

Marts 2022



HAR DANMARK EN SIKKER ENERGIFORSYNING?

Analyse udarbejdet af
seniorrådgiver Finn Lauritzen

AXCELFUTURE
ERHVERVSLIVETS TÆNKETANK

HOVEDKONKLUSIONER

- De store og pludselige energiprisstigninger i efteråret 2021 og Ruslands krig mod Ukraine har aktualiseret spørgsmålet om forsyningssikkerheden på energiområdet. Hovedspørgsmålet, som vi behandler i denne rapport, er: har Danmark en sikker energiforsyning – og hvad vil der ske, hvis vi udfaser biomasse, som ønsket af bl.a. Borgerrepræsentationen i København?
- Biomasse har både betydning for el- og varmeområdet. Men udfasning af biomasse har størst betydning for elmarkedet, da man på varmeområdet kan erstatte biomasse med varmepumper og geotermi. Derfor fokuserer vi mest på elmarkedet i denne rapport.
- Vi konkluderer, at hvis Danmark ikke fastholder en reservekapacitet til elproduktion baseret på biomasse og bionaturgas, vil forsyningssikkerheden falde fremover.
- Problemet med manglende forsyningssikkerhed er ikke kun risikoen for, at nettet bryder ned. Det er for snævert kun at se på den *tekniske* forsyningssikkerhed. Den *økonomiske* forsyningssikkerhed er mindst lige så relevant. Denne sikkerhed drejer sig om risikoen for energiprisstigninger, der skaber sociale problemer eller giver særlige forsynings- eller produktionsproblemer i udvalgte erhverv.
- Det er fint, at vi har fået mere og mere VE – i form af vindkraft og sol. Men det blæser ikke altid, og solen skinner kun en del af tiden. I dag importerer vi derfor 52 pct. af vores samlede elforbrug, primært fra Norge og Sverige. Vores nettoimport er mindre – nemlig 19 pct. – fordi vi også har en betydelig eksport i de timer, hvor vi har stor VE-produktion. En del heraf går til Tyskland og Holland.
- Vores beregninger viser, at selv med en meget stor udbygning af VE-produktionen - med en faktor 2,5 frem til 2030 og med en faktor 5 frem til 2035, hvor energierne i Nordsøen og ved Bornholm vil være taget i brug - vil VE-produktionen i næsten halvdelen af årets timer ikke dække Danmarks elforbrug. Samtidigt vil der være mange timer, hvor elproduktionen vil overstige forbruget 2-3 gange. I de tilfælde vil elprisen falde drastisk, men det kan vi udnytte til at producere brint.
- Principielt kan vi løse problemet med manglende VE-produktion i en del af årets timer på fire måder: ved at bruge grønne brændsler (biomasse eller bionaturgas), ved lagring af strømmen, ved forbrugsfleksibilitet og ved import. I praksis må forsyningssikkerheden på kort og mellemlang sigt komme fra grønne brændsler og fra import. Vi skal være langt bedre til forbrugsfleksibilitet og til lagring. Men navnlig problemet med lagring af el vil tage tid – måske 10-15 år.
- Biomasseanvendelsen er vokset de sidste 5-10 år, men vil falde fremover. Det skyldes navnlig, at behovet falder i varmesektoren, der skifter til varmepumper og geotermi i takt med at gamle biomasseværker afskrives. Nedgangen skyldes også en stigende politisk skepsis over for biomasse, og at store varmepumper, der kan producere fjernvarme, bliver billigere og bedre. Men hvis biomasseanvendelsen falder for hurtigt, bliver vi afhængige af elimport fra Norge og Sverige, og det repræsenterer en *økonomisk* risiko. Det er præcist det, vi har set i 2021, hvor elpriserne er steget meget, og hvor vi i stigende grad importerer el, når den er dyrest.
- Hovedkonklusionen er derfor, at det er vigtigt at fastholde biomassefyret elproduktionskapacitet som reservekraft i mange år endnu. Det er nødvendigt for at fastholde forsyningssikkerheden. Det er vigtigt, at energilovgivningen og de økonomiske incitamenter for el- og varmeværkerne understøtter dette. Det er også vigtigt at udvikle en dansk PtX-industri, så vi kan nyttiggøre vores overskudsstrøm i stedet for at forære den til vores naboer. Axcelfutures forecast viser, at i et worst-case scenario uden en sådan reservekraft vil få et handelsunderskud på el på 5,5 mia. kr. i 2030, hvoraf de 5 mia. kr. skyldes, at importpriserne vil være meget højere end eksportpriserne. I 2035, hvor energierne er etableret, vil handelsunderskuddet udgøre 8,5 mia. kr – selv om import og eksport af el vil balancere for hele året.

- o Endelig kan man ikke vurdere den danske forsyningssikkerhed uden at se ud over vores grænser. De danske energipriser afspejler europæiske og internationale energipriser, og EU's forsyningssikkerhed er ikke imponerende. Det skyldes først og fremmest EU's betydelige gasimport – herunder gasimporten fra Rusland. Det er derfor vigtigt at gennemføre Fit for 55 og herunder både spare energi og udbygge VE-sektoren. Det er også vigtigt ikke at nedlægge flere atomkraftværker.

INDIKATORER FOR FORSYNINGSSIKKERHEDEN

I 2021 har hele verden oplevet stigende, og samtidigt meget volatile, energipriser. I februar 2022 har diskussionerne om energipriser og forsyningssikkerheden på energiområdet desværre fået en ny, tragisk dimension som følge af det russiske militære angreb på Ukraine og den heraf følgende verdensomspændende økonomiske boykot af Rusland.

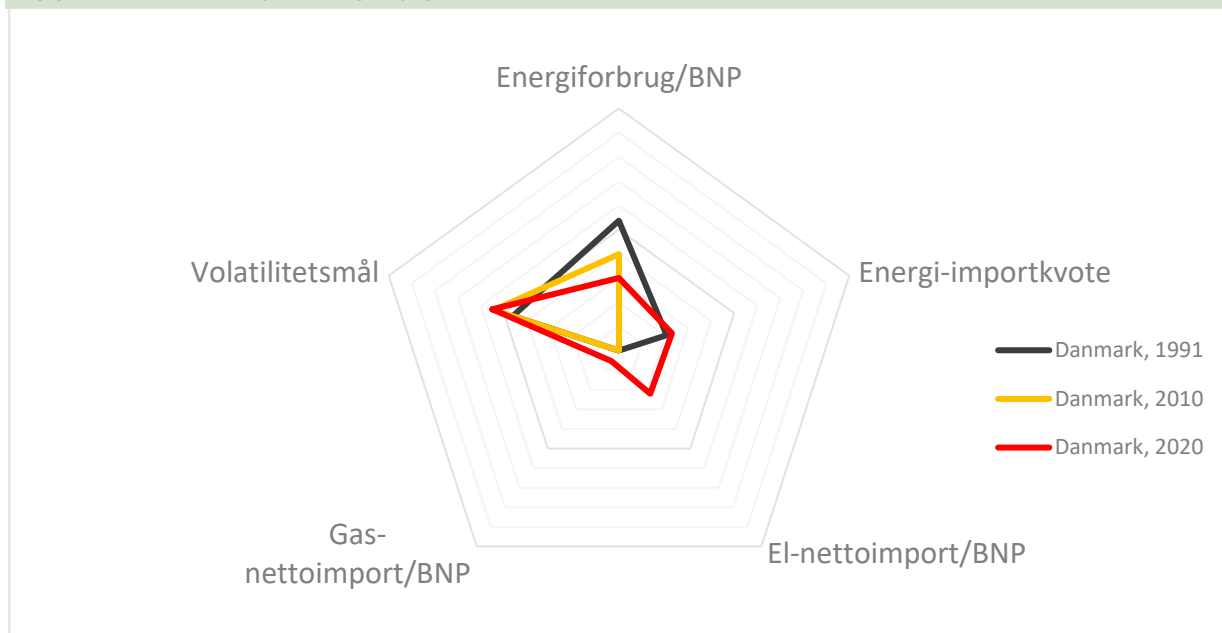
I dette notat vurderer vi den danske energiforsyningssikkerhed. Vi etablerer et mål, som er bredere end energimyndighedernes traditionelle tilgang, som er at se på den tekniske forsyningssikkerhed – dvs. hvornår løber vi tør for fx olie eller gas. Vi breder synsfeltet ud og inkluderer risiciene for, at energimangel giver store prisstigninger, som har afledte økonomiske konsekvenser for virksomheder og husholdninger.

Den økonomiske energiforsyningssikkerhed er udtryk for, hvor modstandsdygtig en økonomi er over for udefra kommende energipriseshok samt fra indefra kommende udbuds- eller efterspørgselsstød, fx pga. transmissionsbegrænsninger eller vejrforhold.

Vi har samlet 5 indikatorer, som vi vurderer tilsammen, giver et godt og dækkende billede af den økonomiske energiforsyningssikkerhed. Indikatorerne dækker 5 centrale områder, nemlig *økonomiens energiintensitet*, *selvforsyningsgraden for al energi*, *et prisvolatilitetsmål*, samt to mål for hhv. *nettoimporten af el* og *nettoimporten af gas*. De to sidste områder er medtaget, fordi el og gas er ledningsbundne, hvilket betyder, at man som energibruger kan være låst til de leverandører, der er knyttet til samme net som brugeren. I bilag 1 har vi nærmere dokumenteret og beskrevet, hvordan disse mål er konstrueret.

I figur 1 er målene for energirisici vist. Figuren og målene skal fortolkes på den måde, at større værdier af indikatoren viser en større risiko. Jo mindre, arealet af "femstjernen" er, jo mindre er risiciene – dvs. jo større er forsyningssikkerheden. Vi har ikke noget sagligt belæg for en præcis sammenvejning af de 5 indikatorer, hvorfor de vises grafisk og ikke blot som en sum.

FIGUR 1. DANMARKS ENERGISICI

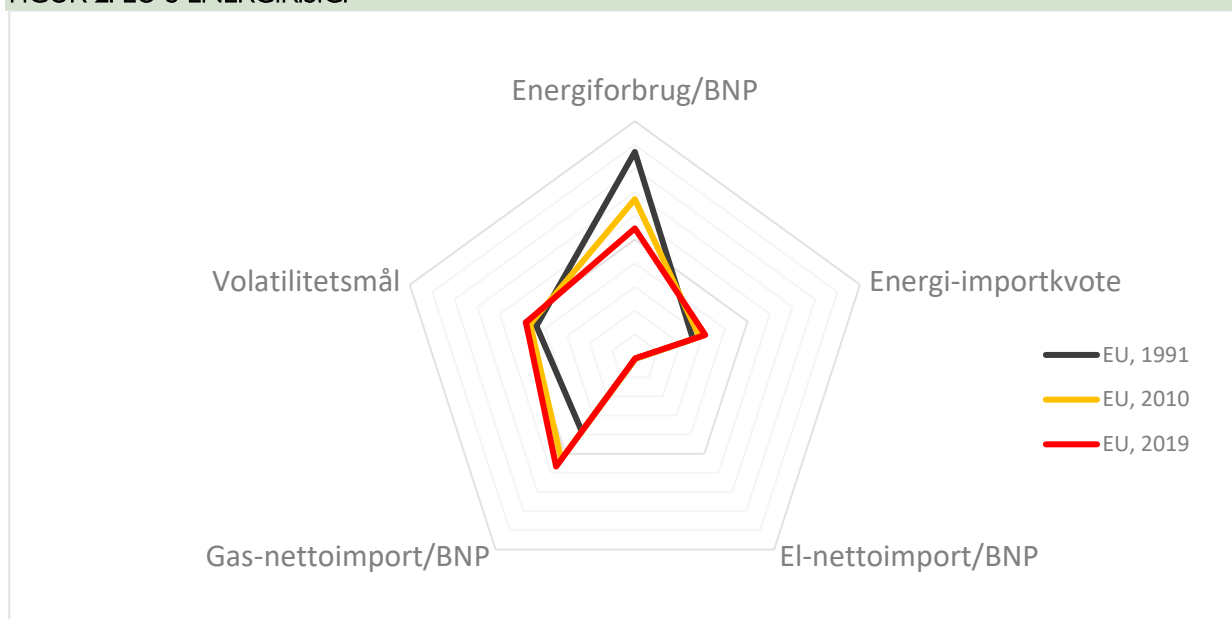


Kilde: egne beregninger baseret på data fra Eurostat

Figuren illustrerer, at Danmarks energirisici blev mindre fra 1991 til 2010 (dvs. forsyningssikkerheden steg). Fra 2010 til i dag er udviklingen gået den anden vej, dvs. risiciene er blevet lidt større, og forsyningssikkerheden mindre. Årsagen til faldet i risiko fra 1990 til 2010 var primært det faldende, samlede energiforbrug. Årsagen til stigningen fra 2010 til i dag er stigningen i nettoimporten af el og i et vist omfang også af gas.

I figur 2 er de tilsvarende risikomål for EU¹ under et vist. Skaleringen er den samme som i figur 4.

FIGUR 2. EU'S ENERGISICI



Kilde: egne beregninger baseret på data fra Eurostat

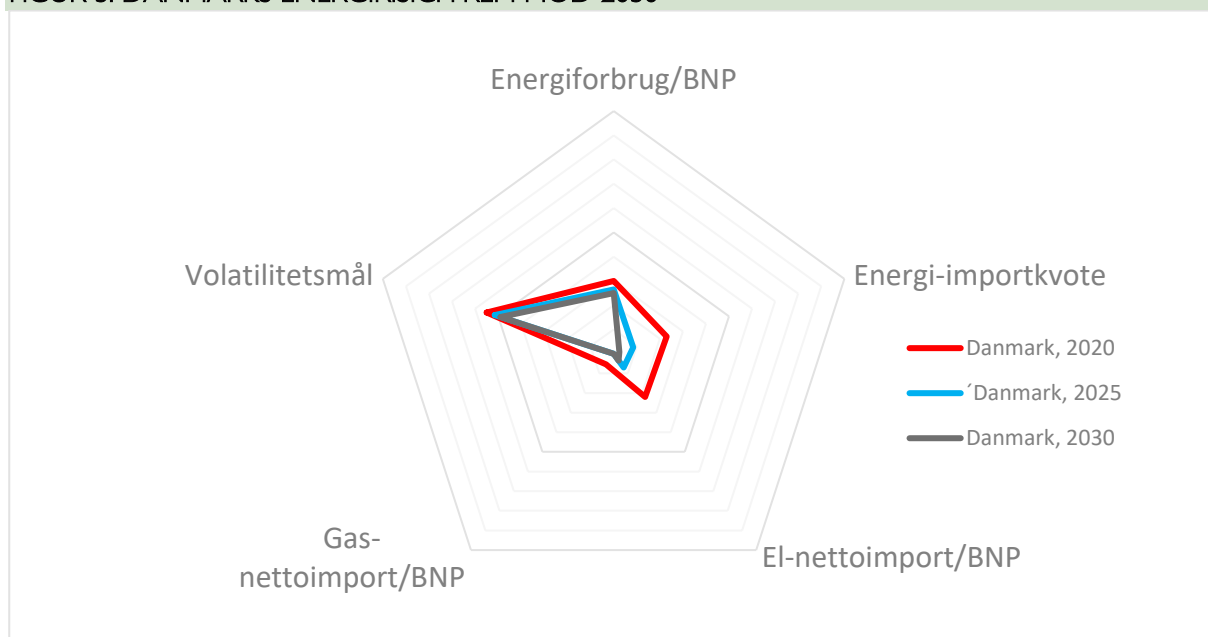
¹ Med EU menes der i denne analyse EU-27, dvs. at UK er fjernet, også fra data for før Brexit.

Denne figur viser, at EU's energirisici samlet er større end Danmarks, når disse opgøres nationalt (noget andet er, som nævnt i indledningen, at Danmarks reelle risikobillede også påvirkes af EU's risici). Det, som i væsentligt omfang øger EU's risici, er det væsentligt højere niveau for det samlede energiforbrugs andel af BNP, den større samlede energi-importkvote (EU importerer ca. halvdelen af sit samlede energiforbrug) og først og fremmest EU's store nettoimport af naturgas – primært fra Norge og fra Rusland.

I figur 3 er Danmark energirisici frem mod 2030 – som beskrevet i Klimafremskrivning 2021's "frozen policy-forløb" - vist.

På trods af en forventet fordobling af elproduktionen fra sol og vind - som giver stigende volatilitet - falder de samlede energirisici lidt frem mod 2030. Det skyldes først og fremmest en stigende produktion af olie og gas fra Nordsøen, som reducerer Danmarks nettoimport af energi – som igen skyldes, at produktionen har været reduceret i de seneste år som følge af renovation af danske platforme mv. i Tyra-feltet. Endvidere forventes Danmarks nuværende, betydelige netto-import af el at falde stort set bort som følge af en forventet udbygning af VE-kapaciteten.

FIGUR 3. DANMARKS ENERGIRISICI FREM MOD 2030



Kilde: egne beregninger baseret på data fra Eurostat

Den overordnede vurdering af hele energisystemet er, at Danmark har høj sikkerhed og en høj egenproduktion af såvel fossil energi, som stiger igen frem mod 2030, og heldigvis også af grøn energi. På grund af renovationen af Tyra-feltet er vi i disse år – indtil 2023 – nettoimportør af naturgas, og de nuværende høje naturgaspriser falder således på et uheldigt tidspunkt. Men generelt er fremtidsudsigterne gode.

Den væsentligste risiko på sigt vurderer vi ligger på elområdet, som vi derfor fokuserer på i resten af analysen.

MERE VE GIVER STØRRE BEHOV FOR RESERVEKAPACITET

Et grundlæggende problem i den grønne omstilling er, at en stigende andel af vind og sol i energiforsyningen også giver et stigende behov for reservekapacitet, når solen ikke skinner, og når det ikke blæser.

Principielt kan elforsyningen i disse situationer sikre på fire måder – når vi samtidigt skal fortsætte udviklingen imod et klimaneutralt samfund. Det er:

- Grønne brændsler
- Lagring af el
- Forbrugsfleksibilitet og
- Elimport.

Grønne brændsler kan i en dansk kontekst være elproduktion med være biomasse, biogas, eller bionaturgas. Disse brændsler regnes alle for udledningsfri, fordi kulstoffet i brændslet er biogent – men især biomasse er omtvistet. Biomassen kan udlede endnu mere CO₂ end kul, men regnes for bæredygtigt, fordi kulstoffet i biomassen er opsuget fra atmosfæren gennem træernes og planternes vækst.

I en del andre lande er atomkraft også en alternativ, CO₂-fri kilde til elproduktion, som kan afbalancere en svingende produktion af sol- og vindenergi.

Elproduktionen med biomasse er billig, og vil især være det i et fremadrettet perspektiv, fordi der er opbygget en betydelig produktionskapacitet i løbet af de seneste år – dvs. en omkostning, som vi allerede har afholdt. En række af biomasseværkerne har i dag en restlevetid på 10-20 år, som kan forlænges med nyinvesteringer. Elproduktionen med biomasse forventes dog at falde, fordi kraftværksproduktionen (med samproduktion af el og varme) udsættes for en stærkere og stærkere konkurrence, især fra varmepumper, som er en billigere energikilde, når elprisen er lav.

I forhold til de argumenter, som blev analyseret i Axcelfutures analyse af biomassen primo 2020², er der i dag et yderligere argument for biomassen, og for at anvende denne i energisektoren fremfor i virksomhederne og i husstanden, nemlig at CO₂ her kan fanges og indgå i et dansk CCS-system.

Lagring af el kan ske på mange måder. I nordisk sammenhæng er den mest energieffektive, og langt den billigste, metode vandkraft, som meget nemt kan styres, så den udfylder det "hul", som svingende VE-produktion giver. I en dansk kontekst omfatter de teknologier, som kan forventes at få en betydning inden for en 10-15-årig periode, bl.a. varme sten, presset luft, batterier og PtX³. Men det er i dag usikkert, om og i hvilket omfang disse teknologier kan skaleres og være økonomisk bæredygtige. Når en stor del den

² Se Axcelfutures analyse om biomasse, februar 2020: <https://axcelfuture.dk/biomasse>

³ En fremragende oversigt over teknologiske lagringsmuligheder er givet i DTU Energi, 2019: Whitebook – Energy Storage technologies in a Danish and international perspective. ([WEC-whitebook-final-version.pdf](#))

danske bilpark bliver elbiler, vil elbilflåden i et vist, begrænset omfang kunne bruges som energilager, når elprisen bliver rigtigt høj⁴.

Hvis strømmen skal lagres i batterier, som ikke "i forvejen" er til stede, men som skal etableres udelukkende for at lagre overskuds-el, bliver dette meget dyrt. Hvis man som et regneeksempel vil vurdere omkostningerne til at etablere et nationalt el-lager med lithium-ion batterier (de pt. mest effektive batterier), vil batterier til at dække tre dages elforbrug (hvor det i tænkt situation er vindstille og overskyet), dette kræve en kapacitet på 0,26 TWh (920 TJ). Ifølge Energistyrelsens teknologikatalog udgør omkostningerne til produktion af større batterier i dag 1.350 kr. (200 USD) pr kWh⁵. Det svarer til en omkostning til disse batterier på 341 mia. kr.

I 2030 forventes prisen nedbragt til 470 kr. (70 USD) pr kWh. Til gengæld regnes med et ca. 50 pct. større elforbrug end i dag på grund af den løbende elektrificering. Batterier til at dække tre dages elforbrug forventes derfor at koste 191 mia. 2020-kr i 2030.

Den teknologi, som formentlig nemmest kan skaleres, er PtX – hvor strømmen anvendes til at producere brint gennem elektrolyse, og hvor strømmen enten lagres i form af brinte eller i form af andre kulbrinter, fx metan eller metanol. Ved lagring af energien som brint, og efterfølgende elproduktion gennem brændselsceller, tabes ved de i dag bedste teknologier ca. 67 pct. af energien⁶, lige som kapitalomkostningerne til elektrolyse og brændselsceller er betydelige. Ved lagring af energien som metan eller metanol er selve lagringen simplere, men energitabet endnu større.

Forbrugsfleksibilitet kan også give et vigtigt bidrag til forsyningssikkerheden i det omfang, virksomheder og forbrugere er villige til at udskyde deres elforbrug, når elproduktionen er lav og priserne som følge heraf høje. Flere danske distributionsselskaber har indført en højere tarif, når elforbruget⁷ er højest, og Energinet har overvejelser om det samme for transmissionsnettet. Problemet her er, at de hidtidige erfaringer har vist, at villigheden til at udskyde elforbrug er beskeden. I det omfang, PtX kommer til at fylde i den danske elstruktur (jf. ovenfor), vil det dog være muligt, at en del af fremtidens elforbrug skal gå til PtX-produktion, som kan afbrydes af Energinet.dk, når der er mangel på strøm. Men en forøgelse af elforbruget til PtX, som muliggøres af en forøget sol- og vindproduktion, vil kun i begrænset omfang give forsyningssikkerhed for det elforbrug, som vi allerede har i dag.

Endelig kan *elimporten* også øge forsyningssikkerheden. Når Viking-linket til UK tages i brug, formentligt ultimo 2023, vil Danmarks samlede importkapacitet – fra Norge, Sverige, UK, Tyskland, Holland og UK – nå op på 9 GW svarende til ca. 60 pct. af Danmarks elproduktionskapacitet og ca. 40 pct. af den forventede produktionskapacitet i 2030⁸. Problemet her er imidlertid, at det gør den danske elforsyning afhængig af markedsforholdene i vores nabolande. Sverige og Norge, som vi normalt importerer fra, skal også gennemgå en elektrificering i de kommende årtier, og i Holland og Tyskland regner de fleste iagttagere med risiko for et el-underskud i på længere sigt.

⁴ Hvis man som fremtidigt eksempel regner med 1 mio. danske elbiler, som i gennemsnit i en mangelsituation vil kunne afgive 10 kWh, ville dette svare til 36 TJ eller ca. 10 pct. af det nuværende, samlede elforbrug i Danmark.

⁵ Svarende til ca. 80.000 kr. for et typisk 63 kWh-batteri i en Tesla 3

⁶ Se fx Axcelfutures PtX-analyse, november 2021, s 20 ([Axcelfuture+-+En+ambitiøs+dansk+brint-+og+PtX-strategi.pdf \(squarespace.com\)](#))

⁷ I Hovedstadsområdet er distributionstariffen således ca. 50 øre/kWh højere end ellers mellem kl. 17 og 20 i vinterhalvåret

⁸ Jf. Klimafremskrivning 2022

Historisk har primært de grønne brændsler (og især biomassen) leveret den nødvendige backup kapacitet til alle de timer, hvor sol og vind ikke giver nok el – men også med et betydeligt bidrag fra elimporten, jf. tabel 1. Nettoimporten af el har været støt stigende i de sidste 7-8 år og nåede i 2020 op på 19 pct.

Bruttoimporten er endnu højere og nåede i 2020 op over 50 pct.

TABEL 1. DANMARKS ELFORSYNING

Pct:	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kul	45%	41%	45%	20%	25%	17%	18%	9%	9%
Olie	12%	4%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Affald (fossil)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Naturgas	24%	23%	21%	5%	6%	6%	6%	6%	3%
Biogas	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Biomasse	3%	8%	11%	11%	12%	16%	15%	15%	15%
Vind	12%	18%	21%	41%	36%	42%	39%	46%	46%
Sol	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	3%	3%
Import	2%	4%	-3%	17%	14%	13%	15%	16%	19%
I alt	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Bruttoimport	23%	34%	28%	45%	42%	43%	44%	45%	52%
Bruttoeksport	21%	31%	31%	28%	28%	30%	29%	29%	33%

Kilde: egne beregninger baseret på Energistyrelsens energistatistik. De enkelte elproduktionsmetoder er her målt ved den el, der kommer ud af værkerne (da der er et energitab er energiindholdet i brændslerne større). Produktionen er her målt i forhold til det endelige danske elforbrug tillagt energitabet i elværkerne samt nettabet i distributions- og transmissionsnettet.

Der er en overgrænse for, hvor stor importen kan blive, ligesom vi ikke kan regne med, at vores nabolande har tilstrækkelig overskudsstrøm i de situationer, hvor vi selv mangler strøm. Dette kan illustreres ved at se nærmere på importbilledet for 2021, jf. tabel 2.

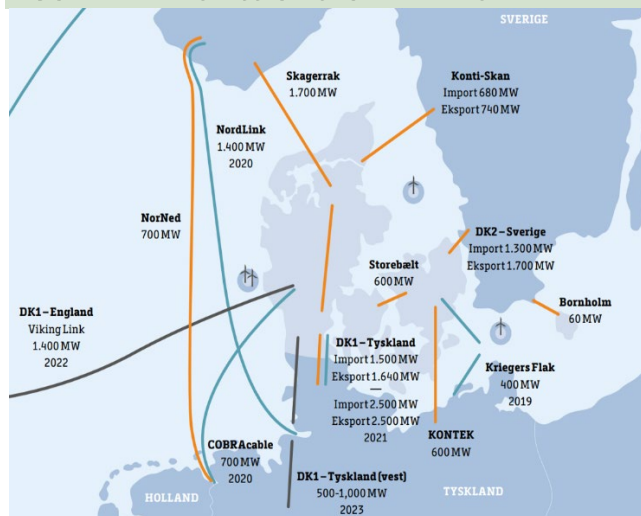
TABEL 2. I HVOR STOR EN DEL AF ÅRETS TIMER IMPORTEREDE VI EL I 2021?

	DK1 (Jylland og Fyn) (heraf med maksimal kapacitet)	DK2 (Sjælland og øerne) (heraf med maksimal kapacitet)
Norge	73 % (30 %)	-
Sverige	68 % (5 %)	78 % (1 %)
Tyskland	38 % (1 %)	37 % (8 %)
Holland	26 % (7 %)	-

Kilde: egne beregninger baseret på data fra Nordpool

Begge de danske prisområder (vest og øst) importerede strøm i ca. $\frac{3}{4}$ af årets timer, og i vest var importen kapacitetsbegrænset i 40 pct. af årets timer. Disse kapacitetsbegrænsninger afhænger af kabelforbindelserne til udlandet, som er vist i figur 4.

FIGUR 4. TRANSMISSIONSFORBINDELSER TIL ANDRE LANDE

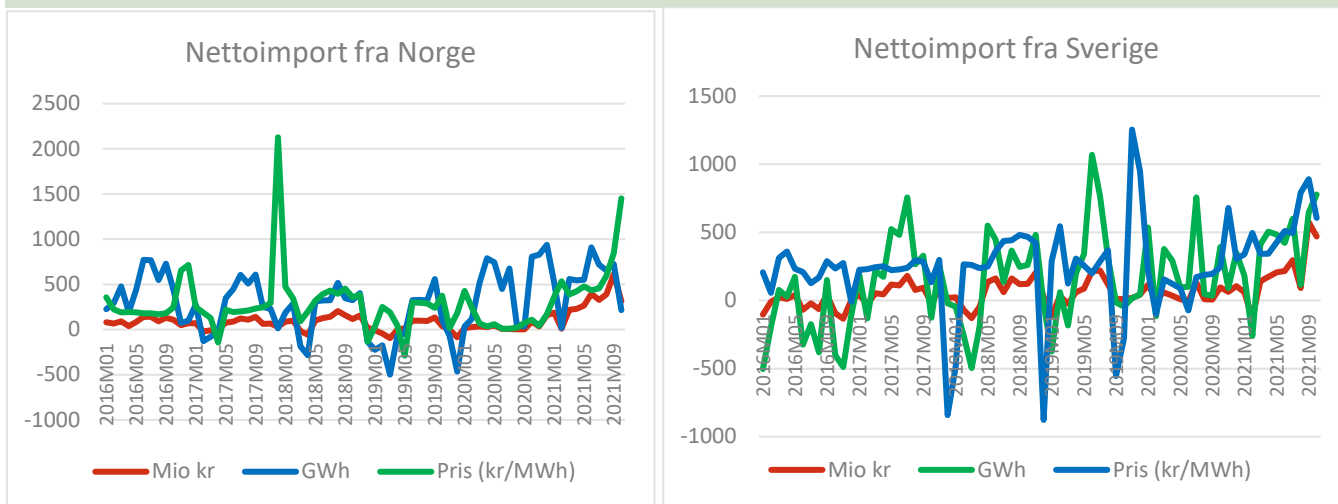


Fra-til	Import- /eksportkapacitet
DK1-No	1632 MW
DK1-See	715 MW
DK1-TY	2500 MW – 3500 MW fra 2024
DK1-NL	700 MW
DK1-GB	1400 MW
DK2-SE	1300 / 1700 MW
DK2-TY	600/585 MW
DK2-TY	400 MW

Kilde og note: Kapaciteterne til højre er fra Forudsætningsnotat nr. 3C, Klimafremskrivning 2022. I figuren til venstre afspejler de forskellige farver forskellige ibrugtagings år. Kapaciteterne i tabellen til højre er for Tysklands vedkommende mindre end på kortet, idet der i klimafremskrivningen er taget højde for begrænsede kapaciteter i Tyskland. Ud over kapaciteterne vist i tabellen er der et kabel over Storebælt med en kapacitet på 600 MW.

For yderligere at belyse import- og eksportforholdene er i figur 5 importen og eksporten måned for måned, opgjort i hhv. MWh og kroner, fra og til og Norge og Sverige, vist. Figuren viser også forholdet mellem dem, dvs. prisen.

FIGUR 5. NETTOIMPORT AF EL FRA NORGE OG SVERIGE



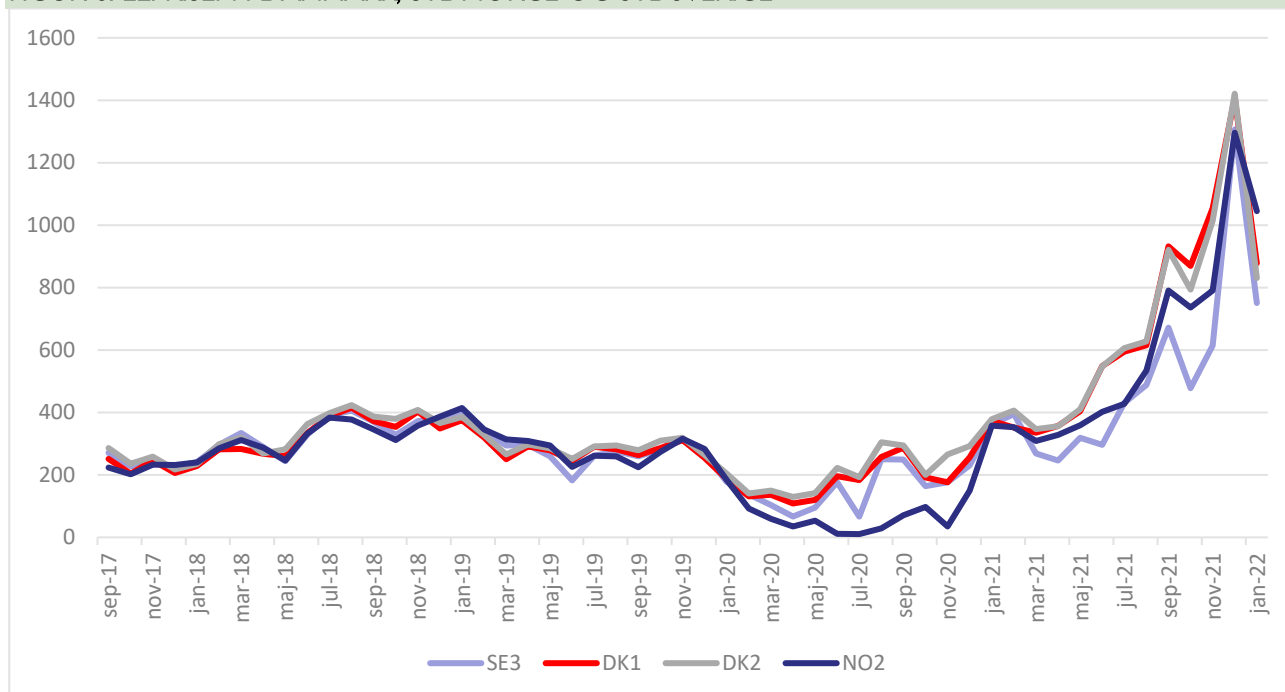
Kilde: egne beregninger

I de sidste år har import- og eksportforholdene ændret sig. Bruttoimporten fylder stadig mere ift. Danmarks samlede forbrug (jf. tabel 1), og billedet er derfor i stigende grad, at Danmark importerer strøm fra Norge og Sverige til højere priser, end dem vi eksporterer til. Det skyldes, at Danmark eksporterer strøm, når vindproduktionen er høj, og priserne derfor lave – og omvendt importerer vi strøm, når prisen er høj. (Der er mao. en stigende tendens til, at den grønne og den blå linje i de to figurer er negativt korreleret). Prisen pr. MWh for nettoeksporten (dvs. opgjort som nettoimporten over

for det enkelte land i kroner, divideret med nettoimporten opgjort i energienheder) har derfor det seneste 1-2 år været højere end den gennemsnitlige pris på markedet. Det har bidraget til en netto-elimport fra Norge og godt 3 mia. kr. og en netto-elimport fra Sverige på godt 2 mia. kr. det sidste år, som dog er blevet opvejet af en netto eksport til Tyskland på ligeledes godt 2 mia. kr. Ud af nettoimporten fra Norge og Sverige på i alt godt 5 mia. kr. udgjorde "priseffekten" – dvs. det forhold, at vi importerer el til højere priser, end vi eksporterer til – ca. 1 mia. kr.

Sammenhængende hermed kan man se, at hvis prisudviklingen i de enkelte områder i Nordpool de seneste år sammenlignes, så er der en øget tendens til større forskelle, end vi tidligere har været vant til. Dette fremgår af figur 6, der sammenligner prisudviklingen i DK1 (Jylland og Fyn) og DK2 (Sjælland) med NO2 (Kristiansand-regionen, der er forbundet med Jylland) og SE3 (det sydligste Sverige), der er forbundet med Sjælland. Priserne er steget mere i Danmark end i de to naboer i de sidste to år.

FIGUR 6. ELPRISEN I DANMARK, SYDNORGE OG SYDSVERIGE



Kilde: Nordpool og egne beregninger

De fremtidige importmuligheder er svære at vurdere, fordi alle vores nabolandes energifremskrivninger – lige som Danmarks – er afhængige af energiplaner, som i disse år disruptes af mange forskellige forhold. Det vil derfor være risikabelt at lade Danmarks forsyningsikkerhed afhænge af en elimport af samme omfang som i dag.

HVOR STOR EN DEL AF ÅRETS TIMER SKAL SOL- OG VINDENERGI BAKKES OP AF RESERVEKAPACITET?

Et centralt spørgsmål, når forsyningssikkerheden i det danske energisystem skal vurderes, er at vurdere behovet for reservekapacitet i det danske el system, når solen ikke skinner, og det ikke blæser. En tilgang til dette spørgsmål er at se på sol- og vindparkernes kapacitetsfaktor, dvs. forholdet mellem den årlige energiproduktion og parkernes effekt.

For vindmølleparkerne er den effektive produktionstid for vindmøller på land i dag ca. 25 pct. og på havet ca. 45 pct., og i gennemsnit var produktionstiden i 2020 30 pct. Effektiviteten er steget gennem årene pga. stadigt bedre og højere møller. For bare 20 år siden var effektiviteten således kun 20 pct. Energistyrelsen regner med fortsatte stigninger fremover, men dog i et aftagende tempo. Styrelsen regner således med en effektivitet på 52 pct. for Horns Rev og for andre vindmølleparker, som bliver etableret frem mod 2030. Som et samlet gennemsnit for alle danske vindmøller regner Energistyrelsen med, at effektiviteten gradvist stiger til 39 pct. i 2030, i takt med at landmøllerne fylder relativt mindre, og nye havvindmøller mere.

Solcelleparkerne effektive produktionstid er lavere. Energistyrelsen regner her med en stigning fra 13,4 pct. i 2022 til 14,7 pct. i 2030.

Forsyningen med el fra vind og sol er ikke et enten-eller, men et gradsspørgsmål. Dette er illustreret i figur 7 og 8 nedenfor, der viser de andele af årets timer, hvor sol- og vindproduktionen udgør givne andele af det samlede elforbrug. For at illustrere udviklingen i den andel af timer, hvor vind- og solproduktionen ikke rækker, har vi analyseret udviklingen i vind- og solproduktionens fordeling over året siden 2005. Vi har for hver time i året opgjort, hvor stor en andel af det samlede elforbrug, VE-produktionen (vind og sol) udgjorde. Hver linje viser, for at givet år, hvor mange timer VE-produktionen fyldte hhv. 0-5, 5-10, 10-15 pct. osv. af elforbruget⁹.

I 2005 var situationen i Vestdanmark¹⁰ den, at de relativt vindstille timer udgjorde en stor andel af årets timer (den røde linje i figuren). I takt med udbygningen af stadig mere havvind er vindfordelingen ændret fra den røde til den grønne linje – dvs. fra en kraftigt faldende struktur til en væsentligt mere flad fordeling. Samtidigt er hele kurven ”rykket mod højre”, dvs. at VE-strømmens andel af det samlede forbrug er steget. Men der er stadig rigtig mange timer, hvor VE-dækningen er langt under 100 pct., og hvor VE-produktionen derfor skal suppleres med sorte eller grønne brændsler, eller import. Omvendt var der i 2021 13 pct. af årets timer, hvor VE-dækningen var over 100 pct., og hvor den overskydende strøm skulle eksporteres¹¹. Men figuren illustrerer også, at med mere og mere el fra sol og vand falder andelen af timer med lav produktion mindre og mindre. Den samlede VE-produktion steg således med 19 pct. fra 2015 til 2021, uden at kurven flyttede sig særligt meget¹².

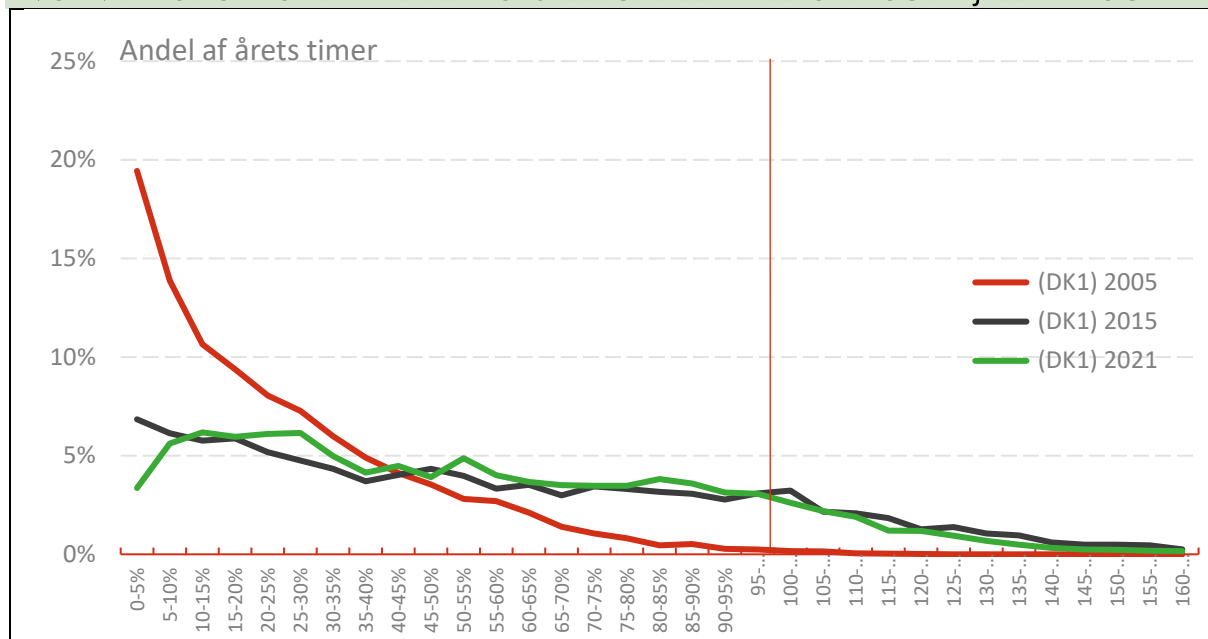
⁹ Det betyder også, at arealet under hver kurve er det samme (nemlig 100 pct., opgjort på 5 pct.-intervaller)

¹⁰ Mere præcist DK1

¹¹ Heraf var elprisen negativ i 1-2 pct. af årets timer

¹² Det skal dog også tages i betragtning, at 2021 var et dårligt vindår

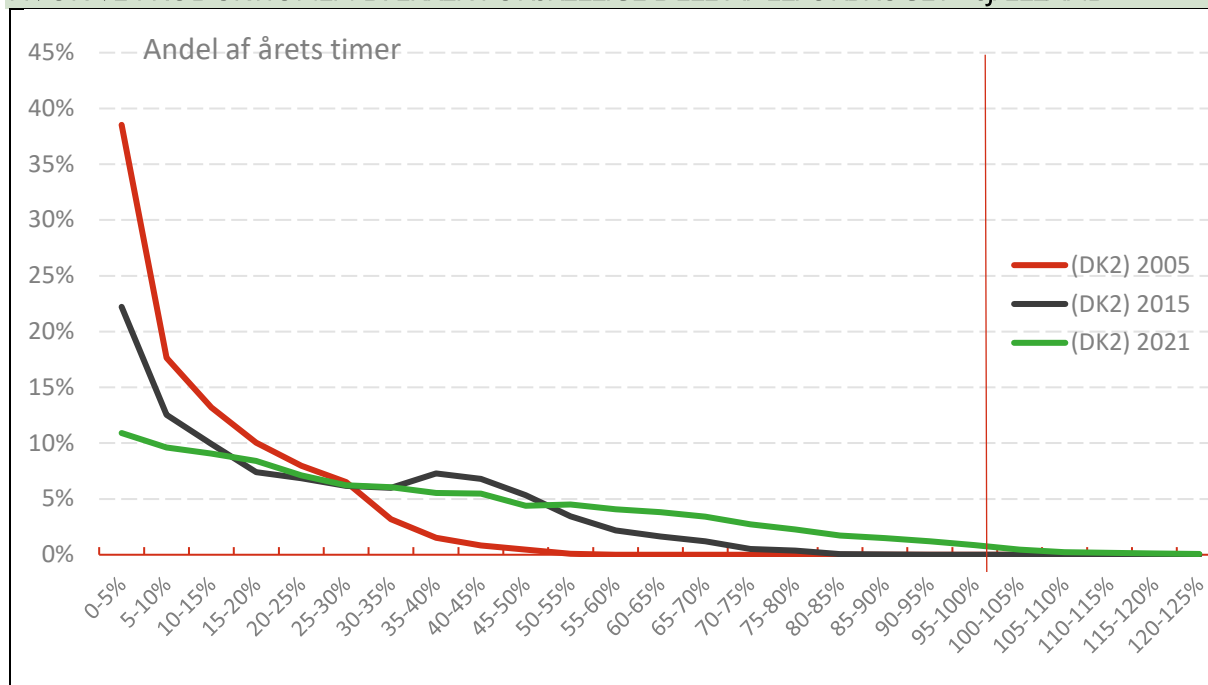
FIGUR 7. FORDELINGEN AF ÅRETS VE-PRODUKTION MÅLT SOM ANDELEN AF ÅRETS TIMER, HVOR VE-PRODUKTIONEN DÆKKER FORSKELLIGE DELE AF ELFORBRUGET– JYLLAND OG FYN



Kilde: egne beregninger baseret på data fra www.eurodataservice.dk/tso-electricity

I figur 8 er den tilsvarende figur vist for Østdanmark.

FIGUR 8. FORDELINGEN AF ÅRETS VE-PRODUKTION MÅLT SOM ANDELEN AF ÅRETS TIMER, HVOR VE-PRODUKTIONEN DÆKKER FORSKELLIGE DELE AF ELFORBRUGET– SJÆLLAND



Kilde: egne beregninger

I Østdanmark er andelen af timer med meget lav VE-dækning ca. dobbelt så stort som i Vestdanmark, og antallet af timer med en VE-dækning på over 100 pct. er helt ubetydeligt. Faldet i andelen af timer med lav VE-dækning er endvidere ikke gået i stå på samme måde som i Vestdanmark.

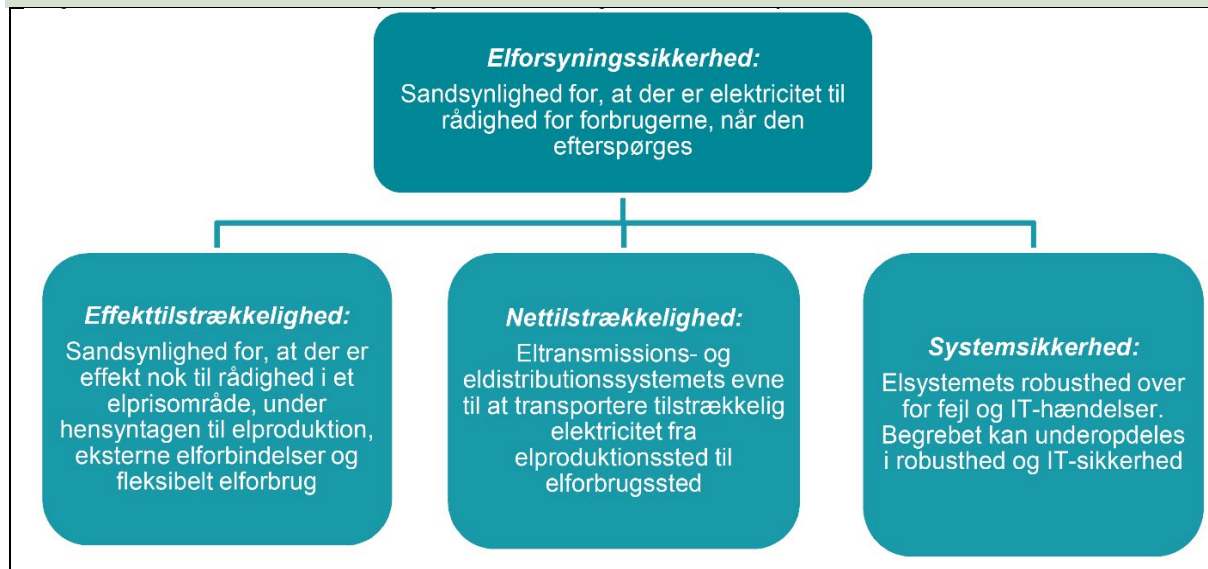
TEKNISK EL-FORSYNINGSSIKKERHED - NU OG FREMOVER

En ting er den hidtidige og nuværende forsyningssikkerhed. Det væsentlige er den fremtidige forsyningssikkerhed, som vi nu vil fokusere på.

Energinet og Energistyrelsen anvender et begreb for elforsyningssikkerheden, som både omfatter nettilstrækkelighed, systemsikkerhed og effekttilstrækkelighed, jf. figur 9. Dette vil vi under et kalde den tekniske forsyningssikkerhed.

Energistyrelsens analyser bygger i vidt omfang på Energinets årlige redegørelser, og en vigtig kilde til vores analyse er Energinets seneste redegørelse fra 2021¹³.

FIGUR 9. ELFORSYNINGSSIKKERHED

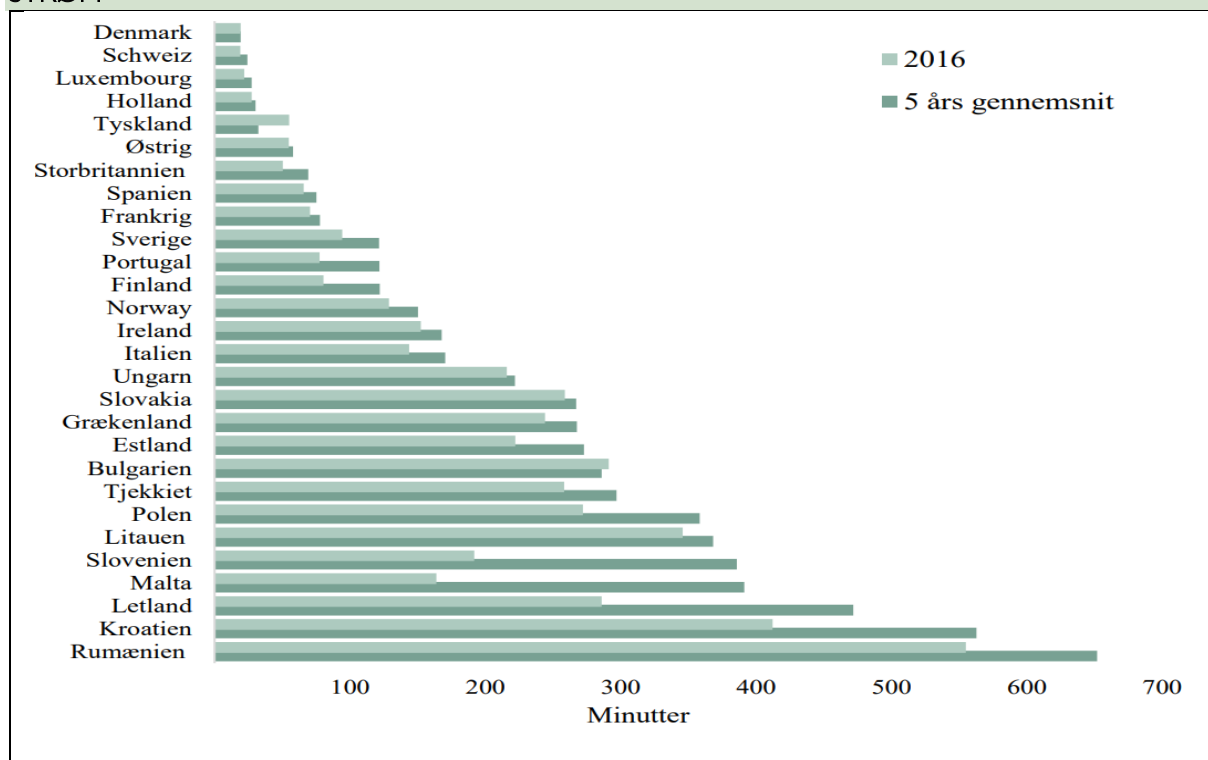


Kilde: Energistyrelsen, 2022: Hovedrapport. Elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030.

Energimyndighederne måler bagudrettet sikkerheden ved det antal minutter, hvor en gennemsnitlig elforbruger har været uden strøm i løbet af året. Denne sikkerhed har da også længe været i top set i et internationalt perspektiv, jf. figur 10.

¹³ Energinet, 2021: Redegørelse for Elforsyningssikkerhed. Vi har også modtaget værdifulde input fra Søren Dupont Kristensen, Senior VP og CEO for Energinet Systemansvar.

FIGUR 10. TEKNISK FORSYNINGSSIKKERHED I EUROPA – MÅLT PÅ ANTAL MINUTTER UDEN STRØM



Kilde: CEER, vist i Dansk Energi, august 2019: Leveringssikkerhed i Danmark

Energistyrelsen har imidlertid i januar 2022 offentliggjort en analyse, der viser, at der er stor risiko for faldende teknisk forsyningssikkerhed i de kommende 13 år. Det gælder allerede i grundforløbet, hvor naturgassen anvendes som backup kilde. Det gælder endnu mere, hvis Danmark skal ophøre fuldstændigt med brug af fossile brændsler i elforsyningen. Hvis biomassen også skal udfases, bliver der tale om en endnu større fald i sikkerheden – svarende til en stærk stigning i antallet af forventede strømafbrydelser, jf. tabel 3.

TABEL 3. FORVENTET ANTAL MINUTTER UDEN STRØM

	Vestdanmark			Østdanmark		
	2030	2032	2035	2030	2032	2035
Grundberegning	0,3	3	16	5	26	172
Fossilt forbud	1	7	38	11	44	254
Reduceret træbiomasse	0,3	3	27	5	26	375
Kombination	1	7	62	11	44	464

Kilde: Energistyrelsen, 2022: Hovedrapport. Elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030. Fremskrivningen viser afbrud som følge af manglende effekt i elsystemet. Hertil kan komme yderligere afbrydelser som følge af afbrydelser i distributionsnettet, som overvejende vil være lokale afbrydelser

Energistyrelsens fremskrivninger viser endvidere, at forsyningsproblemerne vil blive væsentligt større på Sjælland og Lolland-Falster end vest for Storebælt. Det skyldes først og fremmest, at reservekapaciteten på Sjælland er relativt mindre end i Jylland. Selv om fremskrivningen er udtryk for "frozen policy", som kan undgås ved nye tiltag, viser en sammenligning mellem figur 1 og tabel 3, at den østdanske

forsyningssikkerhed i det viste scenarie med stop for fossile brændsler og reduceret anvendelse af biomasse vil svare til niveauet i dag i de europæiske lande, der har lavest forsyningssikkerhed – Letland, Kroatien og Rumænien. Det er naturligvis utilfredsstillende.

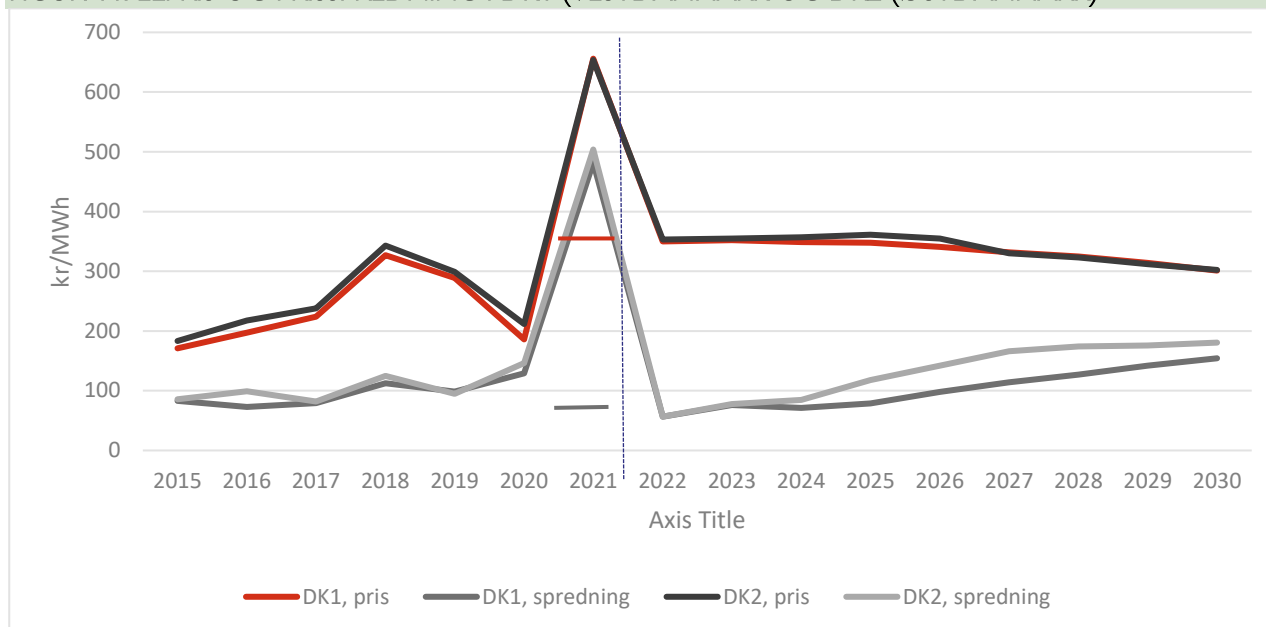
I de senere år har der været en vis uenighed om niveauet for den tekniske el-forsyningssikkerhed. Man kan argumentere for, at denne skal være så høj som muligt, da el er uundværlig for samfundet. Der er imidlertid et samfundsøkonomisk trade-off, idet afbrydelser ikke kan undgå 100 pct. – og hvis man skulle prøve at nå dette, vil det være meget dyrt.

En anden pointe er som nævnt i indledningen, at det ikke er tilstrækkeligt at se på den *tekniske* forsyningssikkerhed. Den *økonomiske* forsyningssikkerhed er mindst lige så vigtig. Den økonomiske forsyningssikkerhed på elområdet vedrører ikke (blot) risikoen for blackouts, men også sikkerheden for at undgå momentvist meget høje elpriser, der giver afledte problemer for virksomheder eller forbrugere.

DEN ØKONOMISKE ELFORSYNINGSSIKKERHED FREMOVER

I figur 11 er vist udviklingen i den gennemsnitlige elpris pr år, og årets prisspredning – målt for alle timer i året. Opgørelsen dækker perioden 2015-21 og er her koblet sammen med Energistyrelsens fremskrivning af hhv. pris og årets spredning i Klimafremskrivning 2021.

FIGUR 11. ELPRIS OG PRISSPREDNING I DK1 (VESTDANMARK OG DK2 (ØSTDANMARK))



Kilde: egne beregninger. Data 2015-21 er faktiske tal fra Nordpool, 2022-2030 er fra Energistyrelsens Klimafremskrivning 2021. Både bagud- og fremadrettet er prisspredningen opgjort for alle årets timer i de enkelte år. Den grå, vandrette streg for 2021 viser den forventede spredning i dette år, da Basisfremskrivning 2020 blev udarbejdet primo 2020 (82-85 kr./MWh for de to prisområder). Den vandrette, røde streg viser det forventede prisniveau i 2021, nemlig 347 og 348 kr./MWh.

Venstre halvdel af figur 11 viser det forløb, som de fleste kender, som både har indebåret en væsentlig prisstigning – en tredobling af prisen – i 2021, og samtidig en betydelig stigning i spredningen mellem timerne. Energistyrelsen regner også med en stigning i spredningen fremover ift. 2022-niveauet.

Det overraskende i figuren er, at fremskrivningens start år – 2022 – ikke hænger sammen med 2021-tallene. Den kraftige reduktion i såvel det forventede prisniveau som spredningen fra 2021 til 2022 kan således undre – og bliver næppe realiseret. Men her skal det tages i betragtning, at Klimafremskrivning 2021 blev udarbejdet primo 2021, dvs. for et år siden i ft. denne analyse.

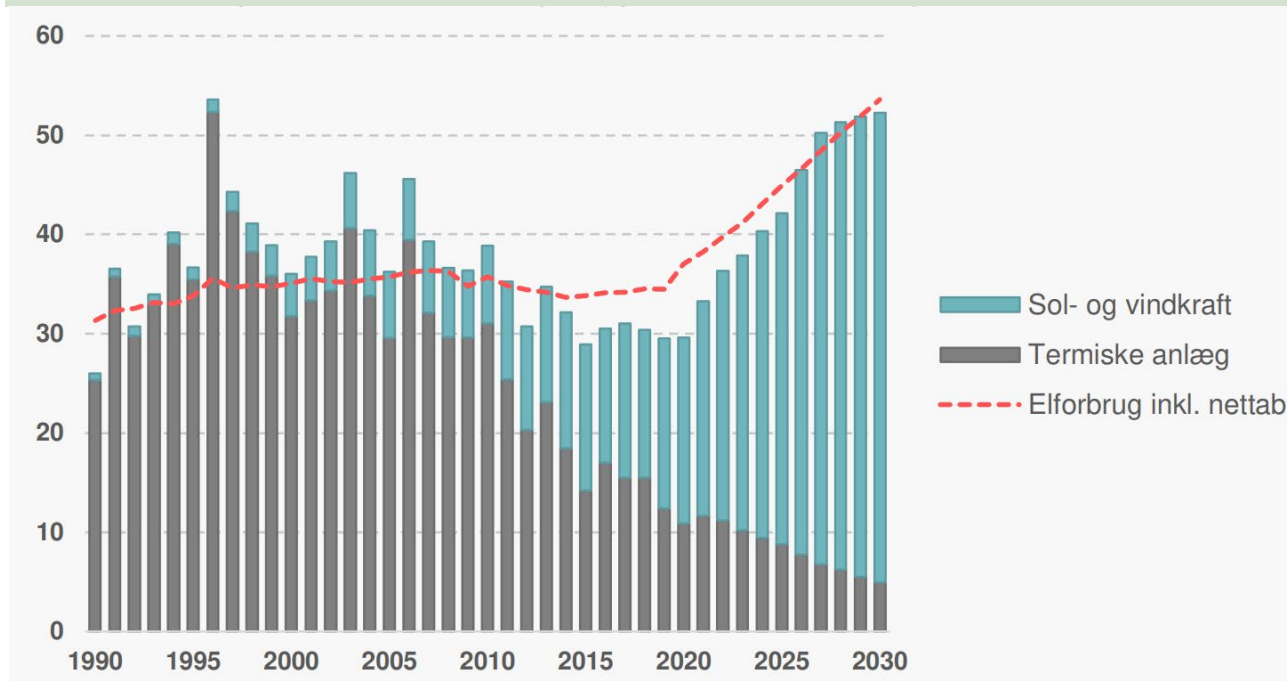
Vi har derfor i figur 11 indsat skønnet for 2021 udarbejdet primo 2020 for den gennemsnitlige elpris, og dens spredning. Det viser, at stigningen i såvel pris som spredning også er kommet bag på Energistyrelsen. Det sætter en tyk streg under, hvor usikre klimafremskrivningerne, der som bekendt ikke kun går et år, men mange år, frem, er. Vi vurderer, at det er sandsynligt, at de faktorer, der har ”disruptet” energimarkederne i 2021, også kan gøre det i fremtiden.

En anden måde at vurdere forsyningsikkerheden på elområdet er at se på Klimafremskrivningens forventning til sammensætningen af kilder i elproduktionen frem til 2030. Denne fremgår af figur 12.

Figuren viser, at produktionen fra ”termiske anlæg” – som i fremskrivningen er fordelt på stort set lige andele af hhv. biomassefyrede og naturgasfyrede værker – falder fra ca. 25 pct. i dag til kun ca. 10 pct. i 2030. Hvordan hænger dette sammen med, at vind- og solproduktionen forventes at være utilstrækkelig til at dække Danmarks el behov i mange af årets timer?

Svaret er, at den forventede dækningsgrad for sol og vind på ca. 90 pct. for år 2030 under et er et gennemsnit af dækningsgrader på langt over 100 pct. i mange af årets timer og en dækningsgrad på væsentligt mindre end 100 pct., også i mange af årets timer. I overskudstimerne eksporteres el til vores nabolande, og i underskudstimerne importeres strømmen.

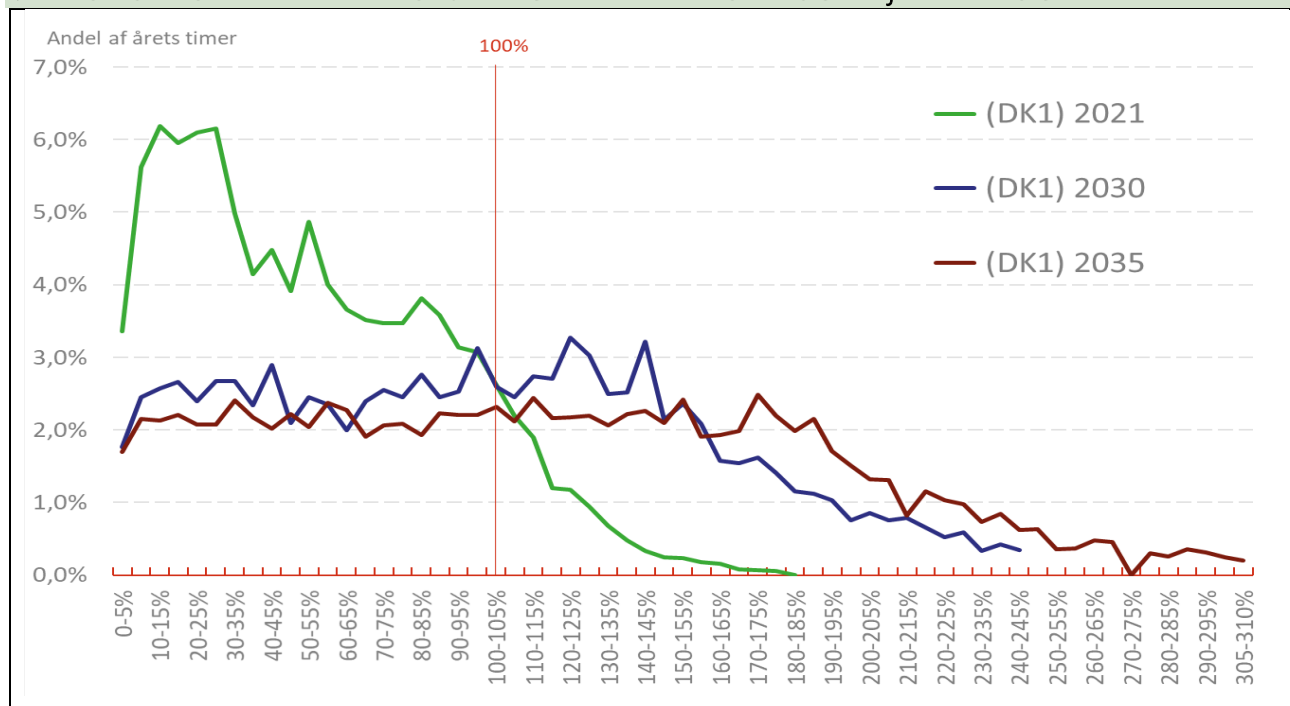
FIGUR 12. FORVENTET SAMMENSÆTNING DANMARKS ELPRODUKTION FREM MOD 2030



Kilde: Forudsætningsnotat 8a, Klimafremskrivning 2022. Y-aksen angiver TWh

Afgørende for, hvor godt elmarkederne vil fungere under disse forudsætninger er, hvordan de vindstille og de blæsende timer fordeler sig over året. I figur 13 og 14 er vist, hvordan de fordelinger over årets timer, som blev vist i starten af dette papir (som figur 7 og 8) vil se ud. Dette er både vist for 2030, med Energistyrelsens forudsætninger – samt for 2035 i et forløb, hvor der er etableret energigør på 3 GW i Nordsøen og 2 GW ved Bornholm. timer. Frem til 2030 er der tale om en meget stor udbygning af Danmarks VE-kapacitet, nemlig med en faktor 2,5 fra 2021 til 2030 - mest på sol (en faktor 10), og næstmest på havvind (en faktor 2,5). 2035, som inkluderer energigørerne, viser også stor udbygning, nemlig med en faktor 4 ift. i dag.

FIGUR 13. FORDELINGEN AF ÅRETS VE-PRODUKTION MÅLT SOM ANDELEN AF ÅRETS TIDER, HVOR VE-PRODUKTIONEN DÆKKER FORSKELLIGE DELE AF ELFORBRUGET – JYLLAND OG FYN



Kilde: egne beregninger baseret på data fra www.eurodataservice.dk/tso-electricity samt data fra Klimafremskrivning 2022

Figurerne viser imidlertid, at selv om antallet af timer, hvor der ikke er tilstrækkelig VE-strøm til at dække forbruget falder, vil der stadig være ca. en stor pct af årets timer, hvor vi er afhængig af elimport. Denne andel udgør 62 pct. af årets timer i 2030, og 46 pct. af årets timer i 2035. Selv en firedobling af VE-produktionen (som i dag dækker halvdelen af elforbruget, jf. tabel 1) kan dermed ikke fjerne vores afhængighed af udlandet.

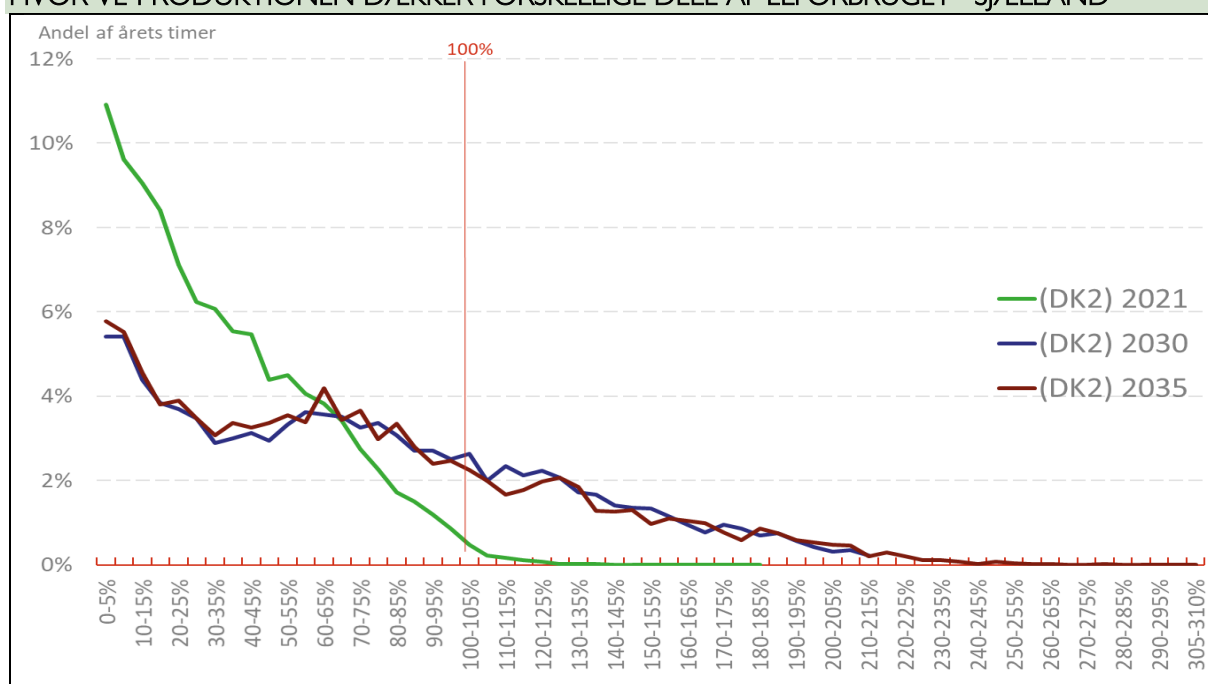
Samtidigt vil det være nødvendigt at eksportere strømmen i en stor del af årets timer. Som man kan se i figur 13, vil der i 2030 og 2035 være en stor del af årets timer, hvor elproduktionen overstiger elforbruget med mere end 100 pct. og derfor skal eksporteres.

Det er med til at give mange timer med en meget stor produktion, at sammenhængen mellem vindhastighederne (hvor meget det blæser) og vindproduktionen ikke er lineær. Tværtimod stiger vindproduktionen med en potens mellem 2 og 3, når vindhastigheden stiger.¹⁴

¹⁴ www.videnomvind.dk

I figur 14 er de tilsvarende fremskrivninger for Østdanmark vist. Kurverne har et lignende forløb, men VE-underdækningen (i ft 100 pct dækning) er mindre, nemlig 79 pct. i 2030 og 47 pct. i 2035. Dette er ikke så mærkeligt, da der er væsentligt mere VE i Jylland end på Sjælland, og da energioen i Nordsøen vil blive væsentligt større end den ved Bornholm.

FIGUR 14. FORDELINGEN AF ÅRETS VE-PRODUKTION MÅLT SOM ANDELEN AF ÅRETS TIDER, HVOR VE-PRODUKTIONEN DÆKKER FORSKELLIGE DELE AF ELFORBRUGET – SJÆLLAND



Kilde: egne beregninger baseret på data fra www.eurodataservice.dk/tso-electricity samt data fra Klimafremskrivning 2022

Den betydelige merproduktion af el i mange af årets timer bør benyttes til PtX-produktion, således at producenterne ikke skal sælge en masse strøm til lave, eller måske endda negative, priser til vores nabolande. Men de to figurer viser, at det ikke vil være nemt at ramme den rigtige økonomiske balance. Mange analytikere mener, at hvis PtX-anlæggene skal være rentable, skal de udnyttes i 60-70 pct. af årets timer - eller bliver Capex (kapitalomkostningerne) pr produceret enhed brint for høj. Men hvis anlæggene skaleres, så de også kan bruges de mange timer med en betydelig vindproduktion (fx op til eller over 200 pct af elforbruget), så bliver der også rigtigt mange timer, hvor det blæser for lidt til at udnytte kapaciteten.

Fremskrivningerne viser således, at selv med en meget stor udbygning af VE-kapaciteten vil der stadig være mange timer, hvor VE-produktionen skal suppleres med grønne brændsler eller med import. Og der vil også være rigtigt mange timer, hvor vi er afhængige af at kunne eksportere den strøm, vi ikke bruger til PtX. Det afhænger ikke bare af kabelforbindelserne, men også hvad der sker på den anden side af udlandsforbindelserne - dvs. om strømmen kan komme "videre ned" i Europa eller "længere op" i Norge og Sverige.

HVAD KAN DEN STORE VOLATILITET I ELPRODUKTIONEN KOMME TIL AT KOSTE?

Det interessant spørgsmål er naturligvis, hvad den store volatilitet i VE-produktionen af el kan komme til at koste – og hvad Danmark kan gøre for at undgå, at denne regning bliver alt for stor. Dette spørgsmål er vanskeligt at besvare, fordi det afhænger af en lang række beslutninger i de lande, vi er elmæssigt forbundet med, men også af en række globale forhold, som den aktuelle krig i Ukraine på drastisk vis demonstrerer.

Myndighederne – både Energinet og Energistyrelsen – har både et tæt samarbejde med andre europæiske lande om energifremskrivninger og råder også over detaljerede modeller¹⁵, der kan fremskrive såvel udbud som efterspørgsel efter el, samt mulige fordelinger over årets timer. Disse prognoser er imidlertid meget usikre, jf. figur 11 foran, som viser, at også inden krigen i Ukraine steg el- og energipriserne med meget mere, end myndighederne havde forudset.

Axcelfuture har derfor opbygget en væsentligt mere simpel model, som lægger til grund, at variationen i vejrforholdene (blæst og sol) over året også fremover vil være den samme som i de seneste år. Vi har også gennemført estimater af sammenhængen mellem på den ene side Danmarks nettoeksport i de timer, hvor VE-produktionen udgør mere end 100 pct. af vores forbrug og på den anden side elprisen i disse timer. Der er tilsvarende gennemført estimater af sammenhængen mellem vores importbehov (i de timer, hvor VE-produktionen er lille) og prisen i disse timer. Estimaterne er gennemført selvstændigt for DK1 og DK2, som adskiller sig væsentlig fra hinanden mht. energibalancerne, jf. diskussionerne i de foregående afsnit.

Estimaterne er simple og skal i høj grad tages med "et gran salt". Det er fx beregningsteknisk antaget, at efterspørgsels kortsigtselasticitet er nul, således at variationerne i den aggregerede udbudskurve for el i den enkelte time udelukkende skubber udbudskurven "til højre" eller "til venstre" i et traditionelt udbuds- efterspørgselsdiagram, mens efterspørgslen er lodret¹⁶. Dette er naturligvis en forsimpelende antagelse, om kun holder delvist i praksis.

De gennemførte estimater viser, at der – som forventet – er en stærk signifikant sammenhæng mellem Danmarks over- og underskud af strøm i de enkelte timer, og elprisen. Med andre ord bekræfter estimaterne det fænomen, der blev beskrevet ovenfor i beskrivelsen af figur 5, nemlig at Danmark i stigende grad eksporterer strøm, når prisen er lav, og importerer strøm, når prisen er høj.

Selv om disse sammenhænge er stærkt signifikante, er estimaternes samlede forklaringskraft beskedent – omkring 0,1. Dette er udtryk for, at selv om de danske elpriser i høj grad afhænger af vores over- eller underproduktion af el, så afhænger priserne i meget større omfang af andre forhold – dvs. af udbuds- og efterspørgselsforhold i andre lande. Det er der ikke noget mærkeligt i - Danmark er i høj grad et transitland på elområdet, som bl.a. de betydelige kabelforbindelser i figur 4 viser.

For at illustrere disse sammenhænge har vi gennemført en beregning, hvor vi har koblet antagelsen om

¹⁵ Især modellen Ramses

¹⁶ Med denne antagelse undgås i økonometrisk forstand simultanitet. Det kan mao. antages, at VE-produktionens andel af efterspørgslen i den enkelte time påvirker elprisen, men ikke omvendt.

uændrede vejrmonstre med antagelser i Energistyrelsens basisfremskrivning 2022 og med de estimerede sammenhænge beskrevet ovenfor. Vi har ydermere gjort den – måske drastiske – antagelse, at al termisk elproduktion – dvs. elproduktion på naturgas, biogas og biomasse – indstilles inden 2030. Vi har også antaget, at det nuværende problem med negative priser, især i DK1, i 1-2 pct. af årets timer, bliver løst. Det er altså antaget, at eksportprisen kan blive nul, men ikke negativ.

Under disse forudsætninger vil Danmark i 2030 få et "handelsbalanceunderskud" på 5,5 mia. kr. Bag dette beløb ligger en elimport på 5,5 mia. kr. og en eksport på 0,5 mio. kr.

Ud af dette underskud på 5,5 mia. kr. udgør "priseffekten" 5 mia. kr. og "mængdeeffekten" 0,5 mia. kr. Dette indebærer, at hvis elimporten kunne ske til de samme priser som vores forecast for eksporten, ville handelsbalanceunderskuddet kun udgøre 0,5 mia. kr.

Det må understreges, at disse beregninger er indikative og usikre og bla. er foretaget ud fra den forudsætning, at Danmark i 2030 slet ikke har backup kapacitet til de timer, hvor det ikke blæser, og hvor solen ikke skinner. Denne forudsætning kommer forhåbentligt aldrig til at holde stik.

I 2035 antages det først og fremmest, at der etableres en energio i Nordsøen med 3 GW vindkapacitet og en ved Bornholm på 2 GW. Herudover er solkapaciteten fortsat med at vokse, og der er etableret en PtX-produktion, der betyder, at Danmark – for året under et – bliver selvforsynende med el. I dette scenarie er nettoimporten af el, målt i TWh, derfor nul – men handelsunderskuddet, målt i kroner, udgør 8,5 mia. kr.

For at reducere denne store samfundsøkonomiske omkostning skal vi vedligeholde en reservekapacitet, der reducerer behovet for dyr elimport, og etablere en PtX-produktion, så Danmark ikke skal forære en masse gratis strøm til vores naboer. Hvad det vil koste, er et komplekst regnestykke. Men for at illustrere størrelsesordenen har vi lavet en følsomhedsberegninger, hvor vi – fx med biomasse – kan producere reservestrøm til en marginalomkostning på 40 øre pr kWh, og hvor overskudsstrømmen kan sælges til PtX-produktion til en pris af 10 øre pr kWh. Det vil reducere underskuddene i 2030 og 2035 med ca. en fjerdedel, men ikke fjerne dem. Og da biomasse- og PtX-anlæggene forudsættes at være danske, vil der ikke være tale om et handelsbalanceunderskud, men om et underskud på en del af elproduktionen, der kan modvirkes af et overskud på andre dele.

Energistyrelsen har i uge 10 offentliggjort prognoser for, hvordan import og eksport af el vil være fordelt over årets timer frem til 2030, og hvordan dette hænger sammen med priserne i de enkelte timer. Disse forecasts indebærer et mindre handelsunderskud end i vores beregninger, men antager også en vis reservekraftproduktion af el, hvor vores forecast er en "worst case" beregning uden reservekapacitet. De offentliggjorte prognoser er endvidere baseret på Klimafremskrivning 2021, udarbejdet primo 2021, og er derfor baseret på lavere priser, end der forventes for Klimafremskrivning 2022, når denne er færdig.

Det kan tilføjes, at den store prisvolatilitet også kunne udgøre et problem for den enkelte forbruger – husstand eller virksomhed. Forbrugerne kan imidlertid dække sig af ved at indgå kontrakter med en fast pris for hele året, og virksomhederne har gode muligheder for at hedge sig på de finansielle markeder.

KONKLUSION: HVAD KAN VI GØRE I DANMARK FOR AT ØGE FORSYNINGSSIKKERHEDEN?

Danmark har en række muligheder for at forøge forsyningssikkerheden på energiområdet. Først og fremmest opnår Danmark i praksis kun en højere forsyningssikkerhed, hvis hele Europas forsyningssikkerhed øges. Det kræver en indsats over en bred front i overensstemmelse med EU-Kommissionens Fit for 55- forslag, herunder især:

- En udbygning med sol- og vindenergi, som reducerer EU's nettoimport af energi
- Generelle energibesparelser, som både reducerer nettoimporten af energi og den økonomiske sårbarhed generelt
- Initiativer, der reducerer EU's meget store sårbarhed på naturgasområdet.

Mht. sårbarheden på naturgasområdet er det i høj grad et tveægget sværd, at naturgas nu ifølge EU-Kommissionens vedtagne grønne taxonomi medtager – under visse forudsætninger – naturgas som grønt brændsel. CO₂-udslippet ved at anvende naturgas er næsten det halve af CO₂-emissionen ved brug af kul – men til gengæld er der i højere grad en god konkurrence mellem kulproducenterne, end tilfældet er på naturgasområdet.

Det må omvendt hilses velkommen, at Kommissionen ved at medtage atomkraft som grønt brændsel forhåbentligt medvirker til at stoppe lukningen af atomkraftværker i Europa.

I Danmark er atomkraft ikke aktuelt. Men det kan øge Danmarks energirisici kraftigt, hvis de eksisterende centrale og decentrale kraftværker, der anvender biomasse, naturgas og biogas nedlægges.

Anvendelsen af biogent affald, halm, træflis og træpiller mv. forventes i Klimafremskrivning 2021 at falde med 23 pct. fra 2020 til 2030, og den form for biomasse, der er størst miljømæssige problemer med, nemlig træpiller og træ, falder med 39 pct. Dette fald må hilses velkommen, fordi noget af den importerede biomasse i praksis fortrænger andre landbrugsprodukter og derfor ikke er bæredygtig.

Dette problem skal imidlertid balanceres op mod fire modgående hensyn.

Det ene hensyn er, at med et reduceret biomasseforbrug vil det være muligt at fortsætte anvendelsen af den fuldt bæredygtige del af biomassen, herunder biogent affald, halm og træflis mv. Der er ingen klimamæssig begrundelse for at stoppe anvendelsen af denne del af biomassen.

Det andet hensyn er, at det kun er biomasseanvendelsen, der kan lede til reelle, negative udledninger – nemlig når CO₂-en fra de biomassefyrede værker fanges og lagres. Dette forhold taler yderligere for, at Danmark især opretholder en vis biomasseanvendelse på de centrale værker, hvor omkostningerne til CO₂-fangst pr tons er lavest.

Det tredje hensyn er hensynet til Danmarks forsyningssikkerhed på elområdet. Selv om det ikke er gratis at opretholde biomassefyrede kedler, også når disse kun anvendes i en mindre del af årets timer, vil det være problematisk at nedlægge og fjerne denne kapacitet. Kapaciteten bør opretholdes med henblik på at sikre elforsyningen i den del af årets timer, hvor det ikke blæser tilstrækkeligt, og hvor det er uhensigtsmæssigt dyrt – eller kapacitetsmæssigt umuligt – at importere den manglende strøm.

Hvis markedets aktører – primært elproducenterne – selv vurderer, at forsyningssikkerheden på

elområdet kan komme under pres, så vil de have et økonomisk incitament til at holde denne produktionskapacitet ved lige (også uden den nuværende støtte til biomassen, som udfases). Så kan den udnyttes, til høje priser, i de timer, hvor sol og vind er utilstrækkelig, og hvor der enten ikke er tilstrækkelige importmuligheder, eller hvor importen er dyr. I så fald løser markedet selv problemet.

Endelig, for det fjerde, betyder det aktuelle behov for at blive uafhængigt af russisk energi, at anvendelsen af biogas og bionaturgas bør forbeholdes den anvendelse, hvor den er sværest at udskifte – og det omfatter ikke elproduktionen, hvor der netop er andre muligheder.

Men hvis elproducenterne er under politisk pres for at reducere biomasseanvendelsen og derfor nedlægger denne kapacitet, så kan Danmark opleve manglende el-forsyningsikkerhed. I et sådant scenarie kunne man forestille sig, at Energinet – for at genoprette elforsyningsikkerheden – skulle gennemføre auktioner, der sikrede et tilstrækkeligt incitament til at opretholde en tilstrækkelig grøn reservekapacitet. Hvis Energinet – finansieret af elbrugerne – skulle betale aktørerne for at holde en sådan reservekapacitet, skal det imidlertid godkendes af EU.

Energinet skønner, at hvis elværkerne skal holde en såkaldt strategisk reserve, vil udgifterne udgøre ca. 3 mia. kroner om året. En strategisk reserve er produktionskapacitet, som kun anvendes i nødsituationer, men ikke indgår i den normale drift. Det forekommer derfor at være en langt bedre løsning at fastholde en del af den nuværende, termiske produktionskapacitet som almindelig backup til de timer, hvor solen ikke skinner, og det ikke blæser.

De mange overskudstimer, vi vil se fremover, udgør ikke et forsyningssikkerhedsproblem. Men de kan komme til at udgøre et økonomisk problem, hvis vi ikke får udbygget PtX-produktionen og har gode muligheder for at eksportere overskudsstrømmen.

Nogle af de industrielle aktører, vi har talt med som led i denne analyse vurderer, at det muligt, at kapitalomkostningerne ved fremstilling af elektrolyseanlæg frem til 2030 kan reduceres med op til 70-75 pct. Hvis dette holder stik, vil det være muligt at fremstille elektrolyseanlæg, der vil være rentable, også når de kun bruges ca. 30. pct af årets timer, og ikke 60-70 pct. som nævnt i det forrige afsnit. En sådan billiggørelse skal ske gennem læring, skalering og industrialisering. Det kræver, at Danmark hurtigt kommer i gang med PtX-projekter, sådan som Axcelfuture påpegede i november 2021¹⁷. Teknologiuudviklingen afhænger dog selvsagt også af udviklingen i de andre lande, som i disse år opprioriterer deres brintproduktion.

Hvis Danmark fx skal opnå en PtX-kapacitet på 3 GW, vil det kræve en VE-udbygning på mindst 5 GW vindkapacitet og samlede investeringer på mindst 12 mia. kr., plus efterfølgende statsstøtte eller vilje til merbetaling fra kunderne på mindst 15 mia. kr. Det er et stort beløb, men dog overskueligt i forhold til de handelsbalance-underskud, der blev nævnt i sidste afsnit.

¹⁷ <https://axcelfuture.dk/s/Axcelfuture-En-ambition-dansk-brint-og-PtX-strategi.pdf>

BILAG 1: INDIKATORER FOR FORSYNINGSSIKKERHEDEN

De indikatorer for forsyningsikkerhed, vi har etableret, vurderer 5 forhold. Disse gennemgås i det følgende.

(1) Økonomiens energiintensitet

I Danmark blev der allerede fra oliepriskrisen i starten af 1970'erne lagt vægt på generelle energibesparelser som middel til at reducere sårbarheden over for energiprisstigninger. Det var længe før klimahensynet blev anerkendt, og inden Danmark blev selvforsynende med energi som følge af olie- og gasproduktionen i Nordsøen. Men generelle energibesparelser, både i virksomhederne og i husstandene, påvirker stadig i hvor høj grad økonomierne rammes af energiprischok.

(2) Selvforsyningsgrad for energi

En betydelig egenproduktion af energi ændrer ikke ved, i hvor høj grad energiforbrugende virksomheder og familier fx påvirkes af energiprisforhøjelser. Men hvis en økonomi har en betydelig energiproduktion, modvirkes øgede forbrugsudgifter hos virksomheder og forbrugere i et makroøkonomisk perspektiv af ekstrairdtægter hos andre virksomheder. Disse ekstrairdtægter kan modvirke konjunkturtillageslag. Afhængigt af hvordan energiforbruget er afgiftspålagt kan energiprisforhøjelser også give staten ekstrairdtægter, som kan give et øget finanspolitisk råderum, når energipriserne stiger.

(3) Volatilitetsmål

En yderligere relevant faktor er energiforbrugets fordeling på de enkelte energiarter. I de senere år har der været betydelig forskel på prisvolatiliteten for de enkelte energiarter. For nogle energiarter udgør de faste omkostninger en meget stor andel af de samlede omkostninger, mens de marginale omkostninger er tilsvarende lave. Det gør sig især gældende for vandkraft og atomkraft.

Vurderet på spredningen omkring et glidende prisgennemsnit har prisvolatiliteten i de sidste 10 år på det danske energimarked været størst for naturgas, næststørst for elpriserne, lavere for biomasse og lavest for kul¹⁸.

Hertil kommer imidlertid, at der for sol- og vindenergi er en betydelig ekstra prisvariation på helt kort sigt – dvs. fra time til time. Denne variation afspejler både, at elforbruget varierer stærkt over døgnet (og i et vist omfang ugen), og at VE-produktionen afhænger af sol- og vindforholdene. Det er denne vejvariation, der betyder, at elsystemerne har behov for en betydelig backup kapacitet for at sikre fuld dækning af behovet også i de timer, hvor solen ikke skinner, og det ikke blæser. Denne kortsigts-variation, som uddybes i nedenfor, kan principielt ikke dækkes ved at øge VE-udbygningen, men kun ved at anvende lagret, grøn energi. For at tage højde for denne kortsigtsvariation er elproduktionen i indeksberegningen tildelt en vægt, der svarer til en standardafvigelse på 20 pct. af gennemsnitsprisen, svarende til det dobbelte

¹⁸ Konkret har vi opgjort standardafvigelsen for en månedligt prisindeks i pct. af prisen som 16 pct. for naturgas, 10 pct. for el, 9 pct. for importeret biomasse og 4 pct. for kul.

af den månedlige prisspredning.

(4) Nettoimport af el

Ud over at nogle energiarter erfaringsmæssigt har større prisvariation end andre er der et særligt konkurrence- eller afhængighedsproblem knyttet til ledningsbunden energi. Problemet er, at mens det globale marked for fossile, flydende brændsler, biomasse (træflis og træpiller) samt kul er nogenlunde velfungerende og sælges på internationalt sammenhængende markeder, så er markederne for ledningsbunden energi væsentligt mere lokale. Simpelt udtrykt har man som forbruger af el og naturgas vanskeligt ved at skifte til andre markeder eller at finde leverandører fra andre verdensdele eller endda, hvis forsyningen skifter.

I Danmark har nettoimporten af el hvert år siden 2015 udgjort mellem 13 og 19 pct af det samlede elforbrug, jf. tabel 1. Fordelingen på importlande varierer typisk fra år til år, men samlet over de sidste 10 år kommer ca. 65 pct. af nettoimporten fra Norge og ca. 45 pct. af nettoimporten fra Sverige – mens Danmark har været nettoeksportør til Tyskland med de ”overskydende” 10 pct.

Indekset beregnes på dette område som nettoimporten af el divideret med BNP (begge opgjort i faste priser) for at få et mål for importens økonomiske betydning

(5) Nettoimport af naturgas

Den sidste indikator er nettoimporten af naturgas i forhold til BNP. De mulige afhængighedsproblemer af leverandørerne er principielt de samme på naturgas-området som på elområdet. Der er dog den forskel, at naturgas kan transporteres med skib¹⁹, når prisen er tilstrækkeligt høj, sådan som vi har set det i 2021, hvor USA har eksporteret gas til flere europæiske lande.

DANMARKS ENERGIFORSYNINGSIKKERHED I INTERNATIONAL SAMMENHÆNG

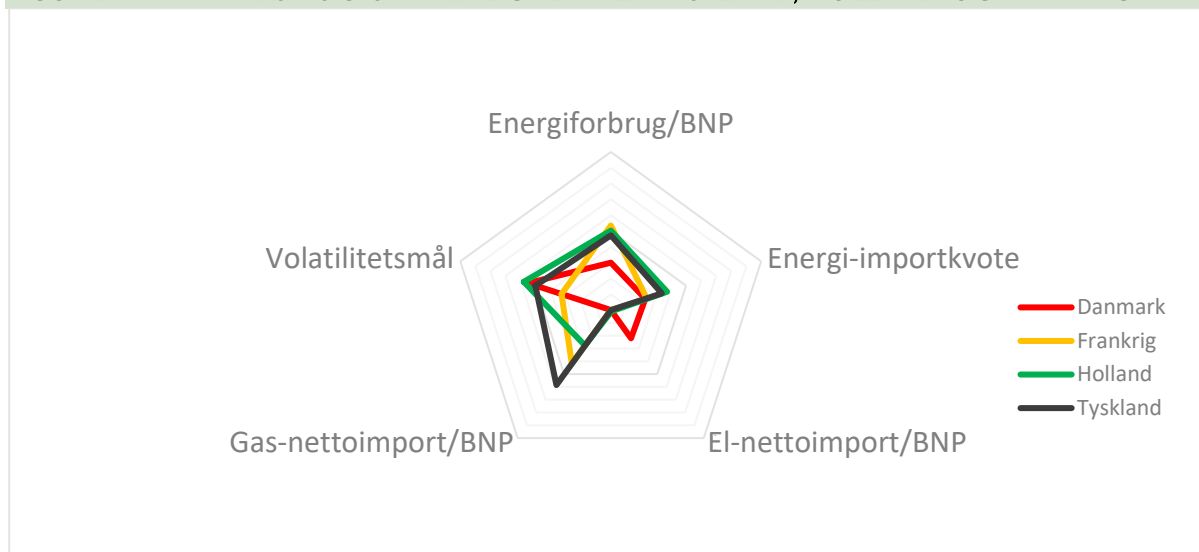
I rapporten er de beskrevne mål for energirisiciene vist for Danmark – historisk og fremadrettet i ft. Klimafremskrivning 2021, samt for EU. Nedenfor er Danmarks energirisici sammenlignet med andre europæiske lande

I figur B1 er Danmarks risici således sammenlignet med risiciene i Tyskland, Holland og Frankrig.

I figur B2 er Danmark sammenlignet med Sverige, Italien og Polen. Sverige er medtaget som naboland, og Italien og Polen viser typiske forhold i hhv. Øst- og Sydeuropa.

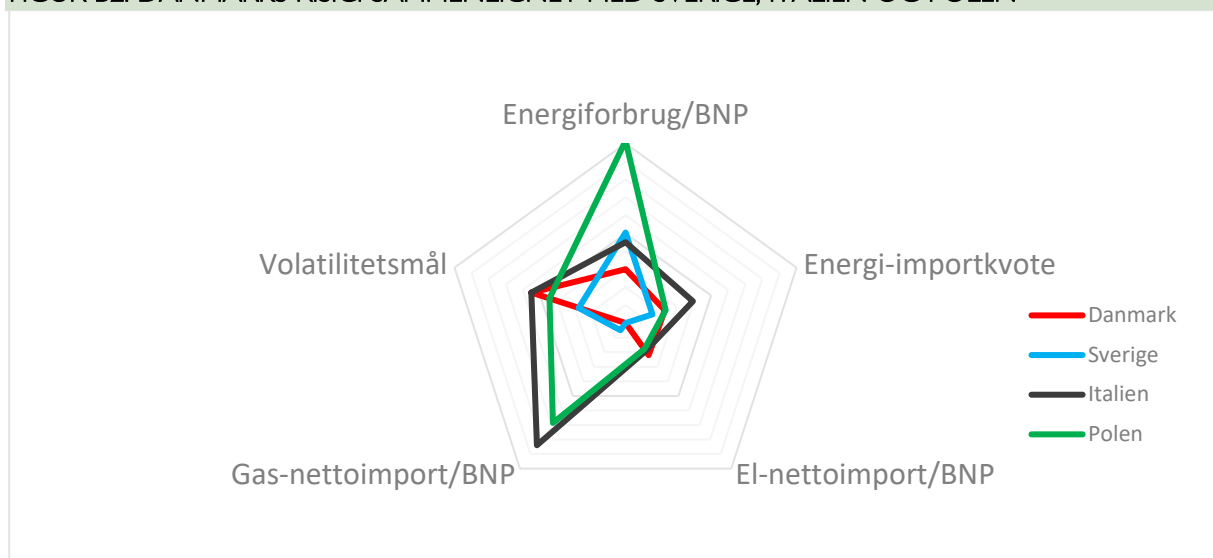
¹⁹ Som LNG, dvs. i flydende form

FIGUR B1. DANMARKS RISICI SAMMENLIGNET MED TYSKLAND, HOLLAND OG FRANKRIG



Kilde: egne beregninger baseret på data fra Eurostat

FIGUR B2. DANMARKS RISICI SAMMENLIGNET MED SVERIGE, ITALIEN OG POLEN



Kilde: egne beregninger baseret på data fra Eurostat

Sverige er det eneste sammenligningsland i analysen, der har mindre energirisici end Danmark – på trods af, at Sverige på grund af væsentligt mere tung industri har et højere samlet energiforbrug pr capita. Det skyldes, at Sverige importerer mindre energi under et, ikke har nogen samlet elimport (men tværtimod er eksportør), og endelig, at Sverige på grund af sit unikke energimix – stort set hele elproduktionen består af atomkraft og vandkraft. Vandkraften kan meget hurtigt skrues op og ned afhængigt af efterspørgslen.

Italien og Polens energirisici er meget større end Danmarks – på grund af et meget stort energiforbrug for Polens vedkommende, en stor samlet energiimport for Italiens vedkommende og en stor gasimport for begge landes vedkommende.

BILAG 2: ESTIMATIONER AF DANMARKS ENERGIFORSYNINGSIKKERHED I INTERNATIONAL SAMMENHÆNG

Som baggrund for vores forecast af elpriserne i 2030 og 2035, og prisernes statistiske udsving gennem året, har vi søgt at estimere nogle sammenhænge mellem VE-produktionen i Danmark – dvs. elproduktionen, i hhv. DK1 og DK2, time for time gennem året, og elprisen. Det er naturligvis en kraftig forenkling af de "virkelige" markeder, hvor elprisen i de enkelte områder i Nordpool-systemet afhænger indbyrdes af hinanden – dvs. at efterspørgsels- og udbudsforholdene i hvert delområde i kombinationen med de transmissionskapaciteter, der er mellem områderne i kraft af kabelforbindelserne, som er vist ovenfor i figur 4.

Vi har gennemført estimater af disse sammenhænge i såvel de timer, hvor Danmark er nettoeksportør, som i de timer, hvor Danmark er nettoimportør. Med "netto" menes her alle udlandsområder under et – i mange timer importerer Danmark fx strøm fra Norge og/eller Sverige samtidigt med, at vi eksporterer strøm til fx Tyskland. Der er ikke nogen grund til at antage, at importpris- og eksportprisrelationerne skulle have sammen udseende eller funktionsudtryk, og vores estimater har da også bekræftet, at disse er væsensforskellige.

Vi har prøvet at se på sammenhænge mellem VE-andelen – dvs. den samlede VE-produktion som andel (målt i pct.) af forbruget og prisen, men også prøvet fx at se på den absolutte VE-produktion som forklarende variabel. De bedste resultater blev opnået ved at bruge VE-andelen som forklarende variabel.

Som kort forklaret ovenfor i teksten må disse beregninger ses som illustrative og usikre – eller en simpel måde til at etablere et sammenligningsgrundlag for Energistyrelsens særdeles komplekse fremskrivninger, hvor Ramses-modellen anvendes til at simulere priser ud fra en lang række forudsætninger om de enkelte delmarkeder.

I praksis fastsættes elprisen i de enkelte timer ved at beregne en akkumuleret efterspørgselskurve og en akkumuleret udbudskurve ud fra de bud, markedsaktørerne afgiver før et "markedsdøgn" (fra kl. 12 til kl. 12) begynder. Udbudsbuddene afhænger først og fremmest af de enkelte elproduktionsanlægs marginalomkostninger, men dog også i et vist omfang af aktørernes forventninger – fx er marginalomkostningen ved vandkraftproduktion i Norge og Sverige meget lille, men buddene herfra højere, fordi prisbuddene også afspejler forventninger til de fremtidige priser.

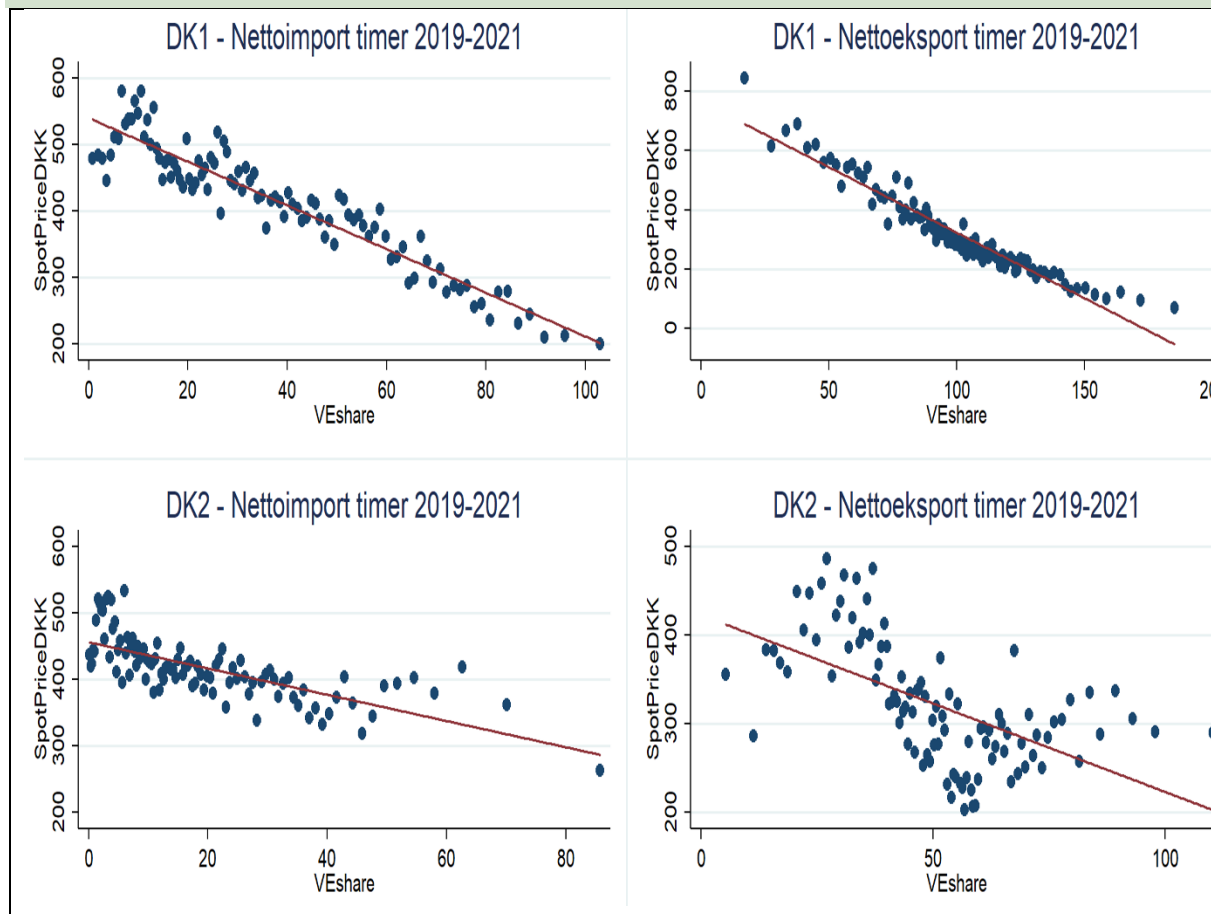
Om estimaterne gælder generelt, at disse ser anderledes ud, når man inkluderer 2021-data i estimaterne, fordi priserne i 2021 har været væsentligt højere end før – især fordi elproduktion baseret på den dyre naturgas har været den afgørende marginalproduktion i mange timer. Ved forecasts skal man derfor tage stilling til, i hvilket omfang de høje, og mere varierende, prisforhold også vil gøre sig gældende fremover. Vi har her valgt at lægge til grund, at det vil de, i hvert fald i et vist omfang, og vi har derfor anvendt sammenhænge baseret på data fra 2019 til 2021.

Estimaterne viser endvidere, at sammenhængene er væsentligt kraftigere for DK 1 end for DK 2. De udviser herudover en række typiske økonometriske problemer, fx kraftig autokorrelation i op til 3 timer efter den aktuelle time, hvilket er kendt fra en række andre studier af elmarkedet. Det største

økonometriske problem er dog, som nævnt i notatet, simultanitet.

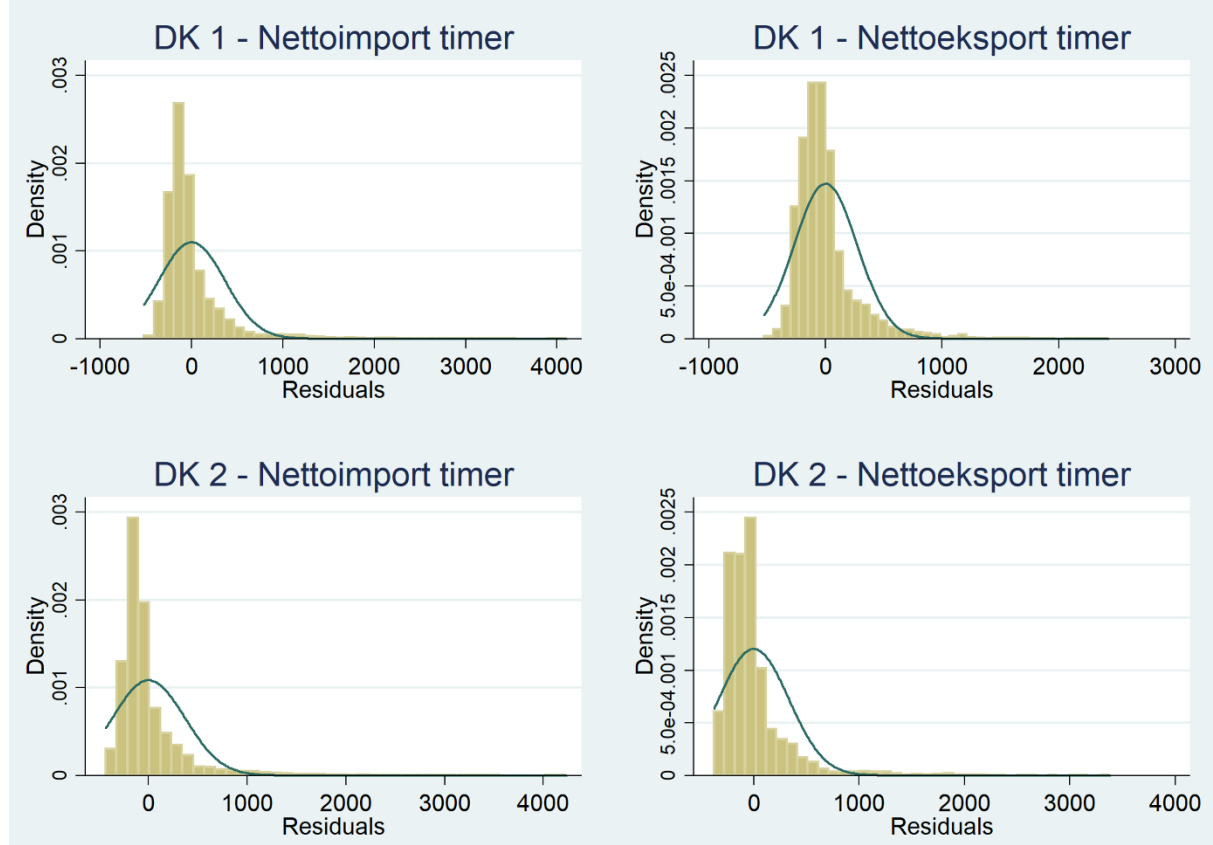
I figur B3 er vist såkaldte scatterplots for de anvendte estimater. På grund af det meget høje antal observationer (n mellem 5.000 og 10.000) viser figurerne såkaldte bin-plots, hvor observationerne er grupperet.

FIGUR B4. RESIDUALPLOTS I FORHOLD TIL NORMALFORDELTE RESTLED



En Jarque-Bera test viser, at residualerne udviser en stærkt signifikant afvigelse fra en normalfordeling, jf. figur B4. Enderne er "tykkere" til højresiderne (dvs. når priserne er højere) men trunkerede til venstre, fordi priserne kun i begrænset omfang kan blive negative. Dette betyder normalt, at man skal være forsigtig med at fortolke traditionelle teststørrelser – men da antallet af observationer er meget højt, anser vi ikke dette for et problem her.

FIGUR B4. RESIDUALPLOTS I FORHOLD TIL NORMALFORDELTE RESTLED



I tabel B 1 er de vigtigste teststatistikker vist. Standardafvigelserne er beregnet ved hjælp af HAC Newey-West estimators, der tager højde for autokorrelation og heteroskedasticitet.

TABEL 1. TESTRESULTATER – ELPRIS SOM FUNKTION AF VE-ANDELEN

	DK1 - elimport	DK1 - eleksport	DK2 - elimport	DK2 - eleksport
Parameter til VShare	-3,283	-4,433	-1,973	-1,993
Standardafvigelse	0,142	0,159	0,199	0,248
P-værdi	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Antal observationer	17.497	8.308	19.082	6.934
R ²	0,051	0,214	0,008	0,014

FINN LAURITZEN, SENIORRÅDGIVER
 TLF. 20 44 03 25
FLA@AXSELFUTURE.DK