



# Beslutningsgrundlag

---

Delopgave 1 – Produktion og transmission  
Fase 2

Hvalsø Kraftvarmeværk

Dato: 28. september 2022

<b>Dato</b>	<b>Beskrivelse</b>	<b>Udarbejdet af</b>	<b>Kontrolleret af</b>	<b>Godkendt af</b>
30-09-22	Delopgave 1 – fase 2	SARH	GRAA	CRI

# Indhold

<b>1.</b>	<b>Indledning</b> .....	<b>4</b>
1.1.	Udvidet rådgivningsindsats til grundbeløbsværkerne og deres varmekunder.....	4
<b>2.</b>	<b>Konklusioner fra tidligere faser</b> .....	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>Opdatering af modellen</b> .....	<b>5</b>
<b>4.</b>	<b>Bemærkninger fra værksmøde</b> .....	<b>5</b>
<b>5.</b>	<b>Opstilling af produktionsreference</b> .....	<b>6</b>
5.1.	Varmebehov.....	6
5.2.	Produktionsenheder og varmeakkumuleringstank.....	6
<b>6.</b>	<b>Scenarier</b> .....	<b>7</b>
6.1.	Scenarie 1: Elkedel + ny varmeakkumuleringstank.....	7
6.2.	Scenarie 2: Varmepumpe på savværket.....	11
6.3.	Scenarie 3: Tørstofkedel.....	13
6.4.	Sammenligning af driftsomkostninger af scenarierne.....	14
6.4.1.	Omkostninger pr. produktionsenhed.....	14
6.4.2.	Markedspriser.....	16
6.4.3.	Driftsresultat.....	17
<b>7.</b>	<b>Resultater</b> .....	<b>17</b>
<b>8.</b>	<b>Konklusion</b> .....	<b>19</b>

## 1. Indledning

Den 29. juni 2018 indgik alle Folketingets partier en ny energiaftale. Parterne bag energiaftalen er enige om, at der er behov for en hjælpende hånd til grundbeløbsværker og deres kunder for at hjælpe værkerne med at håndtere eventuelle konsekvenser af grundbeløbets ophør.

I energiaftalen er der derfor afsat 501,4 mio. kr. til fire initiativer:

- Rådgivning til grundbeløbsværker og nødstedte varmekunder – 26 mio. kr.
- Etableringsstøtte til eldrevene varmepumper, biomassekedler og solvarmeanlæg – 111,4 mio. kr.
- Pulje til håndtering af strandede omkostninger – 294 mio. kr. (lukning af varmegværker)
- Tilskudsordning til varmepumper på abonnement – 70 mio. kr.

Hvalsø Kraftvarmegværk er blandt de grundbeløbsværker, som er ramt af grundbeløbets ophør.

### 1.1. Udvidet rådgivningsindsats til grundbeløbsværkerne og deres varmekunder

Under denne rådgivningsindsats har grundbeløbsværkerne mulighed for at få rådgivningsstøtte til at sænke varmepriisen for forbrugerne.

Rådgivningsindsatsen er inddelt i 6 delopgaver med hver 3 faser.

Hvalsø Kraftvarme har fået tilsagn til tre delopgaver. De tre tildelte delopgaver ses herunder (nærværende delopgave samt fase markeret med **rød**):

- **Delopgave 1 Produktion og transmission**
  - Fase 1: Beregninger for ny varmeproduktion/transmission samt et beslutningsgrundlag til varmegværkets bestyrelse
  - **Fase 2: Aktivitets- og procesplaner for tiltag. Teknisk sparring til præsentation af resultater på generalforsamling**
  - Fase 3: Projektforslag samt dialog med relevante myndigheder
- **Delopgave 2: Distribution og afsætningsgrundlag**
  - Fase 1: Beregninger for optimering af ledningsnet samt udvidelse af varmegrundlag. Resultater samles i et beslutningsgrundlag til varmegværkets bestyrelse
  - Fase 2: Aktivitets- og procesplaner for tiltag. Informationsindsats (fx kampagner) til forbrugere. Teknisk sparring til præsentation af resultater på generalforsamling
  - Fase 3: Projektforslag samt dialog med relevante myndigheder
- **Delopgave 3 – sammenlægning**
  - Fase 1: Beregning af besparelspotentialer ved hel eller delvis sammenlægning med fx et nabogværk. Resultater præsenteres i et beslutningsgrundlag.
  - Fase 2: Aktivitets- og procesplaner for tiltag. Møder med potentielle værker. Teknisk sparring til præsentation af resultater på generalforsamling.
  - Fase 3: Projektforslag samt dialog med relevante myndigheder

Nærværende beslutningsgrundlag skal give Hvalsø Kraftvarmes bestyrelse et overblik over mulighederne for at udnytte eller optimere de eksisterende produktionsanlæg.

På baggrund af konsekvensberegningerne vil bestyrelsen blive klædt bedre på til at kunne træffe en beslutning om, hvad værket ønsker at gå videre med.

## 2. Konklusioner fra tidligere faser

I december 2021 blev der gennemført en screening for Hvalsø Kraftvarmeværk. Screeningen undersøgte konsekvensen ved forskellige tiltag. Tiltagene var:

- el-drevet kompressionsvarmepumpe
- elkedel
- solvarme
- tilslutning af nye kunder.

De største besparelspotentialer blev fundet ved etablering af nyt varmepumpeanlæg. Der er også potentiale for både at udvide kundeantallet i områder allerede udlagt til fjernvarme, samt at konvertere kunder i nærliggende naturgasområder.

I fase 1 af delopgave 1, blev der undersøgt følgende scenarier:

- 1 MW lavspændings-elkedel ved kraftvarmeværk
- 3 MW højspændings-elkedel + varmeakkumuleringstank
- 0,5 MW varmepumpe som bruger røggas fra fliskedlen i savværket som varmekilde
- 1,5 MW varmepumpe på Hvalsø renseanlæg
- Tørstofdæl som bruger hestemøg som brændsel (ingen resultater pga. manglende oplysninger)

Varmepumpeanlæg på det lokale renseanlæg viste den største årlige besparelse i driftsomkostninger, men også høje investeringsomkostninger og en lang tilbagebetalingstid. Driftsomkostningerne kunne også reduceres betydeligt ved etablering af et 3 MW elkedelanlæg.

## 3. Opdatering af modellen

I forhold til fase 1, blev der foretaget en række ændringer til modellen for at øge detaljeringsgraden. Gasprisen blev udskiftet til månedlige gennemsnitspriser i Danmark i stedet for at bruge europæiske priser. Energiafgiften på gasmotorer og gaskedler blev begrænset på 189 kr./MWh varme for at tage hensyn til den maks. grænse fjernvarmeforsyningsselskaber. <sup>1</sup> På grund af den store udvikling i priser, undersøges udover hele året 2021 også et år fra August 2021 – Juli 2022, hvilket kaldes år 2022 i det følgende. I fase 2 blev der også medregnet faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger pr. produktionsenhed.

## 4. Bemærkninger fra værksmøde

På værksmødet blev det besluttet at udvide analysen for scenarie 2 fra fase 1. I fase 2 genbesøges investeringsoverslaget ved indhentning af oplysninger fra leverandører, og derudover er Hvalsø Kraftvarme interesserede i at undersøge potentialet ved at lade elkedlen deltage i regulerkraftmarkedet. For at optimere potentialet af elkedelløsningen, skal kapaciteten på elkedel og varmeakkumuleringstanken undersøges.

---

<sup>1</sup> [https://www.pwc.dk/da/afgiftsvejledningen/godtgorelse-satser.html#content-free-1-990a-par\\_tabsnewhome5](https://www.pwc.dk/da/afgiftsvejledningen/godtgorelse-satser.html#content-free-1-990a-par_tabsnewhome5)

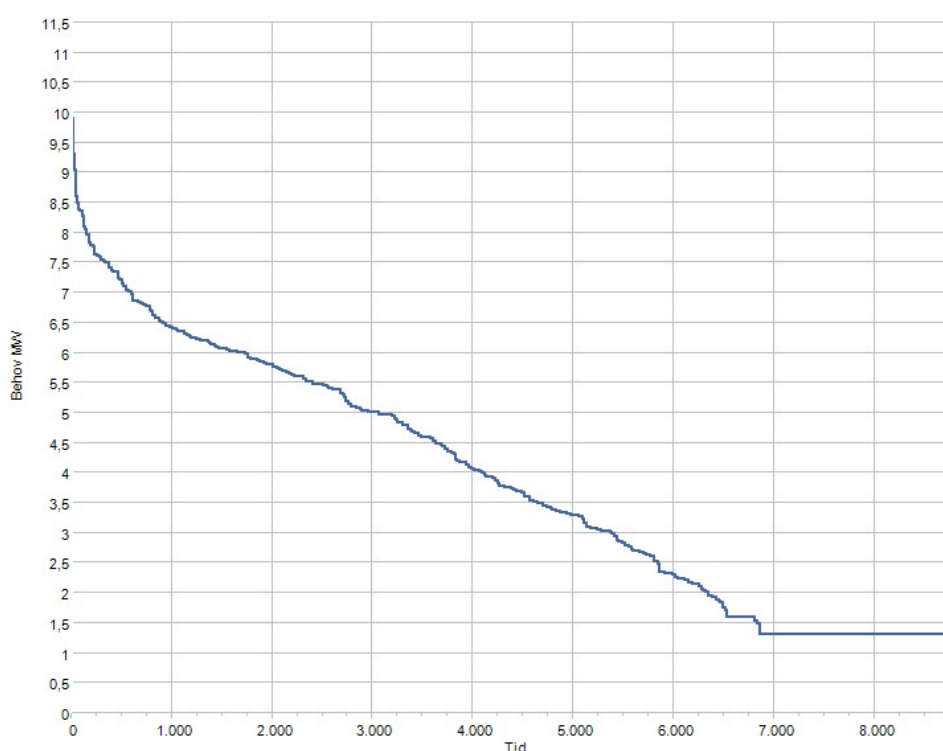
Hvalsø Kraftvarme ønsker også en videregående analyse på en varmepumpeløsning ved savværket. I fase 1 blev der undersøgt en el-drevet kompressionsvarmepumpe, som i fase 2 skal sammenlignes med en absorptionsvarmepumpe.

## 5. Opstilling af produktionsreference

I følgende afsnit behandles relevante parametre til modellering og analyse.

### 5.1. Varmebehov

Det anvendte varmebehov i beregningerne er forudsat at være 34.091 MWh pr. år, hvilket er baseret på indledende screening af Hvalsø Kraftvarmeværk. Det samlede varmebehov fordeles over et år i EnergyPro og kan ses som en varighedskurve i Figur 5.1.



Figur 5.1 Varighedskurve af varmebehovet

### 5.2. Produktionsenheder og varmeakkumuleringstank

Data for produktionsenhederne er baseret på informationer oplyst af Hvalsø Kraftvarmeværk.

En stor del af Hvalsø Kraftvarmeværks varme leveres af en fliskedel, som ejes af Hvalsø Savværk. Fjernvarmen fra fliskedlen produceres på savværket og sælges til Hvalsø Kraftvarmeværk. Derudover producerer Hvalsø Kraftvarmeværk fjernvarme på værket i en naturgaskedel og en naturgasmotor. Varmen fra naturgaskedlen og gasmotoren kan gemmes i en 55 MWh varmeakkumuleringstank placeret ved fjernvarmeværket. Produceret el fra naturgasmotoren sælges til elnettet.

Kapaciteter af eksisterende produktionsenhederne er vist i Tabel 5.1

Tabel 5.1: Eksisterende produktions- og lagerenheder

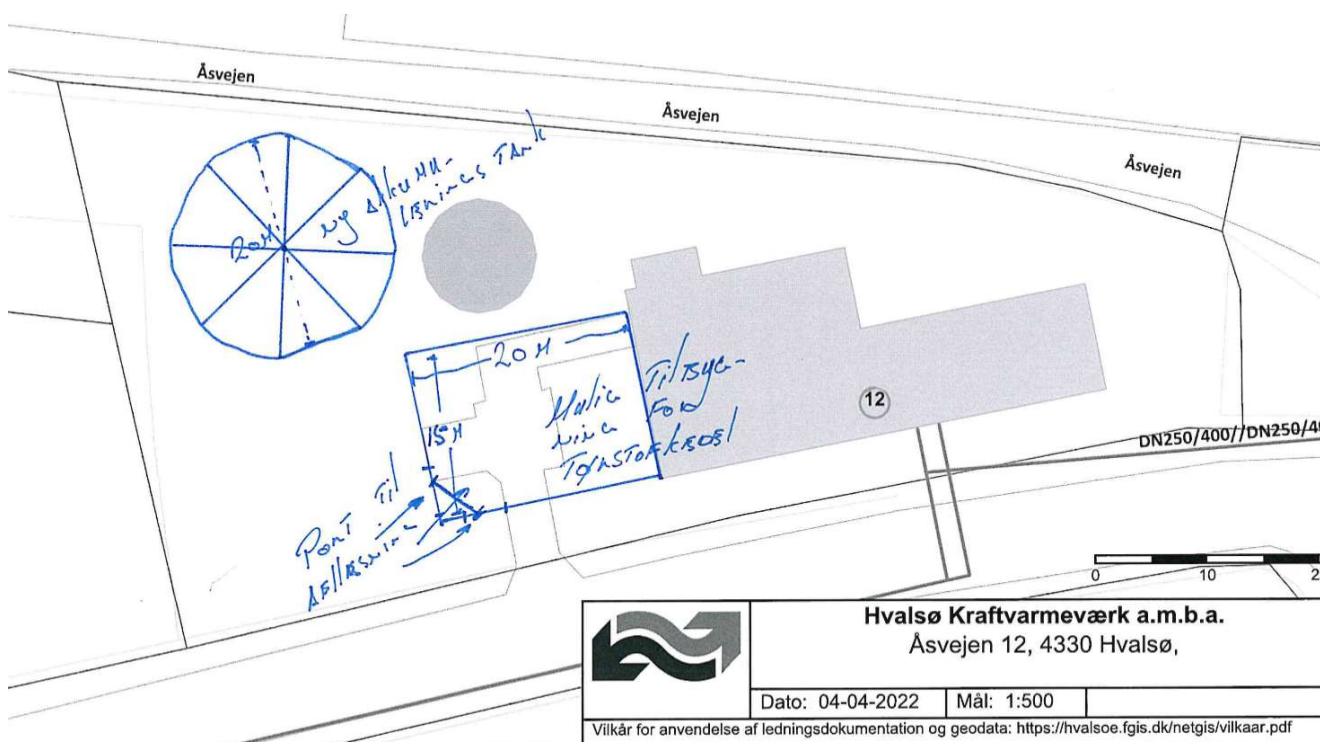
Produktionsenhed	Kapacitet
Fliskedel (savværk)	4,6 MW
Naturgaskedel	10 MW
Naturgasmotor	Varme: 3,7 MW El: 3 MW
Varmeakkumuleringstank	55 MWh

## 6. Scenarier

I følgende afsnit følger en beskrivelse af de undersøgte scenarier samt en opstilling af de estimerede investerings- og driftsomkostninger. Til sidst vises det beregnede årsresultat af hvert scenarie sammenlignet med referencen.

### 6.1. Scenarie 1: Elkedel + ny varmeakkumuleringstank

I det første scenarie tilføjes en ny elkedel og en ny varmeakkumuleringstank til det nuværende system. Scenariet beregnes både med en elkedel på 5 MW (Scenarie 1a) og 15 MW (Scenarie 1b) for at vurdere den mere fordelagtige kapacitet. Kapaciteten af varmeakkumuleringstanken er baseret på oplæg fra Hvalsø Kraftvarmeværk (se Figur 6.1), som viser en ny varmeakkumuleringstank med 4-gange af volumen af den eksisterende tank på 55 MWh, som dermed svarer til en kapacitet på 220 MWh.



Figur 6.1 Tegning fra Hvalsø Kraftvarmeværk i forbindelse med dimensioner af den nye varmeakkumuleringstank

Lige som i scenarie 2 i fase 1, vil elkedlen og akkumuleringstanken placeres ved kraftvarmeværket. El-tilslutning skal etableres gennem en ny 4,5 km lang 10 kV elkabel, som tilsluttes direkte til transformerstationen Kirkeskovgård nær

Kirke Såby. Der regnes med en omkostning for at etablere kablet på 1.000 kr./m i scenarie 1a og med 1.200 kr./m i scenarie 1b baseret på oplysninger fra Tjæreborg Industri. El-kabellægning inkluderer kun selve lægningsarbejdet og kabelindkøb - ikke projektering, lodsejerkompensering og lignende. Overvejelser omkring tracé, respektafstand og lignende er ikke behandlet i nærværende arbejde. Det skal bemærkes, at der i forbindelse med projektering af elkablet, kan opstå behov for længere trace end 4,5 km, hvilket vil medføre meromkostninger for projektet.

På grund af ca. 3,3 m høje jordvolde på matriklen, skal der medregnes omkostninger til gravearbejder til udligning af terræn, hvor varmeakkumuleringsstanken skal stå. Baseret på erfaringer antages det at det koster 200 kr./ton for transport og deponering plus 275 kr./m<sup>3</sup> jord til opgravning. Der antages en densitet på 1,5 ton / m<sup>3</sup> jord og en areal på størrelsen af akkumuleringsstanken + 1 m radius omkring, som svarer til ca. 380 m<sup>2</sup>.

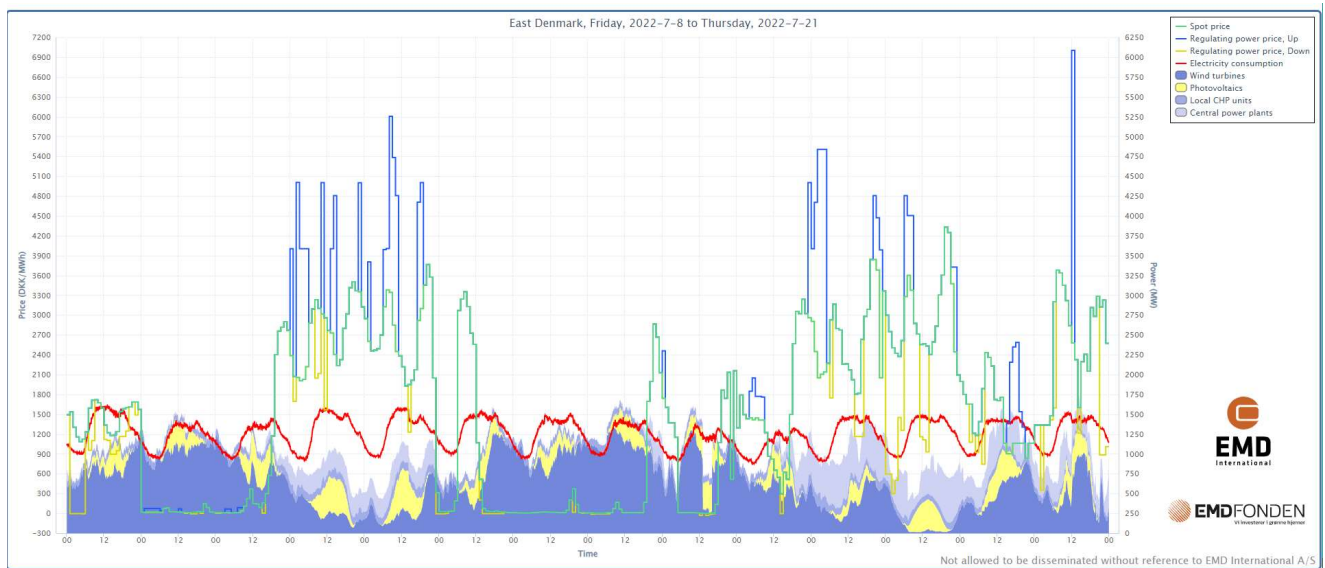
Baseret på en indledende vurdering fra NEXEL, er det sandsynligt at der er ledig kapacitet på 132/10 kV transformerstationen, og at der kan tilsluttes på begrænset netadgang. Der kunne imidlertid opstå udfordringer ved den fysiske tilslutning på grund af pladsbegrænsning på transformerstationen, og NEXEL oplyser også, at de har modtaget andre henvendelser omkring mulighed for tilslutning på stationen.

### Modellering af deltagelse i regulerkraftmarkedet

Idéen er, at elkedelanlægget ikke kun skal producere varme ved køb af el på spotmarkedet, men der skal også være mulighed for at deltage i regulerkraftmarkedet som fleksibel forbruger, når der er behov for nedregulering af frekvens i elnettet.

Fordelen ved at være på regulermarkedet til nedregulering er, at elprisen er billigere i disse timer end på spotmarkedet. På Figur 6.2 vises et eksempel på de forskellige markedspriser. Den grønne linje repræsenterer spotmarkedsprisen, mens den gule linje viser hvornår prisen på regulermarkedet var billigere. Det kan ses, at elprisen på regulerkraftmarkedet ligger lavere end spotprisen, men er i de fleste tider stadig positiv. Det betyder, at der stadig skal betales for el-forbruget. Dermed vil der ikke tjenes penge på den måde, men der kan muligvis nås en besparelse i varmeproduktionsomkostningerne sammenlignet med brug af alternative varmeproduktionsanlæg.





Figur 6.2 Eksempel på spotprisen i forhold til regulerkraftmarkedspriser<sup>2</sup>

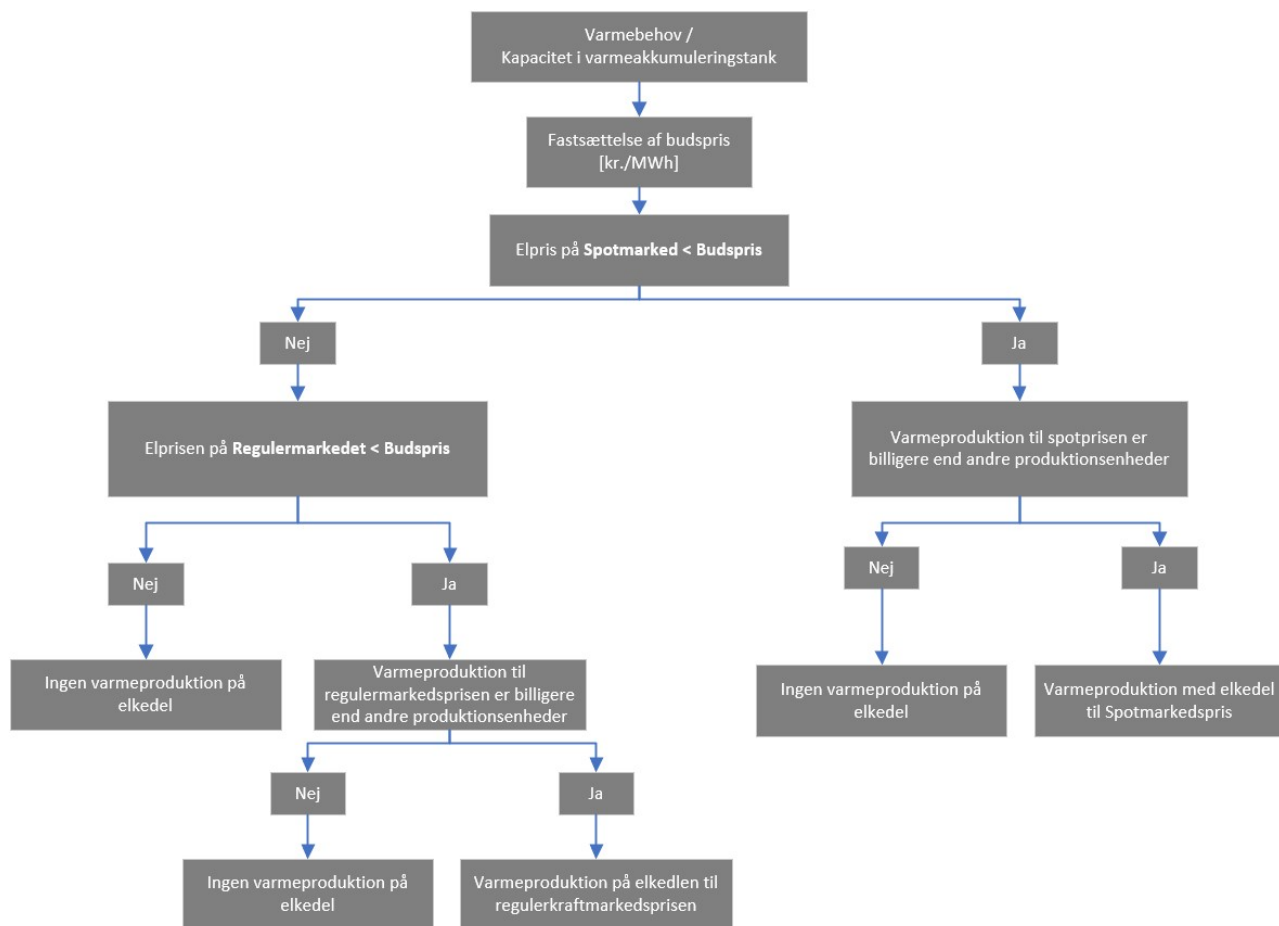
Til modellering regnes med priser fra deltagelse i mFRR (manual frequency restoration reserves) markedet.

For at integrere deltagelse i regulerkraftmarkedet i energyPRO modellen, blev der regnet med en fast budspris over hele året. Hvis spotmarkedsprisen ligger over denne fastlagte budspris, vil der ikke bydes på spotmarkedet. Hvis prisen på nedregulermarkedet samtidig ligger under budsprisen, bydes på regulerkraftmarkedet i stedet. Budprisen blev fastlagt som den pris, som giver det bedste årlige resultat. I 5 MW scenariet bruges en budspris på 400 kr., i scenariet med 15 MW elkedel bruges en budspris på 200 kr..

Elkedlen bliver kun tændt hvis produktionsomkostningerne af elkedlen er lavere end alternative produktionsenheder. I Figur 6.3 vises et blokdiagram, som visualiserer den modellerede beslutningslogik.

Der er også mulighed for at deltage i specialregulerkraftmarkedet, hvilket kan give yderligere besparelser. Det er ikke medregnet i modellen, fordi betalingen i specialregulerkraftmarkedet foregår efter pay-as-bid og data ikke er nemt tilgængeligt for at få et betydningsfuldt resultat.

<sup>2</sup> EMD International A/S, <https://www.emd.dk/el/>



Figur 6.3 Blokdiagram til visualisering af drift til spot- eller regulerkraftmarkedsprisen

### Investeringsomkostninger

Investeringsomkostninger til scenariet vises i Tabel 6.1. Priser baseres på overslagspriser fra Tjæreborg Industri A/S, Steeltank A/S, NEXEL og erfaringstal.

Tabel 6.1: Investeringsomkostninger til etablering af enten 5 MW eller 15 MW elkedelanlæg

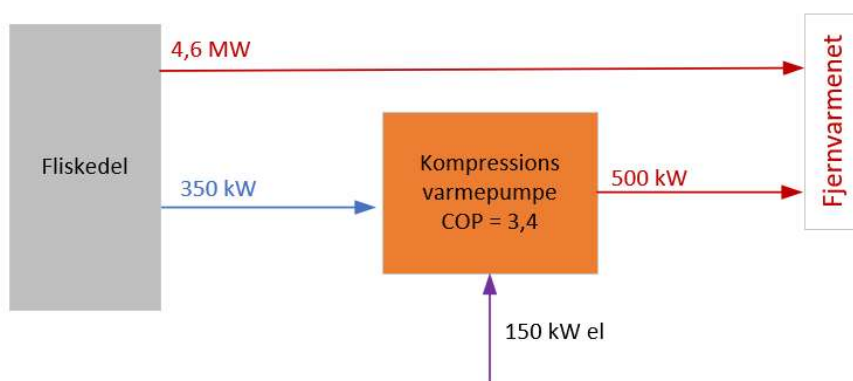
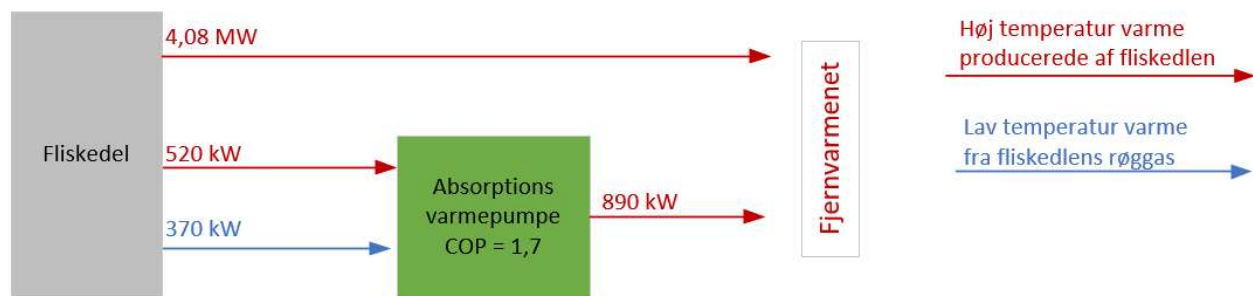
Beskrivelse	Investering [kr.]
<b>Gravearbejder på matriklen</b>	720.000
<b>Tank</b>	6.600.000
<b>Tankfundament</b>	600.000
<b>Fjernvarmerør (tank)</b>	100.000
<b>Elkedelanlæg (5 / 15 MW)</b>	5.600.000 / 5.900.000
<b>4,5 km elkabel (5 / 15 MW)</b>	4.500.000 / 5.400.000
<b>Etablering af felt og kabelindføring ifm. A-lav tilslutning</b>	700.000 kr
<b>Signal udveksling ifm. Begrænset netadgang</b>	200.000 kr.
<b>Koblingsstation</b>	500.000
<b>Styring ifm. regulerkraftmarkedet</b>	50.000
<b>Rådgivervydelse (5 / 15 MW) (5 %)</b>	980.000 / 1.040.000
<b>Uforudsete (5 / 15 MW) (10 %)</b>	2.050.000 / 2.180.000
<b>Total (5 / 15 MW)</b>	22.600.000 / 23.990.000

## 6.2. Scenarie 2: Varmepumpe på savværket

I fase 1 af delopgave 1, blev potentialet for en 0,5 MW el-drevet kompressionsvarmepumpe undersøgt, som udnytter overskudsvarme i røggasen fra fliskedlen på savværket. I fase 2, sammenlignes denne mulighed med en absorptionsvarmepumpe. Absorptionsvarmepumpen bruger ikke el, som drivenergi, men i stedet en del af den producerede højtemperatur varme fra fliskedlen. Til modellering af absorptionsvarmepumpen antages en COP på 1,7<sup>3</sup> og dimensioneringen baseres på, at absorptionsvarmepumpen og kompressionsvarmepumpen udnytter omkring samme varmemængde fra røggasserne.

En visualisering af hvordan absorptions- og kompressionsvarmepumpe fungerer vises på Figur 6.4.

<sup>3</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/inspirationskatalog\\_for\\_store\\_varmepumper.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/inspirationskatalog_for_store_varmepumper.pdf)



Figur 6.4 Sammenligning af varmeproduktionen gennemf absorptions- og kompressionsvarmepumpe

Ligesom med den eldrevet-varmepumpe, kan absorptionsvarmepumpen kun producere varme, når fliskedlen udsender røggas.

### Investeringsomkostninger

Investeringsomkostninger til scenariet ses i Tabel 6.2. Priser baseres på vejledende priser fra en analyse fra Plan Energi, Grøn Energi og DFP<sup>4</sup>og erfaringstal.

<sup>4</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/inspirationskatalog\\_for\\_store\\_varmepumper.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/inspirationskatalog_for_store_varmepumper.pdf)

Tabel 6.2: Investeringsomkostninger til etablering af ente el-drevet kompressions- eller absorptionsvarmepumpe

	Kompressions- varmepumpe	Absorptions- varmepumpe
<b>Arbejdspladsforhold</b>	100.000 kr.	100.000 kr.
<b>Ny bygning</b>	2.500.000 kr.	2.500.000 kr.
<b>Varmepumpeanlæg</b>	2.600.000 kr.	1.200.000 kr.
<b>Varmeveksleranlæg</b>	150.000 kr.	150.000 kr.
<b>Rørsystemer i bygning (glykol og fjernvarmeledningsanlæg)</b>	150.000 kr.	150.000 kr.
<b>Styring og regulering</b>	180.000 kr.	180.000 kr.
<b>Transformere, tilslutningsbidrag, øvrig el-arbejde</b>	830.000 kr.	100.000 kr.
<b>Ventilationsanlæg</b>	100.000 kr.	100.000 kr.
<b>Øvrige terrængenopretningsarbejde</b>	50.000 kr.	50.000 kr.
<b>Pumper (intern + fjernvarme)</b>	115.000 kr.	115.000 kr.
<b>Rådgiverydelse (5 %)</b>	460.000 kr.	350.000 kr.
<b>Uforudsete (10 %)</b>	1.000.000 kr.	750.000 kr.
<b>Total</b>	<b>7.830.000 kr.</b>	<b>5.360.000 kr.</b>

### 6.3. Scenarie 3: Tørstofkedel

I scenarie 3 tilføjes både en 1 MW tørstofkedel og en tørreenhed, som bruges til at tørre hestemøg og producerer biobriketter, som forbrændes i tørstofkedlen. Fordelen ved tørstofkedlen inkl. tørreenhed er, at selve energiresourcen er gratis, og der dermed kun skal betales for transport samt drift- og vedligeholdelsesomkostninger.

#### Investeringsomkostninger

Investeringsomkostninger er baseret på en overslagspris fra Ecodrying A/S, se Tabel 6.3.

Tabel 6.3: Investeringsomkostninger til etablering af tørstofkedelanlæg

Beskrivelse	Investering [kr.]
<b>Kedelanlæg</b>	4.900.000
<b>Bygning til kedelanlæg ved værket</b>	2.000.000
<b>Bioraffineringsanlæg/Tørreenhed</b>	9.000.000
<b>Bygning til bioraffinering/tørreenhed (ca. 1000 m<sup>2</sup>)</b>	2.500.000
<b>Rådgiverydelse (5 %)</b>	900.000
<b>Uforudsete (10 %)</b>	1.900.000
<b>Total</b>	<b>21.200.000</b>

Oplyste priser vurderes umiddelbar i underkanten og der skal tages hensyn til usikkerhed omkring prisestimatet.

Der er også muligheder for at indgå en Kooperation med en tredjepart. Eksempelvis har Ecodrying A/S foreslået en samarbejde med Sophieholm Gods i Tølløse, som er interesseret i at have bioraffineringsanlægget/tørreenheden til at stå på deres lokation. På Sophieholm gods er der en hal hvor tørreenheden kan stå samt et mandskab, der vil kunne passe anlægget. Løsningen her kunne være at Hvalsø Kraftvarmeværk investerer i anlægget, Sophieholm passer anlægget og der betales en langtidsleje i stedet for en investering i bygningen. Sophieholm Gods vil også stå for transporten af biobriketterne hen til varmeværket, hvor de kan bruges som brændsel til tørstofkedlen.

Til analysen bruges investeringsprisen til hallen i stedet for en lejebetaling og det antages at hele investeringen skal betales af Hvalsø Kraftvarmeværk.

Derudover antages det, at der ikke er nogen begrænsninger på mængderne af hestemøg der kan leveres. Der er ikke udført analyser af størrelsen på den tilgængelige ressource.

## 6.4. Sammenligning af driftsomkostninger af scenarierne

I dette kapitel vises de medregnede driftsomkostninger tilknyttet alle produktionsenheder, som undersøges i de forskellige scenarier. Bagefter sammenlignes årsresultater for scenarierne fra beregningen i EnergyPro.

### 6.4.1. Omkostninger pr. produktionsenhed

De følgende tabeller viser driftsomkostninger tilknyttet til alle betragtede produktionsenheder i de forskellige scenarier.

Tabel 6.4: Overblik over medregnet udgifter til produktionsenheder baseret på el

	El-drevet varmepumpe	Elkedel
<b>El-indkøb</b>	Day Ahead Spotmarkedspris pr. time , DK2	
<b>El-indkøb nedregulering</b>	-	mFRR markedspris, DK2
<b>Tariffer<sup>5</sup> [kr./MWh el]</b>	112	112
<b>Nettarif [kr./MWh el]</b>	135 (B-høj)	30,55 (A-lav)
<b>Drift og Vedligeholdelse [kr./MWh varme]</b>	15	10
<b>Drift og Vedligeholdelse [kr./år]</b>	7.450	40.000 (5 MW) 120.000 (15 MW)

Tabel 6.5: Overblik over medregnet udgifter til produktionsenheder baseret på gas

	Gasmotor	Gaskedel
<b>Gasindkøb</b>	Gennemsnitspris pr. måned i Danmark <sup>6</sup>	
<b>Energiafgift [kr./MWh varme]</b>	189	189
<b>NO<sub>x</sub> [kr./Nm<sup>3</sup>]</b>	0,03	
<b>Metan [kr./Nm<sup>3</sup>]</b>	0,07	0,008
<b>Tariffer<sup>7</sup> [kr./Nm<sup>3</sup>]</b>	0,3	-
<b>Drift / Vedligeholdelse [kr./MWh varme]</b>	125	0,3
<b>Drift og Vedligeholdelse [kr./år]</b>	218.000	10

Tabel 6.6: Overblik over medregnet udgifter til produktionsenheder baseret på fliskedlen i savværket

	Absorptionsvarme- pumpe	Direkte udnyttelse
<b>Varme fra savværk [kr./MWh varme]</b>	325	325
<b>Drift / Vedligeholdelse + Vandafledningsafgift [kr./MWh varme]</b>	55	-
<b>Drift og Vedligeholdelse [kr./år]</b>	12.000	-

<sup>5</sup> Transmissions-, system-, balancetarif

<sup>6</sup> <https://andelenergi.dk/erhverv/naturgas/vejledende-og-historiske-naturgaspriser/#maanedsgas>

<sup>7</sup> Transmissions-, Distributions- og Nødforsyningstarif

Tabel 6.7: Overblik over medregnet udgifter til tørstofkedlen<sup>8</sup>

	Tørstofkedel
<b>Transport [kr./MWh varme]</b>	55
<b>Drift / Vedligeholdelse kedelanlæg [kr./MWh varme]</b>	57
<b>Drift / Vedligeholdelse tørreenhed [kr./MWh varme]</b>	85

#### 6.4.2. Markedspriser

På grund af ekstreme udviklinger af el- og gaspriser i løbet af 2021/2022, er beregningerne gennemført med følgende to scenarier for el- og gaspriser:

- Priser fra kalenderåret 2021
- Priser fra perioden august 2021 – juli 2022 (kaldes 2022 i det følgende)

Perioden august 2021 til juli 2022 repræsenterer et år, hvor hele fyringssæsonen er belastet af høje energipriser.

I Tabel 6.1 vises gennemsnitlige spotpriser på el-spotmarkedet i DK2 og gennemsnitlige gaspriser i Danmark pr. måned

Tabel 6.1 Medregnet markedspriser for el og gas.

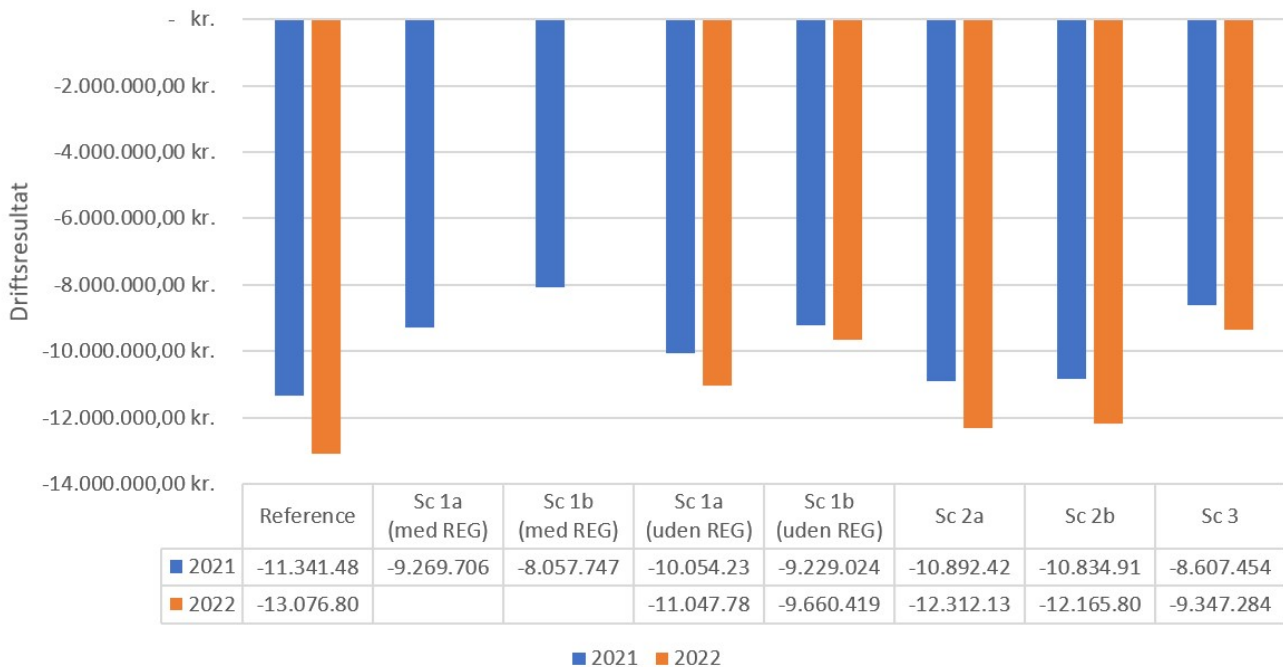
Måned	Elpris 2021 [kr./MWh]	Elpris 2021/22 [kr./MWh]	mFRR markedspris 2021 [kr./MWh]	Gaspris 2021 [kr./Nm <sup>3</sup> ]	Gaspris 2021/22 [kr./Nm <sup>3</sup> ]
Januar	378	830	333	2,3	8,23
Februar	405	746	327	2,22	7,84
Marts	347	1.695	294	2,13	12,73
April	356	1.137	315	2,31	10,03
Maj	411	1.210	366	2,71	8,79
Juni	547	1.587	474	3,02	9,62
Juli	606	1.739	525	3,66	15,93
August	627	627	557	4,38	4,38
September	921	921	831	6,28	6,28
Oktober	795	795	710	8,62	8,62
November	1.014	1.014	909	7,92	7,92
December	1.421	1.421	1214	10,96	10,96

<sup>8</sup> Ecodyring A/S



### 6.4.3. Driftsresultat

Driftsresultaterne vises på Figur 6.5, hvor der også vises forskellen i resultatet med og uden deltagelse i regulerkraftmarkedet. Driftsresultatet inkluderer alle betalinger og indtægter fra driften udtaget faste DV omkostninger og varme-salg



Figur 6.5 Visualisering af driftsresultater med både 2021 og 2022 energipriser

## 7. Resultater

Resultatet fra beregningerne med 2021 energipriser vises i Tabel 7.1. Her er deltagelse i regulerkraftmarkedet inkluderet i elkedel-scenarierne. I Tabel 7.2 vises resultater baseret på 2022 energipriser. En visualisering af resultaterne vises i Figur 7.1. Til finansiering af investeringsomkostningerne antages en rente på 3 % og en løbetid på 30 år.

- Scenarie 1a: 5 MW elkedel
- Scenarie 1b: 15 MW elkedel
- Scenarie 2a: Kompressionsvarmepumpe
- Scenarie 2b: Absorptionsvarmepumpe
- Scenarie 3: Tørstofkedel + Tørrenehed

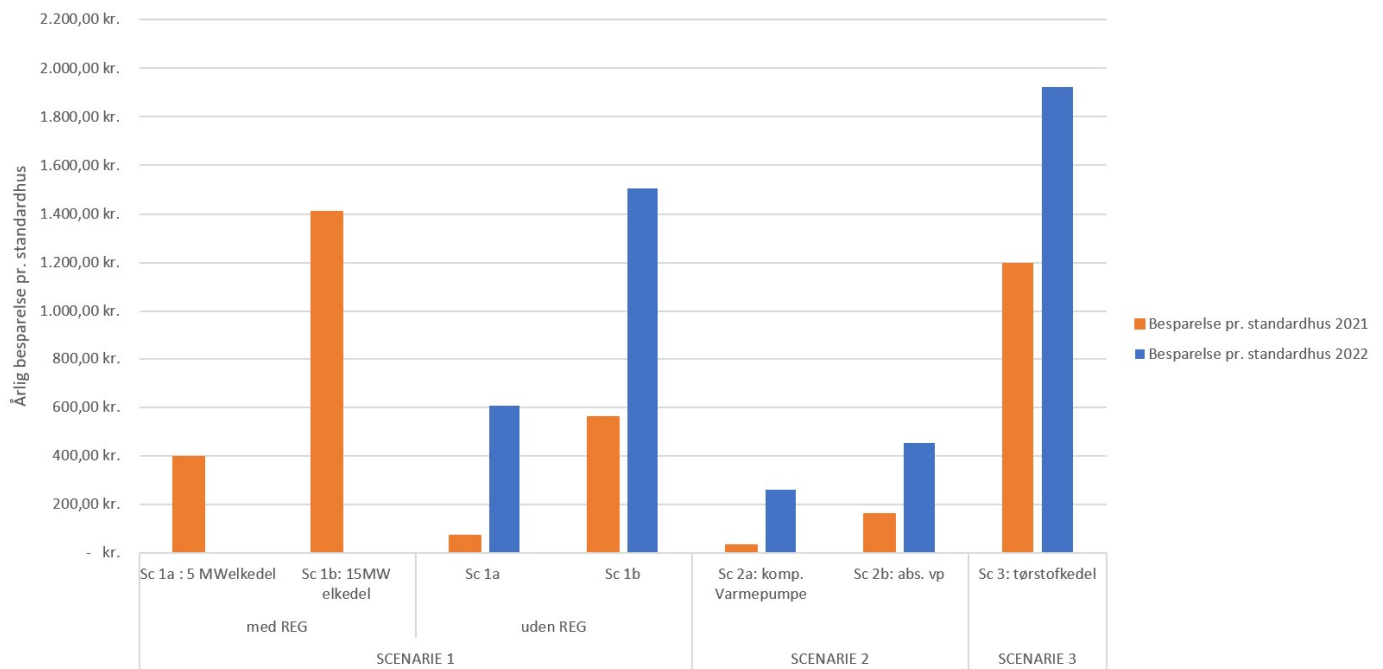
Tabel 7.1: Resultater med 2021 priser inkl. deltagelse i reguleremarkedet

2021	Sc 1a	Sc 1b	Sc 2a	Sc 2b	Sc 3
<b>Investering [t kr.]</b>	22.600	23.990	7.830	5.360	21.200
<b>Finansiering [t kr./år]</b>	1.150	1.220	400	270	1.100
<b>Besparelse drift [t kr./år]</b>	1.700	3.160	440	490	2.730
<b>Simpel tilbagebetalingstid [år]</b>	13,3	7,6	17,7	10,8	7,8
<b>Resultat [t kr./år]</b>	550	1.940	40	220	1.650
<b>Besparelse pr. standardhus [kr./år]</b>	390	1.410	30	160	1.200

Resultater for scenarie 1a og 1b inkluderer deltagelse i regulerkraftmarkedet. Uden fordelene fra regulerkraftmarkedet falder besparelse pr. standardhus til 70 kr. pr. år i scenarie 1a og til 560 kr. pr. år i scenarie 1b.

Tabel 7.2: Resultater med 2022 priser ekskl. deltagelse i reguleremarkedet

2022	Sc 1a	Sc 1b	Sc 2a	Sc 2b	Sc 3
<b>Investering [t kr.]</b>	22.600	23.990	7.830	5.360	21.200
<b>Finansiering [t kr./år]</b>	1.150	1.220	400	270	1.100
<b>Besparelse drift [t kr./år]</b>	1.990	3.300	760	900	3.730
<b>Simpel tilbagebetalingstid [år]</b>	11,3	7,3	10,3	5,9	5,7
<b>Resultat [t kr./år]</b>	840	2.080	360	630	2.650
<b>Besparelse pr. standardhus [kr./år]</b>	610	1.500	260	450	1.920



Figur 7.1 Årlig besparelse pr. standardhus for alle undersøgte scenarier

## 8. Konklusion

Scenariet 1a og 1b, opnår et bedre resultat end i fase 1 på grund af opdatering af investeringsomkostninger. En elkedel på 15 MW (scenarie 1b) kan både med 2021 og med 2022 priser nå en højere besparelse pr. standardhus end en elkedel på 5 MW (scenarie 1a). Dette skyldes, at størrelsen af elkedlen ikke har stor indflydelse på investeringsomkostningerne hvorimod den årlige gevinst øges med kapaciteten. Analyserne viser også, at deltagelse i regulerkraftmarkedet medfører en betydelig øgning i besparelsen pr. standardhus. For scenarie 1b er besparelsen per standardhus mellem 560-1.500 kr./år afhængigt af hvilket energipris-scenarie der benyttes. Det skal bemærkes, at der ikke er udført analyser omkring traceet, eksempelvis bør følgende undersøges nærmere: eksisterende ledninger mellem transformestation og værk, traceundersøgelser med fokus på respektafstande, lodsejforhold, krydsning af jernbane og rundkørsel centralt i Hvalsø (placering med mange fjernvarmeledninger), etc.

Scenarie 2a med en el-drevet varmepumpe giver en besparelse på 30 kr. pr. standardhus og besparelsen med en absorptionsvarmepumpe ligger på 160 kr./standardhus når der regnes med energipriser fra 2021. Med 2022 priser når scenariet med el-drevet varmepumpe en årlig besparelse pr. på 260 kr. og absorptionsvarmepumpe en besparelse pr. standardhus på 450 kr./år.

Scenarie 3 viser den største besparelse pr. standardhus. Tørstofkedlen inkl. tørreenhed producerer varme med gratis brændsel i form af hestemøg, hvor der kun skal betales variable omkostninger til transport, drift og vedligeholdelse. Business casen for scenarie 3 må dog anses for at have større usikkerhed, da der er tale om en ny teknologi på markedet.

Der kan opnås årlige besparelser på over 200 kr./standardhus og derfor anbefales det at ansøge om fase 3 for delopgave 1.