

PROJEKTFORSLAG TIL KØBENHAVNS KOMMUNE

FJERNVARMEFORSYNING AF NORDHAVN

3. OKTOBER 2013



INDHOLD

1	Indledning	4
1.1	Baggrund for projektforslaget	4
1.2	Indstilling	5
1.3	Resumé	5
2	Projektansvarlig	8
3	Klimamål og varmeplaner	8
4	Udbygningen i Nordhavn	9
4.1	Konkrete aktiviteter i Nordhavn	13
4.2	Tingslysning af fjernvarme	13
5	Varmeforsyning	13
5.1	Fjernvarmeforsyning	14
5.2	Fjernvarmeproduktion	15
5.3	Individuelle varmepumper	15
6	Varmebehov	16
6.1	Forudsat varmebehov	17
6.1.1	Bygningsreglementets krav	17
6.2	Nordhavns samlede varmebehov i 2030	19
7	Fjernvarmenettet – dimensionering og økonomi	20
7.1	Dimensionering	20
7.2	Nettab	23
7.3	Investeringer	23
7.4	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	26
8	Individuelle jordvarmepumper	26
8.1	Dimensionering	26
8.2	Virkningsgrad	27
8.3	Investeringer	27
8.4	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	28
9	Individuelle luft-til-vand varmepumper	28
9.1	Dimensionering	28
9.2	Virkningsgrad	28
9.3	Investeringer	29
9.4	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	30

10	Afgifter	30
11	Miljøomkostninger	32
11.1	Miljøeffekter	32
11.2	Værdisætning	33
12	Metode for de økonomiske analyser	34
12.1	Samfundsøkonomisk metode	34
12.2	Brugerøkonomisk metode	35
12.3	HOFOR økonomi	37
13	Samfundsøkonomisk analyse	37
13.1	Nordhavn 2030	37
13.2	Indre Nordhavn	41
14	Brugerøkonomi	44
14.1	Nordhavn 2030	44
14.2	Indre Nordhavn	45
15	HOFOR økonomi	47
15.1	Nordhavn 2030	47
15.2	Indre Nordhavn	48
16	Energi og miljøanalyse	49
16.1	Nordhavn 2030	50
16.2	Indre Nordhavn	52
17	Forsyningssikkerhed og driftsforhold	54
18	Perspektivering	55
	Kilder	58

1 Indledning

Denne rapport indeholder et projektforslag om etablering af fjernvarmeforsyning i den sydlige del af Nordhavn området. Projektforslaget er udarbejdet i henhold til Lov om Varmeforsynings regler om kommunal godkendelse af fjernvarmeprojekter. Rapporten indeholder en samfundsøkonomisk analyse af fjernvarmeforsyning (projektforslaget) sammenlignet med varmeforsyning baseret på individuelle varmepumper installeret i hver etageejendom. To former for individuelle varmepumper sammenlignes med fjernvarmeforsyning: Jordvarmepumper (som også blev vurderet i projektforslaget for Carlsberg bydelen) og luft-vand varmepumper. Efter ønske fra Københavns Kommune sammenlignes fjernvarmeforsyning også med et scenarium, hvor der kun opnås 90 % fjernvarmetilslutning. De resterende 10 % af kunderne forudsættes at blive tilsluttet til luft-vand varmepumper.

Individuelle varmepumper er blevet fremhævet som et alternativ til fjernvarmeforsyning, når varmebehovet per m² er meget lille, og varmetætheden i et område er lav (jf. *Rambøll og Aalborg Universitet 2010: Varmeplan Danmark 2010*). I sådanne situationer kan det være uforholdsmæssigt dyrt at etablere et kollektivt varmeforsyningsnet. Nordhavn vil dog blive relativt tæt bebygget med etageboliger på 3-6 etager. Der knytter sig stor usikkerhed til det fremtidige varmebehov i Nordhavn. Selvom bygningsreglementets krav til lavenergibyggeri bliver realiseret for nybyggeri i Nordhavn, så er det vanskeligt at forudsige det faktiske energiforbrug, fordi beboernes adfærd har en afgørende indflydelse. Som konsekvens af denne usikkerhed, er der i dette projektforslag udarbejdet tre scenarier for det fremtidige varmebehov i Nordhavn: Et scenarium for den forventede udvikling i varmebehovet per m² suppleret med et scenarium for højere hhv. lavere varmebehov.

For hvert scenarie er der i rapporten præsenteret analyser med fokus på

- Økonomi: Samfunds-, bruger- hhv. selskabsøkonomi
- Energiforbrug: Størrelsen af energiforbruget i Nordhavn, og fordelingen på de typer energi, som indgår i de alternative forbrugs- og forsyningsscenarier
- Miljøeffekter: Udledningen af CO₂, NO_x og SO₂, som følge af forsyningen af Nordhavn med varme.

Projektforslaget indeholder en grundig dokumentation af de beregningsforudsætninger, som ligger til grund for analyserne. Bilag B indeholder en oversigt over de data, som er anvendt. Data og forudsætninger har været gennem en særlig kvalitetskontrol, som har involveret relevante eksperter i HOFOR og COWI. Data som knytter sig til varmeproduktionen betragter varmeproducenterne af kommercielle årsager som fortrolige. Af den grund er der udarbejdet et fortroligt forudsætningsnotat, som dokumenterer alle beregningsforudsætningerne inkl. data om varmeproduktionen.

1.1 Baggrund for projektforslaget

I 2010 udarbejdede HOFOR (Københavns Energi) en analyse af varmeforsyningen af Nordhavn og Grønttorvet (*Københavns Energi 2010: Forsyningskoncepter for lavenergiområder*). Begge områder skal byudvikles inden for de nærmeste år.

Forudsætninger og resultater blev præsenteret for Energigruppen for Nordhavn - et samarbejde mellem Københavns Kommune, By & Havn og HOFOR. Vurderingerne havde fokus på samfunds-, bruger- og selskabsøkonomi og på CO₂ udledning. Resultaterne viste, at fjernvarme både økonomisk og miljømæssigt set var den bedste løsning.

I 2011 blev analysen for Nordhavn opdateret i forbindelse med, at der blev lavet en forsyningsplan på tværs af HOFOR's forsyninger. I begge analyser var alternativet til fjernvarme en decentral havvandsvarmepumpe til forsyning af et lokalt fjernvarmenet i Nordhavn. En havvandsvarmepumpe er en mulighed pga. Nordhavns placering tæt på vandet. Nærmere analyser har dog vist, at denne løsning bliver et dyrere alternativ end individuelle varmepumper, bl.a. på grund af høje investeringsomkostninger i et lokalt forsyningsnet og uden væsentlig billigere produktion end individuelle løsninger.

I tidligere analyser, bl.a. projektansøgningen for Carlsberg, har individuelle jordvarmepumper på bygningsniveau været anvendt som alternativ til fjernvarmeudbygning, men denne forsyningsløsning har hidtil været vurderet for dyr sammenlignet med fjernvarme.

Med indførelse af den nye lavenergiklasse i BR20 har det været relevant igen at undersøge, om individuel varmforsyning med varmepumper er et godt alternativ til fjernvarme – set ud fra et samfundsøkonomisk synspunkt. Nye lavere elafgifter for varmepumper har desuden gjort varmepumper mere brugerøkonomisk interessante.

1.2 Indstilling

Det indstilles, at Københavns Kommune som varmeplanmyndighed gennemfører myndighedsbehandling af projektforslaget efter Varmeforsyningslovens retningslinjer.

Borgerrepræsentationen i Københavns Kommune ansøges herved om godkendelse af projektforslaget for etablering af fjernvarmeforsyning af følgende områder i Nordhavn: Århusgade kvarteret, Sundmolen m.v., Århusgadekvarteret Vest, Trælatholmen og Levantkaj Vest.

Projektforslaget er udarbejdet i overensstemmelse med gældende lovgivning, se bilag 1: *Lovgivning om varmforsyning*.

1.3 Resumé

Over de kommende 50 år vil København få en helt ny bydel - Nordhavn – på størrelse med en større dansk provinsby. Bydelen vil få omkring 40.000 beboere, og den vil blive arbejdsplads for et tilsvarende antal mennesker. Hvordan bydelen skal forsynes med varme er spørgsmålet, som dette projektforslag tager stilling til. Projektforslaget er udarbejdet til Københavns Kommunes Teknik- og Miljøforvaltning, som skal godkende alle større varmforsyningsprojekter på et samfundsøkonomisk grundlag, som udover økonomi tager hensyn til miljø- og klimateffekter. Også de brugerøkonomiske og selskabsøkonomiske konsekvenser skal belyses.

Efter ønske fra Københavns Kommune er analyserne blevet gennemført for to områder:

- *Indre Nordhavn:* Århusgade kvarteret og Sundmolen m.v. med en samlet bebyggelse på 600.000 m² opført i perioden 2013 til 2020
- *Nordhavn 2030:* Århusgade kvarteret, Sundmolen m.v., Århusgadekvarteret Vest, Trælastholmen og Levantkaj Vest, som forventes at få en samlet bebyggelse på 835.000 m² opført i perioden 2013 til 2030

Københavns Kommune har også ønsket, at der bliver gennemført følsomhedsanalyser på varmebehovet. Tre scenarier for udviklingen i varmebehovet er blevet analyseret:

- HOFOR’s forventning til udviklingen i varmebehovet
- En udvikling med et højt varmebehov
- En udvikling med et lavt varmebehov.

Som alternativ til fjernvarmeforsyning af Nordhavn er forsyning med individuelle varmepumper blevet analyseret. To typer varmepumper indgår i analysen:

- En *luft-vandvarmepumpe*, som bruger energien i udeluften til at dække varmebehovet. Varmepumpen er koblet til et radiator- og brugsvandssystem i bygningen.
- En *jordvarmepumpe*, som ved hjælp af jordspyd i undergunden bruger energien fra jorden til at dække varmebehovet. Også denne varmepumpe-løsning er koblet til et radiator- og brugsvandssystem i bygningen.

De samfundsøkonomiske analyser viser, at omkostningerne til fjernvarmeforsyning er væsentlig lavere sammenlignet med de to varmepumpeløsninger. Dette gælder for både grundscenariet og for det højere hhv. lavere forbrug. Jordvarmepumper er i alle tilfælde den dyreste løsning. Scenariet med kun 90 pct. tilslutning til fjernvarme – de resterende kunder forudsættes at vælge en luft-vandvarmepumpe – har lidt større omkostninger end 100 pct. fjernvarmeforsyning, men er væsentlig billigere end de to varmepumpescenarier.

Samfundsøkonomisk nutidsværdi af omkostningerne - Nordhavn 2030

Mio.kr.	Fjernvarme	Luft varme-pumpe	Jord varme-pumpe	90 pct tilslutning
Grundberegning	<u>187</u>	245	285	194
Højere forbrug	<u>276</u>	395	467	289
Lavere forbrug	<u>98</u>	145	177	104

Den samfundsøkonomiske analyse for Indre Nordhavn viser også, at fjernvarmeforsyning er den billigste løsning i alle tilfælde.

Når fjernvarmeforsyning er den billigste løsning, så skyldes det, at de samlede anlægsinvesteringer og de løbende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er lavere end for varmepumper. Derudover kan fjernvarmen tilskrives en kraftvarmefordel, som indebærer en indtægt fra elsalg ved at producere fjernvarme på kraftvarmean-

læg. El-indtægten er større end omkostningen ved den samlede brændselsforbrug til at producere både el og fjernvarme. Omvendt har varmepumperne en lille fordel ved at indebære lavere miljøomkostninger end fjernvarmeproduktionen.

Samfundsøkonomisk nutidsværdi af omkostningerne - Indre Nordhavn

Mio.kr.	Fjernvarme	Luft varme-pumpe	Jord varme-pumpe	90 pct tilslutning
Grundberegning	<u>153</u>	202	235	159
Højere forbrug	<u>227</u>	322	381	238
Lavere forbrug	<u>81</u>	121	148	87

Der er gennemført følsomhedsberegninger med udgangspunkt i grundscenariet for både Nordhavn 2030 og Indre Nordhavn. Beregningerne viser påvirkningen af de samfundsøkonomiske omkostninger af ændringer i: Elprisen (+/- 20 %), effektiviteten af varmepumpen (+/- 20 %) og prisen på varmepumpen (+/- 20 %).

Følsomhedsberegningerne for både Nordhavn 2030 og Indre Nordhavn viser, at fjernvarmeforsyning er klart den billigste løsning i alle tilfælde. Dette viser, at vurderingen af samfundsøkonomien i fjernvarmeforsyning er robust over for væsentlige afvigelser i de mest betydningsfulde beregningsforudsætninger.

De brugerøkonomiske analyser viser, at luft-vandvarmepumper i grundscenariet og i scenariet med lavt varmebehov er den billigste forsyningsløsning. Det gælder både i Nordhavn 2030 og Indre Nordhavn. I scenariet med højere varmebehov er fjernvarme derimod den billigste løsning i begge tilfælde.

HOFOR har et dækningsbidrag fra salg af fjernvarme i Nordhavn 2030 på omkring 100-130 mio. kr. Dækningsbidraget er opgjort som nutidsværdien af forskellen mellem indtægt fra varmesalg og udgift til varmekøb – set over perioden 2013-2037. Dækningsbidraget lidt lavere for salget til Indre Nordhavn.

Miljøanalysen viser, at forsyning af Nordhavn med fjernvarme vil reducere CO₂-udledningen i 2037, hvorimod begge varmepumpeløsninger vil føre til en forøget CO₂-udledning. CO₂-gevinsten i fjernvarmescenariet skyldes, at der på de københavnske kraftvarmeverker produceres el og varme i samproduktion, bl.a. baseret på biomasse, som er CO₂-neutral, og at den producerede el fortrænger anden elproduktion i systemet med en relativ høj CO₂-udledning.

Energianalysen viser, at fjernvarmescenariet har et brændselsforbrug, der er væsentligt højere end elforbruget til varmepumperne. Det skyldes den høje virkningsgrad (COP) i varmepumperne, nettabet i fjernvarmesystemet og at brændselsforbruget til elproduktion på kraftvarmeverkerne regnes med i fjernvarmens brændselsforbrug. Til gengæld indebærer fjernvarmescenariet en betydelig elproduktion på kraftvarmeverkerne, som giver en indtægt til fjernvarmeforsyningen.

2 Projektansvarlig

Den ansvarlige for projektet er:

HOFOR A/S
Fjernvarme PS
Ørestads Boulevard 35
2300 København S

Kontaktperson:
Jesper Munksgaard
e-mail: jemu@hofor.dk
Tlf: 27 95 27 04

3 Klimamål og varmeplaner

En samlet borgerrepræsentation vedtog i august 2009 Københavns Kommunes Klimaplan: "CO₂-neutral i 2025". Planen indeholder konkrete initiativer, som skal opfylde Københavns Kommunes målsætning om 20 % CO₂-reduktion i perioden 2005-2015. Med planen formuleres også en ambition om, at København skal være CO₂-neutral i 2025.

Varmeselskaberne VEKS, CTR og HOFOR har i perioden fra april 2008 til august 2009 gennemført et fælles projekt om en samlet planlægning for udviklingen af fjernvarmeforsyningen i Hovedstadsområdet. Formålet med projektet: Varmeplan Hovedstaden, er at sikre en fornuftig udvikling i varmeprisen og energieffektiviteten, samtidig med at forsyningssikkerheden opretholdes. Endvidere skal projektet fremme mulighederne for at anvende mere vedvarende energi og for at reducere CO₂-udledningen fra varmeforsyningen i København.

I 2011 blev Varmeplan Hovedstaden 2 offentliggjort. Varmeselskaberne VEKS, HOFOR og CTR står bag rapporten, hvis formål er at planlægge udviklingen af fjernvarmeforsyningen i Hovedstadsområdet, således at målet om CO₂-neutralitet i København i 2025 kan blive opfyldt. Blandt hovedemnerne har været at definere de kommende års udbygning af systemerne, undersøge grundlastbehov og teknologier samt prioritere tiltag til CO₂-reduktion frem mod 2025.

I Varmeplan Hovedstaden 2 er der opstillet og gennemregnet to scenarier for udvikling af fjernvarmesystemet:

- Referencescenariet, der fortsætter den nuværende udvikling, og hvor blandt andet to af de store kulfyrede kraftvarmeværker omstilles til biomassefyring
- CO₂ neutral *scenariet*, der anviser en vej til at gøre Hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning CO₂-neutral inden 2025.

Det er i arbejdet med varmeplanen undersøgt, hvordan fjernvarmeforsyningen i Hovedstadsområdet kan udvikle sig, når man tager hensyn til samspillet med det liberaliserede elmarked, de rammer for kraftvarmeproduktion, som sættes af EU's

kvoteregulering, og til de nationale afgiftsregler og incitamenter for at øge anvendelsen af vedvarende energi.

Det har været et selvstændigt mål i varmeplanlægningen for Hovedstaden at undersøge de tekniske og økonomiske muligheder for at fordoble anvendelsen af vedvarende energi til 70 pct. i 2025, samt at se på mulighederne for yderligere at øge andelen af vedvarende energi.

Den overordnede konklusion med hensyn til omstilling til en højere andel vedvarende energi er, at det er både muligt og hensigtsmæssigt med en hurtig og større omstilling til biomasse på kraftvarmeanlæggene, som herefter bør følges op af en mere langsigtet omstilling til andre former for vedvarende energi (eksempelvis geotermi og solvarme) i takt med, at der indhøstes erfaringer, og teknologierne bliver mere økonomisk attraktive.

I forlængelse af Varmeplan Hovedstaden har HOFOR udarbejdet en forsyningsstrategi for varme, som rækker frem til 2030. I forsyningsstrategien indgår kraftvarmeproduktion på træflis og udbygning af geotermi. Forsyningsstrategien er sendt til KK den 26. juni 2012.

4 Udbygningen i Nordhavn

Nordhavn udgør et af Nordeuropas største byudviklingsprojekter, som vil komme til at strække sig over de kommende 50 år. Københavns Kommune har fastlagt den målsætning, at Nordhavn skal være fremtidens bæredygtige og CO₂ neutrale bydel.

Arealet af Nordhavn er i dag 200 ha. Områdets endelige grundareal er ikke fastlagt endnu, men kommer formodentligt til at udgøre omkring 400 ha, svarende til knap 5 pct. af Københavns Kommunes nuværende areal.

Byudviklingen af Nordhavn området varetages af Udviklingsselskabet By & Havn i samarbejde med Københavns Kommune.

By & Havn forventer, at den samlede udbygning i 2062 vil give København en tilvækst på omkring 3,5 mio.m² etageareal – ligeligt fordelt mellem boliger og erhverv. Københavns Kommune skelner mellem følgende faser i udbygningen:

- **Fase 1: Århusgade kvarteret**

Ifølge Lokalplan nr. 463, Århusgade kvarteret i Nordhavn, s. 23 må der etableres maksimalt 330.000 etagemeter nybyggeri i lokalplanområdet som helhed. Herudover skal 20.000 m² opretholdes i det eksisterende byggeri. Byudviklingen af Århusgade kvarteret forventes at skulle ske i perioden 2013-2021. Gennemsnitlig bygningsstørrelse bliver omkring 8.000 m². Der forventes en jævn udbygningstakt i perioden.

- **Fase 2: Sundmolen m.m.**

Der forventes 205.000 m² nybyggeri. Eksisterende byggeri udgør 45.000 m². Forventede bygningsstørrelser bliver på 8.000-12.000 m². Gennemsnitlig byg-

ningsstørrelse forventes at blive omkring 9.000 m². Der forventes en jævn udbygning i perioden 2015-2021.

• **Fase 3: Tre lokalplaner**

Københavns Kommune (TMF) forventer en samlet udbygning i perioden 2021-2030 på 235.000 m² i områderne: ”Århusgadekvarteret Vest”, ”Trælastholmen” og ”Levantkaj Vest”. Der forventes en jævn udbygningstakt over perioden. Gennemsnitlig bygningsstørrelse forventes at blive 8.500 m².

Her er forudsætningerne opdelt på hvert af de tre lokalplanområder:

Århusgadekvarteret Vest

- 85.000 m² nybyggeri (100 % erhverv)
- Jævn udbygning: 2021-2030
- 23.000 m² eksisterende byggeri

Trælastholmen

- 90.000 m² nybyggeri (10 % boliger, 90 % erhverv)
- Jævn udbygning: 2021-2030
- 3.000 m² eksisterende byggeri

Levantkaj Vest

- 60.000 m² nybyggeri (58 % boliger, 42 % skole)
- Jævn udbygning: 2021-2030
- 3.000 m² eksisterende byggeri.

I Tabel 1 er givet et overblik over bygningsarealerne i de respektive faser.

Tabel 1: Bebygget areal i Nordhavn – nyt og eksisterende byggeri i m²

Fase / område	Nybyggeri	Eksisterende	I alt
Fase 1: Århusgade	330.000	20.000	350.000
Fase 2: Sundmolen m.m.	205.000	45.000	250.000
Fase 3:			
- Levantkaj Vest	60.000	3.000	63.000
- Trælastholmen	90.000	3.000	93.000
- Århusgade Vest	85.000	23.000	108.000
I alt	235.000	29.000	264.000
Sum	770.000	94.000	864.000

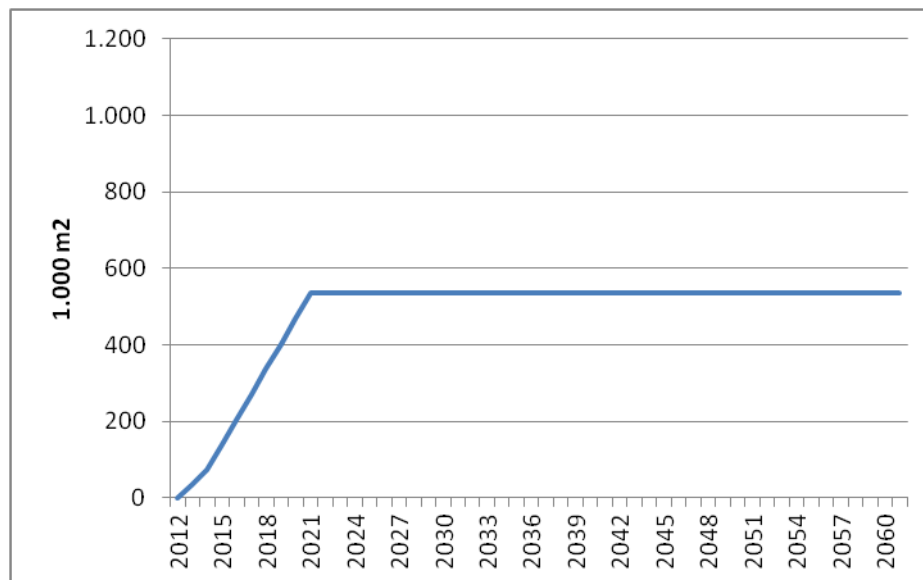
Kilder: Københavns Kommune, By & Havn og HOFOR (eksisterende kunder).

Efter ønske fra Københavns Kommune skelnes der i dette projektforslag mellem to områder, som lægges til grund for de økonomiske analyser:

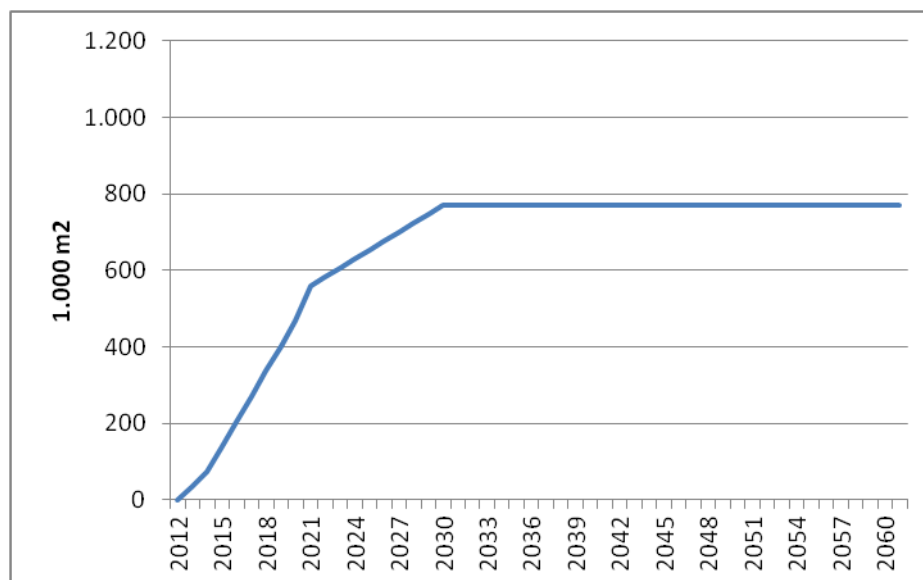
- **Indre Nordhavn (fase 1 + 2)**, som udgøres af området Århusgade og Sundmolen m.m. Indre Nordhavn forventes fuldt udbygget i 2021 og vil komme til at bestå af omkring 70 bygninger med et samlet bebygget areal på 600.000 m².
- **Nordhavn 2030 (fase 1 + 2 + 3)**. Nordhavn 2030 forventes fuldt udbygget i 2030 og vil komme til at rumme omkring 100 bygninger – heraf omkring 90 nye bygninger - med en samlet bebyggelse på 864.000 m². Området afgrænses af: Århusgade, Sundmolen m.m., Levantkaj Vest, Trælstholmen og Århusgade Vest.

I figur 1 er vist den akkumulerede udbygning (nybyggeri) i Indre Nordhavn. I figur 2 er vist den akkumulerede udbygning (nybyggeri) i Nordhavn 2030. Begge grafer går frem til 2062 for at illustrere det langsigtede tidsperspektiv i Nordhavn.

Figur 1: Akkumuleret udbygning i Indre Nordhavn



Figur 2: Akkumuleret udbygning i Nordhavn 2030



Udbygningstakten i Nordhavn området er usikker og vil afhænge af mange faktorer, bl.a. renten og den generelle økonomiske vækst. I analyserne i denne rapport forudsættes en jævn udbygningstakt i hver fase. Det gælder både for boligbyggeri og erhvervsbyggeri.

Nærværende projektforslag omfatter kun den forventede udbygning af Nordhavn frem til 2030. Efter 2030 forventer By & Havn en yderligere udbygning på knap 2,7 mio.m². I boksen nedenfor er vist nogle nøgletal for den samlede udbygning af Nordhavn.

Byudvikling af hele Nordhavn:

- Omkring 3,5 mio. m² etageareal
- Blandet bolig (ca. 50 pct.) og erhverv (ca. 50 pct.)
- Ca. 40.000 indbyggere og 40.000 arbejdspladser
- Udbygningsperiode 50 år (ca. 2013-2062)
- Etagebyggeri på 3-6 etager med enkelte højhuse

Bebyggelsen vil komme til at dække størstedelen af Nordhavn, mens der planlægges grønne, offentlige arealer langs vandet. Som en del af målsætningen om en bæredygtig bydel skal der være offentlig transport, herunder Metro. Det er hensigten, at der skal være kort afstand til al offentlig transport. I figur 3 er vist et kort over Nordhavn, som området forventes at komme til at se ud efter opfyldning af det nordlige område.

Figur 3: Kort over Nordhavn inkl. opfyldning



Kilde: By & Havn

4.1 Konkrete aktiviteter i Nordhavn

Som udgangspunkt er udbygningen af Nordhavn planlagt til at starte inde fra Århusgade kvarteret for med tiden at bevæge sig mod nord/øst, men p.t. sker der også planlægning af byggerier i det ydre Nordhavn. Det drejer sig bl.a. om en ny krydstogtterminal placeret i det yderste Nordhavn samt etablering af Kalvebod Miljøcenter, KMC, der skal tage sig af de jordmængder, der vil komme fra metrobyggeriet i København. Jorden skal bruges til opfyldning og vil gøre det muligt, at den nuværende containerterminal kan flyttes. Endelig er FN's lagerbygning flyttet til det nordligste Nordhavn. Så selv om Nordhavns udbygning er planlagt at skulle ske fra syd mod nord, kan der ske afvigelser i form af "knopskydning" af byggerier i andre områder. Det stiller krav om fleksibilitet i planlægningen af varmforsyningen, og det forudsætter en fremtidig afklaring af forsyningsforhold i de områder af Nordhavn, hvor der ikke foreligger en lokalplan.

4.2 Tingslysning af fjernvarme

By & Havn og Københavns Kommune har indgået en byudviklingsaftale, som supplerer lokalplanen for Århusgade kvarteret. Af aftalen fremgår bl.a.:

"Københavns Kommune sikrer gennem kommunens varmeplanlægning og myndighedsbehandling heraf, at KE etablerer bæredygtig fjernvarmeforsyning til Nordhavn og til samme pris og betingelser for samme ydelse som i resten af byen.

By & Havn sikrer ved salg af arealer i Århusgadekvarteret tilslutningspligt til fjernvarme. Tilslutningspligten gælder for samtlige byggerier og omfatter således også lavenergibyggeri.

By & Havn og Københavns Kommune sikrer i fællesskab, at der udlægges de nødvendige arealer til etablering af varmesystemet for så vidt angår geotermi, varmelager og solpaneler."

Generelt er Nordhavn udpeget til lavenergiområde, hvilket betyder, at der automatisk er dispensation fra tilslutningspligten til fjernvarme (jf. Tilslutningsbekendtgørelsen §17). For Århusgadekvarteret er der dog tinglyst fjernvarme i området, men for det øvrige Nordhavn er tinglysningen ikke gældende. Det vil, som tidligere nævnt være relevant at forholde sig til, da der allerede nu sker en del udviklingsaktiviteter i det ydre Nordhavn bl.a. i forbindelse med etableringen af en Krydstogtterminal i 2013.

5 Varmeforsyning

Fjernvarmeledningsnet og stikledninger forventes at blive etableret løbende over perioden 2013-2030, dvs. følge udbygningstakten som vist i Figur 1 og 2. Det indebærer bl.a., at stikledninger etableres i takt med, at der opføres bygninger i området.

Fjernvarmenettet dimensioneres til lavtemperatur af hensyn til effektiviteten i systemet. Dermed opnås en væsentlig reduktion af varmetabet og en reduceret afkø-

ling. Fjernvarmeforsyningen forventes drevet med en fremløbs- og returtemperatur på henholdsvis 70° C og 40° C.

Det forudsættes, at bygningernes varmeinstallationer er tilpasset lavtemperatur-fjernvarme. Elforbrug til bygningsdrift og apparater leveres i alle scenarier fra det offentlige elnet.

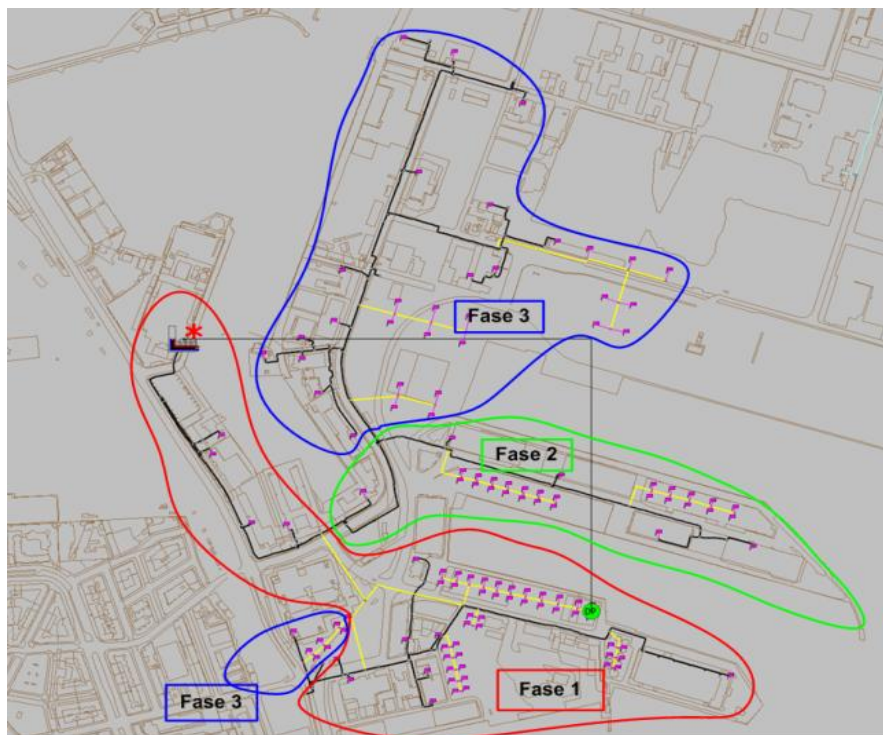
Som alternativ til at forsyne Nordhavn området med fjernvarme er forsyning med individuelle varmepumper blevet analyseret. HOFOR vurderer, at en varmepumpe er det mest konkurrence dygtige alternativ til fjernvarme, hvad angår individuelle forsyningsløsninger.

5.1 Fjernvarmeforsyning

Projektforslaget om fjernvarmeforsyning af Nordhavn omhandler etablering af fordelings- og stikledninger og dermed tilslutning til det københavnske fjernvarmedistributionsnet, hvor varmen leveres fra de centrale kraftvarmewærker, affaldsforbrænding, geotermi m.m. Fjernvarmerørerne forventes at være ekstra isolerede stål-rør i hovedtracéerne. Stikledninger forventes at være ekstra isolerede kobberør. Ud over fjernvarmenettet og stikledninger vil der også i bygningerne blive etableret varmeinstallationer, som ejeren af bygningen er ansvarlig for.

En skitse over fjernvarmenettets placering i Nordhavn området er vist i figur 4. Det nøjagtige tracé kan ændres i takt med, at planerne for byggeriernes placering bliver endelige. Ud over fjernvarmeledningen skal der etableres stikledninger ind til hver bygning.

Figur 4: Fjernvarmenettet i Nordhavn i 2030



I figur 4 er vist

- eksisterende fjernvarmenet i Nordhavn (markeret med sort)
- nyt fjernvarmenet (markeret med gult)
- udbygningens tre faser.

Af hensyn til forsyningen af kunder i Sundkrogsgade blev der i 2000-2006 etableret en fjernvarmeledning fra Svanemølleværket til Skudehavnsvej, som er dimensioneret til at kunne klare forsyningen af hele Nordhavn, når området er fuldt udbygget i 2062. En del af netinfrastrukturen er således allerede etableret. Derved forbedres samfundsøkonomien i den videre udbygning, fordi nogle investeringer i nettet allerede er afholdt.

5.2 Fjernvarmeproduktion

Forsyningen af Nordhavn med fjernvarme vil stamme fra værker i Hovedstaden. Størstedelen af fjernvarmen produceres som kraftvarme på de store kraftvarmewærker og vil være baseret på biomasse, og en stor del af fjernvarmen stammer fra affaldsforbrændingsanlæg. Også geotermi forventes at spille en rolle. Varmen til det københavnske fjernvarmenet leveres fra følgende værker: Avedøreværket, Amagerværket, H.C. Ørstedsværket samt ARC, Vestforbrændingen og KARA.

Til beregning af den samfundsøkonomiske varmepris er det også nødvendigt at kende den tilhørende elproduktion samt brændselsforbruget. Disse størrelser er beregnet på baggrund af c_m -værdier samt totalvirkningsgrader for anlæggene i kraftvarmedrift. Ud over brændselspriser samt miljøomkostninger (CO , CO_2 , CH_4 , N_2O , SO_2 og NO_x) er der indregnet dækningsbidrag til reinvesteringer i fjernvarmeproduktionssystemet. Herudover er der indregnet variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger til produktionen.

Data for varmeproduktionen er dokumenteret i et fortroligt notat udarbejdet af HOFOR: Projektforslag for Nordhavn – Beregningsforudsætninger, 24. september 2013. Notat er fortroligt, da det indeholder detaljerede elværksdata.

5.3 Individuelle varmepumper

I referencescenariet er varmeforsyningen af Nordhavn baseret på individuelle varmepumper i kombination med en elpatron, som forsyner hver etagebygning med varme.

Individuelle varmepumper er valgt som alternativ til fjernvarmeforsyning, fordi teknologien vurderes at være det mest konkurrencedygtige alternativ til fjernvarme i Nordhavn. Individuelle varmepumper forventes at have en høj energieffektivitet og indebærer – i modsætning til fjernvarme – ikke investering i et kollektivt varmeforsyningsnet. Derfor er der set bort fra en forsyningsløsning baseret på en stor havvandsbaseret varmepumpe, som tidligere har været inde i billedet i forbindelse med Nordhavn. Analyser har nemlig vist, at de ekstra investeringer, som etablering af et lokalt forsyningsnet giver anledning til, betyder, at en havvandsbaseret var-

mepumpe ikke er konkurrencedygtig med fjernvarmen, hverken økonomisk eller miljømæssigt.

To typer individuelle varmepumper indgår i analysen for Nordhavn:

- En eldreven luft-vand varmepumpe, som bruger energien i udeluften til producere varme og varmt brugsvand til at kunne dække hele bygningens varmebehov
- En eldreven jord-vand varmepumpe, som ved hjælp af jordspyd i undergrunden bruger energien fra jorden til at producere varme og varmt brugsvand til at kunne dække hele bygningens varmebehov.

Begge varmepumpeløsninger indebærer, at der i hver bygning installeres et vandbåret varmedistributionssystem baseret på radiatorer. I varmepumpen indgår i begge forsyningsløsninger en stor elpatron til spids og reserve, eftersom hver bygning er et selvstændigt varmforsyningssystem, som selv må levere forsynings sikkerheden. El til varmepumpe og elpatron og øvrige pumper leveres fra det offentlige elnet. DONG Energy har foretaget en vurdering af behovet for netforstærkning i scenariet med varmepumper og elpatoner og af de nødvendige omkostninger i forbindelse hermed.

6 Varmebehov

De senere år har der været debat om de varmforsyningsløsninger, man kan og bør vælge ved nybyggeri, som teoretisk set vil have et lavere varmebehov end det, der findes i den eksisterende bygningsmasse. Debatten om varmebehovet har peget på individuelle forsyningsløsninger – fx varmepumper – som alternativ til kollektiv varmforsyning. Der knytter sig imidlertid stor usikkerhed til, hvor stort varmebehovet i virkeligheden vil være, og erfaringerne er i sagens natur begrænsede.

Det forventede varmebehov i Nordhavn har stor indflydelse på økonomien i projektet. Udnyttelsen af kapaciteten i anlæggene afhænger af varmebehovet. Dimensioneringen af anlæggene – og dermed investeringsomkostningerne – afhænger af det forventede, maksimale varmebehov.

Kommuneplan 2009 har udpeget alle nye bydele til lavenergiområder således, at alt nybyggeri i København skal overholde den til enhver tid laveste, gældende lavenergiklasse i bygningsreglementet. Københavns Kommune forventer, at bygningsstandarden i hele Nordhavn vil leve op til lavenergi kravet i bygningsreglementet BR20. Generelt gælder BR20 kravet – som er det strengeste krav i bygningsreglementet – allerede for byudviklingsområder i Københavns Kommune i dag, men der er mulighed for at dispensere til BR15 kravet frem til 2015 ud fra en konkret miljømæssig og økonomisk vurdering.

Det er HOFOR's erfaring, at adfærd har lige så stor indflydelse på energiforbruget som bygningsstandarden. Dette aspekt er belyst nedenfor, hvor vi opstiller tre scenarier for udviklingen i varmebehovet i Nordhavn. Scenarierne er fastlagt med udgangspunkt i det specifikke varmebehov opgjort i kWh per m² per år og By &

Havns og Københavns Kommunes forventning til det fremtidige opvarmede bygningsareal til beboelse og erhverv i Nordhavn.

6.1 Forudsat varmebehov

Københavns Kommune ønsker, at usikkerheden omkring størrelsen af det fremtidige varmebehov i lavenergibyggeri bliver analyseret i projektforslaget. Dette gøres ved at analysere tre scenarier for det fremtidige varmebehov i Nordhavn: Et Grundscenarium for det forventede varmebehov, og et scenarium med et Lavt henholdsvis Højt varmebehov. Behovet for varmt brugsvand er ens i de tre scenarier, men behovet for rumopvarmning varierer.

6.1.1 Bygningsreglementets krav

Bygningsreglementet stiller skrappe krav til nyt byggeri. Den kommende bygningsklasse 2020 opstiller en forbrugsramme, der forudsætter, at der i nyt byggeri ikke bruges energi til opvarmning. En bygning kan klassificeres efter bygningsklasse 2020, når det samlede behov for tilført energi til opvarmning, varmt brugsvand samt elforbrug til ventilation, køling og pumpeforbrug pr. m² opvarmet etageareal ikke overstiger 20 kWh pr. år for boliger og 25 kWh pr. år for erhvervsbyggeri. For erhverv indgår også forbrug til belysning.

Bygningsreglementets krav til nybyggeri: BR20

Boliger

$(20 + 1000/A)$ kWh/m² pr. år, hvor A er det opvarmede etageareal.

Erhverv (inkl. institutioner, kontor, hoteller)

$(25 + 1000/A)$ kWh/m² pr. år, hvor A er det opvarmede etageareal.

Der gælder det særlige forhold for beregning af energirammen i lavenergiklassen, at forsyning med lokal vedvarende energi kan fratrækkes bygningens energiforbrug og dermed give mulighed for et højere forbrug end ellers. Vedvarende energianlæg skal enten være placeret inden for bygningens matrikel, eller bygningens ejer skal have en andel i et anlæg, for at produktionen kan trækkes fra. Lokale varmeproduktionsanlæg på vedvarende energi kan dog ikke indregnes i energirammen, hvis fjernvarme er den primære forsyning.

6.1.2 Adfærd og erfaringer

Foreløbige erfaringer med energiforbruget i lavenergibyggeri viser, at der er risiko for et merforbrug i forhold til det beregnede forbrug, og at der kan være endog meget stor variation i energiforbruget inden for samme type byggeri – afhængig af både brugernes adfærd og byggeriets kvalitet. Men erfaringerne er sparsomme og ikke nødvendigvis repræsentative. Særligt er der få erfaringer med etagebyggeri, som bliver den typiske bygningstype i Nordhavn. Der findes kun enkelte faglige vurderinger, og disse er ikke baserede på målte data.

Det har ikke umiddelbart været muligt at finde danske forbrugsdata for etagebyggeri opført efter lavenergiklasse 2015 og bygningsklasse 2020, men erfaringer fra et bæredygtigt byudviklingsprojekt i Malmö viser, at et energirigtigt byggeri i praksis havde et merforbrug til bygningsdrift på mellem 50 og 70 % opgjort i forhold til det svenske bygningsreglement, som endda stiller knap så strenge krav som det danske bygningsreglement.

6.1.3 Forudsætninger og adfærdstillæg

Det vurderes ikke realistisk, at fremtidigt byggeri med brug af dagens teknologi vil kunne overholde de skærpede energikrav i BR20 uden at fraregne produktion af vedvarende energi i energirammen. Beregningerne af energiforbruget efter bygningsreglementets energiramme repræsenterer teoretiske værdier, hvor der ikke er taget højde for adfærd, som f.eks. valg af en højere komforttemperatur, åbne vinduer, uhensigtsmæssig drift af bygningens varmeanlæg m.v.

Derfor indregnes i Grundscenariet et adfærdstillæg på 3 kWh per m² i boligernes rumvarmebehov. Adfærd defineres her som både drift af varmeanlæg samt forbrugernes øvrige adfærd i bygningen. Adfærdstillægget for erhvervsbyggeri sættes til 7,5 kWh per m² på grund af behov for større luftskifte i kontorbygninger end i boliger.

Tabel 2: Grundscenarium: Forventet varmebehov

Forventet varmebehov		
kWh/m²/år	Boliger	Erhverv
Brugsvand (inkl. tab)	20	7,5
Rumvarme (inkl. adfærdstillæg)	3	7,5
Samlet varmebehov	23	15

I scenariet med lavt varmebehov (jf. tabel 3) antages i overensstemmelse med bygningsklasse 2020, at der ikke er behov for rumvarme. HOFOR’s vurdering er dog, at scenariet er urealistisk, jf. beskrivelsen af adfærd ovenfor, der betyder at der vil være et rumvarmeforbrug.

Tabel 3: Scenarium: Lavt varmebehov

Forventet varmebehov		
kWh/m²/år	Boliger	Erhverv
Brugsvand (inkl. tab)	20	7,5
Rumvarme	0	0
Samlet varmebehov	20	7,5

I scenariet med højt varmebehov (jf. tabel 4) antages varmebehovet til brugsvand at være det samme som i de andre to scenarier. Derimod antages et noget større rum-

varmebehov end i grundscenariet som følge af adfærd og i nogle tilfælde ikke optimale bygningskonstruktioner, som også er en del af forklaringen på afvigelserne mellem beregnet og realiseret varmemeforbrug. De få tilgængelige data om lavenergi-byggeri i København indikerer ikke så lave varmemeforbrug som beregnet, om end forbruget er for nedadgående.

Tabel 4: Scenarium: Højt varmebehov

Forventet varmebehov		
kWh/m²/år	Boliger	Erhverv
Brugsvand (inkl. tab)	20	7,5
Rumvarme (inkl. adfærdstillæg)	22,5	30
Samlet varmebehov	42,5	37,5

Ud over energi til opvarmning omfatter bygningsreglementets energikrav (energi-rammen) også elektricitet til bygningsdrift og eventuel køling af bygningen om sommeren. Dette kan betyde, at det bliver nødvendigt at supplere energiforsynin-gen af nogle bygninger med lokal vedvarende energiproduktion i form af f.eks. solceller, hvis bygningernes samlede energibehov (inkl. varme, el og køling) over-stiger energikravet. Vi har set bort fra den problemstilling i projektforslaget, idet vi har fokus på at sikre, at de alternative varmeforsyningssystemer er ligeværdige – både i energimæssig og effektmæssig forstand.

6.2 Samlet varmebehov i 2030

For hvert af de tre scenarier er det årlige varmebehov ved fuld udbygning i 2030 vist i tabel 5 til 7. Varmebehovet er opdelt i bolig og erhverv og fordelt på de tre udbygningsetaper: Århusgade kvarteret, Sundmolen m.m. og 'Tre lokalplaner'.

Tabel 5: Grundscenarium: Forventet varmebehov i 2030

Forventet varmebehov GWh/år	Fase 1:	Fase 2:	Fase 3:	
	Århusgade kvarteret	Sundmolen m.m.	Tre lokalplaner	I alt
Boliger	3,8	2,4	1,0	7,2
Erhverv	2,5	1,5	2,9	6,9
I alt	6,3	3,9	3,9	14,1

Tabel 6: Scenarium: Lavt varmebehov i 2030

Forventet varmebehov GWh/år	Fase 1:	Fase 2:	Fase 3:	I alt
	Århusgade kvarteret	Sundmolen m.m.	Tre lokalplaner	
Boliger	3,3	2,1	0,9	6,2
Erhverv	1,2	0,8	1,4	3,4
I alt	4,5	2,9	2,3	9,6

Tabel 7: Scenarium: Højt varmebehov i 2030

Forventet varmebehov GWh/år	Fase 1:	Fase 2:	Fase 3:	I alt
	Århusgade kvarteret	Sundmolen m.m.	Tre lokalplaner	
Boliger	7,0	4,4	1,9	13,2
Erhverv	6,2	3,9	7,2	17,2
I alt	13,2	8,3	9,1	30,4

7 Fjernvarmenettet – dimensionering og økonomi

I grundscenariet med fjernvarmeforsyning forudsættes det, at der etableres et fjernvarmenet i Nordhavn, som kobles sammen med Hovedstadens samlede fjernvarmesystem. I scenarierne med varmepumpeudbygning forudsættes det, at elnettet skal forstærkes sammenlignet med grundscenariet. DONG Energy har foretaget en vurdering af behovet for netforstærkning – herunder en vurdering af investeringsbehovet.

7.1 Dimensionering

Dimensioneringen af net og varmeinstallationer i Nordhavn tager udgangspunkt i de tre opstillede forbrugsscenarier baseret på den forventede udbygning i det sydlige Nordhavn, i det varmebehov HOFOR, Københavns Kommune og By & Havn forventer og i bygningsreglementets krav til energiforbruget i nybyggeri. Inden for hver udbygningsfase forventes en jævn udbygning. Det antages, at netudbygningen vil ske i takt med udbygningen af boliger og erhverv i området.

Tabel 8: Dimensioneringsgrundlag for fjernvarmenettet i Nordhavn – Grundscenarium

Fase	Fase 1:	Fase 2:	Fase 3:	I alt
	Århusga- de	Sundmo- len	Tre lokalpla- ner	Nordhavn
Nybyggeri (mio.m²)	0,330	0,205	0,235	0,770
Udbygn. periode	2013-21	2015-21	2021-30	2013-30
Leveret effekt ab net (MW)	4,2	2,6	2,2	9,0

Effektbehov

I tabel 9 er vist det forventede effektbehov, som modsvarer det forventede varmebehov (jvf. tabel 2). Effektbehovet er vist per m² og for en etagebygning på 8.500 m². Denne bygningsstørrelse forventes at blive den gennemsnitlige bygningsstørrelse i Nordhavn.

Tabel 9: Grundscenarium: Forventet effektbehov

	Boliger	Erhverv	Boliger	Erhverv
			8.500 m²	8.500 m²
	W/m²	W/m²	kW	kW
Brugsvand (inkl. tab)	15,0	5,6	128	48
Rumvarme (inkl. adfærdstillæg)	1,4	3,5	12	30
Samlet effektbehov	16,4	9,1	140	78

Scenariet med lavt effektbehov afspejler BR20 og dermed Københavns Kommunes forventning til det fremtidige energiforbrug i Nordhavn. Forventningen indebærer, at der ikke vil være behov for rumvarme, og at der dermed ikke vil blive behov for at installere radiatorer i bygningerne. Denne forudsætning anser HOFOR for at være urealistisk.

Tabel 10: Scenarium: Lavt effektbehov

	Boliger	Erhverv	Boliger	Erhverv
			8.500 m²	8.500 m²
	W/m²	W/m²	kW	kW
Brugsvand (inkl. tab)	15,0	5,6	128	48
Rumvarme (inkl. adfærdstillæg)	0	0	0	0
Samlet effektbehov	15,0	5,6	128	48

Der er endnu ikke høstet så mange erfaringer med det faktiske energiforbrug i lavenergibyggeri efter BR20 standarden. Hvad det faktiske energiforbrug og effektbe-

hov bliver for bygninger designet efter lavenergistandarden i BR20 er usikkert. Derfor er der inkluderet et scenarium (højt effektbehov), som indeholder et effektbehov til rumopvarmning. Dette scenarium er tillige inkluderet, fordi HOFOR i den faktiske dimensioneringssituation kan være nødt til at sikre, at dimensioneringen af fjernvarmenettet vil være tilstrækkelig til at dække behovet på den blæsende og kolde vinterdag, hvor forbruget af varme topper.

Tallene i tabel 11 indgår på denne måde i en følsomhedsberegning. Tallene svarer til BR15 energibehovet plus 25 % mht. til effektbehov til rumvarme.

Tabel 11: Scenarium: Højt effektbehov

	Boliger	Erhverv	Boliger	Erhverv
			8.500 m ²	8.500 m ²
	W/m ²	W/m ²	kW	kW
Brugsvand (inkl. tab)	15,0	5,6	128	48
Rumvarme (inkl. adfærdstillæg)	10,6	14,2	90	120
Samlet effektbehov	25,6	19,8	218	168

Ledningslængder

I tabel 12 er vist længden af hoved- og stikledninger i hver af de tre udbygningsfaser.

Tabel 12: Længden af nye stik- og hovedledninger i Nordhavn

Fase	Stikledninger	Hovedledninger
	Meter	meter
Fase 1: Århusgade kvarteret	840	960
Fase 2: Sundmolen m.m.	460	450
Fase 3: Tre lokalplaner	480	840
I alt Nordhavn	1.780	2.250

Længden af hovedledninger er beregnet vha. GIS analyse. Længden af stikledninger er baseret på en antagelse om en gennemsnitlig stikledningslængde på 20 m og en gennemsnitlig bygningsstørrelse på 8.500 m². Hver bygning forsynes af én stikledning.

Ud over længden af stik- og hovedledninger har også dimensionen af ledningerne (diametere) indflydelse på størrelsen af investeringsomkostningen. Større diameter betyder højere omkostning per meter ledning. Længere net er i sagens natur ensbetydende med større investering. Stikledninger forventes at have en diameter på 40-50 mm – lavest for erhvervskunder. Nye hovedledninger vil have dimensionen 83-210 mm i Århusgade kvarteret og 107-444 mm i området med de tre lokalplaner, hvor der endnu ikke findes et hovedledningsnet. Der findes allerede en stor

hovedledning i Århusgade kvarteret, som kan forlænges mod nord for at forsyne den videre udbygning af Nordhavn.

7.2 Nettab

Beregningen af nettabet er gennemført vha. HOFOR’s model TERMIS, som er en netsimuleringsmodel for fjernvarmenettet. Der er beregnet marginalt nettab, det vil sige nettabet i de nye fjernvarmeledninger, der skal etableres af hensyn til forsyningen af de tre faser. Der er set bort fra nettabet i de eksisterende fjernvarmeledninger, som jo også vil ske i scenariet med varmepumper. I tabel 13 er vist det beregnede nettab i procent af varmeleverancen. I grundscenariet udgør nettabet godt 800 MWh om året for alle tre faser tilsammen.

Tabel 13: Nettabet i nye fjernvarme- og stikledninger i Nordhavn - procent

Fase	Scenarium: Lavt forbrug	Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
%			
Fase 1: Århusgade kvarteret	7,8	5,6	2,9
Fase 2: Sundmolen m.m.	5,8	4,6	2,1
Fase 3: Tre lokalplaner	9,2	6,7	3,2
I alt Nordhavn	7,5	5,6	2,8

Som det fremgår af tallene, udgør varmetabet en større andel af varmeleverancen, jo mindre varmebehovet er.

7.3 Investeringer

Investeringerne i fjernvarmeforsyning af Nordhavn opdeles i to typer:

- Investeringer i net (stik- og hovedledninger), som HOFOR er ansvarlig for
- Investeringer i varmeinstallationer i bygningerne, som ejer af bygningen er ansvarlig for.

I den samfundsøkonomiske vurdering indgår begge typer af investeringer i opgørelsen af nutidsværdien.

7.3.1 Stik- og hovedledninger

Over perioden fra 2012 til 2030 forventer HOFOR, at der skal investeres knap 38 mio.kr. for at kunne forsyne de tre faser af udbygningen af Nordhavn. Investeringen inkluderer både stik- og hovedledninger og er beregnet på baggrund af ledningslængder, dimensioner og priser. Priser på etablering af fjernvarmerør er fra juli 2012 og baseret på ledningsprojekter, som gennemføres af HOFOR i byområder. Priserne vurderes også at være gældende for 2013. Ud over indkøb af rør inkluderer priserne på stik- og hovedledninger grave- og smedearbejde samt deponering af jord.

Tabel 14: Grundscenarium: Investering i stik- og hovedledninger i mio.kr.

Fase	Stikledninger	Hovedledninger	Ledninger ialt
Fase 1: Århusgade kvarteret	6,2	11,4	17,5
Fase 2: Sundmolen m.m.	3,6	5,0	8,6
Fase 3: Tre lokalplaner	3,7	7,7	11,4
I alt Nordhavn	13,4	24,1	37,5

Afhængig af dimension ligger prisen på hovedledninger fra 12.000 kr. til 28.000 kr. for de største dimensioner. Stikledninger har mindre dimension og er derfor billigere. Prisniveauet er omkring 7-8.000 kr. per m stikledning. Baseret på HOFOR’s driftserfaringer forudsættes en levetid på 50 år for både fjernvarmenet og stikledninger.

Netinvesteringerne afhænger af det forventede forbrug som vist i tabel 15, hvor de samlede ledningsinvesteringer er vist for de tre scenarier.

Tabel 15: Investering i samlet forsyningsnet i mio.kr.

Fase	Scenarium: Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
Mio. kr.	Lavt forbrug	
Fase 1: Århusgade kvarteret	17,5	19,1
Fase 2: Sundmolen m.m.	8,1	8,9
Fase 3: Tre lokalplaner	11,0	12,8
I alt Nordhavn	36,6	40,8

Københavns Kommune har rejst spørgsmålet: Hvad er omkostningerne, hvis der kun planlægges for Indre Nordhavn, og nettet bliver dimensioneret for småt? Dele af indre Nordhavn er allerede forsynet med fjernvarme, og de eksisterende hovedledninger i Århusgade kvarteret, som blev anlagt i perioden 2002-2004, har kapacitet til at kunne forsyne den videre udbygning i Nordhavn.

Københavns Kommune spørger endvidere: Hvad er omkostningerne, hvis der planlægges for hele Nordhavn, og nettet bliver dimensioneret for stort? Omkostningerne herved er marginale. Hovedledningerne til forsyning af det ydre Nordhavn er allerede lagt. Hvis den teknologiske udvikling medfører, at fjernvarmeforsyning af det ydre Nordhavn stoppes, er de økonomiske konsekvenser derfor minimale. Meromkostningerne ved at tilgodese forsyningssikkerheden i form af tilstrækkelig netkapacitet er også minimale.

7.3.2 Varmeinstallationer i bygninger

Investeringer i bygningernes varmeinstallationer inkl. tilslutningsanlæg forventes i grundscenariet at udgøre knap 230 mio.kr. for fase 1-3. Denne omkostning, der afholdes af bygningsejer, bliver dermed langt større end investeringen i det samlede forsyningsnet.

Der forventes opført omkring 90 nye bygninger i fase 1-3 med en gennemsnitlig bygningsstørrelse på omkring 8.500 m². Energiforbruget er forskelligt for boliger og erhverv. Det gælder også for effektbehovet. For en gennemsnitlig bygningsstørrelse på 8.500 m² planlægges der med en tilslutningseffekt på 140 kW for etageboliger og 78 kW for erhvervsbygninger, jf. tabel 9.

Levetiden for tilslutningsanlæg er forudsat at være 25 år. For radiatorer forudsættes en levetid på 80 år, dog kun 20 år for termostatventilerne. For brugsvandssystemet forudsættes en levetid på 60 år, dog kun 20 år for vandhaner. I investeringen indgår udskiftning af termostatventiler og vandhaner.

Der er forudsat installeret radiatorer i bygningerne i Nordhavn. Alternativt kunne der installeres gulvvarme, men det vil indebære en væsentlig fordyrelse af varmeinstallationen i bygningen. COWI anslår, at prisen på gulvvarme udgør omkring 600 kr. per m², hvilket svarer til 5,1 mio.kr. per gennemsnitsbygning i Nordhavn (Københavns Energi 2010:29). Til sammenligning udgør investeringen i et radiatorsystem omkring 1,5 mio.kr. i grundscenariet, jf. tabel 16.

For sammenligningen mellem fjernvarmeforsyning og varmepumper spiller det ingen rolle, om det er radiatorer eller gulvvarme, man forudsætter installeret i bygningerne. Installationen vil være den samme i begge situationer.

I tabellerne nedenfor er for hvert af de tre forbrugsscenarier vist investeringen i varmeinstallationer for en bygning på 8.500 m². Investeringen er baseret på de dimensionerende effekter, som er blevet fastlagt for boliger hhv. erhvervsjendomme, jf. afsnit 7.1. Radiatorsystemet udgør hovedparten af de samlede investeringer i en bygningens varmeinstallationer i grundscenariet og scenariet med højt forbrug. I scenariet med lavt forbrug er der derimod ikke indregnet installation af radiatorsystem. Det indebærer en risiko for, at der i et vist omfang vil blive installeret elradiatorer i Nordhavn.

Tabel 16: Boliger - investering i varmeinstallationer i en bygning på 8.500 m² i hvert af de tre forbrugsscenarier, mio.kr.

	Scenarium: Lavt forbrug	Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
Tilslutningsanlæg	0,115	0,165	0,20
Radiatorsystem	0,00	1,54	2,86
Brugsvandssystem	0,81	0,81	0,81
I alt	0,925	2,515	3,87

Tabel 17: Erhverv - investering i varmeinstallationer i en bygning på 8.500 m² i hvert af de tre forbrugsscenarier, mio.kr.

	Scenarium: Lavt forbrug	Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
Tilslutningsanlæg	0,085	0,145	0,18
Radiatorsystem	0,00	1,64	2,96
Brugsvandssystem	0,81	0,81	0,81
I alt	0,895	2,595	3,95

7.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Baseret på HOFOR’s driftserfaringer forudsættes omkostningerne til drifts- og vedligeholdelse af fjernvarmenettet inkl. stikledninger at være 25,1 kr./m/år i 2009-priser. Omkostningerne omfatter både løn og materialeomkostninger.

For varmeinstallationerne i bygningerne er de forventede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger vist i tabel 18 i kr. per år for en gennemsnitlig bygning i Nordhavn. Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er opdelt på: Tilslutningsanlæg m.v., radiatorsystem og brugsvandssystem. Tilslutningsanlæg inkluderer varmtvandsbeholder, ventiler m.v.

Tabel 18: Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for tilslutningsanlæg, radiatorer og brugsvandssystem i en bygning på 8.500 m² - kr. per år

	Boliger:	Erhverv:
Tilslutningsanlæg m.v.	5.000	4.000
Radiatorsystem	2.700	3.400
Brugsvandssystem	4.000	4.000

8 Individuelle jordvarmepumper

Et alternativ til fjernvarmeudbygning i Nordhavn er individuelle jordvarmepumper – en løsning baseret på, at hver bygning får sin egen varmemforsyning. I varmepumpen er der indbygget en elpatron med samme effekt som varmepumpen som spids- og reserveforsyning, der kan supplere produktionen fra selve varmepumpen efter behov.

8.1 Dimensionering

Der forudsættes samme dimensionerende effekt for boliger og erhverv, som er forudsat for fjernvarmeforsyning.

Der forventes at være installeret omkring 90 jordvarmepumper i 2030 – et anlæg per bygning. Det antages, at boreddybden bliver 150 m, og at effekten vil være 35

W/m borehul, dvs. 5,25 kW per borehul. Det vil derfor være nødvendigt at bore mellem 15 og 27 huller per bygning – afhængig af formål og opførelsestidspunkt.

8.2 Virkningsgrad

Virkningsgraden for varmepumpen på jordvarmeanlægget (COP-værdien) er forudsat at være 3,3 for de varmepumper, som installeres frem til 2020. Derefter forventes det, at den teknologiske udvikling vil give sig udtryk i en højere virkningsgrad. Baseret på Energistyrelsen og Energinet.dk 2012 forudsættes en COP-værdi for nye varmepumper på 3,5 frem til 2030. For varmepumper, som bliver installeret i 2030 forudsættes COP-værdien at være 4,0.

8.3 Investeringer

For hver bygning antages det, at der skal investeres i et jordvarmeanlæg, et radiator system og et brugsvandssystem. Investeringerne i radiatorsystem og brugsvandssystem svarer til investeringerne i scenariet med fjernvarmeforsyning, jf. tabel 16 og 17.

Sammenlignet med fjernvarme er investeringerne i gennemsnit omkring 40 % højere, når der er tale om jordvarme. Størst forskel er der for boliger, hvor det er omkring 60 % dyrere at etablere et jordvarmeanlæg inkl. radiator- og brugsvandssystem.

Levetiden er forudsat at være 25 år for jordvarmeanlægget, 80 for radiatorsystemet og 60 år for brugsvandssystemet.

I tabellerne nedenfor er for hvert af de tre forbrugsscenarier vist investeringen i jordvarmepumpe og varmeinstallationer for en bygning på 8.500 m². Investeringen er baseret på de dimensionerende effekter, som er blevet fastlagt for boliger hhv. erhvervsejendomme, jf. afsnit 7.1.

Tabel 19: Boliger - investering i jordvarmepumpe og varmeinstallationer i en bygning på 8.500 m² i hvert af de tre forbrugsscenarier, mio.kr.

	Scenarium: Lavt forbrug	Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
Varmepumpe	1,73	1,89	2,95
Radiatorsystem	0,00	1,54	2,86
Brugsvandssystem	0,81	0,81	0,81
I alt	2,54	4,24	6,62

Note: Fra 2030 forventer Energistyrelsen, at prisen på varmepumpen reduceres med 10 %.

Tabel 20: Erhverv - investering i jordvarmepumpe og varmeinstallationer i en bygning på 8.500 m² i hvert af de tre forbrugsscenarier, mio.kr.

	Scenarium: Lavt forbrug	Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
Varmepumpe	0,65	1,05	2,28
Radiatorsystem	0,00	1,64	2,96
Brugsvandssystem	0,81	0,81	0,81
I alt	1,46	3,50	6,05

Note: Fra 2030 forventer Energistyrelsen, at prisen på varmepumpen reduceres med 10 %.

8.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne for jordvarmepumpen forudsættes at svare til drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne for luft-vand-varmepumpen.

Tabel 21: Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for varmepumpe, radiatorer og brugsvandssystem i en 8.500 m² bygning – kr. per år

Komponent	Boliger	Erhverv
Varmepumpe	21.800	13.400
Varmecentral	4.500	3.500
Radiatorsystem	2.700	3.400
Brugsvandssystem	4.000	4.000

9 Individuelle luft-til-vand varmepumper

Et andet alternativ til fjernvarmeudbygning i Nordhavn er individuelle luft-til-vand varmepumper, dvs. varmepumper, som bruger luften udendørs som energikilde, og som producerer varme til et vandbaseret varmesystem installeret i hver bygning. I varmepumpen er der indbygget en elpatron, som efter behov kan supplere produktionen fra selve varmepumpen. Luft-vand varmepumpen indebærer en støjmæssig udfordring, da der vil være tale om store luftmængder, som skal cirkuleres for at indvinde den energimængde, der er behov for i en etageejendom.

9.1 Dimensionering

Der forudsættes samme dimensionerende effekt for boliger og erhverv, som er forudsat for fjernvarmeforsyning.

9.2 Virkningsgrad

Baseret på *Energistyrelsen og Energinet.dk 2012a* (Teknologikataloget) forudsættes virkningsgraden (COP-værdien) at være 3,0 for de varmepumper, som installeres frem til 2020. Derefter forudsættes en virkningsgrad på 3,3 for varmepumper, som

installeres frem til 2030. For varmepumper, som bliver installeret i 2030 forudsættes COP-værdien at være 3,7

9.3 Investeringer

For hver bygning antages det, at der skal investeres i en luft-til-vand varmepumpe, et radiator system og et brugsvandssystem. Investeringerne i radiatorsystem og brugsvandssystem svarer til investeringerne i scenariet med fjernvarmeforsyning, jf. tabel 16 og 17.

Sammenlignet med fjernvarme er investeringerne i de enkelte bygninger højere, når der er tale om luft-vand varmepumper, men de er ikke så høje som investeringerne i jordvarmeanlæg. Til gengæld har jordvarmepumpen en højere virkningsgrad.

Levetiden er forudsat at være 25 år for varmepumpen, 80 år for radiatorsystemet og 60 år for brugsvandssystemet.

I tabellerne nedenfor er for hvert af de tre forbrugsscenarier vist investeringen i varmepumpe og varmeinstallationer for en bygning på 8.500 m². Investeringen er baseret på de dimensionerende effekter, som er blevet fastlagt for boliger hhv. erhvervsejendomme, jf. afsnit 7.1.

Tabel 22: Boliger - investering i varmepumpe og varmeinstallationer i en bygning på 8.500 m² i hvert af de tre forbrugsscenarier, mio.kr.

	Scenarium: Lavt forbrug	Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
Varmepumpe	0,96	1,05	1,63
Radiatorsystem	0,00	1,54	2,86
Brugsvandssystem	0,81	0,81	0,81
I alt	1,77	3,40	5,30

Note: Fra 2030 forventer Energistyrelsen, at prisen på varmepumpen reduceres med 10 %.

Tabel 23: Erhverv - investering i varmepumpe og varmeinstallationer i en bygning på 8.500 m² i hvert af de tre forbrugsscenarier, mio.kr.

	Scenarium: Lavt forbrug	Grundscenarium	Scenarium: Højt forbrug
Varmepumpe	0,36	0,58	1,26
Radiatorsystem	0,00	1,64	2,96
Brugsvandssystem	0,81	0,81	0,81
I alt	1,17	3,03	5,03

Note: Fra 2030 forventer Energistyrelsen, at prisen på varmepumpen reduceres med 10 %.

9.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne for luft-vand varmepumpen udgør hovedparten af de årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Dertil skal lægges drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne for varmecentral (varmtvandsbeholder, ventiler m.v.) og for radiator- og brugsvandssystem, jf. tabel 24.

Tabel 24: Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for varmepumpe, varmecentral, radiatorer og brugsvandssystem i en 8.500 m² bygning – kr. per år

Komponent	Boliger	Erhverv
Varmepumpe	21.800	13.400
Varmecentral	4.500	3.500
Radiatorsystem	2.700	3.400
Brugsvandssystem	4.000	4.000

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne for varmepumpen er baseret på et tilbud på en 5-årig serviceaftale på en af HOFOR’s kølekompressorer på 1,2 MW. Udgiften til serviceaftalen udgør 120 kr. per kW varmepumpeeffekt per år, hvis tilbuddet nedskales lineært. HOFOR antager, at der er en skalaeffekt i servicetilbuddet, dvs. at det er relativt dyrere at indgå en serviceaftale for en lille varmepumpe. Derfor forhøjes enhedsomkostningen med 30 % for etageboliger og med yderligere 10 % for erhvervsbygninger.

De øvrige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er baseret på HOFOR’s vurdering kombineret med *Energistyrelsen og Energinet.dk 2012a*.

10 Afgifter

I den samfundsøkonomiske analyse anvendes afgifterne, herunder også forsynings-sikkerhedsafgiften, alene til beregning af den såkaldte skatteforvridningseffekt i overensstemmelse med Energistyrelsens retningslinjer. Skatteforvridningseffekten indregnes for alle tre forsyningsløsninger svarende til 20 pct. af afgifterne i forbrugsleddet på den energi, der bruges til fremstilling af varmen.

I analysen af brugerøkonomi og af HOFOR’s økonomi medregnes afgifter for den del af brændslet, som anvendes til varmeproduktion. For el anvendes en eltarif inkl. afgifter, når der regnes brugerøkonomi på varmepumperne. Til fordeling af afgifterne på kraftvarme på el og varme anvendes - som givet af lovgivningen - en varme-virkningsgrad på 120 %.

Der anvendes de seneste afgiftssatser for perioden 2013-2015, herunder også den reducerede elafgift til opvarmning. Reduktionen var på omkring 40 %. Fra 2016 og fremefter er forudsat samme afgifter som i 2015 i faste priser (jf. lov nr. 527 af 12. juni 2009). Afgifterne er ved lov fastlagt i specifikke enheder, fx er NO_x og SO₂-afgiften fastlagt i kr./kg.

Afgiftssatserne for 2013 omregnet til kr./GJ er angivet i tabellen nedenfor.

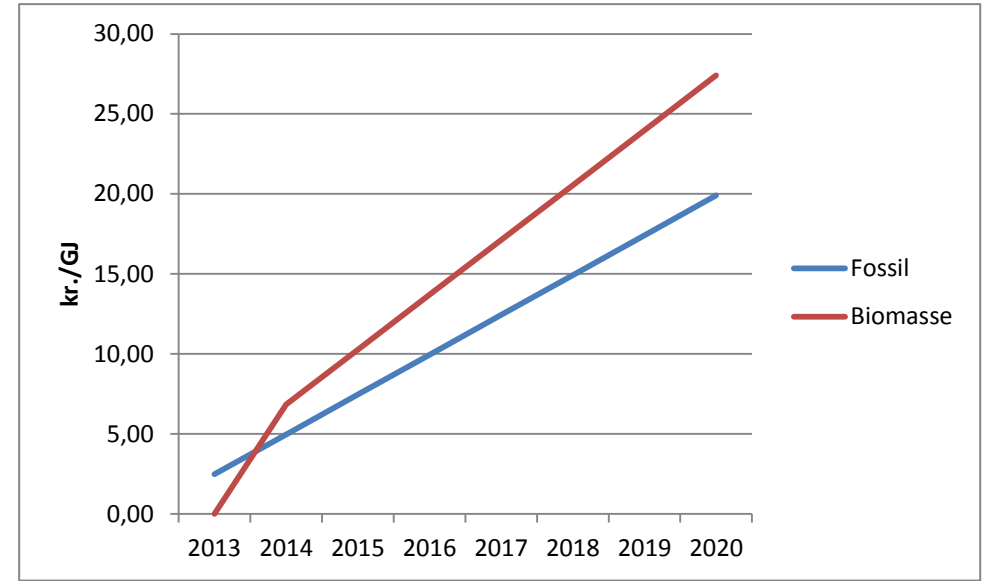
Foruden ovennævnte afgifter, som er vedtaget ved lov, er også medtaget den nye forsyningssikkerhedsafgift, som bl.a. er omtalt i energiforliget fra den 22. marts 2012. Forsyningssikkerhedsafgiften stiger gradvist frem til 2020, hvor den vil udgøre 27,4 kr./GJ for biobrændsler og 19,8 kr./GJ for fossile brændsler (2011-prisniveau). Det forudsættes i beregningerne, at forsyningssikkerhedsafgiften er konstant i faste priser fra 2020-2036.

Tabel 25: Afgifter på brændsel til varme i 2013 – 2013 priser

	Energiafgift kr./GJ	CO ₂ -afgift kr./GJ	NO _x -afgift kr./GJ	SO ₂ -afgift kr./GJ
Naturgas og bygas	70,6	9,3	1,2	-
Kul	70,6	15,6	1,0	0,2
Gasolie	59,3	10,2	1,3	0,3
Halm	-	-	3,2	1,8
Træflis	-	-	2,1	0,0
Træpiller	-	-	2,1	2,5
Varme fra affald	32,3	0	0	0
El til opvarmning	122,8	23,4	0	0

Der er antaget en indfasningstakt af forsyningssikkerhedsafgiften frem til 2020 som vist i figuren nedenfor.

Figur 5: Forsyningssikkerhedsafgift, indfasningstakt



Det er antaget, at affald i relation til forsyningssikkerhedsafgiften er i kategorien fossilt brændsel, dvs. pålagt den lave afgiftssats.

11 Miljøomkostninger

Varmeforsyningens miljøomkostninger inkluderes i den samfundsøkonomiske analyse. Analysen inddrager udledningen af SO₂, NO_x og drivhusgasserne: CO₂, CH₄ og N₂O. Udledningen beregnes vha. emissionsfaktorer, som ganges på brændselsforbruget. Derefter værdisættes udledningen vha. miljøomkostningerne opgjort per kg eller ton.

11.1 Miljøeffekter

I beregningen af de fysiske miljøeffekter skelnes der mellem fjernvarme og el.

11.1.1 Miljøeffekter af fjernvarme produktion

Miljøeffekterne af fjernvarmeproduktionen beregnes på baggrund af en prognose for sammensætningen af HOFOR’s fjernvarmeproduktion baseret på de værker, som leverer fjernvarmen, og værkernes brændselsforbrug, jf. afsnit 5. Ud fra brændselsforbruget beregnes den fysiske udledning. I beregningen tages der hensyn til, at kraftvarmeværkerne producerer el i samproduktion med varme, og at den producerede el fortrænger anden el i systemet

Til beregning af NO_x- og SO₂-udledningen er anvendt emissionsfaktorer for de forskellige brændsler.

Tabel 26: Emissionsfaktorer for brændsler

	CO ₂ kg/GJ	CH ₄ g/GJ	N ₂ O g/GJ	SO ₂ g/GJ	NO _x g/GJ
Naturgas og bygas	56,7	1,7	1	0,3	48
Gasolie	74,0	0,9	0,4	23,0	65,0
Kul	93,6	0,9	0,8	14,0	39
Halm	0	0,47	1,1	49,0	125
Træflis	0	3,1	0,8	1,9	81
Træpiller	0	3,1	0,8	1,9	81
Affald	37	0,34	1,2	8,3	102

CO₂-emissionsfaktoren for affald er fastsat til 37 kg/GJ ud fra oplysninger fra Danish Centre for Environment and Energy (DCEE). Affaldets CO₂-udledning afspejler den fossile del af affaldet (plast), og udledningen antages at være den samme for

hele perioden og der er dermed ikke taget højde for kommende initiativer til udsortering af plast, som vil medvirke til at reducere fjernvarmens miljøemissioner yderligere.

11.1.2 Miljøeffekter af el produktion

For SO_2 , NO_x , CH_4 og N_2O er anvendt Energistyrelsens emissionsfaktorer. Udledningen af CH_4 og N_2O omregnes til CO_2 -ækvivalenter ved at gange med hhv. 21 og 310, hvilket er i overensstemmelse med Energistyrelsens retningslinjer.

For CO_2 anvendes en emissionsfaktor baseret på marginalbetragtningssmetoden. På det punkt er det valgt at fravige Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger. Energistyrelsen opgør i deres forudsætninger en CO_2 -emissionsfaktor for el opgjort efter 125 % metoden, dvs. ved at opdele brændselsforbruget for kraftvarmeanlæg på el og varme ud fra en antaget varmekoefficient på 125 %. HOFOR har i anden sammenhæng fået opgjort en CO_2 -emissionsfaktor for det samlede elsystem i Norden og Tyskland ud fra marginalbetragtningssmetoden. Det er denne CO_2 -emissionsfaktor for el, som er anvendt i den samfundsøkonomiske analyse

11.1.3 Andre miljøeffekter

Støj fra luftvarmepumper er blevet rejst som et miljøproblem. Der er en støjgrænse på 35 dB målt ved skel til nabo, men der findes ikke præcise krav til støj fra varmepumper. Kommunen skal ikke godkende opsætningen af varmepumper, men eventuelle krav i lokalplan m.v. skal overholdes. Hvis en nabos varmepumpe støjer, kan man klage til kommunen, der har mulighed for, at give et påbud om, at støjen nedbringes til typisk 35dB i nattetimerne.

De udbredte luft-luft eller luft-vand varmepumper, som udnytter luften udefra til indendørs opvarmning, afgiver støj fra den udendørs kompressor, som pumpen bruger til at opvarme eller nedkøle luften, inden den sendes ind i huset.

Hvor meget varmepumperne præcist larmer, er forskelligt fra produkt til produkt. Teknisk konsulent Nils Lygaard fra installatør-organisationen Tekniq anslår, at gode luft-luft-varmepumper har et udendørs støjniveau på 40-45 dB. Det er fem-ti decibel mere end det tilladte støjniveau i et dansk villakvarter om søndagen eller på en hverdagsaften. De billigere modelleres støjniveau er ofte ti decibel højere. På det danske marked findes endda en model, hvis støjniveau er oppe på 60 decibel, hvilket i forhold til de mest støjsvage vil opfattes som mellem tre og otte gange kraftigere.

Erfaringerne med støj er primært baseret på små varmepumper, som opsættes i villaområder. I Nordhavn vil der være tale om store varmepumper, som skal forsyne en etageejendom, som i gennemsnit er 50-100 gange større end et parcelhus. Det må formodes, at store varmepumper derfor støjer mere end små varmepumper.

11.2 Værdisætning

De fysiske miljøeffekter omregnes til miljøomkostninger ved at værdisætte miljøeffekterne. Værdisætningen sker på denne måde: For SO_2 og NO_x anvendes miljøskadeomkostninger baseret på beregninger foretaget af Danish Centre for Envi-

ronment and Energy, men offentliggjort af Energistyrelsen 2011. Omkostningen ved udledningen af SO₂ og NO_x er fastsat til 94,5 kr. per kg. hhv. 48,9 kr. per kg (2011-priser).

For CO₂, CH₄ og N₂O anvendes Energistyrelsens prognose for den fremtidige europæiske kvotemarkedspris. Da den aktuelle kvotepris ligger langt under Energistyrelsens seneste fremskrivning, som er 62 kr./ton i 2013 (Energistyrelsen 2012), er der lavet en følsomhedsanalyse af, hvordan en lavere kvotepris påvirker samfundsøkonomien i de alternative forsyningsløsninger for Nordhavn. Til sammenligning er forwardprisen 33 kr. per ton for året 2014 (nasdaq.com), og intet tyder på, at kvotemarkedsprisen i den nærmeste fremtid kommer tilbage på niveauet før finanskrisen. Energistyrelsen har ikke planer om at opdatere CO₂ prisprognosen før 2014.

For CO₂ og for CO₂-ækvivalenten af CH₄ og N₂O er som udgangspunkt anvendt en kvotemarkedspris for CO₂, som stiger fra 64 kr. i 2013 til 251 kr. per ton i 2037 (2013-priser). Fra 2031 til 2037 antages kvoteprisen - i overensstemmelse med Energistyrelsens prognose – at være den samme som i 2030.

Følsomhedsanalysen på kvoteprisen er lavet som en simpel lineær fremskrivning af den aktuelle kvotepris på 33 kr. per ton frem til Energistyrelsens niveau i år 2025. Efter 2025 benyttes Energistyrelsens prognose for kvoteprisen (Energistyrelsen 2012a). År 2025 er valgt som endepunkt for fremskrivningen, da der forventes at være et vist efterslæb af overskydende kvoter fra 2013-2020 kvoteperioden.

12 Metode for de økonomiske analyser

Der gennemføres i projektforslaget tre typer analyser:

- Samfundsøkonomi
- Brugerøkonomi
- HOFOR økonomi.

12.1 Samfundsøkonomisk metode

De samfundsøkonomiske analyser er som udgangspunkt gennemført i overensstemmelse med Energistyrelsens retningslinjer og forudsætninger på området, som er offentliggjort i disse publikationer:

- Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, april 2005 (med eksempler revideret i juli 2007)
- Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, oktober 2012, Energistyrelsen 2012a
- Energistyrelsen og Energinet.dk 2012a: Individual Heating Plants and Energy Transport. Technology Data for Energy Plants, maj 2012
- Energistyrelsen og Energinet.dk 2012b: Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Technology Data for Energy Plants, maj 2012.

Der er taget højde for den ny forsyningssikkerhedsafgift i beregningerne. Afgiften trådte i kraft 1.februar 2013 for fossile brændsler til rumvarme.

<http://www.skat.dk/SKAT.aspx?oId=2091005&vId=0>

Som følge af Energiaftale 2012 skal der ligeledes indføres en forsyningssikkerhedsafgift på biomasse anvendt til rumvarme. Her vil der imidlertid blive tale om et nyt afgiftsgrundlag, hvorfor afgiften bl.a. skal udformes under hensyn til EU's regler på statsstøtteområdet. Der foreligger ikke noget konkret forslag i denne forbindelse. Dog fremgår det af det aktuelle lovforslag, at afgiften på biomasse forventes at træde i kraft senest i 2014.

<http://www.pwc.dk/da/nyt/skat/afgift/forsyningssikkerhedsafgiften.jhtml>

Analysen er gennemført for en 25-årig periode fra 2013 til og med 2037. For de investeringer, som har en levetid, som er kortere end den betragtede 25-års periode, foretages reinvesteringer i løbet af perioden. For investeringer med en levetid, som rækker ud over denne periode – herunder reinvesteringer - er medtaget en scrapværdi. Scrapværdien placeres i 2038 og tilbagediskonteres til 2013 som alle øvrige fremtidige beløb. Investeringer afskrives lineært over perioden.

Da Energistyrelsens forudsætninger kun rækker frem til og med 2035 er anvendt samme samfundsøkonomiske forudsætninger for 2036 og 2037 som for 2035.

Alle priser er henregnet til 2013-prisniveau, og der regnes i faste priser. Alle fremtidige beløb er tilbagediskonteret til 2013. Som udgangspunkt er anvendt en samfundsøkonomisk kalkulationsrente på 4 % p.a., som anbefalet af Energistyrelsen.

Alle priser på nær skadesomkostninger for udslip af SO₂- og NO_x multipliceres i de samfundsøkonomiske analyser med nettoafgiftsfaktoren på 1,17 – i overensstemmelse med Energistyrelsens retningslinjer.

Den samfundsøkonomiske fjernvarmepris er baseret på en prognose for varmeproduktionens fordeling på anlæg i det storkøbenhavnske område baseret på varmesystemmodellen Balmorel modellen, en forudsætning om brændselsanvendelsen på anlæggene og en prognose for de fremtidige brændselspriser baseret på World Energy Outlook publiceret af IEA. Forudsætningerne for beregningen af fjernvarmeprisen er nærmere beskrevet i HOFOR 2013 (Forudsætningsnotatet).

Det antages, at produktionsmikset for den varme, som leveres til Nordhavn, er det samme som for fjernvarmesystemet i øvrigt.

Fjernvarmeprisen er fundet ved at opgøre de faktiske omkostninger til varmeproduktion, idet der på kraftvarmeanlæggene er taget hensyn til, at der også produceres el. På kraftvarmeanlæggene er den samfundsøkonomiske værdi af elproduktionen således trukket fra de samlede omkostninger til brændsel, drift og vedligehold, og der er på baggrund heraf beregnet en *nettovarmeproduktionsomkostning*.

12.2 Brugerøkonomisk metode

I den brugerøkonomiske analyse er der set på de økonomiske konsekvenser for varmemeforbrugerne i Nordhavn, idet der er anvendt takster for HOFOR's varmekøb samt varmesalg til forbrugerne.

De brugerøkonomiske konsekvenser vurderes på den måde, at varmemeforbrugernes omkostninger til varmemeforbrug opgøres i de forskellige forsyningsalternativer. Det antages, at forbrugerne selv afholder omkostninger til bygningens varme- og brugsvandsinstallationer, fx varmepumper eller fjernvarmeunits og radiatorsystem i de forbrugsscenarier, hvor rumopvarmning er nødvendigt. Derudover afholder forbrugerne udgiften til eventuelt elkøb, og i fjernvarmescenariet afholder forbrugerne udgiften til køb af varme fra HOFOR.

12.2.1 Brugeromkostninger

Varmeforbrugernes omkostninger til køb af fjernvarme bestemmes ud fra HOFOR's tariffer for 2013, som er angivet i tabel 27 nedenfor. Effektpriisen er forudsat at være den samme over hele perioden i faste priser, mens energipriisen er fremskrevet over perioden svarende til udviklingen i produktionsomkostningerne for fjernvarme inklusive afgifter.

Tabel 27: Kundetariffer (varme) for 2013 ekskl. moms, HOFOR

	Enhed	Beløb
Effektpris (varmt vand)	kr./kW	169,1
Energipris inkl. afgifter	kr./MWh	560,3

<http://www.hofor.dk/fjernvarme/prisen-pa-fjernvarme-2013/>

Foruden priserne for køb af fjernvarme er det forudsat, at forsyningssikkerhedsafgiften lægges oven i energipriisen inkl. afgifter. I perioden 2020 til 2036 svarer dette til et tillæg på cirka 21 kr./GJ svarende til cirka 75 kr./MWh.

I brugerøkonomien er også inkluderet tilslutningsomkostninger til fjernvarmenettet som angivet i tabel 28.

Tabel 28: Tilslutningsomkostninger (varme) for 2013 ekskl. moms, HOFOR

	Enhed	Beløb
Fast del	kr.	7.500
Energipris inkl. afgifter	kr./kW	27,00

<http://www.hofor.dk/fjernvarme/prisen-pa-fjernvarme-2013/tilslutningspris-2013/>

Omkostningerne til varmepumpens forbrug af el bestemmes ud fra DONG Energy's seneste tarif (fastpris 12 mdr.). Prisen er fremskrevet over perioden baseret på udviklingen i den samfundsøkonomiske elpris.

Tabel 29: Elpris ekskl. moms, DONG Energy, juni 2013

	Enhed	Beløb
Energipris inkl. afgifter	øre/kWh	163,2
Tillæg for større sikringer		
- Bolig	kr./år	38.000
- Erhverv	kr./år	9.600

I brugerøkonomien for varmepumpen er indregnet ”et tillæg for større sikringer” som følge af, at varmepumpen kræver en større effekt end en standard kunde. DONG Energy opkræver pr. sept. 2013 et tillæg på 1.045 kr. per A (ampere), som overstiger 25 A, jf. DONG Energy 2013.

12.3 HOFOR økonomi

Der gennemføres en beregning af HOFOR’s dækningsbidrag ved fjernvarmesalg i Nordhavn på baggrund af HOFOR's fjernvarmesalg i de forskellige forsyningsalternativer samt HOFOR's købs- og salgspris for fjernvarme.

HOFOR's indtægt for salg af fjernvarme er den samme som brugernes betaling for køb af fjernvarme.

HOFOR's betaling for fjernvarme er baseret på den pris, der betales til CTR for køb af fjernvarme. Prisen udgør 121,5 kr./GJ i 2013 inkl. fast og variabel betaling og fremskrives på samme måde som salgsprisen, dvs. svarende til udviklingen i produktionsomkostningerne for fjernvarme inklusive afgifter og tilskud.

13 Samfundsøkonomisk analyse

Den samfundsøkonomiske analyse er gennemført for de to udbygningsscenarier: Nordhavn 2030 (fase 1+2+3) hhv. Indre Nordhavn (fase 1+2). For hvert udbygningsscenarium er beregningerne gennemført for de tre forskellige forbrugsscenarier, og derudover er der gennemført en række yderligere følsomhedsanalyser på grundscenariet. I alle tilfælde er beregningerne gennemført for perioden 2013-2037. Denne periode er valgt i overensstemmelse med Energistyrelsens retningslinjer og forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser

Resultaterne for Nordhavn 2030 er præsenteret i afsnit 13.1, mens resultaterne for Indre Nordhavn er præsenteret i afsnit 13.2.

13.1 Nordhavn 2030

Tabellen nedenfor giver en samlet oversigt over samfundsøkonomien i grundberegningen samt de to følsomhedsanalyser med hhv. højere og lavere varmemforbrug.

Tabel 30: Samlet oversigt for Nordhavn 2030 - samfundsøkonomisk nutidsværdi af omkostningerne, mio. kr.

	Fjernvarme	Luft varme-pumpe	Jord varme-pumpe	90 pct tilslutning
Grundberegning	<u>187</u>	245	285	194
Højere forbrug	<u>276</u>	395	467	289
Lavere forbrug	<u>98</u>	145	177	104

Fjernvarmeforsyning er i grundberegningen knap 60 mio.kr. billigere end forsyning med luftvarmepumper og 7 mio.kr. billigere end scenariet med reduceret fjernvarmetilslutning, som er den næst billigste forsyningsløsning. Også i scenarierne med højere og lavere forbrug er fjernvarmeforsyning den billigste løsning. Scenariet, hvor der er 90 pct. tilslutning til fjernvarme og 10 pct. tilslutning til luftvarmepumper, er 4 % dyrere end scenariet med fjernvarmeforsyning. Varmeforsyning baseret på jordvarmepumper er i alle scenarier den dyreste løsning. Når jordvarmepumperne i alle scenarier ikke falder særligt godt ud skyldes det, at de har markant højere investeringsomkostninger end luftvarmepumperne.

13.1.1 Grundberegning

I tabel 31 er nutidsværdien opsplittet på omkostningskategorier, så det er muligt at sammenligne forsyningsalternativerne på et mere detaljeret niveau.

Tabel 31: Nutidsværdi af samfundsøkonomiske omkostninger for Nordhavn 2030 i hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	187	285	245	194
- investering (inkl. scrapværdi)	155	223	180	159
- brændsel (inkl. el)	63	36	39	60
- D & V	19	30	30	20
- CO2 (inkl. el)	2	0	0	2
- CH4	0	0	0	0
- N2O	0	0	0	0
- SO2	1	0	1	1
- NOX	3	1	1	3
- skatteforvridning	-4	-4	-5	-4
- reinvesteringer, FV prod.	15	0	0	14
- salg af el	-67	0	0	-60

For alle forsyningsløsninger udgør investeringen langt den største del af de samlede omkostninger. Og sammenligner man de fire løsninger, så har varmepumpeløsningerne de største investeringsomkostninger. Til gengæld er det også de løsninger, som har den laveste brændselsomkostning (inkl. el) på grund af varmepumpernes høje virkningsgrader (COP værdier). For fjernvarmescenariet kompenseres det relativt høje brændselsforbrug dog af indtægten fra salg af el på de kraftvarmeværker, som bidrager til produktionen af fjernvarme. Indregnes indtægten fra salg af el i brændselsomkostningen, så er fjernvarme klart den billigste løsning.

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er lavest for fjernvarmeløsningen. Det skyldes, at varmepumper er relativt dyre at vedligeholde. Drifts- og vedligeholdelsen af fjernvarmesystemet inkluderer både produktionen og distributionen af fjernvarme samt fjernvarmeinstallationen hos kunden. Varmepumpeløsningen inkluderer alene vedligeholdelse af varmepumpen hos kunden. Drifts- og vedligeholdelse af radiatorer og brugsvandssystem er inkluderet i omkostningerne, men er ens i alle forsyningsløsninger.

Reinvesteringer (afskrivninger) i fjernvarmeproduktionen er inkluderet i de samlede omkostninger for fjernvarmeløsningen. I investeringsomkostningerne for varmepumperne er inkluderet omkostninger som følge af opgradering af elnettet i Nordhavn til at kunne forsyne varmepumpernes effektbehov.

Fjernvarmeforsyningen har højere, samlede miljøomkostninger end begge varmepumpeløsninger. En del af forklaringen er, at CO₂ omkostningen for varmepumper er inkluderet i elprisen, hvorimod fjernvarmen belastes af CO₂ udledningen fra varmeproduktionen. At omkostningen ved NO_x-udledning fra begge varmepumpeløsninger er lavere end for fjernvarme skyldes bl.a., at varmepumpen på grund af den høje virkningsgrad (COP) bruger langt mindre energi til at producere varmen, end der bruges til at producere og distribuere fjernvarmen.

Skatteforvridningseffekten er næsten ens i de fire forsyningsløsninger og bidrager med en mindre reduktion af de samfundsøkonomiske omkostninger.

13.1.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

I scenariet med højere varmebehov er fjernvarmeforsyning også den samfundsøkonomisk billigste løsning, og forskellen mellem fjernvarmeløsningen og begge varmepumpeløsninger er markant større end i grundscenariet. Det skyldes, at de variable drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er lavere for fjernvarme, og at der er en løbende indtægt fra salg af el fra kraftvarmeproduktionen, der er større end de variable brændselsomkostninger. Dette indebærer, at højere varmemeforbrug favoriserer fjernvarmeforsyning. I tabel 32 er nutidsværdien for de fire forsyningsalternativer opsplittet på omkostningskategorier, så det er muligt at foretage en mere detaljeret sammenligning.

Tabel 32: Nutidsværdi af samfundsøkonomiske omkostninger for Nordhavn 2030 i hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	276	467	395	289
- investering (inkl. scrapværdi)	224	368	289	232
- brændsel (inkl. el)	130	77	83	125
- D & V	24	30	30	25
- CO2 (inkl. el)	5	0	0	4
- CH4	0	0	0	0
- N2O	0	0	0	0
- SO2	2	1	1	2
- NOX	7	2	2	6
- skatteforvridning	-8	-9	-10	-8
- reinvesteringer, FV prod.	32	0	0	28
- salg af el	-141	0	0	-126

Når fjernvarmeforsyning opnår en større fordel som følge af det højere forbrug skyldes det først og fremmest indtægten fra salg af el fra kraftvarmeproduktionen, som er større end den samlede brændselsomkostning, hvorimod brændselsomkostningen øges for begge varmepumpeløsninger som følge af det højere forbrug. Når

jordvarmepumperne ikke falder særligt godt ud – selvom der har lavere brændselsomkostninger end luftvarmepumperne – så skyldes det, at jordvarmepumperne har markant højere investeringsomkostninger end luftvarmepumperne.

13.1.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

I scenariet med lavere varmebehov er fjernvarmeforsyning også den samfundsøkonomisk set billigste løsning. Ved lavere varmebehov øges fjernvarmens konkurrenceevne pga. de højere investeringer i varmepumpeløsningerne og de lavere variable omkostninger ved fjernvarmeproduktion. Dette afspejler sig i en relativ større forskel mellem nutidsværdien af de samlede omkostninger.

I tabel 33 er nutidsværdien for de tre forsyningsalternativer opsplittet på omkostningskategorier, så det er muligt at foretage en detaljeret sammenligning.

Tabel 33: Nutidsværdi af samfundsøkonomiske omkostninger for Nordhavn 2030 i hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio.kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	98	177	145	104
- investering (inkl. scrapværdi)	71	124	90	75
- brændsel (inkl. el)	45	25	27	43
- D & V	17	30	30	19
- CO2 (inkl. el)	2	0	0	1
- CH4	0	0	0	0
- N2O	0	0	0	0
- SO2	1	0	0	1
- NOX	2	1	1	2
- skatteforvridning	-3	-3	-3	-3
- reinvesteringer, FV prod.	11	0	0	10
- salg af el	-48	0	0	-43

13.1.4 Øvrige følsomhedsanalyser med udgangspunkt i grundberegningen

I tabellen nedenfor er de samfundsøkonomiske omkostninger vist for en række følsomhedsanalyser, som tager udgangspunkt i grundberegningen.

Tabel 34: Øvrige følsomhedsanalyser for Nordhavn 2030 - samfundsøkonomisk nutidsværdi, mio. kr.

	Fjern-varme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslut-ning
Grundberegning	<u>187</u>	285	245	194
20 % højere elpris	<u>173</u>	293	253	183
20 % lavere elpris	<u>200</u>	278	238	205
20 % højere COP for varme-pumper	<u>187</u>	279	239	193
20 % lavere COP for varme-pumper	<u>187</u>	295	255	195
20 % højere investering for varmepumper	<u>187</u>	305	256	195
20 % lavere investering for varmepumper	<u>187</u>	266	234	193

Fjernvarmeforsyning er fortsat den billigste løsning i alle følsomhedsanalyserne. Bedst kommer luftvarmepumpeløsningen ud i scenariet med en 20 pct. lavere elpris. Her er luftvarmepumper 19 pct. dyrere end fjernvarmeforsyning.

13.2 Indre Nordhavn

Beregningerne for Indre Nordhavn viser også, at fjernvarme i alle forbrugsscenari-er er den billigste løsning, se tabellen nedenfor. Jordvarmepumper er også i dette scenarium en væsentlig dyrere løsning end forsyning med fjernvarme og luftvar-mepumper.

Tabel 35: Samlet oversigt for Indre Nordhavn – samfundsøkonomisk nutids-værdi, mio. kr.

	Fjernvarme	Luft varme-pumpe	Jord varme-pumpe	90 pct tilslutning
Grundberegning	<u>153</u>	202	235	159
Højere forbrug	<u>227</u>	322	381	238
Lavere forbrug	<u>81</u>	121	148	87

13.2.1 Grundberegning

I tabel 36 er nutidsværdien opsplittet på omkostningskategorier, så det er muligt at sammenligne forsyningsalternativerne på et mere detaljeret grundlag.

Tabel 36: Nutidsværdi af samfundsøkonomiske omkostninger for Indre Nordhavn i hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	153	235	202	159
- investering (inkl. scrapværdi)	125	183	147	129
- brændsel (inkl. el)	52	30	32	50
- D & V	15	25	25	16
- CO2 (inkl. el)	2	0	0	2
- CH4	0	0	0	0
- N2O	0	0	0	0
- SO2	1	0	0	1
- NOX	3	1	1	3
- skatteforvridning	-3	-4	-4	-3
- reinvesteringer, FV prod.	13	0	0	11
- salg af el	-55	0	0	-49

Det fremgår af tabellen, at varmepumpeløsningerne har de største investeringsomkostninger over perioden. Omvendt er det også de løsninger, som har den laveste brændselsomkostning (inkl. el). For fjernvarmescenariet modsvares den relativt høje brændselsomkostning dog af, at der i samproduktion med fjernvarmen også produceres el, således at netto-brændselsomkostningen (excl. el-indtægt) faktisk er negativ.

13.2.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

I scenariet med højere varmebehov er fjernvarmeforsyning – ligesom i scenariet for Nordhavn 2030 - den samfundsøkonomisk set billigste løsning. I tabel 37 er nutidsværdien opsplittet på omkostningskategorier, så det er muligt at sammenligne forsyningsalternativerne på et mere detaljeret niveau.

Tabel 37: Nutidsværdi af samfundsøkonomiske omkostninger for Indre Nordhavn i hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	227	381	322	238
- investering (inkl. scrapværdi)	182	299	235	188
- brændsel (inkl. el)	107	63	68	103
- D & V	20	25	25	20
- CO2 (inkl. el)	4	0	0	3
- CH4	0	0	0	0
- N2O	0	0	0	0
- SO2	2	1	1	2
- NOX	6	1	1	5
- skatteforvridning	-6	-8	-9	-6
- reinvesteringer, FV prod.	26	0	0	23
- salg af el	-112	0	0	-101

13.2.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

I scenariet med lavere varmebehov er fjernvarmeforsyning også den samfundsøkonomisk set billigste løsning. I tabel 38 er nutidsværdien for forsyningsalternativerne opsplittet på omkostningskategorier, så det er muligt at foretage en mere detaljeret sammenligning.

Tabel 38: Nutidsværdi af samfundsøkonomiske omkostninger for Indre Nordhavn i hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	81	148	121	87
- investering (inkl. scrapværdi)	58	104	75	61
- brændsel (inkl. el)	38	22	23	37
- D & V	14	25	25	15
- CO2 (inkl. el)	1	0	0	1
- CH4	0	0	0	0
- N2O	0	0	0	0
- SO2	1	0	0	1
- NOX	2	0	0	2
- skatteforvridning	-2	-3	-3	-2
- reinvesteringer, FV prod.	9	0	0	8
- salg af el	-40	0	0	-36

13.2.4 Øvrige følsomhedsanalyser med udgangspunkt i grundberegningen

I tabellen nedenfor er de samfundsøkonomiske omkostninger vist for en række følsomhedsanalyser, som tager udgangspunkt i grundberegningen.

Tabel 39: Øvrige følsomhedsanalyser for Indre Nordhavn - samfundsøkonomisk nutidsværdi, mio. kr.

	Fjern-varme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
Grundberegning	<u>153</u>	235	202	159
20 % højere elpris	<u>142</u>	241	208	150
20 % lavere elpris	<u>164</u>	229	195	168
20 % højere COP for varme-pumper	<u>153</u>	230	196	159
20 % lavere COP for varme-pumper	<u>153</u>	243	210	160
20 % højere investering for varmepumper	<u>153</u>	251	211	160
20 % lavere investering for varmepumper	<u>153</u>	219	193	158

Det fremgår, at fjernvarmeløsningen i alle tilfælde har de laveste samfundsøkonomiske omkostninger, herunder også i de tilfælde hvor varmepumpernes konkurrencedygtighed begunstiges af forudsætninger om lavere elpris, højere COP og lavere investeringsomkostning.

14 Brugøkonomi

Den brugerøkonomiske analyse er også gennemført for de to udbygningsscenarier: Nordhavn 2030 hhv. Indre Nordhavn. For hvert udbygningsscenarium er beregningerne gennemført for de tre forbrugsscenarier: Forventet, højt og lavt varmbehov. I alle tilfælde er beregningerne gennemført for perioden 2013-2037. I modsætning til den samfundsøkonomiske analyse, så inkluderes energiafgifterne direkte i brændselsomkostningen (inkl. el) og ikke indirekte gennem skatteforvridningseffekten.

14.1 Nordhavn 2030

Resultaterne for Nordhavn 2030 af de tre forbrugsscenarier er vist nedenfor.

14.1.1 Grundberegning

Scenariet med luftvarmepumper har samlet set de laveste brugerøkonomiske omkostninger – set over perioden på 25 år. Omkostningerne er godt 10 pct. lavere end brugeromkostningerne ved fjernvarmeforsyning. Omkostningerne for brugerne ved fjernvarmeforsyning og forsyning med jordvarmepumper er næsten ens. Sammenlignet med den samfundsøkonomiske beregning, så falder varmepumpeløsningerne markant bedre ud. Dette skyldes først og fremmest energikøbet, som er markant billigere for varmepumpeløsningen. I den samfundsøkonomiske beregning blev der taget højde for indtægten fra salg af el på kraftvarmeverkerne, som fjernvarmeforsyningen nød godt af.

I tabellen nedenfor kan omkostningerne forbundet med forsyningsalternativerne sammenlignes.

Tabel 40: Nutidsværdi af brugeromkostninger i Nordhavn 2030 for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	266	267	234	263
- køb af fjernvarme inkl. afgifter	141	0	0	127
- tilslutningsomkostninger	2	0	0	1
- køb af el inkl. afgifter	0	54	59	6
- investering inkl. scrapværdi	113	187	150	116
- D & V	10	26	26	12

Det fremgår af tabellen, at fjernvarmeløsningen har langt de laveste investeringsomkostninger. Til gengæld betaler fjernvarmekunderne næste tre gange så meget for varmen sammenlignet med kunder, som har investeret i en varmepumpe. Varmepumpernes høje virkningsgrad er en væsentlig forklaring på forskellen i omkostningerne til køb af energi.

14.1.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

I scenariet med højere varmebehov er fjernvarmeforsyning lidt billigere end forsyning med luft-vand varmepumper. Jordvarmepumper er fortsat den dyreste løsning. I tabellen nedenfor er nutidsværdien af forsyningsalternativerne opsplittet på omkostningskategorier, så det er muligt at foretage en sammenligning.

Tabel 41: Nutidsværdi af brugeromkostninger i Nordhavn 2030 for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	383	450	393	384
- køb af fjernvarme inkl. afgifter	201	0	0	180
- tilslutningsomkostninger	2	0	0	1
- køb af el inkl. afgifter	0	114	124	13
- investering inkl. scrapværdi	171	311	243	178
- D & V	10	26	26	12

14.1.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

I scenariet med lavere varmebehov er forsyning med luftvarmepumper den billigste løsning for brugerne. Trods en væsentlig lavere investeringsomkostning kan fjernvarme ikke konkurrere på varmeprisen. I tabellen nedenfor er nutidsværdien for forsyningsalternativerne opsplittet på omkostningskategorier. Det er interessant, at brugerøkonomien i fjernvarme forringes med lavere varmebehov – ikke pga. investeringen, men pga. fjernvarmeprisen, som indeholder et stort element af fast årlig betaling.

Tabel 42: Nutidsværdi af brugeromkostninger i Nordhavn 2030 for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	180	166	140	176
- køb af fjernvarme inkl. afgifter	126	0	0	113
- tilslutningsomkostninger	2	0	0	1
- køb af el inkl. afgifter	0	39	42	4
- investering inkl. scrapværdi	42	102	73	45
- D & V	10	26	26	12

14.2 Indre Nordhavn

Resultaterne af de tre forbrugsscenarier er vist nedenfor.

14.2.1 Grundberegning

Scenariet med luftvarmepumper har også de laveste brugerøkonomiske omkostninger, når forsyningsscenariet er Indre Nordhavn. Brugerøkonomien er næsten ens i fjernvarme og jordvarmepumper. Omkostningerne for brugerne i de forskellige forsyningsalternativer er vist i tabellen nedenfor.

Tabel 43: Nutidsværdi af brugeromkostninger i Indre Nordhavn for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	218	220	194	216
- køb af fjernvarme inkl. afgifter	117	0	0	105
- tilslutningsomkostninger	1	0	0	1
- køb af el inkl. afgifter	0	46	50	5
- investering inkl. scrapværdi	91	153	122	94
- D & V	9	21	21	10

14.2.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

Fjernvarmescenariet har derimod de laveste brugerøkonomiske omkostninger, når beregningen gennemføres på baggrund af det høje varmekonsum. Forskellen mellem fjernvarme og luftvarmepumper er dog ikke stor. Omkostningerne for brugerne i forsyningsalternativerne er vist i tabellen nedenfor.

Tabel 44: Nutidsværdi af brugeromkostninger i Indre Nordhavn for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	316	369	323	316
- køb af fjernvarme inkl. afgifter	168	0	0	151
- tilslutningsomkostninger	1	0	0	1
- køb af el inkl. afgifter	0	95	104	11
- investering inkl. scrapværdi	138	253	197	144
- D & V	9	21	21	10

14.2.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

Når beregningen gennemføres på baggrund af det lave varmekonsum, så har luftvarmepumpen de markant laveste brugerøkonomiske omkostninger, jf. tabellen nedenfor.

Tabel 45: Nutidsværdi af brugeromkostninger i Indre Nordhavn for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi	148	140	118	145
- køb af fjernvarme inkl. afgifter	105	0	0	94
- tilslutningsomkostninger	1	0	0	1
- køb af el inkl. afgifter	0	33	37	4
- investering inkl. scrapværdi	34	86	61	37
- D & V	9	21	21	10

15 HOFOR økonomi

Den selskabsøkonomiske analyse er også gennemført for de to udbygningsscenarier: Nordhavn 2030 hhv. Indre Nordhavn. For hvert udbygningsscenarium er beregningerne gennemført for de tre forskellige forbrugsscenarier. I alle tilfælde er beregningerne gennemført for perioden 2013-2037.

15.1 Nordhavn 2030

Resultaterne af de tre forbrugsscenarier er vist nedenfor.

15.1.1 Grundberegning

Nutidsværdien af HOFOR’s dækningsbidrag – opgjort som forskellen mellem indtægten fra salg af fjernvarme og udgiften til køb af fjernvarme over perioden er vist i tabellen nedenfor. HOFOR har et samlet dækningsbidrag på 106 mio.kr. ved salg af fjernvarme i forsyningsscenariet Nordhavn 2030. I sagens natur har HOFOR ingen indtægt eller udgifter i de to varmepumpescenarier.

Tabel 46: Nutidsværdi af HOFOR's dækningsbidrag i Nordhavn 2030 for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi (dækningsbidrag)	106	0	0	95
- køb af fjernvarme	35	0	0	32
- salg af fjernvarme	141	0	0	127

15.1.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

I scenariet med højere varmekonsum forøges nutidsværdien af HOFOR’s dækningsbidrag til 128 mio.kr, se tabellen nedenfor.

Tabel 47: Nutidsværdi af HOFOR's dækningsbidrag i Nordhavn 2030 for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi (dækningsbidrag)	128	0	0	115
- køb af fjernvarme	73	0	0	66
- salg af fjernvarme	201	0	0	180

Ligesom i grundberegningen er der et positivt dækningsbidrag til HOFOR i fjernvarmescenariet, mens der ikke er nogen indtægter samt udgifter for HOFOR i varmepumpescenarierne. Dækningsbidraget til HOFOR i fjernvarmescenariet er højere end den var i grundberegningen, hvilket skyldes, at varmekonsumet og dermed også varmesalget er højere.

15.1.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

I scenariet med lavere varmemeforbrug reduceres nutidsværdien af HOFOR’s dækningsbidrag til 100 mio.kr, se tabellen nedenfor.

Tabel 48: Nutidsværdi af HOFOR's dækningsbidrag i Nordhavn 2030 for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi (dækningsbidrag)	100	0	0	90
- køb af fjernvarme	25	0	0	23
- salg af fjernvarme	126	0	0	113

Ligesom i grundberegningen er der et positiv dækningsbidrag til HOFOR i fjernvarmescenariet, mens der ikke er nogen indtægter samt udgifter for HOFOR i varmepumpescenarierne. Dækningsbidraget til HOFOR i fjernvarmescenariet er lavere end den var i grundberegningen, hvilket skyldes, at varmemeforbruget og dermed også varmesalget er lavere.

15.2 Indre Nordhavn

Resultaterne af de tre forbrugsscenarier er vist nedenfor.

15.2.1 Grundberegning

Nutidsværdien af HOFOR’s dækningsbidrag ved forsyning af Indre Nordhavn med fjernvarme er vist i tabellen nedenfor.

Tabel 49: Nutidsværdi af HOFOR's dækningsbidrag i Indre Nordhavn for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi (dækningsbidrag)	86	0	0	78
- køb af fjernvarme	31	0	0	28
- salg af fjernvarme	117	0	0	105

Det fremgår, at HOFOR har en samlet dækningsbidrag over perioden på 86 mio.kr, hvilket er lidt lavere end dækningsbidraget i scenariet for Nordhavn 2030. I varmepumpescenarierne er der ingen indtægter eller udgifter til HOFOR.

15.2.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

Dækningsbidragen for HOFOR er vist i tabellen nedenfor i scenariet med et højere varmemeforbrug.

Tabel 50: Nutidsværdi af HOFOR's dækningsbidrag i Indre Nordhavn for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi (dækningsbidrag)	104	0	0	94
- køb af fjernvarme	63	0	0	57
- salg af fjernvarme	168	0	0	151

Ligesom i grundberegningen er der en positiv dækningsbidrag til HOFOR i fjernvarmescenariet, mens der ikke er nogen indtægter samt udgifter for HOFOR i varmepumpescenariet. Dækningsbidraget til HOFOR i fjernvarmescenariet er højere end i grundberegningen, hvilket skyldes, at varmemeforbruget og dermed også varmesalget er større.

15.2.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

Dækningsbidraget for HOFOR er vist i tabellen nedenfor i scenariet med et lavere varmemeforbrug.

Tabel 51: Nutidsværdi af HOFOR's dækningsbidrag i Indre Nordhavn for hvert forsyningsalternativ - 25-årig periode, mio. kr.

	Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
NPV-værdi (dækningsbidrag)	82	0	0	74
- køb af fjernvarme	23	0	0	20
- salg af fjernvarme	105	0	0	94

Ligesom i grundberegningen er der en positiv dækningsbidrag til HOFOR i fjernvarmescenariet, mens der ikke er nogen indtægter samt udgifter for HOFOR i varmepumpescenariet. Dækningsbidraget til HOFOR i fjernvarmescenariet er lavere end den er i grundberegningen, hvilket skyldes, at varmemeforbruget og dermed også varmesalget er lavere.

16 Energi og miljøanalyse

Energi- og miljøanalysen er også gennemført for de to udbygningsscenarier: Nordhavn 2030 hhv. Indre Nordhavn. For hvert udbygningsscenarium er analysen gennemført for de tre forskellige forbrugsscenarier. I alle tilfælde er beregningerne gennemført for året 2036, som er det sidste år i den periode, vi analyserer.

16.1 Nordhavn 2030

Resultaterne af de tre forbrugsscenarier er vist nedenfor.

16.1.1 Grundberegning

Tabellen nedenfor viser de årlige værdier for henholdsvis varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el (opgjort netto som forbrug minus produktion af el på kraftvarmeanlæg) samt nettoemissioner fra varmeproduktion ved slutningen af perioden, dvs. i år 2037.

Det fremgår, at varmeproduktionen er lidt højere i fjernvarmescenariet end i de to varmepumpescenarier, hvilket skyldes nettab i fjernvarmesystemet. Det fremgår endvidere, at fjernvarmescenariet har et brændselsforbrug, der er væsentligt højere end elforbruget til varmepumperne. Det skyldes den høje virkningsgrad (COP) i varmepumpen, og at brændselsforbruget til varme også inkluderer forbruget af brændsel til produktion af el på de kraftvarmeværker, som leverer varme til fjernvarmesystemet.

Endelig fremgår det af tabellen, at fjernvarmescenariet reducerer CO₂-udledningen med knap 8.000 tons i 2037. CO₂-gevinsten i fjernvarmescenariet skyldes, at der på de københavnske kraftvarmeværker produceres el og varme i samproduktion, bl.a. baseret på biomasse, som er CO₂-neutralt, og at den producerede el fortrænger anden el-produktion i systemet med en relativ høj CO₂-udledning.

Tabel 52: Varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner fra varmeproduktion i 2037 – Nordhavn 2030

		Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	90 pct tilslutning
Varmeproduktion	GWh	14.886	14.047	14.047	14.802
Brændselsforbrug	GWh	28.346	0	0	25.368
- fjernvarme	GWh	28.128	0	0	25.644
- gas	GWh	0	0	0	0
- biomasse	GWh	0	0	0	0
Forbrug af el	GWh	-12.479	4.132	4.476	-10.697
- forbrug i VP og elpatroner	GWh	0	4.132	4.476	472
- elproduktion fra KV	GWh	12.479	0	0	11.168
Nettoemissioner, varme					
- CO2	ton	-7.849	2.962	3.208	-6.687
- SO2	ton	0	0	0	0
- NOX	ton	5	2	2	5

16.1.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

Tabellen nedenfor viser de årlige værdier for henholdsvis varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner til varmeproduktion ved slutningen af perioden, dvs. 2037.

Tabel 53: Varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner fra varmeproduktion i 2037 – Nordhavn 2030

		Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	10 pct luft VP
Varmeproduktion	GWh	31.305	30.436	30.436	31.218
Brændselsforbrug	GWh	59.612	0	0	53.502
- fjernvarme	GWh	59.153	0	0	54.084
- gas	GWh	0	0	0	0
- biomasse	GWh	0	0	0	0
Forbrug af el	GWh	-26.244	8.943	9.682	-22.561
- forbrug i VP og elpatroner	GWh	0	8.943	9.682	993
- elproduktion fra KV	GWh	26.244	0	0	23.554
Nettoemissioner, varme					
- CO2	ton	-16.507	6.409	6.939	-14.104
- SO2	ton	1	1	1	1
- NOX	ton	11	3	4	10

Det fremgår, at det ligesom i grundberegningen er fjernvarmescenariet, som har den laveste CO₂-udledning (som endda er negativ).

16.1.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

Tabellen nedenfor viser varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner til varmeproduktion ved slutningen af perioden, dvs. 2037.

Tabel 54: Varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner fra varmeproduktion i 2037 – Nordhavn 2030

		Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	10 pct luft VP
Varmeproduktion	GWh	10.469	9.677	9.677	10.390
Brændselsforbrug	GWh	19.937	0	0	17.807
- fjernvarme	GWh	19.783	0	0	18.001
- gas	GWh	0	0	0	0
- biomasse	GWh	0	0	0	0
Forbrug af el	GWh	-8.777	2.853	3.093	-7.507
- forbrug i VP og elpatroner	GWh	0	2.853	3.093	332
- elproduktion fra KV	GWh	8.777	0	0	7.839
Nettoemissioner, varme					
- CO2	ton	-5.521	2.044	2.217	-4.693
- SO2	ton	0	0	0	0
- NOX	ton	4	1	1	3

Det fremgår, at det ligesom i grundberegningen er fjernvarmescenariet, som har den laveste CO₂-emission (som endda er negativ).

16.2 Indre Nordhavn

Resultaterne af de tre forbrugsscenarier er vist nedenfor.

16.2.1 Grundberegning

Tabellen nedenfor viser for Indre Nordhavn de årlige værdier for henholdsvis varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner til varmeproduktion ved slutningen af perioden, dvs. 2037.

Tabel 55: Varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner fra varmeproduktion i 2037 – Indre Nordhavn

		Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	10 pct luft VP
Varmeproduktion	GWh	10.725	10.165	10.165	10.669
Brændselsforbrug	GWh	20.423	0	0	18.285
- fjernvarme	GWh	20.265	0	0	18.483
- gas	GWh	0	0	0	0
- biomasse	GWh	0	0	0	0
Forbrug af el	GWh	-8.991	3.037	3.312	-7.702
- forbrug i VP og elpatroner	GWh	0	3.037	3.312	348
- elproduktion fra KV	GWh	8.991	0	0	8.050
Nettoemissioner, varme					
- CO2	ton	-5.655	2.177	2.374	-4.814
- SO2	ton	0	0	0	0
- NOX	ton	4	1	1	4

Resultaterne for Indre Nordhavn viser de samme tendenser som resultaterne for Nordhavn 2030:

- Varmeproduktionen er lidt højere i fjernvarmescenariet end i de to varmepumpescenarier, hvilket skyldes nettab i fjernvarmesystemet
- fjernvarmescenariet har et brændselsforbrug, der er væsentligt højere end elforbruget til varmepumperne pga. de høje virkningsgrader for varmepumperne og indregning af brændselsforbrug til elproduktion på kraftvarmeværker
- fjernvarmescenariet reducerer CO₂-udledningen, hvorimod de to varmepumpescenarier øger CO₂-udledningen.

16.2.2 Følsomhedsanalyse med højere forbrug

Tabellen nedenfor viser de årlige værdier for henholdsvis varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner til varmeproduktion ved slutningen af perioden, dvs. 2037.

Tabel 56: Varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner fra varmeproduktion i 2037 – Indre Nordhavn

		Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	10 pct luft VP
Varmeproduktion	GWh	21.970	21.400	21.400	21.913
Brændselsforbrug	GWh	41.837	0	0	37.555
- fjernvarme	GWh	41.514	0	0	37.964
- gas	GWh	0	0	0	0
- biomasse	GWh	0	0	0	0
Forbrug af el	GWh	-18.418	6.393	6.973	-15.820
- forbrug i VP og elpatroner	GWh	0	6.393	6.973	714
- elproduktion fra KV	GWh	18.418	0	0	16.534
Nettoemissioner, varme					
- CO2	ton	-11.585	4.582	4.998	-9.888
- SO2	ton	0	1	1	0
- NOX	ton	8	2	3	7

Det fremgår, at det ligesom i grundberegningen er fjernvarmescenariet, som har den laveste CO₂-emission, som endda er negativ.

16.2.3 Følsomhedsanalyse med lavere forbrug

Tabellen nedenfor viser de årlige værdier for henholdsvis varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner til varmeproduktion ved slutningen af perioden, dvs. 2037.

Tabel 57: Varmeproduktion, brændselsforbrug, forbrug af el samt nettoemissioner fra varmeproduktion i 2037 – Indre Nordhavn

		Fjernvarme	Jord VP	Luft VP	10 pct luft VP
Varmeproduktion	GWh	7.914	7.356	7.356	7.858
Brændselsforbrug	GWh	15.070	0	0	13.467
- fjernvarme	GWh	14.954	0	0	13.614
- gas	GWh	0	0	0	0
- biomasse	GWh	0	0	0	0
Forbrug af el	GWh	-6.634	2.198	2.397	-5.673
- forbrug i VP og elpatroner	GWh	0	2.198	2.397	256
- elproduktion fra KV	GWh	6.634	0	0	5.929
Nettoemissioner, varme					
- CO2	ton	-4.173	1.575	1.718	-3.546
- SO2	ton	0	0	0	0
- NOX	ton	3	1	1	3

Det fremgår, at det ligesom i grundberegningen er fjernvarmescenariet, som har den laveste CO₂-emission (som endda er negativ).

17 Forsyningssikkerhed og driftsforhold

Da det kommende byggeri i Nordhavn området vil blive opført som lavenergibyggeri, vil der som udgangspunkt ikke være behov for forstærkninger i det omkringliggende fjernvarmenet. Ved udfald af et kraftvarmeværk vil forsyningssikkerheden i Nordhavn kunne opretholdes ved anden kraftvarmeproduktion og netforbindelser. Der er generelt stor fleksibilitet i det københavnske fjernvarmesystem. Der er en teoretisk risiko for, at forbindelsesledningen til Nordhavn havarerer. Hvis det sker, vil den dog kunne repareres inden for et døgn. Det er dog meget sjældent, at der sker brud på ledninger. Det vurderes således, at forsyningssikkerheden ved fjernvarmeforsyning af Nordhavn vil have samme høje niveau som i den øvrige del af København.

Scenarierne med individuelle varmepumper har den forsyningssikkerhedsmæssige fordel, at hvis en varmepumpe havarerer, så vil kun en enkelt bygning blive berørt og ikke hele Nordhavn.

Det er usikkert, om der kan etableres nok jordspyd til, at energiforsyning med jordvarme er tilstrækkelig.

Støj fra luftvarmpumperne kan blive et problem, jf. beskrivelsen i afsnit 11.1.3.

18 Perspektivering

Nærværende projektforslag har et snævert fokus på at analysere samfundsøkonomien i fire konkrete forsyningsalternativer for Nordhavn, men der tegner sig nogle interessante perspektiver for udviklingen af energiforsyningen i Nordhavn set over den lange udbygningsperiode på 50 år.

Varmelager og fjernvarmesystemet som energilager

Der er kommet meget fokus på betydningen af lagring og udnyttelse af vedvarende energi, særligt vindenergi, når den er tilgængelig. Her kan fjernvarmelagre og net komme til at spille en vigtig rolle i kraft af det konstante varmekonsum, der er over hele året til varmt brugsvand og i fyringssæsonen til rumvarme. Fjernvarmesystemet kan bruges som lager, når der på sigt bliver overskud af vind og solenergi, som via etablering af bl.a. varmepumper og elpatroner kan levere energi til fjernvarmenettet.

En anden type lagring er et egentligt varmelager, som der er mulighed for at etablere i Nordhavn. Et varmelager kunne være velegnet til styring i større skala både i forhold til kraftvarmesystemet og på langt sigt i forhold til aftag af overskud af vindenergi. Dette vil kræve udvikling af bl.a. IT-værktøjer til regulering af produktionsanlæg samt nye pris- og samarbejdsaftaler mellem aktørerne, for at styringen af et fleksibelt energisystem kan blive en realitet. Det vil være relevant på sigt at se nærmere på, hvor stort behovet egentlig er for etablering af lagerkapacitet i det københavnske energisystem, og hvilken rolle fjernvarmen kan spille i den sammenhæng.

HOFOR overvejer at etablere et stort varmelager i den tidligere tørdok i Nordhavn – ikke af hensyn til varmforsyningen af Nordhavn – men for at kunne optimere økonomi og drift af den samlede varmforsyning i København. Der foregår i øjeblikket drøftelser med de relevante interessenter om den økonomiske model for varmelageret. Drøftelserne forventes afsluttet i løbet af 2013. Hvis projektet besluttes, vil der blive udarbejdet en samfundsøkonomisk analyse af varmelageret og et projektforslag til godkendelse af Københavns Kommune.

Billig vind el nødvendig

El fra vindmøller udgør i dag en meget stor andel af elforbruget i Danmark, og selv om der i dag er planer om yderligere udbygning, vil det kræve større udvidelser, før vindenergi med større hyppighed bliver billig nok til at spille en mere markant rolle i energisystemet i samspil med varmeteknologier baseret på el.

Store varmepumper i forhold til nuværende afgiftsstrukturer

Selv om der på nuværende tidspunkt er relativt få timer med lave elpriser til rådighed om året, er det i et langsigtet perspektiv værdifuldt at gennemføre et demonstrationsprojekt med fokus på anvendelse af store varmepumper i fjernvarmesystemet. HOFOR er i gang med at undersøge teknologiens økonomi- og driftsegenskaber samt betydning for energisystemet, herunder også fortrængning af dyr og CO₂ tung spidslastvarmeproduktion. En barriere for at gennemføre et demonstrationsprojekt er dog, at den nuværende afgiftsstruktur giver en negativ driftsøkonomi

for de eldrevne varmepumper også med den nyeste reduktion af elafgiften på varmepumper. De fortsat relativt høje afgifter betyder også, at variationer i elprisen slår meget lidt igennem i elprisen. Det ville derfor være relevant at undersøge alternative afgiftsstrukturer, hvilket allerede er igangsat i regi af Dansk Fjernvarme.

Geotermi

Geotermi er en anden teknologi af relevans for styringen af et samlet energisystem, som skal være CO₂ neutralt. Udfordringen ved etablering af geotermi er, at det indebærer meget store anlægsinvesteringer og meget store økonomiske risici, som ikke uden videre kan pålægges varmeforbrugerne. Derfor er det nødvendigt at etablere et solidt beslutningsgrundlag for geotermi som alternativ til kraftvarme produktion baseret på biomasse. HOFOR har sammen med CTR og VEKS besluttet at gennemføre et fælles projekt, som skal lede frem til, at der ved udgangen af 2013 er etableret et beslutningsgrundlag for etablering af et større geotermisk anlæg i København. To placeringsmuligheder indgår i overvejelserne: Nordhavn og Margretheholmen på Amager. I overvejelserne indgår også hvilken type varmepumpe, som er mest fordelagtig i tilknytning til geotermianlægget: En hybridvarmepumpe eller en eldrevet varmepumpe.

Med udbygningen af Nordhavn vil der med tiden blive mulighed for at levere en større andel af geotermivandet direkte til lavenergibyggeriet således, at det ikke er nødvendigt at hæve temperaturen yderligere, som det er tilfældet ved forsyning af den eksisterende by.

Lavtemperaturdrift af kundeinstallationer

Analyserne i denne rapport illustrerer, at fremtidens byggerier forventes at have et meget lavere varmebehov. Det giver bedre mulighed for drive varmeforsyningen ved en lavere temperatur - også i kundens varmeinstallation. Da Nordhavn er et af de første lavenergiområder, der udbygges, er der stadig ikke mange erfaringer med lavtemperaturdrift af slutbrugernes varmeanlæg. Sådanne erfaringer er værdifulde at indsamle, således at energirådgivningen bedre kan målrettes mod denne type kunder. Erfaringer med lavenergibyggeri fra Sverige og fra lavenergiparcelhuse herhjemme tyder på, at der særligt i de første driftsår kan være meget store forbrugsudsving og derfor behov for rådgivning om drift af varmeanlægget, også selv om der er tale om energirigtigt nybyggeri.

Eksisterende byggeri og lavtemperaturfjernvarme

Der findes en mindre andel eksisterende byggeri i Nordhavn, som kan risikere at få problemer med forsyningssikkerheden om vinteren på grund af de lavere fremløbstemperaturer i bydelens fjernvarmenet. Den samme problemstilling gælder for andre nye byområder, hvor der f.eks. findes bevaringsværdige eller fredede bygninger med begrænsede muligheder for energirenovering. Der er derfor behov for udvikling af løsninger, som også kan imødekomme forsyningssikkerheden for denne type kunder. I første omgang kunne en aftale om rådgivning omkring optimal drift af varmeanlægget være tilstrækkelig. I anden omgang kunne udskiftning af varmeinstallationer og evt. øvrige energirenoveringstiltag komme på tale. Der kan dermed forventes at blive behov for mere differentierede kundeløsninger i lavtemperaturområder som fx Nordhavn end i den øvrige by.

Solceller og solvarme

Analyserne i denne rapport indikerer, at det kan blive nødvendigt at opføre solceller og/eller solvarmeanlæg i Nordhavn for at kunne leve op til kravene i bygningsreglementet. Ud over energi til opvarmning omfatter bygningsreglementets energikrav også elektricitet til bygningsdrift og eventuel køling af bygningen om sommeren. Dette kan betyde, at det bliver nødvendigt at supplere energiforsyningen af nogle bygninger med lokal vedvarende energiproduktion i form af f.eks. solceller, hvis bygningernes samlede energibehov (inkl. varme, el og køling) overstiger energikravet.

Fjernkøling

HOFOR Fjernkøling – som er et selvstændigt forretningsområde i HOFOR - forventer, at der bliver behov for køling i Nordhavn. Køling fra HOFOR er produceret på baggrund af miljøvenlige løsninger som fx frikøling ved brug af havvand. HOFOR har en forventning om at udbrede brugen af fjernkøling i Nordhavn, idet der er efterspørgsel efter CO₂-venlig køling i området. Fjernkøling fra HOFOR forventes tilbudt i området på konkurrencedygtige vilkår, idet fjernkøling er mere miljøvenligt og energieffektivt end de lokale alternativer.

Kilder

By & Havn og Københavns Kommune: Byudviklingsaftale om Nordhavn

CTR, HOFOR og VEKS 2011: Varmeplan Hovedstaden 2 - handlemuligheder for en CO₂-neutral fjernvarme, september 2011

CTR, HOFOR og VEKS: Varmeplan Hovedstaden 1, 2009

DONG Energy 2012:

<http://www.dongenergy.dk/privat/El/elafalter/fastpris/Pages/fastpris.aspx> (eltarif fast pris)

Energistyrelsen 2007: Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, april 2005 (med eksempler revideret i juli 2007)

http://www.ens.dk/daDK/Info/TalOgKort/Fremskrivninger/analysemetode/Documents/Vejledning_2005-rev2007.pdf

Energistyrelsen 2012a: Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, oktober 2012

<http://www.ens.dk/daDK/Info/TalOgKort/Fremskrivninger/beregningsforudsatninger/Sider/Forside.aspx>

Energistyrelsen 2012b: Forsyningssikkerhedsafgiftens fordeling på opvarmningsformer, notat af 2. marts 2012

Energistyrelsen og Energinet.dk 2012a: Individual Heating Plants and Energy Transport. Technology Data for Energy Plants, maj 2012

Energistyrelsen og Energinet.dk 2012b: Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Technology Data for Energy Plants, maj 2012

Finansministeriet 2013: Ny og lavere samfundsøkonomisk diskonteringsrente

<http://www.fm.dk/nyheder/pressemeddelelser/2013/05/ny-og-lavere-samfundsøkonomisk-diskonteringsrente/>

HOFOR 2013: Projektforslag for Nordhavn – Beregningsforudsætninger, 24. september 2013

Københavns Energi 2010: Forsyningskoncepter for lavenergiområder

Københavns Energi 2012a: Projektforslag for Nordhavn – Beregningsforudsætninger, 14. november 2012

Københavns Energi 2012b: Varmepriiser 2012

<http://www.HOFOR.dk/portal/pls/portal/docs/1186004.PDF>

Københavns Kommune 2009: CO₂-neutral i 2025

Københavns Kommune 2012: Lokalplan nr. 463 for Århusgadekvarteret

<http://www.kk.dk/PolitikOgIndflydelse/Byudvikling/Byplanlaegning/Lokalplaner/VedtagneLokalplaner/Lokalplan451-475/~media/1DC9FD9D66024E849DE4736407E56B9F.ashx>

Rambøll og Aalborg Universitet 2010: Varmeplan Danmark 2010

Bilag A Forhold til lovgivningen (varmeplanlægningen)

Dette projektforslag er udfærdiget i henhold til: Lov om varmforsyning LBK nr. 1184 af 14/12/2011.

Lovgrundlaget for Varmeplanlægning omfatter nedenstående lovtekster. Retningslinjerne for udarbejdelse og myndighedsbehandling af projektforslag er affattet i:

- Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg - BEK nr. 1295 af 13/12/2005.

Derudover har Energistyrelsen udarbejdet følgende materialer, der belyser samfunds-, bruger-, energi- og miljøregnskabet for projektansøgningen:

- Energistyrelsen 2007: Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, april 2005 (med eksempler revideret i juli 2007)
- Energistyrelsen 2012: Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, oktober 2012.

Byggeri, der opføres efter lavenergiklasse 1 eller 2, er som udgangspunkt ikke pålagt tilslutningspligt. For al varmforsyningsplanlægning (jf. Projektbekendtgørelsen BEK nr. 1295, bilag 1) kræves en samfundsøkonomisk analyse af projektet, hvor varmforsyningsmyndigheden er pålagt at vælge det samfundsøkonomiske mest fordelagtige projekt.

Gennemførelse af projektet kræver ikke tilladelse i henhold til anden lovgivning. Der skal dog opnås tilladelse fra vejmyndigheden. Der er ikke andre høringsforpligtelser.

Bilag B Dokumentation af beregningsforudsætninger

Forudsætningstype	Data	Kilde
Metode for de økonomiske analyser		
Brændselspriser / kr. pr. GJ	Afhænger af årstal og brændselstype	IEA
Elpris	Afhænger af årstal samt vægtning samt sted i nettet	HOFOR
Inflationsindeks	Afhænger af årstal	ENS 2012a
Diskonteringsrente / %	4 %	Finansministeriet 2013
Prisniveau / årstal	2013	N/A
Projektperiode	2013-2037	N/A
Afskrivning	Lineær	ENS 2007, s. 13
Udbygning i Nordhavn - nybyggeri		
Fase 1: Århusgade		
- etagemeter	330.000 m ²	Kbh's Kom
- gns. bygningsstørrelse	8.000 m ²	-
- udbygningsperiode	2013-2021	-
- udbygningstakt	Jævn	-
- andel bolig/erhverv	50 % / 50 %	-
Fase 2: Sundmolen mv.		
- etagemeter	205.000 m ²	Kbh's Kom
- gns. bygningsstørrelse	9.000 m ²	-
- udbygningsperiode	2015-2021	-
- udbygningstakt	Jævn	-
- andel bolig/erhverv	50 % / 50 %	-
Fase 3: Tre lokalplaner		
- etagemeter	235.000 m ²	Kbh's Kom
- gns. bygningsstørrelse	8.500 m ²	-
- udbygningsperiode	2021-2030	-
- udbygningstakt	Jævn	-
- andel bolig/erhverv	19 % / 81 %	-

Varmebehov – årsforbrug / kWh per m²		
<i>Forventet</i>		
- Boliger (total / brugsvand / rumvarme)	23 / 20 / 3	HOFOR
- Erhverv (total / brugsvand / rumvarme)	15 / 7,5 / 7,5	HOFOR
<i>Højt</i>		
- Boliger (total / brugsvand / rumvarme)	42,5 / 20 / 22,5	HOFOR
- Erhverv (total / brugsvand / rumvarme)	37,5 / 7,5 / 30	HOFOR
<i>Lavt</i>		
- Boliger (total / brugsvand / rumvarme)	20 / 20 / 0	HOFOR
- Erhverv (total / brugsvand / rumvarme)	7,5 / 7,5 / 0	HOFOR

Effektbehov – dimensionerende / W per m²		
<i>Forventet</i>		
- Boliger (total / brugsvand / rumvarme)	16,4 / 15 / 1,4	HOFOR
- Erhverv (total / brugsvand / rumvarme)	9,1 / 5,6 / 3,5	HOFOR
<i>Højt</i>		
- Boliger (total / brugsvand / rumvarme)	25,6 / 15 / 10,6	HOFOR
- Erhverv (total / brugsvand / rumvarme)	19,8 / 5,6 / 14,2	HOFOR
<i>Lavt</i>		
- Boliger (total / brugsvand / rumvarme)	15 / 15 / 0	HOFOR
- Erhverv (total / brugsvand / rumvarme)	5,6 / 5,6 / 0	HOFOR

Fjernvarmenet		
<i>Nye hovedledninger</i>		
- Længde i alt	2.250 m	HOFOR
- Drift og vedligeholdelse per år, heraf:	25,1 kr. per m	HOFOR
- Løn	15,1 kr. per m	HOFOR
- Materialer	10,0 kr. per m	HOFOR
- Levetid	50 år	HOFOR
<i>Nye stikledninger</i>		
- Gns. længde af én stikledning	20 m	HOFOR
- Længde alle stikledninger	1.780 m	-
- Investering per m (boliger / erhverv)	7.900 kr. / 7.500 kr.	HOFOR
- Drift og vedligeholdelse per år, heraf:	25,1 kr. per m	HOFOR
- Løn	15,1 kr. per m	HOFOR
- Materialer	10,0 kr. per m	HOFOR
- Levetid	50 år	HOFOR

Nettab på nye ledninger per år – Hele Nordhavn:

- Forventet forbrug	810 MWh / 5,6 %	HOFOR
- Højt forbrug	835 MWh / 2,8 %	HOFOR
- Lavt forbrug	770 MWh / 7,5 %	HOFOR

Produktion af fjernvarme

Produktionsmiks i år 2015, 2025 og 2035	VPH2 CO ₂ neutral	HOFOR
Elproduktion på kv-værker	c _m -værdier	HOFOR
Varmepris for affaldsvarme per GJ	30 kr.	HOFOR
Reinvesteringer per GJ	23,8 kr.	HOFOR
Drifts- og vedligeholdelsesomk. per MWh el	20-44,0 kr.	-

Individuelle jordvarmepumper

Tilslutningseffekt pr. bygning – 8.500 m²:

- Bolig / erhverv	140 / 78 kW	HOFOR
Effekt af borehul	35 W per m	COWI
Længde pr. borehul	150 m	COWI
COP - indtil 2020/2020-2029/fra 2030	3,3 / 3,5 / 4,0	ENS og Energinet2012a
Investering i VP inkl. borehuller og jordspyd:		
- 2013-2029	1,19 mio.kr.	ENS og Energinet 2012a
- Fra 2030	1,09 mio.kr.	ENS og Energinet 2012a
Drifts- og vedligeholdelse per år per bygning	5.000-12.000 kr.	HOFOR
Levetid	25 år	ENS og Energinet 2012a

Individuelle luft-til-vand varmepumper

Tilslutningseffekt pr. bygning – 8.500 m²:

- Bolig / erhverv	140 / 78 kW	HOFOR
COP - indtil 2020/ fra 2020-2030/fra 2030-2036	3,0 / 3,3 / 3,7	ENS og Energinet 2012a
Investering i varmepumpe:		
- 2013-2029	0,66 mio.kr.	ENS og Energinet 2012
- Fra 2030 til 2037	0,59 mio.kr.	ENS og Energinet 2012
Drifts- og vedligeholdelse per år per bygning	5.000-12.000 kr.	HOFOR
Levetid	25 år	ENS og Energinet 2012

Varmeinstallation i bygning på 8.500 m²		
<i>Tilslutningseffekt pr. bygning – 8.500 m²:</i>		
- Bolig / erhverv	140 / 78 kW	HOFOR
<i>Investering i:</i>		
- Tilslutningsanlæg (bolig / erhverv)	0,13 / 0,11 mio.kr.	ENS og Energinet.dk 2012a
- Radiatorsystem (bolig / erhverv)	1,54 / 1,64 mio.kr.	ENS og Energinet.dk 2012a
- Brugsvandsystem	0,81 mio.kr.	HOFOR
<i>Drifts- og vedligeholdelse per år for:</i>		
- Tilslutningsanlæg (bolig / erhverv)	5.000 / 4.000 kr.	HOFOR
- Radiatorsystem (bolig / erhverv)	2.700 / 3.400 kr.	HOFOR
- Brugsvandsystem	4.000 kr.	HOFOR
<i>Levetider:</i>		
- Tilslutningsanlæg m.v.	25 år	ENS 2012
- Radiatorsystem	80 år	HOFOR
- Brugsvandsystem	60 år	HOFOR
Miljøomkostninger		
Emissionsfaktorer for SO ₂ , NO _x , CH ₄ og N ₂ O	Se afsnit 11.1	ENS 2011
<i>Emissionsfaktor for CO₂:</i>		
- Affald	37 kg/GJ	HOFOR
- Fjernvarme	Afh. af brændsler	ENS 2011
- El-produktion år 2015/2025/2035, kg/MWh	879/709/716	Ea Energianalyse
<i>Værdisætning af emissioner:</i>		
- SO ₂ / NO _x , kr. per kg	94,5/48,9	ENS 2011
- CO ₂ – år 2014-2035	33-243 kr./ton	HOFOR
Brugeromkostninger		
<i>Tilslutningsomkostninger (varme) ekskl. moms:</i>		
- Fast del	7.500 kr.	HOFOR
- Energipris inkl. afgifter	27 kr./kW	-
Effektpris (varme)	169,12 kr./kWh	
Energipris (varme) inkl. afgifter ekskl. FSA	560,27 kr./MWh	
Elpris inkl. afgifter, ekskl. moms	163,2 øre/kWh	www.dongenergy.dk

Afgifter		
Nettoafgiftsfaktor	1,17	ENS 2007
Energi- og CO ₂ -afgift	Se afsnit 10	-
SO ₂ -afgift, 2012 prisniveau:		
2012-2015	10,9 kr./kg	Lov nr. 527, 2009
2016 -	10,7 kr./kg	—
NO _x -afgift, 2012 prisniveau:		
2012/2013/2014	25/25,5/25,9 kr./kg	Lov nr. 472, 2008
2015 -	26,4 kr./kg	-
<i>Forsyningssikkerhedsafgift (FSA):</i>		
- 2013-2020	Lineær indfasning	ENS og Energinet 2012a
- 2020-2036 – biobrændsler/fossile brændsler	27,4/19,8 kr./GJ	ENS og Energinet 2012a

Bilag C Emissionsfaktorer – marginale og gennemsnitlige



Ea Energianalyse

[Udgivelsesdato]

Jesper Munksgaard

1. El- og fjernvarmeforsynings fremtidige CO₂-emission

Københavns Energi gennemfører i en række sammenhænge samfundsøkonomiske og miljømæssige vurderinger af forskellige forsyningsalternativer. Det gælder f.eks. vurdering af nye varmeforsyningsområder, bl.a. i Nordhavn. Til brug for disse vurderinger har Københavns Energi bedt Ea Energianalyse om at gennemføre en beregning af miljøpåvirkningen fra en øget anvendelse af el og fjernvarme i nybyggeri på både kort og længere sigt. Emissionsfaktorerne skal anvendes til at vurdere CO₂-emissioner for både fjernvarme og fjernkøling samt el-baserede forsyningsalternativer i form af forskellige typer varmepumper.

2. Modelværktøj og forudsætninger

Samlet elmarkedsmodel for Norden og Tyskland og detaljeret fjernvarmemodel for Hovedstadsområdet

Til beregning af emissionsfaktorerne er anvendt elmarkedsmodellen Balmorel med data fra CO₂-neutral scenariet i Varmeplan Hovedstaden 2 (VPH2). Modellen optimerer produktionsfordeling mellem anlæg i det samlede el- og kraftvarmesystem. På el siden indgår Norden og Tyskland i modellen. Modellen afspejler en optimal lastfordeling baseret på velfungerende varme- og elmarkeder og standardiserede teknologibeskrivelser. I modellen kan også indregnes investeringer i nye produktionsanlæg baseret på velfungerende markeder og gældende rammevilkår. For Hovedstadsområdet indeholder modellen en særlig detaljeret repræsentation af værker og varmenet.

Priser baseres på IEA's "New Policies" scenario

Brændsels- og CO₂-priser baseres på Energistyrelsens seneste prisforudsætninger, der igen er baseret på IEA's World Energy Outlook 2010. Prisforudsætningerne følger IEA's såkaldte "New Policies" scenario, der beskriver en energifremtid, hvor nationale politikker og målsætninger på energiområdet, der er udmeldt i forbindelse med de globale klimaforhandlinger, indregnes.

I tråd med principperne for "New Policies" scenariet er det valgt at opdatere Balmorel modellens forudsætninger, så det danske mål om, at el- og varmeforsyningen skal være CO₂-neutral i 2035, indregnes. For Tyskland indregnes den tyske regerings plan, Energiekonzept, som indebærer forøgelse af andelen af VE i elsektoren til 80 % i 2050. For de øvrige lande indregnes ikke VE-mål udover de af EU fastsatte mål for 2020. På var-

mesiden tages der for Hovedstadsområdet udgangspunkt i CO₂-neutral scenariet fra Varmeplan Hovedstaden 2 (VPH2), da varmeselskaberne har sat som mål, at varmforsyningen skal være CO₂-neutral i 2025.

3. Marginal eller gennemsnitlig emissionsfaktor

Ved opgørelse af miljøpåvirkningen ved anvendelse af mere el eller fjernvarme drøftes det, om det er mest korrekt at bruge gennemsnitlige eller marginale emissionsfaktorer. Den marginale emission er her den ændring i emission, som følger af tilslutning af nye el og varmekunder, mens den gennemsnitlige emission beregnes ved at dividere den samlede emission med det samlede energiforbrug eller den samlede energiproduktion.

Ved vurdering af nye tiltag i energiforsyningen anvendes marginal emissionsfaktor

Om den ene eller anden faktor bør anvendes, vil være afhængig af formålet med analysen. Gennemsnitlige emissionsfaktorer anvendes typisk ved opgørelse af historiske emissioner, mens man ved vurdering af nye, fremtidige tiltag bør se på den marginale emission som følge af ændringer i energiforbruget. I denne analyse er der derfor beregnet marginale emissionsfaktorer. Metodisk beregnes emissionsfaktorerne ved at gennemregne to scenarier: en reference og et scenario, hvor hhv. el- og varmforsyningen forøges. Konkret er der i denne analyse set på hhv. et scenario med forøgelse af elforbruget i det samlede elsystem i Norden og Tyskland og et scenario med forøgelse af fjernvarmforsyningen i Hovedstadsområdet.

4. Kortsigtet eller langsigtet marginal

Ved beregning af den marginale emissionsfaktor har det væsentlig betydning, om der anvendes en kortsigtet eller en langsigtet betragtning. I den langsigtede betragtning tages hensyn til, at en forøgelse af forbruget kan medføre nye investeringer i produktionskapacitet. Ved vurdering af en forøgelse af el- eller varmforsyningen flere år ude i fremtiden, er det mest korrekt at benytte den langsigtede betragtning. Det kan dog være vanskeligt præcist at fastlægge, hvilke investeringer der er direkte betinget af det øgede forbrug, hvorfor det er nødvendigt at foretage visse antagelser.

I denne analyse indregnes investeringer i marginal betragtning

I denne analyse er der beregnet en langsigtet marginal elproduktion ved at indregne mulige investeringer i modellens optimering. For varmforsyningen er der ikke indregnet nye investeringer, idet et marginalt øget varmforsyning ikke vurderes at påvirke investeringen¹. Der er i CO₂-neutral scenariet indregnet en investeringsplan med bl.a. etablering af et flisfyret kraftvarmeanlæg og et større geotermianlæg.

¹ I øvrigt vil den marginale varmeproduktionsteknologi formentlig være flisfyret kraftvarme, og indregnes dette i den marginale varmeproduktion vil det ikke i 2025 og 2035 påvirke resultaterne for den marginale emissionsfaktor, der i forvejen beregnes til 0 kg CO₂/GJ.

Sammenhæng mellem investeringer i elproduktionskapacitet og mål for VE

Det kan diskuteres, om en forøgelse af elforbruget i sig selv giver anledning til forøgede investeringer i VE. I denne analyse regnes der ikke med, at der investeres i mere VE alene som følge af et marginalt øget elforbrug. Dette sker kun, hvis vilkårene i markedet (teknologiomkostninger, brændsels- og CO₂-priser, evt. subsidier og afgifter) tilsiger det. I modellen er dette implementeret, så de danske vind-mål og de nationale VE-mål for elsektoren holdes fast i absolut energimængde (TWh) og ikke i %, når elforbruget øges.

5. Marginal emissionsfaktor for el

Nedenstående tabel viser de beregnede marginale emissionsfaktorer for el for årene 2015, 2025 og 2035 for det samlede elsystem i Norden og Tyskland. Emissionsfaktoren er vist for 4 sæsoner og for hele året.

kg/MWh	2015	2025	2035
Vinter (dec.-feb.)	795	601	641
Forår (marts-maj)	951	747	684
Sommer (juni-aug.)	904	767	853
Efterår (sep.-nov.)	886	750	721
Hele året	879	709	716

Tabel 58: Marginal emissionsfaktor for el i 2015, 2025 og 2035. Emissionsfaktoren er angivet an forbruger.

Den langsigtede marginale produktionsteknologi vil fortsat være kul-kondens

Den langsigtede, marginale emissionsfaktor for hele året er i 2015 beregnet til at være på 879 kg/MWh faldende til ca. 700 kg/MWh i 2025 og 2035. Den marginale elproduktionsteknologi i det nordeuropæiske marked vil således med de anvendte forudsætninger fortsat være fortrinsvis baseret på kul, men også på naturgas.

Til sammenligning beregnes den gennemsnitlige emissionsfaktor for dansk el til 360 kg/MWh i 2015 faldende til 230 kg/MWh i 2025 og 30 kg/MWh i 2035. Det skyldes, at det danske mål om, at el- og varmesyningen skal være CO₂-neutral i 2035, indregnes i modellen. En marginal forøgelse af elforbruget vil dog fortsat betyde, at kondensværker på kul- og gas skal idriftsættes og er derfor medregnet.

Den marginale emission for el er lavere om vinteren end om sommeren

For den marginale emission på sæsonbasis er der en vis variation mellem sæsonerne. I elsystemet er elforbruget højere om vinteren end om sommeren, særligt fordi der i Norden anvendes en del el til opvarmning. Det betyder, at man om vinteren må idriftsætte flere og dermed dyrere kraftværker til elproduktion. Disse kraftværker vil typisk have dårligere effektivitet, eller anvende dyrere brændsler som naturgas eller evt. olie. Disse to faktorer, lavere effektivitet og anvendelse af naturgas eller olie, trækker i hver sin retning mht. CO₂-emission, da lavere effektivitet forøger den marginale emissionsfaktor, mens anvendelse af naturgas og olie nedsætter emissionen, fordi alternativet er kul, som har en højere CO₂-

udledning end naturgas. Modellens resultater peger dog på, at den større anvendelse af naturgas og olie om vinteren er den vigtigste faktor i forhold til sæsonvariationer, da emissionen er lidt lavere om vinteren end om sommeren.

6. Emissionsfaktorer for el i alternative forløb

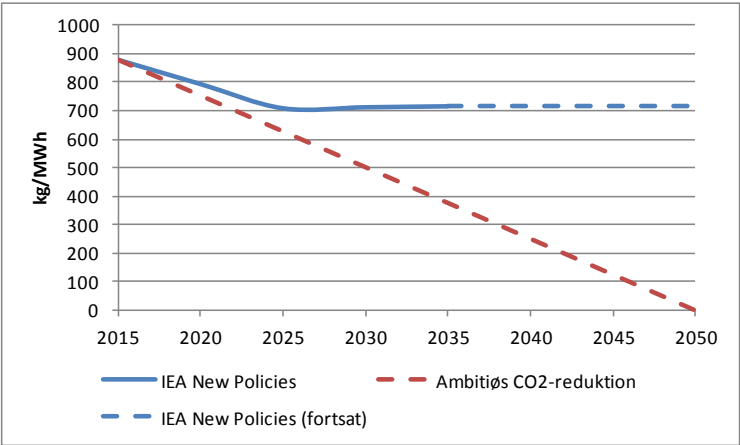
Ovenstående marginale emissionsfaktorer viser, at med de brændsels- og CO₂-kvotepriser og de politiske rammer, der er udstukket med IEA's New Policies scenario, vil det fortsat være kul og naturgas, der er de marginale elproduktionsteknologier i elmarkedet i de kommende mange år. Dette kan dog ændres, hvis målsætningerne for udbygning med VE eller reduktion af CO₂ bliver væsentligt strammere end antaget, eller hvis priserne på fossile brændsler og CO₂-kvotepriserne udvikler sig anderledes end forudset af IEA.

IEA og EU har opsat scenarier for mere ambitiøse reduktioner af CO₂

F.eks. har IEA også opsat et såkaldt 450 ppm scenario, hvor der gøres en markant mere ambitiøs indsats for CO₂-reduktion. EU har i sin Energy Road Map 2050 fra december 2011 også vist scenarier med en betydelig reduktion af CO₂ frem mod 2050. Både IEA og EU forudser i dette tilfælde, at CO₂-prisen stiger til over 500 kr./ton efter 2030 og endnu højere på længere sigt. I dette tilfælde vil det sandsynligvis være VE-teknologier og måske også a-kraft og CCS, der er de marginale elproduktionsteknologier, og den marginale emissionsfaktor vil falde betydeligt. I EU's scenarier nærmer elsektorens CO₂-emission sig 0 i 2050, og her må også den marginale emissionsfaktor være 0.

De alternative scenarier kan betyde, at den marginale emissionsfaktor reduceres betydeligt

Der er ikke i dette projekt gennemført en egentlig gennemregning af et alternativt forløb med en mere ambitiøs CO₂-reduktion, men figuren nedenfor illustrerer sammenligning af resultaterne fra dette projekt med et skitseret alternativt forløb, hvor CO₂ fra elsektoren i hele Nordeuropa reduceres til 0 omkring 2050. Afhængig af udviklingen i ambitionerne for CO₂-reduktion og dermed CO₂-prisen, vil den marginale emissionsfaktor lægge sig et sted mellem de skitserede forløb.



Figur 6: Det beregnede forløb (IEA New Policies) for den marginale emissionsfaktor for nordeuropæisk el sammenlignet med et skitseret forløb, hvor der sættes en mere ambitiøs politik for reduktion af CO₂ i elsystemet.

7. Marginal emissionsfaktor for varme

For fjernvarme tages der udgangspunkt i scenario med reduktion af CO₂ til 0 i 2025

Som tidligere nævnt er der taget udgangspunkt i CO₂-neutral scenariet fra VPH2. I dette scenario gøres en væsentlig indsats for at reducere CO₂-emissionen til 0 i 2025, herunder etablering af et nyt fliskraftvarmeværk, et nyt geotermianlæg og et stort varmelager. Desuden udsorteres 50 % af plastikfraktionen af affald i 2025 (reduceres lineært fra 100 % til 50 % i 2010 til 2025), og i 2025 er alle kraftvarmeenheder på SMV og HCV lukket, og al spidslast er omstillet til biomasse.

Nedenstående tabel viser resultater for den marginale emissionsfaktor for fjernvarme for årene 2015, 2025 og 2035 med 200 %-metoden og 125 %-metoden. 200 %-metoden er et udtryk for, at der er en væsentlig kraftvarmefordel, og metoden anvendes i varmeselskaberne miljødeklarationer, som er baseret på gennemsnit.

kg/GJ	125 %-metoden			200 %-metoden		
	2015	2025	2035	2015	2025	2035
Hele året	27,5	0	0	24,5	0	0

Tabel 59: Marginal emissionsfaktor for fjernvarme i 2015, 2025 og 2035. Emissionsfaktoren er angivet af transmissionsnet.

Den marginale emissionsfaktor er væsentligt højere end den gennemsnitlige i 2015

Det ses, at den marginale CO₂-emission efter 125 % og 200 % metoden ligger på hhv. 27,5 og 24,5 kg/GJ i 2015. Til sammenligning er den gennemsnitlige emissionsfaktor for fjernvarme i 2015 under halvt så stor (hhv. 9,7 og 7,0 kg/GJ). Det skyldes, at en betydelig større del af den marginale varme stadig produceres ved spidslast baseret på naturgas og olie.

I 2025 og 2035 er den marginale CO₂-emissionsfaktor reduceret til 0

I 2025 og 2035 er den marginale emission 0. Dette skyldes, at alle fossile brændsler er udfaset på kraftvarmeverker og spidslastanlæg. Der er fortsat en mindre CO₂-emission fra de affaldsfyrede anlæg og fra geotermi, men da der regnes med en fast affaldsmængde, og da geotermianlægget allerede i udgangspunktet er fuldt udnyttet, forøges CO₂-emissionen ikke ved en forøgelse af varmekonsumet.

8. Konklusioner

I dette notat gennemgås beregninger af miljøpåvirkningen fra en øget anvendelse af el og fjernvarme på både kort og længere sigt. Det fremhæves, at man ved vurdering af nye, fremtidige tiltag bør se på den marginale emission som følge af ændringer i energiforbruget og ikke den gennemsnitlige emission. Desuden bør man i langsigtede analyser anvende den langsigtede marginale betragtning, dvs. at investeringer i nye energiproduktionsanlæg bør indregnes.

Beregningerne giver følgende konklusioner:

- I en fremtid, hvor priserne på brændsler og CO₂-kvoter følger prognoserne fra IEA's New Policies scenario (svarende til Energistyrelsens anbefalede prisfremskrivning) vil den marginale emissionsfaktor for elmarkedet i Norden og Tyskland i mange år fremover være fastlagt af primært kulfyrede kondensanlæg. Dette betyder, at den marginale emissionsfaktor for el er 879 kg/MWh i 2015 faldende til ca. 700 kg/MWh i 2025 og 2035.
- Den marginale emissionsfaktor er betydeligt højere end den gennemsnitlige, danske emissionsfaktor. Som følge af regeringens målsætning om, at el- og varmeforsyningen skal være 100 % baseret på VE i 2035, falder den gennemsnitlige emissionsfaktor til 360 kg/MWh i 2015 og videre til 230 kg/MWh i 2025 og 30 kg/MWh i 2035.
- Sæsonvariationer i den marginale CO₂-emissionsfaktor for el, viser at der er en højere marginal CO₂ udledning om sommeren. Det skyldes, at en større del af elproduktionen baseres på kul-kondens om sommeren end om vinteren, hvor også kondensværker på naturgas er i drift.
- For fjernvarme i Hovedstadsområdet beregnes den marginale CO₂-emissionsfaktor til 0 kg/GJ med 200 %-metoden i 2025 og 2035. Dette skyldes, at det forudsættes, at udviklingen af fjernvarmeforsyningen i Hovedstadsområdet følger CO₂-neutral scenariet fra Varmeplan Hovedstaden 2. I dette scenario gøres en betydelig indsats for at gøre fjernvarmeforsyningen CO₂-neutral inden 2025.

I 2015 er den marginale CO₂-emissionsfaktor for fjernvarme ca. 25 kg/GJ, hvilket er over dobbelt så højt som den gennemsnitlige emissionsfaktor. Dette skyldes, at den marginale varmeproduktion i langt højere grad er bas