



Analyseforudsætninger til Energinet 2025 – Solceller og landvind

Baggrundsnotat (høringsudgave)

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
24. september 2025

J nr.
2025 - 3657

IBMRS

Indholdsfortegnelse

Introduktion til solceller og landvind.....	2
Politiske målsætninger	2
Metode og antagelser generelt	3
Usikkerheder og følsomhedsberegninger	4
1. Solceller	4
1.1 Udvikling frem mod 2050.....	4
1.2 Sammenligning af AF25 med AF24	5
1.3 Metode og antagelser	7
1.4 Planlagt udvikling	11
2. Landvind.....	12
2.1 Udvikling frem mod 2050.....	12
2.2 Sammenligning af AF25 med AF24	13
2.3 Metode og antagelser	14
2.4 Planlagt udvikling	18
Bilag 1: Metode og antagelser for projektøkonomiske vurderinger	19
Omkostningselementer	20
Indtægtselementer	22
Resulterende udbygning	23

Dette baggrundsnotat er en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25). AF25 er et målopfyldelsesscenarie, hvilket vil sige, at AF25 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet, der direkte afspejles i AF25. Desuden specificeres konkrete virkemidler eller tiltag til at indfri de politiske målsætninger og ambitioner ikke.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

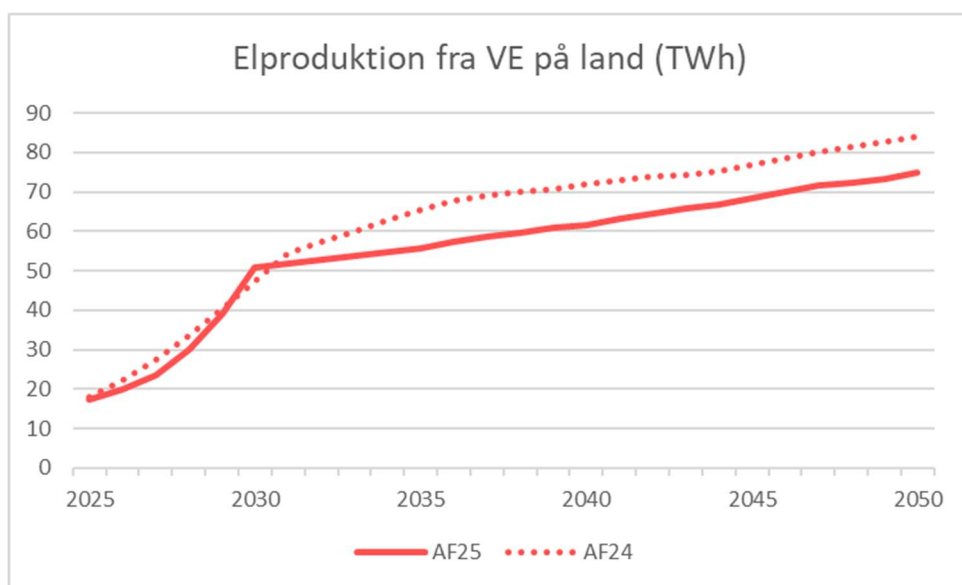
www.ens.dk



Introduktion til solceller og landvind

I forbindelse med flere politiske aftaler på området bliver solceller og landvind ofte behandlet samlet, som VE på land, og AF25 forløbene for solceller og landvind præsenteres derfor i samme baggrundsnotat. Systemteknisk er der dog flere forskelle mellem teknologierne, herunder forskellig produktionsprofil og udnyttelsesgrad af nettet. Forskellene medfører forskellige afregningspriser for teknologierne, hvilket påvirker deres rentabilitet.

Figuren herunder viser den samlede udvikling i elproduktion fra VE på land i hhv. AF25 og AF24. Elproduktionen er før evt. nedregulering.



Figur 1: Elproduktion fra VE på land i AF25 og AF24 (TWh).

Politiske målsætninger

Et flertal i Folketinget er med *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022* enige om at sikre rammevilkår, der kan muliggøre en firedobling af den samlede elproduktion fra VE på land frem mod 2030, svarende til en elproduktion på ca. 50 TWh. AF25 er derfor fastlagt som et forløb, der flugter med opfyldelsen af måltallet om en firedobling i 2030. Frem mod 2026 antages udbygningen at følge udbygningen i KF25¹. Fra 2027 antages en accelereret udbygning der leder til en samlet elproduktion fra VE på land før evt. nedregulering på ca. 50 TWh i 2030. Formålet med denne tilgang i AF er at sikre, at Energinets forberedelse af elsystemet fortsat muliggør opfyldelsen af målsætningen.

¹ Tilpasset ift. nyeste oplysninger om projekter i pipeline.



Et andet element fra *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022* er, at staten skal hjælpe med at udpege energiparker. De statsligt udpegede energiparker opgøres ikke særskilt i AF25, men antages indeholdt i fremskrivningen sammen med øvrige VE-projekter.

Metode og antagelser generelt

For VE på land skelnes mellem solceller på tage (taganlæg), terrænninstallerede solceller (terrænanlæg), kommercielle landvindmøller, vindmøller på nationale testcentre samt husstandsmøller.

Kapaciteter i AF opgøres primo året. Det betyder, at nye kapaciteter og deres produktion først fremgår af AF-forløbene året efter, at kapaciteten reelt er etableret. Den kapacitet der eksempelvis etableres i løbet af 2025 indgår således først med sin produktion i AF fra 2026. Analyseforudsætningerne afviger på dette punkt fra bl.a. Klimafremskrivningen (KF), hvor kapaciteter opgøres ultimo året.

Elproduktion opgøres som elproduktionen baseret på antagelser om årlige fuldlasttimer og afspejler dermed ikke evt. nedregulering, der kan forekomme ved modelkørsler, som følge af at dele af produktionen ikke kan afsættes.

Jf. afsnittet om politiske målsætninger antages der at ske en udbygning svarende til at der samlet set er ca. 50 TWh elproduktion fra solceller og landvind i 2030.

For terrænninstallerede solceller og kommercielle landvindmøller er udbygningen på kort sigt frem mod primo 2030 baseret på viden om konkrete projekter fra Energinet og Energistyrelsens oversigt over potentielle VE-projekter i forskellige planlægningsfaser ('VE-pipeline'). Den anvendte VE-pipeline er fra 1. kvartal 2025.

For terrænninstallerede solceller og kommercielle landvindmøller er udbygningen på længere sigt (fra primo 2031) baseret på projektøkonomiske vurderinger, hvor de modellerede afregningspriser i elmarkedet sammenholdes med omkostninger til etablering, drift og vedligeholdelse. For landvind er der desuden lagt et loft ind for maksimal årlig udbygning for at afspejle, at det kan være andre faktorer end rentabilitet, der sætter begrænsningen for udbygningen. Disse faktorer kan eksempelvis være adgang til areal og hensyn til naboer. Metode og antagelser for vurdering af projektøkonomi uddybes i bilag 1.

For solceller på tage, vindmøller på nationale testcentre samt husstandsmøller anvendes en mere simpel metodetilgang. Disse beskrives særskilt senere i notatet.



Usikkerheder og følsomhedsberegninger

Udbygningen med både solceller og landvindmøller er forbundet med markant usikkerhed, både på kort og lang sigt.

En firedobling af elproduktion fra VE på land i 2030 kræver en massiv udbygning med ny kapacitet de kommende år. Det kræver, at en stor andel af de projekter, der er kendskab til i VE-pipeline, realiseres og at de realiseres inden for få år. Lokale forhold, adgang til elnettet m.m., har betydning for hvor mange projekter i VE-pipeline, der reelt kan realiseres og med hvilken hastighed. Energistyrelsen anbefaler derfor, at Energinet, i henseender hvor det vurderes relevant, udarbejder følsomhedsberegninger med en lavere udbygning på kort sigt. Antagelserne om udbygningen fra KF25 kan eksempelvis lægges til grund herfor.

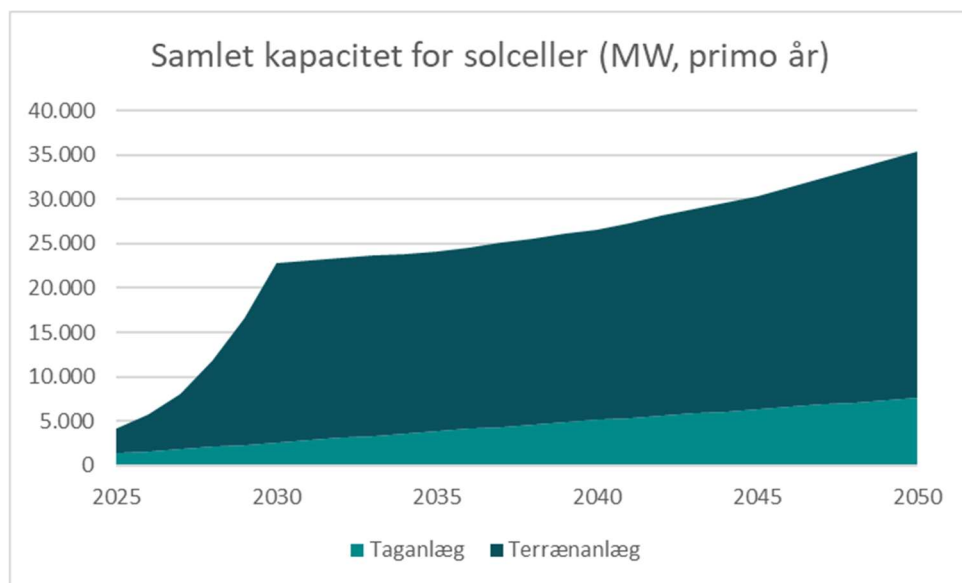
På længere sigt afhænger udbygningen af terræninstallerede solceller af vurderinger af projektøkonomi og for landvind af antagelser om loft for årlig udbygning, jf. bilag 1. Projektøkonomien afhænger af de forventede fremtidige teknologiomkostninger samt øvrige omkostninger, som eksempelvis arealomkostninger, netomkostninger og omkostninger forbundet med de lovpligtige grønne ordninger. Alle disse omkostningselementer er forbundet med stor usikkerhed, ikke mindst når der regnes projektøkonomi for anlæg etableret op til 25 år ude i fremtiden. Loftet for årlig udbygning med landvind er ligeledes forbundet med usikkerhed.

Projektøkonomien afhænger også af den forventede fremtidige indtjening, herunder elprisen i spotmarkedet (day-ahead-markedet). Fremskrivning af spotmarkedsprisen på el er forbundet med stor usikkerhed. Samtidig kan flere alternative indtægtsstrømme ud over salget af produktionen på spotmarkedet være med til at forbedre økonomien og dermed have en effekt på udbygningen. Alternative indtægtsstrømme kan eksempelvis være via PPA'ere eller levering af systemydelser.

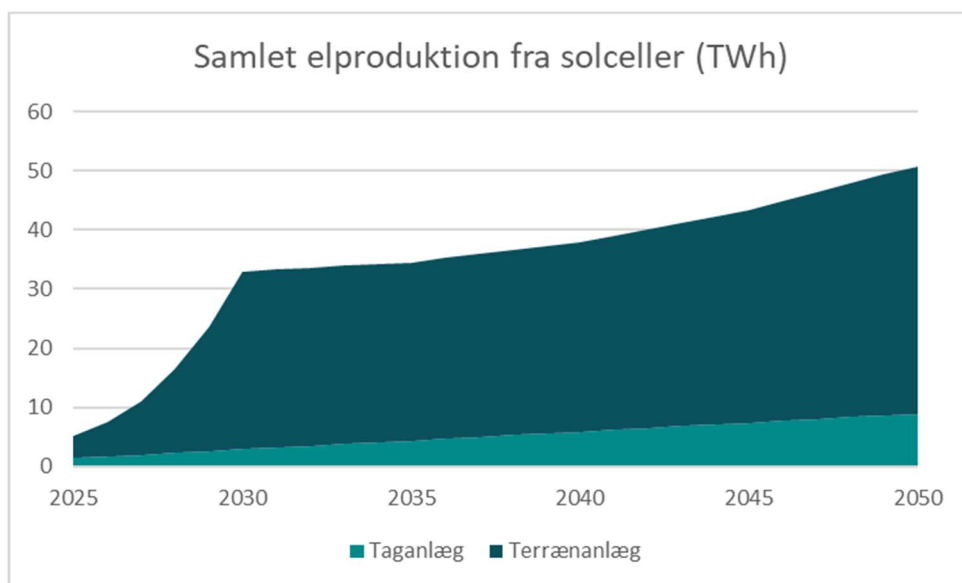
1. Solceller

1.1 Udvikling frem mod 2050

Figurene herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for og elproduktion fra solceller i AF25. Elproduktionen er før evt. nedregulering. Fremskrivningen antager en markant stigning i både solcellekapacitet og elproduktion frem mod 2030 (jf. målet om en firedobling af elproduktion fra VE på land frem mod 2030), hvorefter stigningen bliver mindre markant.



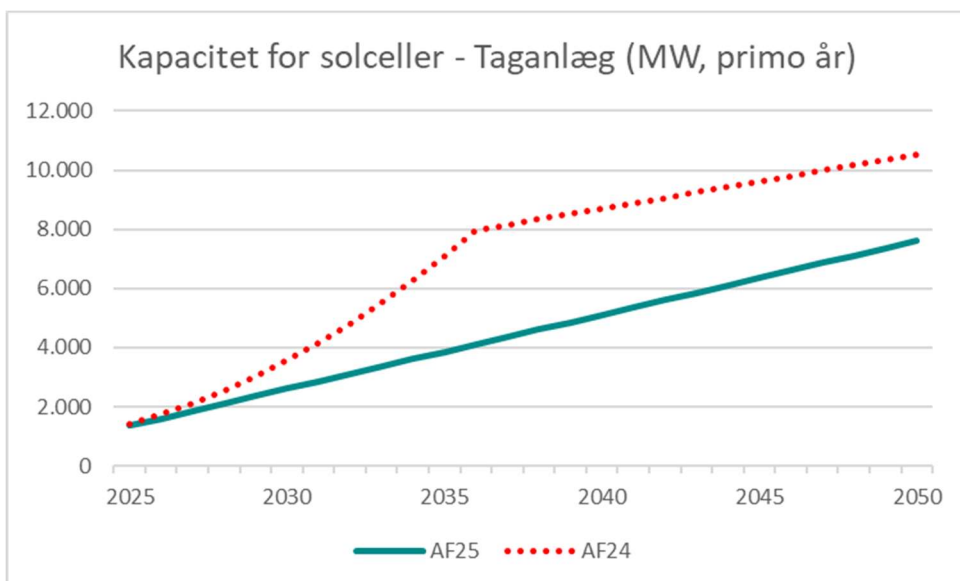
Figur 2: Samlet solcellekapacitet i AF25 (MW, primo året).



Figur 3: Samlet elproduktion fra solceller i AF25 (TWh). Produktionen er opgjort ved at gange kapacitet (primo året) med forventet antal fuldlasttimer. Produktionen afspejler forventet produktion før evt. nedregulering.

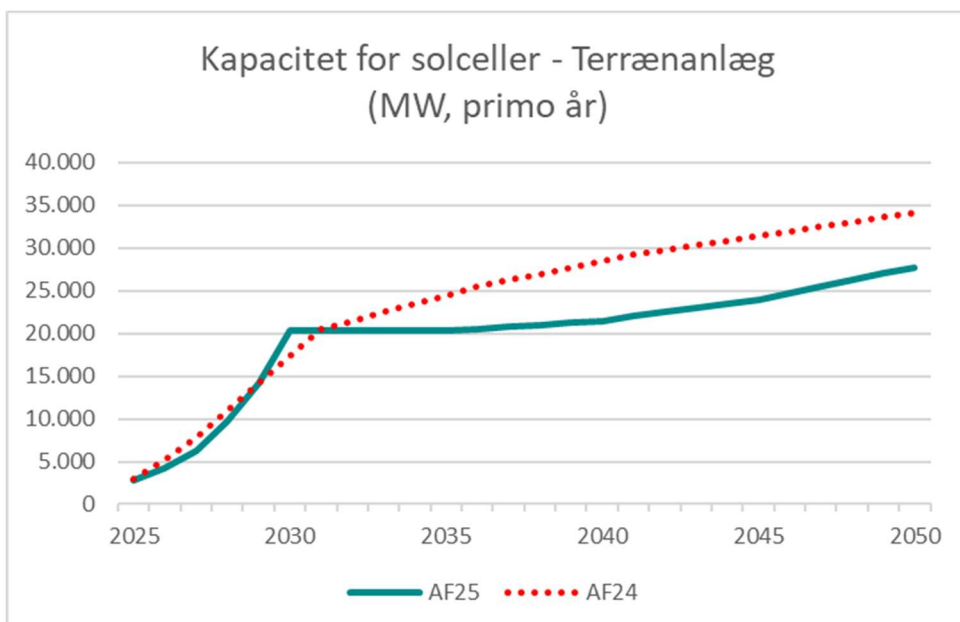
1.2 Sammenligning af AF25 med AF24

Figureerne herunder viser den samlede solcellekapacitet, opdelt på hhv. taganlæg og terrænanlæg, samt den samlede elproduktion fra solceller i hhv. AF25 og AF24.



Figur 4: Solcellekapacitet for taganlæg i AF25 og AF24 (MW, primo året).

Forskellen for taganlæg i hhv. AF24 og AF25 skyldes ændret metode, hvor udbygningen i AF24 var baseret på en antagelse om eksponentiel vækst på kort og mellem sigt (med udgangspunkt i data for de seneste fem historiske år) og på stigningen i elforbrug på lang sigt, mens der i AF25 er valgt en mere simpel tilgang, der beskrives i afsnit 1.3.

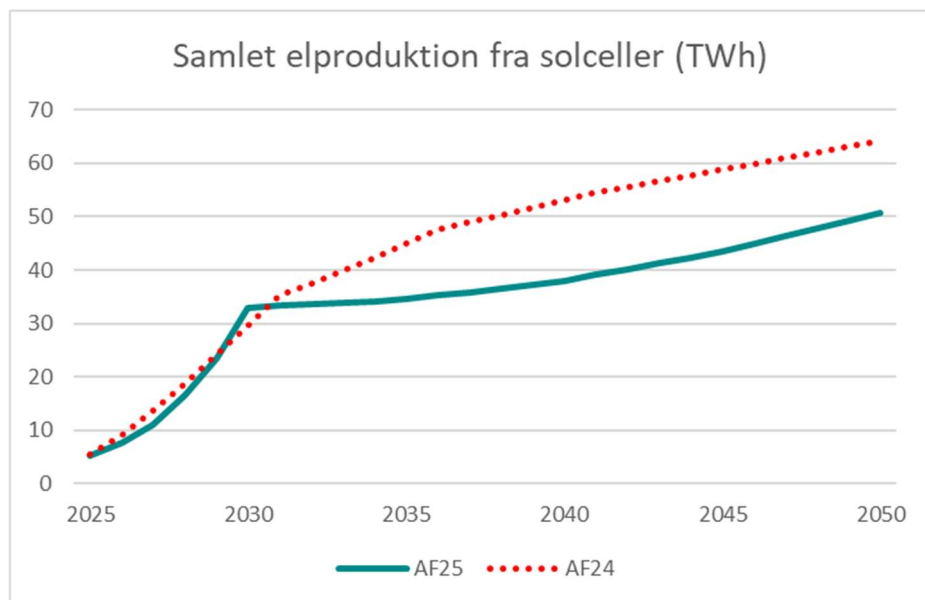


Figur 5: Solcellekapacitet for terrænanlæg i AF25 og AF24 (MW, primo året).

Forskellen for terrænanlæg skyldes på kort sigt frem mod 2030 en opdateret vurdering af indfasningen af kapacitet fra konkrete projekter i VE-pipeline. På længere sigt skyldes forskellen ændret metode fra AF24 til AF25, hvor udbygningen i AF24 alene



var baseret på stigningen i elforbrug, mens udbygningen i AF25 er baseret på en samlet vurdering af projektøkonomien i nye anlæg.



Figur 6: Samlet elproduktion fra solceller i AF25 og AF24 (TWh).

1.3 Metode og antagelser

Forudsætninger for solceller skelner mellem terræn- og taganlæg. Terrænanlæg er kommercielle solcelleanlæg, der er opstillet på terræn som f.eks. en mark. Taganlæg omfatter både private og kommercielle anlæg, der er installeret på tage, på huse eller erhvervsbygninger. Frem til 2020 udgjorde terrænanlæg en mindre del af den samlede solcellekapacitet, men i de seneste år har de overhalet taganlæggene i installeret kapacitet. Denne tendens forventes at fortsætte i hele fremskrivningsperioden.

I dette notat henviser kapacitet til den nettilsluttede kapacitet (også kendt som W_{ac} eller AC-kapacitet), så det kan sammenlignes med andre teknologier i elsystemet. I solcellebranchen angives kapaciteten normalt som den installerede modulkapacitet (også kendt som W_{dc} eller DC-kapacitet), som typisk er højere end den nettilsluttede AC-kapacitet. DC/AC-forholdet er taget fra Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2022)² og er uændret ift. AF24.

² <https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikatalog-produktion-af-el-og-fjernvarme>



1.3.1 Nedtagning af eksisterende anlæg og levetider for nye anlæg

Oplysninger om eksisterende kapacitet primo 2025 baseres på Energistyrelsens stamdataregister. Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2022)³ vurderer, at levetiden for solcelleanlæg er 35 år eller længere, både for terræn- og taganlæg. Der forventes ikke nogen væsentlig nedtagning af kapacitet før 2050.

1.3.2 Elproduktion fra eksisterende og nye anlæg

Forventet elproduktion før evt. nedregulering beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. Energistyrelsens teknologikatalog angiver forventede antal fuldlasttimer for forskellige typer anlæg. For tagbaserede anlæg, skelnes der mellem husstands anlæg og kommercielle anlæg (f.eks. på taget af industrielle bygninger), mens der for terrænanlæg skelnes mellem fikserede anlæg og anlæg med tracker (aktive et-aksede anlæg kan følge solen fra øst mod vest mens to-aksede anlæg desuden kan regulere hældning på solpaneler).

Antagelser om fuldlasttimer for eksisterende og nye anlæg fremgår af tabellen herunder. Fuldlasttimerne afspejler den forventede samlede produktion og er ikke korriigeret for evt. egetforbrug. Teknologikataloget angiver fuldlasttimer for enkelte år, hvorfor der interpoleres i mellem de angivne år. Dette vurderes som retvisende grundet den kontinuerlige udvikling i teknologien.

Tabel 1: Fuldlasttimer for solcelleanlæg (kWh/kW, målt ved nettilslutningssiden).

	Til og med 2020	2030	2040	2050
Taganlæg (husstand)	1.000	1.172	1.184	1.197
Taganlæg (kommercielle)	1.100	1.228	1.241	1.254
Terrænanlæg (fikseret)	1.300	1.484	1.499	1.515
Terrænanlæg (tracker)	1.500	1.712	1.730	1.748

1.3.3 Udbygning med nye anlæg

Taganlæg

Da Energistyrelsen og Energinets VE-pipeline (oversigt over potentielle VE-projekter) ikke indeholder oplysninger om taganlæg er antagelser om udbygning med nye taganlæg baseret på udbygningen de seneste år. Udbygningen i 2023-2024 lå gennemsnitligt på knap 250 MW årligt og dermed på et væsentligt højere niveau sammenlignet med årene før. Der antages på baggrund heraf en fast årlig udbygning på 250 MW. AF25 lægger sig dermed op ad tilgangen til og udbygningen i KF25.

Kapacitetsudbygningen fordeles geografisk mellem DK1 og DK2 på baggrund af den historiske fordeling. Det giver en fordeling med 65 pct. i DK1 og 35 pct. i DK2.

³ <https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikatalog-produktion-af-el-og-fjernvarme>



Udbygningen fordeles mellem husstands anlæg og kommercielle anlæg på baggrund af den historiske fordeling af kapacitet. Det giver en kapacitetsfordeling med ca. 50 pct. husstands anlæg og 50 pct. kommercielle anlæg.

Effekten af EU's omarbejdede bygningsdirektiv⁴ på udbygningen med taginstallerede solceller er ikke eksplicit regnet ind i fremskrivningen, da implementeringen af direktivet endnu udestår, og det derfor ikke er muligt på nuværende tidspunkt, at give et kvalificeret bud på effekten heraf.

Terrænanlæg

Udbygning med nye terrænanlæg forventes at ske på markedsvilkår, herunder med aftaler om afsætning af hele eller dele af produktionen gennem PPA'er (Power Purchase Agreements). Information om PPA'er er dog vanskelig at få konkret indblik i, fordi der er tale om bilaterale aftaler, der indeholder fortrolige oplysninger for kommercielle aktører. Det er derfor ikke muligt at estimere en eksakt udbygning som følge af indgåelse af PPA'er.

Projektøkonomien afhænger dels af de forventede fremtidige teknologiomkostninger samt øvrige omkostninger (eksempelvis arealomkostninger, netomkostninger og bidrag til grøn pulje), og dels af den forventede fremtidige indtjening, herunder elprisen i markedet eller opnået gennem PPA'er.

Det er ikke alene projektøkonomien, der har betydning for udbygningen med ny kapacitet. Også andre faktorer som eksempelvis adgang til egnet areal, hvortil der skal opnås kommunal godkendelse, eller adgang til net har betydning.

Terrænanlæg – Udbygning på kort sigt (2025-2029)

Udbygningen på kort sigt fremgår af tabellen herunder. Udbygningen er baseret på viden om konkrete projekter i VE-pipeline og læner sig i 2025-2026 op ad udbygningen i KF25 (forskelle skyldes alene anvendelse af nyere version af VE-pipeline). Herefter antages en accelereret udbygning, hvor projekter fremrykkes i tid og flere projekter antages realiseret sammenlignet med KF25. Dette for at sikre opnåelse af en firedobling af elproduktion fra VE på land i 2030.

Udbygningen i 2025-2026 fordeles geografisk mellem DK1 og DK2 på baggrund af de konkrete projekter i VE-pipeline, mens udbygningen i 2027-2029 fordeles geografisk på baggrund af den historiske fordeling.

⁴ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv (EU) 2024/1275 af 24. april 2024.



Tabel 2: Udbygning med terrænanlæg i 2025-2029, medregnes fra primo 2026-2030 (MW).

År for etablering	Medregnes fra primo år	Årlig udbygning (MW)	Heraf DK1 (MW)	Heraf DK2 (MW)
2025	2026	1.450	705	745
2026	2027	2.045	1.214	831
2027	2028	3.500	2.450	1.050
2028	2029	4.500	3.150	1.350
2029	2030	6.000	4.200	1.800

Terrænanlæg – Udbygning på længere sigt (2030 og frem)

Udbygningen på længere sigt fremgår af tabellen herunder. Udbygningen er baseret på projektøkonomiske vurderinger, jf. beskrivelse i Bilag 1. Som udgangspunkt fordeles udbygningen geografisk mellem DK1 og DK2 på baggrund af den historiske fordeling medmindre de projektøkonomiske vurderinger giver anledning til en anden fordeling.

Tabel 3: Udbygning med terrænanlæg i 2030-2049, medregnes fra primo 2031-2050 (MW).

År for etablering	Medregnes fra primo år	Årlig udbygning (MW)	Heraf DK1 (MW)	Heraf DK2 (MW)
2030-2034	2031-2035	0	0	0
2035-2039	2036-2040	250	175	75
2040-2044	2041-2045	500	350	150
2045-2049	2046-2050	750	525	225

Terrænanlæg – Udbygning med trackeranlæg

Udbygning med enaksede trackeranlæg (henvises herefter til som 'trackeranlæg') antages at ligge på 25 pct. af den samlede udbygning med nye terrænanlæg. Det er bl.a. arealomkostninger og tilgængelig netkapacitet, der afgør valget mellem fastmonterede fikserede terrænanlæg og terrænanlæg med tracker. Valget bliver fastsat under projektplanlægningen, men kan ændre sig undervejs. Trackeranlæg har flere fuldlasttimer end tilsvarende fastmonterede fikserede terrænanlæg og en karakteristisk produktionsprofil med maksimal effekt før og efter middagstimerne. En større udbredelse af trackeranlæg kan være gavnlige for udnyttelsen af elnettet, da anlæggenes maksimale produktion opnås i flere timer, og produktionen udglattes relativt mere end for fastmonterede fikserede anlæg. Trackeranlæg kræver dog mere plads pga. en højere nødvendig afstand mellem modurækkerne.

Terrænanlæg – Udbygning i kombination med batterier

For terrænanlæg, der etableres i kombination med batterier, antages det at solcelleanlægget enten kan levere strøm til nettet eller til et batteri. Batteriet kan udover at modtage strøm fra solcelleanlægget også modtage strøm fra nettet, ligesom det kan levere strøm til nettet. Andelen af terrænanlæg i kombination med batterier antages



at udgøre 10 pct. (jf. beskrivelse i bilag 1) af den samlede udbygning med nye terrænanlæg for anlæg etableret fra 2027 og frem (medregnes fra primo 2028 og frem).

1.3.4 Egetforbrug af produktion fra eksisterende og nye anlæg

Rentabiliteten i at etablere taganlæg vil ofte være koblet til muligheden for at forbruge en delmængde af den producerede strøm og derved opnå visse afgiftsbesparelser. For taganlæg vil det derfor ikke være den samlede produktion, der leveres til det kollektive net. Graden af egetforbrug varierer på tværs af fx private husstande og erhverv. Til brug for AF25 antages et egetforbrug på 20 pct. for private husstande og 75 pct. for erhverv⁵. Bemærk, at AF25-skønnet for husholdninger og erhvervs egetforbrug af el fra tagmonterede solcelleanlæg kun er vejledende, og Energinet opfordres til så vidt muligt at supplere AF25 med yderligere data og analyser på dette område (jf. endvidere også afsnit 1.1.1 i AF25 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv).

1.4 Planlagt udvikling

Energistyrelsen overvejer hvorvidt AF26 skal inkludere forløb til og med år 2060. Såfremt dette sker, vil der forventeligt skulle foretages en vurdering af evt. nedtagning af eksisterende solcelleanlæg i fremskrivningsperioden. Dette gælder både tag- og terrænanlæg.

Taganlæg

Frem mod næste års fremskrivninger til AF26 vil metoden for fremskrivning af taganlæg blive genbesøgt, herunder vil fordele og ulemper ved anvendelse af en mere rentabilitetsbaseret tilgang blive vurderet.

Herudover vil der blive arbejdet videre med vurderinger af hvor stor en del af elproduktionen, der forventes leveret til nettet hhv. anvendt til dækning af egetforbrug. Dette inkluderer også vurderinger af udbygning med taganlæg i kombination med batterier.

Det forventes også, at der arbejdes videre med EU's omarbejdede bygningsdirektivs betydning for udbygningen med taganlæg.

Terrænanlæg

Det forventes, at der arbejdes videre med analyser af og antagelser for solcelleanlæg i kombination med batterier, ligesom der vil blive set på inkludering af solcelleanlæg i kombination med brintproduktionsanlæg (elektrolyseanlæg) i AF.

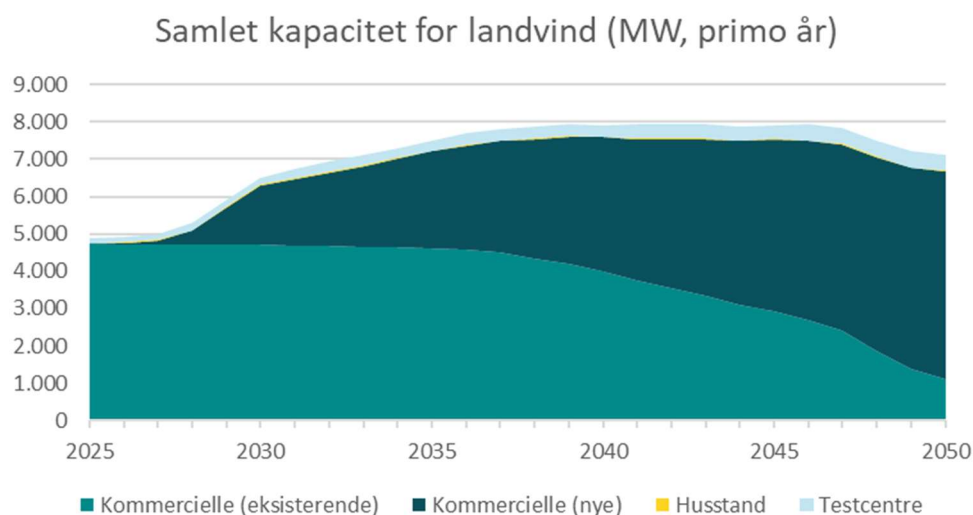
⁵ De 75 pct. afspejler en antagelse om 70 pct. for erhverv og 80 pct. for industri. De 75 pct. er beregnet som et simpelt gennemsnit heraf.



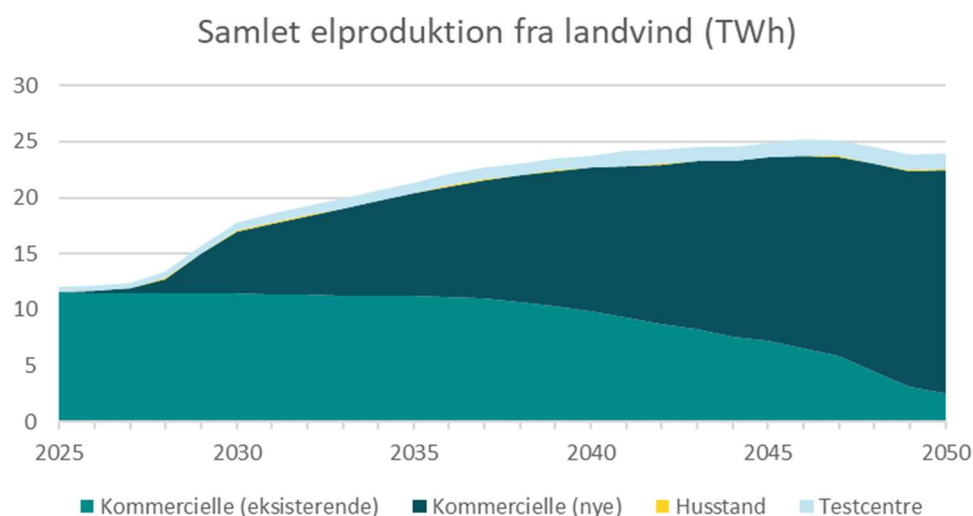
2. Landvind

2.1 Udvikling frem mod 2050

Figureerne herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra landvindmøller i AF25. Elproduktionen er før evt. nedregulering. Fremskrivningen antager en markant stigning i både landvindkapacitet og elproduktion frem mod 2030 (jf. en firedobling af elproduktion fra VE på land i 2030). Efter 2030 sker der en fortsat stigning, mens faldet fra slut 2040'erne skyldes antagelser om nedtagning af eksisterende kapacitet.



Figur 7: Samlet landvindkapacitet i AF25 (MW, primo året).

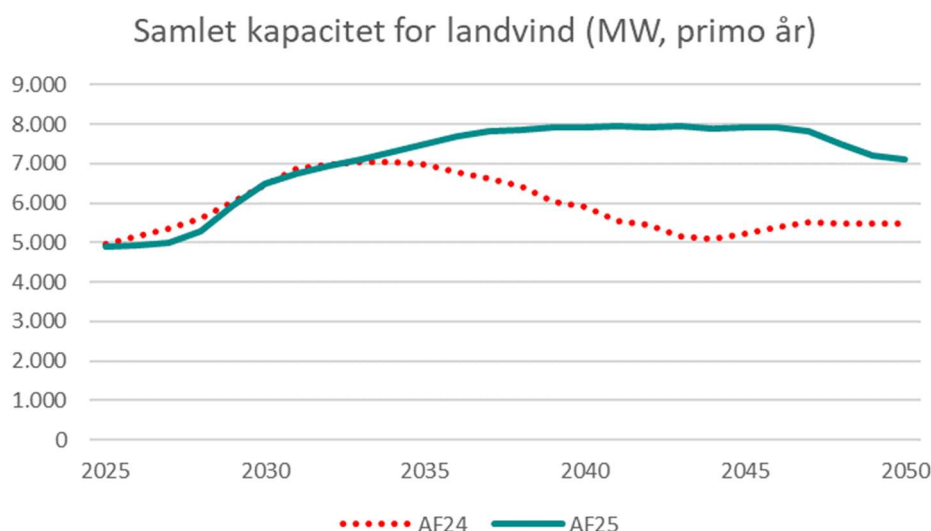


Figur 8: Samlet elproduktion fra landvind i AF25 (TWh). Produktionen er opgjort ved at gange kapacitet (primo året) med forventet antal fuldlasttimer. Produktionen afspejler forventet produktion før evt. nedregulering.

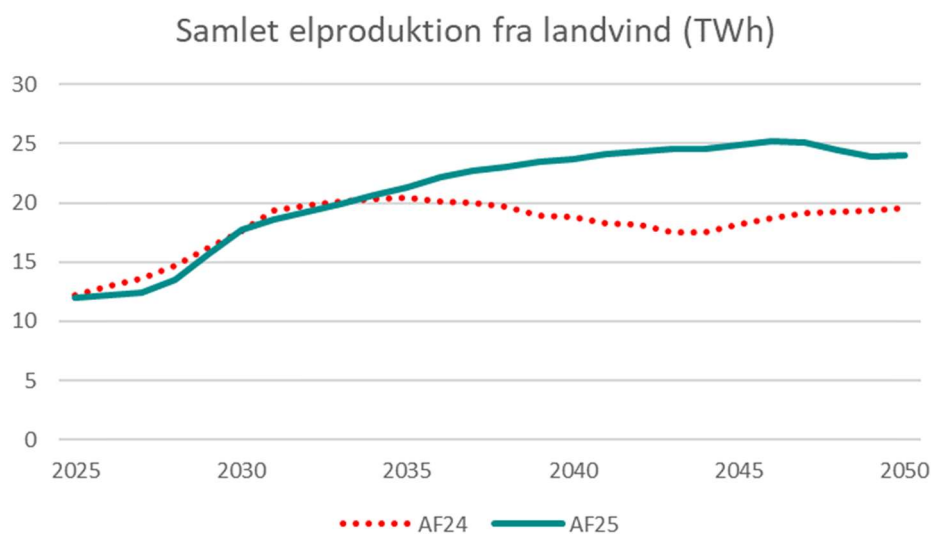


2.2 Sammenligning af AF25 med AF24

Figurene herunder viser den samlede landvindkapacitet samt den samlede elproduktion fra landvind i hhv. AF25 og AF24. Forskellene skyldes primært ændring i metode og antagelser for kommercielle møller, herunder især antagelsen om længere levetider for eksisterende møller, mens der ingen metodiske ændringer er for husstands- og testcentermøller.



Figur 9: Samlet landvindkapacitet i AF25 og AF24 (MW, primo året).



Figur 10: Samlet produktion fra landvind i AF23 og AF24 (MW, primo året). Produktionen afspejler forventet produktion før evt. nedregulering.



2.3 Metode og antagelser

Forudsætninger for landvind skelner mellem kommercielle møller, forsøgsmøller opstillet på testcentre og husstandsmøller.

Ved eksisterende kommercielle møller forstås møller på land ekskl. forsøgsmøller opstillet på testcentre og husstandsmøller. Forsøgsmøller opstillet uden for testcentre medregnes under kommercielle møller.

Ved forsøgsmøller opstillet på testcentre forstås møller på land opstillet på et af de to nationale testcentre, Østerild og Høvsøre, samt en beregningsteknisk antagelse om møller opstillet på et evt. udvidet Østerild⁶.

Ved husstandsmøller forstås møller på land med en kapacitet på mindre end eller lig med 25 kW. Husstandsmøller udgør en meget lille del af den samlede landvindkapacitet.

Eksisterende kapacitet

Oplysninger om eksisterende kapacitet primo 2025 baseres på Energistyrelsens stamdataregister.

2.3.1 Kommercielle møller

Nedtagning af eksisterende møller og levetider for nye møller

Tidspunktet for hvornår en mølle tages ned afhænger af en samlet vurdering af den tekniske og økonomiske levetid, der bl.a. bestemmes af forholdet mellem indtjening i elmarkedet og omkostninger til drift og vedligehold. Herudover har det betydning hvorvidt en mølle "står i vejen" for et fremtidigt mølleprojekt – i disse tilfælde kan det ske, at en økonomisk rentabel mølle nedtages for at gøre plads til nye møller. For så vidt angår nedtagning af eksisterende møller skelnes der derfor mellem møller opstillet inden for og uden for et område, hvor der potentielt kan opstilles nye møller.

Levetider for eksisterende møller på land blev vurderet og fastlagt af Energistyrelsen i 2020 pba. en konsulentrapport "Driftsomkostninger for ældre vindmøller" udarbejdet af EMD International A/S i 2019 omkring driftsomkostninger og potentielle levetider for eksisterende møller⁷. På baggrund heraf er der i AF24 og tidligere fremskrivninger anvendt levetider på omkring 30-40 år afhængig af møllestørrelse og placering. Af konsulentrapporten fremgår det dog også at *"Der er således fra de mest erfarne aktører i Danmark i at drive ældre vindmøller en tro på at 50 års drift er realistisk, men*

⁶ Aftalekredsen bag den politiske aftale om *Igangsættelse af miljø- og habitatkonsekvensvurdering af en udvidelse og tilpasning af Østerild Testcenter til vindmøller på op til 450 m* har den 1. februar 2024 besluttet at igangsætte en miljø- og habitatkonsekvens-vurdering af en mulig udvidelse og tilpasning af Østerild Testcenter.

⁷ <https://ens.dk/analyser-og-statistik/baggrundsbilag-til-fremskrivninger> og <https://ens.dk/media/3473/download>



at dette ikke er en øvre grænse". Hertil skal lægges en opdateret fremskrivning af det fremtidige niveau for landvindvægtede elpriser (afregningspriser for landvind), der indikerer, at der kan være god økonomi i at holde liv i bestanden af eksisterende møller. På baggrund heraf er levetiderne opjusteret ift. AF24, og antagelserne i AF25 fremgår af tabellen herunder. Ligesom i AF24 antages de større møller og nyere møller at have en lavere levetid end de mindre og ældre møller. Det skyldes, at konsulentrapportens primære fokus har været på møller mindre end 1.500 kW og antagelser om levetid for større møller antages derfor også at skele til de tekniske levetider for nye møller i Energistyrelsens Teknologikatalog (jf. næste afsnit).

Tabel 4: Levetider for eksisterende møller opstillet til og med 2020.

Størrelse	Placering	Gennemsnitlig levetid (år)
<= 599 kW	Inden for potentielt nyt område	40
	Uden for potentielt nyt område	50
600-1.499 kW	Inden for potentielt nyt område	40
	Uden for potentielt nyt område	50
>= 1.500 kW	Inden for potentielt nyt område	30
	Uden for potentielt nyt område	35

Levetider for eksisterende møller opstillet fra 2021-2024 og nye møller opstillet fra 2025 og frem baseres på teknisk levetid i Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2022), jf. tabellen herunder.

Tabel 5: Levetider for møller opstillet fra 2021 og frem.

Opstillet	Levetid (år)
2021-2029	27
2030-2050	30

Elproduktion fra eksisterende og nye møller

Forventet elproduktion før evt. nedregulering beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. For møller opstillet til og med 2020 anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Så vidt muligt er der anvendt et gennemsnit over 10 år⁸. Fuldlasttimerne er beregnet for de 8 kategorier anvendt ift. antagelser om levetid, men med en yderligere opdeling på Østdanmark (DK2) og Vestdanmark (DK1), altså 16 kategorier i alt. Fuldlasttimerne fremgår af tabellen herunder.

⁸ Kun år med fuld produktion anvendes.



Tabel 6: Fuldstimer for møller opstillet til og med 2020.

Størrelse	Placering ift. levetid	Placering ift. geografi	Fuldstimer (MWh/MW)
<= 599 kW – Vestas 225 kW	Inden for potentielt område	DK1	2.500
		DK2	2.350
	Uden for potentielt område	DK1	2.350
		DK2	1.750
<= 599 kW – Øvrige møller	Inden for potentielt område	DK1	1.800
		DK2	1.700
	Uden for potentielt område	DK1	1.800
		DK2	1.650
600-1.499 kW	Inden for potentielt område	DK1	1.850
		DK2	2.000
	Uden for potentielt område	DK1	1.950
		DK2	1.850
>= 1.500 kW	Inden for potentielt område	DK1	2.750
		DK2	3.100
	Uden for potentielt område	DK1	2.700
		DK2	2.950

Fuldstimer for eksisterende møller opstillet fra 2021-2024 og nye møller opstillet fra 2025 og frem baseres på fuldstimer i Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2022). Der skelnes ikke mellem møller i Østdanmark og Vestdanmark, da der ikke indgår data herom i teknologikataloget. Fuldstimerne fremgår af tabellen herunder.

Tabel 7: Fuldstimer for møller opstillet fra 2021 og frem.

Opstillet	Fuldstimer (MWh/MW)
2021-2024	3.400
2025-2029	3.500
2030-2039	3.600
2040-2050	3.700

Udbygning på kort sigt (2025-2029)

Udbygningen på kort sigt fremgår af tabellen herunder. Udbygningen er baseret på viden om konkrete projekter i VE-pipeline og læner sig i 2025-2026 op ad udbygningen i KF25 (forskelle skyldes alene anvendelse af nyere version af VE-pipeline). 27 MW af de 45 MW der indgår i AF25 i 2025 er allerede etableret og nettilsluttet. Herefter antages en accelereret udbygning, hvor projekter fremrykkes i tid og flere projekter antages realiseret sammenlignet med KF25. Dette for at sikre opnåelse af en firedobling af elproduktion fra VE på land i 2030.



Udbygningen fordeles geografisk mellem DK1 og DK2 på baggrund af de konkrete projekter i VE-pipeline.

Tabel 8: Udbygning i 2025-2029, medregnes fra primo 2026-2030 (MW).

År for etablering	Medregnes fra primo år	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2025	2026	45	45	0
2026	2027	69	69	0
2027	2028	250	245	5
2028	2029	635	623	12
2029	2030	585	573	12

Udbygning på længere sigt (2030 og frem)

Udbygningen på længere sigt fremgår af tabellen herunder. Udbygningen begrænses af et antaget årligt kapacitetsloft, og der er derudover foretaget projektøkonomiske vurderinger, således at der ikke udbygges mere end der vurderes rentabelt, jf. beskrivelse i Bilag 1. Udbygningen fordeles geografisk mellem DK1 og DK2 på baggrund af den historiske fordeling og fordeling af projekter i pipeline.

Tabel 9: Udbygning i 2030-2049, medregnes fra primo 2031-2050 (MW).

År for etablering	Medregnes fra primo år	Årlig udbygning (MW)	Heraf DK1 (MW)	Heraf DK2 (MW)
2030-2039	2031-2050	200	180	20

2.3.2 Forsøgsmøller på testcentre

Ifm. aftale på Indenrigs- og boligministeriets område om *Gode rammevilkår for test af prototype- og serie 0-vindmøller* d. 15. december 2021 blev det aftalt, at der skal screenes for et eventuelt tredje testcenter og egnede områder til test af serie-0 vindmøller⁹. Som følge af screeningen har aftalekredsen besluttet at foretage en miljø- og habitatkonsekvensvurdering af en udvidelse af Østerild Testcenter¹⁰. For den eventuelle udvidelse og tilpasning af Østerild vil der afhængigt af miljø- og konsekvensvurderingens resultat være mulighed for yderligere 3 standpladser til forsøgsvindmøller på op til 450 meter. Desuden vil de to eksisterende nordligste standpladser justeres til også at kunne rumme forsøgsvindmøller på op til 450 meter. Det antages, at de nye standpladser er i drift fra 2028.

Beregningsteknisk baseres fremskrivningen på antal testpladser og antaget gennemsnitlig møllestørrelse pr. testcenter. Der antages en gradvis indfasning af større møller på testcentrene. Antagelserne, der skeler til udviklingen i møllestørrelser i

⁹ Udmøntning af delelementer i aftale om *Gode rammevilkår for test af prototype- og serie 0-vindmøller* af 15. december 2021.

¹⁰ *Igangsættelse af miljø- og habitatkonsekvensvurdering af en udvidelse og tilpasning af Østerild Testcenter til vindmøller på op til 450 meter* af 1. februar 2024.



Energistrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2022), fremgår af tabellen herunder. Der bemærkes, at møller på testcentre forventes at være større end de samtidig tilgængelige kommercielle møller. Udvidelsen af Østerild Testcenter fremgår som Testcenter 3 i tabellen herunder.

Tabel 10: Forsøgsmøller på testcentre.

Testcenter og år	Antal pladser (stk.)	Gennemsnitlig møllestørrelse (MW/mølle)	Kapacitet (MW)
Østerild (2025-2030)	9	10	90
Østerild (2031-2035)	9	15	135
Østerild (2036-2040)	9	20	180
Østerild (2041-2045)	9	25	225
Østerild (2046-2050)	9	30	270
Høvsøre (2025-2030)	5	8	40
Høvsøre (2031-2040)	5	10	50
Høvsøre (2041-2050)	5	12	60
Testcenter 3 (2028-2030)	3	20	60
Testcenter 3 (2031-2040)	3	25	75
Testcenter 3 (2041-2050)	3	30	90

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. Møller på testcentre driftes ikke som almindelige kommercielle møller, og der vil bl.a. også være kortere eller længere perioder, hvor der foretages udskiftninger af vindmøller på testpladserne. Der anvendes en simpel antagelse om 3.400 årlige fuldlasttimer for møller på testcentrene.

2.3.3 Husstandsmøller

Husstandsmøller udgør en meget lille del af den samlede landvindkapacitet. Der er i dag ca. 22 MW installeret, hvilket antages at stige med ca. 0,1 MW årligt i hele frem skrivningsperioden. Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. Produktionen fra husstandsmøllerne baseres på en antagelse om 2.400 årlige fuldlasttimer baseret på observerede fuldlasttimer.

2.4 Planlagt udvikling

Det forventes, at der arbejdes med analyser af og antagelser for landvind kombineret med batterier eller brintproduktionsanlæg med henblik på inkludering heraf i AF.



Bilag 1: Metode og antagelser for projektøkonomiske vurderinger

Udbygningen på længere sigt (fra 2030 og frem) med terrænninstallerede solceller og kommercielle landvindmøller baseres på projektøkonomiske vurderinger, således at udbygningen ikke indeholder flere projekter, end der samlet set skønnes kommercielt rentabelt i elsystemet.

Med udgangspunkt i omkostninger forbundet med etablering, drift og vedligehold af hhv. terrænninstallerede solceller og kommercielle landvindmøller beregnes den gennemsnitlige indtjening (elpris) over en årrække, der er nødvendigt for at sikre et givent afkast. Dette gøres ved opstilling af en simpel business case, der baseres på et afkastkrav på hhv. 6 pct. (nominelt) for solceller og 7 pct. (nominelt) for landvind og en afskrivningsperiode på 25 år. Dette er suppleret med følsomhedsberegninger med et afkastkrav på 5 pct. (nominelt) for begge teknologier.

Afkastkravet for et projekt fastsættes ud fra flere faktorer, herunder projektrisici, rentesats samt det enkelte projekts finansieringsstruktur. Til de projektøkonomiske vurderinger er afkastkravet fastsat med udgangspunkt i forskellige repræsentative kilder. Der er på baggrund af disse, benyttet et lavere afkastkrav for solcelleanlæg hvilke kan være forbundet med en generelt lavere projektrisiko.

Denne nødvendige gennemsnitlige elpris beregnes for hhv. terrænninstallerede solceller og kommercielle landvindmøller for årene 2030, 2035, 2040, 2045 og 2050.

Solceller i kombination med batterier

Rentabiliteten af terrænnanlæg i kombination med batterier er baseret på en antagelse om at den primære indtjening vil være på spotmarkedet, hvor batteriet vil øge det samlede anlægs indtjening gennem fleksibilitet til at optimere køb og salg af strøm over døgnets timer. Værdiskabelsen ved samplacering (frem for placering af batteriet et andet sted i elsystemet) vil være i form af tariffbesparelser ved at oplade en delmængde af batteriets forbrug fra solcelleanlægget. Samtidig vil det give mulighed for et reduceret tilslutningsbidrag. Afhængigt af forholdet mellem MW og MWh vil både graden af besparelser, øgede indtjening, samt øgede etableringsomkostninger forbundet med lagringsanlægget variere. Anlæggets dimensioner og dermed projektøkonomien afhænger bl.a. af hvad der fra projektudviklers side lægges vægt på. Der er i AF25 lavet projektøkonomiske vurderinger på baggrund af et eksempel på et repræsentativt anlæg.

Udbygningen af solcelleanlæg i kombination med batterier er baseret på projektøkonomiske vurderinger med udgangspunkt i fremgangsmåden for terrænnanlæg.



Rentabilitetsvurderinger af kombinationsanlæggene er forbundet med en større grad af usikkerhed idet anlæggets omkostninger og indtægter afhænger af mange betragtninger som dels afhænger af elmarkedet og fremtidig teknologiudvikling, og dels fastsættes af projektudvikler. Den største metodebegrænsning findes på indtægtssiden idet kombinationsanlæggene i højere grad forventes at arbejde med flere indtægtsstrømme.

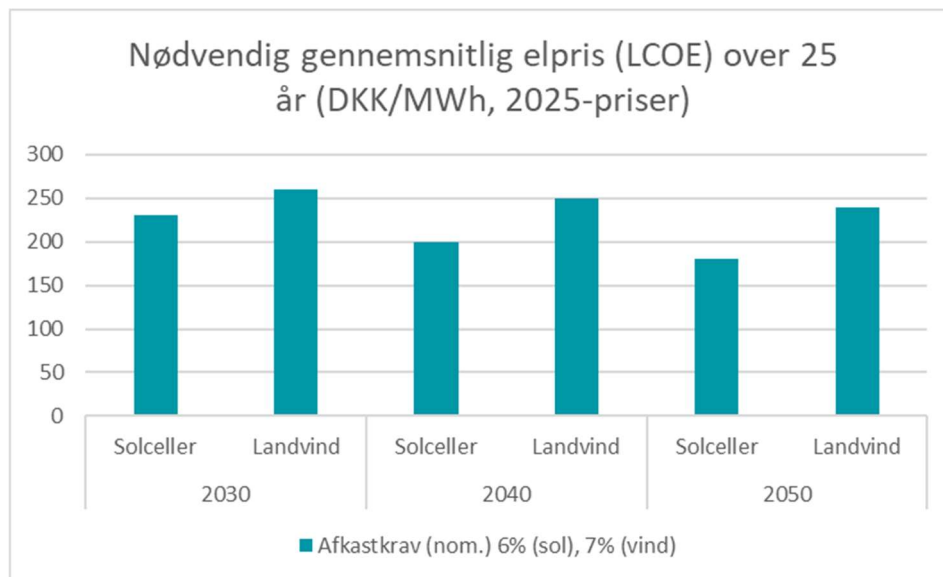
Omkostningselementer

Teknologiomkostninger for etablering, drift og vedligehold er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2022)¹¹. Øvrige omkostninger, herunder tilslutningsbidrag, indfødningsstariffer og balancetariffer er medregnet samt bidrag til grøn pulje. Omkostninger til opkøb af boliger samt øvrige lovpligtige VE-ordninger (salgsoption, værditab og VE-bonus) er ikke medregnet, da de kan variere meget afhængigt af det enkelte projekts placering samtidig med at der for nuværende ikke er foretaget en vurdering af de gennemsnitlige omkostningsniveauer til brug for analyser af rentabilitet. Omkostninger til jordleje er inkluderet i de faste driftsomkostninger som er baseret på teknologikataloget.

Da omkostninger forbundet med nettilslutning afhænger af, hvor i nettet et givent projekt tilsluttes, er der lavet business cases for anlæg der er vurderet repræsentative for fremtidig udbygning. De repræsentative anlæg er lavet ud fra en betragtning af anlæg i VE-pipeline og Energistyrelsens forventning til fremtidige anlæg. Der regnes på baggrund heraf på et 50 MW solcelleanlæg og 30 MW landvindprojekt. Anlæggene er tilsluttet på distributionsniveau i et højt spændingsniveau, i et produktionsdomineret område.

Figuren herunder viser de resulterende nødvendige gennemsnitlige elpriser (LCOE) over 25 år, der lægges til grund for de projektøkonomiske vurderinger. Ved gennemsnitlige elpriser forstås gennemsnitlige afregningspriser for hhv. solceller og landvindmøller.

¹¹ <https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikatalog-produktion-af-el-og-fjernvarme>



Figur 11: Nødvendig gennemsnitlig elpris (afregningspriser for hhv. solceller og landvindmøller) i projektøkonomiske vurderinger.

Solceller i kombination med batterier

Der er for solceller i kombination med batterier lavet projektøkonomiske vurderinger med samme fremgangsmåde og omkostningselementer som for solcelleanlæg. Der er opstillet to business cases for kombinationsanlæg hvor der er anvendt afkastkrav på hhv. 6% (nominelt) og 8% (nominelt) over en afskrivningsperiode på 25 år.

Ud fra en antagelse om at anlæggets indtjening primært er på spotmarkedet, er projektøkonomien dimensioneret med en batterikapacitet på 0,5 MW/MW solcellekapacitet og en lagringsperiode på 4 timer. Det forventes at der vil blive opstillet anlæg med varierende forhold mellem MW og MWh, og kompleksiteten i anlæggets samspil med elmarkedet og teknologiudviklingen gør det svært at forudsige hvilket type anlæg der vil være mest repræsentativt for den fremtidige udbygning. Ud fra en betragtning om at anlæggenes lagringsperiode kan variere fra 2 til 8 timer, er en lagringsperiode på 4 timer vurderet som repræsentativt for et gennemsnitligt anlæg i denne rentabilitetsberegning.

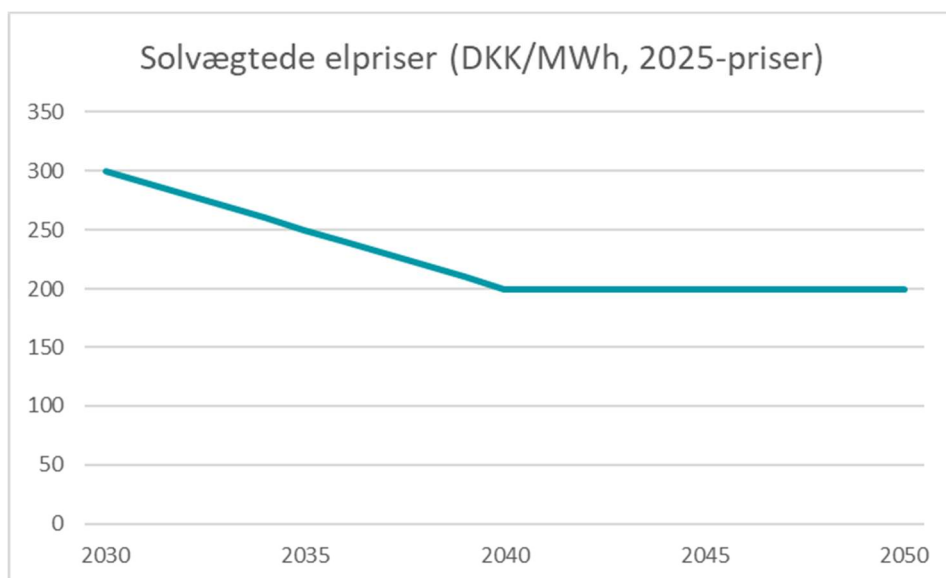
Det antages her at batteriet i gennemsnit over et år har 365 cyklusser og 50% af batteriets opladning sker fra solcelleanlægget mens de resterende 50% sker fra nettet i de timer med de laveste spotpriser. Anlægget opnår en reduceret tilslutningsbetaling, mens batteriet pålægger en betydelig stigning i de samlede etableringsomkostninger. Dette er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2025)¹².

¹² <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage>



Indtægtselementer

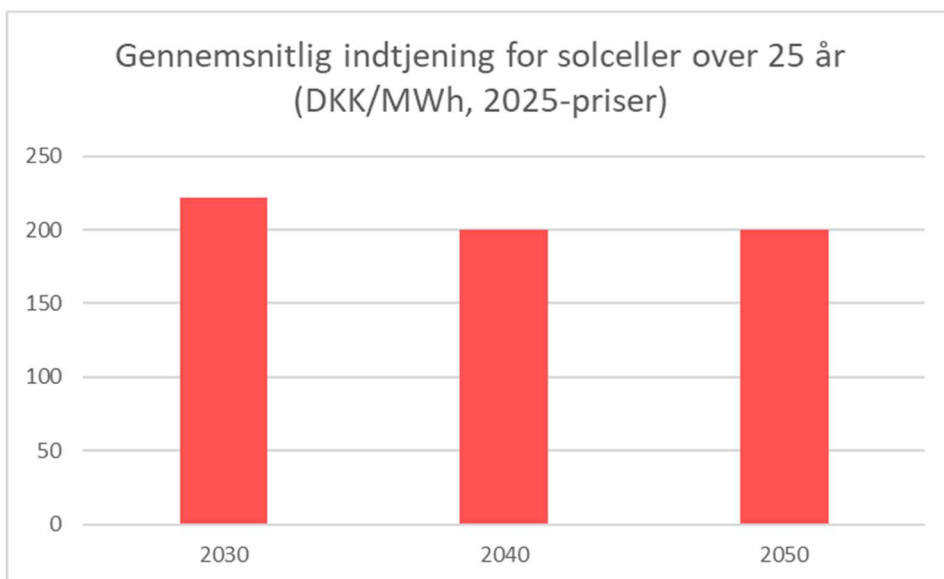
Indtægtssiden baseres på indtjening i elmarkedet og dermed på de teknologivægtede elpriser, der er et resultat af modelkørsler med Energistyrelsens markedsmodel Ramses. Ramses køres for tre forskellige klimaår¹³, hvorefter der beregnes vægtede elpriser¹⁴. For hvert af årene 2030, 2035, 2040, 2045 og 2050 beregnes en gennemsnitlig elpris over 25 år. For 2030 betyder det eksempelvis, at der beregnes en gennemsnitlig elpris for perioden 2030-2054. Da der alene laves modelkørsler frem til og med 2050 antages det beregningsteknisk, at elprisen efter 2050 forbliver på 2050-niveau målt i faste priser. Figurerne herunder viser et illustrativt eksempel på solvægtede elpriser fra Ramses og de beregnede gennemsnitlige elpriser over 25 år for årene 2030, 2040 og 2050.



Figur 12: Illustrativt eksempel på solvægtede elpriser fra Ramses (DKK/MWh, 2025-priser).

¹³ 1995, 2008 og 2009 som også anvendes i ENTSO-Es scenarier.

¹⁴ Der anvendes samme vægtning mellem de tre klimaår som i ENTSO-Es scenarier. (1995, 23%; 2008, 37%; 2009, 40%).



Figur 13: Illustrativt eksempel på gennemsnitlig indtjening på spotmarkedet over 25 år for solceller (DKK/MWh, 2025-priser).

Flere eller alternative indtægtsstrømme ud over salget af produktionen på spotmarkedet kan være svære at kvantificere og indgår derfor ikke i vurderingen af indtægter.

Solceller i kombination med batterier

Anlæggene antages nettilsluttet som både forbruger og producent, og vil således have fuld fleksibilitet til at optimere drift af batteriet i samspil med produktion fra solcelleanlægget og dynamikker på spotmarkedet. Baseret på ovenstående driftsantagelser vil modelkørsler i Ramses producere teknologivægtede elpriser for anlæggene.

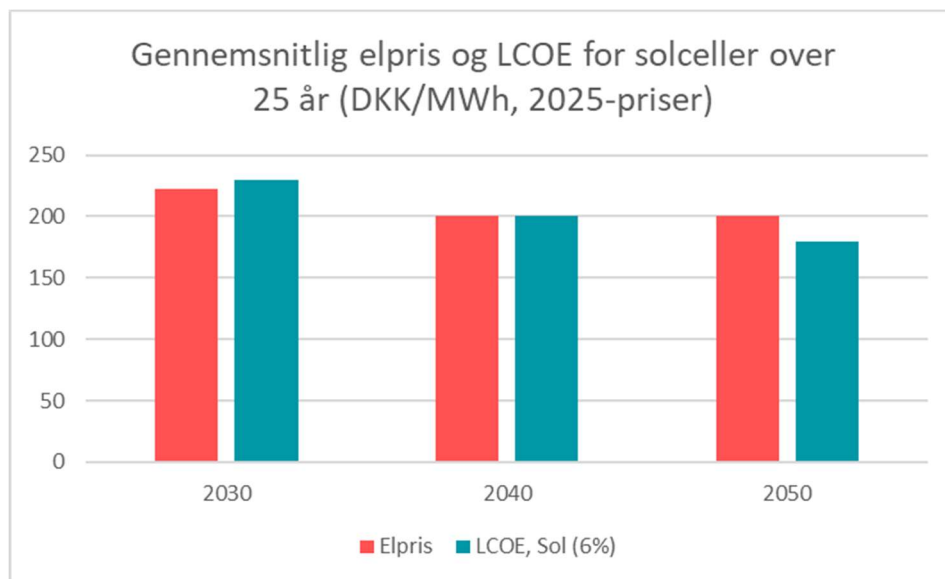
Idet metoden udelukkende arbejder ud fra en antagelse om at indtjeningerne findes på spotmarkedet, er den i en vis grad begrænsende for rentabilitetsvurderinger af kombinationsanlæg. Det skyldes, at kombinationsanlæg forventes at arbejde med flere indtægtskilder. En vis del af indtjeningsmuligheder for kombinationsanlæg er dermed ikke afspejlet i denne rentabilitetsvurdering. Komplexiteten i optimering af indtægtsstrømme fra flere markeder (og udviklingen af disse markeder som følge heraf) samt udnyttelse af egetforbrug fra solcelleanlægget gør det vanskeligt at forudsige kombinationsanlæggenes indtægter.

Resulterende udbygning

Den resulterende udbygning med hhv. terræninstallerede solceller og kommercielle landvindmøller bestemmes ved en iterativ proces. De gennemsnitlige teknologivægtede elpriser fra Ramses sammenlignes med de nødvendige gennemsnitlige elpriser (afregningspriser for hhv. solceller og landvindmøller). Figuren herunder viser et illu-



strativt eksempel på sammenligning for solceller. Hvis de gennemsnitlige teknologivægtede elpriser ligger på et højere niveau end de nødvendige gennemsnitlige elpriser (LCOE) øges udbygningen. Omvendt, hvis de gennemsnitlige teknologivægtede elpriser ligger på et lavere niveau end de nødvendige gennemsnitlige elpriser reduceres udbygningen.



Figur 14: Illustrativt eksempel på sammenligning af nødvendig elpris (Sol (6%)) med gennemsnitlig indtjening over 25 år (DK1) (DKK/MWh, 2025-priser).

Solceller i kombination med batterier

Rentabilitetsvurderingen har vist at en tilføjelse af et batteri til et solcelleanlæg ikke vil rykke tilstrækkeligt på det samlede indtjeningspotentiale på spotmarkedet. Grundet metodens begrænsning og kompleksiteten af indtægtsstrømme for kombinationsanlæg, er det i sidste ende valgt at antage en mindre udbygning. Denne udbygning antages at udgøre 10 pct. af den samlede udbygning med nye terrænanlæg for anlæg etableret fra 2027 og frem (medregnes fra primo 2028 og frem). Den resulterende batterikapacitet (elkapacitet og lagerkapacitet) fremgår af baggrundsnotatet om ellagring.

Potentiale og loft for udbygning med landvind

For især landvind kan der være andre faktorer end rentabilitet der sætter begrænsningen for udbygningen med nye møller, hvilket kan betyde, at ikke alle rentable projekter bliver realiseret. Det skyldes at udbygningen i høj grad afhænger af kommunernes villighed til at planlægge for og godkende nye projekter samt andre faktorer som eksempelvis adgang til areal og hensyn til naboer.

Kommunernes villighed til at godkende nye projekter og andre faktorer som hensyn til naboer er svære at kvantificere. Ved at se på udbygningen i de år, hvor en større



udbygning fandt sted, kan man gøre sig nogle antagelser om, hvilket niveau den årlige udbygning maksimalt kan antages at ligge på. I 2010'erne blev der eksempelvis opstillet ca. 200 MW årligt med et årligt spænd på ca. 50-350 MW. Denne periode var præget af, at der blev givet støtte til opstilling af vindmøller. Med udgangspunkt i udbygningen i 2010'erne fastsættes der i AF25 et loft for årlig udbygning med landvind på 200 MW. Der vil frem mod AF26 blive arbejdet videre med kvantificeringen af dette loft.