

**BEREGNING AF EFFEKTILSTRÆKKElighed PÅ
SISYFOS-MODELLEN**

18-06-2015

J.nr. 2014/7849

Ref. SLP



Indhold

Resumé.....	3
SISYFOS modellen.....	7
Datagrundlag.....	8
Geografisk opløsning.....	8
Produktionskapacitet.....	10
Ledninger.....	15
Forudsætninger vedrørende havari, revision og varmebinding.....	16
Forudsætninger vedr. lande uden for modellen.....	17
Timeværdier.....	19
Effekttilstrækkelighed 2015-2025 (regionale beregninger på Data16).....	20
Effekttilstrækkelighed 2015-2025 (regionale beregninger på Data9).....	23
Effekttilstrækkelighed 2015-2025 (nationale beregninger på Data2).....	25
Sammenligning af regionale og nationale beregninger af effektmangel.....	30
Følsomhedsberegninger.....	31
Hurtig kapacitetslukning i udlandet (regional beregning).....	31
Hurtigere lukning af Ringhals 1 og 2 (regional beregning).....	32
Ændret sandsynlighed for, at udlandet ikke kan levere (national beregning).....	32
Havarisandsynlighed på udlandsforbindelser (national beregning).....	32
Lukningstempo for centrale værker (national beregning).....	33
Hurtigere lukning af decentrale kraftvarmeværker (national beregning).....	33
Afkobling af varmebinding på decentrale værker (national beregning).....	34
Ekstra storebæltsforbindelse (national beregning).....	35
Elforbindelse til Storbritannien (national beregning).....	35
Vindkraftens betydning for effekttilstrækkeligheden (national beregning).....	36
Øget forbrugsfleksibilitet (national beregning).....	37
Betydning af forskellige tidsserier (national beregning).....	38
Bilag A. SISYFOS-modellen.....	39
Bilag B. Timeserier.....	44
Bilag C. Effektbalancer og histogrammer.....	49

Resumé.

Dette dokument udgør et baggrundsnotat til rapporten "Elforsyningssikkerhed i Danmark". I notatet foretages beregninger af den danske effekttilstrækkelighed i perioden 2015 til 2025 på Energistyrelsens model, SISYFOS. Effekttilstrækkeligheden (sandsynligheden for at der er værker og udlandsforbindelser nok) er en del af elforsyningssikkerheden (sandsynligheden for at der er el til rådighed, når den efterspørges). Beregningerne udgør blandt andet en opdatering af effekttilstrækkelighedsberegningerne i Elanalysen¹.

Der er foretaget beregninger på Danmark alene og regionale beregninger omfattende Danmark, Norge, Sverige, Finland, Tyskland, Holland og Storbritannien, dvs. lande som Danmark er elmæssigt forbundet med eller kan blive forbundet med. I den nationale beregning er udlandet repræsenteret som punktleverandører. I den regionale beregning er lande uden for modellen med forbindelse til lande i modellen også repræsenteret som punktleverandører.

Der er regnet på et sæt basisdata samt et antal følsomheder. For danske kraftværksanlæg er benyttet Energinet.dk's analyseforudsætninger. For decentrale kraftvarmeværker er benyttet Dansk Fjernvarmes spørgeskemaundersøgelse². For dansk vindkraft, solceller og elforbrug er benyttet data fra Energistyrelsens Basisfremskrivning 2014. For udlandet er benyttet Entso-e data, Energinet.dk data samt data konstrueret ud fra Platts databasen over europæiske kraftværker.

Den probabilistiske model SISYFOS er benyttet til beregningerne. SISYFOS beregner hyppigheden af forventet effektmangel (Loss-of-load-probability; LOLP) samt forventet ikke-leveret energi (expected unserved energy; EUE). Begge mål for effekttilstrækkeligheden omregnes til et antal minutter pr. år. SISYFOS beregner desuden gennemsnitlig effekttilgængelighed, importafhængighed og en række andre nøgletal. Det understeges, at beregninger af denne type er meget usikre. Dels er en række af de anvendte data usikre (fx antagelser om fremtidige lukninger af værker både i Danmark og udlandet), dels er der statistisk usikkerhed på beregningsresultaterne. Datausikkerhed er håndteret ved følsomhedsberegninger. Statistisk usikkerhed ved at "regne længe nok".

Hovedkonklusioner fra beregningerne:

- Den beregnede effekttilstrækkelighed i dag er god, hvilket er konsistent med, at mangel på effekt ikke er konstateret i historisk tid.
- Det danske elsystem gennemgår en udvikling, hvor der bliver flere udlandsforbindelser, mere vindkraft og solcelleproduktion og mindre central og decentral kapacitet. Derfor bliver afhængigheden af udlandet større over tid. Dette er ikke i sig selv et problem for forsyningssikkerheden, men det bliver mere afgø-

¹ Analyse af elnettes funktionalitet. Energistyrelsen 2014.

² Resultater fra rundspørge blandt decentrale kraftvarmeværker. Grøn Energi 2013.

rende at sikre tilgængeligheden af udlandsforbindelserne og den kapacitet, der findes på den anden side af forbindelserne. Danmark har mere kapacitet i udlandsforbindelser omkring 2020 end det maksimale danske elforbrug og er på dette punkt langt bedre stillet end nabolandene.

- Der forekommer i den nationale beregning tilfælde med effektmangel i DK2 i hele perioden. Hyppigheden af effektmangel får dog først en væsentlig størrelse efter 2020. Ved "væsentlig størrelse" forstås, at antallet af minutter med effektmangel bliver ikke-forsvindende i forhold til det samlede antal afbrudsminutter, der skyldes lavspændings- og transmissionsnettet (ca. 50 minutter/år). Der forekommer først effektmangel i DK1 omkring 2025, dog af en meget begrænset størrelse. Effektmangel er opgjort i minutter på to forskellige måder. LOLP-minutter angiver den forventede hyppighed af effektmangel uden hensyntagen til, hvor omfattende den bliver. EUE-minutter estimerer den forventede forekomst af ikke-leveret energi og omregner den til minutter, så disse i princippet kan sammenlignes med de historiske minutangivelser. Se Tabel 1.
- Disse niveauer af forekomsten af effektmangel er i rimelig overensstemmelse med Elanalysen fra 2014.
- Den beregnede hyppighed af effektmangel i Danmark i de regionale beregninger er mindre end i de nationale beregninger. Ideelt burde de nationale og de regionale beregninger give tilnærmelsesvist samme sandsynlighed for effektmangel i Danmark, såfremt de indgåede data er korrekte. Det kunne derfor tyde på, at de forudsatte sandsynligheder for, at nabolandene ikke kan levere til Danmark, er overvurderede i den nationale beregning. Beregningerne antyder således blandt andet, at tidsforskydningerne mellem de forskellige nabolande i elforbrug, vindkraftproduktion og solcelleproduktion giver mulighed for i betydeligt omfang at "dele forsyningssikkerhed".
- Der er ikke i beregningerne taget hensyn til andre begrænsninger på udlandsforbindelserne end de rent fysiske. I virkeligheden kan der imidlertid forekomme begrænsninger på udlandsforbindelserne, som er markedsrelaterede snarere end fysiske. Det kan derfor være relevant at anlægge en lidt konservativ vurdering af udlandets evne til at levere til Danmark.
- Det vurderes som relevant at fortsætte med både regionale og nationale beregninger af effekttilstrækkeligheden, da begge typer af beregning kan belyse hver deres aspekter af elforsyningssikkerheden.
- Den gennemsnitlige effektreserve (gennemsnitlig effekt til rådighed i området forhold til maxforbrug) i DK1 er større end i DK2 i hele perioden.
- Effektmangel forekommer ikke kun under spidslastforbrug og vindstille. Derfor er traditionelle effektbalancer ikke særligt gode til at sige noget om effekttilstrækkeligheden (eller forsyningssikkerheden).

(minutter/år)	2015	2020	2025
DK1	<~0,02	<~0,02	1,3 / 0,7
DK2	0,27 / 0,15	3,3 / 1,5	29 / 15

Tabel 1 Beregnet effektmangel (national beregning). Blå tal: LOLP omregnet til antal minutter pr. år med effektmangel. Røde tal: Forventet ikke-leveret energi (EUE) omregnet til vægtede minutter/år.

Der er udført en række følsomhedsanalyser. Resultatet af disse omtales kort her:

- Hvis der ikke i omverdenen (navnlig Tyskland) i et vist omfang bygges termisk kapacitet til erstatning af lukket kernekraft og anden termisk kraft, kan sandsynligheden for effektmangel i Tyskland stige markant. Dette vil reducere den danske effekttilstrækkelighed. En sådan udvikling i Tyskland vil næppe finde sted i praksis, men beregningen understreger vigtigheden af at følge med i udviklingen af kapaciteten i Tyskland.
- Øget havarihyppighed på udlandsforbindelserne og øget sandsynlighed for, at nabolandene ikke kan levere til Danmark reducerer effekttilstrækkeligheden markant.
- Lukning af kernekraftværkerne Ringhals 1 og 2 ser ikke ud til at have markant virkning på effekttilstrækkeligheden i Danmark.
- Hurtigere og mere omfattende lukning af decentrale og centrale værker end forudsat i basisberegningen reducerer effekttilstrækkeligheden i både DK1 og DK2. Mest markant i DK2 og mest markant efter 2020.
- En ekstra storebæltsforbindelse eller en forbindelse til Storbritannien vil begge forbedre effekttilstrækkeligheden. En ekstra storebæltsforbindelse vil dog have langt den største effekt, da effekttilstrækkeligheden er lavest i DK2. Denne vurdering omfatter alene effekttilstrækkeligheden og ikke evt. andre fordele ved forbindelserne.
- Vindkraften bidrager til forsyningssikkerheden – i den forstand, at hvis vindkraften ikke havde været der, ville effekttilstrækkeligheden være langt ringere, og hvis der bygges mere vindkraft, vil effekttilstrækkeligheden forbedres.
- Omkring 200 MW (perfekt) fleksibelt forbrug i både DK1 og DK2 ville kunne fjerne ca. halvdelen af de gange effektmangel forekommer (beregningssmæssigt) i 2025.

Indledning.

Notatet beskriver regionale og nationale beregninger af den danske effekttilstrækkelighed for 2015, 2020 og 2025, foretaget på Energistyrelsens Monte Carlo simuleringssmodel SISYFOS.

Effekttilstrækkeligheden er et delelement i elforsyningssikkerheden, der forstås som: *Sandsynligheden for, at der er el til rådighed, når den efterspørges.* Afbrud af elforsyningen i Danmark på grund af manglende effekttilstrækkelighed er endnu ikke forekommet. Der er således tale om beregninger af en størrelse, der i dag er ubetydelig, men som i fremtiden måske kan få betydning. Elforsyningssikkerheden har i en årrække ligget omkring 99,99 %, svarende til en gennemsnitlige afbrudstid for en almindelig forbruger på omkring 50 minutter om året. Heraf har manglende effekttilstrækkelighed bidraget med nul minutter historisk. Formålet med beregningerne i nærværende papir er at danne baggrund for at vurdere, om bidraget fra manglende effekttilstrækkelighed også fremover kan forventes at være lille (uden at der her tages eksplicit stilling til, hvad der skal forstås ved "lille").

Der ses i beregningerne af effekttilstrækkeligheden bort fra de interne elnet (distributionsnet, fordelingsnet og transmissionsnet) og medregnes kun elproduktionsanlæg samt overordnede elforbindelser mellem elområder (udlandsforbindelser, Storebæltsforbindelsen samt forbindelser mellem områder, hvor der er væsentlige flaskehalse). Der kan være situationer, hvor fx. lukning af et kraftvarmeværk har konsekvenser for elforsyningssikkerheden i et lokalområde. Sådanne lokale fænomener belyses ikke i beregningerne.

Der er i analysen ikke regnet eksplicit på varmforsyningssikkerheden, selv om lukning af kraftvarmekapacitet kan have konsekvenser for denne. Der vil som regel være betydelig reservekapacitet i varmekedler, således at det med rimelig tilnærmelse kan antages, at den tekniske varmforsyningssikkerhed ikke påvirkes væsentligt af tidligere eller senere lukninger af kraftvarmeværker (uanset at varmeprisen kan påvirkes væsentligt).

SISYFOS modellen.

SISYFOS er en Monte Carlo simuleringsmodel der ved "terningkast" simulerer forskellige udfald af kraftværker og/eller ledninger i et større sammenhængende elsystem. Ved hjælp af tideserier for elforbrug, vindkraft, solceller m.m. søges efter (sjældne) kombinationer af begivenheder, der kan medføre effektmangel. Der beregnes såkaldt Loss-Of-Load-Probability (LOLP), der omsættes til et antal minutter pr. år med effektmangel. Der beregnes også forventet ikke-leveret energi efter en metode udviklet af Energinet.dk samt dertil hørende gennemsnitlige afbrudsminutter (som i princippet kan sammenlignes bagud med de historiske afbrudsminutter).

SISYFOS benytter en række data for produktionsanlæg og ledninger (geografisk placering, kapacitet, havarisandsynlighed, revisionshyppighed, etablerings-/skrotningstidspunkt og varmebinding). Desuden benyttes data for årlige elforbrug, vindproduktion og solcelleproduktion samt tideserier til at fordele disse.

SISYFOS er nærmere beskrevet i bilag A.

Der er betydelige usikkerheder på LOLP-beregninger. Dels er en del af de anvendte data usikre, dels er der statistisk usikkerhed på resultaterne på grund af "terningkast-metoden". Blandt andet derfor er der gennemført et antal følsomhedsberegninger. Den statistiske usikkerhed kan reduceres ved at regne "længe nok".

Datagrundlag.

Der opereres af praktiske grunde med et sæt basis-data, suppleret med et antal følsomhedsanalyser. De anvendte forudsætninger beskrives nedenfor. Det er søgt så vidt muligt at anvende offentligt tilgængelige data. Der er dog enkelte undtagelser, hvor data er fortrolige.

Geografisk opløsning.

Der arbejdes med tre datasæt med forskellig geografisk opløsning.

Det ene (Data2) dækker kun Danmark (fordelt på to elområder: DK1 og DK2). Det andet (Data16) dækker Danmark (2 områder), Norge (5 områder), Sverige (4 områder), Finland (ét område), Tyskland (2 områder), Holland (ét område) og Storbritannien (ét område). Se evt. Figur 1 og Figur 2. Det tredje (Data9) er en forenklet version af Data 16 med kun 9 elområder: Danmark (2 områder), Norge (ét område), Sverige (3 områder), Finland (ét område), Tyskland (ét område) og Holland (ét område). Der er 4 årsager til, at Data9 er blevet udarbejdet:

1. Regnetiden i SISYFOS vokser med antallet af knudepunkter.
2. Interne flaskehalse i Norge og Nordsverige vurderes at være mindre interessante for den danske effektilstrækkelighed. Fx er der i Data16 flaskehalse ved levering til Trondheim-området (Norge3)
3. Flaskehalse i Nordtyskland vurderes ligeledes at være mindre interessante for den danske effektilstrækkelighed. Flaskehalsene har især betydning for muligheden for at sende dansk el sydpå, mens effektilstrækkeligheden i Danmark især afhænger af muligheden for at sende strøm nordpå fra Tyskland til Danmark.
4. Data16 indeholder Storbritannien, idet en forbindelse fra DK1 hertil som udgangspunkt vurderedes som interessant. Imidlertid viser analyserne, at effektilstrækkeligheden i DK1 er relativt god, hvorfor en elektrisk forbindelse til Storbritannien næppe alene kan begrundes med hensynet til effektilstrækkeligheden. Se også under følsomhedsberegninger.

Forbindelser til lande uden for datasættet repræsenteres ved et antal forbindelser til lande, der kan "havarere" med en vis sandsynlighed (ud over at forbindelserne også kan havarere). Dvs. at lande uden for datasættet beskrives som "kraftværker" med en vis havarisandsynlighed (der afhænger af kapacitetssituationen i landet).



Kilde: Nord Pool Spot

Figur 1 Opdeling på elområder i Norden.



Figur 2 Entso-e medlemmer. Kilde: www.entsoe.eu.

Produktionskapacitet.

- Danmark: For danske kraft- og kraftvarmeværker er for 2015 taget udgangspunkt i Energistyrelsens Energiproducenttælling fra 2013. For perioden 2020-2025 er taget udgangspunkt i Energinet.dk's analyseforudsætninger 2015-2035. Der er dog enkelte undtagelser. For gasfyrede decentrale værker er taget udgangspunkt i Dansk Fjernvarmes rundspørge hos decentrale værker november 2013. For vind og sol er benyttet forudsætninger fra Energistyrelsens basisfremskrivning 2014.
- Norge: Energinet.dk data opdelt på 5 områder (NO1 (Oslo og omegn), NO2 (Sydnorge), NO3 (Trondheim og omegn), NO4 (Nordnorge) og NO5 (Bergen mm)).
- Sverige: Energinet.dk data opdelt på 4 områder (SE1 (Nordsverige), SE2 (Mellemsverige med Sundsvall mm), SE3 (Göteborg, Stockholm m.m.) og SE4 (Sydsverige).
- Finland: Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 fra Entso-e (scenarie B ("best estimate")). I det følgende kaldt SO&AF-B. Der er tale om en publikation fra Entso-e, der for perioden frem mod 2025 opgør forventningerne til effekttilstrækkeligheden ud fra en standard-metodik med input fra de enkelte landes systemoperatører. Effekttilstrækkeligheden opgøres ud fra kapaciteten fordelt på typer i forhold til elforbruget i højlast ud fra et "best estimate" og et "conservative estimate". For 2030 opereres med et antal scenarier. Opgørelsesmetoden kan bedst karakteriseres som "avancerede effektbalancer". Der er ikke tale om en probabilistisk analyse.
- Tyskland: Energinet.dk data opdelt på to områder: Schleswig-Holstein (SWHO) og rest-Tyskland (RDE).
- Holland: SO&AF-B, jf. ovenfor.
- Storbritannien: SO&AF-B, jf. ovenfor.

I Figur 3 - Figur 9 illustreres kapacitetsbalancen 2020 for de 7 lande, der modelleres eksplicit i SISYFOS.

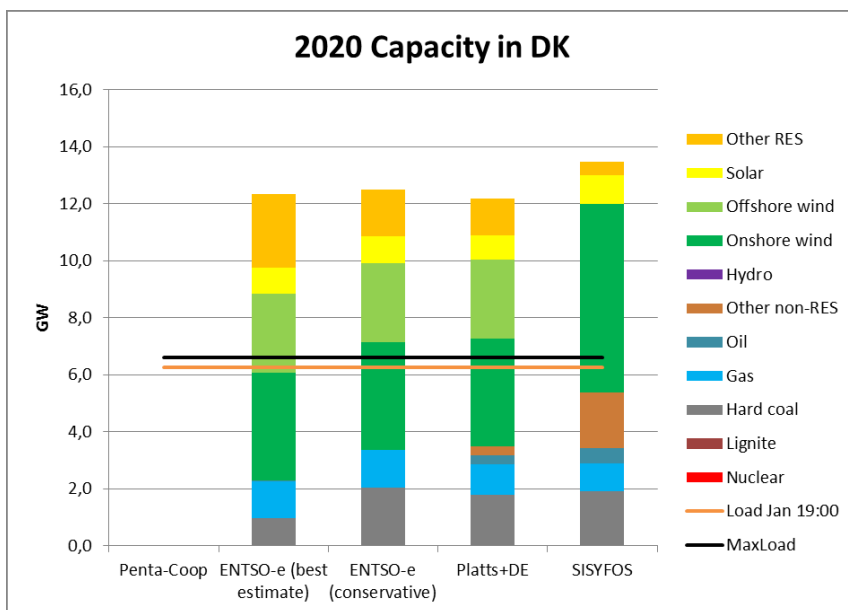
De antagne kapaciteter i SISYFOS sammenlignes med 4 andre opgørelser:

1. Pentalateral Energy Forum: Generation Adequacy Assessment. 05-03-2015. AT, BE, CH, DE, FR, LU, NL, (IT, ES, GB).
2. SO&AF-B.
3. ENTSO-E: Scenario Outlook And Adequacy Forecast 2014-2030 scenario A ("conservative"). I det følgende kaldt SO&AF-A.
4. Dansk Energi har stillet en teoretisk kapacitetsopgørelse til rådighed, hvor man er startet med de eksisterende kraftværker (fra Platts databasen) og ved hjælp af faste levetider for forskellige kraftværksteknologier³ beregnet kapaciteten fremover uden nye investeringer i termisk kapacitet. Denne beregning repræsenterer ikke Dansk Energi's forventninger – men skal blot illustrere den (ekstreme) situation, at der ikke foretages nybygning eller renovering af termisk kapacitet men alene udbygges med vind og sol.

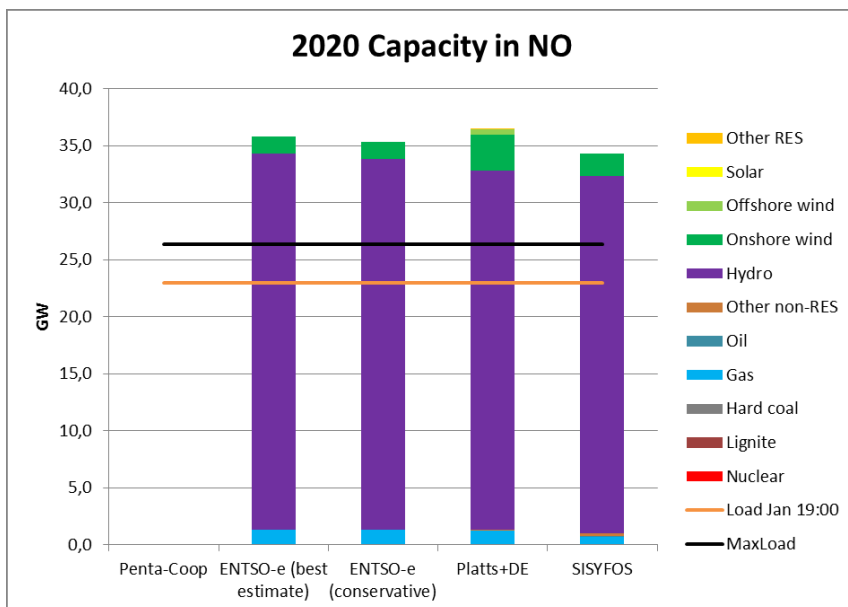
³ Damp turbineanlæg: 45 år, gasturbiner (OCGT og CCGT): 30 år, motoranlæg: 25 år.

Desuden er der regnet med lukning af specifikke værker f.eks. i GB som følge af IED direktivet.

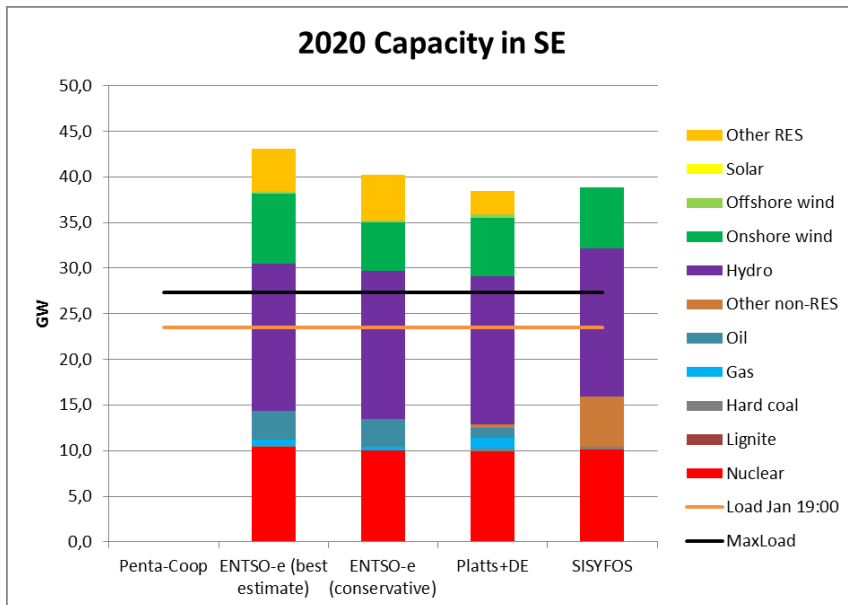
Der er i figurene vist to opgørelser af elforbruget. Den ene (Load Jan 19:00) er forbruget kl 19 i januar, således som Entso-e opgør det. Den anden (MaxLoad) er årets maksimale timeforbrug med brug af 2013-timekurver og de forudsatte årsforbrug.



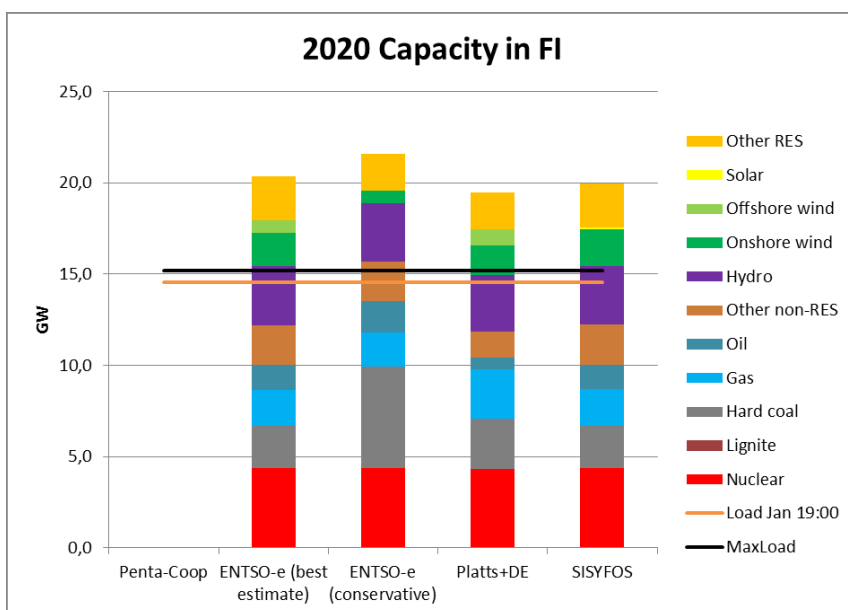
Figur 3 Kapacitetsbalance 2020 for Danmark i forskellige opgørelser.



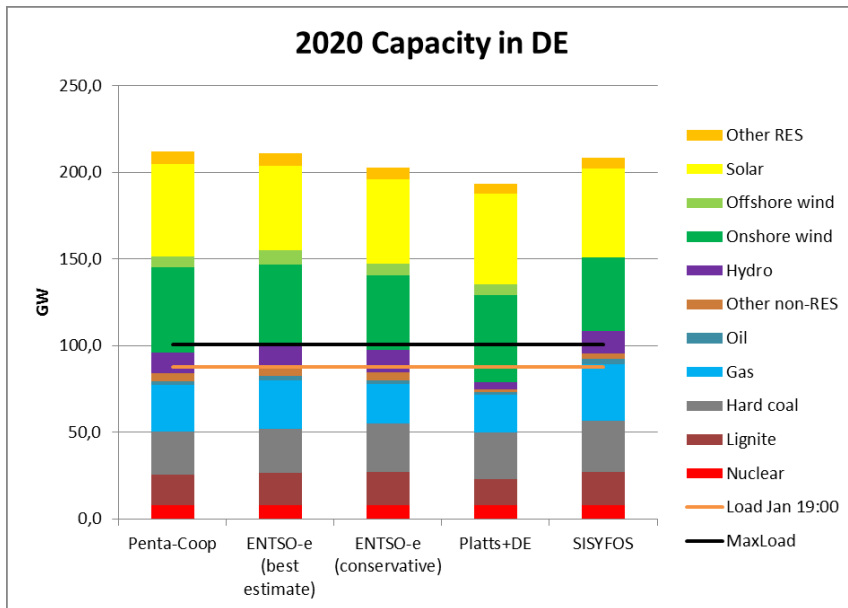
Figur 4 Kapacitetsbalance 2020 for Norge i forskellige opgørelser.



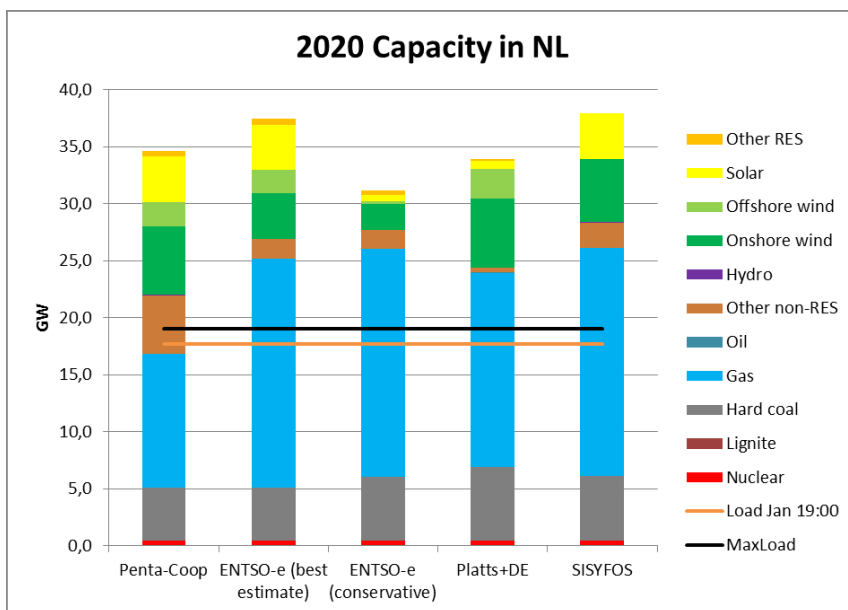
Figur 5 Kapacitetsbalance 2020 for Sverige i forskellige opgørelser.



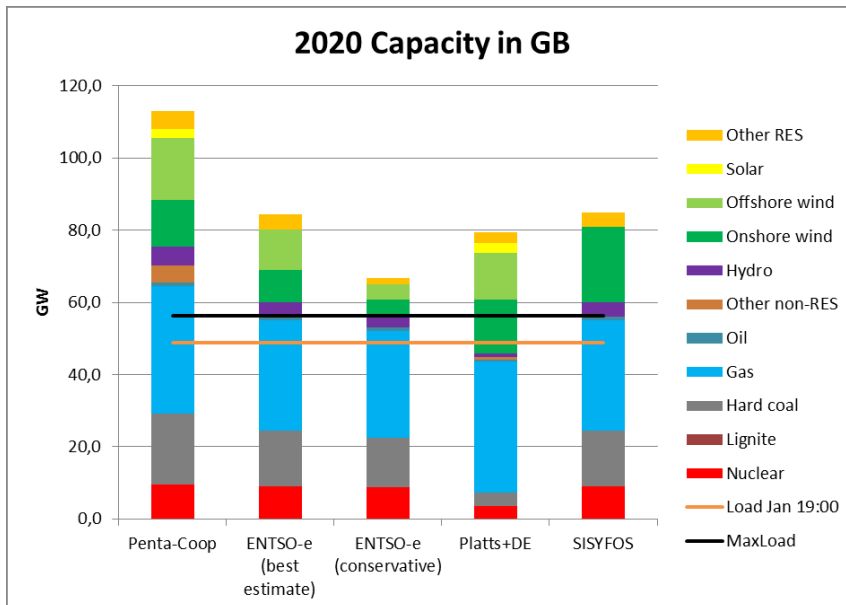
Figur 6 Kapacitetsbalance 2020 for Finland i forskellige opgørelser.



Figur 7 Kapacitetsbalance 2020 for Tyskland i forskellige opgørelser.



Figur 8 Kapacitetsbalance 2020 for Holland i forskellige opgørelser.



Figur 9 Kapacitetsbalance 2020 for Storbritannien i forskellige opgørelser.

Det bemærkes, at der generelt er anvendt lidt forskellige kategoriseringer i de forskellige opgørelser, hvilket vanskeliggør sammenligningerne lidt. Fx. er der i SISYFOS ingen opdeling af vindkraften på land- og havvind (al vind er i grafen kaldt landvind). Vindkapaciteten er desuden i SISYFOS regnet "baglæns" ved at starte med årsenergien og så beregne kapaciteten ud fra timekurvens maxværdi. Endelig er der i visse tilfælde forskellige kategoriseringer af den termiske kapacitet.

Det samlede indtryk af de forskellige opgørelser af den fremtidige kapacitet – og det maksimale forbrug - er, at der er ret stor usikkerhed, selv på det relativt korte sigt. Dette er blandt andet illustreret ved en følsomhedsberegning på en anden (væsentligt lavere) kapacitetsudbygning i nabolandene end forudsat af Entso-e.

Ledninger.

I Tabel 2 nedenfor ses forudsætningerne vedr. ledninger internt i modellen (eksterne ledninger betragtes som "kraftværker", se nedenfor).

Linje	Fra	Til	Kap. fra	Kap. til	Antal	Type	Udetid
Storebælt	DK1	DK2	590	600	1	HVDC	8,0 %
Skagerrak	DK1	NO2	1532	1532	4	HVDCi	8,0 %
Kontiskan	DK1	SE3	740	680	2	HVDCi	8,0 %
Tysklandsforbindelse	DK1	SWHO	1780	1500	5	ACi	5,0 %
Kontek	DK2	RDE	600	600	1	HVDCi	8,0 %
Söderåsen	DK2	SE4	1000	1000	2	ACi	5,0 %
Mörarp	DK2	SE4	700	300	2	ACi	5,0 %
Borrby (Bornholm-Sverige)	DK2	SE4	60	60	2	ACi	5,0 %
NO4_SE1	NO4	SE1	700	600	1	ACi	5,0 %
NO4_SE2	NO4	SE2	250	300	1	ACi	5,0 %
NO3_SE2	NO3	SE2	600	1000	1	ACi	5,0 %
NO1_SE3	NO1	SE3	2145	2095	2	ACi	5,0 %
Ivalo-Varangerbotn	NO4	FI	100	100	1	ACi	5,0 %
SE1_FI	SE1	FI	1500	1100	3	ACi	5,0 %
SE3_FI	SE3	FI	1200	1200	2	HVDCi	8,0 %
V.Kärrstorp-Herrenwyk	SE4	SWHO	600	600	1	ACi	5,0 %
SWHO-RDE	SWHO	RDE	6870	6870	6	AC	5,0 %
NO_GB	NO2	GB	0	0	1	HVDCi	8,0 %
BritNed	NL	GB	1000	1000	1	HVDCi	8,0 %
NorNed	NO2	NL	700	700	1	HVDCi	8,0 %
NL_RDE	NL	RDE	3500	3500	2	AC	5,0 %
DK_GB	DK1	GB	0	0	1	HVDCi	8,0 %
Cobra	NL	DK1	700	700	1	HVDCi	8,0 %

Tabel 2 Eksisterende elforbindelser (interkonnektorer).

Kilderne til disse kapaciteter er: Energinet.dk, Entso-E samt en konsulentundersøgelse fra det tyske firma B.E.T., der blev udarbejdet til Elanalysen.

Ud over de eksisterende ledninger antages følgende etableret i perioden frem til 2030:

- Øget kapacitet mellem Jylland og Tyskland før 2020 (1000 MW).
- Ny forbindelse mellem Sjælland og Tyskland via Kriegers Flak 2019 (400 MW).
- Nordlink (Norge-Tyskland) 2019 (1400 MW)
- Intern forstærkning mellem Schleswig-Holstein og det øvrige Tyskland før 2020 (8000 MW) og før 2025 (yderligere 6000 MW).
- Cobra 700 MW mellem Holland og DK1 2019.
- Forbindelse til Storbritannien (1400 MW; ikke besluttet; regnes ikke med i grundberegningen).

Forudsætninger vedrørende havari, revision og varmebinding.

Der benyttes en række faktorer, som bestemmer sandsynligheden for, at værker og ledninger er til rådighed i det enkelte tidsskridt. To parametre beskriver varmebindingen: DH_constant er den andel af kapaciteten, som ikke er temperaturafhængig og derfor er til rådighed året rundt (med undtagelse af havari og revision). DH_variable er den temperaturafhængige andel af kapaciteten, som betyder mindre rådighed om sommeren. Se Tabel 3.

Type	Beskrivelse	Unplanned Outage	Planned Outage	DH_constant	DH_variable
CHP	Dec. KV (uspecificeret)	8,0%	9,6%	0,3	0,7
CHPwaste	Dec. KV (affald)	8,0%	9,6%	1	0
CHPg	Dec. KV (gas)	8,0%	9,6%	0,3	0,7
ICHP	Industriel KV	8,0%	9,6%	0,9	0,1
ICHPg	Industriel KV (gas)	8,0%	9,6%	0,9	0,1
Nuclear	Kernekraft	8,0%	7,7%	1	0
HydroReg	Regulerbar vandkraft	8,0%	0,0%	1	0
Reserve	Reservekraft	8,0%	1,9%	1	0
CKVmbio	Central KV (biomassemodtryk)	8,0%	7,7%	0,8	0,2
CKVcoal	Central KV (kul, kondens eller udtag)	8,0%	7,7%	1	0
CKVlignite	Central KV (brunkul, kondens eller udtag)	8,0%	7,7%	1	0
CKVgas	Central KV (gas, kondens eller udtag)	8,0%	7,7%	1	0
CKVoil	Central KV (olie, kondens eller udtag)	8,0%	7,7%	1	0
CHPbio	Dec. KV (biomasse)	8,0%	9,6%	0,3	0,7
AC	AC-ledning	5,0%	0,0%	1	0
OtherRE	Uspec. VE-anlæg	8,0%	9,6%	1	0
HVDC	HVDC-ledning	8,0%	0,0%	1	0

Tabel 3 Havarital og varmebinding for anlæg og ledninger.

Vindkraft, solceller og uregulerbar vandkraft modelleres ved en årsenergimængde og en timeserie. Der optræder derfor ikke havarital m.m. for disse teknologier.

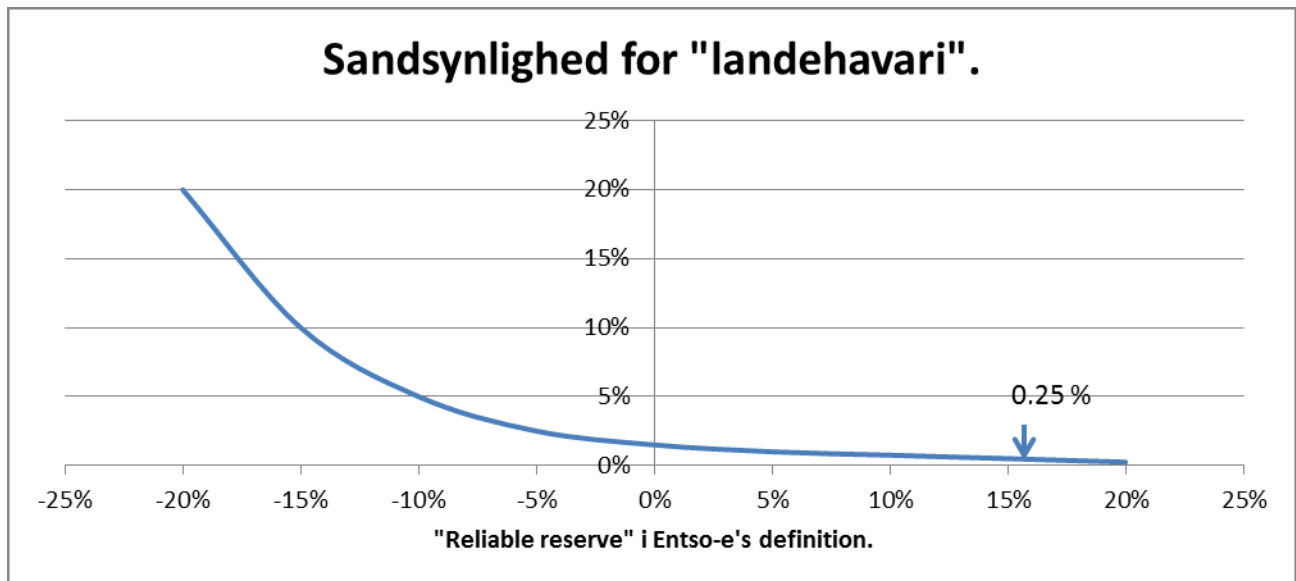
Forudsætninger vedr. lande uden for modellen.

For både Data16, Data9 og Data2 er der en række forbindelser mellem områder i modellen og områder uden for modellen. Disse modelleres ved tilfældige havarier af ledningerne til disse områder/lande kombineret med tilfældige "havarier" af de områder/lande, hvorfra ledningerne kommer – i det følgende kaldet "landehavarier" og forkortet LH. Der benyttes kun en LH-værdi for lande uden for modellen.

I den regionale beregning på DK, NO, SE, FI, DE, NL og GB benyttes LH for landene Rusland, Polen, Frankrig, Estland, Litauen, Tjekkiet, Schweiz, Belgien, Østrig, Irland, Nordirland og Luxembourg.

For den nationale beregning benyttes LH for de lande, Danmark er forbundet til eller bliver forbundet med, dvs. Norge, Sverige, Tyskland, Holland og (måske) Storbritannien.

Størrelsen af LH vurderes ud fra en beregning af landenes "available reserve", således som den angives i SOAF-B. Der antages en funktionel sammenhæng mellem available reserve og landehavaritallet som vist i Figur 10.



Figur 10 Den antagne sammenhæng mellem LH og "Reliable reserve" fra SO&AF-B.

Man kunne evt. forvente, at et elområde placeret øst eller vest for Danmark alt andet lige ville have større værdi for den danske elforsyningsikkerhed end et elområde placeret nord eller syd for Danmark, fordi der er mindre korrelation mellem vindkraft, solcelleproduktion og elforbrug. Der er dog ikke indregnet en effekt heraf i forudsætningerne om landehavari. Den geografiske spredning – herunder øst-vest / nord-syd problematikken indgår implicit i den regionale beregning – men altså ikke i den nationale.

Ovenstående funktinelle (og i sagens natur meget usikre) sammenhæng betyder, at LH ændrer sig over tid. De resulterende LH-værdier ses i Tabel 4.

Land	2015	2020	2025
Østrig	0,25 %	0,25 %	0,25 %
Belgien	1,50 %	1,50 %	1,00 %
Schweiz	0,75 %	1,00 %	2,50 %
Tjekkiet	0,25 %	0,25 %	2,50 %
Tyskland	1,00 %	1,50 %	5,00 %
Estland	0,75 %	2,50 %	10,00 %
Finland	5,00 %	1,50 %	1,50 %
Frankrig	0,75 %	1,00 %	1,50 %
Storbritannien	0,50 %	0,75 %	0,50 %
Irland	0,25 %	0,25 %	0,75 %
Litauen	0,25 %	1,50 %	0,25 %
Luxembourg	0,25 %	0,25 %	0,25 %
Holland	0,25 %	0,25 %	0,25 %
Norge	0,25 %	0,25 %	0,25 %
Polen	0,75 %	1,00 %	1,00 %
Sverige	0,25 %	0,50 %	0,50 %
SE3	0,75 %	0,75 %	0,75 %
SE4	1,50 %	1,50 %	1,00 %

Tabel 4 LH ("landehavarital" for forskellige elområder).

Der kan knyttes en række bemærkninger til disse tal:

- Som hovedregel stiger LH over tid, fordi de fleste lande får lavere "reliable reserve" fremover.
- For Tyskland regner Energinet.dk med 1,5 %. Det stemmer med SISYFOS værdien i 2020. I 2025 regner SISYFOS med en større LH for Tyskland (5 %).
- For Norge er LH 0,25 % gennem hele perioden. Det stemmer med den værdi, der antages af Energinet.dk.
- For Sverige i gennemsnit bliver LH 0,25 % i dag, stigende til 0,50 % fra 2020. Da der imidlertid er forbindelse til SE3 og SE4, og da der er netbegrænsninger i Sverige ("snit 3" og "snit 4"), regnes med højere LH for SE3 og SE4. Her er anvendt Energinet.dk's værdier.
- For Holland regner SISYFOS med 0,25 % i hele perioden. Det er mindre end de 1 %, som Energinet.dk regner med.
- For Storbritannien regner SISYFOS med 0,5-0,75 %. Det er mindre end de 2 %, som Energinet.dk regner med.

Under alle omstændigheder er LH en størrelse, der på den ene side er meget vanskelig at estimere og som på den anden side har meget stor betydning. For videre diskussion heraf henvises til senere afsnit med resultater og følsomhedsanalyser.

Timeværdier.

Der er benyttet normerede timeværdier i MW/TWh af elforbrug, vindkraftproduktion, solcelleproduktion og uregulerbar vandkraft. Timeværdierne er simultane fra året 2013 eller 2014 og opgjort i C.E.T. vintertid. Timeværdierne skaleres op og ned med årsværdien i TWh af elforbruget, vindkraftproduktionen, solcelleproduktionen eller den uregulerbare vandkraftproduktion. Det har p.t. ikke været muligt at skaffe brugbare simultane sæt for alle lande af timeværdier fra tidligere år.

Det antages dermed, at de historiske variationer, som er observeret i 2013 og 2014, indeholder de kombinationer af vindkraft, solproduktion og elforbrug, man kan forstille sig i fremtiden. Effekterne af stormen Allan (27.-28. oktober 2013) og stormen Bodil (4.-7. december 2013) indgår i de anvendte tidsserier.

I visse tilfælde mangler timeværdier. I disse tilfælde er benyttet timeværdier for samme periode fra et andet, nærtliggende elområde. Herved overvurderes risikoen for effektmangel (idet den geografiske udglatning undervurderes).

Timeværdierne for elforbrug stammer fra Energinet.dk's markedsdata (Danmark) og Entso-e (andre lande end Danmark).

Timeværdier for vindkraft stammer fra Energinet.dk's markedsdata (Danmark), Dansk Energi (GB 2014 og Sverige), www.pfbach.dk (Finland 2013, Tyskland, GB 2013).

Timeværdier for solceller stammer fra Energinet.dk's markedsdata (Danmark 2014), Dansk Energi (Sverige) og www.pfbach.dk (Tyskland).

Timeværdier for uregulerbar vandkraft stammer fra www.nve.no (syntetisk timeserie baseret på ugeværdier af tilsig i Norge; anvendes for hele Norden) og Energinet.dk (Tyskland).

De anvendte timeværdier er beskrevet nærmere i bilag B.

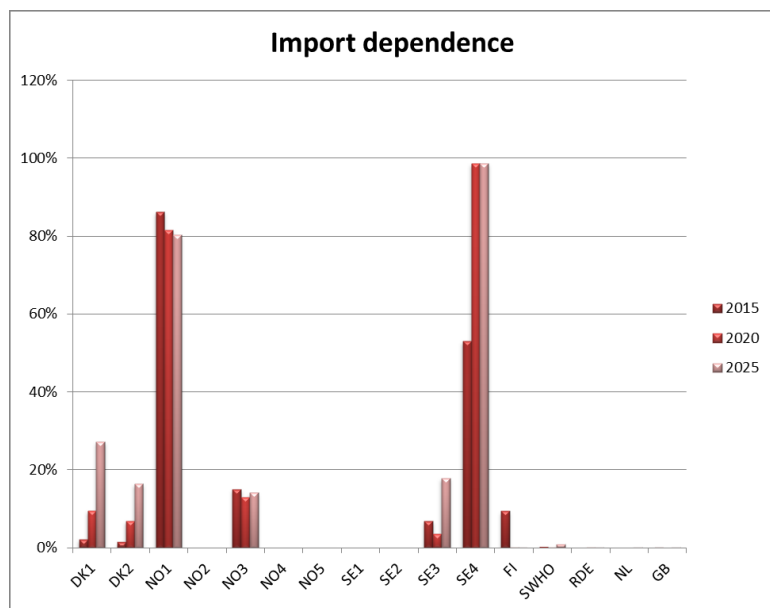
Effekttilstrækkelighed 2015-2025 (regionale beregninger på Data16).

Der er foretaget en simulering af årene 2020 og 2025 på SISYFOS med datasættet Data16 (Tabel 5). Der er ikke simuleret på 2015, da denne simulering antages at give lavere LOLP end 2020. Der forekommer kun effektmangel i Norge 3 (Trondheim-området). Der forekommer i disse beregninger ikke effektmangel i Danmark, eller rettere: effektmangelen er under den statistiske usikkerhed, dvs. at der er ~90 % sikkerhed for, at den sande LOLP-værdi er lavere end 1,1 minutter/år. Se bilag A for en beskrivelse af den statistiske usikkerhed. Der er ikke simuleret på 2015, da denne simulering antages at give lavere LOLP end i 2020.

Område	2015	2020	2025
DK1	-	<~1,1	<~1,1
DK2	-	<~1,1	<~1,1
NO1	-	<~1,1	<~1,1
NO2	-	<~1,1	<~1,1
NO3	-	6,8	7,7
NO4	-	<~1,1	<~1,1
NO5	-	<~1,1	<~1,1
SE1	-	<~1,1	<~1,1
SE2	-	<~1,1	<~1,1
SE3	-	<~1,1	<~1,1
SE4	-	<~1,1	<~1,1
FI	-	<~1,1	<~1,1
SWHO	-	<~1,1	<~1,1
RDE	-	<~1,1	<~1,1
NL	-	<~1,1	<~1,1

Tabel 5 Sandsynligheden for effektmangel (LOLP-minutter/år) beregnet på Data16. Timekurver fra 2013. Antal simuleringer: 1,16 mio.

I Figur 11 ses den beregnede importafhængighed af de forskellige elområder, der indgår i simuleringen. Det fremgår, at NO1 (Oslo og omegn) og SE4 (Sydsverige) er de områder, der har størst importafhængighed. Det fremgår også, at den danske importafhængighed stiger over tid.



Figur 11 Importafhængighed af de 16 elområder.

I Figur 12 ses den beregnede gennemsnitlige effektreserve til rådighed for 2015, 2020 og 2025 i forhold til områdets maksimale elforbrug.dvs.

(Middelproduktion til rådighed - Maxforbrug)/Maxforbrug

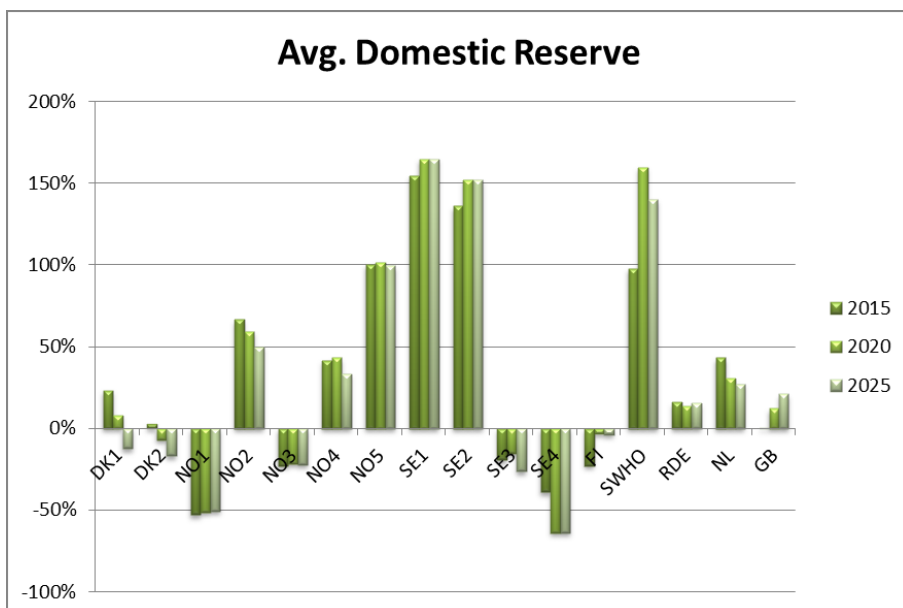
I modsætning til installeret kapacitet er der i den gennemsnitlige effektreserve taget hensyn til værkernes pålidelighed. Fx indgår vindkapaciteten nu kun med omkring 33 % af den installerede kapacitet (Danmark) og 20 % af den installerede kapacitet (Tyskland). Solceller indgår med omkring 15 % af den installerede kapacitet. Termiske værker indgår med mellem 50 % og 85 % af deres installerede kapacitet – afhængigt af graden af varmebinding. Udlandsforbindelser indgår ikke.

Det fremgår blandt andet, at

- Den gennemsnitlige effektreserve i DK1 og DK2 aftager over tid.
- Den gennemsnitlige effektreserve i DK1 er større end i DK2.
- Den gennemsnitlige effektreserve er positiv i både Norge og Sverige – men der er store forskelle mellem de enkelte prisområder. Fx har Oslo-området og Sydsverige en væsentligt lavere gennemsnitlig efftetreserve end landene i gennemsnit.
- Den gennemsnitlige effektreserve i Finland er negativ i dag men forbedres i takt med indfasning af mere kernekraft.
- Den gennemsnitlige effektreserve i Tyskland er positiv og nogenlunde konstant.

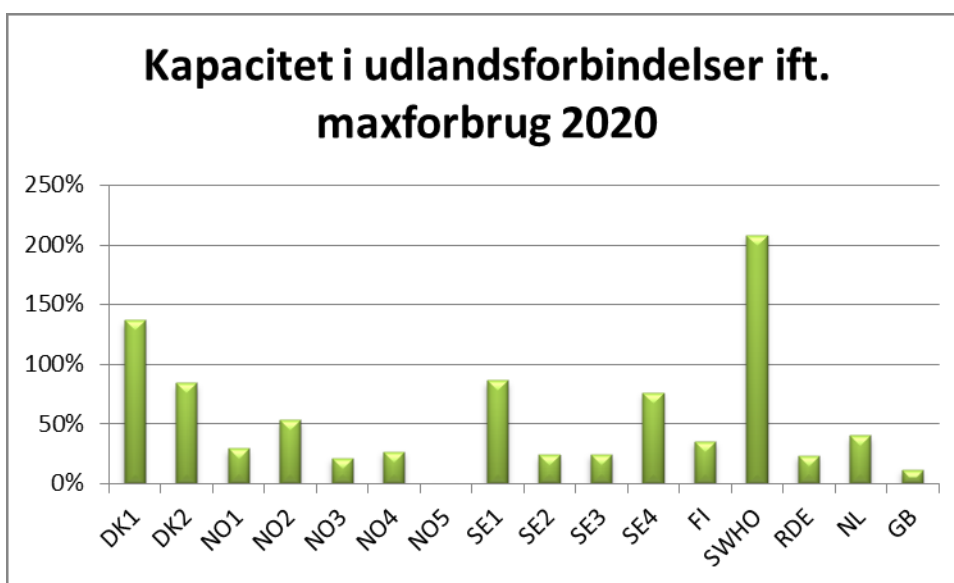
- Den gennemsnitlige effektreserve i Holland er positiv men faldende.
- Den gennemsnitlige effektreserve i Storbritannien er positiv og stigende.

Den gennemsnitlige effektreserve er **ikke** et direkte mål for effekttilstrækkeligheden eller elforsyningsikkerheden, men den er en indikation af mulighederne for at kunne trække på de enkelte områder.



Figur 12 Gennemsnitlig effektreserve ekskl. udlandsforbindelser.

I Figur 13 nedenfor ses den installerede kapacitet i udlandsforbindelser fra de enkelte elområder i Data 16 for året 2020, målt i forhold til årets maksimale elforbrug. DK1 har ca. 140 % af årsmax i udlandsforbindelser.



Figur 13 Installeret kapacitet i udlandsforbindelser 2020 i forhold til maksimalt elforbrug for de betragtede elområder.

Effekttilstrækkelighed 2015-2025 (regionale beregninger på Data9).

Der er desuden foretaget en simulering af årene 2020 og 2025 på datasættet Data9 (Tabel 6). Der er ikke simuleret på 2015, da denne simulering antages at give lavere LOLP end i 2020.

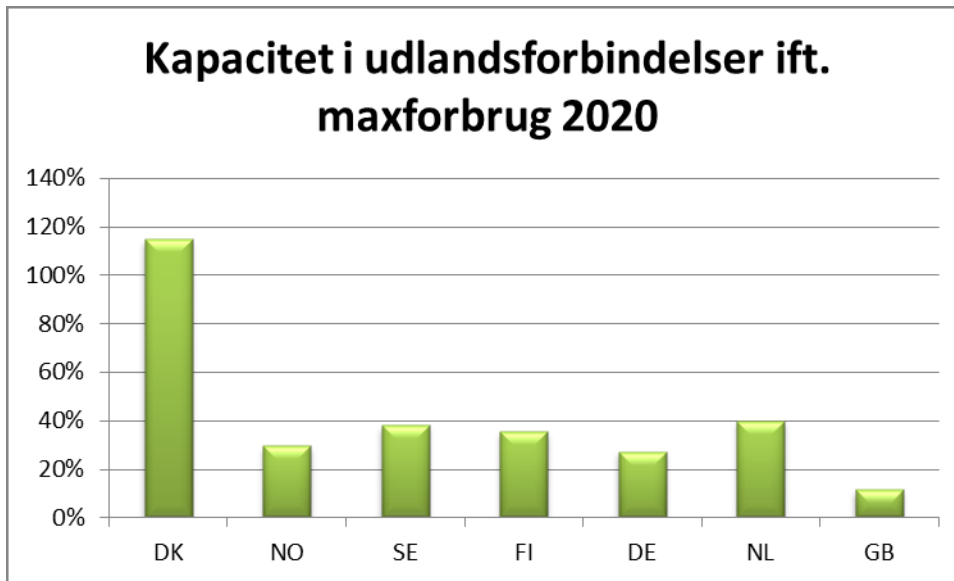
Område	2015	2020	2025
DK1	-	<~0,7	<~0,7
DK2	-	<~0,7	0,6
NO	-	<~0,7	<~0,7
SE12	-	<~0,7	<~0,7
SE3	-	<~0,7	<~0,7
SE4	-	<~0,7	<~0,7
FI	-	<~0,7	<~0,7
DE	-	<~0,7	<~0,7
NL	-	<~0,7	<~0,7

Tabel 6 Sandsynligheden for effektmangel (LOLP-minutter/år) beregnet på Data9. Timekurver for 2013 og 2014. Antal simuleringer 1,75 mio.

Effekt mangelen i Norge, som optræder i Data16 (Tabel 5) er forsvundet, da Norge i Data9 regnes som ét område.

Der forekommer imidlertid i denne beregning effektmangel i DK2 i 2025, hvilket der ikke gjorde med Data16 (hvilket dog kan forklares af statistisk usikkerhed). Den relativt lave hyppighed af effektmangel i Danmark i den regionale beregning står i kontrast til beregningerne på Danmark alene (se næste afsnit). Dette diskuteres i næste afsnit.

I Figur 13 ses den installerede kapacitet i udlandsforbindelser i forhold til det maksimale elforbrug i de betragtede lande. Danmark har en kapacitet i udlandsforbindelser, der er væsentligt højere end de andre landes (relativt set), hvilket forklarer, at Danmark kan have en forholdsvis god effekttilstrækkelighed med en relativt begrænset indenlandsk kapacitet.



Figur 14 Installeret kapacitet i udlandsforbindelser 2020 i forhold til maksimalt elforbrug for de betragtede lande.

Effekttilstrækkelighed 2015-2025 (nationale beregninger på Data2).

Med datasættet Data2 er der udført en række simuleringer med 2*1000*8760 timer pr. kørsel. Dvs. knap 20 millioner timer. Beregningerne er gennemført med både 2013- og 2014 timeserier.

Den beregnede hyppighed af effektmangel for de tre modelår ses i Tabel 7. Der forekommer effektmangel i DK2 i alle år. I DK1 begynder effektmangel først at optræde 2030. De beregnede afbrudsminutter er dels "ren LOLP", dvs. sandsynligheden for effektmangel ganget med antallet af minutter i et år (uden hensyntagen til hvor meget elforbrug, der kobles af), dels et antal minutter beregnet efter Energinet.dk's metode, hvor de beregnede tilfælde med effektmangel omsættes med en vis sandsynlighed til totalt blackout, der sættes i relation til, hvor mange større kraftværker og HVDC-forbindelser, der er i drift på det tidspunkt, hvor effekt mangelen forekommer. For en nærmere beskrivelse henvises til bilag A.

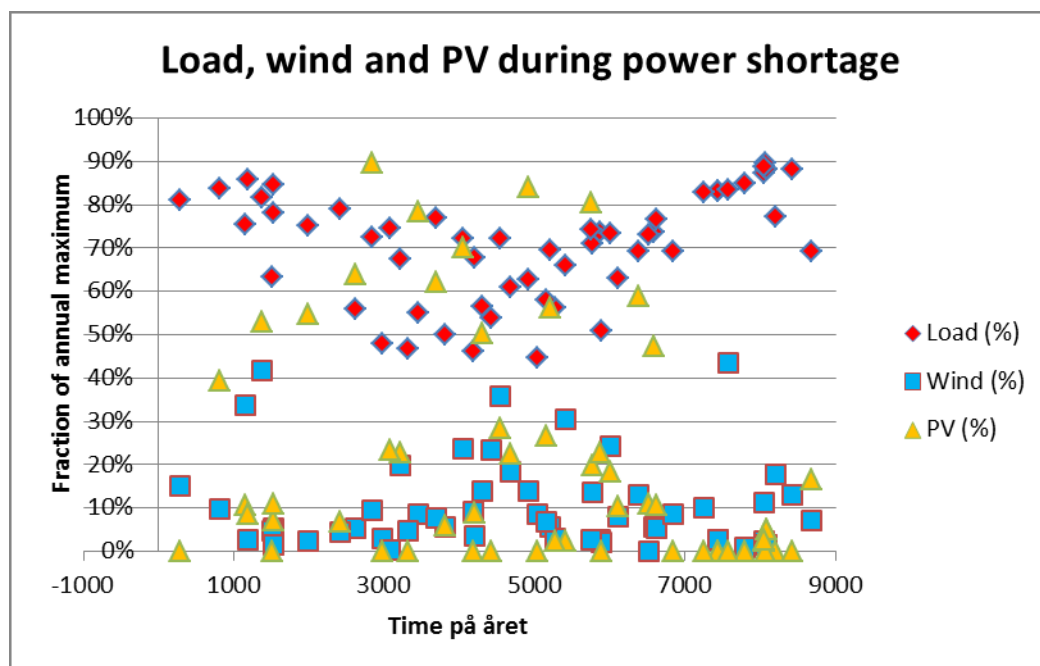
Resultatet i Tabel 7 bekræfter nogenlunde konklusionen fra Elanalysen 2014, men effekt mangelen i DK2 er mere udpræget her, hvilket skyldes mindre kapacitet i de nye beregninger.

Område	2015	2020	2025
DK1	<~0,1	<~0,1	1,3 / 0,7
DK2	0,27 / 0,15	3,3 / 1,5	29 / 15

Tabel 7 Simuleret hyppighed (minutter/år) af effektmangel for DK1 og DK2. 2*1000*8760 timer (halvdelen med 2013 timeserier, halvdelen med 2014 timeserier). **Blå tal er LOLP-minutter (hyppighed af effektmangel).** **Røde tal er EUE-minutter (forventet ikke leveret energi omregnet til vægtede afbrudsminutter).**

Den beregnede effektmangel forekommer ikke udelukkende under spidslast og ikke udelukkende ved lav vindkraft- og solcelleproduktion. Dette illustreres i Figur 15. der er et simuleret resultat af effektmangel i DK2 2020. Der er simuleret 1000 år, dvs. effektmangel forekommer i gennemsnit 0,056 gange pr. år, svarende til godt 3 minutter. Det ses, at de simulerede tilfælde af elmangel forekommer ved elforbrug mellem 45 % og 90 % af årsmax. Vindproduktionen ligger mellem 0 % og godt 40 % af årsmax. Middel-vindproduktionen ligger omkring 35 % af årsmax, så vindproduktionen under effektmangel er typisk en del "under middel" – men kan altså være lidt over middel. Solcelleproduktionen under effektmangel kan være både meget høj og meget lav. Dette hænger sammen med, at solceller "fylder" relativt lidt og derfor kun har lille betydning for effekt mangelen i DK2 i 2020. Det ses også, at den simulerede effektmangel forekommer hele året og ikke kun om vinteren.

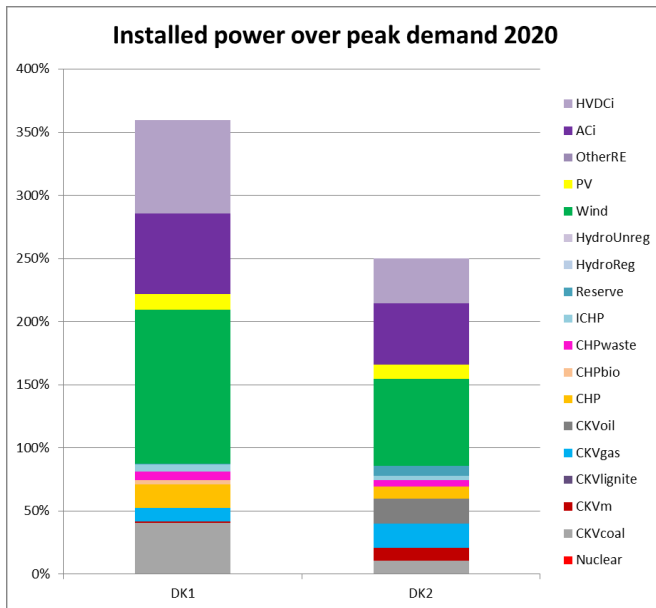
Figuren illustrerer, hvorfor traditionelle effektbalancer, hvor installeret kapacitet (typisk vægtet) sammenlignes med årsmaxforbrug, ikke er særligt velegnede til at sige noget om effekttilstrækkeligheden.



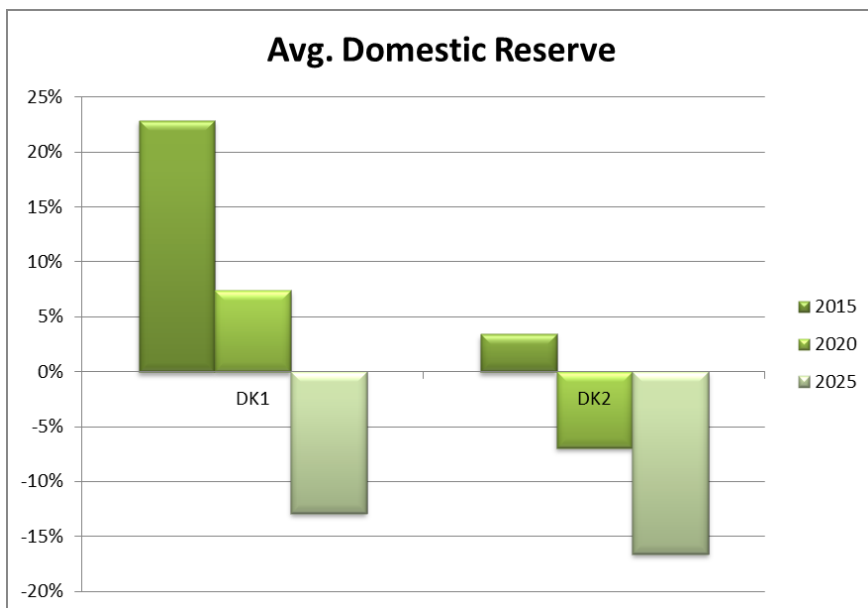
Figur 15 Elforbrug, vindkraftproduktion og solcelleproduktion i DK2 2020 under effektmangel (simuleret resultat af 1000 års kørsler).

I Figur 16 og Figur 17 nedenfor illustreres effektsituationen i DK1 og DK2 i 2020 på to forskellige måder. Figur 16 viser den installerede kapacitet inkl. forbindelser til udlandet og med vind og sol regnet til deres fulde kapacitet. Denne beregning viser tilsyneladende en betydelig overkapacitet, men de forskellige kapacitetstyper har ikke samme værdi for forsyningssikkerheden. Figur 17 viser i stedet det gennemsnitlige kapacitetsoverskud. Her er hvert anlægs kapacitet talt med som det, der i gennemsnit er til rådighed over årets timer, og summen sættes i forhold til årets forbrugsspids. Ingen af de to figurer siger dog noget direkte om effekttilstrækkeligheden.

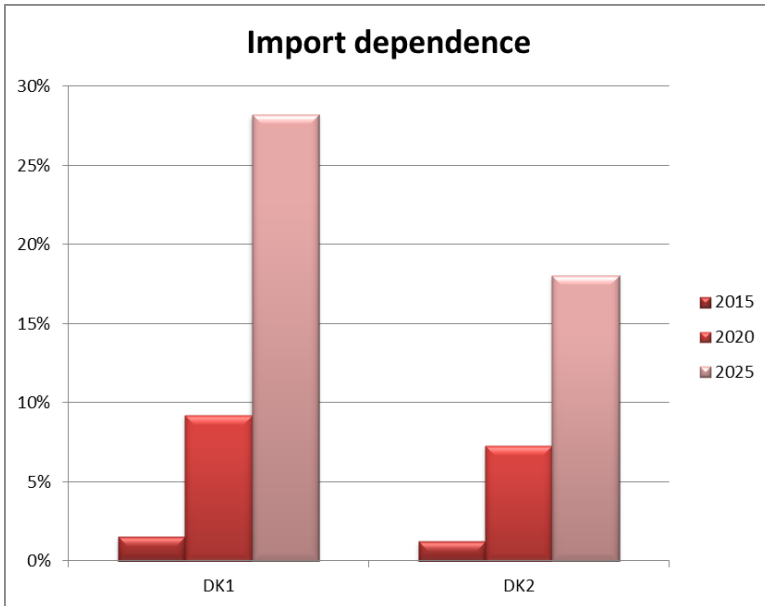
i Figur 18 vises den andel af tiden, hvor hhv. DK1 og DK2 ikke kan forsyne sig selv, dvs. den andel af tiden, hvor produktionskapaciteten til rådighed i et område er mindre end elforbruget i samme område. Øget importafhængighed er ikke i sig selv et problem for effekttilstrækkeligheden, hvilket bl.a. kan ses af, at importafhængigheden er lidt højere i DK1 end i DK2, uanset at effekttilstrækkeligheden er bedre i DK1 end i DK2, jf. Tabel 7.



Figur 16 Installeret effekt i DK1 og DK2 2020 i forhold til årets forbrugsspids (100 %).

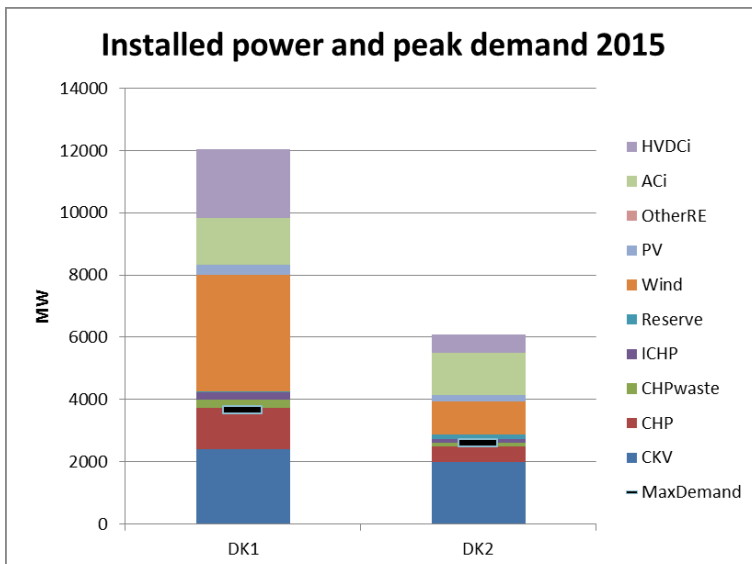


Figur 17 Gennemsnitlig effektreserve i DK1 og DK2 over tid i forhold til forbrugsspidsen.

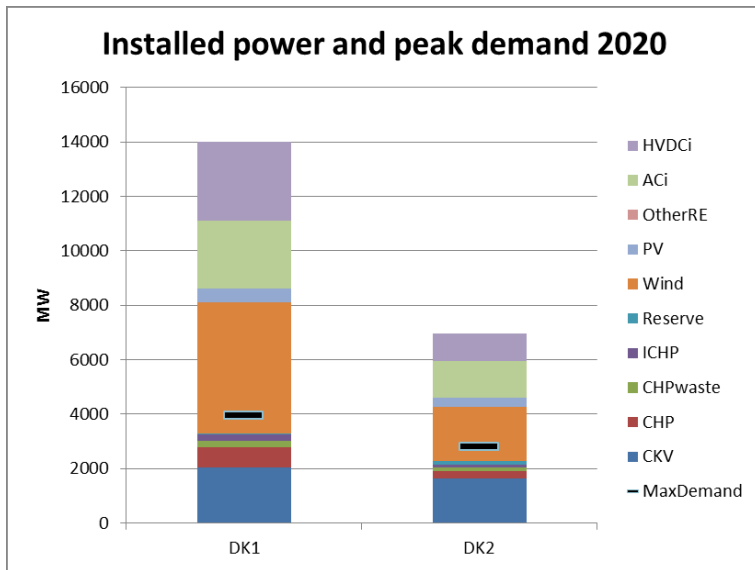


Figur 18 Importafhængigheden.

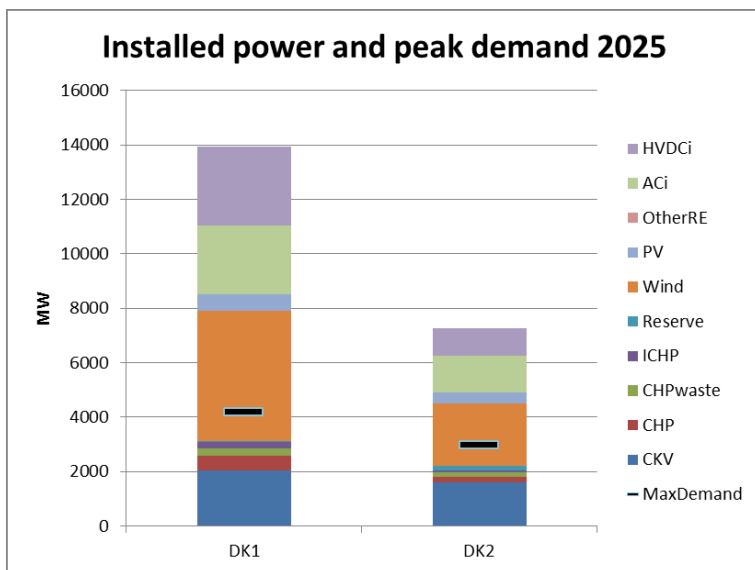
Udviklingen i kapacitetssammensætningen 2015-2025 i Danmark i absolutte tal illustreres i Figur 19 - Figur 21.



Figur 19 Installeret kapacitet og maxforbrug 2015.



Figur 20 Installeret kapacitet og maxforbrug 2020.



Figur 21 Installeret kapacitet og maxforbrug 2025.

Sammenligning af regionale og nationale beregninger af effektmangel.

Beregningerne på Data16, Data9 og Data2 burde give nogenlunde samme sandsynlighed for effektmangel i DK1 og DK2, hvis begge datasæt er "rigtige".

Beregningerne på Data16 og Data9 giver imidlertid lavere hyppighed af effektmangel i Danmark end den nationale beregning på Data2.

Beregningerne kunne derfor tyde på, at det valgte niveau for LH generelt kan være for højt. Dvs. at effekttilstrækkeligheden i DK1 og DK2 måske er bedre end det fremgår af den nationale beregning. En mulig forklaring herpå er, at den geografiske spredning af vindkraftvariationer m.m. evt. kan have en større positiv effekt, end man umiddelbart skulle tro. Dette er foreløbig kun en hypotese.

Dette ræsonnement forudsætter dog, at effektsituationen i de omkringliggende lande er korrekt vurderet. En væsentligt lavere effektudbygning i nabolandene end antaget i basisberegningen kan få stor betydning for effekttilstrækkeligheden i Danmark (se følsomhedsanalyserne).

De regionale beregninger er gennemført ud fra den forudsætning, at effektoverskud i ét land stilles til rådighed for nabolandene uden forhindringer af nogen art (hvis der er overføringskapacitet nok i den enkelte time). Dvs. at markedet eller andre faktorer ikke lægger hindringer i vejen for, at kapaciteten kan udnyttes. Sådanne markedsbegrænsninger eksisterer dog i praksis, og der kan derfor eventuelt være grund til at være lidt konservativ m.h.t. antagelserne om landehavariet.

Følsomhedsberegninger.

Der er foretaget et antal følsomhedsberegninger. De fleste er gennemført som nationale beregninger. Dette skyldes især regnetiden på SISYFOS, der er betragteligt kortere med det nationale datasæt.

Hurtig kapacitetslukning i udlandet (regional beregning).

Dansk Energi har til brug for analysen stillet et datasæt til rådighed for kapacitetsudviklingen i nabolandene. Dette er udarbejdet med udgangspunkt i Platts database over eksisterende kraftværker i Europa kombineret med antagelser om levetider for forskellige typer af kraftværker (se under afsnittet Produktionskapacitet). Datasættet adskiller sig fra Entso-e's data især ved, at der omkring 2025 er væsentligt lavere termisk kapacitet i Tyskland (71 GW mod 99 GW) og Holland (21 mod 27 GW). Datasættet er ikke udtryk for Dansk Energi's forventninger - men skal blot illustrere den ekstreme situation, at der ikke foretages nybygning eller renovering af termisk kapacitet men alene udbygges med vind og sol.

I denne følsomhedsberegning er der en markant stigning i LOLP i DK1, Tyskland og Holland (se Tabel 8). Der er også en stigning i LOLP i DK2 og SE4. At effekten i DK1 er markant større end i DK2, formodes at skyldes, at DK1 i 2025 har 3200 MW udvekslingskapacitet til Tyskland og Holland, mens DK2 kun har 1000 MW. Derfor mærker DK1 først en dårlig effektsituation i Tyskland.

Den store effektmangel i Tyskland vil næppe få lov at indtræffe i praksis. Men beregningen illustrerer, at effektudviklingen i bla. Tyskland bør følges nøje. Holland har en lovbestemt grænse for forventet mangel på effekt på 3 timer (180 minutter), så en forventningsværdi på 352 minutter ville nødvendiggøre tiltag, dvs. de 352 minutter ville ikke få lov at indtræffe i praksis.

	2020 Basis	2020 DE	2025 basis	2025 DE
DK1	<~0,7	<~0,6	<~0,7	119
DK2	<~0,7	<~0,6	0,6	1,1
NO	<~0,7	<~0,6	<~0,7	<~1,3
SE12	<~0,7	<~0,6	<~0,7	<~1,3
SE3	<~0,7	<~0,6	<~0,7	<~1,3
SE4	<~0,7	<~0,6	<~0,7	1,6
FI	<~0,7	<~0,6	<~0,7	<~1,3
DE	<~0,7	<~0,6	<~0,7	2145
NL	<~0,7	<~0,6	<~0,7	352

Tabel 8 Beregnet forskel i simpel LOLP (minutter/år) med hhv. basisberegning og ingen termisk udbygning i Tyskland og Holland m.m.

Hurtigere lukning af Ringhals 1 og 2 (regional beregning).

Vattenfall udsendte en markedsmeddelelse den 28. april 2015 om at man vil lukke Ringhals 1 og 2 før tiden, nærmere bestemt mellem 2018 og 2020 i stedet for som tidligere forudsat i 2025. I grundberegningen er Ringhals 1 og 2 med i 2020 men ikke i 2025. Der er lavet en følsomhedsberegning for 2020, hvor Ringhals 1+2 er lukket.

Der forekommer ikke effektmangel i Danmark i denne beregning. Beregningen er lavet med 0,6 mio. tidsskridt, og den statistiske usikkerhed betyder derfor, at man kun kan sige at LOLP med 90 % sandsynlighed er mindre end 1,9 minutter.

Ændret sandsynlighed for, at udlandet ikke kan levere (national beregning).

Blandt de mest usikre antagelser er formentlig antagelserne om størrelsen af sandsynligheden for "landehavarier" (LH). Der er derfor gennemført en følsomhedsberegning, hvor disse sandsynligheder hhv. halveres ($\frac{1}{2}$ *LH) og fordobles (2 *LH). Beregningen er lavet for 2020 (Tabel 9) og 2025 (Tabel 10).

(minutter/år 2020)	Udgangsberegning	$\frac{1}{2}$ *LH	2 *LH
DK1	<~0,1	<~0,1	<~0,1
DK2	3,3	1,5	5,2

Tabel 9 Effekten af ændrede forudsætninger om "landehavarier" 2020. $2*1000*8760$ tidsskridt. Rene LOLP-minutter.

(minutter/år 2025)	Udgangsberegning	$\frac{1}{2}$ *LH	2 *LH
DK1	1,6	0,3	2,7
DK2	29	11	35

Tabel 10 Effekten af ændrede forudsætninger om "landehavarier" 2025. $2*1000*8760$ tidsskridt. Rene LOLP-minutter.

Havarisandsynlighed på udlandsforbindelser (national beregning).

I udgangsberegningen er der regnet med 8 % udetid på HVDC- og 5 % på AC-forbindelser. Disse udetider afspejler den tekniske rådighed. Der er udarbejdet en følsomhed med dobbelt så store havarital, dvs. 16 % for HVDC- og 10 % for AC-forbindelser. Der er igen grund til at forvente så høje havarital, men følsomhedsberegningen kunne illustrere konsekvenserne af, at forbindelserne blev lukket hyppigere af markeds-mæssige årsager. Resultatet ses i Tabel 11. Det ses, at udetiden for ledningene har stor betydning for den forventede effektmangel.

(minutter/år 2020)	Udgangsberegning	2*havarifaktor på udlandsforbindelser
DK1	<~0,02	0,24 / 0,18
DK2	3,3 / 1,5	10 / 5,9

Tabel 11 Følsomhedsberegning for 2020 med dobbelt havarifaktor på udlandsforbindelserne. Blå tal er simple LOLP-minutter. Røde tal er EUE-minutter.

Lukningstempo for centrale værker (national beregning).

Der er udarbejdet en følsomhedsberegning for 2020 med hurtigere lukning af central kapacitet i Danmark. Beregningsteknisk er antaget, at Esbjergværket erstattes af en 60 MW biomassfyret modtryksenhed, svarende til et tab af kapacitet på 340 MW, og at Kyndbyværkets blok 21 lukker før 2020, svarende til et tab af kapacitet på 260 MW. Der er ikke taget stilling til realismen heri – der er udelukkende tale om beregningsmæssige antagelser, der skal illustrere effekten af lukning af yderligere kapacitet.

Resultatet af beregningen (se Tabel 12) bliver en reduceret effekttilstrækkelighed i DK2, mens der ikke ses en tilsvarende reduktion i DK1.

(minutter/år 2020)	Udgangsberegning	Lukning af 600 MW central kapacitet
DK1	<~0,02	<~0,02
DK2	3,3 / 1,5	8,8 / 4,5

Tabel 12 Konsekvens af yderligere lukning af central kapacitet. Blå tal er simple LOLP-minutter. Røde tal er EUE-minutter.

Hurtigere lukning af decentrale kraftvarmeværker (national beregning).

I grundberegningen antages, at omkring halvdelen af de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker lukker omkring 2020 som følge af bortfaldet af grundbeløbet med udgangen af 2018. Der er udarbejdet en følsomhed (worst case scenario), hvor al naturgaskraftvarme lukker. Dvs. yderligere 1000 MW i 2020 (730 MW i DK1 og 270 MW i DK2). Resultatet ses i Tabel 13 for 2020 og Tabel 14 for 2025. Det ses, at lukningen har størst effekt i 2025, hvor systemet er mere anstrengt.

(minutter/år 2020)	Basisberegning	Alle NG-DKV lukker
DK1	<~0,02	<~0,02
DK2	3,3 / 1,5	3,9 / 2,9

Tabel 13 Betydning for effekttilstrækkeligheden i 2020 af lukning af alle decentrale kraftvarmeværker på naturgas. Blå tal er simple LOLP-minutter. Røde tal er EUE-minutter.

(minutter/år 2025)	Basisberegning	Alle NG-DKV lukker
DK1	1,3 / 0,7	5,8 / 7,2
DK2	29 / 15	42 / 27

Tabel 14 Betydning for effekttilstrækkeligheden i 2025 af lukning af alle decentrale kraftvarmeværker på naturgas. Blå tal er simple LOLP-minutter. Røde tal er EUE-minutter.

Afkobling af varmebinding på decentrale værker (national beregning).

I grundberegningen antages de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker at have en høj grad af varmebinding. I de senere år, efter at de gasfyrede decentrale værker er kommet på elmarkedet, er elproduktionen som hovedtendens gået ned på grund af forringet forhold mellem elsalgspris og gaskøbspris. Hvis produktionen på disse værker under alle omstændigheder kan forventes at være lille, kunne deres varmebinding reduceres, og værkerne kunne i højere grad indgå som reserve- og regulerkraft.

Der er udarbejdet en følsomhed, hvor varmebindingen reduceres fra 70 % til 10 % på de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker. Beregningen er foretaget på 2025 for at have effekten på DK1 med (hvor de fleste anlæg ligger). Resultatet ses i Tabel 15. Der er altså en tydelig positiv effekt på effekttilstrækkeligheden, hvis de decentrale naturgasfyrede værker frigøres fra deres varmebinding. Effekten er relativt set størst i DK1, hvor bestanden af disse værker er størst.

(minutter/år 2025)	Basisberegning	Reduceret varmebinding
DK1	1,6	0,48
DK2	29	23

Tabel 15 Effekt af reduceret varmebinding på de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker. Rene LOLP-minutter.

Ekstra storebæltsforbindelse (national beregning).

Da beregningerne i denne rapport viser, at effektilstrækkeligheden i DK2 er tydeligt lavere end i DK1, kunne en ekstra storebæltsforbindelse være værd at overveje, så effekten i DK1 kan udnyttes bedre i DK2. Der er derfor udarbejdet en følsomhed med dublering af storebæltsforbindelsen før 2025, således at der på det tidspunkt er 2 uafhængige forbindelser á 600 MW. Der ligger ikke heri nogen stillingtagen til en sådan forbindelse.

Resultatet af beregningen ses i Tabel 16. Det ses, at en ekstra forbindelse vil have stor effekt på effektilstrækkeligheden. Der sker en lille forbedring i DK1 og en stor forbedring i DK2. Dette skyldes, at langt de fleste tilfælde af (beregnet) effektmangel skyldes, at storebæltsforbindelsen enten er havareret, eller at den ikke er stor nok til at udligne effektmangelen mellem DK1 og DK2.

(minutter/år 2025)	Basisberegning	Ekstra storebæltsforbindelse
DK1	1,3	1,0
DK2	29	3,3

Tabel 16 Effekt af en ekstra storebæltsforbindelse i 2025. 2*1000*8760 tidsskridt. Rene LOLP-minutter.

Elforbindelse til Storbritannien (national beregning).

Energinet.dk arbejder sammen med National Grid (TSO i England) med planer om at etablere et kabel mellem Jylland og det sydlige England (Viking Link). Planen er at etablere en jævnstrømsforbindelse på mellem 1.000 og 1.400 MW.

Der er udarbejdet en følsomhed, hvor en 1400 MW forbindelse mellem DK1 og Storbritannien etableres mellem 2020 og 2025. Resultatet ses i Tabel 17. Der ligger ikke heri nogen stillingtagen til en sådan forbindelse.

(minutter/år 2025)	Basisberegning	Med forbindelse til GB
DK1	1,3 / 0,7	0,06 / 0,08
DK2	29 / 15	18 / 12

Tabel 17 Virkning på effektilstrækkeligheden af etablering af 1400 MW forbindelse til Storbritannien før 2025. Blå tal er simple LOLP-minutter. Røde tal er EUE-minutter.

Det ses, at der er en kraftig relativ forbedring af effektilstrækkeligheden i DK1, men det er fra et i forvejen højt niveau. Der sker også en forbedring af effektilstrækkeligheden i DK2, hvilket skyldes, at nogle af tilfældene med intakt storebæltsforbindelse, hvor der ikke var overskud nok i DK1 til at dække et underskud i DK2, nu dækkes via GB.

Vindkraftens betydning for effektilstrækkeligheden (national beregning).

Der er gennemført en beregning med en forøgelse af vindkraftkapaciteten i Danmark i 2025. Formålet er at belyse, om mere vindkraft isoleret betragtet giver mere effektilstrækkelighed. I beregningen er tilføjet 2 TWh vind i både DK1 og DK2. Det svarer til ca. 500 MW havvind i hvert område eller ca. 700 MW landvind i hvert område. Resultatet af beregningen ses i Tabel 18. Det ses, at yderligere vindkraft vil have en positiv effekt på effektilstrækkeligheden – men at den vil være forholdsvist beskednen.

(minutter/år 2025)	Basisberegning	+4 TWh vindkraft
DK1	1,3 / 0,7	1,2 / 1,4
DK2	29 / 15	24 / 14

Tabel 18 Betydningen af mere vindkraft på effektilstrækkeligheden. **Blå tal er simple LOLP-minutter.**
Røde tal er EUE-minutter.

I Tabel 19 nedenfor vises resultatet af en (meget teoretisk) beregning, hvor al dansk vindkraft fjernes i 2025. Beregningen illustrerer bidraget til effektilstrækkeligheden af den vindkraft, der allerede er installeret og den vindkraft, der er aftalt med energiaftalen fra 2012. Beregningen illustrer, at vindkraften har givet og giver et betydeligt bidrag til effektilstrækkeligheden.

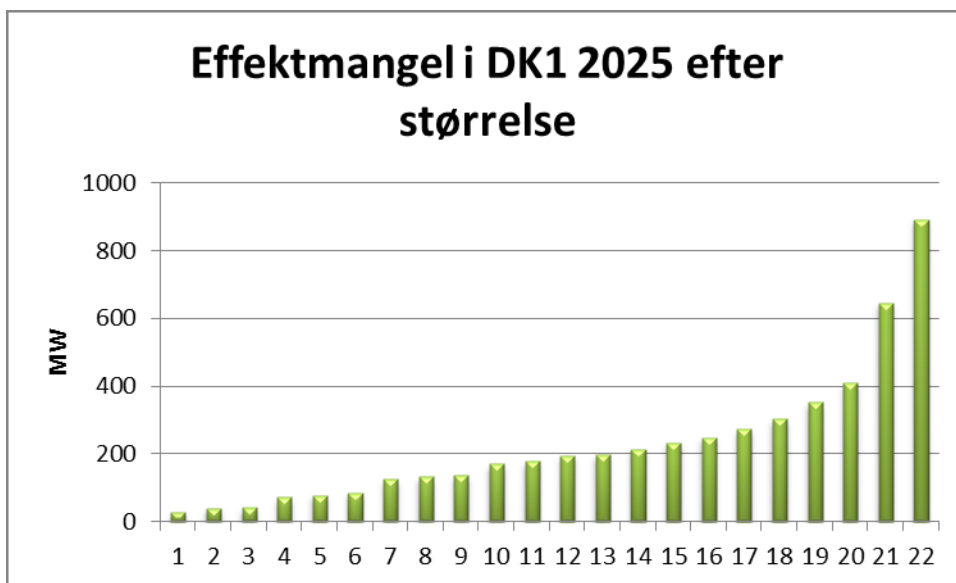
(minutter/år 2025)	Basisberegning	Uden vindkraft
DK1	1,3 / 0,7	14 / 17
DK2	29 / 15	156 / 103

Tabel 19 Effekten af at fjerne al dansk vindkraft 2025. **Blå tal er simple LOLP-minutter.** **Røde tal er EUE-minutter.**

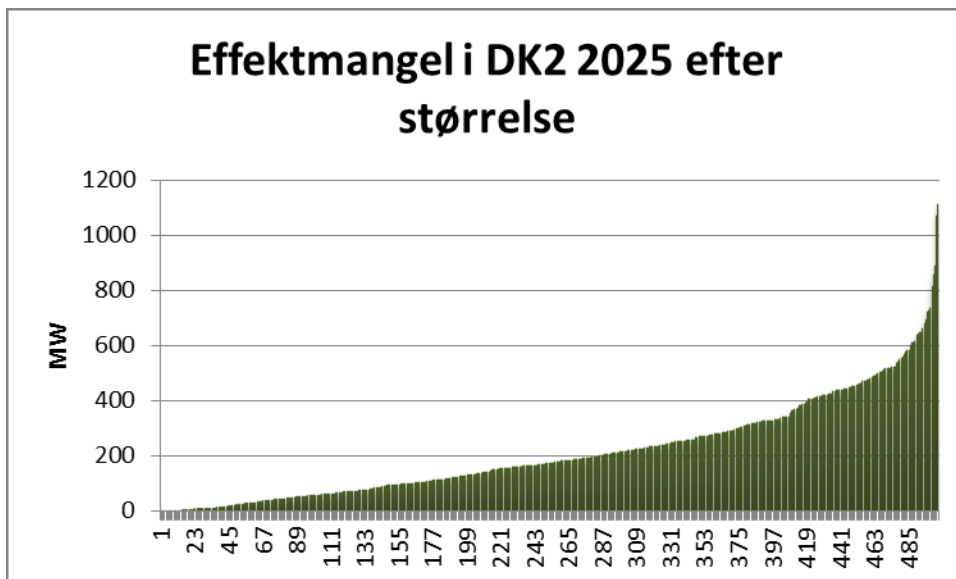
Det er vurderet (uden beregning), at sammensætningen af dansk vindkraft på landvind og havvind ikke har væsentlig betydning for effektilstrækkeligheden. Den geografiske spredning vurderes at have større betydning.

Øget forbrugsfleksibilitet (national beregning).

Frivillige forbrugsafkoblinger kan på sigt give et bidrag til effekttilstrækkeligheden. I Figur 22 og Figur 23 ses den beregnede effektmangel i basisberegningen ordnet efter størrelse. Der forekommer i DK1 22 tilfælde af effektmangel og i DK2 ca. 500 tilfælde af effektmangel ud af de foretagene ca. 20 mio. simuleringer. Det ses, at fleksibelt forbrug omkring 200 MW i hvert område potentielt ville kunne fjerne omkring halvdelen af forekomsterne af effektmangel – og reducere de øvrige forekomster i størrelse. Dette forudsætter dog, at forbrugsafkoblingen er perfekt, hvilket næppe er opnåeligt i praksis.



Figur 22 Beregnet effektmangel i DK1 2025 ordnet efter størrelse. 2*1000*8760 simuleringer.

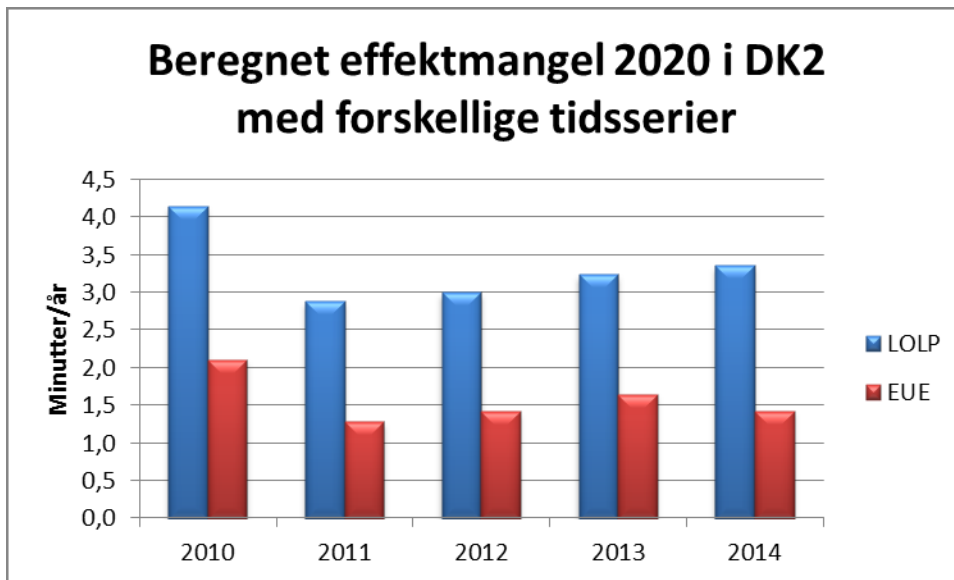


Figur 23 Beregnet effektmangel i DK2 2025 ordnet efter størrelse. 2*1000*8760 simuleringer.

Betydning af forskellige tidsserier (national beregning).

Der er i de foregående beregninger anvendt 2013- og 2014-tidsserier. Simultane tidsserier for elforbrug, vindkraft- og solcelleproduktion gældende for tidligere år har været vanskelige at skaffe for alle de betragtede lande. Der er udarbejdet en følsomhed for Danmark alene m.h.p. belysning af effekten af at anvende tidsserier for andre år, herunder 2010, som var et relativt koldt år.

I Figur 24 illustreres antallet af forventede afbrudsminutter med tidsserier fra hhv. 2010, 2011, 2012, 2013 og 2014. Det ses, at 2010-tidsserierne giver lidt højere afbrudstid end de anvendte 2013- og 2014-serier, mens 2011 og 2012-serierne giver lidt lavere afbrudstider. Den indbyrdes forskel mellem tidsserierne er dog ikke særligt stor.



Figur 24. Beregnet effektmangel ved anvendelse af forskellige tidsserier. 1000*8760 simuleringer.

Bilag A. SISYFOS-modellen.

A.1 Indledning.

SISYFOS er en model udviklet 2012 til simulering af forsyningssikkerheden i et elsystem⁴ med eller uden net. På baggrund af data for et antal knudepunkter med elforbrug og/eller kraftværker/vindkraft/solceller samt et antal interkonnektorer, ledninger og transformere mellem disse knudepunkter beregnes forventet ikke-leveret energi og sandsynligheden for elmangel samt en række andre størrelser.

Modellen er programmeret i VBA under Excel og benytter sig af Monte Carlo simulering af rådighedseffekten i værker og ledninger samt lineær programmering (LP) til at beregne produktion i knudepunkter og flow i netværket.

SISYFOS består af to Excel-filer:

Modelfilen Sisyfos.xlsm, der indeholder VBA-koden og LP-problemet.

En datafil, som indeholder både inddata og resultater.

Energinet.dk har benyttet en forløber til SISYFOS uden net til at udvikle den såkaldte FSI-model. Både FSI og SISYFOS blev anvendt i "Elanalysen" og "Scenarieanalysen" 2014. SISYFOS har i 2013/14 desuden været udlånt til Ea Energianalyse, der har anvendt modellen i Litauen til at vurdere det litauiske elsystems forsyningssikkerhed.

A.2 Definition af forsyningssikkerhed og effekttilstrækkelighed.

Elforsyningssikkerheden er sandsynligheden for at der er el til rådighed, når den efterspørges. Effekttilstrækkeligheden er et delelement heri, som kan defineres som sandsynligheden for, at der er værker og ledninger nok i systemet. Effekttilstrækkeligheden beskrives ved hjælp af de to begreber LOLP og EUE⁵:

- LOLP (Loss Of Load Probability) er sandsynligheden for, at der ikke kan leveres den el, som efterspørges. LOLP er uafhængig af, om der mangler 1 MW eller 1000 MW. Hvis der hver 10.000 timer mangler 1 MW én gang, bliver LOLP det samme som hvis der hver 10.000 timer mangler 1000 MW én gang. LOLP kan omsættes til et antal minutter/år ved at gange med antallet af minutter pr. år. En LOLP på fx 10^{-5} svarer til 5,3 minutter/år. Denne kaldes i andre sammenhænge også for LOLE (Loss Of Load Expectation).
- EUE (Expected Unserved Energy) er en beregnet forventningsværdi, der tager hensyn til en forventet sandsynlighed for systemsammenbrud (blackout), når der forekommer effektmangel. Denne metode er udviklet af Energinet.dk og er i SISYFOS implementeret således: Når effektmangel forekommer, tælles antallet af større anlæg (over 125 MW) samt HVDC-forbindelser, som er i drift,

⁴ SISYFOS er et akronym for SIMulering af SYstemers FORsyningsSikkerhed.

⁵ SISYFOS beregner også den energimængde, som ikke leveres, forudsat at alle effektmangelsituationer kan kontrolleres. Dvs. hvis der mangler 200 MW, kan 200 MW afkobles, uden at der sker mere. Denne beregning vil derfor i praksis undervurdere forekomsten af effektmangel, da en mindre effektmangel i visse situationer kan medføre en større – evt. et totalt blackout.

dvs. de "systembærende enheder". Det antages, at ethvert af disse kan havare med en ekstra sandsynlighed på 5 %, fordi elsystemet er "stresset". Havarerer mindst én af disse enheder, antages blackout i 3 timer. Den herved beregnede energimængde bliver i så fald 3 gange det samlede elforbrug i timen med effektmangel. Denne beregning foretages i hvert elområde. EUE kan omsættes til et antal minutter/år ved at dividere EUE med årets samlede elforbrug og gange med antal minutter i året.

A.3 Matematisk formulering af problemet.

Der er givet et elsystem med n knudepunkter $1, \dots, n$. I hvert knudepunkt er der et elforbrug D_i (MW). D_i antages bestemt som funktion af tiden ved brug af en belastningskurve.

I hvert knudepunkt⁶ er der en elproduktionskapacitet til rådighed P_i (MW). P_i antages at være bestemt som den installerede kapacitet i en eller flere enheder multipliceret med en havarifaktor og en revisionsfaktor. Hvor vidt en enhed er havareret eller ej eller ude til revision, bestemmes ved Monte Carlo simulering og en revisionsmodel. Den faktiske produktion i knudepunkt i på et givet tidspunkt kaldes X_i (MW).

Havari forekommer tilfældigt. Der er således ikke større sandsynlighed for at et anlæg er havareret i en time, hvis det var havareret i den foregående time. Havarier modelleres således "usammenhængende". Dette har imidlertid ikke betydning for den samlede sandsynlighed for effektmangel.

Produktion fra vindkraft, solceller og uregulerbar vandkraft bestemmes ud fra en årsproduktion og en historisk tidsserie. Se evt. bilag B.

Mellem hver to knudepunkter i og j er der på et givet tidspunkt en overføringskapacitet i nettet på C_{ij} (MW). C_{ij} bestemmes i hvert tidsskridt som den installerede kapacitet gange en havarifaktor og en revisionsfaktor⁷. Hvor vidt en ledning er havareret eller ej eller ude til revision bestemmes ved Monte Carlo simulering. Der kan være forskellige overføringskapaciteter i hver retning. Det faktiske flow i nettet til et givet tidspunkt kaldes F_{ij} (MW).

En forbindelse til et elområde uden for modellen specificeres som et "kraftværk" med den kapacitet, som er i ledningen og en havarisandsynlighed svarende til ledningens havarisandsynlighed. Herudover kan landet bag ledningen havare med en vis sandsynlighed.

Opgaven er at bestemme X_i , så ikke-leveret energi $LOE = \sum_i(D_i - X_i - \sum_j F_{ji})$ minimeres. Da $\sum_i \sum_j F_{ij} = 0$ og da $\sum_i D_i$ er en konstant for et givet tidsskridt, er det nok at mini-

⁶ Det bemærkes, at et knudepunkt både kan være et aftagepunkt i fx 150 kV nettet eller et helt land eller et større elområde som fx Danmark Vest, Sverige eller lignende.

⁷ Der kan udarbejdes en revisionsplan eller (alternativt) regnes med tilfældige revisioner. I så fald er sandsynligheden for at et anlæg er revideret til tiden t ($1 \dots 8760$) givet ved $1 - r + r * \text{Cos}(t/8760 * 2\pi)$, hvor r er revisions-tallet.

mere $\sum_i(-X_i)$, hvilket er det samme som at **maximere** $\sum_i X_i$, altså maksimere den samlede elproduktion. Det samlede problem kan formuleres således i kort matematisk form:

Maksimér $Z = \sum_i X_i$ med bibetingelserne

1. $0 \leq X_i \leq P_i$
2. $-C_{ji} \leq F_{ij} \leq C_{ij}$
3. $X_i + \sum_j F_{ji} \leq D_i$

Dvs. maksimér elproduktionen under overholdelse af begrænsninger fra forbrug samt værkers og ledningers rådighedseffekt. Dette er et lineært programmeringsproblem med op til $n(n+1)$ bibetingelser i det generelle tilfælde⁸. I praksis vil antallet af bibetingelser være væsentligt lavere, fordi der ikke er produktion i alle knudepunkter og ikke er forbindelse mellem alle knudepunkter i et net.

Ligningssystemet løses i SISYFOS vha. OpenSolver/QuickSolve, der er en open source add-in, der er mange gange hurtigere end Excels standardsolver. Der er desuden mulighed for at reducere regnetiden betydeligt ved at anvende et intelligent startgæt på eloverføringen mellem de forskellige elområder.

SISYFOS løser netværksproblemet ved at give en **mulig** løsning på netværksflowene. Der er ikke tale om en "optimal" eller "retfærdig" løsning. Det sidste betyder, at der kan opstå situationer, hvor et knudepunkt ser ud til at være mere "velforsynet" end et andet, blot fordi det ene knudepunkt altid beregnes først af SISYFOS.

Der bør i princippet være en sammenhæng mellem den beregnede sandsynlighed for effektmangel i dag og den konstaterede. En beregning på 2015 bør derfor give en sandsynlighed for effektmangel på i størrelsesordenen 10^{-6} (1/2 minut/år) eller lavere, da effektmangel hidtil ikke er set.

Statistisk usikkerhed.

Der er generelt statistisk usikkerhed på beregningsresultaterne – forstået på den måde, at hvis man gentager en beregning med samme datasæt, vil man på grund af den probabilistiske tilgang ikke få helt samme resultat næste gang.

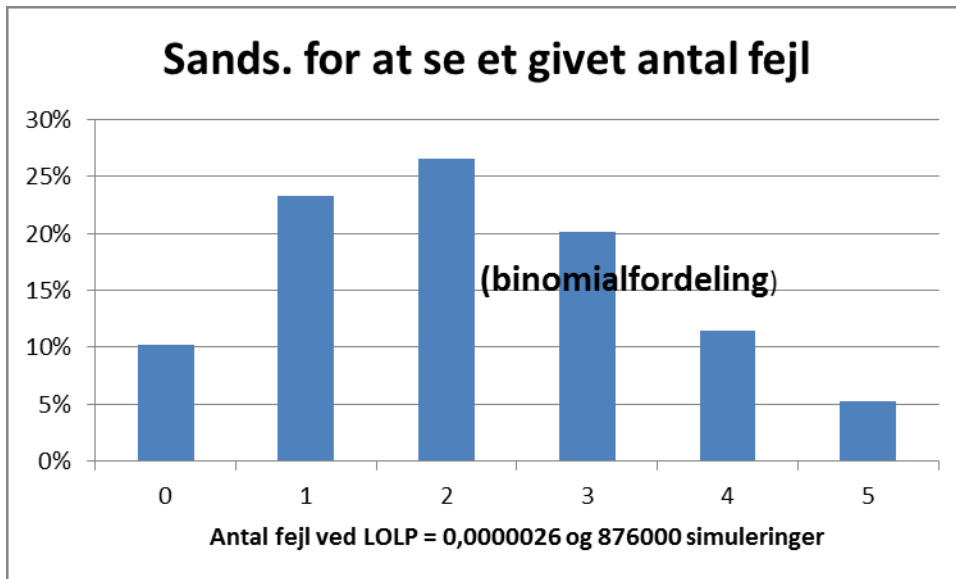
Den statistiske usikkerhed kan illustreres ved følgende – meget forenkede – metode: Antag at sandsynligheden er p for effektmangel i ét tidsskridt, og at der simuleres n tidsskridt. Hermed bliver sandsynligheden for, at der optræder e tilfælde af effektmangel, givet ved binomialfordelingen

$$\text{Sands}(e) = K(n,e) p^e \cdot (1-p)^{n-e}$$

hvor $K(n,e)$ er antallet af muligheder for at udtrække e af en population på n .

Med $n = 100 \cdot 8760$ og $p = 2,6 \cdot 10^{-6}$ bliver sandsynlighedsfordelingen som i Figur 25.

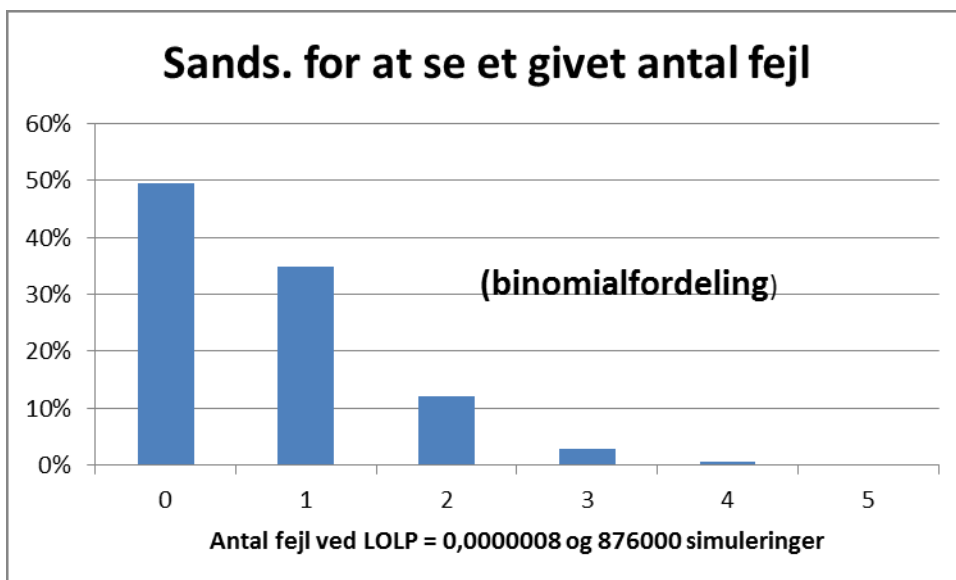
⁸ n bibetingelser fra produktionsbegrænsningen (1), $n \cdot (n-1)$ fra ledningsbegrænsningen (2) og n fra knudepunktsbetingelsen (3).



Figur 25 Illustration af binomialfordeling.

Har man altså simuleret 100·8760 timer uden at finde effektmangel, er man altså ”ret sikker” på, at LOLP er under $2,6 \cdot 10^{-6}$ (1,4 minut pr. år), idet simuleringen med 90 % sandsynlighed burde have givet mindst én forekomst af effektmangel.

Med $n = 100 \cdot 8760$ og $p = 8 \cdot 10^{-7}$ bliver sandsynlighedsfordelingen som i Figur 26.



Figur 26 Illustration af binomialfordeling.

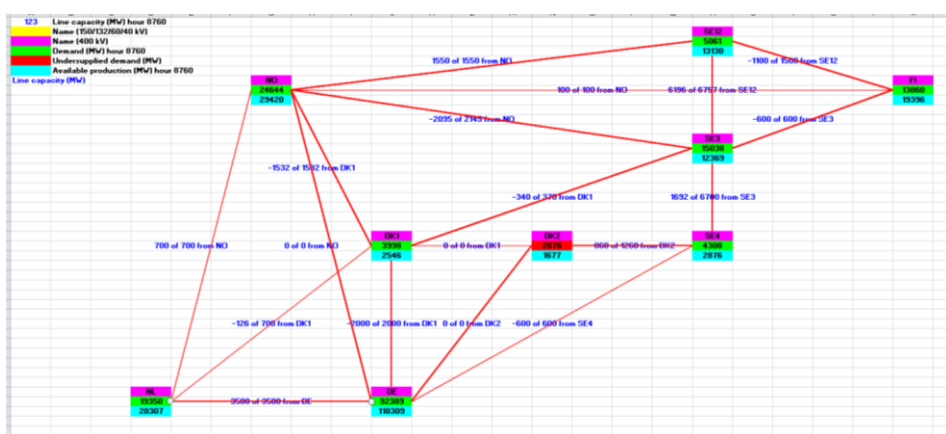
Har man altså simuleret 100·8760 timer uden at finde effektmangel, er LOLP altså ”sandsynligvis” under $8 \cdot 10^{-7}$ (0,4 minut pr. år), idet simuleringen med 50 % sandsynlighed burde have givet mindst én forekomst af effektmangel.

I virkeligheden er p ikke den samme i alle tidsskridt (men højest under højt forbrug og lav vindkraft), så ovenstående betragtning er meget forenklet.

A.4. Inddata til SISYFOS.

Inddata ligger i en Excel-fil med et antal sider:

- Knudepunktsdata ligger i datafilen på siden **Nodes**. Data omfatter knudepunktets navn, nummer og elforbrug m.m. Desuden er der på siden en matrix GTR, som angiver et gæt på eltransmissionen mellem elområderne. Hvis dette gæt er godt, går beregningen væsentligt hurtigere end ellers, idet solveren skal anvendes væsentligt færre gange. GTR kan med fordel udarbejdes, så det gennemsnitlige effektoverskud efter overføring er så ens som muligt i alle områder.
- Nettet (interkonnektorer, linjer og transformatorer) ligger på siden **Lines**. Data omfatter knudepunktnavne og –numre på linjens begyndelse og slutning, kapacitet i hver retning, udetid og antal ledninger pr. linje.
- Anlæg ligger på siden **Plants**. Data omfatter anlægsnavn, knudepunktnavn og –nummer, installeret kapacitet, anlægstype, havarital, revisionstal, revisionsprioritet og to størrelser, der beskriver fjernvarmebindingen⁹. Desuden kan specificeres eventuelle koblede sandsynligheder. Eksempel på dette er "landehavarier" (sandsynligheder for, at lande uden for modellen ikke kan levere).
- Normerede elforbrugsvariationer, vindkraftvariationer, solcellevariationer samt variationer for uregulerbar vandkraft på siden TVAR.
- Temperaturen time for time ligger på siden **Temp**.
- Resultater af beregningen lægges på siden **Result**.
- Nettet kan tegnes. Det sker i givet fald på siden **GridDrawing**. Ved tegning af nettet benyttes koordinaterne specificeret på siden Nodes. Se eksemplet i Figur 27.
- Øvrige data, grafer mv ligger på siden **OtherData** og efterfølgende sider.



Figur 27 Netdiagram fra SISYFOS med effektmangel i DK2 fra beregning på filen Data9.

⁹ Varmebindingen modelleres ved to parametre: DHconst og DHvar. Ved beregningen af et anlægs rådighedseffekt på et givet tidspunkt multipliceres med faktoren: $DH = DHconst + DHvar * (MaxTemp - Temperatur) / (MaxTemp - MinTemp)$. Temperaturen tages fra TRY (referenceåret). Anlæg uden varmebinding har DHconst = 1 og DHvar = 0.

Bilag B. Timeserier.

Der benyttes normerede historiske timeværdier for elforbrug, vindproduktion, solcelleproduktion og uregulerbar vandkraft. Timeværdierne angives i MW pr. TWh årsforbrug eller årsproduktion. Timeværdierne er angivet i Dansk vintertid og gælder for årene 2013 og 2014.

Alle tidsserier, der anvendes i én kørsel, er for samme år. I enkelte tilfælde har tidsserier ikke kunnet skaffes. Der er i disse tilfælde anvendt den tilnærmelse, som skønnes at være mest repræsentativ.

Der mangler således tidsserier for vind i Norge, hvor der i stedet er anvendt tidsserier for vind i DK1. Ligeledes mangler tidsserier for vind i Finland 2014, hvor der i stedet er anvendt tidsserie for vind i Sverige. Ligeledes mangler tidsserier for vind i Holland. Her er i stedet anvendt tidsserier for vind i Tyskland.

For solceller er kun fundet tidsserier for Sverige og Tyskland samt for Danmark 2014. For Holland og Danmark 2013 er regnet med en syntetisk tidsserie. Der er ikke regnet med solceller i Storbritannien, Finland og Norge, hvorfor tidsserier her ikke er nødvendige.

De nævnte tilnærmelser undervurderer "udglatningen" af vind og sol over større geografiske områder og overvurderer dermed sandsynligheden for effektmangel.

Kilderne til timevariationer er Energinet.dk's markedsdata, Entso-e's dataportal, www.pfbach.dk og Dansk Energi.

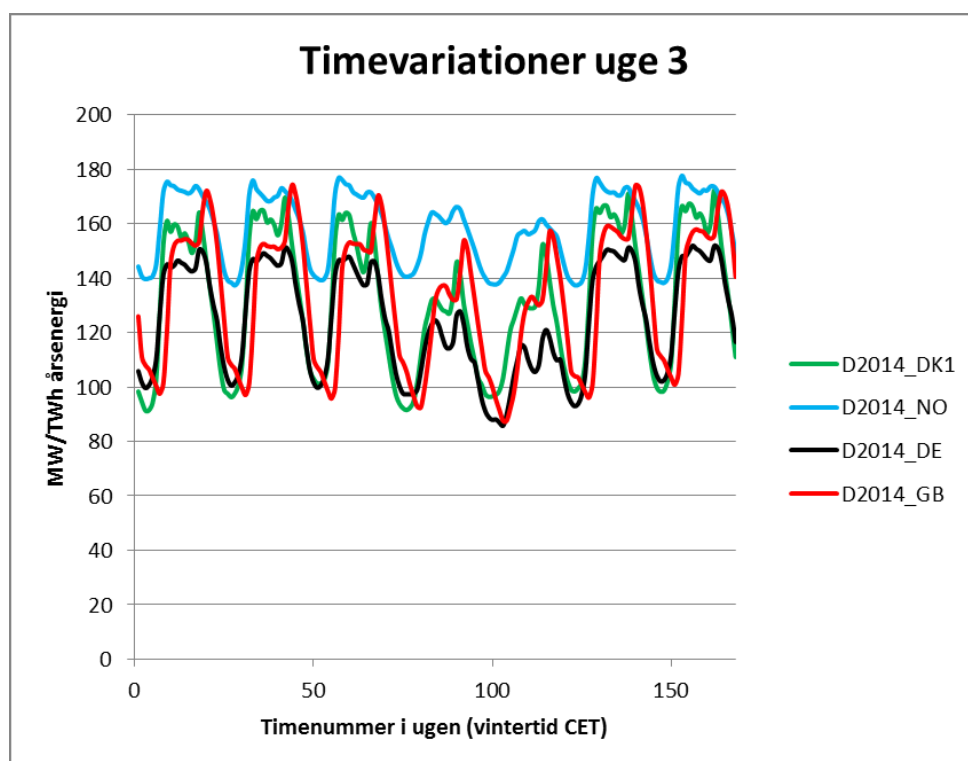
Der er kraftig korrelation mellem elforbruget i DK1 og DK2. Ligeledes er forbruget i DK1 relativt stærkt korreleret med elforbruget i Sverige og Holland og lidt svagere med elforbruget i Norge, Finland og Storbritannien. Se Figur 28 og Figur 29.

Vindkraftproduktionen i DK1 er stærkt korreleret med vindkraftproduktionen i DK2, moderat korreleret med vindkraften i Tyskland og relativt svagt korreleret med vindkraftproduktionen i Storbritannien og Finland. Se Figur 30 - Figur 33.

Solcelleproduktionen i DK1 er stærkt korreleret med solcelleproduktionen i Tyskland. Se Tabel 20.

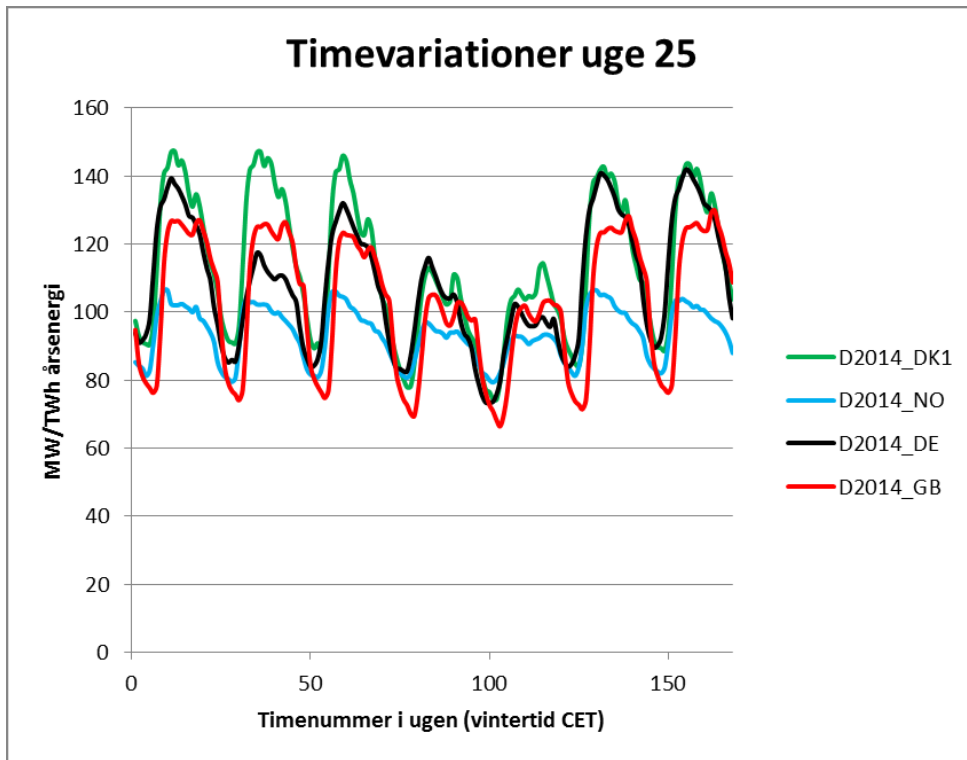
	Forbrug 2013	Forbrug 2014	Vind 2013	Vind 2014	Sol 2013	Sol 2014
DK1	100 %	100 %	100 %	100 %	N.A.	88 %
DK2	96 %	96 %	82 %	84 %	N.A.	89 %
DE	90 %	93 %	62 %	61 %	100 %	100 %
NO	71 %	67 %	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
SE	81 %	80 %	65 %	62 %	82 %	80 %
FI	71 %	67 %	34 %	N.A.	N.A.	N.A.
NL	92 %	91 %	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
GB	71 %	68 %	40 %	46 %	N.A.	N.A.

Tabel 20 Korrelation¹⁰ mellem forbrugs- og vindtidsserier for DK1 og andre elområder/lande samt korrelation mellem tysk og anden solcelleproduktion.

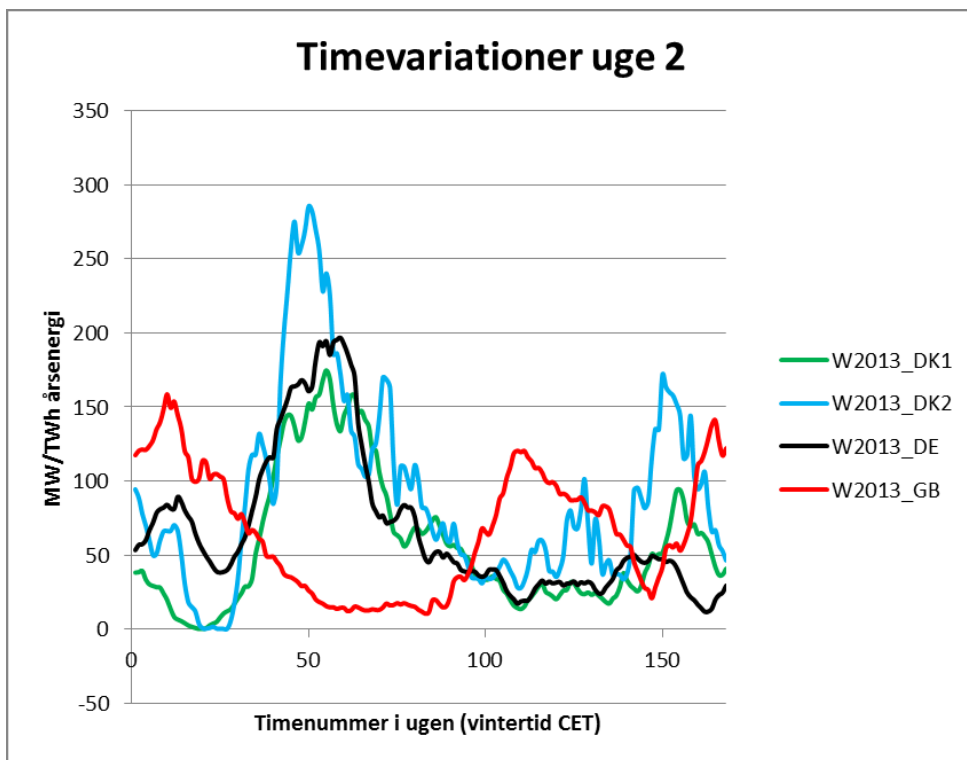


Figur 28 Elforbrugets variation uge 3, 2014 i DK1, Norge, Tyskland og Storbritannien. Middelværdien af 1 TWh fordelt jævnt over året er 114 MW/TWh.

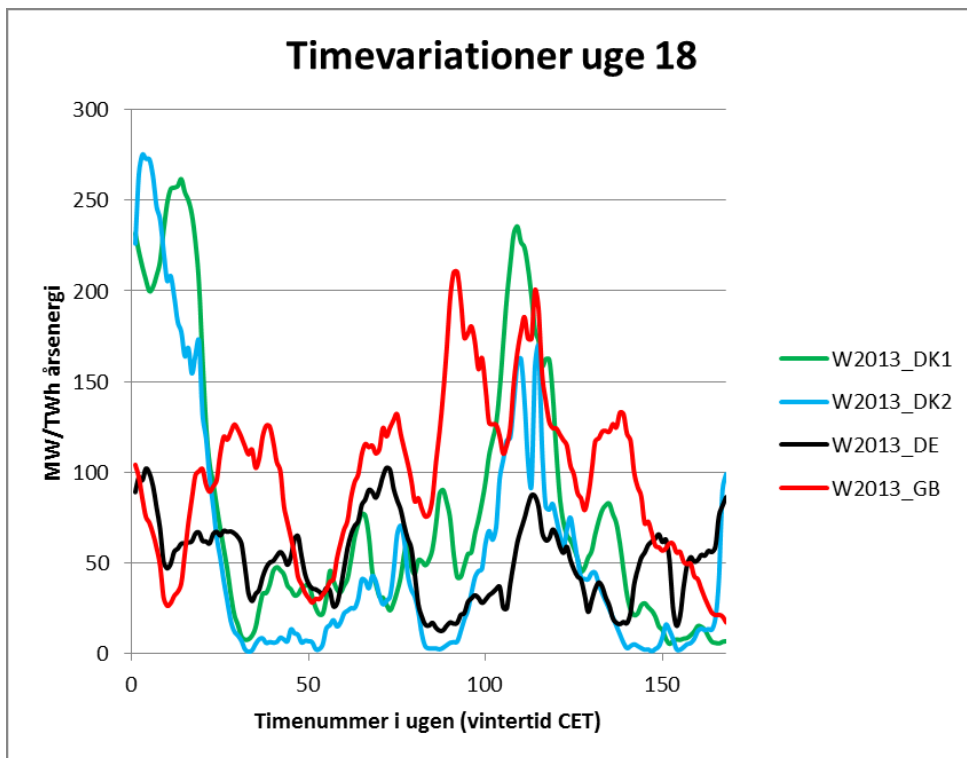
¹⁰ Korrelationskoefficient mellem variablene x og y er $= \text{Cov}(x,y)/(\text{Var}(x)\text{Var}(y))^{-0,5}$, hvor $\text{Cov}(x,y)$ er middelværdien af sumproduktet mellem x- og y-værdierne afvigelse fra deres middelværdi, og $\text{Var}(x)$ er middelværdien af kvadratsummen af x-værdierne afvigelse fra deres middelværdi.



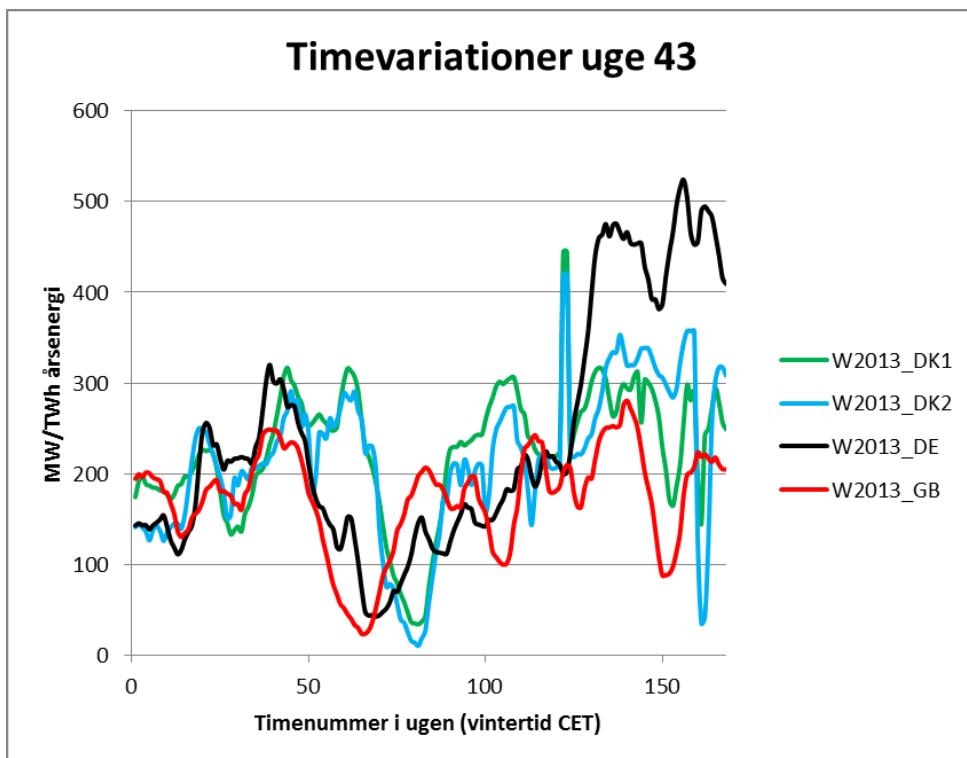
Figur 29 Elforbrugets variation uge 25, 2014 i DK1, Norge, Tyskland og Storbritannien.



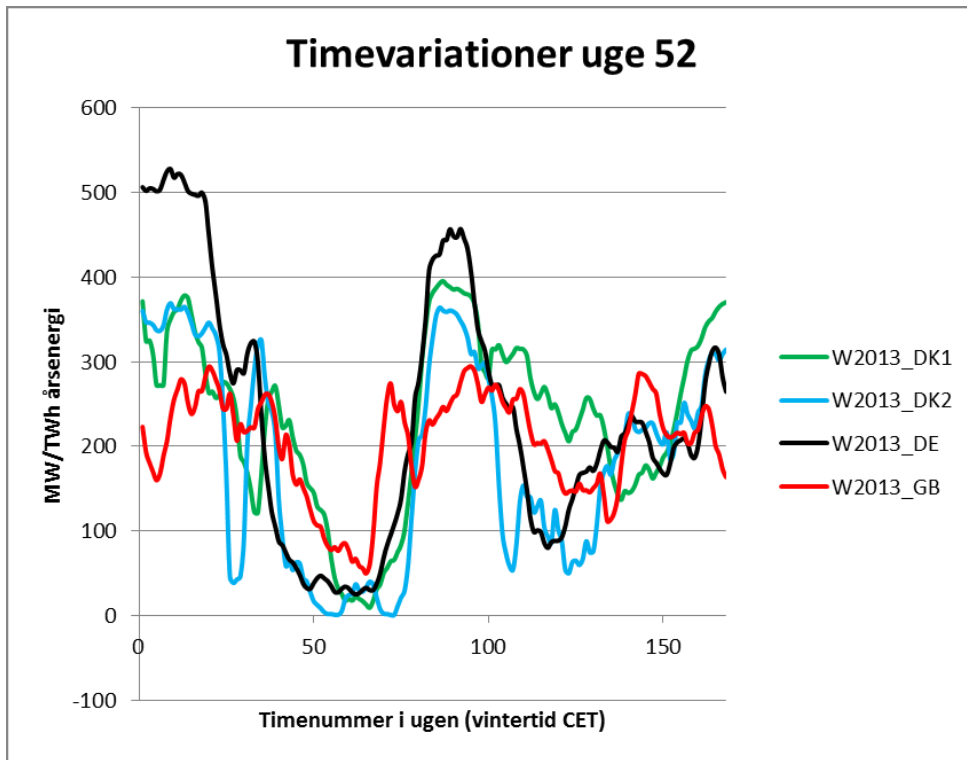
Figur 30 Vindkraftproduktionens variationer uge 2, 2013 i DK1, DK1 , Tyskland og Storbritannien.



Figur 31 Vindkraftproduktionens variationer uge 18, 2013 i DK1, DK1 , Tyskland og Storbritannien.



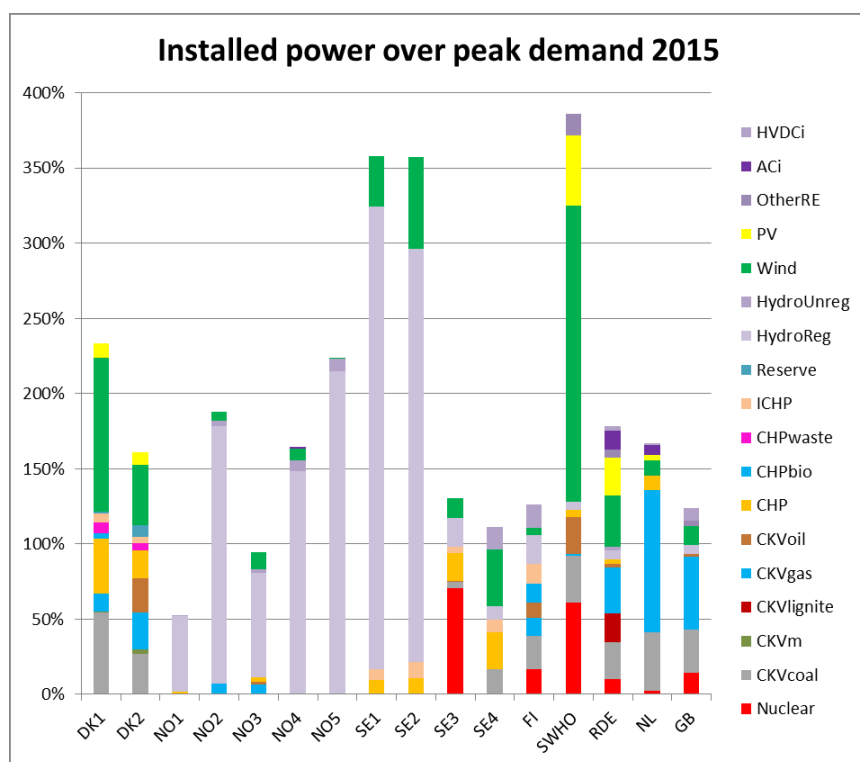
Figur 32 Vindkraftproduktionens variationer uge 43, 2013 i DK1, DK1 , Tyskland og Storbritannien. Stormen Allan blæser i perioden 27.-28. oktober 2013 (fra time 121).



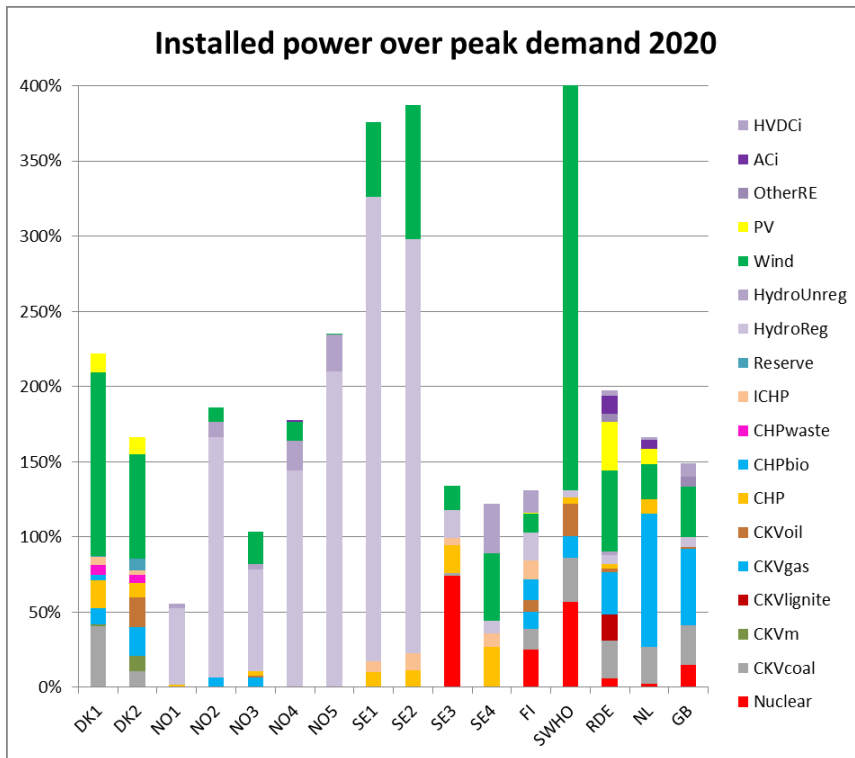
Figur 33 Vindkraftproduktionens variationer uge 52, 2013 i DK1, DK1 , Tyskland og Storbritannien.

Bilag C. Effektbalancer og histogrammer.

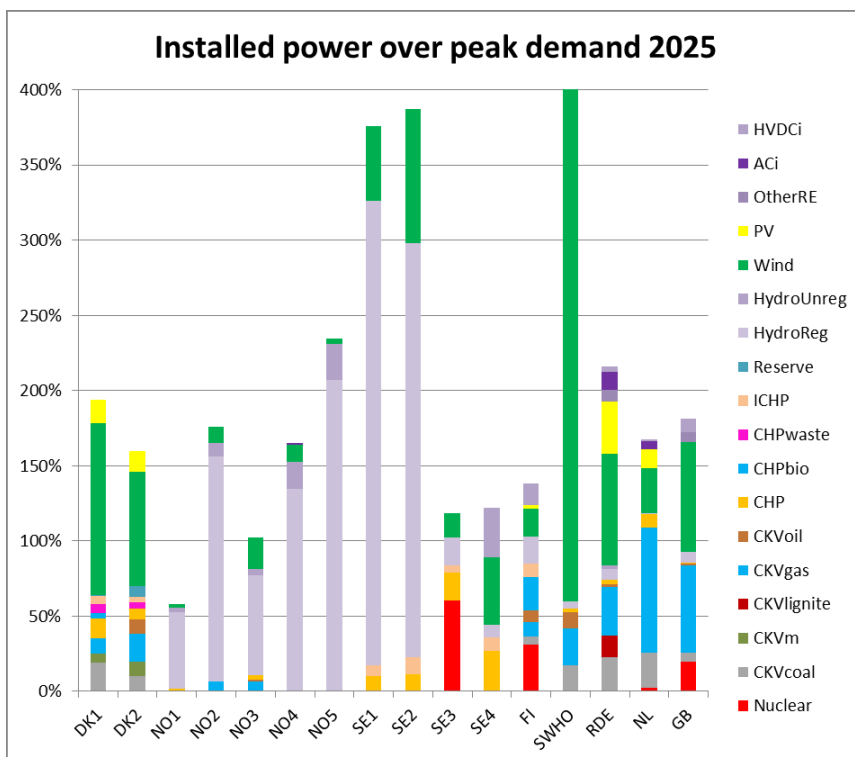
I dette bilag vises en række effektbalancer (Figur 34 - Figur 36) for de lande, der indgår i modelberegningen, enten eksplicit eller som ekstern udlandsforbindelse. Desuden vises et antal histogrammer, der illustrerer sandsynlighedsfordelingen for tilgængelig effekt. Ingen af delene siger noget direkte om effekttilstrækkeligheden, men de giver en fornemmelse af kapacitetssammensætningen og importafhængigheden.



Figur 34 Installeret kapacitet (procentuel) i forhold til årets maxforbrug 2015.



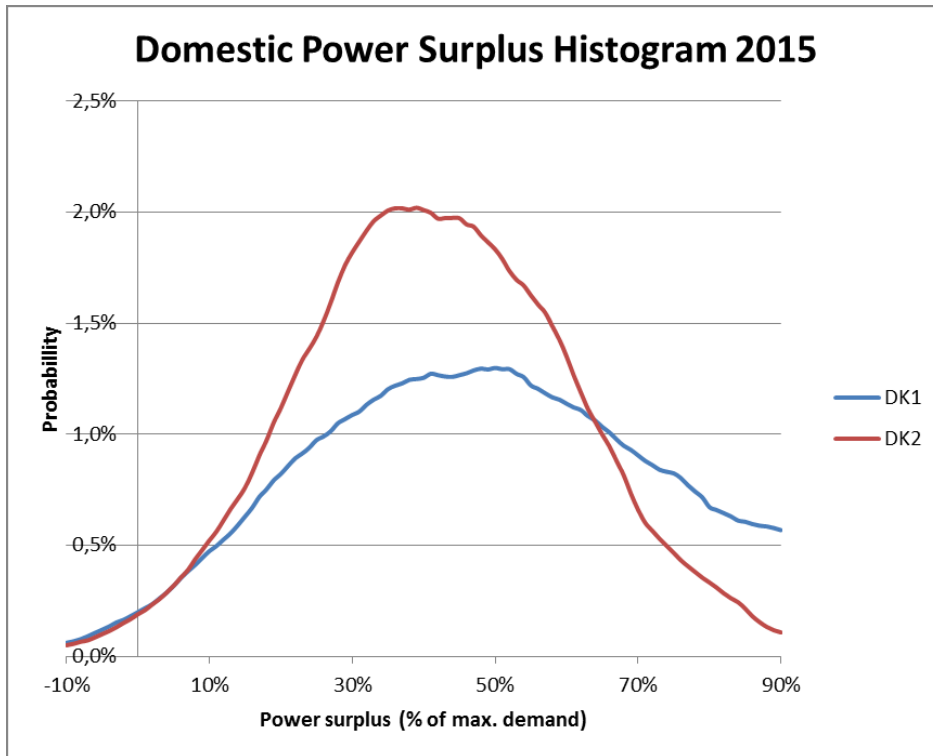
Figur 35 Installeret kapacitet (procentuel) i forhold ti årets maxforbrug 2020.



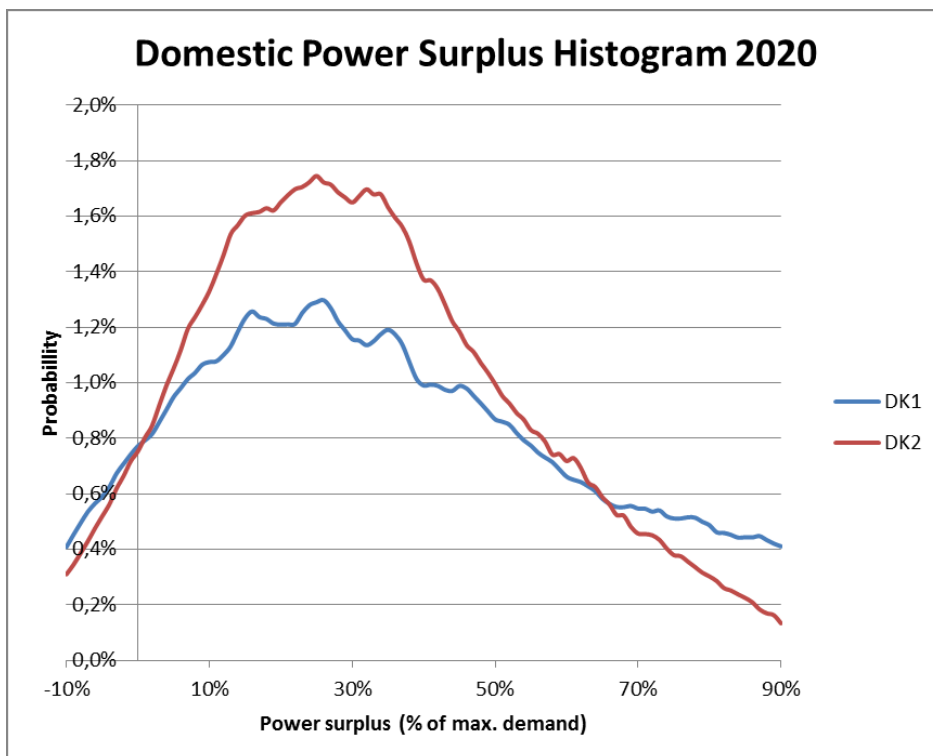
Figur 36 Installeret kapacitet (procentuel) i forhold ti årets maxforbrug 2025.

De følgende tre figurer (Figur 37 - Figur 39) viser histogrammer over effektoverskuddet i Danmark 2015, 2020 og 2025. Der er fra Monte Carlo simuleringerne talt timer op, hvor der er overskud eller underskud af effekt i forhold til

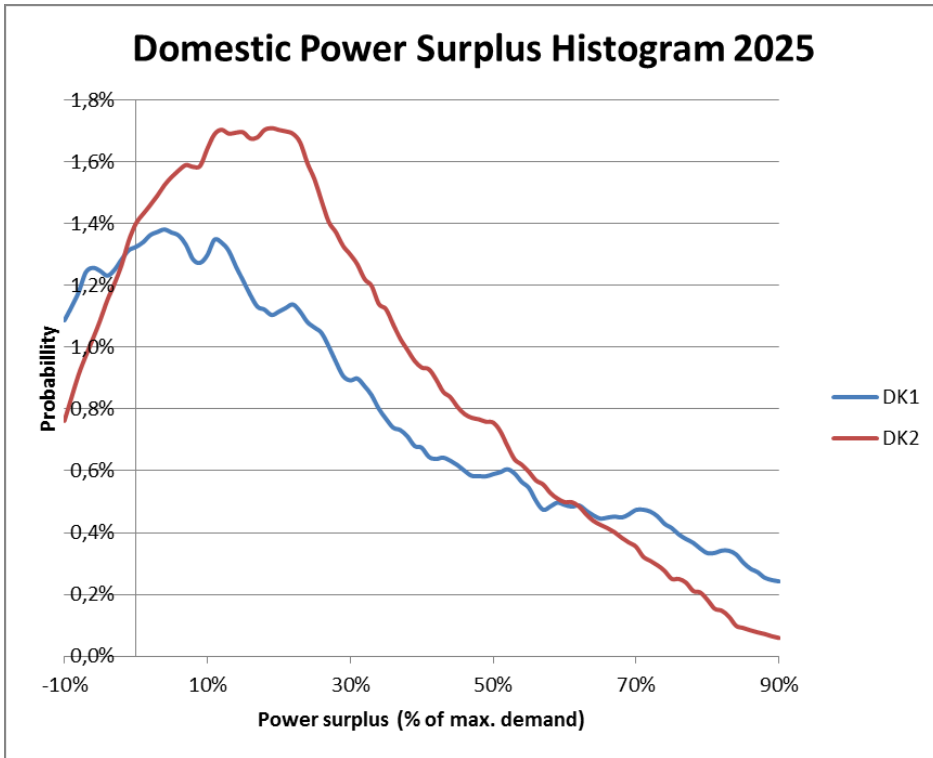
det øjeblikkelige forbrug, og disse timer er fordelt i et histogram, der således angiver en sandsynlighedsfordeling (arealet under hver kurve er 1). Kurverne for DK1 er mere flade på grund af relativt mere vind.



Figur 37 Histogram over effektoverskud i Danmark 2015.



Figur 38 Histogram over effektoverskud i Danmark 2020.



Figur 39 Histogram over effektoverskud i Danmark 2025.