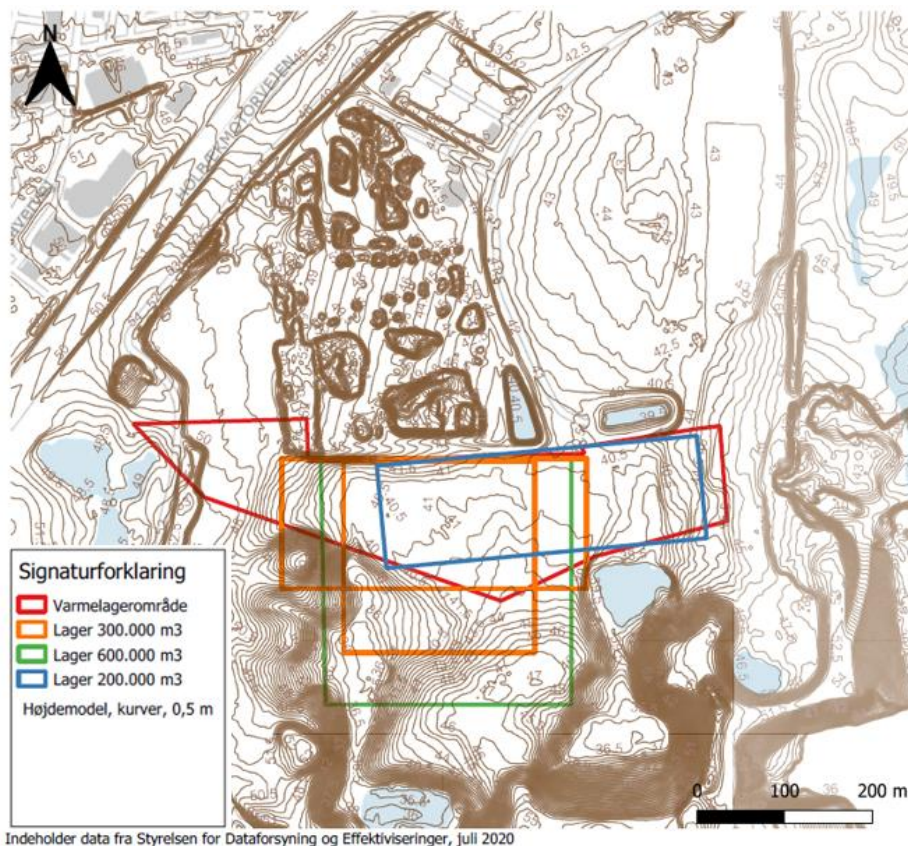


INTEGRATE 2 Deliverable 3.1 og 3.2

Kortlægning og designstudier for et nyt dam-varmelager i København



juni 2024

INTEGRATE 2-projektet har projektnummer: 64020-2025 hos EUDP

Leverance 3.1 og 3.2 Kortlægning og designstudier for et nyt damvarmelager i København

Deltagere i INTEGRATE 2-projektet:

- PlanEnergi – Projektleder
- Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S (VEKS)
- Ea Energianalyse
- Hjørring kommune
- JKU Linz

Redaktør på D3.1 og D.3.2:

Per Alex Sørensen

E: pas@planenergi.dk

Forfattere:

Simon Høegh

Jesper Werling

Jens Christian Rørbæk Kruse

Anne Sofie Skak-Iversen

Niels Beck-Larsen

1	Indledning og resumé	4
2	VEKS og fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet	7
2.1	Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet	7
3	Lagerets placering	11
3.1	Introduktion til damvarmelagertechnologien (PTES)	11
3.2	Damvarmelagre i VEKS' system	12
4	Modeller og scenarier	14
4.1	Introduktion til Balmorel	14
4.2	Scenarier i Balmorel	15
4.3	Introduktion til energyPRO (PlanEnergi)	17
4.4	Modellering og scenarie i energyPRO	19
5	Analyseforudsætninger	20
5.1	Fælles forudsætninger for Balmorel og energyPRO	20
5.1.1	Brændselspriser og CO ₂ -priser	20
5.1.2	Elprisen	20
5.2	Forudsætninger i Balmorel	22
5.2.1	Varmeforbrug	22
5.2.2	Temperaturer i fjernvarmenettet og lavtemperaturdrift	22
5.2.3	Fremtidige varmeproduktionsmuligheder	22
5.2.4	Affald	23
5.2.5	Negative emissioner	24
5.2.6	Modellering af varmenettet i Roskilde	25
5.3	Forudsætninger i energyPRO	27
5.3.1	El- og brændselspriser, og tariffer	27
5.3.2	Afladningsmuligheder for Roskilde damvarmelager i modellen	27
5.3.3	Modellering af varmelager i Roskilde	28
6	Resultater fra Balmorel	29
6.1	Varmekapacitet og varmeproduktion i de to scenarier	29
6.2	Brændselsforbrug i de to scenarier	31
6.3	Konsekvenser af etablering af damvarmelager i Roskilde	32
6.3.1	Varmeproduktion	32
6.3.2	Brændselsforbrug	33
6.3.3	Økonomisk nytteværdi	34
6.4	Værdi af lageret ved begrænset planlægningshorisont	36
6.5	Værdi af lageret i forskellige vejrår	38
6.6	Konkurrence med korttidsvarmelagre	39
7	Resultater fra energyPRO	40
7.1	Varmelagerets drift hen over året	40
7.2	Varmeproduktion	41
7.3	Ændring i omkostninger til brændsler	43
7.4	Ændring i elsalg og elkøb	43
7.5	Lagerets nytteværdi	44
8	Sammenligning af analyserne fra Balmorel og energyPRO	45
9	Litteratur	47

1 Indledning og resumé

Som en del af EUDP-projektet INTEGRATE 2 undersøges værdien af et damvarmelager i eksisterende fjernvarmesystemer. Et damvarmelager er et stort nedgravet vandreservoir med et isolerende låg, der bruges til at lagre varme i et fjernvarmesystem. Et damvarmelager har markant større volumen, men typisk også lavere op- og afladningskapacitet i forhold til varmelagerets størrelse sammenlignet med traditionelle varmeakkumulatorer (ståltanke). Derfor anvendes damvarmlagere ofte til mere langsigtet lagring af varme.

En af delopgaverne i INTEGRATE 2 er at belyse mulighederne for at etablere langtidsvarmelagre i fjernvarmesystemerne i henholdsvis VEKS/Københavns forsyningsområde og fjernvarmeforsyningsområdet i Hjørring-Hirtshals. PlanEnergi og VEKS har i april 2023 afsluttet en analyse i energyPRO af varmelagrering i hovedstadsområdet, og Ea Energianalyse har i projektet gennemført en tilsvarende analyse med den matematiske optimeringsmodel, Balmorel. Denne rapport samler resultaterne af begge analyser.

Casen i København indeholder:

- 3.1 Planlægning og forberedelse af demo-case. Herunder bl.a. kortlægning af fremtidige varme- og kølebehov, samt kortlægning af tekniske og økonomiske hindringer og risici.
- 3.2 Teknisk og økonomisk optimering. Herunder bl.a. beregning af kapacitet på distributions- og produktionsanlæg, prissætning af det totale system og teknisk og økonomisk optimering i Balmorel og energyPRO.
- 3.3 Forretningsmodeller og fremtidige rammebetingelser.
- 3.4 Brugerinddragelse og aktørhåndtering

Denne rapport indeholder afrapportering af 3.1 og 3.2, mens 3.3 og 3.4 er rapporteret særskilt.

Opsamling

I analysen har to forskellige energimodeller (Balmorel og energyPRO) været anvendt til at belyse systemnyttens af et damvarmelager på 7.900 MWh/100 MW i Roskilde. Forskellige modeller har forskellige styrker og svagheder. To uafhængige analyser, hvor forudsætningerne er tilstræbt at stemme overens, kan derfor belyse usikkerheder og styrke konklusionerne. Analyserne undersøger dog scenarier med visse forskelle, idet varmekapaciteterne ikke nødvendigvis er ens. I energyPRO-analysen gennemregnes et grundscenarie (BAU) med en fremskrivning af det nuværende system og gradvis elektrificering af varmeproduktionen, når de nuværende værker antages at være udtjente. I Balmorel-analysen undersøges også et grundscenarie (BAU) samt et alternativt varmepumpescenarie (VP), hvor omkring 1000 MW varmekapacitet fra biomasse erstattes med varmepumper tidligere end ellers antaget.

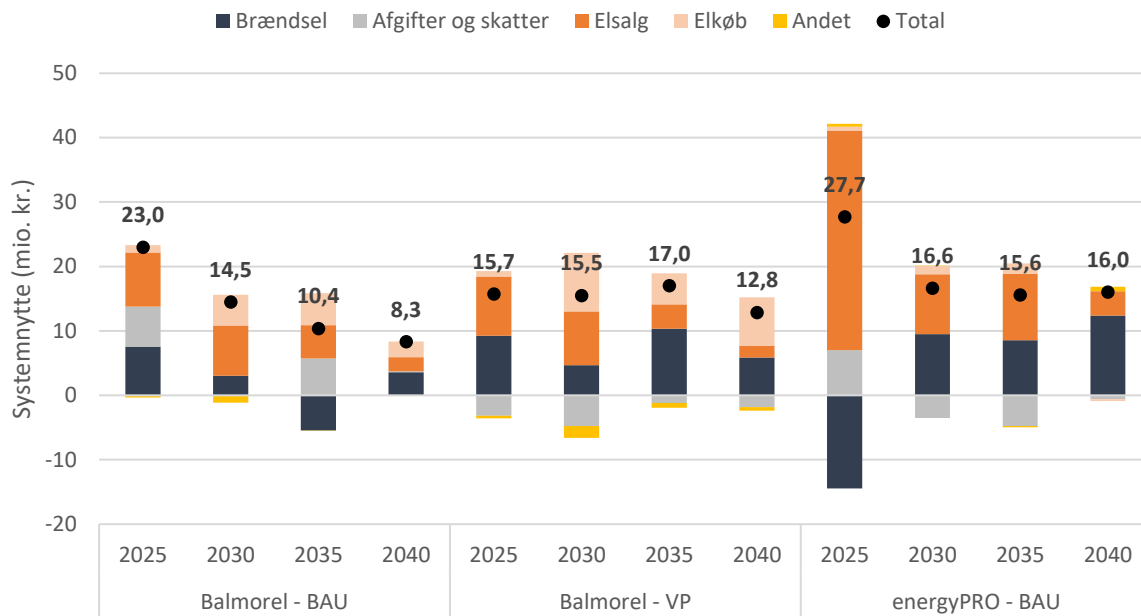
Modelanalyserne viser driftsnyttens for lageret, dvs. de samlede økonomiske besparelser for hele systemet ved etablering af lageret. Det er beregnet ved at sammenligne driftsresultater i et scenarie, hvor lageret er etableret i forhold til et tilsvarende scenarie, hvor lageret ikke er etableret. Analysens resultater viser desuden produktionsfordelingen (el- og varmeproduktion) for alle anlæg i hovedstadsområdet i de opstillede scenarier på time-, sæson- og årsbasis. Endelig viser beregningerne også det forventede driftsmønster for damvarmelageret.

Resultaterne viser, at lageret grundlæggende kan anvendes på to forskellige måder:

- Til at flytte varme fra dyre anlæg til billige (fx fra spidslast til kraftvarmeanlæg)
- Til at optimere driften på de enkelte anlæg i forhold til elprisen

Analyserne peger på, at damvarmelageret anvendes som dags- og ugelager – ikke som sæsonvarmelager. Samlet set sker der ca. 20 fulde op- og afladninger, svarende til 500-600 TJ årligt. Heraf kan 1/3 henføres til produktion, der bliver flyttet fra en værkstype til en anden værkstype. Konkret er det typisk dyr spidslastproduktion, der erstattes af mere drift på billigere grundlastværker. Hovedparten af den lagrede varme kan dog henføres til elprisoptimering, hvor de enkelte værker flytter deres produktion i tid, snarere end at flytte produktion mellem værkstyper. Begge analyser viser disse tendenser i brugen af lageret.

Driftsnyttens fremgår af Figur 1. Analyserne viser, at der er en positiv driftsøkonomi ved damvarmelageret på tværs af modeller, scenarier og beregningsår. I 2025 består varmesystemet i høj grad af kraftvarmeværker, og samtidig er elpriserne høje. Her bruges lageret i vidt omfang til optimering af elsalg. I takt med at varmesystemet udbygges med elforbrugende varmeproduktion, bruges lageret i højere grad til optimering af elkøb. Erstatning af spidslast med grundlastvarme giver desuden klare økonomiske brændselsbesparelser.



Figur 1. Systemnytteværdi ved etablering af damvarmelageret i Roskilde på tværs af modeller, scenarier og beregningsår.

Resultaterne fra Balmorel og energyPRO peger på en systembesparelse mellem 23-27 mio. kr./år i 2025. I de senere beregningsår er der noget forskel på estimatet fra de to modelanalyser. Scenarierne fra Balmorel-analysen peger på en systemnytte på 8-13 mio. kr./år i 2040 (afhængigt af scenarie), mens energyPRO-analysen viser en systemnytte på 16 mio. kr./år.

En stor andel af nytteværdien i fremtiden består i elkøbsoptimering, og andelen af elbaseret varme i systemet har derfor stor betydning. Varmepumpescenariet (VP) i Balmorel-analysen har en høj andel af elbaseret varme, hvilket forbedrer systemnyttens i 2040 sammenlignet med grundscenariet (BAU). Derudover er det forudsat, at der etableres grøn spidslastproduktion med højere omkostninger end tilsvarende fossil produktion, og da lageret kan anvendes til at reducere spidslast, bidrager det til en højere værdi.

Følsomhedsanalyser fra Balmorel viser desuden, at værdien af lageret reduceres, hvis planlægningshorisonten af lageret er kortere, så variationer i varmekonsum og elpriser over længere perioder vanskeligere kan udnyttes. Desuden kan et varmt vejrår reducere systemnyttens af lageret betragteligt (op til 50 %), mens et koldt vejrår kan have en positiv, men relativt lille indvirkning på værdien af lageret. En yderligere usikkerhed, der kan have betydning for lagerets nytte, er udbygningen af korttidsvarmelagre. En følsomhedsanalyse viser, at varmeakkumulatører og damvarmelagre leverer nogle af de samme gevinster for systemet, og en parallel udbygning af begge (som det er tilfældet i Balmorel-analysen) reducerer værdien af damvarmelageret.

Afslutningsvis skal det understreges, at beregningerne af lagerets værdi ikke i sig selv siger, om lageret er rentabelt. Systemnyttens skal holdes op mod investeringsomkostningerne for at vurdere den samlede business case for damvarmelageret. VEKS har tidligere estimeret prisen for damvarmelageret til 144-166 mio. kr.

2 VEKS og fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet

VEKS, Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S, blev i 1984 etableret for at kunne udnytte overskudsvarme dels fra kraftvarmeværker, dels fra affaldsforbrænding og større industrivirksomheder. VEKS' forsyningsområde er koblet sammen med søsterselskabet CTR i København og med Vestforbrænding. Det samlede anlæg er et af Europas største fjernvarme-transmissionssystemer.

VEKS omfatter tre forretningsområder: Transmission, produktion og distribution

Transmission

VEKS Transmission forsyner 19 lokale fjernvarmeselskaber med varme på Vestegnen. De lokale fjernvarmeselskaber varetager den videre distribution til private kunder, erhvervskunder og institutioner. Den leverede varme svarer til 170.000 familiers forbrug.

Produktion

Køge Kraftvarmeværk producerer el til nettet, damp til Junckers Industrier A/S og sælger (internt) fjernvarme til VEKS Transmission. VEKS Gasmotor, Solrød er etableret i december 2015 og producerer el til nettet og fjernvarme til VEKS Transmission, baseret på biogas leveret fra Solrød Biogas A/S.

Distribution

Køge Fjernvarme varetager distribution af fjernvarme til private forbrugere, erhvervskunder og institutioner i Køge. Varmen købes internt hos VEKS Transmission. Tranegilde Fjernvarme varetager distribution af fjernvarme til kunder i Tranegilde erhvervsområde i Ishøj og Greve. Varmen købes internt hos VEKS Transmission.

2.1 Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet

Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet dækker et stort område fra Køge i syd over Roskilde i vest og Vestforbrændings forsyningsområde i nord. Der er endvidere etableret transmissionsledninger til Værløse og videre mod Farum og Hillerød, ligesom at der med den nye udbygning af fjernvarmen i Lyngby er etableret en forbindelse mod DTU og Holte, der igen er forbundet til Norfors' forsyningsområde og videre mod Helsingør.

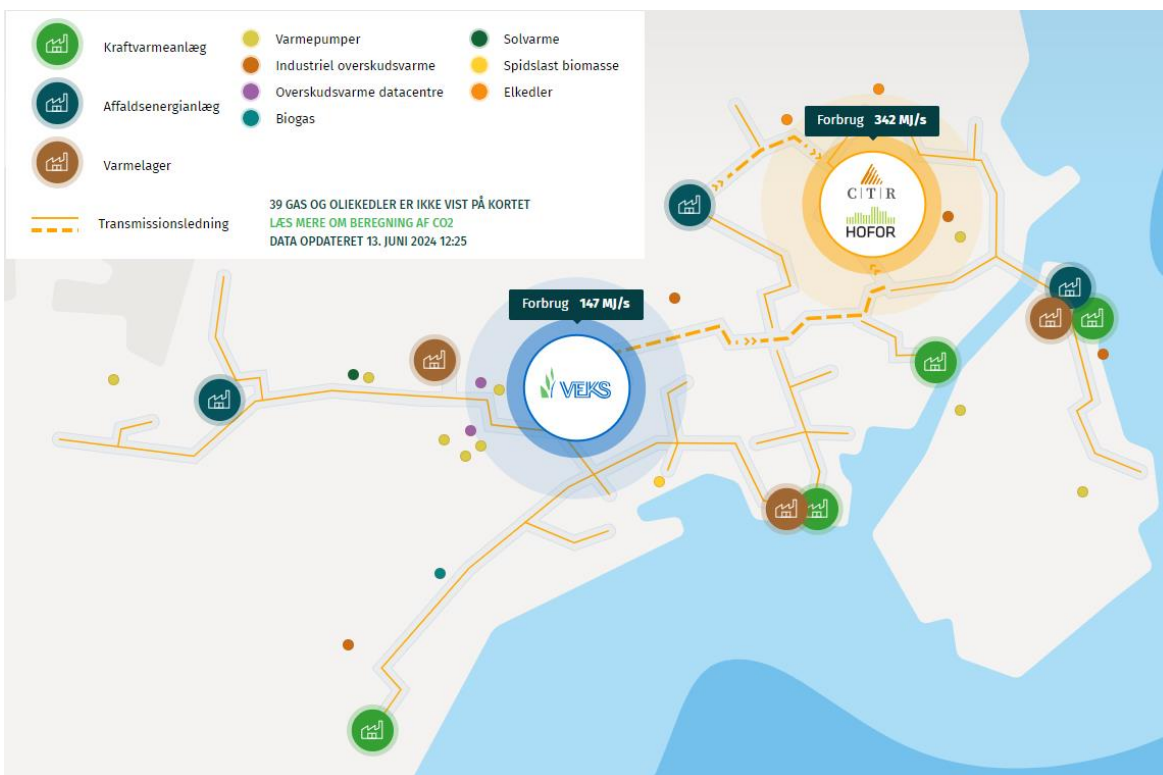
Fjernvarmenettet i hovedstadsområdet består af integrerede transmissions- og distributionsnet. Varmelast planlægger varmeproduktion til forsyning af fjernvarmetransmissionsnettene. Transmissionsnettet transporterer varmen fra produktionsanlæggene til fjernvarmedistributionsnettene i 17 kommuner i hovedstadsområdet.

Transmissionsnet

CTR og VEKS ejer hver et transmissionsnet. Transmissionsnettene hænger sammen ved Damhussøen, og udgør derfor et sammenhængende system, hvor varme produceret i det ene net kan leveres til et distributionsnet i det andet net. Varmen fra Avedøreværket kan således forsyne København med varme, og omvendt kan varmen fra Amagerværket forsyne Roskilde med varme.

Distributionsnet

De lokale fjernvarmeområder har hver især et distributionsnet, hvorfra de enkelte kunder bliver forsynet. Størstedelen af den varme, der er på distributionsnettene, kommer fra transmissionsnettet. En mindre del af varmen i distributionsnettet kan være produceret lokalt og sendt direkte ind på distributionsnettet.

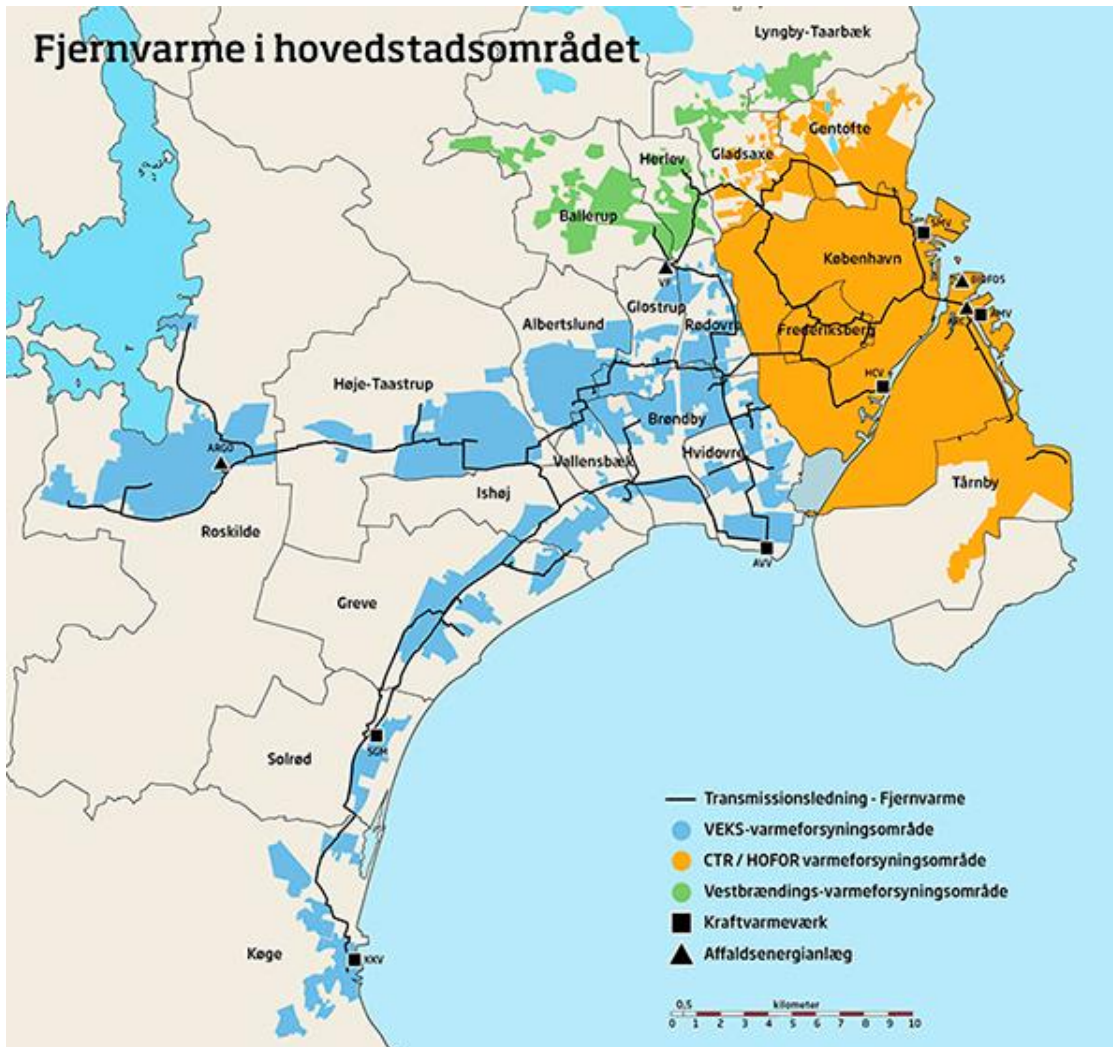


Figur 2. Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet. Kilde: Varmelast.dk.

Sammenhængende net

Forskellen på transmissionsnet og distributionsnet er, at tryk og temperatur er højere i transmissionsnettene, hvor varmen flyttes fra de store producenter til distributionsnettene via pumper, rør og vekslerstationer. I disse vekslerstationer overføres varmen, og det opvarmede fjernvarmevand pumpes videre ud i distributionsnettene, der fordeler fjernvarmen ud til hver enkelt kunde.

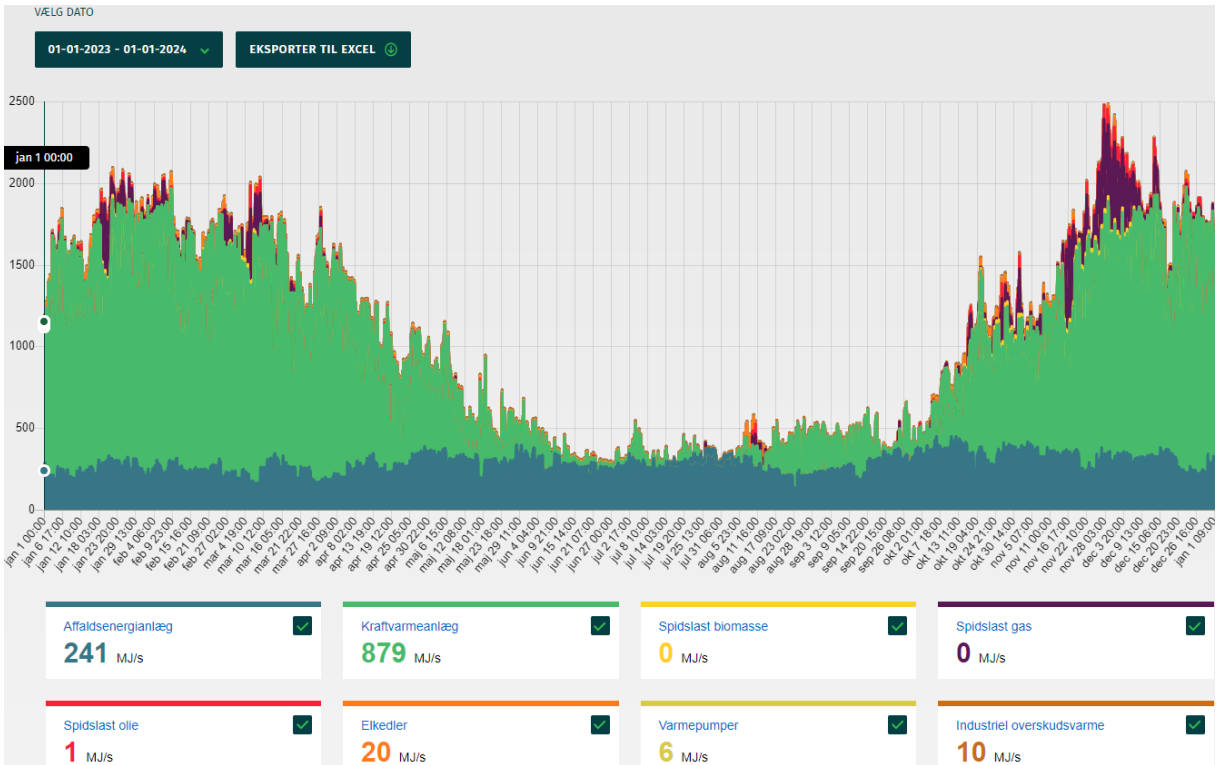
De sammenhængende transmissions- og distributionsnet i hovedstadsområdet dækker et stort fjernvarmeområde, som kan forsynes fra mange forskellige produktionsanlæg. Produktionen af fjernvarme bliver dermed økonomisk effektiv, fordi der altid kan produceres på anlæg med de laveste omkostninger på produktionstidspunktet.



Figur 3. Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet.

Lastfordelingsenheden Varmelast varetager planlægningen af varmeproduktionen, og sikrer dermed den økonomisk mest effektive fjernvarmeproduktion. Den daglige drift af fjernvarmenettet i hovedstadsområdet håndteres af CTR/HOFOR og VEKS' kontrolrum - fysisk placeret på henholdsvis Frederiksberg og i Albertslund. Det er kontrolrummene, der i sidste ende sørger for, at der bliver leveret fjernvarme til de lokale fjernvarmenet - også i tilfælde med forsyningsvigt på et anlæg.

Det analyserede damvarmelager etableres i Roskilde, men driften af lageret vil indgå i det samlede fjernvarmesystem i hovedstadsområdet, og det er derfor nødvendigt i analysen af inddrage det samlede system for at få et retvisende billede af lagerets indvirkning på driften af produktionsanlæggene.



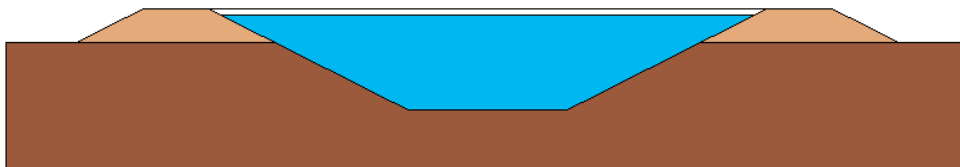
Figur 4. Varmelast – fjernvarmeproduktion 2023 i hovedstadsområdet.

3 Lagerets placering

3.1 Introduktion til damvarmelagerteknologien (PTES)

Et damvarmelager, også kaldet PTES (Pit Thermal Energy Storage), giver mulighed for fjernvarmeværker og forsyningsselskaber at lagre varme til senere brug (på tværs af timer, uger og endda sæsoner). Ved at udnytte overskydende varmekapacitet optimeres energiudnyttelsen og systemfleksibiliteten forbedres.

PTES er et stort vandreservoir, der bruges til lagring af termisk energi. Reservoiret er foret med en vandtæt plastforing for at forhindre vand i at lække ud i den omgivende jord. Toppen af lageret er dækket af et flydende isoleringsdæksel, der bruges til at holde varmen og forhindre regnvand i at komme ind i lageret.



Figur 5. Konceptuel tegning af PTES.

Overskudsvarme fra solvarme- og biomasseanlæg og industrielle processer samt fluktuerende produktion fra vindmøller og solceller kan bruges til opvarmning af PTES-vandet til ca. 80-90 °C. Når varmebehovet stiger, ledes det opvarmede vand fra toppen ud til forbrugerne, mens afkølet returvand fra fjernvarmenettet ledes ned i bunden af lageret. Varmen lagres således, når varmeproduktionsprisen er lav, og leveres til forbrugerne, når varmeproduktionsprisen er høj. Herved opnås en optimal udnyttelse af energien.

En væsentlig optimering af energiudnyttelsen kan opnås ved at kombinere et PTES-system med andre energiteknologier. PTES-anlæg kan fx optimeres i samspil med andre vedvarende varmekilder såsom solvarmeanlæg, biomassekedler, varmepumper og kraftvarmeanlæg.

3.2 Damvarmelagre i VEKS' system

I det samlede fjernvarmesystem i hovedstadsområdet er der i dag tre store varmelagre: To varmeakkumuleringstanke (ståltanke) på Amager- og Avedøreværket samt et 70.000 m³ damvarmelager i Høje Taastrup, der blev idriftsat i 2023.

I flere analyser er der blevet peget på, at der er et økonomisk potentiale for mere varmelagerkapacitet i hovedstadsområdet. Det blev bl.a. en af delkonklusionerne i projektet "Fremtidens Fjernvarme i Hovedstaden 2050" (FFH50), at der er et betydeligt potentiale for at udbygge varmelagerkapaciteten i hovedstadsområdet, og at dette vil give en økonomisk gevinst.

Allerede i de tidligere projekter Varmeplan Hovedstaden 3 og Energi på tværs 2 blev det påpeget, at mulighederne for at etablere yderligere varmlagerkapacitet i hovedstadsområdet skulle undersøges. Derfor igangsatte Energi på tværs 3 et forprojekt om mulighederne for et damvarmelager i Roskilde. Tilbage i 2012 og 2015 undersøgte Rambøll, på vegne af ARGO, økonomien ved etablering af et damvarmelager i Roskilde, herunder egnede steder at placere lageret. Samtidig vurderede Ea Energianalyse den samlede systemnytte ved etablering af et damvarmelager i Roskilde for VEKS. Det er dette varmelager, som analyseres nærmere i INTEGRATE2-projektet mht. varmeopladning og -afladning, systempåvirkning og økonomi.

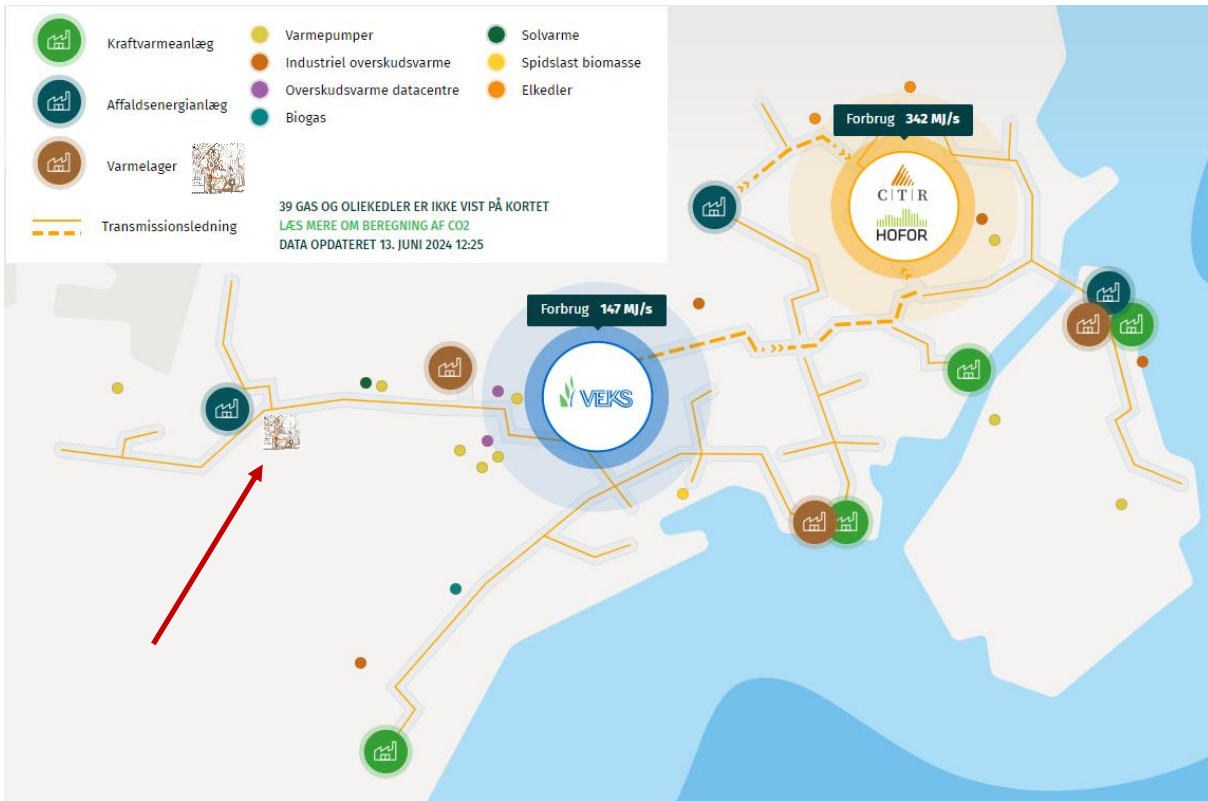
Damvarmelageret i Roskilde

Tidligere analyser af Ea Energianalyse for VEKS har undersøgt forskellige lagerstørrelser og peget på 200.000 m³ (7.900 MWh) og 100 MW op-/afladningseffekt som den bedste størrelse. Modelberegninger i INTEGRATE 2-projektet er derfor gennemført med denne størrelse alene.

I det valgte tilslutningsscenarie for denne analyse etableres der en forbindelse til transmissionsnettet, så distributionsnettene mod vest (Hovedcentralen, Hyrdehøj og Svogerslev) kan forsynes fra damvarmelageret. I perioder, hvor fremløbstemperaturen skal være højere end 85 °C, er det muligt at opblende med en fremløbstemperatur på 115 °C fra ARGO. I dette scenarie er det også muligt at aflade damvarmelageret mod København, dog vil afladningen blive begrænset af, at der også skal leveres varme mod Marbjerg, Himmelev og Risø på strækningen mellem ARGO og Marbjerg.

Varmelageret oplades fra varmetransmissionsnettet, og aflader ligeledes til transmissionsnettet. Damvarmelageret leverer varme ved lavere temperaturer end den typiske fremløbstemperatur i varmetransmissionsnettet, og det kan derfor begrænse muligheden for at afsætte varmen direkte til varmetransmissionsnettet. Derfor skal temperaturen på varmen fra lageret opblandes med varmere vand fra ARGO, før den vil kunne afsættes på transmissionsnettet, eller alternativt skal transmissionsledningen i Roskilde sektioneres, sådan at varme vil kunne afsættes ved lavere fremløbstemperatur. Transmissionsledningen drives således ved nedsat temperatur for de berørte centraler i Roskilde, undtagen når højere temperaturer er krævet ved behov for spidslast. Når lageret skal aflade mod København, er det nødvendigt at opblende med varmere vand fra ARGO.

Systemnytten skabes primært ved, at lageret anvendes til at flytte varme fra dyrere anlæg til billigere, typisk fra spidslast til kraftvarme, og ved at lageret anvendes til at optimere driften på enkelte anlæg i forhold til elprisen.



Figur 6. Placering af lager ved Roskilde - Vestre Hedevej.

4 Modeller og scenarier

En del af INTEGRATE2-projektets formål har været at udvikle og sammenligne modeller til analyse af store varmelagre. Endvidere har det været et formål i WP3 at gennemføre konkrete analyser af et stort damvarmelager i det sammenhængende fjernvarmesystem i hovedstadsområdet. Her har der været fokus på et 200.000 m³ damvarmelager i Roskilde. Damvarmelagerets drift og økonomi er i projektet dels blevet analyseret med Balmorel og dels med energyPRO. VEKS har i samarbejde med PlanEnergi udført analyser med energyPRO, og Ea Energianalyse har anvendt Balmorel. Det er tilstræbt at anvende samme beregningsforudsætninger for at kunne sammenligne resultater fra de to modeller. Der har været fokus på at anvende samme prisforudsætninger (elpriser, brændselspriser samt CO₂-kvotepriser) og tekniske data for nuværende varmeproduktionsanlæg. De analyserede udviklingsscenarier har dog visse forskelligheder.

4.1 Introduktion til Balmorel

Scenarierne er analyseret ved brug af energimarkedsmodellen Balmorel, der anvendes til at optimere fjernvarmeproduktionen. Med modellen foretages optimal lastfordeling, og modellen investerer i de teknologier, der leverer varme til lavest mulige omkostninger inden for givne rammer. Balmorels styrke her er samtænkning af el- og varme i hver eneste time, at den har et stort teknologikatalog til rådighed, samt at politiske mål og rammer kan defineres som præcise optimeringsvilkår.

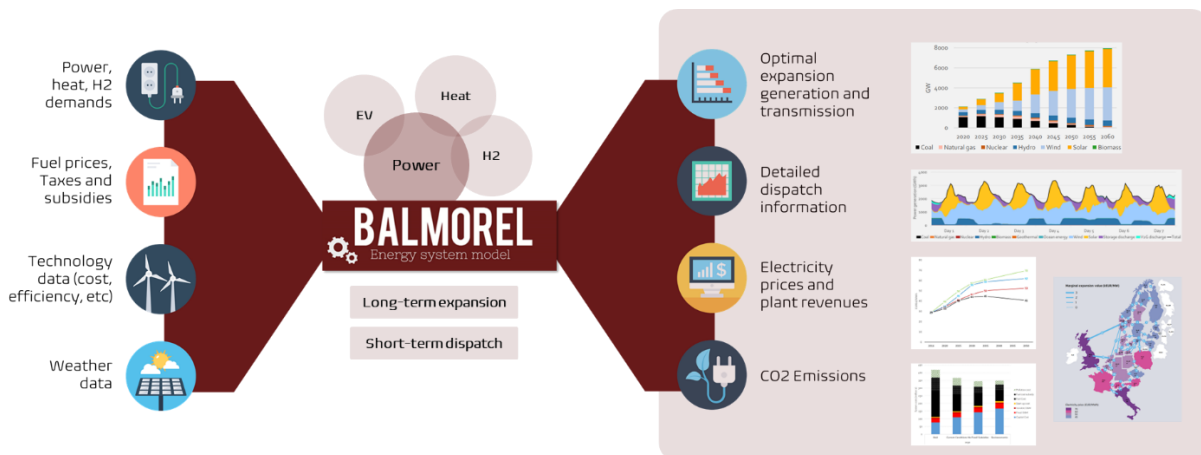
Balmorel blev oprindeligt udviklet i perioden 1999-2001. Balmorel-projektet blev delvist finansieret af Danmarks Energiforskningsprogram. Formålet med projektet var at udvikle en model til analyse af den langsigtede udvikling i kraftvarmesektoren med et internationalt perspektiv. Ambitionerne var:

- At modellere en vidtrækkende geografi og et langsigtet perspektiv med mulighed for at fremhæve udvalgte emner.
- Flexibilitet i modellering (ikke modellering "en gang for alle").
- En open source-model – vidensdeling, transparens og samarbejder.

Disse oprindelige ambitioner bevares stadig i nuværende applikationer og modelversioner. Derudover er udviklingen gået mod større detaljer og opløsning i modellering af tid, teknologi, politik og regulering.

Balmorel er en partiel ligevægtsmodel, der i det væsentlige finder den billigste økonomiske lastfordelings- og kapacitetsudvidelsesløsning til det repræsenterede energisystem. Balmorels resultater viser en effektiv markedsløsning under antagelse af perfekt konkurrence. Både samfundsmæssige og interressentperspektiver kan analyseres ud fra modellernes resultater. Løsningen vil også repræsentere perfekt planlægning i et ikke-markedssystem.

Ea Energianalyse har gennemført en række projekter, hvor fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet er blevet analyseret. Modellen er derfor over tid blevet udbygget med data og ny modellering for at kunne analysere udviklingen af dette fjernvarmesystem. I INTEGRATE2-projektet udvikles modellen videre til på mere avanceret vis at kunne analysere integration af damvarmelagre i systemet.



Figur 7. Illustration af Balmore-modellen.

4.2 Scenarier i Balmore

Med udgangspunkt i en fremskrivning af den samlede energisektor i Europa, vurderes to udviklingsveje for hovedstadsområdet fjernvarmeforsyning frem mod 2040. Der er opstillet et grundscenarie for efterspørgslen efter fjernvarme. For fjernvarmeproduktionen er der fastlagt to hovedscenarier.

I analysen er der lagt vægt på at anvende offentligt tilgængelige data for fjernvarmesystemet og for eksisterende produktionsanlæg. Her er der i vidt omfang brugt data fra projektet Fremtidens Fjernvarme i Hovedstadsområdet 2050 (FFH50 (1)). For fremtidens teknologier anvendes især data fra Energistyrelsens Teknologikataloger (2), og vedrørende fremskrivninger af markedspriser og elsystemet anvendes data fra IEA World Energy Outlook (3) og ENTSO-E's Ten Year Net Development Plan 2022 (4).

Der arbejdes i analyserne med følgende scenarier:

1. **Grundscenarie (BAU):** De store biomassefyrede kraftvarmeanlæg er i drift, indtil de når deres vurderede tekniske levetid. Altså indtil der vurderes behov for væsentlige reinvesteringer for at holde dem i drift. På affaldsanlæggene lukkes de ældste ovnlinjer på Vestforbrænding og på ARGO i årene mellem 2030 og 2035. Der etableres CCS på AVV2's halmkedel i overensstemmelse med resultatet af det første store statslige CCS-udbud. Der kan fra 2030 investeres i varmepumper, geotermi, elkedler og varmeakkumulatører (til korttidsvarmelagring). En 50 MW elkedel antages installeret i Roskilde som erstatning for en tilsvarende fossil spidslastkapacitet. Med udgangspunkt i analyser fra bl.a. FFH50 er der indlagt geografiske potentialer for forskellige typer varmepumper, der kan levere varme på distributions- og transmissionsniveau. Det skal understreges, at der i regi af dette projekt ikke har været kontakt til fjernvarmeproducenterne omkring vurderingen af de tekniske levetider og et evt. behov for reinvesteringer inden for den vurderede tekniske levetid.
2. **Varmepumpescenarie (VP):** Samme forudsætninger som i Grundscenariet, men med fremskyndet lukning af biomasseværker. Tidslinjen for lukning af eksisterende anlæg i scenarierne ses i Tabel 1. Al fossil spidslast konverteres desuden til biogas.

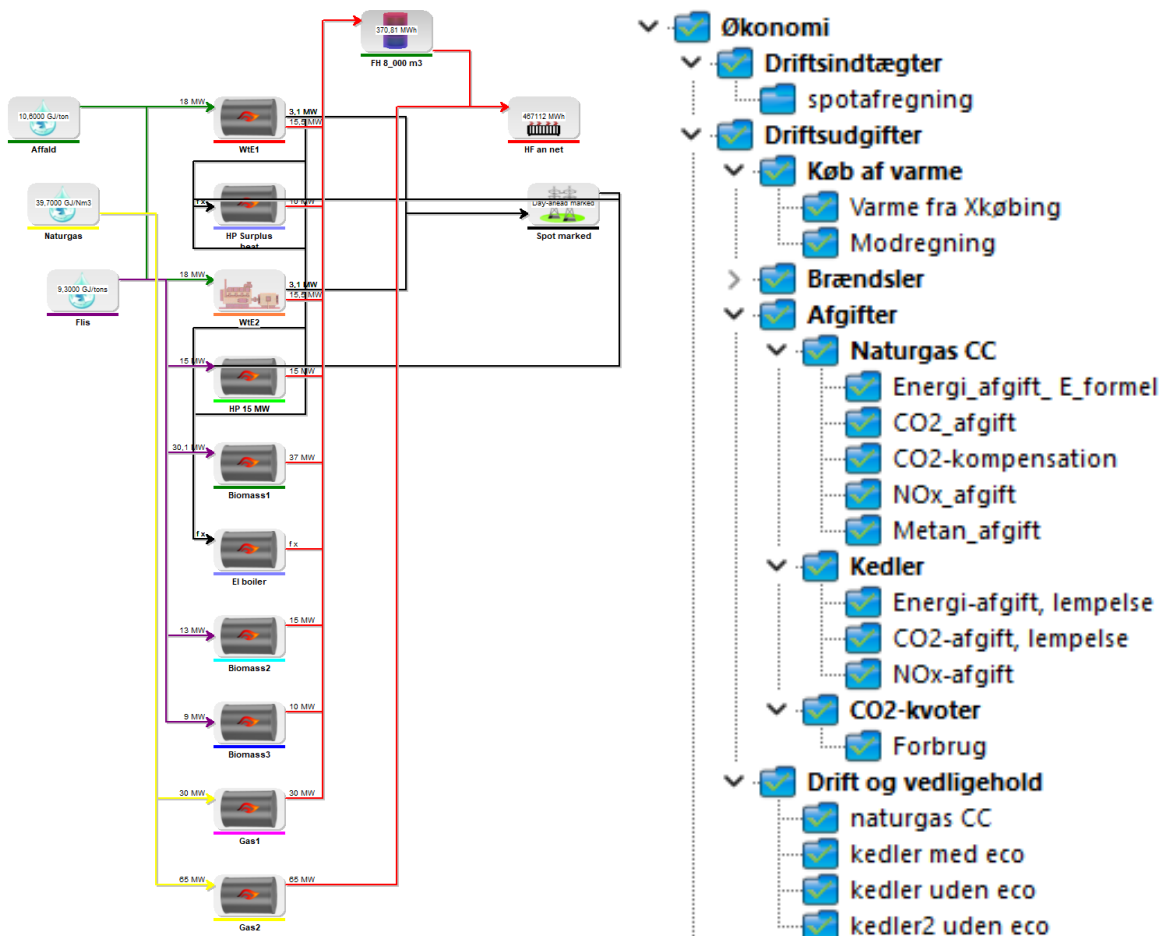
Tabel 1. Sidste driftsår for eksisterende værker i scenarierne.

Værk	Grundscenarie	VP
AMV1	2040	2029
AMV4	Efter 2050	2049
AVV1	2033	2029
AVV2 halmkedel	Efter 2050	Efter 2050
AVV2 hovedkedel	2040	2033
KKV8	2040	2040
ARC	Efter 2050	Efter 2050
ARGO5	2030	2030
ARGO6	Efter 2050	Efter 2050
VF5	2030	2030
VF6	Efter 2050	Efter 2050

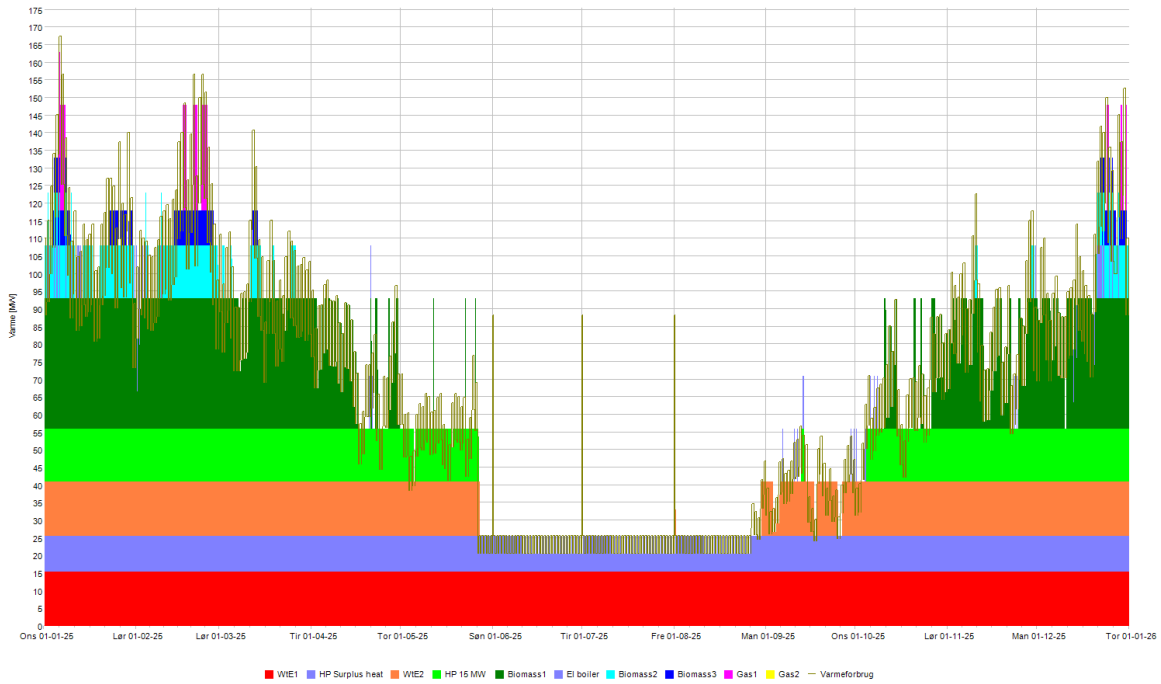
Nyinvesteringer i varmeproduktionsanlæg baseres på modellens optimeringer under de rammer for markedet der gælder i det enkelte scenarie. I begge scenarier gennemregnes lastfordelinger henholdsvis med og uden et damvarmelager i Roskilde på 7.900 MWh/100MW.

4.3 Introduktion til energyPRO

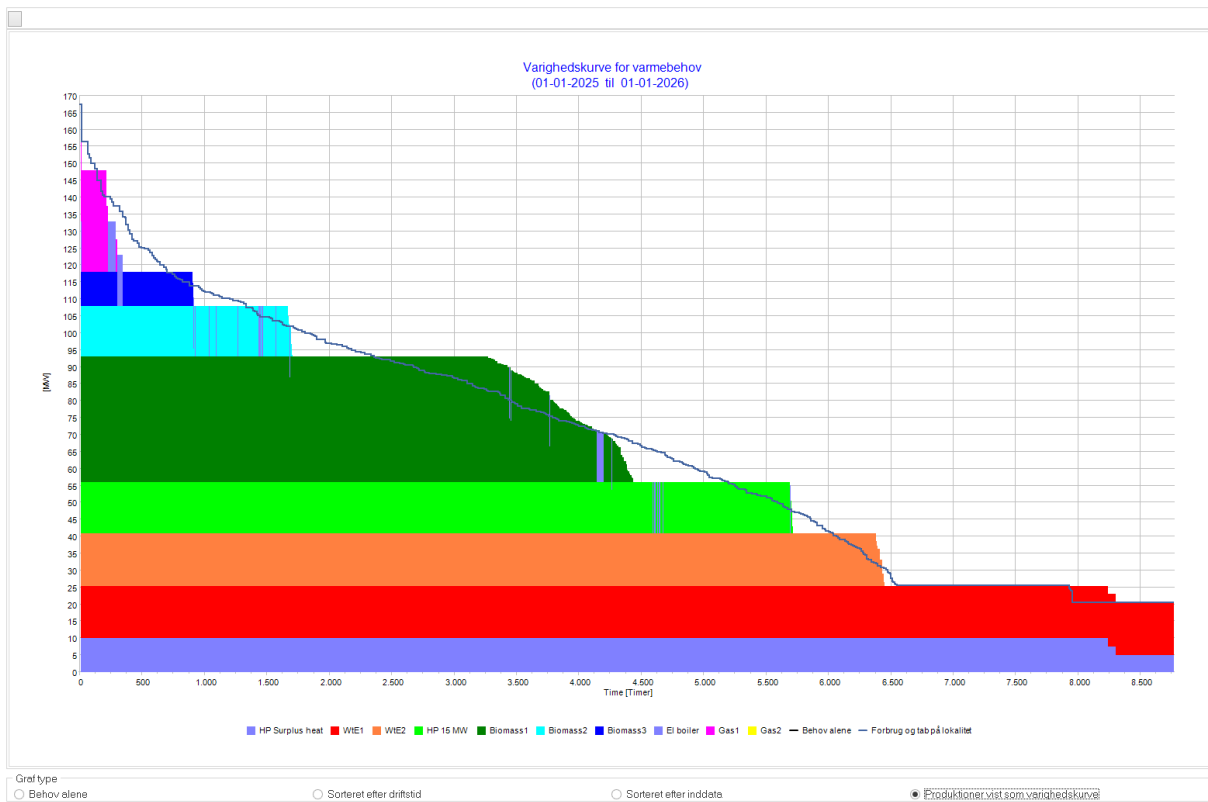
energyPRO (5) er et teknøkonomisk modelleringsværktøj udviklet af EMD International. Det bruger intern optimering ved beregning af årsvariation af el- og varmeproduktioner, hvor forskellige enheders adfærd i et energisystem kan modelleres og optimeres i henhold til forskellige parametre såsom brændselspriser, elmarkeder, krav osv. Optimeringen sigter mod at finde den mest økonomiske gennemførlige driftsstrategi for enhederne i systemet. energyPRO har flere foruddefinerede produktionsenheder, hvor driftsparametre kan tildeles, såsom kapacitet, effektivitet, brændstoffer, ind- og udgange, afhængigheder af andre parametre, f.eks. lufttemperatur. Derudover kan der også vælges brugerdefinerede enheder, som gør det muligt for brugeren at modellere andre enheder end standardenhederne, f.eks. en kedel med flere brændsler som input og f.eks. varme som output. Udover produktionsenheder kan lagerenheder også implementeres, hvor tekniske egenskaber kan defineres af brugeren. Desuden kan eksterne forhold som vejrforhold og priser implementeres som tidsserier og vil påvirke driften af produktionsenhederne. Hvis lagerenheder indgår i modellen, vil modellen flytte forbruget af elektricitet for den specifikke enhed til tidspunkter, hvor det er mere rentabelt at betjene. Det betyder også, at modelleringsværktøjet har perfekt fremsyn, og dermed giver den optimale drift under de givne forhold og begrænsninger.



Figur 8. Skematisk energyPRO model – med tilhørende økonomiberegninger.



Figur 9. Årsvariation af varmeproduktion i energyPRO



Figur 10. Varighedskurve af varmeproduktion i energyPRO

5 Analyseforudsætninger

Der er i projektet gennemført en kortlægning af alle væsentlige forudsætninger for udvikling af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet og etablering af damvarmelageret i Roskilde. Analyseforudsætninger og -metode varierer noget mellem Balmorel og energyPRO, når det vedrører fjernvarmesystemets udvikling, men for at gøre sammenligneligheden bedre er der anvendt samme forudsætninger for brændselspriser, elpriser og CO₂-priser i de to analysemodeller. INTEGRATE-projektet har forløbet over årene 2021-2024, og forudsætningerne er fastsat tidligt og under meget uforudsigelige markedsvilkår, som konsekvens af krigen i Ukraine og den følgende energiforsyningskrise. Forudsætningerne skal derfor ses i lyset af dette.

5.1 Fælles forudsætninger for Balmorel og energyPRO

5.1.1 Brændselspriser og CO₂-priser

Brændselspriserne for fossile brændsler og CO₂-priserne er baseret på IEA's World Energy Outlook 2022. Vedrørende biomasse anvendes egen prisfremskrivning baseret på tidligere analyser for Energi styrelsen.

Tabel 2. Fremskrivning af brændselspriser og CO₂-kvotepris.

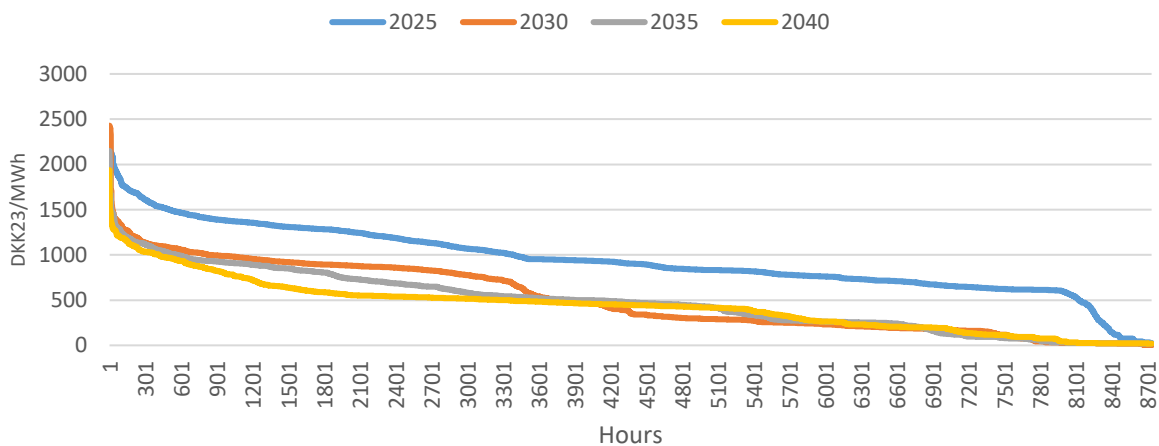
		2025	2030	2035	2040
CO ₂ -kvotepris	DKK23/ton CO ₂	655	1069	1228	1386
Brændselspriser	DKK23/GJ				
- Træflis		88	60	60	61
- Træpiller		104	70	70	71
- Halm		75	51	52	52
- Biomasseaffald		79	54	54	55
- Lokal affald		-39	-39	-39	-39
- Importaffald		-41	-41	-41	-41
- Letolie		122	115	114	112
- Biogas		185	185	185	185
- Naturgas		171	78	74	71

5.1.2 Elprisen

Elprisernes udvikling har stor betydning for det samlede el- og fjernvarmesystem og er baseret på modelberegninger med Balmorel-modellen for det europæiske elmarked samlet set. Efterfølgende er hovedstadens fjernvarmesystem modelleret med større detaljeringsgrad som en isoleret region med fastlåste elpriser fra Østdanmark. Således er hovedstadens fjernvarmesystem pristagere, og den konkrete drift påvirker derfor ikke elprisformationen.

I modelleringen af det europæiske elmarked mod 2050 anvendes forudsætninger fra EU-kommissionen, fra de systemansvarlige selskabers samarbejdsorganisation ENTSO-E og fra det internationale energiagentur IEA.

I Figur 11 ses de elpriser, der indgår i scenarieanalyserne, og som er beregnet under forudsætning om fortsat grøn omstilling i Europa samt under forudsætning af fortsat integrerede elmarkeder. Der indgår en betydelig udbygning af vind og sol, samt øget anvendelse af prisfleksibilitet på forbrugssiden. Elkedler, varmepumper, elbiler, produktionsindustri og især fremtidens elektrolyseanlæg spiller her en afgørende rolle, og især efter 2035.



Figur 11. Elpriserfremskrivning (fra december 2022) for Østdanmark simuleret med den europæiske Balmorel-model.

I 2035 forventes elmarkedets afhængighed af fossile brændsler at være markant lavere end i dag, hvorved risikoen for ekstrempriser som følge af knaphed på brændsler bliver lavere. Derimod kan elmarkedet i højere grad end i dag opleve prisudsving som følge af ekstreme klimaår. Sådanne prisudsving ventes dog ikke at være langvarige.

Figuren viser, at der må forventes betydelige elprisforskelle i et normalt klimaår i fremtiden. Mange timer med nulpriser, og mange timer med priser omkring 1.000 kr./MWh, hvilket sender signaler til, hvordan en optimal varmeforsyning bør dimensioneres og lastfordeles.

De gennemsnitlige østdanske elpriser er beregnet til henholdsvis 509 kr./MWh i 2030 og 435 kr./MWh i 2040. Noget højere end de historiske elpriser frem til 2020, men markant lavere end ekstremårene 2021 og 2022.

Tabel 3. Fremskrivning af elpriser.

		2025	2030	2035	2040
Gennemsnitlig elpris	Kr./MWh	943	509	483	435

5.2 Forudsætninger i Balmorel

Analysen bygger på en række antagelser om udvikling i de politiske, tekniske og økonomiske rammer. For Europa som helhed lægges FIT for 55 til grund for hastigheden i den grønne omstilling. I Danmark antages det nuværende afgiftssystem for fossile brændsler og affald at blive ændret ifølge Grøn Skattereform. Elnettariffer regnes som i FFH50. Det betyder, at transmissionstariffen opdeles på en energi- og en kapacitetstarif, og at der regnes med tidsvarierende distributionstariffer.

5.2.1 Varmeforbrug

Varmeforbrugets udvikling er baseret på analyseprojektet FFH50. Her er der anvendt data fra projektets scenarie med højt varmekonsum. Varmeforbruget er i FFH50 estimeret på baggrund af et normalt klimaår med ca. 2800 graddage, og det er efterfølgende blevet klimakorrigeret frem mod 2050.

Tabel 4. Fremskrivning af varmekonsum.

		2025	2030	2035	2040
Varmeforbrug - brutto	PJ	41,2	43,1	42,6	42,0

5.2.2 Temperaturer i fjernvarmenettet og lavtemperaturdrift

Varmeselskaberne arbejder på sænkning af temperaturerne i nettet, og de forventer over tid at kunne indføre lavtemperaturdrift i systemet. I denne rapport er der i København indregnet temperatursænkning fra og med 2035. Lavere temperaturer sænker varmetabet og gør indpasning af varmepumper lettere og mere effektivt. En varmepumpe med vinter-COP-faktor på 3 (energieffektivitet på 300%), kan altså i 2035 producere varme til ca. 45 kr./GJ plus tariffer og faste omkostninger.

Tabel 5. Forudsætninger om temperaturer i transmissionsnettet i København.

		2025	2030	2035	2040
Fremløbstemperatur i vintermåneder	°C	115/90	90/70	90/70	90/70

5.2.3 Fremtidige varmeproduktionsmuligheder

Der er i alle beregningsår efter 2025 givet mulighed for at investere i nye varmeproduktionsteknologier inden for følgende kategorier:

- Luftvarmepumper
- Havvandvarmepumper
- Spildevandvarmepumper
- Drikkevandvarmepumper
- Grundvandvarmepumper
- Geotermi
- Elkedler
- Varmeakkumulatorer (korttidsvarmelagre)

Det er altså ikke undersøgt hvordan teknologier som solvarme, nye biomasseanlæg eller nye fossile fyrede anlæg kan indpasses i varmesystemet. Varmepumper kan investeres på både transmissionsniveau og distributionsniveau. Med udgangspunkt i analyser fra bl.a. FFH50 er der indlagt geografiske potentialer, som begrænser, hvor meget kapacitet der kan installeres i forskellige områder. En oversigt over omkostninger og effektivitet for udvalgte teknologier kan ses i tabellen nedenfor.

Tabel 6. Investeringsomkostninger for en række varmeteknologier.

		2030	2040
Investeringsomkostninger	Mio. kr./MW varme-ud		
- Overskudsvarme		5,76	5,76
- Grundvand		8,35	8,03
- Spildevand		9,18	8,85
- Drikkevand		9,06	8,74
- Havvand		10,96	10,63
- Luft		8,09	8,09
COP-faktor (effektivitet)	%		
- Overskudsvarme		362	484
- Grundvand		299	353
- Spildevand		336	405
- Drikkevand		286	340
- Havvand		317	376
- Luft		326	402

5.2.4 Affald

Med vedtagelsen af L115 om ny organisering af affaldsforbrændingssektoren skal sektoren selskabsgøres og konkurrenceudsættes. Denne lov betyder, sammen med grøn skattereform og fokus på cirkulær økonomi, at de regionale priser i affaldsmarkedet samt affaldets indhold af fossil CO₂, fremadrettet bliver helt afgørende for forbrændingsanlæggenes økonomi. Affaldstariffer forventes ikke fremover at kunne fastlægges ved en omkostningsbestemt metode. Grøn skattereform træder i kraft fra 2025, men er endnu ikke konkretiseret i lovtæst. Der er derfor stadig usikkerheder om detaljer i afgiftsberegningerne.

Der er betydelig usikkerhed om fremskrivninger af danske affaldsmængder, affaldets sammensætning og også om prisdannelsen i affaldsmarkedet. Det gælder såvel dansk affald som internationalt affald. Til denne analyse er der anvendt egne fremskrivninger baseret på dels forarbejdet til KL's kapacitetstilpasningsplan fra 2020, dels på Energiministeriets notat "Effektivrurdering af lovforslag om ny organisering af affaldsforbrændingssektoren" fra maj 2023. Vedrørende afgiftsbetalinger fra affaldsforbrænding anvendes den politiske aftale om grøn skattereform fra juni 2022 og den første afrapportering fra Ekspertgruppen for Grøn Skattereform fra 2022. Aftalen implementeres ved at indlægge en CO₂-afgift, der indføres gradvist fra 2025 frem mod 2030 og samtidig reducerer den samlede energiafgift (affaldsvarmeafgift + tillægsafgift). Det er på den baggrund antaget, at CO₂-afgiften i 2030 udgør 750 kr./ton, mens den samlede energiafgift (affaldsvarmeafgift + tillægsafgift) reduceres fra 64 kr./GJ_{brændsel} til 32 kr./GJ_{brændsel} (antaget afgiftsmæssig varmeeffektivitetsgrad for

kraftvarme på 1,2). Når der etableres CCS på affaldsanlæg, er det antaget, at varmen herfra afgiftsmæssigt håndteres som overskudsvarme.

Det forventes, at de danske affaldsmængder til forbrænding falder frem mod 2030, bl.a. som følge af øget udsortering til genanvendelse. Det antages endvidere, at alt affald genereret i Østdanmark er tilgængeligt for hovedstadsområdet forbrændingsanlæg til den østdanske markedspris. Det svarer til ca. 1 mio. ton i 2035 og forudsætter implicit, at andre forbrændingsanlæg i Østdanmark udfases eller benytter importeret affald¹. Affaldsanlæggene kan alle også anvende lavkvalitetsbiomasse til en pris på flisprisen minus 10%.

Vedrørende affaldets sammensætning er det en grundantagelse, at plastic i høj grad udsorteres fra dansk affald, men i mindre grad fra importaffald. Der regnes i 2035 med et fossilt CO₂-indhold på henholdsvis knap 20 kg CO₂/GJ for dansk affald og knap 50 kg CO₂/GJ for importaffald. Det forudsættes i analysen, at der dannes to priser² i det sjællandske affaldsmarked: Én pris for affald, der genereres og afbrændes på Sjælland (400 kr./ton), og en anden lidt højere pris for importaffald (480 kr./ton), målt per leveret ton.

Modellen har mulighed for at bruge en andel af det østdanske affald svarende til maksimalt 11,4 PJ i 2025 og 10,6 PJ i 2040.

Tabel 7. Affaldsforudsætninger.

Affald		2025	2030	2035	2040
Fossilt CO₂-indhold	kg CO₂/GJ				
- Østdansk affald		28,3	18,9	18,9	18,9
- Importeret affald		48,7	48,7	48,7	48,7
Brændværdi	GJ/ton				
- Østdansk affald		10,6	10,6	10,6	10,6
- Importeret affald		11,9	11,9	11,9	11,9
Modtagegebyr	Kr./ton				
- Dansk affald		400	400	400	400
- Importeret affald		480	480	480	480

5.2.5 Negative emissioner

Det lægges til grund, at biomasse og affald udleder i alt 100 kg CO₂/GJ ved forbrænding. For affald er en del heraf fossil CO₂.

Med de nuværende rammer har samfundet ikke sat en forudsigelig pris på negative emissioner. Betaling for negative emissioner kan ske gennem en kombination af danske CCS-udbud, teknologiudviklingsstøtte fra Danmark og EU samt salg af klimakreditter til den private sektor eller

¹ Hvis der ikke lukkes forbrændingsanlæg i Østdanmark, kan prisen i affaldsmarkedet blive væsentligt lavere end 400 kr./ton.

² Negative priser, positive modtagegebyrer.

andre. Den 20. september 2023 indgik et bredt flertal i Folketinget en aftale om en national CCS-strategi. Der er afsat 27 mia. kr. til to udbudsrunder, der forventes at levere mindst 2,3 mio. ton negative emissioner over en årrække på 15 år fra 2029. Det giver en forventet betaling på maksimalt 782 kr./ton lagret CO₂.

I denne analyse er det valgt som analyseforudsætning, at der for CCS-anlæg i hovedstadsområdet opnås en samlet betaling på 800 kr./ton lagret CO₂ i hele projektets levetid på 25 år. Det skal understreges, at dette er en analyseforudsætning, der kan anvendes som udgangspunkt for videre analyser. Det er ikke udtryk for en egentlig fremskrivning af forventede indtægtsmuligheder. Der er i modelanalysen ikke taget stilling til, om øvrige rammer for de biomasse- eller affaldsfyrede anlæg giver barrierer for investeringer i CCS.

Omkostninger til investering og drift af CCS-anlæg er baseret på forudsætninger fra FFH50. Omkostninger til transport og lagring af CO₂ antages at være 500 kr./ton i hele projektets levetid.

5.2.6 Modellering af varmenettet i Roskilde

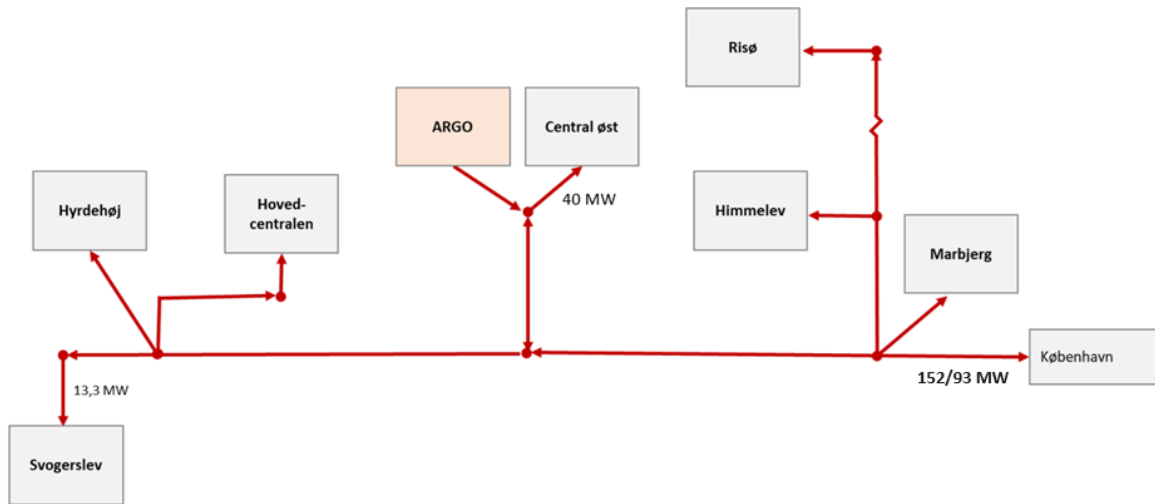
Som et væsentligt grundlag for analyserne er der opstillet forudsætninger for distributionssystemet i Roskilde på basis af analyser udført af Rambøll samt input fra bl.a. ARGO, Fors og VEKS. Der er således opstillet en model for det lokale varmesystem i Roskilde, som lageret vil skulle indpasses i, samt for opkoblingen til transmissionssystemet mod VEKS. Til dette projekt er der anvendt en udvidet modellering af fjernvarmenettet i Roskilde med større detaljeringsgrad. I Roskilde kobles lageret dels direkte på en del af distributionssystemet og dels på transmissionssystemet, der fordeler varmen til distributionssystemerne i Roskilde. Modellen tager hensyn til, at temperaturen i transmissionsnettet i de koldeste måneder er højere end den temperatur, som lageret kan levere, og at det derfor kan være nødvendigt med en opblanding med varme fra ARGO, der forsyner ved en højere temperatur.

Roskilde består i dag af 7 varmeforbrugsområder: Hovedcentralen, Central øst, Marbjerg, Svogerslev, Hyrdehøj, Risø og Himmelev. Områderne er alle forbundet til et fælles transmissionsnet, men ikke med hinanden.

I Roskilde ligger ARGO forbrændingsanlæg som forsyner Roskildeområdet med fjernvarme, og samtidig har mulighed for at levere varme ind mod København vha. det eksisterende transmissionsnet.

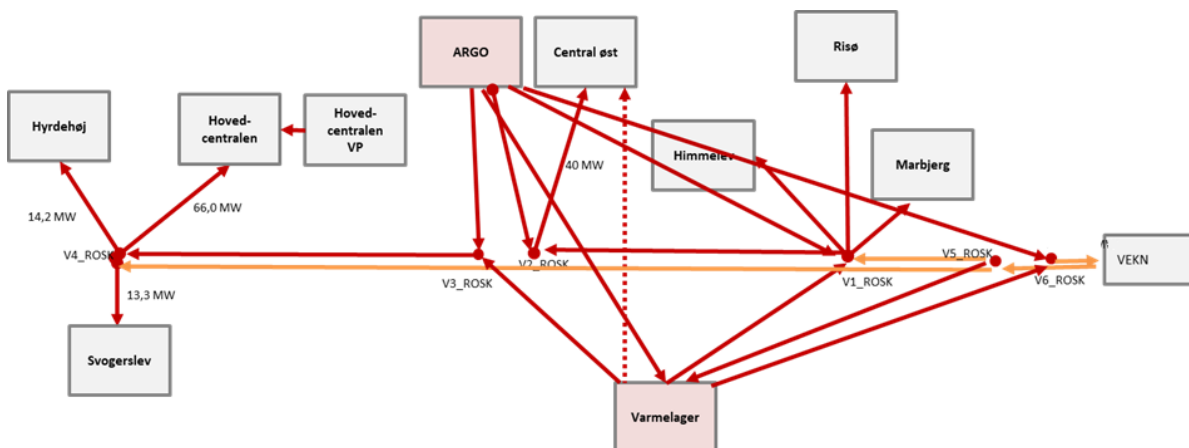
Den mindste rørdimension i transmissionsforbindelsen til København er Ø500. På basis af input fra VEKS er det estimeret, at ved en gennemsnitlig temperaturdifference på 50°C er det muligt at overføre 152 MW i vintermånederne og 93 MW i den øvrige del af året.

Som nævnt består Roskildes fjernvarmenet af 7 individuelle forbrugsområder. Figur 12 er et simplificeret blokdiagram af områderne og deres forbindelser. Pilene indikerer, hvilken retning varme kan overføres. Områdernes varmevekslere er ikke begrænsende, forstået på den måde, at de har en tilstrækkelig kapacitet til at forsyne området spidsvarmebehov, med undtagelse af Svogerslevs varmeveksler, som har en kapacitet på 13,3 MW, mens spidsvarmebehovet forventes at være 13,8 MW.



Figur 12: Simplificeret systemtegning for fjernvarmesystemet i Roskilde. Linjerne repræsenterer transmissionsnettet og forbindelserne hertil.

Rambøll har i en analyse set på 5 scenarier for tilslutning af damvarmelageret til fjernvarmenettet og har vurderet de mulige varmeafsetningsmuligheder og investeringsomkostninger i hvert scenarie. Analysens scenarie 5 blev vurderet som det bedste, og det er derfor dette, som er anvendt i modelanalyserne i Balmorel. I scenarie 5 tilsluttes lageret transmissionsnettet i Roskilde, transmissionsnettet mod det øvrige VEKS samt med en direkte tilslutning til distributionsnettet Central Øst. Modelleringen af fjernvarmesystemet i Roskilde i Balmorel med etablering af lageret er vist i Figur 13.



Figur 13: Balmorels repræsentation af varmesystemet i Roskilde med etablering af damvarmelageret.

Der er i projektet regnet med, at damvarmelageret kan levere varme ved 85 °C. I dele af året er temperaturkravet i transmissionsnettet imidlertid højere, og det kan derfor være nødvendigt at opblende vand fra damvarmelageret med vand fra ARGO for at opnå den nødvendige fremløbstemperatur. Rambøll har foretaget hydrauliske beregninger af nettet i Roskilde, der viser, at temperaturkravet i transmissionsnettet er 100 °C i de 400 koldeste timer, 90 °C i de næste 2.200 timer (1.300 timer mod Hovedcentralen, Hyrdehøj og Svogerslev), og 85 °C resten af året.

Derfor gælder der følgende krav til varmeleverance fra damvarmelageret og ARGO til transmissionsnettet i Roskilde:

- 400 koldeste timer:
 - Temperatur på transmissionsnet: 100 °C
 - Min. 65% ARGO / Maks. 35% damvarmelager
- 400 til 1700/2600 timer:
 - Temperatur på transmissionsnet: 90 °C
 - Min. 27% ARGO / Maks. 73% damvarmelager

Mod VEKS er der regnet med, at temperaturkravet er 105 °C. Derfor gælder der følgende krav til produktionen fra damvarmelageret og ARGO ved forsyning af transmissionsnettet mod det øvrige system i VEKS:

- Temperatur på transmissionsnet: 105 °C
- Min. 79% ARGO / Maks. 21% damvarmelager

5.3 Forudsætninger i energyPRO

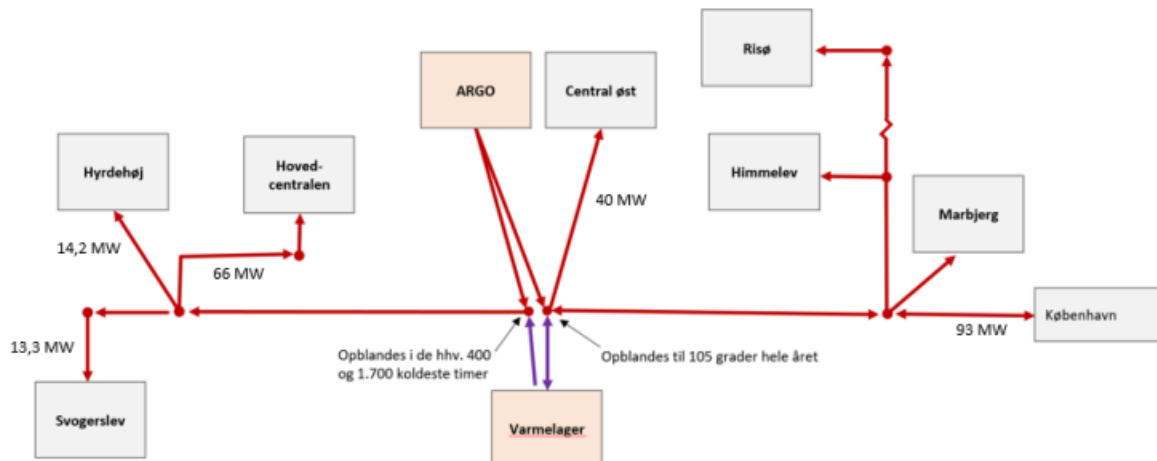
5.3.1 El- og brændselspriser, og tariffer

De anvendte el- og brændselspriser er på timeniveau og er som tidligere beskrevet. Elpriserne er for perioden fra 2025 – 2050 og inkluderer timeprofiler hvert 5. år. Øvrige grundforudsætninger for tariffer og afgifter kommer fra FFH50.

5.3.2 Afladningsmuligheder for Roskilde damvarmelager i modellen

For damvarmelageret er der krav til, at der skal opblandes med varmere vand fra ARGO. Når der aflades mod vest, skal der opblandes til 90 og 100°C i de hhv. 400 og 1700 koldeste timer.

Når der aflades mod øst til VEKS' net, skal der altid opblandes til en temperatur på 105 °C, hvilket betyder at 21 % af varmen kan komme fra damvarmelageret og resten skal komme fra ARGO. Når der aflades mod vest til Roskildenettet, er opblandingsforholdet sat til at 41% af varmen kan komme fra varmelageret. På nedenstående figur ses tilslutningsscenarioet for varmelageret.

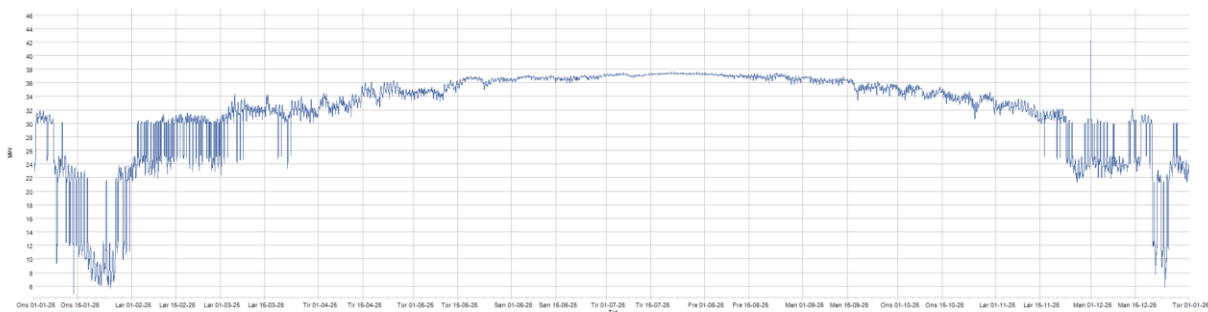


5.3.3 Modellering af varmelager i Roskilde

I energyPRO er det ikke muligt direkte at angive varmelagres op- og afladningseffekt, men op og afladningseffekten på 100 MW er blevet inkluderet ved at tilføje et ekstra site for opladning, hvor til der er indsat en varmetransmissionsforbindelse, der er begrænset til 100 MW.

Afladningen er lidt mere kompleks, da den er afhængig af opblanding med varmere vand fra ARGO i de koldeste timer, som beskrevet i foregående afsnit.

Mod Roskilde er afladningen begrænset af at der i de koldeste timer skal opblandes for at opnå hhv. 90 og 100 grader i de 400 og 1700 koldeste timer, hvilket er indsat som en begrænsning på transmissionsledningen fra Roskilde damvarmelager site til Roskilde distributionsområde. Mod Marbjerg og København er afladningen begrænset af hvor meget varme der er til rådighed fra ARGO og hvor meget der kan komme gennem transmissionsledningen, når der skal opblandes til 105 C om vinteren. Der er derfor indsat en tidsfunktion der tager højde for at der er mindre varme til rådighed at sende mod København om vinteren, da aftaget i Roskilde er stort, og der derfor er mindre at opblende med varmen fra damvarmelageret. Denne funktion er genereret ud fra historiske data for varmeforbrug i Roskilde og produktionskapaciteten på ARGO og ses på figuren herunder.



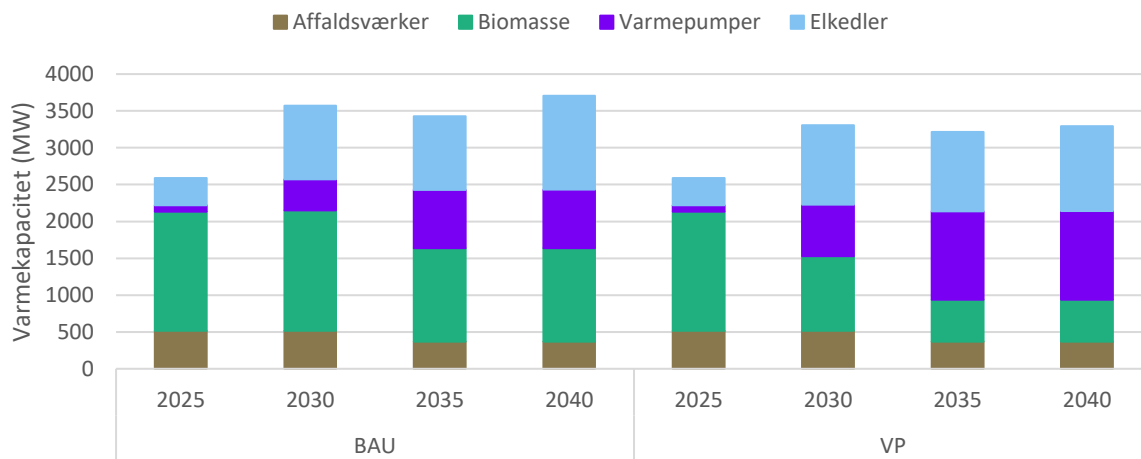
Figur 14. Varmeforbrug i Roskilde og produktionskapaciteten på ARGO.

6 Resultater fra Balmorel

I dette afsnit præsenteres resultater fra energimodellen Balmorel beregnet af Ea Energianalyse. Først præsenteres de undersøgte scenarier med investeringer og lastfordeling med udgangspunkt i en situation, hvor damvarmelageret i Roskilde ikke er bygget. Dernæst vises resultater for de forskydninger i lastfordelingen som damvarmelageret vil forårsage. Nytteværdien af lageret beregnes som driftsgevinster mellem de to lastfordelinger, og den undersøges i en række følsomheder.

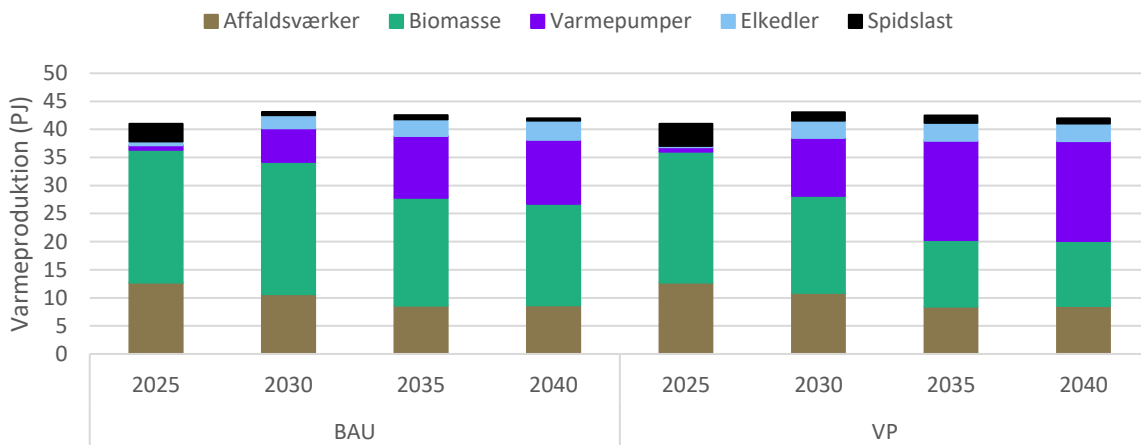
6.1 Varmekapacitet og varmeproduktion i de to scenarier

I både BAU- og VP-scenariet udgør affald og biomasse langt hovedparten af varmekapaciteten i 2025. Der investeres dog massivt i elbaseret varme i form af store varmepumper og elkedler frem mod 2040. I BAU-scenariet er varmepumpekapaaciteten på 800 MW i 2040, hvoraf størstedelen er baseret på luft, spildevand og blandede overskudsvarmekilder. En mindre andel (75 MW) er baseret på geotermiske varmekilder.



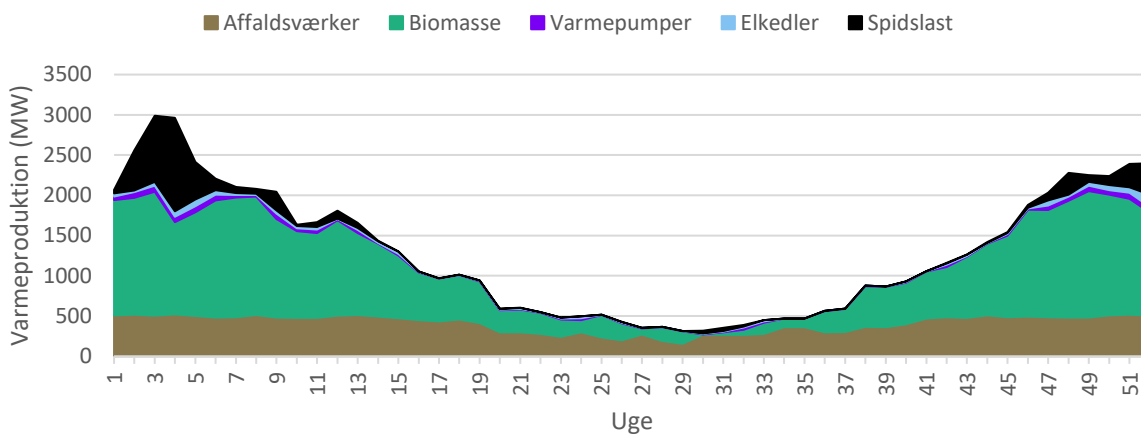
Figur 15. Varmekapacitet eksklusive spidslast.

I VP-scenariet er der i 2040 omtrent halvt så meget biomassekapacitet som i BAU-scenariet, pga. tidligere lukning af eksisterende værker. For at dække varmebehovet er der således brug for 400 MW yderligere varmepumper, primært baseret på luft og havvand.

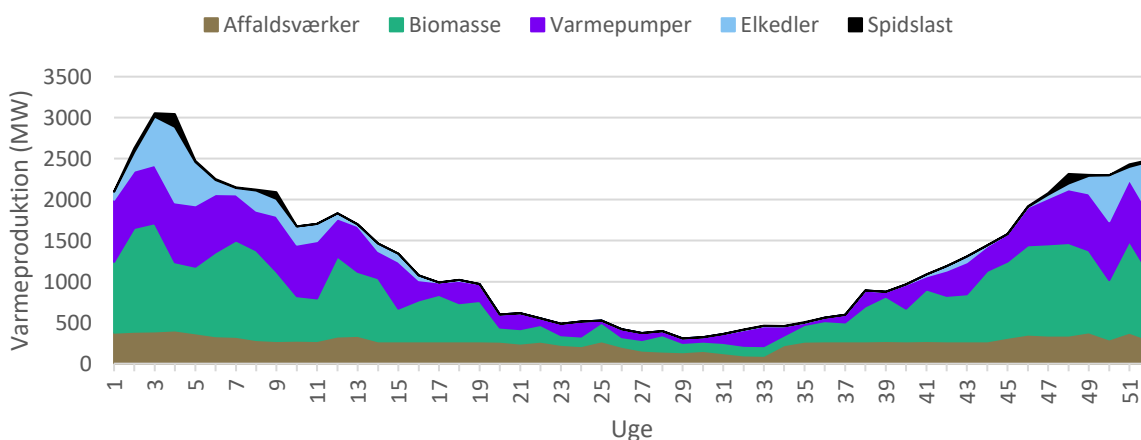


Figur 16. Årlig varmeproduktion

Den årlige varmeproduktion er vist i Figur 16, mens den sæsonfordelte varmeproduktion er vist i Figur 17 for BAU i 2025 og Figur 18 for BAU i 2040. Figur 17 viser, at varmepumper gradvist erstatter en del af biomassens rolle i varmesystemet. På samme måde overtager elkedler frem mod 2040 en stor del af den rolle, som den fossile spidslast spiller i det nuværende system.



Figur 17. Gennemsnitlig ugentlig varmeeffekt i BAU-scenariet i 2025.



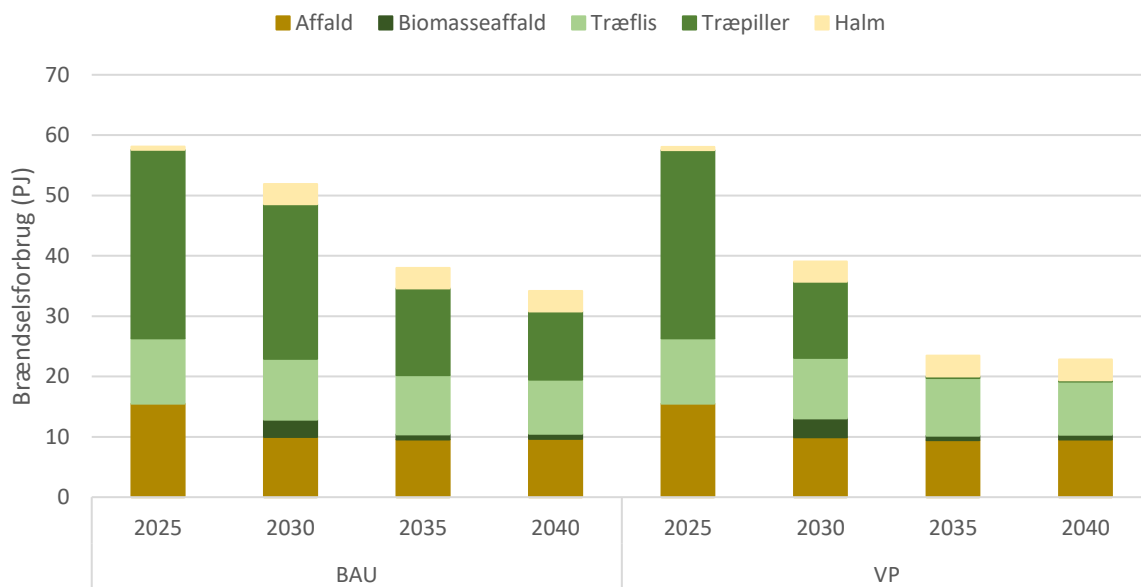
Figur 18. Gennemsnitlig ugentlig varmeeffekt i BAU-scenariet i 2040.

6.2 Brændselsforbrug i de to scenarier

I både BAU og VP er biomasseforbruget kraftigt faldende over tid. Det halveres i BAU-scenariet, mens det reduceres til 1/3 i VP-scenariet. Det er særligt træpilleforbruget, der reduceres pga. fremskredet udfasning af kapacitet på Avedøreværket i VP-scenariet.

Der ses desuden et faldende brændselsforbrug på affaldsværkerne (13 PJ i 2025 til 9 PJ i 2040) uafhængigt af scenarie af Figur 19. Det skyldes en antagelse om øget udsortering af dansk affald og fordi importaffald ikke er økonomisk attraktivt med de antagne fremskrivninger af CO₂-kvotepris, CO₂-indhold og modtagegebyr. Affaldsbiomasse erstatter i nogen grad det importerede affald, men også dette brændsel reduceres frem mod 2040.

Det faldende brændselsforbrug af affald og biomasse skal ses i lyset af et stigende elforbrug til varmepumper og elkedler. I 2025 er elforbruget omtrent 200 GWh, og det stiger i 2040 til 1800 GWh i BAU-scenariet og 2200 GWh i VP-scenariet. I tillæg til de viste brændsler i Figur 19 bruges desuden omtrent 4 PJ spidslast i 2025 bestående af olie og fossil gas i BAU-scenariet og biogas i VP-scenariet. Det falder til under 1 PJ i 2040.



Figur 19. Forbrug af affalds- og biomassebrændsler.

6.3 Konsekvenser af etablering af damvarmelager i Roskilde

De to scenarier for hovedstadens fjernvarmesystem er gennemregnet i alternative versioner, der inkluderer damvarmelageret i Roskilde. Varmekapaciteterne i systemet er fastholdt til de optimerede niveauer beskrevet i tidligere afsnit, mens lageret er indlagt eksogent. Lagerets nytteværdi er derfor beregnet som værdien af ændringer i varmesystemets drift.

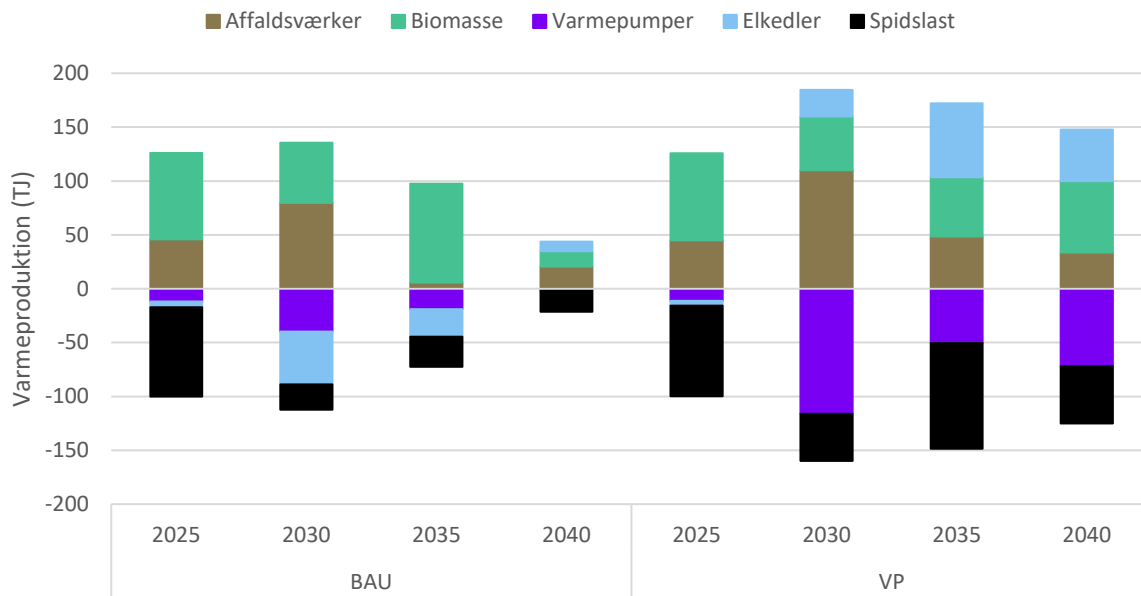
Damvarmelageret kan have flere funktioner i energisystemet. Det kan dels flytte produktionen på et værk mellem timer (elprisoptimering), eller det kan flytte produktionen mellem værker.

6.3.1 Varmeproduktion

Varmeproduktionen for de to scenarier er vist i Figur 20 som en forskel fra de tilsvarende scenarier uden lager. Generelt er der på årsbasis en forflytning af drift på spidslast og varmepumper til biomassseværker og affaldsværker. Spidslast baseret på traditionelle brændsler har den samme omkostning ved brug året rundt. En optimal brug af lageret reducerer derfor den samlede brug af spidslast ved at øge udnyttelsen af grundlastkapaciteten og lade lageret levere i spidslasttimer. Elkedler har dog en anden dynamik, da elprisen varierer på timeniveau. Lageret kan derfor bruges til at udnytte elkedelkapaciteten i endnu flere timer med lave elpriser, selvom disse timer ikke har et højt varmeforbrug. Alternativt kan lageret også reducere brugen af elkedler samlet set, hvis elprisen generelt er så høj, at det bedre kan betale sig at bruge lageret til at flytte grundlastproduktion til spidslasttimer. Disse to dynamikker kan samlet forklare, at elkedler bruges mindre i de tidligere år med høj elpris og udnyttes mere i de senere år, hvor elprisen falder.

Lageret lades årligt med 500-600 TJ varme. Det ses af Figur 20, at kun 50-200 TJ er forflytninger mellem værkstyper, mens resten sker mellem enkelte værker eller mellem enkelte timer. I BAU-scenariet i 2040 er den årlige forskydning mellem værkstyper for eksempel blot 50 TJ. Det ses dog af Tabel 8 at varmeladningen er på niveau med tidligere år. Her bruges lageret altså i højere grad til at interne forflytninger af produktionen og elprisoptimering.

Den samlede positive forskel i varmeproduktion er større end den samlede negative forskel. Det skyldes at damvarmelageret har et årligt tab på 30 TJ svarende til ca. 5 % af den årlige mængde lagrede varme. Tabet er relativt uændret på tværs af scenarier og beregningsår.



Figur 20. Årlig forskel i varmeproduktion hhv. med og uden lager.

VP-scenariet har større forskydning i varmeproduktion mellem værktøjer end i BAU-scenariet. Elkedler bruges mere strategisk til at optimere efter lave elpriser. Kraftvarmeværkerne kører med højere antal driftstimer, fordi det er attraktivt at spare varmepumpeproduktion, når kraftvarmeproduktionen kan flyttes til timer med højere elpriser. Den dyre biogasspidslast er desuden økonomisk attraktiv at spare.

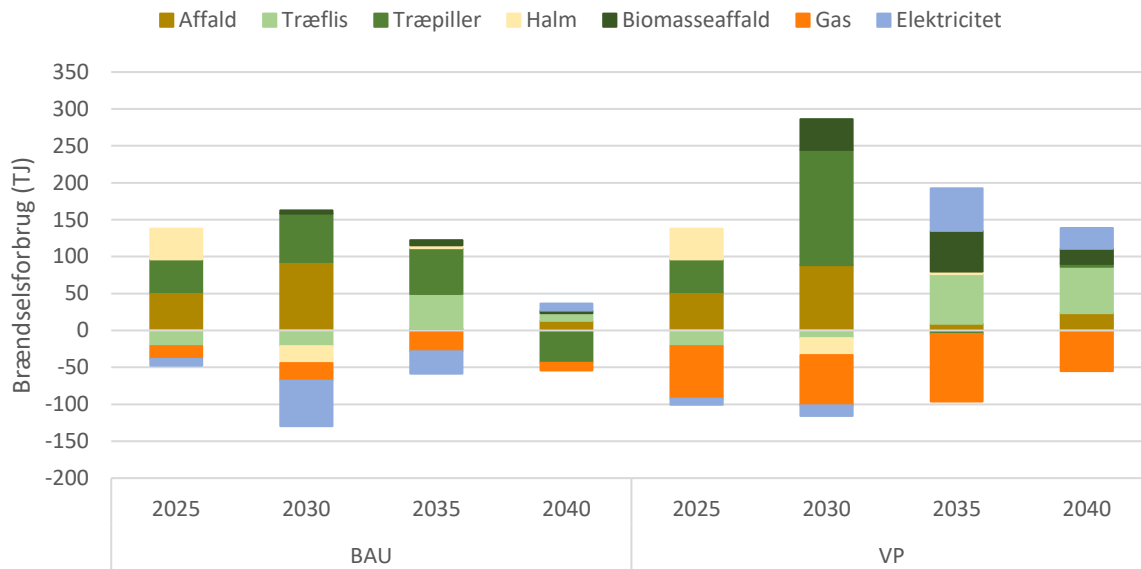
Tabel 8. Årlige modelresultater for brug af lageret

	Varmeladning (TJ)	Antal cyklusser	Varmetab (TJ)
BAU			
2025	533	19	27
2030	578	20	28
2035	503	18	27
2040	548	19	26
VP			
2025	513	18	27
2030	614	22	29
2035	585	21	27
2040	584	21	27

6.3.2 Brændselsforbrug

Lageret medfører et øget forbrug af traditionelle brændsler på affalds- og kraftvarmeværker. Mængden af fast biomasse øges netto med op til 100 TJ, men fordi lageret udgør en relativt lille andel i det samlede system, øger det kun det samlede forbrug med ca. 0,5 %. Merforbruget af biomasse er større i VP-scenariet, fordi dette scenarie er mere begrænset i biomassekapacitet. Lageret gør det derfor attraktivt at udnytte den begrænsede kapacitet mere effektivt.

Der forbruges en øget andel af Østdanmarks lokalaffald, men det fører fortsat ikke til import af udenlandsk affald. Til gengæld øges forbruget af biomasseaffald i VP-scenariet.



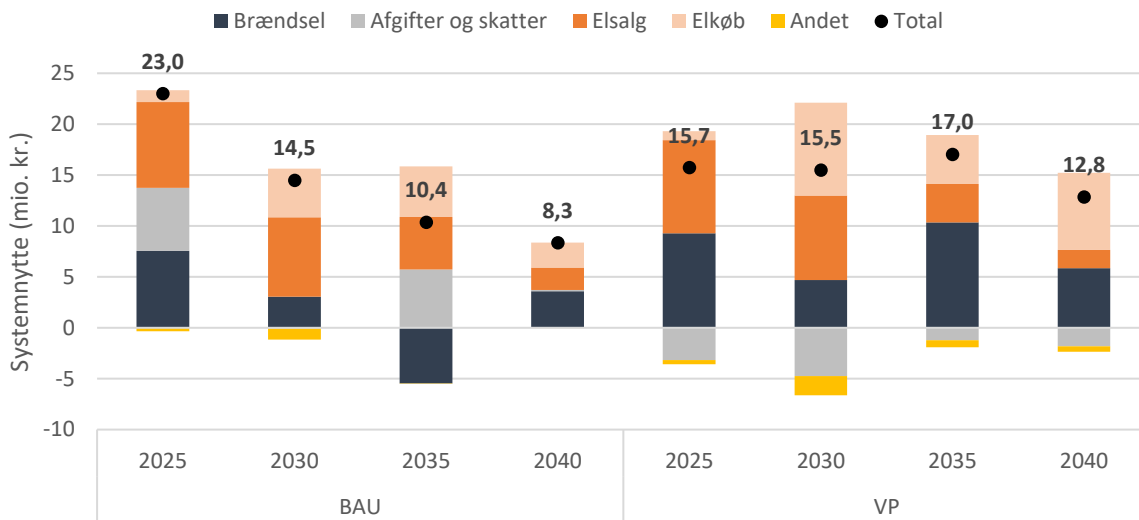
Figur 21. Årlige ændringer i forbrug af brændsler og elektricitet til varmeproduktion ved brug af lageret.

Det øgede forbrug af biomasse og affald modsvares af besparelser af fossil gas i BAU-scenariet og biogas i VP-scenariet. Desuden spares elektricitet fra den reducerede drift af varmepumper og elkedler. Dog har den elbaserede varme i gennemsnit en effektivitet på 220 % (og den marginale besparelse på varmepumper er højere), så den sparede elektricitet er relativt begrænset.

Elproduktionen fra kraftvarmeverker varierer på tværs af beregningsår og scenarier, så det øgede brændselsforbrug modsvares ikke nødvendigvis direkte af andre brændselsbesparelser.

6.3.3 Økonomisk nytteværdi

Den økonomiske nytteværdi af damvarmelageret i Roskilde beregnes som forskellen i systemomkostninger mellem scenariet, hvor lageret ikke er bygget kontra et identisk scenarie, hvor lageret er bygget. Lageret har således i beregningerne ingen investeringsomkostninger.



Figur 22. Årlige systembesparelser ved brug af damvarmelageret i de to scenarier. Positive tal angiver en besparelse i forhold til det tilsvarende scenarie uden lager.

Værdien af lageret er størst i de første beregningsår. I 2025 skaber det en værdi for systemet på 23 mio. kr./år. Værdien består i høj grad af et øget elsalg. Det er altså muligt for kraftvarmeproducenterne at optimere i forhold til, hvornår elprisen er høj og gemme varmen. I 2025 er gevinsten særligt stor, idet elprisen er gennemsnitligt markant højere end i de efterfølgende beregningsår.

I takt med at kraftvarmeværkernes rolle i varmesystemet erstattes af varmepumper, består gevinsten i højere grad i elkøbsoptimering. Lageret tillader altså at optimere varmeproduktionen i forhold til hvornår prisen er lav, snarere end hvornår varmen skal bruges.

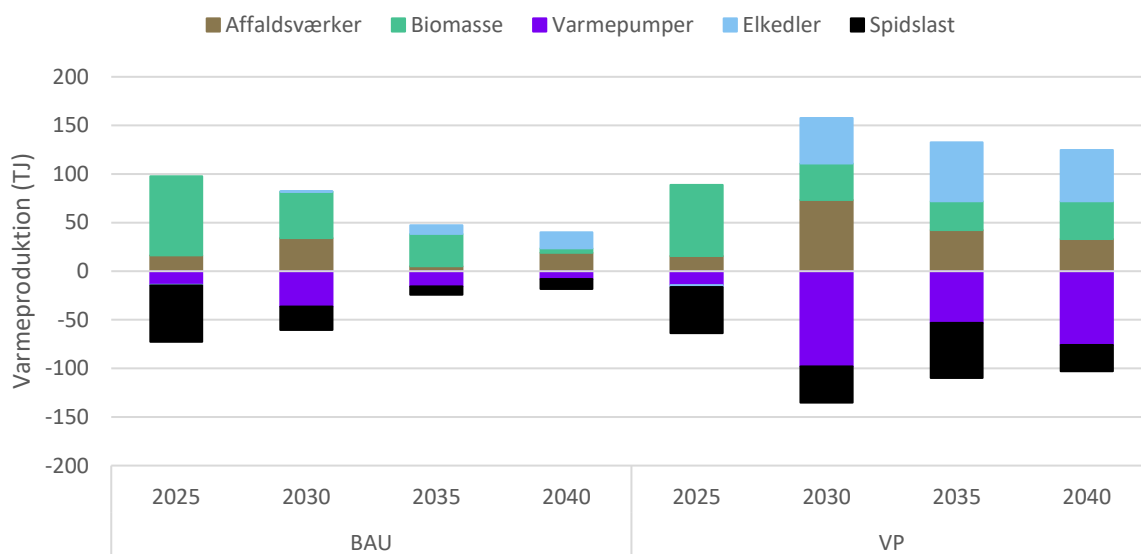
I BAU-scenariet er der i 2025 en afgift/skattebesparelse på 6 mio. kr. ved at have lageret. Omkring 3,5 mio. kr. heraf kommer fra sparede CO₂-afgifter og -kvoter, da lageret reducerer brugen af den fossile spidslast baseret på olie og gas. Denne gevinst falder dog i de efterfølgende beregningsår, idet elkedler i høj grad overtager spidslastproduktionen. Desuden udligner CO₂-omkostninger fra øget affaldsforbrug afgiftsbesparelse fra spidslast i 2030 og 2040.

Brændselsbesparelser udgør også en betydelig andel af gevinsten og skyldes den reducerede brug af dyr spidslast samt øget drift på affaldsanlæg, hvor modtagegebyret fra affaldet tæller som en indtægt i systemøkonomien.

I VP-scenariet er gevinsten af lageret anderledes fordelt. I 2025 er værdien af lageret mindre end i BAU-scenariet, primært fordi lageret medfører øgede afgifts-/skatteomkostninger fremfor besparelser. Spidslasten består af biogas og den reducerede brug af spidslast giver derfor ikke en økonomisk CO₂-gevinst. Omvendt er der større brændselsbesparelser ved lageret end i BAU-scenariet, netop fordi spidslasten består af kostbar biogas. Fra 2030 og frem opnås der i VP-scenariet større systembesparelser end i BAU-scenariet. En stor andel kan forklares med førnævnte brændselsbesparelse, men en anden væsentlig årsag er den øgede mulighed for elkøbsoptimering i VP-scenariet. Dette er en naturlig konsekvens af den større andel elbaseret varme.

6.4 Værdi af lageret ved begrænset planlægningshorisont

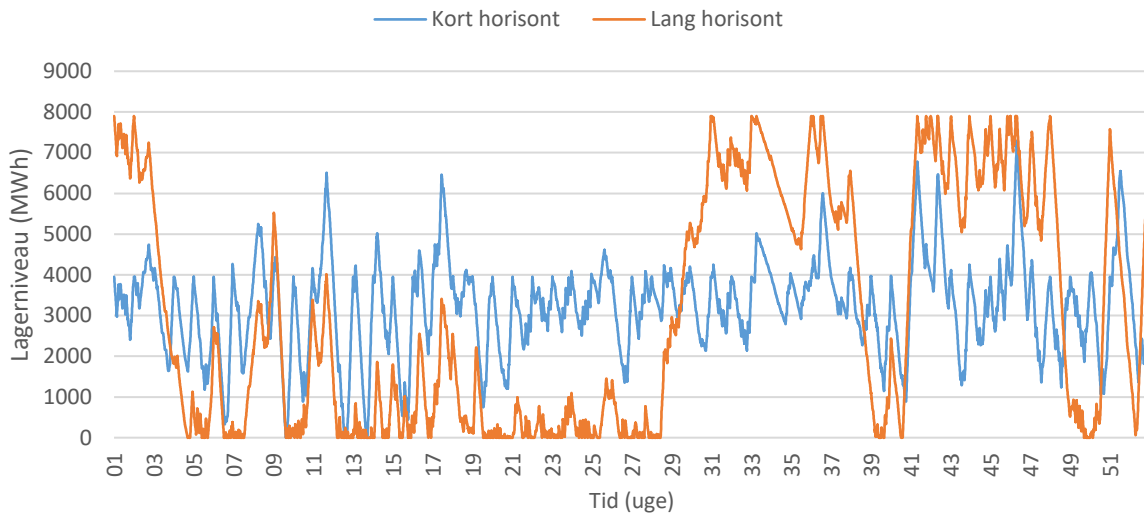
Resultaterne i de foregående afsnit bygger på en planlægningshorisont med fuldt kendskab til et helt år. I praksis vil usikkerheden mht. meteorologiske forhold, elpriser og andre parametre typisk stige jo længere de fremskrives ud i fremtiden. Denne begrænsning er i dette projekt undersøgt i følsomhedsanalyser af scenarierne, hvor planlægningshorisonten er begrænset til en uge. Modelteknisk betyder det, at lageret tvinges til at starte og ende på samme lagerniveau hver uge, hvilket medfører at opladninger modsvarer afledninger inden for samme uge. I en mere virkelighedsnær kontekst vil planlægningshorisonten typisk være rullende, hvor fremskrivningen er meget præcise i den nære fremtid og reduceret til simple sæsonbetingede antagelser i den fjerne fremtid. Resultaterne af den lange planlægningshorisont i de tidligere afsnit og den korte planlægningshorisont i de efterfølgende afsnit kan derfor ses som to yderpoler, der tilsammen kan vise spændet for værdien af lageret.



Figur 23. Årlige forskydninger i varmeproduktion.

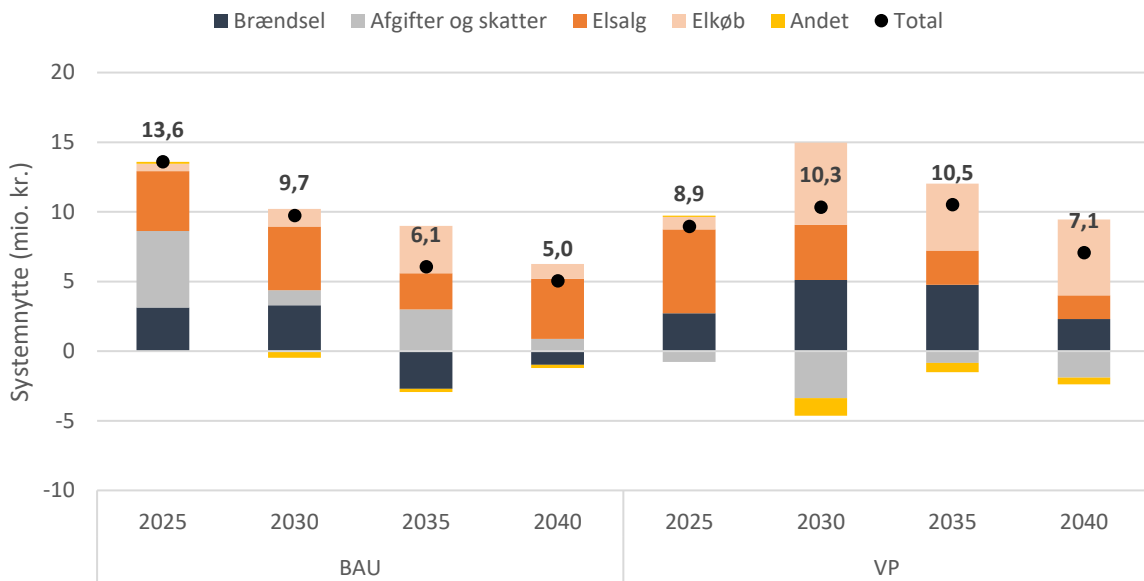
Figur 23 og Figur 25 viser ændret varmeproduktion og systembesparelser med begrænset planlægningshorisont i forhold til scenarierne uden lager. Mange af de samme dynamikker som i scenarierne med langtidsplanlægning er til stede. Der ses på samme måde en øget brug af biomasse- og affaldsværker, og en mindre brug af spidslast og varmepumper.

Figur 24 viser hvordan lageret med en lang planlægningshorisont anvendes særligt i efteråret og tidlig vinter med cyklusser varende op til 10 uger. Den korte optimeringshorisont i følsomhedsanalysen fører i sagens natur til en mere kortsigtet brug af lageret. Det ses af figuren, hvordan der er langt flere opladninger og afladninger, fordi der ikke gemmes på tværs af uger. Til gengæld bruges den fulde lagerkapacitet sjældent, fordi den opladede varme skal modsvarer af en tilsvarende afladning inden for samme uge. Lageret bruges mere jævnt hen over året i stedet for sæsonbetinget. Den årlige ladning af lageret er 600 TJ, hvilket fører til omkring 21-22 årlige cyklusser. Den korte planlægningshorisont fører altså til en anderledes brug af lageret, men ikke en markant øget eller reduceret brug.



Figur 24. Lagerniveau i BAU-scenariet i 2040 med en planlægningshorisont på hhv. 1 uge og 1 år.

Den samlede systemnytte i forhold til scenarierne uden lager ses af Figur 25. Værdien af lageret er reduceret til lidt under 2/3 af værdien i scenarierne med den længere planlægningshorisont.

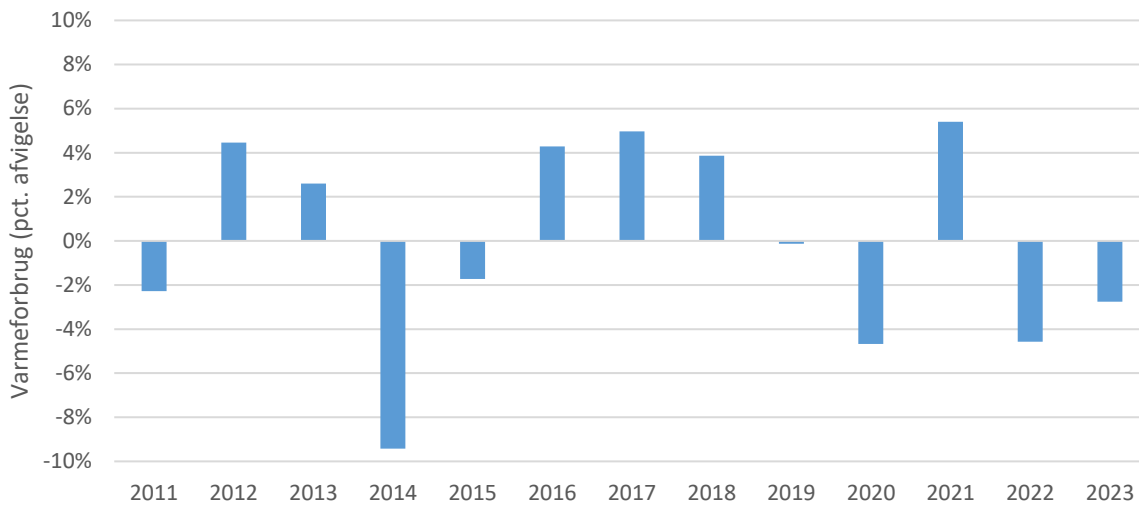


Figur 25. Årlige systembesparelser ved brug af damvarmelageret med begrænset planlægningshorisont i de to scenarier.

6.5 Værdi af lageret i forskellige vejrår

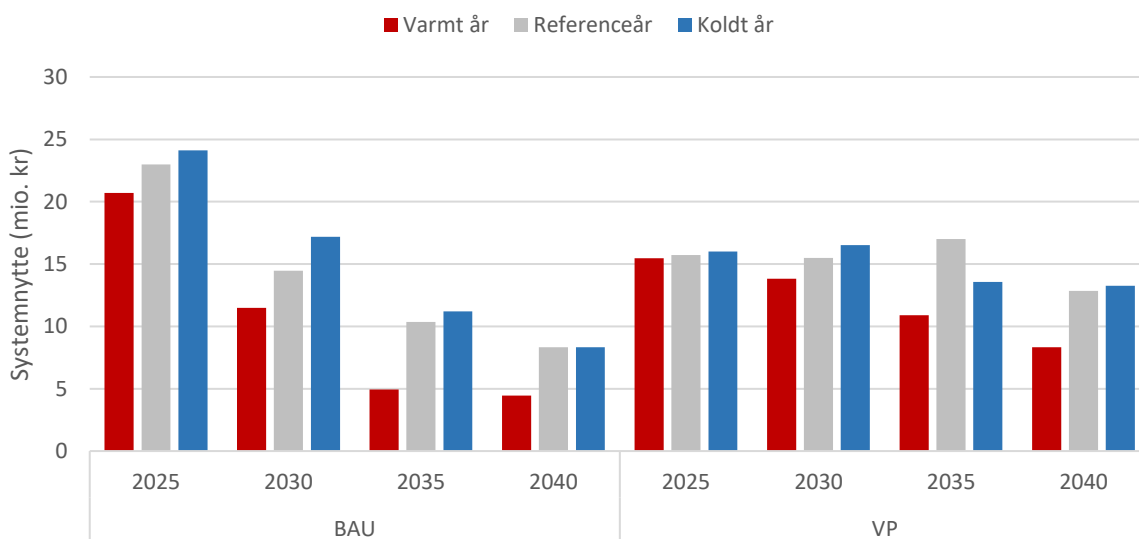
Varmebehovet stammer fra FFH50 og bygger på et gennemsnit af årene 2000-2020. Det er klimakorrigeret i forhold til stigende temperaturer frem mod 2050. Der vil dog selv i et fremtidigt varmere scenarie være variationer mellem enkelte vejrår. Man kan således forestille sig, at damvarmelagerets nytteværdi kan variere. Som en følsomhedsanalyse af de præsenterede resultater, undersøges derfor her, hvordan forskellige vejrår kan have indflydelse på damvarmelageret værdi.

Det historiske varmeforbrug i hovedstadsområdet fremgår af Figur 26. Det ses eksempelvis, at 2014 har været et varmt år med et varmeforbrug knapt 10 % under gennemsnittet, mens 2021 var koldere og havde et forbrug ca. 5% over normalen.



Figur 26. Procentvis afvigelse fra gennemsnitligt historisk varmeforbrug i Hovedstadsområdet (2011-2023).

Disse to år, 2014 og 2021, danner grundlag for følsomhedsanalysen. Varmeprofilerne for vejrårene bruges direkte, mens den procentvise afvigelse, der fremgår af Figur 26 bruges som en korrektionsfaktor til det klimafremskrevne fremtidige varmeforbrug.



Figur 27. Følsomhedsanalyse af systemnytte i forskellige vejrår.

Lageret nytteværdi falder markant i et varmt år. Varmekapaciteten er optimeret til et normalår, og i et varmt år er der derfor mindre brug af spidslast i udgangspunktet (i dette tilfælde ca. 1/3 reduceret). Resultaterne i de tidligere afsnit viser at en stor del af værdien af lageret består i at kunne flytte spidslastproduktion til grundlast. Denne gevinst bliver altså reduceret i et varmere år.

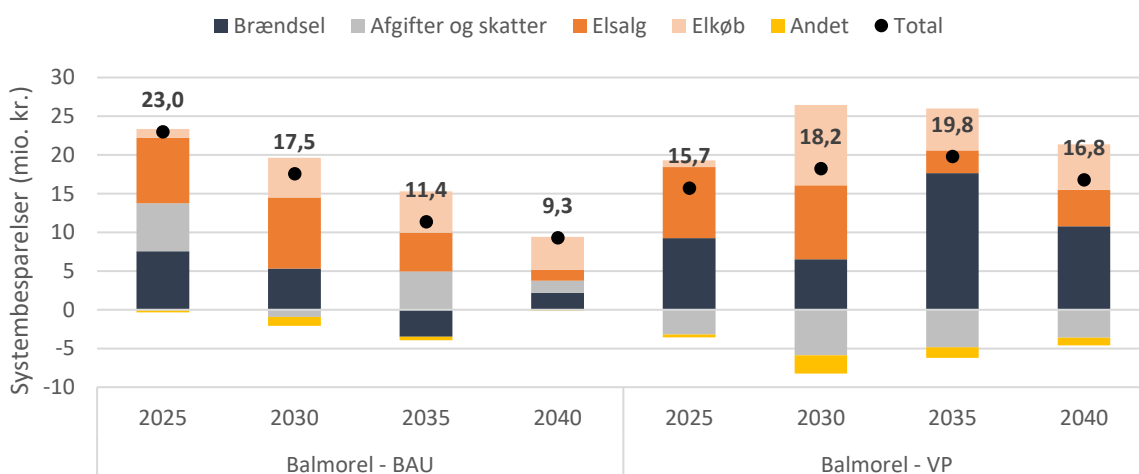
Værdien af lageret stiger i et koldt år, om end det kun er i størrelsesordenen 1-4 mio. kr./år. Det skal dog bemærkes, at det ikke kun er det årlige varmeforbrug, der har betydning for værdien af lageret. Det afhænger også af længden på perioder med højt varmeforbrug i den konkrete varmeprofil.

6.6 Konkurrence med korttidsvarmelagre

Investeringerne i varmeteknologier er sket under antagelse om, at der også i fremtiden investeres i korttidsvarmelagre (varmeakkumulatorer) til balancering af den daglige drift. I både BAU- og VP-scenariet investeres i omtrent 6.000 MWh af disse lagre. De har typisk en højere op- og afladningseffekt end damvarmelagre, og de lægger derfor op til at blive brugt på time- og dagsbasis. Som set i Figur 24, har resultaterne af analysen dog vist, at damvarmelageret i høj grad bruges til elprisoptimering og har en relativt kort tidshorizont. Der er derfor muligt, at damvarmelageret i et vist omfang konkurrerer med korttidsvarmelagrene om at levere den samme systemnytte. Der investeres i korttidsvarmelagrene uden hensyntagen til, at systemet skal indpasse damvarmelageret, og det er derfor muligt, at der er en overkapacitet som konsekvens.

Som en følsomhedsanalyse undersøges alternative scenarier, hvor der ikke investeres i yderligere varmelagerkapacitet udover damvarmelageret.

Damvarmelageret får øget drift og øges med omtrent én årlig cyklus. Systemnyttens af lageret er 1-4 mio. kr. højere, fordi det nu leverer en del af den systemnytte som korttidsvarmelagrene ellers ville have leveret. Det ændrer dog ikke det samlede billede markant, og det tyder derfor på, at korttidsvarmelagre og damvarmelagre bidrager med forskellige former for systemnytte.



Figur 28. Systemnytte under antagelse af at der ikke investeres i yderligere varmelagerkapacitet udover damvarmelageret.

7 Resultater fra energyPRO

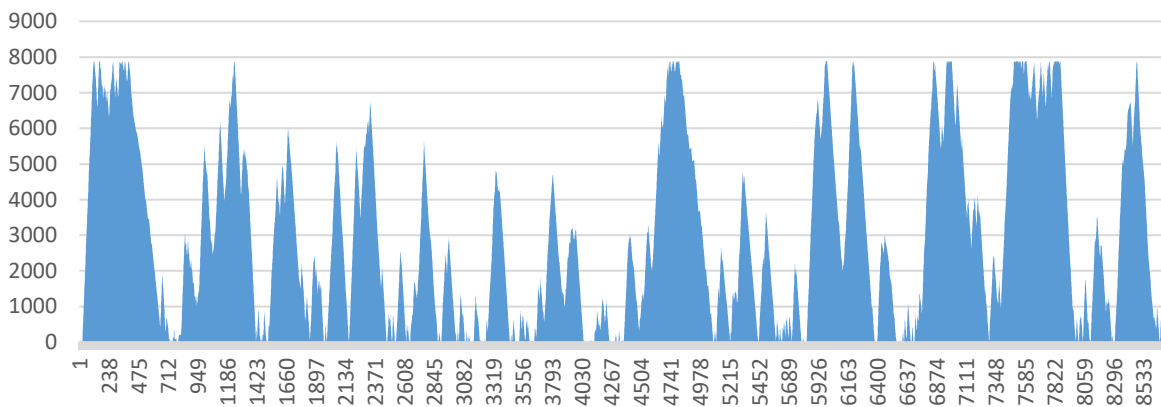
energyPRO resultaterne præsenteres i det følgende. Først præsenteres varmelagerets drift, og hvordan indholdet varierer hen over året i 2030 og 2040. Herefter varmeproduktionen for det samlede system i referencen og scenariet med damvarmelageret. Dernæst præsenteres, hvad der fortrænges af damvarmelageret.

I de efterfølgende afsnit præsenteres forskellen i udgifter til brændselsforbrug, elproduktion og forbrug, og til sidste lagerets samlede nytteværdi for systemet.

7.1 Varmelagerets drift hen over året

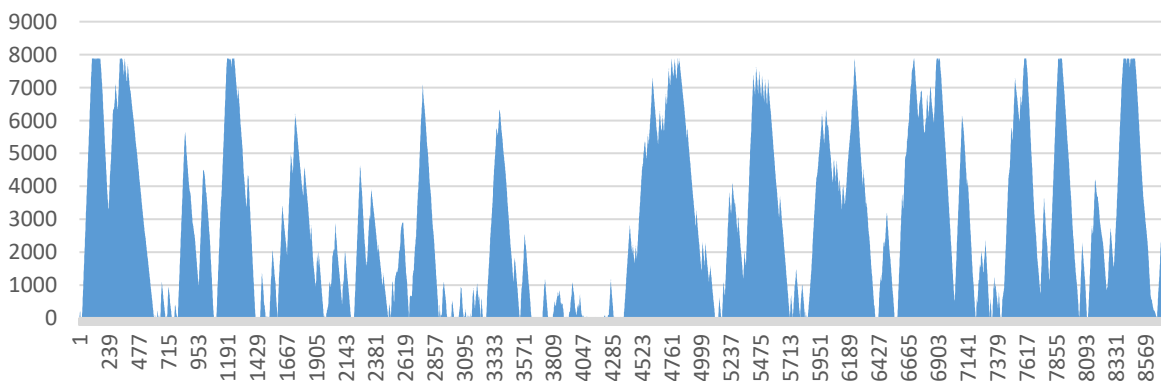
På nedenstående figurer ses damvarmelagerets varmeindhold hen over udvalgte år.

Roskilde damvarmelager indhold 2030 [MWh]



Figur 29. Roskilde lager indhold 2030.

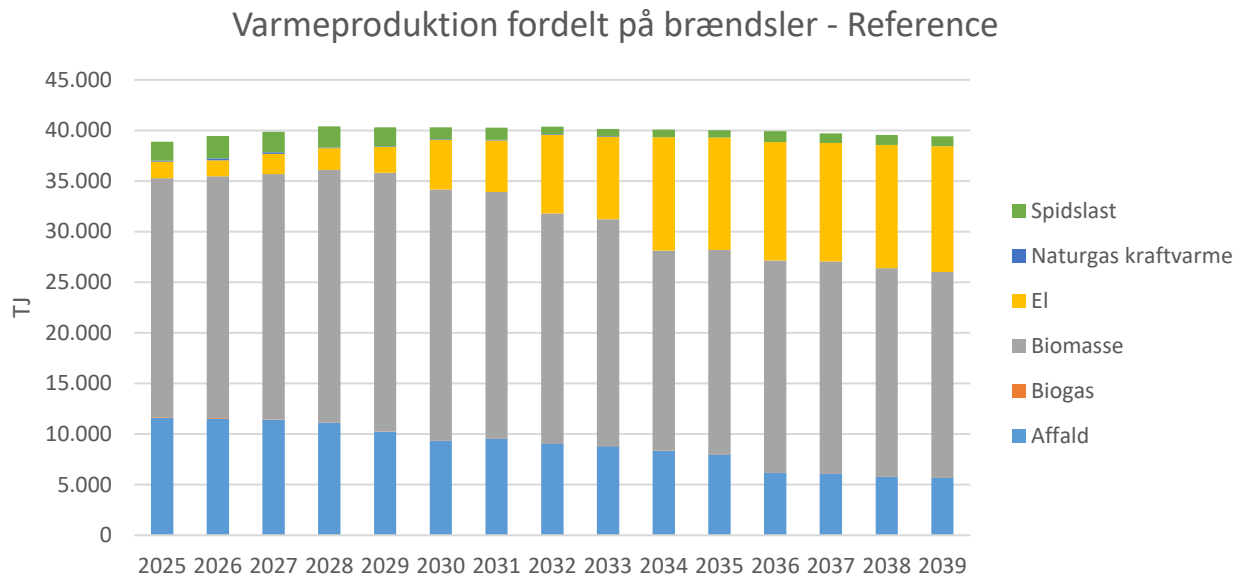
Roskilde damvarmelager indhold 2040 [MWh]



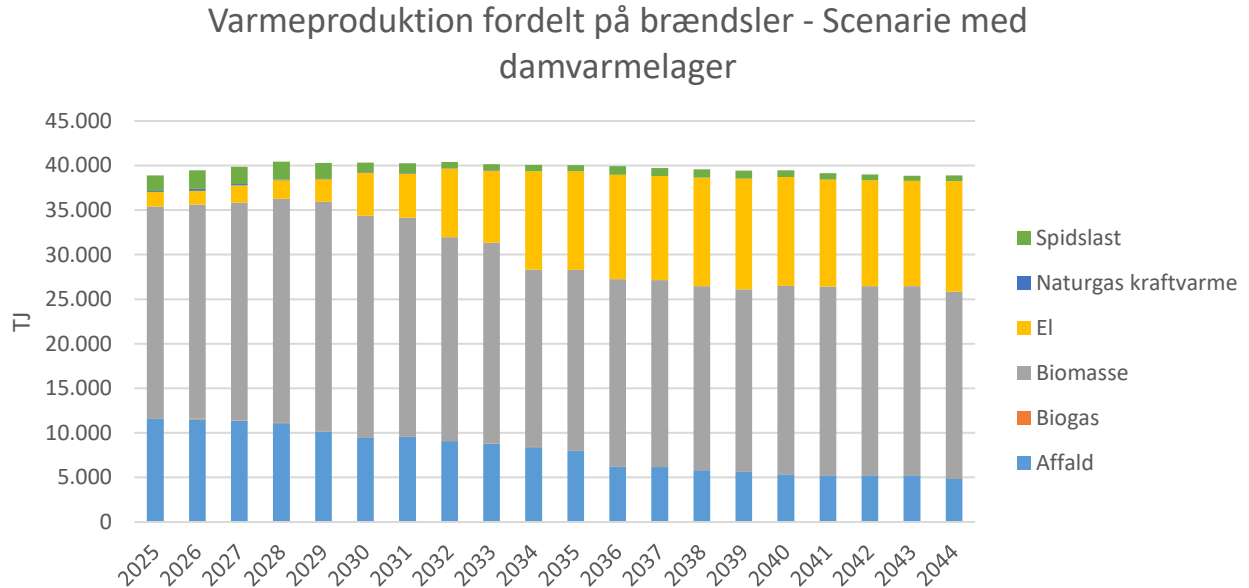
Figur 30. Roskilde lager indhold 2040.

7.2 Varmeproduktion

På nedenstående figurer ses varmeproduktioner for systemet i referencen og scenariet med damvarmelageret i Roskilde.



Figur 31. Varmeproduktion fordelt på brændsler – reference.

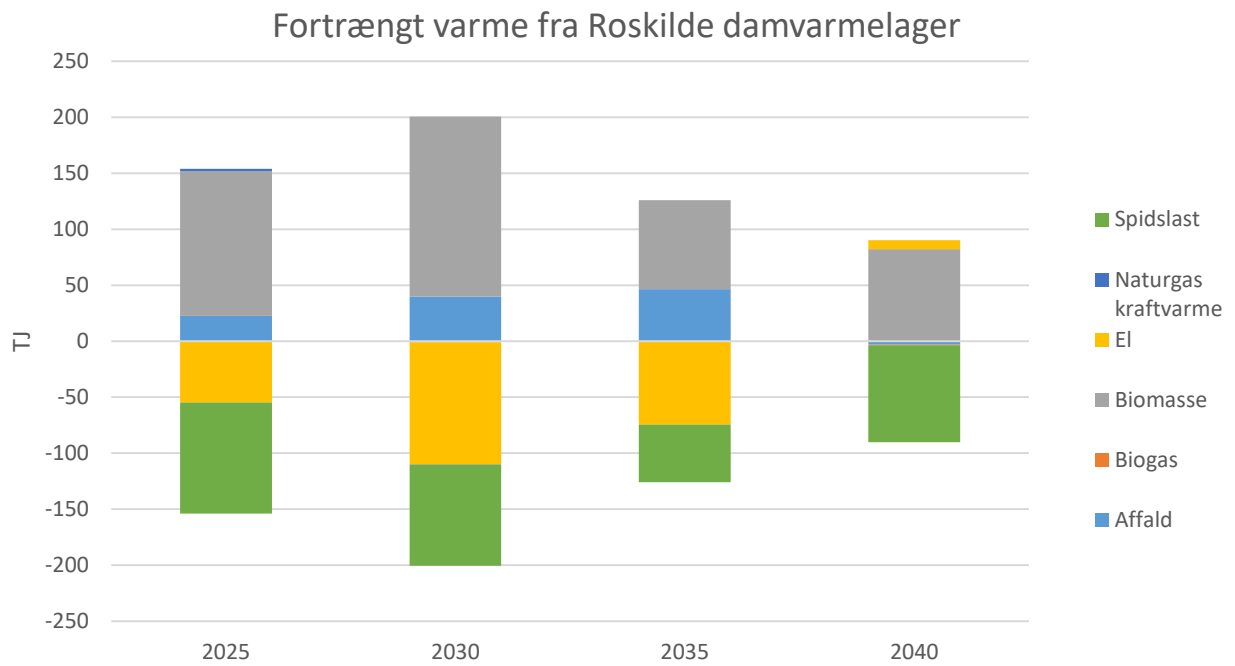


Figur 32. Varmeproduktion fordelt på brændsler – scenarie med damvarmelager.

På nedenstående figur ses, hvad der fortrænges af Roskilde damvarmelager.

Man kan se, at der fortrænges mere kraftvarme i 2025 - 2030, og at der ikke fortrænges affald i 2040. Man kan også se, at lageret primært fortrænger spidslast. Figuren viser ikke, hvad der fortrænges inden for kategorierne. Flyttes kraftvarmeproduktion eller varmepumpeproduktion fra en time med dyrere

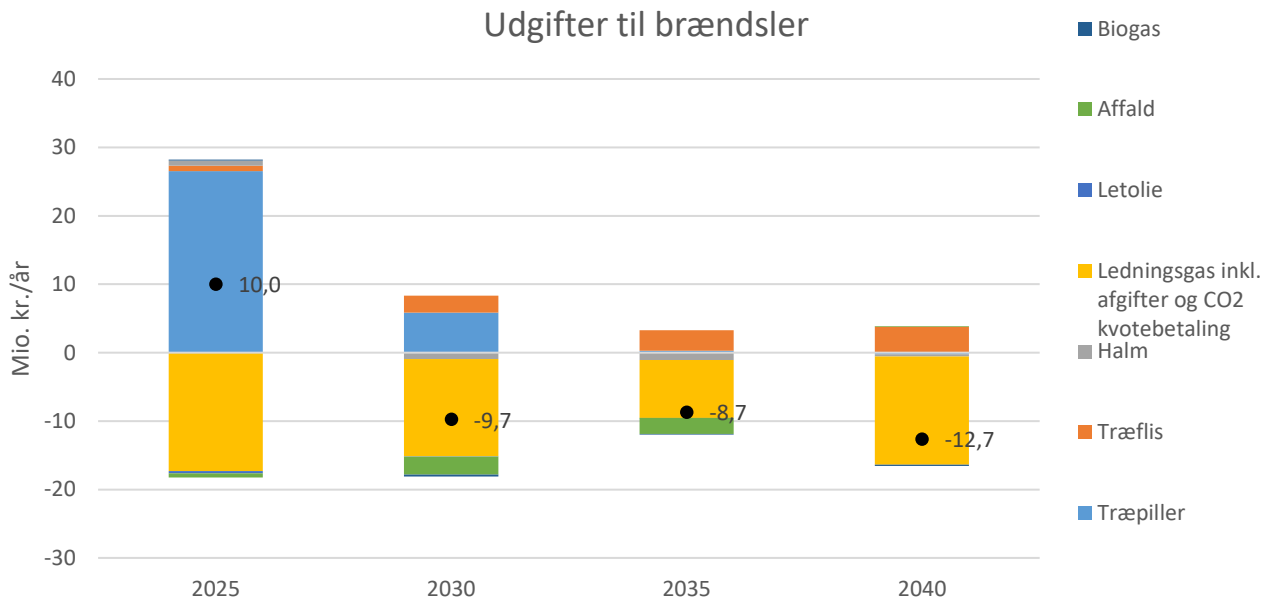
elpriser til en time med lavere elpriser, vil det ikke fremgå af figuren, når det sker indenfor samme teknologi.



Figur 33. Fortrængt varme fra Roskilde dampvarmelager.

7.3 Ændring i omkostninger til brændsler

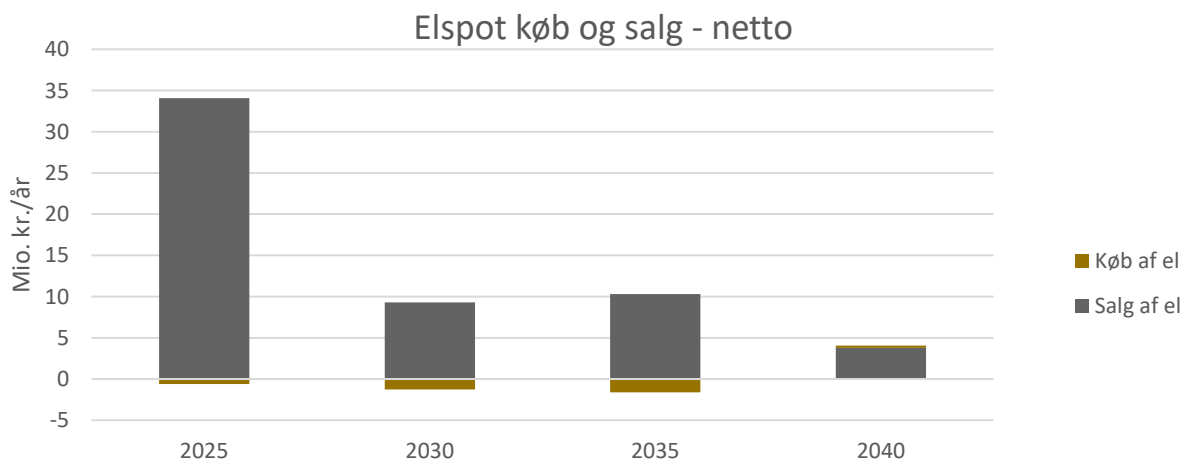
På nedenstående figur ses forskellen i udgifter til brændsler. Man kan se at besparelsen i ledningsgas fylder det meste i hele perioden. I 2025 og 2030 øges udgiften til træpiller væsentligt, da træpillekraftvarme vil fortrænge anden produktion i timer med høje elpriser.



Figur 34. Udgifter til brændsler

7.4 Ændring i elsalg og elkøb

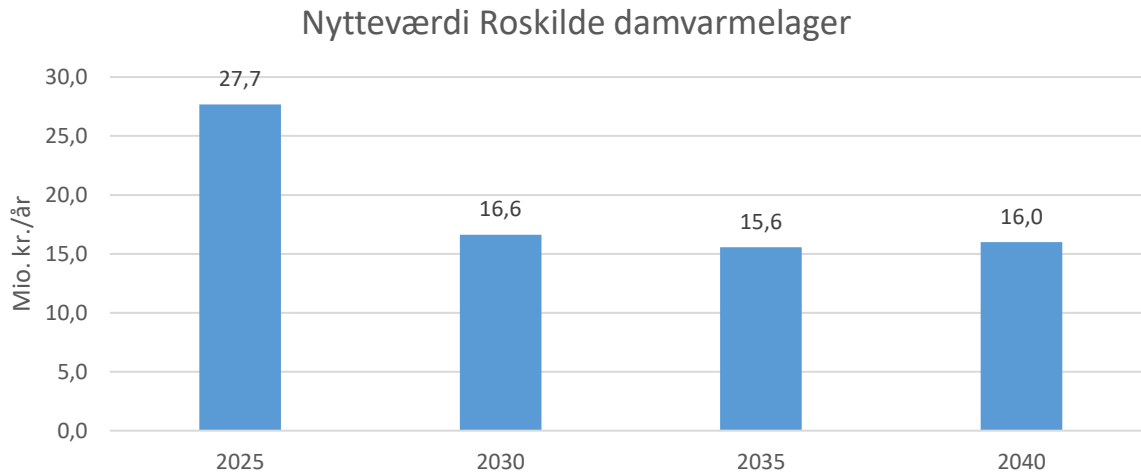
På nedenstående figur kan man se netto elsalg og elkøb for systemet. I 2025 vil lageret betyde væsentligt mere elsalg pga. høje elpriser, men det vil være mindre over perioden, efterhånden som elprisen falder.



Figur 35. Ændring i elsalg og -køb.

7.5 Lagerets nytteværdi

På nedenstående figur ses lagerets årlige nytteværdi for systemet over perioden. Man kan se, at lagerets nytteværdi er højest i begyndelsen af perioden, hvilket primært skyldes høje elpriser og øget elsalg, hvorefter nytten falder til et lavere niveau i takt med elprisprognosen.

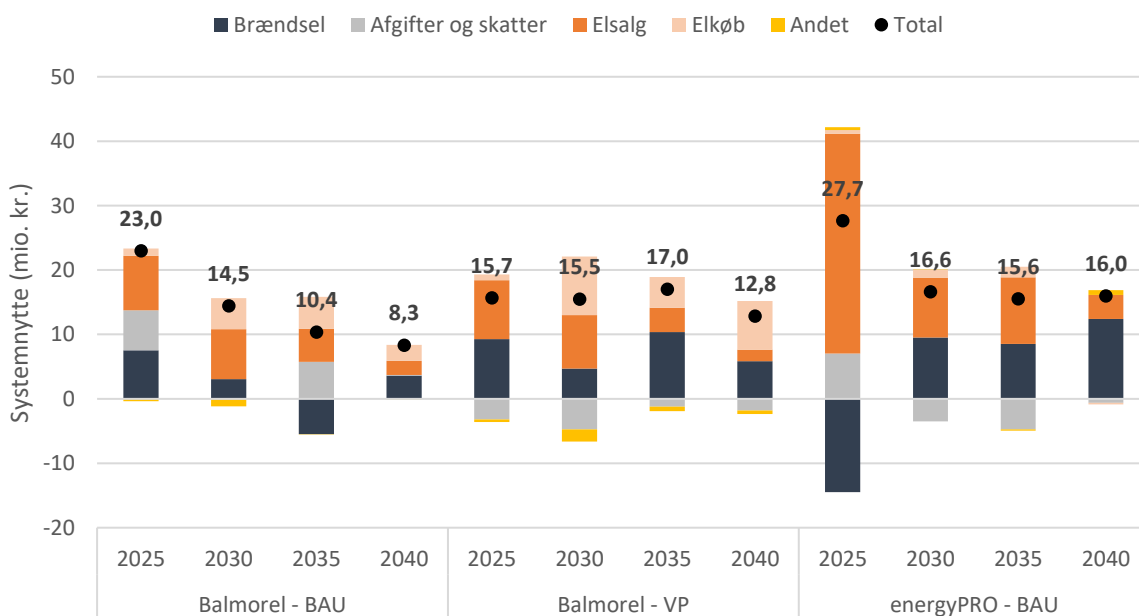


Figur 36. Nyttværdi af lager.

8 Sammenligning af analyserne fra Balmorel og energyPRO

I INTEGRATE 2-projektet har to forskellige energimodeller været anvendt til at belyse systemnyttens af et damvarmelager i Roskilde. Forskellige modeller har forskellige styrker og svagheder. To uafhængige analyser, hvor forudsætningerne er tilstræbt at stemme overens, kan derfor belyse usikkerheder og styrke konklusionerne.

Analyserne peger samstemmigt på, at damvarmelageret anvendes som dags- og ugelager – ikke som sæsonvarmelager. En del kan henføres til produktion, der bliver flyttet fra en værkstype til en anden værkstype. Konkret er det typisk dyr spidslastproduktion, der erstattes af mere drift på billigere grundlastværker. Hovedparten af den lagrede varme kan dog henføres til elprisoptimering, hvor de enkelte værker flytter deres produktion i tid, snarere end at flytte produktion mellem værker. Begge analyser viser disse tendenser i brugen af lageret. Varmelagerets længste cyklus er 3 uger i analysen med energyPRO, hvorimod lagerets længste cyklus er 10 uger i Balmorel resultaterne (Figur 24, Figur 29 og Figur 30). I energyPRO bruges lageret altså mere kortsigtet til at optimere ift. elpriser, hvor lageret i Balmorel-analysen i lidt højere grad anvendes til at optimere ift. varmebehov. Begge analyser viser dog, at der er en værdi i at lade driften af varmepumper, elkedler og kraftvarmeværker følge elprisen i højere grad end varmebehovet.



Figur 37. Nytteværdi af Roskilde damvarmelager i Balmorel og energyPRO.

I kraft af modellernes forskelligheder er de undersøgte scenarier også lidt forskellige. I energyPRO lægges varmekapaciteterne manuelt ind i modellen, og derefter simuleres lastfordelingen af det valgte system. Investeringer foretages altså eksogent. I Balmorel sker der en kombineret investering og lastfordeling i hvert beregningsår. De endogene investeringer sker med udgangspunkt i et stort katalog af forskellige mulige teknologier. De to analyser har derfor de samme eksisterende værker, men forskellige kapaciteter, når det gælder de nye værker. Styrken ved investeringstilgangen er, at modellen finder

et system til den laveste omkostning under de givne forudsætninger og dermed undgår potentiel overkapacitet.

I Balmorel lægges damvarmelageret ind eksogent efter investeringerne i varmeteknologier er foretaget. Det betyder også, at visse investeringer vil være i mere eller mindre i konkurrence med damvarmelageret, som det eksempelvis ses i følsomhedsanalysen med korttidsvarmelagerne.

Begge analyser viser også, at damvarmelageret har en positiv årlig systemnytteværdi, om end der er væsentlige forskelle på størrelsen af denne værdi. I analysen med energyPRO har lageret generelt en noget højere nytteværdi. Især i 2025 er elsalget i energyPRO tre gange større end i Balmorel. Det store elsalg kræver tilsvarende et større forbrug af brændsel, som derfor bidrager negativt til systemnyttens i energyPRO i 2025.

I begge analyser er varmelagerets nytteværdi størst i 2025 og aftager frem mod 2040. Denne tendens skyldes til dels de høje elpriser i 2025 (Figur 37). Hvor lagerets nytteværdi bliver ved med at aftage frem mod 2040 i Balmorel analysen i BAU-scenariet, så bibeholdes systemnyttens af lageret fra 2030 frem mod 2040 i energyPRO. Dette skyldes især større besparelser fra brændselsomkostninger og til dels større indtægter fra elsalg. Generelt viser Balmorel en større systemnytte forbundet med besparelser i elkøb, hvorimod energyPRO viser større besparelser forbundet med elsalg (Figur 37).

I 2035 viser analysen med Balmorel, at brændselsomkostninger bidrager negativt til nytteværdien, hvorimod analysen med energyPRO viser at det bidrager positivt (Figur 37). Dette kan være relateret til forskelle i, hvornår de gamle affaldskedler på ARGO og VF lukkes ned. I Balmorel analysen lukkes de gamle kedler på ARGO og VF ned allerede efter 2030, hvorimod de først lukkes ned efter 2035 i energyPRO-analysen. Det betyder, at der i Balmorel-analysen er 145 MW mindre affalds kapacitet tilgængelig i 2035, sammenlignet med energyPRO analysen. I Balmorel-analysen kan lageret altså ikke i samme grad bruges til at udnytte de negative affaldspriser.

Ser man generelt på udnyttelsen af affaldskapacitet i de to analyser, fremstår affaldsvarme mere attraktivt i Balmorel. Generelt anvendes der mindre affald i energyPRO modellen. Hvor tilføjelsen af lageret i energyPRO primært øger forbrug af træpiller (Figur 34), så øger tilføjelsen af lageret i Balmorel i lige så høj grad også øget forbrug af affald (Figur 21). Denne forskel kan bl.a. skyldes forskelle i antagelser om, hvor meget affald der er tilgængeligt.

En anden begrænsning handler om levering af varme på transmissionsnettet. Det antages, at affaldsvarmen fra ARGO bruges til at opblende varmen fra damvarmelageret i bestemte forhold for at opnå højere temperaturer. Konkret kan det begrænse, hvor meget varme (og dermed systemnytte) lageret kan levere. Balmorel-analysen antager som nævnt en tidligere lukning på ARGO, og det kan udfordre udnyttelsen af lageret. Alternative muligheder for at opnå høje temperaturer (eksempelvis vha. elkedler eller varmepumper) er ikke analyseret i dette projekt.

9 Litteratur

1. **Varmeplan Hovedstaden.** [Online] 2023. <https://varmeplanhovedstaden.dk/>.
2. **Energistyrelsen.** [Online] 2023. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>.
3. **IEA.** [Online] 2023. <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook>.
4. **ENTSO-E.** [Online] 2022. <https://2022.entsoe.eu/tyndp-scenarios>.
5. **EMD.** [Online] <https://www.emd-international.com/energypro/>.