

Analyse af økonomien i at etablere atomkraft i Danmark

Denne analyse er udført af tre SDU-studerende (Kasper Sebastian Warner, Lukas Frees Moldt og Rasmus Nørby) samt Flemming Nissen fra Strategirummet

Abstract

Al erfaring viser, at man opnår en mere fleksibel og robust energiforsyning, når der løbende er en konstruktiv **debat** om fordele og ulemper ved forskellige udbygningsmuligheder, der er analyseret med energisystem-modeller.

Et andet udbytte er, at når man laver denne type analyser, identificerer man ofte nogle nye spørgsmål, som det er vigtigt at få svarene på. I nærværende analyse undersøgte vi økonomien i at etablere atomkraft i Danmark; men som spinoff fik vi stillet spørgsmålet til vores næste analyse: Hvordan etablerer man et elsystem, der kan levere grundlastkapacitet til PtX-anlæg til en pris, de kan betale, og hvordan opnår PtX-anlæggene et overskud, der kan forrente og afdrage deres investering, når de en betydelig del af deres driftstid selv er marginalprissættende på elmarkedet?

Barrieren for denne type debatter og analyser er, at der kun er få energisystem-modeller til rådighed, og at de fleste af disse modeller er så vanskelige at arbejde med, at der kun er en håndfuld miljøer i Danmark, der har de nødvendige kompetencer til at gøre det. Energistyrelsen og Energinet har kompetencerne, men de laver ikke "debat-analyser". EA Energianalyse, Energy Modelling Lab og andre konsulentvirksomheder laver kun de analyser, de bliver betalt for.

Tilbage er der universiteterne. Her er der i praksis kun AAU, der sammen med andre har lavet "debat-analyser". AAU bruger EnergyPlan, der udmærker sig ved at være betydelig mere brugervenlig end de andre energisystem-modeller.

EnergyPlan er som andre modeller ikke velegnet til at løse alle typer problemstillinger. Men da den indtil nu har været den eneste let tilgængelige model, er den nogle gange blevet brugt på problemstillinger, hvor den har nogle væsentlige mangler. EnergyPro er også lettilgængelig, men den er kun velegnet på mindre problemstillinger.

Strategirummet har udviklet Power Market Simulator (PMS) modellen, som også er let tilgængelig, og som kan løse nogle af de problemstillinger, hvor EnergyPlan kommer til korte.

Vores håb er, at der opstår flere analysemiljøer, der bruger EnergyPlan, EnergyPro og Power Market Simulator modellen, og som laver analyser, der bidrager til en konstruktiv debat om udviklingen af energisystemet.

I nærværende notat vil vi vise, hvordan PMS med fordel kan erstatte EnergyPlan på en problemstilling, hvor man på samme tid skal regne på mange markedsmæssigt sammenhængende budzoner.

Vi har som vores første case valgt at bidrage til debatten mellem en række danske og norske forskere omkring økonomien i at etablere atomkraftværker i Danmark. Tak til de danske forskere, der er startet med at analysere problemstillingen, og til nordmændene der har fulgt op med deres egen analyse.

I dette notat giver vi først et kort resume af konklusionerne på de to studier. Derefter kommenterer vi de to studier – og til sidst viser vi resultaterne af vores egen analyse med PMS-modellen.

De to studier er hver især baseret på to forskellige udbygningsscenarierne:

- "IDAs Klimasvar 2045", hvor Danmark er selvforsynende med energi, men hvor man bruger elmarkedet som et gratis ellager. Scenariet beregnes med EnergyPlan
- "Long-term implications of reduced gas imports on the decarbonization of the European energy system" hvor formålet er at analysere, hvordan EU + GB reducerer gasimporten. Scenariet er analyseret med PyPSA-Eur-Sec modellen

I vores analyse med PMS tager vi udgangspunkt i Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25).

I AF25 er der en betydelig større forventning til udbygningen med PtX-anlæg og datacentre i Danmark end i de to andre scenarier.

Da både PtX-anlæg og datacentre forventes at have en høj udnyttelsesfaktor, stiller det krav til udbygning med grundlastanlæg eller VE-anlæg med ellager. Denne problematik har vi bl.a. fokus på i vores analyse.

Den store usikkerhed omkring økonomien i at etablere atomkraftværker i Danmark handler om prisen på et atomkraftværk. Der er en meget stor spredning på de historiske priser for at bygge atomkraftværker og på forventningerne til de fremtidige omkostninger. Investeringsomkostningerne spænder fra 30 – 100 mio. kr./MW [Ref. 1]. EU har oprettet en undersøgelse vedr. statsstøtte til et atomkraftværk i Polen, hvor polakkerne har defineret prisen til at være 90 mio. kr./MW [Ref. 2]. Så noget tyder på, at et dansk atomkraftværk vil koste i den øvre del af intervallet.

Vores analyse viser, at hvis man er meget optimistisk mht. til investeringsomkostninger til et dansk atomkraftværk, er det økonomisk set en god ide at bygge værket. Hvis man er pessimistisk, er det ikke en god ide.

Analysen viser, at atomkraftværker og PtX-anlæg spiller godt sammen. Atomkraft er sandsynligvis den eneste regulerbare teknologi, der kan levere el til en kortsigtet marginalpris, som PtX-anlæggene er i stand til at købe el til, når de skal levere en konkurrencedygtig brintpris. Begge teknologier kan køre grundlast og fordele de faste omkostninger ud på mange fuldlasttimer.

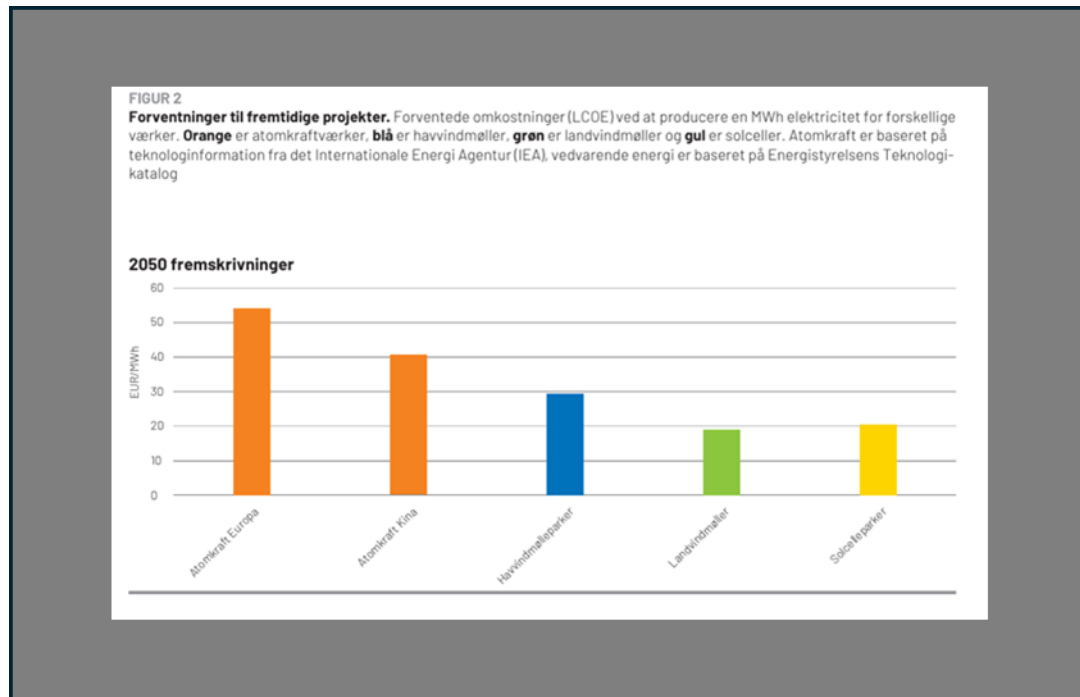
Det kunne derfor være en god ide at placere kombinerede atomkraftværker og PtX-anlæg i tyndt befolkede og politisk stabile områder, hvor der også er adgang til at kunne deponere det radioaktive affald. Brinten kunne så transporteres i rørledninger til forbrugsstederne.

Hvis vi vil etablere storskala brint- og ammoniak-produktionen i Danmark, bør der laves studier, der indsnævrer usikkerhedsintervallet omkring etableringspriserne for atomkraftværker i Danmark og for deponering af radioaktivt affald, og så skal vi også kende noget mere til eksternaliteterne i form af frygt og konsekvenser af mulige uheld.

” Fakta om Atomkraft i Danmark - Version 2” [Ref. 3]

Resume

Som en del af studiet er der beregnet ”Levelized cost of electricity” for atomkraftværker, vindmøller og solceller. Resultatet er vist i følgende figur.



Figur 1. ”Levelized cost of electricity” for atomkraftværker, vindmøller og solceller

Figuren viser, at atomkraftværkerne er mere end dobbelt så dyre som sol og landvindmøller.

De danske forskere har brugt EnergyPlan til at beregne forskellen mellem en udvikling med og uden et 1.000 MW atomkraftværk i Danmark.

Analysen bygger på ”IDAs Klimasvar 2045” [Ref. 4], som er et noget andet scenarie end Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet [Ref.5].

Resultatet viser, at atomkraftværker øger 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 fra anlægget.

I denne analyse regnes der alene på Danmark, men med mulighed for at udveksle el med naboområderne svarende til den samlede kapacitet på udlandsforbindelserne.

Forskerne har også lavet en beregning på de samlede europæiske elmarked. Her har de anvendt PyPSA-Eur modellen. Der er regnet på en situation år 2050, hvor der ikke er nogen eksisterende elproduktionsanlæg tilbage. Modellen udbygger således elproduktionssystemet fra scratch.

Resultatet af analysen viser, at det ikke er økonomisk favorabelt at vælge atomkraft som primær energikilde i Europa, før investeringsomkostningerne falder med mindst 25% ift. basisomkostningerne. Hvis investeringsprisen for atomkraft kan reduceres med 50% til 3400 €/kW, bliver det økonomisk favorabelt at investere nogenlunde ligeligt i vedvarende energi (vind og sol) og atomkraft i Europa. Hvis prisen for atomkraft reduceres til 1700 €/kW bliver atomkraft den dominerende energikilde i Europa. Men selv i dette tilfælde investeres der ikke i atomkraft i Danmark, fordi vi har gode vind ressourcer.

” The total costs of energy transitions with and without nuclear energy” [Ref. 1]

Resume

De norske forskere når frem til en noget andet resultat. De mener, at de danske forskere har valgt et ikke-repræsentativt klima år i deres analyse, at de er for optimistiske mht. til omkostningerne ved at etablere havvindmøller og for pessimistiske mht. til driftsomkostningerne for atomkraftværker.

Nedenstående tabeller viser forskellene i forhold til priser.

Table 13
Comparison of capital expenditure (CAPEX) levels for nuclear energy in 2035 and renewables in 2040 in €₂₀₂₃¹

		Technology				References
		Nuclear	Onshore wind	Offshore wind	Photovoltaic	
Reference study		€6180/kW	€1030/kW	€1900/kW	€600/kW	[13,53]
Cost level	Advanced	€4250/kW	€1010/kW	€2180/kW	€550/kW	[20,27]
	Moderate	€6180/kW	€1130/kW	€2500/kW	€710/kW	[20,27]
	Conservative	€10,150/kW	€1260/kW	€3200/kW	€940/kW	[20,27]

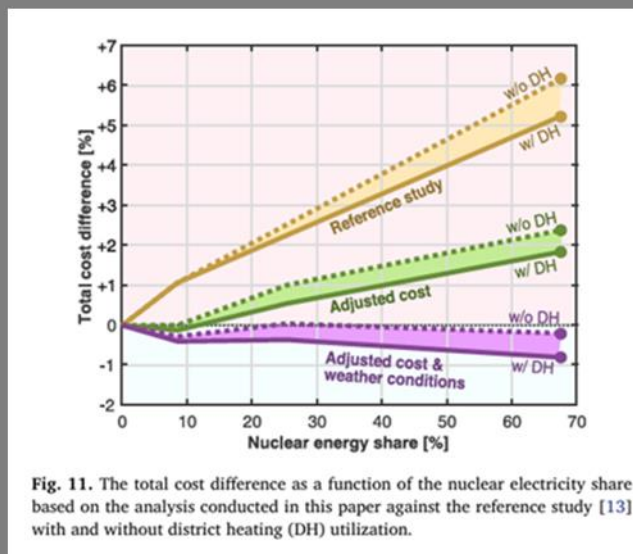
¹ Offshore wind is based on the Danish Energy Agency's 2025 report [27], excluding nearshore wind, while the advanced and conservative cost levels differentiate between offshore and farshore bottom-fixed wind. NREL ATB2024 [20] covers the remainder.

Table 14
Comparison of nuclear energy's operating expenditure (OPEX) levels on a 90 % capacity factor basis in €₂₀₂₃

		Cost category				References
		Fixed O&M	Fuel	Variable O&M	Total OPEX	
Reference study		€14.26/MWh	€9.33/MWh	€15.00/MWh	€38.59/MWh	[13,53]
Cost level	Advanced	€13.71/MWh	€7.83/MWh	€1.63/MWh	€23.17/MWh	[20,21]
	Moderate	€19.04/MWh	€8.73/MWh	€2.40/MWh	€30.17/MWh	[20,21]
	Conservative	€22.19/MWh	€9.72/MWh	€2.92/MWh	€34.83/MWh	[20,21]

Figur 2. Priser for atomkraft, vindmøller og solceller i de to studier

Følgende figur viser resultatet af deres analyse.



Figur 3. Resultatet af det norske studie

Nordmændene mener også, at de danske forskere undervurderer omkostningerne ved at lagre el og brint.

Holdningen til danskernes PyPSA-Eur-beregninger er, at modellen udbygger med transmissionskapacitet, der gør det muligt at udveksle store mængder regulerbar effekt med nabolandene.

Kommentarer til de to studier

Det er en svaghed for begge analyser, at man ikke umiddelbart kan se, hvordan de relaterer sig til officielle fremskrivninger af energisystemet.

Det danske studie tager ikke udgangspunkt i officielle forventninger til den fremtidige udvikling af energisystemet. Udgangspunktet for analysen med EnergyPlan er en tidligere analyse, der er lavet for IDA [Ref. 4].

PyPSA-Eur-Sec-analysen er ikke umiddelbart tilstrækkelig dokumenteret mht. inddata, til at man kan fastslå, hvordan dette scenarie hænger sammen med officielle fremskrivninger af energisystemet. Atomkraft-analysen fremstår som "en dags arbejde", hvor man har lavet forskellige beregninger på en eksisterende model, der er udviklet til et andet formål, og hvor det eneste, man har ændret, er prisen på et atomkraftværk.

Det norske studie bruger samme scenarie og model som det danske. Formålet har tilsyneladende været at påpege en række fejl i det danske studie, og hvordan det påvirker resultatet.

Nordmændene har efterfølgende anklaget de danske forskere for at bryde med videnskabelig redelighed [Ref. 6].

Begge analyser bruger EnergyPlan, som efter vores mening ikke er velegnet til at svare på spørgsmålet omkring økonomien i at etablere atomkraftværker i Danmark, fordi den ikke er en markedsmodel.

Vi har derfor valgt at lave vores egen analyse med Power Market Simulator modellen, som er velegnet til at løse denne type problemstillinger. Den er også meget lettere tilgængelig end PyPSA-Eur.

Med hensyn til opgørelsen af "Levelized cost of electricity" for atomkraft, vind og sol i det danske studie er vores kommentar, at der mangler en analyse af værdien af elproduktionen på teknologierne. Paul-Frederik Bach har analyseret sammenhænge mellem markedspriser og produktion på sol, vind og regulerbare enheder [Ref.7]. Han konkluderer:

The current situation is, roughly speaking, that the commercial value of wind energy is around 2/3 of the commercial value of dispatchable production, while the value of solar energy is even lower.

Tages der højde for værdien af elektriciteten fra de forskellige teknologier, indsnævres forskellene mellem teknologierne.

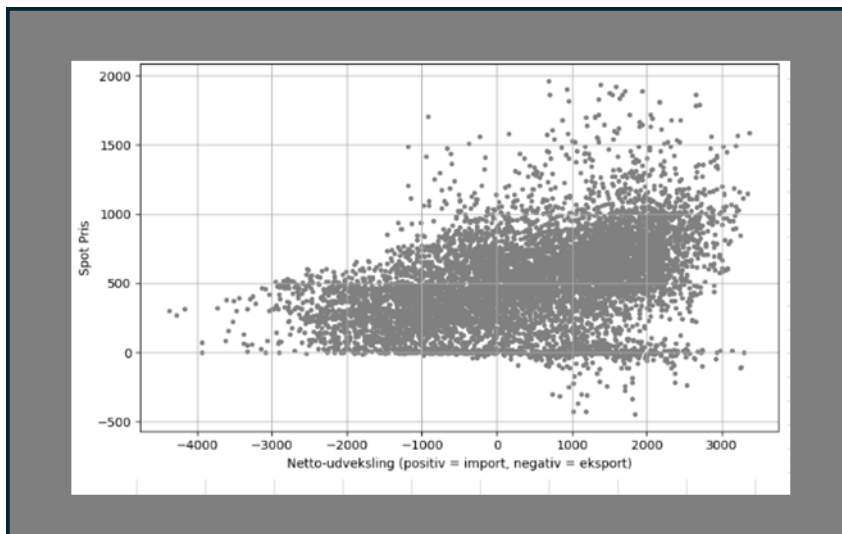
Da det danske studie blev gennemført, var forventningerne til prisen på at etablere havmøller betydelig lavere end i den nuværende udgave af teknologikataloget [Ref. 14]. I vores analyse bruger vi de seneste fremskrivninger.

Der er stor forskel mellem de variable omkostninger til atomkraft i det danske og norske studie. I det danske studie sættes prisen til 15 €/MWh. Nordmændene regner med 1,5 – 3 €/MWh. I den reference, nordmændene bruger, er det anført, at driftsomkostningerne ikke inkluderer alle driftsomkostninger. I det danske studie er der en reference til et MIT-studie hvor driftsomkostningerne er omkring 8 €/MWh [Ref. 8].

I vores studie bruger vi de 8 €/MWh.

EnergyPlan ville være velegnet til at løse problemstillingen omkring atomkraft i et dansk elsystem, hvor vi ikke vil være afhængig af andre. Når man inkluderer eksport/import uden at prissætte forskellen mellem markedspriser ved eksport og import, skaber man et forkert billede. Når der er overskud af sol og vind eksporterer vi, og da elprisen typisk lav. Når der er underskud, importerer vi, og i de tilfælde er elprisen typisk høj. Det koster derfor noget at bruge omverdenen som lager. Denne omkostning indgår ikke i det danske studie.

Vi har beregnet sammenhænge mellem elpriser i Danmark og eksport/import for Danmark i 2024. Resultatet er vist i Figur 4.



Figur 4. Sammenhænge mellem eksport/import og markedspriser

Det fremgår af figuren, at markedspriserne er betydelig højere ved import end ved eksport. Gennemsnitsprisen når det importeres er 328 kr./MWh. Gennemsnitsprisen ved eksport er 680 kr./MWh.

Det koster derfor noget at bruge udlandsforbindelserne som lager. Denne omkostning mangler i det danske studie, og det favoriserer sol og vind.

Analyse med Power Market Simulator modellen

Indledning

Power Market Simulator modellen [Ref. 9] er udviklet af Strategirummet over en periode på 10 år, hvor Insero og Syddansk Universitet har deltaget i forskellige deludviklinger.

I nærværende analyse bruger vi PMS til at beregne det forventede overskud for et dansk atomkraftværk i perioden 2040 – 50.

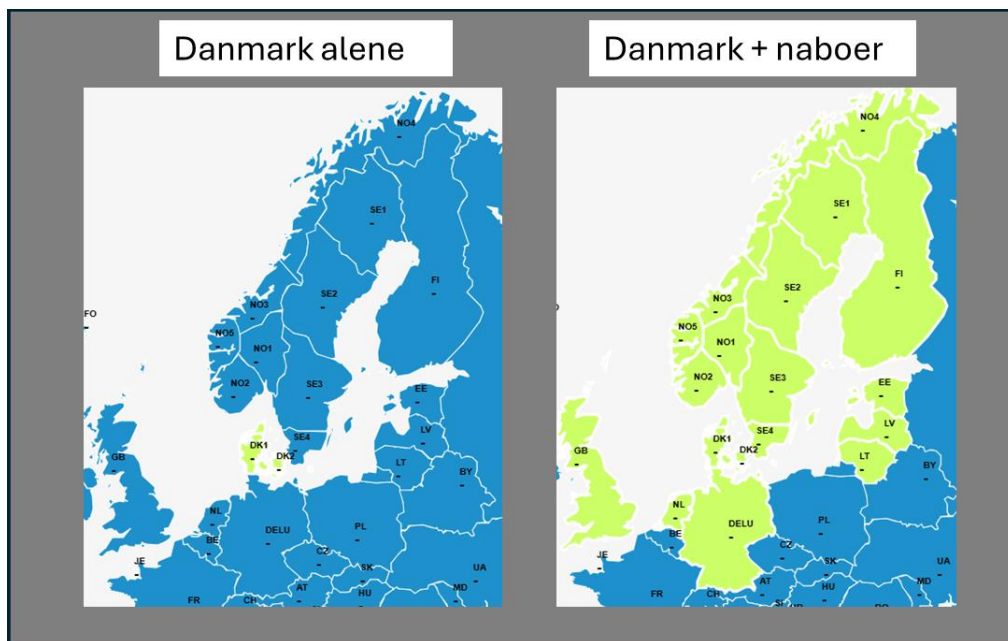
Dette overskud sammenligner vi herefter med, hvor stor en investering i et atomkraftværk, overskuddet kan forrente og afdrage.

I modsætning til de to andre studier tager vi udgangspunkt i den fremskrivning, der fremgår af Analyseforudsætningerne 2025.

Beregningseksempler med atomkraft i Danmark

Vi analyserer to situationer:

- En situation hvor Danmark udbygger elsystemet, så vi kan klare os alene uden udveksling af el med nabosystemerne. Hvordan bliver økonomien i atomkraft i dette tilfælde?
- En situation hvor vi markeds-mæssigt samspiller med nabosystemerne. Hvordan bliver økonomien i atomkraft i dette tilfælde?



Figur 5. De to områder, der regnes på i nærværende analyse

Den første situation ligner det danske studie med EnergyPlan bortset fra, at vi har fjernet udlandsforbindelserne. Det andet studie ligner PyPSA-Eur-analysen bortset fra at vi regner på perioden 2025 – 50, og ikke blot et enkelt år, og at vi bruger den officielle fremskrivning af det danske elsystem fra AF25 [Ref. 4]

Power Market Simulator modellen til løsning af opgaven

Vi bruger Scenario-udgaven af PMS til analysen. PMS-scenarier kan analysere udviklingen af elsystemet frem i tiden. Modellen skrotter løbende eksisterende anlæg, der overskrider deres levetid, og bygger nye elproduktionsanlæg, der er økonomisk at etablere [Ref. 9]. Brugeren kan også manuelt etablere både produktions- og fleksible forbrugsanlæg.

Brugerne kan blandt eksisterende og nye anlæg vælge, hvilke anlæg man ønsker at beregne dækningsbidrag og fuldlasttimer for. Ejere af produktions- og fleksible forbrugsanlæg kan derfor bruge PMS-Scenario til (på basis af data i AF25) at få et kvalificeret estimat til brug i deres budgetter, og investorer i nye anlæg kan bruge modellen til at beregne forventet fremtidig indtjening. Hvis man ønsker hjælp til det, skal man blot henvende sig til Strategirummet.

Ud fra vores kendskab til energisystemmodeller er PMS den eneste model, hvor brugerne kan beregne fremtidige dækningsbidrag for individuelle anlæg.

PMS-Scenario's stærke sider mht. opgaven er:

- Modellen er veldokumenteret og lettilgængelig
- Modellen rummer danske data svarende til Energistyrelsens Analyseforudsætningerne til Energinet
- Modellen dækker produktionsmæssigt hele verden, og bruger opdaterede forbrugs- og transmissionsdata for Europa

- Modellen etablerer selv nye anlæg i beregningsperioden, baseret på teknologiernes indtjening på elmarkedet sammenlignet med investerings- og driftsomkostningerne

PMS-Scenario 's svage sider mht. opgaven:

- Modellen bruger varighedskurver, og regner derfor ikke kronologisk. Modellen har derfor vanskelig ved at optimere ellagring.
- Modellen indregner fjernvarmen via timeprofiler for kraftvarmeproduktion, og kan derfor ikke regne med varmelagre

Datagrundlag

Data hentes fra følgende kilder

- Udvikling af elforbrug i Danmark er baseret på Analyseforudsætningerne 2025 [Ref. 5]. AF25-udbygningen med PtX-anlæg, varmepumper og elkedler er indlæst som en del af datagrundlaget til PMS.
- Udvikling af elforbrug i andre budzoner er baseret på historiske maksimale forbrug fra ENTSOe [Ref. 10] + en stigningstakt på 1 % per år. Timeprofiler for elforbrug i de forskellige budzoner er hentet fra ENTSOe [Ref. 10]. Udviklingen med udenlandske PtX-anlæg indgår i beregningen baseret på de data, Strategirummet har købt fra Enerdata [Ref. 11]. Strategirummet planlægger at indlæse elforbrug, PtX-anlæg, mv. baseret på ENTSOe-scenarier [Ref. 12] i forbindelse med fremtidige analyser
- Data for eksisterende elproduktionsanlæg i Danmark er hentet fra Energistyrelsens producenttælling [Ref. 13]. Data for elproduktionsanlæg uden for Danmark er købt hos Enerdata [Ref. 11]. Anlæggenes virkningsgrader og driftsomkostninger er beregnet på basis af data i teknologikataloget [Ref. 14] samt udviklingen i disse data over tid. Ældre anlæg har derfor lavere virkningsgrad og højere driftsomkostninger end nyere anlæg
- Timeprofiler for produktion på solceller, havmøller, landmøller og run-of-river-vandkraft i de forskellige budzoner er hentet fra ENTSOe [Ref. 10]. Klimaåret er 2021
- Data for transmissionsforbindelser er hentet fra ENTSOe [Ref. 10]
- Brændselspriser og priser for CO₂-kvoter er hentet fra AF25 [Ref. 5]
- Data for atomkraftværker er hentet fra MIT-rapporten [Ref. 8] (Franske anlæg)
- Kalkulationsrenten er 4 %

Vi antager, at PtX-anlæggene køber el til maksimalt 300 kr./MWh. Varmebehovet følger en timeprofil, og varmepumperne køber el til maksimalt 1.800 kr./MWh. Elkedlerne tænder, når prisen er under 150 kr./MWh. Batterierne oplader når prisen er under 250 kr./MWh og aflader, når prisen er over 290 kr./MWh. Modellen sikrer, at der på årsbasis er balance mellem opladning og afladning.

Vi har begrænset udbygningen med landvindmøller til 7.100 MW i DK1 og 1.000 MW i DK2.

Ovenstående data ligger som default i PMS. Så når man bruger modellen, skal man ikke selv til at indlæse de pågældende data; men man kan selv ændre dem. Det eneste, man selv skal ændre i modellen, er den procentvise stigning i det ikke-regulerbare elforbrug. Det er default sat til 1 % og i AF25 er den 3 % i DK1 og 2 % i DK2

Resultater

I beregningerne har vi manuelt indlæst kapaciteterne for de fleksible elforbrugsanlæg (PtX, varmepumper, elkedler og batterier) som de fremgår af AF25. Modellen optimerer selv udbygningen med elproduktionsanlæg.

Beregning på Danmark alene

Sammenligning mellem PMS-udbygning af kapacitet i DK1 og DK2 og udbygningen i AF25 [Ref. 5] er vist i følgende tabel:

Kapacitet i MW	DK1		DK2	
År 2050	AF25	PMS	AF25	PMS
Havmøller	9.616	3.289	4.764	1.754
Landmøller	6.514	7.100	609	1.000
Solceller	24.133	25.952	11.232	15.819
Termiske anlæg	775	3.899	1.557	456

Tabel 1. Sammenligning mellem udbygning af produktionsanlæg i AF25 og i PMS i "Danmark-alene"

Tabellen viser, at der etableres betydeligt mindre havmøllekapacitet i PMS-beregningen end i AF25. Udbygningen havmøller i AF25 er lagt eksogent ind baseret på et målopfyldelsesscenarie for Danmark. I PMS er udbygningen et resultat af optimeringen, og vi anvender de høje etableringsomkostninger, der fremgår af den seneste udgave af teknologikataloget [Ref. 14].

Tabellen viser også at der udbygges med mere termisk kapacitet i PMS, og at den primært placeres i DK1.

I AF25 bruges udlandsforbindelserne til at skabe balance. I "Danmark alene" er der ingen udlandsforbindelser, og der skal derfor etableres regulerbar kapacitet til at dække situationer hvor vindmøllerne og solcellerne ikke producerer tilstrækkeligt til at dække forbruget.

Hvis man ikke er tilfreds med den udbygning, PMS når frem til, kan man indlæse den udbygningsplan, man selv tror på.

Beregningsresultatet viser:

Det etablerede atomkraftværk indtjener i perioden 2040 – 2050: 37.292.244.607 kr.

Indtjeningen per MW og per år er: 3.729.224 kr.

Når de faste driftsomkostninger fratrækkes, er overskuddet: 2.604.224 kr.

Med en rente på 4 % kan overskuddet maksimalt finansiere en investering på: 52 mio. kr./MW

Beregning på Danmark + naboer

Sammenligning mellem PMS-udbygning af kapacitet i DK1 og DK2 og udbygningen i AF25 [Ref. 5] er vist i Tabel 5.

Kapacitet i MW	DK1		DK2	
År 2050	AF25	PMS	AF25	PMS
Havmøller	9.616	1.800	4.764	1.754

Landmøller	6.514	7.100	609	1.000
Solceller	24.133	44.426	11.232	28.685
Termiske anlæg	775	3.858	1.557	239

Tabel 5. Sammenligning mellem udbygning af produktionsanlæg i AF25 og i PMS i "Danmark + naboer"

Tabellen viser, at der på samme måde som i "Danmark-alene"-analysen udbygges med mindre havmølle effekt og mere termisk effekt i PMS end i AF25. Udbygningen med solceller stiger kraftigt i den situation, hvor vi er sammenkoblet med nabosystemerne. Hvis stigningen i solcellekapaciteten er urealistisk, kan man i modellen indsætte en grænse for udbygningen.

Vi har gentaget beregningen, hvor vi har begrænset udbygningen med solceller til de værdier, der fremgår af AF25. Det øger kun indtjeningen på atomkraftværket med 33.000 kr./MW/år.

Beregningsresultatet viser:

Det etablerede atomkraftværket indtjener i perioden 2040 – 2050: 23.430.899.563 kr.

Indtjeningen per MW og per år er: 2.343.089 kr.

Når de faste driftsomkostninger fratrækkes, er overskuddet per MW per år: 1.218.089 kr.

Med en rente på 4 % kan overskuddet maksimalt finansiere en investering på: 24 mio. kr./MW

Vi har med PMS-Scenario gentaget den analyse, som de danske forskere lavede med PyPSA-Eur modellen [Ref. 15], hvor de halverede etableringsomkostningerne til atomkraftværker, for at undersøge, hvordan det påvirker udbygningen med atomkraftværker i Danmark. I PyPSA-Eur analysen blev der ikke udbygget med atomkraft i Danmark selvom investeringsomkostningerne blev halveret. I vores analyse udbygges der med ca. 3.000 MW atomkraft i 2045 i DK1, når investeringsomkostningerne halveres.

Vi når derfor ikke frem til samme konklusion som i det danske studie med PyPSA-Eur-modellen, at det under alle omstændigheder ikke er en god ide at etablere atomkraft i Danmark.

Diskussion

Den store økonomiske usikkerhed omkring etablering af atomkraft i Danmark handler primært om etableringsprisen for et atomkraftværk. Ifølge det norske studie er usikkerhedsintervallet: 30 – 75 mio. kr./MW. Det danske studie regner med en investeringsomkostning på: 48 mio. kr./MW.

Vi forholder os ikke til, hvor vi tror, investeringsomkostningen ligger i intervallet. Vi regner baglæns og finder, på basis af det driftsoverskud anlægget kan opnå, hvor meget investorerne kan investere i et atomkraftværk per MW.

Vores analyse viser, at man maksimalt kan investere 24 mio. kr./MW i et atomkraftværk, når vi regner på Danmark + nabosystemer. Den maksimale investering kan øges til 52 mio. kr./MW, hvis vi alene regner på et lukket dansk elsystem.

Hvis vi antager at investeringsomkostningerne for atomkraftværket er 48 mio. kr./MW (som i det danske studie), og det årlige driftsoverskud bliver 1.218.000 kr./MW (som vi vores analyse med forbindelser til udlandet), bliver atomkraftværkets underskud ca. 1,2 mia. kr./år. Det er væsentlig lavere end resultatet af det danske studie, hvor tabet er opgjort til mellem 2 og 2,5 mia. kr./år.

Noget af differencen skyldes forskellige antagelser vedr. variable driftsomkostninger for et atomkraftværk. I det danske studie er omkostningerne 15 €/MWh. Vi antager at omkostningen er 8 €/MWh. Med ca. 7.000 timers fuldlast og en kurs på 7,5 kr./ € bliver forskellen ca. 400 mio. kr./år.

Vi har i vores analyse ikke medtaget eventuelle indtægter ved salg af systemydelser. Indtægterne fra et sådant salg vil reducere underskuddet på de ca. 1,2 mia. kr./år.

Med hensyn til deponering af radioaktivt affald er problemet mere politisk end økonomisk. Forskellige eksterne analyser viser, at det ikke koster meget per MWh elproduktion at deponere affald, hvis man kan få lov til det.

Når det danske studie lykkes med at opnå en udnyttelsesgrad på 50 – 60 % på elektrolyseanlægget uden termiske grundlastanlæg er det fordi de bruger udlandsforbindelserne som et gratis ellager.

Konklusion

Med den meget omfattende udbygning med PtX-anlæg, der er forudsat i AF25, er der plads til en betydelig grundlastkapacitet af elproduktionsanlæg. For at der kan skabes økonomi i at producere brint på elektrolyseanlæg skal de have en høj udnyttelsesfaktor (jævnfør investeringsomkostningerne i Teknologikataloget [Ref. 16]). Det opnår de ikke, hvis elektrolyseanlæggene alene skal producere når vinden blæser og solen skinner. PtX-anlæggene spiller derfor godt sammen med atomkraftværker eller VE-anlæg med batterier.

Vores analyse viser, at hvis Danmark vil gøre sig uafhængig af andre lande, skal der etableres grundlastanlæg sammen med udbygningen med sol og vindkraft. I dette tilfælde er atomkraft økonomisk set en god løsning.

Hvis Danmark fortsat vil udveksle el med vores naboer på markedsvilkår, er atomkraft kun en attraktiv løsning, hvis anlægsprisen reduceres i forhold til de nuværende forventede omkostninger.

Hvis man vil blive klogere på, om det økonomisk set er en god ide at etablere atomkraft i Danmark, skal man fokusere på at indsnævre usikkerhedsintervallet omkring investeringsomkostningerne.

En anden problemstilling, man bør interessere sig for, er, hvordan man etablere et elsystem, der passer godt sammen med PtX-anlæg og datacentre. PtX-anlæggene skal have en høj udnyttelsesfaktor, og de skal undgå at være prissættende i en stor del af tiden. Denne problemstilling vil være emnet for vores næste analyse i Strategirummets analysegruppe. Vi vil bruge EnergyPro til denne analyse, idet vi anser den for at være mest velegnet til denne type problemstilling. Vi hører gerne fra andre, der har lavet en tilsvarende analyse.

Vi har ikke - som i det norske studie - regnet med forskellige klima-år. På nuværende tidspunkt kan PMS kun hente data fra én database. Vi arbejder på, at brugerne kan oprette deres egne databaser, og at man, når man starter PMS, kan vælge, hvilken database man vil bruge. Denne tilføjelse til modellen forventes at være tilgængelig foråret 2026. Når det er tilfældet, vil vi gentage beregningerne med forskellige klima-år.

Referencer

1. "The total costs of energy transitions with and without nuclear energy" Kamilla Aarflot Moen, Martin Hjelmeland, Jonas Kristiansen Nøland. Applied Energy Volume 402, Part A, 15 December 2025, 126888 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261925016186>
2. "Commission opens in-depth State aid investigation into Polish support for nuclear power plant" https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_6437
3. "Fakta om Atomkraft i Danmark - Version 2". 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 https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/534311584/Fakta_om_atomkraft_V2_FINAL.pdf
4. "IDAs Klimasvar 2045"
5. "Analyseforudsætning til Energinet 2025 (AF25)" Energistyrelsen <https://ens.dk/analyser-og-statistik/analyseforudsætninger-til-energinet>
6. "Ingeniøren". Nr. 47. Den 21. november 2025
7. "Outdated calculations of electricity production costs". Paul-Frederik Bach. http://www.pfbach.dk/firma_pfb/references/pfb_outdated_calculations_of_electricity_production_costs_2025-05-24.pdf
8. "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World". MIT Energy Initiative. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf>
9. "Power Market Simulator model" Flemming Nissen, Strategirummet. <https://www.strategirummet.dk/markedssimulator/forside-pms/>
10. "Transparency platform". ENTSOe. <https://transparency.entsoe.eu/>
11. "Power Plant Tracker". Enerdata". <https://www.enerdata.net/research/power-plant-database.html>
12. "TYNDP Scenarios". ENTSOe og ENTSG. <https://www.entsos-tyndp-scenarios.eu/>
13. "Energiproducenttællingen for 2024". Energistyrelsen. <https://ens.dk/analyser-og-statistik/data-oversigt-over-energisektoren>
14. "Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme" Energistyrelsen. <https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikatalog-produktion-af-el-og-fjernvarme>
15. "PyPSA-Eur-Sec: A Sector-Coupled Open Optimisation Model of the European Energy System". <https://pypsa-eur-sec.readthedocs.io/en/latest/>
16. "Teknologikatalog for fornybare brændstoffer". <https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikatalog-fornybare-braendstoffer>