

Udfordringer ved omstillingen af dansk elforsyning

Konklusioner

Produktionskapacitet skal mangedobles til 2050

Danmark skal være klimaneutral fra 2045. Dansk elforsyning skal bidrage ved at forsyne ikke kun traditionelle elforbrugere, men også store dele af transportbranchen, med energi fra vind- og solkraft.

For elforsyningen fremgår målet frem mod 2050 af Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet 2024" (AF24). I runde tal skal der i 2050 leveres fire gange så meget el som i 2025, men da vind- og solkraft har en lavere kapacitetsfaktor end traditionelle styrbare kraftværker, skal den installerede produktionskapacitet forøges endnu mere. Det kræver tilsvarende store forstærkninger af transmissions- og distributionsanlæg for el.

Grænser for vækst?

Allerede nu er udbygningen af infrastruktur forsinket, mens elmarkedet reagerer med volatile priser, som får investorer i nye vind- og solanlæg til at holde sig tilbage. Planerne har tilsyneladende ikke forudset disse virkninger, hverken på anlægssiden eller i elmarkedet.

Energinet¹ har indsigten i elmarkedet og netudbygningen. Det foreslås derfor, at Energinet får en mere central rolle i den løbende planlægning.

Nødvendigt at erkende barrierer for udbygning

Danske myndigheder vil helst fremlægge gode nyheder, mens mindre gode nyheder nedtones eller holdes tilbage. Dette røgslør er med til at give offentligheden et misvisende billede af energiforsyningens udfordringer og muligheder.

Tendenserne i Europas elmarkeder skal med i planlægningen

Dette notats analyser af data fra elmarkedet siden 2010 viser tendenser, som tyder på voksende volatilitet i spotmarkederne. Der savnes en kyndig vurdering af, om elmarkedets aktuelle tendenser er varige eller forbigående.

Forbud mod kernekraft blokerer for analyser

I 1985 vedtog Folketinget, at der ikke må indgå kernekraft i planlægningen af dansk elforsyning. Virkningen heraf er, at den driftsmæssige synergi mellem kernekraft og fluktuerende produktion så vidt vides aldrig er analyseret. Det er blevet en fremherskende opfattelse, at det ikke er muligt at give kernekraftværker tilstrækkelig udnyttelse i et system med en stor andel af vind- og solenergi. Dette notat vil vise, at denne tese ikke er korrekt. Det er heller ikke korrekt, at gasturbiner vil kunne effektivisere driften lige så godt som kernekraftværker.

Elforsyningens tekniske og økonomiske robusthed skal kortlægges

Manglende fleksible ressourcer gør dansk elforsyning sårbar, specielt under kriser. Det anbefales, at scenarieteknik anvendes til kortlægning af sårbarhederne og til støtte af eventuelle beslutninger om nye beredskaber.

Øget fleksibilitet kan gøre et vind- og solbaseret elsystem mere robust

Der bliver behov for mere fleksibilitet på produktionssiden end forudsat i AF24. Der kan opnås væsentlige forbedringer ved at tilføje mere styrbar produktion, f.eks. i form af kernekraft.

¹ Energinet er systemoperatør for transmission af el og gas i Danmark

Dårlige nyheder

Siden august 2024 har en række nyheder om tilbageslag i den grønne omstilling nået offentligheden:

- August 2024: "Energio i Nordsøen forsinkes med minimum tre år"
- December 2024: "Ingen bud på danske havvindmølleparker"
- Januar 2025: "Better Energy gik i rekonstruktion med et minus på 1,5 milliarder kroner"
- Januar 2025: "Regeringen sætter havvindmølleprojektet Energiø Bornholm på pause"
- Marts 2025: "Green Hydrogen Systems går i rekonstruktion". Konkurs i juni.
- Juni 2025: "Obton A/S kan trække banker ned i solcellekrise"

Better Energy og Obton er udviklere af solcelleparker. Green Hydrogen udviklede teknologi til elektrolyse.

I august 2024 sendte Energinet (dansk transmissionssystemoperatør) en mail til Klima-, energi- og forsyningsministeriet med følgende budskab: "98 af 174 udbygninger af Energinets elnet bliver forsinket". Indholdet blev ikke givet videre, hverken til offentligheden eller til de politiske beslutningstagere. I marts 2025 blev historien lagt frem af et dansk netmedie, og ministeren måtte beklage forsømmelsen.

Markeder for nye anlæg er under pres

Både danske indkøb af anlægskomponenter og dansk handel med el foregår i internationale markeder. Signalerne fra disse markeder kan være barrierer for virkeliggørelsen af de danske planer, men denne mulighed indgår tilsyneladende ikke i dansk energiplanlægning.

Anlægsaktiviteterne er voksende i flere lande. Det har skabt prisstigninger og længere leveringstider, som også Energinet dør med. Det rejser spørgsmålet, om de aktuelle planer er realistiske. Det er altid en fordel at kunne tilpasse anlægsprogrammet til markedets svingninger, men når det ikke er muligt, bør man "læse" markederne og lægge realistiske budgetter og tidsplaner.

Drastiske forandringer i elmarkedet siden 2018

Der har de seneste år været en voldsom vækst i tilslutningen af solceller. Det har påvirket markedspriserne for el, da solcellernes produktion foregår inden for et smalt tidsrum midt på dagen. Økonomiske vanskeligheder for store danske udviklere af solcelleanlæg tyder på, at man ikke har forudset de ændrede markedspriser.

Til illustration af betydningen af de ændrede priser vises i fig. 1 spotpriser for gennemsnitsdøgn i Vestdanmark for 2018 og 2024. Der er for hver af døgnets timer beregnet en gennemsnitspris for hele året.

Solcellerne har trykket priserne midt på dagen. Det betyder et økonomisk tab for sælgere af solcellernes produktion, hvis

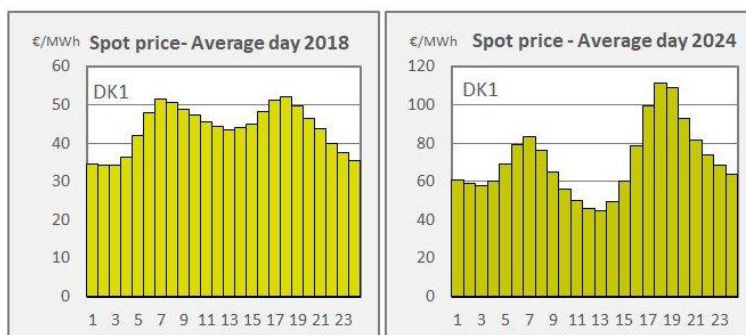


Fig. 1 – Vestdanmark - Spotpriser for gennemsnitsdøgn i 2018 og 2024. Prisniveauerne er forskellige på grund af gaskrisen i 2021/22.

man har budgetteret med en prisprofil som i 2018. På grund af gaskrisen i 2021/22 er det generelle prisniveau ændret siden 2018. Det er ikke vendt tilbage til niveauet før krisen.

Fig. 2 viser samme tendens i Tyskland, endda med lidt større spredning end i Danmark.

Solcellebranchen må sandsynligvis indstille sig på, at forandringen er blivende. Det kan blive nødvendigt at forsyne nye solcelleanlæg med batterier, så leveringerne kan flyttes til tidspunkter på døgnet, hvor priserne er højere end midt på dagen.

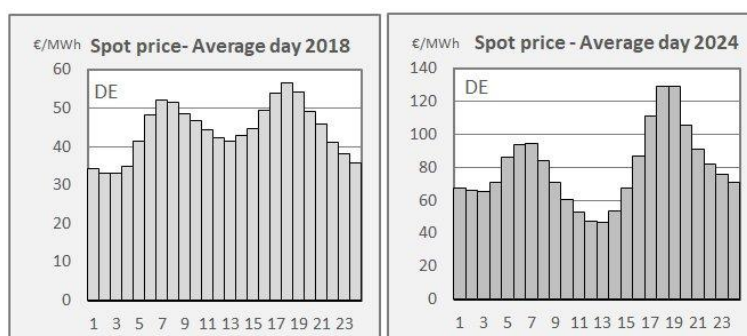


Fig. 2 - Tyskland - Spotpriser for gennemsnitsdøgn i 2018 og 2024

Bekymrende langsigtede tendenser i det danske elmarked

Handelsværdier for hovedgrupperne på det danske elmarked er kortlagt år for år siden 2010. Handelsværdier beregnes for hver time som spotpris gange mængde og normeret i forhold til handelsværdien af klassisk elforbrug², som hvert år sættes til 100 %.

For **styrbar produktion** (central og decentral) blev indtil 2018 reguleret op og ned med forbruget, hvorfor handelsværdien lå tæt på 100% (fig. 3). Da solenergien begyndte at påvirke priserne, blev produktionen nedreguleret, når prisen var lav. Det fik handelsværdierne til at **vokse** til omkring 120 % i 2024.

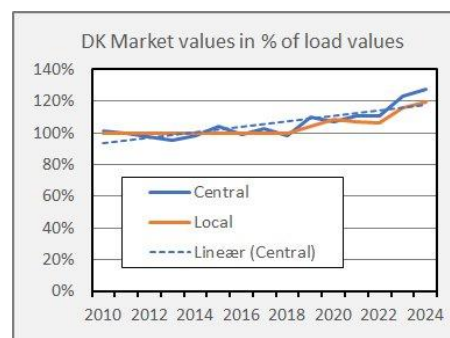


Fig. 3 - Voksende markedsværdi af styrbar produktion siden 2018

Vindenergi (på land og på havet) forekommer ujævnt gennem hele døgnet, altså uafhængigt af behovet. Handelsværdien har gennem årene svinget omkring 80 %, lidt højere for havenergi og lidt lavere for møller på land.

Timedata for produktionen af **solenergi** foreligger først fra 2014. Handelsværdien lå de første år omkring 100 %, men indledte **et kraftigt fald** i takt med spotpriserens fald midt på dagen. Stigningen i 2022 skyldes måske et lavere elforbrug på grund af Corona og gaskrise. I 2024 nåede værdien ned på 65,9 %. I Tyskland var handelsværdien for solenergi samme år 57,9 %.

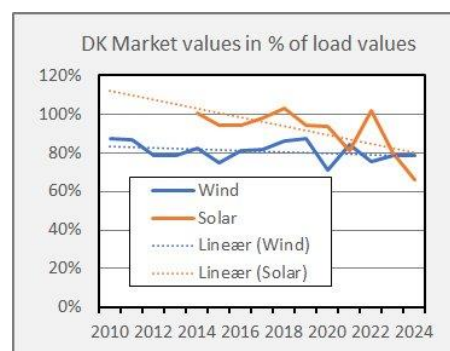


Fig. 4 - Store udsving i værdien af solenergi

² Klassisk elforbrug: AF24 skelner mellem klassisk elforbrug og nye forbrug, herunder individuelle varmepumper, store varmepumper, elkedler, datacentre, Power-to-X, CO2-fangst og transport

For handelsværdien af **udvekslinger med nabolandene** er tendenserne over de 15 år meget klare. Prisen for at importere strøm er vokset fra under 100 % til omkring 120 %, mens indtægten fra eksport er faldet til omkring 60 %. Det sker i takt med afviklingen af styrbar produktion i Danmark.

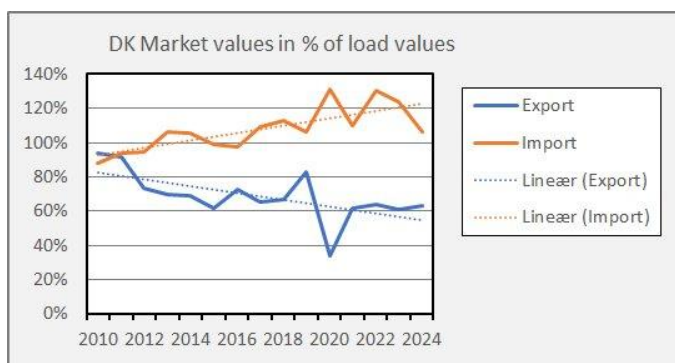


Fig. 5 - Eksportens værdi er kun halvdelen af prisen for import

Det er ingen naturlov, at man kan ekstrapolere disse tendenser ind i fremtiden, men der er ingen tegn på, at de grundlæggende årsager går væk. Derfor bør Danmark som minimum forberede sig på, at det bliver dyrere at importere, og at overskudsproduktion bliver værdiløs. Der mangler fleksibilitet i det danske elsystem.

Barrierer og problemer skal erkendes og forstås

De oprindelige tanker om en voksende andel af vind- og solenergi var baseret på en forestilling om, at den mistede fleksibilitet i produktionen kunne opvejes af fleksibilitet på efterspørgselssiden, drevet af prissignaler. Der har været tid nok til at udvikle denne fleksibilitet, men meget lidt er sket.

Det har altid været vigtigt at opretholde en passende balance mellem efterspørgsel, produktionskapacitet og transmission. Skævheder i denne balance betyder enten utilstrækkelig forsyning eller spild af penge. Den forcerede udbygning øger risikoen for sådanne skævheder.

Energiforskere har med avancerede simuleringsmodeller påvist, at den grønne omstilling er teknisk mulig helt frem til et klimaneutralt Danmark i 2045. Allerede i 2025 er det imidlertid tydeligt, at det ikke forløber efter planen. Udbygningen er stødt på barrierer, som ikke er repræsenteret i simuleringsmodellerne.

En væsentlig del af årsagen skal søges i et presset arbejdsmarked og i trængsel hos leverandører af anlægskomponenter. En anden del er usikkerhed hos investorer på grund af det høje udbygningstempo. Producenterne venter på efterspørgslen, og storforbrugerne er usikre på, om der er tilstrækkeligt med billig produktion, når de er klar til at gå i drift.

De politisk fastsatte mål står ikke til diskussion, men det kan ikke udelukkes, at der kan findes bedre veje til de nationale klimamål. Det kræver en erkendelse af barriererne, en optimering af planerne og en forståelse med de politiske beslutningstagere.

En sårbar elforsyning

Målsætninger for Danmarks elforsyning er primært opfyldelsen af klimamål og forsyningssikkerheden. Sidstnævnte vurderes ud fra de beregninger, som laves i den europæiske samarbejdsorganisation for systemoperatører, ENTSO-E, dvs. med normal international samkøring.

I forhold til denne beregning ser det ikke så dårligt ud (fig. 6), men i Danmark er elforsyningen mere sårbar end i andre lande på grund af vores lave andel af styrbar produktion. Danmark kan ikke opretholde normal elforsyning uden støtte fra andre lande, og i tilfælde af netsammenbrud kan systemet sandsynligvis ikke startes uden hjælp udefra.

Markedsanalyserne tyder på, at støtten fra nabolandene bliver dyrere med tiden, mens dansk overskudsproduktion bliver værdiløs.

Hertil kommer den sårbarhed, som skyldes de mange anlæg på havet. De er svære at forsvare og kan forholdsvis let sættes ud af spillet ved systematisk sabotage udført af en part med viden og ressourcer.

Man kan vælge at leve med disse sårbarheder, men det er vigtigt, at de dermed forbundne risici er kendt og forstået.

Analyseforudsætninger³ ser bort fra markedsforhold og netplanlægning

De årlige analyseforudsætninger blev til og med 2017 lavet af Energinet, men fra 2018 overtog Energistyrelsen opgaven.

Energistyrelsen skal konkretisere Danmarks målsætninger for el-infrastrukturen. Energistyrelsen forklarer, at Energinet på det grundlag bl.a. skal foretage de nødvendige markeds-, net- og forsyningssikkerhedsanalyser. Problemet ved denne arbejdsdeling er, at der tilsyneladende ikke er mulighed for tilbagekobling, hvis Energinets analyser påviser mangler eller uhensigtsmæssigheder i forudsætningerne.

Således har Energinet i sin offentlige kommunikation prøvet at vise, at den store andel af produktion med lav benyttelsestid betyder en flerdobling af den installerede produktionskapacitet og dermed en særdeles omfattende infrastrukturudbygning, som det vil blive svært at gennemføre inden for den givne tidsramme.

Den nærliggende løsning på dette problem er at give Energinet en mere central rolle i udarbejdelsen af analyseforudsætningerne, så både markedsanalyser og infrastrukturplanlægning kan blive en naturlig del af processen.

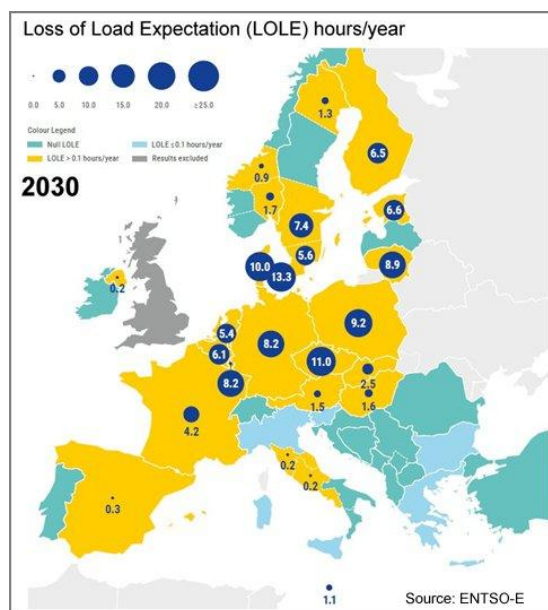


Fig. 6 - Beregnet risiko for effektunderskud

³ Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet 2024" (AF24)

AF24 består af et sammenfatningsnotat, et stort regneark og et antal baggrundsrapporter. Det er et omfattende materiale. Analyserne i denne artikel har ikke alle detaljer med, men skal ses som en fortolkning af AF24.

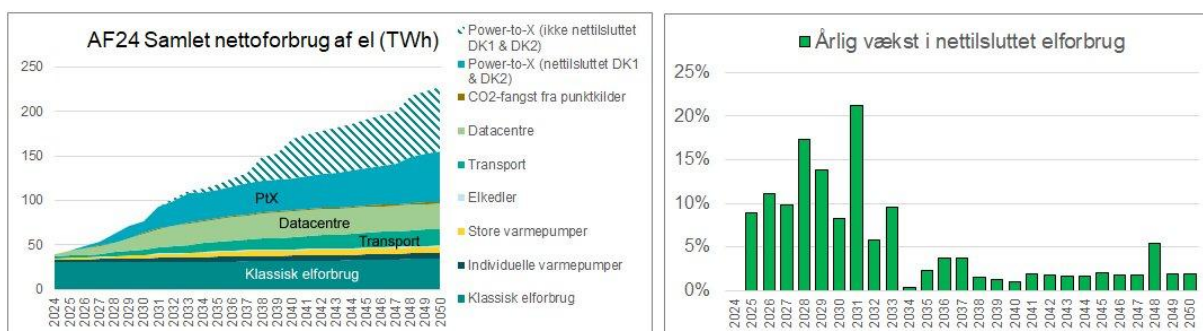


Fig. 7 – AF24: Datacentre bliver i 2050 den 3. største nettilsluttede gruppe af elforbrug

Dansk elforsyning fra stagnation til ekspansion

Efter en lang række år med stagnerende elforbrug skal Danmark fra 2025 ind i en fase af kraftig ekspansion af nettilsluttet elforbrug.

Elforbrugets sammensætning indtil 2050 tegner et billede af den forventede udvikling indtil 2050 (fig. 7). En årlig vækst på omkring 10 % for det nettilsluttede elforbrug gennem en år-række vil presse det danske arbejdsmarked og de internationale leverandørkæder.

Analyseforudsætningerne indeholder ingen samlet oversigt over installeret effekt og produceret energi, så her begynder fortolkningerne (fig. 8). Effektdiagrammet viser solcellerne som den største gruppe med 45 GW i 2050. Det er over halvdelen af den installerede effekt og en 10-dobling i forhold til niveauet i 2025. Det burde give stof til eftertanke, når man ser på, hvordan produktionen af solenergi forandrer den daglige prisprofil i elmarkedet. På energisiden er forholdet omvendt. Her er vindenergien over halvdelen af produktionen.

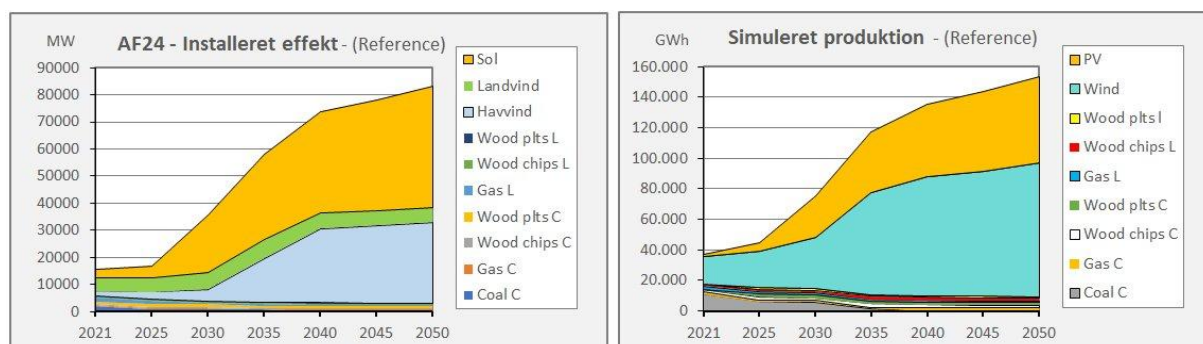


Fig. 8 - I forklaringerne står "L" for "lokal" (eller decentral) og "C" for "central". Kun nettilsluttede anlæg.

Fleksibelt elforbrug skal sikre god udnyttelse af ujævn produktion

I simuleringsmodellen indregnes som fleksibelt forbrug Power-to-X (PtX), elkedler og store varmepumper, hvoraf PtX i 2050 udgør over 80 % af det forventede forbrug på 68 TWh.

I simuleringer er der til en kapacitet på 23 GW leveret 63,3 TWh, altså lidt mindre end forventet i AF24.

2050	GW	TWh	Cap.fac.
PtX nettilsluttet	16,8	56,2	38,3%
Elkedler	4,8	4,6	10,9%
Store varmepumper	1,5	6,8	52,9%
	23,0	67,6	33,5%

Fig. 9 – AF24 - Flexibelt forbrug 2050

Kapacitetsfaktoren for hele gruppen bliver til 31,4 % i simuleringen, hvor AF24 har forudsat 33,6 %, heraf 38,3% for PtX, 10,9 % for elkedler og 52,9 % for store varmepumper.

Størrelsesordenen for kapacitetsfaktoren skal ses i forhold til et ikke-nettilsluttet elektrolyseanlæg med egen havmølle park, som kan forvente en kapacitetsfaktor på mellem 40 % og 45 %, varierende fra år til år.

Energibalancen for 2050 kan opstilles ud fra de simulerede resultater (fig. 10). Resultaterne bekræfter i det store og hele den forventede fordeling i fig. 8.

På fig. 10 genkendes det uændrede klassiske elforbrug på omkring 40 TWh. En del af det konstante forbrug er datacentre, som med 29 TWh i 2050 forventes at udgøre den 3.-største forbrugsgruppe efter PtX og klassisk elforbrug.

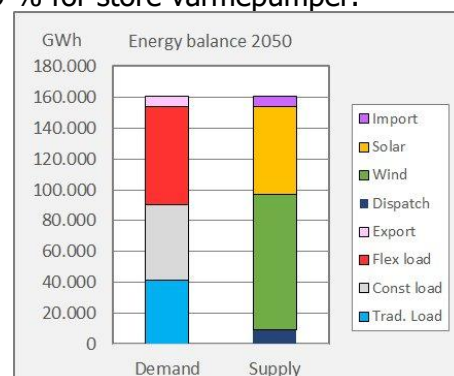


Fig. 10 - Simuleret energibalance 2050

Det simulerede overløb i 2050 er 7,2 TWh, som sandsynligvis vil være værdiløst. Det sker allerede i 2025, at produktion fra vindmøller og solceller bortkobles, når markedsprisen er nul eller negativ. Det vil i 2050 betyde lavere produktion og tilsvarende lavere eksport.

Importen på 7,0 TWh ligner på figuren en bagatel, men repræsenterer 2167 timer (næsten 1/4 af året) med effektmangel i Danmark og sandsynligvis også i nabolandene. Det betragtes som effektmangel, når klassisk og fast forbrug ikke kan dækkes med indenlandske ressourcer. Systemets sårbarhed, som kan konstateres allerede i 2025, bliver ikke mindre. Det vil især vise sig, hvis der kommer nye forskydninger i den følsomme balance mellem udbud og efterspørgsel, f.eks. på grund af forsinkede anlægsprojekter.

Mere styrbar produktion gavner selvforsyning og robusthed

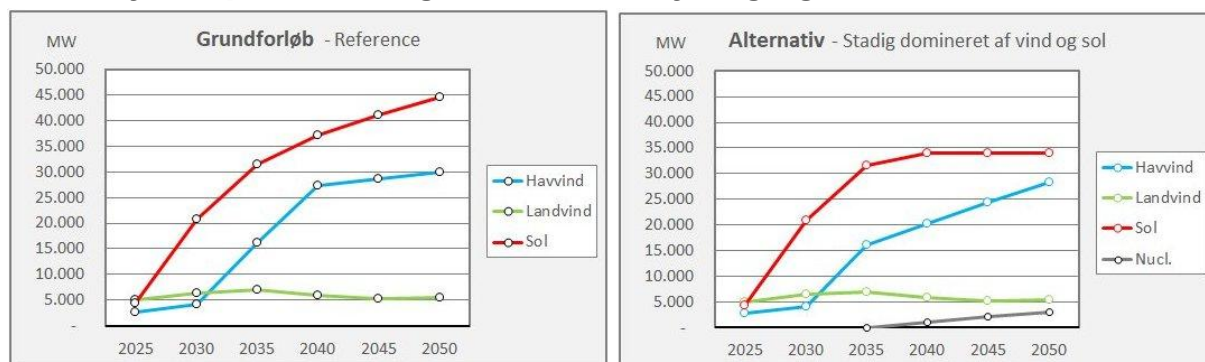


Fig. 11 - Kapacitet af vindkraft og solceller i AF24-grundforløb og i alternativ med kernekraft

Tesen om, at der i Danmark slet ikke er plads til kernekraft, testes i en alternativ simulering, hvor der tilføjes 1000 MW kernekraft i 2040, 2045 og 2050 (fig. 11). Samtidig er tilvæksten af solceller reduceret med 10,6 GW og tilvæksten af havvind med 1,6 GW, hvilket giver en samlet kapacitetsbesparelse på 9,2 GW. Herved nås nogenlunde samme dækning af det fleksible forbrug samtidigt med en formodet besparelse i infrastruktur.

Fig. 11 viser, at kapaciteten af landvind ventes at være nogenlunde konstant gennem hele perioden, og at kernekraften ikke fylder så meget i forhold til kapaciteten af vind- og solkraft.

De simulerede resultater for 2050 skal belyse forskellene mellem grundforløbet og alternativet.

Fig. 12 viser, at den styrbare produktion (dispatch) er øget på grund af kernekraften, samt at både elmangel (shortage) og eloverløb (overflow) er reduceret mærkbart.

De 3000 MW kernekraft har leveret 21.070 GWh, hvilket giver en kapacitetsfaktor på 80,2 % (fig. 13)

Produktionen fra vind og sol er 144.435 GWh i grundforløbet og 126.914 GWh i alternativet. Forskellen på 17.521 er overtaget af kernekraften. Resten er opnået ved reduceret brug af træflis og naturgas.

Kunne gasturbiner løse samme opgave?

Kernekraften passer fint ind i dette eksempel, men det hævdes ofte, at det kunne gøres bedre og billigere med gasturbiner. Det gælder bl.a. i Klimarådets rapport om elforsyning⁴.

Gasturbiner har en langt højere variabel omkostning end kernekraftværker. Derfor har de en hel anden rolle i driften. Ved traditionel lastfordeling rangordnes enhederne efter marginale omkostninger. En udbudskurve i et elmarked vil normalt afspejle enhedernes marginale omkostninger. Udbudskurven danner sammen med en efterspørgselskurve et priskryds, som bestemmer den aktuelle markedspris.

I et simuleringsprogram på timebasis sker en driftsoptimering på samme måde med sigte på at opnå de lavest mulige driftsomkostninger. Det betyder, at en times markedspris bestemmes af et trin på udbudskurven eller på efterspørgselskurven.

Det kan være interessant at studere, hvor mange timer prisen bestemmes af de enkelte enheder (price setting hours). Det opgøres derfor som et resultat af simuleringen (fig. 14).

Tyngden af fluktuerende kraft og fleksibelt forbrug gør de to beregnede eksempler atypiske. Kernekraften er sat ind med en marginalpris på 24 €/MWh. Den har ikke på noget tidspunkt været bestemmende for markedsprisen. Det har derimod det fleksible forbrug i 5984 timer (ca. 70 % af året). Her er prisen sat til 42 €/MWh, hvilket giver kernekraften mulighed for produktion op til de grænser, som sættes af behov for eftersyn og reparation.

		Grundforløb	Alternativ
System		2050	2050
Dispatch	GWh	9.466	25.798
Shortage	Import		
	GWh	6.980	2.918
	hours	2.167	1.377
Overflow	Export		
	GWh	7.198	1.936
	hours	894	403

Fig. 12 – Reduceret elmangel og overløb

	CO2	Capacity factor	
		Grundforløb	Alternativ
	kg/MWh	2050	2050
Gas C	237,6	22,2%	15,3%
Wood chips C	0,0	80,0%	21,3%
Wood plts C	0,0	24,5%	17,9%
Gas L	288,5	20,3%	13,2%
Wood chips L	0,0	80,0%	20,6%
Wood plts L	0,0	35,6%	19,6%
Nuclear	0,0	0,0%	80,2%

Fig. 13 – Fuld udnyttelse af kernekraft

	Marg.cost	2050	Price setting	2050
Gas C	€/MWh	85,87	Hours	323
Wood chips C	€/MWh	55,97	Hours	79
Wood plts C	€/MWh	73,95	Hours	265
Gas L	€/MWh	114,53	Hours	132
Wood chips L	€/MWh	56,77	Hours	91
Wood plts L	€/MWh	73,65	Hours	106
Nuclear	€/MWh	24,00	Hours	0
Flex load	€/MWh	42,00	Hours	5984
Shortage			Hours	1377
Overflow			Hours	403

Fig. 14 - Prisbestemmende timer for alternativ med kernekraft

⁴ Sikker elforsyning med sol og vind - Klimarådet - Maj 2023

En gasturbine ville have en langt højere marginalpris end nogen anden enhed på listen. Heri ville også indgå en CO₂-udgift. Derfor vil gasturbinen ikke blive brugt til forsyning af det fleksible forbrug. Den gavnlige virkning af 3000 MW gasturbiner ville være at dække effektmangel i samme omfang som kernekraften, men med en større CO₂-emission. Gasturbinen ville derimod ikke kunne erstatte de 1,6 GW havvind og 9,2 GW solceller.

Man kan sammenligne de beregnede resultater for 2050 fra de tre simuleringer (fig. 15). I grundforløbet er den samlede installerede effekt syvdoblet fra 2025 til 2050. Denne store udfordring for netudbygningen kan lettes ved at erstatte den sidste del af udbygningen med kernekraft. Til gengæld vil gasturbineløsningen medføre større installeret effekt end i grundforløbet og dermed endnu større netbehov.

2050		Grundforløb	Kernekraft	Gasturbiner
Installeret				
Havvind	GW	29,9	28,3	29,9
Landvind	GW	5,5	5,5	5,5
Solceller	GW	44,7	34,1	44,7
Kernekraft	GW	0,0	3,0	0,0
Gasturbiner	GW	0,0	0,0	3,0
Andet	GW	3,2	3,2	3,2
Total	GW	83,3	74,1	86,3
Produktion				
Havvind	TWh	73,9	70,0	73,9
Landvind	TWh	13,5	13,5	13,5
Solceller	TWh	57,0	43,4	57,0
Kernekraft	TWh	0,0	21,1	0,0
Gasturbiner	TWh	0,0	0,0	4,2
Andet	TWh	9,5	4,7	9,5
Total	TWh	153,9	152,7	158,1
Ubalancer				
Elmangel	TWh	7,0	2,9	2,9
Overløb	TWh	7,2	1,9	7,2

Fig. 15 - Resultater fra simuleringer for 2050

Den samlede produktion er mindst i kernekraftløsningen, fordi den uønskede produktion (el-overløb) er mindst.

En enklere metode

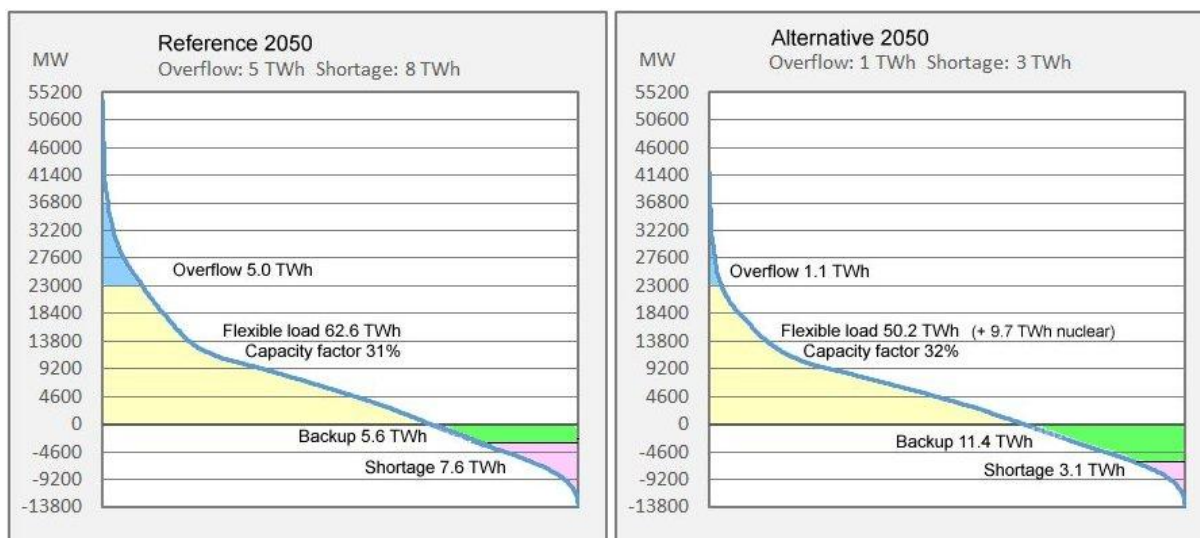


Fig. 16 - Varighedskurver for timeværdier af fluktuerende produktion minus prioriteret forbrug

For hver time i året beregnes vejrafhængig produktion minus det prioriterede forbrug. Resultatet er det overskud, som er til rådighed til fleksibelt forbrug. Resultaterne for de 8760 timer udgør en talrække, som efter sortering fra den største til den mindste udgør det, man kalder en varighedskurve (fig. 16).

I eksemplerne er det fleksible forbrug på op til 23 GW. Det gule areal op til 23 GW udgør den energi, som leveres til fleksibelt forbrug. Det blå areal over 23 GW udgør overløbet, som skal eksporteres eller afbrydes.

Under akse ligger det prioriterede forbrug, som skal dækkes. Til det formål er der i grundforløbet 3,2 GW til rådighed og i alternativet 6,2 GW. Det røde areal udgør den mangel, som skal importeres eller afbrydes.

Når man har vænnet sig til denne fremstilling, ser man den følsomme balance, hvor en forskydning på grund af en forsinkelse på anlægsområdet skubber kurven op eller ned og ændrer årets over- og underskud af energi tilsvarende.

Simuleringsmodellen er på enkelte områder mere detaljeret, f.eks. med repræsentation af batterier. Derfor er der mindre forskelle mellem resultaterne af de to metoder.

Scenarieanalyser kan afsløre elforsynings sårbarheder

Det er vigtigt at være forberedt på at drive elforsyningen under forhold, som ligger uden for de stokastiske variationer, som indgår i de beskrevne beregninger. Til dette formål anvendes scenarieteknik.

En simulering for et elsystem omfatter sædvanligvis en årrække og belyser en jævn udvikling fra det første år til det sidste. På den måde kan man belyse visse egenskaber. Virkeligheden bliver ikke jævn. Det har den aldrig været. Der kan forekomme svingninger og i sjældnere tilfælde også diskontinuiteter. Der skal tages stilling til, med hvilke virkemidler man skal kunne håndtere de uventede afvigelser.

Metoden forudsætter, at man vælger et begrænset antal scenarier. Hvert scenarie skal udgøre en alvorlig udfordring. Det kan være en økonomisk krise med begrænsninger for international handel. Det kan være en energikrise, hvor alle lande først sørger for sig selv og derved indskrænker den gensidige støtte. Eller det kan være en international konflikt med krigshandlinger og sabotage. Scenarierne skal være så forskellige, at de ikke kan gradbøjes, for så bliver det til en følsomhedsanalyse.

Man kan kalde scenarier for fremtidens dårlige nyheder.

Metoden viser måske, at nogle scenarier rammer så hårdt, at man vælger at opstille en grad af beredskab for at mildne virkningerne. Permanente beredskaber koster penge. Derfor er det vigtigt, at beslutningstagerne deltager aktivt i processen.

Anbefalinger

Udelukkelsen af kernekraft fra planlægningen af fremtidens danske elforsyning har gjort løsningsrummet unødvendigt smalt.

- Forbuddene mod kernekraft i Danmark bør ophæves.
- Planlægningen bør omfatte et bredere spektrum af løsninger end hidtil for at sikre bedre valgmuligheder for de politiske beslutningstagere.
- Planlægningen bør baseres på en bredere ekspertise end hidtil, herunder også forståelse af internationale markeder og infrastrukturer, hvorfor Energinet bør indtage en central rolle. Hertil kommer behov for ekspertise og erfaring med alle relevante produktionsteknologier.

Ønskerne om at mangedoble dansk elforsyning på 25 år samtidigt med omlægningen til næsten 100 % vind- og solenergi kan støde på praktiske og kommercielle barrierer.

- Der bør informeres åbent og fyldestgørende om omstillingens forløb.

- Når vigtige delmål ikke opfyldes, bør planerne opdateres i en mere realistisk retning.

Omlægningen til mere vejrafhængig produktion vil ændre systemets egenskaber.

- Den mindre fleksibilitet vil forringe de kommercielle muligheder for danske elhandlere og dermed skabe større økonomisk usikkerhed for danske elforbrugere. Der bør opretholdes et passende minimum af indenlandsk fleksibilitet på både udbuds- og efterspørgselssiden.
- Sikkerhedsgrænserne i driften ændrer sig. De hidtidige grænser er baseret på årtiers indsamling af erfaringer fra hele verden. Denne indsamling bør intensiveres, så der altid kan holdes tilstrækkelige driftsreserver, også under de nye forhold.

Sårbarhed og beredskab har fået ny aktualitet.

- Det anbefales, at elforsyningens robusthed under ekstreme forhold testes med scenarieteknik, og at der som resultat heraf opstilles de beredskaber, som skønnes nødvendige.