

Strategiplan for fremtidige produktionsanlæg i Nibe Varmeværks bestyrelse

Nibe Varmeværk A.m.b.a

Merkurvej 7
6000 Kolding
Tlf. 7630 8000
dfp@dfp.dk

Rapport

5. december 2023

Nærværende rapport er udarbejdet for:

Nibe Varmeværk
Hobrovej 46
9240 Nibe
<https://www.nibevarmevaerk.dk/>

Nærværende rapport er udarbejdet af:

Dansk Fjernvarmes Projektselskab A.m.b.a.
Merkurvej 7
6000 Kolding
www.dfp.dk
Telefon: 76 30 80 00
E-mail: dfp@dfp.dk

v/ Christian Holmstedt Hansen
Telefon: 23 48 29 62
E-mail: chh@dfp.dk

og

v/ Søren Hjort Olesen
Telefon: 61 72 80 27
E-mail: sho@dfp.dk

Indholdsfortegnelse

1	Indledning	4
2	Konklusion	6
3	Eksisterende produktionsanlæg	7
3.1	Eksisterende produktionsanlæg	7
3.2	Restlevetid og kapacitetsbehov	8
3.3	Delkonklusion	9
4	Nye produktionsanlæg	10
4.1	Politiske rammer	10
4.2	Lokale forhold	11
4.3	Nibe Varmeværks krav til nye produktionsanlæg	13
4.4	Delkonklusion	14
5	Fysiske forhold	15
5.1	Plads	15
5.2	Støj	16
6	Økonomi	17
6.1	Scenarier for produktionsanlæg	17
6.2	Forudsætninger for driftsomkostninger	19
	Brændselsprisscenarier	19
	Drift og vedligehold	22
	Afgifter og tariffer	23
6.3	Resultater for varmeproduktionsprisen	25
6.4	Forudsætninger for faste omkostninger	25
6.5	Forudsætninger for kapitalomkostninger	26
6.6	Resultater for totaløkonomi	27
6.7	Samfundsøkonomi	31

Bilag

Bilag 01: Figurer med varmeproduktion for Basis 400 scenarierne

Bilag 02: Varmeproduktionsfordeling for scenarierne

1 Indledning

Nibe Varmeværk forsyner ca. 2150 forbrugere i Nibe By.

Af værkets ca. 38 km hovedledningsanlæg er godt 60% etableret indenfor de sidste 30 år. Denne del af ledningsanlægget forventes at have en fin stand, som kræver en mindre årlig vedligeholdelseskostning. De resterende 40% af hovedledningsanlægget er af ældre dato eller har ukendt alder. Denne del af ledningsanlægget forventes at have flere omkostninger til årligt vedligehold, men nødvendigheden af decideret ledningsrenovering/udskiftning bør afgøres af termografering, samt brudhistorisk.

Der findes et særdeles begrænset udvidelsespotentiale for Nibe Varmeværk, og det forventes, at en forventet stigning i varmebehov/produktion vil komme fra fortætning af det eksisterende forsyningsområde samt udstykning af nye områder i og ved Nibe By. Det forventes dog at noget af den forventede stignings i varmeforbrug vil blive modsvaret af energibesparelser i boligmassen og reducere nettab i ledningsnettet.

Dermed forventes det, at Nibe Varmeværks eksisterende varmeproduktion kun vil være svagt stigende de næste mange år.

Nibe Varmeværk råder i dag over produktionsanlæggene angivet i Tabel 1. Derudover råder værket over en akkumuleringstank på 3000 m³.

Anlæg	Indfyret [MW]	Varme [MW]	El [MW]	Varmevirkningsgrad	Idriftsættel sesår
Motor 1 (Jenbacher J320 GS-C05)	2,603	1,562	1,064	60,0%	2010
Motor 2 (Jenbacher J320 GS-C05)	2,770	1,514	1,062	54,7%	2011
Motor 3 (Jenbacher J416 GS-B302)	2,910	1,669	1,203	57,4%	2016
Motor 4 (Caterpillar CG170-12)	2,858	1,551	1,162	54,3%	2013
Motor 5 (Jenbacher J416 GS-B302)	2,897	1,724	1,203	59,5%	2017
Varmepumper, røggas	0,0	2,0	-0,4	500,0%	2019
Elkedel	0,0	7,0	-7,0	100,0%	2021
Naturgaskedel	11,3	12,0	0,0	106,0%	2003

Tabel 1: Oversigt over Nibe Varmeværks eksisterende produktionsanlæg

Alle anlæggene er placeret på værkets central på Hobrovej.

Langt størstedelen af fjernvarmeforsyningen i Nibe er baseret på naturgas, og indtil 2021, da der blev investeret i en elkedel, var hele fjernvarmeforsyningen baseret på naturgas. Varmeproduktionsprisen er dermed særdeles følsom overfor ændringer i priserne på naturgas, og hvordan elprisen bevæger sig relativt til naturgasprisen.

Historisk har naturgasbaserede kraftvarmeværker, som Nibe Varmeværk, kunnet levere varme til en fornuftig pris ved at producere varme på naturgasmotorerne, når elpriserne har været gunstige og ellers producere varmen på naturgaskedlen.

Hen over sommeren 2021 begyndte naturgaspriserne at stige, og i slutningen af 2021 begyndte naturgaspriserne for alvor at stige. Samtidigt begyndte elpriserne også at stige. I hele 2022 var både el- og naturgasprisen enten meget høj eller ekstremt høj. Først i 2023 er naturgasprisen faldet til et lavere niveau (som dog historisk stadigvæk er relativt høj). Elprisen er også faldet til et lavere niveau, men er i et historisk perspektiv stadigvæk relativt høj). Elprisen består dog tiltagende af perioder meget høje priser og perioder med meget lave priser.

De seneste to år har varmeproduktionsprisen for et naturgasbaseret kraftvarmeværk, som Nibe Varmeværk, været høje på grund af priserne på naturgas og el.

Da Nibe Varmeværk har investeret i en elkedel, har der været mulighed for at udnytte de timer med lave elpriser, der har været, samt at deltage i markerne for nedregulering og specialregulering, hvilket har kunnet afværge en del af stigningen i varmeproduktionspris.

De politiske rammer for brændselsvalg til varmeproduktion har de seneste år peget én vej; de fossile brændstoffer skal udfases. Gasen skal gøres grøn og fjernvarmeselskaberne skal planlægge udfasning af gassen, så den kun bruges til spids- og reservelast, samt til at understøtte elsystemet med elproduktion, når der er behov for dette.

Anlæggene i Nibe Varmeværks bestykning har en relativt lang restlevetid og der er nok kapacitet til at forsyne Nibe Varmeværks forbrugere. Der er derfor ikke behov for at undersøge anlæg, der kan levere spids- og reservelast, men i stedet behov for at undersøge anlæg, der kan levere klimavenlig og prisbillig grundlastkapacitet, og brændselsikre værket i en større grad, end det er i dag.

2 Konklusion

Nibe Varmeværks forbrugere har de seneste to år oplevet markant højere varmepriser og står nu over for to valg:

1. Nibe Varmeværk tager imod Aalborg Forsynings tilbud
2. Nibe Varmeværk investerer i nye varmeproduktionsanlæg

Med udgangspunkt i, at man tror på, at Aalborg Forsyning i fremtiden kan sænke forbrugsafgiften til 281 kr./MWh inkl. moms, og samtidig fastholde effektafgiften på 14 kr./m² inkl. moms og abonnementet på 1220 kr. inkl. moms, så skal man gå med den løsning, da det ikke forventes, at Nibe Varmeværk langsigtet kan opnå så lav en varmepris. Varmeprisen svarer til, hvad der pr. 1 januar 2023 er den syvende billigste fjernvarmepris i Danmark, hvor Aalborg pr. 1 januar 2023 lå på en 100. plads.

Tror man ikke på, at Aalborg Forsyning i fremtiden kan sænke prisen så meget, bør Nibe Varmeværk investere i nye produktionsanlæg. Denne rapport har vist at de to mest fordelagtige løsninger vil være en af følgende:

- Investering i 8 MW luft/vand varmepumpe
- Investering i 4 MW luft/vand varmepumpe og 4 MW halmkedel

Resultaterne viser, at løsningerne er ligeværdige, og at begge løsninger vil give en meget fornuftig varmepris. Begge løsninger har fordele og ulemper, og det vil i sidste ende være Nibe Varmeværks tro på fremtiden, der afgør, hvilken løsning, der er den bedste.

De politiske rammer for brændselsvalg til varmeproduktion har de seneste år peget mod en elektrificering af varmesektoren, hvilket taler for en stor varmepumpe. Men hvis fjernvarmen for alvor skal være den buffer for elsystemet, som politikkerne og andre interessenter ønsker, så kræver det, at fjernvarmen har andet end elforbrugende anlæg at producere på. Dette taler for kombinationsløsningen med en varmepumpe og en halmkedel.

Tror man på en markant større anvendelse af halm til biogasproduktion, så vil priserne på halm i fremtiden stige, hvilken vil være et argument for at vælge den store varmepumpe. Men kommer denne efterspørgsel først om f.eks. 10-15 år, så vil der være mange år, hvor en halmkedel kan levere billig varme. Kombinationen af en varmepumpe og en halmkedel giver en sammensætning af produktionsanlæg, der er langt mere robust overfor prisstigninger. Kombinationen af en varmepumpe og en halmkedel kan ses som en forsikring mod meget høje elpriser. Den er god at have, hvis elpriserne stiger meget, omvendt en ulempe ved meget lave elpriser.

3 Eksisterende produktionsanlæg

Dette kapitel indeholder en gennemgang af Nibe Varmeværks eksisterende produktionsanlæg, med fokus på den forventede restlevetid for anlæggene, forventninger til den fremtidige produktionspris og en gennemgang af behovet for produktionskapacitet.

3.1 Eksisterende produktionsanlæg

Nibe Varmeværks eksisterende produktionsanlæg kan ses i Tabel 1.

Nibe Varmeværk råder desuden over en akkumuleringstank på 3000 m³, der kan indeholde ca. 170 MWh. Akkumuleringstanken anvendes til at udjævne spidserne i varmebehovet og lagre varmen naturgasmotorerne og elkedlen.

Anlæg	Indfyret [MW]	Varme [MW]	El [MW]	Varmevirkningsgrad	Idriftsættel sesår
Motor 1 (Jenbacher J320 GS-C05)	2,603	1,562	1,064	60,0%	2010
Motor 2 (Jenbacher J320 GS-C05)	2,770	1,514	1,062	54,7%	2011
Motor 3 (Jenbacher J416 GS-B302)	2,910	1,669	1,203	57,4%	2016
Motor 4 (Caterpillar CG170-12)	2,858	1,551	1,162	54,3%	2013
Motor 5 (Jenbacher J416 GS-B302)	2,897	1,724	1,203	59,5%	2017
Varmepumper, røggas	0,0	2,0	-0,4	500,0%	2019
Elkedel	0,0	7,0	-7,0	100,0%	2021
Naturgaskedel	11,3	12,0	0,0	106,0%	2003

Tabel 1: Oversigt over Nibe Varmeværks eksisterende produktionsanlæg

Nibe Varmeværk råder i dag ikke over produktionsenheder, der kan levere billig grundlast, en fornuftig varmepris skal derfor opnås ved at producere varme og el (på naturgasmotorerne) når elpriserne er høje og forbrugere el (på elkedlen), når elpriserne er lave. Røggasvarmepumper (der er koblet til naturgasmotorerne) har været svære at indkøre og har en del drifts-udfordringer. Bl.a. har de svært ved at køre om sommeren grundet et for lavt flow. Som en konservativ betragtning er røggasvarmepumperne holdt ude af de økonomiske beregninger i denne rapport. Kan der opnås fornuftig drift på varmepumperne, vil dette blot forbedre driftsøkonomien.

Både naturgasmotorerne og elkedlen kan bydes ind i systemydelsesmarkederne. På nuværende tidspunkt er der ingen kapacitetsydelse i Vestdanmark, der kan bydes ind asymmetrisk (kun op- eller nedregulering) udover mFRR opregulering.

Det vil sige, at kun Nibe Varmeværks naturgasmotorer kan indmeldes i mFRR kapacitetsmarkedet. Både naturgasmotorerne og elkedlen kan bydes ind i regulerkraftmarkedet, som henholdsvis opregulering for naturgasmotorerne og nedregulering for elkedlen, hvis anlæggene ikke kører. Kører anlæggene allerede, f.eks. pga. vundne bud i spotmarkedet kan naturgasmotorerne meldes ind som nedregulering og elkedlen som opregulering.

Efter Energinet er skiftet fra at håndtere behovet for modhandel, på grænsen mellem Danmark og Tyskland, som specialregulering, til at indkøbe behovet i intra-day markedet har elkedlen mulighed for opnå fordelagtige priser i intra-day markedet.

Når Energinet implementer den europæiske aFFR platform (PICASSO) vil det også være muligt at levere asymmetriske bud i aFFR-markedet, hvilket øger indtjeningsmulighederne i systemudelsesmarkederne for naturgasmotorer, elkedler og varmepumper.

Naturgasmotorerne har en høj elvirkningsgrad og det indbyrdes forhold mellem virkningsgraderne på naturgasmotorerne og elkedlen gør, at naturgaskedlen teoretisk kun bør køre ved spidslastsituationer og som reserve/nødlast.

Naturgasmotorerne forventes at have få driftstimer. Naturgasmotorerne koster forholdsvis meget at holde driftsklare, bl.a. fordi der er i servicekontrakterne er angivet et minimum antal driftstimer på 2000 timer/år. Naturgasmotorerne kan forestilles at få betydning i en fremtid med mere vedvarende energi og dertilhørende fluktuerende elpriser.

Hvis Nibe Varmeværk vælger at etablere nye produktionsanlæg, bør der tages en vurdering af hvad der skal ske med naturgasmotorerne. Naturgasmotorerne koster ca. 200 kr./år inkl. moms for et standardhus at have stående uden drift.

3.2 Restlevetid og kapacitetsbehov

Naturgasmotorerne er af "nyere" dato og har mange resterende driftstimer, før en hovedreovering er nødvendig. Naturgaskedlen er ældre, men bør kunne holdes kørende i en længere årrække til at dække spids- og reservelast behovet. Elkedlen og røggasvarmepumperne er nye anlæg, der har en lang restlevetid.

Nibe Varmeværk producerer i et normalår ca. 52.500 MWh/år fordelt på et varmesalg på ca. 42.500 MWh/år og et ledningstab på ca. 10.000 MWh/år. Med en årsbenyttelsestid på 1800 timer og en samtidighedsfaktor på 0,62 kan det maksimale effektbehov beregnes til 18,1 MW. Dette er opsummeret i Tabel 2.

	Varmesalg [MWh]	Nettab [MWh]	Varmebehov [MWh]	Effektbehov [MW]
Nibe Varmeværk	42.500	10.000,0	52.500,0	18,1

Tabel 2: Varmesalg, nettab, varmebehov og det estimerede effektbehov for Nibe Varmeværk

En opsummering af varmekapaciteterne for de eksisterende varmeproduktionsanlæg, sammenholdt med effektbehovet i en spidslastsituation kan ses i Tabel 2.

	Kapacitet/ Effektbehov [MW]
Elkedel	7,0
Naturgasmotorer	6,5
Røggasvarmepumper	2,0
Naturgaskedel	12,0
Total varmekapacitet	27,5
Effektbehov	18,1

Tabel 3: Varmekapaciteter for eksisterende varmeproduktionsteknologier og spidslast effektbehovet.

Tabel 3 viser, at Nibe Varmeværk råder over rigelig kapacitet når alle anlæg er driftsklare. Værket er afhængigt af at naturgaskedlen er driftsklar. Ved havari af naturgaskedlen mangler Nibe Varmeværk 2,6 MW kapacitet i en spidslastsituation. Varmeproduktionsanlæggene har lang forventet restlevetid, og da effektbehovet ikke forventes at ændre sig meget, er der derfor ikke behov for, at Nibe Varmeværk investerer i yderligere produktionsanlæg til spids- og reserveslast.

3.3 Delkonklusion

Med de nuværende anlæg er der ingen anlæg der for sig selv kan levere billig grundlastkapacitet. I perioder hvor forholdet mellem el og gasprisen er gunstigt, kan der produceres billig varme på naturgasmotorerne. I perioder hvor elpriserne er meget lave, kan der produceres billig varme på elkedlen. Derudover kan naturgasmotorerne og elkedlen opnå indtjening ved at levere systemydelse til elmarkedet.

I timer hvor elprisen ikke er lav nok til, at elkedlen kan producere varme til en lav pris og ikke er høj nok til at naturgasmotorerne kan producere varme til en lav pris, er Nibe Varmeværk nødt til at producere på det anlæg, der er billigst af de to, selvom varmen ikke er billigt.

Der er derfor behov for at se på en investering i nye varmeproduktionsanlæg, der kan fungere som billig grund- og mellemlastkapacitet, til at sikre en fornuftig varmepris.

4 Nye produktionsanlæg

Dette kapitel gennemgår relevante nye produktionsanlæg for Nibe Varmeværk. Kapitlet tager udgangspunkt i de politiske rammer for varmeproduktionsanlæg, de lokale forhold der er gældende for Nibe Varmeværk, samt de krav der ønskes opfyldt for et nyt produktionsanlæg til Nibe Varmeværk.

4.1 Politiske rammer

De politiske rammer for brændselsvalg til varmeproduktion har de seneste år peget én vej: de fossile brændstoffer skal udfases og måden er ikke mere biomasse, men i stedet en elektrificering af varmesektoren. Elektrificeringen af varmesektoren foregår typisk ved en kombination af eldrevne varmepumper (til grund- og mellemlast) og elkedler (til spidlast og som fleksible enheder, der kan producere meget varme i de perioder el er billigt).

Der er politiske mål om, at oliefyr skal udfases inden 2030 og naturgasfyr inden 2035, og fjernvarmeselskaberne er desuden blevet bedt om at lægge planer for udfasning af naturgasen på deres egne rent varmeproducerende anlæg. Det må derfor forventes, at Nibe Varmeværk på sigt enten skal konvertere sine naturgaskedler til at anvende biogas, eller at finde alternative produktionsanlæg til reserve- og spidslast.

Det forventes, at der i fremtiden fortsat vil være brug for elproducerende anlæg, som naturgasmotorer, til at levere el, når elmarkederne har brug for det. Eftersom det forventes, at gassen er 100 % grøn inden 2035 er det derfor forventningen, at naturgasmotorerne i fremtiden vil blive drevet af biogas/opgraderet biogas.

Der er på nuværende tidspunkt ingen konkrete udmeldinger fra politisk hold mht., hvad biomasse i Danmark præcist skal bruges til i fremtiden, udover, at der skal forbrændes mindre end i dag og at den anvendte biomasse skal være bæredygtig.

Det er dog DFP's forståelse at biomasseforbruget i fremtiden skal nedskaleres, så det udelukkende er det indenlandske producerede biomasse, der forbruges i Danmark. Derudover vil den træbaserede biomasse, der anvendes til fjernvarmeproduktion, sandsynligvis blive reduceret til det, der kan karakteriseres som biomasseaffald (den biomasse, der ikke kan bruges til andet end forbrænding).

Der er som sagt udarbejdet strategier for, at den danske ledningsgas skal være 100% grøn og planer om at dette skal ske inden 2030. Dette kræver, at den danske produktion af biogas forøges. Dette kan føre til en øget konkurrence om de indenlandske biomasseressourcer (primært gylle og halm), da halm ses som en af de mest oplagte ressourcer til at øge produktionen af biogas.

Der er desuden udarbejdet strategier for produktion af grønne brændstoffer. En forudsætning for produktionen af flere af de grønne brændstoffer er adgangen til biogent kulstof (CO₂). Der er som udgangspunkt tre kilder til den biogene CO₂: Biogasanlæg, forbrænding af biomasse på varmeværker og kraftvarmeværker, og forbrænding af biogent affald. Eftersom den biogene CO₂ skal transporteres til, hvor de grønne brændstoffer skal produceres, vil CO₂-fangst fra

forbrænding af biomasse sandsynligvis blive etableret i nærheden af PtX-anlæg og etableret på større forbrændingsanlæg.

De ovenstående argumenter fører til, at der sandsynligvis skal forbrændes mindre biomasse decentralt end der gør i dag. Dog forventes det også, at fjernvarmen skal være en buffer for elsystemet, der ikke trækker på elsystemet, når der er mangel på el. Dette taler for, at varmesektoren ikke skal elektrificeres 100%, men at der stadig er mulighed for at f.eks. at anvende lokal bæredygtig biomasse til varmeproduktion.

Til sidst er der også stor politisk vilje for at udnytte overskudsvarme og geotermi. Politisk er derfor også de seneste år forsøgt at forbedre rammerne for udnyttelse af industriel overskudsvarme.

4.2 Lokale forhold

Dette afsnit beskriver de lokale forhold for etablering af nye produktionsanlæg for Nibe Varmeværk samt sammenhængen med de politiske rammer.

4.2.1 Hvordan vender ledningsnettet?

Nibe Varmeværk leverer i dag alt varmen fra varmeværket på Hobrovej. Nye produktionsanlæg skal placeres, hvor de kan levere ind på de eksisterende forsyningsledninger. Den mest oplagte mulighed for placering af nye produktionsanlæg vil være ved værket på Hobrovej. Her kan den eksisterende akkumuleringstank bruges til de nye anlæg, og den eksisterende elforbindelse kan anvendes.

4.2.2 Relevante produktionsanlæg for Nibe Varmeværk

I det følgende gives en kort beskrivelse af relevansen af de forskellige typer nye produktionsanlæg for Nibe Varmeværk.

Geotermi

Geotermisk energi kan typisk udnyttes i dybder fra 800m-3000m. Fra 0-800 m er temperaturen for lav til at udnytte og ved dybder på mere end 3000m er trykket for højt. Der er et geotermisk potentiale ved Nibe, da både Frederikshavn formationen, Haldager Sand formationen og Fjerritslev formationen jf. GEUS vurderes at indeholde egnede geotermiske reservoirer i dybdezonen 800-3000 meter ved Nibe. Geotermi er dog endnu en meget uprøvet varmekilde i Danmark og der er få succesfulde geotermiprojekter i Danmark. Et geotermiprojekt er forbundet med stor økonomisk risiko og derfor ses geotermi ikke som relevant for Nibe Varmeværk.

Overskudsvarme

Udnyttelse af industriel overskudsvarme er som udgangspunkt altid relevant, dog kræver det at overskudsvarmekilden er af en vis kvalitet og at varmekilden og fjernvarmenettet er placeret tæt på hinanden. Kan overskudsvarmen anvendes direkte i fjernvarmenettet forbedrer det typisk business-casen. Skal temperaturen på overskudsvarmen løftes med en varmepumpe kan det ofte være svært at få en tilstrækkelig god økonomi i projektet, når man sammenligner med en varmepumpe med ude-luft som varmekilde. Det skyldes, at der ofte er store omkostninger forbundet med at udnytte overskudsvarmen ved virksomheden (i forbindelse med at overføre

varmen fra processen, der afgiver overskudsvarmen til varmepumpekredsen). Fra 2023 er der indført et prisloft på overskudsvarme. Prisloftet er en maksimal pris overskudsvarmen må koste at udnytte (inkl. kapitalomkostninger). Prisloftet for overskudsvarme gør det usikkert at investere i overskudsvarmeprojekter, særligt projekter, der kræver en varmepumpe, da det øger kapitalomkostningerne. Nibe Varmeværk modtager ikke overskudsvarme i dag, og det vurderes ikke, at der er overskudsvarmekilder i nærheden af Nibe Varmeværks eksisterende ledningsnet.

Varmepumpe med spildevand som varmekilde

Udnyttelse af spildevand som varmekilde vil give en varmepumpe en høj effektivitet (COP), sammenlignet med udeluft som varmekilde. Rentabiliteten af et sådant anlæg vil være afhængig af, hvor meget og hvor ofte et spildevandsanlæg kører. Siden 2012 er spildevandet fra Nibe sendt til et rensningsanlæg i Aalborg. Eftersom varmen i spildevandet normalt udvindes efter, det er blevet rensset, er en varmepumpe med spildevand som varmekilde ikke relevant for Nibe Varmeværk.

Varmepumpe med udeluft som varmekilde

En varmepumpe med udeluft som varmekilde kan startes, når elpriserne er lave, og lade på en akkumuleringstank, og stoppes, hvis elpriserne bliver for høje. Grundet varmepumpers høje virkningsgrad vil en varmepumpe kunne levere konkurrencedygtig varme i et stort spænd af elpriser. I perioder med vedvarende høje elpriser er en varmepumpe dog ikke optimal til at levere den primære varmeproduktion.

Når varmekilden er udeluft stiller det krav til, at der er arealer til rådighed til energioptagere, ligesom at man skal være opmærksom på at overholde gældende støjkraV ved placeringen. I Nibe Varmeværks tilfælde vil det kræve, at der tilkøbes jord til energioptagere.

Ovenstående argumenter gør, at en varmepumpe med udeluft som varmekilde kan være relevant for Nibe Varmeværk. Derudover passer varmepumpen ind i elektrificeringsdagsordenen.

Biomasseanlæg

Nibe Varmeværk har i dag ingen biomasseanlæg. Et biomasseanlæg som f.eks. en halm eller en flis kedel kan levere billig varme som grundlastenhed. Varmeproduktionsprisen er ikke afhængig af el- og gasprisen, som Nibe eksisterende produktionsanlæg, men vil være afhængig af de kontrakter på køb af biomasse, Nibe Varmeværk vil kunne opnå et givent år.

En biomassekedel vil ligesom ved en investering i stor varmepumpe kræve, at der tilkøbes jord. Derudover kræver en biomassekedel mere mandskab til drift og vedligehold en f.eks. en stor varmepumpe.

En biomassekedel passer dog ikke ind i elektrificeringsdagsordenen, men vil kunne levere billig varme, uanset om elprisen er høj eller lav.

Ovenstående argumenter gør, at en biomassekedel kan være relevant for Nibe Varmeværk.

Akkumuleringstank

Nibe Varmeværk har i dag en akkumuleringstank på 3000 m³. Tanken er fra 2006/2007 og er i god stand. Tanken bør (med tilstrækkeligt vedligehold) have en lang restlevetid. Når tanken er

udskiftningsmoden, bør det overvejes om, der skal opsættes en større tank, hvis der investeres i en stor varmepumpe.

Opleves der i driften, at det vil være fordelagtigt at have mere akkumulering end den nuværende akkumuleringstank, kan det undersøges hvor fordelagtigt det vil være at investere i en ny akkumuleringstank. En investering i en ekstra akkumuleringstank kan derfor være et relevant scenarie for Nibe Varmeværk.

I de økonomiske beregninger i denne rapport er der dog ikke indregnet omkostninger til investering i en ekstra akkumuleringstank.

4.2.3 Nettilslutning af elforbrugende anlæg

Hvis Nibe Varmeværk skal etablere en stor eldrevet varmepumpe, skal den naturligvis tilsluttes til elnettet. Generelt er det gældende, at det gælder om at blive net tilsluttet på et så højt niveau i elnettet som muligt (helst som A-kunde). Dette medfører en højere investeringsomkostning, men giver til gengæld en langt lavere driftsomkostning.

Nibe Varmeværks elkedel er tilsluttet som A-lav kunde (tilsluttet direkte i en 60/10 kV transformestation på 10 kV siden). Som udgangspunkt anbefales det, at den eksisterende nettilslutning også anvendes til en varmepumpe. Dette vil kræve investering i koblingsanlæg, styring osv. på varmekædet. I den forbindelse skal det også undersøges med det lokale eldistributionsselskab om forbindelsen kan håndtere mere end de 7 MW elkedlen i dag kan trække.

I forbindelse med en eventuel detailprojektering af varmepumpen, skal det undersøges om den økonomisk mest fordelagtige løsning vil være at tilkoble en varmepumpe på B-niveau, udnytte det eksisterende kabel, eller opdimensionere kablet. I samme ombæring bør det indtænkes om der i fremtiden kan investeres i en større elkedel.

I de økonomiske beregninger i denne rapport er der regnet med, at den eksisterende nettilslutning til elkedlen også kan benyttes til en varmepumpe.

4.3 Nibe Varmeværks krav til nye produktionsanlæg

Følgende afsnit opsummerer de krav Nibe Varmeværk skal stille til etablering af nye produktionsanlæg:

Grundlastanlæg skal sikre:

1. En prisbillig og miljøvenlig grundlastkapacitet, der sikrer en fornuftig varmepris i Nibe Varmeværks forsyningsområde.
2. Stor robusthed i grundlastkapaciteten, så varmeprisen er mindre følsom overfor ændringer i rammebetingelser, brændselspriser etc.
3. Både den politiske og lokalfolkelige opbakning til fjernvarmen i Nibe, så der vælges produktionsanlæg, der er både national og lokal opbakning til. Der er stor opbakning til elektrificeringen af varmeforsyningen i Danmark, samtidig med, at ord som sektorintegration, PtX og udnyttelse af overskudsvarme giver en god brandingeffekt.

4.4 Delkonklusion

På baggrund af de ovenstående krav til nye produktionsanlæg er det fundet, at følgende anlæg kan være relevante at etablere for Nibe Varmeværk:

- Eldrevet varmepumpe: relevant som grund- og mellemlastanlæg til at sikre en lav varmepris
- Halmfyret kedel: relevant som grund- og mellemlastanlæg til at sikre en lav varmepris

5 Fysiske forhold

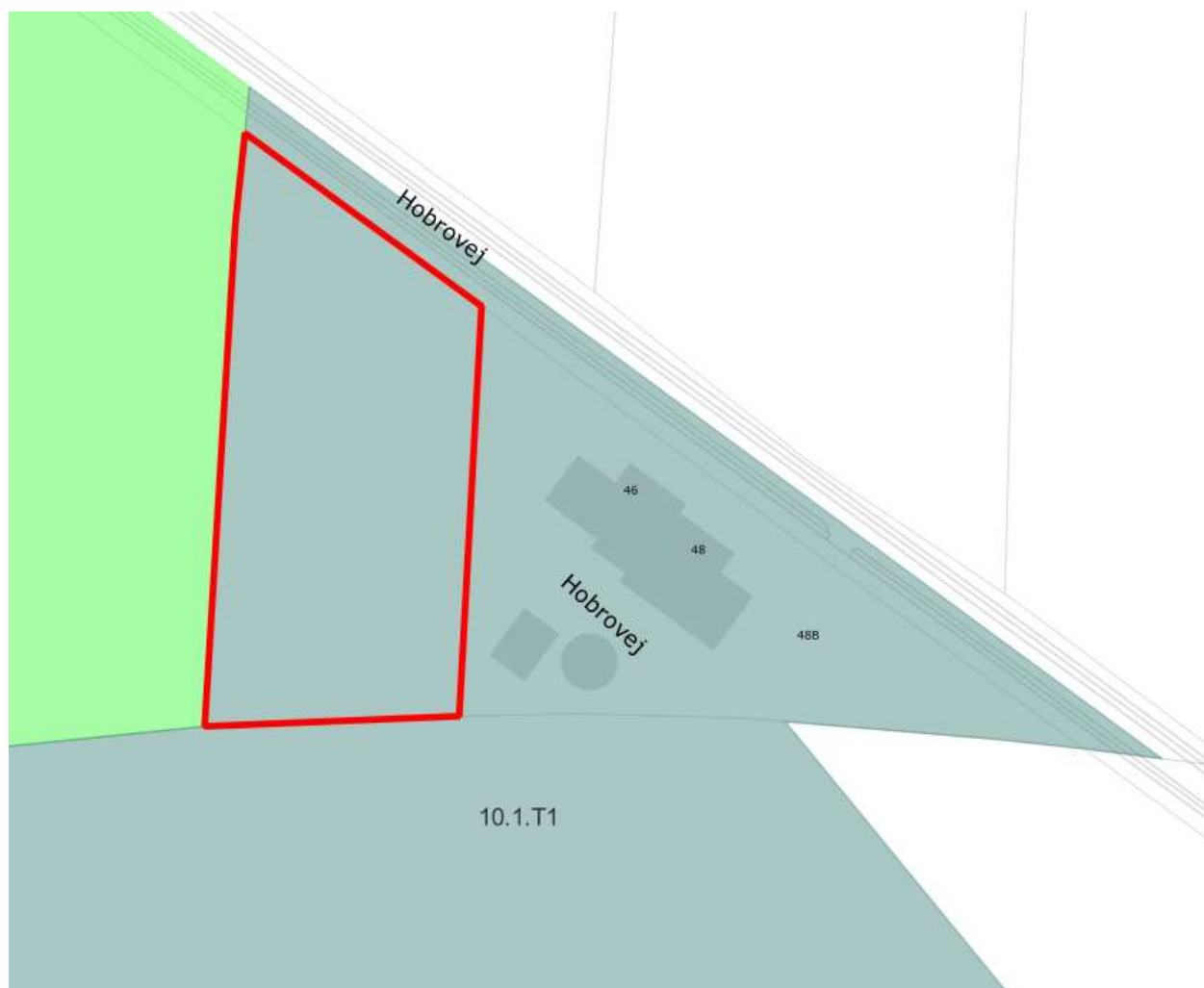
Dette afsnit beskriver de fysiske forhold i forbindelse med etableringen af nye produktionsanlæg med fokus på placering og støjforhold.

5.1 Plads

Der tages udgangspunkt i, at der ikke er tilstrækkeligt plads i Nibe Varmeværks eksisterende bygninger og på Nibe Varmeværks eksisterende matrikel til at etablere nye produktionsanlæg. Det er derfor nødvendigt at tilkøbe jord til placering af nye produktionsanlæg. Nibe Varmeværks eksisterende matrikel og den tilstødende matrikel mod vest er i lokalplanen for området udlagt til offentlige formål. En del af matriklen mod vest må i lokalplanen desuden kun anvendes til varmeværk eller transformerstation. Området er i kommuneplanrammen udlagt til tekniske anlæg. Det vil derfor være oplagt at undersøge muligheden for at tilkøbe matriklen mod vest til placering af nye produktionsanlæg.

En varmepumpe med udeluft som varmekilde kræver opsætning af energioptagere på et udeareal. Som tommelfinderregel kræves der ca. 100 m² energioptagere pr. MW varmepumpe. Under placeringen af energioptagerne er det vigtigt at indtænke at energioptagerne ikke "luftmæssigt" etableres i et hul. Luften omkring anlægget skal naturligt kunne skiftes, derfor skal f.eks. højden og tætheden af de omkringliggende træer og bevoksning indtænkes ved placeringen af energioptagere.

Det forventes, at matriklen mod vest også er stor nok til at der kan etableres et halmværk. Matriklen er aftegnet på Figur 1.



Figur 1: Aftegning af matrikel til mulig placering af varmeproduktionsanlæg

5.2 Støj

I forbindelse med etablering af nye varmeproduktionsanlæg skal støjen fra anlægget indtænkes ved placering af anlægget. Det forventes, at nye produktionsanlæg kan etableres sådan at overholdelse af støjgrænser for denne ikke vil være et problem. Det skal dog afklares med Kommunen, hvilke støjkrav der er gældende for nærområdet.

6 Økonomi

Dette afsnit beskriver de scenarier, der er fundet relevante for Nibe Varmeværk. Afsnittet beskriver desuden forudsætningerne for de økonomiske beregninger i form af driftsomkostninger, faste omkostninger, kapitalomkostninger, samt viser resultater for varmeproduktionsprisen og den samlede økonomi ved investering i nye produktionsanlæg.

6.1 Scenarier for produktionsanlæg

På baggrund af de forrige kapitler er der opsat i alt otte scenarier, som kan være relevante for Nibe Varmeværk. De otte scenarier består, udover et referencescenarie, af forskellige kombinationer af investering i en varmepumpe og en halmkedel. De otte scenarier beskrives nærmere i nedenstående afsnit.

Størrelserne på de nye anlæg er valgt til:

- 4 MW, som kan dække 50-60 % af det årlige varmebehov
- 8 MW, som kan dække 80-90 % af det årlige varmebehov
- 12 MW, som kan dække mere end 90 % af det årlige varmebehov

Den årlige produktionsfordeling med basisforudsætningerne (Basis 400, se s. 19) for de forskellige scenarier (scenarie 1-8) beskrevet herefter, kan findes i bilag 1.

Scenarie 1: Reference

Dette scenarie beskriver referencesituationen, altså de produktionsanlæg Nibe Varmeværk råder over i dag. Det vil sige en naturgaskedel med varmeydelse på 12 MW, en elkedel med en varmeydelse på 7 MW, fem naturgasmotorer med en samlet varmeydelse på 8,02 MW, samt to røggasvarmepumper med en samlet varmeydelse på 2 MW (tilkoblet naturgasmotorerne) og en akkumuleringstank på 3000 m³. En af naturgasmotorerne er pt. ude af drift, hvorfor denne ikke indgår i beregningerne. Røggasvarmepumperne har kørt ustabil og kan i perioder ikke driftes. De er derfor holdt ude af beregningerne som en konservativ betragtning.

I scenariet er man afhængig af, at forholdet mellem el- og gasprisen er gunstige nok til, at der kan produceres billig varme på naturgasmotorerne, eller at elpriserne er lave nok til, at der kan produceres billig varme på elkedlen. I perioder, hvor de to forudsætninger ikke er gældende, kan der ikke produceres billigt på Nibe Varmeværks anlæg.

Scenarie 2: 4 MW varmepumpe

Dette scenarie indeholder anlæggene i referencen, samt en investering i en varmepumpe med en varmeproduktionskapacitet på 4 MW. I scenariet er varmepumpen stor nok til at kunne levere hele grundlasten og vil, på grund af den høje virkningsgrad, kunne levere billig varme i et stort spænd af elpriser. I scenariet vil man fortsat være afhængig af de eksisterende enheder til at levere mellem- og spidslasten, og varmeprisen vil afhænge af elprisen.

Scenarie 3: 8 MW varmepumpe

Dette scenarie indeholder anlæggene i referencen, samt en investering i en varmepumpe med en varmeproduktionskapacitet på 8 MW. I scenariet er varmepumpen stor nok til at kunne levere hele grundlasten og størstedelen af mellemlasten. De eksisterende enheder skal fortsat levere spidslasten og en mindre del af mellemlasten. Varmepumpen er stor nok til, at naturgasmotorerne og elkedlerne stort set kun leverer varme i de timer, hvor de er billigere end varmepumpen. I scenariet er varmeprisen i høj grad afhængig af elprisen.

Scenarie 4: 4 MW halmkedel

Dette scenarie indeholder anlæggene i referencen, samt en investering i en halmkedel med en varmeproduktionskapacitet på 4 MW. I scenariet er halmkedlen stor nok til at kunne levere hele grundlasten og vil kunne levere varme til en fornuftig pris, uafhængig af el- og gaspriser. I scenariet vil man fortsat være afhængig af de eksisterende enheder til at levere mellem- og spidslasten og varmeprisen vil derfor fortsat afhænge af elprisen. Varmeprisen vil være mindre afhængig af elprisen end i scenarie 1-3, men vil til gengæld være afhængig af de kontrakter man kan opnå på halm.

Scenarie 5: 8 MW halmkedel

Dette scenarie indeholder anlæggene i referencen, samt en investering i en halmkedel med en varmeproduktionskapacitet på 8 MW. I scenariet er halmkedlen stor nok til at kunne levere hele grundlasten og størstedelen af mellemlasten. De eksisterende enheder skal fortsat levere spidslasten og en mindre del af mellemlasten, men varmeprisen vil afhænge meget lidt af el- og gaspriserne. Varmeprisen vil til gengæld være meget afhængig af de kontrakter man kan opnå på halm.

Scenarie 6: 4 MW varmepumpe, 4 MW halmkedel

Dette scenarie indeholder anlæggene i referencen, samt en investering i en varmepumpe med en varmeproduktionskapacitet på 4 MW og en halmkedel med en varmeproduktionskapacitet på 4 MW. Varmepumpen er stor nok til at man ikke er tvunget til at køre med halmkedlen om sommeren og den samlede varmeproduktionskapacitet på de to anlæg er stor nok til at kunne levere hele grundlasten og størstedelen af mellemlasten. De eksisterende enheder skal fortsat levere spidslasten og en mindre del af mellemlasten. Varmeproduktionsprisen vil være meget robust eftersom varmepumpen og elkedlen kan levere varme, når elpriserne er gunstige for dette, og halmkedlen kan levere varme når elpriserne er høje.

Scenarie 7: 2 MW varmepumpe, 2 MW halmkedel

Dette scenarie indeholder anlæggene i referencen, samt en investering i en varmepumpe med en varmeproduktionskapacitet på 2 MW og en halmkedel med en varmeproduktionskapacitet på 2 MW. Varmepumpen er ikke stor nok til at man kan undlade at køre med halmkedlen om sommeren og den samlede varmeproduktionskapacitet på de to anlæg er kun stor nok til at kunne levere grundlasten. I scenariet vil man derfor fortsat være afhængig af de eksisterende enheder til at levere mellem- og spidslasten, og varmeprisen vil derfor mere mindre robust end i scenarie 6.

Scenarie 8: 12 MW varmepumpe

Dette scenarie indeholder anlæggene i referencen, samt en investering i en varmepumpe med en varmeproduktionskapacitet på 12 MW. I scenariet er varmepumpen stor nok til at kunne levere hele varmebehovet (foruden nogle spidslasttimer). De eksisterende enheder skal fortsat levere spidslasten og elkedlen og naturgasmotorerne vil kunne køre i de timer hvor varmeproduktionspriserne er allermest gunstige. I scenariet er varmeprisen i meget høj grad afhængig af elprisen.

6.2 Forudsætninger for driftsomkostninger

Afsnittet beskriver forudsætningerne for de anvendte driftsomkostninger i form af brændselspriser, variable driftsomkostninger, samt afgifter og tariffer.

Brændselsprisscenarier

Driftsomkostningerne er simuleret for et antal brændselsprisscenarier. Brændselsprisscenarierne er både historiske scenarier og scenarier med bud på fremtidens energipriser. Scenarierne er beskrevet i nedenstående afsnit.

2019 (historisk)

2019 var et år med relativt gennemsnitlige priser på elmarkedet. Elpriserne i 2019 lå en anelse over gennemsnittet af elpriserne fra 2010-2020 og scenariet repræsenterer, hvordan driften af anlæggene og varmeprisen er i en historisk sammenhæng.

2022

2022 var et år med historisk høje energipriser og ekstrem volatilitet i både el- og gaspriser. Scenariet repræsenterer, hvordan driften af anlæggene og varmeprisen er, i et scenarie med meget høje energipriser.

2023

2023 har været et år med høje energi priser og en høj volatilitet i el- og gaspriserne. Priserne har været på et væsentligt lavere niveau end i 2022, men væsentligt højere end det historisk niveau før 2021. El- og gaspriserne i 2023 svarer nogenlunde til prisniveauet i 2021. Scenariet repræsenterer, hvordan driften af anlæggene og varmeprisen er i et scenarie med høje energipriser.

Basis 400

Basis 400 scenariet er et scenarie, hvor den gennemsnitlige elpris er 400 kr./MWh. Baggrunden for dette tal er den langsigtede elpris fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Det forventes, at elpriserne i fremtiden vil have større variationer end de historiske elpriser (perioden 2010-2020). Derfor varierer priserne i løbet af året og døgnet mere end de historiske elpriser, i dette scenarie. Det vil med andre ord sige, at der er flere

perioder med meget lave priser og flere perioder med meget høje priser, sammenlignet med de historiske priser, men færre end det var tilfældet i 2022 (og 2023).

Basis 600

Basis 600 scenariet er et scenarie, hvor den gennemsnitlige elpris er 600 kr./MWh. Scenariet har det samme antal timer med meget høje priser og med meget lave priser som Basis 400 scenariet, men har et generelt højere prisniveau end i Basis 400 scenariet, som resulterer i en gennemsnitlig elpris på 600 kr./MWh.

Halmpriser

De anvendte halmpriser for prisscenerierne 2019 og 2022 er et gennemsnit af faktisk opnåede halmpriser i Danmark for disse år. For 2023 er den anvendte halmpris et gennemsnit af de faktisk opnåede halmpriser i Danmark for de første tre kvartaler af 2023.

Fra 2017 til 2023 har halmpriserne været svagt stigende. Den fremtidige udvikling i biomassepriserne kendes naturligvis ikke, men Energistyrelsen har lavet to forskellige fremskrivninger af biomassepriserne, der er et "bedste bud" på de fremtidige biomassepriser.

Den ene fremskrivning fremgår af Energistyrelsens Klimastatus og -fremskrivning 2023 (herafter kaldet KF23). KF23 beskriver en "frozen-policy" tilgang, dvs. der ikke vedtages nye politiske tiltag på klima- og energiområdet. Biomassepriserne i KF23 er dermed de biomassepriser, der forventes i fremtiden under den politik, der er vedtaget i dag. Halmpriserne fra KF23 er for 2023 ca. 81 kr./GJ, faldende til ca. 50 kr./GJ i 2025.

Den anden fremskrivning fremgår af Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (herefter kaldet AF23). AF23 udarbejdes af Energistyrelsen med det formål, at Energinet anvender dem til markeds-, net- og forsyningssikkerhedsanalyser. AF23 tager, modsat KF23, højde for politiske målsætninger, som f.eks. målet om, at Danmarks skal reducere udledningen af drivhusgasser med 70% inden 2030, samt klimaneutralitet inden 2050. Biomassepriserne i AF23 er dermed de biomassepriser, der forventes i fremtiden med de virkemidler, der skal til for at opfylde målsætningerne indenfor klima- og energiområdet. Halmpriserne fra AF23 er for 2023 ca. 81 kr./GJ, faldende til ca. 50 kr./GJ i 2025.

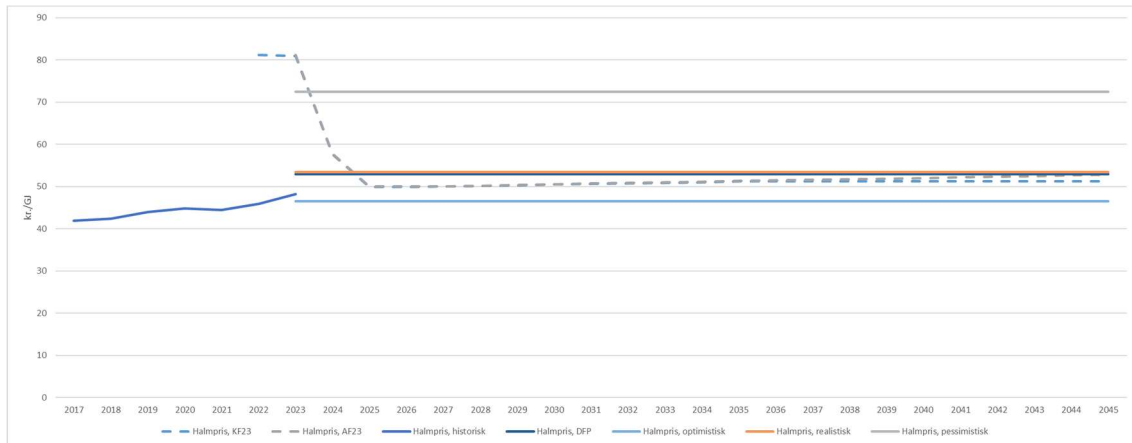
Til basisanalyse af de fremtidige varmeproduktionspriser anvender DFP et gennemsnit af de to fremskrivninger for årene 2025-2035.

Udover ovenstående priser anvender DFP også tre yderligere prisscenerier for halmpriser:

- Optimistisk scenarie: Et scenarie, hvor halmprisen er ca. 47 kr./GJ og hvor efterspørgslen efter halm ikke forventes at vokse
- Realistisk scenarie: Et scenarie hvor halmprisen er ca. 53 kr./GJ og, hvor efterspørgslen er højere end i dag
- Pessimistisk scenarie: Et scenarie, hvor halmprisen er ca. 72 kr./GJ og hvor efterspørgslen efter halm stiger meget, bl.a. pga. større anvendelse af halm til biogasproduktion

I de tre halmprisscenerier er de resterende brændselspriser de samme som i Basis 400-scenariet.

Alle de ovennævnte priser kan ses i Figur 1.



Figur 1: Historiske biomassepriser, samt fremskrivninger af biomassepriser

Bemærk, at priserne på Figur 1 fra 2024 og frem er i 2023-priser, mens priserne fra 2017-2022 ikke er korrigerede for inflationsudvikling.

Naturgaspriser:

De anvendte naturgaspriser for prisscenerierne 2019 og 2022 er dagspriserne fra disse år. Gennemsnitsprisen for 2019 er var 1,2 kr./Nm³ og er repræsentativ for perioden 2010-2020, men gennemsnitsprisen for 2022 var 11,3 kr./Nm³. For 2023 er der anvendt dagspriserne fra 1. januar 2023 til 1. november 2023. Gennemsnitsprisen for perioden var 3,89 kr./Nm³. I Basis 400 og Basis 600 scenarierne er der anvendt ledningsgasprisen fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Priserne tager udgangspunkt i en pris, hvor alt ledningsgasen er opgraderet biogas. Prisen er ca. 5,5 kr./Nm³.

Elpriser:

De anvendte elpriser for prisscenerierne 2019 og 2022 er timepriserne fra disse år. For 2023 er der anvendt timepriserne fra 1. januar 2023 til 1. november 2023. I Basis 400 og Basis 600 scenarierne er anvendt tidsserier af timepriser med en gennemsnitspris på henholdsvis 400 kr./MWh og 600 kr./MWh, som beskrevet under scenariebeskrivelserne.

Drift og vedligehold

Halmkedel:

Til halmkedlen er der anvendt en driftsomkostning på 30 kr./MWh. Tallet er et konservativt estimat baseret på erfaringstal fra tilsvarende varmeværker. Tallet indeholder omkostninger til drift af halmkedlen, el brugt til halmkedlen, samt omkostninger til vedligehold af kedlen.

Naturgaskedel:

Til naturgaskedlen er der anvendt en driftsomkostning på 10 kr./MWh. Tallet er et konservativt estimat baseret på erfaringstal fra tilsvarende varmeværker.

Naturgasmotorer:

Til naturgasmotorerne er der anvendt de omkostninger til drift, vedligehold og service, der beskrevet i servicekontrakterne til motorerne. Omkostningerne er opsummeret i Tabel 4.

	D&V [kr./MWh- varme]
Motor 1 (Jenbacher J320 GS-C05)	42,8
Motor 2 (Jenbacher J320 GS-C05)	41,5
Motor 3 (Jenbacher J416 GS-B302)	35,1
Motor 5 (Jenbacher J416 GS-B302)	34,2

Tabel 4: Omkostninger til drift og vedligehold for Nibe Varmeværks naturgasmotorer

Varmepumpe:

Til varmpumpen er der anvendt en driftsomkostning på 15 kr./MWh. Tallet er baseret på erfaringstal fra tilsvarende fjernvarmeværker og dækker bl.a. over omkostninger til drift af pumper, samt lovpligtig service og driftsikringskontrakt.

Elkedel:

Til elkedlen er der anvendt en driftsomkostning på 5 kr./MWh. Tallet er baseret på erfaringstal fra tilsvarende fjernvarmeværker og dækker over elforbrug til pumperne, der driver anlægget, samt omkostninger til nitrogenanlæg/kompressor, rens af kedel og udskiftning af vand.

Afgifter og tariffer

Halmkedel:

Til halmkedlen er der indregnet en NO_x-afgift på 7,2 kr./ton halm og SO₂-afgift på 18,5 kr./ton halm.

Varmepumpe og elkedel:

Til de elforbrugende anlæg er der indregnet en afgift på 4 kr./MWh og en transmissionstarif på 125 kr./MWh (distributionstarif og systemtarif). For distributionstarifferne er der taget udgangspunkt i en A-lav tilslutning. For N1 er distributionstarifferne pr. 1/1/2024:

- Lavlast: 15,7 kr./MWh
- Højlast: 47,2 kr./MWh
- Spidslast: 94,4 kr./MWh

Om der i en given time er lavlast, højlast eller spidslast afhænger af klokkeslættet. I Tabel 5 er lastfordelingen for en A-lav tilslutning vist.

	Tidskategori	Distributionstarif [kr./MWh]
00-01	Lavlast	15,7
01-02	Lavlast	15,7
02-03	Lavlast	15,7
03-04	Lavlast	15,7
04-05	Lavlast	15,7
05-06	Lavlast	15,7
06-07	Højlast	47,2
07-08	Højlast	47,2
08-09	Højlast	47,2
09-10	Højlast	47,2
10-11	Højlast	47,2
11-12	Højlast	47,2
12-13	Højlast	47,2
13-14	Højlast	47,2
14-15	Højlast	47,2
15-16	Højlast	47,2
16-17	Højlast	47,2
17-18	Spidslast	94,4
18-19	Spidslast	94,4
19-20	Spidslast	94,4
20-21	Spidslast	94,4
21-22	Højlast	47,2
22-23	Højlast	47,2
23-00	Højlast	47,2

Table 5: Lastfordeling for distributionstarif, som funktion af klokkeslæt

Naturngaskedel:

Til naturgaskedlen er indregnet en energifgift på 191,62 kr./MWh-varme, samt en CO₂- og NO_x-afgift på samlet 0,419 kr./Nm³. Derudover er der indregnet en naturgastarif på gennemsnitligt 0,6 kr./Nm³.

Naturngasmotorer:

Naturngasmotorerne er der indregnet energi, CO₂, NO_x og CH₄ afgifter på samlet 3,042 kr./Nm³, før afgiftsrefusion. Derudover er der indregnet en naturgastarif på gennemsnitligt 0,6 kr./Nm³.

6.3 Resultater for varmeproduktionsprisen

De beregnede varmeproduktionspriser for de valgte scenarier og brændselspriser er opgjort i Tabel 6. Priserne i Tabel 9 er udregnet ved at tage omkostningerne til den samlede varmeproduktion, delt med 42.500 MWh (varmesalget). Dermed fås en pris svarende til prisen pr. MWh forbrugeren betaler.

Variable omkostning [kr./MWh-varmesalg]	Historisk (2019)	2022	2023	Basis 400	Basis 600	Optimistisk	Pessimistisk	Realistisk
Reference	370	773	462	591	668	591	591	591
S1, 4 MW VP	257	555	325	326	409	326	326	326
S2, 8 MW VP	212	459	263	226	302	226	226	226
S3, 4 MW Halm	276	367	301	349	387	333	395	351
S4, 8 MW Halm	235	233	239	271	276	246	341	273
S5, 4 MW VP 4 MW Halm	217	292	240	240	280	229	269	241
S6, 2 MW VP 2 MW Halm	264	443	311	335	397	328	355	336
S7, 12 MW VP	197	422	238	191	264	191	191	191

Tabel 6: Resultater for varmeproduktionsprisen i kr./MWh

De væsentligste konklusioner, der kan drages fra Tabel 6 og de bagvedliggende beregninger er beskrevet her:

- Referencen har i alle prisscenarier den højeste varmeproduktionspris
- I scenarierne, hvor der investeres i 8 MW kapacitet, er varmeproduktionspriserne væsentligt lavere, end i de tilsvarende scenarierne, hvor der kun investeres i 4 MW kapacitet.
- I fremtidsscenarierne er varmeproduktionspriserne generelt højere end i det historiske scenarie. Halm forventes dyrere i fremtiden, hvorfor varmeproduktionsprisen i scenarierne, hvor der investeres i en halmkedel, er dyrere i fremtidsscenarierne end i 2022 og 2023. I scenarierne, hvor der investeres i varmepumper, er varmeproduktionsprisen lavere i fremtidsscenarierne end i 2022 og 2023.

6.4 Forudsætninger for faste omkostninger

Afsnittet beskriver forudsætningerne for de faste omkostninger, i form af faste omkostninger, der gør det muligt at drifte varmeværket.

Faste omkostninger til biomassekedler

Ved investering i en halmkedel forventes det, at der vil være et øget behov for bemanning til drift af kedlen, sammenlignet med den nuværende bemanning. Der er derfor indregnet en fast omkostning på 600.000 kr./år til ekstra bemanning, når der investeres i et biomasseanlæg.

Faste omkostninger til varmepumpe og elkedel

Elnetdistributionsselskabet i Nibe Varmeværks område (N1) indfører Tarifmodel 3.0 pr. 1/1-2024. Det betyder, at nettarriffen opdeles i en fast og en variabel del, for kundekategorierne B-høj, A-lav og A-høj. Den variable del er beskrevet i Afsnit 6.2. Den faste del er en effektbetaling for det effekttræk, en kunde har i løbet af et år. Det årlige effekttræk findes som et

gennemsnit af de 10 timer en kunde har haft højest elforbrug i løbet af det seneste år (målt fra August til August). For A-lav kunder købes effektbetalingen i blokke af størrelsen 0,5 MW og prisen er 12.473,7 kr./effektblok/år. For den 7 MW tilslutning Nibe Varmeværk har i dag, er prisen i 2024 dermed 174.631,8 kr./år. Eftersom der i de økonomiske beregninger i denne rapport er regnet med, at den eksisterende nettilslutning til elkedlen også kan benyttes til en varmepumpe, vil denne betaling ikke blive ændret, ved investering i en varmepumpe.

Omkostningen for effektblokkene svarer til 25% af de drifts- og kapitalomkostninger, som elnetselskabet har til en kundekategori, hvilket medfører, at de variable tariffer (i kr./MWh) er sænket i forbindelse med indførslen af betaling for effektblokke.

Eksisterende faste omkostninger:

I forbindelse med udarbejdelsen af denne rapport er Nibe Varmeværks regnskaber for 2020, 2021 og 2022 gennemgået med henblik på at isolere de omkostninger der ikke direkte afhænger af varmeproduktionen. Regnskabs gennemgangen har vist at der gennemsnitligt i de tre år har været faste årlige omkostninger for ca. 5,5 mio. kr. Omkostningerne har bl.a. været til renteomkostninger på lån, fast drift og vedligehold af anlæg og distributionsnet, afskrivninger og løn til driftspersonale.

Derudover har der i de tre år været årlige omkostninger for ca. 1,8 mio. kr. til administration. Omkostningerne har bl.a. været til omkostninger til at drive kontor og forbrugerafregning, løn til kontorpersonele, forsikringer, kontingenter etc.

Samlet har der dermed været årlige omkostninger for ca. 8,3 mio. kr. som vil være uafhængig af hvilke produktionsanlæg Nibe Varmeværk vælger at investere i.

6.5 Forudsætninger for kapitalomkostninger

De forventede investeringsomkostninger for de undersøgte scenarier for produktionsanlæg kan ses i Tabel 2.

	Anlægsinvestering [kr.]
Reference	0
S1, 4 MW VP	32.042.269
S2, 8 MW VP	57.580.602
S3, 4 MW Halm	32.000.000
S4, 8 MW Halm	64.000.000
S5, 4 MW VP 4 MW Halm	64.042.269
S6, 2 MW VP 2 MW Halm	35.241.019
S7, 12 MW VP	84.378.935

Tabel 7: Anlægsinvesteringer for de otte scenarier

For produktionsanlæggene er der anvendt en afskrivningsperiode på 20 år og en rente 4,25%. Renten svarer til den rente, man på nuværende tidspunkt kan optage et fastforrentet lån til i Kommune Kredit, inkl. en kommunal provision på 0,5%.

Udover anlægsinvesteringerne i Tabel 2 er der i hvert scenarie tillagt en investering på ca. 8 mio. kr. Investeringen er bl.a. til en ny naturgaskedel, ny skorsten og en ny akkumuleringstank og dækker over de løbende driftsinvesteringer. Investeringerne optræder først, når de aktiver, de erstatter, er afskrevne. Dette skal ses som en konservativ betragtning, eftersom flere af aktiverne vil have en længere levetid, end den periode de afskrives over.

6.6 Resultater for totaløkonomi

Anlægsinvesteringerne i Tabel 2, tillagt de 600.000 kr./år ved scenarierne, hvor der investeres i biomasse, resulterer i de årlige omkostninger i Tabel 3.

	Faste omkostninger pr. år [kr.]
Reference	0,0
S1, 4 MW VP	2.410.214,2
S2, 8 MW VP	4.331.203,4
S3, 4 MW Halm	2.407.034,7
S4, 8 MW Halm	4.814.069,4
S5, 4 MW VP 4 MW Halm	4.817.248,9
S6, 2 MW VP 2 MW Halm	2.650.823,6
S7, 12 MW VP	6.346.969,6

Tabel 3: Ekstra faste omkostninger pr. år for de otte scenarier

Fordelt på Nibe Varmeværks forbrugeres opvarmningsareal på 392.000 m², giver dette et tillæg til effektafgiften, som angivet i Tabel 4.

	Tillæg til effektafgift [kr./m ²]
Reference	0,0
S1, 4 MW VP	6,1
S2, 8 MW VP	11,0
S3, 4 MW Halm	6,1
S4, 8 MW Halm	12,3
S5, 4 MW VP 4 MW Halm	12,3
S6, 2 MW VP 2 MW Halm	6,8
S7, 12 MW VP	16,2

Tabel 4: Ekstra faste omkostninger pr. år for de otte scenarier omregnet til effektafgift

Nibe Varmeværks eksisterende faste omkostninger har som angivet i afsnit 6.5 udgjort ca. 5,5 mio. kr./år i 2020, 2021 og 2022. Fordelt på Nibe Varmeværks forbrugeres opvarmningsareal på 392.000 m², giver dette en effektafgift på 14 kr./m². Af denne effektafgift på 14 kr./m² er de 6,5 kr./m² afskrivninger.

De langsigtede investeringsomkostninger til det, der ikke er relateret til produktionsanlægene, er estimeret til ca. 1,5 mio. kr. Omkostningerne indeholder primært de ovenstående omkostninger samt 1 mio. kr. pr. år til ledningsrenovering.

De eksisterende produktionsanlæg er afskrevne i 2030. Herefter forventes de årlige afskrivninger at bestå af de ovennævnte 1,5 mio. kr. samt afskrivningerne på de nye produktionsanlæg.

Omkostningerne til administration har som angivet i afsnit 6.5 udgjort ca. 1,8 mio. kr./år i 2020, 2021 og 2022. Fordelt på Nibe Varmeværks 2160 forbrugere giver dette en abonnementsbetaling på 820 kr./forbruger.

Varmepris for en standardforbruger

Tabel 5 viser den beregnede årlige varmepris for et "standardhus" på 130 m² og med et årligt varmebehov på 18,1 MWh.

Tabellen viser, at det i 2022 (hvor el- og gaspriserne var høje og halmpriserne lave) havde en halmkedel givet en lav varmepris. Samme tendens er gældende for 2023, men i meget mindre grad. I fremtidsscenarierne, hvor halmpriserne ikke forventes at være så lave, som de har været historisk giver en stor varmepumpe, eller kombi-løsning med en varmepumpe og en halmkedel en lav varmepris.

Ser man på tværs af scenarierne stikker to løsninger ud: investering i 8 MW varmepumpe og investering i en kombi-løsning med 4 MW varmepumpe og 4 MW halmkedel. De to løsninger giver generelt den laveste varmepris, når man ser på tværs af scenarierne.

Generelt viser Tabel 5, at det vil være muligt at opnå meget fornuftige varmepriser ved investering i nye produktionsanlæg og at 4 MW ny kapacitet er for lidt til at sikre tilstrækkelig billig grundlastkapacitet.

Brugerøkonomi [kr./år inkl. moms]	Historisk (2019)	2022	2023	Basis 400	Basis 600	Optimistisk	Pessimistisk	Realistisk
Reference	11.676	20.783	13.762	16.685	18.413			
S1, 4 MW VP	10.118	16.871	11.655	11.670	13.550			
S2, 8 MW VP	9.888	15.490	11.059	10.224	11.939			
S3, 4 MW Halm	10.543	12.605	11.106	12.208	13.062	11.842	13.234	12.233
S4, 8 MW Halm	10.623	10.573	10.718	11.431	11.546	10.857	13.006	11.470
S5, 4 MW VP 4 MW Halm	10.220	11.907	10.729	10.737	11.629	10.484	11.377	10.754
S6, 2 MW VP 2 MW Halm	10.376	14.415	11.441	11.990	13.376	11.824	12.435	12.001
S7, 12 MW VP	10.388	15.483	11.320	10.260	11.901			

Tabel 5 Før afskrivning af eksisterende produktionsanlæg

Tabel 6 viser den beregnede årlige varmepris når de eksisterende produktionsanlæg er afskrevne og der afsættes 1 mio. kr. til ledningsrenovering. Konklusionerne er de samme som for Tabel 5.

Brugerøkonomi [kr./år inkl. moms]	Historisk (2019)	2022	2023	Basis 400	Basis 600	Optimistisk	Pessimistisk	Realistisk
Reference	11.324	20.431	13.410	16.333	18.061			
S1, 4 MW VP	9.766	16.519	11.303	11.318	13.198			
S2, 8 MW VP	9.536	15.138	10.707	9.872	11.587			
S3, 4 MW Halm	10.191	12.253	10.754	11.856	12.710	11.490	12.882	11.881
S4, 8 MW Halm	10.271	10.221	10.366	11.079	11.194	10.505	12.654	11.118
S5, 4 MW VP 4 MW Halm	9.868	11.555	10.377	10.385	11.277	10.132	11.025	10.402
S6, 2 MW VP 2 MW Halm	10.024	14.063	11.089	11.638	13.024	11.472	12.083	11.649
S7, 12 MW VP	10.036	15.131	10.968	9.908	11.549			

Tabel 6 Efter afskrivning af eksisterende produktionsanlæg

Underdækning fra 2021-2022

I regnskabet fra 2022 fremgår det at der er en akkumuleret underdækning på 7,82 mio. kr. Denne underdækning er ikke medregnet i resultaterne. Skal underdækningen indhentes hos eksisterende forbrugere på et år koster det 4500 kr./år inkl. moms pr. forbruger. Indhentes underdækningen over to år kan beløbet halveres og indhentes underdækningen over fem år vil beløbet være 1/5 pr. år.

Sammenligning med Aalborg Forsyning

Tabel 7 viser en opsamling af de brugerøkonomiske resultater for et standardhus. Tabellen viser varmeprisen for Nibe Varmeværks forbrugere med taksterne fra 2023; varmeprisen, hvis der investeres i en 8 MW varmepumpe; varmeprisen, hvis der investeres i en 4 MW varmepumpe og en 4 MW halmkedel. Derudover viser tabellen varmeprisen for Nibe Varmeværks forbrugere med Aalborgs takster fra 2024 (inkl. det udmeldte kraftvarmetillæg); varmeprisen med Aalborgs forventninger til takster i 2029 (inkl. det udmeldte kraftvarmetillæg), samt varmeprisen med Aalborgs forventninger til takster i 2042 (hvor kraftvarmetillægget er afbetalt).

Brugerøkonomi	[kr./år inkl. moms]
Nibe Varmeværk, 2023	22.194
Nibe Varmeværk, S2, 8 MW VP	10.219
Nibe Varmeværk, S5, 4 MW VP 4 MW Halm	10.732
Aalborg, 2024 med KV-tillæg	21.882
Aalborg, 2024 uden KV-tillæg	17.520
Aalborg, 2029 med KV-tillæg	14.347
Aalborg, 2042 uden KV-tillæg	9.405

Tabel 7: Årlige varmepriser for Nibe Varmeværks forbrugere. Bemærk, at "2024" angiver priser i henhold til Aalborg Forsynings eksisterende takstblad, og "2029" og "2042" angiver priser i henhold til Aalborg Forsynings forventninger til fremtidige priser.

Mens der er et kraftvarmetillæg, vil varmeregningen, med Aalborg Forsynings nuværende takster, være meget høj, og Nibe Varmeværk vil kunne gøre det markant billigere ved at investere i nye produktionsanlæg. Når kraftvarmetillægget er afbetalt, vil varmeregningen med Aalborg Forsynings nuværende takster fortsat være høj, og Nibe Varmeværk vil selv kunne gøre det markant billigere ved at investere i nye produktionsanlæg.

Hvis Aalborg Forsyning kan sænke varmeprisen med det udmeldte, vil varmeregningen være fornuftig fra 2029, men Nibe Varmeværk vil selv kunne gøre det billigere ved at investere i nye produktionsanlæg. Hvis Aalborg Forsyning kan sænke varmeprisen med det udmeldte, vil varmeprisen, når kraftvarmetillægget er afbetalt være meget billig, og Nibe Varmeværk vil ikke kunne gøre det billigere selv.

Følsomhed på nye produktionsanlæg

Der er anvendt realistiske forudsætninger tillagt en smule sikkerhed. Forudsætningerne er baseret erfaringstal fra tilsvarende fjernvarmeværker og leverandøroplysninger. Der vil dog altid være usikkerheder forbundet med så store investeringerne, som Nibe Varmeværk står overfor, hvis værket ikke vælger at gå med tilbuddet fra Aalborg Forsyning.

Følsomhed overfor ændringer i energipriserne er synliggjort i tabel 6, s.27, hvor brugerøkonomien fremgår for et standardhus med otte forskellige scenarier med variation i energipriser (Historisk, 2022, 2023, Basis 400, Basis 600, Optimistisk, Pessimistisk og Realistisk).

I nedenstående er følsomheden for de to mest relevante løsninger for Nibe Varmeværk (8MW varmepumpe og kombi-løsning med 4MW varmepumpe og 4MW halmkedel) undersøgt for Basis 400 ved en:

- Kortere afskrivning

I standardberegninger er valgt en afskrivning på anlægsomkostningerne på 20 år, se afsnit 6.5, da levetiden på produktionsanlæggene forventes at være mindst 20 år. Der er udført en følsomhedsberegning, hvor afskrivningen på anlægsomkostningerne reduceres fra 20 år til 10 år, da dette vil give lidt luft i Nibe Varmeværks prissætning fra år til år.

- Højere anlægsomkostning

Der er altid store usikkerheder forbundet med anlægsomkostningerne, og der er udført en lidt ekstrem følsomhedsberegning på anlægsomkostningen, hvor denne er øget med 50%. Det forventes ikke, at anlægsomkostningen bliver så meget højere (50%), end vurderet i standardberegningerne, men synliggør blot robustheden i disse projekter, overfor netop anlægsomkostningen. Bemærk, at i denne følsomhedsberegninger er afskrivningen igen 20 år.

- Højere driftsomkostning

Der er også altid store usikkerheder forbundet med driftsomkostningerne, når der investeres i nye produktionsanlæg, og derfor er tilføjet en følsomhed, hvor der tillægges 2 mio. kr. ekskl. moms til de faste driftsomkostninger ved etablering af nye anlæg.

Det er antaget, at Nibe Varmeværk skal ansætte yderligere en medarbejder, hvis der investeres i en halmkedel, da denne kræver en del mandetimer, både til drift, men også i forbindelse med vagtordninger. Derudover er det antaget, at driftsomkostninger til halmkedlen er 30 kr./MWh produceret varme.

Det er antaget, at Nibe Varmeværk kan anvende eksisterende bemanning til drift af både en 4MW, 8MW og 12MW varmepumpe. Derudover er indregnet 15 kr./MWh produceret varme til driftsomkostninger på varmepumpen.

Dette giver følgende driftsomkostninger for de to relevante scenarier:

- Scenarie 2, 8MW varmepumpe: 668.000 kr./år
- Scenarie 5, kombi-løsning 4MW VP og 4MW halm: 1.575.000 kr./år

Det kan ses i tabel 8, at der er en årlig prisforøgelse for et standardhus på 898-1.317 kr./år inkl. moms, alt efter scenarie og følsomhedsanalyse. Prisforøgelsen kan tillægges alle brændselsprisscenarierne i tabel 5 og 6.

Brugerøkonomi [kr./år inkl. moms]	Basis 400	Afskrivning 20 år --> 10 år	Anlægsomk. + 50%	Driftsomk. + 2 mio. kr./år
Nibe Varmeværk, S2, 8 MW VP	10.219	11.403	11.116	11.376
Nibe Varmeværk, S5, 4 MW VP 4 MW Halm	10.732	12.049	11.731	11.890

Tabel 8 Følsomhed overfor afskrivning, anlægsomkostning og driftsomkostning.

6.7 Samfundsøkonomi

Der er foretaget samfundsøkonomiske beregninger for de to anbefalede løsninger; investering i 8 MW varmepumpe og investering i en kombi-løsning med 4 MW varmepumpe og 4 MW halmkedel. Samfundsøkonomien vil være særdeles positiv for begge løsninger, når de sammenlignes med referencen (Nibe Varmeværks eksisterende anlæg).