



Energistyrelsen

Klimaafteleanalyse 1

Baggrundsrapport:
Effekttilstrækkelighed - Grundberegning samt
følsomhedsanalyser på Sisyfos-modellen

Januar 2022

Indhold

1	Indledning, overordnet tilgang og begreber	3
2	Modellen	4
2.1	Overordnet beskrivelse	4
2.2	Revisionsmodel i Sisyfos	5
2.3	Stokastisk udetid (havari) i Sisyfos	5
2.4	Håndtering af samtidig effektmangel i flere områder	6
2.5	Håndtering af ekstern elproduktion	7
2.6	Håndtering af stokastisk støj	7
2.7	Modelbegrænsninger	8
3	Data til grundberegning	9
3.1	Tidshorisont	9
3.2	Geografisk afgrænsning	10
3.3	Elforbrug i Danmark	10
3.4	Fleksibilitet i det danske elforbrug	12
3.5	Produktionskapacitet i Danmark	13
3.6	Affaldsforbrænding i Danmark	13
3.7	Elforbrug i udlandet	13
3.8	Produktionskapacitet i udlandet	14
3.9	Ledningskapacitet	16
3.10	Udetider	18
3.10.1	Udetider for værker	20
3.10.2	Udetid for ledninger	23
3.11	Enhedsstørrelser	25
3.12	Timeserier	25
3.12.1	Landvind, havvind og solceller	26
3.12.2	Elforbrug	26
3.12.3	Vandkraft	26
3.12.4	Øvrig termisk produktion	26
3.12.5	Batterier	27
3.12.6	Fjernvarmebinding	27
3.12.7	Begrundelse for valg af klima-år	28
3.12.8	Håndtering af reserver	32
3.12.9	Afkoblingsblokke og EUE	33

4	Resultater af grundberegningen.....	34
5	Følsomhedsberegninger	40
5.1	Følsomhed 1: Forbud mod olie og naturgas i fjernvarme fra 2030 og/eller reduceret træbiomasse fra 2035.....	40
5.2	Følsomhed 2: Betydning af energiøer	42
5.3	Følsomhed 3: Forskellige grader af fleksibelt elforbrug	43
5.4	Følsomhed 4: Øget fleksibilitet i modtryksværker	44
5.5	Følsomhed 5: Udetid på interkonnektorer	46
5.6	Følsomhed 6: Flere eller færre interkonnektorer.....	47
5.7	Følsomhed 7: Betydning af ekstra elbesparelser.....	48
5.8	Følsomhed 8: Effekten af Power-to-X og CCS.....	50
5.9	Følsomhed 9: Ingen lukninger af affaldsforbrændingsanlæg.....	51
5.10	Følsomhed 10: Tidligere lukning af Avedøreværkets blok 2.....	52
5.11	Følsomhed 11: Andre ENTSO-E scenarier	53
5.12	Følsomhed 12: Strategisk reserve.....	54
6	Bilag 1. Antagelser om fleksibelt elforbrug.....	55
6.1	Indledning og overordnet tilgang	55
6.2	Antagelser vedr. fleksibelt elforbrug.	56
7	Bilag 2. Eksempler på timeserier	61

1 Indledning, overordnet tilgang og begreber

Dette skrift udgør en baggrundsrapport til analysen: "Analyse af elforsynings sikkerheden frem mod og efter 2030".

I klimaaftalen af 22. juni 2020 hedder det i afsnittet Grøn Fjernvarme blandt andet "*På den baggrund igangsættes en analyse, der skal belyse konsekvenserne ved et eventuelt forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion fra 2030, herunder for forsynings sikkerhed, el- og varmepriser. Analysen skal desuden vurdere, hvordan relevante initiativer i denne aftale vil påvirke elforsynings sikkerheden.*"

I afsnittet Bæredygtighedskrav til træbiomasse til energi hedder det blandt andet "*Aftalepartierne er enige om, at der skal ses på konsekvenserne ved på sigt at begrænse forbruget af træbiomasse til el- og varmeproduktion - herunder effekter på forsynings sikkerheden og omkostningerne for forbrugerne. Der igangsættes en analyse af relevante tiltag og konsekvenserne ved disse.*"

Dette har resulteret i igangsættelse af tre analyser: (1) En generel analyse af elforsynings sikkerheden, (2) en analyse af et eventuelt forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion og (3) en analyse af konsekvenserne af at begrænse forbruget af træbiomasse.

Denne baggrundsrapport udgør den tekniske afrapportering af den første analyse for så vidt angår effekttilstrækkeligheden. Rapporten har fire dele: En beskrivelse af den anvendte **model**, en beskrivelse af **data** til grundberegningen, en beskrivelse af **resultaterne** af grundberegningen og en beskrivelse af resultaterne af et antal **følsomhedsberegninger** i forhold hertil.

Grundberegningen illustrerer det forventede forløb af effekttilstrækkeligheden frem mod og lige efter 2030. Effekten på elforsynings sikkerheden (effekttilstrækkeligheden) af hhv. et forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion og en begrænsning forbruget af træbiomasse udføres som en følsomhedsberegning i forhold til grundberegningen.

Der findes forskellige mål for effekttilstrækkelighed:

- EENS (Expected Energy Not Served): Mængden af el (MWh) pr. år, som forventes ikke at kunne leveres.
- LOLE (Loss-Of-Load-Expectation): Hyppigheden af effektmangel (uanset størrelsen). Angives i timer pr. år.
- EUE (Expected Unserved Energy): EENS korrigeret for den omstændighed, at hvis man i en given time mangler X MW, kan man i praksis ikke afkoble præcist X MW men et større antal MW, fordi man afkobler el i blokke.
- Afbrudsminutter: EUE omregnet til forventet antal afbrudsminutter for en gennemsnitlig forbruger, dvs. Afbrudsminutter = EUE/elforbrug*(antal minutter i et år). Energinet benytter betegnelsen "effektminutter" for afbrudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed.

EENS og LOLE er de internationalt anvendte begreber. EUE og effektminutter/afbrudsminutter er begreber anvendt af Energinet og Energistyrelsen.

2 Modellen

Til beregning af effekttilstrækkelighed anvendes modellen Sisyfos. Første version er fra 2012. Modellen er udviklet af Energistyrelsen og Ea Energianalyse, og der er foretaget opgraderinger løbende. Den nuværende version hedder Sisyfos5. De fleste beregninger er dog gennemført på Sisyfos4¹. Modellen har i en årrække været anvendt til danske analyser (parallelberegninger med Energinet, konkrete kraftværks- og ledningssager, konsensusanalyse i 2014 m.m.) og har desuden været anvendt til analyser på elsystemerne i Litauen og i Sydafrika.

2.1 Overordnet beskrivelse

- Sisyfos er en Monte Carlo simuleringsmodel til bestemmelse af effekttilstrækkelighed. Modellen er stokastisk, dvs. den "kaster terninger" for et antal ledninger og kraftværker med henblik på at bestemme, om de er havareret eller ej og undersøger for et stort antal driftssituationer, om hele elforbruget kan tilfredsstilles under givne kapacitetsbegrænsninger, eller om der kan forventes effektmangel i en vis del af tiden. Modellen er bygget i Excel/VBA og R.

Input data er organiseret i to filer:

- Data.xlsx: Indeholder data for knudepunkter, værker og ledninger.
- TVAR.csv: Indeholder alle timeserier.

Modellen beregner Expected Energy Not Served (EENS), Loss-Of-Load-Probability (LOLP), Loss-Of-Load-Expectation (LOLE), Expected Unserved Energy (EUE), afbrudsminutter/effektminutter og en række andre ting for de knudepunkter, som indgår i datasættet. Modellen er en rent fysisk-teknisk model og beregner ikke elpris m.m. Det betyder, at Sisyfos er meget hurtig – men fx ikke kan modellere lagre direkte.

Modellen regner på timeniveau og ser ikke på systemydelse m.v.

Figur 1 nedenfor illustrerer virkemåden. Der er givet et simpelt elsystem med to elområder, hver med et konstant forbrug på 1 MW og en ledning mellem områderne med en kapacitet på 1 MW. I hvert område er der et kraftværk på 2 MW. Kraftværkerne og ledningen kan havare med en sandsynlighed på 5%, og der er ingen planlagt udetid. Dette system kan regnes igennem i hånden, og man finder, at mindst 2 enheder skal være havareret, for at der er effektmangel. Sandsynligheden for effektmangel (LOLP) bliver 0,49 % i begge områder. Forventet effektmangel (EENS) bliver 43 MWh årligt i hvert område. LOLE bliver 43 timer i hvert område.

Sisyfos vil ved at "kaste terninger" for *værkerne* og ledningen nå frem til samme resultat efter et stort antal terningekast.

¹ Eneste forskel er, at Sisyfos5 i modsætning til Sisyfos4 regner med tidstro havarier. Det har i praksis kun betydning i situationer, hvor man er interesseret i varigheden af situationer med effektmangel.

Figur 1: Simpelt illustrativt regneeksempel

F1=1 MW	L=1MW	F2=1 MW	Årsforbrug pr område	8760 MWh
K1=2 MW		K2=2 MW	EENS pr område	43 MWh
F1, F2 konstant. Alle udetider: 5%			LOLE pr område	43 timer/år

K1	L	K2	Sandsynlighed	EENS/t(1)	EENS/t(2)	EENS/år(1)	EENS/år(2)
			85,74%	0	0	0	0
			4,51%	0	0	0	0
			4,51%	0	0	0	0
			4,51%	0	0	0	0
			0,24%	1	0	21	0
			0,24%	0	1	0	21
			0,24%	1	1	21	21
			0,01%	1	1	1	1
			100,00%			43	43

I virkelige systemer er antallet af elområder meget større end 2, og antallet af kraftværker og ledninger tælles i hundreder. Desuden er elforbrug ikke konstante, og nogle af kraftværkerne er vindmøller, solceller eller andet, der følger vejrforhold eller lignende. Det er derfor i praksis umuligt at regne effekttilstrækkelighed i hånden på virkelige systemer. Elforbrug, solceller, landvind, havvind, vandkraft (run-off-river) samt en række andre produktionskurver repræsenteres ved timekurver.

Kraftværkers udetid er i praksis en kombination af planlagt udetid (revision) og uplanlagt udetid (havari), evt. flere typer udetid. Revisionsmodellen beskrives i næste afsnit. Antagelser om udetid i øvrigt beskrives i et senere afsnit.

2.2 Revisionsmodel i Sisyfos

Kraftværkers udetid er sammensat af uplanlagt udetid (havari) og planlagt udetid (revision). Sisyfos udarbejder en kraftværks-revisionsplan anlæg for anlæg før hver kørsel. Største anlæg placeres i en sammenhængende periode med den forudsatte revisionslængde der, hvor der er mest "plads". Det fortolkes i Sisyfos som den sammenhængende periode, hvor det maksimale elforbrug er lavest. Herefter korrigeres elforbruget i alle disse timer op med kapaciteten af den enhed, der lige er placeret i revisionsplanen. Næste enhed placeres nu efter samme princip under anvendelse af det reviderede elforbrug etc., indtil alle anlæg med en revisionsperiode er placeret i tid. Når alle anlæg er placeret, er revisionsplanen færdig. Der udarbejdes en revisionsplan for hvert beregningsår.

Man kan vælge en tilgang, hvor revisions-udetid optimeres efter hele modelområdet eller en tilgang, hvor revisions-udetid optimeres prisområde for prisområde eller land for land. Normalt bruges den sidste metode (dette har dog næppe stor betydning).

Vind og sol deltager ikke i revisionsplanen. Modellen ved altså ikke, hvad den fremtidige vind- og solproduktion er på det tidspunkt, hvor revisionsperioden fastlægges.

2.3 Stokastisk udetid (havari) i Sisyfos.

Med Sisyfos version 5 er der indført tidstro havarier i Sisyfos. Det betyder, at når et anlæg er i drift i ét tidsskridt, er der en vis sandsynlighed for, at det havarerer i næste tidsskridt, og når det er havareret i

ét tidsskridt, er der en vis anden sandsynlighed for, at det kommer i drift i næste tidsskridt. Sandsynlighederne afhænger af havaritallet (p) og den forventede længde af et havari (L), på følgende måde:

- Sandsynlighed for havari, når i drift = $h/L/(1-h)$.
- Sandsynligheden for at vedblive i drift = $1- h/L/(1-h)$.
- Sandsynlighed for at komme i drift, når havareret = $1/L$.
- Sandsynlighed for at forblive havareret = $1-1/L$.

Se eksemplet i Tabel 1.

Tabel 1: Eksempel på overgangssandsynligheder med havarital 8% og forventet havarilængde 48 timer

Fra \ Til	Havareret	I drift
Havareret	97,92 %	2,08 %
I drift	0,18%	99,82 %

Havarier modelleres på denne måde for både værker og ledninger.

2.4 Håndtering af samtidig effektmangel i flere områder

I fremtiden vil der forekomme situationer med samtidig effektmangel i flere lande. I disse situationer skal der tages stilling til, hvordan effektmanglen fordeles mellem lande eller prisområder, hvis der er flere måder at gøre det på. Betydningen heraf kan være meget stor.

Sisyfos benytter normalt en algoritme (MFR), hvor et evt. overskud i ét område fordeles tilfældigt mellem to eller flere andre områder med underskud (hvis der er flere måder at fordele det på). Efter et antal simuleringer vil der opstå en tilnærmelsesvis ligefordeling. Denne algoritme fordeler effektmangel "retfærdigt" i betydningen: ingen prisområder forfordes.

En alternativ algoritme, som Sisyfos kan benytte, er en fordeling af EENS efter Value-Of-Lost-Load (VOLL) og/eller man kan have forskellige transmissionsomkostninger på forskellige elforbindelser. I så fald kan elmangel blive skævt fordelt i forhold til MFR. Lægger man fx VOLL fra CEPA-rapporten *Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe*², hvor Danmark er det dyreste sted at afbryde elforbrug (vægtet VOLL for alle forbrugere) til grund, vil elmangel af modellen så vidt muligt blive skubbet ud af Danmark. Dette giver en markant bedre effekttilstrækkelighed end MFR for Danmark, men denne beregning repræsenterer næppe et realistisk gennemførligt scenarie og er derfor fravalgt.

Man kunne også forestille sig en situation, hvor et land X havde overskud og et andet land Y samt Danmark i samme time havde underskud, og X så valgte systematisk først at sende overskuddet til Y frem for Danmark. En sådan fremgangsmåde er vurderet som diskriminerende og derfor fravalgt.

² Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) (2018). Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

Det vurderes, at MFR repræsenterer et rimeligt/retfærdigt kompromis.

2.5 Håndtering af ekstern elproduktion

I Sisyfos er det antaget, at lande uden for modellen med en vis sandsynlighed kan levere gennem en ledning, som kan være ude med en vis sandsynlighed. Hvis et eksternt land leverer til flere lande i modellen, "havarerer" det eksterne land simultant, således at når der ikke kan leveres til det ene land, kan der heller ikke leveres til det andet. Denne del-metode er i overensstemmelse med system-ansvarsbekendtgørelsen § 30, stk. 2. Se afsnittet nedenfor om geografi.

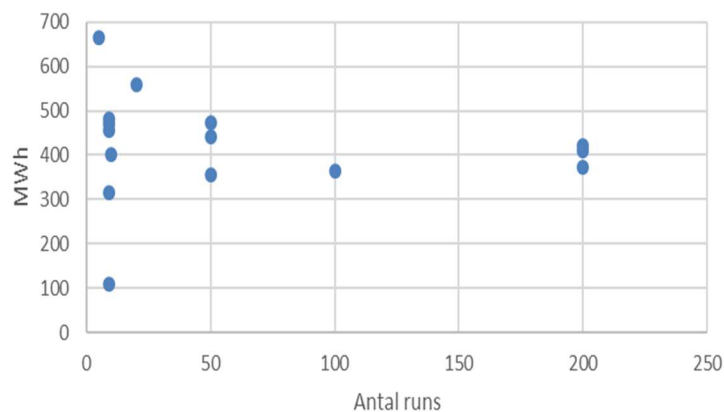
2.6 Håndtering af stokastisk støj

Ved Monte Carlo simuleringer vil to beregninger ikke komme ens ud, da der i hver simulering vil forekomme havarier på forskellige tidspunkter, fordi "terningerne" kastes forskelligt fra gang til gang. Dermed bliver effekttilstrækkeligheden også forskellig i de enkelte simuleringer.

Hvert klima-år bør derfor simuleres igennem et antal gange. Antallet skal være stort nok til at fjerne (det meste af) den stokastiske støj. Erfaringen med Sisyfos er, at man skal regne hvert klima-år igennem omkring 50 eller flere gange, før resultatet for et givet klima-år er nogenlunde stabilt (se Figur 2). Da der er 12 klima-år og 8760 timer i hvert år, bliver hver beregning på Sisyfos et gennemsnit af $12 * 8760 * 50$ eller godt 5 mio. driftstilstande (ved 50 simuleringer pr. klima-år).

Figur 2: Illustration af stokastisk støj. Fra en tidligere beregning

EUE DK2 2030 klimaår 1987 ENDK udetider



2.7 Modelbegrænsninger

Sisyfos har (som alle modeller) begrænsninger. Her skal fremhæves:

- Der regnes ikke med start/stop-tid for kraftværker. Det antages, at den rullende reserve, som der regnes med, tager højde for den træghed, der er ved at starte ny kapacitet op ved havarier.
- Der regnes med nominelle kapaciteter på ledninger (NTC). Det betyder, at kapaciteterne/flowet på to forskellige ledninger til samme område regnes uafhængige. Jævnstrømsforbindelser er fuldt styrbare og overholder derfor denne antagelse. Strømmene i forskellige ledninger i formaskede vekselstrømssystemer er imidlertid indbyrdes afhængige. Man kan ved omkoblinger i nettet i et vist omfang styre flowet, men i praksis sker det kun i begrænset omfang i 400 kV systemer. Man kan tage højde for den indbyrdes afhængighed ved hjælp af en såkaldt Flow-Based-Market-Coupling (FBMC). FBMC bliver et krav til de europæiske effektilstrækkelighedsberegninger, som følger af metoden i elmarkedsforordningen efter Ren Energi Pakken. Ledningerne til Danmark og Storebæltsforbindelsen er jævnstrømsforbindelser med undtagelse af DK1-Tyskland og DK2-Sverige. Konsekvenserne af at anvende FBMC for effektilstrækkeligheden er p.t. ukendte, da dette ikke er fuldt implementeret i nogen af de modeller, der er på markedet.
- Sisyfos regner langt hurtigere end mange andre stokastiske effektilstrækkelighedsmodeller. Dette hænger sammen med, at Sisyfos ikke genererer en elpris men blot undersøger i hvert tidsskridt, om der er en mulig vej for strømmen at gå fra produktion til forbrug. En konsekvens af at der ikke beregnes elpris er, at driften af ellagre ikke kan modelleres direkte men må modelleres tilnærmet (se de konkrete antagelser i et senere afsnit). Ellagre optræder i vandkraft og batterier. Fleksibelt elforbrug er matematisk set tilnærmelsesvist det samme som batterier.

Samlet vurderes, at modelbegrænsningerne ikke påvirker resultaterne væsentligt.

3 Data til grundberegning

I oversigtsform er følgende data lagt til grund for grundberegningen

- Danske elforbrug og produktionskapaciteter baseres på Energistyrelsens Klimafremskrivning 2021 (KF21), dog med en enkelt undtagelse: Der inkluderes to energiøer, jf. klimaaf tale fra 22. juni 2020.
- Elforbrug og produktionskapaciteter i udlandet baseres på nyest mulige ENTSO-E data. Dels MAF2020 (for 2025 og 2030), dels TYNDP2020 (for 2040). Visse af de anvendte udlandsdata er omfattet af fortrolighed. Dette omtales yderligere nedenfor.
- Det er herudover nødvendigt at fastlægge visse andre data. Det gælder udetider, enhedsstørrelser og visse supplerende timeserier.

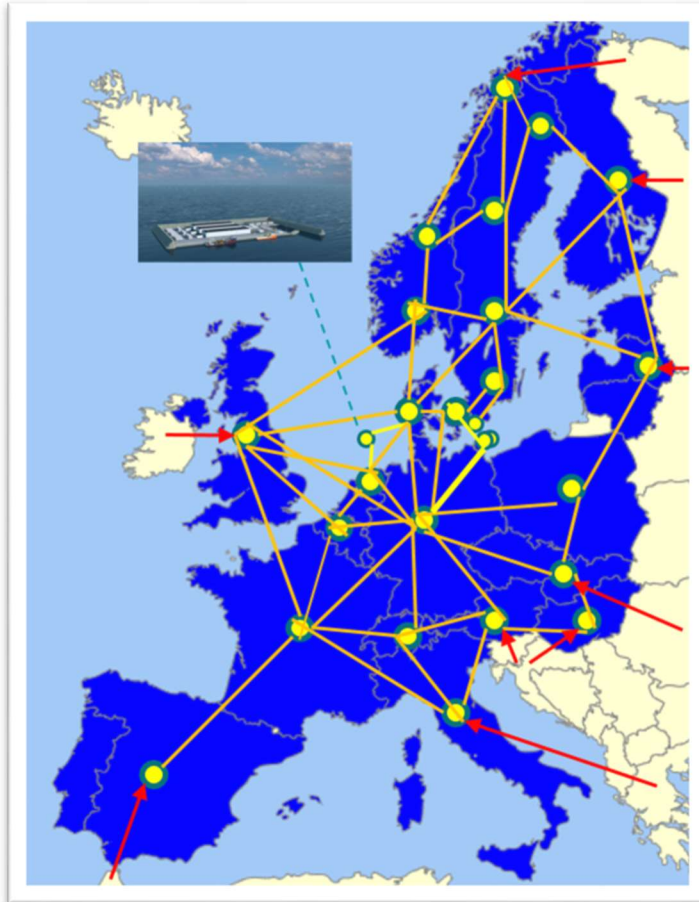
3.1 Tidshorisont

Der regnes på perioden 2020 til 2035/2040. Mål-året for klimaaf talen er 2030. Men det vurderes som vigtigt også at se på årene lige efter 2030. Dels da analyseforudsætningerne indeholder væsentlige ændringer af kraftværkskapaciteterne omkring og lige efter 2030, dels da flere værker først er afskrevet efter 2030. En lang beregningshorisont introducerer ekstra usikkerhed. Men de væsentlige ændringer i forsyningssikkerheden ser ud til at ske i årene fra 2030 og frem. Det virker derfor forkert at stoppe beregningerne i 2030. Scenarierne i analyse 2 og 3 rækker også ud over 2030.

3.2 Geografisk afgrænsning

Der er 26 knudepunkter i datasættet til grundberegningen i Sisyfos. Dette illustreres i Figur 3 nedenfor.

Figur 3: Geografisk dækning af datasæt til grundberegning



Datasættet dækker således Danmark, de lande Danmark er eller kan blive forbundet til samt en række yderligere lande. Danmark repræsenteres ved 5 områder: DK1 (Vestdanmark), DK2 (Østdanmark uden Bornholm), Bornholm (som forudsættes også at være lokalitet for den kommende østlige energiø), Kriegers Flak samt energiøen i Vesterhavet. Det antages, at Energi-ø Vest forbindes til Holland, og at Energi-ø Øst forbindes til Tyskland. Dette er i overensstemmelse med de indgåede samarbejdsaftaler. Andre muligheder undersøges dog også.

Lande uden for modellen - men som er forbundet til lande i modellen – repræsenteres ved en ledning med et kraftværk bagved (røde pile i figuren). Se senere vedrørende konkrete antagelser.

3.3 Elforbrug i Danmark

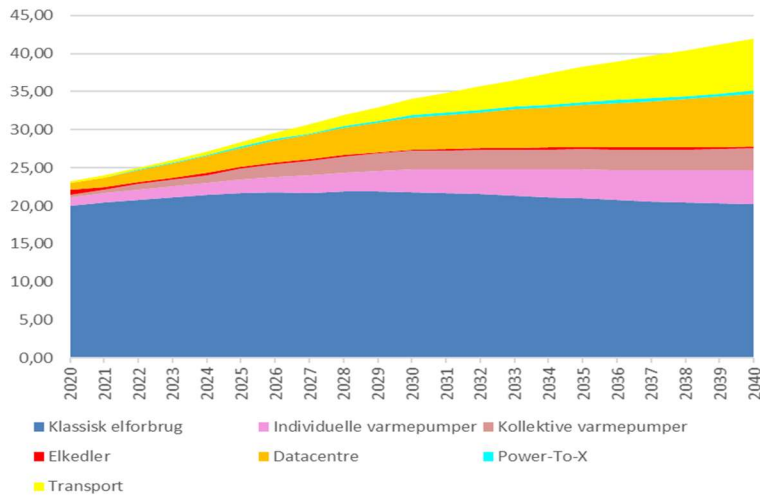
Der benyttes elforbrug fra Energistyrelsens klimafremskrivning KF21. Baggrundsmateriale og data om KF21 kan findes på web-adressen:

<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/klimastatus-og-fremskrivning>

Elforbrugets udvikling er illustreret i Figur 4 og Figur 5.

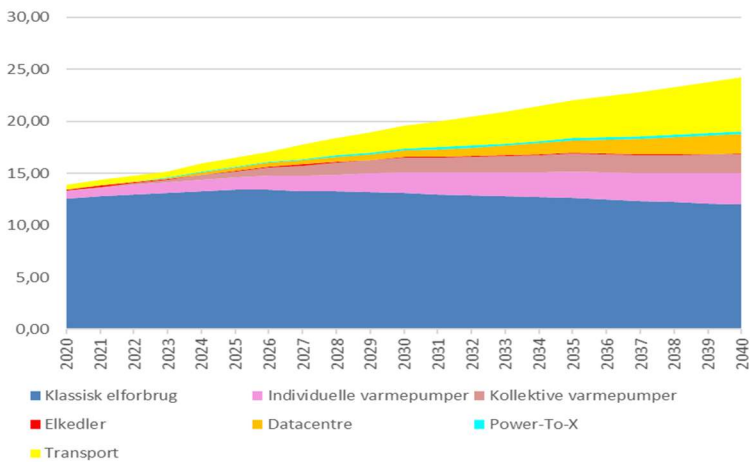
Figur 4: Elforbrug i DK1 ifølge KF2021

Elforbrug inkl. nettab, opgjort i TWh



Figur 5: Elforbrug i DK2 ifølge KF2021

Elforbrug inkl. nettab, opgjort i TWh



Elforbruget er dekomponeret med henblik på at kunne regne på varierende mængder af fleksibelt elforbrug. Elforbrug til datacentre og PtX regnes "fladt", resten følger elforbrugskurverne i ENTSO-E's PECD database. Se senere under timevariationer.

Der er foretaget følsomhedsberegninger med højere elforbrug til PtX og med lavere elforbrug som følge af ekstra elbesparelser. Desuden er vurderet konsekvenser af ekstra elforbrug til CCS/CCU.

3.4 Flexibilitet i det danske elforbrug

Flexibilitet i elforbruget er afgørende for den fremtidige effekttilstrækkelighed. Hvor stor fleksibiliteten vil være er dog p.t. meget usikkert, og fleksibiliteten er derfor håndteret ved tre forskellige scenarier. I grundberegningen er der regnet med en vis fleksibilitet. Herudover gennemregnes et scenarie helt uden fleksibilitet og et scenarie med maksimal fleksibilitet. De konkrete antagelser er beskrevet i bilag 1.

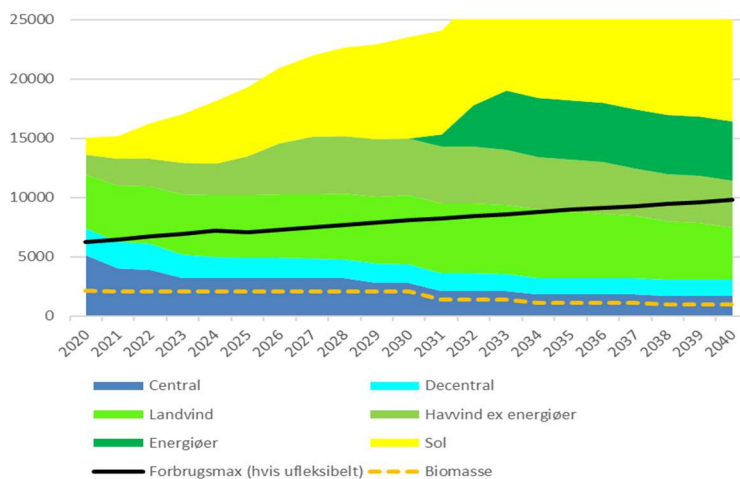
Regneteknisk er fleksibiliteten håndteret på den måde, at den del af elforbruget, som er fleksibelt, ikke regnes med. Det skal forstås på den måde, at hvis andelen Φ af et elforbrugssegment E_i , antages fleksibelt, da bliver $\Phi \cdot E_i$ holdt uden for simuleringen. Det antages dermed, at denne del af elforbruget altid kan afkobles, når der er effektproblemer.

3.5 Produktionskapacitet i Danmark

Der benyttes anlægsdata inkl. vind og sol fra KF21. Dog er inkluderet to energigøer, jf. klimaaftalen fra 22. juni 2020. Energiø Vest på 3 GW forbindes til Holland og Jylland primo 2032, og havmøllerne antages idriftsat 2032-33. Energiø Øst (Bornholm) på 2 GW forbindes til Tyskland og Sjælland primo 2029, og havmøllerne antages idriftsat 2029-30. Der er tale om beregningstekniske antagelser, der er gjort på det tidspunkt, hvor beregningerne er gennemført. Tidsplanerne kan ændres, og der pågår fortsat drøftelser med en række forskellige lande om mulige forbindelser fra de kommende danske energigøer. I Figur 6 illustreres kapacitetsudviklingen for hele landet. Der er inkluderet en angivelse af spidslastforbruget under antagelse af, at dette er helt ufleksibelt. Desuden er indikeret den samlede biomassekapacitet.

Figur 6: Kapacitetsudvikling i Danmark fra KF2021, inkl. to energigøer

Kapacitetsbalance, MW



3.6 Affaldsforbrænding i Danmark.

KL har ultimo december 2020 afleveret en "tilpasningsplan" for reduktion af affaldsforbrændingskapaciteten i Danmark med 30 % frem mod 2030, jf. affaldsaftalen af 16. juni 2020. Mindre forbrændingskapacitet betyder også mindre elkapacitet på forbrændingsanlæggene, og dette vil få konsekvenser for elforsynings sikkerheden. Tilpasningsplanen sætter navne på et antal affaldsanlæg, der foreslås lukket. Tilpasningsplanen blev dog ikke godkendt af Energistyrelsen.

Den samlede affaldsbaserede elkapacitet i KF21 er konsistent med affaldsaftalen og kapacitetsmæssigt med tilpasningsplanen (om end det er nogle andre anlæg, der lukkes i KF21).

3.7 Elforbrug i udlandet

Elforbruget i udlandet tages for 2025 og 2030 fra datasættet til MAF2020. For 2021 fra MAF2019. Data kan hentes på web-adressen <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

Elforbruget i udlandet tages for 2040 fra datasættet til TYNDP 2020, scenariet National Trends. Data kan findes på web-adressen <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

Der interpoleres lineært mellem de nævnte år.

ENTSO-E benytter sig af tre scenarier for 2030 og 2040 med hver deres forbrugsdata. De tre scenarier beskrives kort nedenfor

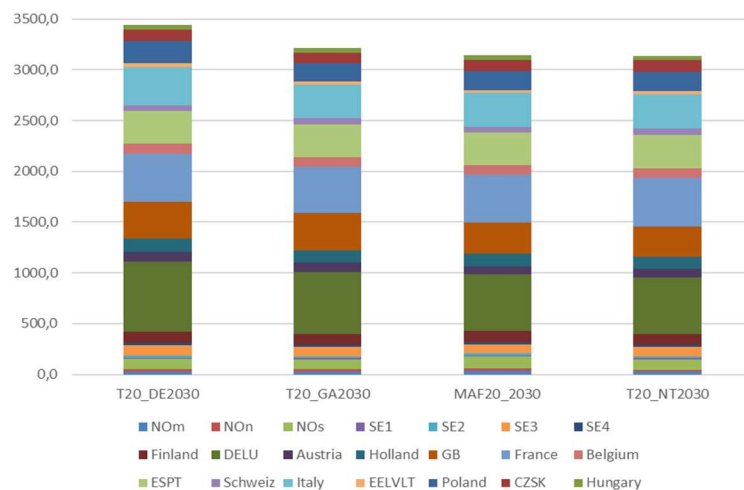
- National Trends (NT). Dette scenarie er opbygget "bottom-up" ud fra de nationale energi- og klimaplaner (NECP). Scenariet medfører samlet set en 40% reduktion af EU's drivhusgasemission i 2030. TYNDP2020 scenariet National Trends er fsva elforbrug identisk med MAF2020.
- Distributed Energy (DE). "Top-down" scenarie udarbejdet af ENTSO-E. Mere ambitiøst end NT (55% drivhusgasreduktion i 2030) og nulemission 2050, overholder 1,5 grader målsætningen fra Paris-aftalen. Decentraliseret forsynings-tilgang.
- Global Ambition (GA). "Top-down" scenarie udarbejdet af ENTSO-E. Mere ambitiøst end NT (55% drivhusgasreduktion i 2030) og nulemission 2050, overholder 1,5 grader målsætningen fra Paris-aftalen. Centraliseret forsynings-tilgang.

Elforbrugene ses i Figur 7.

Scenarierne Distributed Energy og Global Ambition er regnet igennem som følsomheder. Disse scenarier er dog ikke afstemt i forhold til effektivitetsstrækkelighed. Dvs. at scenarierne egentlig ikke egner sig til effektivitetsstrækkelighedsanalyser.

Figur 7: Elforbrug i det modellerede område (ekskl. DK) i 2030 iflg. TYNDP 2020

Elforbrug 2030, TWh



3.8 Produktionskapacitet i udlandet

Der benyttes for 2021 data fra ENTSO-E's datasæt til MAF2019. For 2025 og 2030 benyttes data fra ENTSO-E's datasæt til MAF2020. For 2040 benyttes kapaciteter fra ENTSO-E's datasæt til TYNDP2020, scenariet National Trends. I enkelte tilfælde er anvendt kapacitetsdata fra den såkaldte PEMMDB database, som er fortrolig. Det drejer sig navnlig om lagerstørrelser i vandkraft, batterikapaciteter samt visse tidsserier. Energistyrelsen har p.t. kun adgang til PEMMDB data

svarende til MAF19. Der eksisterer også PEMMDB datasæt svarende til MAF2020 og scenarierne for 2030 og 2040.

Data interpoleres lineært mellem år.

I Figur 8 og Figur 9 nedenfor ses en illustration af kapaciteter 2030 i National Trends scenariet sammen med max-timeforbruget og kapacitet i forbindelser til andre elprisområder.

3.9 Ledningskapacitet

Kapaciteter i ledninger er hentet fra ENTSO-E's datasæt til MAF2020 og TYNDP2020 (National Trends). Hertil er føjet antagelser om kapacitet i forbindelser til de to energi-øer, der er besluttet med klimaaftalen af 22. juni 2020. Dvs. 1,5 GW til Holland og 1 GW til Tyskland.

Tabel 2: Kapaciteter i forbindelser til områder i grundberegningen. Tal efter + er kapacitet i forbindelser fra områder uden for modellen

(MW til)	2020	2025	2030	2040
DK-West	5147+0	8547+0	8547+0	10047+0
DK-East	3075+0	3075+0	4075+0	4075+0
Bornholm	70+0	70+0	2070+0	2070+0
Kriegers Flak	1000+0	1000+0	1000+0	1000+0
Energjø Vest	0+0	0+0	0+0	3000+0
Energjø Øst	0+0	0+0	2000+0	2000+0
Nom	3575+0	3575+0	3575+0	2325+0
Non	2036+50	2036+50	2036+50	960+50
Nos	5802+0	8666+0	10002+0	8604+0
SE1	5100+0	5100+0	6000+0	5914+0
SE2	12158+0	12158+0	12158+0	12139+0
SE3	14160+0	14960+0	14960+0	14579+0
SE4	8885+0	9685+0	10385+0	10385+0
Finland	3516+1560	3516+1560	4316+1560	4316+1560
DELU	26425+0	31775+0	38875+0	38775+0
Østrig	9050+950	9450+950	12050+950	11940+950
Holland	8050+0	9200+0	10800+0	12300+0
UK	4000+2000	10264+2000	13000+2000	13000+1000
Frankrig	13240+0	16240+0	21840+700	21460+700
Belgien	7080+0	9080+0	10080+0	9700+0
ESPT	2800+600	2800+600	5000+600	5000+600
Schweiz	8700+0	9400+0	11000+0	11500+0
Italien	9455+3500	9455+3500	10555+3500	10313+1920
EELVLT	2216+1800	2216+1800	2416+0	2416+0
Polen	3490+0	4990+0	5290+0	5290+0
Tjekkiet	5990+400	5990+400	6490+400	6490+400
Ungarn	3400+5550	3400+5550	3400+5550	3400+5550

Bemærkninger til tabellen:

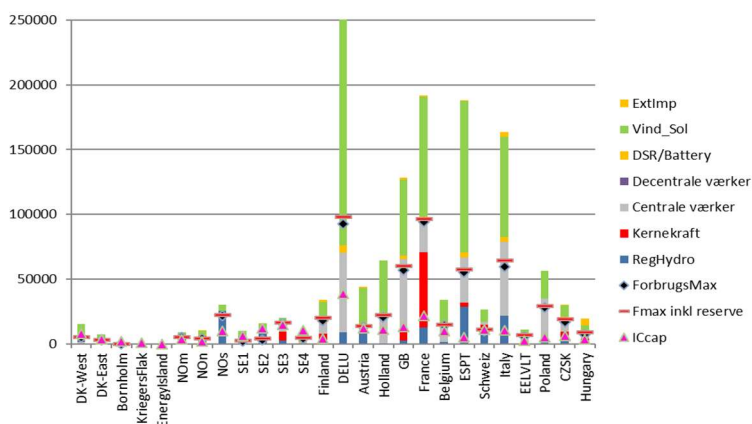
- Skagerrak 1+2 er antaget i drift 2030. Disse to gamle forbindelser kan dog evt. blive taget ud, da de når deres tekniske levetid omkring eller lige før 2030, og der ikke er truffet aftale med norske Stattnet om erstatning. Dette er belyst ved en følsomhed.
- Norge-Finland: Der medregnes en forbindelse (Ivalo-Varangerbotn) på 100 MW. Selv om forbindelsen ikke deltager i det normale marked, bidrager den til elforsyningssikkerheden i begge lande (og dermed indirekte i Danmark), om end meget lidt.

- Forbindelsen mellem Finland og Rusland beholdes i modellen, uanset at Finland ønsker at gøre sig elmæssigt uafhængig af Rusland. Forbindelsen (HVDC back-to-back) bidrager (en smule) til den danske effekttilstrækkelighed ved at reducere risikoen for, at Finland skal trække på Sverige og dermed øger det chancen for, at Danmark kan trække på Sverige.
- Der medregnes en lille forbindelse fra Rusland til Nordnorge. Selv om forbindelsen ikke deltager i det normale elmarked, bidrager den til forsyningssikkerheden i Nordnorge (og dermed indirekte i Danmark), om end meget lidt.
- Der medregnes 1800 MW til Estland fra Rusland og 800 MW til Litauen fra Rusland frem til det tidspunkt hvor de baltiske lande synkroniseres med EU omkring 2025. Da der er tale om vekselstrømsforbindelser, kan forbindelserne til Rusland ikke opretholdes efter synkroniseringen uden ekstrainvesteringer.
- De to energi-øer er antaget forbundet til Holland (1,5 GW) hhv. Tyskland (1,0 GW). Der er tale om beregningstekniske antagelser, der er gjort på det tidspunkt, hvor beregningerne er gennemført. Der er dog alternativer hertil. Disse analyseres ved følsomheder.

I Figur 8 og Figur 9 nedenfor illustreres produktionskapaciteterne for 2030 sammen med det maksimale timeforbrug og den installerede kapacitet i interkonnektorer. Figur 8 omfatter hele modelområdet. I Figur 9 er Danmark vist separat. Det fremgår blandt andet, at der i mange lande – og i høj grad i Danmark – er meget begrænset termisk kapacitet tilbage i 2030 i forhold til spidslastforbruget. Til gengæld er Danmark suverænt det land med de stærkeste interkonnektorer målt i forhold til spidslastforbruget.

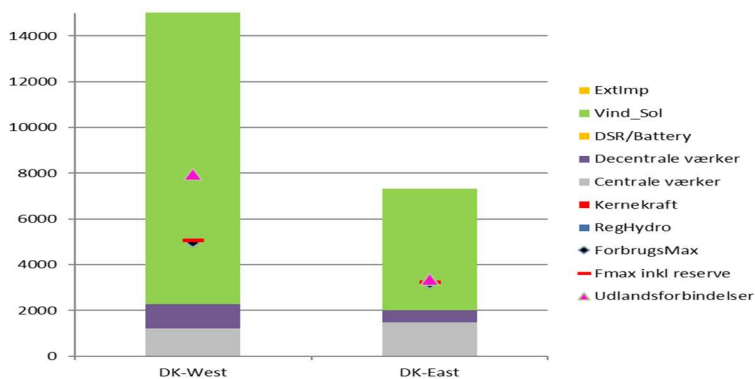
Figur 8: Effektbalance for hele modelområdet 2030 (grundberegning, KF2021 + MAF2020 National Trends scenariet)

Elkapacitet 2030, MW



Figur 9: Effektbalance for Danmark 2030 (grundberegning, KF2021 + MAF2020 National Trends scenariet)

Elkapacitet 2030, MW



3.10 Udetider

Antagelser om udetider for værker og ledninger har stor betydning for effekttilstrækkelighedsberegninger.

Man kan skelne mellem et antal forskellige former for udetid:

- Revision: Udetid som følge af at et anlæg eller en ledning er til planlagt eftersyn, hvor anlægget/ledningen ses efter, og visse komponenter efter behov repareres eller udskiftes.
- Havari: Udetid som følge af at et anlæg eller en ledning går i stykker under driften og derfor tages ud til (uplanlagt) reparation.
- Varmebinding: Udetid som følge af at et kraftvarmeanlæg er bundet til varmeproduktion. Hvis varmelageret er fyldt, kan anlægget ikke producere mere end svarende til det øjeblikkelige varmeforbrug, fordi det ikke kan komme af med mere varme. Varmebinding beskrives nærmere nedenfor.
- Markeds-udetid: Anlægget eller ledningen er fungerende og ikke til reparation – men ejeren vælger at holde det uden for markedet af økonomiske årsager.
- Flaskehals-udetid: Anlægget eller ledningen er fungerende og ikke til reparation – men der er fysiske begrænsninger på, hvor meget strøm, der kan fødes ind fra anlægget eller i ledningen, fordi der er flaskehalse i det underliggende elnet (som ikke er med i effektilstrækkelighedsmodellen).
- Hydrologiske begrænsninger (for vandkraftværker): Turbinerne er til rådighed, men der er begrænsninger på, hvad der må produceres af fx miljømæssige årsager.

Markeds-udetiden bør evt. ikke medregnes i beregninger af effektilstrækkelighed, da det kan antages, at der netop ved effektmangel vil opstå det nødvendige økonomiske incitament for producenterne til at deltage på markedet. Ligeledes bør man overveje at undgå medregning af flaskehals-udetid, da det ser ud til at give en form for inkonsistens i forhold til begrebet effektilstrækkelighed, hvor jo netop det interne net ignoreres.

En anden generel betragtning er, at anlæg af samme type alt andet lige bør have samme udetid, uanset om de ligger i Danmark eller udlandet, og at samme fortolkning af "udetid" bør anvendes i Danmark og udlandet.

3.10.1 Udetider for værker

I Tabel 3 nedenfor er forudsætninger om udetider for **værker** sammenstillet.

Tabel 3: Antagelser om udetider for anlæg

	Havari	Revision	Varmebinding
Kul, brunkul og biomasse, kondens eller udtag	9,2%	7,4%	0
Decentrale kraftvarmeværker på biomasse	9,2%	7,4%	0,7
Oliefyrede kraftværker, herunder Kyndbyværket blok 22 og oliefyrede gasturbiner samt dieselmotorer	9,3%	7,4%	0
Gas, gasfyret regulerkraft	5,0%	7,4%	0
Decentrale kraftvarmeværker værker på gas	5,0%	7,4%	0,7
Centrale kraftvarmeværker på affald	5,0%	5,8%	0
Decentrale kraftvarmeværker på affald	5,0%	5,8%	0,7
Industrielle kraftvarmeværker	-	-	Timekurve
Hydro (reservoir)	5,0%	11,0%	0
Batterier, pumped hydro closed loop.	5,0%	20,0%	0
DSR	0,0%	25,0%	0
Other RE	-	-	Timekurve
Other NON RE	-	-	Timekurve
Nuclear SE	5,0%	16,0%	0
Nuclear FI	5,0%	3,9%	0
Nuclear DE	5,0%	6,8%	0
Nuclear NL	5,0%	11,1%	0
Nuclear GB	5,0%	23,8%	0
Nuclear FR	5,0%	22,3%	0
Nuclear BE	5,0%	13,3%	0
Nuclear ES	5,0%	9,3%	0
Nuclear CH	5,0%	9,6%	0
Nuclear CZSK	5,0%	14,6%	0
Nuclear HU	5,0%	8,1%	0

Kommentarer til tabellen:

- Der er generelt benyttet en teknologidata-baseret tilgang, hvor markeds-udetid ikke er medregnet.
- Kondens- og udtagsværker på kul eller biomasse: Generiske data fra MAF20 (midlet mellem ældre og nyere anlæg). De indebærer en samlet udetid på 17,4%. Energistyrelsens og Energinets Teknologikatalog siger 5% havari men angiver ikke revisionsperiode.
- Centrale modtryksværker³ i Danmark på kul og biomasse: Samme udetider – men med varmebinding 0,7 (se senere afsnit om varmebinding).
- Naturgasfyrede værker: Generiske udetider fra MAF20. Teknologikataloget har lavere udetider (5-8 % mod de her anvendte 12%). Betydningen heraf er ikke testet - men vurderes at være begrænset, da varmebindingen har større betydning.
- Decentrale modtryksværker på naturgas: Som andre gasfyrede værker, dog med varmebinding 0,7.
- Oliefyrede værker: Generiske udetider fra MAF20.
- Affaldskraftvarme: MAF20 har ikke generiske data for disse. Teknologikataloget er derfor anvendt. Det siger 1% havari, men det forekommer meget lavt og er øget til 5%. For affaldskraftvarmeværker i små varmeområder er desuden regnet med en varmebinding på 0,7, da anlæggene typisk er relativt store i forhold til det lokale varmemarked. I store varmeområder regnes ikke med varmebinding, da affaldsanlæggene typisk er små i forhold til varmeforbruget og derfor kan køre grundlast.
- Other RES og Other non RES: Must-run profiler baseret på PEMMDB data. Se også afsnittet nedenfor om timeserier. For danske industrielle kraftvarmeværker anvendes en timeserie konstrueret ud fra 4-holdsdrift.
- For vind, sol og uregulerbar vandkraft (RoR⁴) benyttes timeserier, se separat afsnit nedenfor.
- Vandkraft med stort lager: Vandkraftturbinerne modelleres som andre kraftværker. Forudsætningen er således, at turbinerne vil være til rådighed (med undtagelse af havari og revision) under effektmangel, idet risikoen for at lageret er tomt, er lille. Dog opereres for en række lande med hydrologiske begrænsninger, se afsnit nedenfor og bilag 2. Udetiden for vandkraftturbiner er ikke en del af ENTSO-E's datasæt. Der er i stedet med udgangspunkt i en amerikansk kilde anvendt en udetid på 16 %, se Figur 10. Det har foreløbig ikke været muligt at finde tilsvarende oplysninger for europæisk vandkraft. Se også Tabel 4.
- Pumped hydro: I et antal lande findes vandkraftlagre med naturlig tilstrømning (open loop) eller uden tilstrømning (closed loop). Disse modelleres som batterier med udetid på 25 %.
- Batterier. Batterier kan have rent teknisk udetid samt udetid, fordi der ikke er noget i batteriet, når det skal bruges. Der er antaget en samlet sandsynlighed på 25 % for, at et batteri ikke kan levere.
- DSR (demand side response). Der indgår for udlandet en vis kapacitet i DSR. Dette modelleres som en slags produktionsanlæg. Sandsynligheden for, at de enkelte forbrug IKKE kan aktiveres, når der er brug for det, er skønnet til 25 %. Denne "udetid" dækker dels over, at en fleksibel forbruger evt. ikke reagerer, dels over at forbrugeren reagerer men ikke kan holde sit forbrug ude mere end en vis tid. Dette svarer matematisk set

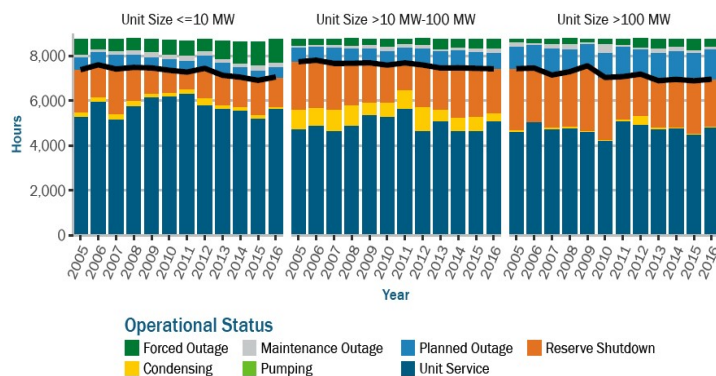
³ Betegnelsen "modtryksværk" benyttes her om alle værker med varmebunden elproduktion.

⁴ Vandkraft uden lager, hvor elektriciteten skal produceres i takt med tilstrømning af vand.

delvist til et batteri. PEMMDB databasen indeholder data for fleksibelt forbrug og afkoblingstid. Der er meget stor forskel på de enkelte lande m.h.t. afkoblingstid. For visse lande er der en relativt kort "brugstid" for DSR. For andre lande er der tilsyneladende uendelig brugstid, hvilket forekommer forkert.

- Kernekraft: Der benyttes historisk konstaterede udetider fra IAEA's PRIS database. Disse kan findes på web-adressen <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx>. PRIS databasen indeholder udetider år for år for samtlige kernekraftværker i Verden. Der er beregnet en kapacitetsvægtet middel-udetid land for land.

Figur 10: Rådighed af vandkraftværker i USA⁵



Kilde: 2017 Hydropower Market Report April 2018 Prepared for U.S. Department of Energy by Oak Ridge National Laboratory

Tabel 4: Lagerindhold i diverse lagre (afrundet)⁷

Lagertype	Lagerindhold i forhold til turbin kapacitet (MWh/MW)
Norsk vandkraft med lager	~2600
Svensk vandkraft med lager	~2100
Finsk vandkraft med lager	~1700
Tysk vandkraft med lager	~200
Østrigsk vandkraft med lager	~400
Fransk vandkraft med lager	~900
Spansk-portugisisk vandkraft med lager	~700
Schweizisk vandkraft med lager	~1000
Italiensk vandkraft med lager	~400
Polsk vandkraft med lager	~5
Tjekkisk-slovakisk vandkraft med lager	~5
Schweizisk pumped hydro (closed loop)	~200
Tysk pumped hydro (closed loop)	~70
Italiensk pumped hydro (closed loop)	~20
Pumped hydro (closed loop), diverse lande	~5
Batterier (VRB, Na ₂ S, NaNiCl ₂)	~5

3.10.2 Udetid for ledninger

Forudsætninger om udetider for **ledninger** er sammenstillet i Tabel 5.

⁵ Ud over den tekniske udetid er der en betydelig "udetid", kaldet "Reserve shutdown". Denne dækker over perioder, hvor vandkraftkapaciteten rent fysisk har været tilgængelig, men hvor man har besluttet ikke at byde den ind i markedet.

⁷ Kilde: Teknologikataloget samt diverse kilder om vandkraftlagre.

Tabel 5: Antagelser om udetider for ledninger

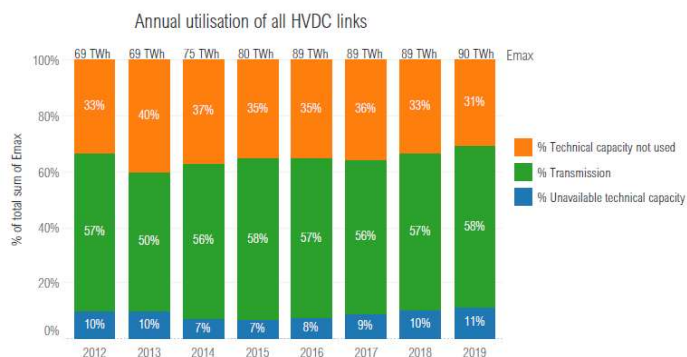
Anlægstype	Udetid
HVDC (jævnstrømsforbindelser)	10 %
AC mellem DK2 og SE	8,0%
AC mellem DK1 og DE	8,0%
AC i øvrigt (udland)	4,0%

Kommentarer til tabellen:

- For HVDC (jævnstrøm) forbindelser kan man konstatere en historisk udetid på ca. 10%. Dette begrundes med data fra ENTSO-E for perioden 2012-2018⁹. Se Figur 11. Tallene er midlet for alle HVDC-forbindelser i hele Norden og Baltikum og inkluderer teknisk udetid samt flaskehals-udetid. Hvis man tager et kapacitetsvægtet gennemsnit af historiske tal fra Energinets markedsdata fås også ca. 10% udetid.
- I ENTSO-E's MAF data bruges en default-værdi på 6 % udetid for HVDC. Denne anvendes af Energinet i deres redegørelser for elforsyningsikkerhed. Det forekommer dog inkonsistent at regne med, at danske HVDC forbindelser skulle være dårligere end udenlandske i al fremtid. Der er derfor antaget en fælles udetid for alle HVDC-forbindelser på 10 %.
- Der er p.t. ikke fundet en tilsvarende statistik for AC-ledninger (vekselstrøm). Formodningen er indtil videre, at disse har lavere udetid end HVDC, fordi de er teknisk simple (ingen konverter-stationer). Der er konkret antaget 8 % udetid for danske forbindelser. Dette svarer til, hvad Energinet regner med på Øresundsforbindelsen. Tallet inkluderer teknisk udetid samt flaskehals-udetid.
- For AC-forbindelser mellem forskellige udlande har de nationale TSO'ere i mange tilfælde indberettet en udetid på 0 % til ENTSO-E i forbindelse med MAF-arbejdet. Energinet anvender derfor 0 % for AC-forbindelser i udlandet. Det forekommer inkonsistent at regne med, at udenlandske ledninger er meget dårligere end de danske. Energinet anfører dog, at TSO'erne har indberettet reduceret kapacitet for at tage hensyn til udetid. Det er imidlertid ikke klart, hvor stor reduktionen er, og i hvilke tilfælde den er anvendt. Det er valgt at tage delvist hensyn til dette synspunkt ved at anvende en udetid på 4 % for udenlandske AC-forbindelser. Altså mindre end de danske 8 % men højere end nul. Dette kompromis afspejler også i et vist omfang de data, der fremgår af de offentliggjorte ENTSO-E datasæt.
- I Sisyfos regnes al udetid for ledninger stokastisk (der er altså ikke nogen revisionsmodel for ledninger). Dette vurderes at give lidt mere effektmangel i modellen og dermed en (lidt) ringere effektilstrækkelighed end med en (god) revisionsplan. Dog har det næppe stor betydning.

⁹ ENTSO-E HVDC Utilisation and Unavailability Statistics 2019.

Figur 11: Historisk udetid for HVDC forbindelser



3.11 Enhedsstørrelser

Mange små enheder giver højere elforsyningsikkerhed end få store. Derfor har enhedsstørrelsen af både værker og ledninger en vis indflydelse på effekttilstrækkeligheden. De større danske anlæg modelleres individuelt med konkrete anlægsstørrelser. Kernekraftanlæggene puljes men modelleres med den faktiske gennemsnitsstørrelse, som de har i de enkelte lande. Vind, sol, uregulerbar vandkraft samt visse termiske produktionsanlæg modelleres ved tideserier. For øvrige produktionsanlæg fremgår antagelser om enhedsstørrelser af Tabel 6.

Tabel 6: Antagelser om enhedsstørrelser i grundberegningen

Anlægstype	Antaget enhedsstørrelse (MW)
Puljede decentrale danske anlæg (gasmotorer)	5
Kulfyrede anlæg i udlandet	400
Gasfyrede anlæg i udlandet	100
Oliefyrede anlæg i udlandet	50
Vandkraftturbiner (med lager)	50
Strategisk reserve (uspecificeret kapacitet)	20
Batterier, DSR	10

3.12 Timeserier

Elforbrug, landvind, havvind, solceller og ikke-regulerbar vandkraft (run-off-river hydro) repræsenteres ved tideserier. Herudover benyttes tideserier for visse typer af termisk elproduktion samt for eventuelle hydrologiske begrænsninger på vandkraft. Endelig benyttes en tideserie til at modellere varmebinding på (danske) kraftvarmeværker. De forskellige typer af tideserier gennemgås nedenfor. I bilag 2 gives eksempler på de anvendte tideserier.

For at afspejle forskellige kombinationer af ikke-regulerbar elproduktion benyttes tideserier for et antal klimamæssigt forskellige år (klima-år). Timevariationer er taget fra ENTSO-E's PECD database. Denne indeholder data for 35 klima-år (1982-2016). Databasen er offentlig og kan findes på web-adressen <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>. Der benytter et repræsentativt udvalg på 12 af

disse 35 klima-år, nemlig 1985, 1987, 1996 og 2007-15. Dette begrundes nedenfor. Timeserierne gælder for årene 2025 og 2030. Der er desuden ikke-offentliggjorte timeserier for 2040.

3.12.1 Landvind, havvind og solceller

Der er i PECD datasættet fra MAF20 timeserier for landvind, havvind og solceller for forskellige år. For solceller er anvendt 2030-timeserier for alle år. For havmøller er der timeserier for 2025 og 2040. 2025-serierne er anvendt til og med 2034, herefter 2040-serierne. For landvind er anvendt 2025-timeserier til og med 2029, 2030-serier til og med 2034 og 2040 serier fra 2035 og frem. Dette er samme antagelser, som er gjort i Klimafremskrivningen. Timeserierne afspejler, at vindmøller med tiden vil få højere benyttelsestid på grund af teknologisk udvikling.

3.12.2 Elforbrug

For Danmark benyttes elforbrugsvariationerne på den del af elforbruget, som ikke er datacentre og power-to-X. For datacentre og power-to-X benyttes en konstant, flad elforbrugskurve.

Regneteknisk er forbrugstimeserierne i Sisyfos normeret, så det årlige elforbrug bliver 1 TWh. Når der regnes på et konkret klima-år, skaleres forbruget op eller ned, så det svarer til de samlede forbrug i ENTSO-E's timeserier. Årsforbruget kan variere op til +/- 5% for enkelte lande i enkelte år i forhold til det gennemsnitlige årsforbrug.

3.12.3 Vandkraft

Timeserier benyttes for vandkraft i to typer af tilfælde.

Det ene tilfælde er uregulerbar vandkraft (run-off-river hydro), hvor vandkraftturbinerne på grund af manglende lager må producere i den takt, vandet strømmer til.

Det andet tilfælde er ved såkaldte hydrologiske begrænsninger. I visse lande er der for vandkraft med lager begrænsning på, hvor meget vandkraftturbinerne må køre i visse perioder, overvejende om sommeren.

Timeserier for vandkraft er offentliggjort sammen med de øvrige PECD data. Det har dog været nødvendigt at tage visse data fra PEMMDB databasen for at kunne modellere de hydrologiske begrænsninger korrekt. Energistyrelsen har p.t. kun adgang til PEMMDB svarende til MAF2019 for 2025.

3.12.4 Øvrig termisk produktion

Visse typer af termisk produktion beskrives ved timeserier. Det drejer sig om:

- Dansk industriel kraftvarme. Her benyttes en syntetisk timeserie, ICHP, svarende til 4-holdsskift. Denne timeserie har en årlig benyttelsestid på 6468 timer. Når der tages højde for teknisk udetid, reduceres dette til knap 5666 timer.
- Other RES. Denne kategori dækker over øvrig vedvarende energi i udlandet (ud over vind og sol). Det kan være biomasse, biogas eller lignende.
- Other non RES. Denne kategori dækker over øvrig fossil energi i udlandet. Det kan være affaldsforbrænding, industrielle kraftvarmeværker eller lignende.

Timeserierne for Other RES og Other nonRES er hentet fra PEMMDB databasen og dermed omfattet af fortrolighed.

3.12.5 Batterier

Kapaciteten i batterier fremgår ikke af det offentliggjorte MAF2020 datasæt. For 2025 er anvendt data fra PEMMDP databasen fra MAF 2019. For 2030 er data taget fra TYNDP 2020 datasættet (National Trends), idet Energistyrelsen foreløbigt ikke har adgang til PEMMDB data for MAF2020.

3.12.6 Fjernvarmebinding

For danske kraftvarmeværker er anvendt en "varmebinding", som reducerer deres rådighed i forhold til værker, der ikke er bundet til en fjernvarmeproduktion. Det betyder, at kraftvarmeværkernes bidrag til elforsyningssikkerheden er lavere end et "rent" kraftværk, fordi elproduktionen er nødt til at følge varmeproduktionen i et vist omfang.

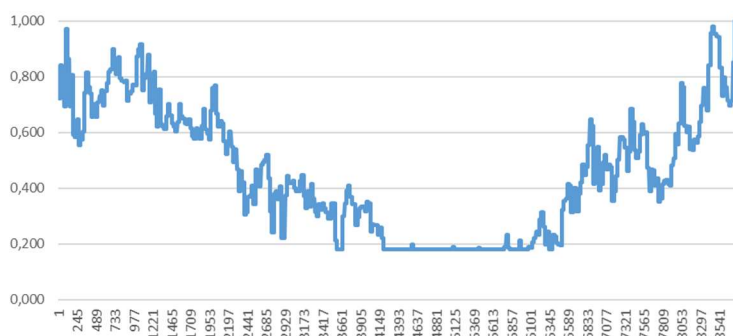
Fjernvarmeforbruget er repræsenteret ved en syntetisk timeserie $F(t)$ af tal mellem 0 og 1. Et kraftvarmeanlæg har en varmebinding vb mellem 0 og 1. Hvis vb er 1, ganges rådighedskapaciteten K i kraftvarmeværket (efter havari og revision) i alle timer med $F(t)$. Hvis vb er 0, er der ingen varmebinding. Hvis fx vb er 0,7, betyder det at rådighedskapaciteten er $0,3K + 0,7F(t)K$. Graden af varmebinding afhænger af kraftvarmeværkets type og størrelse samt lagerstørrelse i forhold til det lokale fjernvarmeforbrug:

- Udtagsanlæg kan afkoble varmeproduktionen og har derfor ingen varmebinding. Udtagsanlæg har et fuldt variabelt forhold mellem el- og varmeproduktion. De kan fx producere el uden varme, når der er et elbehov men intet varmebehov.
- Modtryksanlæg, der har et stift forhold mellem el- og varmeproduktion, vil som udgangspunkt være varmebundet. Dog muliggør et stort varmelager, at elproduktionen kan placeres mere frit. Visse modtryksanlæg kan endvidere – efter en mindre ombygning - bortkaste varmen eller en del deraf, hvilket øger muligheden for at producere el, når der er truende effektmangel, uden at der nødvendigvis medfølger en stor varmeproduktion.
- Enkelte anlæg fx Helsingør Kraftvarmeværk, kan helt bortkoble varmeproduktionen og er derfor ikke varmebundet. Værket er ombygget netop med henblik på at kunne levere bidrag til elforsyningssikkerheden.

Den anvendte "fjernvarmekurve" $F(t)$ ses i Figur 12. Den er konstrueret ud fra en temperaturkurve fra DMI for 2009 med antagelse om, at 40 % af det årlige fjernvarmeforbrug er varmt vand og nettab, at rumvarmeforbruget starter ved en udetemperatur på 15 grader, og at kurven når sin max-værdi (1) ved -5 grader.

Figur 12: Syntetisk fjernvarmekurve

Sisyfos-kurve for fjernvarmebinding



For modtryksanlæg regnes med $v_b = 0,7$, for centrale affaldsanlæg dog ingen varmebinding. Dette betyder, at modtryksanlæg får en effektiv årlig rådighed på omkring 52-56 % af den installerede effekt, afhængig af anlægstype (når der også tages højde for teknisk udetid).

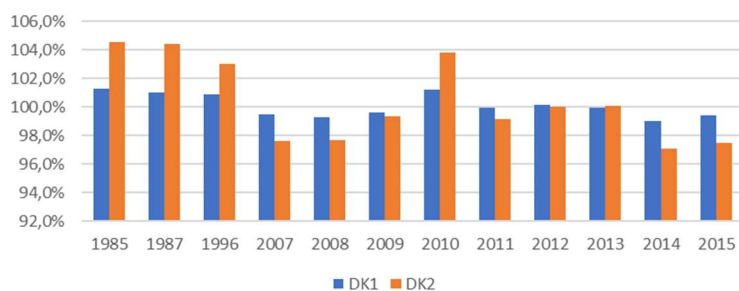
3.12.7 Begrundelse for valg af klima-år

Der er som nævnt udvalgt en delmængde af de 35 klima år. Dette er sket med henblik på at begrænse datamængden og regnetiden. De udvalgte klima-år er 1985, 1987, 1996 samt 2007-2015. At udvalget er repræsentativt baseres på følgende betragtninger:

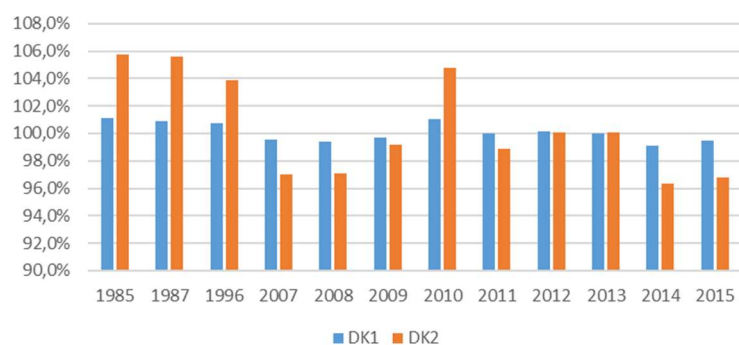
Gennemsnittet af de 12 klima-år har et **elforbrug** tæt på gennemsnittet af de 35 klima-år, både i DK1 og DK2. Med hensyn til elforbrug er 1985, 1987, 1996 og 2010 "dårlige" klima-år (for effekttilstrækkeligheden). 2007, 2008, 2009 og 2015 er "gode", og 2009, 2011, 2012 og 2013 er "normale" klima-år. Se Figur 13.

Figur 13: Dansk relativt elforbrug i de forskellige klima-år med gennemsnittet af 1982-2016 = 100%

Relativt elforbrug i Danmark i forhold til middel af 1982-2016 (2025-variationer)

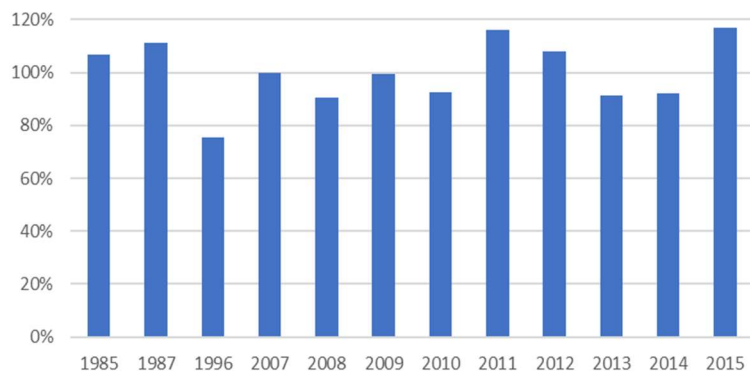


Relativt elforbrug i Danmark i forhold til middel af 1982-2016 (2030-variationer)



Den gennemsnitlige **vandkraft-tilstrømning** i Norge og Sverige tilsammen i de 12 valgte klima-år er ca. 100% af gennemsnittet af de 35 klima-år, dvs. de er tilsammen gennemsnitlige. Se Figur 14. 1996, 2008, 2010, 2013 og 2014 ligger under gennemsnittet. 1985, 1987, 2011, 2012 og 2015 ligger over gennemsnittet. Vandtilstrømningen i Norge og Sverige påvirker dog ikke effekttilstrækkeligheden direkte, idet lagerkapaciteten er stor og turbinekapaciteten derfor afgørende for effekttilstrækkeligheden.

Figur 14: Vandkrafttilstrømning i Norge og Sverige tilsammen i de udvalgte 12 klima-år
 Vandtilstrømning i Norge samt Sverige i forhold til middel af 1982-2016



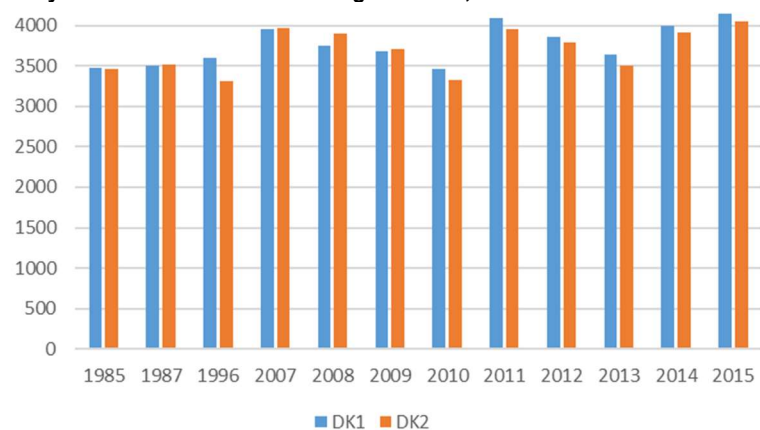
Benyttelsestiden for dansk **havvind** i de 12 valgte klima-år vises i Tabel 7 i forhold til gennemsnittet af alle klima-år. Se også Figur 15. Det fremgår, at de valgte klima-år er nogenlunde gennemsnitlige.

Tabel 7: Årlig benyttelsestid i udvalgte klima-år i forhold til alle klima-årene

Benyttelsestid for havvind (timer pr. år)	Udvalgte 12 klima-år	Alle klima-år
DK1	3764	3777
DK2	3701	3696

Figur 15: Benyttelsestid for havvind i de udvalgte 12 klimaår

Benyttelsestid for havvind i de valgte klimaår, timer



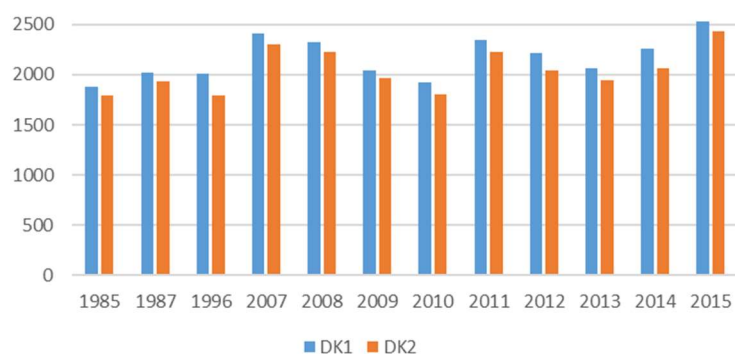
Benyttelsestiden for dansk **landvind** i de 12 valgte klima-år vises i Tabel 8 i forhold til gennemsnittet af alle klima-år. Se også Figur 16. Det fremgår, at de valgte klima-år er nogenlunde gennemsnitlige. Timevariationerne forekommer i en 2025-variant og en 2030-variant, som afspejler en teknologisk udvikling, hvor landmøllerne over tid får længere benyttelsestid, dvs. at hver MW over tid giver et svagt stigende bidrag til effekttilstrækkeligheden.

Tabel 8: Årlig benyttelsestid for dansk landvind i udvalgte klimaår i forhold til alle klima-årene

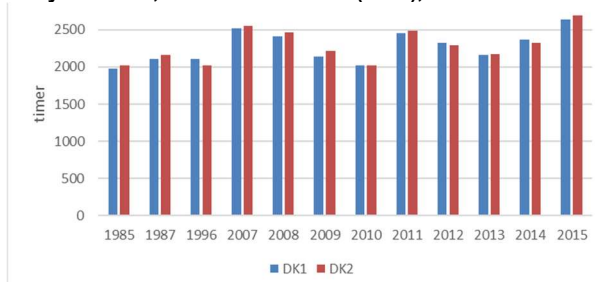
Benyttelsestid for landvind (timer pr. år)	Udvalgte 12 klimaår (2025-var)	Alle klima-år (2025-var)	Udvalgte 12 klimaår (2030-var)	Alle klima-år (2030-var)
DK1	2169	2164	2268	2263
DK2	2045	2033	2286	2275

Figur 16: Benyttelsestid for landvind i de valgte klimaår

Benyttelsestid, landvind Danmark (2025), timer



Benyttelsestid, landvind Danmark (2030), timer



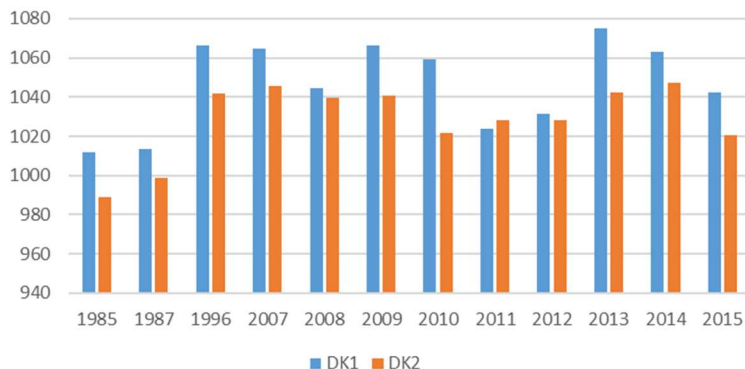
Benyttelsestiden for danske **solceller** i de 12 valgte klima-år vises i Tabel 9 i forhold til gennemsnittet af alle klima-år. Se også Figur 17.

Tabel 9: Årlig benyttelsestid for danske solceller i udvalgte klimaår i forhold til alle klima-årene

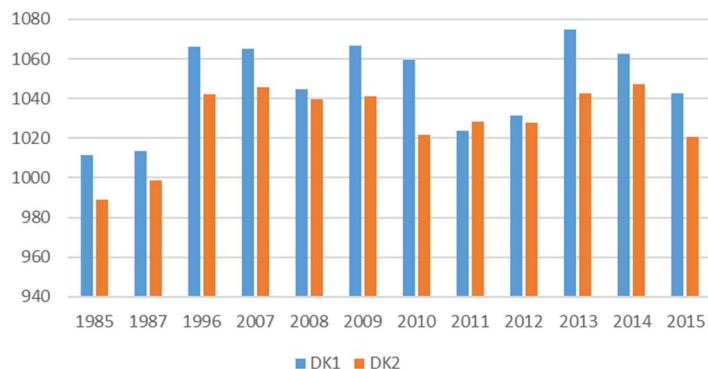
Benyttelsestid for solceller (timer pr. år)	Udvalgte 12 klima-år (2025)	Alle klima-år (2025)	Udvalgte 12 klimaår (2030)	Alle klimaår (2030)
DK1	1047	1047	1047	1047
DK2	1029	1032	1029	1032

Figur 17: Benyttelsestid for solceller Danmark for udvalgte klima-år

Benyttelsestid for solceller i Danmark (2025), timer



Benyttelsestid for solceller i Danmark (2030), timer



I tillæg til ovenstående kan nævnes, at de "dårlige" klima-år navnlig er år, der ligger langt tilbage. Klimaforandringerne og de deraf følgende temperaturstigninger gør det fremover mindre sandsynligt at møde et koldt år, end det har været historisk. Dvs. beregningerne af effekttilstrækkelighed har indbygget en vis "pessimisme". Hvor meget dette betyder, er ikke vurderet.

3.12.8 Håndtering af reserver

I alle elsystemer er der en vis "rullende reserve". Det betyder, at der hele tiden skal være en vis reserve i systemet for at tage højde for pludselige udfald af ledninger eller værker. Den rullende reserve kan derfor ikke tælle med i den kapacitet, som indgår i effektilstrækkelighedsberegningerne. Beregningsteknisk håndteres dette ved at øge elforbruget med en konstant værdi i alle årets timer.

Antagelserne om rullende reserver for DK1 og DK2 stammer fra Energinet. For øvrige områder benyttes værdier fra ENTSO-E's datasæt til MAF2020. De anvendte reserver fremgår af Tabel 10. For 2040 er anvendt samme tal som for 2030.

Tabel 10: Antagelse om rullende reserve i grundberegningen

(MW)	2020	2025	2030	2040
DK1	86	86	86	86
DK2	120	110	110	110
Norge midt	150	150	150	150
Norge nord	150	150	150	150
Norge syd	600	600	600	600
Sverige1	0	410	410	410
Sverige2	0	1040	1040	1040
Sverige3	818	130	130	130
Sverige4	545	50	50	50
Finland	1640	1700	1700	1700
DE+LU	4950	4950	5379	5379
Østrig	544	544	544	544
Holland	800	1500	1500	1500
GB	959	3409	3409	3409
Frankrig	0	2180	2180	2180
Belgien	500	529	430	430
ES+PT	1559	2159	2296	2296
Schweiz	869	869	869	869
Italien	4000	4500	4500	4500
EE+LV+LT	1205	975	975	975
Polen	1000	1000	1000	1000
CZ+SK	1857	1768	1843	18423
Ungarn	580	1000	1550	1550

3.12.9 Afkoblingsblokke og EUE

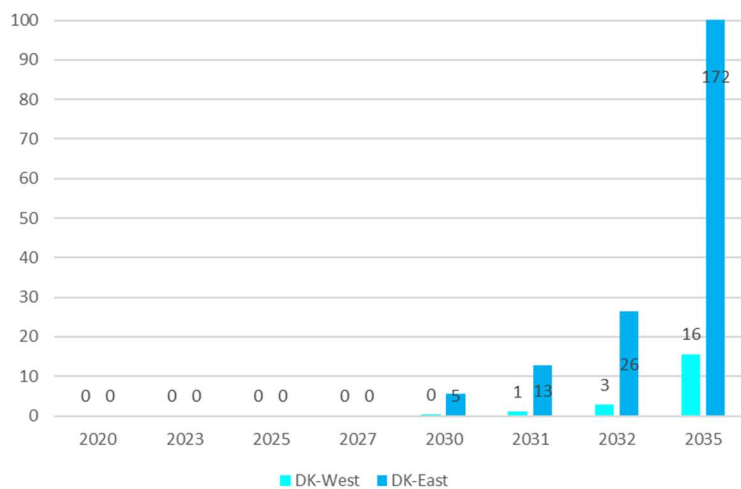
Når der forekommer effektmangel på fx 60 MW i et virkeligt elsystem, vil man ikke i praksis kunne bortkoble et forbrug på præcist 60 MW. Forbruget bortkobles typisk i "blokke", dvs. et bestemt antal MW ad gangen. Der regnes med "afkoblingsblokke" på 25 MW i DK1 og 35 MW i DK2¹⁰. Det betyder, at man ved en effektmangel (EENS) i DK1 på 60 MW må bortkoble 3 forbrugsblokke på i alt 75 MW, mens man i DK2 kan nøjes med 2 forbrugsblokke på i alt 70 MW. Den samlede mængde beregningsmæssigt afkoblede el indgår i beregningen af effektminutter og EUE, mens EENS er den "rene" effektmangel uden korrektion. For udlandet regnes med "afkoblingsblokke" på 100 MW, men da EUE ikke vurderes for udlandet, er dette ligegyldigt.

¹⁰ Kilde: Energinet.

4 Resultater af grundberegningen

Resultatet af grundberegningen ses i Figur 18 opgjort i afbrudsminutter. Til sammenligning ligger det af ministeren i februar 2021 udmeldte planlægningsmål for effekttilstrækkelighed på 5 minutter¹¹. Der ses ingen afbrudsminutter frem til 2030, men fra 2030 ventes afbrudsminutter som følge af manglende effekttilstrækkelighed at forekomme, og efter 2030 ventes en væsentlig stigning i det forventede antal afbrudsminutter.

Figur 18: Afbrudsminutter relateret til effekttilstrækkelighed for Danmark i grundberegningen
Grundberegning, effekttilstrækkelighed, afbrudsminutter



I Figur 19 ses resultatet af grundberegningen opgjort som LOLE. LOLE er måleenheden for reliability standard (RS) i elmarkedsforordningen. Danmark har p.t. ikke nogen udmeldt RS. Til sammenligning opererer en række af vore nabolande med en ønsket RS på 3-8 timer. RS repræsenterer det maksimale antal timer, man vil acceptere forekomst af effektmangel.

Figur 19: LOLE for Danmark i grundberegningen
Grundberegning, effekttilstrækkelighed, LOLE (timer/år)



¹¹ Det samlede udmeldte niveau er på 35 minutter. Heraf stammer 28 fra distributionsnettet, 5 fra effekttilstrækkelighed, 1 fra transmissionsnettet og 1 fra systemsikkerhed.

I MAF2020 er af Entso-E foretaget en gennemregning af effekttilstrækkeligheden frem mod 2030. Beregningen er foretaget på 5 forskellige modeller (BID, PowrSym, Grare, Plexus og Antares). Resultatet (som LOLE) rapporteres som gennemsnit af de 5 modeller. Der er i visse tilfælde ret stor forskel på, hvad de enkelte modeller siger om effekttilstrækkeligheden – selv med i princippet ens data. Et eksempel ses i Figur 20 for Litauen. Dette indikerer, at man - ud over almindelig datausikkerhed og stokastisk støj - også skal være opmærksom på, at der er en vis "modelusikkerhed".

Figur 20: Eksempel på beregnet LOLE (middel og 95% fraktil) for Litauen 2030, beregnet på 5 modeller (1.....5)

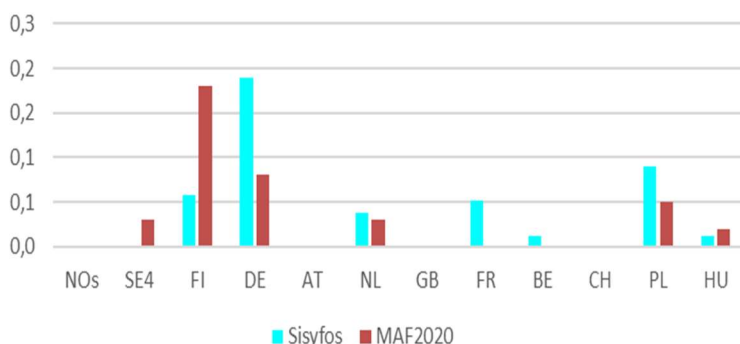


Kilde: MAF2020 fra ENTSO-E

I Figur 21 vises en sammenligning mellem LOLE beregnet af Sisyfos og de beregninger, som rapporteres i MAF2020 for året 2030. Sammenligningen kan kun foretages for de prisområder i Sisyfos, som er identiske med prisområder i MAF2020.

Figur 21: Sammenligning af LOLE i 2030 beregnet på Sisyfos og MAF2020 (gennemsnit af 5 modeller)

LOLE 2030, timer/år



Figuren viser, at der er en nogenlunde overensstemmelse mellem beregnet LOLE i MAF2020 og Sisyfos – når der tages hensyn til model- og datausikkerhed.

Energinet udarbejder i deres årlige redegørelse for elforsyningsikkerheden (RFE) også prognoser for effekttilstrækkeligheden. Dette er gjort siden 2016¹². Den seneste RFE udkom i november 2021. Energinet opererer med andre forudsætninger for Danmark og regner på en anden model (BID). Desuden er Energinets prognoseperiode kun 10 år, dvs. har 2031 som sidste beregningsår, hvor der i

¹² Siden 2019 efter regler i systemansvarsbekendtgørelsen.

nærværende analyser regnes frem til 2040. Energinets resultater for 2030 fra RFE 2018, RFE2019, RFE2020 og RFE2021 er vist i Figur 22 (afbrudsminutter) og Figur 23 (LOLE) sammen med grundberegningen fra Sisyfos.

Der ses meget store variationer fra den ene RFE til den næste. Dette afspejler dels, at datagrundlaget (Energistyrelsens analyseforudsætninger og MAF data) ændres fra år til år. Men det afspejler også denne modeltypes store følsomhed for mindre ændringer i data, når systemet er ved at være anstrengt. Samme følsomhed ses i Sisyfos modellen.

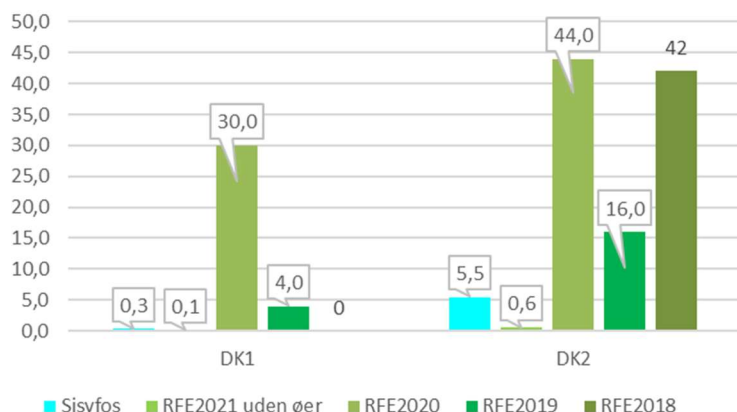
Forskellen mellem forudsætningerne i Sisyfos og Energinets BID-beregninger kan opsummeres således:

- Energinet bruger forudsætninger for Danmark fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger fra 2020. I Sisyfos er anvendt forudsætninger fra Klimafremskrivningen fra april 2021.
- Batterikapacitet i udlandet: Energinet anvender kapaciteter fra PEMMDB svarende til MAF2020, som Energistyrelsen ikke har adgang til. Da batterikapaciteter ikke fremgår af det offentliggjorte datasæt for MAF2020 – National Trends, har Energistyrelsen valgt at bruge batterikapaciteter fra TYNDP 2020 datasættet (National Trends scenariet). Disse minder om – men er ikke identiske med – Energinets data.
- Reserver: Der regnes med samme data for reserver. Men Energinet håndterer reserver leveret fra vandkraft på en anden måde, som relaterer sig til den anvendte vandkraftmodel. Opdelingen af reserver på vandkraft og andet fremgår af PEMMDB data.
- Kraftværkskapaciteter i udlandet: Der er visse mindre betydende forskelle, som skyldes, at Energinet henter data i PEMMDB datasættet og Energistyrelsen i det offentliggjorte datasæt.
- Udetider for jævnstrømsforbindelser: Energinet anvender 11 % udetid for forbindelser, der når Danmark men 6 % udetid for forbindelser i udlandet. Energistyrelsen regner med 10% for alle jævnstrømsforbindelser.
- Udetider for vekselstrømsforbindelser: Energinet anvender 8-10 % udetid for forbindelser, der når Danmark men 0 % for forbindelser i udlandet. Energistyrelsen regner med 8 % for forbindelser, der når Danmark men 4 % for forbindelser i udlandet.

Samlet betyder disse forskelle, navnlig antagelserne vedrørende ledningers udetider, at Sisyfos må forventes at vise lidt flere afbrudsminutter end i Energinets BID-beregninger.

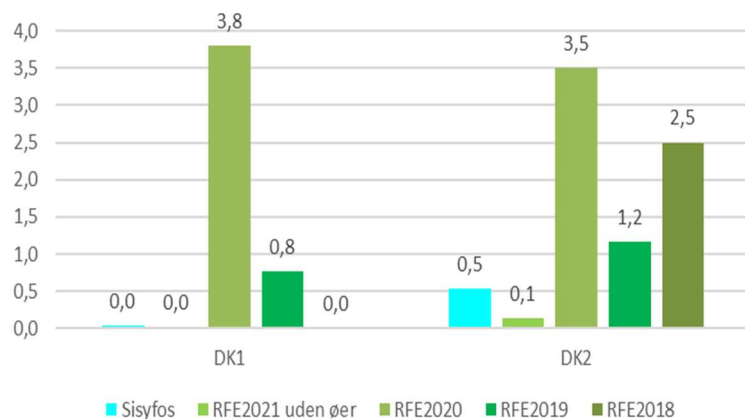
Figur 22: Effektilstrækkelighed (afbrudsminutter) i grundberegningen sammenlignet med Energinets seneste 4 redegørelser

Effektilstrækkelighed 2030, forskellige opgørelser, afbrudsminutter



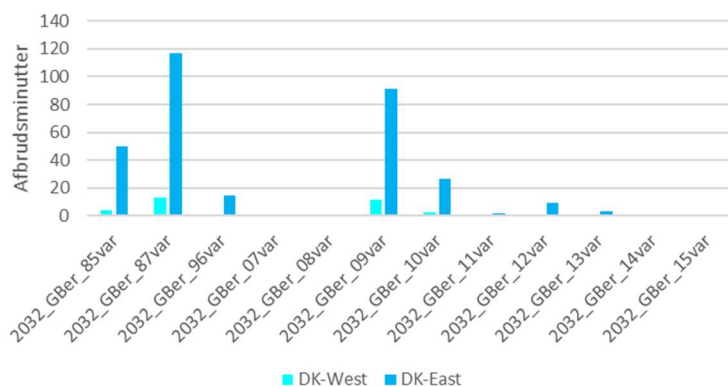
Figur 23: Effektilstrækkelighed (LOLE) i grundberegningen sammenlignet med Energinets seneste 4 redegørelser

Effektilstrækkelighed 2030, forskellige opgørelser, LOLE



De elafbrydelser, som grundberegningen indikerer vil komme i fremtiden, vil variere i hyppighed fra år til år. Der er i tideserierne udvalgt 12 klima-år til at repræsentere udsving fra år til år i vind, sol, nedbør, temperatur m.v. I Figur 24 ses beregnede værdier af afbrudsminutter i 2032 for de 12 klima-år. Det ses, at der i nogle år forekommer op til 120 minutters afbrydelser i DK2, mens der i andre år er nul. Gennemsnittet er 26 minutter i 2032. Hvert klima-år er regnet igennem 50 gange.

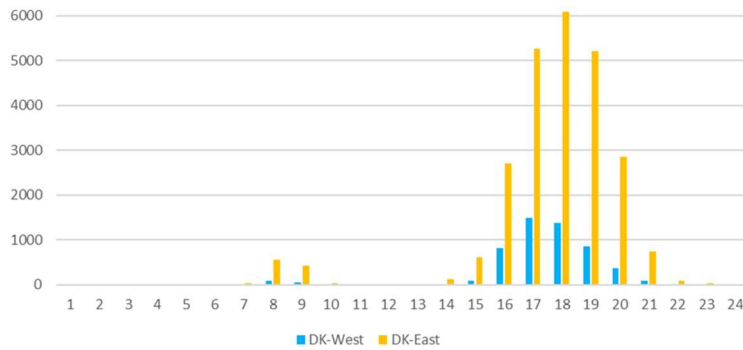
Figur 24: Effektilstrækkelighed i grundberegningen 2032 (afbrudsminutter) i de 12 forskellige klima-år
Betydning af de forskellige klimaår 2032



Afbrydelser vil heller ikke være jævnt fordelt over døgnet og året. Af Figur 25 ses, at der vil være overvejende forekomst af elafbrydelser omkring eftermiddagsforbrugsspidsen kl 18, og af Figur 26 fremgår, at elafbrydelser overvejende forventes i de tre vinter måneder.

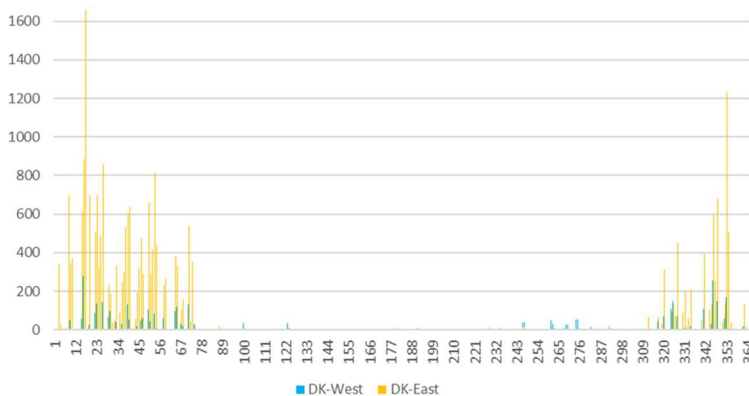
Figur 25: Fordeling af EENS over døgnets timer år 2035

EENS i døgnets timer 2035, MWh



Figur 26: Fordeling af EENS over årets dage år 2035

EENS på årets dage 2035, MWh

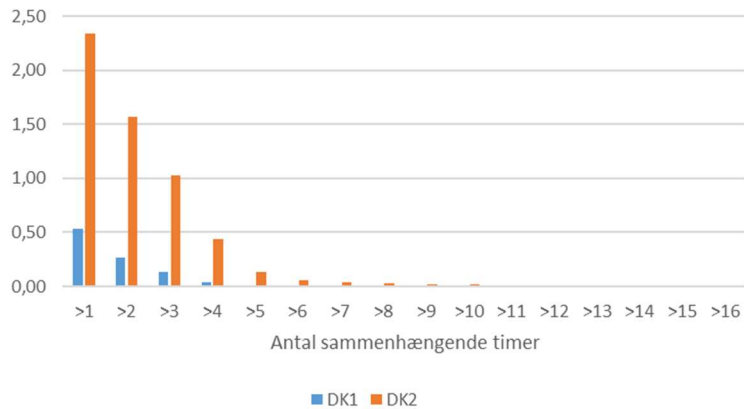


Årsagen til, at afbrydelser navnlig forventes at forekomme om vinteren er blandt andet, at solcellerne bidrager meget lidt til effekttilstrækkeligheden om vinteren.

I Figur 27 ses en beregnet hyppighed pr. år af afbrud af en given længde. Det ses fx, at der i 2035 ventes ca. 1,5 forekomst pr. år af afbrud af mindst 3 timers længde i DK2. Det ses også, at lange afbrud (op mod et døgn) kan forekomme, men at de er sjældne. Den "normale" varighed af afbrud må antages forbundet til varigheden af eftermiddagsspidsen, jf. Figur 25. Dette betyder også, at ellagre eller fleksible forbrug med en aktiveringstid på op til en håndfuld timer vil kunne afhjælpe mange – men ikke alle – situationer med effektmangel.

Figur 27: Histogram for varighed af EENS

Hyppighed 2035 af EENS i flere på hinanden følgende timer

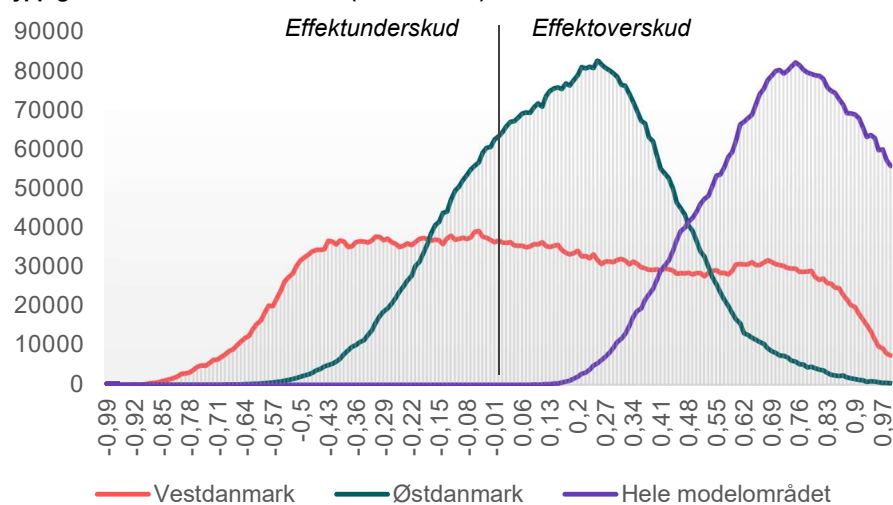


Beregningerne viser en stigende udlandsafhængighed med hensyn til effekttilstrækkelighed. Dette illustreres i Figur 28. Sammenfattende vil man omkring 2030 i DK1 skulle importere i 39 % af tiden, mens det for DK2 drejer sig om 19 %. En del af tiden vil importen dog kunne klares via Storebæltsforbindelsen.

Figuren viser hyppighed af forskellige størrelser af effektoverskud. Den udstrakte form af kurverne skyldes den store andel uregulerbar VE. Figuren viser også, at der for hele modelområdet under ét ikke optræder effektunderskud. Det betyder, at hvis der havde været ubegrænsede overførselsmuligheder landene imellem, da ville effektunderskud ikke forekomme. Dvs. det er nettets begrænsninger (udetid og begrænset kapacitet), der genererer effektmangel.

Figur 28: Hyppighed af effektoverskud og -underskud

Hyppighed af effektoverskud 2030 (~5 mio. sim.)



5 Følsomhedsberegninger

I afsnit 5 gennemgås resultatet af en række følsomheder. Nogle af dem leverer på ønsker fra klimaaftalen fra 22. juni 2020. Nogle af dem skal illustrere betydningen af vigtige forudsætninger og dermed (indirekte) indikere, hvor der vil være stor effekt af en indsats.

Følsomhederne vedrører:

1. Forbud mod olie og naturgas i fjernvarme fra 2030 og/eller reduceret træbiomasse fra 2035 (jf. klimaaf tale af 22. juni 2020).
2. Betydning af energiover.
3. Betydning af fleksibelt elforbrug.
4. Betydning af fleksible kraftvarmeværker.
5. Udetid af interkonnektorer.
6. Flere eller færre interkonnektorer.
7. Ekstra elbesparelser.
8. Betydning af ekstra Power-to-X.
9. Betydning af mere eller mindre affaldsforbrænding (jf politisk aftale af 16. juni 2020).
10. Tidlig lukning af Avedøreværkets blok 2.
11. Andre ENTSO-E scenarier.
12. Strategisk reserve.

5.1 Følsomhed 1: Forbud mod olie og naturgas i fjernvarme fra 2030 og/eller reduceret træbiomasse fra 2035

Det indgår i Klimaaftalen fra 22. juni 2020, at konsekvenserne af et eventuelt forbud mod olie og naturgas i fjernvarmeforsyningen samt reduceret brug af træbiomasse skal analyseres.

Dette er fortolket som to scenarier samt et kombi-scenarie:

- Fossilt forbud indebærer, at alle anlæg, der bruger naturgas eller olie, og som har fjernvarmeleverance, tages ud fra og med 2030. Rene elproduktionsanlæg på olie eller naturgas får lov at blive.
- Reduceret træbiomasse fortolkes som, at alle anlæg på træbiomasse tages ud fra og med 2035.
- Der regnes også på et kombi-scenarie, hvor begge disse ting sker.

Erstatningen på varmesiden af disse kapaciteter antages at være sammensat af forskellige typer anlæg, hvoraf nogle er elvarmepumper og elkedler. Elforbruget hertil regnes med. Desuden regnes ekstra elforbrug til individuelle varmepumper i scenariet med reduceret træbiomasse (og i kombiscenariet).

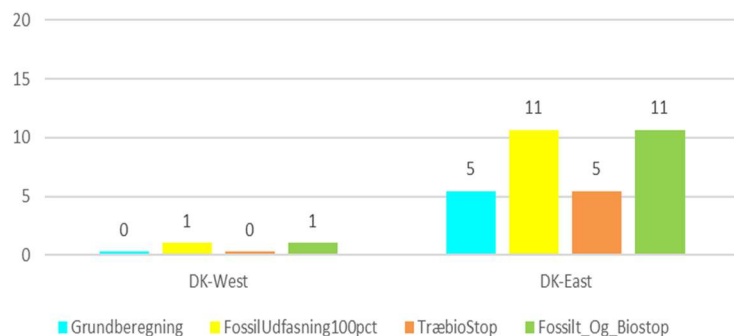
Det bemærkes, at antagelsen om at den fossile kapacitet lukker helt i scenariet med fossilt forbud er pessimistisk, idet en del af kapaciteten evt. vil kunne videreføres på opgraderet biogas.

Resultatet af disse tre følsomheder vises i Figur 29 (for året 2030), Figur 30 (for året 2032) og Figur 31 (for året 2035). Det fremgår, at effekttilstrækkeligheden forværres i væsentligt omfang i alle tre scenarier.

Der indgår ikke geotermi som erstatning på varmesiden. Hvis en del af varmepumpekapaciteten erstattes af geotermi, vil elforbruget reduceres. Dette er umiddelbart til fordel for elforsyningssikkerheden. Dog er varmepumper relativt mere fleksible end geotermi med hensyn til elforbrug, hvilket trækker i modsat retning.

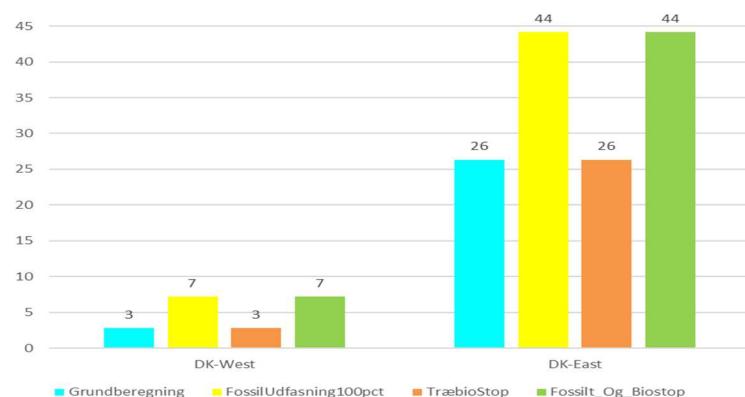
Figur 29: Afbrudsminutter 2030 i grundberegning og de tre varmescenarier

Fossilt forbud og/eller reduceret træbiomasse 2030, afbrudsminutter



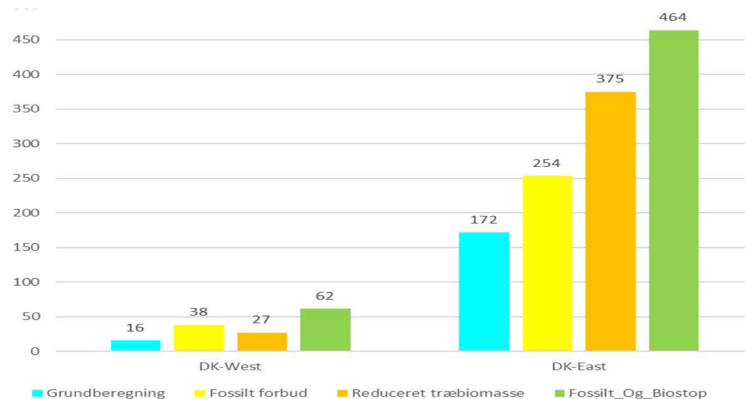
Figur 30: Afbrudsminutter 2032 i grundberegning og de tre varmescenarier

Fossilt forbud og/eller reduceret træbiomasse 2032, afbrudsminutter



Figur 31: Afbrudsminutter 2035 i grundberegning og de tre varmescenarier

Fossilt forbud og/eller reduceret træbiomasse 2035, afbrudsminutter



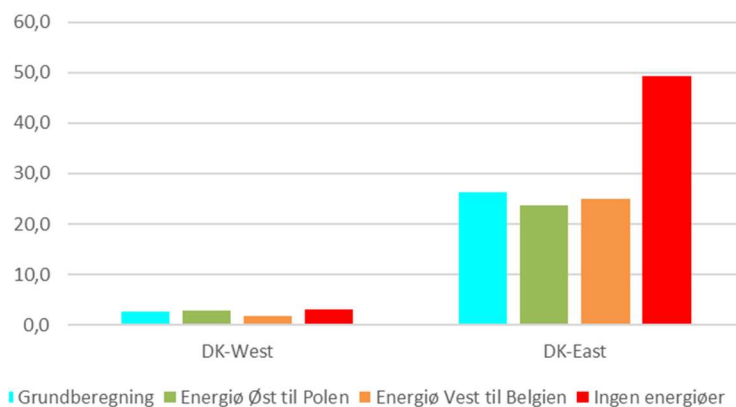
5.2 Følsomhed 2: Betydning af energigør

Der er i grundberegningen medregnet to energigør. For at vurdere konsekvenserne for elforsyningsikkerheden er udarbejdet en følsomhed uden energigør. Der er desuden udarbejdet en følsomhed, hvor den østlige energigør forbindes til Polen (i stedet for Tyskland) og en, hvor den vestlige energigør forbindes til Belgien (i stedet for Holland). Resultatet ses i Figur 32 (afbrudsminutter) og Figur 33 (LOLE).

Energigørerne har således tydelig positiv effekt på elforsyningsikkerheden. Effekten skyldes primært de ekstra udlandsforbindelser og i mindre omfang den ekstra havmøllekapacitet¹³. Hvilket land øerne forbindes til, har mindre betydning.

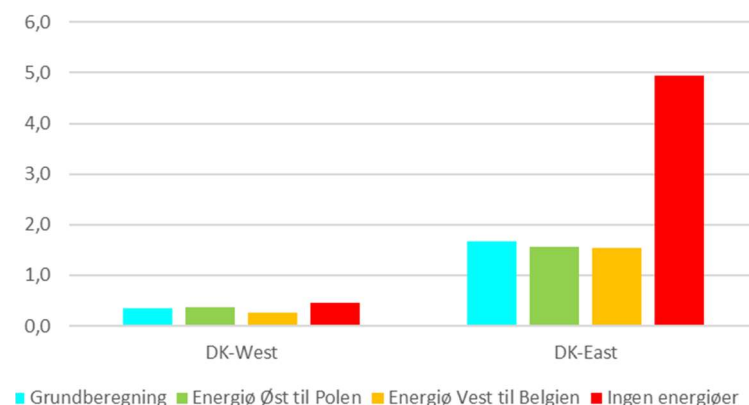
Figur 32: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden (afbrudsminutter) af ingen energigør og forbindelse til andre lande end forudsat

Effekt af energigør 2032, afbrudsminutter



Figur 33: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden (LOLE) af ingen energigør og forbindelse til andre lande end forudsat

Effekt af energigør 2032, LOLE timer



¹³ Bidraget til systemets elforsyningsikkerhed fra ekstra vindkraft er aftagende i forhold til, hvor meget vindkraft, der allerede er i systemet.

5.3 Følsomhed 3: Forskellige grader af fleksibelt elforbrug

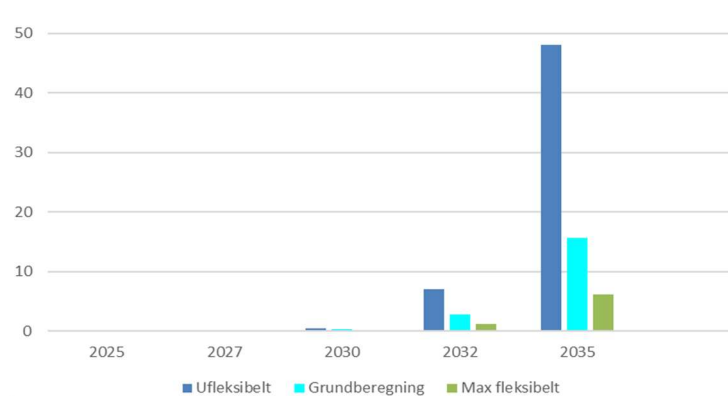
Fleksibiliteten af elforbruget, herunder det nye elforbrug fra elektrificeringen, har stor betydning. Dette illustreres ved to følsomhedsberegninger. I den ene antages et fuldstændig ufleksibelt elforbrug, hvor det fulde elforbrug efterspørges med de antagne timekurver. I det andet antages hele potentialet for forbrugsfleksibilitet udnyttet.

Antagelser om potentialet for fleksibilitet i de forskellige forbrugssegmenter og hvor stor en del af potentialet, som realiseres i grundberegningen, fremgår af bilag 1.

Resultatet ses i Figur 34 (DK1, afbrudsminutter), Figur 35 (DK2, afbrudsminutter), Figur 36 (DK1, LOLE) og Figur 37 (DK2, LOLE).

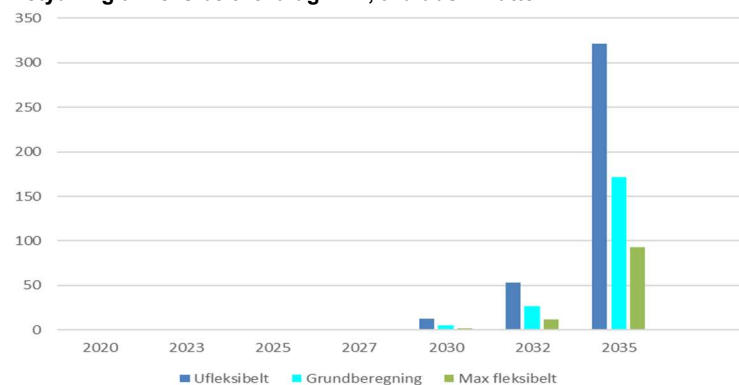
Figur 34: Konsekvenser for effekttilstrækkeligheden af hhv. helt ufleksibelt og max fleksibelt elforbrug DK1 (afbrudsminutter)

Betydning af fleksibelt forbrug DK1, afbrudsminutter



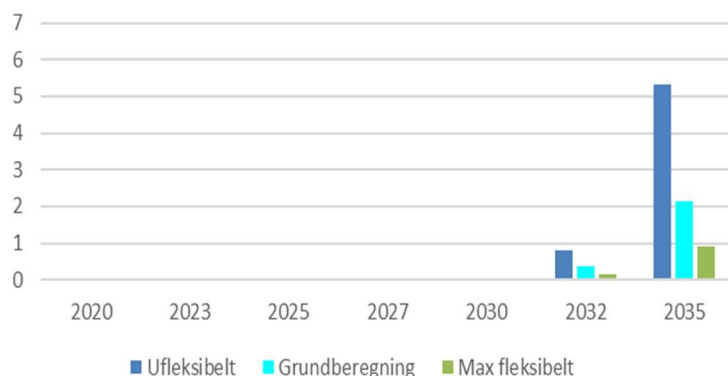
Figur 35: Konsekvenser for effekttilstrækkeligheden af hhv. helt ufleksibelt og max fleksibelt elforbrug DK2 (afbrudsminutter)

Betydning af fleksibelt forbrug DK2, afbrudsminutter



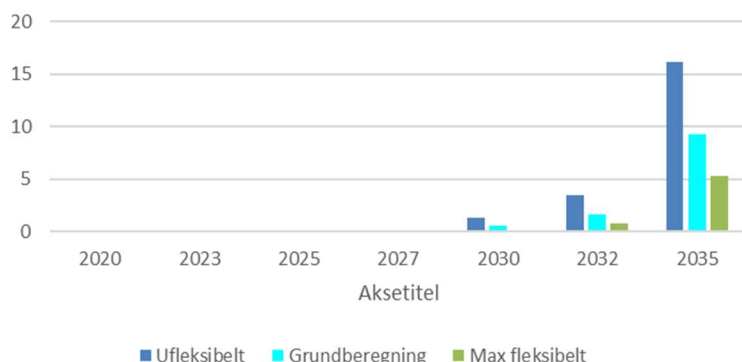
Figur 36: Konsekvenser for effekttilstrækkeligheden af hhv. helt uflexibelt og max fleksibelt elforbrug DK1 (LOLE)

Betydning af fleksibelt forbrug DK1, LOLE timer



Figur 37: Konsekvenser for effekttilstrækkeligheden af hhv. helt uflexibelt og max fleksibelt elforbrug DK2 (LOLE)

Betydning af fleksibelt forbrug DK2, LOLE timer



5.4 Følsomhed 4: Øget fleksibilitet i modtryksværker

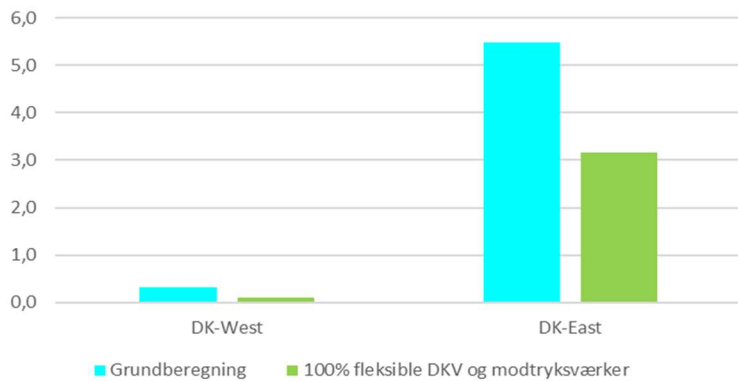
I grundberegningen er regnet med, at modtryksværkerne har en vis "varmebinding". Heri ligger, at elproduktionen til en vis grad er nødt til at følge fjernvarmebehovet, fordi der ikke kan produceres el, uden at der er et varmeforbrug – med mindre der er plads i varmelageret. Alle de decentrale kraftvarmewærker og en del af de centrale er modtryksværker (forstået som værker med et fast forhold mellem el- og varmeproduktionen).

Kraftvarmewærkerne kan frigøre sig fra varmebindingen ved enten at etablere ekstra varmelager eller ved ombygninger, der muliggør, at varme kan bortkastes.

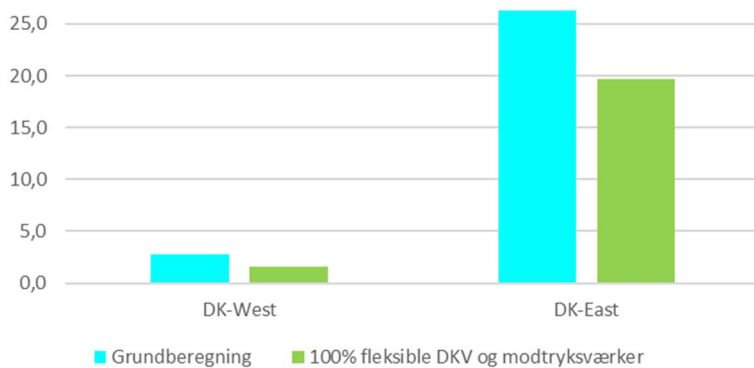
Der er udarbejdet en følsomhedsberegning, hvor varmebindingen er fjernet helt. Beregningen er foretaget for 2030, 2032 og 2035. Resultatet ses i Figur 38, Figur 39 og Figur 40.

Det fremgår, at reduktion af eller fjernelse af varmebindingen vil have markant positiv betydning på elforsyningssikkerheden.

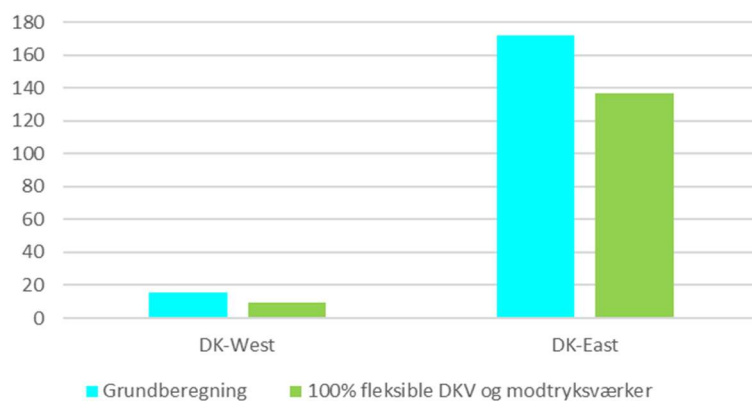
Figur 38: Effekt af varmebinding 2030 på modtryksværker, herunder decentrale værker
Effekt af varmebinding 2030, afbrudsminutter



Figur 39: Effekt af varmebinding 2032 på modtryksværker, herunder decentrale værker
Effekt af varmebinding 2032, afbrudsminutter



Figur 40: Effekt af varmebinding 2035 på modtryksværker, herunder decentrale værker
Effekt af varmebinding 2035, afbrudsminutter

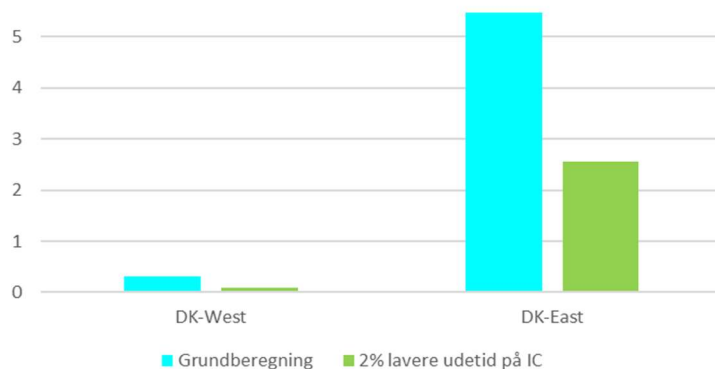


5.5 Følsomhed 5: Udetid på interkonnektorer

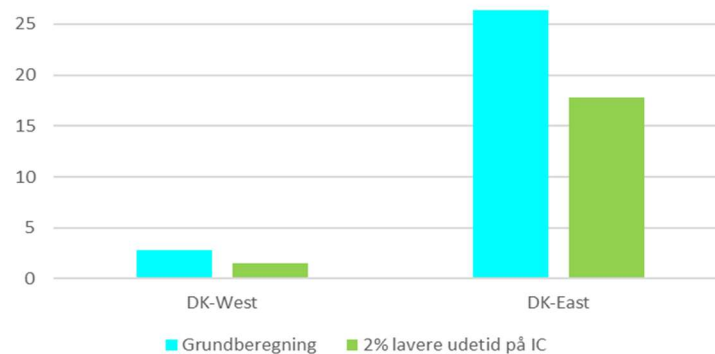
I grundberegningen er antaget 10 % udetid på HVDC og 8% på AC (4 % i udlandet). Der er udarbejdet en følsomhed, hvor udetiderne er reduceret med 2 %-points.

Resultatet ses i Figur 41 (for 2030), Figur 42 (for 2032) og Figur 43 (for 2035). Det fremgår, at udetiden på udlandsforbindelserne har stor betydning for den danske elforsyningsikkerhed, hvilket hænger sammen med den store udlandsafhængighed.

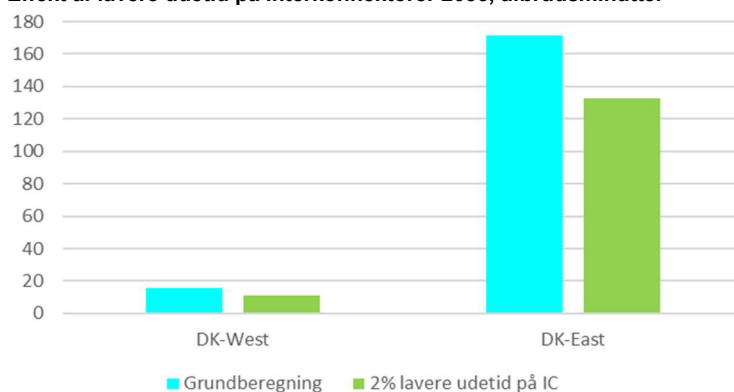
Figur 41: Konsekvenser for effekttilstrækkeligheden af 2 % reduceret udetid på interkonnektorer 2030
Effekt af lavere udetid på interkonnektorer 2030, afbrudstimer



Figur 42: Konsekvenser for effekttilstrækkeligheden af 2 % reduceret udetid på interkonnektorer 2032
Effekt af lavere udetid på interkonnektorer, afbrudsminutter



Figur 43 Konsekvenser for effekttilstrækkeligheden af 2 % reduceret udetid på interkonnektorer 2035
Effekt af lavere udetid på interkonnektorer 2035, afbrudsminutter



5.6 Følsomhed 6: Flere eller færre interkonnektorer

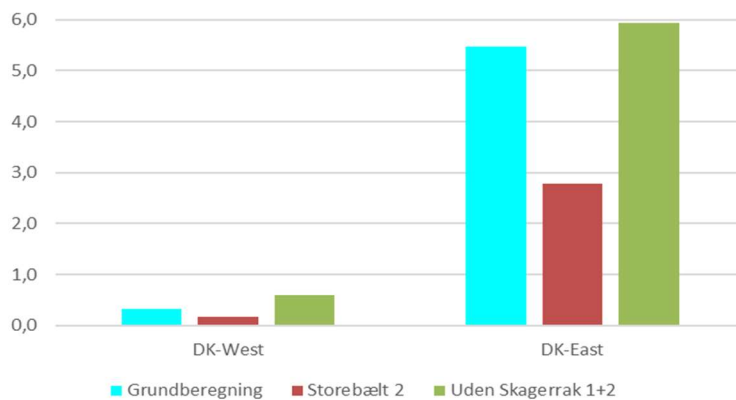
Der er udarbejdet to følsomheder for at illustrere effekten af flere eller færre interkonnektorer.

- I den ene tilføjes en ekstra storebæltsforbindelse fra 2030
- I den anden undlades fornyelse af Skagerrak 1 og 2 fra 2030

Resultatet ses i Figur 44. Det fremgår, at en ekstra storebæltsforbindelse vil forbedre elforsyningssikkerheden. Forklaringen herpå formodes at være, at udsving i vindmølleproduktionen bedre kan fordeles mellem DK1 og DK2. Det fremgår ligeledes, at forsyningssikkerheden forringes, hvis Skagerrak 1 og 2 ikke fornyes - men ikke i så stort omfang, da Skagerrak-forbindelsen består af 4 forbindelser, hvoraf de to nyeste er de største.

Figur 44: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden i 2030 af hhv. en ekstra storebæltsforbindelse og ikke-fornyelse af Skagerrak 1 og 2

Effekt af ekstra/færre forbindelser i 2030, afbrudsminutter



5.7 Følsomhed 7: Betydning af ekstra elbesparelser

Der er gennemregnet en følsomhed med ekstra elbesparelser i forhold grundberegningen (hvis elforbrug kommer fra KF21). Størrelsen af de antagne besparelser ses i Tabel 11

Tabel 11: Antagede elbesparelser (uden nettab)

(TWh)	Klassisk, husholdninger	Klassisk, industri	VP, husholdninger	VP, industri	Data-centre	Total
2025	-0,50	-0,96	-0,16	-0,08	-0,85	-2,55
2030	-1,08	-2,04	-0,25	-0,23	-1,44	-5,04
2040	-1,12	-2,15	-0,47	-0,30	-2,63	-6,67

Øgede elbesparelser (i forhold til business-as-usual tilgangen i KF21) kunne fx blive et resultat af forhandlingerne omkring Fit-For-55, i fald Danmark ender med et højere effektiviseringskrav end i dag. Besparelserne udgør knap 9% af de forventede samlede elforbrug i 2030. Der er i beregningerne tillagt et nettab på 6 %.

Besparelserne antages fordelt 60/40 på DK1/DK2. For datacentre dog 80/20, idet langt størsteparten af datacentrenes forbrug ligger i DK1.

Besparelserne i klassisk elforbrug (apparater og maskiner) er underlagt fælleseuropæisk lovgivning (Ecodesign). Der vurderes at være et potentiale på 4,7 TWh i 2030 til overvejende industrielle og erhvervsmæssige formål. En del heraf er medregnet i Tabel 11. Der er herudover et potentiale for besparelser i husholdninger ved revision af eksisterende produktkrav, som også er medregnet.

Besparelserne i forbrug til varmepumper kommer som følge af varmebesparelser, hvor analyser fra BUILD¹⁴ (tidligere SBI¹⁵) viser, at kun ca. halvdelen af det teoretisk beregnede besparelsepotentiale udnyttes i praksis, men at der er et besparelsepotentiale på 20% i eksisterende boligmasse ved renovering ved yderligere tiltag rettet mod forbrugeradfærd.

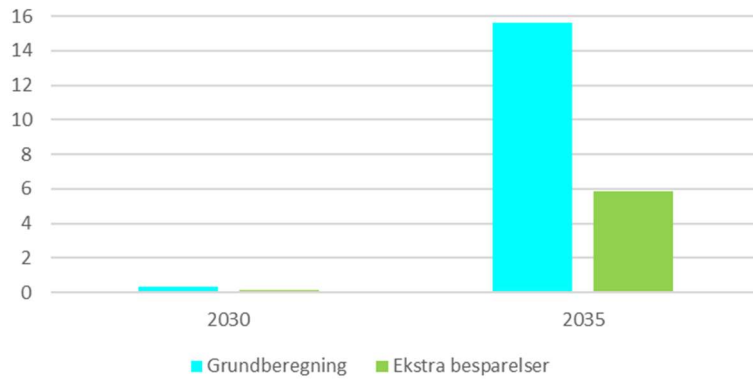
I Figur 45 og Figur 46 ses beregnede afbrudsminutter på Sisyfos-modellen som følge af manglende effektilstrækkelighed i DK1 og DK2 i hhv. grundberegningen og med ekstra elbesparelser.

Beregningen viser en markant positiv effekt på effektilstrækkeligheden ved yderligere elbesparelser. Dette hænger blandt andet sammen med, at det klassiske elforbrug og elforbrug i datacentre, der spares på, er ret ufleksibelt. Individuelle varmepumper, navnlig i industrien, forventes at være fleksible i et vist omfang – men væsentligt mindre end centrale varmepumper og PtX anlæg.

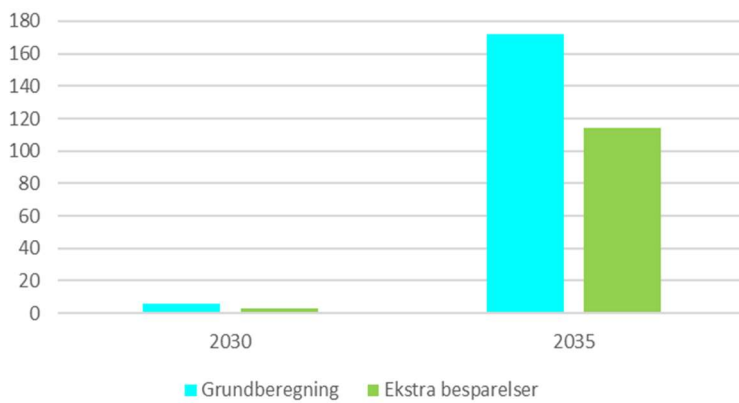
¹⁴ Institut for Byggeri, By og Miljø, Ålborg Universitet.

¹⁵ Statens Byggeforsknings Institut.

Figur 45: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden i DK1 af ekstra elbesparelser
Effekt af ekstra elbesparelser DK1, afbrudsminutter



Figur 46: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden i DK2 af ekstra elbesparelser
Effekt af ekstra elbesparelser, afbrudsminutter



5.8 Følsomhed 8: Effekten af Power-to-X og CCS

En grøn omstilling, der omfatter det brændselsforbrug, der ikke direkte kan omstilles til el, fx tung trafik og flytrafik, vil kræve syntetiske brændsler i betydeligt omfang, produceret ved Power-to-X (PtX) teknologier, evt. i sammenhæng med CCS/CCU (Carbon Capture and Storage/Utilization). Der er gennemført følsomhedsanalyser med 4 forskellige niveauer af PtX. Der anvendes ikke el til PtX i dag. I 2030 forudsætter Klimafremskrivningen et elforbrug til PtX på 0,49 TWh. Antagelserne i PtX-scenarierne ses i Tabel 12. Til sammenligning opererer Klimapartnerskaberne med et elforbrug i 2030 til PtX på 10 TWh som forudsætning for at nå i mål med 70% målsætningen¹⁶.

Tabel 12: Scenarier for PtX

Scenarie	PtXb (som AF20)	PtXc ("AF20 high")	PtXd ("Mere- end-AF20")	PtXe ("Maks")
Kapacitet i PtX i 2030/2040	1/3 GW	3/6 GW	5/10 GW	7/15 GW
Elforbrug i PtX 2030/2040	5/15 TWh	15/30 TWh	25/50 TWh	35/75 TWh

Der antages fleksibilitet som i grundberegningen (98 %), fordi langt størsteparten af elforbruget går til elektrolyse, som er/forventes at være fleksibelt, idet el er den primære produktionsfaktor. I øvrigt vil et ufleksibelt forbrug til store mængder af PtX være en meget stor udfordring for elforsyningssikkerheden. Kun ca. 2 % af elforbruget til PtX antages anvendt til bagvedliggende procesanlæg (fx til produktion af ammoniak).

Fordeling af PtX på DK1 og DK2 antages at være 70-30.

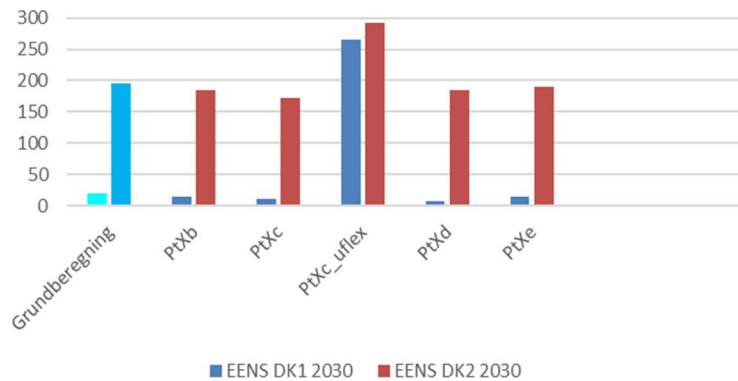
Resultatet ses i Figur 47 (2030) og Figur 48 (2035). Effektilstrækkeligheden er vist som EENS (Expected Energy Not Served) i stedet for afbrudsminutter. Det ses, at der er en vis effekt af at øge elforbruget til PtX, men at effekten er forholdsvist lille. Dette hænger sammen med, at PtX er (forventes at være) meget (98 %) fleksibel. Der er gennemført en beregning på PtXc scenariet med ufleksibel PtX. Det ses, at effektilstrækkeligheden påvirkes tydeligt i negativ retning.

Der er ikke regnet eksplicit på effekten af CCS. Hvis CCS installeres ved punktkilder som fx kraftvarmeverker, vil der være et varmeforbrug og et elforbrug forbundet dermed. Elforbruget vil direkte og varmeforbruget vil indirekte kunne påvirke elforsyningssikkerheden negativt.

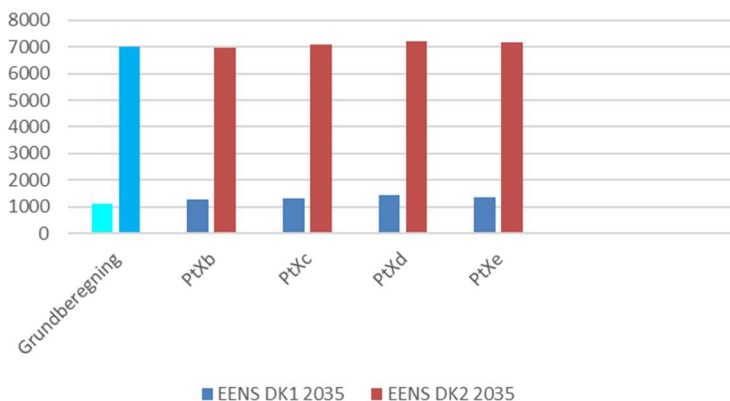
Imidlertid er formodningen, at CCS kan afkobles, når der er forsyningsproblemer på elsidens, idet der vil være tale om få timer om året. Dermed kan det antages, at CCS kun marginalt påvirker elforsyningssikkerheden.

¹⁶ I mål med den grønne omstilling. Sektorkøreplan for energi- og forsyningssektorens bidrag til 70%-målsætningen 2030. Regeringens Klimapartnerskaber marts 2020.

Figur 47: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden 2030 af forskellige grader af elforbrug til PtX
EENS ved forskellig PtX2030, MWh



Figur 48: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden 2035 af forskellige grader af elforbrug til PtX
EENS ved forskellig PtX2035, MWh



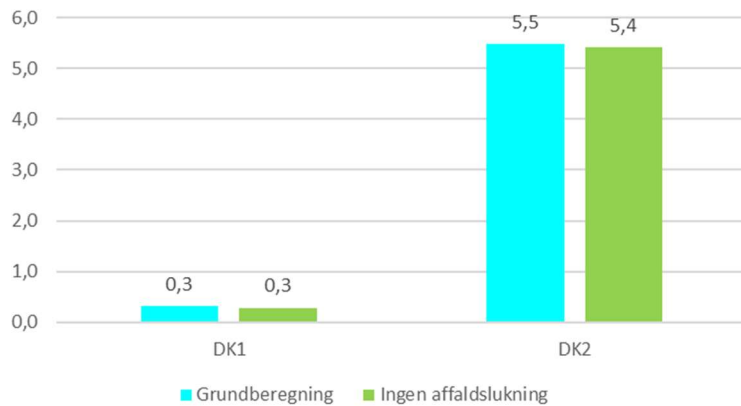
5.9 Følsomhed 9: Ingen lukninger af affaldsforbrændingsanlæg

Det indgår som en del af antagelserne i grundberegningen, at der lukkes en vis affaldsforbrændingskapacitet frem mod 2030 i overensstemmelse med Klimaplan for en Grøn Affaldssektor og Cirkulær Økonomi af 16. juni 2020. Som opfølgning på aftalen udarbejdede Kommunernes Landsforening en tilpasningsplan, hvori et antal affaldsforbrændingsanlæg blev foreslået lukket. Tilpasningsplanen opnåede ikke godkendelse, og der foreligger nu en situation, hvor der er usikkerhed om, hvilke affaldsforbrændingsanlæg som lukkes og hvornår.

På denne baggrund er udarbejdet en følsomhedsberegning, hvor der ikke lukkes affaldsforbrændingsanlæg frem mod 2030. Det svarer til, at der i 2030 er ca. 150 MW mere elkapacitet på affaldsforbrændingsanlæg end i grundberegningen. Resultatet ses i Figur 49. Det ses, at effekten på elforsynings sikkerheden er forholdsvist begrænset. Det hænger sammen med, at størstedelen af den ændrede kapacitet ligger i DK1.

Figur 49: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden af at lukke ca. 150 MW mindre affaldsforbrændingskapacitet i 2030

Effekt af lukning af affaldsforbrænding, afbrudsminutter

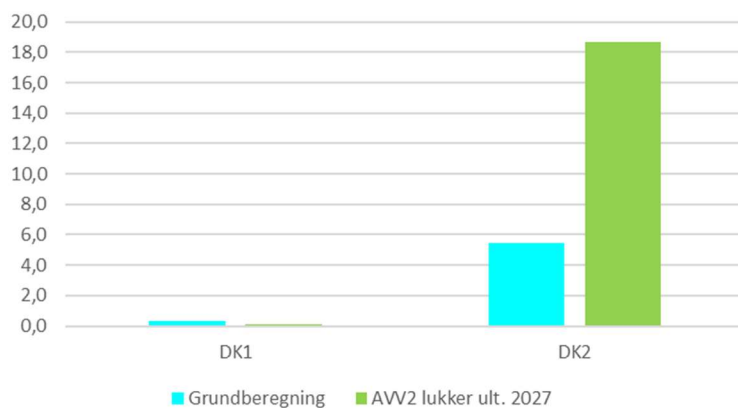


5.10 Følsomhed 10: Tidligere lukning af Avedøreværkets blok 2

I grundberegningen er Avedøreværkets blok 2 (AVV2) antaget i drift til 2040 (som i Klimafremskrivning 2021). Dette begrundes med, at blokken har lang teknisk restlevetid. Varmeaftalen udløber med udgangen af 2027, og den fortsatte drift af blokken vil afhænge af resultatet af igangværende forhandlinger. Der er gennemført en følsomhedsberegning for 2030, hvor AVV2 tages ud med udgangen af 2027. Resultatet ses i Figur 50. Det fremgår, at blokken har meget stor betydning for effekttilstrækkeligheden i DK2.

Figur 50: Konsekvens for effekttilstrækkeligheden i 2030 af at lukke AVV2 med udgangen af 2027

Tidlig lukning af AVV2, afbrudstimer



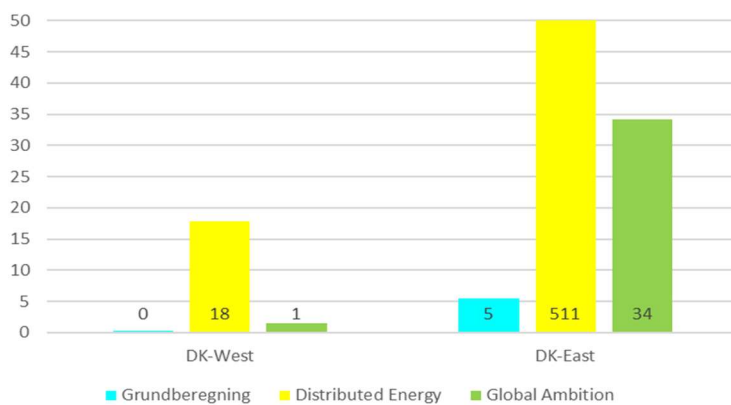
5.11 Følsomhed 11: Andre ENTSO-E scenarier

Grundberegningen bygger for så vidt angår udlandsdata på scenariet National Trends. I TYNDP 2020 fra ENTSO-E er der to andre scenarier for 2030 og 2040, nemlig Distributed Energy (DE) og Global Ambition (GA). Scenarierne repræsenterer en højere grad af grøn omstilling med henholdsvis en decentral og en central tilgang. De to scenarier er gennemregnet som følsomheder. Resultatet ses i Figur 51. De to scenarier kommer væsentligt dårligere ud end grundberegningen. Det gælder navnlig Distributed Energy.

Resultaterne er imidlertid af mindre relevans, da datagrundlaget til de to scenarier DE og GA ikke er afstemt i forhold til effektilstrækkelighed. Data til GA og DE er fastsat "top-down" ud fra nogle kriterier om en given andel VE og en given maksimal drivhusgasudledning samt et givet maksimalt antal LOLE-timer i et normalår. Hertil kommer, at der ikke er stokastiske havariforløb i de to scenarier. Scenarierne har dermed fra starten indbygget et givet niveau af LOLE, som ikke nødvendigvis er relevant. Scenarierne er primært udarbejdet med henblik på bedømmelse af eventuelle nye forbindelser.

Figur 51: Konsekvenser for effektilstrækkeligheden 2030 af at benytte henholdsvis Distributed Energy og Global Ambition scenarierne fra ENTSO-E

TYNDT scenarierne i forhold til grundberegningen 2030, afbrudsminutter



5.12 Følsomhed 12: Strategisk reserve

En strategisk reserve er en blandt flere mulige kapacitetsmekanismer. En kapacitetsmekanisme kan bringes i anvendelse, når Energy-only elmarkedet ikke forventes at levere et tilstrækkeligt niveau af effektilstrækkelighed. Kapacitetsmekanismer skal godkendes af Europa-Kommissionen efter bl.a. statsstøttereglerne. Der er tale om en to-trins-godkendelse:

Først skal DG Energy udtale sig om den såkaldte gennemførelsesplan for markedsforanstaltninger. Gennemførelsesplanen skal vise, hvilke forbedringer der kan opnås gennem forskellige markedsforanstaltninger, fx introduktion af fleksibelt elforbrug.

Dernæst skal DG Competition foretage en statsstøttegodkendelse på baggrund af dels gennemførelsesplanen, dels en behovsvurdering. Behovsvurderingen skal foretages efter en metode vedtaget af ACER (European Resource Adequacy Assessment; ERAA). Godkendelsesprocessen tager formelt 2 måneder, hvor det dog forventes, at man inden den formelle ansøgning foretager en pre-notification.

Den samlede godkendelsesproces inkl. gennemførelsesplan og behovsvurdering kan sagtens tage flere år. Hertil kommer selve implementeringen (udbudsproces m.v.). Grundlaget for en evt. strategisk reserve skal derfor tilvejebringes i god tid, inden problemet med effektilstrækkeligheden opstår.

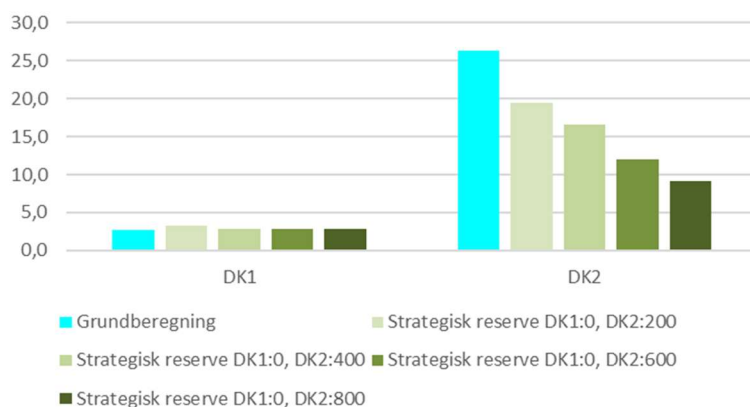
En eventuel godkendelse af en strategisk reserve forventes at være tidsbegrænset (max 10 år).

Der er gennemregnet et antal følsomheder med varierende grad af strategisk reserve, placeret i DK2. Reserven er opdelt i et antal enheder á 100 MW med en uspecificeret udetid på 20 %. Beregningen viser en markant forbedring af effektilstrækkeligheden i DK2 ved etablering af en strategisk reserve. Der er også en lille effekt i DK1.

Det understreges, at en strategisk reserve ikke er en bestemt teknisk løsning men en økonomisk mekanisme. De anlæg, der i givet fald vil byde ind på et udbud af strategisk reserve, kan være anlæg, der i forvejen findes i systemet, men som ellers ville være lukket, fx decentrale kraftvarmeværker. Det kan også være fleksibelt forbrug (analyseret i følsomhed 3), men det kan også være nye anlæg (fx ellagre eller gasturbiner). Der er således i et vist omfang tale om et overlap med de øvrige følsomhedsanalyser.

Figur 52: Konsekvenser for effektilstrækkeligheden i 2032 ved forskellige størrelser af en strategisk reserve i DK2

Strategisk reserve, DK2 i 2032, afbrudsminutter



6 Bilag 1. Antagelser om fleksibelt elforbrug

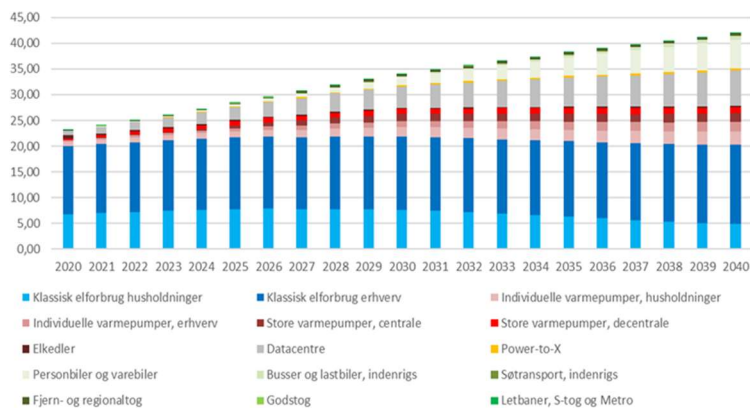
6.1 Indledning og overordnet tilgang

Jo længere ud i fremtiden man regner på Sisyfos, des værre bliver effekttilstrækkeligheden med de forudsætninger, der ligger i grundberegningen. En af de ting, der har stor (positiv) effekt på effekttilstrækkeligheden er fleksibelt forbrug. I dette bilag vises antagelserne vedr. fleksibelt forbrug i tre scenarier. Grundberegningen antager en del af det fleksible forbrug aktiveret. Herudover regnes på et helt ufleksibelt og et max fleksibelt scenarie.

I Figur 53 og Figur 54 nedenfor ser udviklingen i elforbruget ifølge KF2021, dekomponeret på forbrugssegmenter.

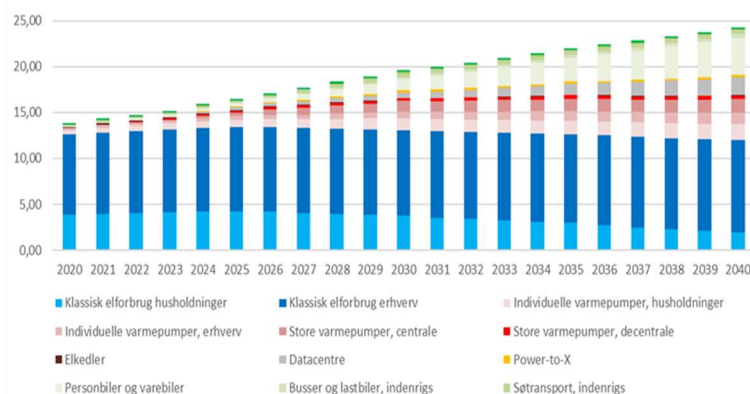
Figur 53: Elforbrug i Vestdanmark ifølge KF2021

Elforbrug ab værk DK1 (KF 2021), TWh



Figur 54: Elforbrug i Østdanmark ifølge KF2021

Elforbrug ab værk, DK2 (KF 2021), TWh



Der er tale om en meget massiv stigning i elforbruget på grund af elektrificering. Det klassiske elforbrug udvikler sig næsten ikke.

6.2 Antagelser vedr. fleksibelt elforbrug.

Når andelen X af et forbrugssegment antages fleksibelt, skal det forstås sådan, at andelen X af forbrugssegmentet med sikkerhed ikke forekommer under effektmangel (skønsmæssigt op til 20-30 timer årligt i de værste klima-år omkring eller lige efter 2030), mens den resterende andel (100-X) af forbrugssegmentet følger den antagne timekurve. Hvis det fleksible potentiale i et forbrugssegment er X, og realiseringsgraden er Y, da vil den realiserede fleksible forbrugsandel være X·Y. Der er for hvert forbrugssegment foretaget en vurdering af det tekniske potentiale for fleksibilitet ved et tal mellem 0 og 100%. Vurderingen ses i Tabel 13.

Datacentre og Power-To-X elforbrug antages at have konstant forbrug (på nær eventuelle afkoblinger som følge af fleksibilitet). Øvrigt elforbrug følger en timekurve som i ENTSO-E's PECD database.

Det tekniske potentiale bliver ikke nødvendigvis realiseret. Det må imidlertid antages, at realiseringsgraden vil være stigende over tid. I modellen indlægges derfor en realiseringsgrad i grundberegningen, der er stigende over tid. De antagne realiseringsgrader ses i Tabel 14-Tabel 16. Det samlede fleksible forbrug bestemmes således ud fra et teknisk potentiale og en realiseringsgrad. Realiseringsgraden optræder i 4 segmenter:

- FlexDemKlassisk. Andelen af fleksibilitetspotentialer i det klassiske elforbrug, som realiseres. Dette forbrug udgør 74 % af elforbruget i 2030 men kun 30 % af det potentielt fleksible forbrug.
- FlexDemCVP. Andelen af fleksibilitetspotentialer i store varmepumper, som realiseres. Dette forbrug udgør 8 % af elforbruget i 2030 men 47 % af det potentielt fleksible forbrug.
- FlexDemPtX. Andelen af fleksibilitetspotentialer i elforbrug i PtX anlæg, som realiseres. Dette forbrug udgør 1 % af elforbruget i 2030 men 5 % af det potentielt fleksible forbrug.
- FlexDemTransport. Andelen af fleksibilitetspotentialer i transport, som realiseres. Dette forbrug udgør 8 % af elforbruget i 2030 og 18 % af det potentielt fleksible forbrug).

Realiseringen af fleksibilitetspotentialerne afhænger af en række ting: udsving i spotprisen for el, tariffer, afgifter, markedsreformer, regeludformning, hvor mange forbrugere potentialet er fordelt på m.m. Der foregår en række analyser på disse områder, men disse er p.t. ikke på et stade, hvor præcis kvantitativ information kan udledes. Det er derfor p.t. ikke muligt at skønne omkostningerne ved at realisere givne grader af fleksibilitet. Der er også et spørgsmål om hvilke dele af elmarkedet, fleksibiliteten bydes ind på, og om der fx, hvis et forbrugssegment byder ind i markedet for systemydelser, vil være begrænsninger på, hvor meget det kan byde ind i day-ahead markedet.

Det fulde potentiale for fleksibilitet udgør med de i Tabel 13 estimerede andele ca. 16 % af det samlede elforbrug i 2030. I energimængder drejer det sig om ca. 8,8 TWh.

Tabel 13: Potentiel fleksibel andel af forskellige forbrugssegmenter

Forbrugstype	Potentiel andel, der er fleksibel	Bemærkninger/kildehenvisning
Klassisk elforbrug husholdninger	2,5%	Dansk Energi 2015 ¹⁷
Klassisk elforbrug erhverv	5%	Dansk Energi 2015
Individuelle varmepumper, husholdninger	10%	Dansk Energi 2015, Eco Grid projektet
Individuelle varmepumper, erhverv	50%	COWI 2019 ¹⁸ . COWI antager procesvarmepumper mere fleksible end husholdnings-varmepumper.
Store varmepumper, centrale	100%	Forudsætter stort varmelager og/eller brændselsfyrede kedelreserver.
Store varmepumper, decentrale	100%	Forudsætter stort varmelager og/eller brændselsfyrede kedelreserver. I AF2019 antages også 100%.
Elkedler	100%	Forudsætter stort varmelager og/eller brændselsfyrede kedelreserver. I AF2019 antages også 100%.
Datacentre	0%	Nogle evt. fleksible, hvis de har egen elforsyning, men det er der set bort fra.
Power-to-X	98%	Brintproduktion kan afbrydes kortvarigt (kræver korttidslager). Øvrige anlæg antages base load.
Personbiler og varebiler	50%	Dansk Energi 2015.
Busser og lastbiler, indenrigs	50%	Antaget som ovenfor.
Søtransport, indenrigs	0%	Evt. fleksibel med ekstra batterier.
Fjern- og regionaltoget	0%	Evt. fleksibel med ekstra batterier.
Godstog	0%	Evt. fleksibel med ekstra batterier.
Letbaner, S-tog og Metro	0%	Evt. fleksibel med ekstra batterier.

¹⁷ Smart Energy. Dansk Energi 29. oktober 2015.

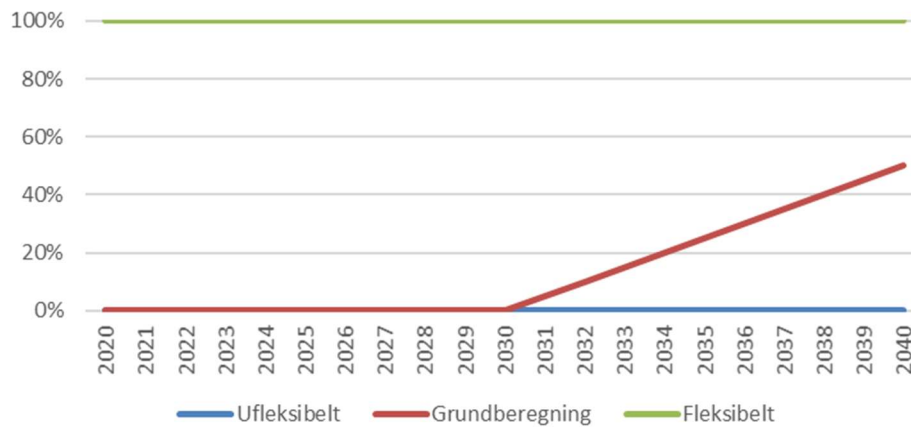
¹⁸ Temaanalyse af varmepumper og elbiler. COWI 15. marts 2019.

Tabel 14: Tre scenarier for realisering af fleksibelt potentiale (klassisk elforbrug m.m.)

År	Ufleksibelt scenarie	Grundberegning	Fleksibelt scenarie
2020	0%	0%	100%
2025	0%	0%	100%
2030	0%	0%	100%
2035	0%	25%	100%
2040	0%	50%	100%

Figur 55: Tre scenarier for realisering af fleksibelt potentiale (klassisk elforbrug m.m.)

Realiseringsgrad af fleksibilitetspotentiale, klassisk forbrug m.m.

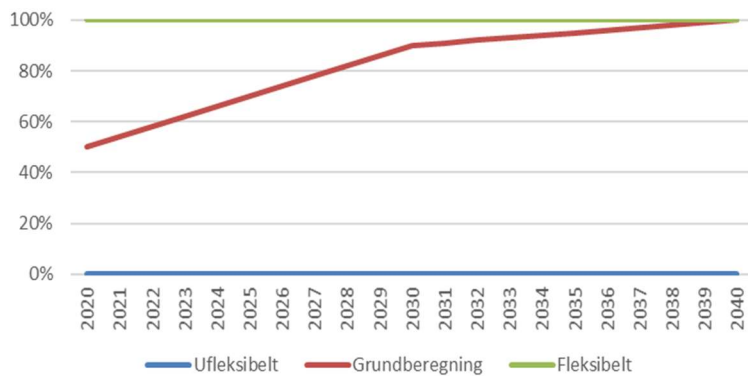


Tabel 15: Tre scenarier for realisering af fleksibelt potentiale, centrale varmepumper

År	Ufleksibelt scenarie	Grundberegning	Fleksibelt scenarie
2020	0%	50%	100%
2025	0%	70%	100%
2030	0%	90%	100%
2035	0%	95%	100%
2040	0%	100%	100%

Figur 56: Tre scenarier for realisering af fleksibelt potentiale, centrale varmepumper

Realiseringsgrad af fleksibilitetspotentiale, store varmepumper og elkædler



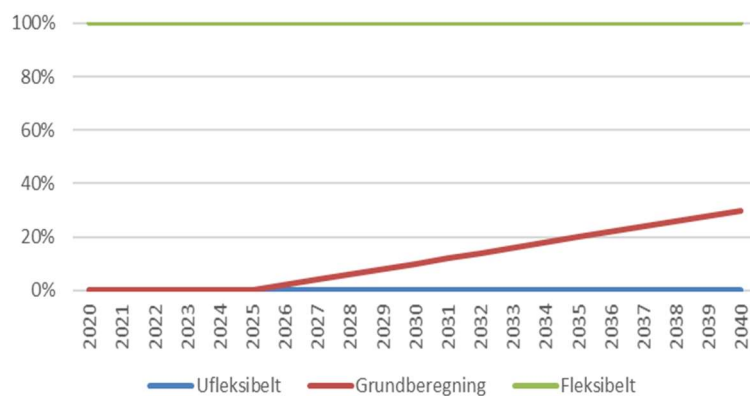
For Power-to-X regnes med 98 % fleksibilitet i såvel grundberegning som fleksibelt scenarie. Der regnes med 0 % i det ufleksible scenarie.

Tabel 16: Tre scenarier for realisering af fleksibelt potentiale (transport)

År	Ufleksibelt scenarie	Grundberegning	Fleksibelt scenarie
2020	0%	0%	100%
2025	0%	0%	100%
2030	0%	10%	100%
2035	0%	20%	100%
2040	0%	30%	100%

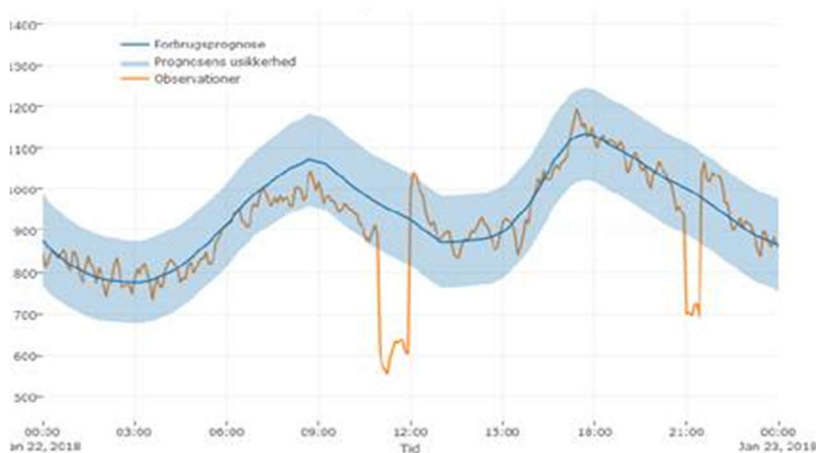
Figur 57: Realiseringsgrad, transport

Realiseringsgrad af fleksibilitetspotentiale, transport



Figur 58: Illustration af fleksibilitet i individuelle varmepumper (fra ECO grid projektet)

Elforbrug for 10m. kunder, effekt kW



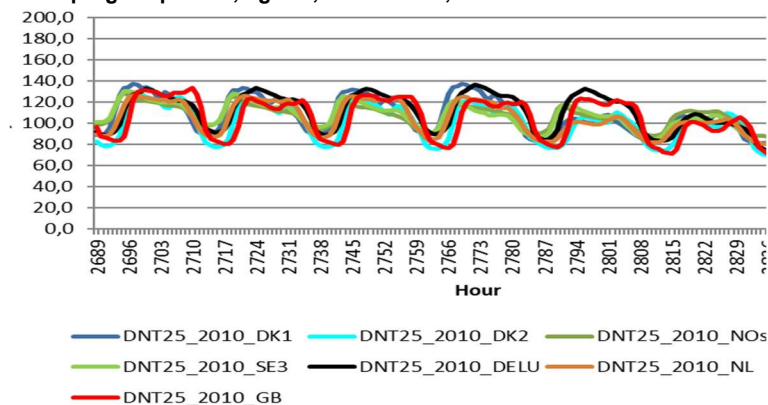
7 Bilag 2. Eksempler på timeserier

I dette bilag vises et antal timekurver for klima-året 2010 uge 17. Bilaget tjener mest til illustrative formål.

I Figur 59 ses elforbrugstimeserier for et antal lande. Disse er normeret, så forbruget vises pr. TWh årligt elforbrug. Det ses, at der er et vist sammenfald af forbrugsmønstre, men også visse forskelle. GB er forsinket ca. en time i forhold til de andre områder.

Figur 59: Eksempler på elforbrugs-timeserier

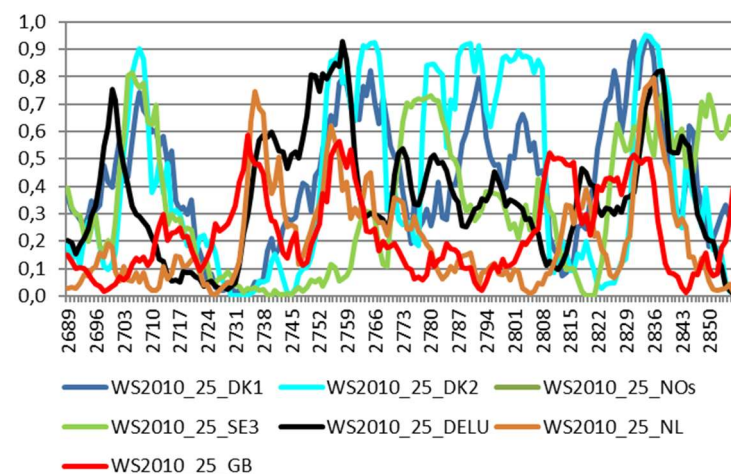
Efterspørgselsprofiler, uge 17, DNT25 2012, MW/TWh



I Figur 60 ses havvind-timeserier for et antal lande. Disse er normeret, så den maksimale værdi er 1 (i praksis 0,95, idet man aldrig har alle havmøller til at levere maksimal effekt samtidig). Det ses, at der er stor forskel på timeserierne. For DK1 og DK2 er der et vist sammenfald – men også her betydelige forskelle. Man kan til dels se, at vindfronter i GB kommer før DK1 og DK2. Dette gælder kun under vestenvind, så der er ikke tale om noget systematisk billede.

Figur 60: Eksempler på havvinds-timeserier for klima-året 2010

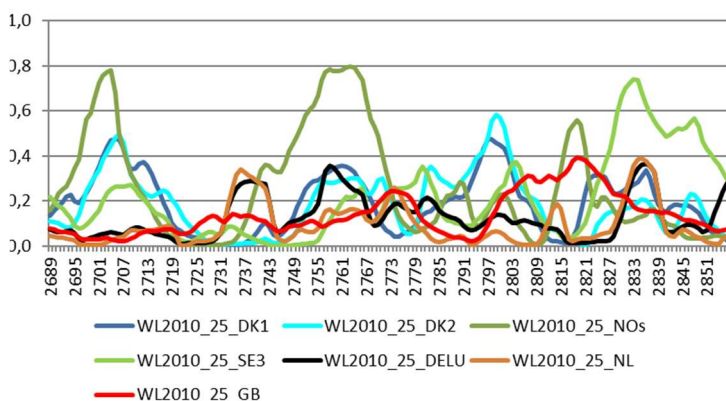
Offshore vind profiler, uge 17, 2010, 2025



I Figur 61 ses landvind-timeserier for et antal lande. Disse er normeret, så den maksimale værdi er 1 (i praksis 0,95, idet man aldrig har alle landmøller til at levere maksimal effekt samtidig). Der er som for havvind meget stor forskel mellem landene – og visse sammenfald.

Figur 61: Eksempler på landvinds-timeserier for klima-året 2010

Landvind profiler, uge 17, 2010, 2025

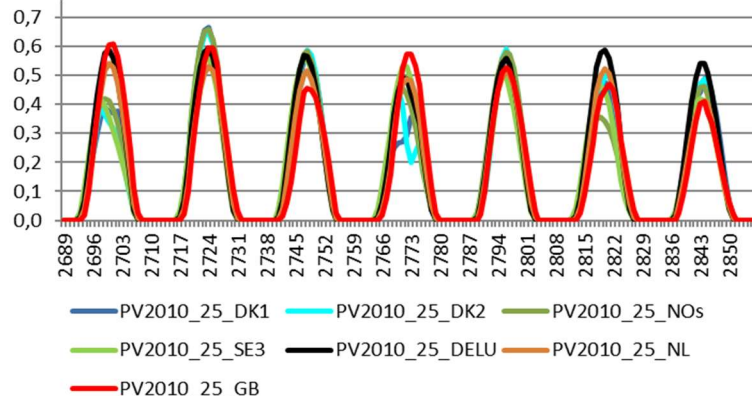


Det, at vindmølle-tidsserierne er så forskellige landene imellem, giver mulighed for at dele forsyningssikkerhed mellem landene via udlandsforbindelserne.

I Figur 62 ses eksempler på solcelle-timeserier. Her er der – på nær vekslende skydække - betydeligt sammenfald mellem landene – om end der er en lille forsinkelse i GB, fordi solen står senere op her. Det store sammenfald i tid illustrerer, at man ikke i samme omfang som for vind har fordele for forsyningssikkerheden ved at handle solcelle-strøm over grænserne. Solcellerne i det sydlige Europa vil dog have flere driftstimer end solcellerne i Danmark. Derfor vil solcellestøm fra Sydeuropa kunne bidrage positivt til forsyningssikkerheden i Nordeuropa i den udstrækning, der er plads i udlandsforbindelserne. Det sidste vil dog i praksis være en begrænsning, da der er tale om meget lange transportafstande.

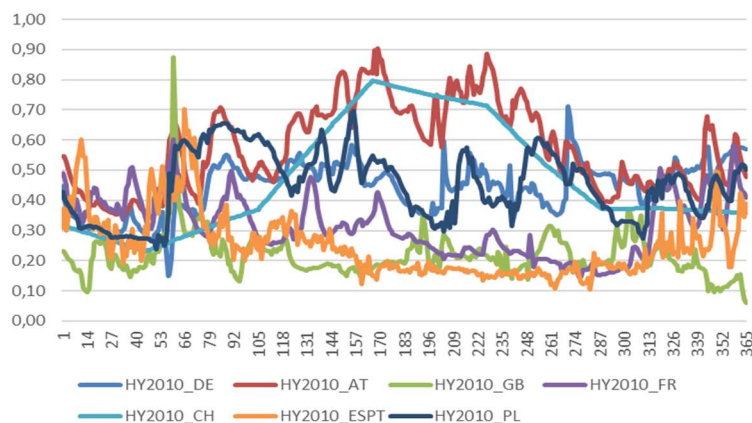
Figur 62: Eksempler på solcelle-tidsserier for klimaåret 2010

Solcelle profiler, uge 17, 2010, 2025



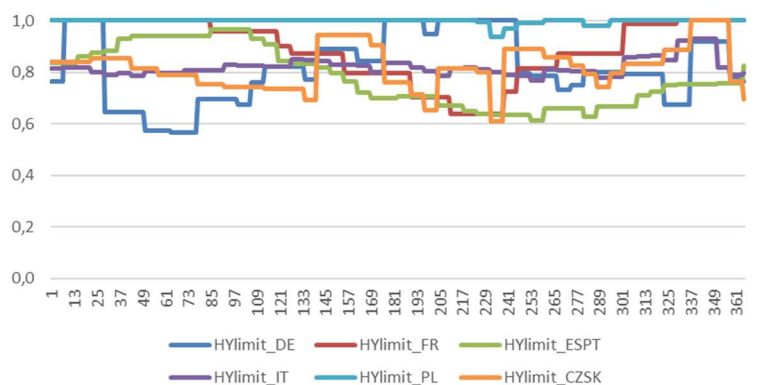
I Figur 63 ses eksempler på timekurver for uregulerbar vandkraft (run-off-river). Timeserierne er normeret, så maksimalværdien er 1. Der er betydelige forskelle mellem landene, hvilket – som for vindkraft - er en fordel for effektivitetsudnyttelsen. 2010 er et relativt dårligt vandår, hvilket er en medvirkende forklaring til den relativt lave kapacitetsudnyttelse.

Figur 63: Hydro RoR timeserier for klima-året 2010
Hydro, ROR profiler



I Figur 64 ses timekurver for hydrologiske begrænsninger af regulerbar vandkraft med lager (hydro storage). Timeserierne er normeret, så maksimalværdien er 1. Der er korrigeret for, at turbinerne har teknisk udetid.

Figur 64: Hydrologiske begrænsninger
Hydro Res, hydrological limits



Det bemærkes, at de hydrologiske begrænsninger lægges på den installerede turbinekapacitet og ikke på kapaciteten reduceret med udetid. Hvis fx den hydrologiske begrænsning er 10% i en given time, vil den tekniske udetid på 16% sørge for, at turbinekapaciteten til rådighed i sig selv overholder den hydrologiske begrænsning.