



Dette sektorforudsætningsnotat er en del af Klimastatus og -fremskrivning 2024 (KF24). KF24 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at forudsætningerne for fremskrivningen afspejler et "politisk fastfrosset" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget som udgangspunkt har besluttet før 1. januar 2024 eller som følger af bindende aftaler. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se kapitel 1 Principper for frozen policy i sektorforudsætningsnotatet Principper og politikker.

Indholdsfortegnelse

Introduktion og opsummering	4
1. Hvad omfatter el og fjernvarmesektoren i KF?	4
2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF23	4
3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne?	6
Kapitel 1: Ramses modellen	8
1.1 Hvad er Ramses-modellen?	8
1.2 Hvordan anvendes Ramses til KF24	9
1.2.1 Hvordan laves baselinen til KF24	9
1.2.2 Modeludvikling siden KF23	10
1.2.3 Kritiske antagelser og parametre i modellen	10
1.3 Kilder	11
Kapitel 2: DH-Invest	12
2.1 Hvad er DH-invest?	12
2.2 Hvordan anvendes DH-Invest til KF24	12
2.2.1 Hvordan laves baseline til KF24	12
2.2.2 Modeludvikling siden KF23	13
2.2.3 Kritiske antagelser og parametre i modellen	13
2.3 Kilder	14
Kapitel 3: Udenlandske el-produktionskapaciteter mv.	15
3.1 KF24 forløbet	15
3.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	15
3.2.1 Generelle antagelser og metode	15
3.2.2 Antagelser til KF24	16
3.3 Kvalificering af KF24 forløbet	17
3.3.1 Sammenligning med KF23	17
3.3.2 Usikkerhed	19

3.4 Planlagt udvikling fremadrettet.....	19
3.5 Kilder	19
Kapitel 4: Danske interkonnektorer	20
4.1 KF24 forløbet frem mod 2035	20
4.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	22
4.2.1 Generelle antagelser og metode	22
4.2.2 Frozen policy antagelser til KF24	23
4.3 Kvalificering af KF24 forløbet.....	26
4.3.1 Sammenligning med KF23	26
4.3.2 Usikkerhed	26
4.4 Kilder	26
Kapitel 5: Havvind.....	27
5.1 KF24 forløbet frem mod 2035	27
5.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	28
5.2.1 Generelle antagelser og metode	28
5.2.2 Frozen policy antagelser til KF24	30
5.3 Kvalificering af KF24 forløbet.....	34
5.3.1 Sammenligning med KF23	34
5.3.2 Usikkerhed	35
5.4 Kilder	36
Kapitel 6: Landvind	37
6.1 KF24 forløbet frem mod 2035	37
6.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	38
6.2.1 Generelle antagelser og metode	38
6.2.2 Frozen policy antagelser til KF24	41
6.3 Kvalificering af KF24 forløbet.....	45
6.3.1 Sammenligning med KF23	45
6.3.2 Usikkerhed	46
6.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet	47
6.4 Kilder	47
Kapitel 7: Solceller	49
7.1 KF24 forløbet frem mod 2035	49

7.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	50
7.2.1 Generelle antagelser og metode	50
7.2.2 Frozen policy antagelser til KF23	51
7.3 Kvalificering af KF24 forløbet.....	55
7.3.1 Sammenligning med KF23	55
7.3.2 Usikkerhed	55
7.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet	56
7.4 Kilder	56
Kapitel 8: Termisk produktionskapacitet	57
8.1 KF24 forløbet frem mod 2035	57
8.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	57
8.2.1 Generelle antagelser og metode	57
8.2.2 Frozen policy antagelser til KF24	58
8.3 Kvalificering af KF24 forløbet.....	68
8.3.1 Sammenligning med KF23	68
8.3.2 Usikkerhed	71
8.3.3 Planlagt udvikling frem mod KF25	71
8.4 Kilder	72

Introduktion og opsummering

1. Hvad omfatter el og fjernvarmesektoren i KF?

I Klimafremskrivningen omfatter el- og fjernvarmesektoren udledningerne forbundet med primærproduktion af el og fjernvarme, eksklusiv udledningerne fra affaldsforbrænding, der i KF afrapporteres under affaldssektoren¹. For at illustrere størrelsesorden af udledningerne forbundet med el- og fjernvarmeproduktion, er de historiske udledninger fra el- og fjernvarmesektoren fra KF23 vist i tabel 1.

Tabel 1: Historiske udledninger fra el og fjernvarmesektoren (ekskl. affaldsforbrænding og sekundære producenter) jf. KF23

Mio. ton CO ₂ e	2019	2020	2021
El- og fjernvarme (ekskl. affaldsforbrænding mv.)	4,9	3,9	5,0
<i>Affaldsforbrænding*</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>
<i>Sekundære producenter**</i>	<i>0,2</i>	<i>0,2</i>	<i>0,2</i>
De samlede udledninger for alle sektorer	48,3	46,0	46,3
El og fjernvarmesektorens andel af de samlede udledninger for alle sektorer	10 %	9 %	11%

** Udledninger fra affaldsforbrænding: KF24 forudsætningerne for affaldsforbrændingen beskrives i notatet om sektorforudsætninger for Affald og F-gasser.*

*** Udledninger fra sekundær produktion af el og fjernvarme: Er et biprodukt fra disse producenters hovedproduktion og indgår derfor ikke eksplicit i KF24 forudsætningerne.*

Kilde: KF22.

2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF23

I KF24 justeres metoden for nye ikke afsluttede udbud af havvind. For at kunne indgå i KF24, skal de nye udbudsparker kunne vurderes økonomisk rentable for opstillere. Metoden sikrer, at klimafremskrivningen ikke medregner et overudbud af strøm fra havvind. Konkret betyder justeringen, at de tre udbudsområder i Nordsoen og Kattegat II indgår svarende til i klimafremskrivningen, det er i alt 4 GW ud over allerede besluttet og eksisterende havvind. Områderne ved Hesselø, Kriegers Flak II og Energiø Bornholm er derimod ikke med i grundforløbet af KF24. Baggrund for vurderinger og mere dybdegående beskrivelser findes i Kapitel 5: Havvind.

Produktionskapaciteter for havvind, landvind og solceller

Tabel 2 viser hvorledes kapaciteten for hhv. havvind, landvind og solceller antages at udvikle sig i KF24 sammenlignet med KF23. Ændringer i kapacitet mellem KF24 og KF23 er delvist baseret på nye aftaler på området, opdateret viden og tidsplaner

¹ Ift. udledninger fra den samlede el- og fjernvarmeproduktion er der også udledninger fra såkaldt sekundære producenter, som ikke har produktion af el og/eller fjernvarme som primært formål, men er producenter inden for fx fremstilling, handel- og service, landbrug mv. Ifølge FN reglerne for udledningsopgørelse skal udledningerne forbundet med de sekundære producenters el- og fjernvarmeproduktion opgøres som en del af disse sektorer.

om planlagte projekter, og en antaget afledt effekt om en yderligere kapacitetsstigning af land-VE baseret på stigningen i udbygningen af PtX fra KF23 til KF24. Ændringer beskrives nærmere i kapitlerne om de enkelte forudsætninger.

Tabel 2: Kapaciteter for havvind, landvind og solceller i hhv. KF24 og KF23

[GW]	Udgave	2025	2030	2035
Havvind	KF24	2,7	7,7	7,5
	KF23	2,7	9,0	8,5
Landvind	KF24	5,1	5,7	6,1
	KF23	5,5	6,1	6,2
Solceller	KF24	6,6	17,8	26,8
	KF23	6,9	13,0	19,7

Tabel 3 viser hvorledes produktionen fra hhv. havvind, landvind og solceller antages at udvikle sig i KF24 sammenlignet med KF23. Ændringer i produktion skyldes primært ændringerne i kapacitet mellem KF24 og KF23. Den samlede mængde af produktion fra landvind og solceller i 2030 ligger på 40 TWh. Med samme talgrundlag som i arbejdet under Danmark Kan Mere II svarer denne produktion til en omtrent 3-dobling af produktion fra land-VE.

Tabel 3: Produktion fra havvind, landvind og solceller i hhv. KF24 og KF23

[TWh]	Udgave	2025	2030	2035
Havvind	KF24	11,1	26,1	34,5
	KF23	11,4	38,3	39,7
Landvind	KF24	12,7	15,1	17,7
	KF23	13,0	15,9	18,5
Solceller	KF24	8,8	24,8	37,4
	KF23	7,2	16,3	25,9

Udlandsscenarier og interkonnektorer.

Forudsætninger for udlandsscenarier fra ENTSO-E er blevet opdateret med nyeste versioner af ERAA (ERAA23), der dækker perioden frem til 2033, og TYNDP (TYNDP22), der dækker perioden efter 2033. For TYNDP22 er scenariet Distributed Energy (DE) anvendt. DE-scenariet opfylder de europæiske mål om mindst 55 pct. CO₂-reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050.

Ramses og DH-Invest:

De væsentligste opdateringer af Ramses modelplatformen siden KF23 vedrører tilføjelse af planlagt og stokastisk udetid på kræftværker samt modellering af CO₂ fangst og lagring (CCS) på kraftvarmeverker, der har fået støttetilsagn til lagring. Stokastisk udetid giver en bedre simulering af uforudsete hændelser, mens planlagt udetid afspejler en forventning om, at kraftværker tages ud af drift for årlig revision

og vedligeholdelse på de tidspunkter, hvor det kan forventes, at der er mindst behov for værkerne. Derudover er der udviklet på antallet af fjernvarmeområder og sæsonvarmelagre.

3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne?

I de efterfølgende kapitler dokumenteres de forudsætninger, der lægges til grund for fremskrivningen af udledningerne fra el og fjernvarmesektoren i KF24. Som læsevejledning til disse mere detaljerede kapitler følger her afslutningsvis et kort overblik over de forudsætninger og modeller, der indgår i disse kapitler.

Udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren stammer fra den termisk baserede el- og fjernvarmeproduktion, mens el-produktion fra vindmøller og solceller ikke er forbundet med udledninger i KF. 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 sektorforudsætningsnotat om priser og vækst.

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 el-produktion i Europa. Ramses-modellen er nærmere beskrevet i kapitel 1.

For at afstemme udbud af og efterspørgsel efter el og fjernvarme itererer Ramses med IntERACT-modellen, der fremskriver forbrugssektorenes efterspørgsel efter el og fjernvarme. Herudover indregner Ramses også elforbruget fra transportsektoren (der fastlægges i transportmodellen FREM), elforbruget fra datacentre (der fremskrives uden for modellerne), samt elforbruget til PtX (hvor PtX-anlæggenes driftsmønstre er modelleret direkte i Ramses ud fra en eksogent angivet produktionskapacitet).²

Produktionskapaciteter for havvind, landvind og solceller

Udviklingen i el- og fjernvarmeproduktionskapaciteterne fastlægges uden for selve Ramses-modellen. Kapacitetsudviklingen for havvind, landvind og solceller indgår således som et eksogent input i Ramsesmodellen. Fastlæggelsen af KF24-kapacitetsudviklingsforløbene samt årlige fuldlasttimer og dermed også forventet produktion for havvind, landvind og solceller er beskrevet i hhv. kapitel 5, 6 og 7.

² Sektorforudsætningsnotaterne for Transport, kapitel 4 Datacentre i sektorforudsætningsnotat Husholdningers og erhvervs energiforbrug og procesudledninger samt kapitel 4 PtX i sektorforudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.

Produktionskapaciteter for termisk produktion og DH-Invest modellen

Kapacitetsudviklingen for termiske produktionskapacitet (ekskl. affaldsforbrænding) fremskrives for en stor dels vedkommende i DH-Invest-modellen.³ DH-Invest modellen fremskriver både investeringer og skrotninger og itererer undervejs med Ramsesmodellen 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 KF hovedrapporten og sektorresultaterne. Udviklingen påvirkes af bl.a. brændsels-, kvote- og elpriser og de endogent indlagte udviklinger for dele af kapaciteten. DH-Invest modellen er beskrevet i kapitel 2 og forudsætningerne, der ligger til grund for den termiske kapacitetsfremskrivning er beskrevet i kapitel 8.

I KF opgøres udledningerne fra affaldsforbrændingsanlæggene som nævnt 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. kapitel 1 i sektorforudsætningsnotatet for affald) og anvendes som eksogent input til modellering af el- og fjernvarmesektoren.

Udenlandske elproduktionskapaciteter, elforbrug og interkonnektorer

El handles på tværs af landegrænser, og derfor afhænger størrelsen og sammensætningen af den danske elproduktion ikke kun af forholdene på det danske elmarked, men også af udviklingen i elproduktionskapaciteter og elforbrug i resten af Europa, og mulighederne for at udveksle el mellem lande, dvs. udviklingen i interkonnektorer.

KF24 forudsætningerne om udviklingen i udlandet baseres på ERAA23 og ENTSO-Es TYNDP22 "Distributed Energy"-scenarie. De udenlandske elproduktionskapaciteter, elforbrug og interkonnektorer er eksogene input til Ramses, mens den udenlandske elproduktion og udnyttelsen af interkonnektorerne er en del af simuleringen af det europæiske elmarked i Ramses.

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

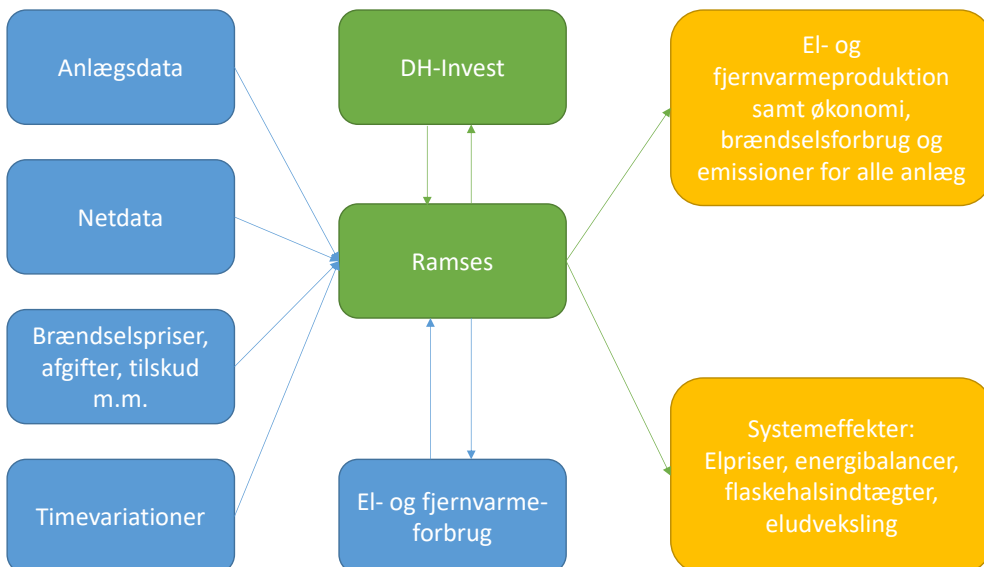
Kapitel 1: Ramses modellen

1.1 Hvad er Ramses-modellen?

Ramses er en lineær optimeringsmodel, der beregner elproduktion, varmeproduktion, brændselsforbrug m.m. for et stort antal værker på timebasis (se [1] for nærmere beskrivelse). Ramses simulerer energisystemet med udgangspunkt i den samlede efterspørgsel på el og fjernvarme, samt den tilgængelige produktionskapacitet. Fremtidig produktionskapacitet bestemmes eksogent for de fleste teknologier (vind, sol og affald samt visse dele af den termiske kapacitet), mens udviklingen i fjernvarmekapacitet suppleres med endogene kapacitetsfremskrivninger udarbejdet med det integrerede investeringsmodul DH-Invest som illustreret i figur 1.1⁴.

Ramses fungerer på den måde, at hver time optimeres efter at minimere det samlede energisystems omkostninger til produktion af el og fjernvarme. Modellen sætter værkerne til at producere ét værk ad gangen på baggrund af det enkelte værks kortsigtede marginalomkostning pr. produceret energienhed – det billigste først. Det fortsætter indtil efterspørgslen (inkl. evt. behov for eksport eller import) i den enkelte driftstime tilfredsstilles. Elprisen sættes af marginalomkostningen på det dyreste producerende værk, som leverer el til elprisområdet.

Figur 1.1: Ramses input og output



⁴ For en nærmere beskrivelse se kapitel 2.

1.2 Hvordan anvendes Ramses til KF24

1.2.1 Hvordan laves baselinen til KF24

Baseline for el- og fjernvarmesektoren fastlægges i Ramses gennem følgende trin:

- Opdatering af modellens datagrundlag for produktionskapaciteter, efterspørgsels- og produktionstidsserier, økonomiske input samt teknologispecifikke data.
- Kalibrering af modellen ift. den seneste energistatistik.
- Iterationer mellem Ramses og øvrige modeller (DH-Invest og IntERACT jf. afsnit 1.1) med henblik på at opnå konvergens i systemresultatet for el- og fjernvarmesektoren (udbud og efterspørgsel af el og fjernvarme, og nye fjernvarmeinvesteringer).
- Modelresultatet for produktion, forbrug og udledninger benyttes i de endelige resultater af KF24.

Opdatering af modellens datagrundlag

De samlede produktionskapaciteter omfatter den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter i Energiproducenttælling og Stamdataregistre⁵, samt opdatering af den politisk vedtagne fremtidige produktionskapacitet i Danmark herunder pipeline projekter i el- og fjernvarmesektoren, fremtidige VE- affaldsforbrændings- samt elektrolysekapaciteter (jf. kapitel 5, 6, 7 og 8 i indeværende notat samt kapitel 1 i hhv. sektorforudsætningsnotatet for affald og sektorforudsætningsnotatet for CCS samt kapitel 4 i sektorforudsætningsnotatet Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer). For udlandet benyttes de seneste kapacitetsfremskrivninger fra ENTSO-E (jf. kapitel 3 og 4).

De økonomiske input omfatter bl.a. brændselspriser og CO₂-kvotepriser (jf. kapitel 1 og 2 i sektorforudsætningsnotatet Priser og vækst) samt afgiftssatser og subsidier til el- og fjernvarmeproduktion fra Skatteministeriet [2]. De økonomiske nøgletal sammen med teknologispecifikke data fra den seneste udgave af Teknologikataloget benyttes til beregning af marginale produktionsomkostninger.

Modelkalibrering

Modellen kalibreres ift. seneste statistikker⁶ således, at modellen tilnærmelsesvis rammer det danske brændselsforbrug for forskellige el- og fjernvarmeteknologier samt den danske spotpris på el i historiske år. I kalibreringen sammenlignes der også med historiske europæiske elpriser. Kalibreringen foretages fx ved at justere

⁵ Energi procenttælling og Stamdataregisteret indeholder tilsammen alle historisk indberettede oplysninger fra el- og fjernvarmeproducenter i Danmark, fx produktion og kapacitet på enkelte anlæg.

⁶ Statistiske data inkluderer forbrugs- og produktionsdata fra Energi procenttællingen og ENTSOE, samt danske og europæiske elpriser fra de seneste år.

for udetider på store kraftværker eller eltransmissionsforbindelser. Efter kalibreringsprocessen vurderes om justeringer skal med i fremskrivningsperioden.

Iterationer med andre modeller

Den endelige baseline for el- og fjernvarmesektoren fastlægges efter iterationer mellem Ramses og DH-Invest, og Ramses og IntERACT. Iterationer mellem Ramses og DH-Invest fastlægger investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren på baggrund af elprisfremskrivningen. Iterationer mellem Ramses og IntERACT fastlægger efterspørgslen efter el- og fjernvarme og sikrer dermed koblingen mellem udbuds- og efterspørgselsiden for el og fjernvarme.

1.2.2 Modeludvikling siden KF23

De væsentligste opdateringer af Ramses modelplatformen siden KF23 vedrører tilføjelse af planlagt og stokastisk udetid på kræftværker samt modellering af CO₂-fangst og lagring (CCS) på kraftvarmeværker der har fået støttetilsagn til CCS. Stokastisk udetid giver en bedre simulering af uforudsete hændelser, mens planlagt udetid afspejler en forventning om at kraftværker tages ud af drift for årlig revision og vedligeholdelse på de tidspunkter, hvor det kan forventes, at der er mindst behov for værkerne. CCS modelleres ud fra en forventning om, at energiforbruget til fangst betyder en reduktion i netto el-produktionen og fjernvarmeproduktion. Dog øges fjernvarmeproduktionen via., varmegenvindingen fra fangstprocessen, da det antages rentabelt at udnytte procesvarmen via varmepumper. CO₂-fangst indregnes som en ressource, der skal produceres på værkerne med CCS. Mængden af CO₂ der indfanges er vurderet på basis af indgåede aftaler. For det samlede KF24-resultat forventes ændringerne ikke at have en betydelig påvirkning.

1.2.3 Kritiske antagelser og parametre i modellen

Værkernes kortsigtede marginale produktionsomkostninger er afgørende for optimeringen i Ramses. Data, der indgår i beregningen af marginale omkostninger, har derfor en særlig betydning. Der tages udgangspunkt i drift- og vedligeholdelsesomkostninger fra Teknologikataloget [3], som dog kan blive justeret for at afspejle de realiserede forhold mellem produktionsteknologier, jf. senest tilgængelig energistatistik og energiproducenttælling, hvis data vurderes mere retvisende for en specifik teknologi eller kraftværk.

Afhængigt af kapacitetsfremskrivningen har antagelser vedr. forholdet mellem naturgaspriserne i de forskellige europæiske lande⁷ og elektrolyseanlægs driftsmønstre en væsentlig betydning for prisdannelsen i modellen. Antagelser vedr. PtX⁸ bliver væsentlige på længere sigt i takt med øget elektrificering samt udbygning af VE- og elektrolysekapacitet.

⁷ Der tages udgangspunkt i Eurostats seneste tilgængelige statistik om naturgaspris.

⁸ Antagelser om PtX behandles i kapitel 4 i sektorforudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.

1.3 Kilder

[1] Modeldokumentation, <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

[2] Skat.dk, <https://info.skat.dk/data.aspx?oid=1921342&vid=218928>

[3] Energistyrelsen. Teknologikatalog, <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>

Kapitel 2: DH-Invest

2.1 Hvad er DH-invest?

DH-Invest er en driftsoptimerings- og investeringsmodel, der alene fokuserer på fjernvarmesektoren. Ud fra inputs til Ramses (bl.a. brændselspriser, afgifter, teknologidata, eksisterende og planlagt kapacitet i fjernvarmesektoren) og en elprisfremskrivning fx beregnet vha. Ramses, beskriver DH-Invest, hvordan fjernvarmebehovet i hvert fjernvarmeområde kan dækkes til de lavest mulige selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved at investere i nye anlæg og skrotning af eksisterende anlæg [1]. Forudsætningerne vedr. DH-Invests tekniske potentialer til KF24 beskrives i kapitel 8.

Som beskrevet i kapitel 1 om Ramsesmodellen og i kapitel 8 termisk kapacitet (ekskl. affaldsforbrænding) baseres udviklingen i fjernvarmeproduktionskapaciteten dels på viden om konkrete, planlagte kapacitetsudbygningen og skrotninger, dels på en fremskrivning med det integrerede investeringsmodul DH-Invest, som beskrives i det følgende.

DH-Invest giver via optimering et kvalificeret bud på, hvilke anlægsinvesteringer og -skrotninger fjernvarmeselskaber kan forventes at foretage ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv under de fastlagte rammevilkår (frozen policy).

2.2 Hvordan anvendes DH-Invest til KF24

2.2.1 Hvordan laves baseline til KF24

DH-Invest er designet til at kunne interagere med Ramses, som i Energistyrelsens fremskrivninger af el- og fjernvarmesektoren simulerer driften af energisystemet. Således kan DH-Invest trække på Ramsesdata som input, og efterfølgende kan output fra DH-Invest i form af anlægsinvesteringer og -skrotninger anvendes i fornyet driftssimulering i Ramses

For yderligere information om modellen henvises til modeldokumentationen, der indeholder en teknisk gennemgang af modellen [1].

Der er i modellens datagrundlag gjort antagelser om, hvilke anlægstyper modellen kan investere i for de givne fjernvarmeområder samt antagelser om begrænsninger i hvor meget, der potentielt kan etableres af en given anlægstype i de forskellige fjernvarmeområder (kapacitetsbegrænsning). Det kan fx omfatte lokale potentialer for udnyttelse af overskudsvarme til varmepumper.

Baseline for endogene investeringer og lukninger i fjernvarmeproduktionskapacitet fastlægges i DH-Invest gennem følgende trin:

- Opdatering af modellens datagrundlag.
- Modelkørsel pba. en elprisfremskrivning.
- Indlæsning af modeloutputtet i Ramses.
- Iterationer mellem DH-Invest og Ramses med henblik på at opnå konvergens i systemresultatet for el- og fjernvarmesektoren.

2.2.2 Modeludvikling siden KF23

Siden KF23 er DH-Invest blevet opdateret, således at der ved skrotning af værker tages højde for, om de resterende værker kan opfylde fjernvarmebehovet, hvis et værk ikke er i drift. På denne måde sikres det, at et fjernvarmenet altid har nok produktionskapacitet til, at det kan undvære det største anlæg i tilfælde af havari. Siden KF23 er der ikke foretaget ændringer i Energistyrelsens teknologikatalog, som har en væsentlig betydning for DH-Invests resultater.

2.2.3 Kritiske antagelser og parametre i modellen

Da DH-Invest er en selskabsøkonomisk model, er alle antagelser vedrørende omkostninger afgørende for modellens resultater, herunder:

- Brændsels- og CO₂-kvotepriser
- Elpriser
- Drift- og vedligeholdelsesomkostninger
- Investeringsomkostninger (anlægsudgifter samt afskrivningsrente)

Dertil er tekniske antagelser også af stor betydning, herunder:

- Virkningsgrader (eller COP for varmepumper)
- Maksimalt potentiale for brug af varmepumper i hvert fjernvarmeområde

Specifikt for investeringsresultatet er investeringsomkostninger, drift- og vedligeholdelsesomkostninger og brændselspriser af afgørende betydning, især i forhold til konkurrencen mellem træflis-kedler og varmepumper, idet omkostninger for disse teknologier ligger forholdsvis tæt på hinanden.

Investeringer i havvandsvarmepumper er begrænset i modellen til visse centrale fjernvarmeområder. Det vurderes, at havvandsvarmepumper vil blive anvendt, hvor det er fysisk muligt, da deres anlægsparametre gør dem mere rentable end luft-til-vand varmepumper. Dog vurderes det, at det i visse centrale områder kun vil være muligt at investere i havvandsvarmepumper i et begrænset omfang.

Specifikt for skrotninger er de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger en vigtig parameter, da den potentielle besparelse ved skrotning udelukkende er disse omkostninger.

Derudover er antagelsen om hvor meget overkapacitet, der er nødvendig for at sikre en høj fjernvarmeforsyningsikkerhed, afgørende for skrotningsresultatet. Overkapaciteten defineres for hvert fjernvarmeområde som fjernvarmebehovet i

spidslasttiden gange en sikkerhedsmargin for at tage hensyn til forsyningsikkerhed i ekstreme situationer, fx ekstremt kolde vintre. Som beskrevet i kapitel 8, regnes det med en sikkerhedsmargin på 160 pct. i KF. Det betyder, at et anlæg ikke lukkes, hvis den samlede kapacitet i det pågældende fjernvarmeområde ved anlæggets lukning reduceres til under 160 pct. af behovet i spidslasttiden.

2.3 Kilder

[1] Modeldokumentation, <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

Kapitel 3: Udenlandske el-produktionskapaciteter mv.

3.1 KF24 forløbet

Forudsætninger om elproduktionskapaciteter, elforbrug og eltransmissionskapacitet i udlandet indgår i fremskrivningens elmarkedsmodel Ramses, der omfatter 23 lande aggregeret i 21 elhandelszoner. For beskrivelse af Ramses-modellen henvises til modeldokumentationen [3].

Forudsætninger for udlandet baseres på officielle scenarier fra ENTSO-E⁹. For perioden frem til 2033 baseres forudsætninger på European Resource Adequacy Assessment 2023 (ERAA23), der blev offentliggjort i december 2023. For perioden efter 2033 baseres forudsætninger på "Distributed Energy" scenariet i Ten-Year Network Development Plan 2022 (TYNDP22).

Sammenlignet med KF23 er de væsentligste ændringer:

- Større elektrolysekapacitet – i 2030 omkring 50 pct. mere i KF24 end i KF23
- En stigning i elforbruget som bl.a. skyldes større elektrolysekapacitet – elforbruget er omkring 6 pct. højere i 2030 i KF24 end i KF23

For yderligere sammenligning af KF24 og KF23 forløbene henvises til afsnit 3.3.1.

3.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

3.2.1 Generelle antagelser og metode

For perioden frem til 2033 anvendes nyeste version af "European Resource Adequacy Assessment" (ERAA) fra ENTSO-E. ERAA er en mellemsigtet fremskrivning af det europæiske elsystem frem til 2033, hvis formål er at vurdere effekttilstrækkeligheden¹⁰ i Europa, og er baseret på indmeldinger fra de enkelte lande¹¹. ERAA23 er udarbejdet for årene 2025, 2028, 2030 og 2033. Der henvises til ENTSO-E for yderligere information om ERAA [1].

For årene efter 2033 anvendes nyeste version af TYNDP. TYNDP indeholder typisk tre scenarier, hvor det ene "National Trends" (NT) er et bottom-up scenarie baseret på indmeldinger fra de enkelte lande¹² (udarbejdet for 2030 og 2040), mens de to

⁹ ENTSO-E er den europæiske sammenslutning af transmissionsoperatører (TSO). 35 lande i Europa er repræsenteret og Energinet repræsenterer Danmark.

¹⁰ Det betyder at forbruget og produktionen er i balance.

¹¹ For Danmark indmelder Energinet seneste version af Analyseforudsætninger til Energinet (AF).

¹² For Danmark indmelder Energinet seneste version af Analyseforudsætninger til Energinet (AF).

andre "Distributed Energy" (DE) og "Global Ambition" (GA) er top-down scenarier udarbejdet af ENTSO-E (udarbejdet for 2030, 2040 og 2050).

For mellemliggende år interpoleres mellem data for de tilgængelige nedslagsår.

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 scenarie fra TYNDP22. Korrektionen foretages på baggrund af resultater fra Energistyrelsens model, RamsesL, der er en langsigtet investeringsmodel [3].¹³

3.2.2 Antagelser til KF24

ERAA23 blev offentliggjort i december 2023 og er blevet implementeret i RAMSES efterfølgende.

For perioden efter 2033 baseres KF24 på TYNDP22 scenariet "Distributed Energy" (DE). DE-scenariet er valgt, da scenariet opfylder de europæiske mål om mindst 55 pct. reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050. På baggrund af den energikrise Europa befinder sig i, vurderes scenariets præmis om større grad af selvforsyning og energieffektivitet herudover at være det mest relevante på nuværende tidspunkt.

DE-scenariet er karakteriseret ved øget elektrificering via eldrevne varmepumper og elbiler og øget sektorkobling via elektrolyse. Der sker dermed en stor udbygning med elektrolysekapacitet. For at forsyne det nye elforbrug sker der en stor udbygning med vedvarende energi i Europa. Udbygningen sker især med decentrale teknologier som landvind og solceller (herunder solceller på tage). Eksisterende kernekraft udfases med udgangspunkt i nationale politikker og der udbygges ikke med ny kapacitet.

For yderligere information om DE-scenariet henvises til ENTSO-E's rapport "TYNDP22 Scenarios final storyline report" [2].

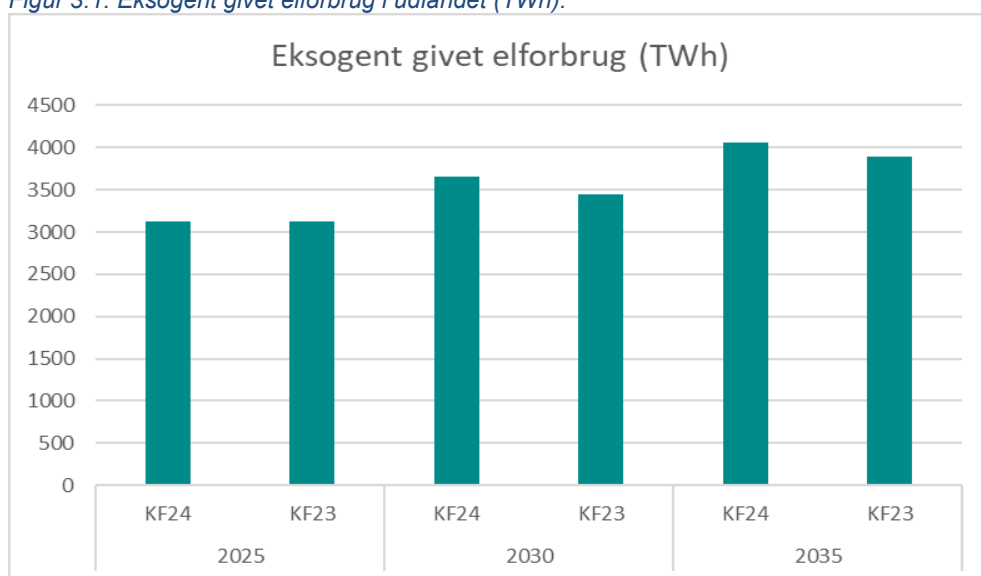
¹³ Det bemærkes, at ENTSO-E's scenarier ikke er konstrueret som bedste bud for langsigtede elpriser. Til analyser med fokus på fremskrivning af langsigtede elpriser, kan der derfor opstå behov for yderligere tilpasninger af ENTSO-E's scenarier, for at opnå realistiske elprisniveauer.

3.3 Kvalificering af KF24 forløbet

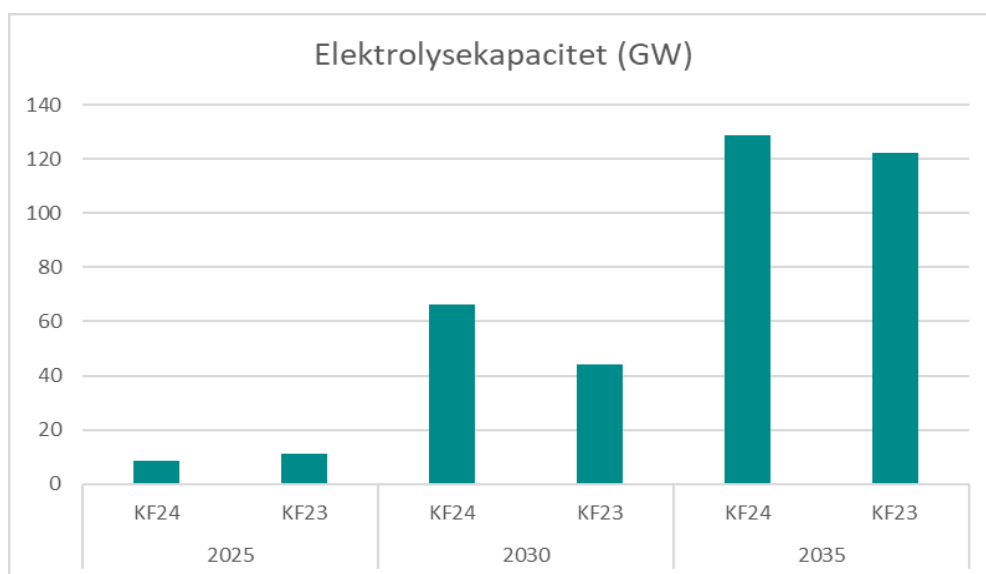
3.3.1 Sammenligning med KF23

Figur 3.1-3.4 herunder sammenligner elforbrug, elproduktionskapaciteter og el-transmissionskapacitet i de anvendte scenarier i hhv. KF23 og KF24. Det bemærkes, at data for alle år vist nedenfor er baseret på høringsversionen af ERAA23, samt et ikke korrigeret DE-scenarie fra TYNDP22. Figurene vil blive opdateret til den endelige version af KF24.

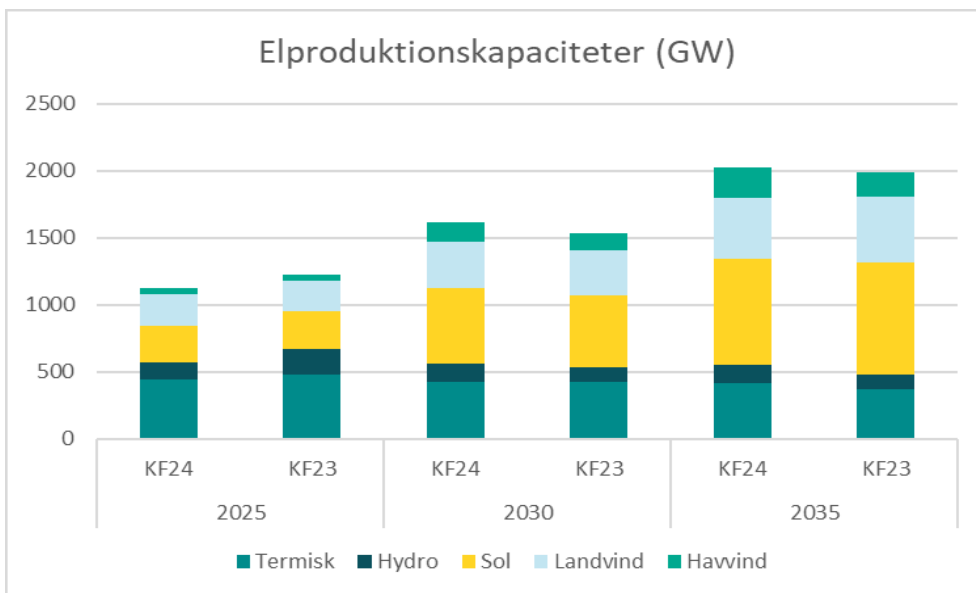
Figur 3.1: Eksogent givet elforbrug i udlandet (TWh).



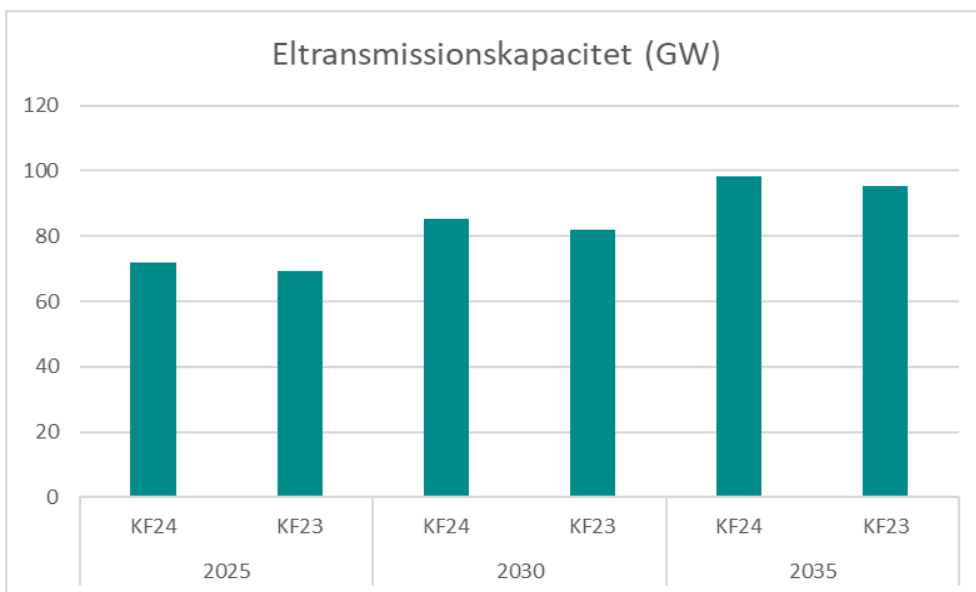
Figur 3.2: Elektrolysekapacitet i udlandet (GW).



Figur 3.3: Elproduktionskapacitet i udlandet (GW).



Figur 3.4: Eltransmissionskapacitet i udlandet (GW).



3.3.2 Usikkerhed

Der er helt grundlæggende stor usikkerhed om udviklingen i udlandet. Udviklingen har bl.a. væsentligt betydning for elprisen i Danmark samt for klimaeffekten af Danmarks import og eksport af elektricitet.

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.

3.4 Planlagt udvikling fremadrettet

Det forventes, at metoden fastholdes. Scenarier opdateres løbende i takt med at ENTSO-E offentliggør nye scenarier for perioden frem mod 2033 (ERAA) og for perioden frem mod 2040 og 2050 (TYNDP).

3.5 Kilder

[1] ENTSO-E ERAA:

<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/index.html>

<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>

[2] ENTSO-E TYNDP:

<https://tyndp.entsoe.eu/scenarios>

<https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

<https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

[3] Modeldokumentation:

<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

Kapitel 4: Danske interkonnektorer

4.1 KF24 forløbet frem mod 2035

Mulighederne for at handle 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.

Dette notat beskriver forudsætninger for danske interkonnektorer. Ved danske interkonnektorer forstås eltransmissionsforbindelser, der forbinder de danske elprisområder Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) med udlandet samt eltransmissionsforbindelser mellem de danske elprisområder. Eltransmissionsforbindelserne Energiø Bornholm (EØB) og Energiø Nordsø (EØN)¹⁴ vurderes i en følsomhedsberegning, dette er nærmere belyst i Kapitel 5. Notatet omhandler alene fysiske og driftsmæssige forudsætninger.

Forholdene omkring forbindelserne beskrives i kapitlet, men indledningsvis vises i tabellen herunder en samlet oversigt over forudsætningerne for interkonnektorerens import- og eksportkapacitet.

¹⁴ Hverken Energiø Bornholm eller Energi Nordsøen indgår i KF24 grundforløbet, men i et alternativforløb.

Tabel 4.1: Forudsætninger for danske interkonnektorer.

Forbindelse	Fra	Til	Importkapacitet (MW)	Eksportkapacitet (MW)	Type ¹⁵	Driftsperiode
Skagerrak	DK1	NO2	1.632	1.632	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Konti-Skan	DK1	SE3	715	715	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Jylland-Tyskland	DK1	DE	2.500 stigende til 3.500	2.500 stigende til 3.500	AC	Hele fremskrivningsperioden. Kapaciteten forventes forøget med 1.000 MW i løbet af 2025.
COBRA	DK1	NL	700	700	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Viking Link	DK1	GB	800 stigende til 1.400	800 stigende til 1.400	HVDC	2024 og frem. Kapaciteten forventes forøget til 1.400 MW i løbet af 2025
Øresund	DK2	SE4	1.300	1.700	AC	Hele fremskrivningsperioden.
Kontek	DK2	DE	600	585	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Kriegers Flak	DK2	DE	400	400	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Storebælt	DK1	DK2	600	590	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Energjø Bornholm Udland	EØB	DE	2.000	2.000	HVDC	Indgår ikke i KF24 grundforløbet, men fra 2029 og frem i alternativforløb.
Energjø Bornholm DK	EØB	DK2	1.200	1.200	HVDC	Indgår ikke i KF24 grundforløbet, men fra 2029 og frem i alternativforløb.
Energjø Nordsø Udland	EØN	BE	2.000	2.000	HVDC	Indgår ikke i KF24 grundforløbet, men fra 2032 og frem i alternativforløb.
Energjø Nordsø DK	EØN	DK1	1.400	1.400	HVDC	Indgår ikke i KF24 grundforløbet, men fra 2032 og frem i alternativforløb.

¹⁵ AC (vekselstrøm) og HVDC (jævnstrøm).

4.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

4.2.1 Generelle antagelser og metode

Som udgangspunkt indgår eksisterende og nye politisk godkendte forbindelser inklusiv forbindelsen fra Bornholm til Sverige¹⁶. Forbindelser relateret til Energiø Bornholm og Energiø Nordsø behandles efter særskilt følsomhedsberegning. Se yderligere beskrivelse under de enkelte forbindelser.

Maksimal handelskapacitet (NTC)

For hver forbindelse angiver forudsætningerne den forventede maksimale handelskapacitet (maximum net transfer capacity, forkortet NTC) for hhv. import og eksport. NTC er den handelskapacitet, der maksimalt kan overføres over en forbindelse, under hensyntagen til nettab, sikkerhedsstandarder og tekniske begrænsninger. For nogle forbindelser er NTC for import og eksport identisk, mens den for andre forbindelser er forskellig. Dette beskrives nærmere under de enkelte forbindelser. Forudsætninger er som udgangspunkt baseret på data fra Energinet med undtagelse af forudsætninger om transmissionskapacitet til energiøerne.

Nettab

Når der transporteres energi i kabler, opstår der et tab af energi undervejs. Det betyder, at den energimængde, der fødes ind i en forbindelse, vil være større end den energimængde, der kan tages ud af forbindelsen. Dette tab af energi håndteres ved, at TSO'erne¹⁷ indkøber energi tilsvarende den tabte energimængde, typisk via børserne. Håndteringen af nettab uddybes under beskrivelsen af de enkelte forbindelser.

Levetider

Det antages, 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 og der vil skulle tages beslutning om reinvestering. Dette gælder især for forbindelser til de nordiske områder.

Energinet er i dialog med nabo-TSO'er om de udlandsforbindelser, der nærmer sig deres tekniske levetid, og det er forventningen, at der reinvesteres i disse forbindelser. Antagelsen fra tidligere års fremskrivninger om, at eksisterende forbindelser forbliver i drift i hele fremskrivningsperioden, fastholdes derfor, da det vurderes overvejende sandsynligt. Se yderligere beskrivelse under de enkelte forbindelser.

¹⁶ Bornholm er forbundet til Sverige med en vekselstrømsforbindelse, som har en kapacitet på 60 MW i begge retninger. Bornholm optræder ikke særskilt i Ramses, og denne forbindelse opgøres derfor ikke separat.

¹⁷ Transmission System Operator. I Danmark er det Energinet.

4.2.2 Frozen policy antagelser til KF24

I det følgende gennemgås de forskellige forbindelser for hhv. Vestdanmark og Øst-danmark og baggrunden for kapacitetsantagelserne for hver af forbindelserne.

Forbindelser fra Vestdanmark (DK1)

Skagerrak

Forbindelsen til Norge (NO2) består af fire jævnstrømskabler med en samlet kapacitet på 1.700 MW. De to kabler Skagerrak 1 og 2 med en samlet kapacitet på 500 MW nærmer sig deres tekniske levetid og det vurderes at de inden for en kortere årrække sandsynligvis ikke længere kan holdes i drift ved normalt vedligehold. Energinet og den norske TSO, Statnett, undersøger derfor mulighederne for en re-investering med henblik på at fastholde kapaciteten [1].

Den 18. februar 2021 overgik Skagerrak-forbindelsen til at have implicit nettabs-håndtering. Det betyder, at forbindelsen nu har 1.680 MW i afsenderenden og 1.632 MW i modtagerenden, hvilket svarer til et tab på ca. 2,9 pct. fra afsenderenden til modtagerenden.

Konti-Skan

Forbindelsen til Sverige (SE3) består af to jævnstrømskabler med en samlet kapacitet på 740 MW. NTC-kapaciteten er i begge retninger 715 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab.

Jylland-Tyskland

Forbindelsen til Tyskland består af fire vekselstrømsforbindelser med en samlet kapacitet på 2.500 MW. Efter udvidelse i 2020 er NTC i dag 2.500 MW i begge retninger. NTC forventes at blive øget til 3.500 MW i løbet af 2025 i begge retninger. Den gradvise forøgelse på grænsen skyldes udskiftning af 220 kV-forbindelserne til 400 kV samt forstærkning af nettet både syd og nord for grænsen.

Med ikrafttrædelsen af Clean Energy Package er der indført en forpligtigelse om, at 70 pct. af kapaciteten på forbindelserne skal stilles til rådighed for markedet. Det skal dog bemærkes, at Energinet alene ikke kan løfte denne forpligtigelse, da også nabo-TSO'er kan indføre begrænsninger på udlandsforbindelser. Forbindelsen til Tyskland er den eneste forbindelse, hvor der er indgået en aftale om minimumstilgængelighed i markedet. Aftaleperioden rækker fra 2019 til og med 2027. Energi-styrelsen har for nuværende ikke mulighed for at tage højde for denne nedre grænse i Ramses-modellen.

Boks 1: Energinets håndtering af tilgængelig kapacitet på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland.

Den tilgængelige eksportkapacitet i day-ahead markedet har historisk set været begrænset grundet interne flaskehalse i det tyske transmissionsnet. Begrænsningerne skyldes, at Tyskland har meget vind og sol i Nordtyskland kombineret med meget lavt forbrug. Derfor skal det tyske net kunne håndtere transport af store mængder el fra nord til syd, når der er høj elproduktion fra vind og sol. For at håndtere dette i Energinets markedsmodeller fremadrettet, har Energinet udviklet et værktøj, der ved hjælp af Machine Learning, trænet på historisk data for vind, sol og forbrug, kan give et kvalificeret bud på den fremtidige tilgængelige kapacitet. Dette anvendes til udarbejdelse af en tilgængelighedsprofil, der bliver ganget på NTC, for at tage højde for begrænsninger i aftaleperioden. Fra 2028 antages fuld tilgængelighed på forbindelsen, da det antages, at Tyskland til den tid har fået styrket deres interne net i sådan en grad at det ikke leder til den specielle tilgængelighedsprofil.

COBRA

Forbindelsen til Nederlandene består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 700 MW. Forbindelsen er idriftsat i 2019. NTC er på 700 MW i begge retninger. Nettabet håndteres af den modtagne TSO. Det vil sige, at når strømmen løber fra Nederlandene til Danmark, så skal Energinet kompensere (handle) tabet – og modsat.

Viking Link

Forbindelsen til England består af to jævnstrømsforbindelser med en samlet kapacitet på 1.400 MW. Forbindelsen gik i kommerciel drift den 29. december 2023, men 100 pct. udnyttelse vil først ske fra 2025, når den danske side af elnettet er fuldt udbygget [2]. I Energinets metodeanmeldelse for Viking Link [3] fremgår det, at nettabhåndtering er implicit, ligesom tilfældet er for Skagerrak. Det betyder, at forbindelsen har 1.455 MW i afsenderenden og 1.400 MW i modtagerenden, hvilket svarer til et tab på 3,9 pct. fra afsenderenden til modtagerenden.

Forbindelser fra Østdanmark (DK2)

Øresund

Energinet og den svenske TSO, Svenska kraftnät, ejer to elektriske systemer over Øresund, som forbinder DK2 og Sverige (SE4) elektrisk. System 1, som er ejet af Svenska kraftnät, blev udskiftet i 2020. System 2 er ejet af Energinet og står over for en snarlig udskiftning, da kablerne har været i drift i snart 40 år. Forarbejdet til udskiftningen er i gang. NTC eksportkapaciteten er i dag på 1.700 MW, mens NTC importkapaciteten er på 1.300 MW. Forskellen mellem import- og eksportkapacitet skyldes, at den indmeldte kapacitet på en forbindelse ikke blot skal kunne opretholdes i situationer uden netfejl, men også skal kunne opretholdes ved én fejl i nettet

("n-1"). Dette betyder, at med den nuværende mængde af reserver samt benyttelse af systemværn kan Energinet tillade en større eksport end import.

Kontek

Forbindelsen til Tyskland består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 600 MW. NTC eksportkapaciteten er i dag på 585 MW, mens NTC importkapaciteten er på 600 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab. Nettabet håndteres i DK2 uanset hvilken vej strømmen løber. Når strømmen løber fra Tyskland til DK2, sendes 600 MW afsted mens kun 585 MW modtages. Nettabet på 15 MW indkøbes i DK2. Når strømmen løber fra DK2 til Tyskland, modtages 585 MW. Energinet indkøber 15 MW i DK2, så der også i denne situation sendes 600 MW afsted.

Kriegers Flak

Forbindelsen til Tyskland via havmølleparken ved Kriegers Flak består af et jævnstrømskabel med en kapacitet på 400 MW mellem den danske vindmøllepark på Kriegers Flak og de tyske vindmølleparker. Forbindelsen blev idriftsat i 2020. Ilandføringskablet fra den danske vindmøllepark er på 600 MW. Selve interkonnektoren har en kapacitet på 400 MW i begge retninger, men er begrænset af den til enhver tid værende elproduktion fra Kriegers Flak havmølleparken. Energistyrelsen har for nuværende ikke mulighed for at tage højde for denne begrænsning i Ramses-modellen.

Storebæltsforbindelsen

Vest- og Østdanmark er forbundet med en jævnstrømsforbindelse, Storebæltsforbindelsen, på 600 MW. Forbindelsen er ikke en egentlig udlandsforbindelse, da den forbinder de to danske prisområder DK1 og DK2. Dog drives den på samme måde og indgår også i markedet på de samme vilkår som udlandsforbindelserne. NTC-kapaciteten fra Vest- (DK1) til Østdanmark (DK2) er 590 MW, og i modsat retning er NTC kapaciteten 600 MW. Forskellen skyldes dækning af nettab. Når strømmen løber fra DK1 til DK2, modtages 590 MW. Energinet indkøber 10 MW i DK1, så der sendes 600 MW afsted. Når strømmen løber fra DK2 til DK1, sendes 600 MW afsted, mens kun 590 MW modtages. Nettabet på 10 MW indkøbes i DK1.

Forbindelser ved etablering af energierne

Nye interkonnektorer til Energierne indgår ikke i KF24 grundforløbet, men vil indgå i et alternativforløb, hvor øget havvind fra Energiø Nordsøen og Energiø Bornholm også indgår.

- Energiø Bornholm (EØB) antages forbundet med 1.200 MW til Sjælland (DK2) og 2.000 MW til Tyskland fra primo 2029.
- Energiø Nordsø (EØN) antages forbundet med 1.400 MW til Jylland (DK1) og 2.000 MW til Belgien fra primo 2032.

4.3 Kvalificering af KF24 forløbet

4.3.1 Sammenligning med KF23

Metoden i KF24 er grundlæggende den samme som i KF23 og forudsætningerne for import- og eksportkapaciteter er identiske med undtagelse af korrektionen af forbindelsen til Energiø Bornholm, der i KF24 behandles i følsomhedsanalyse.

4.3.2 Usikkerhed

Antagelsen om, at eksisterende forbindelser forbliver i drift i hele fremskrivningsperioden, er forbundet med en vis usikkerhed.

4.4 Kilder

[1] Statnett, 2021: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>

[2] Energinet, 2023: <https://energinet.dk/om-nyheder/nyheder/2023/12/15/viking-link-abner-med-kapacitet-pa-800-mw/>

[3] Energinet, 2022: <https://energinet.dk/EI/Horinger/Afsluttede-horinger/2022-06-Metodeanmeldelse-markedsregler-for-Viking-Link-juni-2022>

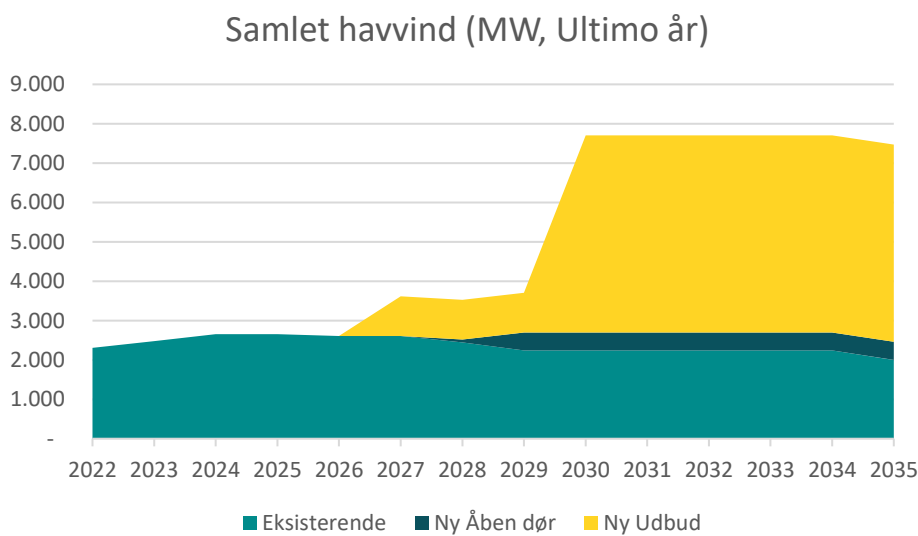
Kapitel 5: Havvind

5.1 KF24 forløbet frem mod 2035

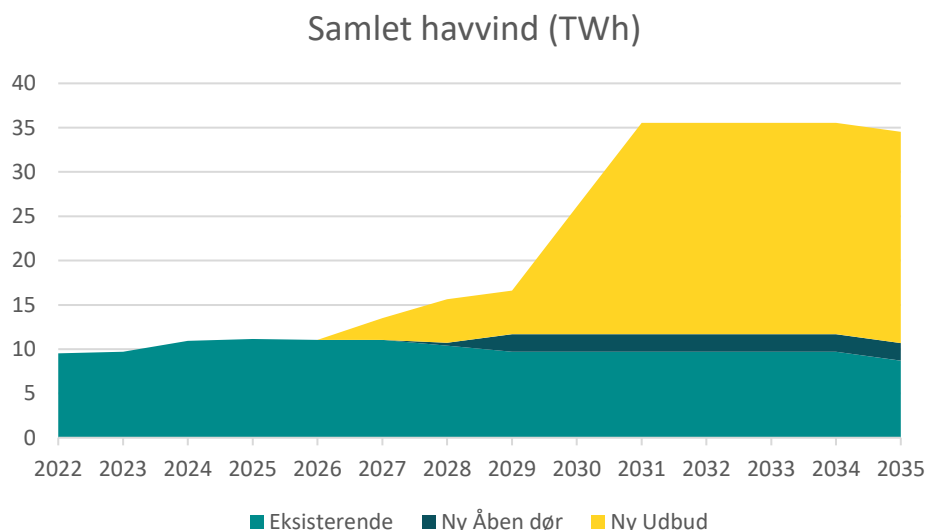
Dette kapitel beskriver udviklingen i kapaciteter og forventet produktion fra havvind i KF24, herunder generel metode og antagelser ift. eksisterende møller (jf. afsnit 5.2.1), samt den konkrete udbygning med havvindskapacitet i KF24 grundforløbet (jf. afsnit 5.2.2).

Figurer 5.1 og 5.2 viser den antagne samlede udvikling i kapacitet og den forventede produktion fra havvind i KF24. Forudsætningerne for figurerne uddybes i det efterfølgende.

Figur 5.1: Samlet kapacitet for havvind i KF24 (MW).



Figur 5.2: Samlet produktion for havvind i KF24 (TWh).



Forudsætningerne for udbudsparker og energiøer i grundforløbet i KF24 er blevet justeret siden KF23. Justeringen skyldes opdatering af metoden om rentable anlæg medregnes, jf. afsnit 5.2.2. Havvindmølleparkerne Vesterhav Syd og Nord har skiftet kategori til eksisterende, da disse er fuldt idriftsat i henholdsvis ultimo 2023 og primo 2024.

For yderligere sammenligning af KF24 og KF23 forløbene henvises til afsnit 5.3.1.

5.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

5.2.1 Generelle antagelser og metode

Forudsætninger for havvind skelner mellem:

- eksisterende møller,
- nye møller opstillet efter åben dør-ordningen,
- nye møller opstillet efter udbud og energiøer.

Ved *eksisterende møller* forstås de 17 etablerede stor- og småskala havvindmølleparker og forsøgsmølleparker i de danske farvande.

Ved *nye møller opstillet efter åben dør-ordningen* forstås et overordnet estimat for forventet kapacitet og idriftsættelsesår som resultat af udbygningen knyttet til de indkomne ansøgninger til Energistyrelsen, der har opnået forundersøgelsestilladelse eller tilladelse til etablering.

Ved *nye møller opstillet efter udbud og energiøer* forstås i grundforløbet af KF24 de aftalte havvindmølleparker, der har været i udbud allerede samt de parker der er

truffet en konkret politisk beslutning om skal udbydes, og som har vist indikationer på en positiv økonomi for udvikler.

5.2.1.1 Eksisterende møller

Eksisterende havvindmølleparker har alle fået tilladelse til elproduktion i 25 år¹⁸. For eksisterende møller på havet regnes derfor med en forventet levetid på 25 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. De 25 år regnes fra det tidspunkt på året, hvor møllerne er tilsluttet til nettet. Det betyder eksempelvis, at en park tilsluttet medio 2010 er i drift til og med medio 2035. Den tekniske og økonomiske levetid forventes længere end de 25 år, dog kræves en godkendelse for at levetidsforlænge den enkelte park. Til KF24 inddrages kun de levetidsforlængelser, der inden for skæringsdatoen den 1. januar 2024 er godkendt. Da ingen parker har fået godkendt levetidsforlængelse inden skæringsdatoen, medtages ingen levetidsforlængelser i KF24.

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. For eksisterende møller anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50 [1]. Fuldlasttimerne er endvidere korrigeret for den specialregulering, der i dag finder sted mellem Energinet og den tyske TSO TenneT som følge af interne flaskehalse i det tyske net. Forudsætninger for eksisterende vindmøller fremgår af tabel 5.1 herunder. Tilgangen gælder dog ikke de to kystnære parker fra energiaftalen 2012 [2], det drejer sig om hhv. Vesterhav Syd 170 MW og Vesterhav Nord 180 MW. Parkerne forventes fuldt idriftsat primo 2024 og derfor baseres produktion på dialog med projektejer [3][4].

¹⁸ Med undtagelse af parken ved Tunø Knob.

Table 5.1: Forudsætninger for eksisterende møller på havet.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldsttimer (MWh/MW)
Tunø Knob	DK1	1995	2025 ¹⁹	5	2.700
Middelgrunden	DK2	2000	2025	40	2.200
Horns Rev 1	DK1	2002	2027	160	3.950
Rønland	DK1	2003	2028	17,2	3.800
Nysted	DK2	2003	2028	165,6	3.300
Samsø (2003)	DK1	2003	2028	20,7	3.550
Frederikshavn	DK1	2003	2028	7,6	3.300
Horns Rev 2	DK1	2009	2034	209,3	4.350
Avedøre Holme (2009)	DK2	2009	2034	7,2	3.350
Avedøre Holme (2011)	DK2	2011	2036	3,6	3.550
Sprogø	DK1	2009	2034	21	3.050
Rødsand	DK2	2010	2035	207	3.800
Anholt (2012)	DK1	2012	2037	50,4	4.350
Anholt (2013)	DK1	2013	2038	349,2	4.350
Samsø (2018)	DK1	2018	2043	2,3	4.300
Nissum Bredning	DK1	2018	2042	28	4.200
Horns Rev 3 ²⁰	DK1	2019	2044	406,7	4.550
Kriegers Flak	DK2	2021	2046	605	4.250
Vesterhav Syd	DK1	2023	2048	170 ²¹	4.600
Vesterhav Nord	DK1	2024	2049	180	4.650

5.2.2 Frozen policy antagelser til KF24

I det følgende gennemgås antagelserne om udbygning af havvind i KF24, opdelt på nye møller opstillet efter åben dør-ordningen og nye møller opstillet efter udbud og energigør. Antagelserne om udbygningen af havvind i KF24 tager bl.a. højde for Klimaaftale om grøn strøm og varme af d. 25. juni 2022 og Tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW havvind og Energjø Bornholm af 30. maj 2023.

5.2.2.1 Nye møller opstillet efter åben dør-ordningen

Antagelser om udbygning med møller efter åben-dør ordningen baseres på indkomne ansøgninger til Energistyrelsen.

Forudsætninger for nye møller på havet opstillet efter åben dør-ordninger fremgår af tabellen herunder og uddybes i det følgende.

¹⁹ Forlænget fra 2020 til 2025, da parken fortsat er i drift.

²⁰ De første møller blev nettilsluttet i december 2018.

²¹ 95% af møllerne var tilsluttet med udgangen af 2023, det forventes den sidste mølle tilsluttes primo 2024.

Tabel 5.2: Forudsætninger for nye møller på havet opstillet efter åben dør-ordningen.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Frederikshavn (2028)	DK1	2028	2057	72	4.450
Åben dør (Vest 2029)	DK1	2029	2058	65	4.325
Åben dør (Øst 2029)	DK2	2029	2058	320	4.325

Projekter, der har opnået tilladelse til etablering, indgår som specifikke parker i fremskrivningen²². Det gælder for Frederikshavn Havvindmøllepark, der fik meddelt etableringstilladelse den 26. oktober 2022 [5]. Parken forventes at blive på 72 MW, der forventes tilsluttet i 2028 [6]. Energiklagenævnet har i juli 2023 ophævet etableringstilladelsen for Aflandshage Vindmøllepark. Derfor puljes projektet sammen med andre projekter under sagsbehandling, beskrevet som åben dør (Øst 2029).

De projekter, der er under sagsbehandling og hvor der er givet en forundersøgelsestilladelse, indgår i fremskrivningen og behandles samlet under et. Projekter, der endnu ikke har fået tilladelse til forundersøgelse, indgår ikke i fremskrivningen, hvilket følger af lukningen af åben dør-ordningen.

For de projekter, hvor der er givet en forundersøgelsestilladelse, er der udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning i hhv. Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), samt et estimat for idriftsættelse. Da udbygningen er behæftet med væsentlig usikkerhed, anvender Energistyrelsen en vægtning på 50% af kapaciteten, for at illustrere usikkerheden om, hvorvidt alle projekterne vil blive realiseret, dog uden at tage stilling til sandsynligheden for det enkelte projekt. Kapaciteten antages idriftsat primo 2029, hvorved etableringsfasen anses for at være 5 år²³.

For nye møller opstillet efter åben-dør ordningen regnes med en forventet levetid på 30 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. Årlige fuldlasttimer baseres på Energistyrelsens Teknologikatalog [7].

5.2.2.2 Nye møller opstillet efter udbud og energigør

Afsnittet omfatter havvindmølleparker, der enten har været i udbud eller er vedtaget beslutning om skal i udbud. Der er i KF24 foretaget en justering af metoden for indarbejdelse af havvindprojekter, der opføres uden støtte. I nedenstående redegøres for udbudsparker og rentabilitet for udvikler.

²² Det bemærkes dog, at opstiller ikke er forpligtet til at udnytte sin etableringstilladelse.

²³ Etableringshastighed på Thor havvindpark er 6 år, hvorfor det antages mindre parker har en kortere konstruktionsfase.

For møller idriftsat fra 2025 og frem (parker besluttet med energiaftale 2018 og senere) regnes med en forventet levetid på 30 år, hvorefter møllerne tages ud af drift. De 30 år er baseret på Teknologikataloget for produktion af el og fjernvarme [7].

Forudsætninger for nye møller opstillet efter udbud fremgår af tabellen herunder og uddybes i det følgende.

Tabel 5.3: Forudsætninger for udbudsparker på havet²⁴.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Thor	DK1	2027	2057	1.008	4.875
Kattegat II	DK1	2030	2060	1.000	4.550
Nordsø – del 1	DK1	2030	2060	1.000	4.800
Nordsø – del 2	DK1	2030	2060	1.000	4.800
Hesselø	DK2	2029	2059	1.000	4.450

Afgjorte udbud

Med energiaftalen 2018 blev det besluttet at udbygge med tre parker af minimum 800 MW pr. park frem mod 2030. Den første aftalte park er Thor, der placeres ved Vestkysten ud for Thorsminde med en kapacitet på 1.000 MW med nettilslutning inden for perioden 2025-2027. Det antages, at Thor er i fuld drift ultimo 2027 [8]. De øvrige 2 parker er inddraget som en del af havvindprojekter i henhold til opfølgende aftale ifm. Klimaaftale for energi og industri fra 2020 [9] og Tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW havvind og Energiø Bornholm [10]. De årlige fuldlasttimer baseres på beregninger baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog [7].

Kommende udbud

I maj 2023 blev der med Tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW havvind og Energiø Bornholm besluttet udbudsrammer for 6 GW havvind placeret i områderne Hesselø, Nordsøen I (tre områder), Kattegat II og Kriegers Flak II. I samme aftale blev der besluttet rammer for udbuddet af 3 GW havvind ifm. Energiø Bornholm. I aftalen blev ud over de 9 GW givet mulighed for såkaldt "overplantning"²⁵. I KF24 antages der dog ikke afsætningsmuligheder for en brintproduktion grundet den generelle tilgang om frozen policy, hvorfor overplantning derfor ikke indgår i grundforløb i KF24. Det vurderes under betydelig usikkerhed, at ikke alle havvindprojekter er rentable i et frozen policy forløb.

²⁴ Parkerne forventes udbudt med en minimumskapacitet og at vished for evt. overbeplantingskapacitet først realiseres i forbindelse med udbuddet.

²⁵ Mulighed for opsætning af yderligere havvind på områderne, denne havvind vil fx kunne benyttes til PtX eller andet, uden at tilslutningen til det kollektive elnet øges

Metoden for indregning af havvindprojekter i grundforløbet justeres i KF24, så der tages udgangspunkt i tidligere udarbejdet rentabilitetsvurdering [11]. I rentabilitetsvurderingen blev de tre områder i Nordsøen og Kattegat II skønnet rentable for udviklere [11]. I forbindelse med udarbejdelsen af KF24 er udviklingen i elprisen anderledes end i grundlaget for rentabilitetsvurderingen. Det blev fundet at direkte indlæggelse af rentabilitetsvurderingens skøn, med alle 4 rentable GW installeret i DK1, medførte en skævvridning af elprisforløbet i KF24. Det blev i KF24 skønnet at flytningen af 1 GW til DK2 ville medføre forbedret rentabilitet for alle havvindprojekterne, hvorfor, der i KF24 lægges til grund at de 4 GW havvind installeres med 3 GW i DK1 og 1 GW i DK2. De resterende områder vurderes på samme baggrund ikke rentable og er derfor ikke medregnet i grundforløbet.

Rentabilitetsvurderingerne er behæftet med betydelig usikkerhed, og resultaterne er yderst følsomme over for de forudsætninger, der er lagt til grund – og den faktiske udvikling ude i årene. Usikkerheden kan forbindes til de omkostninger og indtægter, der lægges til grund for en egentlig rentabilitetsanalyse. Konkret vil kvantitative estimater være usikre. Her kan det fx dreje sig om forudsætningstunge beregninger af fremtidens materiale- og elpriser, samt at udbudsparkernes størrelse gør, at det enkelte projekt kan påvirke prisdannelsen i elmarkedet. Antallet af realiserede projekter er derfor også en vigtig faktor for det enkelte projekts rentabilitet. Det skal på den baggrund fremhæves, at det alene er muligt at sandsynliggøre rentabiliteten i et givet scenarie for etableringen, og at de sandsynliggjorte støttebehov er underlagt betydelig usikkerhed. Hvis forudsætningerne ændres, ændres resultaterne.

Den tilsvarende betragtning anvendes ifm. Tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW havvind og Energiø Bornholm, hvor der fastsættes et støtteloft for udbuddet ved Energiø Bornholm. Det politisk aftalte støtteloft ligger under det estimerede støttebehov, hvorfor Energiø Bornholm, jf. den metodiske betragtning om økonomisk rentabilitet for udvikler, ikke vil indgå i grundforløbet til KF24. Der tages forbehold for, at ændringer i den øvrige VE udbygning, økonomisk vækst og prisfremskrivninger kan påvirke elprisen og dermed udbygningen af havvind som en del af den samlede KF24 fremskrivning.

Energiøprojektet i Nordsøen beskrevet i Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energiøer mv. fra 4. februar 2021 [12] er endnu ikke på et stadie, hvor der er truffet beslutning om igangsættelse af udbud, og derfor indgår projektet ikke i grundforløbet til KF24.

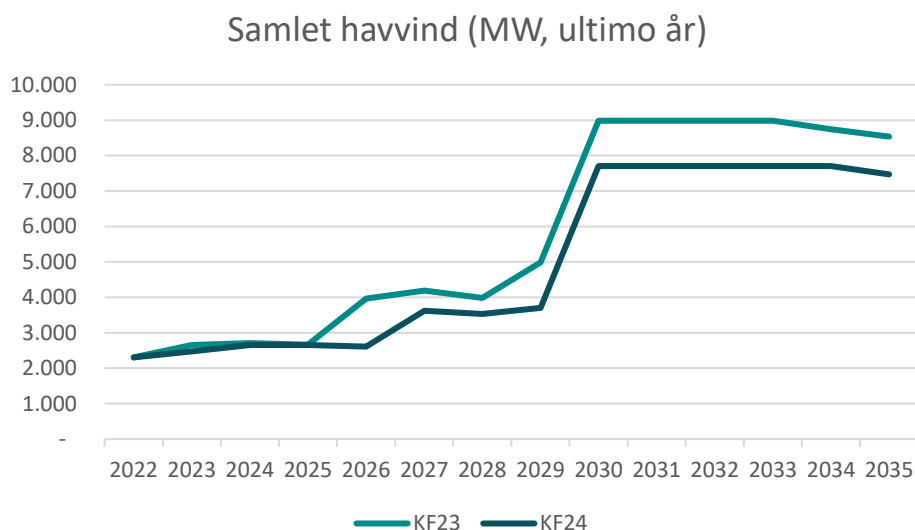
Der udarbejdes følsomhedsanalyse, hvor den fulde besluttede havvindudbygning indgår.

5.3 Kvalificering af KF24 forløbet

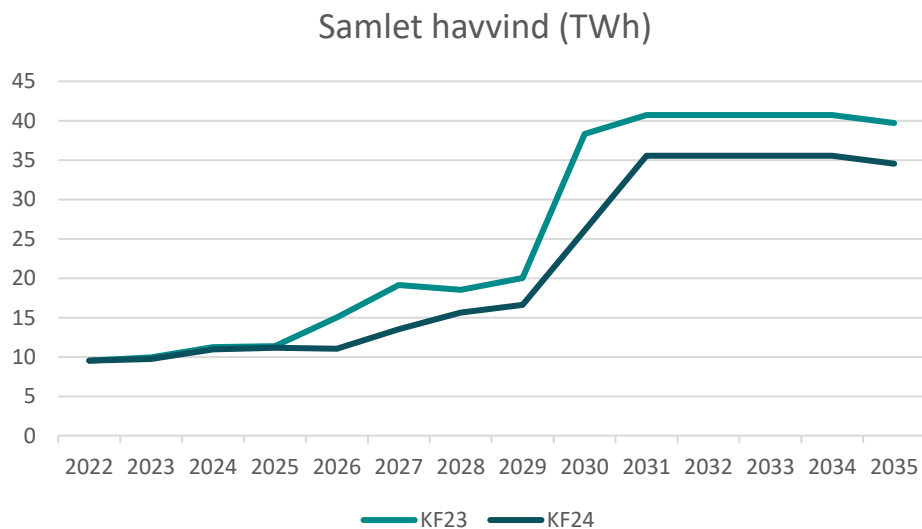
5.3.1 Sammenligning med KF23

Metoden i KF24 er ændret for udbudsparker. Det betyder, at den samlede kapacitet på lang sigt ligger en smule lavere end i KF23. Figurerne 5.3 og 5.4 viser forskellen i kapacitet (MW) og produktion (TWh). Figuren viser også en indikation af den samlede kapacitet og produktion fra havvind i et alternativforløb med de parker, der fremgår af tabel 5.3. Forløbene er opgjort i ultimo kapacitet, dvs. den udvidede kapacitet indgår i det år, hvor kapaciteten opstilles.

Figur 5.3: Samlet kapacitet fra havvind i KF23 og KF24 (MW).



Figur 5.4: Samlet produktion fra havvind i KF23 og KF24 (TWh).



Forskellen i kapacitet skyldes den ændrede metode for udbudsparker. Konkret var både Bornholm og Hesselø med en samlet kapacitet på 4 GW en del af KF23. KF24 inkluderer ikke førnævnte, men de tre parker i Nordsøen er i modsætning til KF23 inkluderet i grundforløbet.

5.3.2 Usikkerhed

Udbygning efter åben dør-ordninger og nye udbud er forbundet med væsentlig usikkerhed.

I KF24 har udbygningen af ny havvind stor betydning for hvor stor en andel af elforbruget, der kan dækkes af VE-baseret elproduktion. For at afspejle den førromtalte usikkerhed skal der udarbejdes følsomhedsberegninger med større eller mindre udbygning af havvind, herunder evt. med indregning af overplantning. I tabellen herunder fremgår ovenstående projekter, der ikke er med grundforløbet i KF24.

Tabel 5.4: Havvindparker der ikke indgår i grundforløbet til KF24.

Park	Placering	Startår	Slutår	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (MWh/MW)
Kriegers Flak II	DK2	2030	2060	1.000	4.750
Energjø Bornholm (2030)	DK2	2030	2060	3.000	4.550
Nordsø – del 3	DK1	2030	2060	1000	4.800
Energjø Nordsø (2033)	DK1	2033	2062	4.000	4.750

5.4 Kilder

- [1] Energistyrelsen. (2012, marts 22). *Energiaftalen 22. marts 2012*.
<https://ens.dk/ansvarsomraader/energi-klimapolitik/politiske-aftaler-paa-energiomraadet/energiaftalen-22-marts-2012>
- [2] Energistyrelsen. (2020). *Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land*. Hentet fra
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/1-0_finscreening_af_havarealer_til_ny_havvind_med_direkte_forbindelse_til_land.pdf
- [3] Vattenfall. (2023, 28. December). *Vesterhavn syd status*. <https://group.vattenfall.com/dk/nyheder-og-presse/nyheder/2023/vattenfall-har-naet-vesterhav-syd-for-fristen>
- [4] Vattenfall. (2023, 7. December). *Vesterhvan Nord status*. <https://group.vattenfall.com/dk/nyheder-og-presse/nyheder/2023/vesterhav-nord-opnar-fuld-nettilslutning-i-2024>
- [5] Energistyrelsen. (2022). *Aflandshage etableringstilladelse*.
<https://ens.dk/presse/energistyrelsen-udsteder-etableringstilladelse-til-aflandshage-vindmoellepark>
- [6] Vattenfall. (2023, 7. December). *Frederikshavn havvindmøllepark status*.
<https://dk.europeanenergy.com/hvad-laver-vi/havvind/frederikshavn-havvindmoellepark/>
- [7] Energistyrelsen. (2020). *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*.
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf
- [8] RWE Thor. (2023, 04).
<https://thor.rwe.com/Home/press-and-news/2023-04-21-rwe-will-install-co2-reduced-towers-at-thor-to-drive-wind-power-sustainability>
- [9] Klima, Energi og Forsyningsministeriet (2023)
<https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2020/dec/bred-politisk-aftale-justerer-regler-for-stoette-til-vedvarende-energi>
- [10] Klima, Energi og Forsyningsministeriet (2023)
[https://kefm.dk/Media/638210643069728737/Till%C3%A6gsaftale%20om%20udbudsrammer%20for%206%20GW%20havvind%20og%20Energi%C3%B8%20Bornholm%20\(002\).pdf](https://kefm.dk/Media/638210643069728737/Till%C3%A6gsaftale%20om%20udbudsrammer%20for%206%20GW%20havvind%20og%20Energi%C3%B8%20Bornholm%20(002).pdf)
- [11] Folketinget. (2023, 14. juni). *Høringsvar om rentabiliteten af de kommende havvindsudbud*.
<https://www.ft.dk/samling/20222/almdel/kef/spm/185/svar/1966932/2725919.pdf>
- [12] Finansministeriet. (2020, juni 22). *Klimaaf tale for energi og industri mv*. Retrieved from https://fm.dk/media/18482/klimaaf tale-for-energi-og-industri-mv-2020_a.pdf

Kapitel 6: Landvind

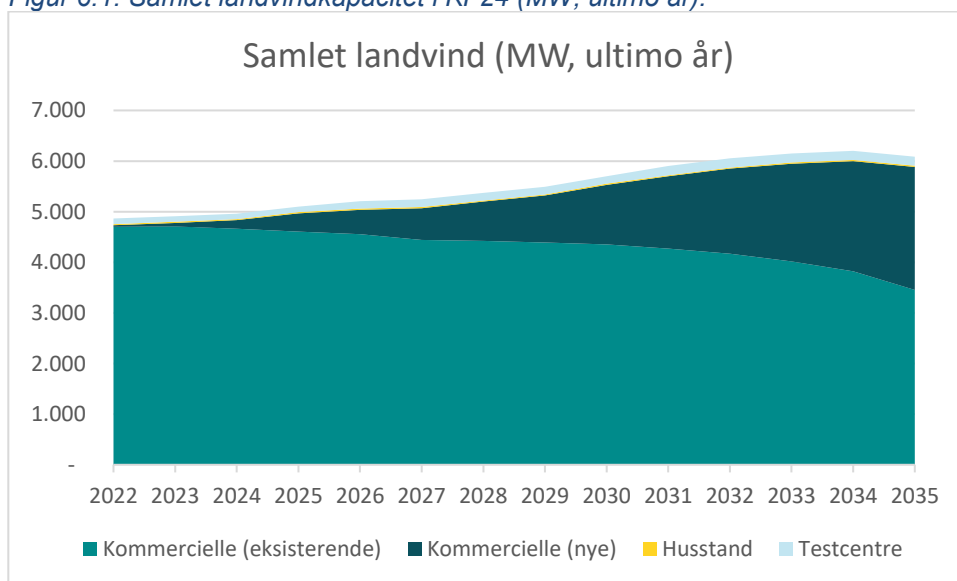
Ændringer i metode fra KF23: I KF23 blev der antaget en afledt effekt i udbygning grundet PtX udbygning. Denne sammenhæng fjernes i KF24, da VE pipelinen er nået længere siden KF23 udarbejdelsen og forventes at indeholde projekter, der er i udarbejdelse grundet den forventede PtX udbygning.

6.1 KF24 forløbet frem mod 2035

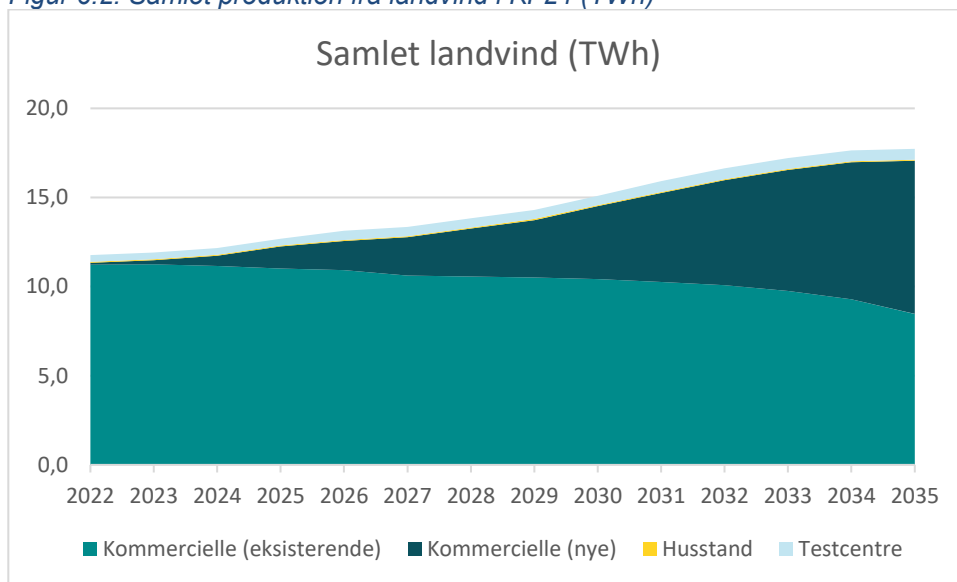
Dette kapitel beskriver udviklingen i kapaciteter og forventet produktion fra landvind i KF24, herunder generel metode og antagelser (jf. afsnit 6.2.1), samt den konkrete udvikling i landvindskapacitet i KF24 grundforløbet (jf. afsnit 6.2.2)

Figureerne 6.1 og 6.2 viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra landvind i KF24, på baggrund af stamdata og figur 6.3. Der forudsættes en stigning i både kapacitet og produktion frem mod 2035.

Figur 6.1: Samlet landvindkapacitet i KF24 (MW, ultimo år).



Figur 6.2: Samlet produktion fra landvind i KF24 (TWh)



Sammenlignet med KF23 forventes en sammenlignelig udbygning. Da der endnu ikke er udpeget energiparker på land, er elproduktion fra de kommende energiparker ikke kvantificeret i KF24.

For yderligere sammenligning af KF24 og KF23 forløbene henvises til afsnit 6.3.1.

6.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

6.2.1 Generelle antagelser og metode

Ved udarbejdelsen af forudsætninger for landvind skelnes mellem tre kategorier af møller: Forsøgsmøller opstillet på testcentre, husstandsmøller og kommercielle møller.

Ved forsøgsmøller opstillet på testcentre forstås møller på land opstillet på et af de to nationale testcentre, Østerild og Høvsøre. Ved husstandsmøller forstås møller på land med en kapacitet på 25 kW eller mindre. Husstandsmøller udgør en meget lille del af den samlede landvindkapacitet.

Alle øvrige møller medregnes til kategorien "kommercielle møller", således også forsøgsmøller opstillet uden for de nationale testcentre.

6.2.1.1 Kommercielle møller: Levetider og produktion

6.2.1.1.1 Levetider for eksisterende og nye møller

Tidspunktet for, hvornår en mølle tages ned, afhænger af den økonomiske levetid. Når en mølle er ude af en given tilskudsordning er der to forhold, der afgør, om den

nedtages. For det første vil forholdet mellem den forventede fremtidige markedspris på el og de forventede fremtidige omkostninger til drift og vedligehold afgøre, hvorvidt det kan betale sig at holde liv i møllen, eller om det bedre kan betale sig at tage den ned. For det andet afhænger det af, hvorvidt en mølle "står i vejen" for et fremtidigt mølleprojekt, da en del af møllerne netop tages ned for at gøre plads til nye møller. For så vidt angår antagelser om levetider for eksisterende møller skelnes der derfor mellem møller opstillet inden for og uden for et område, hvor der potentielt kan opstilles nye møller.

Antagelser om levetider for eksisterende møller baseres i lighed med tidligere Klimafremskrivninger på analysen udarbejdet til Basisfremskrivning (BF20) og Analyseforudsætninger til Energinet (AF20), og der henvises derfor til notater herom for en uddybning af forudsætningerne [1][2][3]. Antagelserne fremgår af tabellen herunder og anvendes for møller opstillet til og med 2021. Tabel 6.10 i afsnittet usikkerheder viser desuden nogle parametervariationer og mulige udfaldsrum af den levetid, der antages.

Tabel 6.1: Antagelser om levetider for møller opstillet til og med 2023.

Nr.	Størrelse	Placering	Antaget levetid (år)
1	<= 599 kW – Vestas 225 kW	Inden for potentielt nyt område	35
2		Uden for potentielt nyt område	40
3	<= 599 kW – Øvrige møller	Inden for potentielt nyt område	30
4		Uden for potentielt nyt område	35
5	600-1499 kW	Inden for potentielt nyt område	35
6		Uden for potentielt nyt område	40
7	>= 1500 kW	Inden for potentielt nyt område	25
8		Uden for potentielt nyt område	25

Levetider for nye møller opstillet fra 2022 og frem baseres på data fra Energistyrelsens Teknologikatalog [4], jf. tabellen herunder. Levetiden for nye møller kan afvige fra levetiden for eksisterende møller. Det skyldes primært, at teknologien nu er mere moden og der derfor findes større viden om levetiden af de forskellige komponenter.

Tabel 6.2: Antagelser om levetider for møller opstillet fra 2023 og frem.

Periode	Levetid (år)
2022-2030	27
2031-2035	30

6.2.1.1.2 Produktion fra eksisterende og nye møller opstillet til og med 2021

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer.

For møller opstillet til og med 2021 anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Fuldlasttimerne er endvidere korrigeret for den specialregulering, der i dag finder 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 (2013-2022)²⁶. Fuldlasttimerne er beregnet for de samme 8 kategorier som anvendes ift. antagelser om levetid, men med en yderligere opdeling på hhv. Østdanmark (DK2) og Vestdanmark (DK1), altså 16 kategorier i alt. Fuldlasttimerne fremgår af tabellen herunder²⁷.

Tabel 6.3: Antagelser om fuldlasttimer for møller opstillet til og med 2022.

Nr.	Størrelse	Placering ift. levetid	Placering ift. geografi	Fuldlasttimer (MWh/MW)
1	<= 599 kW – Vestas 225 kW	Inden for potentielt område	DK1	2.550
			DK2	2.350
2		Uden for potentielt område	DK1	2.350
			DK2	1.800
3	<= 599 kW – Øvrige møller	Inden for potentielt område	DK1	1.800
			DK2	1.750
4		Uden for potentielt område	DK1	1.800
			DK2	1.650
5	600-1.499 kW	Inden for potentielt område	DK1	1.850
			DK2	2.000
6		Uden for potentielt område	DK1	2.000
			DK2	1.850
7	>= 1.500 kW	Inden for potentielt område	DK1	2.750
			DK2	3.100
8		Uden for potentielt område	DK1	2.600
			DK2	2.950

6.2.1.1.3 Produktion fra møller opstillet fra 2022 og frem

For møller opstillet fra 2022 og frem baseres årlige fuldlasttimer på Energistyrelsens Teknologikatalog. Der skelnes ikke mellem møller i Østdanmark og Vestdanmark, da der ikke indgår data herom i teknologikataloget. Fuldlasttimerne fremgår af tabellen herunder²⁸.

Tabel 6.4: Antagelser om fuldlasttimer for møller opstillet fra 2023 og frem.

Periode	Fuldlasttimer (MWh/MW)
2021-2025	3.400
2026-2030	3.500
2031-2035	3.600

²⁶ Kun år med fuld produktion anvendes.

²⁷ Der foregår løbende justeringer af stamdata i takt med data indsamles

²⁸ Der foregår løbende justeringer af stamdata i takt med data indsamles

6.2.1.2 Forsøgsmøller på testcentre: Produktion fra eksisterende og nye møller

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. 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. Det er derfor svært at anvende såvel historiske observerede fuldlasttimer som data fra eksempelvis Energistyrelsens Teknologikatalog. I stedet anvendes en simpel antagelse om 3.400 årlige fuldlasttimer for møller på de to testcentre, svarende til den antagelse, der ligger til grund for beregninger relateret til tilskudspuljen for forsøgsmøller på testcentre.

6.2.1.3 Husstandsmøller: Produktion fra eksisterende og nye møller

Forventet elproduktion beregnes på baggrund af antagelser om årlige fuldlasttimer. Produktionen fra husstandsmøllerne baseres på en antagelse om 2.385 årlige fuldlasttimer baseret på observerede fuldlasttimer. Antagelser er uændret ift. KF23.

6.2.2 Frozen policy antagelser til KF24

I det følgende gennemgås antagelserne om udbygning af landvind i KF24, opdelt på 1) kommercielle møller (der igen er underopdelt på hhv. udbygning på kort sigt, udbygning på længere sigt og forsøgsmøller uden for testcentre), 2) forsøgsmøller på testcentre og 3) husstandsmøller.

6.2.2.1 Kommercielle møller: Udbygning med nye møller

Udbygning med nye møller forventes primært at ske på markedsvilkår, herunder med aftaler om afsætning af hele eller dele af produktionen i såkaldte PPA'er (Power Purchase Agreement). Information om PPA'er er dog vanskelig at få konkret indblik i, fordi der er tale om bilaterale aftaler, der indeholder forretningshemmeligheder fra aktørerne. Det er derfor ikke muligt at estimere en eksakt udbygning som følge af indgåelse af PPA'er, og PPA'er indgår derfor i en samlet vurdering af udbygningen med nye møller. Det bemærkes, at når der ses mere end et par år frem i tiden, er udbygningen forbundet med væsentlig usikkerhed.

6.2.2.1.1 Udbygning på kort sigt (2023-2026) ekskl. forsøgsmøller uden for testcentre

Udbygning i årene 2023-2024 baseres på projekter, der har indgået aftale om nettilslutning samt registreringer i stamdata for energiproduktionsenheder. De konkrete projekter, der udbygges i løbet af 2023, fremgår af tabellen herunder. Det bemærkes i den forbindelse, at 2023 er det første fremskrivningsår i KF24. Sammenlignet med efterfølgende statistikker kan der være afvigelser, da indrapporteringen af etablerede projekter sker bagudrettet og løbende.

Tabel 6.5: Projekter, der antages etableret i 2023.

Projekt	Antagelser	Udvikler	Placering	MW
Nr. Økse Sø	Konstruktion er igangsat i 2023 og forventes i drift til primo 2024	Vattenfall	Jammerbugt (DK1)	40

Udbygning i årene 2024-2026 (produktion medregnes fra primo 2025-2027) baseres delvist på viden om projekter i pipeline med en vedtaget lokalplan eller lokalplansforslag. Projekter, der er længst i planlægningsprocessen, forventes etableret først.

Derudover baseres udbygningen i samme periode også på de projekter i pipeline, der har en underskrevet modningsaftale eller en underskrevet screeningsaftale. Ulltimo november 2023 er der et projekt som har en underskrevet screeningsaftale, og svarer til ca. 40 MW. Kapaciteter fra projekter fra pipeline med disse aftaler 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. Dette er baseret på historiske observationer fra netselskaberne.

Antaget fordeling mellem etablering i 2025-2026 samt geografisk fordeling mellem Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2) fremgår af tabellen herunder.

Tabel 6.6: Partiel udbygning baseret på projekter i pipeline, der antages etableret i 2024-2026. Produktion medregnes fra 2025-2027.

År	Placering	MW (afrundet til nærmeste 5)
2024	DK1	140
2024	DK2	0
2025	DK1	130
2025	DK2	65
2026	DK1	110
2026	DK2	5

6.2.2.2.2 Udbygning på længere sigt (fra 2027 og frem) ekskl. forsøgsmøller uden for testcentre

Udbygning på længere sigt er forbundet med stor usikkerhed. I lighed med KF23 forudsættes en årlig udbygning på 150 MW fra 2027 til og med 2030. Efter 2030 forudsættes en årlig udbygning med 250 MW grundet den antagne stigende udbygning med PtX i disse år. Da det ikke vides, om elforbruget til PtX vil stamme fra landvind- eller solprojekter, er den yderligere medførte kapacitet ud fra forventninger om fuldlasttimer, hver især fordelt 50/50 mellem begge teknologier. Møllestørrelser baseres på data fra Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog, 2020), hvilket giver en udbygning målt i antal som angivet i tabellen

herunder. Der antages en fordeling med 80 pct. i Vestdanmark (DK1) og 20 pct. i Østdanmark (DK2) baseret på historisk fordeling og relevante projekter i pipeline.

Tabel 6.7: Antagelser om årlig udbygning fra 2027 og frem. Produktion medregnes fra primo 2028 og frem.

Periode	Årlig udbygning (MW)	Møllestørrelse (MW/mølle)	Årlig udbygning, afrundet til nærmest 5 (stk.)
2027-2030	150	4,5	35
2031-2035	250	5,0	40

Udbygningen på længere sigt er forbundet med stor usikkerhed. Det forventes, at udbygningen ikke alene vil være styret af projektøkonomien, men i højere grad muligheder for adgangen til areal og net, inkl. afsætningsmuligheder af strøm, der er bestemmende for udbygningen.

6.2.2.2.3 Udbygning med forsøgsmøller uden for testcentre

Udbygning med forsøgsmøller uden for testcentre baseres på de aftalte puljer for årene 2020-2022. Antagelserne fremgår af tabellen herunder. For puljerne i 2021-2022 vides det endnu ikke, om projekterne vil blive opstillet i DK1 eller DK2. Projekterne antages dog at blive opstillet i DK1, da alle forsøgsmøller fra 2018-2020 hidtil er blevet opstillet i DK1. Der er dog ikke blevet søgt om opstilling i puljerne for 2021 og 2022, hvorfor der kun er de 30MW ansøgt i 2020.

Tabel 6.8: Antagelser om udbygning med forsøgsmøller uden for testcentre (Produktion medregnes fra primo 2023-2025).

Pulje	Placering	Kapacitet (MW)
2020	DK1	30
2021	DK1	0 ²⁹
2022	DK1	0 ³⁰

Med klimaaftalen af 22. juni 2020 blev det besluttet at reservere midler til støtte til forsøgsmøller i 2022-24 for at styrke forskning- og udviklingsaktiviteter inden for vindenergi. Med Klimaaftalen om grøn strøm og varme af 25. juni 2022 blev det aftalt at omlægge de nuværende to driftsstøtteordninger henholdsvis inden for og uden for de nationale testcentre til én samlet investeringsordning for forsøgsmøller på land. Hjemlen er udmøntet med en bekendtgørelse for investeringsstøtte til forsøgsmøller på land, der er udstedt, og som trådte i kraft d. 2. juni 2023. Bekendtgørelsen omfatter både forsøgsvindmøller på land inden for de nationale testcentre og forsøgsmøller uden for de nationale testcentre.

²⁹ Puljen var på 30 MW men Energistyrelsen modtog ingen ansøgninger.

³⁰ Puljen var på 30 MW men Energistyrelsen modtog ingen ansøgninger.

6.2.2.2 Forsøgsmøller på testcentre

For så vidt angår forsøgsmøller på testcentrene, Østerild og Høvsøre, blev det med Klimaaftalen af 22. juni 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 projektansøgninger for 25,4 MW. I fremskrivningen får det ikke en effekt, da det antages, at de nuværende forsøgsmøller på testcentrene vil fortsætte i drift. Med aftalen blev det som nævnt i afsnittet ovenfor om udbygning af forsøgsmøller uden for de nationale testcentre aftalt at omlægge de nuværende to driftsstøtteordninger henholdsvis indenfor og uden for de nationale testcentre til én samlet investeringsordning for forsøgsmøller på land. Der er afsat midler til ordningen på 81 mio. kr. hvert af årene 2023 og i 2024.

Ifm. aftale på Indenrigs- og Boligministeriets område om gode rammevilkår for forsøgsmøller d. 15. december 2021 blev derudover aftalt, at der skal screenes for et eventuelt tredje testcenter og egnede områder til test af serie-0 vindmøller [5]. Arbejdet omkring screeningen for et evt. tredje testcenter pågår pt. i regi af Kirkeministeriet. I screeningen er der set på mulighederne for at finde egnede placeringer til op til otte standpladser.

Beregningsteknisk baseres fremskrivningen på antal testpladser og antaget gennemsnitlig møllestørrelse pr. testcenter. På Østerild testes fortrinsvis havvindmøller, mens der på Høvsøre fortrinsvis testes landmøller. Den gennemsnitlige møllestørrelse er derfor mindre på Høvsøre end på Østerild. Højdebegrænsningen på Høvsøre er i dag 200 m. Bolig- og Planstyrelsen (BPST) arbejder på tilpasning af Høvsøre testcentret med henblik på at kunne teste vindmøller op til 275 m samtidig med, at to af de nuværende syv pladser nedlægges. D. 22. juni 2023 er et udkast til lovforslag vedr. tilpasning af Høvsøre Testcenter for vindmøller sendt i offentlig høring. Det antages her, at en tilpasning af Høvsøre med reduceret pladser fra 7 til 5 i givet fald tidligst sker i primo 2025.

For nuværende er det tredje testcenter endnu ikke endeligt besluttet, og mulige områder hvor det kan opstilles bliver undersøgt. Derfor tages det tredje testcenter ikke med i KF24 fremskrivningen, og antagelsen fra KF23 om Høvsøre bibeholdes.

Det bemærkes, at selv med en tidshorisont, der strækker sig ganske få år frem i tiden, er udbygningen forbundet med væsentlig usikkerhed. På begge centre antages der en gradvis indfasning af større møller. Antagelserne, der skeler til udviklingen i møllestørrelser i Energistyrelsens Teknologikatalog [4], fremgår af tabellen herunder. Da der på testcentrene vil være kortere og længere perioder, hvor der skiftes ud i møllerne på standene, vil kapacitetsudnyttelse være behæftet med betydelig usikkerhed.

Tabel 6.9: Antagelser om forsøgsmøller på testcentre.

	Antal pladser (stk.)	Gennemsnitlig møllestørrelse (MW/mølle)	Kapacitet (MW, afrundet til nærmeste 10)
Østerild (2022-2025)	9	8	70
Østerild (2026-2030)	9	12	110
Østerild (2031-2035)	9	16	140
Høvsøre (2022-2025)	7	5,0	40
Høvsøre (2026-2030)	7	5,5	40
Høvsøre (2031-2035)	7	6,0	40

6.2.2.3 Husstandsmøller

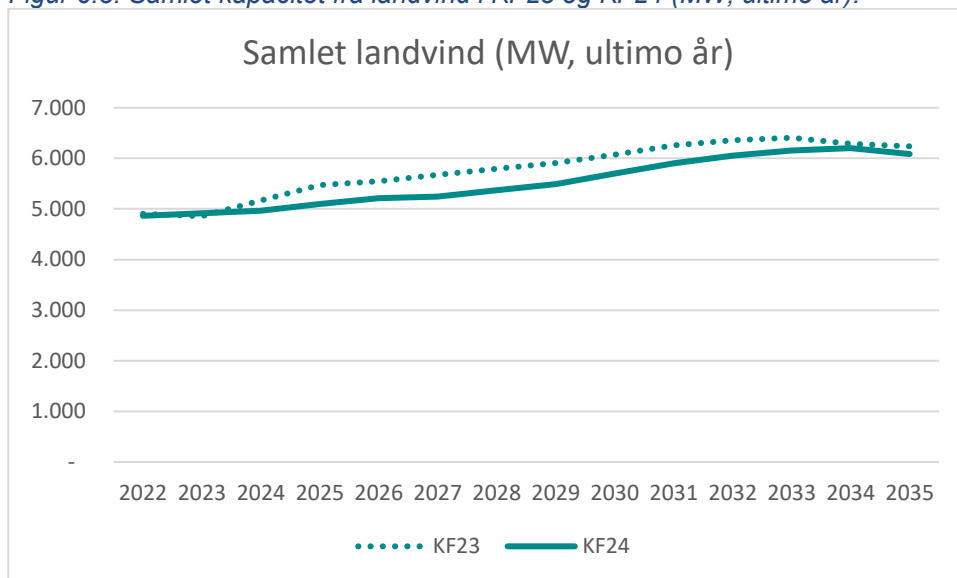
Husstandsmøller udgør en meget lille del af den samlede landvindkapacitet. Der er i dag ca. 22 MW installeret, hvilket antages at stige med ca. 0,1 MW årligt i hele fremskrivningsperioden. Antagelsen er uændret ift. KF23.

6.3 Kvalificering af KF24 forløbet

6.3.1 Sammenligning med KF23

Figuren 6.3 og 6.4 viser den samlede kapacitet for landvind i hhv. KF24 og KF23. Kapaciteten er opgjort ultimo året, dvs. at den udvidede kapacitet indgår i det år, den etableres.

Figur 6.3: Samlet kapacitet fra landvind i KF23 og KF24 (MW, ultimo år).



6.3.2 Usikkerhed

Levetiden for eksisterende kommercielle møller er forbundet med usikkerhed og har samtidig stor betydning for kapacitetsudviklingen sidst i perioden. Situationen på energimarkedet kan også have en betydning for nedtagningsdato af flere anlæg, dog primært på kortere sigt med en forventning om, at elpriserne på sigt falder til et lavere niveau. Effekten af højere levetider for nogle enkelte møller vurderes derfor at være begrænset ift. den samlede fremskrivning. Energistyrelsens bud på parametervariationer af levetiden, som er uændret ift. BF20, KF21, KF22 og KF23, fremgår af tabellen herunder.

Tabel 6.10: Parametervariationer af levetiden for eksisterende kommercielle møller.

Nr.	Størrelse	Placering	Lavere levetid	KF24	Højere levetid
1	<= 599 kW – Vestas 225 kW	Inden for potentielt område	30	35	40
2		Uden for potentielt område	35	40	45
3	<= 599 kW – Øvrige møller	Inden for potentielt område	30	30	35
4		Uden for potentielt område	30	35	40
5	600-1499 kW	Inden for potentielt område	30	35	40
6		Uden for potentielt område	35	40	45
7	>= 1500 kW	Inden for potentielt område	25	25	30
8		Uden for potentielt område	25	25	30

Udbygningen på længere sigt er også forbundet med usikkerhed. På den ene side har den faktiske udbygning i løbet af de sidste få år ligget på et lavere niveau end

de foregående 5-10 år. Samtidig er udbygningen generelt forbundet med væsentlig usikkerhed, når der ses mere end et par år frem i tiden. Det er desuden begrænset, i hvilken grad den historiske udbygning under de daværende markedsvilkår er repræsentative for udbygningen fremadrettet. Niveaueet kan dog tages som proxy for udbygningen under fravær af yderligere tiltag eller fravær af markedstræk af store elbrugere som PtX.

Desuden har en stigning i stålpriser og andre råvarer på råvaremarkederne ført til en større usikkerhed omkring leveringstidspunkter og købsaftaler, som kan have betydning for projekternes tidsplaner og sandsynlighed for realisering. Situationen på råvaremarkedet antages ikke at ændre sig markant i de næste par måneder, hvilket kan have betydning for udbygningen på kortere sigt. Der er dog ikke blevet analyseret, hvilke evt. flaskehalse der opstår og i hvilken periode.

I oktober 2023 kom regeringen med "Klimahandling - Sammen om mere grøn energi fra sol og vind på land". Aftalen indeholder bl.a. rammevilkår for energiparker på land. Da der endnu ikke er udpeget energiparker på land, er elproduktion fra de kommende energiparker ikke kvantificeret i KF24.

6.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Energistyrelsen følger udviklingen på landvindområdet samt på energimarkeder og forventninger om elforbrugsstigninger nøje og vil tage denne med i betragtning forud for metodefastlæggelsen til KF25.

Det forventes, at der i 2024 forløber dialog med kommuner om en politisk beslutning til udpegnings af arealer til større energiparker i henhold til Klimaaftale om mere grøn energi fra sol og vind på land 2023. Effekten af energiparker vil derfor tidligst kunne indregnes i KF25.

6.4 Kilder

[1] Energistyrelsen, 2020 Landvindanalyse - Fremskrivning af antal vindmøller på land: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/udfasning_af_eksisterende_vindmoeller_paa_land.pdf

[2] EMDs analyse: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/bilag_1_-_rapport_fra_emd_international_as.pdf

[3] Landvind-potentialemodellen: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/beskrivelse_af_potentialemodellen_for_landvind.pdf

[4] Energistyrelsen, 2020. Teknologikatalog.

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf

[5] Indenrigsministeriet, 2022. Udmøntning af delelementer i aftale om Gode rammevilkår for forsøgsmøller af 15. december 2021. <https://im.dk/Media/637913235129072843/Aftale%20om%20udm%c3%b8ntning%20af%20delelementer%20i%20aftale%20om%20Gode%20rammevilk%c3%a5r%20for%20fors%c3%b8gsm%c3%b8ller%20af%2015.%20dec.%202021.pdf>

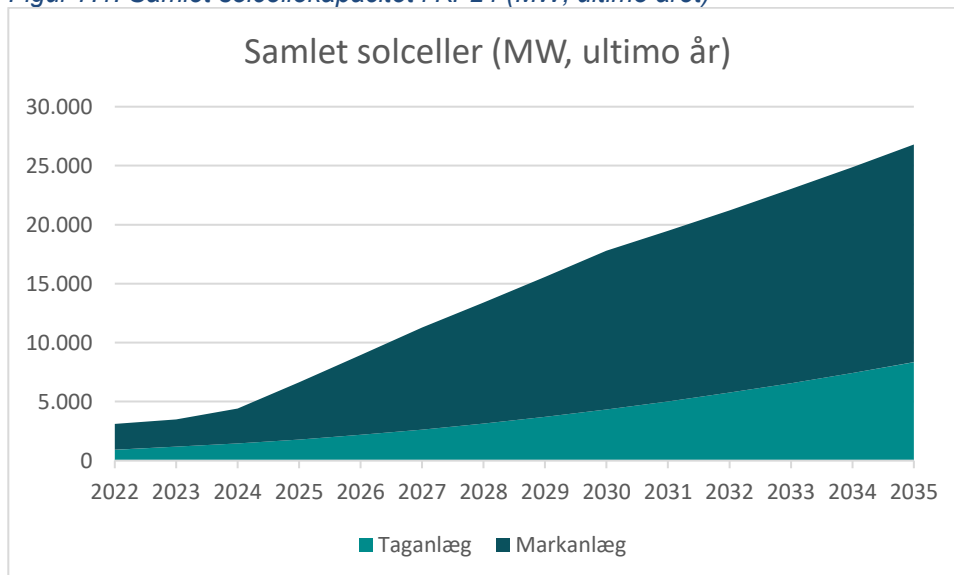
Kapitel 7: Solceller

7.1 KF24 forløbet frem mod 2035

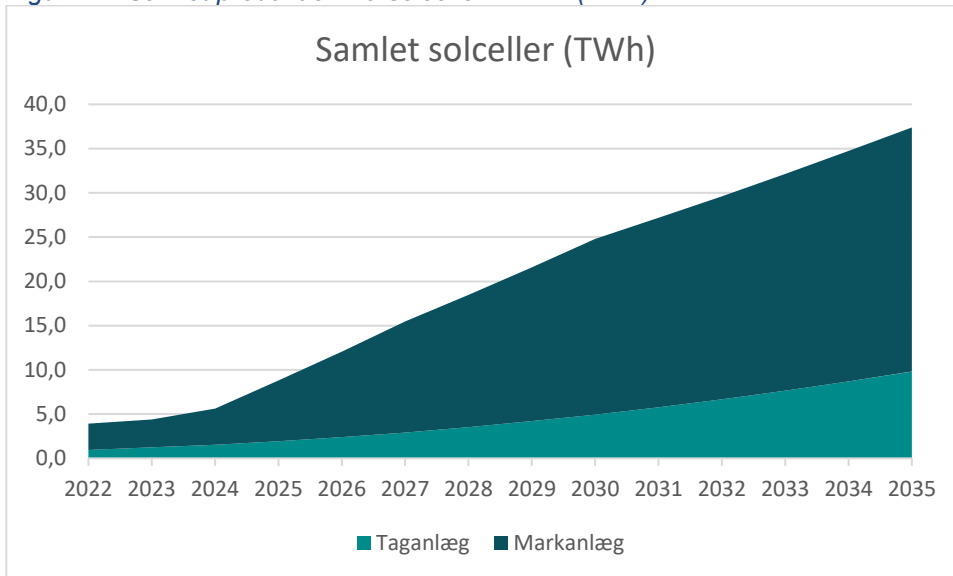
Dette kapitel beskriver den forventede udvikling i kapaciteter og elproduktion fra solceller i KF24, herunder generel metode og antagelser (jf. afsnit 7.2.1), samt den konkrete udvikling i solcellekapacitet i KF24 grundforløbet (jf. afsnit 7.2.2).

Figureerne 7.1 og 7.2 viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra solceller i KF24. Der forudsættes en kraftig stigning i både kapacitet og produktion frem mod 2035.

Figur 7.1: Samlet solcellekapacitet i KF24 (MW, ultimo året)



Figur 7.2: Samlet produktion fra solceller i KF24 (TWh)



Sammenlignet med KF23 forudsætningerne for solceller er den væsentligste ændring, at der forventes en større udbygning med ny kapacitet fra 2024 og frem. I 2035 resulterer dette i en samlet kapacitet på omkring 26.800 MW i KF24 mod 19.700 MW i KF23.

Dette skyldes både en øget forventet udbygning af markanlæg og taganlæg, suppleret med en kobling til øgede forventninger om udbygning af PtX og afledte konsekvenser for VE-udbygningen.

For yderligere sammenligning af KF24- og KF23-forløbene henvises til afsnit 7.3.1.

7.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

7.2.1 Generelle antagelser og metode

Forudsætninger for solceller skelner mellem markanlæg og taganlæg. Ved markanlæg forstås kommercielle solcelleanlæg opstillet på terræn (fx en mark), hvorimod der ved taganlæg forstås både kommercielle og private anlæg på tage, fx ejet af private husholdninger eller erhverv. Historisk har markanlæg fyldt en mindre del af den samlede kapacitet af solceller, men i løbet af de seneste år har den samlede kapacitet af markanlæg oversteget den samlede taganlægskapacitet. Denne trend forventes at fortsætte.

Alle kapaciteter i dette kapitel forstås som nettilsluttet kapacitet (også kaldet W_{ac} eller AC-kapacitet) for at kunne sammenligne kapaciteten med andre teknologier i el-systemet. I solcellebranchen bliver kapaciteten ofte opgivet med den installerede modulkapacitet (også kaldet W_{dc} eller DC-kapacitet), der som regel er højere end

den nettilsluttede AC-kapacitet. Dette skyldes, at DC-kapaciteten af modulerne er opgjort som maksimal produktion under visse standardiserede forhold, som sjældent opnås i almindelig drift. Herudover kan anlægsoptimeringer også føre til, at AC-kapaciteten dimensioneres lavere end DC-kapaciteten.

Nedtagning af eksisterende anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog [1] vurderes levetiden for solcelleanlæg at være 30 år eller derover. Dette gælder for såvel tag- som markplacerede anlæg. Der forventes ikke nedtagninger før 2035, da der kun i meget begrænset omfang er opstillet anlæg før 2005.

Produktion fra eksisterende og nye anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog fremgår forventede antal fuldlasttimer for forskellige anlægstyper. For tagplacerede anlæg skelnes mellem hhv. husstands-anlæg og kommercielle anlæg (fx på taget af industri- eller kontorbygninger). For eksisterende kapacitet er der estimeret et gennemsnit for antal fuldlasttimer for den samlede bestand af anlæg frem for en opdeling på forskellige anlægstyper. For eksisterende anlæg opsat inden 2020 anvendes 1.000 kWh/kW målt ved inverter.

Antagelser om fuldlasttimer for nye anlæg fremgår af tabellen herunder. I teknologikataloget er fuldlasttimerne kun angivet for enkelte nedslagsår, hvorfor der interpoleres lineært i mellem de angivne år.

Tabel 7.1: Fuldlasttimer for nye anlæg målt ved inverter (kWh/kW).

	2020	2030	2040	2050
Husstandstaganlæg	1.061	1.172	1.184	1.197
Kommercielle taganlæg ³¹	1.111	1.228	1.241	1.254
Markanlæg (fikseret)	1.343	1.484	1.499	1.515
Markanlæg (tracker ³²)	1.545	1.712	1.724	1.742

7.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

Taganlæg

³¹ Indeholder mindre kommercielle taganlæg på erhvervsbygninger, samt større taganlæg på industribygninger.

³² 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.

Udbygning med nye anlæg

Udbygning med nye taganlæg er i KF24 baseret på den seneste historiske trend og følger metoden fra KF22 og KF23. I KF23's forudsætningsnotat forklares rationalet bag metoden.

Der er et nyt bygningsdirektiv (EPBD) under udarbejdelse som forventeligt vil stille nye krav til solceller på bygninger. Direktivet er ikke vedtaget ultimo november 2023, og effekter heraf regnes ikke med i fremskrivningen af taganlæg i KF24.

På baggrund af udbygningen de seneste fem år er der lavet en ekstrapolation, dvs. en beregning af fremtidige scenarier pba. kendte data, af den gennemsnitlige udbygningstrend i disse år. Det betyder, at kapaciteten øges fra knap 1000 MW i dag til ca. 4,3 GW i 2030 og ca. 8,3 GW i 2035.

Udbygningen i 2023 har været den største i løbet af de sidste 5 år, og viser derfor den fortsatte trend med øget udbygning af taganlæg.

Markanlæg

Udbygning med nye anlæg

Udbygning med nye markanlæg forventes primært at ske på markedsvilkår, herunder med aftaler om afsætning af hele eller dele af produktionen gennem såkaldte PPA'er (Power Purchase Agreement). Information om PPA'er er vanskelig at få konkret indblik i, fordi der er tale om bilaterale aftaler, der indeholder forretningshemmeligheder fra aktørerne. Det er derfor ikke muligt at estimere en eksakt udbygning som følge af indgåelse af PPA'er, og PPA'er indgår derfor i en samlet vurdering af udbygningen med nye anlæg. Det bemærkes, at vurderinger, der rækker mere end et par år frem i tiden, er forbundet med væsentlig usikkerhed.

Projektøkonomien 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 (afregningsprisen i de timer hvor solceller producerer), er behæftet med stor usikkerhed.

Udbygning i 2023

Udbygning i 2023 og årene før baseres på oplysninger fra stamdataregistret. Der er desuden taget hensyn til konkrete projekter, som blev nettilsluttet i 2023, men som ultimo januar 2024 pga. forskellige årsager ikke er registreret nettilsluttet i stamdataregistret endnu. Det bemærkes i den forbindelse, at 2023 er det første fremskrivningsår i KF24. Sammenlignet med efterfølgende statistikker kan der være afvigelser, da indrapporteringen af etablerede projekter sker bagudrettet og løbende.

Kapaciteten fra tabellen tilhører projekter, som allerede er idriftsat. Grundet mængden af projektantal vises kapaciteten i aggregeret form i hhv. DK1 og DK2.

Tablet 7.2: Kapacitet etableret i 2023.

Projektantal	Antagelser – Produktion medregnes fra	Udvikler	Placering	MW
2	2024	diverse	DK1	80
1	2024	diverse	DK2	50

Udbygning på kortere sigt (2024-2030)

Udbygning i 2024-2030 (produktion medregnes fra 2025-2031) er primært baseret på viden om konkrete projekter fra Energistyrelsens og Energinets oversigt over mulige VE-projekter i forskellige planlægningsfaser (henvises herefter til som 'pipeline') for at afspejle den forventede udbygning under de nuværende markedsvilkår. Udbygningen i 2024 baseres på forventninger fra markedet, koblet med data fra VE-pipelinen.

Den samlede fremskrevne udbygning forventes at blive større end i KF23, da det antages at være flere store projekter fremover, som bliver tilsluttet i højere spændingsniveauer, som producentbetalingen bl.a. giver incitament til. Den geografiske opdeling af projekter antages at følge den historiske udbygning på omtrent 70/30 mellem DK1 og DK2.

Den efterfølgende udbygning i årene 2025-2030 (produktion medregnes fra 2026-2031) baseres grundlæggende på en vurdering af øvrige projekter i pipeline ud fra en antagelse om, at udbygningen accelererer med større anlæg, efter niveauet for producentbetaling er fastsat, se tabellen herunder. Desuden antages det, at de forventede stigninger i elforbruget gennem PtX vil have en afledt effekt på udbygningen af yderligere solcellemarkanalæg.

Tablet 7.3: Partiel udbygning i løbet af 2024- 2030 baseret på VE-pipelinen

Periode (ultimo år)	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2024	650	500	150
2025-2027	1900	1300	600
2028-2030	1600	1100	500

På baggrund af de projekter, der har en nettilslutningsaftale, en godkendt lokalplan, eller hvor der foreligger et lokalplansforslag, dvs. hvor projektforslag pt. bliver behandlet, er der udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning af disse

(henvises herefter til som projekter i 'det kommunale spor'). I fremskrivningen antages en fordeling i hhv. DK1 og DK2 svarende til den overordnede fordeling af projekter i pipelinen. Kapaciteter glattes ud over den forventede periode, som projekterne bliver nettilsluttet i, som er de efterfølgende tre år, efter niveauet for producenttarifferne blev fastsat ved at tage højde for den forventede etablerings- og byggetid.

Derudover er der ud fra de projekter i pipelinen, der har en underskrevet modningsaftale eller en underskrevet screeningsaftale med et netselskab (henvises herefter til som projekter i 'netspor'), udarbejdet et overordnet estimat for forventet udbygning af disse. Projekter fordeles i DK1 og DK2 efter forekomst i det overordnede estimat fra pipelinen. Kapaciteter bliver fordelt ud over den forventede periode, som projekterne vil blive nettilsluttet i, som er de efterfølgende seks år, efter niveauet for producenttarifferne blev fastsat ved at tage højde for etablerings- og byggetid. Denne etableringsperiode er baseret på historiske observationer fra netselskaberne.

Det forventes, at en større andel af projekterne fra netsporet vil tilsluttes efter projekterne fra det kommunale spor.

Udbygning på længere sigt (2030 og frem)

Udbygningen 2030 og frem baseres på en antagelse om, at andelen af elforbruget fra solceller forbliver konstant i den efterfølgende fremskrivning ift. stigningen i elforbruget inklusiv forventede stigninger i elforbruget til PtX, se tabellen herunder. Det antages derfor, at elforbrugsstigningerne efter primo 2030 vil dækkes af tilsvarende stigende mængder elproduktion fra solceller på mark med den grad, som solcellerne har produceret andelsmæssigt i 2030. Stigningen i produktionen fra markanlæg følger derfor disse elforbrugsstigninger. Denne tilgang fører til de udbygningsrater, som vises herunder. Den geografiske opdeling af projekter antages at følge den historiske udbygning på omtrent 70/30 mellem DK1 og DK2.

Tabel 7.4: Udbygningen i løbet af 2031 og frem. Produktion regnes med fra primo 2031.

Periode	Årlig udbygning (MW)	Årlig udbygning DK1 (MW)	Årlig udbygning DK2 (MW)
2031-2035	1000	700	300

Udbygning på længere sigt er forbundet med stor usikkerhed, bl.a. da det antages at være elforbrugsstigninger, som er styrende for tilvæksten af yderligere produktion fra solceller. Det forventes, at det på sigt i højere grad vil være adgangen til areal og net inkl. afsætningsmuligheder af strøm frem for alene projektøkonomien, der er bestemmende for udbygningen.

7.3 Kvalificering af KF24 forløbet

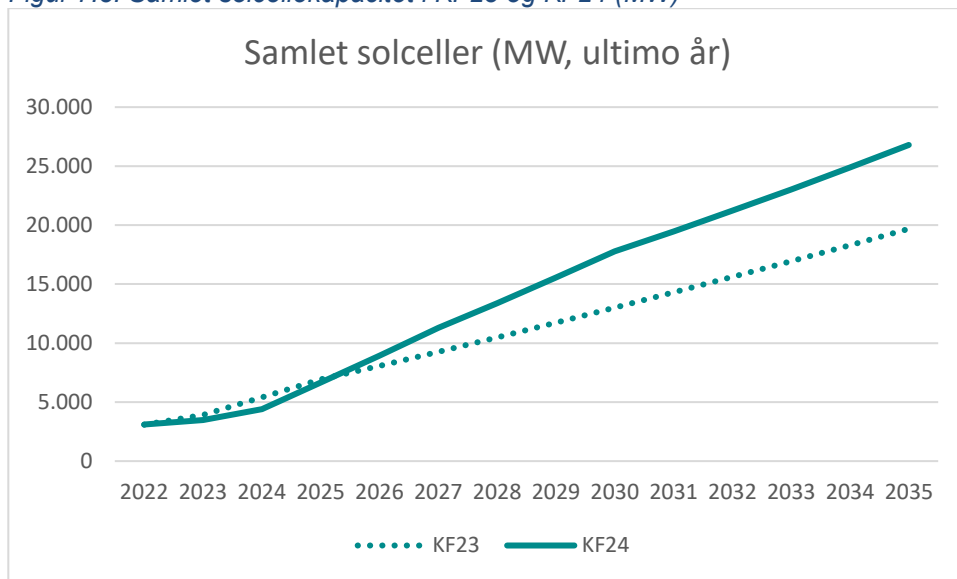
7.3.1 Sammenligning med KF23

Figuren 7.3 viser den samlede solcellekapacitet i hhv. KF24 og KF23. Kapaciteten er opgjort ultimo året, dvs. kapaciteten indgår i det år, den etableres. Produktion indgår i det efterfølgende år, efter den tilsvarende kapacitet bliver etableret.

Metoden for vurderingen af udbygning med taganlæg er det samme som i KF23.

Metoden for markanlæg er grundlæggende den samme som i KF23, med samme kobling til forventningerne i PtX-fremskrivningen som i KF23. Forskellen mellem KF24 og KF23 skyldes en opdateret vurdering af udbygningen baseret på VE-pipeline. Det forventes, at producentbetalingen bl.a. giver incitament til at etablere større projekter, som nettilsluttes i højere spændingsniveauer. Desuden indgår der en yderligere udbygning med projekter, som antages at være koblet til den antagne PtX-udbygning.

Figur 7.3: Samlet solcellekapacitet i KF23 og KF24 (MW)



7.3.2 Usikkerhed

Udbygningen er forbundet med usikkerhed, både på kort og lang sigt. Udbygningen med mark- og taganlæg har stigende betydning for sammensætningen af elproduktionsmikset i Danmark. På sigt kan der være en kannibaliseringseffekt, hvilket kan påvirke udbygningen af solanlæg. Solanlæg har alle maksimal produktion i soltimerne midt på dagen, og vil derfor alle konkurrere i de samme timer, hvilket driver priserne mod et minimum, når den installerede kapacitet stiger.

I oktober 2023 kom regeringen med "Klimahandling - Sammen om mere grøn energi fra sol og vind på land". Aftalen indeholder bl.a. rammevilkår for energiparker på land. Da der endnu ikke er udpeget energiparker på land, er elproduktion fra de kommende energiparker ikke kvantificeret i KF24.

Solceller er afhængige af specifikke råmaterialer såsom silicium, sølv og sjældne jordarter. Disse materialer er afgørende for fremstillingen af solceller, hvorfor prisen kan variere på baggrund af disse.

Prisen på areal kan derudover spille en større rolle i økonomien fremover, idet man allerede nu ser, at lejeaftaler for arealerne er flere gange dyrere for solcelleanlæg sammenlignet med landbrugsaktiviteter, og at der sker en større kommercialisering af arealforpagtninger og lignende, som også kan føre til højere udgifter i takt med evt. genplaceringer af anlæg i forbindelse med de geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer.

Flere eller alternative indtægtsstrømme ud over salget af produktionen på elmarkedet kan være med til at forbedre økonomien i anlæggene. Baseret på de hidtidige indgåede PPA'er i Danmark ser det fortsat ud til, at solceller er mere attraktive for PPA'er end vindmøller, bl.a. grundet deres gennemsnitligt kortere etableringstid, men der er usikkerhed omkring, hvor stort potentialet for PPA-markedet bliver på længere sigt.

7.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Energistyrelsen følger udviklingen på solcelleområdet samt på energimarkeder og forventninger om elforbrugsstigninger nøje og vil tage denne med i betragtning forud for metodefastlæggelsen til KF25.

Det forventes, at det i løbet af 2024 forløber dialog med kommuner om en politisk beslutning til udpegning af arealer til større energiparker i henhold til Klimaaftale om mere grøn energi fra sol og vind på land 2023. Effekten af energiparker vil derfor tidligst kunne indregnes i KF25.

7.4 Kilder

[1] Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2023.
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf

Kapitel 8: Termisk produktionskapacitet

8.1 KF24 forløbet frem mod 2035

I dette notat præsenteres metoden og antagelserne, der danner grundlaget for fremskrivningen af den termiske produktionskapacitet i el- og fjernvarmesektoren. Fremskrivningen er delvist betinget af modelkørsler med modellen DH-Invest og modelresultaterne fremlægges i forbindelse med offentliggørelse af den samlede fremskrivning. Notatet beskriver i stedet de væsentligste forudsætninger, der indgår i modellen.

Metoden og antagelserne for affaldsforbrænding indgår ikke i dette notat, men beskrives separat i kapitel 1 i sektorforudsætningsnotatet for affald.

Metoden til fremskrivningen er grundlæggende uændret i forhold til KF23. Den væsentligste ændring i fremskrivningen på kort sigt er, at der frem mod 2025 forventes ca. 15 pct. mindre kapacitet i varmepumper og ca. 14 pct. større kapacitet i elkedler sammenholdt med fremskrivningen i KF23 på baggrund af Energiproducenttælling 2022 (EPT2022) og sandsynlige projekter (pipelineprojekter). Den langsigtede kapacitetsfremskrivning frem mod 2035 er delvist betinget af modelberegninger med DH-Invest. Se i øvrigt afsnit 8.3.1, og sektornotat 8A Produktion af el og fjernvarme.

8.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

8.2.1 Generelle antagelser og metode

Der tages udgangspunkt i en samlet fremskrivning af det danske el- og fjernvarmesystem, hvor den forventede udvikling grundlæggende er vurderet således:

- Udgangspunktet for kapacitetsfremskrivningen er den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter lavet på baggrund af EPT2022.
- Den termiske kondenskapacitet³³ fremskrives fladt med udgangspunktet i den seneste Energiproducenttælling.
- Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2022 eller er under planlægning og har en høj sandsynlighed for at blive gennemført. Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra kom-

³³ Den termiske kondenskapacitet består af de danske værker, som kun kan producere el uden samproduktion af varme. Den termiske kraftvarmekapacitet består derimod af de danske værker, der producerer el i samproduktion af varme. Den termiske kondenskapacitet og den termiske kraftvarmekapacitet udgør tilsammen den termiske elproduktionskapacitet.

muner (fjernvarmeprojekter) eller Energistyrelsen (større anlæg med elkapacitet over 25 MW). Denne pipeline af fremtidige projekter dækker udviklingen i perioden 2022-2024.

- For perioden derefter laves en vurdering af, hvilke yderligere investeringer i nye anlæg såvel som lukning af eksisterende anlæg, der kan forventes i fjernvarmesektoren. Til formålet anvendes Energistyrelsens model DH-Invest på både centrale og decentrale fjernvarmeområder. Modelberegninger suppleres i videst muligt omfang med konkret viden om de specifikke områder og eksisterende værker. Dette gælder især de centrale fjernvarmeområder.
- Den forventede drift af systemet modelleres i Energistyrelsens Ramses model, der inkluderer en repræsentation af alle danske fjernvarmeområder³⁴ samt størstedelen af det europæiske elsystem.

DH-Invest og Ramses modellen er yderligere beskrevet i hhv. kapitel 2 og 1. Det følgende afsnit beskriver de anvendte metoder og antagelser for de specifikke dele af fremskrivningen.

8.2.2 Frozen policy antagelser til KF24

Termisk kondenskapacitet

Den termiske kondenskapacitet består af de danske værker, som kun kan producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig primært om reserveværker, som kun bidrager marginalt til den danske elforsyning, men som derimod spiller en vigtig rolle i opretholdelsen af den danske elforsyningssikkerhed. I KF24 fremskrives denne del af den termiske elproduktionskapacitet fladt med udgangspunkt i EPT22, medmindre værksspecifikke planer er kendte. KF24 medtager således ca. 1.000 MW termisk kondenskapacitet, hvoraf ca. 500 MW findes på Kyndbyværket og Masnedøværket, som vist i Tabel 8.1 nedenfor.

³⁴ 32 fjernvarmeområder er repræsenteret direkte (centrale fjernvarmeområder samt decentrale områder med fjernvarmeleverance over ca. 500 TJ/år), mens resten er repræsenteret i form af 28 aggregerede områder.

Tabel 8.1: Opgørelse af elkapacitet samt antagelse om sidste driftsår i KF24 for danske kondensværker. Centrale kondensværker opgøres individuelt. Under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Kondensværker i Vestdanmark (DK1)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF24
Studstrupværket blok 5 (SSV5)	14	2030
Øvrige decentrale kondensværker	164	-

Kondensværker i Østdanmark (DK2)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF24
Kyndbyværket blok 21*	260	2023
Kyndbyværket blok 22	260	-
Kyndbyværket øvrige blokke	144	-
Masnødøværket	70	-
Østkraft reserveblokke	62	-
Øvrige decentrale kondensværker	78	-

* Blokken blev taget ud af drift i juni 2020, men lukningen er udskudt til 30. juni 2024 mhp. at sikre den danske elforsyningsikkerhed i vintrene 2022-2023 og 2023-2024, KEFM (2022 oktober). Det antages, at blokken igen er driftsklar i løbet af efteråret 2022 og at den tages permanent ud af drift pr. 30. juni 2024.

Fremskrivningen af den termiske kondenskapacitet forudsætter implicit, at eksisterende kondensværker vil blive erstattet af nye værker med tilsvarende elkapacitet, når deres levetid er udtjent, og at der ikke udbygges med ny kondenskapacitet i fremskrivningsperioden. Usikkerheden forbundet med denne metode har lille betydning for drivhusgasbalancen i KF24, da kondensværker kun i marginalt omfang bidrager til den danske elforsyning. Den termiske kondenskapacitet har derimod betydning for driften af elsystemet og niveauet af den fremtidige elforsyningsikkerhed i Danmark.

Det bemærkes, at nogle anlæg på de centrale kraftvarmeværker er såkaldte udtagsanlæg, der udover samtidig el- og varmeproduktion også kan virke i kondensdrift og dermed producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig fx om anlæg på Nordjyllandsværket, Skærbækværket og Studstrupværket i Vestdanmark, og Avedøreværket i Østdanmark. Disse anlæg har tilsammen en elkapacitet på ca. 1.850 MW. Forudsætningerne herom beskrives i afsnittet "Centrale fjernvarmeområder" nedenfor.

Pipelineprojekter

En række konkrete, navngivne projekter, som fra 2023 og frem har indflydelse på produktionskapaciteter i el- og fjernvarmesektoren, er allerede kendte. Kendskabet kan have forskellige niveauer; fra anlæg, der er sat i drift i 2023 og allerede er oprettet i EPTs database, over projekter, der har søgt og fået godkendelser fra offentlige myndigheder, herunder varmforsyningsprojekter, der er indberettet til plandata.dk, til projekter, som Energistyrelsen har fået kendskab til ad andre kanaler, og vurderes tilstrækkeligt sandsynlige til, at de medtages i fremskrivningen. Disse projekter kaldes "pipelineprojekter". Pipelineprojekter dækker perioden 2023-2025.

Kilderne til oplysningerne om projekterne er:

- EnergidataOnline, Energistyrelsens indberetningssystem for bl.a. den årlige Energiproducenttælling, hvor en række anlæg, der er idriftsat i løbet af 2023, allerede er oprettet med henblik på indberetning af driftsdata til Energiproducenttællingen i løbet af foråret 2024.
- Resultater af de to ansøgningsrunder af Etableringsstøtteordningen, der blev afholdt i løbet af 2021, samt ansøgningsrunden fra december 2022 og ansøgningsrunden fra september 2023.
- Øvrig information som Energistyrelsen har fået gennem myndighedskontakt.
- Udtræk fra plandata.dk [1], som indeholder oplysninger om kommunernes godkendelser efter varmforsyningsloven.
- Bilateral dialog med relevante aktører.

Pipelineprojekterne, der indgår i KF24, fordeler sig på følgende kategorier:

- Varmepumper med en samlet varmekapacitet på 355 MW
- Solvarmeanlæg med en samlet varmekapacitet på ca. 25 MW
- Elkedler med en samlet varmekapacitet på 649 MW
- Biomassekedler (halm- og træflisfyret) med en samlet varmekapacitet på ca. 71 MW

Centrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de centrale fjernvarmeområder baseres på specifikke vurderinger for hvert enkelt område. Der er taget udgangspunkt i løbende dialog med de primære aktører og kendskab til lokale vilkår såvel som kvalitative vurderinger af rentable anlægsinvesteringer ud fra kendskab til lokale forhold. Fremskrivningen medtager derfor eksisterende planer og mulige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte.

Derudover anvendes modelberegninger i DH-Invest til vurdering af yderligere investeringer på længere sigt. Anvendelsen af modellen skyldes bortfaldet af kraftvar-

mekravet i de centrale fjernvarmeområder, hvilket muliggør investeringer i varme-produktionsteknologier uden samproduktion med el, såsom varmepumper, sol-varme, biomassekedler og elkedler. Den resulterende frozen policy udvikling af-spejler derfor en sandsynlig markedsudvikling under fravær af nye tiltag, der måtte ændre de nuværende markedsforhold.

En væsentlig forudsætning for fremskrivningen vedrører levetider for de centrale kraftvarme-blokke. Levetiderne afhænger i praksis af mange faktorer, bl.a. udløb af nuværende varme-aftaler, 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 fremti-dige udvikling samt egne modelberegninger med DH-Invest³⁵. I

³⁵ I rentabilitetsvurdering i DH-Invest tages der ikke højde for eventuelle indtægter fra Car-bon Capture (CCS), da det antages, at CCS vil blive installeret på de værker, der i forvejen har en god driftsøkonomi og dermed en høj sandsynlighed for at være i drift i mange år i fremtiden.

Tabel 8. and Tabel 8.3 nedenfor angives udløbsdatoerne for de centrale anlæg, hvor det er muligt, samt antagelserne om levetider i KF24. Antagelser om lukninger på kort sigt tager bl.a. højde for den senest truffe beslutning om midlertidig at udskyde lukningen af Esbjergværket blok 3, Studstrupværket blok 4 og Kyndbyværket blok 21 mhp. at sikre den danske elforsyningsikkerhed i vintrene 2022-2023 og 2023-2024 [2], samt udskydelse af Fynsværkets blok 7 konvertering fra kul til gas til efter vinteren 2023-2024.

Tabel 8.2: Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår i KF24. (Del 1 af 2)

Værker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato/ Slutår for varmeaftaler	Slutår for støtten til el- produktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF24
Studstrupværket blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
Studstrupværket blok 4 (SSV4)*	31-02-2022	N/A	2023
Esbjergværket blok 3 (ESV3)**	01-04-2023	N/A	2023
Skærbækværket blok 3 - flis	31-12-2037	2037	-
Skærbækværket blok 3 - naturgas	31-12-2037	N/A	-
Herningværket (HEV)	31-12-2033	2022	-
Fynsværket blok 7 (FYV7)***	N/A	N/A	2030
Fynsværket blok 8 (FYV8)	31-12-2035	2029	-
Fynsværket blok 9 (FYV9)****	N/A	N/A	-
Nordjyllandsværket	31-12-2028	N/A	2028
Randersværket	31-12-2036	2024	-

Anm.: Slutår for eksisterende varmeaftaler er opgjort pr. februar 2020 og er baseret på ejerens oplysninger. Med "N/A" angives hvor oplysningen ikke er relevant eller tilgængelig. Der vurderes ikke i dette notat levetid efter 2035, og under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

* Studstrupværket Blok 4 blev taget ud af drift i april 2022. Det antages, at blokken igen var driftsklar i løbet af foråret 2023. Lukningen af blokken er udskudt til 30. juni 2024.

** Esbjergværket er godkendt til at blive taget ud af drift i april 2023. Lukningen er udskudt til 30. juni 2024.

*** Fynsværkets blok 7 konverteres foråret 2024 som følger Fjernvarme Fyns udmelding

**** Blokken modelleres idriftsat pr. primo 2023. Blokken modelleres som biomasse kedel i 2023 og efter årsskiftet modelleres som kraftvarmeværk.

Tabel 8.3: Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår i KF24. (Del 2 af 2)

Værker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaf- taler	Slutår for støtten til el- produktion	Antagelse om sidste fulde driftår i KF24
Avedøreværket blok 1 (AVV1)	31-12-2033	2031	2033
Avedøreværket blok 2 (AVV2)	31-12-2027	2023	-
Asnæsværket blok 6 (ASV6)	31-12-2040	N/A	-
HC Ørstedsværket blok 7 (HCV7)	30-06-2021	N/A	2021
HC Ørstedsværket blok 8 (HCV8)	31-12-2026	N/A	2025
Amagerværket blok 1 (AMV1)	31-12-2029	2029	2033
Amagerværket blok 4 (AMV4)	31-12-2049	2039	-
Østkraft blok 6 (ØKR6)	31-12-2032	2032	-

Generelt antages det, at driften på centrale kraftvarmeblokke vil ophøre efter udløb af de nuværende varmeaftaler og støtte til elproduktion, 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.

Særligt i Storkøbenhavnsområdet er vurderingen af levetider behæftet med store usikkerheder. I dag er der fire biomassefyrede kraftvarmeblokke i drift, blok 1 og blok 4 på Amagerværket, blok 1 og blok 2 på Avedøreværket. Med de nuværende forudsætninger tyder modelberegninger på, at der vil være tilstrækkelig økonomi i at beholde kun to ud af de fire blokke i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden. Den ene er Amagerværket blok 4, som blev idriftsat i 2019 og som har en langvarig varmeaftale. Den anden antages på nuværende tidspunkt at være Avedøreværket blok 2, hvis levetidsforlængelse vurderes mest sandsynlig på grund af blokkens højere virkningsgrad.

Udbredelsen af storskala geotermianlæg til fjernvarmeproduktion kan ændre billede af sammensætningen af fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet. Det vurderes dog for nuværende, at geotermiprojekter i Storkøbenhavnsområdet ikke er tilstrækkeligt modne til at blive medtaget i en frozen policy fremskrivning. KF23 medtager til gengæld geotermiprojektet i Aarhus og en samtidig lukning af Studstrupværket blok 3.

Kulforbruget i de centrale kraftvarmeblokke forventes at være udfaset før 2030. Antagelserne herom er de samme som i KF23.

Værkerne, der forudsættes taget permanent ud af drift, forventes at blive erstattet af en kombination af anlægstyper, hvoraf en større andel af varmekapaciteter forventes at være varmepumper. Eksisterende planer og kendte projekter hos fjernvarmeselskaberne er den primære kilde hertil. Modelberegninger med DH-Invest anvendes til at supplere udviklingen med yderligere investeringer og/eller skrotninger på længere sigt.

Decentrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de decentrale fjernvarmeområder baseres på modelberegninger med DH-Invest. Modelberegningerne suppleres med konkret viden om fremtidige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte. Forudsætningerne i DH-Invest til KF24 beskrives i afsnittet nedenfor.

Forudsætninger i DH-Invest til KF24

Investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren er beregnet i DH-Invest. Modellen kan investere i en lang række teknologier, såsom varmepumper, elkedler, solvarme, biomassekedler og kraftvarmeanlæg, såfremt investeringerne er selskabsøkonomisk rentable. Udgangspunktet for teknologiernes økonomiske og tekniske parametre (investeringsomkostninger, vedligeholdelsesomkostninger, virkningsgrader) er den seneste udgave af Energistyrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme.

Investeringer begrænses i modellen med en vurdering af de tekniske potentialer for hvert fjernvarmeområde. Potentialerne indlægges som en begrænsning for, hvor meget modellen kan investere i for hvert fjernvarmeområde:

- Der er taget højde for, at et øget potentiale for overskudsvarme fra erhverv er begrænset. Data for mængden af uudnyttet industriel overskudsvarme bygger på et studie fra DTU i 2017 [3]. Da datasættet er statisk, justeres potentialet i modellen for at tage højde for nyopførte anlæg, der udnytter overskudsvarme, således at allerede udnyttet potentiale ikke tæller med. Dette potentiale omfatter ikke overskudsvarme fra Datacentre, CO₂-fangst eller PtX-anlæg.

Udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre indregnes i KF24 via eksisterende såvel som kendte, fremtidige projekter og på baggrund af en generel antagelse om, at der på lang sigt vil blive udnyttet overskudsvarme fra datacentre.

Udnyttelsen af overskudsvarme fra CO₂-fangst indregnes i KF24 via eksisterende såvel som kendte, fremtidige projekter og på baggrund af en generel antagelse, der følger teknologikataloget for kulstoffangst, -transport og -lagring. Dette inkluderer Ørstedprojekt om CO₂-fangst med tilhørende overskudsvarme i Kalundborg og Hovedstadens fjernvarme.

Udnyttelse af overskudsvarme fra produktionen af PtX-produkter er baseret på kendskab til konkrete projekter suppleret af en generel antagelse om, at varmeoutputtet til fjernvarme er 20 pct. af PtX-anlægs eleffekt, jf. Teknologikataloget for fornybare brændstoffer [4]. Dog for at afspejle usikkerheden omkring bidraget til fjernvarmeproduktion fra de forskellige PtX-projekter,

der medtages i fremskrivningen, sænkes antallet af PtX-anlæg, der leverer overskudsvarme.

Der henvises til KF24 sektorforudsætningsnotat for produktion af olie, gas og VE-brændstoffer for en beskrivelse af fremskrivningen af PtX-kapacitet i KF24.

- Investeringer i luftbaserede varmepumper begrænses under antagelsen af, at luftbaserede varmepumper maksimalt kan dække 85 pct. af fjernvarmebehovet i hvert fjernvarmeområde. Begrænsningen afspejler bl.a. udfordringerne med fjernvarmeproduktion på luftbaserede varmepumper i perioder af året, hvor lufttemperaturen og dermed varmepumpernes virkningsgrad er lavest. Antagelsen kan variere for specifikke fjernvarmeområder pba. kendskab til lokale forhold.
- Investeringer i solvarme er i modellen begrænset til det estimerede potentiale for kollektive solvarmeanlæg baseret på en GIS-analyse. Der tages udgangspunkt i landbrugsarealer inden for en given radius af fjernvarmenetene, og det er dertil forudsat, at kun 10 pct. af landbrugsarealet kan omlægges til solvarme i hvert fjernvarmeområde.

I investeringsbeslutninger i DH-Invest tages der desuden højde for, at der må forventes mindre risikovillighed fra fjernvarmeselskabsside til investeringer, som ikke har stor betydning for de samlede fjernvarmeproduktionsomkostninger. Dette er typisk tilfældet i fjernvarmeområder, hvor hovedparten af fjernvarmeforbruget i forvejen dækkes af grund- eller mellemlast-anlæg med lave marginale omkostninger. Investeringsbeslutninger, som ikke har stor betydning for de samlede produktionsomkostninger, tages på basis af en forhøjet rente (6 pct.), mens den normale rente er 3 pct.

Ud over tekniske begrænsninger tages der højde for begrænsninger som følge af reguleringen af fjernvarmesektoren.

I investeringsberegningen regnes der med en afskrivningsperiode på 25 år for produktionsanlæg, svarende til levetiden for de fleste investeringsmuligheder i Energi-styrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme.

DH-Invest laver også en selskabsøkonomisk vurdering af eksisterende anlæg med henblik på lukning af ikke-rentabel kapacitet. Anlæg, hvis faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V) overstiger det beregnede driftsmæssige overskud, kan som udgangspunkt lukkes med en besparelse. For at sikre, at varmeforsynings sikkerheden opretholdes, lukkes anlæg imidlertid ikke, hvis den samlede kapacitet i det pågældende fjernvarmeområde dermed reduceres til under 160 pct. af behovet i spidslasttiden. Ligeledes tages der højde for at fjernvarmebehovet kan dækkes, selv hvis det største fjernvarmeanlæg er ude af drift.

Ved beregning af driftsoverskuddet regnes der med indtægter fra salg af varme, salg af el på spotmarkedet og salg af systemydelser. Indtægter fra salg af varme og el regnes endogent i modellen, mens indtægter fra salg af systemydelser tillægges eksogent på basis af input fra Energinet vedr. realiserede rådigheds- og aktiviseringsbetalinger i 2018.

Indtægter fra salg af systemydelser medregnes alene for decentrale naturgasfyrede kraftvarmeverker. I praksis er det primært de centrale værker, der tjener på salg af systemydelser. Betydningen af indtægter fra salg af systemydelser i rentabilitetsvurdering i DH-Invest er imidlertid størst for eksisterende decentrale naturgasfyrede værker, og afvikling af kraftvarmekapaciteten i DH-Invest påvirkes mest af antagelserne vedr. de decentrale værker.

Fjernvarmekedler er som i KF23 også omfattet af modelberegnete lukninger. For biomassekedler opjusteres alene de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, når kedler når deres forventede tekniske levetid på 25 år, ved at antage levetidsforlængelsesomkostninger svarende til 25 pct. af investeringsomkostning med en afskrivningsperiode på 10 år.

Med *Klimaaftale om grøn strøm og varme* af 25. juni 2022 [5] blev det besluttet at afskaffe samfundsøkonomikravet til nye investeringer ifm. indførelse af et prisloft på forbrugerpriserne på fjernvarme, som sættes ud fra en individuel VE-varmeforsyningsløsning, fx en varmepumpe. Aftalen er ikke endnu udmøntet i konkrete initiativer og i en konkret model for prisloft, hvorfor aftalen ikke eksplicit kan indregnes i DH-Invest modelkørsler. Investeringer i ny fjernvarmeproduktionskapacitet beregnes ved at lade DH-Invest modellen optimere varmeproduktionsmikset frit. Investeringerne bestemmes ud fra minimering af de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger, hvilket typisk vil ske med investeringer i varmepumper eller biomassekedler. Samfundsøkonomikravet udgør ikke en begrænsning af investeringsmuligheder, da selskabsøkonomi og samfundsøkonomi for disse teknologityper stort set svarer til hinanden.

Forudsætninger om CO₂-fangst

I modelleringen af det danske el- og fjernvarmesystem til KF24 er der indregnet udbredelsen af CO₂-fangst og de afledte effekter som installationen af fangstanlæg på kraftvarmeanlæg medfører.

Der tages udgangspunkt i den aminbaserede fangstproces, der er beskrevet i Teknologikataloget for kulstoffangst, -transport og -lagring. CO₂-fangst på et kraftvarmeverk sker på bekostning af elproduktion, mens niveauet for fjernvarmeproduktion kan opretholdes eller øges sfa. udnyttelsen af procesvarmen. Dette kræver dog installationen af varmepumper.

I modellering til KF24 antages det på baggrund af Teknologikatalog for kulstof-fangst, -transport og -lagring, at eftermontering af CO₂-fangst på kraftvarmeværker fører til et tab i elproduktion på ca. 30 pct., mens fjernvarmeproduktionen øges pga., overskudsvarme fra CO₂-fangstanlægget via varmepumper.

KF24 indregner den seneste afgørelse af udbudsrunder på CCUS-pulje og tildeling af kontrakt til Ørsted [6]. Det betyder, at der fanges 430.000 ton CO₂ årligt fra 2026 på to biomassefyrede kraftvarmeværker, halmkedlen på Avedøreværket og Asnæs-værket Blok 6. Modelleringsmæssigt håndteres dette ved at underlægge driften af disse to anlæg den påkrævede mængde fanget CO₂ i systemoptimeringen.

8.3 Kvalificering af KF24 forløbet

8.3.1 Sammenligning med KF23

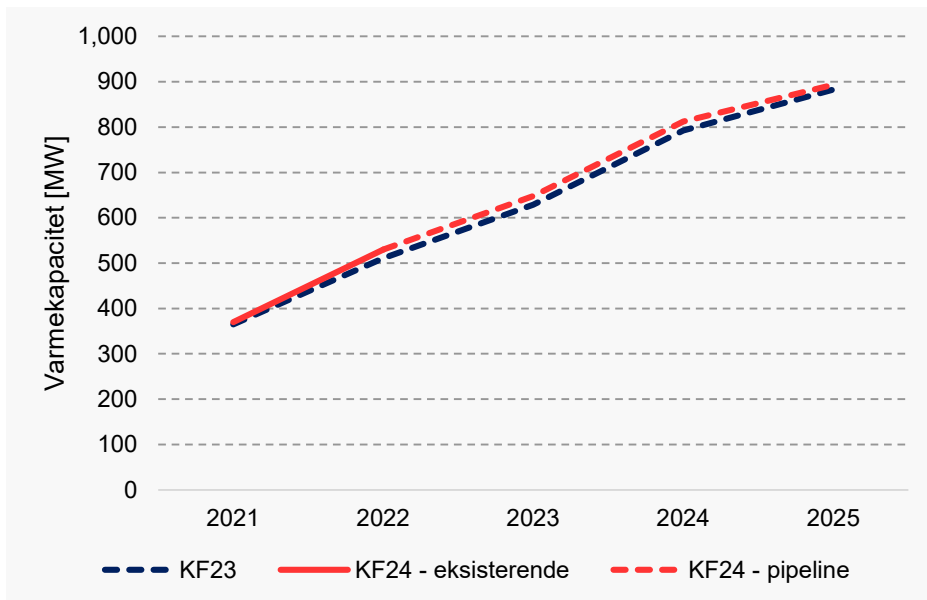
Figur 8.1-8.4 nedenfor viser den kortsigtede udvikling i varmekapacitet på udvalgte fjernvarmeteknologier i Danmark, samt sammenligningen med den tilsvarende udvikling i Klimastatus- og fremskrivning 2023 (KF23).

KF24 kapaciteter i 2021 og 2022 stammer fra EPT2022, mens udviklingen i den efterfølgende periode udelukkende er baseret på opførelsen af pipeline projekter. Kapaciteter er opgjort pr. ultimo år.

I 2024 forventes der etableret i alt ca. 810 MW i varmepumper (+20 MW i forhold til KF23), og 1.750 MW i elkedler (+180 MW i forhold til KF23). Prognosen for udviklingen i kapaciteten i solvarmeanlæg er grundlæggende uændret i forhold til sidste års fremskrivning, med ca. 1.100 MW i 2024. Prognosen for biomassekedelanlæg forventer ca. 2000 MW at være etableret i 2024 (-110 MW i forhold til KF23).

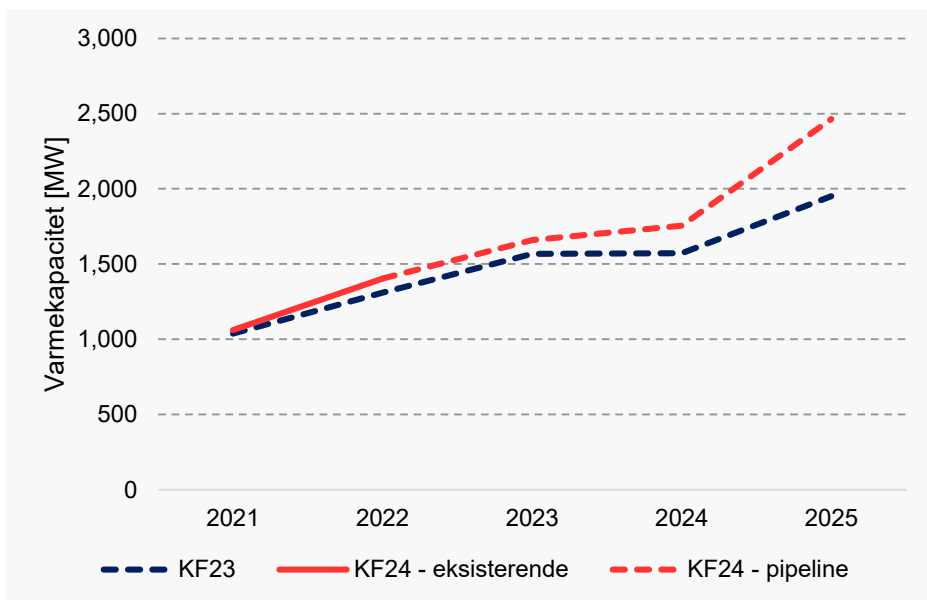
Den langsigtede kapacitetsfremskrivning frem mod 2035 er delvist betinget af modelberegninger med DH-Invest. Metoden til fremskrivningen er grundlæggende uændret i forhold til KF23.

Figur 8.1: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på varmepumper i KF24 sammenlignet med KF23.



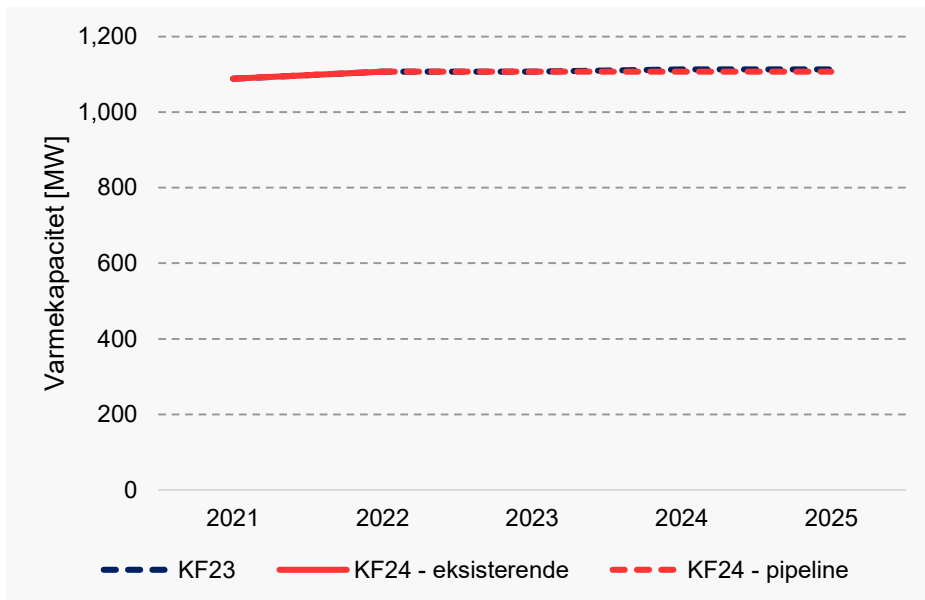
Amn. Tal er endnu foreløbige og der kan forekomme ændringer.

Figur 8.2: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på elkedler i KF24 sammenlignet med KF23.



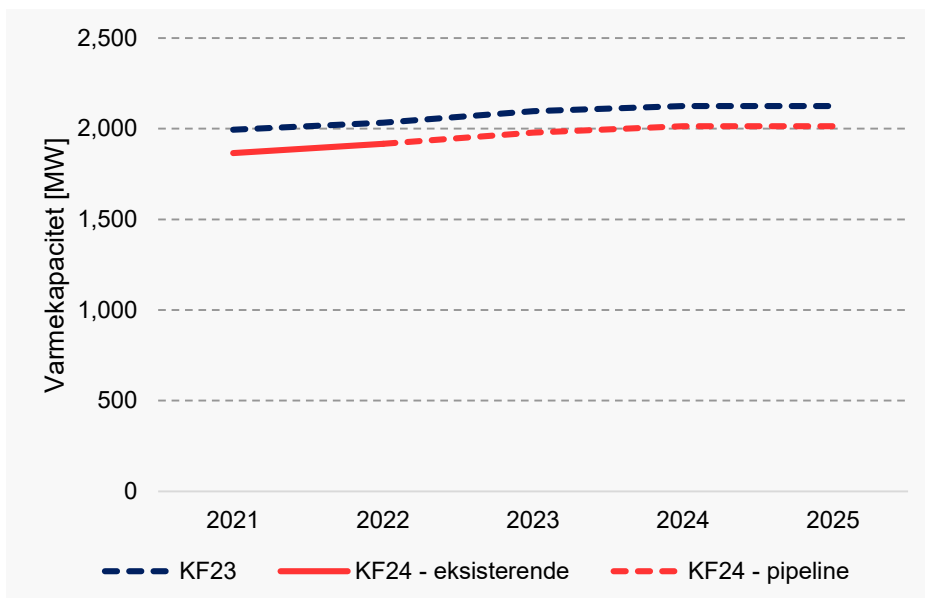
Amn. Tal er endnu foreløbige og der kan forekomme ændringer.

Figur 8.3: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på solvarme i KF24 sammenlignet med KF23.



Amn. Tal er endnu foreløbige og der kan forekomme ændringer.

Figur 8.4: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på biomassekedler (halm, træflis, træpiller og træaffald) i KF24 sammenlignet med KF23.



Amn. Tal er endnu foreløbige og der kan forekomme ændringer.

8.3.2 Usikkerhed

Fremskrivningen af produktionskapaciteter er forbundet med store usikkerheder, eftersom den er betinget af beregninger i DH-Invest. De væsentligste usikkerheder i denne forbindelse vedrører brændselsprisprognosen og elprisfremskrivningen, som modellen modtager eksogent fra Ramses. Dertil kommer usikkerheden i teknologidata fra Teknologikataloget.

Modeltekniske begrænsninger i DH-Invest er kilden til yderligere usikkerhed. En af de væsentlige begrænsninger vedrører varmelagrene, som ikke modelleres i DH-Invest, hvilket kan have betydning for investeringer i elkedler.

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 investeringspotentialt for varmepumper.

Endelig skal der peges på usikkerheden knyttet til levetider af de centrale kraftvarmeblokke og øvrige decentrale kraftvarmeværker. Usikkerheden vurderes ikke at have stor betydning i forhold til udledningsresultatet for el- og fjernvarmesektoren, men den kan have væsentlig betydning for bl.a. biomasseforbruget til fjernvarmeproduktion, samt forsyningssikkerheden for el og fjernvarme.

8.3.3 Planlagt udvikling frem mod KF25

Frem mod Klimafremskrivning 2025 forventes der fortsat at blive arbejdet på datagrundlaget til DH-Invest med henblik på at sikre en forbedret kvalitet i fremskrivningen.

8.4 Kilder

- [1] Erhvervsstyrelsen. <https://planinfo.erhvervsstyrelsen.dk/plandatadk> (tilgået pr. 1. juli 2022)
- [2] KEFM (Oktober 2022). <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-ud-skyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->
- [3] Bühler, F., Petrovic, S., Karlsson, K. B., & Elmegaard, B. (2017). Industrial excess heat for district heating in Denmark. *Applied Energy*, 205, 991-1001. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.032>
- [4] Energistyrelsen, Teknologikatalog for fornybare brændstoffer, 2023. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-fornybare>
- [5] Regeringen, klimaaftalen om grøn strøm og varme, 2023. <https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaafale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>
- [6] Energistyrelsen, Udbudsrunde for CCSU-pulje, 2023. <https://ens.dk/presse/udbudsrunde-paa-ccus-pulje-er-afgjort-energistyrelsen-tildeler-kontrakt-til-oersteds>