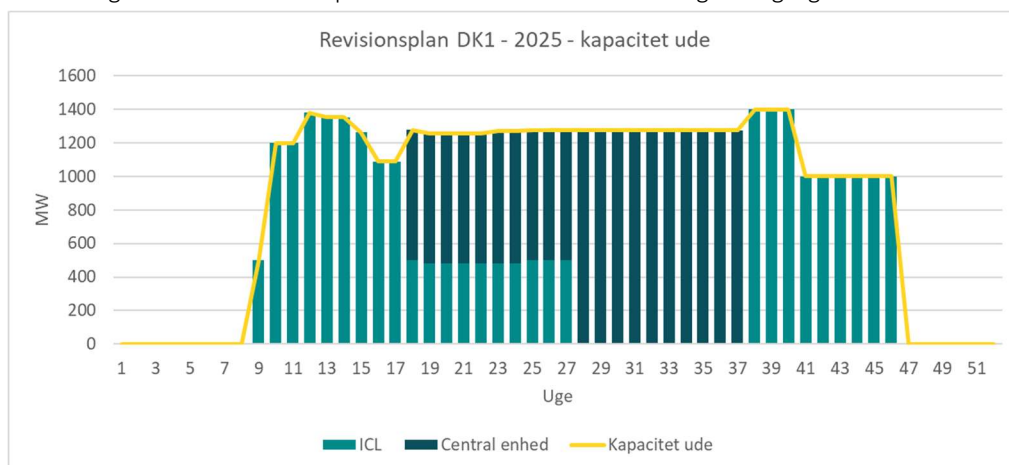
5.3 Revisionsplan

Revisionsplanen for Danmark i BID3 er opbygget ud fra ovennævnte udetider for centrale kraftværker (udtags-, modtryks- og reserveværker) og udlandsforbindelser. Revisioner sker således kun deterministisk. For de resterende termiske kraftværker benyttes en revisionsprofil, hvor rådigheden af den samlede elkapacitet af disse aggregerede værker er lav i sommerperioden og høj i vinterperioden.

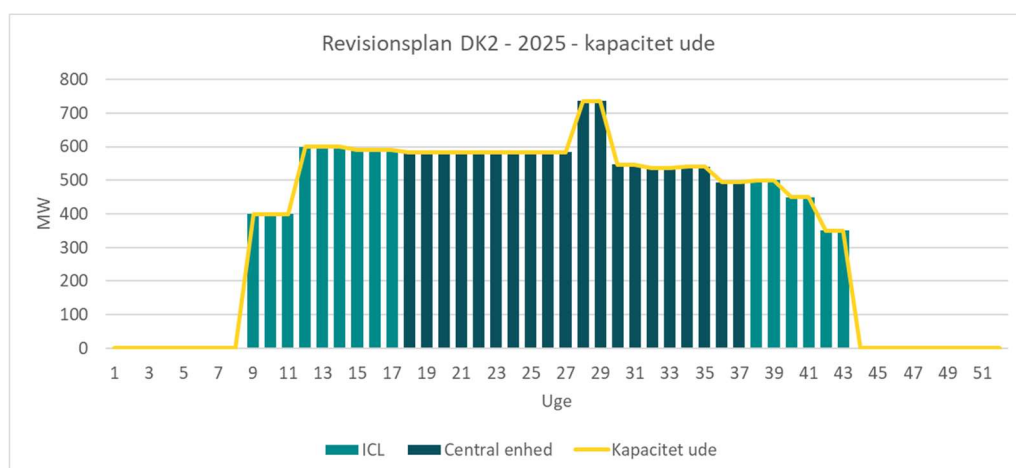
Hovedtanken bag planen er at skabe en plan, som er ens for alle år med undtagelse af, hvis værker eller udlandsforbindelser tilsluttes eller udgår af elsystemet. Planen er bygget op således, at revisioner af de centrale termiske kraftværker er placeret i sommerperioden, og revisioner på udlandsforbindelser er fordelt "omkring" disse. Således er revisioner på udlandsforbindelser placeret i foråret og efteråret, hvilket er i tråd med Energinet Elsystemansvars faktiske

⁵ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>

metode til revisionsplanlægning. Revision af værker og udlandsforbindelser er jævnt fordelt i sommerperioden samt over foråret og efteråret. Grundet varmebindinger er de centrale kraftværkers revision primært lagt i sommerperioden, mens udlandsforbindelser har deres revision i foråret og efteråret. Revisionsplanen for 2025 er visualiseret i Figur 8 og Figur 9.

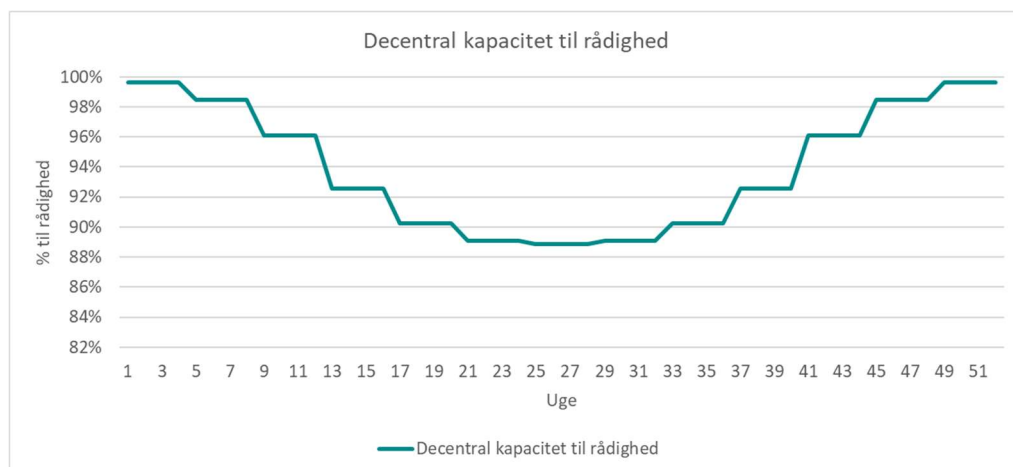


Figur 8 Revisionsplanen for DK1 i 2025. Revisionsplanen dækker centrale enheder og udlandsforbindelser.



Figur 9 Revisionsplanen for DK2 i 2025. Revisionsplanen dækker centrale enheder og udlandsforbindelser.

Decentrale værker, der ikke er omfattet af revisionsplanen, er tildelt en tilgængelighedsprofil, der tager højde for revisioner i den decentrale kapacitet. Profilen er vist i Figur 10.



Figur 10 Tilgængelighedsprofilen for decentral kapacitet, der er et udtryk for revision af de centrale værker.

5.4 Havarilængder

Typisk modellerer effekttilstrækkelighedsmodeller kun havarier for en enkelt time. I virkeligheden kan havarier være alt fra minutter til år. Figur 11 illustrerer den store spredning i længden af havarier vedrørende HVDC-forbindelser.



Figur 11 Antal havarier på HVDC-forbindelser i perioden 2012-2017 fordelt i forhold til havariets længde. Kilde: DISTAC.

BID3 kan håndtere, at havarier varer længere end 1 time og samtidig overholde havariudetiden. Tests har vist, at det medfører enkelte år med markant højere ikkeleveret energi, hvilket gør, at konvergenstiden bliver længere. Det vurderes, at inkludering af havarilængder over en time i BID3 på nuværende tidspunkt medfører, at mindst 612 simuleringer pr. år er nødvendigt for at sikre et robust resultat.

Havarilængder i Danmark implementeres ikke for nuværende på grund af den markante forlængelse i konvergenstid.

6. Risiko for blackout

I forbindelse med tidligere beregninger af effekttilstrækkelighed i FSI har en kvantificering af risikoen for blackout været benyttet. Det betød, at i de timer, hvor få centrale kraftværker var i drift, var der indlagt en ekstra risiko for blackout. Risikoen fortalte noget om sandsynligheden for, at Energinet ikke kunne nå at aflaste forbrug i situationer med effektknaphed, hvilket kunne føre til blackout. Risikoen for blackout trak derfor i visse beregninger op i mængden af ikkeleveret energi.

Risikoen for blackout inkluderes ikke fremadrettet; af to grunde:

- Energinets analyser af behovet for systembærende egenskaber har vist, at systemet er mere robust end tidligere antaget, og Energinet har fastsat krav til antallet af roterende enheder (kraftværker, synkronmaskiner og lignende), som typisk kan dækkes udelukkende af Energinet-synkronkompensatorer.
- Energinet fik omkring 2016 muligheden for at afkoble forbrug i eldistributionsnettene inden for 15 minutter. Forbruget kan således reagere lige så hurtigt som de manuelle reserver og derved understøtte N-1 sikkerheden. Med muligheden mindskes sandsynligheden for, at situationer med effektmangel kan føre til, at frekvensfaldet bliver så stort, at produktionsenheder eller forbrugstilslutningerne afkobler automatisk. Det forventes således, at netvirksomhederne kan aflaste i deres elnet inden for 15 minutter.

Risikoen for blackout bliver derfor reelt ikke helt fjernet, men betydeligt minimeret og dermed ekstremt svær at kvantificere. Derfor fjernes risikoen fremadrettet i effekttilstrækkelighedsvurderingerne, og som en naturlig forlængelse inkluderes forbrugsafkoblingsskalering, som svarer til de aflastningstrin, netvirksomhederne har angivet til afkobling af elforbrug.

7. Forbrugsafkoblingsskalering

Forbrugsafkoblingsskaleringen baseres på faktiske indmeldinger fra netvirksomhederne i de to landsdele, jf. Teknisk forskrift TF 2.1.2. Hvert netområde inddeles i 10 trin (5 automatiske og 5 manuelle), som hver ikke må være større end 60 MW. Det er disse trin, Energinet i praksis vil aflaste i tilfælde af manglende effekt eller fx overbelastning i elnettet. Det er klart, at den præcise mængde af aflastet energi i en situation med effektmangel vil være svær at kvantificere, da forbruget typisk vil være højt, men ikke nødvendigvis. Forbruget vil også variere mellem netområder, derfor vil man i praksis måske aflaste 50 MW i en region og 10 MW i en anden, selv om det er samme aflastningstrin. Aflastningstrinene i Tabel 5 er af den grund rundet op fra henholdsvis 23 og 34 MW/trin.

	DK1	DK2
Aflastningstrin	25 MW	35 MW

Tabel 5 Forbrugsafkoblingsskalering for danske områder.

I effekttilstrækkelighedsvurderingerne betyder det, at for hver time med effektmangel justeres mængden af ikkeleveret energi for at afspejle aflastningstrinene. Dette giver forskellen på effekttilstrækkelighedsindikatorerne EENS (Expected Energy Not Served) og EUE (Expected Unserved Energy) i Energinets Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2020. Hvis eksempelvis EENS i DK1 er 2 MW, rundes der op til 25 MW for EUE, og hvis EENS er 49 MW, rundes der op til 50 MW for EUE.