



DH-Invest

- model til fjernvarmeanalyser

Kontor/afdeling
SYS

Dato
28-05-2026

J nr.

/UVA, MTNG, ALELO, MIS

Indhold

Indledning	2
Input	3
Metode	4
Investeringer og drift	4
Skrotninger	5
Udglatning	6
Fremsyn	6
Output	6
Investeringsmuligheder i modellen	6

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



Indledning

Dette notat beskriver optimeringsmodellen *DH-Invest*, som Energistyrelsen har udviklet med henblik på at kunne estimere den fremtidige udvikling i varme/kraftvarme-kapaciteter i de danske decentrale fjernvarmeområder. Modellen giver via optimering et kvalificeret bud på, hvilke anlægsinvesteringer og -skrotninger fjernvarmeselskaber kan forventes at foretage ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv under givne rammevilkår.

DH-Invest er designet til at kunne interagere med Ramses-modellen¹, som i Energistyrelsens fremskrivninger af el- og fjernvarmesektoren optimerer selve driften af energisystemet. Således kan DH-Invest trække på Ramsesdata som input, og output fra DH-Invest i form af anlægsinvesteringer og -skrotninger kan anvendes til efterfølgende driftsoptimering i Ramses. Desuden kan DH-Invest modellen også anvendes til driftsoptimering.

I modellen er de 10 centrale og 22 større decentrale områder² individuelt modelleret, mens de mange mindre decentrale områder er aggregeret i 28 modelområder ud fra geografi (Øst/Vest-danmark) og typen af fjernvarmeforsyning. Aggregeringen af de mindre decentrale områder har været nødvendig for at gøre modellen praktisk anvendelig med hensyn til at opnå en rimelig kørselstid.

¹ For nærmere beskrivelse af Ramses-modellen se Energistyrelsens hjemmeside: <https://ens.dk/analyser-og-statistik/modeller>.

² Decentrale fjernvarmeområder med en fjernvarmeproduktion an net på over 500 TJ gennemsnitligt for 2015-2017. Herunder indgår også områder, der har en varmetransmissionsforbindelse til større decentrale områder.



Input

Som datagrundlag anvender DH-Invest følgende input fra Ramses:

- Fjernvarmeforbrug
- Data for eksisterende/planlagte produktionsanlæg
 - Kapaciteter
 - Etablerings- og lukningstidspunkt
 - Faste og variable D&V omkostninger (inkl. levetidsforlængelsesomkostninger³)
 - Effektiviteter
 - Brændselstype/mix
 - Teknologispecifikke emissionsfaktorer
 - Udetid (planlagt og uforudset)
 - Indtægter fra reservemarkeder⁴
- Priser og takster mv.
 - Brændselspriser og CO₂-kvotepriser
 - Skatter, afgifter og tilskud
 - Nettariffer
 - Elpriser⁵
 - Generelle emissionsfaktorer for brændsler

Herudover angives det, hvilke anlægstyper modellen kan investere i for de givne fjernvarmeområder, og der anvendes et datasæt for hver af disse anlægstyper:

- Investeringsomkostninger per kapacitet
- Faste og variable D&V omkostninger
- Effektiviteter
- Levetider
- Brændselstype/mix
- Teknologispecifikke emissionsfaktorer

Endelig bruger modellen data for eventuelle 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.

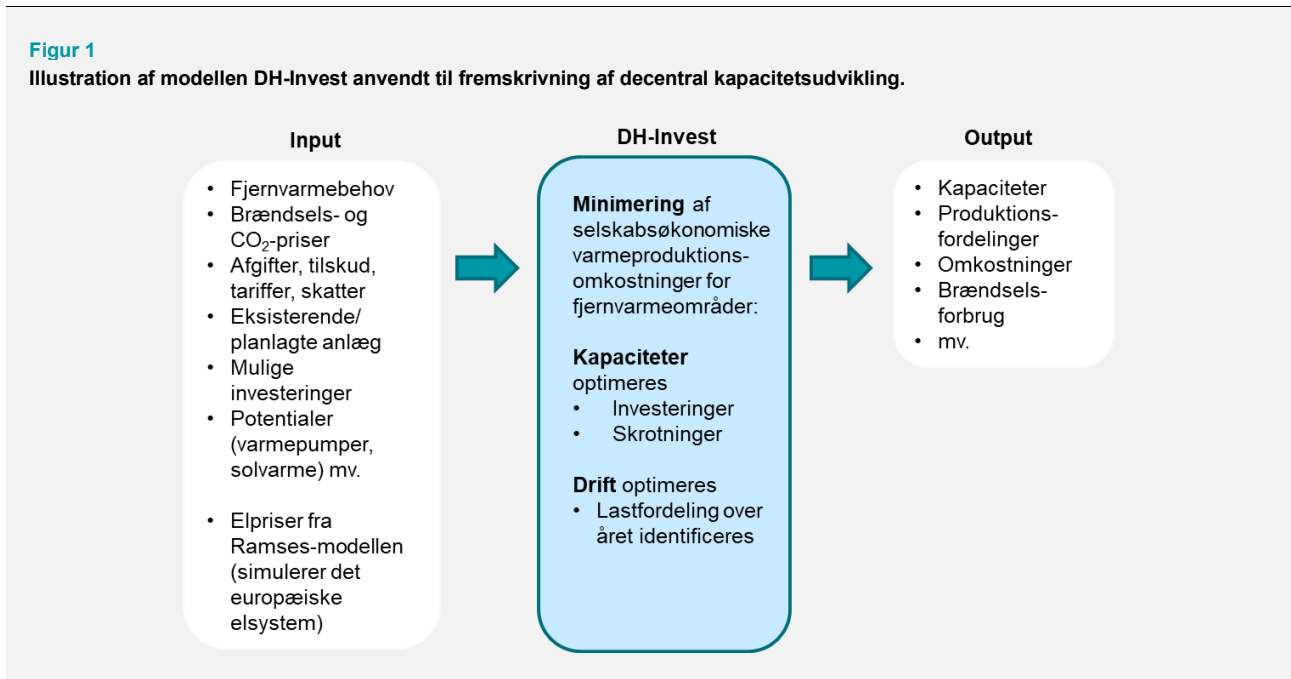
³ I modellen er beslutninger omkring skrotningen af anlæg repræsenteret ved, at anlæggene som udgangspunkt er levetidsforlænget (dog tages der højde for konkret viden om lukninger). Derfra undersøger modellen skrotningsmuligheder. Omkostninger for levetidsforlængelse er tillagt som en gennemsnitlig fast årlig omkostning.

⁴ Anvendes i modellens optimering af skrotninger.

⁵ Elpriser for hhv. Østdanmark og Vestdanmark baseres på kørsler fra modellen Ramses, som simulerer det sammenhængende Europæiske elsystem.

Metode

Princippet i DH-Invest er illustreret Figur 1 og er uddybet efterfølgende.



Investeringer og drift

Ud fra de givne inputs peger modellen på eventuelle investeringer i nye produktionsanlæg ud fra, hvordan fjernvarmebehovet kan dækkes til de lavest mulige selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (se Figur 1). Dette undersøges særskilt for hvert fjernvarmeområde i modellen, og der foretages samtidig en dimensionering af eventuelle nye anlæg. I modellen indregnes lastfordelingen af anlæggene time for time over året ud fra hvilke anlæg, der har de laveste variable varmeproduktionsomkostninger. I forbindelse med investeringsbeslutningerne testes først rentabiliteten af hver type produktionsanlæg, som modellen har mulighed for at investere i. Blandt de typer produktionsanlæg, der kan reducere fjernvarmeområdet samlede omkostninger, udvælges den type, der giver den laveste varmeomkostning i kr./GJ. Dernæst dimensioneres produktionsanlægget til den størrelse, der giver den største reduktion i fjernvarmeområdet samlede omkostninger. Når et produktionsanlæg er dimensioneret og tilføjet fjernvarmeområdet produktionsmiks, gentages denne algoritme, og finder evt. yderligere typer produktionsanlæg der kan reducere fjernvarmeområdet samlede omkostninger, indtil at der ikke er flere produktionstyper, der kan give besparelser.

Produktionsomkostningerne for fjernvarmeproduktionen i et fjernvarmeområde udregnes som summen af omkostningerne til alle de produktionsanlæg, der står til rådighed i det pågældende fjernvarmeområde. For hvert anlæg beregnes



omkostningerne som summen af drift og vedligehold, brændselsomkostninger, skatter og afgifter, udgifter til el samt investeringsomkostninger for nye anlæg. Elindtægter, tilskud samt indtægter fra reservemarkeder fratrækkes omkostningerne.

Eksisterende/planlagte anlæg er allerede etableret/ besluttet, og investeringsomkostninger for disse betragtes derfor som *sunk cost*. I modelberegningen er investering i nye produktionsanlæg således kun rentable, hvis de kan levere en samlet varmeproduktionsomkostning, inkl. faste og variable omkostninger, som er lavere end de variable varmeproduktionsomkostninger på eksisterende anlæg.

Investeringsomkostningerne for nye anlæg omregnes til en årlig udgift svarende til hvad omkostningerne vil være for et lån på investeringsomkostningerne med afdrag. Ved en modelberegning aftages en rente (f.eks. 3%) og en løbetid (f.eks. 20 år), hvor låne afdrages, hvor ud fra den årlige omkostning beregnes.

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 afspejles i modellen ved at hæve investeringsrenten ved beregning af investeringsbeslutningerne i de tilfælde hvor en lille andel af varmeproduktionsomkostningerne kommer fra spidslastanlæg. For at bestemme hvilke anlæg der spidslast, defineres en grænseværdi for marginal omkostningerne (f.eks. 85 kr./GJ). Anlæg med en højere marginal omkostning klassificeres i modellen som spidslastanlæg. Hvis de variable udgifter til disse spidslastanlæg ikke overstiger et niveau (f.eks. 10%) af de samlede udgifter, så hæves den rente, der benyttes i investeringsalgoritmen (f.eks. fra 3% til 6%).

Skrotninger

Efter investeringsbeslutningen undersøger modellen endvidere, hvorvidt det er rentabelt at skrotte nogle af de eksisterende produktionsanlæg. Hvis et anlæg i et givent år ikke har et tilstrækkeligt dækningsbidrag (indtægter fratrukket variable omkostninger) til at dække de faste omkostninger til D&V og levetidsforlængelse, er der i modellen en sandsynlighed for, at anlægget vil blive skrottet. Jo større ubalancen er i mellem dækningsbidrag og faste omkostninger, desto større antages sandsynligheden for, at anlægget vil blive skrottet. Ud over varmeindtægter og indtægter fra elspotmarkedet er der medregnet et typisk niveau for decentrale værkers elindtægter fra reservemarkeder (primære og manuelle reserver). I skrotningsbeslutningen indregnes hensyn til varmeforsyningssikkerheden, således at et anlæg ikke skrotes, hvis det vil medføre, at der ikke længere er en tilstrækkelig varmeforsyningssikkerhed i det givne fjernvarmeområde.



Udglatning

Modellen peger på rentable investeringer for hvert år men samler alle investeringer over en periode (f.eks. 5 år) og implementerer dem som en gradvis udbygning over perioden. Hermed afspejles den træghed, der opstår som følge af ventetider på levering af produktionsanlæg samt tidsforbruget til beslutnings- og godkendelsesprocesser og indkøring af nye anlæg. I forhold til skrotninger er der forudsat en afventende adfærd i skrotningsbeslutningen. Beslutninger om skrotning af en given kapacitetsmængde i et givet år er således fordelt ud over de efterfølgende år.

Fremsyn

For at give en rimelig repræsentation af virkeligheden er der i modellens investerings- og skrotningsbeslutning anlagt et fremsyn på prisudviklinger (brændselspriser, elpriser, CO₂-priser, afgifter og tilskud mv.). Priserne for et givet simuleringsår er således beregnet som et vægtet gennemsnit af de fremskrevne priser 15 år frem. Vægtningen af de fremtidige år er beregnet som en tilbagediskontering, således at de første år i tidsrække får den største vægtning og det 15. år får den laveste vægtning.

Output

Outputtet fra modellen består for det første i estimerede anlægsinvesteringer- og skrotninger i de decentrale fjernvarmeområder. Dette output er designet, så det kan anvendes direkte som input til driftsoptimering i Ramses-modellen.

Dertil kommer simuleringsresultater fra driftsoptimeringen i DH-Invest omfattende varme- og elproduktion fordelt på anlæg og områder samt resulterende brændselsforbrug, omkostninger og indtægter mv. fordelt på diverse poster.

Investeringsmuligheder i modellen

Tabel 1 viser brutto-listen over de teknologier, der som basis hidtil har indgået som investeringsmuligheder i modellen i analyser af de decentrale fjernvarmeområder. Modellen er opbygget fleksibelt, så der kan tilføjes andre investeringsmuligheder, hvor det er relevant.

Tabel 1. Investeringsmuligheder i modellens fremskrivning af decentrale kapaciteter

Centrale områder	Større decentrale områder (>500 TJ)	Mindre decentrale områder (<500 TJ)
Varmepumpe, overskudsvarme	Varmepumpe, overskudsvarme	Varmepumpe, overskudsvarme
Varmepumpe, luft	Varmepumpe, luft	Varmepumpe, luft
Varmepumpe, havvand	**	**
Elkedel	Elkedel	Elkedel
Solvarme m. døgnlager	Solvarme m. døgnlager	Solvarme m. døgnlager
Solvarme m. sæsonlager	Solvarme m. sæsonlager	Solvarme m. sæsonlager



Træfliskedel	Træfliskedel	Træfliskedel
Halmkedel	Halmkedel	Halmkedel
Træpillekedel	Træpillekedel	Træpillekedel
Gaskedel***	Gaskedel***	Gaskedel***
Gasmotor***	Gasmotor***	Gasmotor***
Træflis KV (medium)	Træflis KV (medium)	*
Træpille KV (medium)	Træpille KV (medium)	*

* Investeringer i ny biomasse-kraftvarme er ikke antaget praktisk muligt i de mindre decentrale fjernvarmeområder.

** Investeringer i varmepumper baseret på havvand antages kun at være muligt i visse centrale områder

*** Investering i gaskedler/gasmotorer er i modellen kun forudsat muligt i naturgasområder. Såfremt der indføres forbud mod nye fossile fjernvarmeanlæg vil investeringsmuligheden kunne fjernes fra modellen.⁶

Affald og geotermi er ikke angivet i tabellen, da fremskrivning af kapaciteter herfor ikke er baseret på modeloptimering men derimod er vurderet særskilt.

Som vist er investering i *biomassekraftvarme* kun forudsat mulige i de centrale samt større decentrale fjernvarmeområder (over 500 TJ fjernvarmeproduktion årligt).

Affaldsforbrændingskapaciteter er ikke baseret på modelgenererede investeringer, men er vurderet særskilt ud fra fremtidige affaldsmængder og kendskab til eventuelle lukninger/ombygninger og investeringer i nye affaldsanlæg. Fremtidige kapaciteter for *biogasyrede anlæg* er ligeledes vurderet særskilt, da disse i høj grad afhænger af lokale biogasressourcer og fremtidige tilskudsordninger for biogas.

Endelig er etableringer af *geotermianlæg* også særskilt vurderet. Det skyldes bl.a., at etableringen af nye geotermianlæg i høj grad afhænger af hvilke lokale geotermiske ressourcer, der er til stede samt kapital og velvilje til at investere i geotermiske borer mv. Sidstnævnte skal ses i lyset af de relativt store risici forbundet med teknologien. Dermed er der taget udgangspunkt i eksisterende samt kendte besluttede nye geotermianlæg; frem for modellering af geotermi-investeringer.

Potentialet for etablering af *varmepumper baseret på havvand* er vurderet separat for hvert af de større centrale fjernvarmeområder. I København er der taget udgangspunkt i analysen "Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050" fra 2021⁷.

⁶ I klimaaftalen fra juni 2022 er aftalt, at der skal arbejdes mod et forbud mod nye fjernvarmeanlæg, der anvender fossile brændsler.
<https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaaftale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>

⁷ Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050, udarbejdet for CTR, HOFOR, VEKS og Vestforbrænding.



Potentialet for *varmepumper baseret på overskudsvarme* er bestemt på basis af en potentielle opgørelse foretaget af DTU 2017⁸. Disse data er opdateret med senere i driftssatte anlæg der udnytter overskudsvarme, således at disse antages at bruge en del af det opgjorte potentiale. Derudover er der indregnet et overskudsvarmepotentiale fra datacentre.

Investeringer i *luftbaserede varmepumper* begrænses under antagelsen af, at varmepumper maksimalt kan dække 85% 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.

Gasvarmepumper er ud fra dialog med aktører i branchen samt andre studier vurderet til ikke at være konkurrencedygtige med eldrevne varmepumper efter nedsættelsen af elvarmeafgiften og PSO-udfasningen. Derfor er gasvarmepumper som udgangspunkt ikke inkluderet som investeringsmulighed i modellen.

Investeringer i *solvarme* er i modellen begrænset til estimerede lokale potentialer for kollektive solvarmeanlæg baseret på GIS-dataudtræk. Således er der i potentialeberegningen taget udgangspunkt i landbrugsarealer inden for en given radius af fjernvarmenettene. Dette er ud fra en økonomisk begrænsning i form af omkostningen til rørføring mellem solvarmeanlæg og fjernvarmenet. Det er dertil forudsat, at en given andel af dette landbrugsareal i praksis vil kunne afsættes til kollektive solvarmeanlæg. Solvarmepotentialet fra disse arealer er derefter estimeret ud fra den gennemsnitlige solvarmeproduktion per ha jordareal for eksisterende solvarmeanlæg. Potentialerne udgør blot øvre grænser, og solvarmeudbygningen i modellen kan således reelt være begrænset af, hvorvidt solvarmeinvesteringer er rentable i optimeringen. I modellen er der givet mulighed for investering i solvarmeanlæg i kombination med et døgnvarmelager og solvarmeanlæg i kombination med et sæsonvarmelager.

⁸ 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>