Downloaded from orbit.dtu.dk on: Oct 14, 2026

DTU Library

Fakta om Atomkraft: 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; Münster, Marie; Rosendal, Mathias Berg

Total number of authors:
16

Publication date:
2022

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

Link back to DTU Orbit

Citation (APA):
Thellufsen, J. Z., Lund, H., Mathiesen, B. V., Madsen, P. T., Østergaard, P. A., Nielsen, S., Sorknæs, P., Wenzel, H., Münster, M., Rosendal, M. B., Madsen, H., Østergaard, J., Morthorst, P. E., Sørensen, P. B., Andresen, G. B., & Victoria, M. (2022). *Fakta om Atomkraft: Input til en faktabaseret diskussion af fordele og ulemper ved atomkraft som en del af den grønne omstilling i Danmark*.

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

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

Aalborg Universitet

AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Fakta om Atomkraft

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; Münster, Marie; Rosendal, Mathias Berg; Madsen, Henrik; Østergaard, Jacob; Morthorst, Poul Erik; Sørensen, Peter Birch; Andresen, Gorm Bruun; Victoria, Marta

Publication date:
2022

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

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., Münster, M., Rosendal, M. B., Madsen, H., Østergaard, J., Morthorst, P. E., Sørensen, P. B., Andresen, G. B., & Victoria, M. (2022). *Fakta om Atomkraft: Input til en faktabaseret diskussion af fordele og ulemper ved atomkraft som en del af den grønne omstilling i Danmark*.

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.

Downloaded from vbn.aau.dk on: October 20, 2022

FAKTA OM ATOMKRAFT I DANMARK

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

AALBORG UNIVERSITET

SDU Syddansk Universitet

DTU

UNIVERSITY OF COPENHAGEN

AARHUS UNIVERSITY

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

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

Københavns Universitet
Peter Birch Sørensen

Aarhus Universitet
Gorm Bruun Andresen og Marta Victoria

FORORD

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

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

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 elsystem.

Det er forståeligt, at en sådan debat opstår i lyset af de nuværende klima- og energiforsyningsudfordringer, men det er en fordel for debatten, at den bliver så faktabaseret som muligt. Målet med vores notat er at bidrage til dette.

Vi har fundet frem, hvad vi kunne af 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 en sådan viden samt tilsvarende data om eksisterende vedvarende energianlæg i Danmark i kombination med Teknologikatalogets forventninger til fremtiden har vi foretaget en direkte sammenligning af omkostningerne ved at producere el fra henholdsvis vind, sol og atomkraft.

Det er imidlertid svært direkte at sammenligne sol, vind og atomkraft. Atomkraft er kendetegnet ved kontinuert produktion i modsætning til den fluktuerende produktion fra vind og sol. Der er en umiddelbar relativ fordel ved kontinuert elproduktion. Men atomkraften har også nogle ulemper, hvad angår radioaktivt affald og sikkerhed.

Den fluktuerende produktion fra vind og sol afføder et behov for kapacitet til at balancere systemet, når der ikke er forsyning fra vind og sol. Det kan fx være transmissionsnetskapacitet til at balancere over geografiske afstande, kapacitet i form af gasturbiner, der kan køre på grøn gas fra nettet i sådanne perioder og det kan være behov for kapacitet i form af elektrolyse til brintproduktion, så brinten produceres, når der er mest el i systemet. For at kvantificere den økonomiske betydning af dette behov for ekstra kapacitet har vi foretaget energisystemanalyser og regnet på et fremtidigt dansk energisystem henholdsvis med og uden atomkraft. På den måde kan vi vurdere, hvordan atomkraft vil kunne påvirke det samlede energisystem og dets omkostninger.

Vi ser gerne en åben debat om de data, som vi fremlægger her. Derfor kalder vi også dette skrift for 'første version', og er der noget, som skal korrigeres eller suppleres, så gør vi gerne det i en eventuelt revideret version.

Under alle omstændigheder håber vi, at notatet bidrager til at gøre debatten mere faktabaseret og transparent. Det er der brug for.

Forord ..... **side 3**

Indhold ..... **side 4**

Hovedpointer ..... **side 5**

1 Omkostninger og byggetider for atomkraft i Danmark ..... **side 6**

1.1 Elproduktionsomkostninger ..... side 7

1.2 Byggetider ..... side 9

1.3 Støttebehov til investeringer i atomkraft og vedvarende energi ..... side 10

1.4 Atomkraft som spids- og reservelast ..... side 11

1.5 Små modulære reaktorer ..... side 12

2 Energisystemanalyser ..... **side 13**

3 Tilbageværende spørgsmål ..... **side 15**

4 Metode og datagrundlag ..... **side 16**

4.1 Beregning af årlig omkostning per energiproduktion ..... side 16

4.2 Energisystemanalyser ..... side 16

4.3 Datagrundlag ..... side 18

4.3.1 Brændselspriser og driftstimer ..... side 18

4.3.2 Datablade på eksisterende projekter ..... side 18

4.3.3 Datablade baseret på teknologikataloger og databaser ..... side 20

5 Kilder ..... **side 21**

Appendiks A: IDA's klimasvar ..... **side 23**

Appendiks B: Atomkraft erstatter 1.475 MW havvindmøller ..... **side 24**

Appendiks C: Atomkraft erstatter 2.043 MW landvindmøller ..... **side 25**

HOVEDPOINTER

- Historisk har omkostningerne til elektricitet fra vind og sol været markant faldende, mens omkostningerne til ny atomkraft har været stigende.
- I dag er elektricitet fra ny atomkraft opført i Vesteuropa ca. dobbelt så dyr som elektricitet fra danske vindmølleparker og solcelleanlæg, selv når man forudsætter en levetid for atomkraftværket på 60 år.
- Baseret på det Internationale Energi Agenturs, IEAs forventninger til atomkraft i Vesteuropa og teknologikatalogets forventninger til sol og vind i Danmark forventes den relative prisforskel at blive endnu større i fremtiden.
- Der findes atomkraft i verden, som er lige så billigt eller næsten lige så billigt som vind og sol i Danmark. Det er tilfældet ved levetidsforlængelser af eksisterende værker eller værker bygget i f.eks. Kina. Det er ikke en mulighed, som vi har i Danmark.
- 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 på i størrelsesordenen 1-6 år.
- Behovet for 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 1.000 MW fik staten 2,8 mia. kroner ind grundet stor konkurrence. Til sammenligning kræver opførelsen af atomkraft i England en garanti på omkring 80 øre/kWh i 35 år.
- Atomkraft egner sig ikke til reservelast for vedvarende energi i perioder, hvor der ikke er vind eller sol. Prisen på el fra et atomkraftværk bygget til reservelast vil være lige så dyr som fra et gasfyret kraftværk med de nuværende ekstremt høje gaspriser, og 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.
- Små modulære reaktorer (SMR), som er under udvikling af blandt andet det danske firma Seaborg Technolgies er på nuværende tidspunkt ikke kommercielt tilgængelige. Internationale studier indikerer at de ikke bliver markant billigere end den nuværende atomkraftteknologi. På den baggrund er der ikke noget der tyder på, at SMR-værkerne vil kunne ændre i det billede, vi har beskrevet ovenfor.

Atomkraftværker kan i modsætning til vind og sol producere uafhængigt af vejrforhold. Derved kan eventuelle ubalancer mellem forbrug og produktion af elektricitet mindskes, og atomkraft kan potentielt spare kapacitet på andre typer af spids- og reservelastværker (energikilder, der står klar, når vind og sol svigter eller ikke leverer nok, og der så er brug for erstatning. Med energisystemanalyser har vi beregnet værdien af disse forhold ved at sammenligne et fremtidigt dansk CO_2-neutralt energisystem baseret på vind og sol henholdsvis med og uden et atomkraftværk på 1.000 MW. Sammenligningen er opstillet, så de to alternativer ud over denne forskel er ens.

Analysen viser følgende resultater:

- Fordelen ved mindre ubalancer i systemet pga. et atomkraftværk på 1.000 MW i det danske energisystem kan udtrykkes som en økonomisk fordel på 150-180 mio. kr. pr. år. Denne fordel opstår ved sparede investeringer i elektrolysekapacitet, svarende til, hvad alternativet baseret kun på vedvarende energi kræver for at eliminere de ubalancer der opstår, når den vedvarende energi ikke producerer.
- Fordelen ved mindre spids- og reservelast kan tilsvarende opgøres til potentielt at spare ca. 200 mio. kr. pr. år.
- Samlet set vil investeringen i et atomkraftværk på 1.000 MW imidlertid øge de årlige omkostninger til den danske energiforsyning med 1,5 - 2 mia. kr. alt efter, oalt efter om det erstatter en del af de danske havvindmølleparker eller en del af de danske landvindmølleparker.
- Selv når atomkraftens fordele indregnes, så vil en grøn omstilling med atomkraft altså være markant dyrere end en grøn omstilling uden atomkraft.
- Hertil kommer atomkraftens ulemper i form af dels sikkerhedsrisikoen ved at placere et værk i Danmark, og dels udfordringen med at finde et sted at deponere det radioaktive affald.

1 OMKOSTNINGER OG BYGGETIDER 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 dog ikke har erfaring med i Danmark. Derfor ved vi heller ikke med sikkerhed, hvad det koster, og hvor lang byggetiden er i Danmark. Det bedste, vi kan gøre, er at se på de anlæg, der bliver 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* 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. Hertil kommer, at vi næppe ønsker at vælge atomkraftteknologier, der baserer sig på uran fra Rusland. Vi kan heller ikke sammenligne med et atomkraftværk, som er opført i Kina eller i Indien, fordi de er baseret på andre krav til byggeri og sikkerhedskrav end de, der gælder i Vesteuropa [2].

Den mulighed, som Danmark *har*, er at bygge den samme type atomkraftværker, 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, som vi kan sammenligne os med: Olkiluoto 3 i Finland, Flamanville 3 i Frankrig og Hinkley Point C i Storbritannien.

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.

For at perspektivere til de muligheder, vi ikke har i Danmark, har vi for forståelsens skyld også inkluderet levetidsforlængelser af eksisterende atomkraftværker (LTO) og opførelsen af Taishan 1 og 2 i Kina. 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 det Internationale Energiagentur som kilde på atomkraft, hvor vi på vindmøller og solceller anvender Energistyrelsens Teknologikataloger baseret på danske anlæg. Tallene til analysen er dokumenteret i afsnit 4.

1.1 Elproduktionsomkostninger

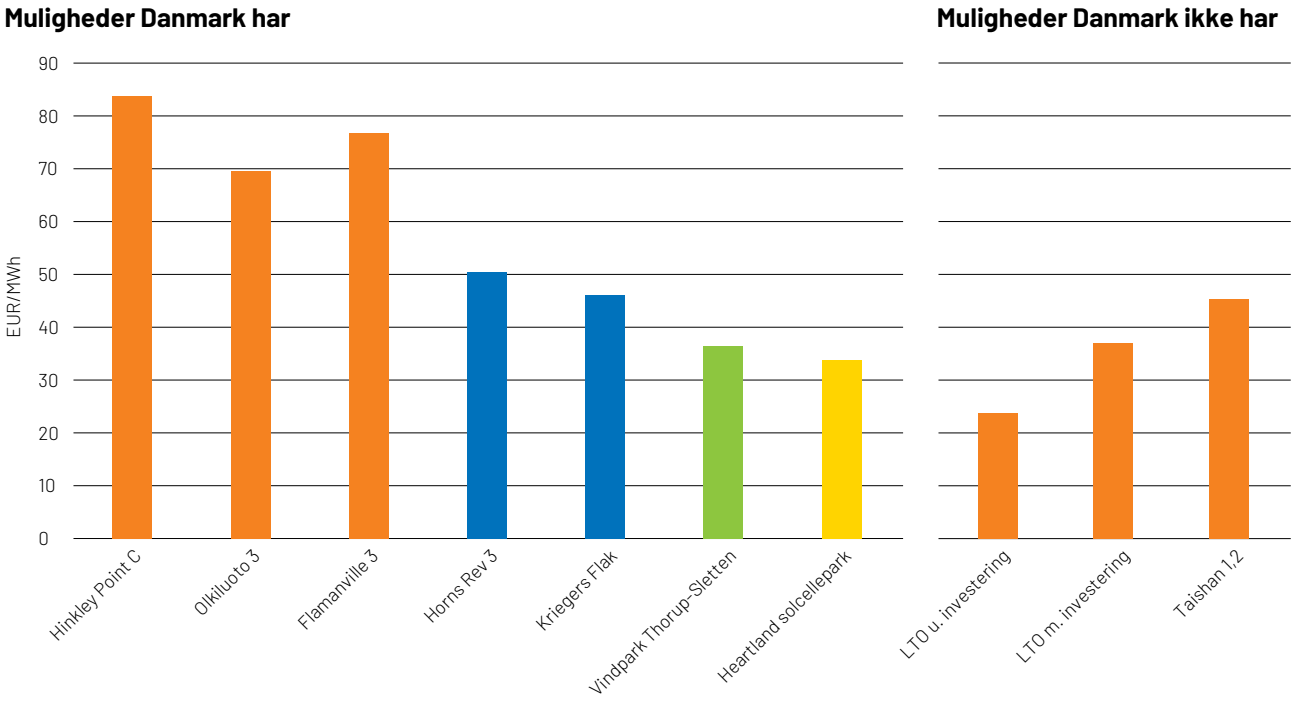
I dette afsnit sammenligner vi den direkte omkostning til elproduktion på forskellige realiserede (eller næsten færdigbyggede) projekter.

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. 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. Kigger vi på landmølleparken- og solcelleparken i Figur 1, kan det ses, at elproduktionen herfra koster i omegnen af 35 EUR/MWh. Omkostningen til el leveret fra atomkraft er således mere end dobbelt så dyr som omkostningen til el fra landvindmølleparker eller solcelleparker.

Figur 1 viser også de muligheder, som vi ikke har i Danmark. Her kan vi se, at havvindmølleparker i Danmark stadig er ca. samme pris som atomkraft i Kina, ligesom landvindmølleparker eller solcelleparker er omkring samme pris som levetidsforlængelse – hvis det kræver en investering i værket. Baseret på de data, er der derfor intet, som tyder på at atomkraftinvesteringer i Danmark giver bedre økonomi end investeringer i vedvarende energi. Tværtimod viser sammenligningen, at atomkraft ca. er dobbelt så dyr som elektricitet fra vind og sol.

FIGUR 1

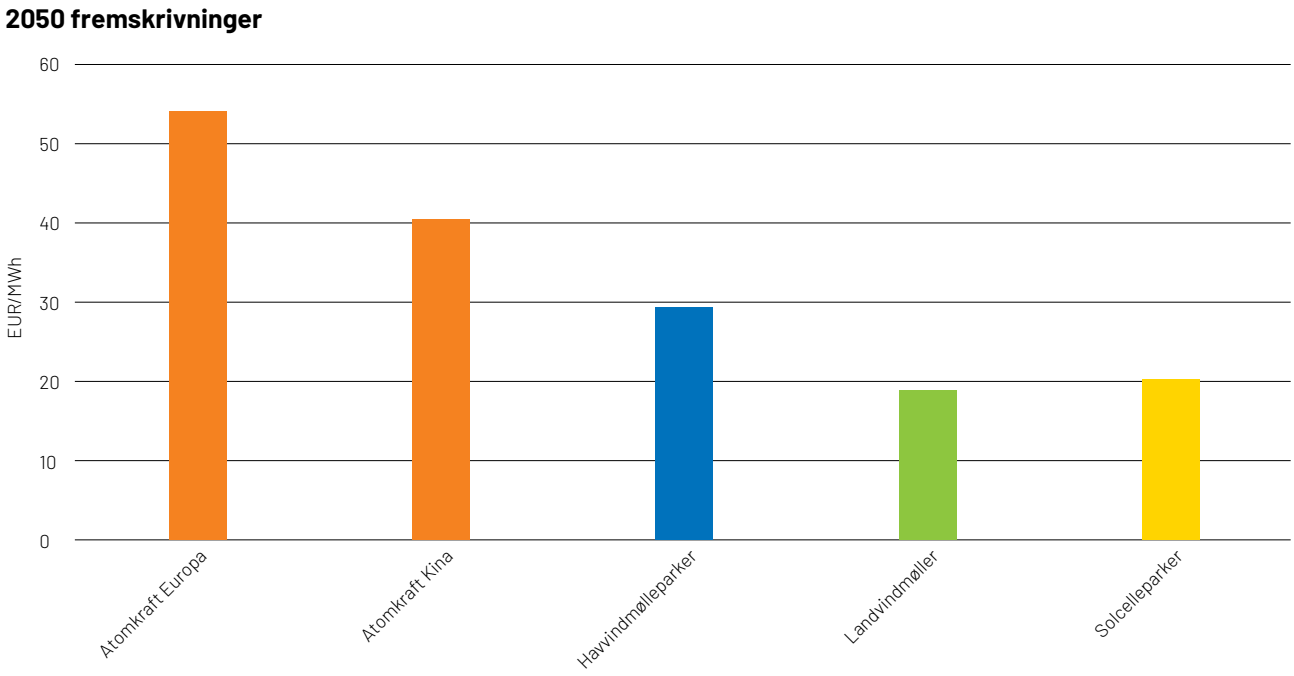
Realiserede projekter. Sammenligning af omkostningen ved at producere en MWh elektricitet for forskellige værker, også kendt som levelized cost of electricity (LCOE). **Orange er** atomkraftværker, **blå** er havvindmølleparker, **grøn** er landvindmølleparker og **gul** er solcelleparker. Teknologierne er opdelt i to kategorier, alt efter om det er muligheder vi har i Danmark på nuværende tidspunkt eller muligheder vi ikke har i Danmark. LTO er levetidsforlængelser af eksisterende atomkraftværker. Grundlaget for tallene findes i afsnit 4.



Figur 2 viser de samme omkostninger som Figur 1, men i stedet for at være baseret på økonomiske tal på værker der netop er færdiggjort eller er under konstruktion, ses der i stedet for på forventninger til fremtidige anlæg. Atomkraftfremskrivninger er baseret på IEA tal, hvor der både fremgår fremskrivning på omkostninger ved et Europæisk atomkraftværk og ved et Kinesisk atomkraftværk. De forskellige vedvarende energiteknologier er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for at sikre, at vi tager udgangspunkt i en konkret dansk kontekst. Det sidste er vigtigt, når der er tale om vedvarende energi, der er afhængig af geografisk placering. Figur 2 viser, at generelt er der en forventning til at teknologierne bliver billigere. For atomkraft i Europa forventer IEA at omkostningen falder til ca. 55 EUR/MWh, og havvindmøller falder til ca. 30 EUR/MWh og landvindmøller og solceller til ca. 20 EUR/MWh. Sammenligningen viser, at havvindmølleparker forventes at koste ca. det halve af atomkraft, mens landvind og solceller forventes at have en omkostning på helt ned til 1/3 af atomkraft. Relativt forventes den nuværende store prisforskel således at blive endnu større i fremtiden.

FIGUR 2

Forventninger til fremtidige projekter. Forventede omkostninger 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.



1.2 Byggetider

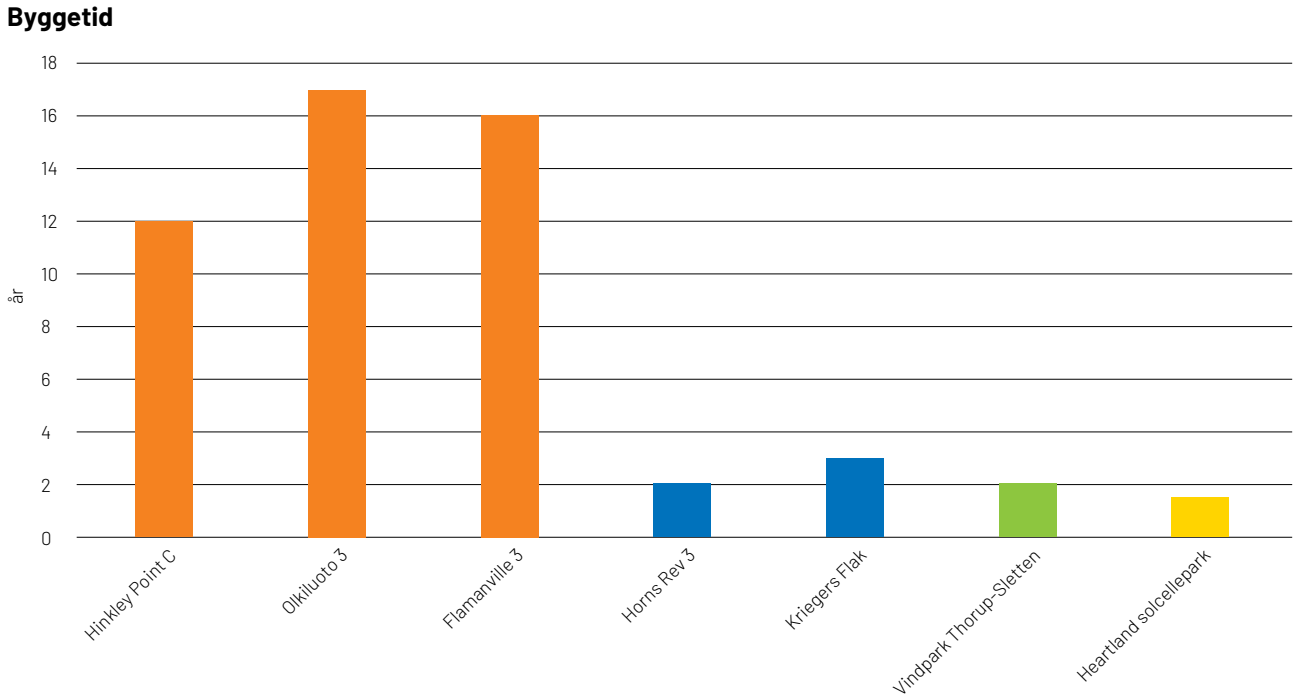
De danske klimamålsætninger er at reducere CO_2 emissionerne i Danmark med 70% i 2030 og at været helt klimaneutrale i 2050. Det kræver, at konkrete projekter kan færdiggøres relativt hurtigt. Derfor betyder anlægstiderne meget. **Figur 3** viser byggetider på de forskellige konkrete projekter beskrevet tidligere. Hinkley Point C er ikke færdiggjort endnu, og i skrivende stund forventes det færdiggjort i 2028, men kan potentielt blive yderligere forsinket. For Olkiluoto 3 har det taget 17 år at færdiggøre, med start i 2005 og færdiggørelse i 2022. Flamanville 3 blev igangsat i 2007 og forventes klar i 2023 i modsætning til den oprindelige plan om 2013 [3,4]. I alle tilfælde er projekterne blevet forsinket. F.eks. var Olkiluoto 3 i Finland oprindeligt sat til at blive færdiggjort i 2009, og derfor totalt set blevet 13 år forsinket. [5] For vedvarende energiprojekterne ligger byggetiden i alle tilfælde omkring 2-3 år. Det er vigtigt at sige, at disse byggetider er uden planlægningsfaser.

Planlægningstiden er af stor betydning, men den kan variere og være svær at opgøre eller forudsige. Konkret kan der siges følgende: Olkiluoto 3 blev der ansøgt om i 2000 [6], 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 [7], og byggeriet startede i 2016 [8]. Herudover brugte den engelske regering også fra 2008 til 2010 på at identificere Hinkley Point C som en egnet lokation [9], altså en samlet planlægningstid på op til 8 år. For Horns Rev 3 vandt Vattenfall udbuddet i 2015 og påbegyndte anlægsfasen i 2017 og parken blev indviet i 2019 [10]. Kriegers Flak blev vundet i 2017, påbegyndt konstruktion i 2018 og færdiggjort i 2021 [11]. 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 landvindmølleparken blev projektet godkendt i 2018 og stod klar i 2021, inden dette har en planlægningsproces også pågået. Heartland solcelleparken ligner kun at have tage et år fra idé til konstruktionsfase.

Baseret på ovenstående kan planlægningstiderne sammenfattes til 5-8 år for atomkraft og 1-6 år for vind og sol. Som det fremgår, kan disse tider variere og muligvis også fremover nedsættes ved ændrede politiske rammevilkår.

FIGUR 3

Byggetider for forskellige teknologier. Tallene er uden planlægnings- og beslutningsfase. **Orange** er atomkraftværker, **blå** er havvindmølleparker, **grøn** er landvindmølleparker 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.



1.3 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 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, skulle de ikke kunne opnå den på spotprismarkedet. Af **Figur 4** kan de tre projekters skæringspris ses, baseret på den specifikke CfD. Her er det vigtigt at sige, at Hinkley Point C har en garanteret mindstepris på elsalget på ca. 81 øre/kWh [12] i 35 år fra produktionsstart, hvor Horns Rev 3 har 77 øre/kWh og Kriegers Flak har 37,2 øre/kWh [13]. For begge havvindmølleparker er det desuden kun i ca. 12 år denne mindstepris er garanteret. Herefter bortfalder støtten. Der ydes derfor potentielt markant mere statsstøtte til Hinkley Point C, end til begge havvindmølleparkerne.

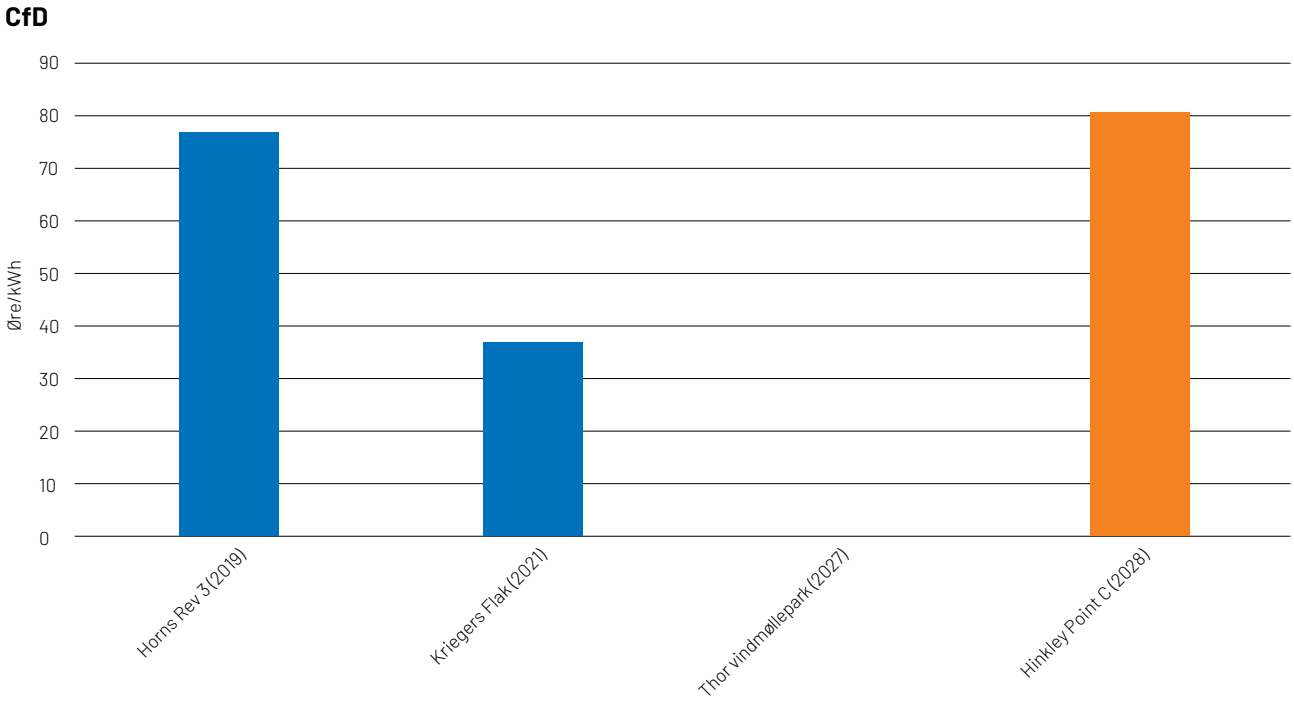
Efterfølgende er støttebehovet til vind fra staten helt bortfaldet. Det gælder den planlagte nye havvindmøllepark Thor, der skal ligge i Nordsøen ud for Nissum Fjord. Havmølleparken bliver på minimum 800 MW og maksimalt 1000 MW og skal sende strøm ud på nettet senest i 2027.

"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." [14]

I **Figur 4** har vi forsøgt at lave en illustration af disse forhold. Figuren viser den nødvendige støtte målt i øre/kWh. Tallene kan ikke helt sammenlignes direkte fordi støtten til atomkraft gælder i mange flere år end støtten til vindkraft. Tilsvarende er levetiden på atomkraft også længere. Hertil kommer, at der kan være forskelle i finansieringen af nettilslutning mv. Figuren illustrerer dog meget godt, hvordan behovet for statsstøtte til vindkraft har været faldende og nu helt er bortfaldet, mens atomkraften forsat har et betydeligt støttebehov fra staten.

FIGUR 4

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 provenue for staten på 2,8 mia. kroner.



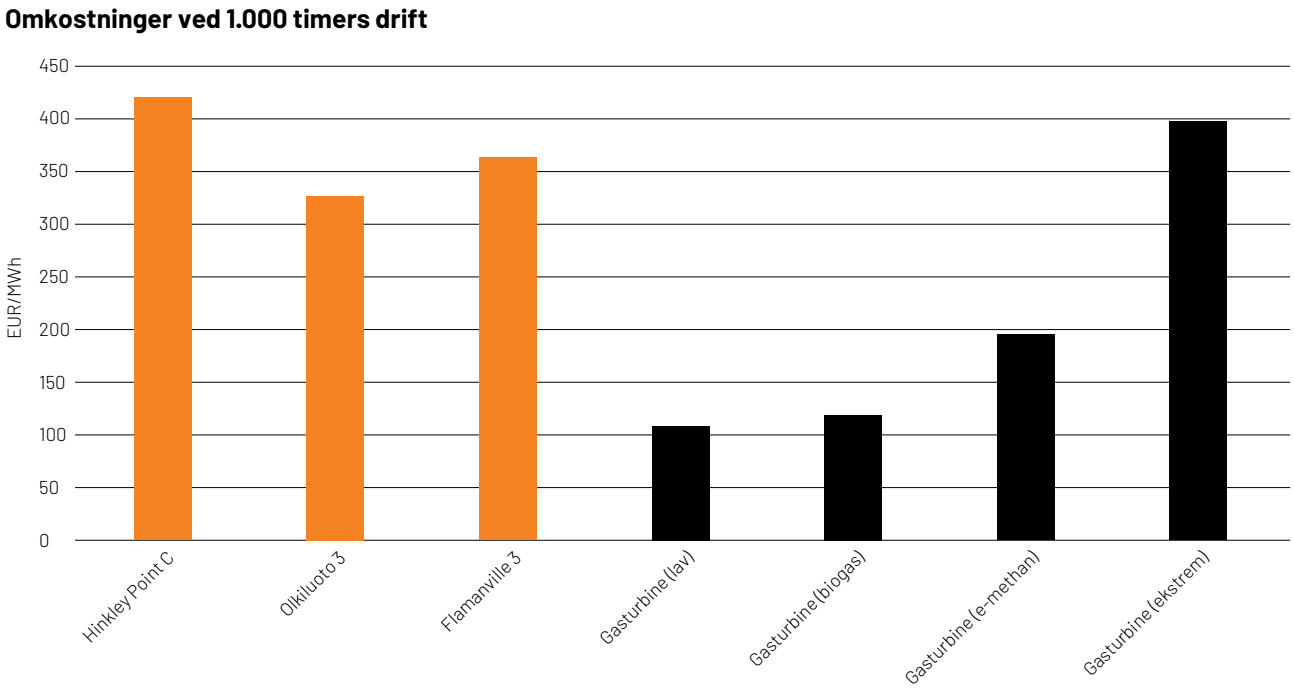
1.4 Atomkraft som spids- og reservelast

Uanset om en fremtidig elforsyning baseres på atomkraft eller vind og sol eller kombinationer heraf, vil der være et behov for spids- og reservelastværker. En af diskussionerne går på, om atomkraft kan drives som spids- og reservelast f.eks. i de timer hvor vind- og solenergi ikke producerer. Det er vurderet i det følgende.

Figur 5 illustrerer omkostningerne ved henholdsvis et atomkraftværk og en gasturbine under antagelsen at de kun har 1000 driftstimer på et år ved maks. kapacitet (fuldlasttimer). Dette svarer ca. til fuldlasttimerne på alle termiske værker i IDAs Klimasvar 2045, og er derfor repræsentative for sådanne værker i et fremtidigt CO_2-neutralt energisystem. Af Figur 5 kan det ses, at for alle tre atomkraftværker er prisen for kun at drive værket 1000 timer ca. 350-400 EUR/MWh, fordi investeringsomkostningerne skal tilbagebetales på forholdsvist få drifttimer. Dette svarer ca. til at drive en gasturbine, som har langt lavere investeringsomkostninger, til elproduktion hvor gassen indkøbes til 150 EUR/MWh, hvilket ca. svarer til de historisk høje gasprisen vi har på nuværende tidspunkt [15]. Atomkraft er pga. sine meget høje investeringsomkostninger dårligt egnet til denne opgave. Her er en gasturbine med biogas som brændsel en langt mere økonomisk effektiv løsning og ligeledes rent teknisk meget bedre, fordi en gasturbine er velegnet og hurtigt at 'rampe' op og ned i takt med at vindkraften stiger og falder. Et atomkraftværk er med sin dampturbine ikke velegnet til tilsvarende hurtig 'ramping'.

FIGUR 5

Den årlige omkostning for at producere en MWh elektricitet, hvis værket kun drives 1000 timer årligt. Figuren illustrerer omkostningerne ved at drive værkerne som reservelastværker i et system hvor de fungerer som supplement til f.eks. vind og sol. **Orange** er forskellige konkrete atomkraftprojekter i Vesteuropa, **sort** er energistyrelsens tal for investering i en naturgasturbine kombineret med forskellige gaspriser. "Ekstrem"-prisen til højre repræsenterer de nuværende meget høje gaspriser.



1.5 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 [16] har gennemgået den videnskabelige litteratur for økonomien bag SMR og kommer frem til omkostninger til at producere energi (LCOE) 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. Disse tal er dog meget usikre, da SMR stadig er en umoden teknologi. Artiklen konkluderer, at de primære forskningsgab ift. SMR-økonomien er usikkerhed om driftsomkostninger og dekommissionering.

De danske startup virksomheder, Seaborg technologies[1] og Copenhagen Atomics[2] håber på at de med deres version af et SMR kan mindske nogle af de udfordringer, som et konventionelt atomkraftværk har ift. nedsmeltningsrisiko, affaldshåndtering, lange konstruktionstider og store investeringsomkostninger. Udviklingen af denne teknologi har som mål at lave serieproduktion, men først skal der laves et kommercielt prototypeanlæg. Oprindelig var prototypeanlægget planlagt til 2024, men det er netop udsat til 2028 [17]. Seaborgs anlæg er således langt fra kommercielt tilgængelig på det danske marked. Hertil kommer at Seaborg giver udtryk for at selv med deres teknologi giver det ikke mening at fokusere på Danmark, når vi har store mængder sol og vindenergi tilgængelige [18].

På den baggrund er der intet der tyder på, at SMR-værkerne vil kunne ændre noget særligt i det billede, vi har beskrevet ovenfor.

---

[1] https://www.seaborg.com/the-reactor

[2] https://www.copenhagenatomics.com/

2 ENERGISYSTEMANALYSER

Atomkraft og vedvarende energi har relativt forskellige produktionsprofiler. Vedvarende energi er afhængige af, hvornår vinden blæser og solen skinner, hvor atomkraft typisk af anlægsøkonomiske årsager vil producere mere eller mindre konstant (som beskrevet i Kapitel 1). Den varierende produktion fra vindmøller og solceller gør, at der er behov for fleksibilitet i form af lagring, 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 hertil kører atomkraft stort set konstant, hvilket gør, at der ikke er samme krav til reservelast som i et vedvarende energisystem. Udfordringen er dog, at det økonomisk ikke giver mening at kører spidslastdrift på atomkraftværker, så også her vil der være et krav om et energisystem, der kan støtte op i disse timer. Atomkraft og vindkraft har derfor det tilfældes, at de gerne skal køre som de først prioriterede enheder i vores elproduktion og derefter suppleres af mere fleksible enheder.

For at kunne vurdere forskellene mellem disse systemer, og give et samlet bud på de tekniske og økonomiske konsekvenser, er der her foretaget energisystemberegninger baseret på IDA's Klimasvar 2045. Yderligere information om beregningerne findes i Kapitel 4. I IDA's Klimasvar 2045 er der installeret 5 GW landvind, 14 GW havvind og 10 GW solceller.

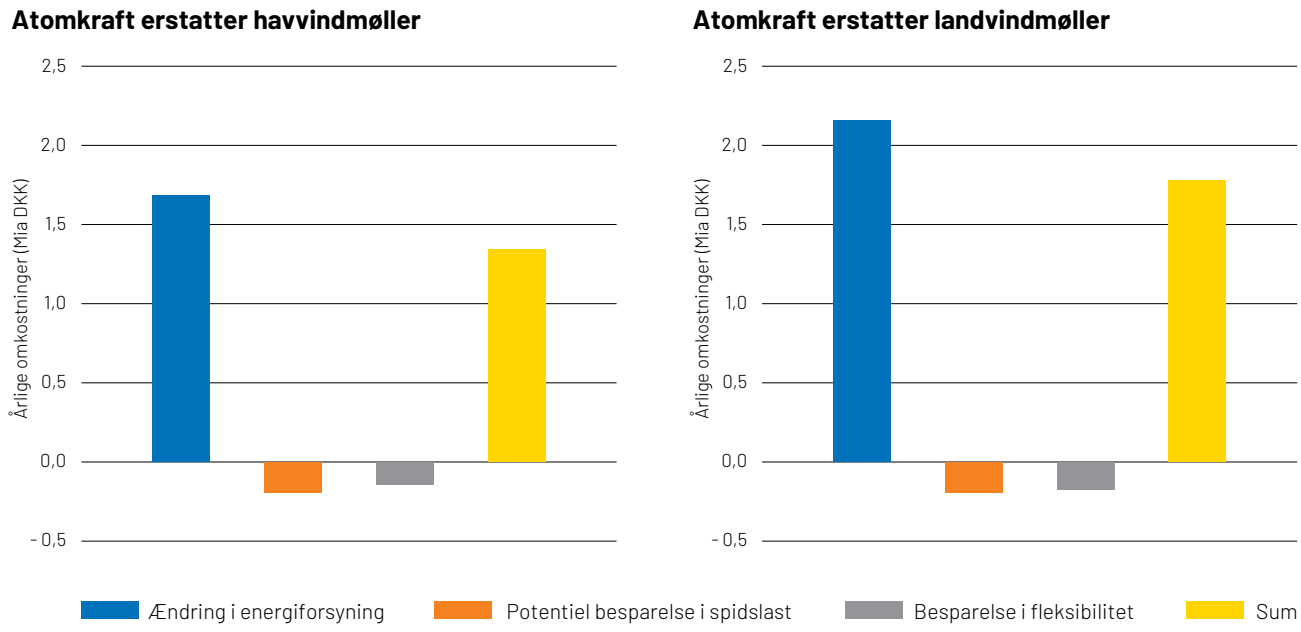
Med udgangspunkt i et CO_2-neutralt Danmark i 2045, som beskrevet i IDA's Klimasvar 2045, sammenlignes et fremtidigt klimaneutralt energisystem hhv. med og uden atomkraft. Konkret er der regnet på et værk på 1.000 MW. I et system med et sådant atomkraftværk er der ikke behov for samme mængde vedvarende 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 CO_2-neutral strøm er dermed ens på tværs af alle scenarier. Det er desuden stadig vedvarende energi, som leverer den største mængde energi i systemerne. Da atomkraftværket har et andet krav til fleksibilitet, medfører investeringen i atomkraftværket, at der kan spares i fleksibiliteten andre steder i systemet. I analyserne sker det konkret i elektrolysekapaciteten ifm. Power-to-X.

Af **Figur 6** kan det ses, at investeringen i atomkraft giver en samlet øget omkostning i energiforsyningen. Den blå søjle viser at selv med besparelser i investering i vindmøller er den samlede årlige omkostning i elforsyningen mellem 1,7 og 2,2 mia. DKK højere pga. den høje investeringsomkostning i atomkraftværket. Den øgede omkostning består primært af de øgede anlægsomkostninger til atomkraft sammenlignet med vind. Der er dog også tale om øgede driftsomkostninger til uran m.v.

I figuren har vi udskilt de besparelser i systemet, som følger af reducerede omkostninger til fleksibilitet. Disse består primært af sparet anlægsomkostninger på elektrolyseanlæg, og kan opgøres til omkring 0,15 til 0,20 mia. DKK årligt. Også besparelser i spids- og reservelasten er vist for sig med en omkostning tilsvarende en reduktion på 500 MW kapacitet, men ifølge vores analyser kan der reelt kun reduceres omkring 100 MW. Det skyldes at atomkraftværket stadig er afhængig af spidslastproduktion fra. f.eks. gasturbiner. Atomkraftens systemmæssige fordele er således af langt mindre betydning end atomkraftens øgede anlægsomkostninger.

FIGUR 6

Resultater fra energisystemanalysen ved installering af 1000 MW atomkraft i Danmark udtrykt som ændringer og økonomiske gevinster. Blå søjle viser ændringen i energiforsyning inkluderet investering og drift af atomkraft samt besparelser på investeringer i vedvarende energi. Den **orange** søjle viser en potentiel besparelse på 500 MW spidslastværk (analysen viser at det tal måske er tættere på 100 MW). 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).



3 TILBAGEVÆRENDE SPØRGSMÅL

I dette notat har vi primært fokuseret på tekniskøkonomiske forhold ved at indpasse atomkraft i det Danske energisystem og på, hvad konsekvensen vil være ved dette sammenlignet med et fortsat fokus på vedvarende energi alene. Her kan vi primært se, at atomkraften har en højere produktionsomkostning af el sammenlignet med vedvarende energi, og de potentielle fordele i energisystemet ved atomkraft ikke er tilstrækkelige til at opveje de ekstra omkostninger ved atomkraften. Udover disse konklusioner er der dog også en række ubesvarede spørgsmål, som vi ikke forholder os til i dette notat, men som er essentielle at svare på, hvis atomkraft skal placeres i Danmark.

Det drejer sig om:

1. Hvor i Danmark bør sådanne atomkraftanlæg placeres? Dette kræver en større planlægningsfase, hvor det kan blive svært at identificere et konkret placeringsforslag.
2. Uanset hvor vi placerer et atomkraftværk i Danmark vil det indebære en sikkerhedsrisiko for hele landet. Risikoen for et stort uheld er lille, men konsekvenserne kan være enorme. 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. [19]
3. 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.
4. Dekommissionering af værkerne efter endt levetid er en vigtig proces at tage hensyn til, og det kan blive en betydelig omkostning. Det er uklart om dette er inkluderet i tallene bag vores analyser, f.eks. IEA World Energy Model data, og vil derfor kræve en større analyse for at medregne korrekt.

Disse nøglespørgsmål er derfor også nødt til at blive diskuteret, for at kunne vurdere om atomkraft bør indgå i det danske energisystem.

4 METODE OG DATAGRUNDLAG

Analysen består af to primære tekniskøkonomiske beregninger. Den første sammenligner de enkelte anlæg ift. deres omkostning ved at producere 1 MWh el. Denne sammenligning viser dog ikke de systemmæssige konsekvenser af den enkelte teknologi. Derfor foretager vi i næste skridt beregninger på hele det danske energisystem. Disse energisystemberegninger, hvor atomkraft og vedvarende energi implementeres, laves med udgangspunkt i et fremtidigt, CO_2-neutralt dansk energisystem. Dermed er det muligt at beregne og vurdere, hvordan atomkrafts drift mønster som grundlast i den danske elforsyning påvirker energisystemet kontra havvindmølleparkers vejrafhængige produktion. Energisystemberegningerne tager derfor højde for behovet for fleksibilitet andre steder i systemet, som f.eks. lagring, kraftværkskapacitet, power-to-X, varmepumper og udlandsforbindelser. Derved kan vi fx tage højde for, hvad man kan gøre, når vindproduktionen overstiger det øjeblikkelige behov.

Metoden til udregning af den årlige omkostning til at producere en 1 MWh el (LCOE) beskrives i Afsnit 4.1, hvor energisystemberegningerne er beskrevet i Afsnit 4.2. Datagrundlag er dokumenteret i Kapitel 4.3

4.1 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 vedligeholdsomkostninger, 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 Afsnit 4.3

4.2 Energisystemanalyser

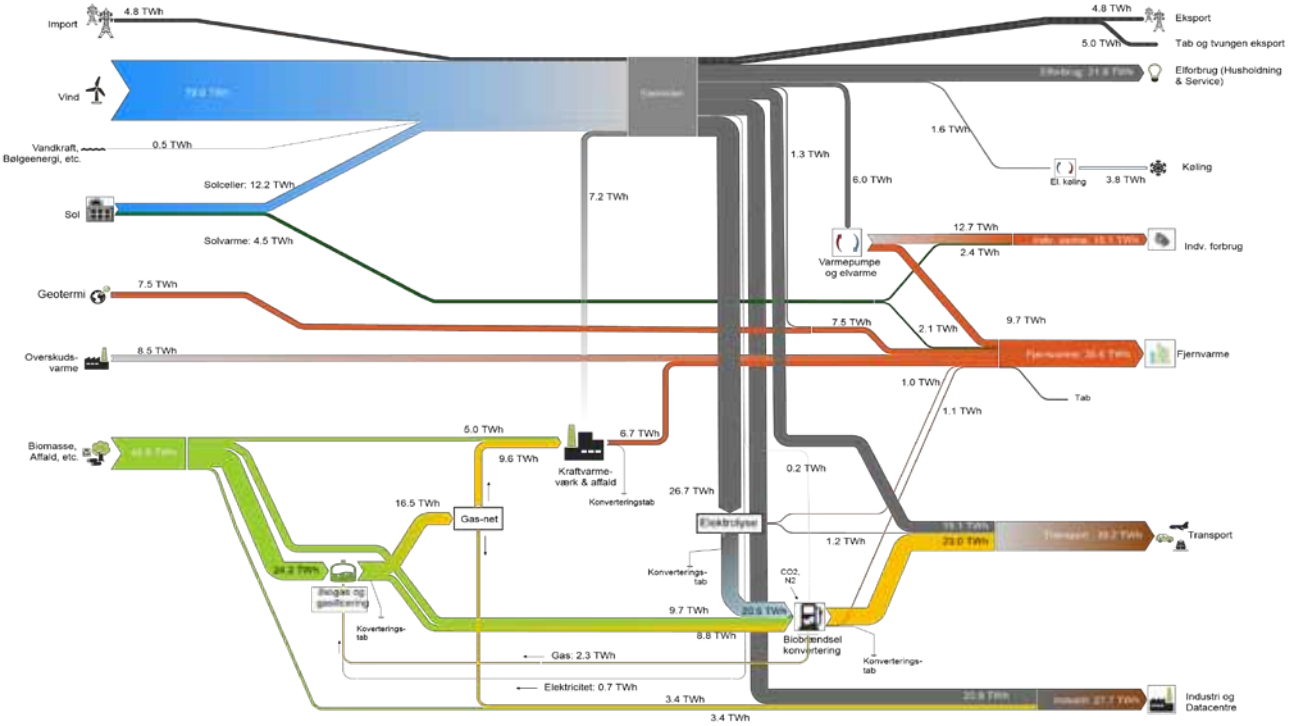
Energisystemanalyserne er blevet foretaget i værktøjet EnergyPLAN [20], som er et værktøj til at simulere og analysere energisystemer. EnergyPLAN foretager timesimulering af et helt år af hele energisystemet og inkluderer derfor elektricitet, opvarmning, transport og industri. Analyserne er i stand til at tage fjernvarme, power-to-X og andre vigtige fleksibilitetsmuligheder med. Sådanne analyser er nødvendige for at kunne kvantificere atomkraftens systemmæssige fordele.

For at analysere konsekvenserne ved atomkraft i det danske energisystem anvendes en model for et CO_2-neutralt Danmark udviklet i IDA's Klimasvar 2045 [21]. Denne model indeholder i dens oprindelige form ikke atomkraft, og er fuldt balanceret time for time for at vedvarende energi leverer energiforsyningen i Danmark. Figur 7 viser Sankey Diagram over energibalancerne i IDA's Klimasvar.

Som alternativ er der opstillet et tilsvarende system blot med atomkraft på følgende måde:

FIGUR 7

Sankey Diagram over IDA's klimasvar 2045 scenariet.



- IDAs Klimasvar er udregnet med en rente på 3%. Denne fastholdes.
- IDAs Klimasvar 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 værker og IEA's prisfremskrivning til 2050. Det giver en specifik kapacitetsinvestering på 6,18 MEUR/MW.
- Levetid på 60 år for atomkraft fastholdes, ligesom årlige driftstimer er 6570 timer, drift og vedligehold på 14,26 EUR/MWh el og brændsel til 9,33 EUR/MWh el. Dette er i overensstemmelse med det Internationale Energiagenturs forudsætninger for atomkraft i Europa. For at estimere brændselsforbruget anvendes en virkningsgrad på 33% men dette har ikke betydning for den økonomiske beregning.
- Et 1000 MW værk producerer årligt 6,57 TWh el. Der fjernes vindkraft, henholdsvis landvindmøller og havvindmøller tilsvarende samme produktion.
- Elektrolysekapacitet justeres indtil forbrug af biomasse og nedregulering af vindmøller er ens med det oprindelige IDA 2045 scenario.

Baseret på denne metode, er det muligt at udregne tre energisystemer med samme CO_2 balancer, samme biomasseforbrug, samme krav til nedregulering af vedvarende energi og med anvendelse af udveksling af el i samme grad. Appendiks A-C viser EnergyPLAN udskrifter for de tre scenarier. Økonomien for investeringen i atomkraft er regnet ved siden af, og lagt oven i de årlige omkostninger vist i scenarierne. Det er følgende omkostninger.

Årlige omkostninger til atomkraft

Investering	223 M EUR
Brændsel (Uran)	61 M EUR
Drift og vedligehold	94 M EUR

4.3 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.

4.3.1 Brændselspriser og driftstimer

Brændselspriser	EUR/MWh	Note	Kilde
Uran	9,33	For at producere en MWh el, kurs 1 på USD to EUR antaget	[22]
Naturgas (lav)	28,08	Anvendt i IDAs Klimasvar	[21]
Biogas	33,12		[23]
E-metan	65,16		[23]
Naturgas (høj)	150,00	Baseret på TTF prisen pr. 10 oktober 2022	[15]

Driftstimer	2020	2050	Kilde
Atomkraft	6.570	6.570	[24]
Landvindmøller	3.400	3.800	[25]
Havvindmøller	4.400	4.900	[25]
Solceller	1075	1212	[25]

4.3.2 Datablade på eksisterende projekter

Hinkley Point C		Enhed	Note	Kilde
Størrelse	3,2	GW		[26]
Investering	28,73	Mia. EUR	25,2 Mia. GBP, 1 GBP = 1,14 EUR	[27]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[22]
Teknisk levetid	60	år		[26]
Specifik kapacitetsomkostning	8,98	MEUR/MW		
Byggetid	12	år		[8]

Olkiluoto 3		Enhed	Note	Kilde
Størrelse	1,6	GW		[5]
Investering	11	Mia. EUR		[5]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[22]
Teknisk levetid	60	år		[28]
Specifik kapacitetsomkostning	6,88	MEUR/MW		
Byggetid	17	år		[3]

Flamanville 3		Enhed	Note	Kilde
Størrelse	1,6	GW		[3]
Investeringsomkostning	12,7	Mia. EUR		[4]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[22]
Teknisk levetid	60	år		[29]
Specifik kapacitetsomkostning	7,94	MEUR/MW		
Byggetid	16	år		[3]

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

Kriegers Flak		**Enhed**	**Note**	**Kilde**
Størrelse	0,605	GW		[30]
Investeringsomkostning	1,30	Mia. EUR		[30]
Fast drift og vedligehold	50,00	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	5	EUR/MWh		[25]
Teknisk levetid	27	år		[25]
Specifik kapacitetsomkostning	2,15	MEUR/MW		
Byggetid	3	år		[11]

Horns Rev 3		**Enhed**	**Note**	**Kilde**
Størrelse	0,407	GW		
Investeringsomkostning	1,00	Mia. EUR		[10]
Fast drift og vedligehold	50,00	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	5	EUR/MWh		[25]
Teknisk levetid	27	år		[25]
Specifik kapacitetsomkostning	2,46	MEUR/MW		
Byggetid	3 år		[10]	

Vindpark Thorup-Sletten		**Enhed**	**Note**	**Kilde**
Størrelse	0,077	GW		[31]
Investeringsomkostning	0,13	Mia. EUR	1 mia. DKK	[32]
Fast drift og vedligehold	14,00	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	1,5	EUR/MWh		[25]
Teknisk levetid	27	0		[25]
Specifik kapacitetsomkostning	1,72	MEUR/MW		
Byggetid	2	år	Ikke officielt igangsat pga. planjura	[31]

Heartland solcellepark		**Enhed**	**Note**	**Kilde**
Størrelse	0,207	GW		[33]
Investeringsomkostning	0,08	Mia. EUR	600 mio. DKK	[33]
Fast drift og vedligehold	15,70	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	0	EUR/MWh		[25]
Teknisk levetid	35	0		[25]
Specifik investeringsomkostning	0,39	MEUR/MW		
Byggetid	1,5	år		[34]

4.3.3 Datablade baseret på teknologikataloger og databaser

Atomkraft 2050 Europe		Enhed	Note	Kilde
Specifik omkostning	4,50	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[24]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[22]
Teknisk levetid	60	år		

Atomkraft 2050 China		Enhed	Note	Kilde
Specifik omkostning	2,50	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[24]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[22]
Teknisk levetid	60	år		[22]

Levetidsforlængelse af atomkraft		Enhed	Note	Kilde
Specifik omkostning	0,70	MEUR/MW	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[22]
Drift og vedligehold	14,26	EUR/MWh	Antaget at 1 USD = 1 EUR	[22]
Teknisk levetid	10	år		[22]

Havvindmøller 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik omkostning	1,64	MEUR/MW		[25]
Fast drift og vedligehold	33,00	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	3,25	EUR/MWh		[25]
Teknisk levetid	30	år		[25]

Landvindmøller 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik omkostning	0,96	MEUR/MW		[25]
Fast drift og vedligehold	11,34	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	1,22	EUR/MWh		[25]
Teknisk levetid	30	år		[25]

Solceller 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik omkostning	0,29	MEUR/MW		[25]
Fast drift og vedligehold	9,90	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	0	EUR/MWh		[25]
Teknisk levetid	40	år		[25]

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

Gasturbine 2050		Enhed	Note	Kilde
Specifik omkostning	0,41	MEUR/MW		[25]
Fast drift og vedligehold	7,42	kEUR/MW		[25]
Variabel drift og vedligehold	4,50	EUR/MWh		[25]
Virkningsgrad	0,45			[25]
Teknisk levetid	25	år		[25]

5 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] International Energy Agency. Projected Costs of Generating Electricity. Paris: 2020.

[4] World Nuclear News. Fresh delay to Flamanville 3 blamed on pandemic . World Nuclear News 2022. https://world-nuclear-news.org/Articles/Fresh-delay-to-Flamanville-blamed-on-impact-of-pan *(accessed October 17, 2022).*

[5] 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).*

[6] 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).*

[7] 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).*

[8] 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).*

[9] 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).*

[10] Mathiesen K. Hvide Sande snupper Horns Rev 3-service fra Esbjerg: Havnedirektør er stadig fortrøstningsfuld. Jydske 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).*

[11] 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-havmollepark-er-begyndt *(accessed October 17, 2022).*

[12] Department for Business Energy & Industrial Strategy. Hinkley Point C . GovUk 2018. https://www.gov.uk/government/collections/hinkley-point-c *(accessed October 17, 2022).*

[13] Energikommissionen. Baggrundsnotat om udbud af havvindmøller på Kriegers Flak 2016.

[14] Klima- Energi og Forsyningsministeriet. Thor Wind Farm I/S skal bygge Danmarks største havvind-møllepark 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).*

[15] 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).*

[16] 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.

[17] 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).*

[18] Schönfeldt T. Seaborg: Dan Jørgensen har ret – det giver ingen mening at diskutere A-kraft i Dan-mark. Altinget 2022. https://www.altinget.dk/energi/artikel/seaborg-dan-joergensen-har-ret-det-giver-ingen-mening-at-diskutere-a-kraft-i-danmark *(accessed October 17, 2022).*

[19] 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).*

[20] 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.

[21] Lund H, Mathiesen BV, Thellufsen JZ, Sorknæs P, Chang M, Kany MS, et al. IDAs Klimasvar 2045 – Sådan bliver vi klimaneutrale. 2021.

[22] 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).*

[23] 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.

[24] 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).*

[25] Danish Energy Agency. Technology Data-Energy Plants for Electricity and District heating generation. 2022.

[26] EDF. About | Hinkley Point C. EDF 2022. https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/about *(accessed October 17, 2022).*

[27] 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).*

[28] TVO. Nuclear Power Plant Unit Olkiluoto 3. 2010.

[29] 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).*

[30] 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).

[31] EuroWind. NYHEDER - vindparkthorup-sletten.dk. EuroWind 2022. http://vindparkthorup-sletten.dk/DK/NYHEDER.aspx *(accessed October 17, 2022).*

[32] Jungersen R, Røjle H. Engang var støj problemet: Nu tvinger gæs, flagermus og rovfugle også vind-møller 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).*

[33] 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).*

[34] Pedersen MBB. Nordeuropas største solcellepark opføres uden statsstøtte - Energy Supply DK. En-ergy Supply 2020. https://www.energy-supply.dk/article/view/735527/nordeuropas_storste_solcellepark_opfores_uden_statsstotte *(accessed October 17, 2022).*

APPENDIKS A: IDA'S KLIMASVAR

Input IDA2045_Final.txt — The EnergyPLAN model 16.22

Electricity demand (TWh/year):			
Fixed demand	41,43	Flexible demand	2,72
Electric heating + HP	3,25	Fixed imp/exp.	0,00
Electric cooling	1,63	Transportation	15,09
		Total	64,12

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	11,88	23,75	35,63
Solar Thermal	0,00	1,62	0,45	2,07
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	10,26	23,30	33,56

Wind	5000	MW	16,13	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	14075	MW	62,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	10000	MW	12,16	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	0	MW	0,46	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	0	MW	0	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	1461	1403	0,50	0,48	
Heat Pump	700	2730			3,90
Boiler		4644		1,00	
Group 3:					
CHP	2650	1700	0,53	0,34	
Heat Pump	1600	6240			3,90
Boiler		7631		1,00	
Condensing	3100		0,56		

Heatstorage: gr.2: 56 GWh gr.3: 100 GWh
Fixed Boiler: gr.2: 0,5 Per cent gr.3: 0,5 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	1,12	0,00
Gr.3:	0,00	1,18

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	234500000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	0	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

Di:Nord_pool_system_2013_EUR.TXT		
Addition factor	1,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,30	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	51	EUR/MWh
Gas Storage	4500	GWh
Syngas capacity	633	MW
Biogas max to grid	1875	MW

Fuel Price level:

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	6000	820	1,00	
Discharge 1:	6000		1,00	
Charge 2:	0	0	0,80	
Discharge 2:	0		0,90	
Electrolysers:	4800	320	0,77	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	3,40	3,40
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating

	Demand: Distr. heating MW	Production: Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW
January	6071	92	2832	0	878	2046	141	22	35	24
February	6194	195	2847	0	992	1837	136	20	79	87
March	5387	221	2699	0	495	1704	163	17	41	48
April	4466	343	2456	0	474	1146	147	19	23	-140
May	3666	365	2150	0	187	793	148	20	6	-3
June	2070	330	1957	0	24	33	165	15	5	-459
July	2070	353	1887	0	23	31	135	19	1	-378
August	2070	337	1918	0	19	38	157	19	1	-418
September	2778	259	2090	0	155	231	150	21	1	-129
October	3771	168	2292	0	169	963	177	29	8	-34
November	4715	105	2539	0	351	1517	133	16	42	11
December	5483	62	2730	0	259	2382	170	14	83	-217
Average	4056	236	2365	0	333	1059	152	19	27	-135
Maximum	10059	1984	3801	0	3103	8970	240	2331	1500	5408
Minimum	1906	0	1583	0	0	0	0	0	0	-8507
TWh/year	35,63	2,07	20,77	0,00	2,92	9,31	1,33	0,17	0,24	-1,18

Electricity

	Consumption: Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Production: Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Balance: Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Exchange: Payment Imp Million EUR	Exp Million EUR
January	5482	2020	1222	2996	35	472	588	10350	0	0	262	1133	240	100	0	346	346	0	0	5
February	5370	1969	1162	2688	79	111	757	8776	0	0	262	1292	294	100	0	0	0	0	0	0
March	5202	2041	1007	3264	41	872	251	12252	0	0	262	629	60	100	0	1026	1026	0	0	13
April	4833	2046	674	2940	23	450	348	10588	0	0	262	620	68	100	0	919	919	0	0	8
May	4570	2060	469	2950	6	361	407	9643	0	0	262	245	59	100	0	198	198	0	0	4
June	4562	2010	81	3286	5	634	621	10665	0	0	262	25	77	100	0	1071	1071	0	0	8
July	4414	2039	76	2585	1	434	1244	7937	0	0	262	24	229	100	0	146	146	0	0	2
August	4564	2106	93	3071	1	1110	728	9893	0	0	262	19	125	100	0	82	82	0	0	2
September	4698	1990	255	2872	1	876	1174	8863	0	0	262	180	274	100	0	62	62	0	0	1
October	4883	2058	619	3548	8	1014	264	12225	0	0	262	224	33	100	0	878	878	0	0	11
November	5108	2058	903	2816	42	279	279	10774	0	0	262	442	36	100	0	588	588	0	0	8
December	5151	2034	1235	3661	83	133	133	13061	0	0	262	331	1	100	0	1490	1490	0	0	19
Average	4902	2037	649	3059	27	565	565	10430	0	0	262	427	124	100	0	569	569	0	Average price	
Maximum	6950	6518	3413	4835	1500	6000	6000	25440	0	0	262	4111	2605	100	0	10739	10739	0	(EUR/MWh)	
Minimum	3490	-3056	0	22	0	0	0	2	0	0	262	0	0	100	0	0	0	0	55	16
TWh/year	43,06	17,89	5,70	26,87	0,24	4,96	4,96	91,62	0,00	0,00	2,30	3,75	1,09		0,00	5,00	5,00	0,00	0	81

FUEL BALANCE (TWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Industry Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N.Gas	-	3,25	4,01	0,06	0,11	2,10	-	-	-	-	-16,47	-	-	-	-	-	-	-	-	3,40	-3,54	-8,93	-12,47	-0,72	-2,55
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	14,77	-	24,33	-	-	-	-	-	-	-	-	3,40	42,50	0,00	42,50	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	7,54	-	-	-	-	-	16,13	12,16	63,33	-	4,47	-	-	-	103,63	0,00	103,63	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-20,49	-7,37	26,66	-	-	-	-	-	1,20	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-16,91	-	-	-	-	-	16,91	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	3,25	4,01	0,06	0,11	2,10	7,54	-	14,77	-20,49	0,49	9,75	16,13	12,16	63,33	-	4,47	18,11	-	6,80	142,58	-8,93	133,65	-0,72	-2,55

18-oktober-2022 [14:14]

Output specifications IDA2045_Final.txt — The EnergyPLAN model 16.22

District Heating Production

	Gr.1: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	Gr.2: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW
January	0	0	0	0	2024	73	647	455	834	0	6	10	48054	0
February	0	0	0	0	2065	153	650	493	738	0	7	16	52996	8
March	0	0	0	0	1796	174	613	275	728	0	5	5	55273	-3
April	0	0	0	0	1489	269	551	229	438	0	5	1	55834	-4
May	0	0	0	0	1222	287	474	90	364	0	8	1	55918	-1
June	0	0	0	0	690	259	425	24	33	0	5	2	55999	-57
July	0	0	0	0	690	270	408	23	31	0	6	0	55999	-48
August	0	0	0	0	690	264	415	19	38	0	6	0	55997	-52
September	0	0	0	0	926	203	459	119	152	0	8	0	55996	-14
October	0	0	0	0	1257	133	510	76	525	0	13	2	55959	-1
November	0	0	0	0	1572	82	573	202	707	0	5	3	54792	0
December	0	0	0	0	1828	49	621	141	1007	0	4	8	55265	0
Average	0	0	0	0	1352	185	528	177	466	0	7	4	54841	-15
Maximum	0	0	0	0	3354	1491	892	1403	2730	0	1174	500	56000	2006
Minimum	0	0	0	0	636	0	331	0	0	0	0	0	16708	-2731
Total for the whole year TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	11,88	1,62	4,64	1,56	4,09	0,00	0,06	0,03		-0,13

	Gr.3: District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age GW	Ba-lance MW	RES specification: RES1 Wind MW	RES2 Offshoı MW	RES3 Photo \ MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	4047	20	2185	423	1212	141	16	25	64	24	1950	8070	279	52	10350
February	4129	42	2197	499	1099	136	13	63	59	79	1427	6663	599	87	8776
March	3591	47	2086	219	976	163	12	37	85	51	2295	8271	1621	65	12252
April	2977	74	1904	245	708	147	13	22	86	-135	1976	6434	2142	37	10588
May	2444	78	1676	97	430	148	13	6	98	-3	1518	5814	2276	35	9643
June	1380	71	1531	0	0	165	10	3	100	-401	1746	6627	2260	32	10665
July	1380	83	1479	0	0	135	13	1	100	-330	1153	4318	2437	29	7937
August	1380	73	1502	0	0	157	13	1	100	-366	1578	6201	2073	40	9893
September	1852	56	1631	36	79	150	13	1	100	-115	1367	5898	1546	52	8863
October	2514	35	1782	93	438	177	16	6	97	-33	2184	9200	770	71	12225
November	3143	22	1967	148	810	133	11	40	85	11	1947	8354	402	72	10774
December	3655	13	2109	118	1375	170	10	75	92	-217	2853	9965	186	57	13061
Average	2704	51	1836	155	593	152	13	23	89	-120	1836	7157	1385	52	10430
Maximum	6705	630	2910	1700	6240	240	1505	1000	100	4219	4954	13903	8684	132	25440
Minimum	1271	0	1253	0	0	0	0	0	0	-7113	0	0	0	1	2
Total for the whole year TWh/year	23,75	0,45	16,13	1,36	5,21	1,33	0,11	0,20		-1,06	16,13	62,87	12,16	0,46	91,62

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million EUR)		
Total Fuel ex Ngas exchange =		1021
Uranium =	0	
Coal =	0	
FuelOil =	0	
Gasoil/Diesel=	37	
Petrol/JP =	11	
Gas handling =	27	
Biomass =	946	
Food income =	0	
Waste =	0	
Total Ngas Exchange costs =		-100
Marginal operation costs =		29
Total Electricity exchange =		0
Import =	0	
Export =	-81	
Bottleneck =	81	
Fixed imp/ex=	0	
Total CO2 emission costs =		0
Total variable costs =		950
Fixed operation costs =		4393
Annual Investment costs =		18120
TOTAL ANNUAL COSTS =		23464

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	22	2192	500	0	0	387	3101	1875	0	0	0	0	1630	-403	0	403
February	20	2496	614	0	0	387	3517	1875	0	0	0	0	2045	-403	0	403
March	17	1219	125	0	0	387	1747	1875	0	0	0	0	276	-403	0	403
April	19	1197	137	0	0	387	1739	1875	0	0	0	0	268	-403	0	403
May	20	473	108	0	0	387	988	1875	0	0	0	0	-483	-403	0	403
June	15	50	137	0	0	387	589	1875	0	0	0	0	-882	-403	0	403
July	19	48	409	0	0	387	862	1875	0	0	0	0	-609	-403	0	403
August	19	39	224	0	0	387	669	1875	0	0	0	0	-803	-403	0	403
September	21	354	490	0	0	387	1252	1875	0	0	0	0	-219	-403	0	403
October	29	431	65	0	0	387	913	1875	0	0	0	0	-559	-403	0	403
November	16	858	74	0	0	387	1336	1875	0	0	0	0	-135	-403	0	403
December	14	641	1	0	0	387	1044	1875	0	0	0	0	-428	-403	0	403
Average	19	826	239	0	0	387	1471	1875	0	0	0	0	0	-403	0	403
Maximum	2331	7922	4652	0	0	387	12069	1875	0	0	0	0	10598	-403	0	403
Minimum	0	0	0	0	0	387	387	1875	0	0	0	0	-1084	-403	0	403
Total for the whole year TWh/year	0,17	7,26	2,10	0,00	0,00	3,40	12,92	16,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,54	0,00	3,54

RES Share: 102,5 Percent of Primary Energy 95,6 Percent of Electricity 92,8 TWh electricity from RES

18-oktober-2022 [14:14]

APPENDIKS B: ATOMKRAFT ERSTATTER 1.475 MW HAVVINDMØLLER

Input IDA2045_nuclear.txt — The EnergyPLAN model 16.22

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	2,72		
Fixed demand	41,43	Fixed imp/exp.	0,00		
Electric heating + HP	3,25	Transportation	15,09		
Electric cooling	1,63	Total	64,12		

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	11,88	23,75	35,63
Solar Thermal	0,00	1,62	0,45	2,07
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	10,26	23,30	33,56

Wind	5000	MW	16,13	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	12600	MW	56,28	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	10000	MW	12,16	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	0	MW	0,46	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	1000	MW	6,59	TWh/year		

	Capacities MW-e	MJ/s	Efficiencies elec.	Ther	COP
Group 2:					
CHP	1461	1403	0,50	0,48	
Heat Pump	700	2730			3,90
Boiler		4644		1,00	
Group 3:					
CHP	2650	1700	0,53	0,34	
Heat Pump	1600	6240			3,90
Boiler		7631		1,00	
Condensing	3100		0,56		

Heatstorage:	gr.2:	56	GWh	gr.3:	100 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,5	Per cent	gr.3:	0,5 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	1,12	0,00	
Gr.3:	0,00	1,18	

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	234500000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	0	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

DiNord_pool_system_2013_EUR.TXT		
Addition factor	1,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,30	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	51	EUR/MWh
Gas Storage	4500	GWh
Syngas capacity	633	MW
Biogas max to grid	1875	MW

Fuel Price level:

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	6000	820	1,00	
Discharge 1:	6000		1,00	
Charge 2:	0	0	0,80	
Discharge 2:	0		0,90	
Electrolysers:	4470	320	0,77	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	3,40	3,40
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating									Electricity												Exchange	
	Demand	Production								Consumption						Production						Balance						Payment	
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec-trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW	Imp Million EUR	Exp Million EUR
January	6071	92	2832	0	861	2084	139	28	22	13	5482	2021	1232	2944	22	459	580	9504	0	750	262	1103	251	100	0	291	291	0	0	5
February	6194	195	2847	0	929	1969	138	42	36	37	5370	1969	1198	2770	36	131	810	8078	0	750	262	1210	365	100	0	0	0	0	0	0
March	5387	221	2699	0	466	1802	156	18	15	11	5202	2041	1031	3139	15	898	223	11386	0	750	262	591	73	100	0	959	959	0	0	13
April	4466	343	2456	0	446	1047	150	56	7	-39	4833	2053	651	3020	7	401	316	9914	0	750	262	586	94	100	0	956	956	0	0	9
May	3666	365	2150	0	172	766	151	66	2	-6	4570	2061	460	3033	2	367	387	9034	0	750	262	225	98	100	0	262	262	0	0	5
June	2070	330	1957	0	23	33	163	16	6	-456	4562	2006	80	3264	6	551	552	9971	0	750	262	24	71	100	0	1160	1160	0	0	8
July	2070	353	1887	0	21	30	139	21	2	-382	4414	2041	75	2765	2	376	1170	7484	0	750	262	22	215	100	0	230	230	0	0	3
August	2070	337	1918	0	16	40	156	19	1	-417	4564	2106	94	3120	1	1141	696	9243	0	750	262	17	125	100	0	68	68	0	0	2
September	2778	259	2090	0	149	233	150	25	1	-130	4698	1988	255	2999	1	880	1153	8245	0	750	262	173	288	100	0	50	50	0	0	1
October	3771	168	2292	0	146	932	171	98	5	-40	4883	2058	611	3447	5	922	288	11261	0	750	262	191	37	100	0	863	863	0	0	11
November	4715	105	2539	0	281	1545	137	90	4	15	5108	2058	910	2746	4	297	297	9899	0	750	262	360	95	100	0	540	540	0	0	8
December	5483	62	2730	0	243	2243	171	30	22	-19	5151	2034	1199	3440	22	93	93	12017	0	750	262	307	5	100	0	1494	1494	0	0	20
Average	4056	236	2365	0	310	1059	152	42	10	-118	4902	2037	649	3059	10	545	545	9680	0	750	262	398	142	100	0	575	575	0	Average price	
Maximum	10059	1984	3798	0	3103	8970	224	2534	1500	5439	6950	6518	3413	4514	1500	6000	6000	24020	0	750	262	4111	2450	100	0	10528	10528	0	(EUR/MWh)	
Minimum	1906	0	1583	0	0	0	0	0	0	-7490	3490	-3378	0	22	0	0	0	2	0	750	262	0	0	100	0	0	0	0	56	17
TWh/year	35,63	2,07	20,77	0,00	2,72	9,30	1,33	0,37	0,09	-1,04	43,06	17,89	5,70	26,87	0,09	4,79	4,79	85,03	0,00	6,59	2,30	3,49	1,25		0,00	5,05	5,05	0,00	0	86

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household	Industry Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N.Gas	-	3,04	3,72	0,19	0,18	2,38	-	-	-	-	-16,47	-	-	-	-	-	-	-	-	3,40	-3,55	-9,01	-12,57	-0,73	-2,57
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	14,77	-	24,33	-	-	-	-	-	-	-	-	3,40	42,50	0,00	42,50	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	7,54	-	-	-	-	-	16,13	12,16	56,74	-	4,47	-	-	-	97,04	0,00	97,04	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-20,49	-7,37	26,66	-	-	-	-	-	1,20	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-16,91	-	-	-	-	-	16,91	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	19,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,96	0,00	19,96	0,00	0,00
Total	-	3,04	3,72	0,19	0,18	2,38	27,50	-	14,77	-20,49	0,49	9,75	16,13	12,16	56,74	-	4,47	18,11	-	6,80	155,95	-9,01	146,93	-0,73	-2,57

18-oktober-2022 [14:14]

Output specifications IDA2045_nuclear.txt — The EnergyPLAN model 16.22

	District Heating Production																									RES specification				
	Gr.1				Gr.2										Gr.3																
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age MW	Ba-lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor-age GW	Ba-lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES 4-7 ic MW	Total MW
January	0	0	0	0	2024	73	647	461	830	0	14	1	53047	0	4047	20	2185	399	1254	139	15	22	73	13	1950	7224	279	52	9504
February	0	0	0	0	2065	153	650	460	769	0	21	6	54674	5	4129	42	2197	469	1200	138	22	30	87	31	1427	5965	599	87	8078
March	0	0	0	0	1796	174	613	260	745	0	8	2	55588	-5	3591	47	2086	206	1056	156	10	13	94	16	2295	7404	1621	65	11386
April	0	0	0	0	1489	269	551	212	420	0	36	1	55980	0	2977	74	1904	234	627	150	20	6	98	-38	1976	5759	2142	37	9914
May	0	0	0	0	1222	287	474	83	341	0	37	1	55967	-1	2444	78	1676	89	426	151	30	1	100	-6	1518	5205	2276	35	9034
June	0	0	0	0	690	259	425	23	33	0	6	2	55999	-57	1380	71	1531	0	0	163	10	4	100	-399	1746	5933	2260	32	9971
July	0	0	0	0	690	270	408	21	30	0	9	1	55999	-48	1380	83	1479	0	0	139	12	1	100	-334	1153	3866	2437	29	7484
August	0	0	0	0	690	264	415	16	40	0	7	0	55999	-52	1380	73	1502	0	0	156	13	1	100	-365	1578	5551	2073	40	9243
September	0	0	0	0	926	203	459	114	153	0	12	0	55993	-14	1852	56	1631	35	81	150	13	1	100	-116	1367	5280	1546	52	8245
October	0	0	0	0	1257	133	510	70	495	0	48	2	55986	-1	2514	35	1782	75	437	171	49	3	100	-39	2184	8236	770	71	11261
November	0	0	0	0	1572	82	573	150	712	0	54	1	55746	0	3143	22	1967	131	833	137	36	2	98	15	1947	7479	402	72	9899
December	0	0	0	0	1828	49	621	139	1002	0	14	3	55709	0	3655	13	2109	104	1241	171	16	19	97	-19	2853	8921	186	57	12017
Average	0	0	0	0	1352	185	528	166	464	0	22	2	55558	-15	2704	51	1836	144	595	152	20	8	96	-104	1836	6407	1385	52	9680
Maximum	0	0	0	0	3354	1491	892	1403	2730	0	1409	500	56000	1940	6705	630	2907	1700	6240	224	1714	1000	100	3760	4954	12446	8684	132	24020
Minimum	0	0	0	0	636	0	331	0	0	0	0	0	34261	-2598	1271	0	1253	0	0	0	0	0	0	-6448	0	0	0	1	2
Total for the whole year																													
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	11,88	1,62	4,64	1,46	4,08	0,00	0,19	0,01		-0,13	23,75	0,45	16,13	1,26	5,23	1,33	0,18	0,07		-0,91	16,13	56,28	12,16	0,46	85,03

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	1021
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	37
Petrol/JP =	11
Gas handling =	27
Biomass =	946
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	-100
Marginal operation costs =	127
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-86
Bottleneck =	86
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	1048
Fixed operation costs =	4317
Annual Investment costs =	17964
TOTAL ANNUAL COSTS =	23329

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers MW	CHP2 CHP3 MW	PP CAES MW	Indi-vidual MW	Trans port MW	Indu. Var. MW	Demand Sum MW	Bio-gas MW	Syn-gas MW	CO2Hy gas MW	SynHy gas MW	SynHy gas MW	Stor-age MW	Sum MW	Im-port MW	Ex-port MW
January	28	2135	523	0	0	387	3073	1875	0	0	0	0	1603	-404	0	404
February	42	2337	741	0	0	387	3507	1875	0	0	0	0	2037	-404	0	404
March	18	1146	151	0	0	387	1703	1875	0	0	0	0	232	-404	0	404
April	56	1130	177	0	0	387	1751	1875	0	0	0	0	280	-404	0	404
May	66	435	178	0	0	387	1066	1875	0	0	0	0	-404	-404	0	404
June	16	48	127	0	0	387	578	1875	0	0	0	0	-893	-404	0	404
July	21	43	384	0	0	387	835	1875	0	0	0	0	-635	-404	0	404
August	19	34	224	0	0	387	664	1875	0	0	0	0	-807	-404	0	404
September	25	340	515	0	0	387	1267	1875	0	0	0	0	-204	-404	0	404
October	98	368	69	0	0	387	921	1875	0	0	0	0	-549	-404	0	404
November	90	698	185	0	0	387	1359	1875	0	0	0	0	-111	-404	0	404
December	30	596	9	0	0	387	1022	1875	0	0	0	0	-448	-404	0	404
Average	42	770	271	0	0	387	1470	1875	0	0	0	0	0	-404	0	404
Maximum	2534	7922	4376	0	0	387	12226	1875	0	0	0	0	10756	-404	0	404
Minimum	0	0	0	0	0	387	387	1875	0	0	0	0	-1083	-404	0	404
Total for the whole year																
TWh/year	0,37	6,76	2,38	0,00	0,00	3,40	12,92	16,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,55	0,00	3,55

RES Share: 89,5 Percent of Primary Energy 89,1 Percent of Electricity 86,2 TWh electricity from RES

18-oktober-2022 [14:14]

APPENDIKS C: ATOMKRAFT ERSTATTER 2.043 MW LANDVINDMØLLER

Input IDA2045_nuclear_onshore.txt — The EnergyPLAN model 16.22

Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	2,72		
Fixed demand	41,43	Fixed imp/exp.	0,00		
Electric heating + HP	3,25	Transportation	15,09		
Electric cooling	1,63	Total	64,12		

District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	11,88	23,75	35,63
Solar Thermal	0,00	1,62	0,45	2,07
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	10,26	23,30	33,56

Wind	2957	MW	9,54	TWh/year	0,00	Grid
Offshore Wind	14075	MW	62,87	TWh/year	0,00	stabili-
Photo Voltaic	10000	MW	12,16	TWh/year	0,00	sation
River Hydro	0	MW	0,46	TWh/year	0,00	share
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year		
Geothermal/Nuclear	1000	MW	6,59	TWh/year		

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	1461	1403	0,50	0,48	
Heat Pump	700	2730			3,90
Boiler		4644		1,00	
Group 3:					
CHP	2650	1700	0,53	0,34	
Heat Pump	1600	6240			3,90
Boiler		7631		1,00	
Condensing	3100		0,56		

Heatstorage:	gr.2:	56	GWh	gr.3:	100 GWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,5	Per cent	gr.3:	0,5 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00	
Gr.2:	1,12	0,00	
Gr.3:	0,00	1,18	

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 2	
CEEP regulation	234500000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	MW
Minimum PP	0	MW
Heat Pump maximum share	1,00	
Maximum import/export	0	MW

DiNord_pool_system_2013_EUR.TXT		
Addition factor	1,00	EUR/MWh
Multiplication factor	1,30	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	51	EUR/MWh
Gas Storage	4500	GWh
Syngas capacity	633	MW
Biogas max to grid	1875	MW

Fuel Price level:

	Capacities	Storage	Efficiencies	
Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.
Charge 1:	6000	820	1,00	
Discharge 1:	6000		1,00	
Charge 2:	0	0	0,80	
Discharge 2:	0		0,90	
Electrolysers:	4380	320	0,77	0,05
Rockbed Storage:	0	0	1,00	
CAES fuel ratio:		0,000		

(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00
Household	0,00	0,00	0,00	0,00
Industry	0,00	0,00	3,40	3,40
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

	District Heating									Electricity														Exchange	
	Demand	Production								Consumption						Production							Balance				
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-lance	Elec. demand	Flex.& Transp.	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Payment Imp	Exp
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million EUR	
January	6071	92	2832	0	823	2120	140	26	26	12	5482	2023	1241	2929	26	448	571	9553	0	750	262	1059	243	100	0	289	289	0	0	5
February	6194	195	2847	0	915	1993	139	38	35	32	5370	1966	1205	2793	35	150	763	8193	0	750	262	1193	359	100	0	0	0	0	0	0
March	5387	221	2699	0	471	1790	155	18	15	18	5202	2041	1027	3118	15	839	221	11315	0	750	262	602	78	100	0	986	986	0	0	14
April	4466	343	2456	0	445	1029	150	77	8	-41	4833	2051	646	3011	8	431	351	9781	0	750	262	585	115	100	0	863	863	0	0	9
May	3666	365	2150	0	192	763	153	50	2	-8	4570	2062	459	3069	2	388	402	9022	0	750	262	252	107	100	0	244	244	0	0	4
June	2070	330	1957	0	23	32	161	17	6	-455	4562	2006	80	3243	6	555	561	9952	0	750	262	24	78	100	0	1175	1175	0	0	9
July	2070	353	1887	0	21	31	140	21	2	-383	4414	2040	75	2792	2	380	1194	7466	0	750	262	22	224	100	0	215	215	0	0	3
August	2070	337	1918	0	16	40	156	19	1	-417	4564	2107	94	3120	1	1191	721	9248	0	750	262	17	140	100	0	61	61	0	0	2
September	2778	259	2090	0	147	236	151	24	1	-131	4698	1990	256	3020	1	916	1150	8305	0	750	262	170	291	100	0	47	47	0	0	1
October	3771	168	2292	0	139	935	170	101	5	-38	4883	2057	612	3414	5	853	262	11332	0	750	262	182	38	100	0	1001	1001	0	0	13
November	4715	105	2539	0	264	1568	138	83	4	13	5108	2060	916	2771	4	282	282	9979	0	750	262	339	90	100	0	561	561	0	0	9
December	5483	62	2730	0	247	2237	169	33	22	-17	5151	2035	1198	3407	22	112	112	11895	0	750	262	310	7	100	0	1411	1411	0	0	20
Average	4056	236	2365	0	306	1063	152	42	11	-118	4902	2037	650	3059	11	548	548	9680	0	750	262	393	147	100	0	573	573	0	Average price	
Maximum	10059	1984	3801	0	3103	8970	219	2425	1500	5586	6950	6518	3413	4424	1500	6000	6000	23528	0	750	262	4111	2519	100	0	10149	10149	0	(EUR/MWh)	
Minimum	1906	0	1583	0	0	0	0	0	0	-7704	3490	-3368	0	22	0	0	0	2	0	750	262	0	0	100	0	0	0	0	56	18
TWh/year	35,63	2,07	20,77	0,00	2,69	9,34	1,33	0,37	0,09	-1,04	43,06	17,89	5,71	26,87	0,09	4,81	4,81	85,03	0,00	6,59	2,30	3,45	1,29		0,00	5,03	5,03	0,00	0	90

FUEL BALANCE (TWh/year):	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste/ HTL	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	household.	Industry Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	CO2 emission (Mt): Total	Net
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N.Gas	-	2,98	3,70	0,19	0,18	2,45	-	-	-	-16,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,40	-3,56	-8,99	-12,55	-0,73	-2,56
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	14,77	-	24,33	-	-	-	-	-	-	-	-	3,40	42,50	0,00	42,50	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	7,54	-	-	-	-	-	9,54	12,16	63,33	-	4,47	-	-	-	97,04	0,00	97,04	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-20,49	-7,37	26,66	-	-	-	-	-	1,20	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-16,91	-	-	-	-	-	16,91	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	19,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,96	0,00	19,96	0,00	0,00
Total	-	2,98	3,70	0,19	0,18	2,45	27,50	-	14,77	-20,49	0,49	9,75	9,54	12,16	63,33	-	4,47	18,11	-	6,80	155,94	-8,99	146,95	-0,73	-2,56

18-oktober-2022 [14:15]

Output specifications IDA2045_nuclear_onshore.txt — The EnergyPLAN model 16.22

	District Heating Production																													
	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Stor-age	Ba-lance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Stor-age	Ba-lance	RES1 Wind	RES2 Offsho	RES3 Photo	RES 4-7 ic	Total
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	GW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
January	0	0	0	0	2024	73	647	434	857	0	12	2	52818	0	4047	20	2185	390	1263	140	13	24	74	12	1153	8070	279	52	9553
February	0	0	0	0	2065	153	650	452	782	0	18	7	54564	2	4129	42	2197	463	1211	139	19	28	88	30	844	6663	599	87	8193
March	0	0	0	0	1796	174	613	256	746	0	8	2	55667	-2	3591	47	2086	215	1044	155	10	13	94	21	1357	8271	1621	65	11315
April	0	0	0	0	1489	269	551	210	406	0	51	1	55935	0	2977	74	1904	235	622	150	26	7	98	-41	1168	6434	2142	37	9781
May	0	0	0	0	1222	287	474	93	340	0	28	1	55979	-1	2444	78	1676	99	422	153	22	1	100	-7	898	5814	2276	35	9022
June	0	0	0	0	690	259	425	23	32	0	7	2	55999	-57	1380	71	1531	0	0	161	10	4	100	-397	1032	6627	2260	32	9952
July	0	0	0	0	690	270	408	21	31	0	8	1	55999	-48	1380	83	1479	0	0	140	12	1	100	-335	682	4318	2437	29	7466
August	0	0	0	0	690	264	415	16	40	0	7	0	55999	-52	1380	73	1502	0	0	156	13	1	100	-365	933	6201	2073	40	9248
September	0	0	0	0	926	203	459	112	155	0	11	0	55994	-14	1852	56	1631	34	82	151	13	1	100	-116	808	5898	1546	52	8305
October	0	0	0	0	1257	133	510	67	498	0	49	2	55994	-1	2514	35	1782	72	438	170	52	3	100	-38	1291	9200	770	71	11332
November	0	0	0	0	1572	82	573	138	731	0	47	1	55862	0	3143	22	1967	125	838	138	37	3	99	14	1151	8354	402	72	9979
December	0	0	0	0	1828	49	621	144	996	0	15	3	55689	0	3655	13	2109	103	1241	169	18	19	97	-17	1687	9965	186	57	11895
Average	0	0	0	0	1352	185	528	163	468	0	22	2	55542	-15	2704	51	1836	143	596	152	20	9	96	-104	1086	7157	1385	52	9680
Maximum	0	0	0	0	3354	1491	892	1403	2730	0	1409	500	56000	2135	6705	630	2910	1700	6240	219	1714	1000	100	3760	2930	13903	8684	132	23528
Minimum	0	0	0	0	636	0	331	0	0	0	0	0	32436	-2598	1271	0	1253	0	0	0	0	0	0	-6443	0	0	0	1	2
Total for the whole year																													
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	11,88	1,62	4,64	1,43	4,11	0,00	0,19	0,02		-0,13	23,75	0,45	16,13	1,26	5,23	1,33	0,18	0,08		-0,91	9,54	62,87	12,16	0,46	85,03

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

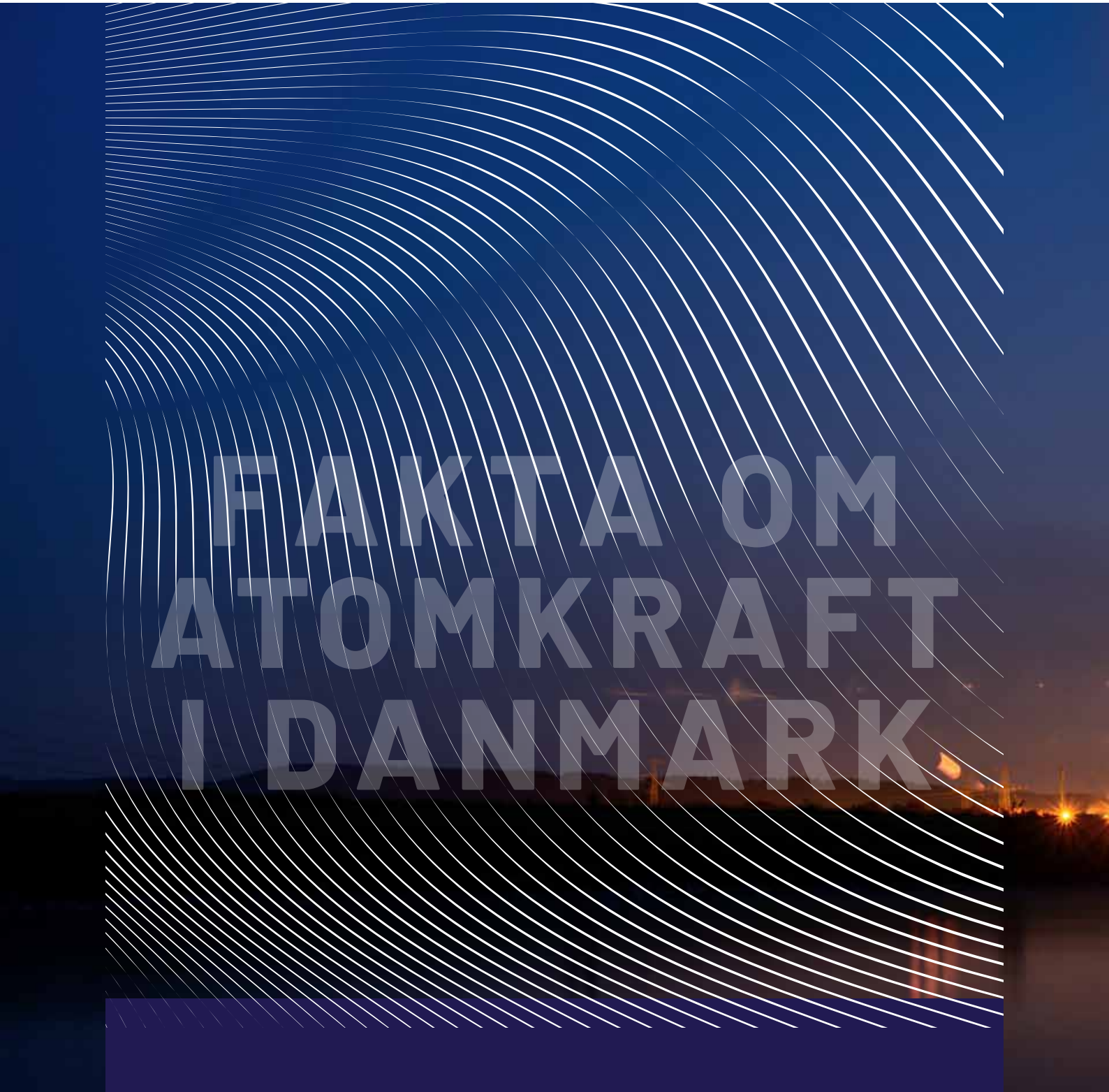
ANNUAL COSTS (Million EUR)	
Total Fuel ex Ngas exchange =	1021
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	0
Gasoil/Diesel=	37
Petrol/JP =	11
Gas handling =	27
Biomass =	946
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	-100
Marginal operation costs =	127
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	-90
Bottleneck =	90
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	0
Total variable costs =	1048
Fixed operation costs =	4351
Annual Investment costs =	17996
TOTAL ANNUAL COSTS =	23394

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers	CHP2 CHP3	PP CAES	Indi-vidual	Trans port	Indu. Var.	Demand Sum	Bio-gas	Syn-gas	CO2Hy gas	SynHy gas	SynHy gas	Stor-age	Sum	Im-port	Ex-port
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
January	26	2050	507	0	0	387	2970	1875	0	0	0	0	1500	-406	0	406
February	38	2304	730	0	0	387	3459	1875	0	0	0	0	1989	-406	0	406
March	18	1166	163	0	0	387	1733	1875	0	0	0	0	264	-406	0	406
April	77	1128	218	0	0	387	1810	1875	0	0	0	0	341	-406	0	406
May	50	486	194	0	0	387	1117	1875	0	0	0	0	-353	-406	0	406
June	17	48	139	0	0	387	592	1875	0	0	0	0	-878	-406	0	406
July	21	43	400	0	0	387	851	1875	0	0	0	0	-618	-406	0	406
August	19	34	250	0	0	387	690	1875	0	0	0	0	-779	-406	0	406
September	24	335	520	0	0	387	1266	1875	0	0	0	0	-203	-406	0	406
October	101	351	69	0	0	387	908	1875	0	0	0	0	-561	-406	0	406
November	83	656	174	0	0	387	1300	1875	0	0	0	0	-169	-406	0	406
December	33	602	12	0	0	387	1034	1875	0	0	0	0	-435	-406	0	406
Average	42	761	279	0	0	387	1469	1875	0	0	0	0	0	-406	0	406
Maximum	2425	7922	4498	0	0	387	12226	1875	0	0	0	0	10757	-406	0	406
Minimum	0	0	0	0	0	387	387	1875	0	0	0	0	-1082	-406	0	406
Total for the whole year																
TWh/year	0,37	6,68	2,45	0,00	0,00	3,40	12,91	16,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,56	0,00	3,56

RES Share: 89,5 Percent of Primary Energy 89,1 Percent of Electricity 86,2 TWh electricity from RES

18-oktober-2022 [14:15]



FAKTA OM ATOMKRAFT I DANMARK

VERSION 1

AALBORG UNIVERSITET

SDU Syddansk Universitet

DTU

UNIVERSITY OF COPENHAGEN

AARHUS UNIVERSITY