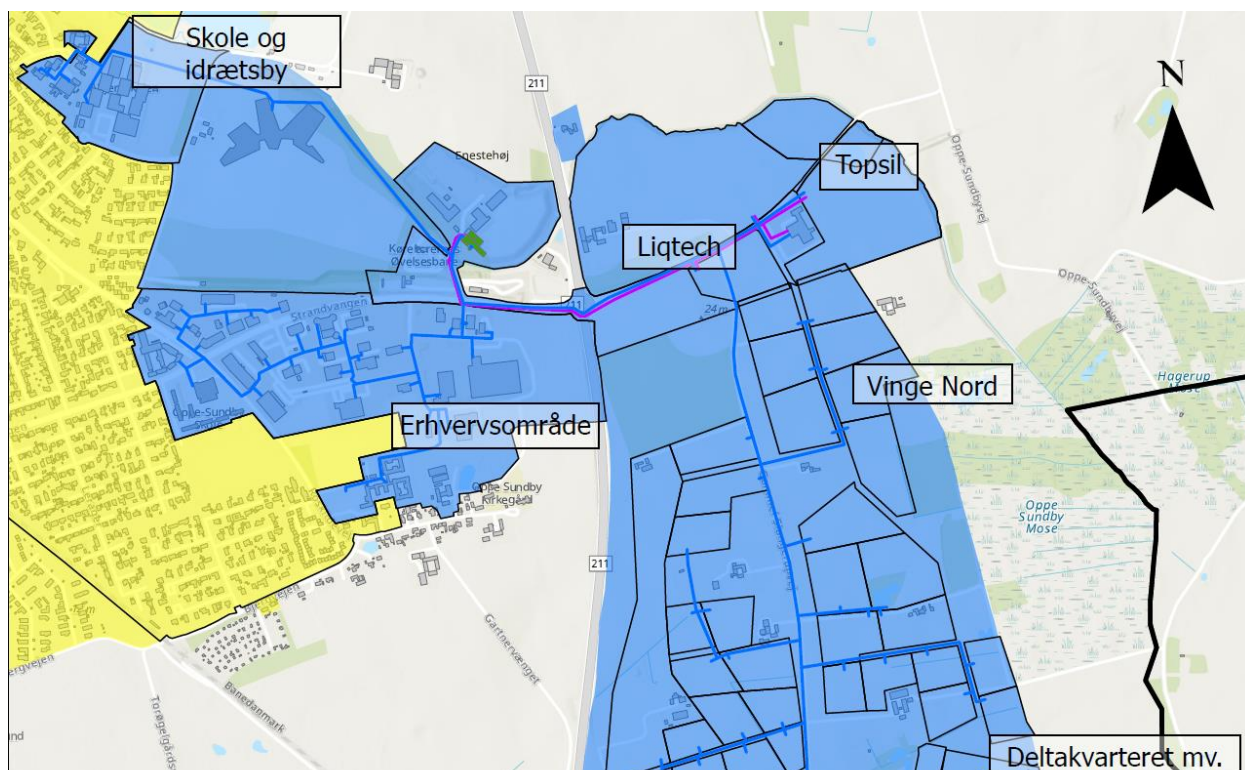


Vestforbrænding

Dokumenttype
Rapport

Dato
Juni 2022 rev. August 2022

VESTFORBRÆNDING PROJEKTFORSLAG FOR FJERNVARME TIL VINGE MV.



Revision **1**

Dato **2022-06-19, rev. 2022-08-31**

Udarbejdet af **AD, ERKR, ACAR**

Kontrolleret af **FPB**

Godkendt af **PREB**

Beskrivelse *Rapporten indeholder Vestforbrændings projektforslag for fjernvarmeforsyning af områder i Vinge og dele af Frederikssund by samt en samkøringsforbindelse med Egedal fjernvarme i Ølstykke*

Ref. 1100043169

INDHOLD

1.	Forord	5
2.	Indledning	6
2.1	Formål og resume	6
2.2	Plangrundlag	7
2.3	Organisation	7
2.4	Forundersøgelser	8
2.4.1	Kort	8
2.4.2	Bebyggelse	10
2.4.3	Arealafståelse og servitut	11
2.5	Myndigheder	11
2.5.1	Forhold til anden lovgivning	11
2.5.2	Normer og standarder	11
3.	Anlægsbeskrivelse	12
3.1	Anlæggets hoveddisposition	12
3.1.1	Udstrækning	12
3.1.2	Overskudsvarme fra virksomheder	17
3.1.3	Kapacitet og belastningsforhold	18
3.1.4	Produktionssimulering	18
3.1.5	Forsyningsikkerhed	20
3.2	Tekniske specifikationer	20
3.2.1	Dimensionering	20
3.2.2	Materialevalg og konstruktionsprincipper	21
3.3	Projektets gennemførelse	22
3.3.1	Tidsplan	22
3.3.2	Anlægsudgifter for projektforslaget	23
4.	Vurdering af projektet	25
4.1	Driftsforhold	25
4.2	Samfundsøkonomi og miljøvurdering	26
4.2.1	Projektforslaget	26
4.2.2	Øvrige energi og miljøkonsekvenser	27
4.3	Selskabsøkonomi	28
4.4	Valg af projektforslag og perspektivering efter 2031	29
4.5	Følsomhedsvurdering	31
4.5.1	Svigtende tilskud til afkobling	32
4.5.2	Stigende investeringer i fjernvarmenet og varmepumper	32
4.5.3	Mindre COP for store varmepumper	32
4.5.4	Større COP for små varmepumper	33
4.5.5	El- og gaspriserne	33
4.5.6	Tilslutningen i Frederikssund falder 20%	33
4.5.7	D&V omkostningerne	33
4.5.8	Miljøomkostningerne	33
4.5.9	Kraftvarme	34
5.	Brugerforhold	36
5.1	Fordel ved fjernvarme i forhold til referencen	36
5.2	Fordel ved fjernvarme første år for udvalgte kundetyper	36
6.	Perspektivering	39
6.1	Flere varmekilder	39
6.2	Perspektivering Måløv-Frederikssund	39
6.3	Slangerup	39
6.4	Snostrup	39

FIGUR- OG TABELFORTEGNELSE

Figur 2-1	Projektforslagets områder (mørkeblå)	9
Figur 3-1	Vestforbrændings matrikel	12
Figur 3-2	Forslag 1 til placering af energicentral og energioptagere	13
Figur 3-3	Forslag 2 til placering af energicentral og energioptagere	14
Figur 3-4	Billede af arealet til forslag 2 set fra SV med jordvold til højre	15
Figur 3-5	Situationsplan for energicentral med energioptagere	16
Figur 3-6	Produktionsprofil ved fuld udbygning	19
Figur 3-7	Hovedledninger fra energicentralen	21
Figur 3-8	Tilsluttet varmebehov i projektforslag frem mod 2031	23
Figur 4-1	Vestforbrændings budgetfremskrivning	29
Figur 6-1	Bilag 1 Oversigtskort over forsyningsområdet	40
Figur 6-2	Oversigtskort over hele Vinge fra Vinge Udviklingsplan 2019-2029	41
Figur 6-3	Lokalplan 076 for Vinge Centrum med i alt 150.000 m ²	42
Figur 6-4	Første etape af område 4 i lokalplan 076	42
Figur 6-5	Oversigtskort over Vinge fra FK	43
Figur 6-6	Byggefeltet Skriver (Det sydlige Vinge) fra Kuben Management	44
Figur 6-7	Mulige placering af nyt centralt rensningsanlæg	44
Figur 6-8	Udsnit af Plandata	46
Figur 6-9	Forslag 1 til placering af energicentral på matriklen	47
Figur 6-10	Berørte matrikler	51
Figur 6-11	Oversigtstegning fra EVIDA med tilslutning	55
Figur 6-12	Varmepumpecentral til Deltakvarteret	57
Figur 6-13	Energisignatur for Deltakvarterets varmpumpecentral	57
Tabel 2-1	Bebyggelse og varmegrundlag frem mod 2031	10
Tabel 3-1	Kapacitetsforhold i projektforslaget	18
Tabel 3-2	Investering og finansiering af projektforslag	24
Tabel 4-1	Samfundsøkonomi med reference med varmpumper	27
Tabel 4-2	Resume af selskabsøkonomi	28
Tabel 4-3	Fortsat udbygning i vinge	30
Tabel 4-4	Følsomhedsberegning	31
Tabel 4-5	Samfundsøkonomi ved gasfyret kraftvarme	34
Tabel 5-1	Brugerøkonomi for alle brugere i gennemsnit	36
Tabel 5-2	Fjernvarme ift. nye gaskedler og varmpumper i eks. bebyggelse	37
Tabel 5-3	Fjernvarme ift. nye varmpumper i ny bebyggelse	38
Tabel 6-1	Berørte matrikler	50
Tabel 6-2	Anlægsoverslag over fjernvarmeledninger	52
Tabel 6-3	Varmetab i fjernvarmeledninger	53
Tabel 6-4	Anlægsoverslag varmpumpe i 2023	54
Tabel 6-5	Anlægsoverslag ekstra varmpumpe i 2029	54
Tabel 6-6	Kapacitetsbehov ny bebyggelse	56
Tabel 6-7	Priser på installationer i bygninger	58

BILAG

Bilag 1 Oversigtskort over Forsyningsområdet

Bilag 2 Beregninger

Bilag 3 Lokalplanforhold

Bilag 4 Kundeliste

Bilag 5 Matrikler, der ventes pålagt servitut

Bilag 6 Forudsætninger

1. FORORD

Dette projektforslag gør det muligt at forsyne alle bebyggelser i Vinge samt tilstødende områder i Frederikssund by og St. Rørbæk med fjernvarme fra en ny varmepumpecentral, der placeres på Vestforbrændings matrikel ved genbrugspladsen. Projektforslaget inkluderer en samkøringsforbindelse mellem Vinge Centrum og Ølstykke.

Projektforslaget er efter dialog med Frederikssund Kommune (FK) og berørte virksomheder udformet, så det omfatter hele Vinge og tilknyttede områder i Frederikssund by samt en samkøringsforbindelse med Egedal Fjernvarme.

Projektforslaget følger således op på, at Vestforbrændings bestyrelse har godkendt Varmeplan 2030 og dermed tilkendegivet, at Vestforbrænding vil arbejde for at etablere en hovedledning fra Måløv til Frederikssund i samarbejde med Egedal Fjernvarme.

Området Vinge i projektforslaget omfatter bebyggelser, der er omfattet af lokalplanlægningen, herunder lokalplaner under udvikling, og Frederikssund Kommunes forventning for udbygningen frem mod 2031. Det er desuden forberedt for at kunne forsyne resten af Vinge byudviklingsområde på længere sigt, og det belyses i perspektiveringen, hvis denne udbygning sker fra 2032 frem mod 2041.

Projektforslaget gør det muligt at udnytte overskudsvarme fra Topsil og andre virksomheder i det nordlige erhvervsområde i Vinge via en selvstændig overskudsvarmeledning, og det er dermed forberedt til at kunne udnytte yderligere overskudsvarme fra Topsil og øvrige effektive varmekilder i erhvervsområderne, ligesom det i samspil med efterfølgende projektforslag er forberedt til at modtage evt. overskydende varme fra den eksisterende fjernvarme i centrum af Frederikssund by og fra NOVAFOS' kommende rensesanlæg. Endelig er projektforslagets ledningsnet og samkøringsforbindelsen til Egedal Fjernvarme i Ølstykke forberedt for at blive koblet sammen med en ledning fra Vestforbrændings net i Måløv til Kildedal og Egedal Fjernvarme.

Energicentralen, der placeres på Vestforbrændings matrikel, vil rumme varmepumper, elkedler og en varmeakkumuleringstank, samt en buffertank til at udjævne overskudsvarmen, således, at elforbruget kan være fleksibelt i forhold til elpriserne og vindenergien.

Den meget langsigtede investering i fjernvarme i projektforslaget skal ses i forhold til, at der skal investeres et tilsvarende beløb i individuelle varmepumper med kortere levetid i hver bygning, hvis projektet ikke gennemføres.

Projektforslaget har god samfundsøkonomi og er fordelagtigt for varmemeforbrugerne i Frederikssund i forhold til individuelle opvarmningsformer.

Projektforslaget er med Vestforbrændings normale tarif nogenlunde i økonomisk balance på længere sigt, og skal betragtes som en langsigtet udbygning af fjernvarmeinfrastrukturen i området mellem Måløv og Frederikssund.

Desuden vil projektforslaget gøre Vinge mere attraktiv i kraft af den infrastruktur, der opbygges til opvarmning og udnyttelse af overskudsvarme fra Topsil og de øvrige virksomheder, der er ved at etablere sig i området.

2. INDLEDNING

2.1 Formål og resume

I/S Vestforbrænding (Vestforbrænding) anmoder hermed Frederikssund Kommune (FK) om at behandle og godkende dette projektforslag for fjernvarme til Vinge, St.Rørbæk og dele af Frederikssund by samt hovedledning til Ølstykke i henhold til bekendtgørelse nr. 818 af 4. maj 2021 om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg.

Vestforbrænding anmoder endvidere Egedal Kommune om at tage stilling til, hvordan den del af projektforslaget, der vedrørende hovedledningen fra FK til Egedal Fjernvarme i Ølstykke, skal behandles af Egedal Kommune.

Den umiddelbare anledning til, at projektforslaget er udformet med en hovedledning gennem Vinge er, at de første nye bebyggelser indenfor rammerne af lokalplan nr. 076 for Vinge Centrum er ved at blive udbygget samtidig med, at den nye Vinge S-togstation er taget i brug. Dertil kommer, at Klimaftalen for Energi og Industri mv. af 22 juni 2020 indeholder flere tiltag, der skal fremme udfasningen af fossile brændsler med fjernvarme baseret på store varmepumper.

Derfor tager projektforslaget højde for de synergier, der er mellem fjernvarmeforsyning af den nye bebyggelse i Vinge og af gasforsynede bebyggelser i Frederikssund, hvor det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at etablere fjernvarme. Projektforslaget udnytter desuden eksisterende overskudsvarme fra Topsil i Vinge og er forberedt for at kunne aftage omkring 4 gange så meget via den overskudsvarmeledning, der etableres.

Projektforslaget er forberedt for at kunne udnytte varme fra det kommende spildevandsanlæg, som NOVAFOS planlægger at etablere nær Frederikssund indenfor en periode på ca. 10 år.

Endelig er projektforslaget forberedt til, at forsyningen på længere sigt kan kobles sammen med Vestforbrændings fjernvarmenet i Måløv via Egedal Fjernvarmes hovedledning mellem Stenløse og Ølstykke i samspil med, at fjernvarmen udnytter kommende gunstige varmekilder og udbygges yderligere i samarbejde med Egedal Fjernvarme.

Projektforslagets analyser viser:

- At det er samfundsøkonomisk fordelagtigt med en nutidsværdi på **30 mio.kr.** set i forhold til individuelle varmepumper
- At der skal investeres **362 mio.kr.**
- At der alternativt skulle investeres **280 mio.kr.** i individuelle varmepumper med kort levetid i referencen, herunder 20 mio.kr. i en varmepumpecentral i Ølstykke
- At selskabsøkonomien er positiv med en gevinst på **25 mio.kr.** som nutidsværdi over 20 år (heri indregnet scrapværdi), idet der anvendes samme pris som til alle Vestforbrændings øvrige fjernvarmekunder fra anlægget i Glostrup
- At kunderne får en nutidsværdigevinst på **100 mio.kr.** set i forhold til individuelle varmepumper
- At kunderne sparer 28% i gennemsnit set i forhold til en alternativ ny varmepumpe
- At projektforslagets samfunds- og selskabsøkonomi forbedres markant, hvis der i analysen tages hensyn til den forventet udbygning i Vinge efter 2032

2.2 Plangrundlag

Projektforslaget gør det muligt at etablere fjernvarme til enkelte områder i tilknytning til Vinge, der er forsynet med naturgas i henhold til FK's delplan for naturgas.

Desuden gør projektforslaget det muligt at forsyne endnu ikke varmeplanlagte eksisterende bebyggelser samt kommende planlagte bebyggelser i Vinge og Frederikssund by, herunder Frederikssund Idrætsby, erhvervsområdet i Vinge, Vinge Stationscenter samt Deltakvarteret, hvor Vestforbrænding driver en varmepumpecentral som midlertidig forsyning.

Projektforslaget inkluderer, at de resterende ikke lokalplanlagte byggefelter i Vinge umiddelbart kan fjernvarmeforsynes fra projektforslagets hovedledning med stikledninger i takt med, at de langsigtede planer bliver konkrete.

Der skal udarbejdes et lokalplantillæg til lokalplan 24 for Vestforbrændings matrikel, som gør det muligt at etablere en energicentral og en akkumuleringstank for varmt vand.

2.3 Organisation

Vestforbrænding er ansvarlig for projektforslaget.

Kontaktinformation:
Søren Løgstrup Hansen
sha@vestfor.dk
+45 30 23 90 22

Projektforslaget forudsætter, at Vestforbrænding etablerer et selvstændigt fjernvarmenet i projektforslagsområdet, som forsynes fra en ny energicentral, som placeres på Vestforbrændings matrikel areal nord for genbrugsstation. Desuden indgår i varmeforsyningsprojektet en ledning mellem energicentralen og Topsil, der overfører overskudsvarme. Energicentralen, der udstyres med varmeakkumuleringstank, store el-baserede varmepumper og en elkedel til spids- og reserbelast, som vil blive forsynet med el fra Radius.

Vestforbrænding har drøftet muligheden for at udnytte overskudsvarme med Topsil.

Energicentralen vil dermed yde en permanent forsyning af dele af Frederikssund by samt hele Vinge og overtage forsyningen af Deltakvarteret, hvorved Vestforbrændings midlertidige central, der i dag forsyner kvarteret, kan frigøres til andre små forsyningsområder.

Fjernvarmenettet vil fysisk set være uafhængigt af Vestforbrændings fjernvarmenet i Måløv, men det er forberedt til, at det via Egedal Fjernvarme kan blive samkørt direkte uden veksler med Vestforbrændings fjernvarmenet i Måløv og de dertil hørende produktionsenheder i et samarbejde med Egedal Fjernvarme.

Vestforbrænding har udarbejdet projektforslaget i samarbejde med FK, Boligselskabet Rosenvænget og øvrige byudviklingsselskaber, der skal etablere de første bebyggelser.

Vestforbrænding har været i dialog med FK om den langsigtede byudvikling i Vinge.

Vestforbrænding har været i dialog med Egedal Fjernvarme, som er i gang med at etablere første etape af denne samkøringsforbindelse på strækningen mellem Stenløse og Ølstykke. Det er her aftalt, at Egedal Fjernvarme tilpasser denne delstrækning, så den mødes ved grænsen til Ølstykke by med hovedledningen mellem Vinge Centrum og Ølstykke, som indgår i projektforslaget.

Vestforbrænding har været i dialog med NOVAFOS om at kunne aftage op mod ca. 9 MW varme fra en varmepumpe på et kommende spildevandsanlæg, som muligvis vil blive placeret syd for Vinge eller lige nord for Vinge iht. rapport fra NOVAFOS.

Vestforbrænding har orienteret EVIDA om projektforslaget og modtaget en oversigt over det samlede gasforbrug for de gasforsynede ejendomme, der er omfattet af forslaget.

Vestforbrænding har været i dialog med RADIUS om priser og vilkår for at forsyne energicentralen med el for at realisere projektforslaget. Desuden har Vestforbrænding indledt en dialog med Frederikssund Kommune og Radius om en samlet elforsyning af Vinge og Frederikssund.

2.4 Forundersøgelser

2.4.1 Kort

Bilag 1 viser forsyningsområderne samt fjernvarmeledninger og fjernvarmeproduktionsanlæg. Kortet fra Bilag 1 er vist på næste side og i vedlagte bilag 1 sammen med øvrige informative kort. Kortet er desuden vedlagt i et selvstændigt Bilag 1 i pdf-format i en højere opløsning, som mere præcist viser områdernes afgrænsninger og ledningernes placering.

Projektforslaget inkluderer:

I Frederikssund by:

- Erhvervsområde med plejecenter mv. ved Strandvangen
- Frederikssund Idrætsby
- Ådalens skole og institutioner mv.

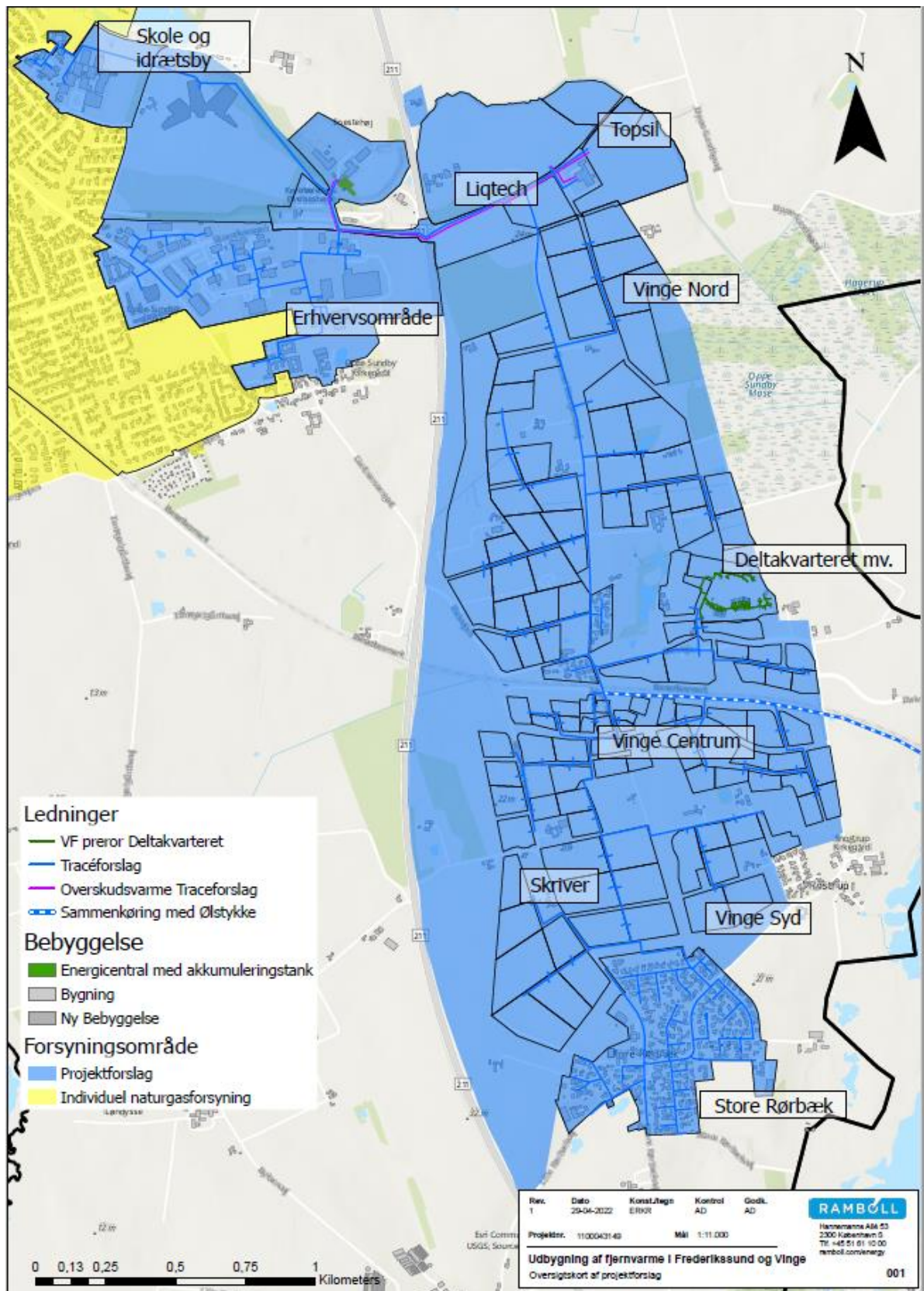
I Vinge og områder omkring Vinge:

- Alle eksisterende og planlagte byggefeltet i Vinge indenfor projektforslagets områder på bilag 1, herunder de viste felter med ejendomme på Dalvejen, Stationsvænget og Solbakken. Landbrugsejendomme på de områder, der endnu ikke er byggemodnet, er dog ikke inkluderet med mindre, de kan forsynes med samfundsøkonomisk fordel med en stikledning, der kan indgå den langsigtede forsyning.
- St.Rørbæk
- Hovedledning fra Energicentralen gennem hele Vinge og videre til Ølstykke

Projektforslagets økonomi belyses ud fra FK's forventede udbygning i Vinge frem mod 2031. Desuden belyses en forventet langsigtet udbygning i Vinge i perspektivering efter 2031, som er inkluderet i projektforslaget, men ikke med i den primære økonomiske analyse, da der er usikkerhed om udbygningen.

Projektforslaget inkluderer således, at resten af Vinge i perspektivområdet kan forsynes fra den hovedledning, der etableres gennem området.

Hovedledningen gennem Vinge i DN250 føres videre mod Ølstykke for at overføre overskydende kapacitet til Egedal Fjernvarme til udbygningen i Ølstykke og Stenløse.



Figur 2-1 Projektforslagets områder (mørkeblå)

2.4.2 Bebyggelse

Projektforslaget omfatter alle bebyggelser i de delområder, som er markeret med blå som værende en del af projektforslaget på bilag 1. Det samlede opvarmede areal og potentielle varmebehov er angivet i tabellen nedenfor.

Der er foretaget en afrunding af områdefafgrænsningen, som ligger naturligt indenfor fjernvarmeområdet. Der medtages de bebyggelser, hvor det er samfundsøkonomisk fordelagtigt med fjernvarme.

Der er her set bort fra ejendomme med elvarme.

Frederikssund Kommune	Antal kunder i alt	Hereaf antal kunder <40 MWh	Opvarmet areal m ²	Behov i alt MWh	Behov kWh/m ²	Nettab MWh	Nettab %	Behov an net Max tilsl. MWh
Frederikssund Idrætsby	2	0	29.500	2.950	100	232	7%	3.182
Frederikssund Skole (institutioner)	9	0	16.200	1.620	100	102	6%	1.722
Erhvervsområde (plejecentre mv.)	32	3	60.743	6.451	106	399	6%	6.205
Hovedledning til Vinge Centrum og St. Rørbæk	2	0	0	0	0	815	100%	815
Fremtidige bygninger i øvrigt	3	0	10.400	520	50	133	20%	133
Topsil mv. (Lokalplan 042 og 102)	6	0	25.000	800	32	70	8%	870
Deltakvarteret og øvrig eksisterende	34	32	15.150	1.229	81	113	8%	1.342
Vinge byudvikling 2022-2031	75	0	375.817	18.791	50	1.061	5%	19.852
Vinge perspektivområde 2032-2041	0	0	0	0	0	0	0%	0
St. Rørbæk	232	229	35.720	3.957	111	638	14%	4.596
Egedal Fjernvarme, Ølstykke	1	0	100.000	10.000	100	767	7%	10.767
Projektforslaget	396	264	668.530	46.318	69	4.331	9%	49.484
Heraf Vinge i projektforslag u. St. Rørbæk	115	32	415.967	20.820	50	1.244	6%	22.065

Tabel 2-1 Bebyggelse og varmegrundlag frem mod 2031

Det ses, at der er forudsat en andel fra selve Vinge uden St. Rørbæk på 20.820 MWh eller 22.065 MWh inkl. nettab. Det svarer til et maksimalt kapacitetsbehov til nettet på 7,3 MW med en benyttelsestid på 3.000 timer.

Det bemærkes, at nettabet i interne ledninger i byggefeltene i byggemodningsområderne ikke er indregnet, idet det antages, at klynger af rækkehuse og mindre bygninger i et byggefelt kobles sammen med et internt net i referencen og forsynes med en fælles varmepumpe. I projektforslaget er antaget i de økonomiske analyser, at fjernvarmen leveres på samme sted, hvor der ellers ville være etableret en varmepumpe. Det udelukker dog ikke, at Vestforbrænding og byudviklingselskabet aftaler, at Vestforbrænding forsyner de enkelte bygninger.

I perspektivdelen, som ikke er en del af projektforslagets økonomi forudsættes, at Vinge udbygges yderligere efter 2031. Det er der redegjort for i følsomhedsberegningen.

Projektforslaget er optimeret således:

- At der kun medtages områder, der er samfundsøkonomisk fordelagtige i forhold til at konvertere til fjernvarme i forhold til individuelle varmepumper og,
- At de langsigtede investeringer i selve energicentralen og hovedledninger forberedes for den langsigtede forsyning i perspektivdelen, som kan forsynes indenfor de godkendte områder.

Forsyning til byggefelt, der måtte etableres udenfor projektforslagets områder samt evt. yderligere produktionsanlæg, skal behandles i efterfølgende projektforslag, når det bliver aktuelt.

Varmebehovet for den eksisterende bebyggelse er beregnet ud fra det samlede gasforbrug, som er oplyst af EVIDA samt ved kontakt med FK's, Center for Ejendomme, og IT-afdeling.

For ny bebyggelse er behovet anslået til 50 kWh/m² i gennemsnit for boliger inklusive nettab i interne fordelingsledninger i blokvarmeområder og ud fra erfaringer fra nyere byggeri. For

Topsil's eksisterende byggeri er dog regnet med, at bygningerne i det væsentlige opvarmes af egen overskudsvarme.

2.4.3 Arealafståelse og servitut

Det forudsættes, at fjernvarmeledningerne som hovedregel etableres i vejarealer eller i grønne områder langs veje, da der er for lidt plads på de fleste grunde, og da det letter tilgængeligheden for drift af nettet.

Ledninger i vejareal lægges efter gæsteprincippet i overensstemmelse med normal praksis.

Vestforbrænding vil dog indgå aftaler med grundejere om at placere ledninger på deres matrikler, hvor det kan være til fælles fordel.

Vestforbrænding forudsætter, at ledningsanlæg i byggemodningsfelterne planlægges i samarbejde med de selskaber, der byggemodner og, at ledningerne kan anlægges hensigtsmæssigt i forhold til byggemodningen i øvrigt. Da disse byggemodningsområder de fleste steder endnu ikke er udmatrikuleret og, da der kan blive tale om at krydse private matrikler, foreslår Vestforbrænding, at alle de berørte matrikelejerne får projektforslaget i høring.

Da det er vigtigt for projektforslagets økonomi, forudsætter Vestforbrænding, at hovedledningen fra den nordlige del af Vinge til Vinge Centrum, der efter forslag fra FK er planlagt langs en stor spildevandsledning, kan forblive i dette tracé uden at skulle omlægges, når bebyggelserne og de nye veje i det mellemliggende område skal planlægges. Denne ledningsføring er særlig gunstig for den kommende byggemodning af Vinge, da den er placeret midt i hele området.

Det tracé, der er markeret i projektforslaget, er baseret på en foreløbig vurdering, og det vil blive justeret ved detailprojekteringen og dermed tage højde for øvrige ledningsanlæg og kundernes ønske om indføring af stik. Herunder vil Vestforbrænding drøfte med kunderne, hvor ledningen kan etableres på private matrikler.

Der skal tinglyses en deklaration for alle fjernvarmedistributionsledninger, der er beliggende på private matrikler. Der er principielt ikke behov for, at stikledninger deklareres med mindre, de påtænkes ført videre til nabomatrikler.

I bilag 4 er en liste matrikelnumre for de matrikler, hvor det vil være en fordel, at tracéet placeres på private matrikler. Vestforbrænding har hidtil haft mulighed for at forhandle trace med de berørte parter og derved undgået at benytte Varmeforsyningslovens mulighed for ekspropriation.

2.5 Myndigheder

2.5.1 Forhold til anden lovgivning

Projektet er omfattet af VVM bekendtgørelsen, og Vestforbrænding sender en VVM-ansøgning til kommunen for ledningsanlæg og for energicentralen. Alle fjernvarmeledninger anlægges under jorden og vil normalt ikke kræve VVM behandling. For energicentralen vil der derimod være behov miljøvurdering af påvirkning af omgivelserne mht. støj fra energifangerne og grundvand i forbindelse med grundvandslagring eller alternativt jordboringer med lukket kredsløb. Desuden skal der tages højde for deponeret forurenede jord og byggelinjer fra lokalplanen.

Energicentralen er beliggende på et areal, der er udlagt til tekniske formål, men da energiproduktion ikke har været indtænkt, da lokalplanen for området blev udformet, bliver behov for, at FK udarbejder et lokalplantillæg.

2.5.2 Normer og standarder

Projektet udføres efter relevante normer og standarder, og arbejdet udføres efter almindelige etablerings- og anlægsprincipper. Afhængigt af de lokale forhold vurderer vejmyndigheden, om der skal stilles særlige krav i forbindelse med anlægsarbejdet.

3. ANLÆGSBESKRIVELSE

3.1 Anlæggets hoveddisposition

3.1.1 Udstrækning

I bilag 1 er vist det fjernvarmeforsynede område med de distributionsledninger, større stikledninger og bebyggelser, der er omfattet af projektforslaget.

Den nye bydel Vinge er planlagt med tæt bebyggelse til beboelse, særligt omkring stationscentret, og med et erhvervsområde i den nordlige del. Ser man på det samlede potentiale for fjernvarme til Vinge og til de resterende gasforsynede områder i Frederikssund, er der kun få erhvervsområder, hvor det er muligt at indplacere en energicentral med varmepumper. Det mest oplagte område er Vestforbrændings matrikel ved genbrugsstationen, hvor der kan skaffes den nødvendige plads.

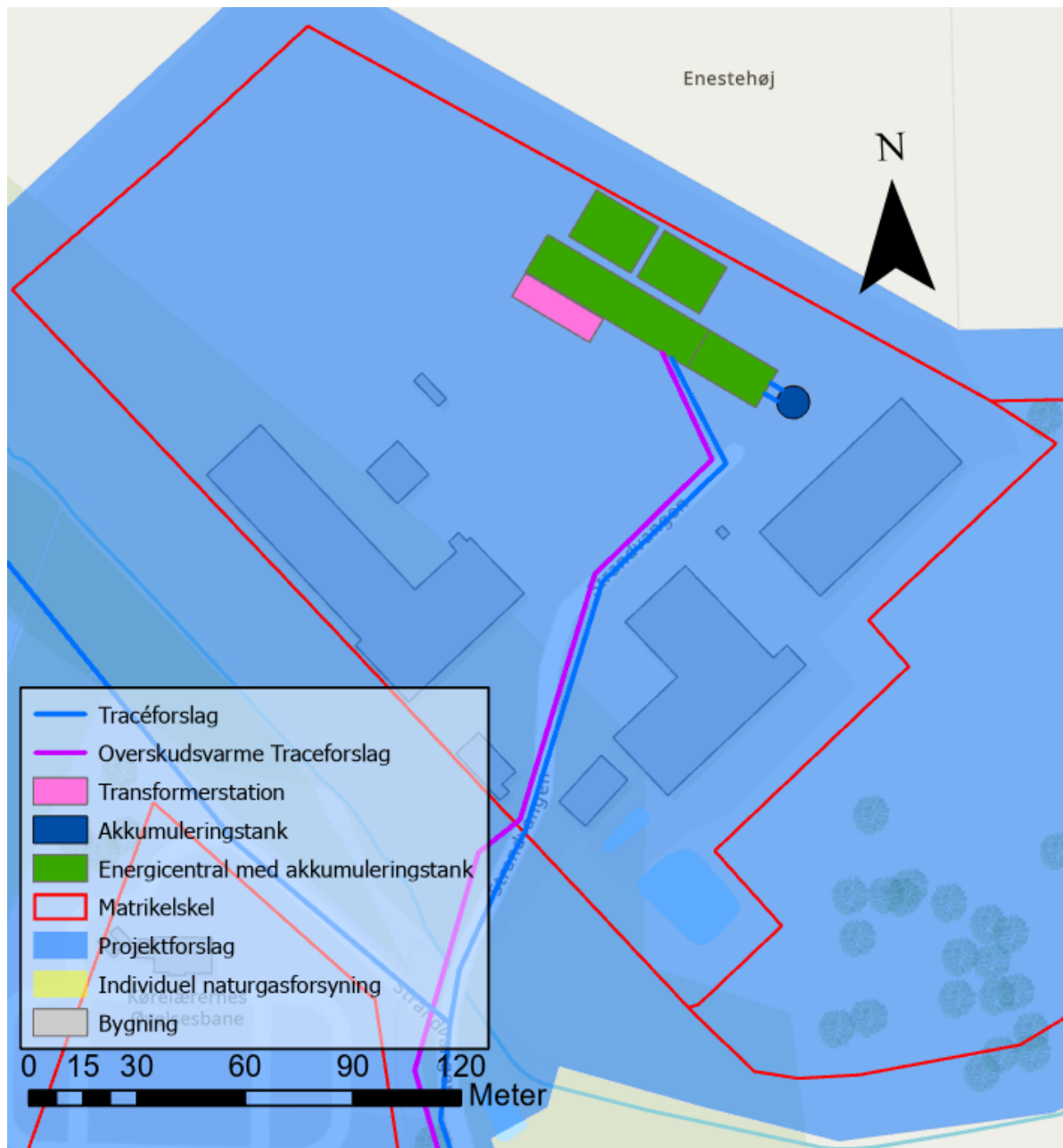
I projektforslaget er derfor planlagt en energicentral til varmepumper, energilagre og elkedler på Vestforbrændings matrikel (matrikel nr. 1h Bonderup, Frederikssund jorder) i tilknytning til Vestforbrændings genbrugsplads umiddelbart syd for matriklen. Området ligger langt fra beboelsesområder, og er i øvrigt afskærmet af en høj jordvold oven på depot med forurenet jord.



Figur 3-1 Vestforbrændings matrikel

Den nøjagtige placering på grunden er ikke fastlagt, men der er flere muligheder, som skal overvejes i Vestforbrændings samarbejde med FK om lokalplanlægningen. På de efterfølgende figurer er vist to mulige placeringer.

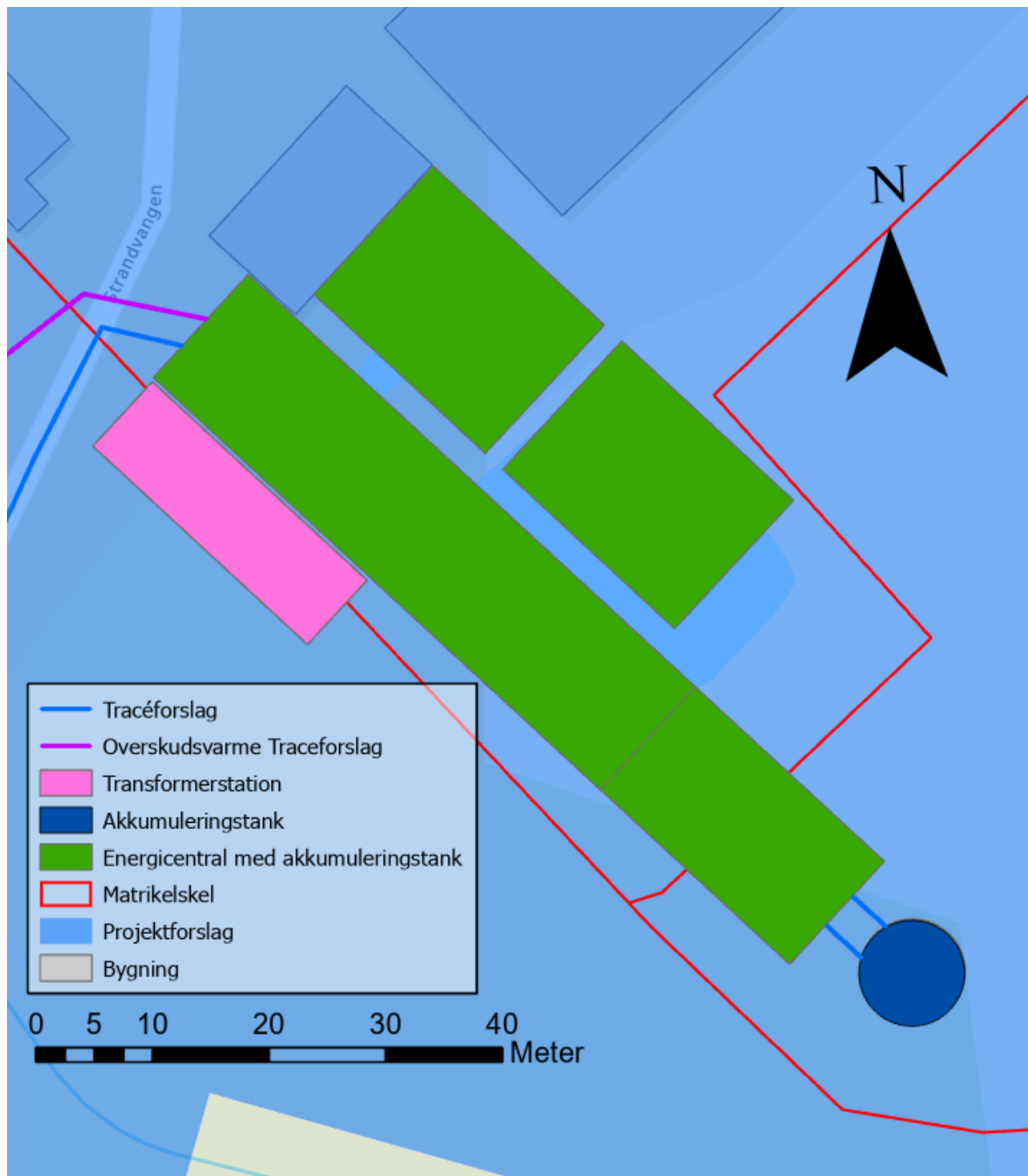
I forslag 1 placeres anlægget et af flere mulige steder, hvor der ikke er begrænsninger med byggegrænser eller forurenede jord. Vestforbrænding kan disponere arealet anderledes, så det er muligt med denne eller andre placeringer på grunden.



Figur 3-2 Forslag 1 til placering af energicentral og energioptagere

I forslag 2 er anlægget placeret tæt ved indkørslen og helt op ad linjen, som markerer afstandskrav til skel. Desuden medfører det, at der skal bortskaffes noget af den deponerede jord. Placeringen kan justeres, hvis den nærmeste bygning, der bruges til mødelokaler, nedrives og indgår i den nye central, ligesom vejen kan omlægges.

I forslag 2 er transformestationen placeret uden for afstandslinjen, men der kan findes alternative placeringer omkring bygningen, hvis det kræves.



Figur 3-3 Forslag 2 til placering af energicentral og energioptagere

På den efterfølgende figur 3-4 ses arealet, der benyttes til forslag 2.

Energicentralen planlægges, så den kan udbygges i takt med behovet i efterfølgende projektforslag med i alt op til 12 MW varmepumper, hvis det viser sig samfundsøkonomisk fordelagtigt.



Figur 3-4 Billede af arealet til forslag 2 set fra SV med jordvold til højre

Omgivelsesvarmen til varmepumperne er som udgangspunkt overskudsvarme fra Topsil og øvrige kommende industrier suppleret med udeluft i kombination med jordvarme fra grundvand eller lodrette jordboringer.

For skaffe plads til denne udbygning med 12 MW bliver behov for at reservere plads til et grundareal ca. 3.000 m², hvorpå der kan placeres følgende anlæg ved fuld udbygning:

- En 900 m² stor og 6 m høj industribygning til projektforslaget og et evt. efterfølgende projektforslag
- En 10 m høj varmeakkumuleringstank med en diameter på ca. 10 m inkl. isolering
- En transformerstation, der udbygges i takt med varmepumperne
- Energioptagere på op til 600 m² til projektforslaget og et evt. efterfølgende projektforslag
- Lodrette jordboringer, som kan placeres udenfor grundarealet, men indenfor matriklen

Som supplement til overskudsvarmen, er det planen at etablere grundvandsboringer til at lagre varme fra energifangerne og evt. overskudsvarme fra sommer til vinter, hvorved varmepumpernes kapacitet og effektivitet om vinteren øges, og behovet for tørkølere mindskes.

Projektforslaget, der er opdelt i en etape 1 og en etape 2, inkluderer følgende anlæg på Vestforbrændings matrikel:

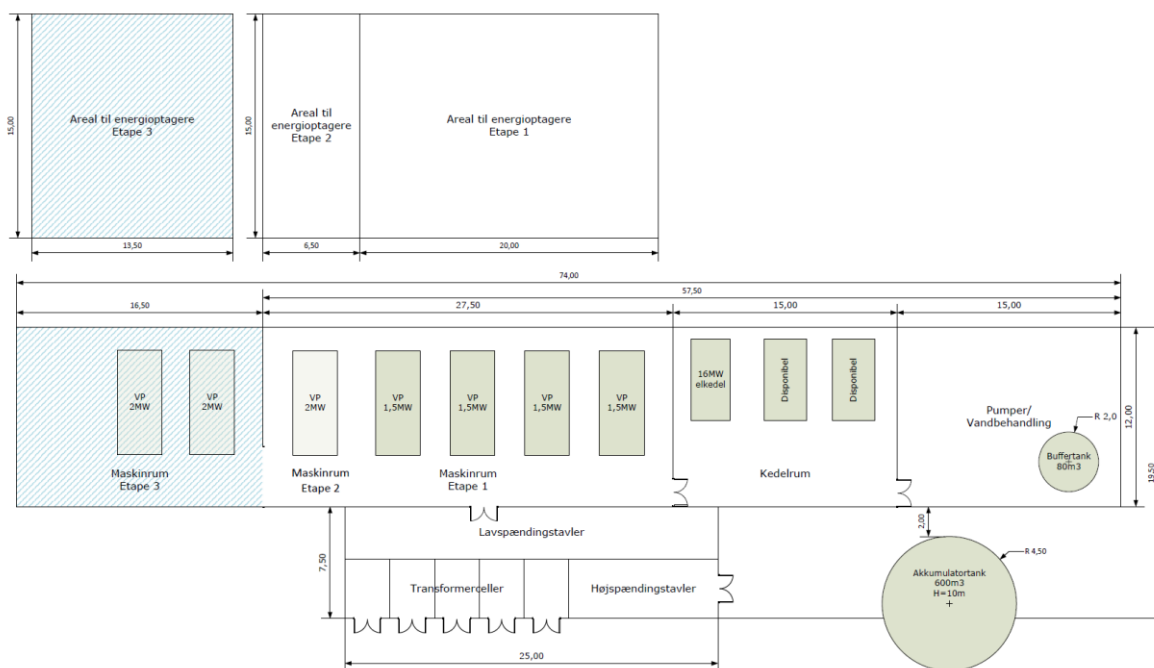
Etape 1:

- 700 m² industribygning, der kan udvides med 200 m² i et efterfølgende projekt (etape 3)
- 6 MW varmepumpekapacitet, der dækker grundlasten i starten
- 16 MW elkedler, hvor el-tilslutning koordineres med byggemodningen af Vinge
- 600 m³ varmeakkumulator
- Pumper og vandbehandlingsanlæg til fjernvarmen
- 300 m² energioptagere
- Jordboringer eller grundvandsanlæg, der kan optage 2 MW varme
- Tilslutning af overskudsvarmeledning, der henter overskudsvarme ved lav temperatur med op til 1 MW fra Topsil og forberedt for kommende andre virksomheder op til 3 MW.
- En buffertank til udjævning af overskudsvarmen på den kolde side af varmepumpen.
- Transformere til varmepumper og elkedel

Etape 2:

- 2 MW varmepumpekapacitet, der etableres, når varmemarkedet er udbygget
- 100 m² energioptagere i etape 2, der kan udvides med 200 m² i et efterfølgende projekt (etape 3), hvorved den samlede arealreservation på 600 m² udnyttes

Hvis analysen af overskudsvarmens variation viser, at der er behov for en større buffertank, placeres den udenfor bygningen ved siden af varmeakkumulatoren. Det bemærkes, at varmeakkumulatortank og buffertank med koldt vand til udjævning af lavtemperaturoverskudsvarme ikke er omfattet af Projektbekendtgørelsen. De etableres for at forbedre økonomien i projektet. Energi-optagere og jordboringer reduceres, hvis nye erhvervsvirksomheder er klar til at levere overskudsvarme tids nok.



Figur 3-5 Situationsplan for energicentral med energioptagere

Anlægget etape 1 i projektforslaget er således forberedt for, at det kan udbygges med ekstra 2 MW varmpumpe og tilhørende energioptagere og jordboringer i en etape 2 i projektforslaget, når varmemarkedet er udbygget inden år 2030.

Desuden reserveres plads til, at der i et efterfølgende projektforslag (etape 3) kan udbygges med yderligere 4 MW, til i alt 12 MW varmpumpekapacitet med tilhørende energioptagere.

Projektforslaget med etape 1 og 2 samt de disponible arealer og muligheden for at udvide i etape 3 i et senere projektforslag er vist på figur 3-5.

Da der er flere muligheder for at tilvejebringe grundlastkapacitet frem mod år 2030, eksempelvis fra varmpumper på nye industrier, fra samkøring med den eksisterende fjernvarme i Frederikssund, fra samkøring med Egedal Fjernvarme og fra spildevandsanlæg mv. er der hermed taget højde for, at den supplerende varmpumpe i etape 2 i projektforslag evt. senere kan erstattes med en mere fordelagtig løsning.

Omvendt er der mulighed for umiddelbart at fremskynde denne etape 2 sammen med et nye projektforslag for de sidste 4 MW, hvis der bliver behov for det af hensyn til udfasning af de fossile brændsler.

Pumper og vandbehandlingsanlæg er ikke vist på figur 3-5.

Situationsplanen er vist med en foreløbige data for arealdisponering og størrelse på de enkelte varmpumper.

Hvis det passer bedre ind i den endelige placering, kan bygningen umiddelbart spejlvendes i forhold skitsen ovenfor, så udvidelsen sker i den modsatte retning.

Jordboringerne vil indeholde slanger med et lukket kredsløb, hvor brinen med glycol ikke kommer i forbindelse med jorden, og derved bør kunne indpasses i forhold til grundvandsinteresser.

Det påtænkes dog at søge miljøtilladelse til, at jordboringerne helt eller delvist kan erstattes af et grundvandsanlæg, hvis det viser sig, at vandføringen er så stor, at det er mere økonomisk fordelagtigt. Erfaringerne viser, at vandføringen i et borepar kan variere meget afhængig af de lokale hydrogeologiske forhold, f.eks. mellem 50 og 200 m³/h, hvilket har direkte indvirkning på prisen pr. MW kølekapacitet.

Vestforbrændings matrikel vil umiddelbart kunne rumme en akkumuleringstank for koldt vand, magen til varmeakkumulatoren. Denne tank kan som nævnt blive fordelagtig for at effektivisere udnyttelsen af overskudsvarmen og dermed også forsyningen med koldt vand i forhold til overskudsvarmens og elprisens fluktuationer.

I dette projektforslag indgår som nævnt en ledning fra Vinge Centrum til Ølstykke, som udgør anden del af en hovedledning, som tænkes at forbinde Vinge og Frederikssund med Vestforbrændings anlæg i Måløv. Den første del af denne forbindelse består af en hovedledning fra Stenløse til Ølstykke, som Egedal Fjernvarme er i gang med at etablere. Den tredje del af forbindelsen består af en hovedledning fra Måløv til Stenløse. I det kommende projektforslag for denne tredje del vil der skulle planlægges for, hvordan det sammenhængende net skal drives og dermed også, hvordan varmeakkumulatoren kan tilkobles og drives optimalt. Den trykløse varmeakkumulatortank ved energicentralen forberedes for, at den skal kunne tryksektioneres fra fjernvarmenettet.

3.1.2 Overskudsvarme fra virksomheder

Topsil's fabrik i Vinge har en proces, med proceskøling, hvor varmen bortkøles i tørkølere og i øvrigt opvarmer fabriksbygningen.

Der er installeret en kølekompressor og tørkølere, som sikrer, at en kølekreds til processen kan nedkøles fra 20 til 18 grader.

Projektforslagets varmepumpe kan udnytte denne omgivelsesvarme, idet der etableres en DN250 ledning fra Energicentralen til indsamling af overskudsvarmen fra Topsil. Varmepumpen leverer koldt vand ved ca. 10 °C, hvorved der udveksles varme og kulde med kølekredsen, så der returneres vand fra Topsil ved ca. 20 °C til varmepumpen i energicentralen.

Ud fra målinger af de månedlige elforbrug til hele køleprocessen hos Topsil er et forsigtigt gæt, at der kan leveres en gennemsnitseffekt på 0,7 MW spildvarme ved 20 °C, til den eldrevne varmepumpe, som bliver til 1 MW overskudsvarme til fjernvarmen ved ca. 70 °C. Heri indgår således 0,3 MW varme fra den tilførte el.

Overskudsvarmeledningen er med dimensionen DN250 forberedt for at kunne høste overskudsvarme på op til ca. 4,5 MW i alt fra Topsil og kommende virksomheder i erhvervsområdet. Denne overskudsvarme ved lav temperatur skal opgraderes med varmepumperne, som vil kunne levere ca. 6 MW.

Hvis den samlede overskudsvarme skulle overstige 4,5 MW, kan kapaciteten i ledningen øges op til ca. 50% med højere pumpeløft eller, der kan alternativt etableres en varmepumpe tæt ved overskudsvarmekilden, som leverer til både fjernvarmenet og overskudsvarmeledning. Derved spares en tilsvarende varmepumpekapacitet på energicentralen.

Energicentralens grundvandsboringer eller grundvandskøling vil omvendt kunne lagre overskudsvarmen fra Topsil om sommeren, hvis det ikke er muligt at afsætte varmen.

Det er ikke nødvendigt for projektforslaget, at overskudsvarmen fra Topsil udnyttes, men det øger projektforslagets effektivitet, og det baner vejen for, at projektet umiddelbart kan udnytte mere overskudsvarme fra området omkring Topsil, ligesom overskudsvarmen vil mindske behovet for energioptagere.

Der er desuden planer om, at andre virksomheder med mulig overskudsvarme, herunder Liqtech og FOSS, vil etablere anlæg i området indenfor de nærmeste år.

3.1.3 Kapacitet og belastningsforhold

Det samlede potentielle varmebehov til fjernvarmen, som er omfattet af projektforslaget for konvertering, er beregnet på grundlag af faktiske energiforbrug. Det giver frem mod 2031 et behov til nettet på 48.000 MWh og et maksimalt kapacitetsbehov til nettet på ca. 26 MW inkl. reserve, som vist i tabellen nedenfor.

Etape for udbygning af net og kapacitet	Projekt-forslag	Projekt-forslag	Projekt-forslag	Projekt-forslag
Tilslutning til net over 10 år Vinge mv.	2023	2026	2027	2031
Varmeproduktion til nettet	MWh	MWh	MWh	MWh
Behov an net	18.266	29.206	36.441	48.331
Kapaciteter	MW	MW	MW	MW
Reserve for udfald af anlæg	6,0	6,0	6,0	6,0
Maksimal kapacitetsbehov koldeste dag	6,1	9,7	12,1	16,1
Anslået maksimalt behov ,med reserve	12,1	15,7	18,1	22,1
Grundlastbehov	3,0	4,9	6,1	8,1
VP Energicentral 2023	6,0	6,0	6,0	6,0
VP Energicentral 2026	0,0	0,0	0,0	0,0
VP Energicentral 2029	0,0	0,0	0,0	2,0
VP VP Vinge perspektiv	0,0	0,0	0,0	0,0
16 MW elkedel	16,0	16,0	16,0	16,0
Mulig nødforsyning	0,0	0,0	0,0	0,0
Varmeakkumulator udjævning	0,7	1,1	1,3	1,8
I alt fra energicentralen og lokal spidslast	22,7	23,1	23,3	25,8
Grundlastdækning	197%	123%	99%	99%
Spidslastdækning	188%	147%	129%	117%

Tabel 3-1 Kapacitetsforhold i projektforslaget

Behovet for grundlast fra varmepumper ved fuld udbygning er anslået til 8 MW, heraf 2 MW til Egedal Fjernvarme. I de første år inden markedet i Vinge er udbygget og især udenfor de koldeste måneder, vil der kunne leveres mere overskydende grundlastkapacitet samt spidslastkapacitet til Egedal Fjernvarme.

Det bemærkes, at der i de økonomiske analyser ikke er taget hensyn til fordelene ved, at driften optimeres og ved, at der kan udveksles reservekapacitet med Egedal Fjernvarme og formentlig også med Vestforbrændings anlæg i Måløv, når det sammenhængende net er etableret.

Disse forhold skal som nævnt belyses i et efterfølgende projektforslag for samkøringsforbindelsen mellem Vestforbrændings hovedledning i Måløv og Egedal Fjernvarmes hovedledning i Stenløse.

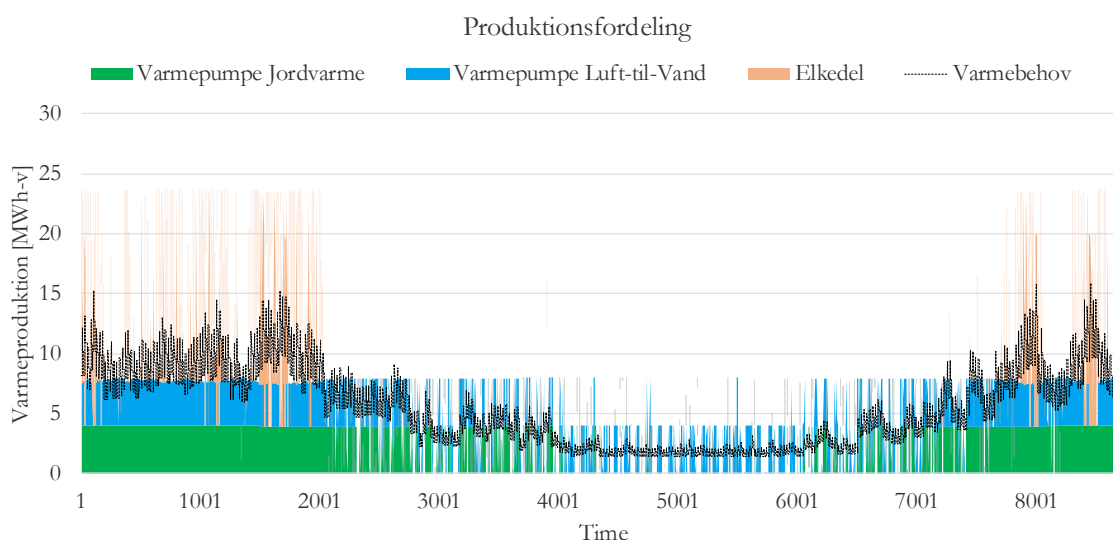
3.1.4 Produktionssimulering

Varmeproduktionen fra energicentralen er simuleret og optimeret med programmet EnergyPro, der kan simulere tilfælde med en kombination af varmebehov, varmelager, varmepumpekapacitet, elkedler og gaskedler.

Elprisens svingninger er vigtige for at vurdere projekter med store fleksible varmepumper og evt. elkedler med back-up fra varmelager og gaskedler i forhold til projekter med uflexible små varmepumper uden back-up. I simuleringen til projektforslaget er, jf. figuren nedenfor ikke regnet med gaskedler som reserve for elforsyningen.

Der er benyttet et kendt spotmarkedsprofil fra 2021. Det er på den sikre side, da man må forvente stigende prisfluktuationer i fremtiden, som vil stille projektforslagets fleksible varmepumper og ikke mindst elkedler endnu bedre.

Resultatet er illustreret i produktionsprofilen nedenfor, som er vist for den fulde udbygning af projektforslaget, men uden gaskedler.



Figur 3-6 Produktionsprofil ved fuld udbygning

Det ses, hvordan den del af varmepumperne, der udnytter luften, producerer om sommeren, mens den del, der udnytter grundvandet, er mest effektive og har første prioritet om vinteren. Det er også markeret, hvordan de luft-baserede varmepumper erstattes elkedler de koldeste dage. I denne simulering er ikke vist den mest effektive varmepumpekapacitet på 1 MW fra overskudsvarmen fra Topsil, da lavtemperaturen fra Topsil bidrager med energi til varmepumpen parallelt med varme fra luften og jorden. Varmen fra Topsil kan opfattes som en først prioriteret grundlast på 1 MW, som erstatter luft om sommeren (blå) og jordvarme om vinteren (grøn). Med buffertank og varmeakkumulator er det muligt at optimere varmepumpens drift, så den er stabil og producerer ved de laveste elpriser i døgnet.

Simuleringen viser:

- At varmepumperne producerer 86% af det årlige varmebehov
- At elkedler producerer de resterende 14%
- At optimeringen med varmeakkumulator reducerer den gennemsnitlige spotmarkedspris med 7% til varmepumperne og med 11% til elkedlerne

Den relativt høje elpris til elkedlerne skyldes, at de står til rådighed som spidslastkapacitet.

Vestforbrændings erfaringer med en 40 MW elkedel, der er koblet direkte på en varmeakkumuleringsstank på Lyngby Kraftvarmeverk, viser, at elkedlen også vil kunne generere indtægter fra markedet for systemydelse og dermed producere mere varme. Vestforbrænding vil kunne udnytte fordelen ved at byde begge elkedler ind på markedet.

3.1.5 Forsyningssikkerhed

Området planlægges forsynet med samme forsyningssikkerhed som Vestforbrændings øvrige områder, idet det tilstræbes, der er øjeblikkelig reserve for alle pumper og produktionsenheder og, at egentlige ledningsbrud, som er sjældne, skal kunne afhjælpes indenfor 24 timer.

Den planlagte samkøring med Egedal Fjernvarme og Vestforbrændings net i Måløv vil øge forsyningssikkerheden.

Desuden planlægges der for, at der kan opsættes mobilcentraler som nødforsyning til kunder med et kritisk varmebehov og med tilkobling på energicentralen i det tilfælde, at der skulle opstå kapacitetsproblemer i elnettet.

I den langsigtede plan for forsyning af Vinge vil der opstå flere muligheder som belyst i kapitlet om perspektivering.

3.2 Tekniske specifikationer

3.2.1 Dimensionering

Vestforbrændings nye distributionsnet anlægges som et varmtvandsnet med maksimal design temperatur på 95 °C af hensyn til den trykløse varmeakkumuleringstank.

Området udbygges fra Vestforbrændings 16-bar distributionsnet med udgangspunkt i energicentralen og med varmeakkumulatoren som mulig aktiv trykholder, dog således, at den kan tryksektioneres fra nettet, når der etableres samkøring med Egedal Fjernvarme. Det skal ses på baggrund af, at kundeinstallationer til fjernvarme for små kunder som normal standard kan tilsluttes et 16 bar net. Det udelukker dog ikke, at nettet senere drives, så trykket ikke overstiger 10 bar.

Vestforbrænding og Egedal Fjernvarme vil i den efterfølgende optimering af den fælles hovedledning planlægge skift mellem 10 og 16 bar, eksempelvis ved at hovedledningen godkendes til 16 bar, mens der etableres tryksektionering til lokale 10 bar net i Egedal Fjernvarmes område.

Ved dimensioneringen af nettet er som udgangspunkt anvendt en benyttelsestid på 2.000 timer til kunder og 3.000 timer for hovedledningsnettet. Kapacitet af kundeinstallationer og stik skal dog vurderes individuelt med 1.700 timer i gennemsnit. For erhvervsvirksomheder med stort ventilationsbehov er der regnet med 1.500 timer.

For tilkoblingen til Egedals Fjernvarmes net i Ølstykke er der regnet med 3.000 timer.

For den nye bebyggelse designes stik og kundeinstallationer efter det behov, som bygninger skal dimensioneres for iht. Bygningsreglementet, som det er oplyst af bygherrens rådgiver. I gennemsnit regnes med en benyttelsestid på 1.000 timer for ny bebyggelse.

Ved dimensioneringen af spidslastkapacitet til nettet til dækning af varmebehov og nettab er brugt benyttelsestiden 3.000 timer.

Projektforslagets investeringsoversigt i ledningsnet og understationer er baseret på, at nettet er dimensioneret til det maksimale varmemarked i projektforslaget. Der er forudsat en afkøling på 40 °C den koldeste dag, f.eks. med 85 °C i fremløb og 45 °C i returløb.

Det forventes, at kunderne kan forsynes med en fremløbstemperatur på 75 °C en typisk vinterdag, hvor varmepumperne er udnyttet maksimalt og, at fremløbstemperaturen kan sænkes i sommerhalvåret til ca. 70 °C. De koldeste dage vil elkedlen booste fremløbstemperaturen op mod 85 °C. Det betyder, at varmepumperne kun skal yde mellem 70 og 75 °C. Derved bliver det mere økonomisk fordelagtigt at udnytte overskudsvarme til fjernvarmen. Samtidig forlænges levetiden af fjernvarmenettet ud over de forventede 60 år.

Egedal Fjernvarme påregner ligeledes, at der skal kunne leveres op til 85 °C i de koldeste perioder.

På længere sigt ventes returtemperaturen at falde efterhånden som bygningerne energieffektiviseres, hvorved det, alt andet lige, bliver muligt at sænke fremløbstemperaturen tilsvarende eller tilslutte flere kunder til samme ledning.

Bygningsreglementet stiller krav om 40 °C i returtemperatur, og erfaringen viser, at det er vanskeligt i nyt byggeri at leve op til kravet i praksis. Nyt byggeri bør, hvis de udformes med delvis gulvvarme, kunne præstere en lavere returtemperatur.

En typisk vinterdag antages, at kunderne på længere sigt kan nøjes med 70 °C og levere en returtemperatur på 40 °C, hvorved temperaturen fra varmepumpen kan sænkes.

Energicentralen er placeret på et strategisk godt sted i forhold til den samlede forsyning af Frederikssund og Vinge, da ledningerne kan udgå i tre retninger umiddelbart efter centralen.



Figur 3-7 Hovedledninger fra energicentralen

Den første korte strækning fra centralen til afgreningen kan etableres som DN300, hvorefter den afgrenses i en mindre dimension mod nord og mod syd, hvor den afgrenses mod erhvervsområdet mod syd og Vinge mod øst.

Det er forudsat, at hovedledningen fra denne afgrening til Vinge og videre mod Ølstykke udføres som DN250 for at være forberedt på samkøring med Vestforbrænding via Egedal Kommune (se perspektivering). Hvis denne hovedledning i stedet udføres som DN200 som twinrør, spares omkring 5 mio.kr.

Figuren ovenfor viser de fjernvarmeledninger, der er omfattet af projektforslaget (blå) samt ledningen, der overfører overskudsvarme fra Topsil til energicentralen (rød).

3.2.2 Materialevalg og konstruktionsprincipper

Ledningsnettet udføres i et præisoleret rørsystem, der lever op til kravene i EN 253. Der vælges twinrør for mindre dimensioner, hvor det er fordelagtigt.

Der etableres vekslere mellem fjernvarmen og kundernes varme anlæg.

3.3 Projektets gennemførelse

3.3.1 Tidsplan

Tidsplanen for myndighedsbehandlingen anslås til følgende:

Juni 2022	Projektforslaget sendes til FK
Juli 2022	Projektforslag behandles og sendes i skriftlig høring
November 2022	Projektforslaget godkendes af FK

Forsyningen til Vinge Centrum og Deltakvarteret kan således påbegyndes ultimo 2022 og koordineres med ny bebyggelse således, at der kan leveres byggevarme fra mobilcentraler ved årsskifter 2022-2023, indtil hovedforsyningen er etableret.

Energicentralen udbygges, så der kan leveres varme fra elkedler og varmeakkumulator i en kort overgangsperiode, inden varmepumperne er i drift.

Øvrige større distributionsledninger i områder med eksisterende bebyggelse etableres, når der er mindst 40% tilslutning.

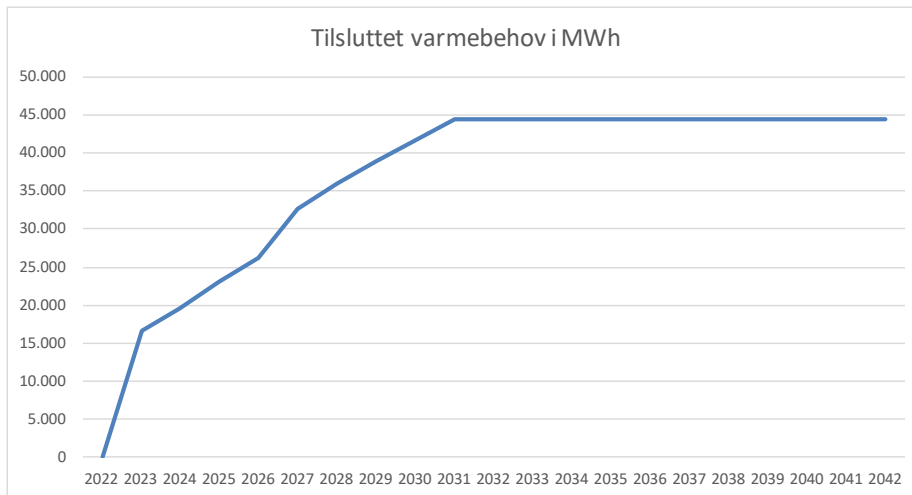
Alle distributionsledningsanlæg til alle eksisterende anlæg og til byggemodningsfelter i samspil med den øvrige byggemodning og afsluttes i 2027, senest 5 år efter, at projektforslaget er godkendt.

I selve byggemodningsfelterne etableres ledningerne dog først i forbindelse med byggemodningen og, hvis det er muligt inden, der etableres belægning på vejene.

Med hensyn til udbygningstakten bemærkes følgende:

- Senest 5 år efter, at projektforslaget er godkendt, er der etableret forsyningsledninger, hvor det er muligt i forhold til byggemodning
- Vestforbrænding kan etablere midlertidig forsyning med mobilleder til bebyggelsen i Vinge Centrum i 2022 indtil hovedledningen er klar. Alternativt ville bygherren formentlig skulle afholde tilsvarende omkostninger til midlertidig forsyning, inden en energicentral med varmepumpe vil være klar i referencen.
- Der regnes med prognose for nyt byggeri i Vinge fra FK for perioden 2022 til 2031
- Der regnes med de viste tilslutningsprocenter, og der ses i den økonomiske analyse bort fra eftertilslutning og byfortætning efter 2031.

Kurven nedenfor viser den forudsatte tilslutningstakt og det forudsatte varmebehov for projektforslagets kunder. Det antages ud fra erfaringer, at de naturgasfyrede kunder, herunder især de offentlige bygninger forsynes, når distributionsnettet etableres.



Figur 3-8 Tilsluttet varmebehov i projektforslag frem mod 2031

3.3.2 Anlægsudgifter for projektforslaget

I det følgende er vist anlægsudgifterne for alle de anlæg, der er inkluderet i projektforslaget, samt fordelingen af finansieringen i prisniveau **2022 og ekskl. Moms**. Det er i faktorpriser, og det inkluderer alle investeringer, der vil skulle afholdes ved 100% tilslutning af alle kunder.

Anlægsoverslaget for energicentralen og tilhørende anlæg på Vestforbrændings matrikel og fjernvarmenettet med stik er vist detaljeret i bilagets afsnit om forudsætninger.

Desuden fremgår det af beregningsbilaget, hvordan investeringen i stikledninger og kundeinstallationer afhænger af tilslutningen.

Det skal bemærkes:

- At nutidsværdien af investeringerne i selskabsøkonomien i beregningsbilaget er mindre som følge af diskonteringen med 1% p.a., ligesom nutidsværdien af scrapværdien reducerer den samlede nutidsværdi.
- At de investeringer, der afholdes år for år i den selskabsøkonomiske budgetfremskrivning i beregningsbilaget, er omregnet til løbende priser med inflationen 2% p.a.
- At den samfundsøkonomiske nutidsværdi er baseret på diskonteringen 3,5% og, at beløbet er omregnet til beregningspris ved at multiplicere med faktoren 1,28.

Investeringer i Projektforlag, ex., moms	Vinge mv.	Mio.kr.
Distributionsnet fjernvarme		178
Stikledninger		27
Net i alt		205
VP Energicentral 2023	varmepumper og akkumulator	90
VP Energicentral 2026	varmepumper i energicentral, senest	0
VP Energicentral 2029	varmepumper i energicentral, senest	19
VP VP Vinge perspektiv		0
16 MW elkedel	.	13
Topsil mv. (Lokalplan 042 og 102)	Overskudsvarmeledning	9
Øvrige investeringer		130
Kundeinstallationer investeres af Vestforbrænding		6
Afpropping af gasstik, betales af tilskudspuljen eller Vestforbrænding		0
I alt investering der afholdes af Vestforbrænding inkl. Stik og byggemodning		341
Kunder investerer i kudeanlæg		21
Investeringer i Projektforlag		362

Finansiering af investeringer i projektforlag	Mio.kr.
Kunders stikledningsbidrag	24
Kunders anlægsbidrag	6
Kunders kudeanlæg	21
Kunderne finansierer	51
Tilskudspuljen eller Vestforbrænding finansierer	0
Vestforbrænding finansierer	311
Finansiering i alt	362

Tabel 3-2 Investering og finansiering af projektforlag

4. VURDERING AF PROJEKTET

Varmeforsyningsloven fastlægger rammerne for kommunernes rolle indenfor forsyning af bygninger med varme og varmt brugsvand, herunder målsætningen om fremme varmforsyningen ud fra samfundsøkonomiske kriterier.

Kommunernes lovpligtige arbejde med varmeplanlægning i samarbejde med berørte forsyningselskaber er netop nu særlig aktuelt som følge af de energipolitiske målsætninger og senest Klimaaftalen for Energi og Industri mv. af 20. maj 2020, som sætter særlig fokus på varmesektoren.

De fossile brændsler skal udfases snarest for at fremme delmålsætningen i 2030, og det indgår i aftalen, at fossile brændsler ikke længere vil være et alternativ i de samfundsøkonomiske analyser. Det betyder i forhold til projektforslaget, at fjernvarmeudbygningen i områder med naturgas primært skal vurderes i forhold til individuelle varmepumper og ikke i forhold til fortsat reinvestering i gaskedler, da projekterne skal vurderes i forhold til en realistisk reference.

Som følge af, at vindenergi vil blive Danmarks dominerende vedvarende energikilde, skal opvarmningssektoren udnytte en stigende andel vindenergi i samspil med andre energikilder. Da vindenergiens fluktuationer og deraf følgende elprisfluktuationer ikke følger varmebehovet, bliver det derfor en udfordring at gøre elforbruget fleksibelt.

Når fjernvarmen skal vurderes i forhold til individuelle varmepumper, er det derfor vigtigt at vurdere de to alternativets mulighed for fleksibelt elforbrug, herunder:

- At bruge meget el, når prisen er meget lav, og vindenergien derfor ikke spildes eller eksporteres til 0 kr./MWh
- At undgå at bruge el, når prisen er meget høj og derfor normalt er baseret på fossile brændsler fra importeret el
- At kunne bistå elsystemet med systemydelse
- At kunne afkoble i et vist tidsrum, hvis der mangler kapacitet i det danske elsystem
- At kunne afkoble i et vist tidsrum, hvis der lokalt er kapacitetsproblemer i elnettet.

Fjernvarmen har i kraft af storskalafordele bedre mulighed for at levere fleksibelt elforbrug end individuelle varmepumper og desuden udnytte varmelagre og samkøringsforbindelser.

Projektforslaget søger at balancere mellem disse to muligheder for fleksibilitet og inkluderer både varmepumper, elkedler, varmelagre og samkøring med andre produktionsanlæg.

Sammensætningen af produktionsenheder kan endvidere justeres med et nyt projektforslag, for nye produktionskapaciteter alt afhængig af de energipolitiske behov med tilhørende rammebetinger samt de kommercielle aftaler, de kan indgås.

4.1 Driftsforhold

Vestforbrænding vil lægge særlig vægt på, at kunderne leverer lavest mulig returtemperatur, herunder især det nye byggeri, som har muligheden for at yde en lavere returtemperatur end det er krævet i Bygningsreglementet.

Fremløbstemperaturen vil blive optimeret i forhold til returtemperaturen og behovet for kapacitet, og den vil som udgangspunkt ikke overstige 75 °C i de perioder, hvor varmepumperne leverer al varmen. Når elkedler er i drift i samspil med varmepumperne, kan temperaturen hæves, eller varmepumpens temperatur kan sænkes.

Egedal Fjernvarme påregner som nævnt i afsnittet om dimensionering, at nettet skal kunne levere op til 85 °C på de koldeste dage. Det vil være muligt fra energicentralen, idet spidslastkedlerne vil være i drift i disse timer og kunne booste temperaturen fra varmepumperne.

Varmepumperne og elkedlerne vil blive drevet i samspil med varmelagret i forhold til det lokale varmemarked.

4.2 Samfundsøkonomi og miljøvurdering

4.2.1 Projektforlaget

De samfundsøkonomiske beregninger er baseret på Energistyrelsens forudsætninger af februar 2022 og forudsætninger for diskonteringsrente, nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningsfaktor fra Finansministeriets nøgletalskatalog.

Disse forudsætninger er indarbejdet i Rambølls generelle samfundsøkonomiske model, hvor alle mellemregninger og forudsætninger er dokumenteret mht. brændselspriser, virkningsgrader, driftsomkostninger, elpriser, emissionsomkostninger og indflydelsen af skatter og tilskud.

Derved fås en samfundsøkonomisk balancepris i kr./MWh for hver produktionsenhed. Det er den pris, som hvis den anvendes i hele tidshorisonten på 20 år, vil give samme nutidsværdi, som den forudsatte pris, der følger en prisudvikling.

I den samfundsøkonomiske nutidsværdi er i henhold til Energistyrelsens og Finansministeriets forudsætninger indregnet:

- miljøgevinsten ved reduktion af CO₂ indenfor og udenfor kvotemarkedet
- den ækvivalente drivhuseffekt af de øvrige drivhusgasser CH₄ og N₂O.
- miljømæssige skadesomkostninger fra emission af SO₂, NO_x og partikler PM_{2,5}
- afledte virkninger af afgiftsprovenuet med skatteforvridningsfaktoren 1,10
- omregning fra faktorpriser til beregningspriser med nettoafgiftsfaktoren 1,28
- diskonteringsrente 3,5% til nutidsværdiberegningen i faste priser
- afprovningsgebyret, som dækker aktuelle omkostninger ved afprovnings
- scrapværdi for anlæg, der har betydelig længere levetid end projektperioden på 20 år, herunder især fjernvarmenet, stikledninger og energicentralen.

Anlægspriserne for ledningsanlæg er baseret på erfaringer fra Rambølls projekter for anlæg af net til større kunder i relativ åben bebyggelse, som i projektforlagets område. Set i lyset af stigende råvarepriser er enhedspriserne hævet med 20%. De fremgår af bilag 6.

Fjernvarmen sammenlignes kun med individuelle varmepumper, FK har besluttet, at fjernvarmen, der kun indeholder en meget lille andel fossile brændsler, ikke skal sammenlignes med alternativer med fossile brændsler.

I referencen antages derfor, at der alternativt ville være etableret en individuel varmepumpe det år, hvor der tilsluttes til fjernvarme. Projektforslag og reference er således ligeværdige med hensyn til at fortrænge de individuelle gaskedler.

I resumetabellen nedenfor er projektforslag og reference sammenlignet for hver hovedpost baseret på faste 2022 priser. Alle priser i tabellen er nutidsværdier for perioden 2023 til 2042 henført til 2022 med diskonteringsrenten 3,5% inkl. indregning af scrapværdi i beregningspriser (med nettoafgiftsfaktoren 1,28 på alle faktoromkostninger ekskl. miljøomkostninger).

Det ses, at den samfundsøkonomiske gevinst ved projektforlaget i forhold til referencen er **30 mio.kr.** med diskonteringsrenten 3,5%, og den interne rente er 5%. (defineret som den diskonteringsrente, der giver nutidsværdien nul)

Projektforslag Vinge mv. 2022 priser 1000 kr		
Samfundsøkonomiske beregningspriser excl afgifter	Projekt	Reference
Investering	289.322	282.848
D&V Til produktionsanlæg og ledningsnet	55.120	94.606
Brændsel og produktion	152.738	150.665
Afgiftsforvridningstab	-86	-143
Beregningspris for CO2 emission, udenfor og indenfor kvotemarkedet	3.166	2.451
Skadesomk ved SO2, Nox og PM2,5	447	356
Samfundsøkonomi i alt	500.706	530.784
Samfundsøkonomisk gevinst ved projekt ift. reference	30.077	
Samfundsøkonomisk forrentning	5%	

Tabel 4-1 Samfundsøkonomi med reference med varmepumper

Tabellen viser, hvordan de enkelte omkostningskomponenter bidrager til den samlede samfundsøkonomiske omkostning i nutidsværdi i beregningspriser for projektforslag og reference. Nutidsværdien af investeringen inkluderer nutidsværdien af scrapværdien.

Beregningerne fremgår af bilag 2 med baggrundsdata fra Rambølls generelle model for samfundsøkonomisk analyse, som er opdateret med Energistyrelsens beregningsforudsætninger.

4.2.2 Øvrige energi og miljøkonsekvenser

De væsentligste miljømæssige forhold, herunder de samfundsøkonomiske omkostninger ved CO₂ emissionen er indeholdt i de samfundsøkonomiske omkostninger. Da den samfundsøkonomiske værdi af CO₂ emissionen er indregnet i samfundsøkonomien, må den ikke tillægges særskilt vægt i kommunalbestyrelsens behandling af projektforslaget, jf. Varmeforsyningslovens §1.

Derimod er det relevant at notere sig, at projektforslaget er en langsigtet investering, der er med til at realisere den langsigtede målsætning om at blive uafhængig af fossile brændsler på den mest samfundsøkonomiske måde og med et fleksibelt elforbrug, der kan fremme brug af vindenergi.

Det er således et vigtigt element i projektforslaget, at konverteringen af individuelle anlæg til fjernvarme både fremmer energieffektiviteten og integreringen af den fluktuerende vedvarende energi i energisystemet. Elforbruget til de individuelle varmepumper er ikke fleksibelt, og de kan derfor ikke bidrage til at udnytte vindenergi som de store varmepumper i fjernvarmen, der optimeres i samspil med varmelager og samkøringsforbindelser.

Desuden har fjernvarmen, der er baseret på en stor varmepumpecentral på Vestforbrændings genbrugsstation, en betydelig miljømæssig fordel i forhold til individuelle varmepumper, der vil skulle placeres i de tæt bebyggede områder. Varmepumper i eller ved den tætte bebyggelse kan give problemer med støj, visuel forurening og kold luft. Disse forhold har ifølge Vestforbrændings foreløbige vurdering ikke væsentlig betydning i området omkring energicentralen.

Hvis energicentralens varmepumper får mulighed for at udnytte overskudsvarme ud over varmen fra Topsil, øges den miljømæssige gevinst.

Både projektforslaget og referencen fortrænger samme mængde naturgas fra individuelle kedler, og begge forslag har kun ubetydelige emissioner. Det ses at de samfundsøkonomiske omkostninger ved emissionerne er helt ubetydelige og næsten ens for de to alternativer.

I de vedlagte beregninger kan ses de emissionsmængder, der ligger til grund for beregningen af de samfundsøkonomiske miljøomkostninger ved emissioner. Disse emissioner udgør imidlertid kun ubetydelig andel af de sundhedsskadelige stoffer i luften på gadeniveau.

4.3 Selskabsøkonomi

Der er en samlet gevinst for Vestforbrænding som nutidsværdigevinst med diskonteringsrenten 1% på **25 mio.kr.**, se efterfølgende tabel med resume af beregningerne. Denne diskonteringsrente er valgt ud fra, at den aktuelle realrente, dvs. forskellen mellem inflation og fast lånerente for Vestforbrænding er negativ.

Vestforbrænding tilbyder at sælge varmen til kunderne i Frederikssund Kommune til samme pris som til kunder i de andre kommuner, der forsynes fra Vestforbrændings sammenhængende net. Det sker på baggrund af, at selskabsøkonomien balancerer på lang sigt for projektforslagets områder og, at der i perspektivering ses muligheder for at øge den økonomiske fordel betydeligt ved at udnytte mere overskudsvarme og forsyne de resterende områder i Vinge.

Driftsudgifter inkl. køb af varme	Nutidsværdi	
D&V udgifter til net i pct af anlægsinv.	1,0%	%
Årlige faste driftsudgifter af nye net og VP	53.695	1000 kr.
D&V marginale udgifter	11.283	1000 kr.
Minus værdi af regulerkraft elkedel	-14.436	1000 kr.
Køb af varme/el	126.714	1000 kr.
Årlige driftsudgifter	177.256	1000 kr.
Selskabsøkonomisk resultat	Nutidsværdi	
Investering inkl scrapværdi	-173.058	1000 kr.
Tilslutningsafgifter korrigeret	23.761	1000 kr.
Salgsindtægter i alt	351.099	1000 kr.
Årlige driftsudgifter	-177.256	1000 kr.
Årlig nettokapital, inkl scrapværdi	24.545	1000 kr.
Årlig nettokapital i referencen for VF	0	1000 kr.
Årlig kapitalstrøm alternativ-ref	24.545	1000 kr.

Tabel 4-2 Resume af selskabsøkonomi

Tabellen viser, hvordan de enkelte omkostningskomponenter bidrager til den samlede omkostning i nutidsværdi i selskabsøkonomien for Vestforbrænding, dels som en samlet opgørelse, dels med opdeling af de årlige driftsudgifter. Nutidsværdien af investeringen inkluderer nutidsværdien af scrapværdien.

Detaljerede beregninger fremgår af bilag 2.

Der regnes med, at Egedal Fjernvarme køber varme som en tilsvarende storkunde med rabat for stort varmebehov.

Desuden kan det være fordelagtigt for Vestforbrænding at koble projektforslagets område sammen med Vestforbrændings øvrige forsyningsområde via Egedal Kommune.

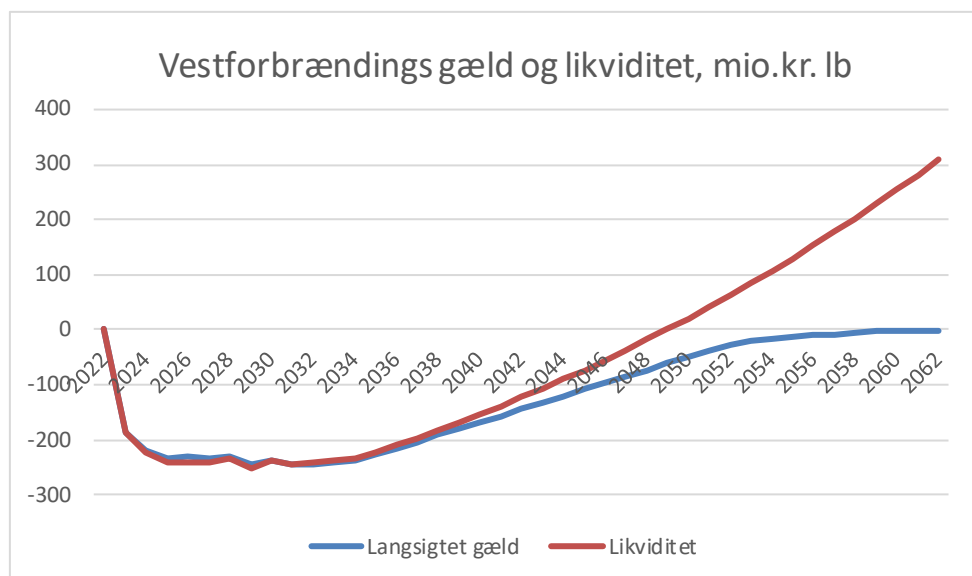
Vestforbrænding tilbyder i dag, at alle kunder med varmebehov over 40 MWh/år, der konverteres fra individuel forsyning til fjernvarme, kan blive tilsluttet uden tilslutningsafgift og uden udgifter til investering og i kundeinstallationen.

Kunder med varmebehov under 40 MWh/år, skal som udgangspunkt betale et stikledningsgebyr på 12.500 kr. ekskl. moms. samt etablere og betale for kundeinstallationen.

Selskabsøkonomien kan også belyses i form af det akkumulerede underskud/overskud i budgetfremskrivningen i løbende priser, som det ville være, hvis over/underskud i driftsregnskabet ikke skulle tilbageføres til kunderne samme år.

I budgetfremskrivningen, som svarer til Vestforbrændings budget, er alle faste 2022 priser omregnet til løbende priser med en inflation på 2% p.a., som rimeligt svarer til gennemsnittet af

den inflation, som Energistyrelsen opgiver. Der er desuden regnet med en fast lånerente på 1% p.a.



Figur 4-1 Vestforbrændings budgetfremskrivning

Den blå kurve svarer til restafskrivningen, og det antages, at der optages serielån, hvor restgælden modsvarer afskrivningen.

Forskellen mellem den røde kurve og den blå er det akkumulerede over/underskud, som det ville være, hvis over/underskud ikke skulle tilbageføres til kunderne hvert år.

Den røde kurve er således et godt udtryk for projektforslagets samlede likviditet på lang sigt.

Det ses, at alle investeringer er afskrevet omkring 2055 og, at den samlede restgæld er afviklet omkring 2050.

Det ses endvidere, at der er meget små afvigelser mellem den langsigtede restgæld (her lig med restafskrivningen), og det samlede likviditetsbehov.

Hvis de årlige udsving ikke skulle udlignes, men kunne akkumuleres, ville det samlede overskud i løbende priser i 2062 være 300 mio.kr.lb.

Beregningerne fremgår af bilag 2, beregningsbilag.

4.4 Valg af projektforslag og perspektivering efter 2031

Hovedledningen gennem Vinge og videre mod Ølstykke er vigtig for den langsigtede infrastruktur og dermed et grundlag for, at det fordelagtigt at tilkoble alle områder langs ledningen og helt ned til St.Rørbæk, som vil udgøre en naturlig del af Vinge, når byggefeltet Skriver er udbygget.

Nedenstående tabel resumerer data for projektforslaget og for perspektivdelen, som omfatter fortsat udbygning af Vinge efter 2031.

Områder		Projektforslag Vinge mv.	Perspektiv Vinge mv.
Varmebehov maksimal	MWh	46.318	70.041
Varmebehov tilsluttet	MWh	44.511	68.233
Kunder der konverteres	stk	396	469
Samfundsøkonomisk nutidsværdi	1000 kr	30.077	66.728
Selskabsøkonomi for Vestforbrænding			
Gæld i 2042	1000 kr. lb.	122.591	139.448
Gæld i 2052	1000 kr. lb.	-62.935	-168.838
Selskabsøkonomisk nutidsværdi	1.000 kr.	24.848	52.942
Lokalsamfundet			
Brugerøkonomisk nutidsværdi	1000 kr.	100.118	119.316
Lokalsamfundets økonomi	1000 kr.	124.966	172.258
Kapaciteter			
VP Energicentral 2023	MW v	6,0	6,0
VP Energicentral 2026	MW v	0,0	0,0
VP Energicentral 2029	MW v	2,0	5,0
VP VP Vinge perspektiv	MW v	0,0	0,0
16 MW elkedel	MW v	16,0	16,0
Benyttelsestid grundlast	h	5.305	5.823
Faktor på VF's normaltarif		1,00	1,00
Abonnementspris, ikke med	kr/stk/år	0	0
Tilskud til konvertering	mio.kr.	0	0
Investeringer			
Net og stikledninger i fjernvarme	mio.kr.	205	255
Sammenkobling af net	mio.kr.	0	0
Overskudsvarmeledning	mio.kr.	9	9
VP Energicentral 2023	mio.kr.	90	90
VP Energicentral 2026	mio.kr.	0	0
VP Energicentral 2029	mio.kr.	19	47
VP VP Vinge perspektiv	mio.kr.	0	0
16 MW elkedel	mio.kr.	13	13
Energicentral i alt	mio.kr.	121	149
Kundeinstallationer	mio.kr.	26	41
Afprobning af gasstik, selskab.	mio.kr.	0	0
Investeringer i alt	mio.kr.	362	454

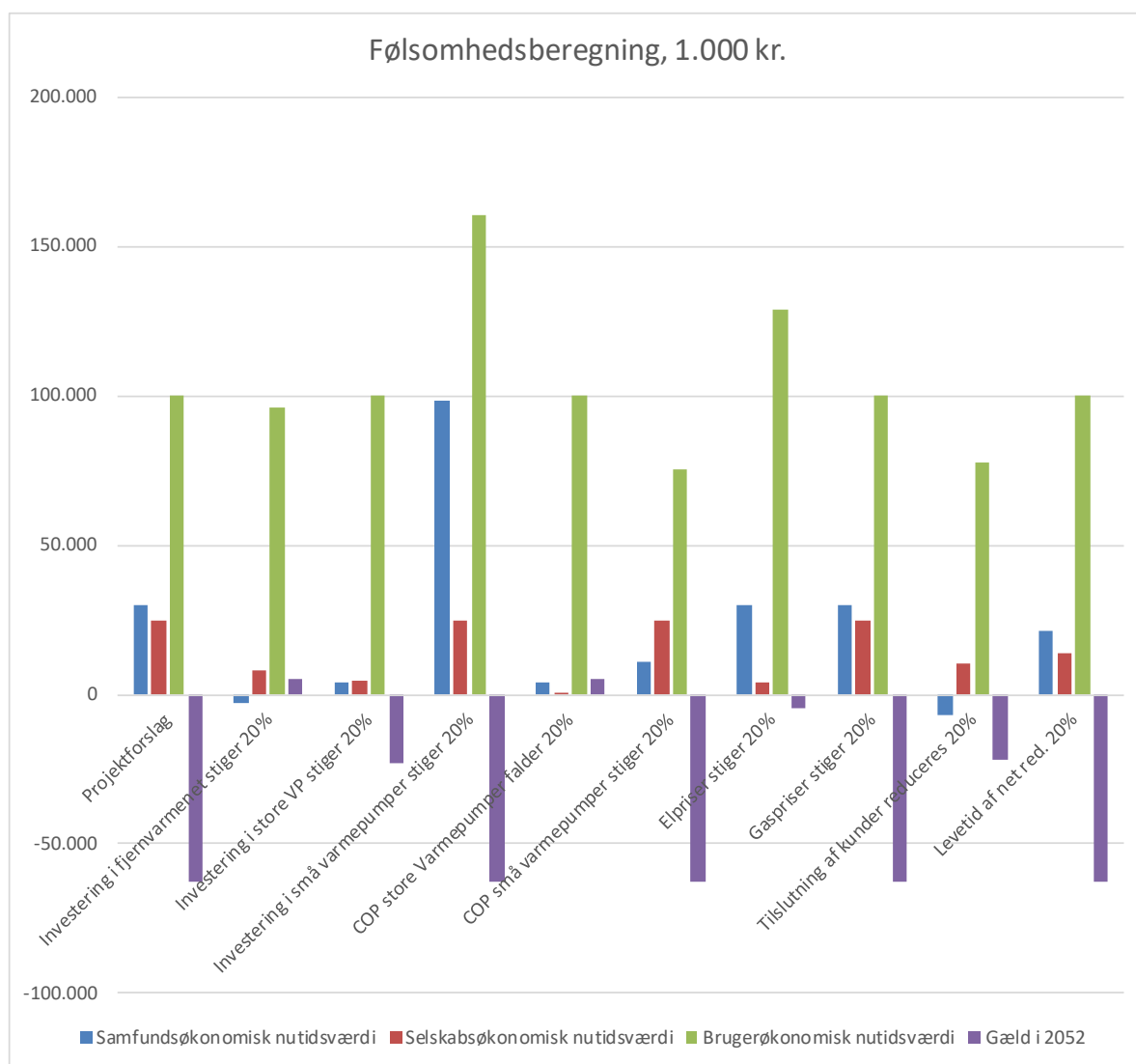
Tabel 4-3 Fortsat udbygning i vinge

4.5 Følsomhedsvurdering

I den følgende tabel vurderes økonomiens følsomhed over for ændringer i de væsentligste forudsætninger i såvel positiv som negativ retning.

Der ses på følgende fire hovedresultater:

- Den samfundsøkonomiske nutidsværdi i 2022 beregningspriser
- Den selskabsøkonomiske nutidsværdi i 2022 priser
- Brugernes nutidsværdi i 2022 priser
- Den selskabsøkonomiske restgæld i 2052 i løbende priser, hvis overskud/underskud ikke skulle udlignes hvert år. Bemærk, at den negative restgæld i projektforslag og i de fleste varianter er et udtryk for et overskud.



Tabel 4-4 Følsomhedsberegning

Beregningen er vist for de mest betydende forudsætninger:

- Investering i fjernvarmenet og stik stiger med 20%
- Investering i store varmepumper stiger med 20%
- Investering i små varmepumper stiger med 20%

- COP for store varmepumper falder 20%, fra 3,5 til 2,80 eksempelvis ved bortfald af grundvand mv.
- COP for små varmepumper stiger 20% fra 2,85 til 3,42
- Alle elpriser stiger 20%
- Alle gaspriser stiger 20%
- Sluttilslutningen i Frederikssund Kommune reduceres med 20%, men øges 20% til Egedal Kommune som konsekvens heraf
- Den økonomiske levetid af fjernvarmenettet reduceres med 20% fra 60 til 48 år.

I de efter følgende afsnit belyses følsomheden over for de ændrede forudsætninger samt økonomien i et alternativ med kraftvarme.

4.5.1 Svigtende tilskud til afkobling

Der er ikke regnet på konsekvensen af svigtende tilskud til afkobling, da det bør være end for begge alternativer. Hvis Vestforbrænding ikke opnår tilskud til afkobling af gaskunder, reduceres gevinsten for Vestforbrænding med ca. 2 mio.kr.

Der er dog større mulighed for, at Vestforbrænding i samarbejde med EVIDA vil kunne opnå fordele ved at kunderne afkobles samlet og koordineret i områder med maksimal tilslutning, som ikke kan opnås i referencen, hvor kundernes afkobling næppe vil blive koordineret.

4.5.2 Stigende investeringer i fjernvarmenet og varmepumper

Disse følsomheder er særdeles relevante som følge af den øjeblikkelige overophedning af markedet, som har ledt til markante prisstigninger på fjernvarmerør og varmepumper, samt lange leveringstider. Den samlede virkning på forskellen mellem alternativerne er dog mindre, da begge anlægsdele stiger. Det er uvist hvor længe denne prisstigning varer.

4.5.3 Mindre COP for store varmepumper

Det ses, at det er kritisk for selskabsøkonomien, hvis COP for de store varmepumper falder 20% fra 3,5 til 2,8. En sådan reduktion kunne skyldes fejl på varmepumperne samt, at overskudsvarmen bortfalder efter at overskudsvarmeledningen er anlagt (sunk cost) og, at det ikke bliver muligt at udnytte grundvandet. I så fald skal arealet for energioptagere fordobles, og alle varmepumperne skal kunne køle til frostgrader som traditionelle luft/vand varmepumper i fjernvarmen.

Hvis det inden udbud er afklaret, at projektet må anlægges uden overskudsvarme og uden adgang til grundvand, vil flere forhold skulle korrigeres i projekteringen. Det selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske overskud som nutidsværdi vil umiddelbart ændres som følger:

Selskabsøkonomi

COP falder fra 3,5 til 3,0 ved at overskudsvarme og grundvand bortfalder	-18 mio.kr.
Ekstra investeringer i halvdelen af varmepumperne, der skal køle mere	- 3 mio.kr.
Jordboringer erstattes af energioptagere til rundt regnet samme pris	0 mio.kr.
Bortfald af overskudsvarmeledning, som spares	+9 mio.kr.
Ændring af selskabsøkonomisk nutidsværdi	-13 mio.kr.

Samfundsøkonomi i beregningspriser

COP falder fra 3,5 til 3,0 ved at overskudsvarme og grundvand bortfalder	-17 mio.kr.
Ekstra investeringer i halvdelen af varmepumperne, der skal køle mere	- 4 mio.kr.
Jordboringer erstattes af energioptagere til rundt regnet samme pris	0 mio.kr.
Bortfald af overskudsvarmeledning, som spares	+12 mio.kr.
Ændring af selskabsøkonomisk nutidsværdi	-9 mio.kr.

Det økonomiske tab ved ikke at få adgang til grundvandet og overskudsvarmen er således betydeligt, men det er ikke afgørende for projektforslagets samlede økonomi.

Derimod vil dets værdi for Vinge og Frederikssund forringes, da det ikke bliver muligt at hente overskudsvarme fra køling af erhvervsvirksomheder, ligesom der bliver større behov for plads til energioptagerne.

4.5.4 Større COP for små varmepumper

Denne tilvækst i COP for små varmepumper på 20% fra 2,85 op til 3,42 halverer den samfundsøkonomiske og gevinst og reducerer brugernes gevinst ved fjernvarmen. Men på den anden side er det urealistisk, at de små anlæg med en kombination af varmepumpe baseret på udeluft og en elpatron skulle have næsten samme COP som de store effektive varmepumper. Det er mere sandsynligt, at de små anlæg vil have endnu lavere samlet COP som konsekvens af stigende andel af elvarme i de kombinerede løsninger med varmepumper og el-patroner i installationerne. Det vil typisk kunne ske, hvis kunden vælger en lille varmepumpe, der overlader mere produktion til den indbyggede el-patron i vinterhalvåret. Samlet set skal COP faktorer for de små og store anlæg afvejes i forhold til hinanden, se i øvrigt bilag om forudsætninger.

4.5.5 El- og gaspriserne

Da energiomkostningerne i både projektforslag og reference er baseret på elprisen, har disse ingen væsentlig betydning for den samfundsøkonomiske gevinst ved projektforslaget.

Projektforslaget er uafhængigt af gaspriserne, da det er forudsat, at hele spidslastkapaciteten tilvejebringes af elkedler og varmelager.

Omkring 2030 vil gassen fra gasnettet være stort set 100% baseret på opgraderet biogas, der kan suppleres med VE-gas. Hvis el-markedet og gasmarkedet udvikler sig således, at det vil være selskabs- og samfundsøkonomisk fordelagtigt, at etablere gaskedler baseret på denne gas, således at elkedlerne kan være fuldt afbrydelige, vil det være muligt at supplere projektforslaget med gaskedler eller udnytte samkøringsforbindelser med forbindelse til gaskedler.

4.5.6 Tilslutningen i Frederikssund falder 20%

Hvis tilslutningen i Frederikssund falder 20% efter, at alle investeringer i energicentral og hovedledninger af afholdt, vil det reducere projektforslagets økonomi. Virkningen reduceres dog, fordi leverancen af varme til Egedal Fjernvarme vil kunne øges, næsten tilsvarende. I beregningen er dog kun antaget en stigning på 20% i leverancen til Egedal Fjernvarme. Hvis der medregnes en del af den langsigtede udbygning i perspektiveringen, vil det kompensere meget for det mistede salg, da denne udbygning vil kunne udnytte de afholdte investeringer i den kapacitet, der i de første år blev til overs som følge af svigtende tilslutning. Det betyder, at varmepumpen i fase 2 kan udskydes og, at fase 3 evt. kan spares.

4.5.7 D&V omkostningerne

Ligesom COP faktorerne for små og store varmepumper er det relevant at se, om D&V omkostningerne for små og store varmepumper er afstemt i forhold til hinanden, så der tages hensyn til storskalafordele ved den store energicentral i forhold til mange små individuelle varmepumper. I tabel 5-2 og 5-3 ses, at der regnes med at store og små individuelle varmepumper koster ca. 2,6% af anlægssummen om året i investering. I projektforslaget er samlet set afsat 1% af alle investeringer i fjernvarmenet og energicentral mv. til D&V. Det svarer til 2,0% af energicentralen og 0,5% af fjernvarmenettet om året. Se i øvrigt bilag om forudsætninger.

4.5.8 Miljøomkostningerne

Projektforslag og reference har begge lige muligheder for at reducere emissionen fra gaskedler, og de samlede miljøomkostninger fra de to alternativer er ubetydelige. Desuden er forskellen i miljøomkostningerne helt ubetydelige.

Det ses af tabel 4-1, at miljøomkostningerne kun udgør under 1% af de samlede omkostninger. Derfor er selv store variationer i prisen på CO₂ og skadesemissioner uden betydning for økonomien.

Det ses, at der ifølge beregningen er lidt mindre miljøomkostning ved referencen, men det skal ses i forhold til, at Energistyrelsens gennemsnitstal for emissioner fra el ikke tilgodeser den fordel, der er ved fleksibelt elforbrug i projektforslaget.

Opgørelsen over de forventede gennemsnitsemmissioner i tons og kg pr år iht. Energistyrelsens forudsætninger, fremgår af beregningsbilaget for projektforslag og reference.

4.5.9 Kraftvarme

Der er fortsat en bestemmelse i Projektbekendtgørelsen om, at kraftvarme også skal belyses som et alternativ.

I dette projektforslag er der behov for grundlastanlæg på i størrelsesordenen 6 MW, og det er almindelig kendt, at både biomassekraftvarme og ny gasfyret kraftvarme ikke er aktuelle alternativer i den størrelse. Hvis der skulle etableres gasfyret kraftvarme i størrelsen 6 MW, er det kun aktuelt at se på gasmotorer og ikke gasturbiner eller gas combined cycle anlæg.

Biomassekraftvarme kunne være relevant i meget stor skala, eksempelvis AMV4, som er grundlast i det Storkøbenhavnske fjernvarmenet, men ikke i dette tilfælde, da små anlæg er relativt dyre på grund af storskalaforhold.

Gasfyret kraftvarme er ikke aktuelt som følge af, at den fossile gas skal udfases, men det kunne være aktuelt på længere sigt, når der kommer større andel af vindenergi i elnettet. Det vil dog kun være som reserve for vindenergien i elforsyningen, og dermed kun til at producere varme i de få timer, hvor elprisen er meget høj eller, der er et marked for opregulering.

Denne mulighed er ikke aktuel endnu, da kapacitetsbetalingen, der tidligere blev ydet i form af tre-ledstariffen og senere grundbeløbet er bortfaldet. Hvis der igen indføres kapacitetsbetaling i selskabsøkonomien eller, hvis der i fremtiden opstår flere korte perioder med el-mangel på grund af vindstille og ufleksibelt elforbrug med deraf følgende ekstremt høje elpriser, kan det blive interessant igen at etablere mere gasfyret kraftvarme. Disse værker, vil ligesom de eksisterende gasmotoranlæg ikke producere grundlast i fjernvarmen, men fjernvarmen vil aftage varme i de korte perioder, hvor værket er i drift. Det forudsætter, at de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger justeres, så de inkluderer disse fordele.

Nedenfor er vist de samfundsøkonomiske omkostninger ved gasfyret kraftvarme med gasmotorer til grundlast med Energistyrelsens forudsætninger som bekræfter, at det ikke er samfundsøkonomisk fordelagtigt, end ikke i forhold til en gaskedel med de nuværende forudsætninger.

Gas kraftvarme til grundlast				
Forudsætninger				
Kapacitet			6	MW
Effektiv benyttelsestid som grundlast			5.000	timer
Årlig varmeproduktion			30.000	MWh
Udnyttelsesgrad af timer som grundlast			95%	
Elprisfaktor			1,04	
Elkapacitet	0,96	MWe/MW v	5,8	
Virkningsgrad			87%	
D&V			30	kr/MWh br.
Investering	7	mio.kr./MW e	40	mio.kr
Nutidsærdi faktor 20 år 3,5%			14,2	
Samfundsøkonomiske omkostninger				
Nuridsværdi i beregningspriser				
Investering			52	mio.kr.
Produktion inkl. D&V i 20 år	607	kr/MWh	259	mio.kr.
Omkostninger i alt			310	mio.kr.
Balancepris gaskraftvarme til fjernvarme			728	kr/MWh
Balancepris gaskedel til fjernvarme			514	kr/MWh

Tablet 4-5 Samfundsøkonomi ved gasfyret kraftvarme

Enhedspriserne for varmeproduktion fra kraftvarmeværket samt fra en gaskedel er taget fra Rambølls generelle model for samfundsøkonomisk analyse.

5. BRUGERFORHOLD

Der er regnet med Vestforbrænding's fjernvarmetarif pr. 1. januar 2022 uden tillæg.

Vestforbrænding tilbyder at give kunder med et varmebehov over 40 MWh/år, der konverterer fra olie eller naturgas, et kampagnetilbud i en tidsbegrænset periode i form af gratis tilslutning og gratis kundeinstallation. Den gratis tilslutning og kundeinstallation indgår i beregningen som om kunden skal "betale" en negativ tilslutningsafgift, der er lig med investeringen i den kundeinstallation, som kunden får overdraget.

Enfamiliehuse og mindre ejendomme med et varmebehov under 40 MWh skal som udgangspunkt selv afholde omkostninger til kundeinstallation samt godtgøre Vestforbrænding 12.500 kr. ekskl. moms. til stikledning.

For ny bebyggelse skal kunder betale tilslutningsafgift og byggemodningsafgift, der dækker de mindste distributionsledninger og stik, og der gives ikke rabat på kundeinstallation.

Vestforbrænding overvejer at tilbyde fjernvarme på abonnement for alle kunder således at forsyningsgrænsen flyttes til efter kundeinstallationen for et fast beløb, der tilstræber, at fjernvarme på abonnement hviler i sig selv for alle kunder.

5.1 Fordel ved fjernvarme i forhold til referencen

Den samlede besparelse for alle kunder, der får fjernvarme beregnet som nutidsværdi over projektperioden er 100 mio.kr.

Brugerøkonomi	Vinge mv.		Projekt	Reference
Diskonteringsrente		%	1,00%	1,00%
Nuditsværdi af omkostninger		1000 kr	395.757	496.178
Brugerøkonomisk gevinst ved projekteg, nutidsværdi		1000 kr	100.420	
Gennemsnitlig besparelse i.f.t. referencen det første år		%	28%	
Total besparelse i nutidsværdi i forhold til referencen		%	20%	

Tabel 5-1 Brugerøkonomi for alle brugere i gennemsnit

Den gennemsnitlige besparelse det første år ved fjernvarme frem for en varmepumpe er **28%**.

5.2 Fordel ved fjernvarme første år for udvalgte kundetyper

I de efterfølgende tabeller er vist brugerøkonomien for udvalgte kunder, der overvejer at vælge fjernvarme fra Vestforbrænding frem for anden forsyning. De priser, der sammenlignes, er ekskl. moms.

Nedenstående tabel viser den samlede opvarmningsudgift inkl. moms. for varmen det første år for udvalgte kundestørrelser, dels for eksisterende typisk bebyggelse, dels for ny bebyggelse med et væsentligt lavere varmebehov pr. m² opvarmet areal.

Det ses, at fjernvarmen fra Vestforbrænding er konkurrencedygtig for alle kundekategorier, når kunden alternativt skal etablere eget anlæg med varmepumpe eller med gaskedel. Der er imidlertid stor usikkerhed på prisen ved at installere en ny varmepumpe på en miljømæssig tilfredsstillende måde til eksisterende bebyggelse.

For kunder med et behov over ca. 40 MWh/år er der en fordel ved at skifte fra en ældre velfungerende naturgaskedel med 90% virkningsgrad til fjernvarme.

For kunder med et behov under 40 MW/år er der en lille merudgift ved at udskifte en velfungerende gaskedel med fjernvarme.

For alle kunder uanset størrelse, der allerede har installeret en varmepumpe, er der først økonomi i fjernvarmen, når kunden skal udskifte varmepumpen, men så er fordelene til gengæld store.

For ny bebyggelse afhænger fordelene ved fjernvarme af, hvor mange ledninger, der inkluderes i byggemodningen samt de faktiske omkostninger ved at indplacere en varmepumpe i den nye bebyggelse, så den overholder lovgivningen.

Hvis der ikke er opnået 40% tilsagn om tilslutning 5 år efter, at projektet er godkendt, kan Vestforbrænding udarbejde et nyt projektforslag, som ophæver fjernvarmeprojektet, så forsyningen føres tilbage, som den var før projektforslaget.

Fjernvarme Vestforbrænding	Enhed	Fjernvarme eks.bebyggelse				Fjernvarme eks.bebyggelse			
		Stor kunde	Ml. kunde	Ml. kunde	Lille kunde	Stor kunde	Ml. kunde	Ml. kunde	Lille kunde
Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms									
Opvarmet areal	m ²	10.000	1.000	130,0	120,0	10.000	1.000	130	120
Enhedsbehov	kWh/m ²	100	100	120,0	90,0	100	100	120	90
Varmebehov	1700 timer MWh	1.000	100	16	11	1.000	100	16	11
Kapacitet an bruger grundlast	10 MW min kW	588	59	10	10	588	59	10	10
Udgifter/rabatter ved fjernvarmetilslutning									
Stikledningslængde inkl. i byggemodning	m	18	12	12	12	18	12	12	12
Stikledningsafgift (sla.)	kr.	0	0	12.500	12.500	0	0	12.500	12.500
Byggemodningsbidrag	kr.	0	0	0	0	0	0	0	0
Anlægsbidrag i kr/MW for eks/ny beb.	kr.	0	0	0	0	0	0	0	0
Kundeinstallation	kr.	298.612	92.301	28.000	28.000	298.612	92.301	28.000	28.000
Afpropping af gasstik, betales af Vestforbrænding	kr.	0	0	0	0	0	0	0	0
Kundeinstallation i alt	kr.	298.612	92.301	28.000	28.000	298.612	92.301	28.000	28.000
Tilslutningsrabat	kr.	-298.612	-92.301	0	0	-298.612	-92.301	0	0
Samlet investering ved tilslutning	kr.	0	0	40.500	40.500	0	0	40.500	40.500
Årlig udgift til opvarmning									
Amortisering 2% i 25 år	5,1%	kr	0	0	2.074	2.074	0	0	2.074
Småkunder under årligt forbrug	40 MWh								
Fast betaling til fjernvarmen	100% af normal								
Fast abonnement	0 kr./inst.	kr.	0	0	0	0	0	0	0
Fast varmepris 0-40 MWh	240,36 kr./MWh	kr.	0	0	3.750	2.596	0	3.750	2.596
Fast varmepris 0-800 MWh	240,36 kr./MWh	kr.	192.288	24.036	0	0	192.288	24.036	0
Fast varmepris 800-4000 MWh	192,29 kr./MWh	kr.	38.458	0	0	0	38.458	0	0
Fast varmepris 4000-8000 MWh	168,25 kr./MWh	kr.	0	0	0	0	0	0	0
Fast varmepris 8000-99999 MWh	144,22 kr./MWh	kr.	0	0	0	0	0	0	0
Årlig fast afgift i alt		kr.	230.746	24.036	3.750	2.596	230.746	24.036	3.750
Forbrugsafgift	290,95 kr./MWh	kr.	290.950	29.095	4.539	3.142	290.950	29.095	4.539
Årlig fjernvarmeudgift		kr.	521.696	53.131	8.288	5.738	521.696	53.131	8.288
<i>Årlig fjernvarmepris</i>		<i>kr./MWh</i>	522	531	531	531	522	531	531
Drift af brugerinstallation									
Fast udgift	400 kr./inst.	kr.	400	400	400	400	400	400	400
Variabel udgift	5 kr./MWh	kr.	5.000	500	78	54	5.000	500	78
Drift af brugerinstallation i alt		kr.	5.400	900	478	454	5.400	900	478
Årlig varmeudgift i alt		kr.	527.096	54.031	10.840	8.266	527.096	54.031	10.840
<i>Gennemsnitsomkostning inkl. kapitalomkostning</i>	<i>kr./MWh</i>		527	540	695	765	527	540	695

Forsyning med naturgas og varmepumper	Enhed	Ny naturgaskedel i eksisterende bebyggelse				Ny individuel varmepumpe i eksist. bebyggelse			
		Stor kunde	Ml. kunde	Ml. kunde	Lille kunde	Stor kunde	Ml. kunde	Ml. kunde	Lille kunde
Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms									
Samlet kapacitet installeret	minimum 10 kW	588	59	10	10	588	59	10	10
Varmepumpe	kr.					4.855.188	516.739	94.000	94.000
Investering i kondenserende kedel	kr.	418.057	129.222	39.200	39.200				
Samlede investering	kr.	418.057	129.222	39.200	39.200	4.855.188	516.739	94.000	94.000
Årlig varmeproduktion i alt	MWh	1.000	100	16	11	1.000	100	16	11
Virkningsgrad for naturgasfyr	%	96%	96%	96%	96%				
Årligt naturgasforbrug	m ³	94.697	9.470	1.477	1.023				
COP						2,85	2,85	2,85	2,85
Årlige elforbrug til varmepumpe	MWh					351	35	5	4
Årlig udgift til opvarmning 1. år									
Amortisering 2% i 17 år	7,0%	kr.	29.264	9.046	2.744	2.744	339.863	36.172	6.580
Gaspriser									
Abonnementsafgift	120,00 kr/instal.	kr.	120	120	120	120			
Distributions tarif 0-20.000 m ³	5,47 kr/m ³	kr.	109.340	51.771	8.076	5.591	0	0	0
Distributions tarif 20.000-75.000 m ³	5,45 kr/m ³	kr.	299.640	0	0	0	0	0	0
Distributions tarif 75.000-150.000 m ³	5,10 kr/m ³	kr.	100.474	0	0	0	0	0	0
Distributions tarif 150.000-300.000 m ³	4,91 kr/m ³	kr.	0	0	0	0	0	0	0
Naturgas i alt		kr.	509.574	51.891	8.196	5.711	0	0	0
<i>Middel naturgaspris</i>		<i>kr./m³</i>	5,38	5,48	5,55	5,58			
Grænse for rabat på elafgift									
<i>Grænse C MWh</i>									
Eludgifter C-tarif hvis MWh el <	Grænse	kr.				0	28.070	4.379	3.032
Eludgifter B-tarif hvis MWh el >	100	kr.				210.526	0	0	0
Eludgifter		kr.				210.526	28.070	4.379	3.032
Drift af brugerinstallation									
Fast udgift D&V	2% for VP	kr.	1.200	1.200	1.200	1.200	97.104	10.335	1.880
Variabel varmeproduktion gas	12 kr/MWh	kr.	12.000	1.200	187	130			
Variabel udgift, varmepumpe	30 kr/MWh	kr.					30.000	3.000	468
Drift af brugerinstallation i alt		kr.	13.200	2.400	1.387	1.330	127.104	13.335	2.348
Årlig varmeudgift i alt		kr.	552.038	63.336	12.327	9.785	677.493	77.577	13.307
<i>Gennemsnitsomkostning</i>		<i>kr./MWh</i>	552	633	790	906	677	776	853
<i>Variabel omkostning</i>		<i>kr./MWh</i>	510	519	525	529	241	311	311
<i>D&V af individuel i pct. Af investering</i>		%	3,2%	1,9%	3,5%	3,4%	2,6%	2,6%	2,5%
Besparelse fjernvarme 1. år. Eksisterende byggeri		kr	24.943	9.305	1.487	1.519	150.398	23.546	2.467
Besparelse fjernvarme 1. år. Eksisterende byggeri		%	5%	15%	12%	16%	22%	30%	19%

Tabel 5-2 Fjernvarme ift. nye gaskedler og varmepumper i eks. bebyggelse

Fjernvarme Vestforbrænding		Enhed	Fjernvarme ny bebyggelse			
Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms			Stor kunde	MI. kunde	MI. kunde	Lille kunde
Opvarmet areal		m2	10.000	1.000	130	120
Enhedsbehov		kWh/m2	55	55	55	55
Varmebehov	1700 timer	MWh	550	55	7,2	6,6
Kapacitet an bruger grundlast	10 MW min	kW	324	32	10	10
Udgifter/rabatter ved fjernvarmetilslutning						
Stikledningslængde inkl. i byggemodning		m	18	12	12	12
Stikledningsafgift (sla.)		kr.	63.553	36.493	36.493	36.493
Byggemodningsbidrag		kr.	0	0	0	0
Anlægsbidrag i kr/MW for eks/ny beb	0 227.827	kr.	73.709	7.371	2.278	2.278
Kundeinstallation i alt		kr.	220.150	68.048	28.000	28.000
Tilslutningsrabat		kr.	0	0	0	0
Samlet investering ved tilslutning		kr.	357.411	111.913	66.771	66.771
Årlig udgift til opvarmning						
Amortisering 2% i 25 år	5,1%	kr	18.299	5.730	3.419	3.419
Småkunder under årligt forbrug	40 MWh					
Fast betaling til fjernvarmen	100% af normal					
Fast abonnement	0 kr./inst.	kr.	0	0	0	0
Fast varmepris 0-40 MWh	240,36 kr./MWh		0	0	1.719	1.586
Fast varmepris 0-800 MWh	240,36 kr./MWh	kr.	132.198	13.220	0	0
Fast varmepris 800-4000 MWh	192,29 kr./MWh	kr.	0	0	0	0
Årlig fast afgift i alt		kr.	132.198	13.220	1.719	1.586
Forbrugsafgift	290,95 kr./MWh	kr.	160.023	16.002	2.080	1.920
Årlig fjernvarmeudgift		kr.	292.221	29.222	3.799	3.507
Årlig fjernvarmepris		kr./MWh	531	531	531	531
Drift af brugerinstallation						
Fast udgift	400 kr./inst.	kr.	400	400	400	400
Variabel udgift	5 kr./MWh	kr.	2.750	275	36	33
Drift af brugerinstallation i alt		kr.	3.150	675	436	433
Årlig varmeudgift i alt		kr.	313.670	35.627	7.653	7.358
<i>Gennemsnitsomkostning inkl. kapitalomkostning</i>		kr./MWh	570	648	1070	1.115

Forsyning med varmepumper		Enhed	Individuelle varmepumper, ny bebyggelse			
Brugerøkonomi 1. år prisniveau 2022 ekskl. Moms			Stor kunde	MI. kunde	MI. kunde	Lille kunde
Samlet kapacitet installeret	minimum 10 kW		324	32	10	10
Varmepumpe		kr.	2.698.310	292.848	94.000	94.000
Investering i kondenserende kedel		kr.				
Samlede investering		kr.	2.698.310	292.848	94.000	94.010
Årlig varmeproduktion i alt		MWh	550	55	7	7
Virkningsgrad for naturgasfyrt		%				
Årligt naturgasforbrug		m3				
COP			2,85	2,85	2,85	2,85
Årlige elforbrug til varmepumpe		MWh	193	19	3	2
Årlig udgift til opvarmning 1. år						
Amortisering 2% i 17 år	7,0%	kr.	188.882	20.499	6.580	6.581
<i>Grænse for rabat på elafgift</i>	<i>Grænse C MWh</i>					
Eludgifter C-tarif hvis MWh el <	Grænse 800	kr.	0	15.439	2.007	1.853
Eludgifter B-tarif hvis MWh el >	100 600	kr.	115.789	0	0	0
Eludgifter		kr.	115.789	15.439	2.007	1.853
Drift af brugerinstallation						
Fast udgift D&V	2% for VP	kr.	53.966	5.857	1.880	1.880
Variabel varmeproduktion gas	12 kr/MWh	kr.				
Variabel udgift, varmepumpe	30 kr/MWh	kr.	16.500	1.650	215	198
Drift af brugerinstallation i alt		kr.	70.466	7.507	2.095	2.078
Årlig varmeudgift i alt		kr.	375.137	43.445	10.682	10.511
<i>Gennemsnitsomkostning</i>		kr./MWh	682	790	1.494	1.593
<i>Variabel omkostning</i>		kr./MWh	241	311	311	311
<i>D&V af individuel i pct. Af investering</i>		%	2,6%	2,6%	2,2%	2,2%
Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt. Byggeri ift. varmepumpe		kr	61.467	7.818	3.028	3.153
Besparelse fjernvarme 1. år ift. Nyt. Byggeri ift. varmepumpe		%	16%	18%	28%	30%

Tabel 5-3 Fjernvarme ift. nye varmepumper i ny bebyggelse

6. PERSPEKTIVERING

Projektforslaget tager højde for den fremtidige udvikling ud over tilslutning af kommende kunder i Vinge efter 2031.

6.1 Flere varmekilder

Projektforslaget åbner for at udnytte alle kommende varmekilder i området, herunder.

- Yderligere overskudsvarme fra Topsil via overskudsvarmeledningen
- Evt. overskudsvarme fra Haldor Topsøe via det eksisterende varmenet i Frederikssund
- Overskudsvarme fra den kommende virksomhed Liqtech via overskudsvarmeledningen
- Omgivelsesvarme fra en varmepumpe på det kommende nye spildevandsanlæg i nærheden af Frederikssund, idet NOVAFOS har oplyst, at der er et potentiale på ca. 10 MW varme fra det kommende spildevandsanlæg, som forventes etableret omkring 2030. Denne kapacitet vil kunne overføres med DN250 hovedledningen, ved Vinge Station og fordeles mod Frederikssund og Egedal.
- Overskudsvarme fra et evt. nyt datacenter eller industri ved Topsil eller i erhvervsområdet, som kan høstes gennem den overskudsvarmeledning, der indgår i projektforslaget
- Overskudsvarme fra en varmepumpe på et evt. nyt datacenter syd for Vinge, som fødes ind på hovedledningen, evt. sammen med varmen fra spildevandsanlægget.
- Varme fra komfortkøling i området ved Topsil eller i erhvervsområdet i Frederikssund syd for Energicentralen, hvis der etableres bygninger med kølebehov og et fjernkølenet.

Sidstnævnte vil yderligere generere indtægter til projektforslaget ved salg af køleenergi og kølekapacitet. I den forbindelse er det gunstigt, at der er etableret grundvandskøling i projektforslaget. Desuden kan det komme på tale at etablere en køleakkumuleringstank ved energicentralen for at udnytte synergierne med køling maksimalt. En sådan tank såvel som eventuelle køleledninger til fjernkøling kan anlægges uden projektforslag, men det forudsætter, at Vestforbrænding opretter et selvstændigt regnskab for fjernkøleaktiviteter, og FK vil skulle behandle projektet iht. Lov om Fjernkøling.

6.2 Perspektivering Måløv-Frederikssund

Projektforslaget indeholder som nævnt en hovedledning fra Vinge Stationscentrum til Egedal Fjernvarmes hovedledning i Ølstykke, som kan kobles sammen med Vestforbrændings eksisterende fjernvarmenet i Måløv. Hvis denne udbygning gennemføres, vil projektforslagets område kunne forsynes med overskydende affaldsvarme i 3-4 sommer måneder, ligesom der vil kunne udveksles kapacitet.

6.3 Slangerup

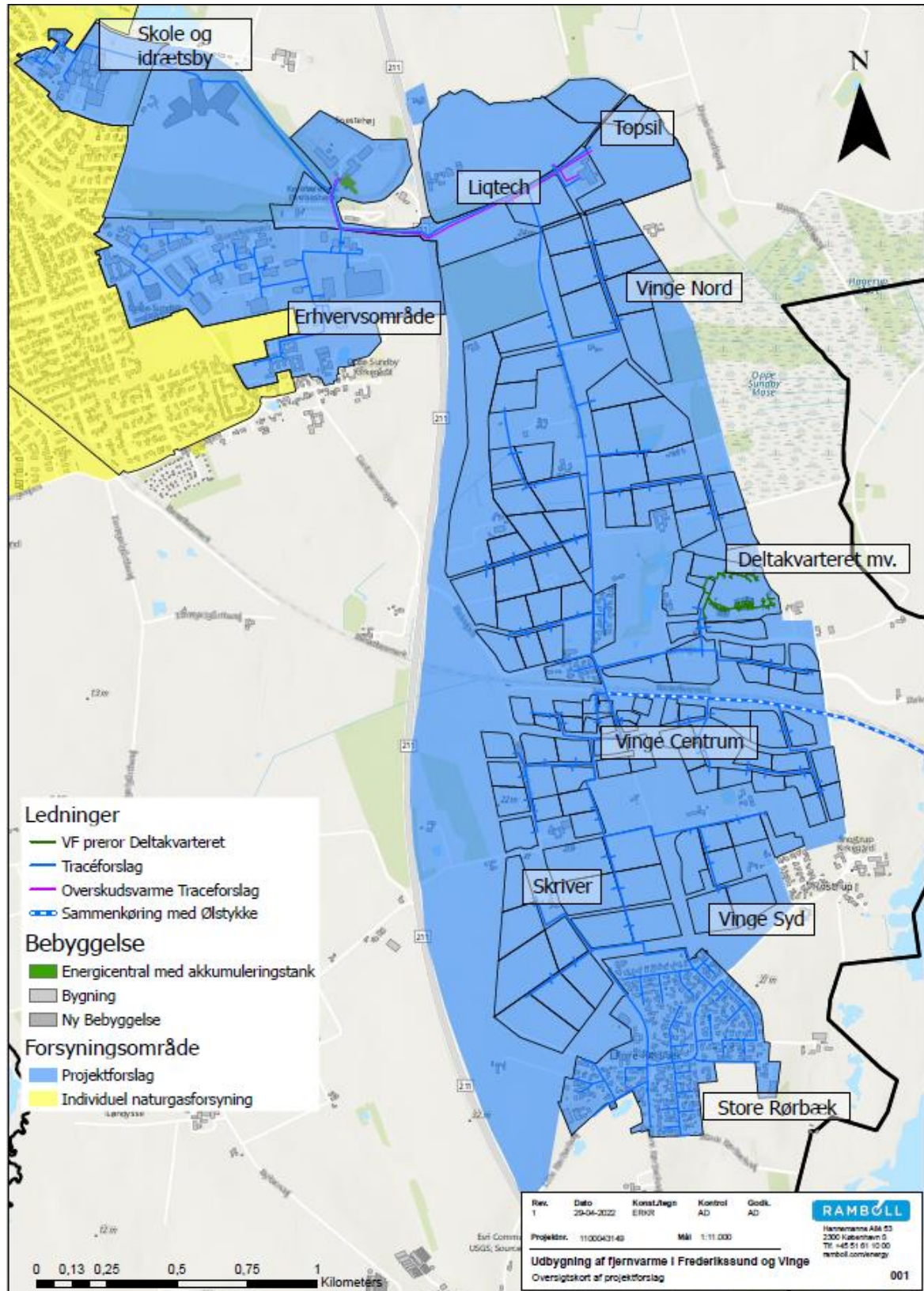
Projektforslagets hovedledning i den nordlige del af Vinge kan forberedes for, at den kan føres videre mod Slangerup via landsbyen Sundbylille, hvis FK's fortsatte varmeplanlægning viser, at det er fordelagtigt. Vestforbrænding kan i et efterfølgende projektforslag belyse mulighederne.

6.4 Snostrup

Projektforslagets hovedledning til byudviklingsfeltet Skriver og St.Rørbæk kan tilsvarende forberedes for, at den kan føres videre mod landsbyen Snostrup, som grænser op til Vinge. Vestforbrænding vil i samarbejde med Kuben Management planlægge byggemodningen med fjernvarme til Skriver fra denne ledning. Vestforbrænding kan i et efterfølgende projektforslag belyse mulighederne evt. at forsyne Snostrup, med mindre, der er for lille varmetæthed og for stor andel af varmepumper.

BILAG 1 OVERSIGTSKORT OVER FORSYNINGSOMRÅDET

Bilag 1 viser forsyningsområdet samt fjernvarmeledninger og fjernvarmeproduktionsanlæg samt den polygon, der skal indberette til Plandata.



Figur 6-1 Bilag 1 Oversigtskort over forsyningsområdet

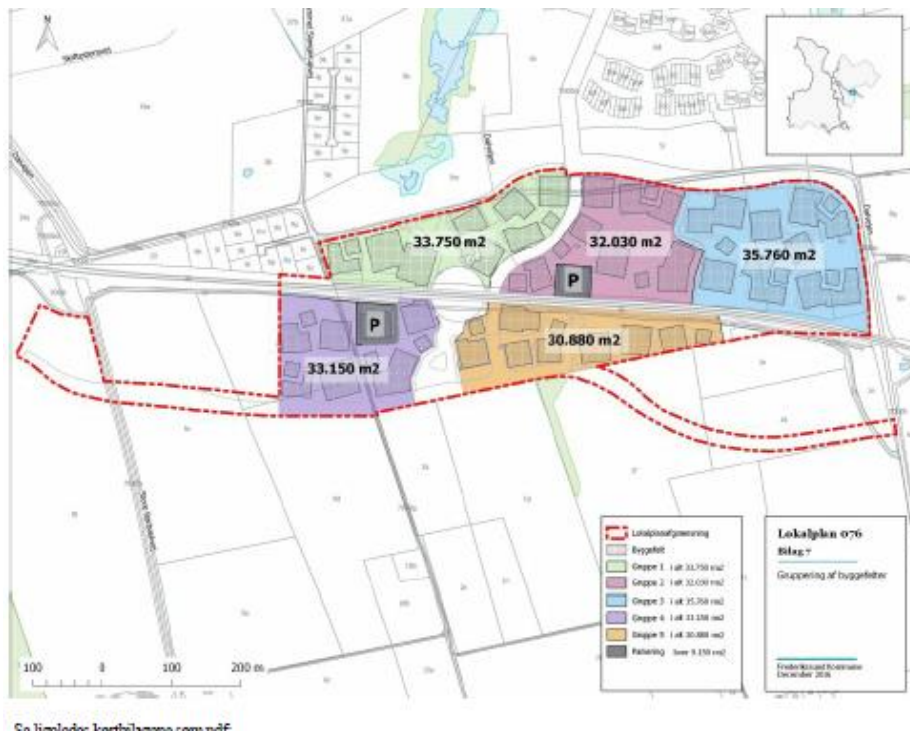
Kortet, der er vedlagt som Bilag 1, er i meget højere opløsning og viser mere tydeligt områdernes afgrænsninger og ledningernes placering.

Nedenfor ses et oversigtskort over Fremtidens Vinge fra den oprindelig plan.

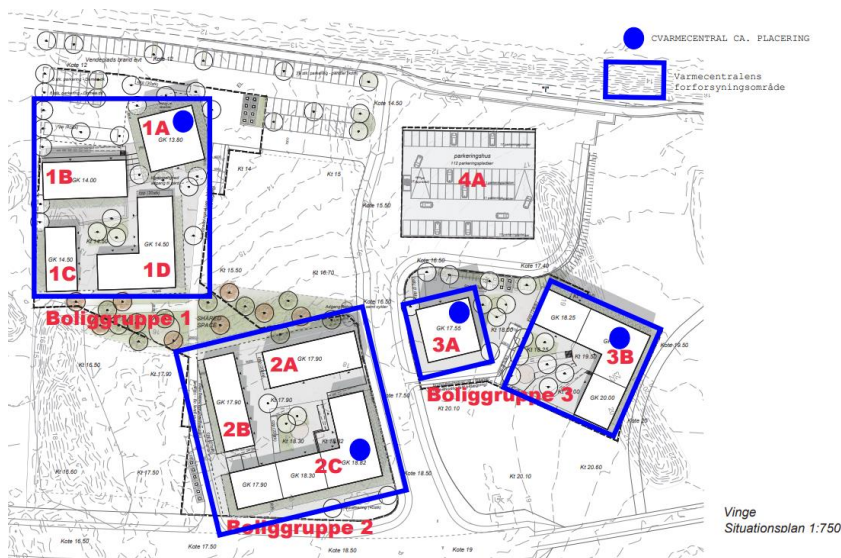


Figur 6-2 Oversigtskort over hele Vinge fra Vinge Udviklingsplan 2019-2029

Nedenfor ses udsnit af lokalplan 076 for Vinge Stationscenter, med 5 delområder.



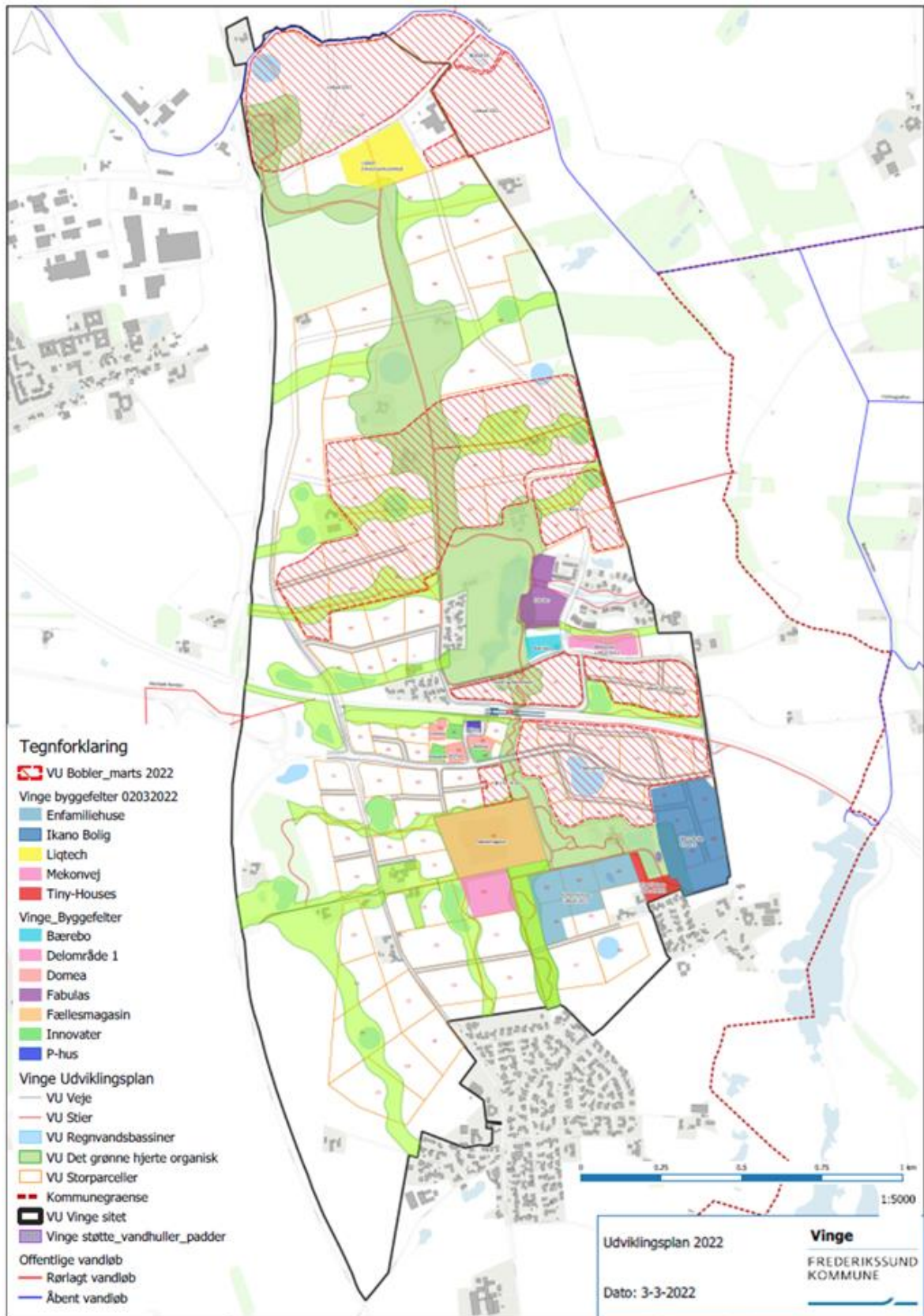
Figur 6-3 Lokalplan 076 for Vinge Centrum med i alt 150.000 m²



Figur 6-4 Første etape af område 4 i lokalplan 076

Lokalplanen er til revision, og FK har udarbejdet en prognose med byggefelter for udbygningen i Vinge, som er lagt til grund for projektforslaget opgørelse af ny bebyggelse i Vinge samt de viste byggefelter.

Nedenfor ses FK's oversigtskort over byudviklingen i Vinge med angivne byggefelter.



Figur 6-5 Oversigtskort over Vinge fra FK

Vestforbrænding har desuden modtaget et mere detaljeret forslag fra Kuben Management for udbygning af området Skriver ned mod St. Rørbæk.

De farvede byggefelter repræsenterer ny bebyggelse med i alt 156.700 m², heraf 10.000 m² i området Skriver, som er med i prognosen for udbygning frem mod 2031.



Kuben Management arbejder med at udvikle området Skriver, eller Det Sydlige Vinge, med forslag til, at der kan etableres yderligere 126.000 m² til op mod i alt 136.000 m² i Skriver. Det sker ved at udvide feltet, helt ned til St. Rørbæk, som det ses på nedenstående oversigtskort. Der indgår kun ca. 10% af denne udvidelse i FK's prognose frem mod 2031, men projektforslaget er forberedt for at fjernvarmen kan forsyne hele dette område i forbindelse med, at der skal anlægges en ledning til St. Rørbæk. Vestforbrænding og Kuben Management vil tilstræbe at koordinere projektforslag og anlægsarbejder således, at området kan byggemodnes med fjernvarme i samspil med den anden byggemodning inden der etableres belægning på vejene.

Figur 6-6 Byggefeltet Skriver (Det sydlige Vinge) fra Kuben Management



I rapport fra NO-VAFOS, januar 2020, er angivet to mulige forslag til placere et fremtidigt rensningsanlæg for spildevand, som begge ligger centralt ift. projektforslagets DN250 hovedledning, der vil kunne aftage den forventede kapacitet på ca. 10 MW. Placeringen er dog ikke endelig.

Figur 6-7 Mulige placering af nyt centralt rensningsanlæg

BILAG 2 BEREGNINGER

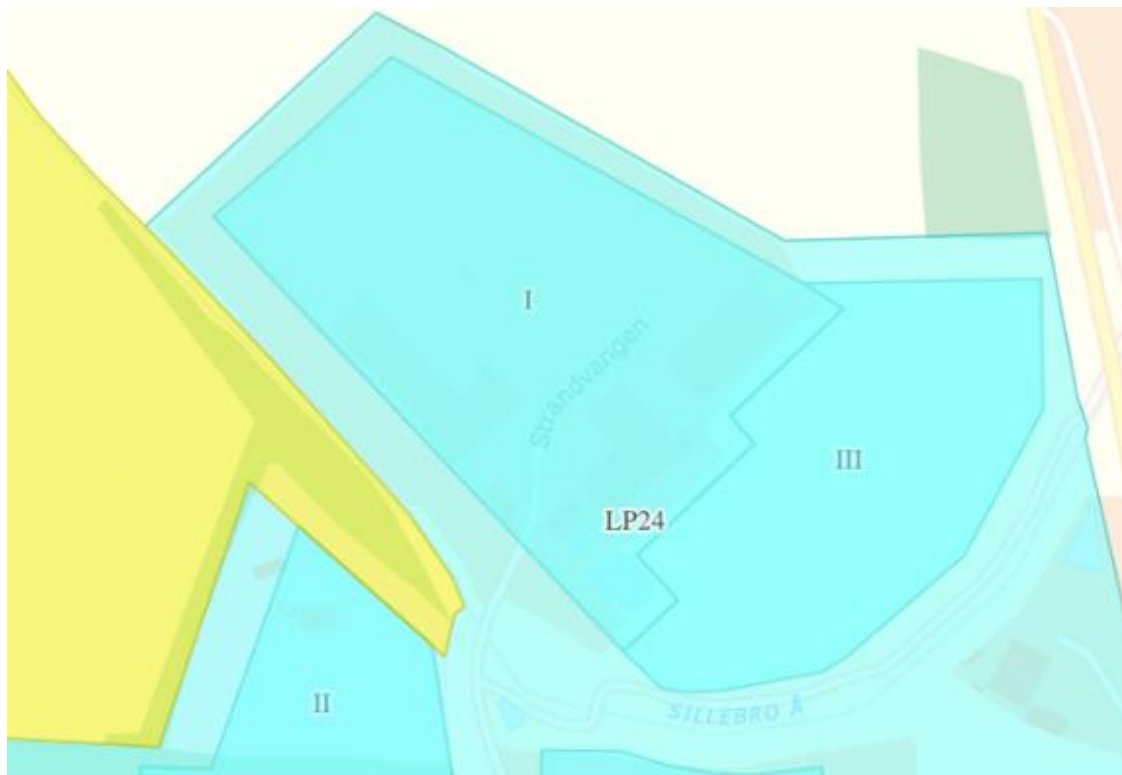
Beregningerne i bilag 2 vedlægges i et selvstændigt PDF-dokument.

BILAG 3 LOKALPLANFORHOLD

Energicentralen foreslås placeret indenfor rammerne af lokalplan 24 område I og II, der blev vedtaget af Byrådet 12. marts 1985.

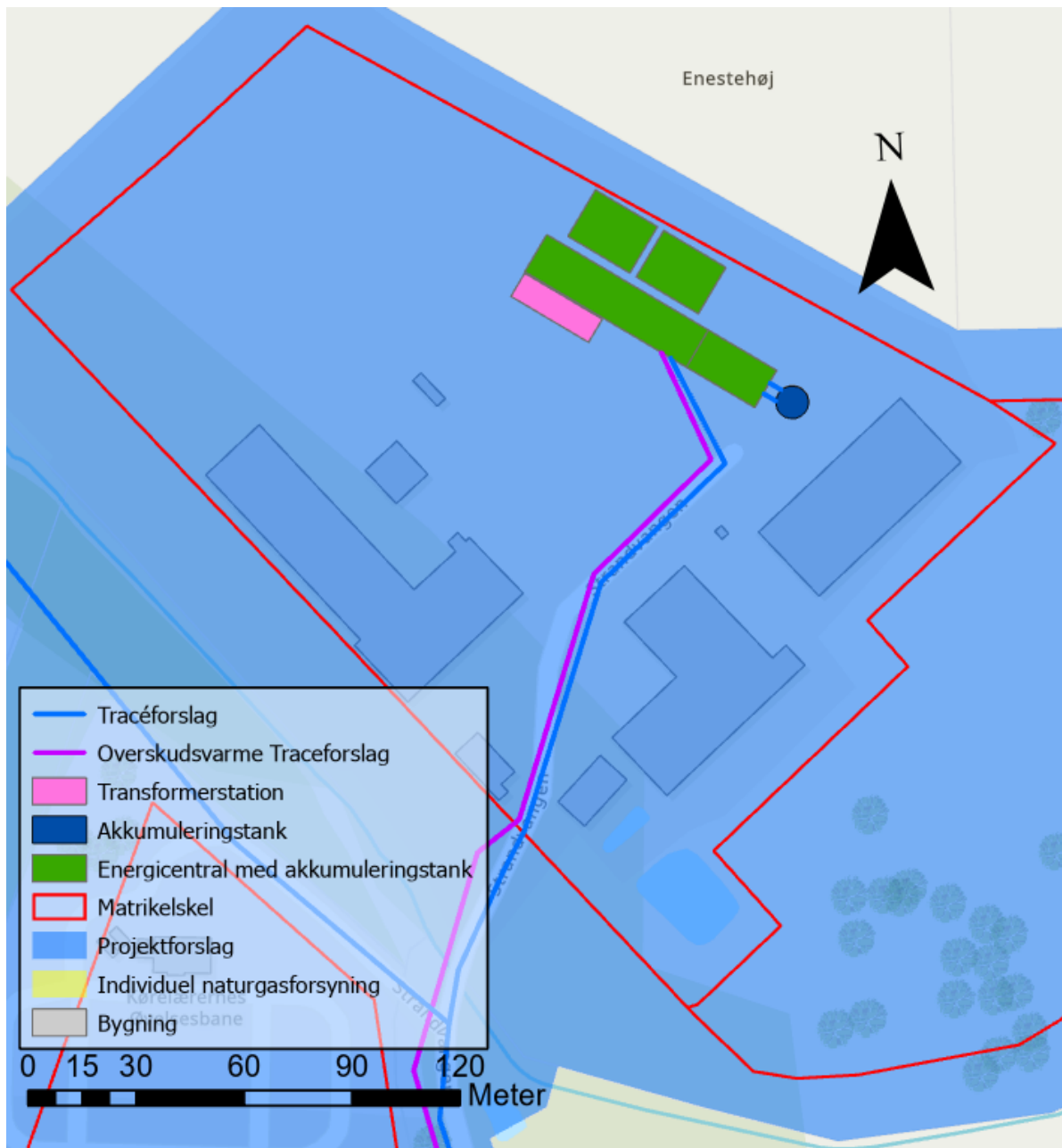
Området er udlagt til erhvervsformål primært til behandling af affald, eller endog fremtidige muligheder for forbrænding. Lokalplanen angiver som vist i nedenstående udsnit, at der kan rummes bebyggelse op til 10 m i højden og at dele heraf kan opføres i større højde op til 15 m.

Da energicentralen er mindre problematisk end forbrænding, synes det umiddelbart rimeligt at energicentralen kan placeres på området og de nedenfor angivne fysiske rammer.



Figur 6-8 Udsnit af Plandata

Nedenfor er vist en af flere muligheder for at indpasse energicentralen på Vestforbrændings matrikel med respekt for lokalplanens bestemmelser.



Figur 6-9 Forslag 1 til placering af energicentral på matriklen

BILAG 4 KUNDELISTE

Vestforbrænding kan sende FK en ekstern kundeliste med oplysning om adresse og matrikelnummer for de kunder, der er omfattet af projektforslaget, som iht. BBR registret er beliggende inden for den polygon, der skal indberettes til Plandata.

Desuden vedlægges på digital form et eksternt bilag med polygoner på matrikelniveau for de aktuelle områder med henblik på kommunens indberetning af projektforslaget til Plandata i Bolig- og Erhvervsstyrelsen, jf. Projektbekendtgørelsens §21, stk.2.

I den forbindelse skal den eksisterende polygon for fjernvarmeområderne opdateres i forhold til den faktiske forsyning.

BILAG 5 MATRIKLER, DER VENTES PÅLAGT SERVITUT

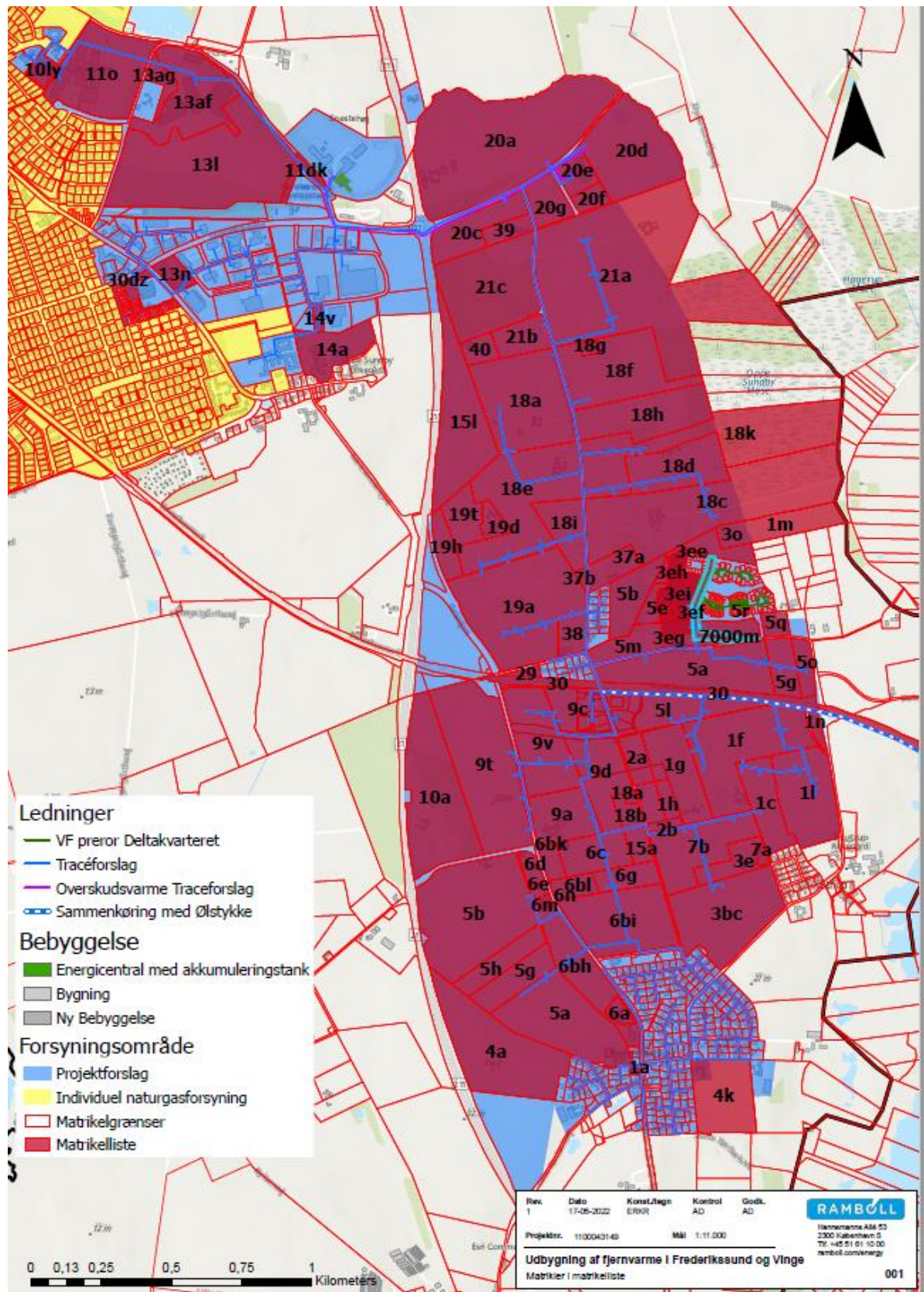
På efterfølgende tabel og figur vises oversigtskortet med matrikel, der kan blive berørt af projektforslaget, således som matriklerne ser ud dd.

I byggemodningen etableres nye veje og matriklerne udmatrikuleres. Vestforbrænding forventer, at nye afgreninger på hovedledningen og ledninger i byggefelter som hovedregel kan lægges i vejarealer efter gæsteprincippet.

Projektforslagets tracé viser også, at distributionsledningen efter aftale med kunderne kan placeres på private matrikler. Disse matrikler er fremhævet, og fremgår på listen.

Nr.	Kommune	Ejerlav	Sogn	Matrikelnummer
1	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	30dz
2	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	13l
3	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	14v
4	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	13ag
5	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	13n
6	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	14a
7	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	13af
8	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	10ly
9	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	11o
10	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	11dk
11	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18k
12	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18i
13	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18e
14	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18d
15	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	9c
16	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	9v
17	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	9d
18	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6c
19	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6bh
20	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6bi
21	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	9a
22	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6g
23	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	5a
24	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	1l
25	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3e
26	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	5l
27	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	1f
28	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	7b
29	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	15a
30	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	1c
31	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	4k
32	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	1a
33	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	40
34	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18g
35	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	19d
36	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18c
37	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	19a
38	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	20g
39	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18h
40	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	37a
41	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	38
42	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	39
43	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	18f
44	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	20a
45	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	19t
46	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	37b
47	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	21a
48	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	21c
49	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	20c
50	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	21b
51	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	5q
52	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	5r
53	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	1g
55	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	5o
56	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	1h
57	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	1n
58	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3o
59	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	5e
60	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	7a
61	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	2a
62	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3bc
63	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	2b
64	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	5m
65	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	9t
66	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6n
67	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6bk
68	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6d
69	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	10a
70	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6e
71	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6bl
72	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	18b
73	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6m
74	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	18a
75	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	5b
76	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3eg
77	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3el
78	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3ee
79	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3eh
80	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	3ef
81	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	5h
82	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	4a
83	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	15l
84	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	19h
85	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	20f
87	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	29
88	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	5g
89	Frederikssund Kommune	St. Rørbæk By, Snostrup	Snostrup	6a
90	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	30
91	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	20d
92	Frederikssund Kommune	Snostrup By, Snostrup	Snostrup	1m
93	Frederikssund Kommune	Oppe Sundby By, Oppe Sundby	Oppe Sundby	20e

Tabel 6-1 Berørte matrikler



Figur 6-10 Berørte matrikler

BILAG 6 FORUDSÆTNINGER

Fjernvarmeledninger

Anlægsoverslaget er baseret på nedennævnte enhedspriser. De svarer til Rambøll's erfaringspriser for at etablere 16 bar ledninger i vejareal i Hovedstadsregionen, og de inkluderer 25% tillæg til projektadministration, projektering, tilsyn og uforudsete udgifter.

Set i forhold til forudsætningerne i Varmeplan 2030 er anlægsoverslaget hævet med 15% for at tage højde for stigende råvarepriser.

Der benyttes så vidt muligt twinrør for dimensioner under DN100. Der beregnes varmetab svarende til serie 2 (mellemste klasse).

Dimension	Pris ledn.	Pris stik	Distribution	Stik	Distribution	Stik	Investering	
DN	kr/m	kr/m	m	m	1.000 kr	1.000 kr	1.000 kr	
DN15	3.480	2.610	1.253	0	4.361	0	4.361	
DN20	3.785	2.839	1.253	0	4.743	0	4.743	
DN25	4.055	3.041	832	3.396	3.375	10.328	13.703	
DN32	4.246	3.184	3.377	0	14.338	0	14.338	
DN40	4.402	3.301	779	684	3.428	2.258	5.686	
DN50	4.708	3.531	1.737	2.414	8.179	8.523	16.702	
DN65	5.138	3.854	1.683	1.000	8.648	3.854	12.502	
DN80	5.737	4.303	2.864	368	16.430	1.583	18.014	
DN100	6.619	4.964	3.753	36	24.839	179	25.018	
DN125	7.786	5.839	1.000	0	7.786	0	7.786	
DN150	8.995	6.746	1.326	0	11.928	0	11.928	
DN200	11.240	8.430	1.733	0	19.481	0	19.481	
DN250	14.668	11.001	6.198	0	90.902	0	90.902	
DN300	17.647		125	0	2.211	0	2.211	
DN350	20.549		0	0	0	0	0	
I alt			26.660	7.898	216.288	26.725	247.373	
Korrektion for trace								-42.433
I alt							204.941	

Tabel 6-2 Anlægsoverslag over fjernvarmeledninger

Der er foretaget en samlet korrektion for investeringer i ledningsnet for at tage hensyn til, at der er en fordyrelse ved eksempelvis krydsninger, medens der er en prisreduktion for anlæg i åbne områder. Der er i korrektionen taget højde for, at hovedledningen fra energicentralen til Vinge Centrum vil kunne anlægges under meget gunstige lægningsforhold uden belægning langs en vej.

Varmetabet er beregnet til 4.300 MWh svarende til ca. 9%, men uden tab i lokale net i bygge-modningsfelter, som er med i referencen.

Der afsættes 0,5% årligt af den akkumulerede anlægssum til vedligeholdelse, hvorved levetiden af selve hovedstrukturen i nettet forventes af udgøre mindst 60 år.

Der er i sagens natur ingen, der ved hvor lang levetiden er for de nyeste præisolerede rør med svejsemuffer, da Vestforbrændings ældre rør på omkring 40 år, som undersøges ved lednings-omlægninger, ser ud til at kunne holde flere årtier endnu. Levetiden forlænges yderligere i takt med, at kundernes behov for temperatur sænkes.

Dansk Standard for fjernvarmerør DS/EN 139413 angiver design kriterier for levetid. Nye rør skal designes for en levetid på mindst 30 år, hvis der er kontinuert temperatur på 120 °C og individuelle timeintervaller op til 140 °C i ikke over 300 timer om året.

Det ene kriterie for levetid fokuserer på udmattelsesbrud i stålet som følge af temperatursvingninger.

Det andet kriterie for levetid fokuserer på isoleringsmaterialets (PUR skummets) levetid, da ældningen vokser markant med temperaturen. Ved temperaturer på 120 °C anslås 30 års levetid. Ved temperaturer på 100 °C anslås 50 år.

Med hensyn til det første kriterie med udmattelsesbrud, som i givet fald forekommer i bøjninger eller afgreninger, vil disse brud straks blive opdaget med Vestforbrændings vel vedligeholdte alarmsystem, og skaden vil blive udbedret. Sådanne skader vil, hvis de kommer, kunne udbedres indenfor det budget for vedligeholdelse af ledningsnettet, som er indeholdt i projektforslaget. Derfor vil levetider efter det første kriterie ikke være relevant for systemet som helhed.

Derimod vil ældning af isoleringsmaterialet være kritisk for levetiden af hele rørsystemet.

Da fjernvarmenettet i fremtiden vil blive drevet ved lavere temperaturer og med moderate temperaturudsving, vil det være realistisk med en levetid på mindst 60 år eller måske 80-100 år.

Dimension	Distribution	Stik	Varmetab	Ledninger	Stik	Varmetab
DN	m	m	kWh/m	MWh	MWh	MWh
DN15	1.253	0	73	91	0	91
DN20	1.253	0	73	91	0	91
DN25	832	3.396	73	61	248	308
DN32	3.377	0	73	246	0	246
DN40	779	684	91	71	62	133
DN50	1.737	2.414	91	158	220	378
DN65	1.683	1.000	100	169	100	269
DN80	2.864	368	109	313	40	353
DN100	3.753	36	109	410	4	414
DN125	1.000	0	114	114	0	114
DN150	1.326	0	128	169	0	169
DN200	1.733	0	137	237	0	237
DN250	6.198	0	255	1.581	0	1.581
DN300	125	0	290	36	0	36
DN350	0	0	280	0	0	0
I alt	26.660	7.898	80/40 -8	3.656	674	4.331

Tabel 6-3 Varmetab i fjernvarmeledninger

Energicentral

Anlægsoverslaget for energicentralen, med de anlæg, der etableres i 2023, er beregnet ud fra tilsvarende projekter i Storkøbenhavn til i alt ca. 90 mio.kr. som vist nedenfor.

Beskrivelse	Energicentral 2023
Bygning	14.000.000 kr.
6 MW VP med energioptagere/jordboringer	30.000.000 kr.
Interne rørinstallationer	11.000.000 kr.
Eksterne rørinstallationer	
600 m ³ varmeakkumuleringstank og kølebuffertank	4.000.000 kr.
EI-tilslutning og transformere	7.000.000 kr.
EI-montage og LV-tavler	6.000.000 kr.
SCADA	1.500.000 kr.
Projektledelse	4.000.000 kr.
Andre poster	2.500.000 kr.
Uforudsete	10.000.000 kr.
Energicentral med varmepumper	90.000.000 kr.
<i>Enhedspris pr MW varmepumpe</i>	<i>15.000.000 kr.</i>
Tillæg for 16 MW elkedel	12.800.000 kr.

Tabel 6-4 Anlægsoverslag varmepumpe i 2023

Beskrivelse	Ekstra VP i 2029
Bygning udvides	1.000.000 kr.
2 MW VP med energioptager/jordboring	11.000.000 kr.
Interne rørinstallationer	1.000.000 kr.
Eksterne rørinstallationer	0 kr.
Diverse komponenter	250.000 kr.
EI-tilslutning og transformere	2.000.000 kr.
EI-montage og LV-tavler	1.000.000 kr.
SCADA	500.000 kr.
Projektledelse	1.000 kr.
Andre poster	916.000 kr.
Uforudsete	1.000.000 kr.
Ekstra varmepumper	18.667.000 kr.
<i>Enhedspris pr MW varmepumpe</i>	<i>9.333.500 kr.</i>

Tabel 6-5 Anlægsoverslag ekstra varmepumpe i 2029

Set i lyset af stigende råvarepriser er der i projektforslaget regnet med i alt 102,8 mio.kr. med hhv. 90 mio.kr. for bygning med 6 MW varmepumper og yderligere 12,8 mio.kr. for elkedel til spidslastanlæg.

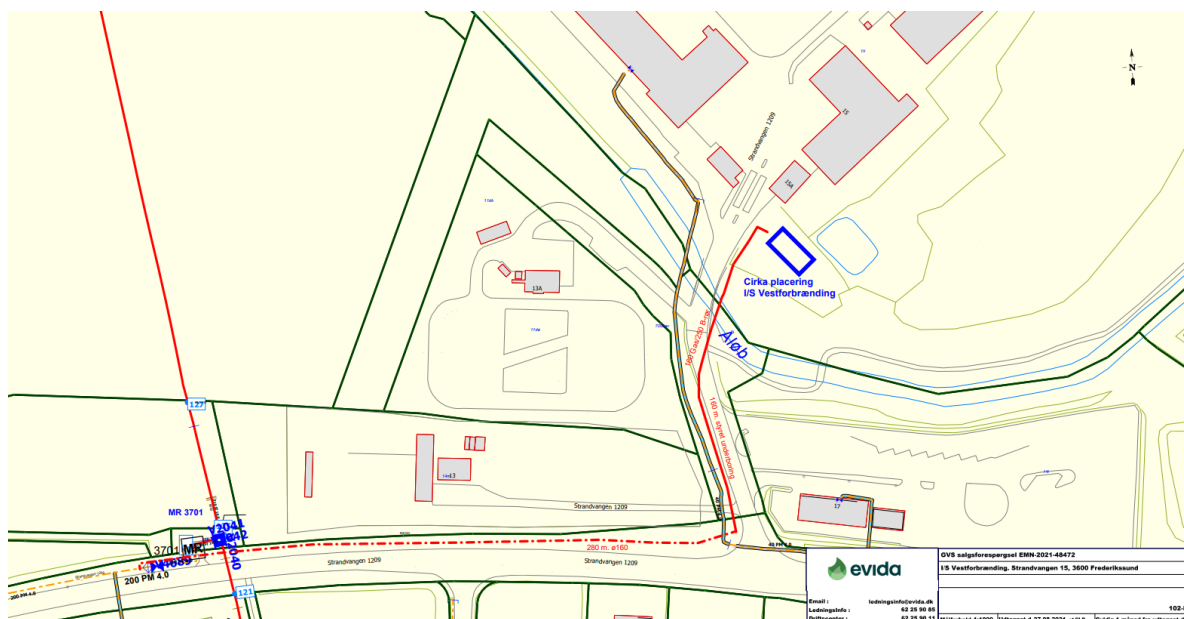
Det svarer til **15 mio.kr./MW** varmepumpekapacitet, hvorved der er taget højde for uforudsete udgifter og stigende råvarepriser.

For en mindre udvidelse af varmepumpekapacitet i energicentralen eller for varmepumper i tilknytning til overskudsvarmeleverandører er regnet med **9,3 mio.kr./MW** og for den maksimale udvidelse i selve energicentralen op til i alt 12 MW er regnet med i gennemsnit 10,7 mio.kr./MW varmepumpekapacitet, heri indregnet elkapacitet.

Der regnes med årlige D&V omkostninger på 2,0 % af den akkumulerede anlægssum, hvorved den gennemsnitlige levetid af hele energicentralen er anslået til 25 år i gennemsnit for alle anlægskomponenter.

Naturgasledninger

Der påtænkes ikke etableret flere naturgasledninger i projektforslaget, men der kan etableres en kort stikledning fra EVIDA's hovedledning, der forløber tæt forbi energicentralen, som vist på EVIDA's oversigtstegning, hvis det skulle blive aktuelt på længere sigt af hensyn til forsyningsikkerheden i elsystemet.



Figur 6-11 Oversigtstegning fra EVIDA med tilslutning

EVIDA anslår der skal investeres 0,9 mio.kr. i stikledningen, fra MR-stationen til energicentralen (vist med stiplet og signatur i Strandengen og med fuldt optrukket signatur i stikledningen mod energicentralen). Denne investering indgår ikke i det samlede anlægsoverslag, da reserve fra gasforsyningen ikke skønnes nødvendig for at gennemføre projektforslaget med de nuværende rammebetingelser.

Varmebehov og kapacitetsbehov

Varmebehovet til den eksisterende bebyggelse er oplyst som gennemsnitsværdier af EVIDA. Der regnes som nævnt tidligere med en benyttelsestid på 1.700 timer ved dimensionering af kundeinstallationer til fjernvarme samt til alternative gaskedler eller varmepumper.

For ny bebyggelse er der en vis usikkerhed om energibehovet i kWh/m², hvorfor projektforslaget er baseret på erfaringstal. Rambøll har i tidligere projektforslag fået dokumentation for et behov på mellem 50 og 60 kWh/m². Der benyttes 50 kWh/m² for ny bebyggelse.

Kapacitetsbehovet til nyt byggeris kundeinstallation fastlægges ved design af bygningens varme- og klimaanlæg i henhold til Bygningsreglementet. Desuden kan der efter behov blive indarbejdet nødvendig reservekapacitet for udfald af største enhed, eksempelvis, så der etableres 3 enheder, hvoraf de to kan dække hele behovet en normal vinterdag.

Det første nye byggeri i Vinge Stationsområde er nu så langt fremme, at bygherrens rådgiver har kunnet oplyst om placeringen af de fire boliggrupper varmecentraler samt det tilsluttede areal og tilslutningseffekten.

Oversigt effekter:

	Areal	Stik effekt
Boliggruppe 1	5116 m ²	322 kW
Boliggruppe 2	4976 m ²	346 KW
Boliggruppe 3A	3180 m ²	203 KW
Boliggruppe 3B	4317 m ²	285 KW
Total:	17589 m ²	1157 KW

Table 6-6 Kapacitetsbehov ny bebyggelse

Forudsættes, at varmebehovet er 50 kWh/m², svarer disse tilslutningsværdier til en benyttelsestid på 850 timer.

Disse kapaciteter benyttes for den aktuelle boliggrupper, mens der planlægges kapacitet svarende til benyttelsestiden 1.000 timer for den øvrige nye bebyggelse.

Fjernvarmekundeinstallationen og stikledningen dimensioneres for denne kapacitet, mens distributionsledningerne dimensioneres under hensyntagen til en vis samtidighedsfaktor og muligheden for at udnytte fjernvarmens fleksibilitet med hensyn til pumpetryk, temperatur og lokal spidslast.

BrugerinvesteringerFjernvarme.

Investeringer i fjernvarmeunderstationer er baseret på nedenstående enhedspriser. Priser på fjernvarmeunderstationer svarer til Vestforbrænding's seneste erfaringspriser for understationer med veksler til 16-bar ledningsnet, og de inkluderer 20% tillæg til administration, projektering, tilsyn og uforudsete udgifter.

Individuelle naturgaskedler.

Prisen på de større kondenserende naturgaskedler anslås på baggrund af en ligeværdig sammenligning at være 40% højere end prisen på fjernvarmeinstallation med veksler. Her er der ikke taget hensyn til, at der erfaringsmæssigt installeres større kedelkapacitet end strengt nødvendigt. Prisen på de mindre naturgaskedler er ikke opdateret, men den burde alt andet lige være mindst 6.000 kr. dyrere end et tilsvarende fjernvarmekunde anlæg. Priserne på individuelle gaskedler er dog ikke vigtige for projektforslaget, da individuelle varmepumper er det primære alternativ til fjernvarmen.

Individuelle varmepumper.

Prisen på individuelle varmepump er af stor betydning men fortsat meget usikker på grund af manglende erfaringstal fra udførte projekter.

Der er især følgende forhold, som skal iagttages:

- Ved luft/vand varmepumper skal påregnes, at kapaciteten reduceres med mindst 30% ved de lave temperaturer
- Der skal regnes med en vis overkapacitet for at tage højde for udfald af en enhed og for at gøre det muligt at afkoble ved eksempelvis 3 timer med høj tarif.
- Det skal overvejes hvor meget af kapaciteten, der skal tilvejebringes med en elkedel
- Det skal sikres, at varmepumpen ikke giver anledning til rystelser i bygningen, som generer de nærmeste lejlighed
- Det skal sikres, at støj fra tørkølerne ikke overskrider grænseværdier for beboere i ejendommen og i naboskel
- Ved jordvarme i form af jordslanger eller lodrette borer skal der miljøtilladelse

Vestforbrænding har indhøstet nyttige erfaringer med at forsyne den første etape, Deltakvartret, i Vinge.

Der er i byggemodningen etableret et mindre blokvarmenet, som pt. forsyner 35 nye rækkehuse. Vestforbrænding har etableret en midlertidig varmepumpecentral i en container, som forsyner nettet, se figur nedenfor. Det er planen, at varmepumpecentralen skal afkobles og benyttes andre steder, når Deltakvarterets varmenet kan kobles på fjernvarmen i henhold til projektforslaget.

Denne løsning med blokvarmenet og en større central varmepumpe har løst problemerne med pladskrav og støj omkring de tilsluttede boliger, men den har ikke løst støjproblemerne for de nærmeste beboere, som har klaget over støjen.

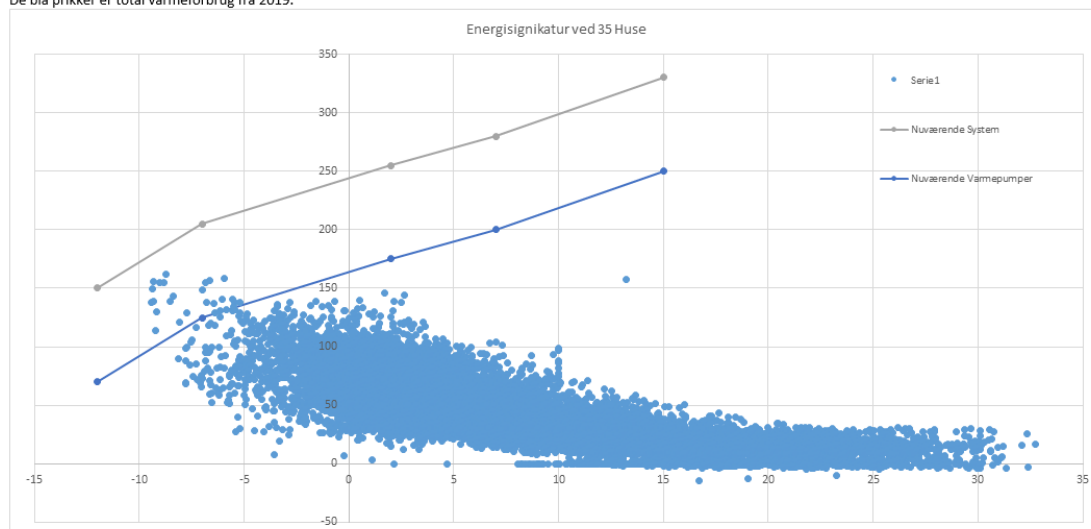


Figur 6-12 Varmepumpecentral til Deltakvarteret

Vestforbrænding har registreret sammenhængende værdier for varmebehov i kW (y-akse) fra varmepumpecentralen og udetemperaturer (x-aksen) for hele 2019 opdelt på timeværdier.

De er vist i nedenstående diagram, hvor der også er vist kurver for den teoretiske kapacitet af varmepumpen og en elkedel på 80 kW, som supplerer som spidslast.

De blå prikker er total varmekonsum fra 2019.



Figur 6-13 Energisignatur for Deltakvarterets varmepumpecentral

Det ses, at varmepumpecentralen netop kan forsyne behovet de koldeste dage hvor temperaturen er ca. -12 grader, hvor varmepumpen leverer ca. 75 kW og elkedlen 80 kW, i alt 150 kW.

Den samlede investering i energicentralen var 2,0 mio.kr.

Umiddelbart vil en tilsvarende energicentral i en af boligblokkene med et tilsvarende opvarmet areal koste lidt mere som følge af pladskrav.

I dette projektforslag er det med de benyttede forudsætninger om tilslutningsværdier antaget, at en energicentral til et byggeri svarende til boliggruppe 3A med et areal på 3.180 m² og et kapacitetsbehov på 206 kW vil koste 1,8 mio.kr, svarende til 1,8/0,206 = 8.700 kr./kW.

Sammenfatning

I tabellen nedenfor er vist eksempler på priser.

Varmebehov og kapacitet		Fjernvarmeinstallation		Individuel naturgaskedel		Varmepumpe, elkedel	
MWh/år	kW	kr/kW	kr	kr/kW	kr	kr/kW	kr
17	10	2.800	28.000	3.920	34.000	9.400	94.000
17	10	2.800	28.000	3.920	34.000	9.400	94.000
85	50	1.699	84.961	2.379	118.945	8.850	442.480
350	206	849	174.886	1.189	244.840	8.424	1.735.443
850	500	550	274.864	770	384.810	8.275	4.137.432
1.700	1.000	391	391.393	548	547.951	8.196	8.195.697
8.500	5.000	178	889.239	249	1.244.934	8.089	40.444.619

Tabel 6-7 Priser på installationer i bygninger

I Teknologikataloget, der er møntet på landsgennemsnit, er regnet med anlægsinvesteringer på 18.000 kr. til en fjernvarmeunit og 82.000 kr. til en varmepumpe til et enfamiliehus. De forudsatte priser svarer således til, at der er tillagt 10.000 kr. for fjernvarme og 12.000 kr. for en varmepumpe for at tage højde for diverse tillægskostninger.

Det bemærkes, at prisen på varmepumpeinstallationen, der leverer en maksimal kapacitet på 206 kW er anslået til 1,7 mio.kr. hvilket er lavere end prisen på det midlertidige anlæg, der forsyner Deltakvarteret.

Desuden bemærkes, at prisen på en stor varmepumpeinstallation med en kapacitet omkring 5 MW, som vil være sammensat af en kombination af varmepumper og elkedler, som er anslået til 8.089 kr./kW, svarer rimeligt til prisen på den 5 gange større centrale varmepumpeinstallation i projektforslaget, når der tages hensyn til ekstraomkostninger til elkedler, eltilslutning, højere kvadratmeterpriser og miljøforanstaltninger.

Projektforslaget er således rimeligt baseret på lokale priser, frem for de generelle priser, der er til rådighed i Teknologikataloget.

Øvrige forudsætninger:

Forventede levetider

Fjernvarmeledninger, bygninger og tilslutningsbidrag (i bygningens levetid)	60 år
Levetid for energicentral med varmepumper	25 år
Levetid for fjernvarmeunderstationer	25 år
Levetid for individuelle varmepumper	17 år
Levetid for individuelle naturgaskedler	20 år

Virkningsgrader

Årsmiddel virkningsgrad individuelle naturgaskedler i 2020	91 %
Årsmiddel virkningsgrad individuelle naturgaskedler jævnt stigende til 2039	96 %

Marginal virkningsgrad naturgaskedler til fjernvarmecentral m. economizer	98 %
Års middel COP-faktor for lille varmepumpeinstallationer med elkedel	2,85
Års middel COP-faktor for varmepumper overskudsvarme, luft, jord	3,50

D&V omkostninger

D&V omkostninger i fjernvarmebrugeranlæg:	400 kr./inst./år + 5 kr./MWh
D&V omkostninger fjernvarmedistributionsnet	0,5 % af anlægssummen/år + 15 kr./MWh
D&V omkostninger energicentralen	2,0 % af anlægssummen/år
D&V omkostninger naturgaskundeanlæg:	1.200 kr./inst./år + 12 kr./MWh
D&V varmepumpeinstallationer	2 % af anlægssummen/år + 30 kr./MWh
Projektomkostninger er inkluderet i anlægsoverslaget	

Det bemærkes, at der regnet med samlet set 1,0% hvilket kan fordeles med 0,5% for fjernvarmenet og 2,0% for energicentralen, som helhed.