

SMARTE VARMELAGRE I FJERNVARMEN

UNDERSTØTTER ENERGISEKTORENS
GRØNNE OMSTILLING





Sammenfatning

I takt med den grønne omstilling og elektrificeringen af varmesektoren står varmelagring til at få en vigtig rolle i fremtidens energisystem. Varmelagre er med til at give betydelig værdi til elsystemet i samspil med fjernvarmens elkedler, de kollektive varmepumper og kraftvarmeanlæg. Det makkerskab kan nemlig levere vigtige systemydelser, så fluktuerende elektricitet fra sol og vind kan fungere og udbygges i det danske elsystem. Derved kan varmelagrene opfattes som enheder, der bidrager til en økonomisk effektiv udnyttelse af (pris)-fluktuerende el fra vind og sol. Varmelagrene giver naturligvis også værdi til fjernvarmen.

Fjernvarmen er som bekendt i fuld gang med at investere kraftigt i elkedler og store varmepumper, som i forhold til priseffektiv drift vil nødvendiggøre langt større lagerkapacitet i fjernvarmen. Der må forventes et vist parløb mellem investeringer i elforbrugende enheder og lagerkapacitet. Hvilket formentlig betyder, at mange fjernvarmeværker i årene fremover og i takt med fjernvarmens stærkt øgede elektrificering vil udvide antallet og kapaciteten på varmelagrene.

Det er dog vigtigt at forstå, at varmelagre ikke én til én kan sammenlignes med elektriske batterier, som også kan levere systemydelser; men netop i samspillet med primært elkedler (kan både ned- og opregulere el lynhurtigt) og kraftvarmeanlæg (kan både op- og nedregulere relativt hurtigt) kan fjernvarmen levere mange af de samme ydelser som elbatterier.

Der er to interessante perspektiver i den forbindelse. Det ene er, at fjernvarmen allerede i dag har en stor kapacitet til at levere systemydelser. Der er godt 5 GW elproduktionskapacitet kraftvarme og cirka 2,1 GW elkapacitet fra de store varmepumper og elkedler tilsammen. Og som denne analyse har undersøgt, har fjernvarmen en samlet lagerkapacitet eller "batterikapacitet", der med lidt god vilje svarer til cirka 1,5 mio. elbiler. Fjernvarmen kan allerede i dag derfor levere særdeles store bidrag til elsystemet. Derudover er varmelagre en relativt billig måde at lagre energi på. Ifølge Energistyrelsens Teknologikatalog taler man om et prisniveau som kan være op

til 50 gange billigere end dagens elbatterier. Ud over at fjernvarmens varmelagre er en central brik for de systemydelser, der leveres til elsystemet, skal det også nævnes, at mange fjernvarmeværker anvender varmelagre til at reducere brugen af dyre spidslastanlæg og til at øge fjernvarmeselskabernes forsyningssikkerhed.

Analysen af fjernvarmens varmelagre har derfor to primære formål. Det ene er at få klarhed over, hvor meget lagerkapacitet fjernvarmen i dag rårder over, og hvor meget kapaciteten øges i de kommende 5-10 år.

Det andet formål er at skabe et bedre vidensgrundlag om driften af varmelagre i forhold til, at et fjernvarmeselskab kan få størst gavn af for eksempel deres ståltanke. Derfor undersøger analysen de muligheder og udfordringer, der knytter sig til anvendelsen af henholdsvis akkumuleringsstanke i stål (TTES) og damvarmelagre (PTES).

Fjernvarmen i Danmark har i 2025 en samlet varmelagerkapacitet på 100.000 MWh og et lagervolumen på omkring to mio. m³, hvilket gør Danmark til europamestre i varmelagring i fjernvarmesektoren. Selvom ståltankene udgør størstedelen antalsmæssigt, bidrager de store damvarmelagre med en markant del af kapaciteten, hvilket giver både kort- og langtidslagring. Varmelagre er i dag centrale for fleksibilitet, integration af elbaseret varmeproduktion og spidslaststyring, og deres betydning vil vokse i takt med udbredelsen af elkedler og varmepumper. Termisk lagring er samtidig økonomisk attraktivt – langt billigere end elbatterier – og de fleste fjernvarmeselskaber oplever få tekniske eller pladsrelaterede begrænsninger for udbygning.

Temperaturforholdene i tankene understøtter effektiv drift, med topniveauer typisk 85–100 °C og bundniveauer 35–45 °C. Lagervolumen vurderes at kunne vokse til næsten 3,4 mio. m³ i 2035, hvilket understreger, at termisk lagring er en uundværlig brik for fleksibilitet, forsyningssikkerhed og den grønne omstilling i fjernvarmesektoren.

Varmelagring som bindeled mellem varme og el

Varmeakkumulering i fjernvarmen har været kendt og anvendt i fjernvarmen i mindst 30–40 år, hvor de har været med til at sikre stabil og pris effektiv varmeforsyning på de fleste af fjernvarmens cirka 370 fjernvarmeselskaber. Eksisterende danske varmelagre er i dag enten udført som ståltanke eller som damvarmelagre med ganske få undtagelser. Ståltanke over jorden, også kaldet TTES (Tank Thermal Energy Storage) er korttidslagere med lagercyklus op til en uge, mens damvarmelagre (PTES, Pit Thermal Energy Storage) er nedgravede vanddamme med længere lagercyklus, som kan sæsonlagre varme i mere end én uge og op til et år.

Akkumuleringskøle har og er stadig den mest udbredte form for varmelagring i fjernvarmen. Der er mange tekniske faktorer, der gør akkumuleringskøle eftertragtede i fjernvarmen.

Her skal nævnes:

- Varmt vand er den billigste energilagringsmulighed (kr./GJ)
- Simpel konstruktion, trykløs som vandkedlen i dit køkken, driftssikker og rustet ikke
- Nem op-skalering til større eller flere enheder
- Levetid på mere end 40 år
- I samspil med elkedler, varmepumper og kraftvarme kan leveres fuld fleksibilitet til elmarkeder giver god driftsøkonomi
- Flowmæssig afkobling mellem produktion og forbrug – specielt for visse varmepumper, der har behov for stabilitet

Både før og efter liberaliseringen af elsektoren i år 2000 har akkumuleringskøle fungeret som makker til fjernvarmens kraftvarmeanlæg. Kraftvarmen samproducerede el og varme, når elpriserne var høje, og den mængde af varme i forhold til varmekundernes efterspørgsel blev fyldt på tankene.

Når elpriserne var lave, kunne fjernvarmen til gengæld tappe varme fra tankene til kunderne og slukke kraftvarmen (Dansk Fjernvarme, 2025).

Antallet af kraftvarmeanlæg er i dag meget reduceret i forhold til tidligere. Til gengæld investerer fjernvarmen massivt i elkedler og store varmepumper, som ved seneste opgørelse viser godt 2.500 MW installeret varmekapacitet. Det glædelige er, at de samme akkumuleringsenheder vil kunne bruges uden videre med de nye el-teknologier i fjernvarmen. Samtidig bliver varmelagring i stigende grad et centralt værktøj til at udnytte udsving i elpriserne, som følger produktionen fra vind og sol, og til at sikre et tæt samspil mellem elnettet og fjernvarmesystemet. Det vurderes derfor, at der sandsynligvis skal investeres kraftigt i både lagerenheder og elbaseret varmeproduktion frem mod 2040.

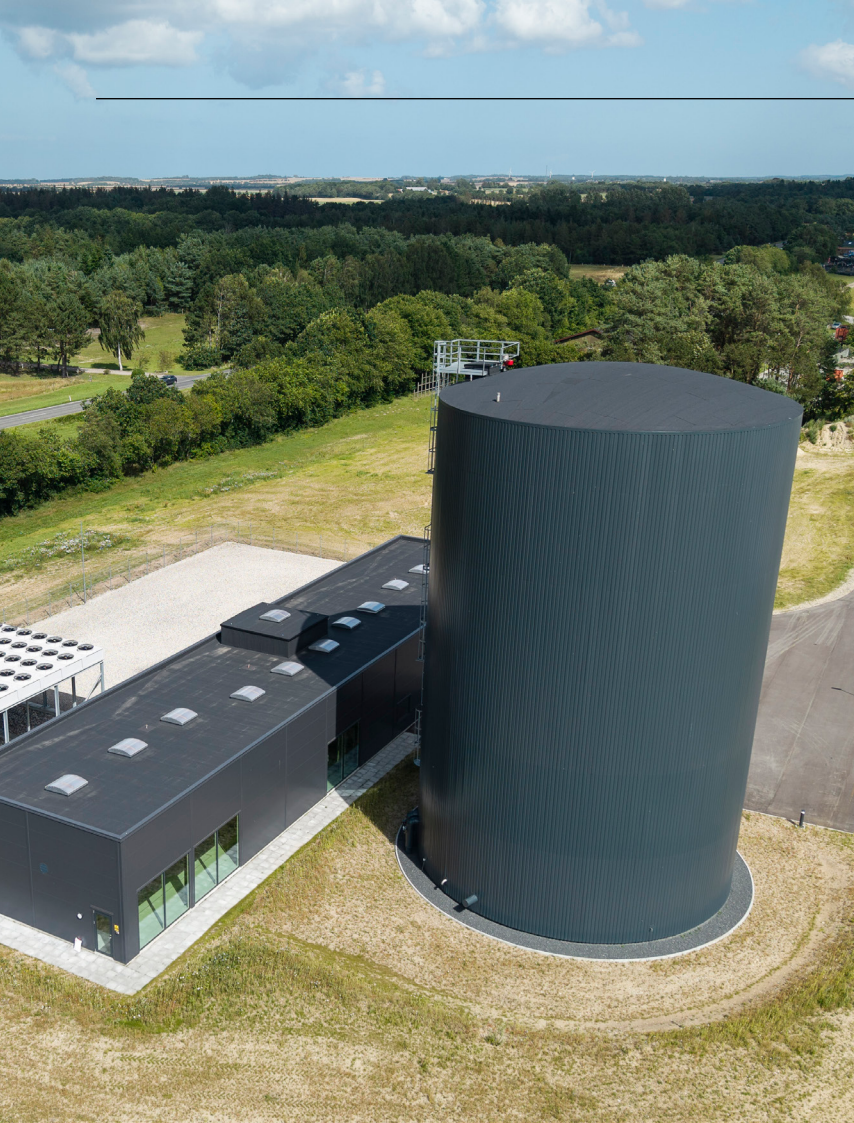
Ståltanke (akkumuleringskøle) har traditionelt været brugt til:

- Korttidslagring af varme fra kraftvarmeanlæg, biomassekedler, gasmotorer og solvarmeanlæg
- Udligning af varmebelastning – sikrer stabil drift ved varierende forbrug
- Driftoptimering – muliggør produktion af varme, når det er mest økonomisk (for eksempel ved lav brændselspris eller lav elpris)
- Vedligeholdelsesbuffer, som gør det muligt at udføre reparationer uden driftsstop

Ståltanke er typisk trykløse og fungerer som korttidslagere med en cyklustid på op til en uge. Teknologien er investeringslet, veletableret, robust og velafprøvet. Tankene er kendetegnet ved lang levetid (+40 år) og lav investeringsrisiko og giver mulighed for modulopbygning og dermed senere udvidelser.

Derimod kan damvarmelagre anvendes til langtids- og sæsonlagring, hvor store mængder varme kan flyttes fra perioder med lavt varmebehov til perioder med højt varmebehov. Damvarmelagre er særligt relevante i samspil med store solvarmeanlæg, hvor sommerproduktion kan lagres til vinterbrug, samt med fremtidens energiproduktion fra PtX-anlæg og CO₂-fangst og -lagring (CCS/CCUS), hvor overskudsvarme kan udnyttes i fjernvarmen.

Valget af lagringsteknologi afhænger af lokale forhold som var-



meproduktionsprofil, arealtilgængelighed, investerings-
evne og ønsket lagringshorisont.

Med elektrificeringen af fjernvarmen bliver varmeakku-
mulering fortsat vigtige, idet

- der investeres i store varmepumper og elkedler
- elprisudsving i stigende grad skal håndteres gen-
nem fleksibel varmeproduktion og lagring
- forsyningssikkerheden øges ved at kunne levere
varme i spidsbelastningsperioder uden opstart af
dyre og ofte fossile backup-kedler
- det skaber bedre vilkår for den grønne omstilling
ved at en højere elforbrugsfleksibilitet i varmesek-
toren muliggør, at mere VE-baseret elproduktion
kan integreres i energisystemet

Formålet med nærværende analyse er at kortlægge
den eksisterende termiske varmelagring i fjernvarmen
i Danmark, samt at vurdere potentialet for yderligere
udbredelse af ståltanke og damvarmelagre. Analysen
fokuserer på de tekniske karakteristika og driftsmæssige
anvendelser af varmelagre, samt på de muligheder og
begrænsninger, fjernvarmeselskaberne oplever i forbin-
delse med etablering og drift af varmelagerkapacitet.

Kortlægningen skal bidrage til en øget forståelse af var-
melagringens rolle for fleksibilitet, forsyningssikkerhed
og grøn omstilling i fjernvarmesektoren, herunder inte-
gration af elbaserede teknologier, solvarme samt over-
skudsvarme fra PtX- og CCS/CCUS-anlæg. Analysen ba-
serer sig på en kombination af kvantitative og kvalitative
datakilder, der giver et solidt og dækkende grundlag for
vurdering af status og fremtidige perspektiver for ter-
misk varmelagring. Det følgende metodeafsnit beskriver
nærmere undersøgelsesdesign, datagrundlag og tilgan-
ge til databehandling.

I det følgende præsenteres hovedresultaterne fra analy-
sen af varmelagre i fjernvarmesektoren. Analysen bely-
ser blandt andet, hvordan varmelagre er fordelt blandt
selskaberne, hvor mange lagre de enkelte aktører råder
over, samt hvordan denne fordeling kan have betydning
for sektorens samlede fleksibilitet og driftsmønstre.

Elektrificering af fjernvarmen driver udbygning af varmelagre

Figur 1 viser den historiske udvikling i akkumuleret lagervolumen og lagerkapacitet fra 1975 til 2025. Den første akkumuleringstank, som er omfattet af data i analysen, er fra 1975 og i de følgende årtier ses en gradvis stigning i både volumen og kapacitet, som afspejler den tidlige udbredelse af fjernvarme i Danmark.

I 2025 nåede den samlede akkumulerede lagervolumen 2 mio. m³, mens den akkumulerede kapacitet når 100.000 MWh, hvilket illustrerer, hvor central lagring er for både fleksibilitet og integration af grøn energi i den danske fjernvarmesektor. Udover de mange varmelagre illustreret i Figur 1, indeholder fjernvarmenettet i Danmark også en betydelig mængde energi. Dansk Fjernvarme estimerer, at der samlet set eksisterer omkring 75.000 km fjernvarmenet, der i alt rummer cirka 1,25 mio. m³ varmt vand. Den termiske inert i nettet bidrager dermed også til fjernvarmens samlede varmeakkumulering og evne til at optimere produktionen.

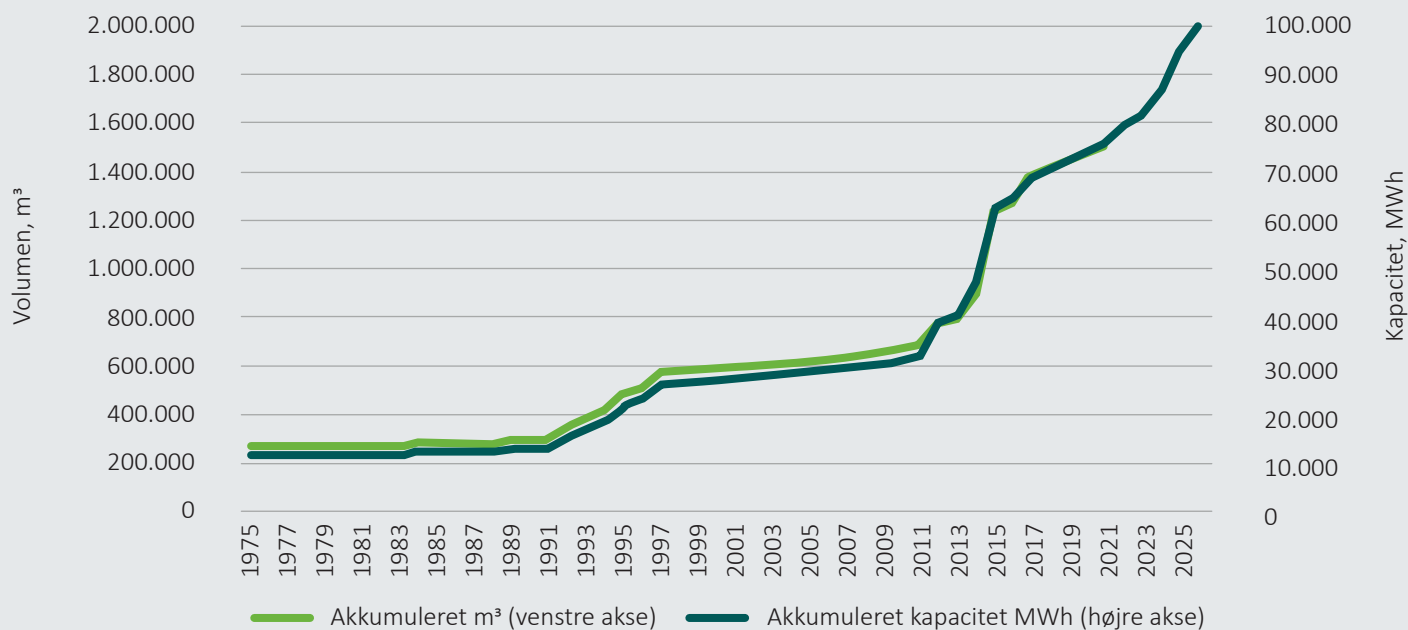
Fra midten af 1990'erne og frem til omkring 2010 accelererede udbygningen af varmelagre. Denne periode er tæt forbundet med udbredelsen af kraftvarmeværker, som blev fremmet gennem politiske beslutninger om øget energieffektivitet og integration af naturgas i fjernvarmesektoren. Kraftvarmeværker producerer både el og varme, hvilket skaber et behov for varmelagre til at afkoble varme- og elproduktion og dermed øge fleksibiliteten i systemet. Den stigende kapacitet og volumen i denne periode afspejler både et øget antal værker og større krav til lagring af varme. En markant stigning ses omkring 2013, hvor både lagervolumen og kapacitet voksede betydeligt. Dette skyldes etableringen af store damvarmelagre og solvarme i Dronninglund, Gram og Vojens, som gjorde det muligt at lagre store mængder varme centralt og dermed optimere både driften

af eksisterende kraftvarmeværker og integrationen af nye anlæg. Denne udbygning af lagrene afspejler, at værkerne nu kunne håndtere større varmemængder og samtidig reagere på svingende elpriser.

I de seneste år - især fra 2020 og frem - ses endnu en kraftig stigning, som primært skyldes det øgede fokus på elektrificering af varmesektoren gennem varmepumper og elektriske kedler. Samtidig er mange nye fjernvarmekunder kommet til som følge af et fokus på at konvertere boliger og virksomheder fra gas til fjernvarme. Udviklingen i elbaseret varmeproduktionskapacitet i perioden 2007 til 2024 er vist i Figur 2. Fjernvarmesektorens elkedler udgør i dag knap 1.900 MW, mens varmepumperne udgør godt 650 MW, og dermed er der sket omtrent en tredobling i elbaseret varmeproduktionskapacitet de seneste fem år. Denne vækst forventes at fortsætte i de kommende år, og ifølge Energistyrelsens fremskrivninger forventes elbaseret varmeproduktion i 2030 at ramme i omegnen af 6.300 MW varmekapacitet (Energistyrelsen, 2025a). Det vil uden tvivl også medføre øget behov for lagerkapacitet i fjernvarmen.

Elektrificeringen kræver fleksible lagringsmuligheder, da produktionen af varme i disse anlæg kan skifte i takt med perioder med lav elpris eller høj produktion af vedvarende energi. Det samme gør sig gældende for kraftvarmen, der med samlet godt 5.000 MW termisk elproduktionskapacitet, kan understøtte elsystemet i perioder med høje elpriser samt levere balanceringsydelser. Varmelagre fungerer derfor som en buffer, der sikrer, at varme kan distribueres effektivt, selv når elproduktionen varierer.

Figur 1: Akkumuleret lagervolume og lagerkapacitet i fjernvarmen



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025)

Note: For varmelagre, hvor der mangler oplysninger om idriftsættelsesår, er disse medregnet fra det første registrerede varmelager i 1975.

Figur 2: Udvikling i varmekapacitet for varmepumper og elkedler i fjernvarmesektoren



Kilde: Energiproducenttællingen for 2024, Energistyrelsen (2025)

Størstedelen af selskaberne har mere end ét varmelager

Figur 3 viser fordelingen af antallet af varmelagre pr. selskab. Analysen omfatter oplysninger fra i alt 241 selskaber, hvoraf 108 selskaber råder over ét varmelager. Derudover har 87 selskaber to varmelagre, mens et mindre antal selskaber råder over tre eller flere. Konkret har 28 selskaber tre varmelagre, 17 selskaber har fire, og blot to selskaber har fem, mens ét selskab råder over seks varmelagre.

Analysen indikerer, at elektrificeringen har drevet den seneste udbygning af lagerkapacitet. Energistyrelsens producenttælling viser, at 62 procent af selskaberne med ét varmelager ikke har investeret i elbaseret varmeproduktion (Energistyrelsen, 2025b).

Det kan hænge sammen med, at varmeproduktionen for de selskaber ikke har medført et øget behov for varmeakkumulering, og at der derfor ikke været behov for at udbygge med endnu et lager. Det kan ikke udelukkes, at eksisterende akkumuleringstanke er blevet erstattet af en ny og større tank.

Figur 4 illustrerer både lagervolumen og den teknologiske sammensætning af varmelagre i Danmark. I alt har analysen kortlagt 449 ståltanke og damvarmelagre.

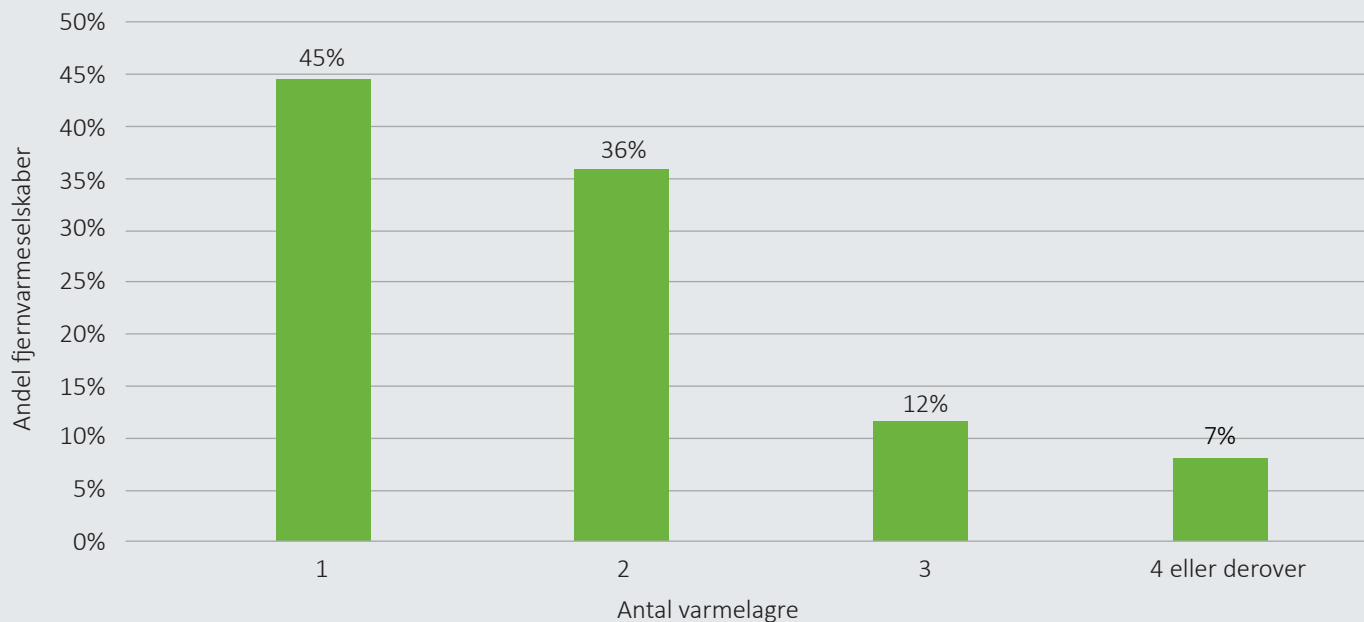
Figuren viser en overvægt af ståltanke målt på antal enheder, mens damvarmelagre er kendetegnet ved at være markant større i volumen. Ståltanke udgør 1.392.000 m³ af den samlede lagerkapacitet og repræsenterer 443 akkumuleringstanke, svarende til cirka 98 procent af det samlede antal varmelagre. Til sammenligning udgør damvarmelagre 617.000 m³ fordelt på blot seks enhe-

der, hvilket svarer til kun omkring 2 procent af det samlede antal. Damvarmelagre er typisk væsentligt større end ståltanke, hvilket afspejler de forskellige anvendelsesområder for de to teknologier. Selvom damvarmelagre kun udgør en lille andel af det totale antal enheder, bidrager de dog med en betydelig andel af den samlede lagerkapacitet på cirka 31 procent.

Fordelingen viser tydeligt, at ståltanke er den foretrukne varmelagringsteknologi i den danske fjernvarmesektor. Ståltanke er veletablerede, omkostningseffektive og særligt velegnede til korttidslagring af varme. Den begrænsede anvendelse af damvarmelagre kan skyldes, at disse primært er relevante for større sæsonlagringsprojekter eller specifikke systemkonfigurationer, hvilket forklarer deres betydeligt større volumen sammenlignet med individuelle ståltanke. Den tydelige dominans af ståltanke målt på antal enheder afspejler, at de fleste danske fjernvarmesystemer primært har behov for daglig eller ugentlig balancering frem for langvarig sæsonlagring.

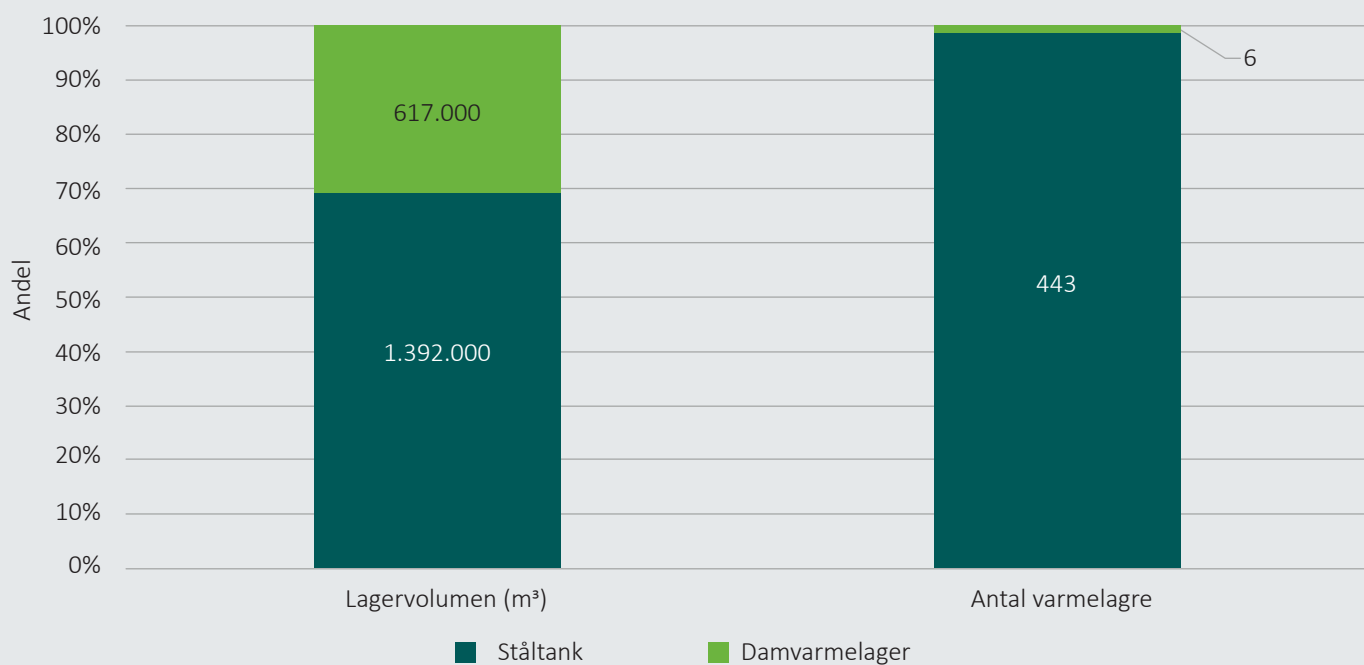
Det skal bemærkes, at det samlede antal akkumuleringstanke i Danmark sandsynligvis er højere end de 449 enheder, der fremgår af denne analyse. Data er baseret på tilgængelige oplysninger fra medlemmer, som har besvaret. Men der kan findes yderligere varmelagre hos mindre selskaber eller i systemer, hvor der ikke foreligger fuldstændige data. Det faktiske antal er derfor med stor sandsynlighed undervurderet i undersøgelsen, men vi vurderer, at lagervolumen af de manglende lagre er forholdsvis begrænset.

Figur 3: Varmelagre per fjernvarmeselskab



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025)

Figur 4: Lagervolumen og antal fordelt på teknologi



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025)

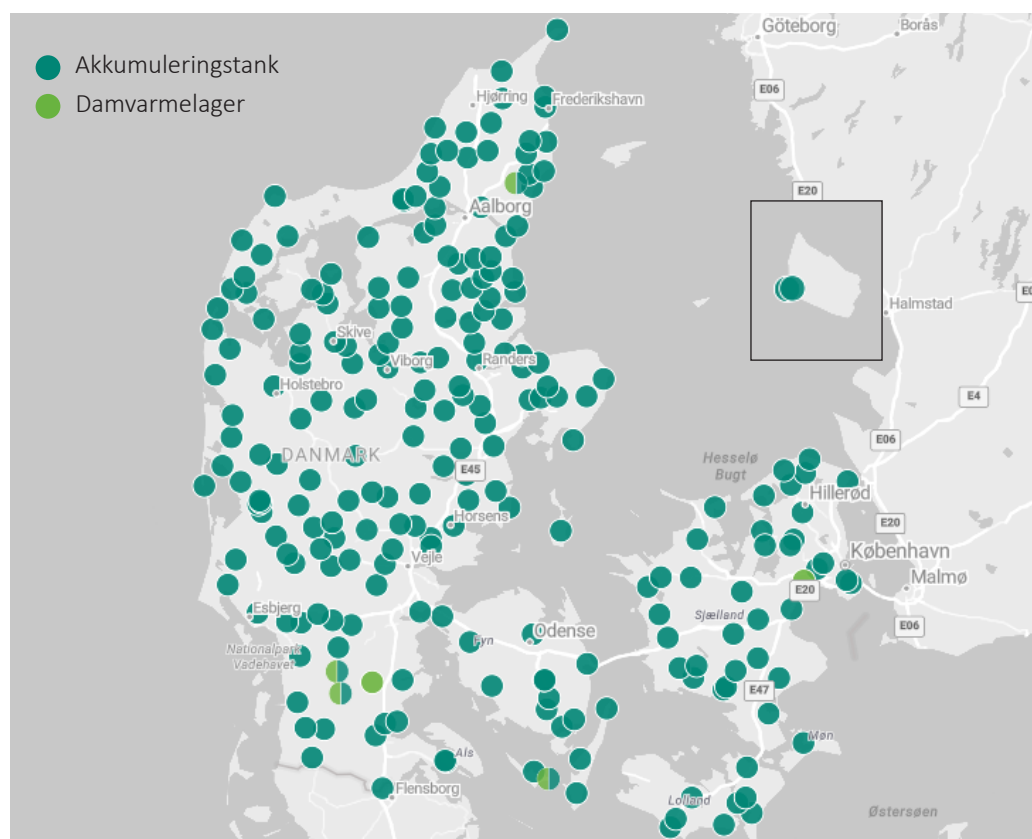


Varmelagre i hele Danmark skaber værdi for elsystemet

Figur 5 viser den geografiske fordeling af akkumuleringsstanke og damvarmelagre på tværs af Danmark. Kortet illustrerer, at varmelagre er udbredt i hele landet. Den geografiske spredning afspejler, at varmelagre udgør et centralt element i den danske fjernvarmeinfrastruktur på tværs af både større byer og mindre byer. Den høje koncentration af varmelagre i visse områder er ikke udelukkende et udtryk for fjernvarmedækning, men tjener også en vigtig

funktion i forhold til at afhjælpe flaskehalsproblemer i elsystemet. Dette reducerer behovet for at transportere elektricitet over lange afstande gennem potentielt begrænsede transmissionslinjer og bidrager dermed til at aflaste elnettet. Varmelagrene fungerer således som en vigtig fleksibilitetsressource, der kan understøtte integrationen af vedvarende energi i både el- og varmesystemet.

Figur 5: Placering af varmelagre



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025)

Note: Placering af boblerne er på selskabernes hovedadresse, som ikke nødvendigvis er der, hvor varmlagret er lokaliseret.

Udbygning af varmelagre forventes at fortsætte de kommende år

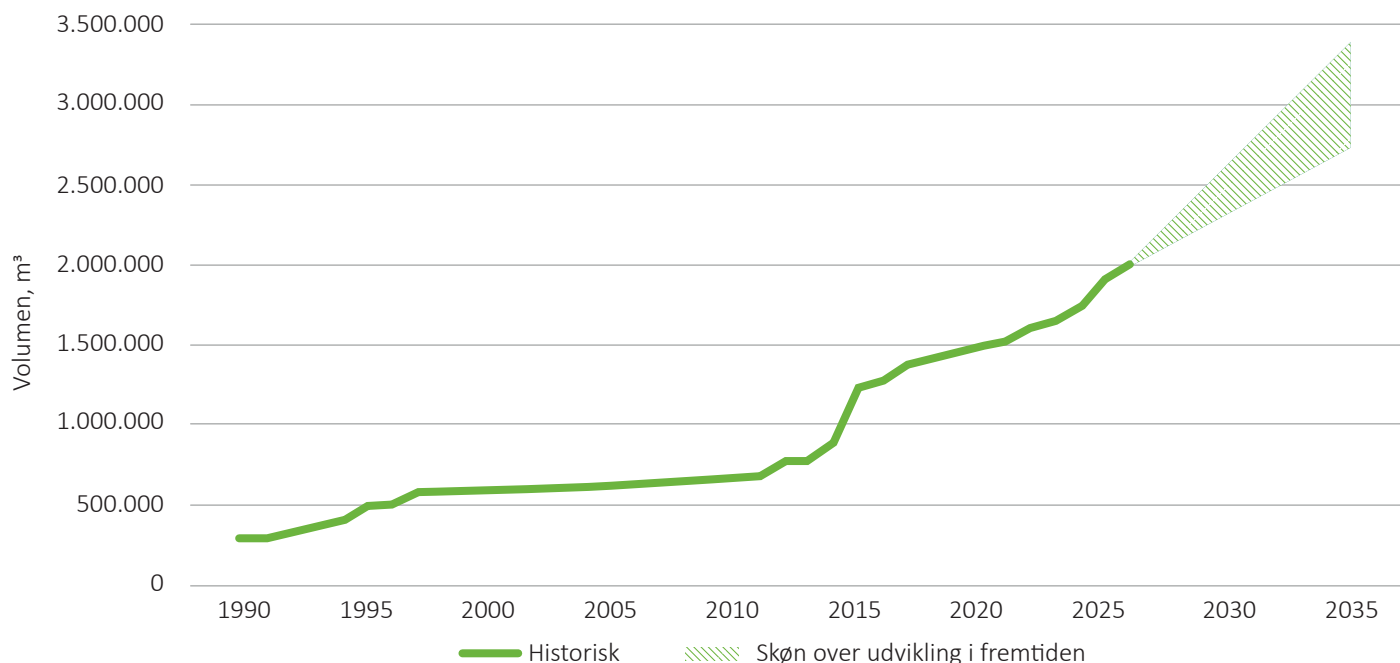
På baggrund af denne historiske udvikling er der også indsamlet oplysninger fra medlemmerne om planlagte og forventede udvidelser af varmelagre. Disse fremtidige investeringer giver et interessant billede af, hvordan sektoren forventes at vokse i de kommende år, og hvordan lagrene fortsat vil spille en central rolle i både elektrificering og integration af vedvarende energi.

I Figur 6 ses den historiske udvikling i lagervolumen samt et muligt udfaldsrum med et lavt og højt skøn for en fremtidig udvikling i udbygningen af lagerkapaciteten frem mod 2035. Det lave skøn bygger på besvarelser fra adspurgte medlemmer, der tegner en tilvækst i den samlede varmelagerkapacitet på godt 700.000 m³ de næste ti år, svarende til cirka 35.000 MWh. Idet disse besvarelser kun udgør en mindre andel af alle fjernvarme-

selskaber i Danmark, vurderer Dansk Fjernvarme, at fremtidsudsigten kan være helt op mod 1,3 mio. m³ ny varmelagerkapacitet i 2035. Den estimerede tilvækst sker på baggrund af det stigende varmekapacitetsbehov i takt med øget fokus på elektrificering af energisektoren og den kraftigt stigende elbaserede varmeproduktion jf. Figur 2.

Det betyder, at den samlede lagervolumen kan nærme sig 3,4 mio. m³. Figur 6 illustrerer den samlede udvikling for fjernvarmen, men der vil være markante lokale forskelle. Nogle selskaber har fremtidsplaner om fordobling af den nuværende lagerkapacitet, mens andre forventer en relativ mindre udbygning, eller allerede har foretaget investeringer i lagerudbygning inden for de seneste par år.

Figur 6: Historisk udvikling og skøn over fremtidig udvikling af lagervolumen i fjernvarmen



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025)

Note: Udfaldsrum for fremtidig lagervolumen bygger på lavt og højt skøn, som er behæftet med usikkerhed.





Størstedelen finder ingen begrænsninger til at udbygge deres varmelagring

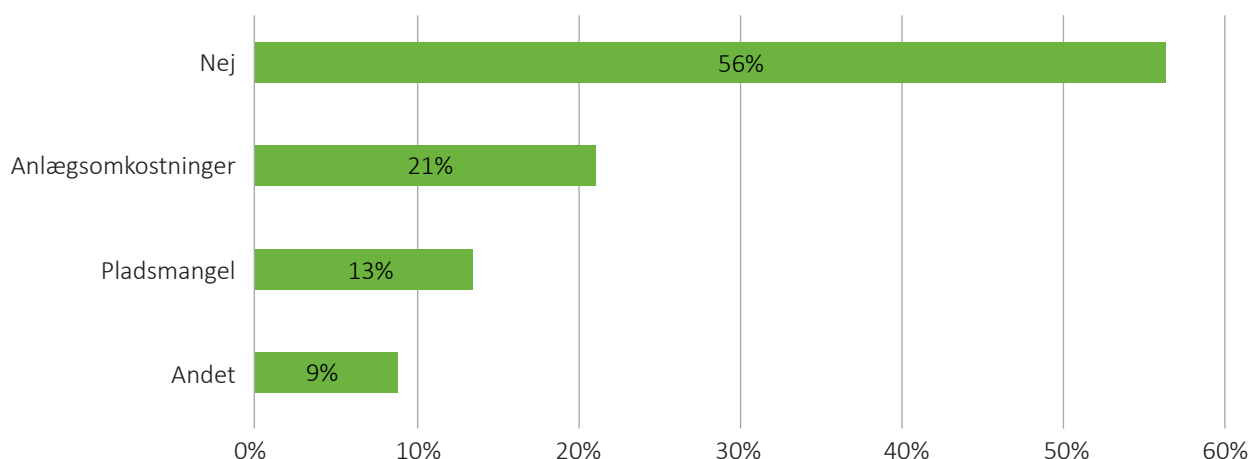
Undersøgelsen viser et overvejende positivt billede af selskabernes muligheder for at udvide deres lagerkapacitet. Hovedparten af selskaberne (56 procent) angiver, at de ikke oplever begrænsninger i forhold til at øge deres varmelagring – et tegn på, at rammerne for den grønne omstilling i fjernvarmesektoren på dette område er gunstige.

For de selskaber, der møder udfordringer, tegner der sig et nuanceret billede af de specifikke barrierer. For 21 procent af selskaberne er anlægsomkostninger den primære hindring, hvilket understreger, at økonomi fortsat er en væsentlig faktor i investeringsbeslutninger om varmelagring. For 13 procent af selskaberne er plads en begrænsning hvor manglende arealer eller uhensigtsmæssige fysiske forhold forhindrer udbygning. En mindre del af selskaberne (9 procent) peger på andre faktorer som begrænsende. Blandt disse fremhæves særligt kommercielle og strategiske overvejelser, hvor flere selskaber vurderer, at investeringer i varmelagring ikke er rentable eller fornuftige i forhold til deres nuværende forretningsmodel. Derudover fremhæver enkelte selskaber kommunale lokalplaner og myndighedsgodkendelser for begrænsende.

En nyere rapport fra Dansk Center for Energilagring (DaCES) fra oktober 2025 nævner flere af de samme udfordringer, som selskaberne peger på i denne undersøgelse. Rapporten fremhæver blandt andet at uklare politiske rammer kan forsinke implementeringen, selv hvor teknologien er moden og økonomisk rentabel (DaCES, 2025). Samtidig peger rapporten på, at der generelt er lav bevidsthed om potentialet i termisk energilagring, hvilket kan hæmme prioritering og investeringer i sektoren. Rapporten fremhæver også, at manglende klare planer for udfasning af gas til procesvarme gør det vanskeligt for selskaberne at træffe langsigtede investeringsbeslutninger, da valget af fremtidige varmeløsninger forbliver usikkert.

Resultaterne tyder på, at mens de fleste selskaber har gode forudsætninger for at investere i varmelagring, oplever en mindre del af selskaberne en barriere, der rækker ud over simple økonomi- eller pladsproblemer. Disse barrierer kræver koordinerede løsninger på tværs af infrastrukturplanlægning og regulatorisk afklaring for at sikre en bred udrulning af varmelagringskapacitet i sektoren.

Figur 7: Begrænsninger til fremtidig ønsket lagerkapacitet



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025)

Fjernvarmens akkumuleringstanke er en billig måde at lagre energi

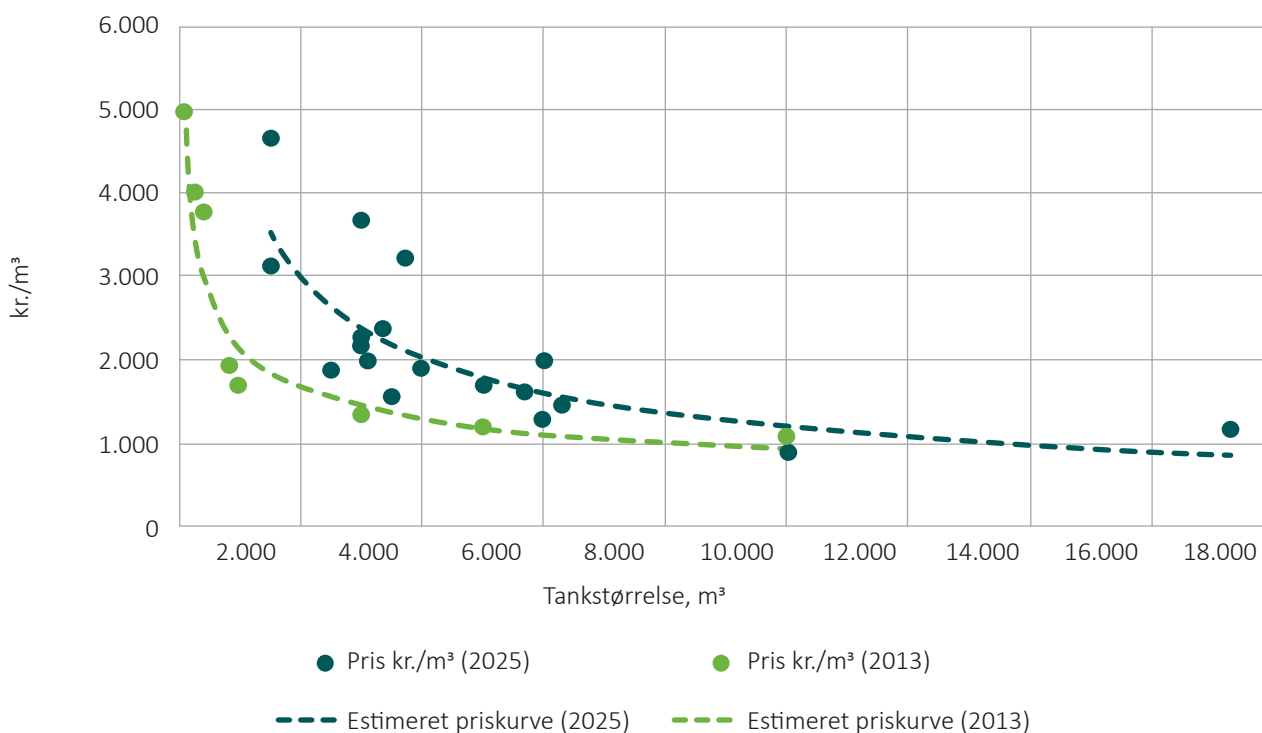
Termisk varmelagring har altid været en relativ billig måde at lagre energi på. For at få dybere indsigt i, hvordan investeringsomkostningerne for varmelagre har udviklet sig, er der til nærværende analyse indsamlet data for 19 akkumuleringstanke opført i årene 2024 og 2025.

Figur 8 angiver sammenhængen i investeringsomkostninger som funktion af akkumuleringstankens størrelse. Resultaterne viser en klar tendens for, at enhedsprisen per m³ lagervolumen falder eksponentielt med tankstørrelsen, dvs. jo større akkumulerings-tank desto lavere pris per m³. Prisspændet ligger overordnet set

på 1.250-2.500 kr./m³, hvilket i grove træk svarer til 25-50 kr./kWh lagret energi. Der er altså betydelige ”stordriftsfordele” ved at opføre en større tank frem for en mindre.

I figuren indgår også prisoplysninger fra en tidligere undersøgelse udarbejdet af PlanEnergi m.fl. Sammenligningen viser, at der er sket en stigning i investeringsomkostningerne de seneste 11-12 år. Til trods for højere omkostninger end tidligere, viser de seneste års udvikling i den samlede lagerkapacitet, at der fortsat er betydelige økonomiske driftsfordele ved energilagring.

Figur 8: Investeringsomkostninger for akkumuleringstanke som funktion af størrelse



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025) og PlanEnergi (2013)

Note: De angivne priser er ekskl. moms. Datagrundlag for akkumuleringstanke opført i perioden 2024-2025. Priserne er prisreguleret med prisindeks for maj 2025 (DST PRIS112).



ELEKTRODER



IB BUND



Temperaturforhold

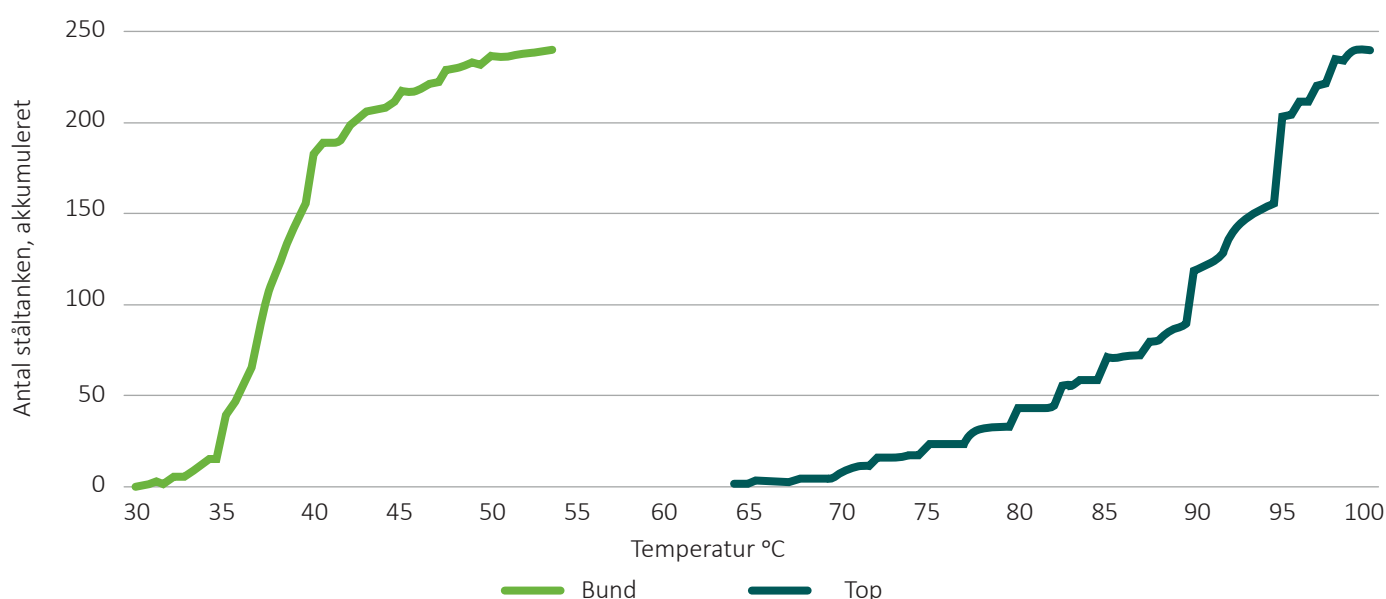
Energiindholdet er direkte afhængig af temperaturforskellen i akkumulerings tanken, og dermed har driftstemperaturen afgørende betydning. Figur 9 angiver antal akkumulerings tanke som funktion af temperaturen, hvor der indgår oplysninger for 240 tanke. Det har således ikke været muligt at fremskaffe temperaturdata for alle enheder. Enkelte tanke er tryksatte, og her er der angivet temperaturer over 100 °C. Disse er udeladt i analysen af temperaturforhold.

Der er variationer i temperaturniveauerne, og de påvirkes af den anvendte varmeproduktion samt varmesystem/-net. Anlæg med solvarme eller varmepumper har ofte begrænsninger i at opnå højere temperaturer over 80 °C og samtidig bevare en høj COP-værdi, mens kraftvarmeanlæg og elkedler kan levere højtemperaturvarme på op til 100 °C. Bundtemperaturen i tanken bestemmes af returtemperaturen fra fjernvarmesystemet, og en lav returtemperatur øger den lagrede energimængde og dermed fleksibiliteten i systemet (PlanEnergi m.fl., 2013). Det ses, at akkumulerings tankenes temperaturer for top og bund i de fleste tilfælde ligger mellem cirka 85 °C og 100 °C i top, mens bund-

temperaturerne typisk befinder sig mellem 35 °C og 45 °C. Dette stemmer overens med de typiske returtemperaturer i fjernvarmenettene. Figuren viser, at der især er en stor hyppighed ved temperaturer på 35 °C til 40 °C i bunden samt ved 90 °C og 95 °C i toppen (tæt på lodret voksende kurve i figuren).

Den indsamlede data viser, at gennemsnitstemperaturen i toppen om sommeren og vinteren er tæt på identiske på hhv. 89 °C og 90 °C, mens temperaturen i bunden af tanken gennemsnitligt er 41 °C for sommer og 38 °C for vinter. Det svarer til en temperaturskel på 48 °C og 52 °C, og dermed indikerer data fra undersøgelsen, at energiindholdet er knap 10 procent højere om vinteren end om sommeren. Varmebehovet er dog langt større i fyringssæsonen, der typisk regnes fra 1. oktober til 30. april, hvor fjernvarmebrugere både har behov for energi til opvarmning og varmt brugsvand. Derfor vil lagerkapaciteten, trods højere energiindhold, ofte kun dække relativt få timer om vinteren på de koldeste dage, hvorimod der om sommeren er energi nok til flere dage. Dette varierer dog meget fra selskab til selskab, og er ikke analyseret nærmere i denne analyse.

Figur 9: Temperaturforhold for drift af ståltanke



Kilde: Dansk Fjernvarme (2025) og PlanEnergi (2013)

Note: De angivne priser er ekskl. moms. Datagrundlag for akkumulerings tanke opført i perioden 2024-2025. Priserne er prisreguleret med prisindeks for maj 2025 (DST PRIS112).

Danmark er i front i europæisk perspektiv

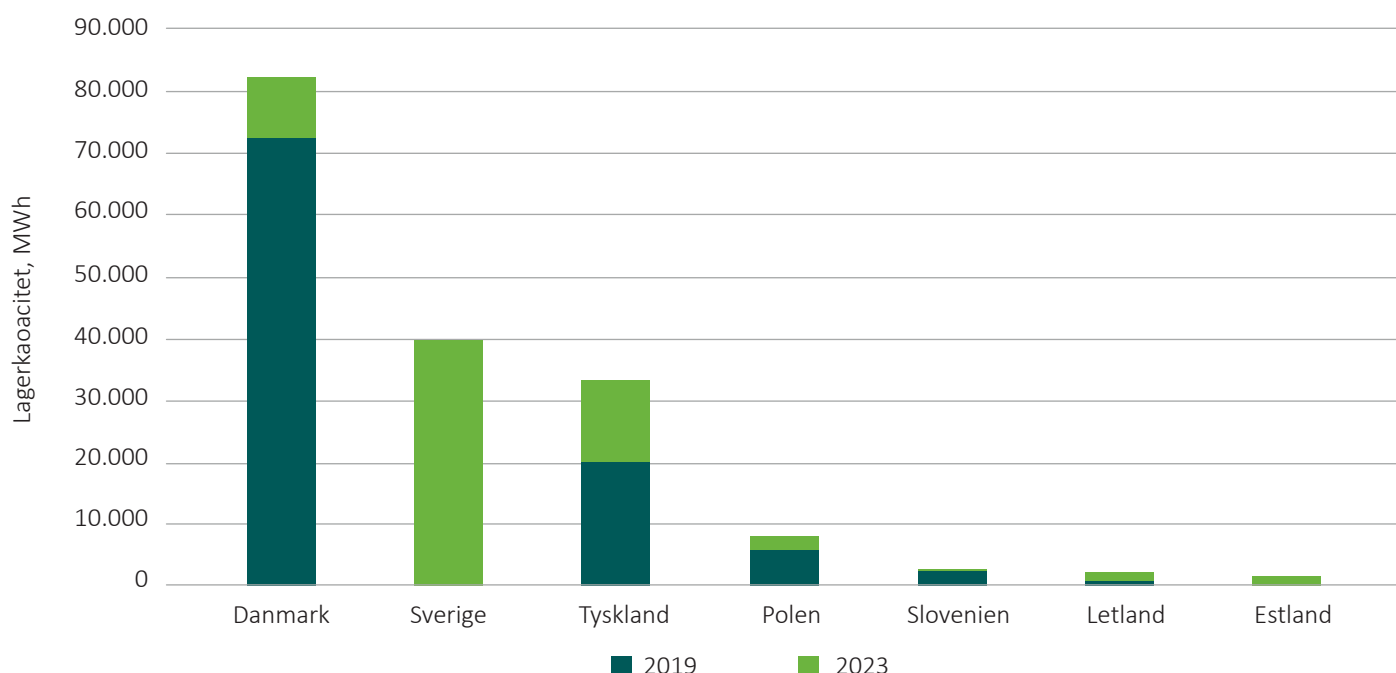
Danmark ligger helt i front, når det kommer til varmelagerkapacitet i fjernvarmesektoren. En opgørelse fra Euroheat & Power viser udviklingen i lagerkapacitet i fjernvarmesektoren for udvalgte lande mellem 2019 og 2023. Danmark havde i 2023 havde en lagringskapacitet på 82.000 MWh – markant mere end noget andet europæisk land. Til sammenligning havde Sverige som nummer to en kapacitet på 40.000 MWh, mens Tyskland lå på 33.000 MWh.

Figuren viser også udviklingen siden 2019, hvor Danmark allerede havde opbygget en solid kapacitet på godt 70.000 MWh. Siden da har væksten været moderat, primært fordi Danmark allerede havde et veletableret system. I andre lande som Sverige og Tyskland ses derimod en betydelig stigning i perioden, hvilket indikerer, at disse lande nu følger i Danmarks fodspor. Danmarks førerposition hænger tæt sammen med den udbredte fjernvarmeinfrastruktur. Omkring 70 procent af de danske hushold-

ninger er tilsluttet fjernvarmenettet i 2025 (Dansk Fjernvarme, 2025b). Til sammenligning er fjernvarmedækningen betydeligt lavere i både Sverige, hvor cirka 52 procent af husholdningerne er tilsluttet, og især i Tyskland, hvor andelen kun er omkring 15 procent (Rambøll, 2025). På trods af at både Sverige og Tyskland har væsentligt flere husholdninger end Danmark, er fjernvarmen således langt mindre udbredt, hvilket afspejles i den lavere lagerkapacitet i andre europæiske lande.

Det er værd at bemærke, at Euroheat & Power selv understreger, at tallene for nogle lande sandsynligvis er undervurderet, da data har været vanskelige at indsamle i visse områder. Dette ændrer dog ikke ved det overordnede billede: Danmark ligger klart forrest både, hvad angår absolut lagerkapacitet og modenheden af fjernvarmesystemet, mens andre europæiske lande i stigende grad følger efter.

Figur 10: Estimeret lagerkapacitet i fjernvarmesektoren på tværs af udvalgte lande 2023



Kilde: Euroheat & Power, 2025. Data for Danmark er fra Dansk Fjernvarmes medlemsundersøgelse, 2025

Note: Euroheat & Power understreger, at data for nogen lande højst sandsynligt er underestimeret, mens data er været svære at indsamle i andre.



Referencer

Dansk Center for Energilagring, DaCES (2025). Thermal Energy Storage – electrification with flexibility 2025. <https://daces.dk/publikationer/thermal-energy-storage-electrification-with-flexibility-2025/>

Dansk Fjernvarme (2025a). Introduktionskursus – Fremtidsperspektiver for fjernvarmen (præsentation, 4. februar 2025).

Dansk Fjernvarme (2025b). Fakta om Fjernvarme. <https://danskjernvarme.dk/om-os/fakta-om-fjernvarme>

Dansk Fjernvarme / Teddy Norre (2025). Lagring i varmeakkumuleringsstanke – strategiske overvejelser om investering og drift i forhold til den øvrige varmeproduktion. Temadag om energilagring, Aalborg Forsyning.

Energistyrelsen (2025a). Analyseforudsætninger til Energinet 2025. <https://ens.dk/analyser-og-statistik/analyseforudsætninger-til-energinet>

Energistyrelsen (2025b). Energiproducenttælling 2024. <https://ens.dk/indberetninger/energidata-online>

Energistyrelsen (2025). Teknologikatalog (Opdateret maj 2025) <https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikataloger>

Hansen, S. W. (2025, July 9). District heating: The building block to Germany's energy independence. Ramboll.com; Ramboll. <https://www.ramboll.com/insights/decarbonise-for-net-zero/district-heating-the-building-block-to-germany-s-energy-independence>

PlanEnergi m.fl. (2013). Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarme-systemet. Udgivet af Energistyrelsen.

VARMELAGERDATA.DK. (2025). Varmelagerdata.dk – landsdækkende portal for store varmelagre. <https://varmelagerdata.dk/>

Metode og datagrundlag

Analysen bygger primært på en medlemsundersøgelse blandt Dansk Fjernvarmes medlemmer, hvor medlemmerne er blevet spurgt om deres nuværende drifts- og tekniske forhold for eksisterende varmelagre, forventninger til fremtidige varmelagre samt de begrænsninger, medlemmerne oplever i denne sammenhæng. Medlemsundersøgelsen varede fra 10. juni til 1. juli 2025, hvor 201 medlemmer besvarede ud af 331 adspurgte. Det svarer til en svarprocent på 61 procent.

Data er så vidt muligt valideret med Energistirelsens Energiproducenttælling 2024, der årligt indsamler oplysninger fra alle el- og fjernvarmeproducenter, som leverer til et offentligt net, om deres brændselsforbrug samt el- og fjernvarmeproduktion. Supplerende oplysninger er indhentet fra offentligt tilgængelige kilder, herunder varmeværkernes egne hjemmesider og referencelister fra producenter. Kombinationen af surveydata, officielle registre og åbne kilder er med til at sikre et solidt og dækkende datagrundlag. Datagrundlaget består dermed af oplysninger fra i alt 241 selskaber.

Om denne analyse

Arbejdet med dette analysenotat er afsluttet januar 2026.

Analysen er udarbejdet af Dansk Fjernvarme, som er brancheorganisation for de 354 danske fjernvarmeselskaber, der leverer 99 procent af fjernvarmen i Danmark. Dansk Fjernvarmes analysearbejde har til formål at skabe klarhed og indsigt i forsyningssektorens komplekse verden. Vi er en pålidelig og fagligt velfunderet leverandør i den offentlige dialog om forsyningssikkerhed, grøn omstilling og konkurrencedygtighed.

Kontakt

Henvelaelser angående Dansk Fjernvarmes analyse om smarte varmelagre i fjernvarmen:

Jesper Koch, jko@DanskFjernvarme.dk

Emil Kjøller Alexandersen, eka@DanskFjernvarme.dk

Cecilie Tønder Jensen, ctj@DanskFjernvarme.dk