



Indhold

Introduktion og opsummering	3
Væsentlige ændringer ift. KF25	3
Tværgående modeller på el- og fjernvarmeområdet	4
Ramses-modellen	4
DH-Invest modellen	5
Kapitel 1: Udenlandske el-produktionskapaciteter mv.	6
1.1 Ændringer ift. KF25	6
1.2 Forudsætninger og metode bag KF26	7
1.2.1 Metode til 2035	7
1.2.2 Metode fra 2035 til 2050	8
1.3 Usikkerhed	9
Kapitel 2: Danske interkonnektorer	10
2.1 Ændringer ift. KF25	10
2.2 Forudsætninger og metode bag KF26	10
Kapitel 3: Havvindmøller	12
3.1 Ændringer ift. KF25	12
3.2 Forudsætninger og metode bag KF26	12
3.2.1 Forudsætninger for teknisk levetid og fuldlasttimer for havvindmølleparker	13
3.2.2 Forudsætninger for eksisterende havvindmølleparker og levetidsforlængelse	13
3.2.3 Nye havvindmølleparker opstillet under åben dør-ordningen	15
3.2.4 Nye havvindmølleparker opstillet efter udbud og energiører	16
3.3 Usikkerhed	17
Kapitel 4: Landvindmøller og solceller	18
4.1 Ændringer ift. KF25	18
4.2 Metode og forudsætninger	18
4.2.1 VE-pipeline for landvind og sol	19
4.2.2 Fremskrivning af landvind og sol efter 2033	20
4.2.3 Forsøgsmøller	20
4.2.4 Husstandsmøller	21
4.2.5 Solceller på bygninger og solceller til egetforbrug	21

4.2.6 Forudsætninger for levetid for landvind.....	23
4.2.7 Forudsætninger for levetid for solceller.....	23
4.2.8 Forudsætninger for fuldlasttimer	24
4.3 Usikkerhed	26
Kapitel 5: Termisk produktionskapacitet	28
5.1 Ændringer ift. KF25.....	28
5.2 Metode og forudsætninger.....	28
5.2.1 Forudsætninger om politikker.....	29
5.2.2 Pipelineprojekter.....	29
5.2.3 Termisk kondenskapacitet.....	30
5.2.4 Centrale fjernvarmeområder	30
5.2.5 Overskudsvarme	32
5.3 Usikkerhed	33
Kapitel 6: Batterier i elsystemet.....	34
6.1 Ændringer ift. KF25.....	34
6.2 Metode og forudsætninger.....	34
6.2.1 Pipeline og rentabilitetsvurdering.....	34
6.3 Usikkerhed	35
Kilder.....	37

Introduktion og opsummering

I Klimafremskrivningen omfatter el- og fjernvarmesektoren udledningerne forbundet med primærproduktion af el og fjernvarme ekskl. affaldsforbrænding og sekundære producenter, herunder producenter som ikke har produktion af el og fjernvarme som primært formål. Affaldsforbrænding og produktion fra sekundære producenter fremgår under forudsætningsnotaterne om affald samt husholdninger og erhverv, hvilket følger FN's opgørelsesmetode for indrapportering af drivhusgasser.

Væsentlige ændringer ift. KF25

De væsentligste ændringer i KF26 ift. KF25 kan indeles i henholdsvis metode-mæssige ændringer, indarbejdelse af nye politiske aftaler samt opdatering af input-parametre. Opdatering af data til fremskrivningen af kommende landvindmøller og solceller sker årligt. Indarbejdelsen af ny politik i KF sker i henhold til forudsætnin-gerne beskrevet i *forudsætningsnotatet politikker og principper*.

- Opførelsen af tre havvindmølleparker i hhv. 2032 og 2034 fordelt på minimum 2 GW i DK1 og minimum 0,8 GW i DK2, jf. *Aftale om udbudsrammer for tre havvindmølleparker* af 19 maj 2025 og *Justeringer i Aftale om udbudsrammer for tre havvindmølleparker* af 7. november 2025.
- Opførelsen af Energiø Bornholm i 2036 med 3 GW havvind og interkonnektorer til DK2 på 1,2 GW og 2 GW til Tyskland, jf. *Aftale om den økonomiske rammer for Energiø Bornholm* af 3. februar 2026. Selvom aftalen er indgået efter skæringsdatoen for KF26 (1. januar 2026) inkluderes aftalen grundet dets store betydning for modelleringen af energisystemet.
- Metodeændring for håndtering af levetidsforlængelse af eksisterende havvindmølleparker. Grundet usikkerhed i konkrete vurderinger af enkeltstående parkers kontrakter lægges der beregningsteknisk til grund, at halvdelen af eksisterende havvindskapacitet forlænges med 10 år.
- Nedsættelse af elafgiften til EU's minimumsniveau på 0,8 øre pr. kWh i 2026 og 2027, jf. *Finanslov 2026*, der medvirker til en midlertidig reduktion af solceller på bygninger som følge af reduceret rentabilitet.
- Vilklårene for solceller og landvindmøller fra *Aftale om udbygningen af sol og vind på land 2025* indgår i KF26 i forbindelse med rentabilitetsvurdering af VE på land.
- Opdatering af teknisk levetid for landvindmøller baseret på ny konsulentrapport om øget forventet levetid.

- Fuldlasttimer for landvindmøller tilpasset faktiske indrapporteringer i stamdata-register.
- Vægtning og indregningsperioder af VE-pipeline er opdateret pba. realiserede projekter
- Metodeændring for fremskrivningen af storskala batterier i elsystemet, samt indarbejdelse af batterier etableret i samproduktion med solcelleanlæg. Metoden tager udgangspunkt i et rentabilitetsprincip svarende til metoden for landvind og solceller, hvormed der alene fremskrives under antagelse om rentabilitet for batterier.

Tværgående modeller på el- og fjernvarmeområdet

Udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren stammer fra den termisk baserede el- og fjernvarmeproduktion, mens elproduktion fra vindmøller og solceller ikke er forbundet med udledninger. Sammensætningen af el- og fjernvarmeproduktionen ift. teknologier og brændsler i fremskrivningsperioden afhænger bl.a. af udviklingen i brændsels- og CO₂-kvotepriser samt udviklingen i produktionskapaciteterne for el og fjernvarme i Danmark og udviklingen i el-produktionskapaciteterne i Europa, foruden forventninger til teknologiudviklingen. For udviklingen af eltariffer henvises til forudsætningsnotat om priser og vækst.

Modellerne anvendt i KF26 er nærmere beskrevet i Energistyrelsens modelkatalog vedrørende aktuelle økonomiske og tekniske modeller.

Ramses-modellen

Sammensætningen af el- og fjernvarmeproduktion fremskrives i Energistyrelsens Ramses-model, der simulerer el- og fjernvarmesystemet med udgangspunkt i den samlede efterspørgsel på el og fjernvarme, samt den tilgængelige produktionskapacitet for hhv. fjernvarmeproduktion i Danmark og elproduktion i Europa. For udlandet benyttes de seneste kapacitetsfremskrivninger fra ENTSO-E¹ og PEERS-modellen², der er Energistyrelsens langsigtede investeringsmodel.

For at afstemme udbud af og efterspørgsel efter el og fjernvarme itererer Ramses med øvrige modeller, der fremskriver efterspørgsel efter el og fjernvarme. Herudover indregner Ramses også elforbruget fra transportsektoren, elforbruget fra, samt elforbruget til PtX, hvor PtX-anlæggenes driftsmønstre er modelleret direkte i Ramses ud fra en eksogent angivet produktionskapacitet, *jf. forudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.*

¹ Det europæiske netværk af transmissionssystemoperatører.

² Modellen er beskrevet i Energistyrelsens modelkatalog.

DH-Invest modellen

Størstedelen af kapacitetsudviklingen for termiske produktionskapacitet (ekskl. affaldsforbrænding) fremskrives i DH-Invest-modellen.³ DH-Invest modellen fremskriver både investeringer og skrotninger og itererer undervejs med Ramses-modellen for at sikre overensstemmelse mellem kapacitets- og produktionsfremskrivningen. Selve udviklingen i den termiske produktionskapacitet fastlægges således i modelkørslerne og foreligger derfor først som en del af KF26-hovedrapporten og sektorresultaterne. Udviklingen påvirkes af bl.a. brændsels-, kvote- og elpriser og de endogent indlagte udviklinger for dele af kapaciteten.

I KF opgøres udledningerne fra affaldsforbrændingsanlæggene som en del af udledningerne fra affaldssektoren, men affaldsforbrændingsanlæg leverer også el og fjernvarme. Kapacitetsudvikling for affaldsforbrænding og mængder af affald til forbrænding fastlægges uden for Ramses (*jf. forudsætningsnotatet for affald*) og anvendes som eksogent input til modellering af el- og fjernvarmesektoren.

³ De store kraftværker behandles dog uden for modellen, og der tages også højde for kendte planer mv.

Kapitel 1: Udenlandske el-produktionskapaciteter mv.

Danmark deler elpris med et eller flere af nabolandene i ca. 90 pct. af alle timer (1). Dette sætter krav til håndteringen og modelleringen af udlandet i klimafremskrivningen, så den også afspejler udlandets forventede udvikling.

Forudsætninger om elproduktionskapaciteter, elforbrug og eltransmissionskapacitet i udlandet indgår i fremskrivningens elmarkedsmodel Ramses, der omfatter 23 lande aggregeret i 21 elhandelszoner (2).

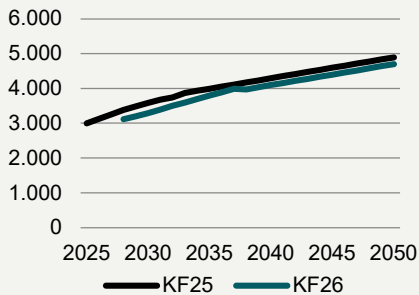
1.1 Ændringer ift. KF25

Udlandets elproduktion, -kapaciteter og -forbrug er i KF26 baseret på ENTSO-E's seneste offentliggjorte scenarier for den europæiske elkapacitet og -forbrug ERAA24- og TYNDP24 (3) (4). Der anvendes som i KF25 en toårig forsinkelse af ERAA24 scenariet, der afspejler vurderingen, at den kortsigtede udbygning af elproduktion og -forbrug er forsinket.

Udviklingen i udlandets elforbrug ekskl. brintproduktion er i KF26 lavere i forhold til KF25, *jf. figur 1.1*. Dette skal ses i lyset, af at der modsat er en øget langsigtet forventning til den samlede elektrolysekapacitet i 2050, *jf. figur 1.2*.

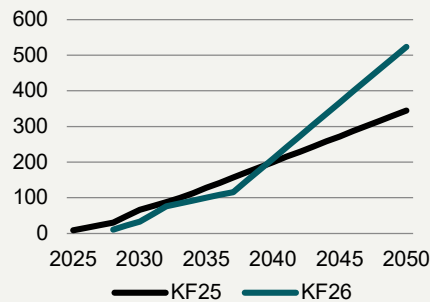
Figur 1.1

Fremskrevet elforbrug for udlandet ekskl. elforbrug til elektrolyse i KF25 og KF26, TWh



Figur 1.2

Elektrolysekapacitet i udlandet i KF25 og KF26, GW

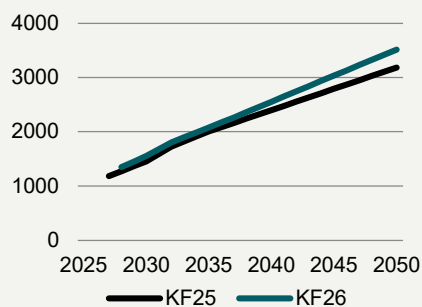


Kilde: ERAA24 og TYNDP24

Elproduktions- og eltransmissionskapacitet i udlandet frem mod 2037 skønnes i KF26 sammenlignelig med KF25, *jf. figur 1.3 og 1.4*. Dog ses en langsigtet trend mod mindre udbygning af transmissionskapacitet, hvilket opvejes af en større udbygning i produktionskapaciteten til at sikre balance i elsystemet.

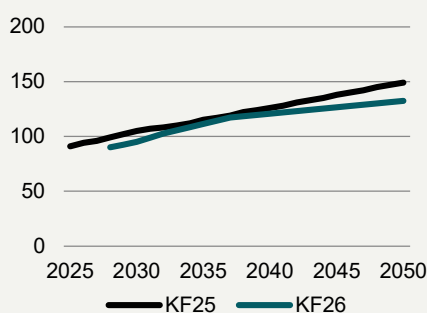
Figur 1.3

Elproduktionskapacitet i udlandet i KF25 og KF26, GW



Figur 1.4

Eltransmissionskapacitet i udlandet i KF25 og KF26, GW



Kilde: ERAA24 og TYNDP24

1.2 Forudsætninger og metode bag KF26

Fremskrivningen af udlandet laves på baggrund af en kortsigtet og langsigtet fremskrivning af elproduktionen i Europa udarbejdet af ENTSO-E. Scenarierne baserer sig på henholdsvis aktuelle, annoncerede planer, politiske ambitioner samt udmeldt politik og målopfyldelse.

1.2.1 Metode til 2035

ERAA er en mellemsigtet fremskrivning af det europæiske elsystem 10 år frem, hvis formål er at vurdere afbrudstimerne eller effekttilstrækkeligheden i Europa, og er baseret på indmeldinger fra de enkelte lande⁴. Scenariet er udviklet til tværgående national vurdering af, om der kan opstå en øget ustabilitet i det europæiske elnet, såfremt der sker en målopfyldelse i de europæiske lande. Fx fremskrives det, at en stigende termisk kapacitet er i risiko for nedlukning i takt med en markant udvikling i solceller og vindmøller. I KF26 anvendes ERAA24-scenariet. Der er offentliggjort et udkast for ERAA25, men grundet hensyn til implementering i Energistyrelsens modeller, og at der alene er tale om udkastform, kan dette først inkluderes fra KF27.

I ERAA-scenariet er landenes indberetninger til ENTSO-E baseret på planer og målsætninger for opsætning af VE-kapacitet. ERAA-scenariet baserer sig ikke på vurderinger af rentabiliteten i udbygningen af VE-kapacitet i de nationale målopfyldelsesscenarier, hvormed der ikke tages højde for, om projekter påvirker hinanden på tværs af lande. Dette kan resultere i en øget nedregulering af vindmøller og solceller og en faldende indtægt, hvormed mængden af sol- og vindprojekter kan have overlappende indbyrdes udkonkurrering på markedet for VE-produktion. På baggrund af landenes indmeldinger foretager ENTSO-E beregninger af om termisk el

⁴ For Danmark indmelder Energinet seneste version af *Analyseforudsætninger til Energinet (AF)*.

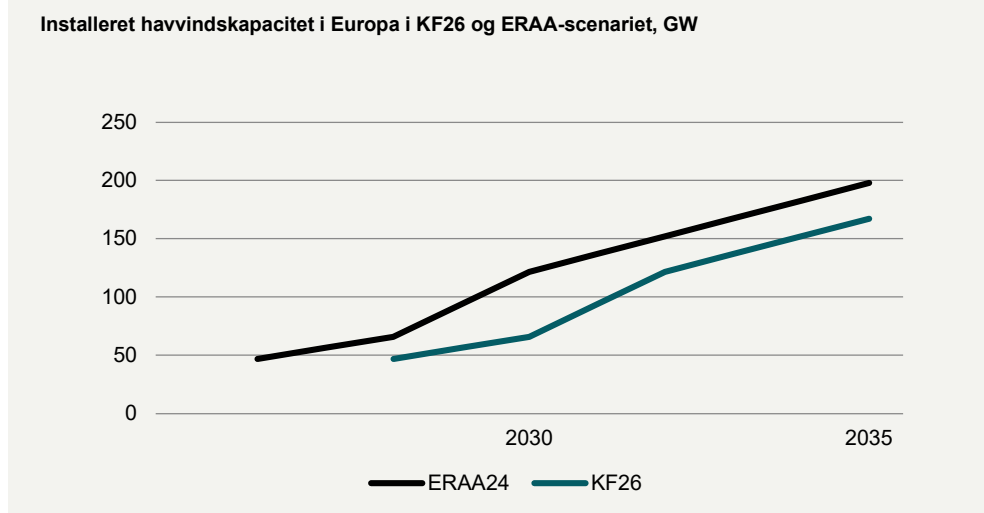
kapacitet skal levetidsforlænges eller nedlukkes, eller behov for investering i ny fleksibel produktionskapacitet (gaskraftværker, batterier og DSR).

I lighed med KF25 vurderes der fortsat at være en tendens til, at anlægsprojekter forsinkes, hvilket særligt gør sig gældende for udbygningen af VE-kapacitet i forhold til de mål, der ligger bag indmeldingerne til ERAA. Tilsvarende vurderes, at elektrificeringen ligeledes er forsinket i forhold til indmeldingerne. I lighed med KF25 foretages derfor en 2-årig forskydning af scenariet.

Havvindsudbygningen i ERAA24-scenariet indikerer en udbygningshastighed på 9 GW havvind om året fra 2026 frem til 2028 i EU, hvorefter denne stiger til 28 GW årligt i 2029 og 2030. Til sammenligning blev der i 2024 installeret 2,6 GW, og markedets forventning i EU er en udbygning på ca. 3-6 GW årligt i perioden 2026-2030 (5).

For europæisk havvind vil implementeringen af en toårig forsinkelse medføre, at der sker en stigning på ca. 40 pct. af havvindskapaciteten mellem 2026 og 2030 mod en 160 pct. stigning i det rene ERAA-forløb, *jf. figur 1.5*. I KF26 svarer en stigning af havvindskapaciteten i 2030 ift. 2026 til, at der installeres ca. 5 GW havvind årligt frem til 1. januar 2030.

Figur 1.5



Kilde: KEFM og ERAA24

1.2.2 Metode fra 2035 til 2050

Til KF26 anvendes samme fremskrivning for udlandet i 2050, som er anvendt til AF25. For mellemliggende år interpoleres der lineært fra 2035 til 2050.

Da ENTSO-E's scenarier er udarbejdet med et andet modelsetup end Energistyrelsens, og da ikke alle data nødvendigvis offentliggøres af ENTSO-E, kan der opstå

behov for mindre tilpasninger (fx tilføjelse af ekstra spidslastkapacitet) samt udarbejdelse af egne data fx produktionstidsserier for solceller eller vindkraft, for at scenarierne kan anvendes og giver meningsfulde resultater i Ramses-modellen. Yderligere for at sikre et markedskonformt udlandsscenario med en økonomisk balanceret udbygning, korrigeres produktionskapaciteter for VE og elektrolyse i udlandet i det anvendte scenario fra TYNDP24. Korrektionen foretages på baggrund af resultater fra Energistyrelsens model, PEERS. Dette resulterer i en reduktion i kapaciteten af havvind sammenlignet med TYNDP24 DE, mens elektrolysekapaciteten opjusteres. Der henvises til AF25 for mere information om det langsigtede udlandsscenario (6).

ENTSO-E's TYNDP24-scenario Distributed Energy (DE) anvendes som udgangspunkt for Energistyrelsens langsigtede fremskrivning. Scenariet opfylder de europæiske mål om mindst 55 pct. CO₂e-reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050.

For yderligere information om DE-scenariet henvises til ENTSO-E's rapport "TYNDP24 Scenarios final storyline report" (4).

1.3 Usikkerhed

Der er helt grundlæggende stor usikkerhed om udviklingen i udlandet. Udviklingen har bl.a. væsentlig betydning for elprisen i Danmark samt efterspørgslen efter brint. Da den danske el- og fjernvarmeproduktion skønnes omstillet til VE, har udviklingen i udlandet minimal indflydelse på udledningen af drivhusgasser i Danmark.

Det bidrager samtidig til usikkerheden, at data om den forventede udvikling i udlandet kan være op til to år gamle, når de offentliggøres af ENTSO-E.

Kapitel 2: Danske interkonnektorer

Handlen med el med vores nabolande og dermed også graden af påvirkningen af hinandens elmarkeder afhænger af, hvordan Danmark er elektrisk forbundet med andre lande. Forudsætninger for interkonnektorer spiller derfor en væsentlig rolle i forhold til modelleringen af elmarkedet i Ramses.

Ved danske interkonnektorer forstås eltransmissionsforbindelser, der forbinder de danske elprisområder Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) med udlandet samt eltransmissionsforbindelser mellem de danske elprisområder, *jf. tabel 2.1*.

Tabel 2.1

Forudsætning for danske interkonnektorer til udlandet i dag og i pipeline

Forbindelse	Fra	Til	Importkapacitet (MW)	Eksportkapacitet (MW)	Type ⁵	Driftsperiode
Skagerrak	DK1	NO2	1.632	1.632	HVDC	Hele perioden.
Konti-Skan	DK1	SE3	715	715	HVDC	Hele perioden.
Jylland-Tyskland	DK1	DE	2.500 stigende til 3.500 i 2026	2.500 stigende til 3.500 i 2026	AC	Hele perioden.
COBRA	DK1	NL	700	700	HVDC	Hele perioden.
Viking Link	DK1	GB	800 stigende til 1.400 i 2026	800 stigende til 1.400 i 2026	HVDC	Hele perioden.
Øresund	DK2	SE4	1.300	1.700	AC	Hele perioden.
Kontek	DK2	DE	600	585	HVDC	Hele perioden.
Kriegers Flak	DK2	DE	400	400	HVDC	Hele perioden.
Storebælt	DK1	DK2	600	590	HVDC	Hele perioden.
Energio Bornholm*	EØB	DK2 /DE	1200/2000	1200/2000	HVDC	[Fra 2034]

Kilde: Energistyrelsen.

Anm: * Energio Bornholm indgår med en 1200 MW og 2000 MW forbindelse til hhv. DK2 og DE.

2.1 Ændringer ift. KF25

Metoden i KF26 følger samme metode som i KF25 og forudsætningerne for import- og eksportkapaciteter er opjusteret som følge af dansk-tysk aftale om Energio Bornholm.

2.2 Forudsætninger og metode bag KF26

Udlandsforbindelser fraviger det generelle princip om, at der indarbejdes besluttet politik, da reinvesterings og udvidelse af kapacitet påkræver en politisk godkendelse. Ift. udlandsforbindelser er der således lagt til grund en beregningsteknisk fastfrysning af eksisterende elkabler. Dette gøres ud fra et modelteknisk hensyn. Det fremhæves, at KF ikke kan anvendes som en forventning til politiske beslutninger.

⁵ AC (vekselstrøm) og HVDC (jævnstrøm).

Det antages derfor, at eksisterende forbindelser forbliver i drift i hele fremskrivningsperioden. I praksis vil flere af de eksisterende forbindelser dog nå deres forventede tekniske levetid inden for fremskrivningsperioden. Dette gælder især for ældste forbindelser til de nordiske områder. Energinet er i dialog med nabo-TSO'er om de udlandsforbindelser, der nærmer sig deres tekniske levetid.

Kapitel 3: Havvindmøller

I KF26 indgår eksisterende havvindmølleparker, afholdte udbud (Thor) og Åben dør-projekter der har fået tilladelse til etablering. Derudover indgår 2,8 GW fra udbud af havvind og tilladelse til forlængelse af elproduktionstilladelse (herefter 'levetidsforlængelse') af eksisterende havvindmølleparker.

3.1 Ændringer ift. KF25

I KF26 indgår en yderligere udbygning af tre havvindmølleparker og Energiø Bornholm ift. KF25, jf. *Aftale om udbudsrammer for tre havvindmølleparker* af 19. maj 2025, *Justeringer i Aftale om udbudsrammer for tre havvindmølleparker* af 7. november 2025 og *Aftale om den økonomiske rammer for Energiø Bornholm* af 3. februar 2026.

Tilladelse til levetidsforlængelse beror på en konkret vurdering baseret på de enkelte parkers vilkår og udbudsbetingelser. Grundet usikkerhed om konkrete vurderinger af levetidsforlængelse antages det beregningsteknisk, at 50 pct. af den eksisterende havvindmøllekapacitet uden afklaret tilladelse forlænges med 10 år. For de parker, hvor Energi styrelsen har truffet afgørelse om forlængelse af elproduktionstilladelse indregnes levetidsforlængelsen med antal år angivet i tilladelsen.

3.2 Forudsætninger og metode bag KF26

Forudsætninger for havvind opdeles efter eksisterende og nye havvindmølleparker

- Ved *eksisterende havvindmølleparker* forstås de 17 (svarende til 2,7 GW) etablerede stor- og småskala havvindmølleparker og forsøgsmølleparker i de danske farvande. I tillæg indregnes skøn for levetidsforlængelser af eksisterende havvindmølleparker.
- Ved *nye havvindmølleparker opstillet under åben dør-ordningen* anvendes skøn for kapacitet og idriftsættelsesår efter de meddelte tilladelser fra Energi styrelsen til ansøgte projekter, der har opnået tilladelse til etablering.
- Ved *nye havvindmølleparker opstillet efter afsluttet udbud* forstås i KF26 Thor Havvindmøllepark, der blev udbudt som følge af Energiaftale 2018 og i oktober 2024 fik udstedt etableringstilladelse med en kapacitet på 1.008 MW og nettilslutning senest 2027, hvorfra parken antages i fuld drift.
- Ved *øvrige nye havvindmølleparker opstillet efter udbud* forstås i KF26 igangværende udbud for 2,8 GW, opdelt med 0,8 GW ved Hesselø i Kattegat og 2 GW i Nordsøen, og Energiø Bornholm med 3 GW.

3.2.1 Forudsætninger for teknisk levetid og fuldlasttimer for havvindmølleparker

Forventet elproduktionen for alle havvindmølleparker estimeres med udgangspunkt i vindtidsserier for de forskellige geografiske lokationer og effektkurver for repræsentative mølletyper. I de tilfælde hvor Energistyrelsen ikke er i besiddelse af repræsentative mølletyper (gælder især for ældre mølletyper) er fuldlasttimer korrigeret, så de stemmer overens med den faktiske gennemsnitlige produktion. Til beregning af den faktiske gennemsnitlige produktion anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50.

Eksisterende havvindmølleparker har alle fået tilladelse til elproduktion i 25 år.⁶ For eksisterende møller på havet regnes derfor med en forventet levetid på 25 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. I tillæg forlænges levetiden for de havvindmølleparker, der af Energistyrelsen har modtaget tilladelse til levetidsforlængelse, jf. afsnit 3.2.2. Repowering af havvindmølleparker indgår ikke i KF26, da der endnu ikke har været ansøgninger eller givet tilladelse til samme.

I forbindelse med udbuddet af Thor Havvindmøllepark blev VE-loven i 2020 ændret således, at havvindmølleparker afgjort efter udbud fremadrettet tildeles elproduktionstilladelse på 30 år, hvorefter møllerne forventes at blive taget ud af drift⁷. De 30 år er baseret på en vurdering af levetid fra Teknologikataloget for produktion af el og fjernvarme.

Det antages, at alle nye havvindmølleparker i det første driftsår vil producere med halv kapacitet. Dette afspejler, at havvindmølleparker typisk har en løbende tilkobling i takt med etableringsfasen.

3.2.2 Forudsætninger for eksisterende havvindmølleparker og levetidsforlængelse

Danmark har i dag 17 havvindmølleparker med en samlet kapacitet på 2656 MW. De enkelte havvindmølleparker indgår i KF26 efter forventet levetid, placering og produktion baseret på historisk data, jf. tabel 3.1.

⁶ Med undtagelse af parken ved Tunø Knob, der ikke har en tidsbegrænset elproduktionstilladelse. Grundet fortsat drift antages denne en samlet levetid på 35 år.

⁷ Lov 2020-12-21 nr. 2065 om ændring af lov om fremme af vedvarende energi og lov om elforsyning

Tabel 3.1

Forudsætninger for eksisterende havvind i KF26

Park	Place-ring	Start år	Slutår	Kapacitet (MW)	KF26 fuldlasttimer (MWh/MW)	KF25 fuldlasttimer (MWh/MW)
Tunø Knob	DK1	1995	2030 ⁸	5	2.550	2.700
Middelgrunden*	DK2	2001	2051	40	2.050	2.200
Horns Rev 1*	DK1	2002	2042	160	3.550	3.950
Rønland*	DK1	2003	2038	13,2 (8,6 til 2038)	3.700	3.800
Nysted*	DK2	2003	2038	165,6	3.000	3.300
Samsø (2003)*	DK1	2002	2038	20,7	3.400	3.550
Frederikshavn	DK1	2003	2028	2,3	2.350	3.300
Horns Rev 2	DK1	2010	2034	209,3	4.000	4.350
Avedøre Holme (2009)	DK2	2009	2034	7,2	3.250	3.350
Avedøre Holme (2011)	DK2	2011	2036	3,6	3.450	3.550
Sprogø	DK1	2009	2034	21	2.600	3.050
Rødsand	DK2	2010	2035	207	3.650	3.800
Anholt (2012)	DK1	2012	2037	50,4	4.250	4.350
Anholt (2013)	DK1	2013	2038	349,2	4.250	4.350
Samsø (2018)	DK1	2018	2038	2,3	3.950	4.300
Nissum Bredning	DK1	2018	2042	28	4.100	4.200
Horns Rev 3	DK1	2019	2044	406,7	4.350	4.550
Kriegers Flak	DK2	2021	2046	605	4.00**	4.250
Vesterhav Syd	DK1	2023	2048	170	4.600	4.600
Vesterhav Nord	DK1	2024	2049	180	4.650	4.650

Anm: *Havvindmølleparkerne Middelgrunden, Nysted, Samsø, Rønland, Horns Rev 1 har modtaget tilladelse til levetidsforlængelse på hhv. 25, 10, 10,10 og 15 år og fremgår derfor i tabellen med en længere levetid. Fsva. Rønland havvindmøllepark er der kun ansøgt om levetidsforlængelse for halvdelen af parken,

Enkelte havvindmølleparker opsat på tværs af år, hvorfor de enkelte møller har forskellige slutår.

** fuldlasttimer på Kriegers Flak dækker over en gennemsnitslig produktion på 4150 og 3850 for hhv. vestlige og østlige del af havvindmølleparken.

Til KF26 har Energistyrelsen udviklet ny modellering af fuldlasttimer på havvind således, at der tages højde for skygetab i både danske og europæiske parker. Derudover afspejler den nye metode bedre produktionen fra både danske og udenlandske havvindmølleparker ift. klimaår.

Levetidsforlængelse af havvindmølleparker

⁸ Tunø Knob har ikke en tidsbegrænset elproduktionstilladelse. I KF26 er antaget en beregningsteknisk antagelse om, at parken er nedtaget i 2030.

Anlægsjere af havvindmølleparker kan søge om levetidsforlængelse ved udløb af elproduktionstilladelsen.

Der medtages fuld levetidsforlængelse af havvindmølleparker, der af Energistyrelsen har fået forlænget elproduktionstilladelsen. Energistyrelsen har i 2025 givet levetidsforlængelse til fem af de tidligst etablerede havvindmølleparker. Dette omfatter parkerne: Samsø på 23 MW, Middelgrunden på 40 MW, Nysted på 161 MW, Rønland med halvdelen af kapaciteten på 8,6 MW og Horns Rev 1 på 160 MW, der som de første har fået tilladelse til levetidsforlængelse på hhv. 10, 25, 10, 10 og 15 år.

Med de afgjorte tilladelser i 2025 har det vist sig muligt at forlænge elproduktionstilladelsen på de eksisterende havvindmøller. Ved ansøgning om levetidsforlængelse af udbudsparker skal forlængelsen dog samtidig underlægges en konkret udbudsretslig vurdering, jf. *tekstboks 1*. Grundet usikkerhed om konkrete vurderinger af de enkelte havvindmølleparker antages det beregningsteknisk, at 50 pct. af de øvrige havvindmølleparker levetidsforlænges. Den beregningstekniske antagelse kan ikke anvendes som en forventning blandt aktører i branchen og på politisk niveau om, at levetidsforlængelser kan tillades. Det vil bero på en konkret vurdering. Det antages hertil, at disse parker levetidsforlænges med 10 år baseret på, at tre ud af fem aktuelle tilladelser til levetidsforlængelse af havvind har ansøgt om dette niveau.

Tekstboks 1: Udbudsregler vedrørende levetidsforlængelse af havvind og kammeradvokatens vurdering

I ansøgningen om levetidsforlængelse af bestående elproduktionsanlæg på havet, der er etableret efter udbud, vil vurderingen i tillæg til de generelle krav, som er teknisk og finansiell kapacitet af ansøger, område- og artsbeskyttelsen (Natura 2000 og bilag IV-arter) og restlevetidsanalyse, skulle foretages ift. statsstøttereglerne, udbudsreglerne, og betingelser fastsat i parkens koncessionsaftale. Såfremt den ansøgte levetidsforlængelse af en park etableret efter udbud udgør en ændring af kontraktens grundlæggende elementer, vil der ikke kunne gives en levetidsforlængelse, idet udbudsreglerne da bestemmer, at der skal foretages genudbud. Jf. udbudslovens § 178, stk. 2 anses en ændring af en kontrakt for at være en ændring af grundlæggende elementer, når den bevirker, at kontraktens karakter er væsentlig forskellig fra den oprindelige kontrakt. Derfor vil det altid være op til en konkret vurdering, hvorvidt levetidsforlængelse udgør en ændring af kontraktens grundlæggende elementer.

3.2.3 Nye havvindmølleparker opstillet under åben dør-ordningen

Antagelser om udbygning med havvindmølleparker under åben-dør ordningen baseres på tidligere indkomne ansøgninger til Energistyrelsen. Forudsætninger for

nye parker på havet opstillet under åben dør-ordningen fremgår af tabel 3.2 og ud-
dybes i det følgende.

Tabel 3.2

Forudsætninger for nye havvindmølleparker opstillet under åben dør-ordningen

Park	Place- ring	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldstimer (MWh/MW)
Frederikshavn	DK1	2028	2057	72	4.325
Lillebælt Syd	DK1	2029	2058	165	4.325
Jammerland Bugt	DK2	2030	2059	240	4.325

Anm: Fuldstimer afrundes til nærmeste 25

Projekter indgår som specifikke parker i fremskrivningen⁹ med en vægt på 80 pct. ved meddelt etableringstilladelse. Ved både meddelt etableringstilladelse og nettilslutningsaftale indgår de med en vægt på 100 pct. Det gælder for Frederikshavn Havvindmøllepark, der fik meddelt etableringstilladelse den 26. oktober 2022, Lillebælt Syd, der fik meddelt etableringstilladelse den 28. november 2024 og Jammerland Bugt, der fik meddelt etableringstilladelse den 17. december 2024. Alle tre parker har desuden indgået en nettilslutningsaftale. I etableringstilladelsen følger et etableringskrav om etablering inden 5 år, hvoraf antagelse om første idriftsættelsesår følger.

De projekter, der er under sagsbehandling, og hvor der er givet en forundersøgelsestilladelse, men ikke er meddelt etableringstilladelse, indgår ikke i fremskrivningen. I KF26 vedrører det kun Aflandshage (300 MW), som ligger i DK2.

3.2.4 Nye havvindmølleparker opstillet efter udbud og energiører

Afsluttede udbud

I KF26 indgår Thor Havvindmøllepark som nye havvindmølleparker opstillet efter afgjorte udbud. Thor Havvindmøllepark blev aftalt med Energiaftale 2018 og i oktober 2024 blev der udstedt etableringstilladelse med en kapacitet på 1.008 MW og nettilslutning senest 2027, hvormed parken antages i fuld drift i 2027, *jf. tabel 3.3.*

Øvrige udbud

I KF26 indgår 2,8 GW havvind fra igangværende udbud, *jf. Aftale om udbudsrammer for tre havvindmølleparker og Justeringer til Aftale og udbudsrammer.* Der udbydes to parker i Nordsøen, hhv. Nordsøen Midt og Nordsøen Syd, og en park ved Hesselø i Kattegat. Udbuddene for alle tre parker er åbnet d. 20 november 2025. Nordsøen Midt og parken ved Hesselø har budfrist 20 maj 2026, og Nordsøen Syd med forskudt budfrist i efteråret 2028.

⁹ Det bemærkes dog, at opstiller ikke er forpligtet til at udnytte sin etableringstilladelse.

De første to parker, Nordsøen Midt og parken ved Hesselø, udbydes med etableringsfrist for minimumskapaciteten i 2032. Den sidste park Nordsøen Syd udbydes med etableringsfrist for minimumskapaciteten i 2034. Parkerne indgår i KF26 med fuld produktion fra hhv. 2033 og 2035, *jf. tabel 3.3*.

Danmark og Tyskland indgik mellemstatslig aftale om Energiø Bornholm d. 26 januar 2026 og dansk *Aftale om den økonomiske rammer for Energiø Bornholm* af 3 februar 2026. Der udbydes minimum 3 GW havvind omkring Bornholm med forbindelse til både Danmark og Tyskland.

Energiø Nordsøen indgår ikke i KF26.

Tabel 3.3

Forudsætninger for nye havvindsmøller opstillet efter udbud

Park	Place-ring	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldlaster (MWh/MW)*
Thor	DK1	2027	2057	1008	4.875
Nordsø Midt	DK1	2032	2062	1000	4.800
Hesselø	DK2	2032	2062	800	4.450
Nordsø Syd	DK1	2034	2064	1000	4.800
Energiø Bornholm	EØB	2036	2066	3000	4.350

Anm: Fuldlaster afrundes til nærmeste 25.

3.3 Usikkerhed

Antagelserne om udbygning under Åben dør-ordning, udbud og levetidsforlængelse er forbundet med væsentlig usikkerhed.

Kapitel 4: Landvindmøller og solceller

For både landvindmøller og solceller fremskrives den kommercielle udbygning i KF26 med afsæt i Energinets og Energistyrelsens oversigt over potentielle VE-projekter i forskellige planlægningsfaser (VE-pipeline), samt en økonomisk afskæring af projekter der skal afspejle, at den samlede udbygning ikke har indbyrdes udkonkurrering i et omfang, der gør, at projektøkonomien ikke skønnes rentabel.

Fremskrivningen af VE på land følger generelt samme metodiske tilgang som anvendt til KF25, dog er der foretaget opdateringer af forudsætninger for levetid, fuldlasttimer.

4.1 Ændringer ift. KF25

Fremskrivningen af den samlede VE-udbygning på land afviger fra KF25 således:

- Udbygningen af solceller på bygninger er nedjusteret til en fast rate baseret på niveauet i 2023-2025. Dertil er medregnet både en kortsigtet kapacitetsnedgang og langsigtet kapacitetsopgang, som følge af nedsættelsen af elafgiften i 2026 og 2027 for hhv. offentligt- og privatejede solceller på bygninger, og som følge af regelforenklning for solceller på offentlige bygninger.
- Levetider og fuldlasttimer for landvindmøller er opdateret pba. historiske data og ny viden om nuværende tilstand af de eksisterende landvindmøller. Dette medvirker til en opdatering af den langsigtede fremskrivning af landvindmøller, hvor nedtagning af eksisterende landvindlandvindmøller erstattes med tilsvarende ny kapacitet, grundet forbedret datagrundlag for forventet levetid på eksisterende møller.
- Vægtning og indregningsperioder af VE-pipeline er opdateret pba. realiserede projekter

4.2 Metode og forudsætninger

KF26 tager afsæt i den gældende VE-pipeline af kendte projekter, samt en økonomisk afskæring, jf. notater om beregningsprincip for økonomisk afskæring (7) (8). Statslige energiparker på land, der er udpeget ved bekendtgørelser i henhold til *Klimaaftale om mere grøn energi fra sol og vind på land 2023*, fremgår ikke særskilt, men indgår på lige fod med øvrige projekter i VE-pipeline, der medtages i fremskrivningen.

Vilkårene for solceller og landvindmøller fra *Aftale om udbygningen af sol og vind på land 2025* indgår i KF26 i forbindelse med rentabilitetsvurdering af VE på land.

Med *Lov om ændring af lov om fremme af vedvarende energi* er der skabt mulighed for forbehold af særskilt ret over solcelleanlæg på erhvervsbygninger. Loven trådte i kraft pr. 1. juli 2025 og skal gøre det muligt fx at lease solceller. Herudover

udmøntes der årligt midler fra *pulje til solceller på etageboligejendomme*. Effekter fra disse tiltag skønnes for små til at kunne indgå i fremskrivningen af solceller på bygninger i KF26.

Der er i fremskrivningen af solceller på bygninger i KF26 taget højde for nedsættelse af elafgiften til EU's minimumssats i årene 2026 og 2027, jf. *Finanslov 2026*.

Et nyt bygningsdirektiv (EPBD) er under implementering og vil forventeligt stille nye krav til solceller på bygninger. Skæringsdato for indarbejdelse af ny politik i KF er 1. januar, og da direktivet ikke er implementeret i dansk lov ultimo december 2025, medregnes effekter heraf ikke i fremskrivningen af solceller på bygninger i KF26.

Kapaciteter for solcelleanlæg opgøres som nettilsluttet kapacitet (også kaldet W_{ac} eller AC-kapacitet) for at kunne sammenligne kapaciteten med andre teknologier i elsystemet.

Foruden den kommercielle udbygning af landvindmøller og terræninstallerede solceller fremskrives udbygningen af forsøgsmøller opstillet på testcentre, husstands-møller samt solceller på bygninger ud fra særskilte antagelser. Fremskrivning for kapacitetsudbygning, levetid og forventet årlig produktion fra landvindmøller og solceller beskrives nærmere i efterfølgende afsnit.

4.2.1 VE-pipeline for landvind og sol

Fremskrivningen af udbygning i årene frem mod 2033 tager udgangspunkt i projekter i VE-pipeline. Projekter, der er længst i planlægningsprocessen, forventes etableret først og indregnes med størst sandsynlighed for realisering. Kapaciteter fra projekter fra VE-pipeline bliver i fremskrivningen generelt fordelt ud over den forventede periode, som projekterne vil blive nettilsluttet i, afhængig af hvor langt i processen projekterne er nået. Udbygningen begrænses af et økonomisk afskæringsprincip, således at udbygningen i KF26 ikke indeholder flere projekter, end der skønnes kommercielt rentabelt.

Boks 4.1

Energinets forsinkelser ifb. udbygningen af VE på land

Energistyrelsen udarbejder en fremskrivning af landvind og sol (frem til 2033) med udgangspunkt i VE-pipelinen, som indeholder kendte projekter fra dialog med aktører, lokalplansgodkendelser og nettilslutningsaftaler. VE-projekter indgår med forskellige vægte og tidshorisonter afhængig af, hvor langt de er i planlægningsprocessen. Ved indregning af projekterne medregnes det, at der er usikkerheder forbundet med VE-projekter. Der tages generelt højde for risici, der modvirker eller forsinker projekters realisering ved, at projekter fx uden nettilslutningsaftale tildeles en lavere sandsynlighed og indfases over en længere periode. Energistyrelsen skelner i forbindelse med udarbejdelsen af fremskrivningen ikke mellem konkrete projekter eller mellem årsagerne til disse risici, dvs. hvad evt. forsinkelser i projekternes realisering skyldes eller deres omfang. Det betyder, at Klimastatus og -fremskrivninger tager højde for generelle forsinkelser, herunder Energinets forsinkelser, uden at tage stilling til, hvilke specifikke landvind- og solprojekter, der er påvirket.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

4.2.2 Fremskrivning af landvind og sol efter 2033

Efter 2033 antages solcelleudbygningen at følge et økonomisk afskæringsprincip således, at udbygningen vil være styret af projektøkonomien. Udbygningen antages derfor at fortsætte i det omfang den skønnes rentabel, dog begrænset af, at udbygningen ikke kan overstige den skønnede gennemsnitlige årlige udvikling i perioden 2025-2033 baseret på pipeline.

Det økonomiske loft er primært baseret på de teknologivægtede elpriser og antagelser om etablerings- og driftsomkostninger fra teknologikataloget samt øvrige relevante omkostninger og tager ikke højde for eventuelle øvrige gevinster eller forskellige risikoprofiler af anlæg f.eks. grundet PPA'er, eller synergieffekter af anlæg der kombinerer sol og vind. Metode og antagelser for vurderinger af rentabilitet beskrives i særskilt notat, der kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Efter 2033 fastholdes den samlede kapacitet for landvind beregningsteknisk på niveauet ultimo 2033 frem mod 2050. Det er en simpel metode, der dækker over modsatrettede effekter, hvor landvindmøller i dag vurderes generelt rentable, men andre faktorer som bl.a. lokale forhold og afstandskrav medvirker til en reduceret udbygning. Det antages beregningsteknisk, at nedtagning af eksisterende landvindskapacitet i denne periode erstattes 1:1 med ny kapacitet.

4.2.3 Forsøgsmøller

For så vidt angår forsøgsmøller på testcentrene, Østerild og Høvsøre, blev det med *Klimaaftale for energi og industri mv. 2020* besluttet at reservere midler til støtte til forsøgsmøller i 2022-24 for at styrke forskning- og udviklingsaktiviteter inden for

vindenergi. I 2022 blev der etableret en pulje på 60 MW, hvori der kom projekta-
søgninger for 25,4 MW. I fremskrivningen får det ikke en effekt, da det antages, at
de nuværende forsøgsmøller på testcentrene vil fortsætte i drift.

Ifm. *Aftale på Indenrigs- og Boligministeriets område om gode rammevilkår for for-
søgsmøller* blev det aftalt, at der skal screenes for yderligere testpladser og egnede
områder til test af serie-0 vindmøller. Det forventes, at der vil kunne træffes endelig
beslutning i 2026, hvorefter evt. yderligere pladser kan inkluderes i klimafremskriv-
ningen.

Beregningsteknisk baseres fremskrivningen på antal testpladser og antaget gen-
snitlig møllestørrelse pr. testcenter. På Østerild testes fortrinsvis havvindmøl-
ler, mens der på Høvsøre fortrinsvis testes landmøller. På begge centre antages
der en gradvis indfasning af større møller, der baseres på udviklingen i møllestør-
relser i Energistyrelsens Teknologikatalog, *jf. tabel 4.1*. Da der på testcentrene vil
være kortere og længere perioder, hvor der skiftes ud i møllerne på pladserne, vil
kapacitetsudnyttelsen være behæftet med betydelig usikkerhed.

Tabel 4.1

Antagelser om udbygningen med forsøgsmøller i nationale testcenter i KF26

	Antal pladser (stk.)	Gennemsnitlig mølle- størrelse (MW/mølle)	Kapacitet (MW, afrundet til nærmeste 5)
Østerild (2026-2030)	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 (2026-2030)	5	8	40
Høvsøre (2031-2040)	5	10	50
Høvsøre (2041-2050)	5	12	60

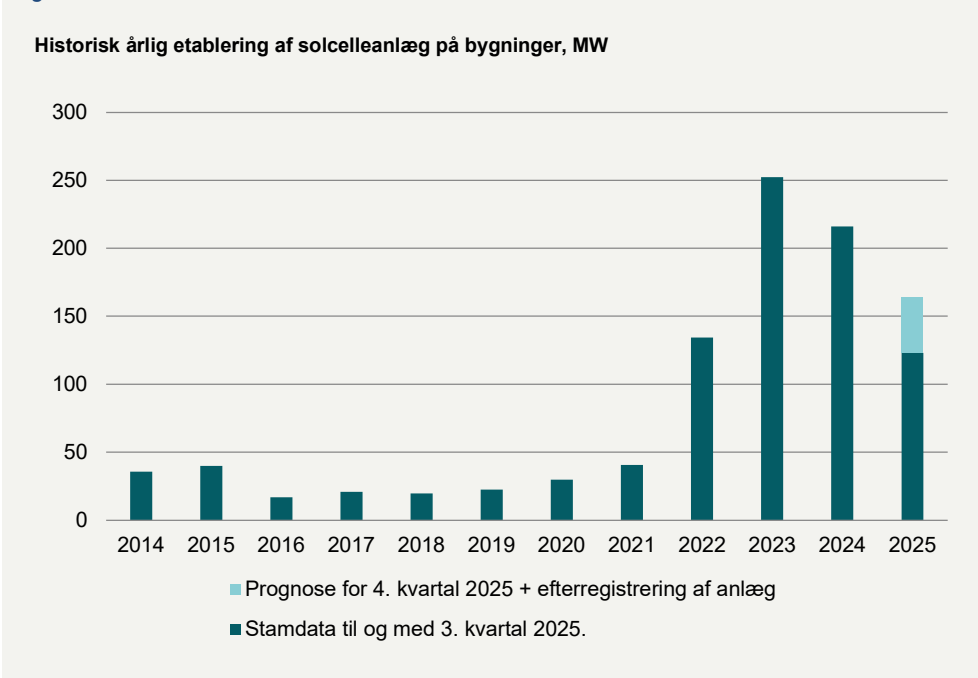
4.2.4 Husstandsmøller

Husstandsmøller udgør en meget lille del af den samlede landvindkapacitet. Der er
i dag installeret ca. 22 MW, hvilket antages at stige med ca. 0,15 MW årligt i hele
fremskrivningsperioden. Antagelsen baseres på den gennemsnitlige historiske ud-
vikling og er uændret ift. KF25.

4.2.5 Solceller på bygninger og solceller til egetforbrug

Udbygningen af solceller på bygninger i KF26 tager udgangspunkt i en udbygning
på 200 MW årligt, der er baseret på udbygning siden 2023, *jf. figur 4.1*, samt en
midlertidig nedgang som følge af elafgiftsnedsættelsen. Dette er en reduktion ift.
KF25, men følger samme metode.

Figur 4.1



Anm: Solcelleanlæg på bygninger er estimeret ud fra solceller med et tilknyttet egetforbrug, dog korrigeret for enkelte terrænnstallerede anlæg. Data opdateres ved årsskiftet med data for hele 20252024, men der vil fortsat være brug for en prognose for efterregistrering, da der ofte er en tidsforskydning, fra anlæg er etableret, til de bliver registreret i stamdataregistret.

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Tiltaget om *regelforenklning for solceller på offentlige bygninger* skønnes at ville forøge incitamentet til opstilling af solceller på offentlige bygninger via muligheden for egetforbrug, og som følge heraf bl.a. muligheden for elafgiftsbesparelser. Desuden mindskes administrative byrder forbundet med indberetning af besparelser og med at etablere og drive særskilte selskaber til opsætning af solceller. Kommunerne og regionernes solcellekapacitet på bygninger i dag er minimal sammenlignet med tilsvarende bygninger. Derfor antages i KF26, at kommunerne og regionernes bygningsbaserede solcellekapacitet vil nå op på samme niveau som den skønnede solcellekapacitet på øvrige bygninger i 2030. Dette skønnes at medføre en relativt større udbygning på offentlige bygninger frem mod 2030.

Samtidig lægges der til grund, at nedsættelsen af elafgiften i 2026 og 2027 i *Finionslov 2026* vil medføre, at bygningsejere med en nuværende høj elafgiftssats (private husholdninger og offentlige erhverv) vil udskyde etableringen af solceller på bygninger, jf. *tabel 4.2*.

Tabel 4.2**Årlig udbygning af solceller på bygninger i KF26, MW**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2050
Fremskrivning	150	150	350	350	200	200

Anm: Udbygningen afrundet til nærmeste 50. Efter 2031 holdes den årlige udbygning fast på samme niveau.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

Det antages, at den fremskrevne kapacitetsfordeling mellem private husholdninger og erhverv er ca. 30/70.

4.2.6 Forudsætninger for levetid for landvind

Tidspunktet for, hvornår en mølle tages ned, afhænger af den økonomiske levetid. Antagelser om levetider for eksisterende landvindmøller er med KF26 opdateret pba. ny viden (9), *jf. tabel 4.3*. Dertil er antagelser vedrørende levetidsforlængelser forenklet ift. KF25, og kategorierne for mindre mølletyper er sammenlagt. Den forventede levetid for alle mølletyper er forlænget ift. KF25. Dette er særligt udtalt for mølletyperne over 1500 KW, der primært er opsat i perioden fra 2000 og frem til i dag.

Tabel 4.3**Antagelser om levetid for møller opstillet til og med 2024**

Størrelse	Antaget levetid (år)
<= 599 kW	45
600-1499 kW	50
>= 1500 kW	35

Levetider for nye møller opstillet fra 2026 og frem baseres på data fra Energistyrelsens Teknologikatalog, *jf. tabel 4.4*.

Tabel 4.4**Antagelse om levetid for møller opstillet fra 2026 og frem.**

Periode	Levetid (år)
2026-2030	27
2031-2050	30

4.2.7 Forudsætninger for levetid for solceller

Den nuværende bestand af solcelleanlæg er primært opsat efter 2010. Dette resulterer i, at eksisterende solcelleanlæg først forventes nedtaget fra 2040. Levetiden for solcellerne fastsættes efter Energistyrelsens teknologikatalog. Dette omfatter en

gradvist stigende levetid for nye såvel bygnings- som terræninstallerede anlæg, jf. tabel 4.5.

Tabel 4.5

Antagelser om levetid for eksisterende og ny kapacitet af solceller

Etableringsperiode	Levetid (år)
Før 2020	30
2020-2029	35
2030-2050	40

4.2.8 Forudsætninger for fuldlasttimer

Elproduktion fra landvindmøller og solceller beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. Fuldlasttimer for de enkelte mølletyper beskrives nærmere i dette afsnit.

Fuldlasttimer for eksisterende landvindmøller opstillet til og med 2024

For møller opstillet til og med 2024 anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Fuldlasttimerne er endvidere korrigeret for den specialregulering, der tidligere fandt sted mellem Energinet og den tyske TSO TenneT som følge af interne flaskehalse i det tyske net. Så vidt muligt er der anvendt et gennemsnit af de seneste 10 år (2015-2024)¹⁰. Fuldlasttimerne er beregnet for de samme kategorier, som anvendes ift. antagelser om levetid, men med en yderligere opdeling på hhv. Østdanmark (DK2) og Vestdanmark (DK1), jf. tabel 4.6¹¹.

¹⁰ Kun år med fuld produktion anvendes.

¹¹ Der foregår løbende justeringer af stamdata i takt med data indsamles.

Tabel 4.6**Antagelser om fuldlasttimer for møller opstillet til og med 2024**

Størrelse	Placering ift. om møller kan udskiftes	Placering ift. geografi	Fuldlasttimer (MWh/MW)
<= 599 kW	Inden for potentielt område	DK1	1650
		DK2	1650
	Uden for potentielt område	DK1	1800
		DK2	1550
600-1499 kW	Inden for potentielt område	DK1	1800
		DK2	2050
	Uden for potentielt område	DK1	1900
		DK2	1800
>= 1500 kW	Inden for potentielt område	DK1	2650
		DK2	3000
	Uden for potentielt område	DK1	2600
		DK2	2950

Fuldlasttimer for landvindmøller opstillet fra 2025 og frem

For møller opstillet fra 2025 og frem baseres årlige fuldlasttimer korrigeret for udetid på Energistyrelsens Teknologikatalog. Der skelnes ikke mellem møller i Østdanmark og Vestdanmark, da der ikke indgår data herom i teknologikataloget¹², jf. tabel 4.7.

Tabel 4.7**Antagelse om fuldlasttimer for møller opstillet fra 2025 og frem**

Periode	Fuldlasttimer (MWh/MW)
2025-2030	3.300
2031-2040	3.500
2041-2050	3.600

¹² Der foregår løbende justeringer af stamdata i takt med, at data indsamles.

Forsøgsmøller på testcentre: Fuldlasttimer for eksisterende og nye møller

Møller på testcentre drives ikke som almindelige kommercielle møller, og der vil bl.a. også være kortere eller længere perioder, hvor der foretages udskiftninger af vindmøller på testpladserne. Antagelser om fuldlasttimer baseres på faktiske observationer, hvormed der anvendes en antagelse om 2.700 årlige fuldlasttimer for møller på de to testcentre.

Husstandsmøller: Fuldlasttimer for eksisterende og nye møller

Produktionen fra husstandsmøllerne baseres på en antagelse om 2.400 årlige fuldlasttimer baseret på observerede fuldlasttimer fra tidligere år.

Solceller: Fuldlasttimer for eksisterende og nye anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog fremgår forventede antal fuldlasttimer for forskellige anlægstyper. For solcelleanlæg på bygninger skelnes mellem hhv. husstands anlæg og anlæg fx på taget af industri- eller kontorbygninger eller lign. For solcelleanlæg på terræn antages en fordeling på hhv. 25 pct. med trackersystem og 75 pct. uden, jf. indikationer fra opstillere. I teknologikataloget er fuldlasttimerne kun angivet for enkelte nedslagsår, hvorfor der interpoleres lineært i mellem de angivne år, jf. tabel 4.8.

Tabel 4.8

Fuldlasttimer for eksisterende og nye anlæg , kWh/kW (afrundet til nærmeste 50)

	Til og med 2015	2020	2030	2040	2050
Husstandssolceller	1.000	1.050	1.150	1.200	1.200
Industri mm. solcelleanlæg ¹	1.050	1.100	1.250	1.250	1.250
Terrænanlæg (fikseret)	1.350	1.350	1.500	1.500	1.500
Terrænanlæg (tracker ²)	1.500	1.550	1.700	1.750	1.750

- 1) Indeholder mindre kommercielle solceller på erhvervsbygninger, samt større taganlæg på industribygninger.
- 2) Anlæg som følger solens stand i dagens løb ved at ændre modulernes orientering fra øst til vest, i modsætning til et fikseret anlæg med fast retning mod syd.

4.3 Usikkerhed

Udbygning med nye landvindmøller og solceller forventes primært at ske på markedsvilkår, og er dermed afhængig af elmarkedet samt de generelle rammevilkår for udbygningen med vedvarende energi. Det bemærkes, at udbygningen er forbundet med væsentlig usikkerhed.

Udbygningen baserer sig i høj grad på projektøkonomien, der afhænger dels af de forventede fremtidige teknologiomkostninger samt øvrige omkostninger, som eksempelvis arealomkostninger og netomkostninger, dels af den forventede fremtidige indtjening, herunder elprisen i markedet eller opnået gennem PPA'er. Elprisen i markedet, og især den solvægtede elpris er behæftet med stor usikkerhed. Elprisen i KF bestemmes endogent i modellen og afhænger af elefterspørgslen.

Udbygningen på længere sigt er forbundet med stor usikkerhed. Udbygningen forventes bl.a. påvirket af adgangen til areal og net, udviklingen i omkostninger, afsætningsmuligheder af strøm herunder elpriser, nettilslutning mv.

Kapitel 5: Termisk produktionskapacitet

I dette kapitel præsenteres metoden og antagelserne, der danner grundlaget for fremskrivningen af den termiske produktionskapacitet i el- og fjernvarmesektoren. Metoden og antagelserne for affaldsforbrænding indgår ikke i dette notat, men beskrives separat forudsætningsnotatet for affaldsforbrænding.

Udviklingen i den termiske el- og fjernvarmeproduktion skønnes i modellen RAMSES ud fra bl.a. den skønnede elpris og indlagte kapaciteter. Udviklingen i den termiske produktionskapacitet eksklusive affaldsforbrænding skønnes i modellen DH-Invest.

5.1 Ændringer ift. KF25

Metoden i fremskrivningen er grundlæggende uændret i forhold til KF25.

5.2 Metode og forudsætninger

Metoden til at fremskrive el- og fjernvarmesystemet er overordnet set følgende:

- Udgangspunktet for kapacitetsfremskrivningen er den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter lavet på baggrund af Energiproducenttællingen¹³ (EPT2024), som inkluderer data frem til 2024.
- For perioden 2025-2027 tages der højde for kendte projekter, der er etableret siden 2024 eller er under planlægning og vurderes at have en høj sandsynlighed for at blive gennemført. Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra kommuner (fjernvarmeprojekter) eller Energistyrelsen (større anlæg med elkapacitet over 25 MW). Det bemærkes, at projekter kan aflyses på et senere tidspunkt, selvom de er godkendt.
 - For perioden efter 2027 modelleres yderligere investeringer i nye kraftvarme- og fjernvarmeanlæg samt lukning af eksisterende anlæg i Energistyrelsens model DH-Invest, hvor beregningerne baseres på konkret viden om specifikke områder og eksisterende værker. For kondensværker antages det, at kapaciteten forbliver konstant.
- Den forventede drift af el- og fjernvarmesystemet modelleres i Energistyrelsens RAMSES-model.

¹³ El- og fjernvarmeproducenter, der leverer el og/eller varme til et offentligt net, skal hvert år indberette oplysninger om brændselsforbrug og varme- og elproduktion for deres anlæg til Energistyrelsen. Disse oplysninger samles i en database, som kaldes Energiproducenttællingen.

5.2.1 Forudsætninger om politikker

Kommunerne har som varmeplan- og godkendelsesmyndighed ansvaret for varmeplanlægningen i kommunen og godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyning, herunder fjernvarmeprojekter. Dette reguleres i varmeforsyningsplanlægningen i *Varmeforsyningsloven*. Der kan desuden søges om tilskud til omstilling via fjernvarmepuljen, hvilket indgår i KF26 til og med 2025. For anlæg med en elkapacitet over 25 MW reguleres der efter Elforsyningsloven. Der tages i modellen højde for de aktuelle tariffer fra Energinet, og der arbejdes på at indarbejde kapacitetstariffer fra EVIDAs seneste tarifmodel.

Modellen DH-Invest er beskrevet i *kapitel om tværgående modeller* og uddybes nærmere i Energistyrelsens metodenotat på Energistyrelsens hjemmeside. DH-Invest optimerer på baggrund af brændsels- og CO₂-kvotepriser, elpriser samt drift- og vedligeholdelsesomkostninger og investeringsomkostninger med afsæt i Energistyrelsens teknologikatalog. Dertil medregnes tilskud og afgifter. Output fra modellen anvendes til at skønne, hvilke anlægsinvesteringer og -skrotninger fjernvarmeselskaber foretager ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv under de fastlagte rammevilkår, herunder afgifter brændselspriser, tilskud mv.

5.2.2 Pipelineprojekter

Der er kendskab til en række konkrete anlægsprojekter, som fra 2025 og frem har indflydelse på produktionskapaciteter i el- og fjernvarmesektoren. Det kan fx være baseret på oplysninger om anlæg, der er sat i drift i 2025 og allerede er oprettet i Energiproducenttællingen, oplysninger om anlæg, der har søgt og fået godkendelser fra offentlige myndigheder, herunder varmeforsyningsprojekter og oplysninger fra Energinet og Dansk Fjernvarme, samt oplysninger fra resultatet af ansøgningsrunder til Etableringsstøtteordningen 2021, 2022 og 2023. Derudover indgår information baseret på Energistyrelsens myndighedskontakt og øvrig bilateral dialog med relevante aktører. Disse projekter kaldes "pipelineprojekter" og indgår vægtet i fremskrivningen baseret på hvor langt projektet er. Pipelineprojekter dækker perioden 2025-2027. Pipelineprojekterne fremgår af tabel 5.1 sammen med den i KF26 skønnede kapacitet for 2026.

Tabel 5.1

Varmekapacitet fra pipelineprojekter samt skønnet kapacitet i 2025-2028, MW (afrundet til nærmeste 50)

	Samlet kapacitet i 2025	Samlet kapacitet i 2026	Samlet kapacitet i 2027	Samlet kapacitet i 2028
Varme-pumper	1200	1.250	1.400	1550
Solvarme-anlæg	1.100	1.100	1.100	1100
Elkedler	2.550	2.900	3.500	3800
Biomassekedler	2.600	2.650	2.650	2650

Kilde: Energistyrelsen.

5.2.3 Termisk kondenskapacitet

Den termiske kondenskapacitet i fremskrivningsperioden fremgår af tabel 5.2.

Tabel 5.2

Opgørelse af elkapacitet samt antagelse om sidste driftsår i KF26 for kondensværker i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2)

Kondensværker	Landsdel	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF26
Studstrupværket blok 5 (SSV5)	DK1	14	2030
Øvrige decentrale kondensværker	DK1	131	-
Kyndbyværket blok 22	DK2	260	-
Kyndbyværket øvrige blokke	DK2	146	-
Masnedøværket	DK2	70	-
Østkraft reserveblokke	DK2	62	-
Øvrige decentrale kondensværker	DK2	56	-

Kilde: EPT24

Det antages i fremskrivningen, at der ikke udbygges med ny kondenskapacitet i fremskrivningsperioden. Usikkerheden forbundet med denne antagelse har lille betydning for drivhusgasudledningen, da kondensværker typisk bidrager med en lille elproduktion, som til gengæld bidrager til at opretholde elforsyningsikkerhed.

5.2.4 Centrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de centrale fjernvarmeområder baseres på vurderinger for hvert enkelt område. Fremskrivningen medtager eksisterende planer og mulige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte.

Levetiderne af de eksisterende værker afhænger i praksis af mange faktorer, bl.a. udløb af nuværende varmeaftaler, støtte til elproduktion, teknisk levetid, afskrivning

af investeringer og øvrig udvikling i fjernvarmesystemer, fx udvikling i affaldsforbrændingskapacitet. Levetiderne vurderes af Energistyrelsen på baggrund af dialog med aktørerne om forventninger til værkernes fremtidige udvikling samt egne modelberegninger med DH-Invest¹⁴.

Generelt antages det, at driften på centrale kraftvarmeblokke vil ophøre efter udløb af de nuværende varmeaftaler, støtte til elproduktion og CCS-fangstafalter, medmindre dialogen med aktørerne og modelberegninger har givet anledning til en anden vurdering. Antagelsen skyldes, at levetidsforlængelsen af kraftvarmeblokke generelt er forbundet med højere omkostninger sammenlignet med erstatninger med rent varmeproducerende enheder som fx varmepumper eller biomassekedler. Det forventes derfor, at den kraftvarmebaserede fjernvarmeproduktion afvikles, når nuværende aftaler ophører. Det skal i denne sammenhæng understreges, at antagelser om lukningsår ikke nødvendigvis afspejler en endelig beslutning fra aktørernes side. Antagelserne skal derimod betragtes som Energistyrelsens vurdering af et sandsynligt forløb i el- og fjernvarmesektoren under de nuværende forudsætninger og under fravær af nye tiltag på området. Antagelser om levetiden på de eksisterende anlæg fremgår af tabel 5.3 og 5.4.

Tabel 5.3

Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker i Vestdanmark (DK1) og antagelser om sidste driftsår i KF26

Værker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato/ Slutår for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF26
Studstrupværket blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
Skærbækværket blok 3 - flis	31-12-2037	2037	2037
Skærbækværket blok 3 - naturgas	31-12-2037	N/A	2037
Herningværket (HEV)	31-12-2033	2022	2033
Fynsværket blok 7 (FYV7)	N/A	N/A	2030
Fynsværket blok 8 (FYV8)	31-12-2035	2029	2035
Fynsværket blok 9 (FYV9)	N/A	N/A	Indgår i hele fremskrivningsperioden
Nordjyllandsværket	31-12-2028	N/A	2028
Randersværket	31-12-2036	2024	2036

Anm: Slutår for eksisterende varmeaftaler er opgjort pr. februar 2020 og er baseret på ejernes oplysninger. Med "N/A" angives hvor oplysningen ikke er relevant eller tilgængelig.

¹⁴ I rentabilitetsvurdering i DH-Invest tages der ikke højde for eventuelle indtægter fra Carbon Capture (CCS), da det skønnes, at CCS på biomasse-anlæg ikke er rentabelt på markedsvilkår. Samtidig skønnes der ikke anlægsspecifikt ifm. CCS-puljen. CCS-puljen er tilmed konkurrenceudsat, hvorfor det ikke ligges til grund, at CCS-investeringer resulterer i yderligere indtægter for værkerne.

* Fynsværkets blok 7 (kulfyring) lukkede 22. april 2024, og konverterede til naturgas december 2024.

Kilde: Energistyrelsen

Tabel 5.4

Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker i Østdanmark (DK2) og antagelser om sidste driftår i KF26

Værker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftår i KF26
Avedøreværket blok 1 (AVV1)	31-12-2033	2031	2033
Avedøreværket blok 2 (AVV2)	31-12-2027	2023	2045
Asnæsværket blok 6 (ASV6)	31-12-2040	N/A	2045
HC Ørstedsværket blok 8 (HCV8)	31-12-2026	N/A	2026
Amagerværket blok 1 (AMV1)	31-12-2029	2029	2029
Amagerværket blok 4 (AMV4)	31-12-2049	2039	2049
Østkraft blok 6 (ØKR6)	31-12-2032	2032	2032

Kilde: Energistyrelsen

5.2.5 Overskudsvarme

I KF26 indgår overskudsvarme fra industrielle anlæg, datacentre, CCS- og PtX-anlæg direkte i Ramses ud fra nogle eksogene antagelser omkring udnyttelsesgraden på anlæggene, og hvor fremtidige datacentre og PtX-anlæg vil blive placeret. Disse antagelser er uændret fra KF25. Det bemærkes, at udnyttelsen af overskudsvarme i KF26 er behæftet med betydelig usikkerhed.

Industriel overskudsvarme

Udnyttelse af industriel overskudsvarme baseres på et studie fra DTU i 2017 (10), hvor potentialet for udnyttelsen blev kortlagt. Potentialet justeres årligt for at tage højde for nyopførte industrielle anlæg, der udnytter overskudsvarme.

Datacentre

Udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre indregnes i KF26 via en vægtet pipeline fra Energinet med data på eksisterende såvel som kendte, fremtidige projekter. Udnyttelsen af overskudsvarme baserer sig på en rapport fra COWI (2021)

CCS-anlæg

Udnyttelsen af overskudsvarme fra CO₂-fangst indregnes i KF26 via afgjorte CCS-udbud, foruden biogas-baserede anlæg, som beskrevet i KF26 forudsætningsnotat om CCS. Der tages udgangspunkt i den aminbaserede fangstproces, der er beskrevet i Teknologikataloget for kulstoffangst, -transport og -lagring. CO₂-fangst på

et kraftvarmeværk sker på bekostning af elproduktion, mens niveauet for fjernvarmeproduktion kan opretholdes eller øges sfa. udnyttelsen af procesvarmen med tilhørende varmepumper. Overskudsvarme fra CO₂-fangst på udbud fra CCS-puljen vil ikke indgå i KF26, da afgørelse forventes offentliggjort i april 2026, jf. *forudsætningsnotat CCS*.

PtX-anlæg

Udnyttelse af overskudsvarme fra produktionen af PtX-produkter er baseret på Energistyrelsens vægtede PtX-pipeline med data på konkrete projekter. Udnyttelsen baseres på en antagelse om, at varmeoutputtet til fjernvarme er 20 pct. af PtX-anlægs eleffekt, jf. *Teknologikataloget for fornybare brændstoffer*.

5.3 Usikkerhed

Modeltekniske begrænsninger i DH-Invest giver anledning til usikkerhed. En af de væsentlige begrænsninger vedrører eksogene antagelser, som ikke modelleres i DH-Invest, hvilket har betydning for de beregnede investeringer i modellen.

En væsentlig usikkerhed vedrører den resulterende udbygning med varmepumper og dens realiserbarhed, særligt i centrale fjernvarmeområder og tæt befolkede landsdele, hvor lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene kan bremse den forventede udvikling, idet de kan medføre en fordyrelse af varmepumper ift. andre fjernvarmeteknologier som fx biomassekedler. Der tages højde for disse begrænsninger i DH-Invest i det omfang, det er muligt, ved fx at nedjustere investeringspotentialet for varmepumper.

Endelig skal der peges på usikkerheden knyttet til levetider af de centrale kraftvarmeblokke og øvrige decentrale kraftvarmeværker.

Usikkerhederne vurderes ikke at have stor betydning i forhold til udledningsresultatet for el- og fjernvarmesektoren, men kan have betydning for bl.a. biomasseforbruget til fjernvarmeproduktion, samt forsyningsikkerheden for el og fjernvarme.

Kapitel 6: Batterier i elsystemet

I dette kapitel præsenteres metoden og antagelserne, der danner grundlaget for fremskrivningen af batterikapacitet i el- og fjernvarmesektoren. Der er to typer batterier, der modelleres i modellen RAMSES: for det første batterier i samproduktion med solceller, også kaldet hybridanlæg, og for det andet stand-alone batterier, dvs. anlæg, der opererer uafhængigt af produktionsenheder. Små batterier i fx husholdninger og elbiler afspejles indirekte via elefterspørgslen i Energistyrelsen modeller.

6.1 Ændringer ift. KF25

Metoden og afsnit for fremskrivningen for store batterier er ændret i forhold til KF25. I KF25 blev batterikapaciteten frem til 2030 baseret på pipeline. I KF26 tilføjes pipeline en økonomisk rentabilitetsvurdering, der er gældende hele fremskrivningsperioden, dvs. batterikapaciteten både før og efter 2030 udbygges såfremt denne skønnes rentabel. Den nye metode er sammenlignelig med fx kapacitetsudbygning af solceller, der ligeledes er underlagt en rentabilitetsvurdering.

6.2 Metode og forudsætninger

Batterikapaciteten fremskrives til 2030 baseret på Energinets vægtede pipeline, som samtidig underlægges en økonomisk rentabilitetsbetragtning.

Efter 2030 antages batteriudbygning alene at følge et økonomisk afskæringsprincip således, at udbygningen vil være styret af projektøkonomien. Udbygningen antages derfor at fortsætte i det omfang, den skønnes rentabel.

Den økonomiske rentabilitetsvurdering er baseret på de i KF beregnede elpriser, antagelse om indtjening fra systemydelse, etablerings- og driftsomkostninger fra teknologikataloget samt øvrige relevante omkostninger såsom netomkostninger. I metoden skelnes der mellem batterikapacitet, der etableres som stand-alone og hybridanlæg.

Metode og antagelser for vurderinger af rentabilitet beskrives i særskilt notat, der kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.

6.2.1 Pipeline og rentabilitetsvurdering.

Rentabilitetsvurderingen af batterikapacitet anvendes for hele fremskrivningsperioden, men frem til og med 2030 kan udbygningen af batterier ikke overstige Energinets vægtede pipeline. Fremskrivningen bygger således både på det forventede projektgrundlag og på en vurdering af, om projekterne vurderes økonomisk rentable. Rentabilitetsvurderingen kan medføre, at dele af den vægtede pipeline ikke indgår i fremskrivningen, hvis projekterne ikke vurderes rentable.

Pipelinegrundlaget omfatter både projekter med nettilslutningsaftale og projekter i tidligere udviklingsfaser.

Fremskrivningen består af tre hovedkomponenter; omkostninger, indtjeningspotentiale fra handel på spotmarkedet og fra leverance af systemydelser.

Omkostninger

Omkostningerne for batteri- og hybridanlæg beregnes ud fra Teknologikatalogets investerings- og driftsomkostninger samt relevante tariffer og øvrige nettilslutningsomkostninger, der bl.a. er lokationsbestemte. For hybridanlæg tages der desuden højde for, at hybridanlæg ikke nødvendigvis øger nettilslutningskapaciteten ift. solcelleanlæg uden batterier, da der kan være væsentlige besparelspotentialer i form af reducerede nettilslutningsomkostninger.

Indtjeningspotentiale fra handel af el.

Batteriet køber el i timer med lave priser og sælger el i timer med høje priser og dermed udnytter prisforskellene på spotmarkedet. Den forventede indtjening herfra beregnes som forskellen mellem de højeste og laveste timepriser i løbet af et døgn. Der anvendes de beregnede elpriser i KF26 suppleret med en korrektion, der repræsenterer yderligheder i elmarkedet, der ikke fanges i KF's modelapparat som fx nedbrud og særlige vejrår. Korrektionen beregnes ved at sammenligne de faktiske prisforskelle i NordPool med prisforskellene i KF26 for året 2025. Korrektionen udfases gradvist frem mod 2050, da der er usikkerheder ved det langsigtede indtjeningspotentiale som følge af udsving i den daglige variation i elprisen.

Indtjeningspotentiale fra leverance af systemydelser

Indtjening fra systemydelser dækker indtægter fra at stille kapacitet til rådighed for op- og nedregulering, hvilket bidrager til at opretholde høj forsyningssikkerhed, balancen og stabiliteten i elsystemet. Det antages, at stand-alone batterier kan agere på systemydelsesmarkederne FCR, FRR, FCR-N, FCR-D og aFRR, og at hybridanlæg kan agere på systemydelsesmarkederne mFRR og aFRR.

Indtjeningen er fastsat ud fra faktisk handel af systemydelse i 2025 og udfases gradvist over 10 år for at afspejle en øget konkurrence og færre indtjeningsmuligheder fra systemydelse.

6.3 Usikkerhed

Fremskrivningen af batterikapacitet er forbundet med en række væsentlige usikkerheder, som knytter sig til både teknologiske forudsætninger, modelantagelser, markedsudviklingen og de regulatoriske rammer. Tariffer som net-, system-, balance- og indfødningsstariffer kan ændre sig betydeligt over tid, hvor en markant udbygning af batterikapacitet fra storskala anlæg og fleksibelt forbrug fra elbiler, varmepumper, elkedler, mv. potentielt kan mindske markedet for systemydelser i fremtiden.

Dertil kommer en usikkerhed i anvendelsesmuligheder for store batterier og hvordan disse kan indgå i samspil med andre teknologier end solceller fx netudbygning, energiparker, PtX anlæg, lynlader til transport, mv.

Kilder

1. **Energinet**. Elpriserne. [Online] 2023. <https://energinet.dk/media/y2xdqydf/elpriser-af21-notat-februar-2022.pdf>.
2. **Energistyrelsen**. Modeller. [Online] 2026. <https://ens.dk/analyser-og-statistik/modeller>.
3. **ENTSO-E**. ENTSO-E ERAA. [Online] 2026. <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>.
4. —. ENTSO-E TYNDP. [Online] 2026. <https://tyndp.entsoe.eu/>.
5. **WindEurope**. [Online] 27. 02 2025. <https://windeurope.org/data/products/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030/>.
6. **Energistyrelsen**. Analyseforudsætninger til Energinet. [Online] 2025. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.
7. —. Rentabilitetsvurderinger af stand-alone batterier og batterier i samspil med terræninstallerede solceller. [Online] 2026. <https://ens.dk/analyser-og-statistik/klimastatus-og-fremskrivning>.
8. —. Rentabilitetsvurderinger af terræninstallerede solceller og kommercielle vindmøller på land til brug for fremskrivninger. [Online] 2026. <https://ens.dk/analyser-og-statistik/klimastatus-og-fremskrivning>.
9. **Skriver, Strange og Nielsen, Per**. *Driftsomkostninger og levetider for vindmøller på*. 2025.
10. *Industrial excess heat for district heating in Denmark*. **Bühler, Fabian, et al.** s.l. : Applied Energy, 2017, Årg. 205.
11. **Energinet**. [Online] 2023. <https://energinet.dk/om-nyheder/nyheder/2023/12/15/viking-link-abner-med-kapacitet-pa-800-mw/>.
12. **Energistyrelsen**. Vindmøller på hav. [Online] <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindmoeller-paa-hav/havvindmoelleprojekter-i-pipeline>.
13. **European energy**. Frederikshavn Havvindmøllepark. [Online] <https://dk.europeanenergy.com/hvad-laver-vi/havvind/frederikshavn-havvindmoellepark/>.
14. **Energiwatch**. Endnu et åben dør-projekt lægges i graven. [Online] 2024. <https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article16794366.ece>.
15. **Energistyrelsen**. Thor havvindmøllepark. [Online] 2024. <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindmoeller-paa-hav/udbud-af-havvindmoelleparker/thor-havvindmoellepark>.
16. —. Fremskrivning af antal vindmøller på land . [Online] 2020. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/udfasning_af_eksisterende_vindmoeller_paa_land.pdf.
17. **KEFM**. Regeringen vil udskyde lukning af tre kraftværker. [Online] 2022. <https://www.kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->.

18. **Energistyrelsen.** Udbudsrunde på CCUS-pulje er afgjort: Energistyrelsen tildeler kontrakt til Ørsteds fuldskala CCS-projekt. [Online] 2023. <https://ens.dk/presse/udbudsrunde-paa-ccus-pulje-er-afgjort-energistyrelsen-tildeler-kontrakt-til-oersteds>.
19. —. Månedlig og årlig energistatistik. [Online] <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>.
20. —. Øvrige modeller. [Online] <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>.
21. —. Vedvarende energianlæg på land. [Online] <https://veprojekter.dk/vedvarende-energianlaeg-p%C3%A5-land>.
22. **BLKM.** Igangsættelse af miljø- og habitatkonsekvensvurdering af en udvidelse og tilpasning af Østerild Testcenter til vindmøller på op til 450 meter. [Online] 2024. https://www.blkm.dk/fileadmin/share/dokumenter/Aftale_om_mulig_udvidelse_af_OEsterild_testcenter_til_vindmoeller_paa_op_til_450_meter_01.02.2024.pdf.
23. **Plan- og Landdistriktsstyrelsen.** Plandata.dk. [Online] <https://www.planinfo.dk/>.
24. **KEFM.** Klimaaftale om grøn strøm og varme. [Online] 2022. <https://www.kefm.dk/Media/637920977082432693/Klimaaftale%20om%20gr%C3%B8n%20str%C3%B8m%20og%20varme%202022.pdf>.
25. —. Faktaark om dansk-tysk aftale om Energiø. [Online] 2026. <https://www.kefm.dk/Media/639052922720071614/Faktaark%20om%20dansk-tysk%20aftale%20om%20Energi%20Bornholm.pdf>.
26. **Energistyrelsen.** Landvind-potentialemodellen. [Online] 2020. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/beskrivelse_af_potentialemodellen_for_landvind.pdf.
27. —. Teknologikataloger. [Online] 2022. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>.
28. **KEFM.** Aftale om den økonomiske ramme for Energiø Bornholm. [Online] <https://www.kefm.dk/Media/639057171251815871/Aftale%20om%20den%20økonomiske%20ramme%20for%20Energi%20Bornholm%20af%203.%20februar%202026.pdf>.