



Aalborg Universitet

AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Fakta om Atomkraft i Danmark - Version 2

Input til en faktabaseret diskussion af fordele og ulemper ved atomkraft som en del af den grønne omstilling i Danmark

Thellufsen, Jakob Zinck; Lund, Henrik; Mathiesen, Brian Vad; Madsen, Poul Thøis; Østergaard, Poul Alberg; Nielsen, Steffen; Sorknæs, Peter; Wenzel, Henrik; Østergaard, Jacob; Münster, Marie; Rosendal, Mathias Berg; Madsen, Henrik; Morthorst, Poul Erik; Sørensen, Peter Birch; Andresen, Gorm Bruun; Gøtske, Ebbe Kyhl; Pedersen, Tim Tørnes; Victoria, Marta

Publication date:
2023

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Thellufsen, J. Z., Lund, H., Mathiesen, B. V., Madsen, P. T., Østergaard, P. A., Nielsen, S., Sorknæs, P., Wenzel, H., Østergaard, J., Münster, M., Rosendal, M. B., Madsen, H., Morthorst, P. E., Sørensen, P. B., Andresen, G. B., Gøtske, E. K., Pedersen, T. T., & Victoria, M. (2023). *Fakta om Atomkraft i Danmark - Version 2: Input til en faktabaseret diskussion af fordele og ulemper ved atomkraft som en del af den grønne omstilling i Danmark.* (2 udg.)

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

JUNI 2023

FAKTA OM ATOMKRAFT I DANMARK VERSION 2

INPUT TIL EN FAKTABASERET DISKUSSION
AF FORDELE OG ULEMPER VED ATOMKRAFT
SOM EN DEL AF DEN GRØNNE OMSTILLING I DANMARK

FORFATTERE:

Aalborg Universitet

Jakob Zinck Thellufsen, Henrik Lund, Brian Vad Mathiesen, Poul Thøis Madsen, Poul Alberg Østergaard, Steffen Nielsen og Peter Sorknæs

Syddansk Universitet

Henrik Wenzel

Danmarks Tekniske Universitet

Jacob Østergaard, Marie Münster, Mathias Berg Rosendal, Henrik Madsen og Poul Erik Morthorst

Københavns Universitet

Peter Birch Sørensen

Aarhus Universitet

Gorm Bruun Andresen, Ebbe Kyhl Gøtske, Tim Tørnes Pedersen og Marta Victoria

FORORD VERSION 2

Formålet med denne anden version af dette notat er stadig at få de vigtigste fakta om atomkraft i Danmark på bordet. I første version af notatet lagde vi op til en åben debat og inviterede til kommentarer og input. Dem har vi modtaget mange af. Det vil vi gerne takke for. Vi har brugt de mange kommentarer til at rette, forbedre, tilføje og uddybe, hvorfor vi nu kan fremlægge anden forbedrede og udbyggede udgave af notatet. Vi er selvfølgelig stadig åbne for at modtage kommentarer og inputs frem mod en version 3.

Nogle af de væsentligste ændringer i forhold til version 1 er:

Der er blevet spurgt til detaljerne i vores analyser og modelberegninger, da det for mange kan være svært at forstå, hvordan en fremtidig elforsyning baseret på vedvarende energi kan være stabil. Derfor har vi uddybet modelberegninger fra version 1 af notatet i to appendikser og tilføjet nye modelberegninger, som uddyber analyserne i forhold til det danske energisystems rolle i Europa. Desuden har vi tilføjet et helt afsnit om stabilitet, som forklarer, hvordan stabilitet og forsyningssikkerhed sikres i et vedvarende energisystem såvel som i et atomkraftsystem.

Der har været kritik af vores valg af eksempler på atomkraftværker, når vi har identificeret anlægsomkostninger og byggetider. Derfor har vi tilføjet flere til listen og uddybet diskussionen af hvilke omkostninger og byggetider, der er relevante og aktuelle i en dansk sammenhæng.

Et særskilt kritikpunkt har været valg af 'kapacitetsfaktor'. Kapacitetsfaktoren udtrykker, hvor meget et værk producerer igennem en periode sammenlignet med, hvor meget det maksimalt vil kunne producere, hvis det kørte ved fuld belastning (fuldlast) i hele perioden. Ved en kapacitetsfaktor på 100% vil værket køre fuldlast i hele perioden og ikke have 'udetider', hvor værket ikke kan benyttes f.eks. ved direkte nedbrud, vedligehold eller regulering af driften for at følge behovsprofiler. Vi er her blevet kritiseret for at vælge 75% for atomkraftværker, og i stedet er der blevet peget på 85% som mere retvisende. Vi er også blevet kritiseret for ikke at indregne en eventuel udnyttelse af overskudsvarmen fra et atomkraftværk til fjernvarme, og der er blevet spurgt til, om vi har alle omkostninger til elnettet med.

Som svar på disse kritikpunkter har vi foretaget flere beregninger med forskellige kapacitetsfaktorer for atomkraftværker samt analyser med og uden fjernvarmeudnyttelse. Hermed kan man klart se betydningen af disse valg af forudsætninger.

Kilden for vores valg af 75% er Det Internationale Energiagenturs World Energy Outlook, hvor de forudsiger, at atomkraft i 2050 i det Europæiske energisystem vil have en kapacitetsfaktor mellem 70% og 80%. 85% er teknisk muligt, men vælges typisk når atomkraft ikke indgår i sammenhæng med et energisystem med vedvarende energi.

For at styrke gyldigheden af vores beregninger har vi desuden tilføjet nye analyser af Danmark i en Europæisk sammenhæng, hvor vores beregningsmodeller både optimerer på investeringer i produktionskapacitet og på transmissionsledninger. Disse ekstraanalyser ændrer dog ikke på den centrale hovedkonklusion: At et dansk energisystem med atomkraft er dyrere end et med vind og sol, og at atomkraft tager længere tid at opføre end vind- og solanlæg.

Endelig har der blandt nogle været en forvirring om, hvem vi er, og hvad vores faglighed er i forhold til atomkraftdebatten sammenlignet med forskere, som har en mere specialiseret baggrund i kernefysik eller lignende. Vi er en bred sammensætning af ingeniører, fysikere og økonomer. Vores fælles faglighed er koncentreret om energisystemanalyse, og vores forskningsområde er at analysere, hvordan vi på energiområdet bedst og billigst kan gennemføre den grønne omstilling og hurtigst muligt opnå et CO₂-neutralt samfund. Vi er således ikke kun specialister i en enkelt teknologi. Vi er først og fremmest specialister i, hvordan teknologierne spiller sammen, så vi kan finde de bedste løsninger og optimere det samlede energisystem.

Det er vores vurdering, at det netop er den faglighed og de forskningskompetencer, der er brug for, når konsekvenserne af at investere i atomkraft i Danmark skal sammenlignes med ikke at gøre det. Når trafikforhold skal udvikles og optimeres, er det også trafikforskerens kompetence, der efterspørges, og ikke ekspertise i f.eks. forbrændingsmotorteknologien.

Samlet set er rapporten inddelt i fire kapitler, der fokuserer på forskellige pointer. I kapitel 1 sammenlignes omkostningerne ved at producere en enhed (MWh) el fra henholdsvis atomkraft, sol og vind uafhængigt af resten af energisystemet; Kapitel 2 har et fokus på de samme teknologier, men hvor de er i drift i energisystemet, og dermed kan betydningen af forskelle i produktionsmønstre fra vedvarende energi og atomkraft kvantificeres. Kapitel 3 fokuserer på den del af energisystemanalyserne, der omhandler forsyningssikkerhed og stabilitet. I kapitel 4 diskuterer vi bygge- og planlægningstider på atomkraft.

God læselyst og en god fortsat debat.

SAMMENFATNING

I Danmark har vi en god og lang tradition for en åben og demokratisk debat om vores fremtidige energiforsyning.

Gennem årene har vi udviklet et godt fælles grundlag for, at en sådan debat er baseret på en fælles forståelse af, hvad de enkelte teknologier kan i dag, samt en konsensus om fremtidige forventninger. Dette ses f.eks. i de teknologikataloger, som løbende opdateres af Energistyrelsen og Energinet i dialog med relevant faglig ekspertise, og som i praksis udgør en fælles ramme for denne forståelse for forskellige teknologier.

I den senere tid har der været en debat om, hvorvidt atomkraft kan og bør være en del af den grønne omstilling af Danmarks energiforsyning eller ej. Debatten har indeholdt mange modsatrettede udsagn om blandt andet økonomien i atomkraft og dens evne til at være en del af det samlede fremtidige energisystem.

Det er forståeligt, at en sådan debat opstår i lyset af de nuværende klima- og energiforsyningsudfordringer, samt at denne debat også foregår i andre lande. Men det er en fordel for den danske debat, at den bliver så faktabaseret i forhold til de danske forhold som muligt. Målet med vores notat er at bidrage til dette.

Vi fremlægger i dette notat relevante fakta om nyligt etablerede atomkraftværker i Europa samt forventninger til atomkraft i fremtiden baseret på data fra det Internationale Energiagentur. Disse fakta omhandler anlægsomkostninger, levetider, driftsomkostninger og byggetider.

På baggrund af denne viden, samt tilsvarende data om eksisterende vedvarende energianlæg i Danmark i kombination med Energistyrelsen og Energinets teknologikatalogers forventninger til fremtiden, har vi foretaget en sammenligning af omkostningerne ved at producere el med henholdsvis vind, sol og atomkraft.

Det er ikke let direkte at sammenligne sol, vind og atomkraft. Atomkraft er kendetegnet ved en mulighed for kontinuerlig produktion i modsætning til den mere fluktuerende produktion fra vind og sol. Der er en umiddelbar relativ fordel ved kontinuert elproduktion. Men som det er dokumenteret nedenfor, så er byggetider og investeringsomkostningerne for atomkraft langt højere end tilfældet for vedvarende energi. Derfor bliver den vigtige øvelse at identificere, hvordan henholdsvis vedvarende energi og atomkraft kan indgå i en omstilling af hele energisystemet.

Den fluktuerende produktion fra vind og sol afføder et behov for kapacitet til at balancere systemet, når vind og sol ikke kan levere. Det kan f.eks. være transmissionsnetkapacitet til at udligne ubalancer over geografiske afstande, eller kapacitet i form af f.eks. gasturbiner, der kan køre på grøn gas i sådanne perioder. Tilsvarende kan der være behov for ekstra kapacitet på elektrolyseanlæggene til brintproduktion, som står klar, når der er mest el i systemet. Atomkraft kan have behov for de samme mekanismer, så som gasturbiner og elektrolysekapacitet for at sikre en høj kapacitetsfaktor. Alternativt er atomkraft nødsaget til at følge elbehovet time for time. Det reducerer rentabiliteten af atomkraftværket.

For at kvantificere den økonomiske betydning af disse behov for ekstra kapacitet har vi foretaget energisystemanalyser og gennemregnet et fremtidigt dansk energisystem henholdsvis med og uden atomkraft, hvor vi medtager de gevinster, der vil være ved f.eks. at have færre vindmøller og mindre behov for fleksibelt elforbrug, ligesom vi også har foretaget europæiske analyser på implementeringen i atomkraft i forskellige lande. På den måde kan vi vurdere, hvordan atomkraft vil kunne påvirke det samlede danske energisystem og dets omkostninger. Hertil er der også relevante diskussioner om sikkerhed, affald, dekommissionering og placering, der falder uden for notatets fokusområde.

Vi ser gerne en åben debat om de data, som vi fremlægger. Derfor bad vi også i første version af dette notat om input og kommentarer. Det fik vi, og dem har vi nu brugt til at korrigere og supplere, så vi nu kan fremlægge anden version.

Vi håber forsat, at notatet bidrager til at gøre debatten mere faktabaseret og transparent. Det er der stadig brug for.

Hovedpointer

1. Det er muligt at opretholde en høj forsyningsikkerhed i et el-system baseret 100 procent på vedvarende energi, herunder balancere forbrug og produktion samt styre frekvens og spænding. Der er således ikke behov for atomkraft for at sikre stabilitet i elforsyningen.
2. Et energisystem baseret på vedvarende energi og et andet baseret på atomkraft er begge afhængige af andre teknologier til at omstille varme-, industri- og transportsektoren. Der vil derfor herefter være brug for f.eks. varmepumper til varmforsyning og Power-to-X med mere til at producere grønne brændsler til fly og skibe, uanset om elproduktionen er baseret på atomkraft eller vedvarende energi.
3. Historisk set har omkostningerne til elektricitet fra vind og sol været markant faldende, mens omkostningerne til nye atomkraftværker har været stigende.
4. I dag er elektricitet fra nye atomkraftværker opført i Vesteuropa ca. dobbelt så dyrt som elektricitet fra danske vindmølleparker og solcelleanlæg, selv når man forudsætter en levetid for atomkraftværker på 60 år. Baseret på det Internationale Energiagenturs, IEA's, forventninger til atomkraft i Vesteuropa og teknologikatalogernes forventninger til sol og vind i Danmark forventes denne relative prisforskel at blive endnu større i fremtiden.
5. Samlet set vil investeringen i et atomkraftværk på 1.000 MW øge de årlige omkostninger til den danske energiforsyning med 1,5-2,2 mia. kr., alt efter om det erstatter en del af de danske havvindmølleparker eller en del af de danske landvindmølleparker, og om der udnyttes fjernvarme. Heri er indregnet gevinster svarende til 0,35 mia. kroner i reduceret kapacitet på spidslastværker og elektrolyseanlæg.
6. Ved en massiv satsning på atomkraft, hvor der i stedet anlægges værker for samlet set 7.400-7.600 MW, og den danske vedvarende energimængde fastholdes på det nuværende niveau, vil de samlede omkostninger til energi i Danmark stige med netto 8-10 mia. DKK årligt, efter reduktion af værdien af reduceret elektrolysekapacitet, mindre brintlager og reduktion af spidslastkapaciteten. Altså selv når atomkraftens fordele indregnes, så vil en omstilling til et CO₂-neutralt energisystem med atomkraft være markant dyrere end en omstilling uden atomkraft.
7. At atomkraft i Danmark er markant dyrere end vind og sol ændres der ikke på, uanset om man regner med en kapacitetsfaktor på 75% eller 85%. Der ændres heller ikke på denne konklusion, hvis man indregner varmeleverancer fra atomkraftværket til eventuel forsyning af fjernvarme.
8. Danmarks centrale placering i det Europæiske energisystem, sammenholdt med gode vindressourcer betyder, at prisen for atomkraft skal falde betydeligt eller have markante tilskud førend teknologien, bliver konkurrencedygtig herhjemme. Andre steder i Europa vil atomkraft ikke kræve helt så store prisreduktioner eller tilskud som i Danmark.
9. Der findes atomkraft i verden, som er lige så billigt eller næsten lige så billigt som vind og sol i Danmark. Det er tilfældet, når eksisterende værker levetidsforlænges, eller når værker bygges i f.eks. Kina med kinesisk arbejdskraft og lønninger. Men det er ikke en mulighed i Danmark.
10. Afhængigheden af statslig støtte er væsentligt højere for atomkraft end for vind og sol. I dag kræver vind og sol i Danmark hverken tilskud eller prisgaranti fra staten. Ved det seneste udbud af Thor Havvindmøllepark på 800-1000 MW forventer den danske stat tværtimod en indtægt på 2,8 mia. kroner i løbet af en kort årrække. Til sammenligning kræver opførelsen af atomkraft i England en garanti på omkring 80 øre/kWh i 35 år. Dette niveau er betydeligt højere end prislejet på elmarkedet i Danmark, før gaspriserne steg i 2021 som følge af krigen i Ukraine.

- 11.** Atomkraft egner sig rent økonomisk ikke til reservelast for vedvarende energi i perioder, hvor der ikke er vind eller sol. Prisen på el fra et atomkraftværk, som udelukkende anvendes til reservelast, vil være lige så dyr som fra et gasfyret kraftværk med de historisk høje gaspriser, der herskede d. 13. oktober 2022, og vil være langt højere end den forventede omkostning til et gasfyret spidslastkraftværk baseret på grøn gas i fremtiden. For atomkraftværket vil denne pris gælde i alle 60 år af værkets levetid. Dette er også grunden til, at atomkraftværker i dag altid bygges med en høj kapacitetsfaktor in mente. En sådan kapacitetsfaktor kan ikke opnås i samspil med sol- og vindkraft, hvorved de faste omkostninger skal dækkes af en mindre produktion end i et system uden vind- og solkraft.
- 12.** Små modulære reaktorer (SMR), som er under udvikling af blandt andet det danske firma Seaborg Technologies, er på nuværende tidspunkt ikke kommercielt tilgængelige. Internationale studier indikerer, at de heller ikke fremover bliver markant billigere end den nuværende atomkraftteknologi. På den baggrund er der ikke noget, som tyder på, at SMR-værkerne vil kunne ændre på det billede, som vi har beskrevet ovenfor.
- 13.** I dag er byggetiden på et atomkraftværk i Vesteuropa ca. 15 år målt fra byggestart til ibrugtagning. Hertil kommer en planlægningstid på i størrelsesordenen 5-8 år. Det kan sammenlignes med en byggetid for vind og sol på 2-3 år plus en planlægningstid i størrelsesordenen 1-6 år.

Forord til Version 2	3
Sammenfatning	4
Hovedpointer	5
1 Omkostninger for atomkraft i Danmark	8
1.1 Nuværende elproduktionsomkostninger i Danmark og udlandet	9
1.2 Omkostninger til energi ved få produktionstimer	11
2 Atomkraft og energisystemet	12
2.1 Atomkraft i det fremtidige danske energisystem	12
2.1.1 Et 1.000 MW atomkraftværk i Danmark	12
2.1.2 Fjernvarme fra atomkraft	14
2.1.3 En dansk atomkraftsatsning	15
2.2 Atomkraft i et Europæisk perspektiv	16
3 Stabilitet i elforsyningen	18
3.1 Balancering af forbrug og produktion	18
3.2 Stabilisering af frekvens og spænding	21
4 Byggetider	22
5 Andre betragtninger	23
5.1 Små modulære reaktorer	23
5.2 Støttebehov til investeringer i atomkraft og vedvarende energi	25
6 Tilbageværende spørgsmål	26
Kilder	27
Appendiks A: Beregning af årlig omkostning per energiproduktion	30
Appendiks B: Energisystemanalyser af Danmark	31
Modelbeskrivelse	32
1000 MW atomkraft i samspil med en stor andel vedvarende energi	34
Atomkraftværker som kraftvarmeværker	36
Atomkraft som den primære elproducerende kilde i 2045	38
Appendiks C: Europæisk energisystemanalyse	40
Forskelle og ligheder mellem systemer med og uden atomkraft	41
Modelbeskrivelse	42
Appendiks D: Datagrundlag	48
Brændselspriser og driftstimer	48
Datablade på eksisterende projekter	48
Datablade baseret på teknologikataloger og databaser	50

1 OMKOSTNINGER FOR ATOMKRAFT I DANMARK

I Danmark har vi opstillet mange vindmøller og etableret mange solcelleanlæg. Derfor ved vi, hvad de koster, og hvor lang tid det tager at opføre sådanne anlæg. Vi har også kunnet konstatere, at omkostningerne til vind og sol har været markant faldende gennem de seneste mange år.

Det forholder sig omvendt med atomkraft, som vi ikke har erfaring med i Danmark. Derfor ved vi heller ikke med sikkerhed, hvad det koster, og hvor lang byggetiden ville blive i Danmark. Det bedste, vi kan gøre, er at se på de anlæg, der er ved at blive bygget eller netop er færdigbygget i vores nabolande. Her kan vi blandt andet konstatere, at såvel omkostninger som byggetider er stigende for atomkraft [1].

I den forbindelse er det vigtigt at være opmærksom på, at blandt de muligheder for investering i atomkraft, som har været nævnt i debatten hidtil, er nogle af dem relevante i en dansk sammenhæng, mens andre ikke er.

Blandt de muligheder, som vi ikke har på nuværende tidspunkt i Danmark, er f.eks. levetidsforlængelse af eksisterende værker. Det samme gælder køb af nye teknologier, som ikke er færdigudviklede og ikke er til salg endnu. Det er desuden usikkert i hvilken omfang, vi kan anvende omkostninger til atomkraft bygget uden for Vesteuropa, som f.eks. Hviderusland, Kina, De Forenede Arabiske Emirater og Sydkorea. Som MIT påpeger, er lønniveauet i Kina og Sydkorea væsentligt under lønniveauet i Frankrig og USA [2].

Derfor er den mest sammenlignelige mulighed, som Danmark har at bygge den samme type atomkraftværk, der nu opføres i vores vesteuropæiske nabolande. Her kan vi se, hvad de koster og hvor lang tid, det har taget at bygge dem. Vi har identificeret tre sådanne værker, der alle er baseret på såkaldt EPR-reaktor teknologi (3. generations trykvandsreaktor): Olkiluoto 3 i Finland, Flamanville 3 i Frankrig og Hinkley Point C i Storbritannien. Disse tre værker, er de eneste, som er opført i Vesteuropa gennem de sidste 20 år.

De tre værker sammenligner vi med allerede etablerede solcelle- og vindmølleparker i Danmark. Det drejer sig om Kriegers flak og Horns Rev 3, som begge er havvindmølleparker, Vindpark Thorup-Sletten, som består af 20 landvindmøller, samt Heartland solcellepark ved Holstebro.

Uden for Vesteuropa har man været i stand til at bygge atomkraft til væsentligt lavere priser end de tre vesteuropæiske værker, som nævnes ovenfor. Derfor perspektiverer vi til de muligheder, som vi enten ikke har i Danmark, eller som er bygget i lande, der er meget svære at sammenligne med på omkostningssiden. Vi har derfor inkluderet levetidsforlængelser af eksisterende atomkraftværker (LTO) og opførelsen af Taishan 1 og 2 (EPR-reaktor) i Kina, Barakah 1-4 (APR 1400 reaktor) i de Forenede Arabiske Emirater og Ostrovets 1 og 2 (VVER 1200 reaktor) i Hviderusland. Metode og datagrundlag kan ses i Afsnit 4.

Ud over de allerede etablerede projekter sammenligner vi også med prisfremskrivninger for bygning og drift af forskellige typer af elproduktion frem mod 2050. Her anvender vi forventningerne fra det Internationale Energiagentur som kilde for atomkraft, hvor vi på vindmøller og solceller anvender Energistyrelsens Teknologikataloger baseret på forventninger til danske anlæg. Tallene til analysen er dokumenteret i Afsnit 4.

I den forbindelse er det afgørende at skelne mellem planlagte- og realiserede omkostninger. I en ny bog fra 2023 om megaprojekter fra Oxford-professor Bent Flyvbjerg, fremgår det, at atomkraftprojekter har en gennemsnitlig budgetoverskridelse på 120% - i analysen kun overgået af olympiske lege (157%) og "nuclear storage" (238%). I den anden ende af analysens spektrum ligger fossile kraftværker med en gennemsnitlig budgetoverskridelse på 16%, vindkraftprojekter 13% og solkraft 1%. Der introduceres dermed en betydelig finansiel risiko ved planlægning af atomkraftværker [3]. Med andre ord er de realiserede omkostninger for atomkraft ifølge Flyvbjerg i gennemsnit over dobbelt så høje som de planlagte omkostninger. Sovacool et al. fandt i 2014 et lignende tal på 117 procent [4].

1.1 Nuværende elproduktionsomkostninger i Danmark og udlandet

I dette afsnit sammenligner vi den direkte omkostning til elproduktion på forskellige realiserede (eller næsten færdigbyggede) projekter. Derfor udtrykker priserne i den første del af dette afsnit realiserede omkostninger og inkluderer derfor evt. budgetoverskridelser.

Af **Figur 1** kan det ses de nuværende omkostninger for at bygge og drive de tre atomkraftværker Hinkley Point C, Olkiluoto 3 og Flamanville 3 udtrykt pr. enhed el (MWh) produceret over anlæggets levetid. Omkostningen kan udregnes til mellem 70 og 80 EUR/MWh. De to havvindmølleparker, Horns Rev 3 og Kriegers flak har i modsætning hertil en omkostning på 45-50 EUR/MWh svarende til ca. 60% af omkostningerne til et atomkraftværk. Ser vi nærmere på landmølleparken og solcelleparker i **Figur 1**, så fremgår det, at elproduktionen herfra koster i omegnen af 35 EUR/MWh. Omkostningerne til el leveret fra de atomkraftværker, som de sidste 20 år har været under opførelse i Vesteuropa, er således mere end dobbelt så høj som omkostningerne til el fra landvindmølleparker eller solcelleparker nyligt opført i Danmark.

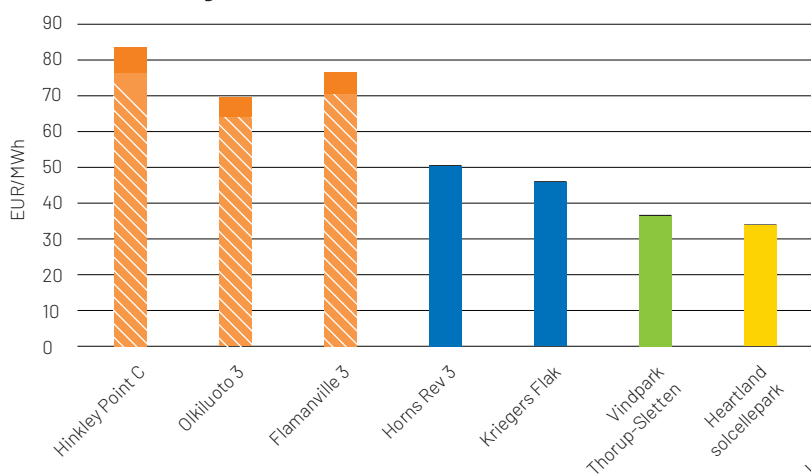
Figur 1 viser også de muligheder, som vi ikke har i Danmark og som derfor er vanskeligere direkte at sammenligne med. Her kan vi se, at havvindmølleparker i Danmark stadig har omtrent samme pris som atomkraft i Kina, ligesom landvindmølleparker eller solcelleparker har omkring samme pris som levetidsforlængelse, hvis det kræver en investering i værket. Det er altså stadig billigere at producere el med vedvarende energi i Danmark, end det er på atomkraftværker andre steder, selv sammenlignet med det Koreanske (KEPCO) værk, som er opført i De Forenede Arabiske Emirater. Baseret på de data, er der derfor intet, som tyder på, at atomkraftinvesteringer i Danmark giver bedre økonomi end investeringer i vedvarende energi.

Desuden er det vigtigt at pointere, at det er usikkert om de lave investeringsomkostninger der identificeres i Asien kan overføres direkte til Vesteuropa. Pt. opføres der EPR-reaktorer i Vesteuropa, mens man i Mellemøsten

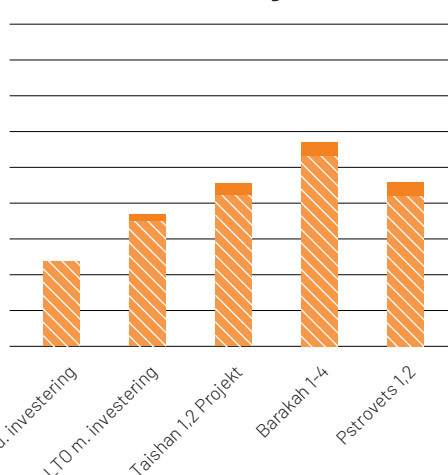
FIGUR 1

Realiserede projekter. Realiserede omkostninger til at producere elektricitet, inklusive anlægsomkostninger, drift og vedligehold og brændsel (levelized cost of electricity, LCOE). **Orange** søjler er atomkraftværker, **blå** søjler er havvindmølleparker, **grønne** søjler er landvindmølleparker, og **gul** er solcelleparker. For atomkraft illustrerer hele søjlen omkostningen ved en kapacitetsfaktor på 75%, og **skraveringen** viser omkostningen ved en kapacitetsfaktor på 85%. Den venstre side af figuren illustrerer atomkraftværker bygget i Vesteuropa og danske vedvarende energiprojekter. Den højre side af figuren viser levetidsforlængelse af eksisterende værker (LTO) og værker bygget uden for Vesteuropa (Kina, De Forenede Arabiske Emirater og Hviderusland). Grundlaget for tallene findes i **Afsnit 4**.

Nuværende muligheder i Danmark



Ikke umiddelbart muligt i Danmark



og Østasien opfører andre og billigere reaktortyper, men spørgsmålet er om disse billigere typer vil opnå samme gevinst i Vesteuropa. Dette skyldes især, at ca. 60 % af investeringsomkostningerne til et atomkraftværk opført i USA relateret til arbejdskraft enten i form af bygningsarbejdere direkte på lokationen eller som ingeniørarbejde. Resten af omkostningerne er til selve reaktoren, turbinen, beton og materialer [2][5], om end omkostningerne til disse komponenter naturligvis også afspejler lønniveauet, hvor disse fremstilles. Her pointerer [2] at især lønomkostninger er forskellige på tværs af landene, så potentielt kan omkostninger blive større i Vesteuropa pga. højere arbejds lønninger. På den anden side, er vesteuropæisk arbejdskraft potentielt mere effektivt, hvilket vil trække i den anden retning.

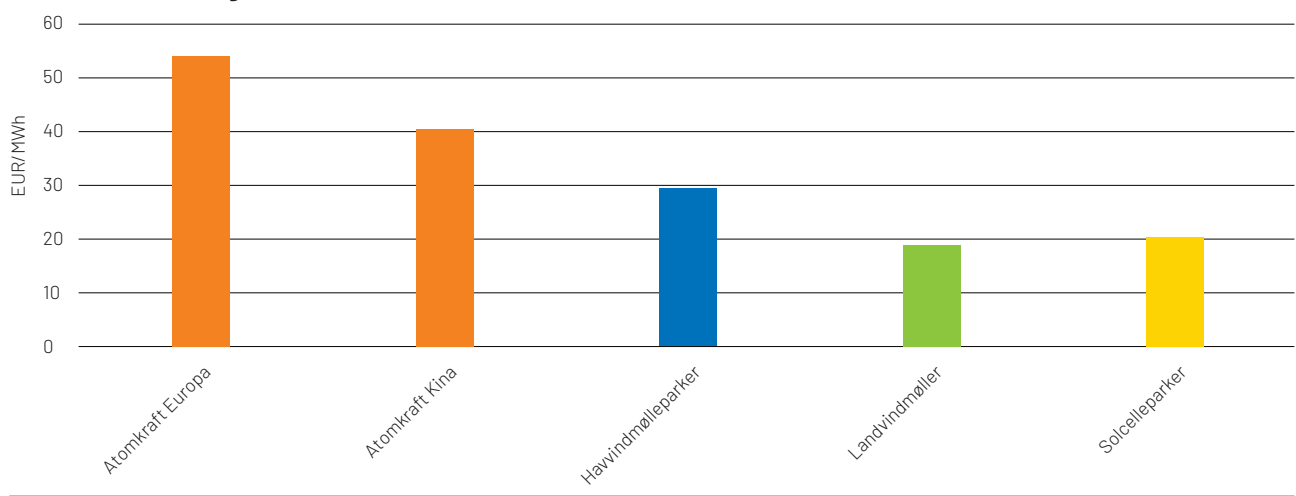
Figur 2 viser de samme omkostninger som **Figur 1**, men baseret på forventninger til prisudviklingen på fremtidige anlæg.

Atomkraftfremskrivningerne er baseret på IEA's forventninger, hvor der både fremgår fremskrivninger af omkostningerne på et europæisk atomkraftværk og et kinesisk atomkraftværk. De forskellige vedvarende energiteknologier er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for at sikre, at vi tager udgangspunkt i en dansk kontekst. Det sidste er vigtigt, da vedvarende energis produktionsomkostninger (LCOE) er afhængig af de lokale vind- og solressourcer. **Figur 2** viser, at der generelt er en forventning til, at alle teknologierne bliver billigere over tid – også atomkraft. For atomkraft i Europa forventer IEA, at omkostningen falder til ca. 55 EUR/MWh, og for havvindmøller forventer Energistyrelsen at omkostningen falder til ca. 30 EUR/MWh og for landvindmøller og solceller til ca. 20 EUR/MWh. Sammenligningen viser, at havvindmølleparker fremover forventes at have produktionsomkostninger på ca. det halve af atomkraft, mens landvind og solceller forventes at have omkostninger helt ned til en tredjedel af atomkraft. Relativt forventes den nuværende store prisforskel således at blive endnu større i fremtiden. Disse priser er alle forventede omkostninger, og derfor i risiko for evt. budgetoverskridelser.

FIGUR 2

Forventninger til fremtidige projekter. Forventede omkostninger (LCOE) ved at producere en MWh elektricitet for forskellige værker. **Orange** er atomkraftværker, **blå** er havvindmøller, **grøn** er landvindmøller og **gul** er solceller. Atomkraft er baseret på teknologinformation fra det Internationale Energi Agentur (IEA), vedvarende energi er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog

2050 fremskrivninger



1.2 Omkostninger til energi ved få produktionstimer

Uanset om en fremtidig elforsyning baseres på atomkraft eller vind og sol eller kombinationer heraf, vil der være et behov for spids- og reservelastværker. Disse er kendetegnet ved få produktionstimer og skal bruges, når der af en eller anden årsag ikke er tilstrækkelig elproduktion på de andre anlæg. En af diskussionerne går på, om atomkraft kan drives som reservelast, altså f.eks. i de timer, hvor vind- og solenergi ikke producerer. En sådan rolle i energisystemet vil betyde, at atomkraftværket vil have en mindre kapacitetsfaktor end de 75-85% der er anvendt i **Figur 1**. Det er vurderet i det følgende.

Figur 3 illustrerer omkostningerne ved henholdsvis et atomkraftværk og en gasturbine under antagelsen, at de kun har, hvad der svarer til 1000 driftstimer på et år ved maksimal kapacitet (fuldlasttimer) eller en kapacitetsfaktor på ca. 11%. Driften af et sådant anlæg vil naturligt afhænge af, hvilket energisystem det bruges i, og her er det relevant at se det i forhold til et fremtidigt CO₂-neutralt energisystem baseret på vedvarende energi. De 1000 fuldlasttimer er valgt, da de ca. svarer til fuldlasttimetallet for alle termiske værker i det CO₂-neutralt energisystem baseret 100% på vedvarende energi beskrevet i "IDA's Klimasvar 2045"[6]. Vi anser derfor de 1000 fuldlasttimer for at være repræsentative for sådanne kraftværker i et fremtidigt CO₂-neutralt energisystem baseret på vedvarende energi.

Af **Figur 3** kan det ses, at for alle tre atomkraftværker er elproduktionsomkostningen ved kun at drive værket 1000 timer ca. 350-400 EUR/MWh, hvilket skyldes, at investeringsomkostningerne skal tilbagebetales på forholdsvist få driftstimer. Dette svarer ca. til at drive en gasturbine, som har langt lavere investeringsomkostninger, hvor gassen indkøbes til 150 EUR/MWh, hvilket ca. svarer til de historisk høje gaspriser gældende i oktober 2022 [7]. Fra et økonomisk perspektiv er atomkraft derved dårligt egnet til denne opgave pga. sine meget høje investeringsomkostninger. Her er en gasturbine, der bruger grøn gas som f.eks. biogas som brændsel en langt mere økonomisk effektiv løsning. Priserne i **Figur 3** udtrykker realiserede omkostninger.

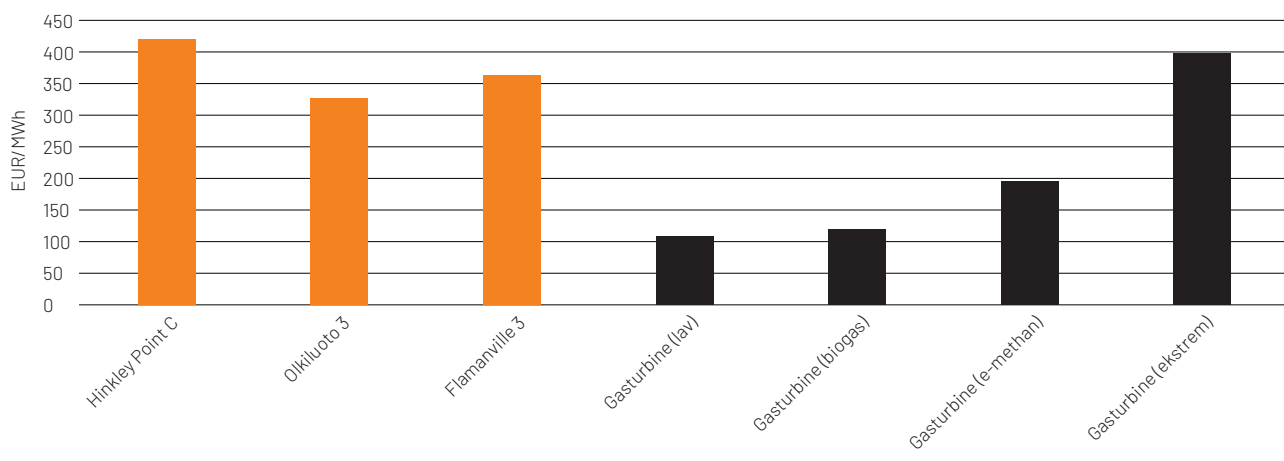
Rent teknisk vil en gasturbine også være mere velegnet til hurtigt at øge/sænke produktionen ('rampe' op og ned) i takt med, at forbruget samt produktion fra vindkraft og solceller stiger og falder. Især hvis værket ofte er helt ude af drift. Et atomkraftværk er med sin dampturbine ikke velegnet til hurtig opstart fra kold tilstand.

FIGUR 3

Den årlige realiserede omkostning for at producere en MWh elektricitet, hvis værket kun drives med 1000 fuldlasttimer

årligt. Figuren illustrerer omkostningerne ved at drive værkerne som reservelastværker i et system, hvor de fungerer som supplement til f.eks. vind og sol. De **orange** søjler er forskellige konkrete atomkraftprojekter i Vesteuropa, de **sorte** søjler er baseret på Energistyrelsens tal for investering i en naturgasturbine kombineret med forskellige gaspriser. "Ekstrem"-prisen til højre repræsenterer elproduktionsomkostningen ved 1000 årlige fuldlasttimer med de høje gaspriser i oktober 2022.

Omkostninger ved 1.000 timers drift



2 ATOMKRAFT OG ENERGISYSTEMET

Atomkraft og vedvarende energikilder som vind og sol har, som nævnt flere gange, relativt forskellige produktionsprofiler. Sol- og vindkraft er afhængige af, hvornår vinden blæser, og solen skinner, hvor atomkraft typisk af anlægsøkonomiske årsager vil producere mere eller mindre konstant – som også indikeret af den høje kapacitetsfaktor. Den varierende produktion fra vindmøller og solceller gør, at der er behov for fleksibilitet. Dette kan være i form af lagring, konvertering af el til direkte brug i anden sektor f.eks. fjernvarme, udveksling af el og alternative produktionsmetoder for at balancere mellem timer med megen produktion og timer, hvor vind og sol stort set ikke producerer. I modsætning til vind og sol kører atomkraft stort set konstant. Til gengæld har atomkraft brug for reservelast når værkerne er ude af drift. Udfordringen er derudover, at det økonomisk ikke giver mening at køre spidslastdrift på atomkraftværker, som vist i Afsnit 1, så også her vil der være brug for fleksibilitet og backup i energisystemet. Atomkraft og vindkraft har derfor det til fælles, at de gerne skal køre som de først prioriterede enheder i vores elproduktion og derefter suppleres af mere fleksible enheder.

Dette kapitel analyserer atomkraft både i dansk perspektiv og et europæisk perspektiv.

2.1 Atomkraft i det fremtidige danske energisystem

For at kunne vurdere forskellene mellem energisystemer baseret på vedvarende energi og atomkraft, og give et samlet bud på de tekniske og økonomiske konsekvenser, er der for de danske analyser foretaget energisystemberegninger baseret på det CO₂-neutrale energisystem baseret på vedvarende energi beskrevet i IDA's Klimasvar 2045 [6]. Yderligere information om beregningerne findes i Appendiks B.

2.1.1 Et 1.000 MW atomkraftværk i Danmark

Med udgangspunkt i et CO₂-neutralt Danmark i 2045, som beskrevet i IDA's Klimasvar 2045, sammenlignes et fremtidigt klimaneutralt energisystem henholdsvis med og uden atomkraft. Dette eksempel illustrerer effekten af et atomkraftværk i Danmark på 1.000 MW. Værket indplaceres i et system, der er baseret på en høj mængde vedvarende energi, oprindeligt 14.075 MW havvindmøller, 5.000 MW landvindmøller og 10.000 MW solceller. Introduceres der i dette system 1.000 MW atomkraft med et sådant atomkraftværk er der ikke behov for samme mængde vedvarende energi. Derfor præsenteres to scenarier: Et hvor der bygges færre havvindmøller og et, hvor der bygges færre landvindmøller. Det betyder henholdsvis 1.475 MW færre havvindmøller eller 2.043 MW færre landvindmøller. Produktionen af CO₂-neutral elektricitet er dermed ens på tværs af alle scenarier. Det er i begge scenarier stadig vedvarende energi, som leverer den største mængde elektricitet i systemerne. Da atomkraftværket har et andet krav til fleksibilitet, så medfører investeringen i atomkraftværket, at der kan spares på fleksibiliteten andre steder i systemet. I analyserne sker det konkret i elektrolysekapaciteten for Power-to-X.

Atomkraftværket forudsættes at have en planlagt udetid på 10% til brændselsskifte og vedligehold, samt at det er i stand til at regulere ned til 20% af dets maksimale last. Resultatet af disse antagelser gør, at atomkraftværket får en kapacitetsfaktor på 76-77% i scenariet, når det skal indgå i samspil med en stor mængde vedvarende energi.

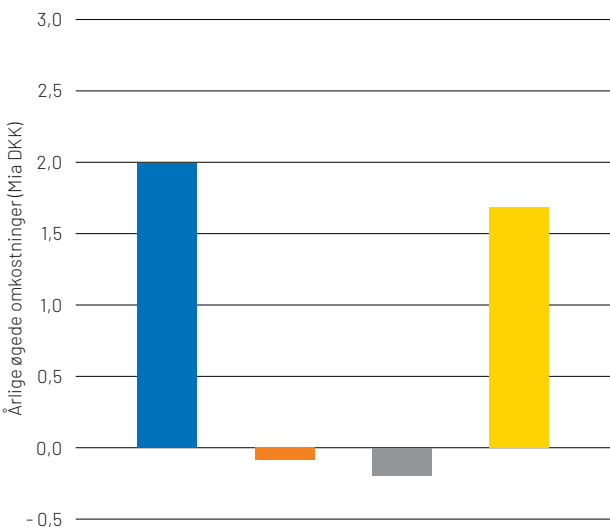
Af **Figur 4** kan det ses, at investeringen i atomkraft giver en samlet øget omkostning i energiforsyningen. Den blå søjle viser at selv med besparelser for investeringerne i vindmøller, så er den samlede årlige omkostning i elforsyningen mellem 2 og 2,5 mia. DKK højere i scenariet med et 1.000 MW atomkraftværk. Dette skyldes, at investeringsomkostningerne i atomkraftværket er højere end for de vindmøller og solceller, der blevet fjernet fra scenariet. Der er også tale om øgede driftsomkostninger til uran m.v.

I figuren har vi udskilt besparelser i systemet, som følger af reducerede omkostninger til fleksibilitet, der kan opnås med atomkraft i forhold til vind og sol. Disse består primært af sparede anlægsomkostninger på elektrolyseanlæg, og kan opgøres til omkring 0,15 til 0,20 mia. DKK årligt i scenariet med 1.000 MW atomkraftværk. Også besparelser i spids- og reservelasten er en mulighed. Her opnås en besparelse på imellem 0,07 mia. og 0,09 mia. DKK. Der er derved besparelser at opnå andet sted i energisystemet med atomkraft, men de samlede besparelser er ikke tilstrækkelige til at udligne de ekstraomkostninger, der vil være til en investering i et 1.000 MW atomkraftværk i Danmark. Samlet set vil et 1.000 MW atomkraftværk medføre en ekstraomkostning på mellem 1,7 og 2,2 mia. kroner om året.

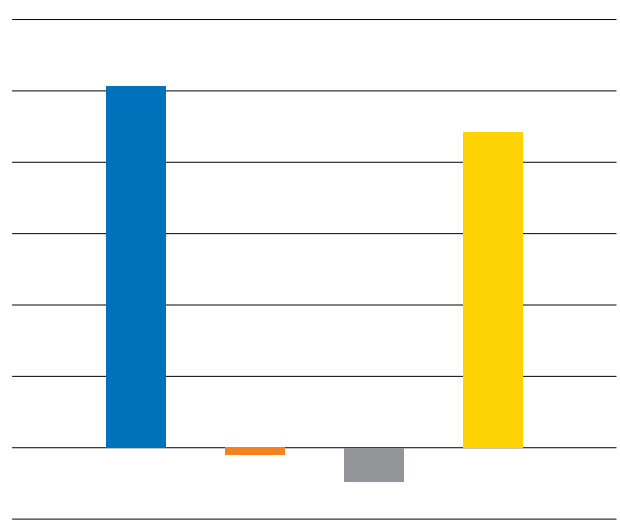
FIGUR 4

Resultater fra energisystemanalysen ved installering af 1.000 MW atomkraft i Danmark udtrykt som ændringer og økonomiske gevinster ift. et energisystem uden atomkraft. Blå søjle viser ændringen i direkte omkostninger til investering og drift af atomkraft fratrukket besparelser i vedvarende energi. Den orange søjle viser en potentiel besparelse på spidslastværk. Den grå søjle viser besparelsen i fleksibilitet baseret på reduceret behov for elektrolyse. Den gule søjle viser summen af omkostninger og potentielle besparelser (den blå søjle fratrukket den grå og orange søjle).

Atomkraft erstatter havvindmøller



Atomkraft erstatter landvindmøller



■ Ændring i investering og drift ■ Besparelse i spidslast ■ Besparelse i fleksibilitet ■ Sum

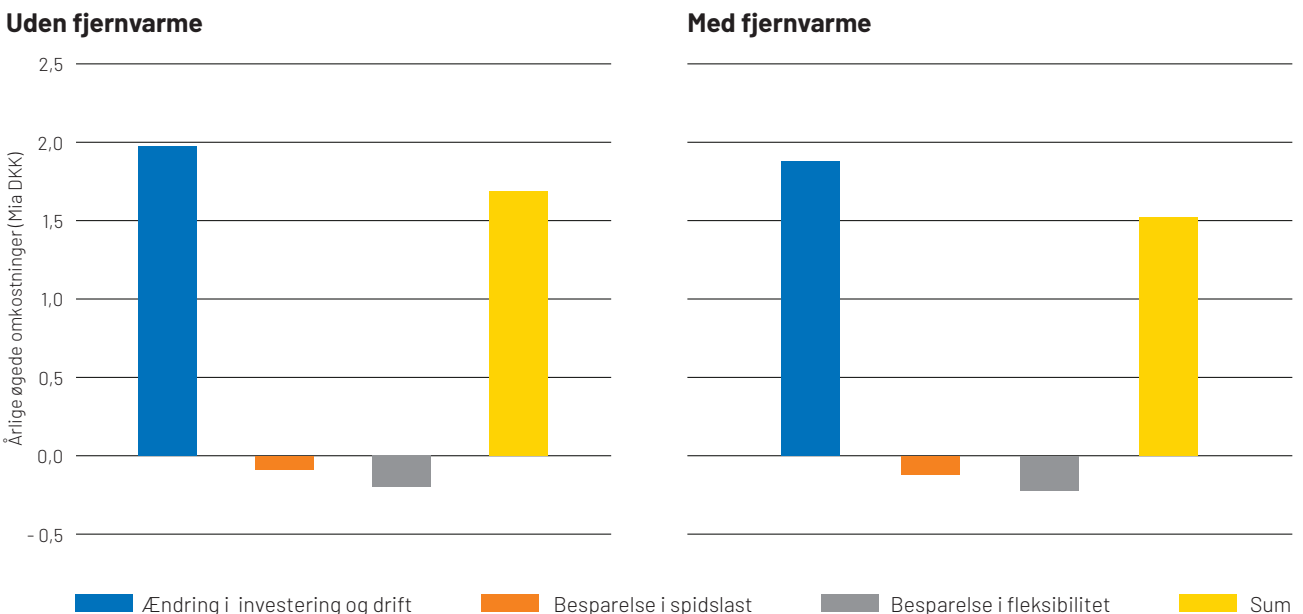
2.1.2 Fjernvarme fra atomkraft

Baseret på analyserne i Afsnit 2.1.1 af et 1.000 MW atomkraftværk i Danmark er det interessant at se på, hvilken gevinst det vil give at udnytte atomkraftværket som kraftvarmeværk. Derfor omlægges atomkraftværket i dette scenarie til at kunne levere fjernvarme i fyringssæsonen mellem d. 1. oktober og 30. april. Det antages, at dette medfører, at den elektriske kapacitet falder til 850 MW i fyringssæsonen, hvorimod det så giver mulighed for at levere 1.100 MW varme. I sommersæsonen vil værket stadig producere med 1.000 MW. Det giver samme brændselsudnyttelse som ved ren elproduktion.

1.100 MW varmeoutput i potentielt 5.100 timer om året giver et maksimalt varmeoutput fra atomkraftværket på 5,6 TWh/år. For at kunne afsætte denne mængde varme vil en placering relativt tæt på Storkøbenhavn give mest mening, da det fjernvarmenet er landets største med en samlet årlig fjernvarmeproduktion på omkring 10 TWh. Her vil varme fra atomkraftværket kunne spare andre investeringer i andre fjernvarmeproduktionsteknologier. I det konkrete scenario er der regnet med besparelser i form af, at geotermi ikke udbygges, at affaldskraftvarmeværker ikke fortsætter deres drift og lukkes, ligesom nogle industrielle overskudsvarmeprojekter ikke realiseres. Det må forventes, at atomkraftværket ikke vil ligge i selve Storkøbenhavn, hvorved der formentlig vil være en omkostning til transmissionsrør af fjernvarmen fra atomkraftværket til fjernvarmeområdet, men denne omkostning ser vi bort fra her. Dette forventes således at være noget nær den optimale situation for udnyttelse af fjernvarme fra atomkraftværket i Danmark. Samlet set viser analyserne, at udnyttelse af fjernvarme fra atomkraft vil kunne reducere de samlede omkostninger med 0,16 mia. DKK om året. Netto reduceres ekstraomkostningen ved udnyttelse af fjernvarme således fra 1,7 til 1,5 mia. kroner om året i scenariet, hvor det erstatter havvindmøller. Dette kan ses af **Figur 5**. Dermed er atomkraft her stadig en dyrere løsning en et system baseret udelukkende på vedvarende energi.

FIGUR 5

Resultater fra energisystemanalysen ved installering af 1.000 MW atomkraft sammenlignet med atomkraftvarmeværk i Danmark udtrykt som ændringer og økonomiske gevinster ift. et energisystem uden atomkraft. **Blå** søjle viser ændringen i direkte omkostninger til investering og drift af atomkraft fratrukket besparelser i vedvarende energi. Den **orange** søjle viser en potentiel besparelse på spidslastværk. Den **grå** søjle viser besparelsen i fleksibilitet baseret på reduceret behov for elektrolyse. Den **gule** søjle viser summen af omkostninger og potentielle besparelser (den **blå** søjle fratrukket den **grå** og **orange** søjle).



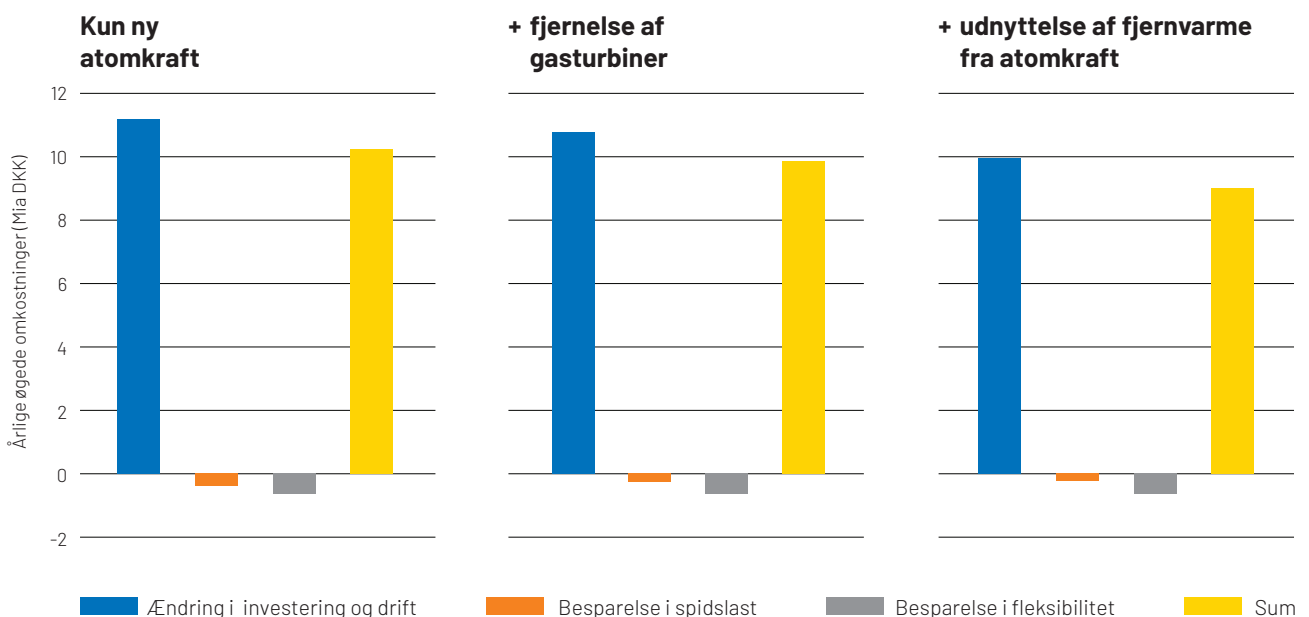
2.1.3 En dansk atomkraftsatsning

I dette afsnit præsenteres en mere radikal satsning på atomkraft i Danmark. Energibehovene i IDAs Klimasvar 2045 skal stadig opnås i form af el-, varme-, industri og transportbehov, og det dækkes af samme grad af energibesparelser, omlægning til fjernvarme, elektrificering og Power-to-X. Forskellen er, at i dette scenarie præsenteres en strategi, hvor udbygningen med vedvarende energi stoppes på det nuværende niveau, mens den resterende udvikling i elkapacitet kun sker gennem udbygning med atomkraft. Scenarierne overholder samme krav med 0 Mton i CO₂ emissioner og en eksport af biogas på ca. 3,5 TWh. Dette er i overensstemmelse med scenarierne i Afsnit 3.1.1 og 3.1.2 og IDA's Klimasvar 2045.

Figur 6 viser de økonomiske konsekvenser ved denne satsning. Der vises tre scenarier. I det første scenarie erstatter atomkraftværket kun den vedvarende energiproduktion, hvilket giver en samlet atomkraftkapacitet på 7.400 MW og en samlet ekstra omkostning på 10,1 mia. DKK om året. I det andet scenarie indregnes gevinsten ved, at vi ikke behøver at opføre centrale gasturbiner med kraftvarmeproduktion i de store byer i Danmark, da der i stedet bygges atomkraftværker med spidslastgasturbiner. Dette kræver, at atomkraftkapaciteten øges til 7.521 MW. Samlet giver det en reduktion i omkostningerne, men systemet er stadig 9,8 mia. DKK om året dyrere end, hvis der ikke bygges atomkraft og i stedet satset på vedvarende energi. Til sidst udnyttes fjernvarmen i systemet. For at give plads til varmen bliver der ikke udbygget med geotermi omkring de centrale fjernvarmeområder, ligesom mængden af affaldskraftvarmeverker reduceres. Det giver yderlig en reduktion i omkostningerne, men de årlige omkostninger er fortsat 9 mia. kroner pr. år dyrere end et tilsvarende vedvarende energisystem.

FIGUR 6

Resultater fra energisystemanalysen ved installering af atomkraft i stedet for en udbygning med kun vedvarende energi. Blå søjle viser ændringen i direkte omkostninger til investering og drift af atomkraft fratrukket besparelser i vedvarende energi. Den orange søjle viser en potentiel besparelse på spidslastværk. Den grå søjle viser besparelsen i fleksibilitet baseret på reduceret behov for elektrolyse. Den gule søjle viser summen af omkostninger og potentielle besparelser (den blå søjle fratrukket den grå og orange søjle).



2.2 Atomkraft i et Europæisk perspektiv

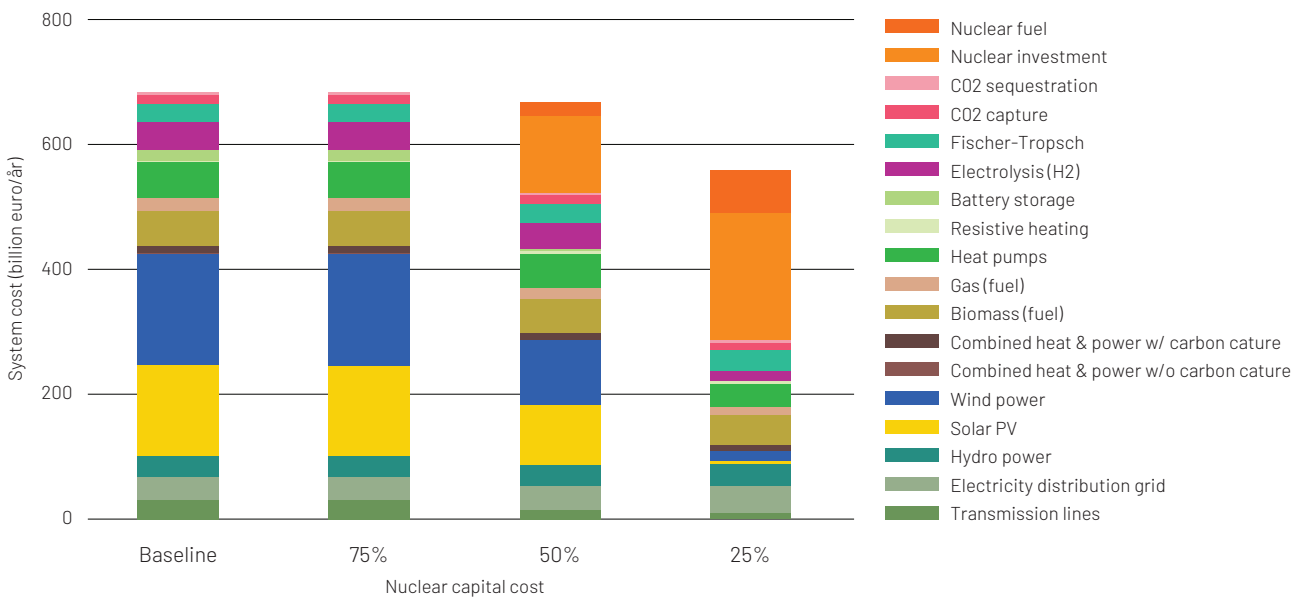
Et andet perspektiv på i hvilket omfang atomkraft kan spille en rolle i omstillingen af energisystemet, er at tage et europæisk perspektiv. Her tages udgangspunkt i et andet scenarie end IDAs Klimasvar 2045, som har fokus på Danmark. Herudover tager analyserne hensyn til udbygningen af elnettet. Analyserne i dette afsnit er foretaget med energisystemanalyse værktøjet PyPSA-Eur-Sec, som er en model af et sektorkoblet Europæiske energisystem, der medtager energibehov til el, varme, transport (på land, til vands og i luften), industri samt CO₂ fangst og evt. lagring. Der er regnet på et såkaldt *greenfield* scenarie, hvor alle lande i Europa skal bygge deres energisystemer forfra med udgangspunkt i et 2050 scenarie fra den fagfællebedømte forskningsartikel [8]. Dette gøres ved hjælp af tekno-økonomisk optimering, hvor alle energibehov tilfredsstilles time for time på den mest økonomisk optimale måde både ift. investeringer og drift. Detaljerne er beskrevet yderligere i Appendiks 3.

Analysen er foretaget for fire forskellige forudsætninger for omkostninger for atomkraft. I basisscenariet antages investeringsomkostningen for atomkraft at være 6800 €/kW. I de efterfølgende scenarier reduceres denne omkostning med hhv. 25%, 50% og 75%. Alle andre teknologier antages at have samme omkostninger som brugt i [8] for 2050. Disse tal har et stort sammenfald med Energistyrelsens Teknologikatalog tal for 2050.

Resultatet af analyserne er vist i **Figur 7**. Med de nuværende kapacitetsomkostninger på mellem 6000 og 8000 €/kW bliver atomkraft ikke en del af den billigste løsning i Europa, da det er for dyrt sammenlignet med vedvarende energi. Med en prisreduktion på 25% medtages atomkraft i et meget begrænset omfang, hvis vi samtidigt begrænser modellens muligheder for at bygge elkabler mellem landene (ikke vist). Ved en prisreduktion på 50% er atomkraft konkurrencedygtigt med vedvarende energi i Europa, og i den billigste løsning optræder de to teknologier på nogenlunde lige fod. Prisen for atomkraft i dette scenarie (3400 €/kW) er lavere end gængse antagelser

FIGUR 7

Samlede årlige europæiske energisystemomkostninger til el, varme, transport og industri for 2050 scenarier med forskellige investeringsomkostninger for atomkraft angivet i milliarder EUR per år. Basisomkostning er 6800 EUR/kW. I de efterfølgende scenarier er investeringsomkostninger for atomkraft hhv. 75%, 50% og 25% af basisomkostningen. Alle andre investerings- og driftsomkostninger i modellen er identiske med 2050 priserne fra [8].

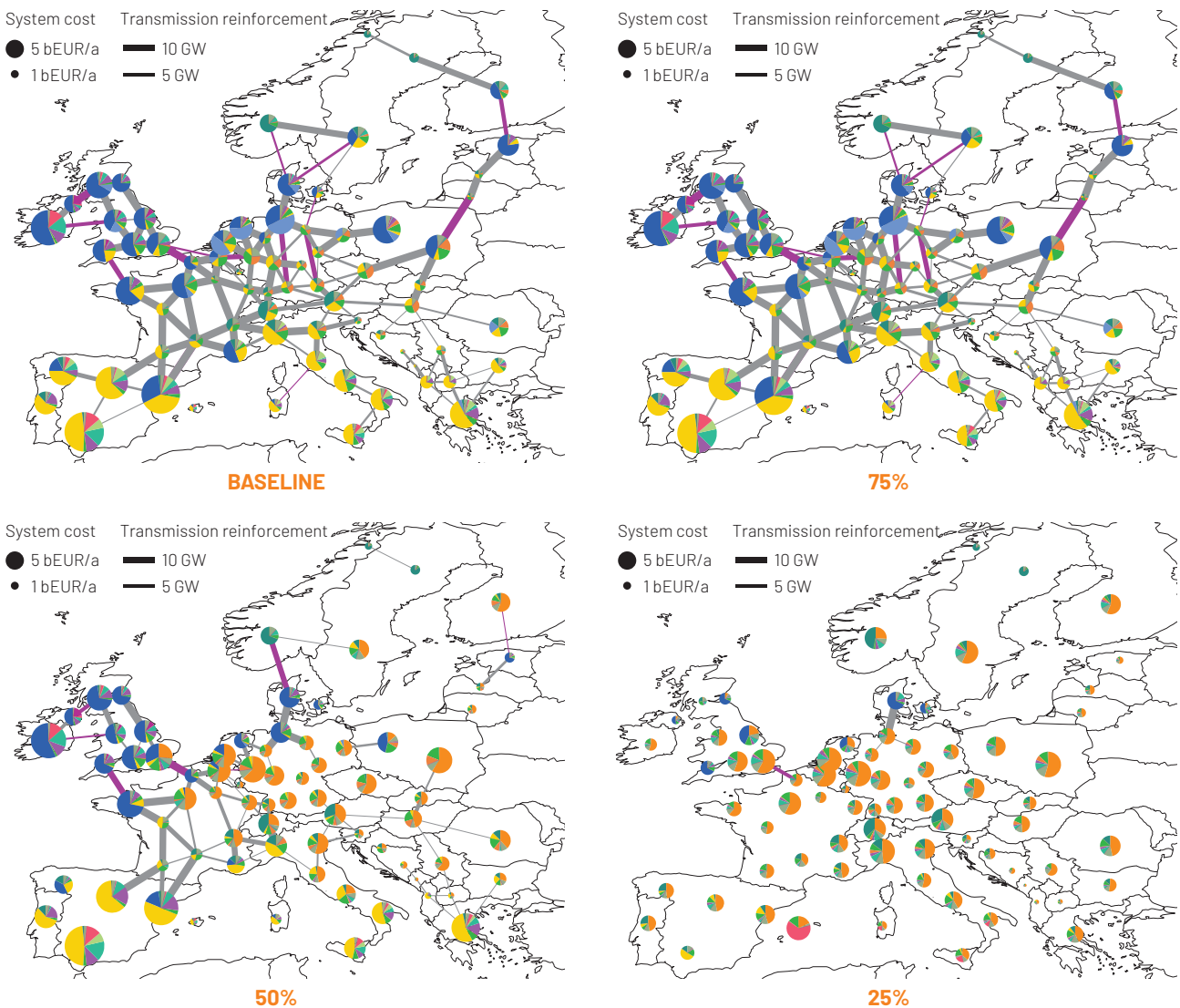


for atomkraft i 2050 i Europa. Endeligt bliver atomkraft den dominerende kilde til energi i scenariet med en prisreduktion på 75% ift basisscenariet. Men selv i dette tilfælde udregner modellen PyPSA-Eur-Sec, at for Danmark vil det billigste fortsat være at satse på vedvarende energi. Dette ses af **Figur 8**. De danske forudsætninger for vedvarende energi, er så optimale, at selv med en atomkraft pris, der er mellem 1/3 og 1/4 af den nuværende, kan atomkraft ikke konkurrere med prisen for vindkraft i Danmark. Konklusionen fra disse analyser er dermed, at Danmark vil være et af de sidste steder, det giver mening at se på atomkraft. Her vil lokationer i andre lande give mening før, da det i disse kræver en mindre omkostningsreduktion for at konkurrere med vind og sol.

Det skal understreges at en prisreduktion på 75%, som bringer anlægsprisen helt ned på 1700 €/kW, er et regneteknisk eksempel. Til sammenligning har det Internationale Energiagentur i deres World Energy Outlook som mål at prisen er 4500 €/kW i 2050 i Europa.

FIGUR 8

Geografisk fordeling af de samlede årlige europæiske energisystemomkostninger til el, varme, transport og industri for 2050 scenarier med forskellige investeringsomkostninger for atomkraft. Farvekoder og prisantagelser er identiske med Figur 7.



3 STABILITET I ELFORSYNINGEN

I det efterfølgende har vi opdelt diskussionen om stabilitet i elforsyningen på to emner. Det første er *balancering af forbrug og produktion*, som handler om, hvordan vi i fremtiden kan sikre, at vi kan dække det energiforbrug, som ikke kan flyttes til andre tidspunkter. Det andet emne handler om, hvordan vi igennem hver eneste time på året sikrer, at vi har hurtigt regulerende enheder til rådighed til *stabilisering af frekvens og spænding i elnettet* som skal styres på sekundniveau.

For begge tilfælde gælder det, at disse hensyn kan sikres både i rene vedvarende energisystemer, såvel som i systemer med atomkraft.

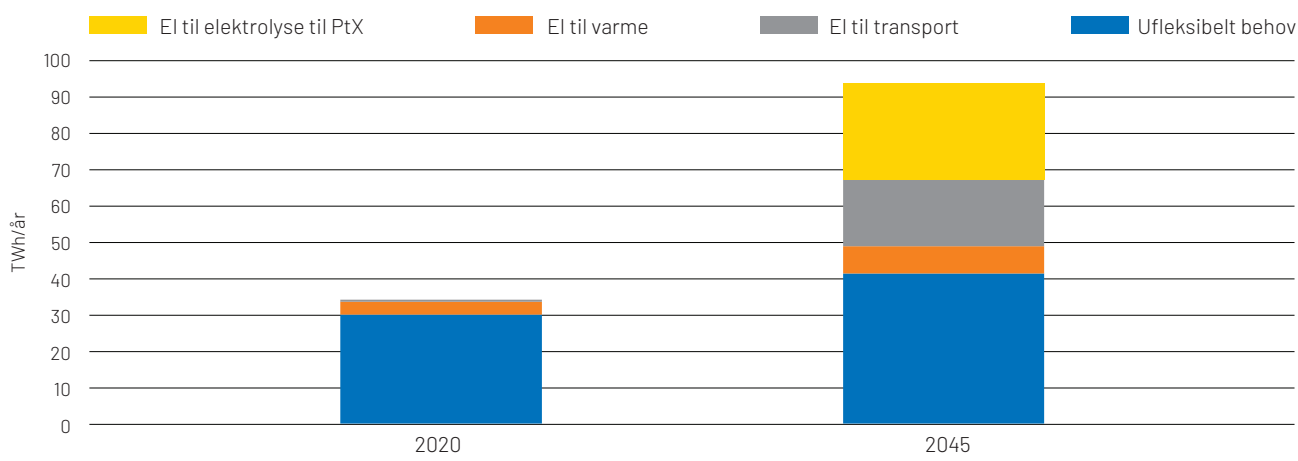
3.1 Balancering af forbrug og produktion

Vores nuværende elforbrug varierer over døgnet, ugen og året. Det er generelt højest om morgenen og om aftenen, og det er lavest om natten. Det er højere i hverdagene end i weekenden, og det er typisk højere om vinteren end om sommeren. Hvis det nuværende elforbrug skulle forsynes alene med vind og sol, uden at bygge flere vindmøller eller solceller, end der er brug for på årlig basis, så vil der være store ubalancer mellem forbrug og produktion. Typisk vil der kun være sammenfald på ca. 60% af tiden for et land som Danmark.

Det er imidlertid afgørende at være opmærksom på, at dette vilkår ændrer sig grundlæggende i en fremtidig elforsyning, hvor vi omlægger til et CO₂-neutralt samfund. En sådan omlægning indebærer en omfattende elektrificering, hvor der kommer en række nye fleksible elforbrug til. Det drejer sig primært om elbiler, varmepumper, el-patroner samt elektrolyse og anden Power-to-X. Disse nye elforbrug har ikke noget at gøre med, om elektriciteten produceres på vind og sol eller på et atomkraftværk. De handler om at få de fossile brændsler ud af opvarmningen, industrien og transporten.

De fleste bud på, hvordan det kan gøres, forudsætter elektrificering og sektorkobling. Samlet set er resultatet af dette en fordobling eller mere af elforbruget. Som et eksempel viser **Figur 9** konkret, hvordan det årlige elforbrug vil være i IDAs Klimasvar 2045, set i forhold til, hvordan det var i 2020. Pointen er, at i fremtiden vil elforbruget forøges markant med el til varmepumper, elpatroner, elbiler og el til elektrolyse til Power-to-X.

FIGUR 9
Illustration af ændringen i størrelse og sammensætning af elforbruget fra i dag til elforbruget i et CO₂-neutralt Danmark i 2045. Tallene for 2045 er baseret på IDAs Klimasvar 2045, men lignende udvikling kan typisk genfindes i stort set alle andre tilsvarende scenarier.



I **Figur 9** er der en mindre stigning i det "klassiske" elforbrug; her kaldet det uflexible. Det er det nuværende elforbrug samt dele af elektrificeringen af industri og transport, som ikke forventes af være fleksibelt på samme måde og i samme grad som elbiler, el til varme og Power-to-X.

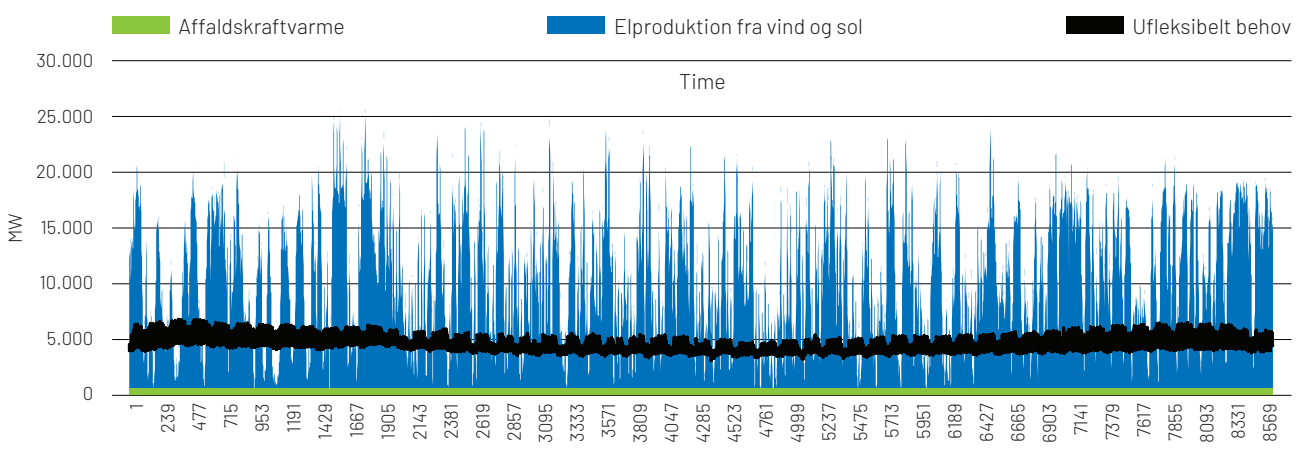
Som det ses af **Figur 9**, så øges elforbruget markant i fremtiden, og det betyder, at der skal bygges langt flere vindmøller og solceller end, hvad der kræves for at dække det nuværende elforbrug. I IDAs Klimasvar 2045 øges vindkraften (land og hav) i 2045 til 19.075 MW og solcellerne til 10.000 MW for at dække det fremtidige danske energiforbrug. Principielt kan der opstilles langt flere vindmøller i Nordsøen og de øvrige danske farvande, der dog også må ses som et udgangspunkt for forsyningen af Europa og ikke kun Danmark.

Med så mange vindmøller og solceller betyder det imidlertid også, at der bliver et langt større sammenfald mellem den klassiske uflexible elforbrug og produktionen på vind og sol, som det er illustreret i **Figur 10**. I figuren er det uflexible elforbrug sammenlignet time for time med produktionen fra vind og sol. Desuden medtager figuren produktionen fra affaldskraftvarme, som i fremtiden dog vil være væsentligt mindre end i dag som følge af en øget genanvendelse af affald. Pointen er, at i en sådan fremtidig elforsyning vil vind og sol uden lager kunne dække hele det uflexible elforbrug - bortset fra blot 5-10%. I det konkrete eksempel er tallet 7%.

For at sikre stabilitet (balance mellem produktion og forbrug) vil man naturligvis skulle sikre, at eventuelle underskud mellem produktionen på vind og sol og det klassiske uflexible elforbrug kan dækkes af andre enheder. Det drejer sig imidlertid som sagt kun om ca. 5-10%. Derfor vil det aldrig kunne give økonomisk mening at investere i et atomkraftværk til at dække disse små differencer. Et atomkraftværk alene til dette formål vil have en benyttelsestid på blot ca. 500 fuldlasttimer per år. Med atomkraftværkets store anlægsomkostninger vil dette aldrig kunne betale sig. Dette underbygges af omkostningerne beskrevet i Afsnit 1.3, hvor vi regner med 1.000 fuldlasttimer.

FIGUR 10

Illustration af hvordan der i et fremtidigt CO2-neutralt samfund vil være en stor andel af det uflexible elforbrug, som kan dækkes direkte med sol, vind eller affaldskraftvarme. Tallene er baseret på IDAs Klimasvar 2045, men lignende kan typisk genfindes i stort set alle andre tilsvarende scenarier.



Det findes andre og billigere måder at udligne disse differencer på:

- Først og fremmest ved at sikre en høj grad af sektorintegration mellem elsystemet, opvarmning/køling, transport og industri. Derved kan andre dele af energisystemet agere som fleksibelt forbrug i elsystemet, og der kan anvendes lagermuligheder med lave omkostninger indenfor f.eks. opvarmning, køling, grønne brændsler og andre kemikalier.
- Ved at udveksle vind og sol med vores naboer i Europa og udnytte forskellen i vejrforholdene mellem landene. Når tallene fra **Figur 11** overføres til et større geografisk område som Europa, så bliver differencerne endnu mindre, da især vindenergi er mere stabilt over store områder.
- Ved at udveksle el med Norge og andre lande med vandkraft.
- Ved at udnytte nye teknologier som smartladning af elbiler og V2G (Vehicle-to-grid), hvor elbiler bruges til at levere tilbage til elnettet, når der er underskud af energi.
- Og endelig ved at dække de sidste differencer med el produceret på gasturbiner og motorer baseret på grøn gas fra biomasse og Power-to-X. Disse værker er modsat vind, sol og atomkraft karakteriseret ved at have relativt lave anlægsomkostninger og relativt høje driftsomkostninger, og passer derfor økonomisk godt til en opgave med lave benyttelsestider. Hertil kommer, at vi allerede i dag har betydelige gaslagre af en størrelsesorden på 11 TWh, som vil kunne lagre biogas eller f.eks. e-metan i fremtiden, og således bruges til lagring af energi imellem sæsoner.

Når man har dækket det ufleksible elforbrug, vil resten af elforbruget i stort omfang kunne tilpasse sig produktionen. Det kan imidlertid ikke tilpasses fuldstændigt én til én. Der vil være en række tekniske og økonomiske begrænsninger i form af, hvor fleksibel en elbil kan være på forskellige tider af døgnet, samt hvor store kapaciteterne er på varmepumperne og elektrolyseanlæggene og de dertilhørende varme- og brintlagre, med mere. I de systemanalyser, som er beskrevet i det foregående afsnit, inddrages sådanne begrænsninger i beregningerne. Derfor kan vi kvantificere den fordel, som atomkraft har i produktionsmønster sammenlignet med vind og sol. Alle beregninger i Afsnit 2 er balancerede time for time, og de viser derfor, at et balanceret energisystem i Danmark kan opnås betydeligt billigere uden atomkraft end med atomkraft. Det er derfor fuldt ud muligt og realistisk at balancere et energisystem time for time, selv om det er baseret på vedvarende energi.

3.2 Stabilisering af frekvens og spænding

En vekselstrømsforsyning, som den vi har i Danmark, kræver, at der til ethvert tidspunkt helt ned til sekundet er en nøjagtig balance mellem forbrug (efterspørgsel) og produktion (udbud). Historisk set er denne balance blevet sikret af store kraftværker baseret på fossile brændsler. Disse er forsynet med synkrongeneratorer og har et reguleringsystem, som baseret på måling af frekvensen i elnettet, der er et udtryk for den øjeblikkelige balance mellem forbrug og produktion, øger eller reducerer produktionen fra kraftværket. Ydermere har kraftværkerne en stor roterende masse, som sikrer, at ændringer i forbrug og produktion ikke slår igennem som et momentant spring i frekvensen.

I takt med at disse værker erstattes af vedvarende energi, så skal reguleringen af frekvens og spænding sikres ved hjælp af andre enheder. Den del af fremtiden har vi allerede taget hul på i Danmark. Allerede i dag bidrager decentrale kraftvarmeværker, el-patroner i fjernvarmen, batterier, synkronkompensatorer og vindmøller til regulering af frekvensen og/eller spændingen. Moderne vindmøller, f.eks. store offshore vindmølleparker, skal i dag kunne støtte elsystemet med frekvens- og spændingsregulering. I tillæg arbejdes der med, at enheder som f.eks. elbiler og fleksible forbrugsenheder (f.eks. køleenheder og pumper) samt fremtidige elektrolyseenheder bidrager med disse reguleringsydelser til systemet. Dette vil øget udbuddet af ydelserne, så der til en enhver tid er tilstrækkeligt med ydelser tilgængeligt.

I elsystemer forekommer også andre stabilitetsfænomener, som systemet skal designes imod. Eksempelvis kan reguleringsystemerne på kraftværksenheder i forskellige dele af systemet begynde at oscillere imod hinanden

(“hunting”) hvilket kan lede til såkaldt småsignals-vinkelstabilitet. Det konkrete elsystem skal designes mod disse ustabiliteter, f.eks. ved at introducere kontrolsystemer på kraftværkerne, der dæmper sådanne svingninger. Elektrisk ligner atomkraftværker konventionelle termiske kraftværker, mens vindmøller og solcelleanlægget, baseret på effektelektronik, har fundamentalt andre egenskaber. I hvilken udstrækning de forskellige mulige stabilitetsmekanismer vil kunne etableres i et elsystem baseret 100% på vind- og solenergi er noget, der aktuelt forskes i, idet effektelektronikken kan programmeres, så dens styringsmuligheder udnyttes.

I forhold til at stabilisere frekvensudsving vil vindmøller og forbrugsenheder ligeledes kunne erstatte inertien fra kraftværkernes store synkrogeneratorer. Enheder baseret på effektelektroniske konvertere kan levere ‘syntetisk inertie’. Syntetisk inertie opnås ved at programmere de effektelektroniske konvertere, der forbinder f.eks. en vindmølle med elnettet, så de efterligner egenskaberne ved kraftværkernes store roterende masse. Ved et energisystem med atomkraft vil værkerne som de konventionelle kraftværker have indbygget inertie. Haves tilstrækkelig kapacitet, så kan det undgås at stille krav til egenskaber om syntetisk inertie fra vindmøller etc.

Det er således muligt at styre frekvens og spænding og opretholde en høj forsyningssikkerhed i et elsystem baseret 100 procent på vedvarende energi. Igennem en årrække har Bornholm, som har et elsystem med 100% vedvarende energi, været brugt som levende laboratorium for demonstration og verifikation af dette.

4 BYGGETIDER

Den danske klimamålsætning er at reducere CO₂-emissionerne i Danmark med 70% i 2030 og at blive helt klimaneutral i fremtiden. Det kræver, at konkrete projekter kan færdiggøres relativt hurtigt. Derfor betyder anlægstiden meget. **Figur 11** viser byggetider på de forskellige konkrete projekter beskrevet tidligere. Hinkley Point C er ikke færdiggjort endnu, og i skrivende stund forventes det at være færdiggjort i 2028, men det kan blive yderligere forsinket. Det har taget 17 år at færdiggøre Olkiluoto 3, med start i 2005 og færdiggørelse i 2022, dog med testproduktion i 2023 [9]. Flamanville 3 blev igangsat i 2007 og forventes klar i 2023 i modsætning til den oprindelige plan om 2013 [10,11]. I alle tilfælde er projekterne blevet forsinket. F.eks. var Olkiluoto 3 i Finland oprindeligt sat til at blive færdiggjort i 2009 og er derfor totalt set blevet 13 år forsinket [12]. For vedvarende energiprojekterne ligger byggetiden i alle tilfælde omkring 2-3 år. Det er vigtigt at sige, at disse byggetider ikke har iberegnet planlægningsfasen.

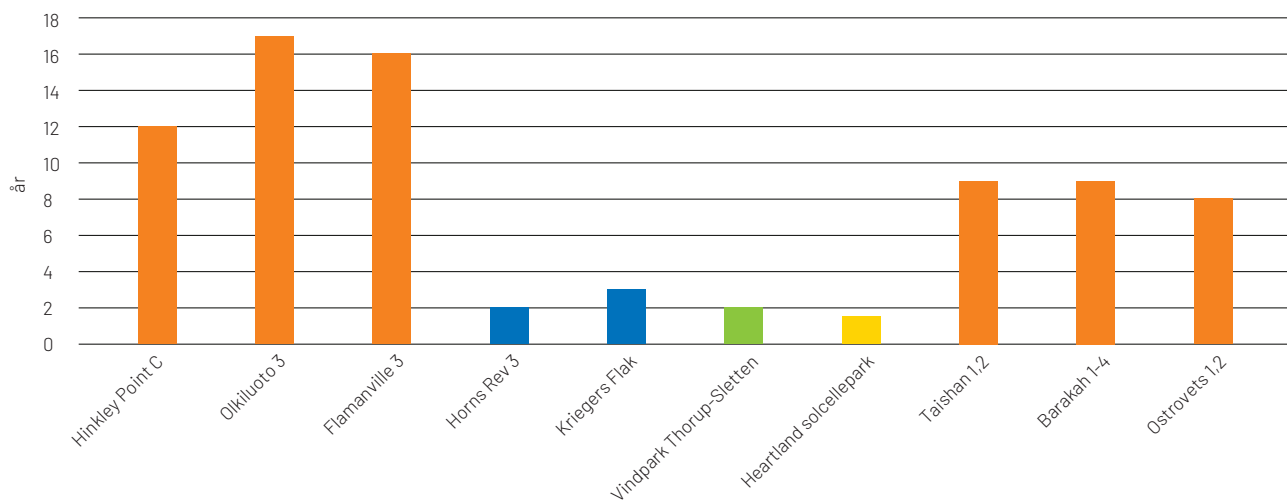
Men planlægningstiden er vigtig og kan være betydelig. Den kan også variere og er derfor svær at opgøre eller forudsige. Med udgangspunkt i de konkrete cases ovenfor kan der siges følgende: Olkiluoto 3 blev der ansøgt om i 2000 [13], og regeringen godkendte at påbegynde byggeriet i 2005, altså en planlægningstid på 5 år. Hinkley Point C blev offentliggjort i 2010 af den britiske regering [14], og byggeriet startede i 2016 [15]. Herudover brugte den engelske regering også fra 2008 til 2010 på at identificere Hinkley Point C som en egnet lokation [16]; dvs. en samlet planlægningstid på op til 8 år.

Til sammenligning så vandt Vattenfall udbuddet for Horns Rev 3 i 2015 og påbegyndte anlægsfasen i 2017. Parken blev indviet i 2019 [17]. Kriegers Flak-udbuddet blev vundet i 2017, påbegyndt konstruktion i 2018 og færdiggjort i 2021 [18]. Både Kriegers Flak og Horns Rev 3 var en del af en politisk aftale i 2012. Her kan vi altså se planlægningsperioder fra 3-6 år. For landvindprojektet blev projektet godkendt i 2018 og stod klar i 2021, inden dette har en planlægningsproces også pågået. Heartland-solcelleparken ser ud til kun at have tage et år fra idé til konstruktionsfase.

Baseret på ovenstående kan planlægningstiderne sammenfattes til 5-8 år for atomkraft og 1-7 år for vind og sol. Som det fremgår, så kan disse tider variere og muligvis også fremover afkortes ved ændrede politiske rammevilkår.

FIGUR 11
Byggetider for forskellige teknologier. Tallene er uden planlægnings- og beslutningsfase. **Orange** er atomkraftværker, **blå** er havvindmølleparker, **grøn** er landvindmølle og **gul** er solcelleparker. Hinkley Point C forventes færdiggjort i 2028 på nuværende tidspunkt og Flamanville 3 forventes færdiggjort i 2023. Byggetider er beregnet baseret herpå.

Byggetid



5 ANDRE BETRAGTNINGER

I forbindelse med udarbejdelse af notatet har vi identificeret nogle vigtige betragtninger, som er relevante at fremhæve for at forstå konteksten. I nuværende tilfælde gælder det en diskussion af små modulære reaktorer og forskelle i støttebehov for investeringer i atomkraft og vedvarende energi.

5.1 Små modulære reaktorer

Små modulære reaktorer (SMR) defineres af det internationale atomenergiagentur som *“en nyere generation af atomkraftværker, med kapaciteter op til 300 MW, hvis komponenter og systemer kan fabrikeres og dernæst transporteres som moduler til konstruktionssitet”*.

Et nyligt paper [19] har gennemgået den videnskabelige litteratur for økonomien bag SMR og kommer frem til at omkostningerne ved at producere elektricitet (LCOE) med disse er på 50-110 €/MWh, altså på samme niveau som det præsenterede interval af LCOE'er for konventionel atomkraft i Europa i dag og frem mod 2050. De tal er dog meget usikre, da SMR stadig er en umoden teknologi.

Den umiddelbare potentielle økonomiske fordel ved SMR er, at de kan serieproduceres. Dette gør, at hvis den samme reaktortype produceres og opføres flere gange, kan der opnås reduktioner i omkostninger. Denne fordel kæmper dog med den ulempe, at der ikke kan opnås de samme økonomiske gevinster, som nuværende atomkraftværker har, ved at blive bygget med meget høje kapaciteter – så kaldt Economy of Scale. Dette undersøges i [5], som finder at typiske 3. generationsværker har lavere “first of a kind” omkostninger end SMR-værker. Dertil findes også, at selvom SMR-værkerne får en større økonomisk gevinst ved serieproduktion, når der laves flere reaktorer, gør det dem ikke nødvendigvis konkurrencedygtig med eksisterende atomkraft pga. de mindre “economy of scale” fordele.

De danske startupvirksomheder, Seaborg technologies¹ og Copenhagen Atomics² håber på, at de med deres respektive versioner af en SMR kan mindske nogle af de udfordringer, som et konventionelt atomkraftværk har, hvad angår nedsmeltningssrisiko, affaldshåndtering, lange konstruktionstider og store investeringsomkostninger. Det er vigtigt at pointere at Seaborg og Copenhagen Atomics begge udvikler, det der kaldes 4. generations atomkraft. 4. generationsværker er kendetegnet ved, at de ikke anvender vand som kølemiddel, og i stedet f.eks. smeltet salt. En SMR kan derfor sagtens være et mindre 3. generationsværk, og det er også disse som er tættest på kommerciel drift. Udviklingen af 4. generations teknologi sigter mod serieproduktion, men først skal der etableres et kommercielt prototypeanlæg. Oprindeligt var Seaborgs prototypeanlæg planlagt til færdiggørelse i 2024, men blev i 2022 udsat til 2028 [20]. Copenhagen Atomics forventer også drift i 2028 på deres kommercielle prototype i England [21]. Seaborgs anlæg er således langt fra kommercielt tilgængelig på det danske marked. Hertil kommer at Seaborg giver udtryk for, at selv med deres færdigudviklede teknologi giver det ikke mening at fokusere på Danmark, når vi har store mængder sol og vindenergi tilgængelige [22].

På nuværende tidspunkt er det ikke nemt at få oplysninger om de danske små modulære reaktorer. Derfor tages der i dette afsnit udgangspunkt i tre andre SMR-reaktorer. Disse er alle mindre 3. generationsværker, og er derfor mindre udgaver af konventionelle atomkraftværker. Konkret drejer det sig om NuScale's SMR, Rolls Royce's SMR og GE Hitachi's BWRX-300 reaktor. Ingen af disse reaktorer er lige nu færdigbygget, ligesom de heller

¹ <https://www.seaborg.com/the-reactor>

² <https://www.copenhagenatomics.com/>

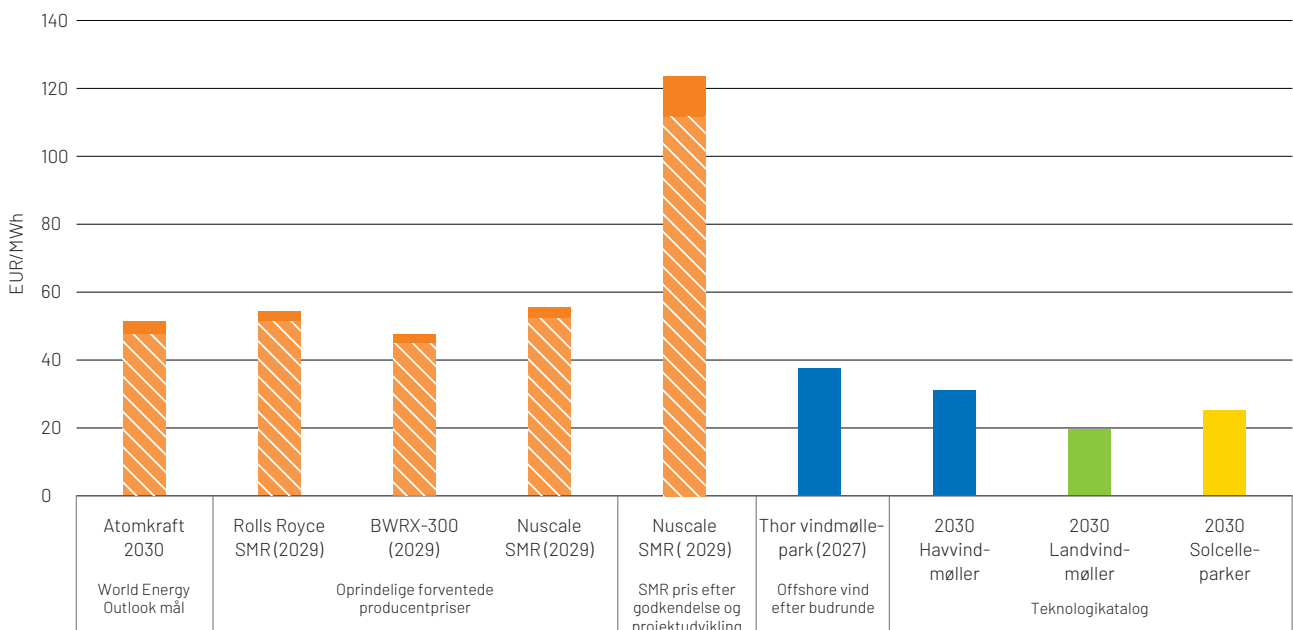
ikke er godkendt endnu i Europa. NuScale er blevet godkendt i USA, og er den der er længst fremme, men også den med størst forventet omkostning lige nu. Derfor er der en usikkerhed omkring prisestimerne og færdiggørelsesåret for første enhed. Det er derfor ikke direkte sammenlignelige med havvindmølleprojekter, som er tilgængelig teknologi. Dog, for at give et overblik over det store økonomiske spænd imellem de tre teknologier, og deres sammenligning med vedvarende energi, præsenteres de tre SMR-teknologier over for vedvarende energiprojekter i **Figur 12**. De sammenlignes specifikt med Thor havvindmølleparken og Energistyrelsens forudsætninger for vedvarende i Danmark i 2030. **Figur 12** viser desuden også IEA's mål for priserne til atomkraft i Europa i 2030 baseret på World Energy Outlook [23]. Metoden for disse beregninger er den samme som metoden beskrevet i kapitel 1. Som udgangspunkt viser figuren forventede producentpriser, men for NuScale SMR vises både den oprindelige forventede pris, samt den nuværende prisforventning, som indeholder en del budgetoverskridelser. Dertil kommer at Thor Havvindmøllepark er en pris baseret på udbud.

Det er i alle tilfældene svært at konkludere om alle omkostninger er med, da ingen af værkerne er bygget endnu, men på baggrund af de foreløbige tal er der intet der tyder på, at SMR-værkerne vil kunne ændre på de konklusioner, som vi har beskrevet ovenfor.

FIGUR 12

Årlige omkostninger til elproduktion fra Rolls Royce SMR, NuScale SMR og Hitachi BWRX-300, sammenlignet med, IEA's mål for atomkraftpriser i Europa i 2030, samt Thor havvindmøllepark og energistyrelsens teknologikatalog for vedvarende energi 2030. **Orange** figurer er små modulære atomreaktorer og **blå** er havvindmølleparker, **grøn** er landvindmøller og **gul** er solceller. Parentes efter navn er forventet år for færdiggørelse af første projekt

SMR eller havvind i 2030



5.2 Støttebehov til investeringer i atomkraft og vedvarende energi

I relation til gennemførelsen af den grønne omstilling er det også af betydning at se på, i hvor stort omfang de enkelte teknologier kræver økonomisk støtte og garantier fra staten.

For Hinkley Point C atomkraftværket og Horns Rev 3 og Kriegers Flak har man brugt CfD princippet (Contract for Differences). Det betyder, at værket er garanteret denne pris, hvis de ikke kan opnå den på spotprismarkedet. Af Figur 6 kan de tre projekters skæringspris ses, baseret på den specifikke CfD. Her er det vigtigt, at Hinkley Point C har en garanteret mindstepris på elsalget på ca. 81 øre/kW [24] i 35 år fra produktionsstart, hvor Horns Rev 3 har 77 øre/kWh og Kriegers flak har 37,2 øre/kWh [25]. For begge havvindmølleparker er det desuden kun i ca. 12 år, at denne mindstepris er garanteret, hvorefter den potentielle støtte bortfalder. Der ydes derfor potentielt markant mere statsstøtte til Hinkley Point C end til begge havvindmølleparkerne.

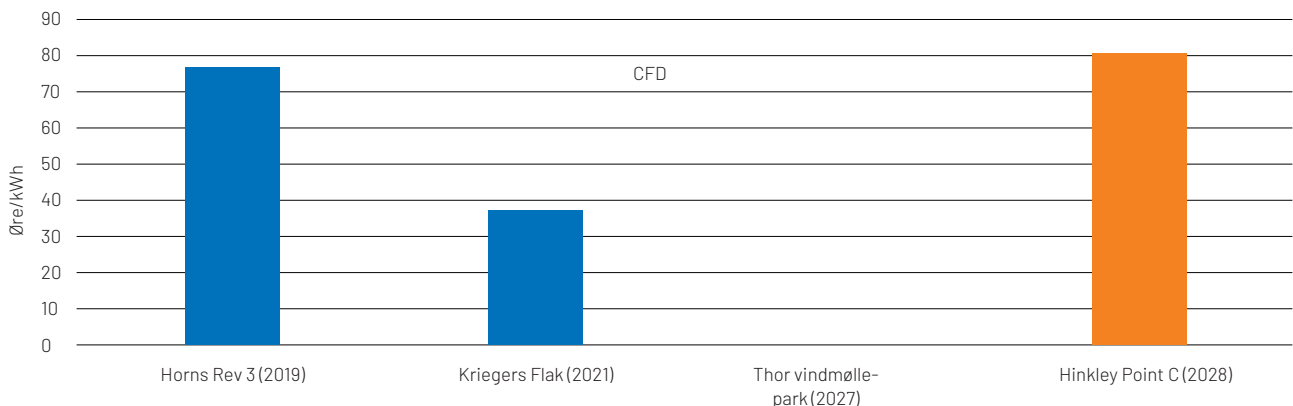
Ved senere offshore vindmølleprojekter er støttebehovet til vind fra staten helt bortfaldet. Det gælder den planlagte nye havvindmøllepark Thor, der skal ligge i Nordsøen ud for Nissum fjord. Havmølleparken bliver på minimum 800 MW og maksimalt 1.000 MW og skal sende strøm ud på nettet senest i 2027.

”Den danske støttemodel til statsligt udbudte havvindmølleparker går begge veje, hvor staten enten yder støtte til eller modtager betaling til statskassen alt afhængig af prisen på el. Med det aktuelle bud, står Thor Wind Farm I/S til at betale 2,8 mia. til staten og Thor bliver dermed den første havmøllepark i verden, som bliver opført med betaling til staten.” [26]

I **Figur 13** har vi forsøgt at lave en illustration af disse forhold. Figuren viser den garanterede mindstepris målt i øre/ kWh for tre offshore vindmølleparker samt Hinkley Point C. Tallene viser ikke direkte støtten, men indikerer, hvor udsatte de enkelte produktionsteknologier er for at skulle tilføres støtte, og hvor meget støtte de i givet fald skal tilføres. Sandsynligheden for at markedsprisen for el ligger under den garanterede mindstepris for f.eks. Kriegers Flak er naturligvis større end for f.eks. Hinkley Point C. Tallene kan ikke helt sammenlignes, idet den garanterede mindstepris Hinkley Point C gælder i mange flere år end støtten til vindkraft. Tilsvarende er levetiden på atomkraft også længere end vindmøller. Hertil kommer, at der kan være forskelle i finansieringen af nettilslutning mv. Figuren illustrerer dog, hvordan behovet for statsstøtte til vindkraft har været faldende og nu helt er bortfaldet, mens atomkraften forsat er afhængig af en betydelig støtte fra staten.

FIGUR 13

Garanteret mindstepris for elproduktion (CfD) pris for de fire projekter. For Hinkley Point C gælder prisen i 35 år, og er inflationssikret. For Horns Rev 3 og Kriegers Flak gælder prisen i ca. 12 år, hvorefter der overgås til markedspriser. Thor havvindmøllepark har en CfD pris på 0,01 øre/ kWh og giver et provenu for staten på 2,8 mia. kroner.



6 TILBAGEVÆRENDE SPØRGSMÅL

I dette notat har vi primært fokuseret på teknisk-økonomiske forhold ved at indpasse atomkraft i det danske energisystem og på, hvad konsekvensen vil være sammenlignet med et fortsat fokus på vedvarende energi alene. Her kan vi primært se, at atomkraft har en højere produktionsomkostning for el sammenlignet med vedvarende energi, og at de potentielle fordele i energisystemet ved atomkraft ikke er tilstrækkelige til at opveje de ekstra omkostninger.

Udover disse konklusioner er der en række ubesvarede spørgsmål, som vi ikke forholder os til i dette notat, men som det er afgørende at finde svar på, hvis der skal være atomkraft i Danmark.

Det drejer sig om:

- 1) Afhængighed af import af uran. Fra at være afhængig af import af fossile brændsler vil et atomkraftværk i Danmark gøre os afhængig af import af uran. Pt. importerer EU primært uran fra Niger, Rusland og Kasakhstan (2/3 af importen i 2020) men også fra Australien og Canada [27].
- 2) Hvordan håndteres radioaktivt affald, og hvor skal det deponeres? I og med der vil blive produceret radioaktivt affald fra reaktoren, skal der træffes beslutninger om, hvordan det skal håndteres, og hvor det skal deponeres. I øjeblikket har Danmark allerede en udfordring med en begrænset mængde radioaktivt affald fra forsøgsstation Risø, som ingen kommuner ønsker at være vært for et deponi til.
- 3) Hvor i Danmark bør sådanne atomkraftanlæg placeres? Dette vil kræve en længere planlægningsfase. Placeringen har stor betydning for, om man kan udnytte værket til fjernvarme, da det kræver, at det placeres inden for en realistisk afstand af et større fjernvarmeområde. Uanset hvor vi placerer et atomkraftværk i Danmark, vil det indebære en samfundsøkonomisk risiko for landet som helhed. Risikoen for et stort uheld er meget lille, men de økonomiske konsekvenser kan være betydelige. Den japanske regering har tidligere estimeret, at den samlede pris for oprydningen efter uheldet på Fukushima Daiichi atomkraftværket i form af oprensning i regionen, deponering af affald og erstatning til berørte vil løbe op i 21,5 billioner yen, svarende til omkring 1.000 milliarder kroner. Den japanske tænketank Japan Center for Economic Research har leveret et skøn på helt op til 5.000 milliarder kroner. [28]
- 4) Dekommissionering af værkerne efter endt levetid kan blive en betydelig omkostning. Det er uklart, om dette er inkluderet i tallene bag vores analyser, f.eks. IEA World Energy Model data. Det kan derfor kræve en større analyse at tage højde for den omkostning.
- 5) Danmarks energiinfrastruktur skal sikres mod krig og terrorangreb. Derfor vil der være behov for at indbygge robusthed i energiforsyning, f.eks. i form af selvkørende lokale produktionsceller i elforsyningen. Her bør det undersøges hvordan centrale produktionsenheder, herunder atomkraft, passer ind.

Der er derfor også behov for at disse spørgsmål bliver diskuteret og besvaret for at kunne vurdere fordele og ulemper ved atomkraft i det danske energisystem.

KILDER

- [1] Lang PA. Nuclear Power Learning and Deployment Rates; Disruption and Global Benefits Forgone. *Energies* 2017, Vol 10, Page 2169 2017;10:2169. <https://doi.org/10.3390/en10122169>.
- [2] MIT Energy Initiative. *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*. 2018.
- [3] Flybjerg B, Gardner D. *How Big Things Get done: The Surprising Factors that Determine the Fate of Every Project, from home Renovations to Space Exploration and Everything in Between*. New York: Penguin Random House; 2023.
- [4] Sovacool BK, Gilbert A, Nugent D. An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. *Energy Res Soc Sci* 2014;3:152–60. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.016>.
- [5] Stewart WR, Shirvan K. Capital cost estimation for advanced nuclear power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022;155:111880. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111880>.
- [6] Lund H, Mathiesen BV, Thellufsen JZ, Sorknæs P, Chang M, Kany MS, et al. *IDAs Klimasvar 2045 – Sådan bliver vi klimaneutrale*. 2021.
- [7] Trading Economics. *EU Natural Gas - 2022 Data - 2010-2021 Historical - 2023 Forecast - Price - Quote 2022*. <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas> (accessed October 17, 2022).
- [8] Pedersen TT, Gøtske EK, Dvorak A, Andresen GB, Victoria M. Long-term implications of reduced gas imports on the decarbonization of the European energy system. *Joule* 2022;6:1566–80. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.06.023>.
- [9] World Nuclear News. *Finnish EPR set to resume test operation : New Nuclear - World Nuclear News 2022*. <https://world-nuclear-news.org/articles/finnish-epr-set-to-resume-test-operation> (accessed February 8, 2023).
- [10] International Energy Agency. *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris: 2020.
- [11] World Nuclear News. *Fresh delay to Flamanville 3 blamed on pandemic . World Nuclear News 2022*. https://web.archive.org/web/20120226180828/http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/ydinvoimalaitosluvat/viides/en_GB/viides_voimala/ (accessed October 17, 2022).
- [12] YLE News. *Olkiluoto 3 reactor plugged into national grid, 13 years behind schedule*. Yle 2022. <https://yle.fi/news/3-12356596> (accessed October 17, 2022).
- [13] STUK. *Licensing of Olkiluoto 3 2009*. <https://web.archive.org/web/20120226180828/>. http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/ydinvoimalaitosluvat/viides/en_GB/viides_voimala/ (accessed October 17, 2022).
- [14] BBC News. *Nuclear power: Eight sites identified for future plants*. BBC News 2010. <https://www.bbc.com/news/uk-politics-11564152> (accessed October 17, 2022).
- [15] Thomas N. *EDF pushes UK government to alter Hinkley Point C penalty clauses*. *Financial Times* 2022. <https://www.ft.com/content/cb715de2-1c95-4a13-8b48-33717b1dcc44> (accessed October 17, 2022).
- [16] BBC News. *New nuclear plants get go-ahead*. BBC News 2008. http://news.bbc.co.uk/2/hi/uk_news/politics/7179579.stm (accessed October 17, 2022).
- [17] Mathiesen K. *Hvide Sande snupper Horns Rev 3-service fra Esbjerg: Havnedirektør er stadig fortrøstningsfuld*. *Jyske Vestkysten* 2019. <https://jv.dk/artikel/hvide-sande-snupper-horns-rev-3-service-fra-esbjerg-havnedirekt%C3%B8r-er-stadig-fortr%C3%B8stningsfuld> (accessed October 17, 2022).
- [18] Nielsen EB. *Byggeri af Kriegers Flak havmøllepark er begyndt*. *Vattenfall* 2019. <https://group.vattenfall.com/dk/nyheder-og-presse/nyheder/2019/byggeri-af-kriegers-flak-havmøllepark-er-begyndt> (accessed October 17, 2022).

- [19] Mignacca B, Locatelli G. Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020;118:109519. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519>.
- [20] Mortensen CA. Danske Seaborg jagter trecifret millionbeløb til udvikling af fremtidens atomkraft. *Finans* 2022. <https://finans.dk/erhverv/ECE14355016/danske-seaborg-jagter-trecifret-millionbeloeb-til-udvikling-af-fremtidens-atomkraft/> (accessed October 17, 2022).
- [21] World Nuclear News. Copenhagen Atomics puts forward SMR design for UK appraisal : New Nuclear - World Nuclear News 2023. <https://www.world-nuclear-news.org/articles/copenhagen-atomics-puts-forward-smr-design-for-uk> (accessed February 8, 2023).
- [22] Schönfeldt T. Seaborg: Dan Jørgensen har ret – det giver ingen mening at diskutere A-kraft i Danmark. *Altinget* 2022. <https://www.alinget.dk/energi/artikel/seaborg-dan-joergensen-har-ret-det-giver-ingen-mening-at-diskutere-a-kraft-i-danmark> (accessed October 17, 2022).
- [23] IEA. *World Energy Outlook 2022*. Paris: 2022.
- [24] Department for Business Energy & Industrial Strategy. Hinkley Point C . GovUk 2018. <https://www.gov.uk/government/collections/hinkley-point-c> (accessed October 17, 2022).
- [25] Energikommissionen. Baggrundsnotat om udbud af havvindmøller på Kriegers Flak 2016.
- [26] Klima- Energi og Forsyningsministeriet. Thor Wind Farm I/S skal bygge Danmarks største havvindmøllepark til rekord god pris. *Klima-, Energi- Og Forsyningsministeriet* 2021. <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2021/dec/thor-wind-farm-is-skal-bygge-danmarks-stoerste-havvindmoellepark-til-rekord-god-pris> (accessed October 17, 2022).
- [27] WISE Uranium Project. Imports of natural uranium to the European Union in 2020, by country of origin. <https://www.statista.com/statistics/1147442/imports-of-uranium-to-eu-by-country/> 2022.
- [28] Japan Center for Economic Research. Accident Cleanup Costs Rising to 35-80 Trillion Yen in 40 Years 2019. <https://www.jcer.or.jp/english/accident-cleanup-costs-rising-to-35-80-trillion-yen-in-40-years> (accessed October 17, 2022).
- [29] Lund H, Thellufsen JZ, Østergaard PA, Sorknæs P, Skov IR, Mathiesen BV. EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems. *Smart Energy* 2021;1:100007. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100007>.
- [30] Østergaard PA, Lund H, Thellufsen JZ, Sorknæs P, Mathiesen B V. Review and validation of EnergyPLAN. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022;168:112724. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112724>.
- [31] International Energy Agency. Levelised cost of electricity calculator 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator> (accessed October 17, 2022).
- [32] Korberg AD, Skov IR, Mathiesen BV. The role of biogas and biogas-derived fuels in a 100% renewable energy system in Denmark. *Energy* 2020;199:117426. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117426>.
- [33] International Energy Agency. World Energy Model: Techno-economic inputs. Report 2021. <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/techno-economic-inputs> (accessed October 17, 2022).
- [34] Danish Energy Agency. Technology Data-Energy Plants for Electricity and District heating generation. 2022.
- [35] EDF. About | Hinkley Point C. EDF 2022. <https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/about> (accessed October 17, 2022).
- [36] BBC News. Hinkley Point C delayed by a year as cost goes up by £3bn. *BBC News* 2022. <https://www.bbc.com/news/uk-england-somerset-61519609> (accessed October 17, 2022).
- [37] TVO. Nuclear Power Plant Unit Olkiluoto 3. 2010.
- [38] Power Technology. Flamanville 3 Nuclear Power Plant, Normandy, France 2017. <https://www.power-technology.com/projects/flamanville-3-nuclear-power-plant-normandy/> (accessed October 17, 2022).

- [39] World Energy Nuclear Status Report. Barakah, UAE: Grid Connection of First Commercial Reactor in the Arab World. <https://www.worldnuclearreport.org/barakah-uae-grid-connection-of-first-commercial-reactor-in-the-arab-world.html> 2020. <https://www.worldnuclearreport.org/barakah-uae-grid-connection-of-first-commercial-reactor-in-the-arab-world.html> (accessed May 8, 2023).
- [40] Emirates Nuclear Energy Corporation. ENEC and KEPCO Announce Financial Close for Barakah Nuclear Energy Plant. <https://www.enec.gov.ae/news/latest-news/enec-and-kepc-announce-financial-close-for-barakah-nuclear-energy-plant/>. ENEC and KEPCO Announce Financial Close for Barakah Nuclear Energy Plant (accessed May 8, 2023).
- [41] World Nuclear Association. Nuclear Power in Belarus. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belarus.aspx> 2022. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belarus.aspx> (accessed May 8, 2023).
- [42] Belta. Belarusian nuclear power plant construction to cost up to \$11bn. <https://engbelta.by/economics/view/belarusian-nuclear-power-plant-construction-to-cost-up-to-11bn-105815-2017/> 2017. <https://engbelta.by/economics/view/belarusian-nuclear-power-plant-construction-to-cost-up-to-11bn-105815-2017/> (accessed May 8, 2023).
- [43] NS Energy. Kriegers Flak Offshore Wind Farm - Denmark's biggest wind project. NS Energy 2021. <https://www.nsenergybusiness.com/projects/kriegers-flak-offshore-wind-farm/> (accessed October 17, 2022).
- [44] EuroWind. NYHEDER - vindparkthorup-sletten.dk. EuroWind 2022. <http://vindparkthorup-sletten.dk/dk/nyheder.aspx> (accessed October 17, 2022).
- [45] Jungersen R, Røjle H. Engang var støj problemet: Nu tvinger gæs, flagermus og rovfugle også vindmøller i knæ. WwwDrDk 2021. <https://www.dr.dk/nyheder/regionale/nordjylland/engang-var-stoej-problemet-nu-tvinger-gaes-flagermus-og-rovfugle-ogsaa> (accessed October 17, 2022).
- [46] Bertelsen J. Bestseller-ejer åbner rekordstort solcelleanlæg i Vestjylland | avisendanmark.dk. Avisen Danmark 2021. <https://avisendanmark.dk/artikel/bestseller-ejer-%C3%A5bner-rekordstort-solcelleanl%C3%A6g-i-vestjylland> (accessed October 17, 2022).
- [47] Pedersen MBB. Nordeuropas største solcellepark opføres uden statsstøtte - Energy Supply DK. Energy Supply 2020. https://www.energy-supply.dk/article/view/735527/nordeuropas_storste_solcellepark_opfores_uden_statsstotte (accessed October 17, 2022).
- [48] Rapacka P. Poland / Capital Expenditure On First BWRX-300 SMR Project Estimated At €1.1 Billion. <https://www.nucnet.org/news/capital-expenditure-on-first-bwr-300-smr-project-estimated-at-eur1-1-billion-5-4-2022> 2022.
- [49] Schlissel D. Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor. <https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor> 2023.
- [50] Vogel B, Quinn JC. Economic evaluation of small modular nuclear reactors and the complications of regulatory fee structures. Energy Policy 2017;104:395-403. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.043>.
- [51] Bryce R. Rolls-Royce's SMR Needs 10,000 Times Less Land Than Wind Energy, Proves 'Iron Law Of Power Density.' <https://www.forbes.com/sites/robertbryce/2022/05/27/rolls-royces-smr-needs-10000-times-less-land-than-wind-energy-proves-iron-law-of-power-density/?sh=6213ec7a98f0> 2022.
- [52] Hansen JR. Ælle bølge mig fortælle: Tysk gigant snupper Danmarks største grønne projekt i spektakulær lodtrækning. <https://www.berlingske.dk/virksomheder/aelle-bølge-mig-fortælle-tysk-gigant-snupper-danmarks-stoerste> 2021.

APPENDIKS A: BEREGNING AF ÅRLIG OMKOSTNING PER ENERGIPRODUKTION

Den årlige omkostning for at producere en 1 MWh elektricitet er foretaget ved at identificere følgende tre omkostningsparametre:

1. Årlige brændselsomkostninger, hvis relevant. Disse afhænger af virkningsgraden på værket samt brændselsprisen.
2. Årlige drifts- og vedligeholdelseskostninger, hvilket omfatter både faste og variable omkostninger.
3. Investeringsomkostninger, omregnet til årlige omkostninger baseret på en annuitetsydelse. Renten er sat til 4%, og løbetiden er lig med den tekniske levetid på anlægget.

Dermed udregnes omkostningen ved det givne anlæg. Den årlige produktion af el beregnes ud fra antallet af drifts-timer ved fuld kapacitetsudnyttelse (fuldlasttimer) og kapaciteten på anlægget. Den årlige omkostning divideres med den årlige produktion for at få omkostningen per produceret MWh el. Det gør det muligt at sammenligne de forskellige anlæg på tværs af type og størrelse. De tekniske forudsætninger, og hvor vi har data fra, fremgår af tabeller i appendiks D.

APPENDIKS B: ENERGISYSTEMANALYSER AF DANMARK

Formålet med de danske energisystem analyser er at besvare spørgsmålet: Hvad er de økonomiske konsekvenser af at gennemføre den grønne omstilling i Danmark henholdsvis med og uden atomkraft?

I samme ombæring bidrager analysen til at kunne besvare en række underspørgsmål, så som hvilken benyttelsestid (kapacitetsfaktor) kan et atomkraftværk opnå, hvor mange atomkraftværker skal der til for helt at basere sig på atomkraft, og hvad betyder det for regnestykker om der leveres fjernvarme fra atomkraft eller ej?

For at kunne besvare disse spørgsmål kræver det, at man tager udgangspunkt i et scenario for hvordan Danmark kan gennemføre den grønne omstilling. I energisystemanalyserne af implementering af atomkraft tages der udgangspunkt i arbejdet bag IDA's klimasvar 2045 [6], hvor formålet er at designe et CO2 neutralt energisystem i 2045. Hertil bruges energisystemanalyseværktøjet EnergyPLAN [29]. Scenariet omfatter bl.a. en total omstilling af transporten til at være baseret på fuld elektrificering og anvendelse af Power-to-X til at producere de nødvendige brændsler for de dele af transporten som ikke kan direkte elektrificeres. Scenariet omlægges også industrien til at være baseret på grønne brændsler, hvor nødvendigt, men ellers en høj grad af elektrificering og udnyttelse af fjernvarmen. Varmesektoren er domineret af en høj grad af fjernvarme (omkring 66% af behovet), hvilket muliggør en høj grad af udnyttelse overskudsvarme, geotermi, solvarme og varmepumper. De forbrugere, der ikke kan få fjernvarme, bliver forsynet af individuelle varmepumper. Dertil kommer det klassiske el-behov, som f.eks. belysning, services og husholdningsapparater. Samlet set danner det rammerne for en energiforsyning designet til for at opnå klimaneutralitet i 2045. Dette er uagtet, om der regnes på atomkraft eller vedvarende energi, om end den enkelte teknologi ændrer på systemdesign og behovet for fleksibelt behov. Alle analyser er udregnet på timebasis, og alle scenarier balancerer på timebasis, så der i alle timer kan leves den nødvendige energi til de enkelte energibehov.

I analyserne viser vi tre forskellige scenarier. Det første scenarie, er implementeringen af et 1000 MW atomkraftværk sideløbende med en forsat udbygning af vedvarende energi. Her regnes to delanalyser; en hvor atomkraften erstatter 1475 MW havvindmølleparker og en hvor atomkraften erstatter 2046 MW havvindmølleparker. Det andet scenarie tager i stedet udgangspunkt i, at der fra dags dato stoppes med udbygning af vedvarende energikapacitet, og i stedet forventes klimaudfordringen primært at skulle løses med atomkraft. Det giver et billede, hvor der i Danmark skal findes plads til 7400 MW atomkraft kapacitet, eller i runde tal 5-8 reaktorer. Den tredje analyse regner på potentialet for kraftvarmeproduktion fra et 1000 MW atomkraftværk, hvor det dermed kan bidrage til varmforsyningen i fjernvarmeområder. Da atomkraftværker er relativt store, forudsætter denne analyse at værket placeres tæt på et større byområde. I Danmark vil det kræve en placering relativt tæt på Storkøbenhavn eller måske en placering tæt på Trekantområdet enten i retning af Aarhus eller i retning af Odense.

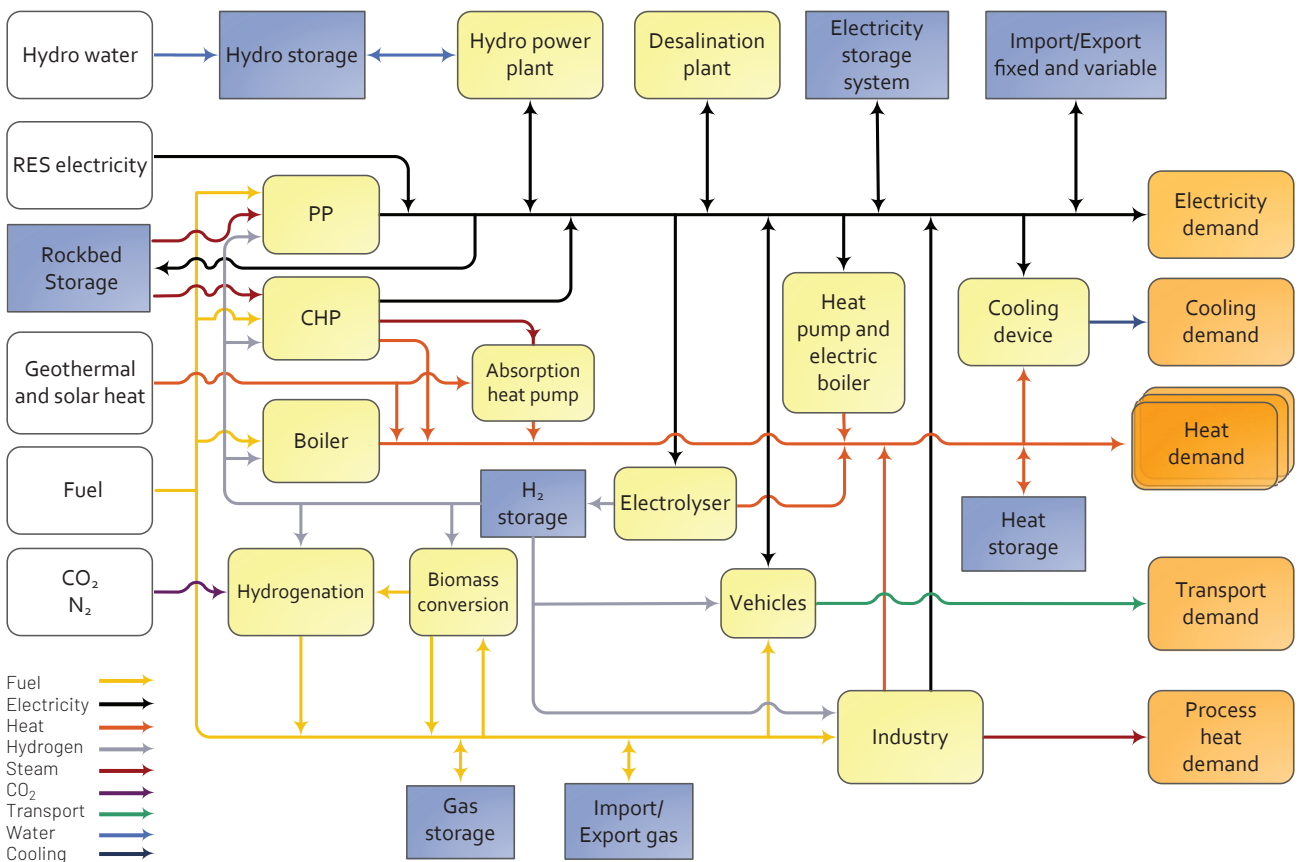
I det første scenario, hvor der investeres i et atomkraftværk på 1000 MW, er resultatet, at omkostningen til energiforsyningen af Danmark øges med 1,7-2,2 mia. DKK om året, sammenlignet med et system hvor der udbygges alene med vedvarende energi. I det andet scenario, hvor atomkraftværker på samlet 7400 MW erstatter en udbygning af vedvarende energi, øges netto ekstraomkostningen til 11,2 mia. DKK om året sammenlignet med et system uden atomkraft alene baseret på vedvarende energi. Den tredje analyse viser, at kan man placere atomkraftværket tæt på Storkøbenhavn eller et tilsvarende stort fjernvarmeområde, vil det kunne give en gevinst, men den er lille sammenlignet med omkostningerne, og for et 1000 MW værk er resultatet stadig en netto ekstra omkostning på 1,5 mia. DKK, hvor den var 1,7 mia. DKK, hvis ikke varmen udnyttes, og der satses på ren elproduktion.

Modelbeskrivelse

EnergyPLAN er et freeware energisystemanalyse værktøj udviklet på Aalborg Universitet, som er frit tilgængeligt på www.energyplan.eu. Det anvendes til undervisning og forskning på en række universiteter rundt omkring i verden (link) og er indtil videre brugt til analyser i mindst 300 peer-reviewed forskningsartikler [30]. Alle modelscenarier beskrevet i notatet kan downloades igennem hjemmesiden: <https://www.energyplan.eu/atomkraft/>. EnergyPLAN foretager timesimulering af et helt år, hvor den sikrer, at der er balance mellem al produktion og behov hver enkelt time. EnergyPLAN er dokumenteret her [29].

I scenarierne for 2045 tages der udgangspunkt i de energibehov, som er til stede i 2045 baseret på arbejdet i IDAs Klimasvar 2045. Helt konkret modelleres alle energisektorerne, så både ufleksible og fleksible behov medtages. Det vil sige, at modellerne inkluderer elbehov i husstande og industrien, opvarmning, køling, industrielle energibehov og transportbehov. EnergyPLAN er i stand til at balancere alle disse behov time for time, og sikre anvendelsen af fleksibiliteten i f.eks. elektrolyseanlæg og varmepumper i samspil med henholdsvis. brintlagre, varmelagre og elforsyningen. Den overordnede opbygning af EnergyPLAN er vist i **Figur A1**.

FIGUR 1A
Struktur for energisystemet i EnergyPLAN.



Det grundlæggende princip i energisystemanalyserne er at minimere anvendelsen af fossile brændsler, ved at prioritere vedvarende energi og atomkraft som de primære elproducerende anlæg, efterfulgt af kraftvarme. Fleksible behov, lagre og udlandsforbindelser anvendes til balancering, og resterende ubalancer udlignes af gas-turbiner til spids- og reservelast. Lignende princip anvendes i fjernvarmesektoren, hvor solvarme, geotermi og overskudsvarme fra industri prioriteres højst, hvorefter varmepumper og kraftvarmeproduktion balanceres ind ift. elproduktionen. Til sidst udlignes ubalancer ved brug af lagre og spidslastkedler.

Alle analyserne tager udgangspunkt i de samme principper, ift. at identificere de forskellige systemkonfigurationer. Det vil sige følgende:

- Samlet biomasseforbrug på 42,5 TWh/år, hvoraf 3,55 TWh/år eksporteres som biogas til resten af Europa.
- En maksimal curtailment af elproduktion på 5 TWh/år.
- Ingen CO₂ emissioner fra energisystemet.

Inden for disse rammer justeres de forskellige scenarier ved at ændre på investeringer i elektrolyseanlæg m.m., så de har den samme brintproduktion uanset om den er baseret på vedvarende energi og/eller atomkraft. På den måde er alle scenarier direkte sammenlignelige hvad angår balancering, stabilitet og anvendelse af biomasse. Forskellen bliver alene udtrykt i forskelle i investeringer i henholdsvis sol, vind og atomkraft samt den fleksibilitet, som de hver især kræver. I analyserne balancerer EnergyPLAN den CO₂ neutrale elektricitet i samspil med kraftvarmeverker, kraftværker, lagre og udlandsforbindelser ind i systemet ud fra de ovenstående principper om sektorkobling og uflexible og fleksible forbrug. Udlandsforbindelsen i modellen er baseret på nuværende kapaciteter, og med en restriktion på antallet af timer den kan udnyttes, men det konkrete system i udlandet modelleres ikke. I alle analyser anvendes der en rente på 3%.

Atomkraft indgår i EnergyPLAN med elproduktion på lige fod med vedvarende energikilder. Det vil sige, at EnergyPLAN vil forsøge at prioritere så meget el som muligt fra atomkraft. Dette kan give tidspunkter, hvor atomkraft producerer mere end hvad energibehovet er i den givne time. Dermed balanceres produktionen fra atomkraft med fleksible behov, lagre, udlandsforbindelser og spidslastværker. Samtidig er det defineret således, at atomkraft kan lastfølge, skulle det være nødvendigt. Baseret på, at atomkraft har en højere marginalomkostning end vedvarende energi, prioriteres det, at atomkraft reducerer elproduktion ned før vedvarende energikilder reducerer. Konkret anvendes følgende designprincipper for atomkraftværkerne på tværs af alle studierne:

- Kapacitetsfaktoren på atomkraftværket sættes til 90% inden eventuel lastfølge. Det baseret på en gennemsnitlig planlagt ude tid på ca. 10%
- Atomkraftværket tillades at lastfølge, så den kan reducere det elektriske output til 20% af dets kapacitet. Dermed finder EnergyPLAN frem til en drift i hver timer baseret på det resterende systemdesign.
- IDAs Klimasvar 2045 tager højde for, at teknologi investeres løbende over tid. Der bruges derfor gennemsnits omkostninger fra 2020 til 2050 for de fleste teknologier. Dette princip overføres også til atomkraft. Der bruges derfor et gennemsnit mellem de tre eksisterende EP-værker i Vesteuropa og IEA's prisfremskrivning til 2050. Det giver en specifik kapacitetsinvestering på 6,18 MEUR/MW.
- Atomkraftværket har en levetid på 60 år.
- Drift og vedligehold sættes til 14,26 EUR/MWh el og brændsel til 9,33 EUR/MWh el. Det er baseret på IEA's tal for en EPR-reaktor i Frankrig. Virkningsgraden ved ren elproduktion sættes til 33% for at estimere brændselsanvendelsen.

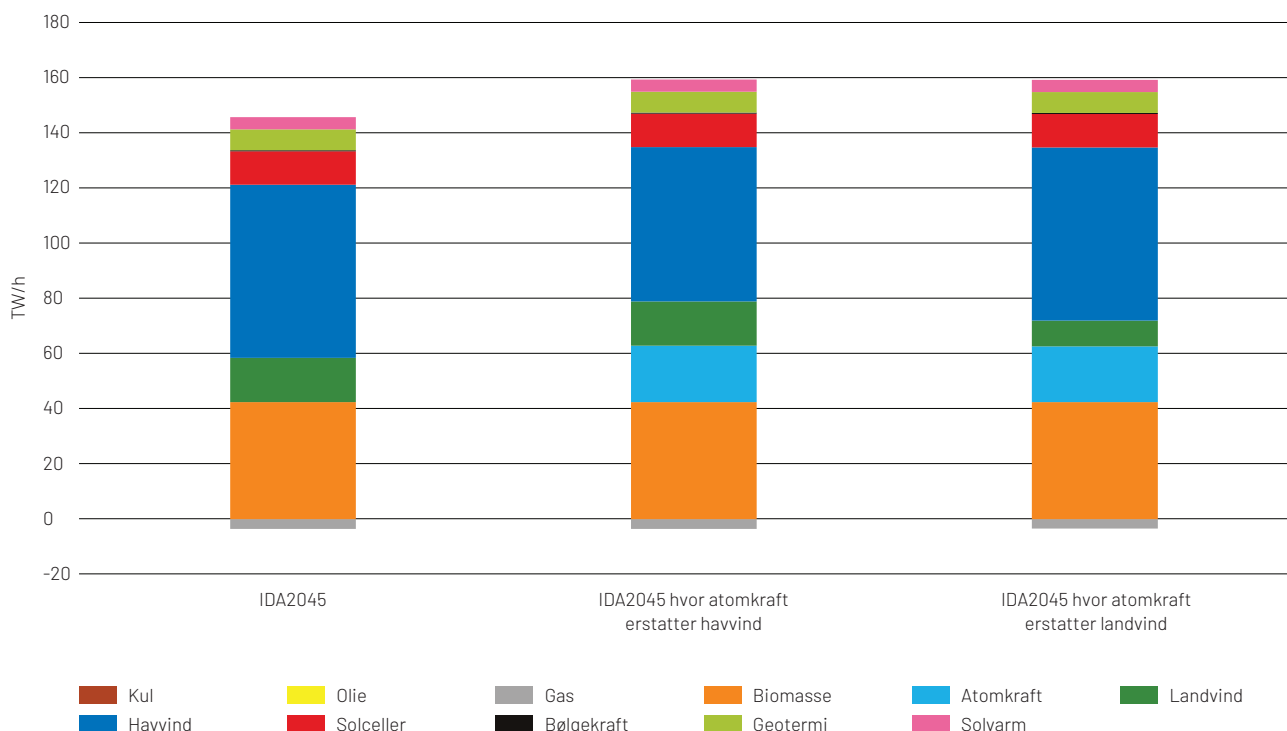
I de næste afsnit beskrives modelændringer og resultater for hvert enkelt scenarie, sammenlignet med det oprindelige scenarie fra IDAs Klimasvar 2045.

1000 MW atomkraft i samspil med en stor andel vedvarende energi

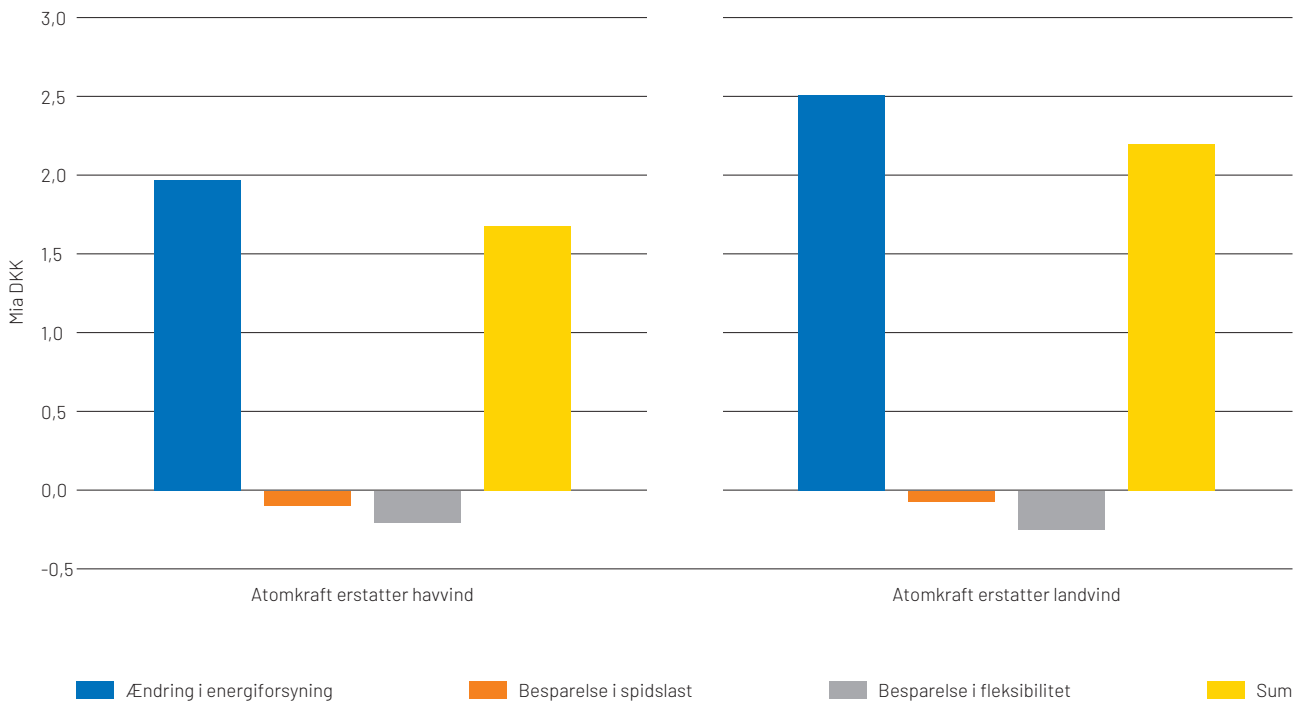
I IDAs Klimavar 2045 er der 5 GW landvindmøller, 14 GW havvindmøller, og 10 GW solceller. Det giver en samlet elproduktion på 92 TWh fra vind og sol. For at vurdere effekten af et atomkraftværk på 1000 MW, udregnes to scenarier, et hvor atomkraftværket erstatter 1515 MW havvindmøller og et hvor atomkraftværket erstatter 2085 MW landvindmøller. Efterfølgende balanceres energisystemet ved at reducere behovet for elektrolyse samt behovet for gasturbiner reduceres. Hermed opnås samme balance for biogaseksport og systemet holder sig inden for curtailment grænserne.

Figur A2 viser brændselsforbruget sammenlignet med IDAs Klimavar 2045 (IDA2045) og **Figur A3** på næste side viser forskellene i årlige omkostninger mellem scenarierne, sammenlignet med IDA2045.

FIGUR A2
Brændselsforbrug for IDA2045 sammenlignet med implementering af 1000 MW atomkraft



FIGUR A3
Omkostningsændringer ved 1000 MW atomkraft sammenlignet med IDA2045, hvor enten havvindmøller eller landvindmøller reduceres i kapacitet.

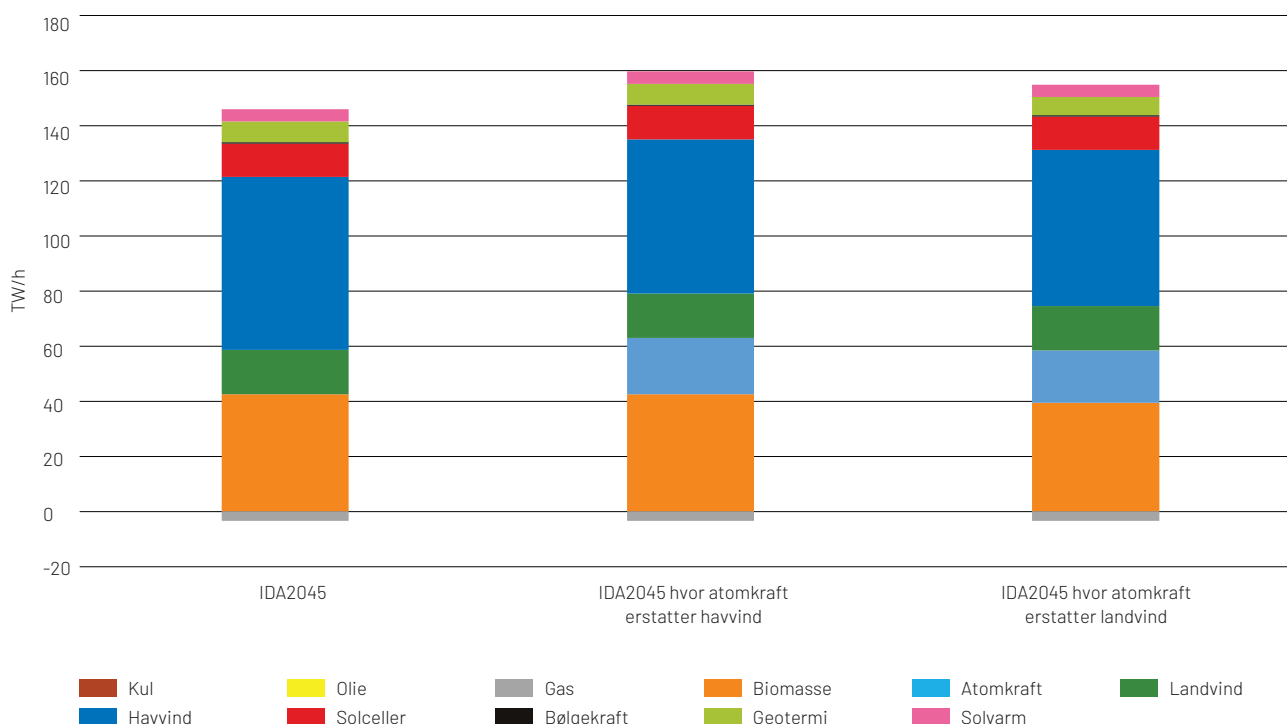


Atomkraftværker som kraftvarmeværker

Da atomkraftværker er termiske værker, kan de potentielt anvendes til at levere varme til et fjernvarmesystem. De kommer dog typisk i relativt store enheder, hvorfor de skal placeres tæt på et eksisterende større byområde for at kunne udnytte mest af den producerede varme. Baseret på de konkrete varmebehov i Danmark er det umiddelbart en placering omkring Storkøbenhavn, der vil give de bedste forudsætninger for anvendelse af atomkraft til fjernvarme. En placering syd for Aarhus kan muligvis også give mening, såfremt det økonomisk kan give mening at forsyne både Aarhus og dele af trekantområdet, eller alternativt mellem trekantområdet og Odense. De konkrete mulige placeringer er ikke vurderet nærmere i dette notat.

Ved at omlægge fra ren elproduktion til en kombineret el- og varmeproduktion vil elkapaciteten reduceres lidt for at opnå en varmekapacitet. I denne udregning, baseret på scenariet med et 1000 MW atomkraftværk reduceres elkapaciteten til 850 MW hvorimod der opnås et varmeoutput på 1100 MW. Værket regnes som et udtagsværk, hvor atomkraftværket i fyringssæsonen fra 1. oktober til 30. april producerer el med 850 MW og varme med 1100 MW, og i sommerperioden kun leverer el med de oprindelige 1000 MW. Dette giver det samme brændselsforbrug ved fuldlast som i den, når der kun produceres elektricitet.

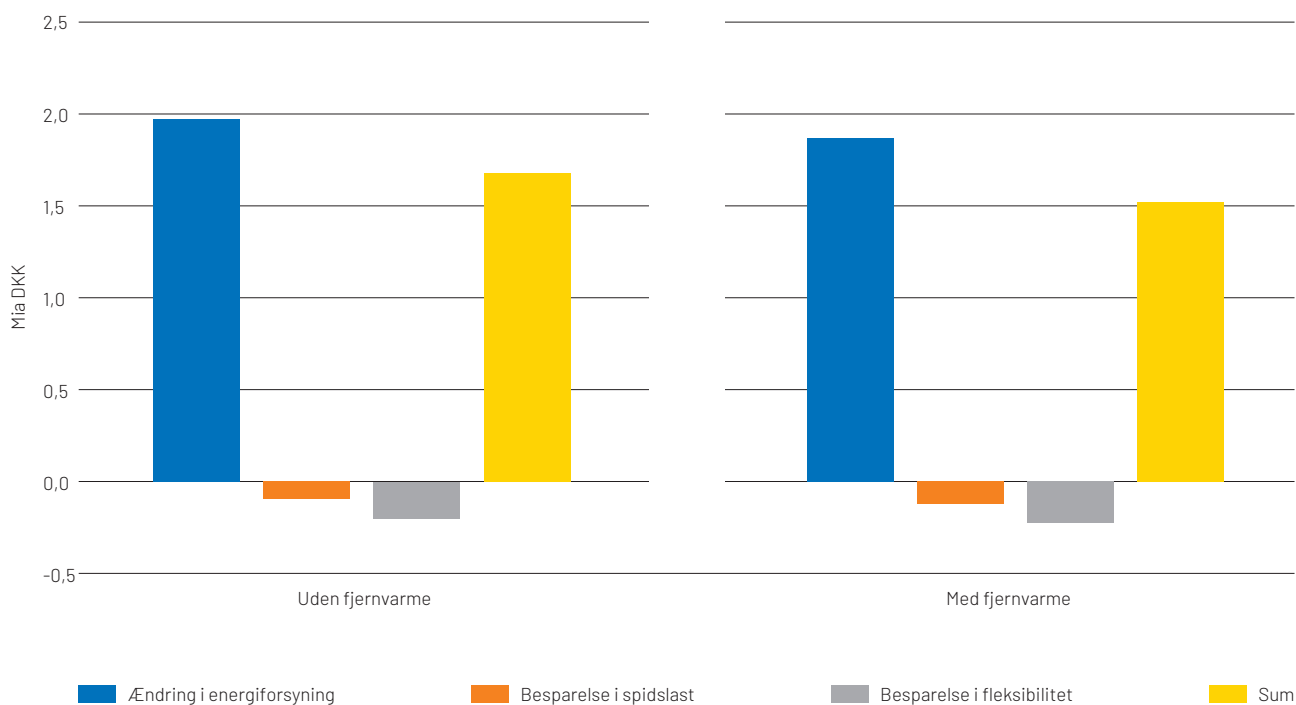
FIGUR A4
Brændselsforbrug for IDA2045 sammenlignet med implementering af 1000 MW atomkraft med og uden udnyttelse af overskudsvarmen til fjernvarme



Udgangspunktet er at det kræver en merinvestering på 0,1 MEUR/MW for at kunne producere fjernvarme på værket sammenlignet med et atomkraftværk uden mulighed for at levere fjernvarme. For at undgå overproduktion af fjernvarme reduceres andre fjernvarmeproduktionsteknologier i scenariet. Nærmere bestemt reduceres geotermi med 0,9 TWh, overskudsvarme med 0,87 TWh og varme fra affaldsforbrænding reduceres med 2,23 TWh. I dette scenarie erstattes kun havvindmøller. Havvindmøller reduceres totalt set fra 14075 MW til 12735 MW for at have de samme balanceringer i scenariet som beskrevet tidligere.

Figur A4 viser brændselsforbruget, sammenlignet med hvis atomkraftværket ville køre ren eldrift. I **Figur A5** vises de økonomiske forskelle.

FIGUR A5
Omkostningsændringer ved 1000 MW atomkraft sammenlignet med IDA2045, hvor overskudsvarme fra atomkraftværket udnyttes til fjernvarme eller ej.

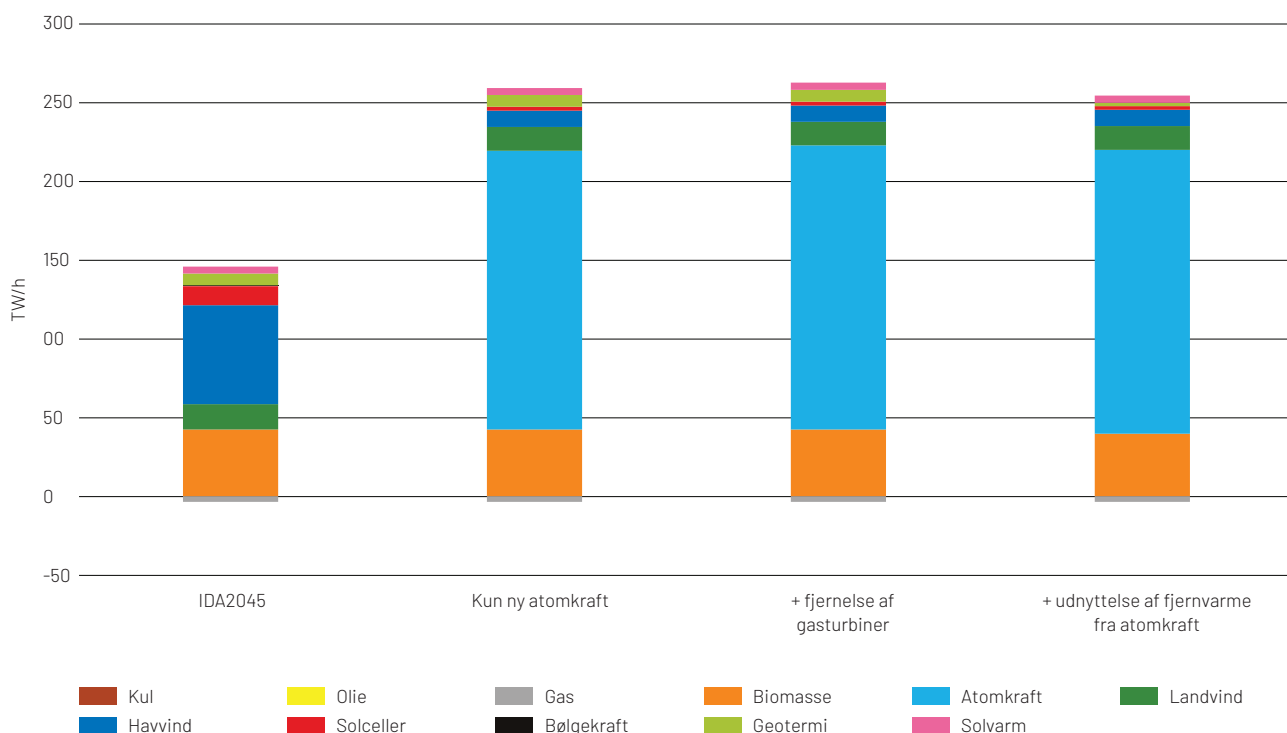


Atomkraft som den primære elproducerende kilde i 2045

Som alternativ til at atomkraft indgår i samspil med et energisystem primært baseret på vedvarende energi simuleres her et system, hvor den vedvarende energikapacitet holdes på et niveau tilsvarende det nuværende. Det vil sige, at der er 4700 MW landvindmøller, 2300 MW havvindmøller og 2000 MW solceller i scenariet. Her regnes i stedet med, at der kun satses på atomkraft i udbygningen af CO2 neutral elproduktion. Samlet set giver det, at der skal bygges 7400 MW atomkraft i det danske system. Dette er et anderledes systemdesign på energisystem siden, som medfører en højere kapacitetsfaktor på ca. 90%, såfremt atomkraftværket har import- og eksportmuligheder tilgængelig. Dermed er dette en situation hvor atomkraftværket kører mere eller mindre konstant uden behov for at lastfølge, da de fleksible behov, energilagring og udveksling tilpasses omkring denne driftsform. Da det giver en produktion uden de samme spidser som i det vedvarende scenarie, kræves der ikke samme kapaciteter til elektrolyse og Power-to-X. Det giver en besparelse. Dog gør den store investering i atomkraftværket stadig, at systemet samlet set dyrere.

Da denne type systemdesign også gør, at en investering i kraftvarme gasturbiner (combined cycle) nær de store byer potentielt kan undværes, regnes der også på gevinsten ved at tage disse ud. Det betyder, at den samlede atomkraftkapacitet udvides til 7974 MW, og en grad af lastfølging er nødvendigt. Dermed bliver kapacitetsfaktoren her 85%.

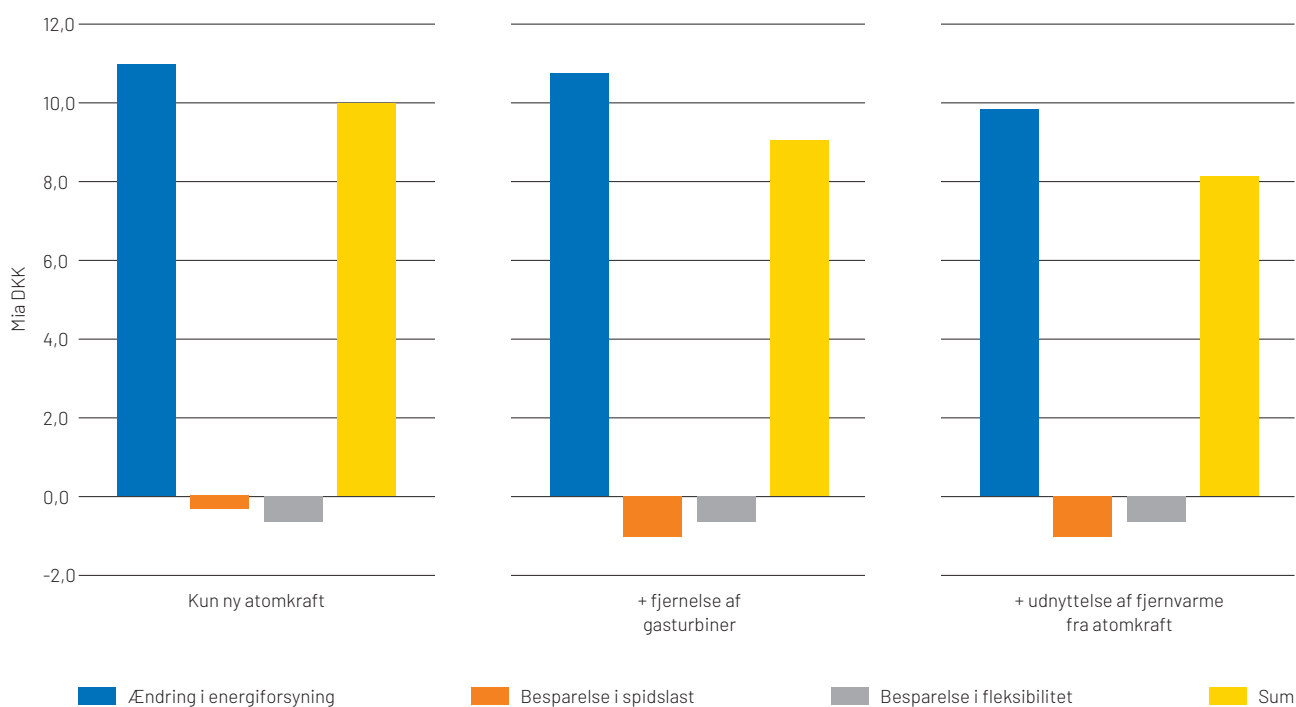
FIGUR A6
Brændselsforbrug for IDA2045 sammenlignet med storskala implementering af atomkraft. Scenarierne repræsenterer en reduktion af andre centrale kraftværker og udnyttelse af atomkraften til fjernvarme.



I dette scenarie kan atomkraften potentielt også udnyttes til kraftvarmeproduktion. Baseret på principperne fra det forrige afsnit, udregnes atomkraftværket til at leverer kraftvarme i fyringssæsonen fra 1. oktober til 30. april, og ren elproduktion om sommeren. Hvis det fulde potentiale udnyttes, giver det en varmeproduktion på over 40 TWh, hvilket er langt mere end der kan leveres til fjernvarmenettet i de store byer i Danmark. Dermed sættes virkningsgraderne til, at der kun er behov for en 15% udnyttelse af fjernvarmebehovet. Det betyder, at de 7974 MW atomkraftværker, om vinteren har en elkapacitet på 7795 MW og en varmekapacitet på 2214 MW. Dermed gives der et varmeoutput på 10,5 TWh. For at indpasse den produktion fjernes al geotermi udbygning ifm. de centrale områder i Danmark (5,44 TWh, og affaldskraftvarme reduceres fra 3,23 TWh til 1,26 TWh leveret varme). Den resterende produktion fra fjernvarmen kan ikke leveres i de pågældende timer. Ekstraomkostningen til fjernvarme er 3% af den samlede investering i atomkraft.

Figur A6 på forrige side viser brændselsforbruget i de tre scenarier sammenlignet med IDA 2045, og Figur A7 viser forskellene i omkostninger.

FIGUR A7
Omkostningsændringer ved stor skal implementering af atomkraft sammenlignet med IDA2045 scenariet uden atomkraft.



APPENDIKS C: EUROPÆISK ENERGISYSTEMANALYSE

I den Europæiske energisystemanalyse tages der udgangspunkt i et fuldt decarboniseret scenarie for 2050. Til analysen anvendes energisystemmodellen PyPSA-Eur-Sec, som er en tekno-økonomisk optimeringsmodel. Dvs. at de samlede årlige udgifter til investeringer og drift af energisystemet minimeres. Modellen er sektorkoblet og indeholder energibehov til el, varme, transport (på land, til vands og i luften), industri samt til CO₂ fangst og evt. lagring (se flere detaljer nedenfor). Modellen har ingen præferencer for bestemte teknologier, men sammenligner udelukkende pris og energiteknisk performance. Modellen beskrives i flere detaljer i et senere afsnit.

Vi har set på forskellige variationer af det samme scenarie for at forstå hvordan atomkraft påvirker det samlede europæiske energisystem. I alle disse variationer har vi antaget at atomkraftværkerne i gennemsnit har 10% planlagt udetid til vedligehold samt 5% uplanlagt udetid. Således er 85% af den samlede kapacitet altid fuldt tilgængelige. Der ikke antaget tekniske begrænsninger ift. atomkraftværkernes evne til at ændre produktionen fra time til time. I prisen er der ikke afsat midler til dekommissionering. Nogle studier anvender her en yderligere udgift på omkring 15% af investeringsomkostningerne.

Investeringsomkostningerne for atomkraftværkerne tager udgangspunkt i en basisomkostning på 6800 €/kW og en teknisk levetid på 40 år idet disse antagelser er konsistent med det seneste fagfællebedømte af det Europæiske energisystem, hvor modellen blev anvendt [8]. I nogle af scenarievibrationerne, som præsenteres her, reduceres basisomkostningen med hhv. 25%, 50% og 75%. Alle andre investerings- og driftsomkostninger i modellen er identiske med 2050 priserne fra [8]. Scenarierne er konsistente med gængse antagelser for teknologipriser i 2050, men det antages at hele systemet kan bygges fra bunden til 2050 priser (greenfield scenarier). En mere realistisk overgang til 2050, hvor der tages højde for eksisterende infrastruktur samt prisændringer i overgangsperioden kan findes i [8].

Overordnet ser vi, at det ikke er økonomisk favorabelt at vælge atomkraft som primær energikilde, før investeringsomkostningerne falder med mindst 25% ift. basisomkostningerne (se Figur A8). Ved denne pris kan det være økonomisk med en mindre andel af atomkraft i Europa, hvis udbygningen af transmissionskapacitet i mellem landene samtidigt begrænses permanent til det nuværende niveau (ikke vist).

Hvis prisen for atomkraft kan reduceres med 50% ift. Basisomkostningerne bliver det økonomisk favorabelt at investere nogenlunde ligeligt i vedvarende energi (vind og sol) og atomkraft. I dette scenarie fordeles investeringerne ikke jævnt i Europa. I stedet investeres der primært i atomkraft i central og østeuropæiske lande, mens lande langs Europas vestkyst investerer i vind energi og lande i Sydeuropa i solenergi (se **Figur A9**). Prisen for atomkraft i dette scenarie (3400 €/kW) er lavere end gængse antagelser for atomkraft i Europa i 2050.

I scenariet med den laveste pris for atomkraft (75% reduktion) bliver atomkraft den dominerende energikilde i Europa, og andelen af vind og sol er meget lille. Rent geografisk er det kun i Danmark samt dele af Storbritannien (se Figur A9), hvor det stadig er økonomisk favorabelt at vælge vindenergi. Solenergi er kun favorabelt i de mest solrige sydeuropæiske lande. Primært i Spanien (se Figur A9). Prisen for atomkraft i dette scenarie (1700 €/kW) er markant lavere end gængse antagelser for atomkraft i Europa i 2050.

For Danmark er det derfor nærliggende at konkludere at atomkraft ikke kan konkurrere med vores særdeles gode vindressourcer, men for andre Europæiske lande hvor vind- og solressourcerne er mindre favorable kræver det mere moderate prisfald før atomkraft bliver økonomisk konkurrencedygtigt. Dette gælder især Østeuropa og dele af Centraleuropa.

Forskelle og ligheder mellem systemer med og uden atomkraft

Der er mange ligheder mellem decarboniserede energisystemer med og uden atomkraft. Det skyldes især at den primære energiproduktion til stort set alle formål starter som elektricitet. Derfor skal andre energibehov enten elektrificeres direkte (f.eks. med varmepumper eller elbiler) eller dækkes indirekte vha. syntetisk fremstillede brændsler (power-to-x). Atomkraftværker kan dog levere strøm i alle døgnets timer mens vedvarende energi kun produceres når vejret tillader det. Denne forskel gør at investeringer i elektrificering generelt er mindre i scenarier med meget atomkraft, da elektrolysekapaciteten kan udnyttes bedre hvorfor der er brug for færre enheder til at producere den samme mængde brint. F.eks. reduceres investeringerne i varmepumper, elopvarmning samt elektrolyse kraftigt i scenarier med meget atomkraft (se **Figur A8**). Ligeledes reduceres omkostningerne til internationale transmissionsforbindelser og energilagring også når mængden af atomkraft øges. Omvendt ser vi dog at udgifter til de lokale distributionsnet forøges. Det skyldes at en del af den vedvarende energiproduktion samt forskellig lagerinfrastruktur kan placeres tæt på forbrugeren hvorimod atomkraftværker altid er tilkøbet på højeste spændingsniveau, da der er tale om meget store kraftværker.

Driften af energisystemet kan ses i **figurene A10, A11 og A12** for de forskellige scenarier³. Ved første øjekast er driften meget forskellig, primært fordi atomkraften kører ved maksimal kapacitet i næsten alle årets timer mens vind og sol varierer. I begge tilfælde fremgår det af figurene at det særligt er elektrolysekapaciteten, som benyttes til at udligne variationen i forbruget. Atomkraftværkernes evne til at tilpasse produktionen til forbruget benyttes altså ikke i særlig stor grad, da det ikke er økonomisk favorabelt at opnå fleksibilitet på denne måde.

I scenarierne med meget vedvarende energi er det værd at bemærke, at det uflexible elforbrug (sort) stort set altid er mindre end produktionen fra vind, sol og vandkraft. I perioder med lav produktion er det derfor muligt at nedregulere forbruget midlertidigt i andre sektorer (varme, power-to-x og transport) for at balancere den nedsatte produktion. Disse sektorer er væsentligt mere fleksible fordi energilagring af især varme og kemiske produkter (f.eks. brændsler) er væsentligt billigere end den er for el. Der er dog stadig brug for en begrænset mængde el-til-el lagring (f.eks. batterier).

Kapacitetsfaktoren for atomkraft er vist på **Figur A13**. I alle scenarier med atomkraft ligger den over 83%, hvilket betyder at værkerne ikke følger forbruget, men i stedet kører på fuld kapacitet næsten hele tiden. Den maksimale kapacitetsfaktor antages at være 85%, som nævnt ovenfor. Når værkerne ikke kører er det altså fordi de er antaget at være uden drift pga. planlagt eller uplanlagt vedligehold.

Vi har også kørt scenarier (ikke vist), hvor atomkraft fordeles jævnt over Europa med samme andel ift. Forbruget i hvert land. Formålet er at se hvordan det påvirker systemet at vind, sol og atomkraft placeres sammen. Generelt giver det lavere kapacitetsfaktorer for atomkraftværkerne (op til 5 procentpoint) især hvis de udgør en forholdsvis lille andel af det samlede energimiks. Dette skyldes at atomkraftværkerne reducerer deres produktion når der produceres meget vind og sol energi. Når atomkraftandelen forøges stiger kapacitetsfaktoren, da vind- og solandelen nu mindskes. Overordnet kan vi konkludere at hvis atomkraft er i systemet, så er det bedre at koncentrere værkerne om nogle få lande, da driften af værkerne har en (lille) negativ synergi med vedvarende energiproduktion.

³ Basisscenariet og 75% scenarierne er ens, da atomkraft ikke vælges.

Modelbeskrivelse

Analysen er foretaget med en open-source energisystem model for Europa PyPSA-Eur-Sec (<https://pypsa-eur-sec.readthedocs.io>). Alle model antagelser tager udgangspunkt i 2050 scenariet fra artiklen "Long-term implications of reduced gas imports on the decarbonization of the European energy system" udgivet i tidsskriftet Joule i juli 2022 (<https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.06.023>) [8]. Nedenfor gennemgås modellens detaljer derfor kun kort.

Overordnet indeholder modellen følgende energiforbrug: klassisk (ufleksibelt) elforbrug, energi til transport (på land, til vands og i luften), varmemeforbrug, særlige energiforbrug til industrielle formål som f.eks. højtemperatur procesvarme, power-to-x baseret produktion af kemikalier til industrielle formål samt energiforbrug til CO₂ fangst og evt. lagring.

Det grundlæggende princip bag PyPSA-Eur-Sec modellen er minimering af de samlede årlige udgifter til investeringer og drift af energisystemet. Modellen identificerer således det billigste energisystem, som er i stand til at dække alle energibehov. Skatter, afgifter, støtte og lignende er ikke medregnet. Investeringsudgifter annuieres med udgangspunkt i de enkelte teknologiers forventede tekniske levetid således udgifterne til teknologier med forskellig levetid kan sammenlignes. Hertil kommer løbende udgifter til drift og vedligehold samt eventuelt brændsel.

Driften af energisystemet simuleres for et år ad gangen⁴ med en tidlig opløsning på 3 timer⁵. Investeringsomkostninger, driftsudgifter samt tekniske egenskaber for de enkelte teknologier er afgørende for det scenarie, som modellen identificerer som det billigste. Ligeledes vil en grænse for de samlede CO₂ udledninger også begrænse modellens muligheder. I scenarierne som præsenteres her er netto udledningen nul, og begrænsningen har stor betydning for alle scenarier da alle CO₂ udledninger skal kompenseres 1:1 med CO₂ indfangning og lagring.

I denne rapport har modellen i alt 74 separate knudepunkter (se **Figur A9**). Knudepunkterne fremkommer ved simplificering af det europæiske transmissionsnet⁶. Simplificeringen er designet så hvert knudepunkt er helt indeholdt i et enkelt land og så de bliver nogenlunde lige store ift. energiforbrug.

Vind- og solressourcer er fordelt på i alt 370 on- og offshore regioner (se **Figur A14**), som hver er tilknyttet nærmeste knudepunkt. I hver region beregnes vind- eller solressourcen ud fra historisk vejrdata (vindhastighed, temperatur, solindstråling) i kombination med en teknisk model af enten vindmøller eller solceller. Det bagvedlæggende vejrdata har en tidsopløsning på 1 time og en geografisk opløsning på cirka 40 km. Modellen tager derfor højde for samtidigheden af vind- og solproduktion i de forskellige regioner.

Biomassepotentialet er estimeret separat for hvert land med udgangspunkt i JRC ENSPRESO databasens midtscenarie. Transport af biomasse mellem landene er muligt. Potentialet indeholder: Affald fra land- og skovbrug, træ og andet biologisk affald fra industri, biologisk husholdningsaffald samt biologisk affald fra dyrehold. Energiafgrøder og andet biologisk materiale af høj værdi er ikke inkluderet. Der er altså tale om en konservativ benyttelse af biomasseressourcen i alle scenarier.

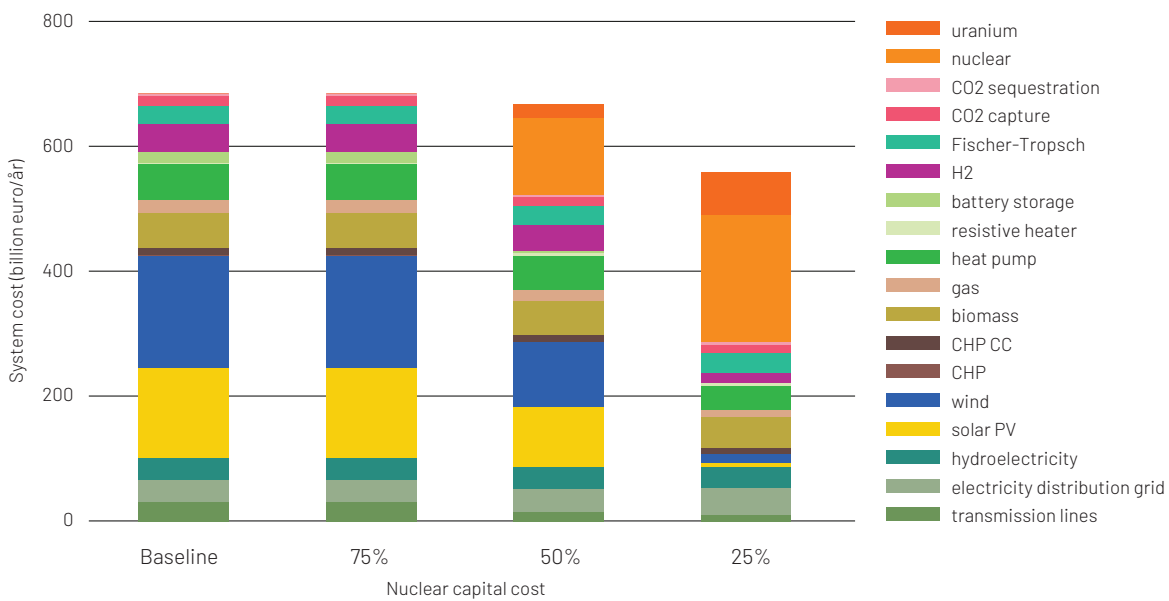
⁴ Det valgte vejrår kan have væsentlig betydning for resultaterne. Det er muligt at benytte alle vejrår siden 1979 til følsomhedsanalyser. Det valgte vejrår (2013) giver en nogenlunde gennemsnitlig produktion fra de vedvarende energikilder.

⁵ Det er muligt at simulere med en tidsopløsning ned til 1 time. Det tager væsentligt længere tid, men giver ikke væsentligt forskellige resultater.

⁶ I princippet kan modellen køres med en højere detaljegrade med op til ca. 500 knudepunkter.

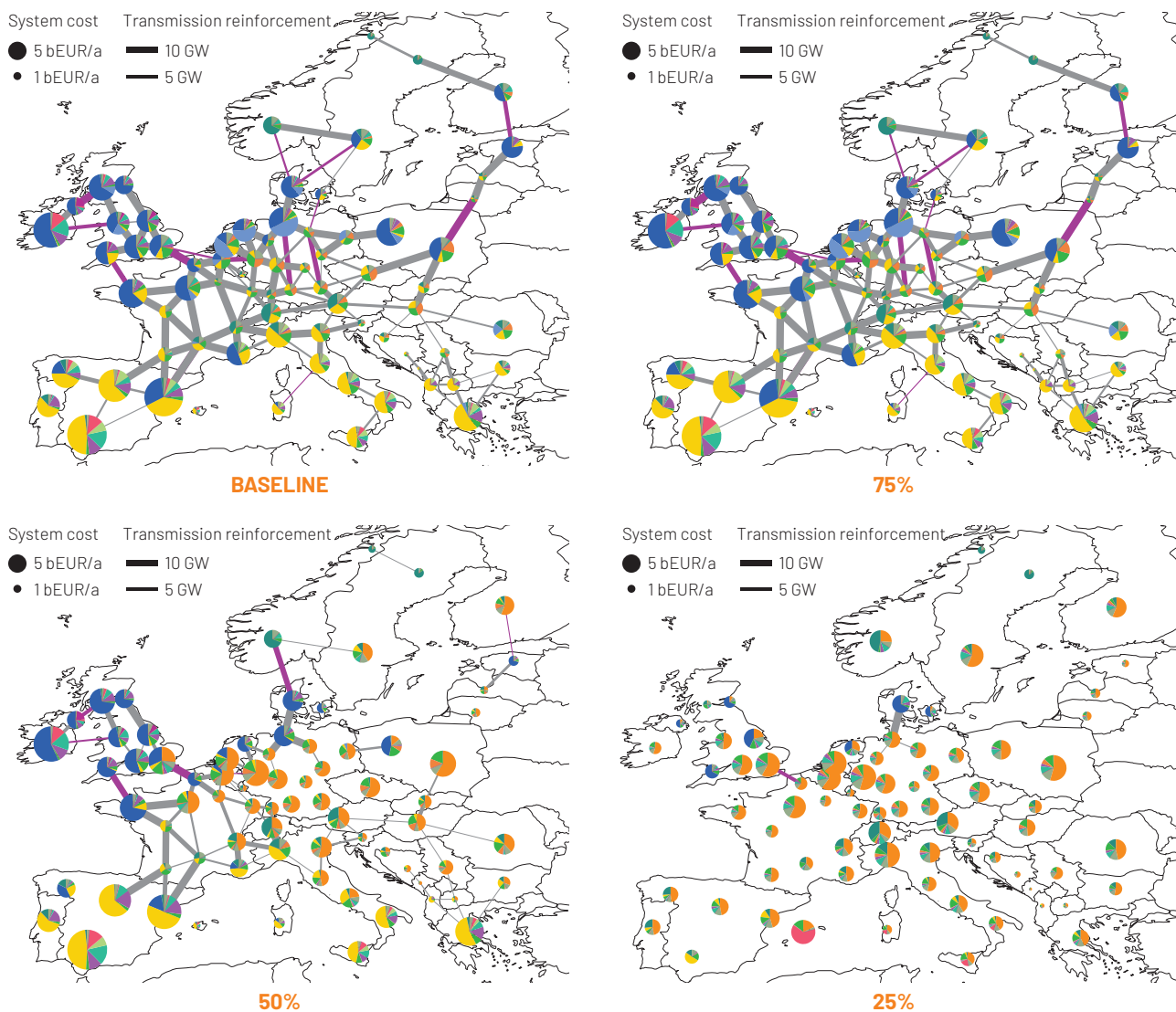
FIGUR A8

Årlige europæiske energisystemomkostninger til el, varme, transport og industri for 2050 greenfield scenarier med forskellige investeringsomkostninger for atomkraft. Basisomkostning er 6800 euro/kW. I de efterfølgende scenarier er investeringsomkostninger for atomkraft hhv. 75%, 50% og 25% af basisomkostningen. Alle andre investerings- og driftsomkostninger i modellen er identiske med 2050 priserne fra [8].



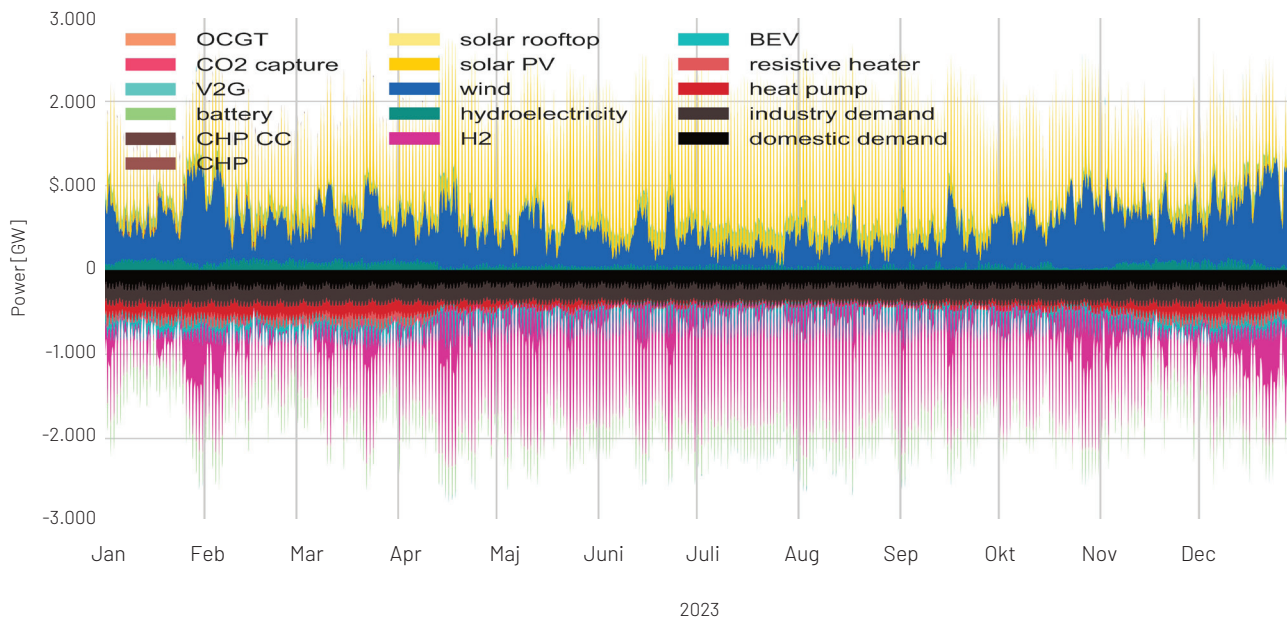
FIGUR A9

Geografisk fordeling af de årlige europæiske energisystemomkostninger til el, varme, transport og industri for 2050 green-field scenarier med forskellige investeringsomkostninger for atomkraft. Basisomkostning er 6800 euro/kW. I de efterfølgende scenarier er investeringsomkostninger for atomkraft hhv. 75%, 50% og 25% af basisomkostningen. Alle andre investerings- og driftsomkostninger i modellen er identiske med 2050 priserne fra [8]. Farvekoderne er identiske med dem i Figur A8.



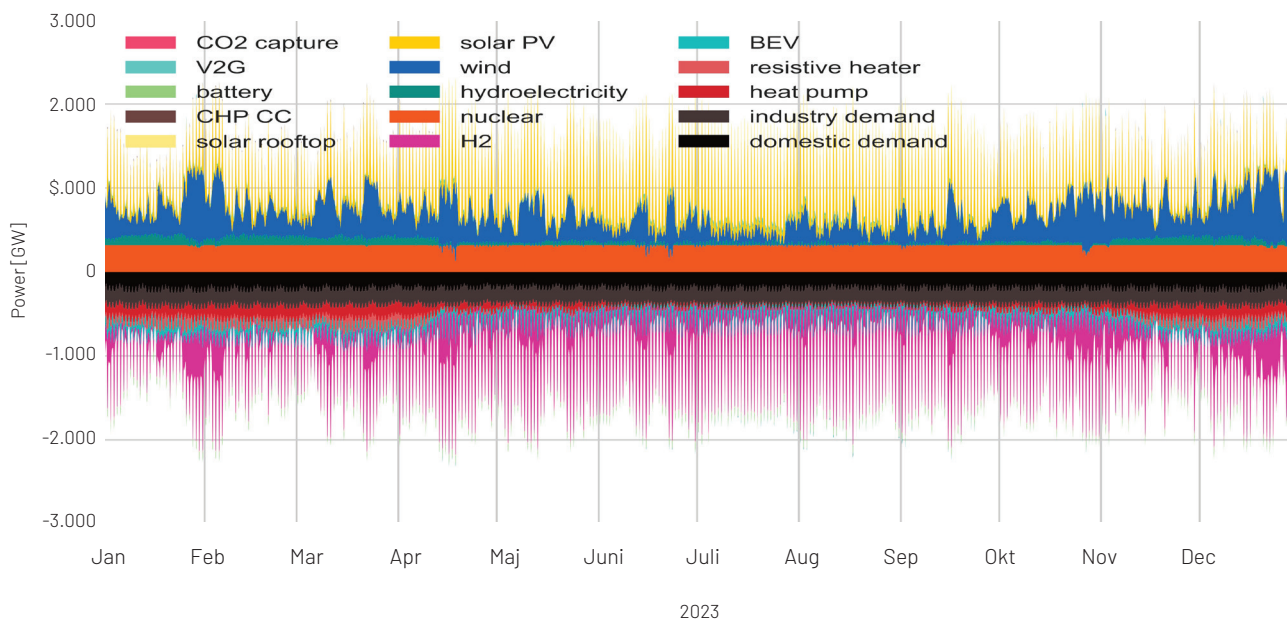
FIGUR A10

Europæisk energiproduktion (positiv) og forbrug (negativ) i basis (og 75%) scenariet. Vind og sol dominerer energiproduktionen og elektrolyse er den dominerende kilde til fleksibilitet. Data har en tidsopløsning på 3 timer. Modellen beregner data individuelt for 74 separate knudepunkter.



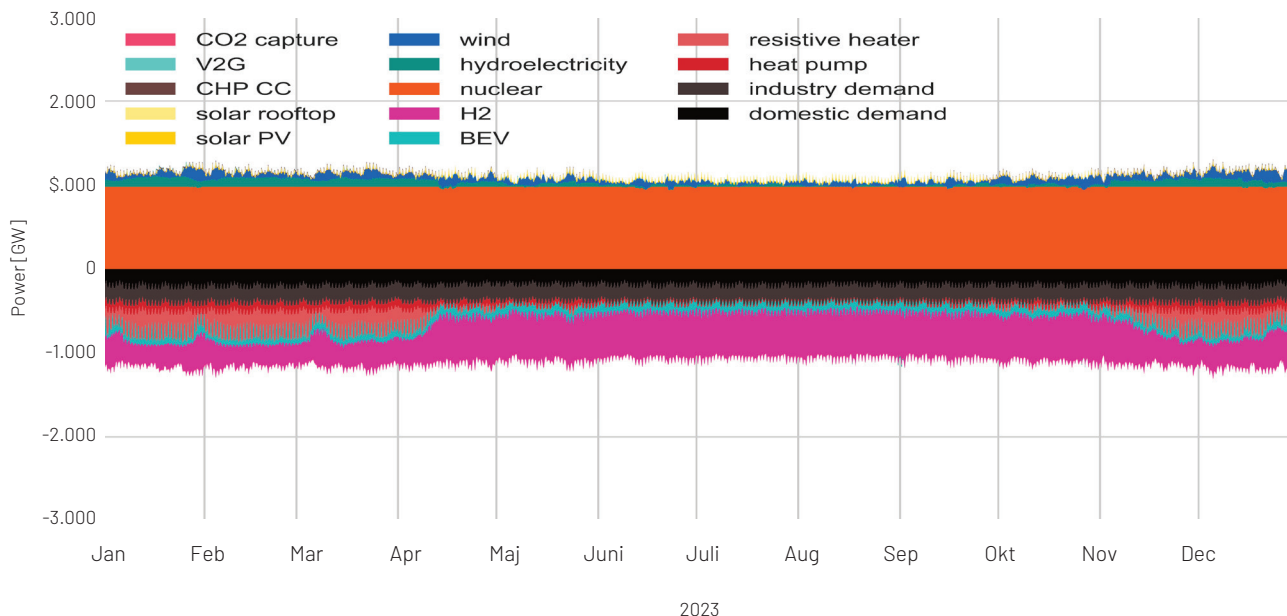
FIGUR A11

Europæisk energiproduktion (positiv) og forbrug (negativ) i 50% scenariet. Atomkraft indgår med cirka samme andel som vind og sol energiproduktionen og elektrolyse er den dominerende kilde til fleksibilitet. Data har en tidsopløsning på 3 timer. Modellen beregner data individuelt for 74 separate knudepunkter.



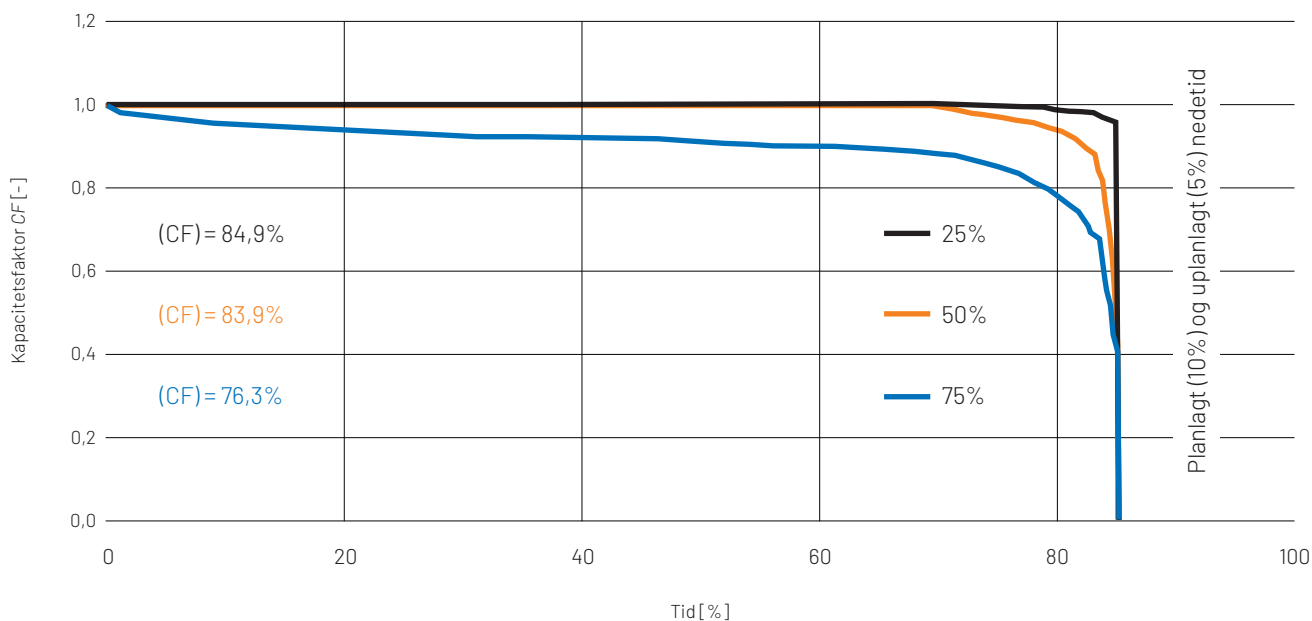
FIGUR A12

Europæisk energiproduktion (positiv) og forbrug (negativ) i 25% scenariet. Atomkraft dominerer energiproduktionen og elektrolyse er den dominerende kilde til fleksibilitet. Data har en tidsopløsning på 3 timer. Modellen beregner data individuelt for 74 separate knudepunkter.



FIGUR A13

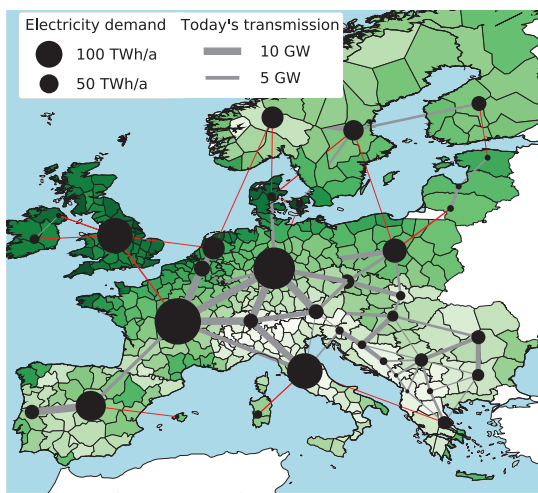
Varighedskurver for den samlede europæiske atomkraftflåde for scenarier med investeringsomkostninger for atomkraft på hhv 75%, 50% og 25% af basisomkostningen på 6800 €/kW. Planlagt nedetid er antaget til at være 10% og uplanlagt nedetid til 5%. Den samlede installerede kapacitet er mindre end 1 GW i 75% scenariet, ca. 375 GW i 50% scenariet og ca. 1150 GW i 25% scenariet.



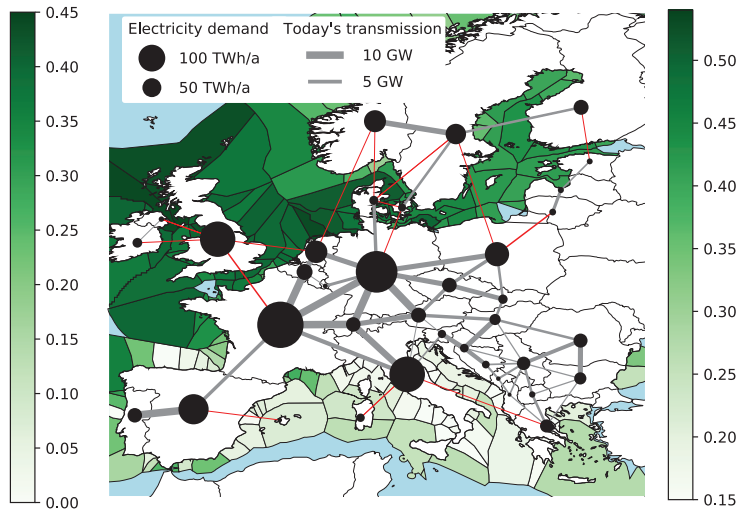
FIGUR A14

Gennemsnitlig regionale kapacitetsfaktor for landvind, havvind og solpaneler. Modellen indeholder i alt 370 regioner, hvor potentialerne bergenes med udgangspunkt i timeopløst vejrdata.

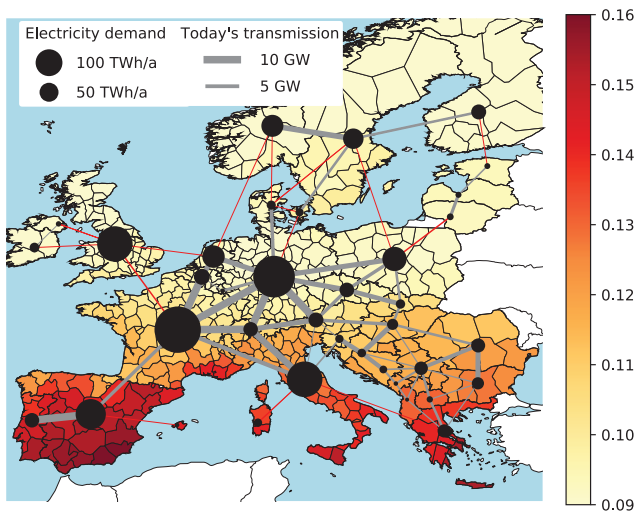
Landvind



Havvind



Solpaneler



APPENDIKS D: DATAGRUNDLAG

Datagrundlaget for analyserne er baseret på forudsætninger for Europæisk atomkraft og dansk vedvarende energi. For atomkraft er der taget udgangspunkt i data fra det Internationale Energi Agentur (IEA), og specifikt deres forventninger og analyser til atomkraft i Europa. Heraf kommer både den forventede driftstid, samt brændsels- og vedligeholdspriser. Det er også herfra, at den forventede investeringspris til atomkraft i 2050 findes. For vedvarende energi anvendes Energistyrelsens teknologikatalog, for at give det bedste danske billede af situationen for vedvarende energiproduktion i Danmark.

Brændselspriser og driftstimer

Brændselspriser	EUR/MWh	Note	Kilde
Uran	9,33	For at producere en MWh el, kurs 1 på USD to EUR antaget	[31]
Naturgas (lav)	28,08	Anvendt i IDAs Klimasvar	[6]
Biogas	33,12		[32]
E-metan	65,16		[32]
Naturgas (høj)	150,00	Baseret på TTF prisen pr. 10 oktober 2022	[7]

Driftstimer	2020	2050	Kilde
Atomkraft	6570	6570	[33]
Landvind	3400	3800	[34]
Havvind	4400	4900	[34]
Solceller	1075	1212	[34]

Datablade på eksisterende projekter

Hinkley Point C (EPR)		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	3,2	GW		[35]
Investeringsomkostning	28,73	Mia. EUR	25,2 Mia. GBP, 1 GBP = 1,14 EUR	[36]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		[35]
Specifik investeringsomkostning	8,98	MEUR/MW		
Byggetid	12	år		[15]

Olkiluoto 3 (EPR)		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	1,6	GW		[12]
Investeringsomkostning	11	Mia. EUR		[12]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		[37]
Specifik investeringsomkostning	6,88	MEUR/MW		
Byggetid	17	år		[10]

Flamanville 3 (EPR)		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	1,6	GW		[10]
Investeringsomkostning	12,7	Mia. EUR		[11]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		[38]
Specifik investeringsomkostning	7,94	MEUR/MW		
Byggetid	16	år		[10]

Taishan 1, 2 (EPR)		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	3,32	GW		[10]
Investeringsomkostning	10,70	Mia. EUR		
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		[10]
Specifik investeringsomkostning	3,22	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[10]
Byggetid	9	år		[10]

Barakah 1-4 (APR 1400)		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	5,6	GW		[39]
Investeringsomkostning	24,40	Mia. EUR	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[40]
Drift og vedligehold	18,44	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		[10]
Specifik investeringsomkostning	4,36	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	
Byggetid	8-9	år		[39]

Ostrovets 1+2 (VVER 1200)		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	2,4	GW		[41]
Investeringsomkostning	11	Mia. EUR	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[42]
Drift og vedligehold	10,15	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Brændselsomkostning	4,99	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR. Lavere pris end de atomkraftværker, hvorfor den fremgår her.	[31]
Teknisk levetid	60	år		[41]
Specifik investeringsomkostning	4,58	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	
Byggetid	7-9	år		[41]

Krigers Flak		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	0,605	GW		[43]
Investeringsomkostning	1,30	Mia. EUR		[43]
Fast drift og vedligehold	50,00	kEUR/MW		[34]
Variabel drift og vedligehold	5	EUR/MWh		[34]
Teknisk levetid	27	år		[34]
Specifik investeringsomkostning	2,15	MEUR/MW		
Byggetid	3	år		[18]

Horns Rev 3		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	0,407	GW		
Investeringsomkostning	1,00	Mia. EUR		[17]
Fast drift og vedligehold	50,00	kEUR/MW		[34]
Variabel drift og vedligehold	5	EUR/MWh		[34]
Teknisk levetid	27	år		[34]
Specifik investeringsomkostning	2,46	MEUR/MW		
Byggetid	3	år		[17]

Vindpark Thorup-Sletten		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	0,077	GW		[44]
Investeringsomkostning	0,13	Mia. EUR	1 mia. DKK	[45]
Fast drift og vedligehold	14,00	kEUR/MW		[34]
Variabel drift og vedligehold	1,5	EUR/MWh		[34]
Teknisk levetid	27	0		[34]
Specifik investeringsomkostning	1,72	MEUR/MW		
Byggetid	2	år	Ikke officielt igangsat pga. planjura	[44]

Heartland solcellepark		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	0,207	GW		[46]
Investeringsomkostning	0,08	Mia. EUR	600 mio. DKK	[46]
Fast drift og vedligehold	15,70	kEUR/MW		[34]
Variabel drift og vedligehold	0	EUR/MWh		[34]
Teknisk levetid	35	0		[34]
Specifik investeringsomkostning	0,39	MEUR/MW		
Byggetid	1,5	år		[47]

Datablade baseret på teknologikataloger og databaser

Atomkraft 2030 Europe		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	5,10	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[33]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		

Atomkraft 2050 Europe		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	4,50	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[33]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		

Atomkraft 2050 China		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	2,50	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[33]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	60	år		[31]

Levetidsforlængelse af atomkraft		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	0,70	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[31]
Teknisk levetid	10	år		[31]

BWRX-300		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	0,3	GW		[48]
Investeringsomkostning	1,1	BEUR		[48]
Specifik investeringsomkostning	3,67	MEUR/MW		

Levetid og årlige drifts- og brændselsomkostninger sættes til samme omkostning som KEPCO APR 1400

NUScale SMR		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	0,462	GW		[49]
Investeringsomkostning (2023)	8,1	BEUR	Antaget at 1 USD = 1 EUR. Justeret fra 9,3 BUSD for at matche kilde LCOE	[49]
Specifik investeringsomkostning (2023)	17,53	MEUR/MW		
Investeringsomkostning (oprindelig)	2,89	B EUR	Antaget at 1 USD = 1 EUR.	
Specifik investeringsomkostning (oprindelig)	5,078	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR.	[50]
Levetid og årlige drifts- og brændselsomkostninger sættes til samme omkostning som KEPCO APR 1400				
Rolls-Royce SMR		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	0,47	GW		[51]
Investeringsomkostning	2,3	BEUR	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[51]
Specifik investeringsomkostning	4,89	MEUR/MW		
Levetid og årlige drifts- og brændselsomkostninger sættes til samme omkostning som KEPCO APR 1400				
Havvind 2030		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	1,80	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	39,00	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	3,89	EUR/MWh		
Fuldlasttimer	4800	timer		
Teknisk levetid	30	år		
Havvind 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	1,64	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	33,00	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	3,25	EUR/MWh		
Fuldlasttimer	4900	timer		
Teknisk levetid	30	år		
Thor Vindmøllepark		Enhed	Note	Kilde
Kapacitet	1	GW		[52]
Investeringsomkostning	2	B EUR	Antaget at 7,5 DKK = 1 EUR	[52]
Specifik investeringsomkostning	2	MEUR/MW		
Fuldlasttimer	4800	Timer		[34]
Fast drift og vedligehold	39	kEUR/MW		[34]
Variabel drift og vedligehold	3,89	EUR/MWh		[34]
Landvind 2030		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	1,04	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	12,60	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	1,35	EUR/MWh		
Teknisk levetid	30	år		
Fuldlasttimer	3600	Timer		

Landvind 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	0,96	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	11,34	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	1,22	EUR/MWh		
Teknisk levetid	30	år		
Fuldlasttimer	3800	timer		

Solceller 2030		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	0,38	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	13,40	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	0	EUR/MWh		
Teknisk levetid	40	år		
Fuldlasttimer	1187	Timer		

Solceller 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	0,29	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	9,90	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	0	EUR/MWh		
Teknisk levetid	40	år		
Fuldlasttimer	1212	timer		

Gasturbine 2020		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	0,45	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	8,07	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	4,50	EUR/MWh		
Virkningsgrad	0,42			
Teknisk levetid	25	år		

Gasturbine 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik investeringsomkostning	0,41	MEUR/MW		[34]
Fast drift og vedligehold	7,42	kEUR/MW		
Variabel drift og vedligehold	4,50	EUR/MWh		
Virkningsgrad	0,45			

JUNI 2023

FAKTA OM ATOMKRAFT I DANMARK VERSION 2

INPUT TIL EN FAKTABASERET DISKUSSION
AF FORDELE OG ULEMPER VED ATOMKRAFT
SOM EN DEL AF DEN GRØNNE OMSTILLING I DANMARK