

ENERGIPLANLÆGNING FOR FREDENSBORG OG HØRSHOLM KOMMUNER PÅ 10 ÅRS SIGT

Til
I/S Nordforbrænding + Fredensborg og Hørsholm Kommuner

Dokumenttype
Energiplan

Dato
Maj, 2011

ENERGIPLANLÆGNING FOR FREDENSBORG OG HØRSHOLM KOMMUNER PÅ 10 ÅRS SIGT



Rambøll
Hannemanns Allé 53
DK-2300 København S
T +45 5161 1000
F +45 5161 1001
www.ramboll.dk

Revision **Final**
Dato **2011-05-26**
Udarbejdet af **AD, KAC, KLF, FU, JNF**
Kontrolleret af **JO, AD**
Godkendt af **JO**
Beskrivelse

Ref. 10666019

INDHOLD

1.	Indledning	1
2.	Hovedanbefalinger, perspektiver og resumé	3
2.1	Anbefalinger for Fredensborg Kommune	3
2.2	Anbefalinger for Hørsholm Kommune	5
2.3	Fælles anbefalinger	7
2.4	Det videre arbejde	9
2.5	Overordnede tendenser	9
2.5.1	Kommuneniveau	9
2.5.2	Regionalt niveau	10
2.6	Resumé	10
3.	Rammer for planlægning	14
3.1	Overordnet planlægning – mål og formål	14
3.2	EU-lovgivning	17
3.2.1	Direktivet for strategisk miljøvurdering	17
3.2.2	Direktivet for energiforbrugende produkter	17
3.2.3	Direktivet for vedvarende energi	18
3.2.4	Direktivet for bygningers energimæssige ydeevne	18
3.3	Dansk lovgivning	18
3.3.1	Varmeforsyningslov	18
3.3.2	Projektbekendtgørelsen	19
3.3.3	Lov om energibesparelser	19
3.3.4	Lov om kommunal fjernkøling	19
3.3.5	Bygningsreglementet	20
3.4	Administration efter varmforsyningsloven og bygningsreglementet	20
3.5	Eksempel på beregning efter bygningsreglementet	21
3.5.1	Konsekvenser	23
3.5.2	Muligheder for kommunerne	23
3.6	Nødvendigt samspil mellem Varmeforsyningsloven og Bygningsreglementet	24
3.7	Samfundsøkonomi	25
3.8	Energirammeberegning iht. bygningsreglement	27
4.	Kommunernes klimaarbejde	29
4.1	Hørsholm Kommune	29
4.2	Fredensborg Kommune	30
4.3	Nordforbrændings klimapanel	31
5.	Kortlægning af energibehov	33
5.1	Kortlægning af nuværende varmebehov	33
5.1.1	Metode	33
5.1.2	Overordnet opdeling i energidistrikter	33
5.2	Udvikling i varmebehovet	34
5.3	Kortlægning af elbehov	35
5.4	Aftaler om besparelser på elforbruget	36
6.	Nuværende energiforsyning	37
6.1	Varmeforsyning	37
6.2	Beskrivelse af eksisterende varmeproduktion	38
6.2.1	Fjernvarme	38
6.2.2	Blokvarme	39
6.2.3	Individuel forsyning	40
6.3	Elproduktion	40
6.4	Kapacitetsforhold og marginal produktionsfordeling	41

6.5	Delkonklusioner omkring behov og forsyning	44
7.	Teknologier og interessenter	45
7.1	Det nordiske elmarked	45
7.2	Solvarme	48
7.3	Geotermi	50
7.4	Varmepumper	52
7.4.1	Kompressionsvarmepumper	52
7.4.2	Absorptionsvarmepumper	56
7.4.3	Varmepumper koblet til fjernvarmeretur	56
7.5	Biomassekedler	57
7.6	Biomassebaseret kraftvarmeproduktion	58
7.7	Solceller	59
7.8	Vindenergi	60
7.8.1	Husstandsvindmøller (< 25 kW)	62
7.8.2	Landvindmøller	62
7.8.3	Kystnære havvindmøller	65
7.8.4	Havvindmøller	66
7.9	Kort- og langtidslagring af varme	67
7.9.1	Korttidslagring i trykløs tanklagring	67
7.9.2	Damvarmelagre	67
7.9.3	Borehulslagre	68
7.9.4	Akvifærlagring	69
7.10	Temperaturforhold i fjernvarmesystemet	69
7.11	Fjernkøling	71
7.12	Fælles lastfordeling til transmissionssystemet	72
8.	Teknologivalg i den fremtidige forsyning	73
8.1	Case – konvertering af områder med individuel forsyning	73
8.1.1	Basis – eksisterende forsyning	75
8.1.2	Omstilling af alle boliger til varmepumpe / jordvarme	76
8.1.3	Forsyning med fjernvarme	76
8.1.4	Resultater af de samfundsøkonomiske beregninger	79
8.1.5	Supplerende undersøgelse: Konvertering af elkunder	79
8.1.6	Nøgletal for individuelle områder	80
8.1.7	Konklusioner omkring individuelle forsyningsområder	81
8.2	Case: Fredensborg by	82
8.2.1	Varmegrundlag	82
8.2.2	Anlægsomkostninger til fordelingsystem	83
8.2.3	Fremtidig forsyning med fjernvarme	84
8.2.4	Perspektiver for Fredensborg by	86
8.2.5	Konklusioner omkring Fredensborg by	86
8.3	Case: Forsyning til nybyggeri (eks. Kokkedal Vest eller Humlebæk Syd)	87
8.3.1	Sammenligning med andre byudviklingsområder	89
8.3.2	Konklusion	90
8.4	Case: Forsyning af landområderne	91
8.4.1	Landsbyer der undersøges	92
8.4.2	Referencepris for varme	93
8.4.3	Etablering af nyt kollektivt produktionsanlæg	94
8.4.4	Konklusioner for landområderne	98
9.	Virkninger af tiltag	99
9.1	Emissioner på varmeside	99
9.2	CO ₂ reduktioner ved at gennemføre tiltag	100

TABELFORTEGNELSE

Tabel 3-1 Sammenligning af varmforsyningslov og BR	22
----------------------------------------------------------	----

Tabel 3-2: Eksempel på energirammeberegning	27
Tabel 3-3: Eksempel på energirammeberegning med lokal produktion.....	28
Tabel 5-1: Energidistrikter og nettovarmebehov	33
Tabel 5-2: Varmebehov bygninger større end 300 m ²	34
Tabel 5-3: Udvikling i varmebehov.....	34
Tabel 5-4: Elforbrug inddelt i kategorier	35
Tabel 5-5: Elforbrug offentlige bygninger.....	36
Tabel 6-1: Varmebehov fordelt på forsyningsart – alle bygninger.....	37
Tabel 6-2: Varmebehov fordelt på forsyningsart – bygninger over 300 m ²	38
Tabel 6-3: Varmegrundlaget pr. år 2016.....	42
Tabel 7-1: Potentielle varmeproduktioner fra Renseanlæg i Hørsholm og Fredensborg Kommuner	55
Tabel 7-2: El- og varmeforbrug til at levere 100 MWh varme.....	57
Tabel 7-3: Forventet prisudvikling for solcellemoduler hhv. solcelleanlæg (dvs. inkl. udstyr)	59
Tabel 7-4: Størrelser og afstandskrav for en række vindmøller på markedet .	63
Tabel 8-1: Varmebehov i individuelle forsyningsområder	73
Tabel 8-2: Forbrug for installationer.....	74
Tabel 8-3: Marginal produktionsfordeling	75
Tabel 8-4: Virkningsgrader for installationer.....	75
Tabel 8-5: Nøgletal for anlægsomkostninger	75
Tabel 8-6: Nøgletal for driftsomkostninger	76
Tabel 8-7: Anlægsomkostninger for fjernvarme	78
Tabel 8-8: Resultat af samfundsøkonomiske beregninger.....	79
Tabel 8-9: Varme for alle bygninger i Fredensborg by.....	82
Tabel 8-10: Varmebehov for bygninger over 300 m ² i Fredensborg by	82
Tabel 8-11: Nøgletal for 3 byudviklingsområder.....	89
Tabel 8-12: Disponeringssskitse A for bebyggelsesformer og varmebehov	90
Tabel 8-13: Disponeringssskitse B for bebyggelsesformer og varmebehov	90
Tabel 8-14: Nøgletal i forbindelse med anlægsomkostninger	90
Tabel 8-15: Antal tilslutninger for de udvalgte områder i landzonen	92
Tabel 8-16: Varmegrundlag for de udvalgte områder i landzonen	93
Tabel 8-17: Referencevarmepris (olie) forsyning i landzonen.....	94
Tabel 8-18: Vægtet referencepris for olie- og elbaseret varme	94
Tabel 8-19: Investeringer i distributionsnet og stikledninger	95
Tabel 8-20: Nødvendig kapacitet for produktionsanlæg	96
Tabel 8-21: Overslag på anlægsomkostninger for produktionsanlæg	96
Tabel 8-22: Faste og variable omkostninger ekskl. moms	97
Tabel 9-1: Emissioner fordelt på forsyningsart.....	99
Tabel 9-2: Emissioner individuelle områder	100

FIGURFORTEGNELSE

Figur 1-1: Rammer for energiplanlægningen	2
Figur 2-1: Reduktion i emissioner på 10 års sigt	10
Figur 3-1 Sektorplaner og kommunernes råderum	15
Figur 3-2 Sektorer og energitjenester i strategisk energiplanlægning.....	16
Figur 3-3 Tre ens huse med samme varmebehov (samme klimaskærm), men i tre energiklasser.....	22
Figur 3-4: Omkostninger fra produktion til komfort	25
Figur 3-5: Elementer i den samfundsøkonomiske beregningsmetode	26
Figur 6-1 Procentvis andel af forsyningsformerne baseret på samlet leverance	37
Figur 6-2: Leveringsmuligheder for Nordforbrænding	43

Figur 7-1 Markedsprisen på el i Danmark, Sverige og Norge i en uge i januar 2011	46
Figur 7-2 Eksempel på elforbrug og vindkraftproduktion med nuværende vindkraftkapacitet. 1-18. januar 2011	47
Figur 7-3 Tænkt eksempel på elforbrug og vindkraftproduktion med fremtidig vindkraftkapacitet efter udbygning med primært havvindmøller.....	47
Figur 7-4: Priser for solvarmeanlæg	49
Figur 7-5: Solvarme og forbrugsprofil.....	49
Figur 7-6: Jordvarmebaseret varmepumpe. Kilde: Energitjenesten.....	53
Figur 7-7: Usseørd renseanlæg øverst til højre er placeret umiddelbart ved siden af Nordforbrænding	56
Figur 7-8: Vindressourcekort for Danmark. Det ses at Nordsjælland generelt er lavvindsområde. De tre lysere områder med mere vind er Arresø, Esrum sø og Furesø.	61
Figur 7-9: Nuværende vindmølleplaceringer i kommunerne i Region Hovedstaden	61
Figur 7-10: Alle adressekoordinater (stjerner) i kommunen med en 384m (blå) og 500 m (rød) radius lagt ud omkring sig. I de blå hhv. røde "huller" er der over 384 m hhv. 500 m til nærmeste nabo.	64
Figur 7-11: Placeringsforslag for de 23 kystnære havvindmøller i rapporten ..	65
Figur 7-12: Middelgrundsvindmøllerne (til højre i billedet) set fra Refshalevej. Der er ca. 2,8 km ud til vindmøllerne.	66
Figur 7-13: Billeder fra 10.000 m ³ damvarmelager ved Marstal. Udgravning og færdigt lager med låg.	67
Figur 7-14: Principtegning for Brædstrup's fremtidige varmeforsyning. Borehulslager og varmepumper er nøglekomponenter.	69
Figur 8-1: Nøgletal for individuelle områder	80
Figur 8-2: Distributionssystem i Fredensborg by	83
Figur 9-1: Mulige reduktioner i emissioner på 10 års sigt	101

BILAG

Bilag 1

Nordforbrændings forsyningsområde

Bilag 2

Oversigt over energidistrikter

Bilag 3

Energidistrikt Hørsholm

Bilag 4

Energidistrikter Humlebæk og Nivå

Bilag 5

Energidistrikt Fredensborg

Bilag 6

Varighedskurve

Bilag 7

Individuelt forsynede områder

Bilag 8

Individuelt forsynet område 59

Bilag 9

Område 59. Distributionsledninger

Bilag 10

Område 59. Distributionsledninger. Elopvarmede boliger

Bilag 11

Forbindelse mellem transmissionssystemer

Bilag 12

Fjernvarmesamarbejder i Hovedstadsregionen

1. INDLEDNING

Fredensborg og Hørsholm kommuner har besluttet at gå sammen om at få udarbejdet en energiplan. Foruden de to kommuner har I/S Nordforbrænding deltaget i samarbejdet om planen, og denne rapport præsenterer det færdige resultat.

Ved at indgå i et samarbejde omkring løsninger til at opfylde regeringens vision om et fossilfrit Danmark i 2050, reducerer man risikoen for lokale suboptimale og dyre løsninger for samfundet og for den enkelte bruger. Løsninger om eksempelvis udnyttelse af fjernvarme og optimering af affaldsressourcerne kan kun ske i samarbejde.

Klimakommissionen har givet deres bud på et fremtidigt energisystem og grundpillerne heri er bl.a., at fjernvarmen skal udbygges og at der skal indpasses betydeligt mere vindkraft i elproduktionen. For at understøtte elsystemet i perioder med meget vind, skal store varmepumper i fjernvarmesystemerne være i stand at udnytte den store vindkraftproduktion.

Et samarbejde på energisiden mellem kommunerne er ikke nyt. Sammen med de øvrige interessenter i I/S Nordforbrænding har Fredensborg og Hørsholm kommuner i en årrække været med til at udnytte overskudsvarmen fra Nordforbrændings affaldsforbrændingsanlæg og fra det naturgasbaserede kraftvarmeanlæg i Helsingør.

Kommunernes formål med at udarbejde en energiplan har været at få et samlet dokument, som dels belyser den nuværende energisituation, dels giver anvisninger på, hvordan energiforsyningen bedst kan forbedres. Planen giver således et øjebliksbillede af energiforbruget i Fredensborg og Hørsholm samtidig med, at den opstiller perspektiverne i en forbedret energiforsyning ud fra hensyn til energieffektivisering, forsyningssikkerhed, bæredygtighed og økonomi. Det har ikke været formålet med planen at beskrive den fremtidige energiforsyning i detaljer, men at give rammer og anbefalinger for de to kommuners arbejde med energiforsyningen i de kommende år.

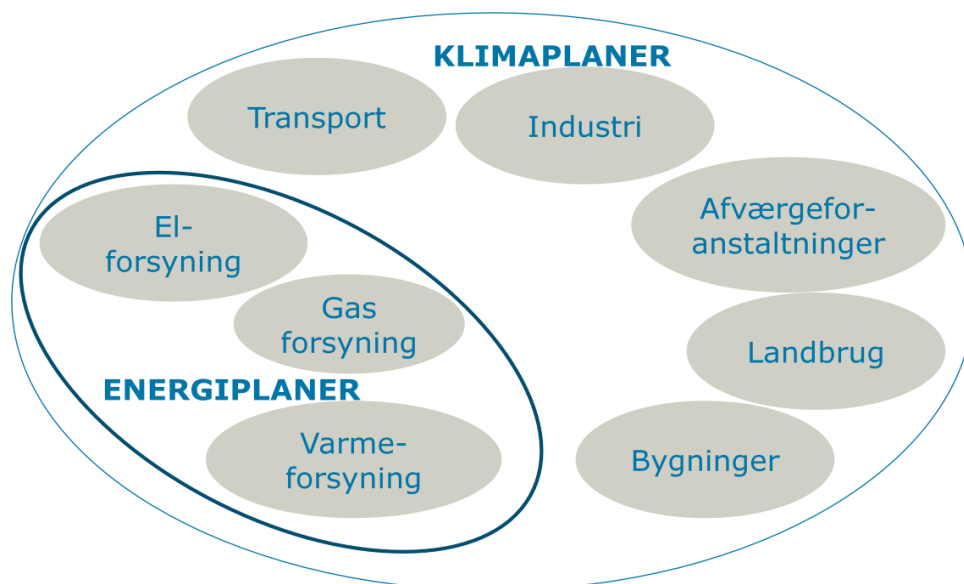
Historisk set har man i denne del af Nordsjælland haft god gavn af at udnytte den lokale energi. Med udbredte skovområder i hele regionen var det i tidligere tider ikke vanskeligt at skaffe brændsel, og man har også i århundreder forstået at udnytte vinden ved at bygge møller. Ved den begyndende industrialisering i 1800-tallet havde man også glæde af at kunne bygge vandmøller langs de åer, som løber gennem både Hørsholm og Fredensborg kommuner, så man dermed udnyttede lokale energikilder.

I dag er energianvendelsen i kommunerne domineret af forbrug af varme og el. Bæredygtigheden i energiforsyningen er i fokus, og energiplanens analyser viser, at som energiforsyningen ser ud i kommunerne i dag, er der en lige fordeling mellem CO₂ emissionerne fra hhv. el- og varme-forbruget. På det korte sigt er det vanskeligt at ændre på emissionerne fra elforbruget, hvilket afspejles i det begrænsede omfang af anbefalingerne på el-siden. Derimod kan emissionerne fra varmemeforbruget reduceres ganske betydeligt og med kendte teknologier.

Ud fra tiltagene beskrevet i energiplanen er det vurderet, at på en 10 årig tidshorisont, kan emissionerne fra forbruget af varme reduceres med minimum 50 %, og på en 15-20 årig horisont, kan emissionerne reduceres med mere end 80 %. Uden betydelige tiltag for at nedbringe elforbruget eller ved at etablere vedvarende elproduktionsanlæg, vil emissionerne fra varmesiden på en 20 års horisont være ubetydelige, mens der stadig udestår løsninger vedrørende elforbruget.

Det er en central del af anbefalingerne i energiplanen, at de nødvendige tiltag snarest sættes i værk.

Rapporten beskæftiger sig alene med de energimæssige forhold i kommunerne i forhold til at levere energitjenester til el, varme og køling samt de økonomiske og miljømæssige konsekvenser herved. De energimæssige og miljømæssige forhold i relation til trafik, landbrug og industriprocesser indgår således ikke i rapporten.



Figur 1-1: Rammer for energiplanlægningen

2. HOVEDANBEFALINGER, PERSPEKTIVER OG RESUMÉ

Afsnittet indeholder anbefalinger for kommunerne med henblik på at gennemføre betydelige reduktioner i emissionerne på varmesiden inden for 10-20 års sigt. Endvidere indeholder afsnittet de forsyningsmæssige perspektiver dels på kommuneniveau og dels på regionalt niveau, samt til sidst et resumé af de gennemførte analyser i energiplanen.

For at lette overskueligheden af anbefalingerne, er anbefalingerne opdelt hhv. på hver kommune og på fælles anbefalinger. Idet en række af anbefalingerne er fælles for kommunerne, er der en række gentagelser. Det anbefales derfor, at hver kommune alene læser afsnittene der vedrører egen kommune samt de fælles anbefalinger.

2.1 Anbefalinger for Fredensborg Kommune

➤ Fredensborg By:

- Fredensborg Kommune bør snarest igangsætte initiativer til at fjernvarmeforsyne Fredensborg by.
- Fjernvarmeforsyningen af Fredensborg by bør tjene som foregangsprojekt for tilslutning af øvrige større byområder, og de tekniske muligheder for at kunne forsyne byen med lavtemperaturvarme bør indgå i overvejelserne
- Fredensborg Kommune skal sikre, at de nødvendige undersøgelser og projektforslag bliver udarbejdet:
 - En større del af varmeforsyningen til Fredensborg by er i dag baseret på blokvarmeanlæg og større naturgasforbrugere. Dermed er det muligt at etablere et fjernvarmesystem der kan dække op til ca. 30 % af det totale varmebehov i byen for relativt begrænsede investeringer
 - På sigt bør yderligere forbrugere tilsluttes – herunder individuelt forsynede områder med stor varmetæthed. Det skønnes, at fjernvarmedækningen inden for en 10 årig periode, kan dække ca. 50 % af det samlede varmebehov bl.a. ved yderligere at tilslutte større el- og olieopvarmede boliger
- Forsyningen til Fredensborg By bør indledningsvis baseres på kollektive solvarmeanlæg samt biomasseanlæg. Hermed vil 50-60 % af fjernvarmebehovet være baseret på vedvarende energikilder. Det resterende varmebehov bør stadig være baseret på naturgas indtil systemet kan forsynes fra et større fjernvarmesystem
- Fredensborg Kommune bør tage aktiv del i at de større fjernvarmesystemer bliver koblet sammen ved en ledning mellem eksempelvis Humlebæk og Hillerød, hvilket, udover at sikre en langsigtet optimal fjernvarmeforsyning til byen baseret på vedvarende energikilder, vil være forbundet med en lang række fordele. Dermed forventes det, at fjernvarmeforsyningen baseret på vedvarende energikilder vil udgøre mere end 95 %.

➤ Anbefalinger specifikt for Humlebæk

- Kommunen bør gennem en tæt dialog med Nordforbrænding sikre, at de gennemførte projektforslag for Humlebæk snarest fremsendes til godkendelse i Kommunen.
- Kommunen bør sikre, at projektforslaget for forsyning af Humlebæk ses i et større perspektiv, således at en fremtidig forsyning til Fredensborg by, kan ske fra Humlebæk Vest.
- Der bør iværksættes en analyse af muligheden for at fjernvarmeforsyne minimum ét af de udpegede individuelt forsynede områder i Humlebæk.

➤ Landzonen i Fredensborg:

Landzonen i Fredensborg kommune står for ca. 18 % af den samlede emission til opvarmning. Landzonen er netop kategoriseret ved, at bygningerne typisk ligger i så stor afstand fra de ekssi-

sterende fjernvarmeledninger, at forsyning herfra ikke er hverken samfunds- eller brugerøkonomisk fordelagtigt. Endvidere har kommunen kun en begrænset indflydelse på opvarmningen i landzonen.

- Fredensborg Kommune bør informere beboere i landzonen om et eventuelt energiforlig der medfører, at oliebaseret opvarmning ikke længere tillades
 - Kommunen bør tilskynde til energibesparelser og at klimaskærmen (den ydre overflade i bygningen inkl. vægge, vinduer, tag mv.) i boligerne efterses og eventuelt opgraderes til et fornuftigt niveau. Såfremt der vælges varmepumper som opvarmingsform, er dette ofte en nødvendighed pga. lave fremløbstemperaturer for varmepumper.
 - Kommunen bør gøre opmærksom på alternativerne til olie- og elopvarmning der i landzonen primært er individuelle varmepumper og solvarmeanlæg. Endvidere bør kommune gøre opmærksom på muligheden for at søge vejledning hos relevante instanser – eksempelvis hos Go'Energi (www.goenergi.dk)
 - Kommunen bør undersøge muligheden for og være initiativtager til at etablere energiklynger¹ i større eller mindre omfang, men kommunen bør understøttes af lokale kræfter og et betydeligt lokalt engagement for kollektive løsninger frem for individuelle. Drivkraften skal være en betydelig økonomisk besparelse ved de kollektive løsninger. Ud over landsbyerne nævnt i afsnit 8.4, kan der desuden være mulighed for at etablere energiklynger eksempelvis i Langstrup, Danstrup, Veksebo eller Langerød.
 - Kommunen bør undersøge muligheden for støtte hos Energiklyngecenter Sjælland (www.energiklyngecenter.dk).
 - Kommunen er varmeplanmyndighed for større energiklynger og bør af miljøhensyn være fortalere for de kollektive løsninger. Disse bør imidlertid alene godkendes såfremt samfunds-, selskabs- og brugerøkonomi taler herfor
 - Hvor der er oplagt mulighed for at etablere energiklynger, bør kommunen informere om, at der er store fordele ved at etablere kollektive løsninger frem for individuelle.
- Tilslutning af nye områder
- Kommunen bør kommunikere klart hvorledes de forstår bæredygtigt byggeri. Ved etablering af nybyggeri stilles der ofte krav om, at byggeriet skal være bæredygtigt – dog uden at kommunen helt har gjort sig klart hvad de mener hermed. Vi anbefaler, at principper som eksempelvis langsigtede helhedshensyn, miljø, økonomisk fordelagtighed for lokalsamfundet samt samfundsøkonomiske hensyn bør være centrale dele af bæredygtighedsprincippet.
 - Selv ved byudviklingsområder med lav bebyggelsesprocent kan kollektiv forsyning stadig være den mest optimale forsyningsform, forudsat, at området disponeres med mindre øer af tæt/lav byggeri med central tilslutning af energiforsyningen. Dette er specielt værd at bemærke ved udlægning af eksempelvis Humlebæk Syd.
 - Kommunen bør anlægge et helhedshensyn omkring byggeriet inkl. klimaskærm og forsyning med energi. Eksempelvis kan gennemtænkte interne installationer i bygningerne der sikrer en god afkøling reducere omkostningerne til varmeforsyningen
 - Det anbefales, at tæt/lav nybyggeri følger den normale energiramme efter bygningsreglementets BR10 og udlægges til kollektiv forsyning, mens der ved åben / lav byggeri kan vælges BR2015 eller eventuelt passiv- eller 0-energihuse med individuel forsyning
 - Fastlæggelse af varmeforsyningen til nye områder bør prioriteres ud fra samfundsøkonomiske principper, således at der er en sikkerhed for, at de begrænsede ressourcer bliver anvendt mest optimalt.
 - Det anbefales, at varmeanlæggene i byudviklingsområdets bygninger dimensioneres for lavtemperatur

¹ Samarbejde i landsbyer og åbne landområder uden for de kollektive systemer omkring energiløsninger

- For tæt / lav byggeri bør varmforsyningsanlægget centraliseres
- De tekniske muligheder for direkte tilslutning uden varmevekslere bør analyseres

➤ Elforbrug og forsyning

Emissioner som følge af varmeforbruget kan inden for en periode på 10-20 år reduceres til et minimum, mens emissionerne fra forbruget af el stadig vil være betydeligt.

- Der bør være en løbende fokus på at reducere elforbruget i kommunerne. Elforbruget for offentlige virksomheder i Fredensborg Kommune udgør ca. 12 % af det samlede elforbrug i kommunen ekskl. kategorien "Kloak og renovation samt rensningsanlæg".
- Fredensborg Kommunen bør undersøge muligheden for at opstille store lokale landbaserede vindmøller. Det er vurderet, at der er et betydeligt potentiale for at opstille landvindmøller i kommunen hvilket kan ses af figur 7-10 – dog alene vurderet ud fra afstandskrav til nærmeste bebyggelse. Største areal ligger mellem Langstrup, Vejenbrød og Hesselrød.
- Vurderingen for Fredensborg og Hørsholm er samlet set, at der er et potentiale for at opstille ca. 25 MW landvindmøller (svarende til 8-10 møller) – dog alene vurderet ud fra afstandskrav til nærmeste bebyggelse. Dette vil medføre en årlig produktion på ca. 43 GWh el, svarende til ca. 16 % af det totale elforbrug i kommunerne.
- Såfremt det ikke er gennemførligt med landvindmøller, bør Fredensborg Kommune i samarbejde andre kommuner - vurdere muligheden for at opstille lokale kystnære havvindmøller. Potentialet ved Nivå Flak er eksempelvis 23 vindmøller af 3 MW, hvilket vil svare til en årsproduktion på 85 % af kommunernes samlede elforbrug.
- En anden mulighed for kommunen er at blive medinvestor i en større havvindmøllepark. Dermed undgår kommunen eventuelle nabogener, men til gengæld reduceres det lokale aspekt i synligheden af møllerne.
- Kommunerne bør ikke opmuntre til mindre lokale husstandsvindmøller. De er både samfunds- og selskabsøkonomisk urentable set i forhold til at etablere større møller.

2.2 Anbefalinger for Hørsholm Kommune

➤ Anbefalinger i de individuelle områder

De individuelle områder er typisk opvarmet med olie, el, naturgas samt i mindre omfang brændeovne og varmepumper. Såfremt der kan findes en teknisk model til at tilslutte de individuelle områder, er der store miljømæssige perspektiver, idet de omfatter mere end 70 % af de totale emissioner. Det er forbundet med store omkostninger og der er lang planlægningshorisont for områderne. Det er helt afgørende for tilslutning af områderne, at der er et fornuftigt økonomisk incitament for brugerne til at konvertere.

- Kommunen bør i samarbejde med Nordforbrænding udarbejde en detaljeret analyse af muligheden for at konvertere et individuelt forsynet område. En betydelig del af emissionerne i Hørsholm By sker netop fra de individuelt forsynede områder. Analysen skal bane vejen for, at kommunen på sigt kan konvertere flere af disse områder, hvilket vil give en betydelig klimamæssig gevinst.
- Det anbefales, at Kommunen og Nordforbrænding på et tidligt stadie i analysen tager kontakt til grundejerne i de berørte områder og orienterer om processen og de fordele som fjernvarmforsyning indebærer. Formålet er at undgå, at for mange grundejere konverterer deres eksisterende opvarmningsform til eksempelvis varmepumper og dermed blokerer for en samlet konvertering af et område.
- Såfremt det vurderes teknisk / økonomisk muligt, bør Kommunen stille krav om, at individuelle områder udlægges til lavtemperaturvarme, hvilket vil indebære en lang række fordele.

- Såfremt det samfundsøkonomisk set er for dyrt at fjernvarmeforsyne et helt område fra starten, bør Kommunen og Nordforbrænding vurdere hvorvidt der kan etableres et rentabelt distributionsnet alene til forsyning af olie- og elopvarmede boliger. Dog bør fjernvarmesystemet udlægges til at flere kunder successivt kan tilsluttes.

➤ **Anbefalinger i landzonen:**

Ca. 15 % af den samlede emission til opvarmning for Hørsholm Kommune stammer fra landzonen. Landzonen er netop kategoriseret ved, at bygningerne typisk ligger i så stor afstand fra eksisterende fjernvarmeledninger, at forsyning herfra ikke er hverken samfunds- eller brugerøkonomisk fordelagtigt. Endvidere har kommunerne kun en begrænset indflydelse på opvarmningen i landzonen.

- Hørsholm Kommune bør informere beboere i landzonen om et eventuelt energiforlig der medfører, at oliebaseret opvarmning ikke længere tillades
- Kommunen bør tilskynde til energibesparelser og at klimaskærmen (den ydre overflade i bygningen inkl. vægge, vinduer, tag mv.) i boligerne efterses og eventuelt opgraderes til et fornuftigt niveau. Såfremt der vælges varmepumper som opvarmingsform, er dette ofte en nødvendighed pga. lave fremløbstemperaturer for varmepumper.
- Kommunen bør gøre opmærksom på alternativerne til olie- og elopvarmning der i landzonen primært er individuelle varmepumper og solvarmeanlæg. Endvidere bør kommune gøre opmærksom på muligheden for at søge vejledning hos relevante instanser – eksempelvis hos Go'Energi (www.goenergi.dk)
- Kommunen bør undersøge muligheden for og være initiativtager til at etablere energiklynger² i større eller mindre omfang, men kommunen bør understøttes af lokale kræfter og et betydeligt lokalt engagement for kollektive løsninger frem for individuelle. Drivkraften skal være en betydelig økonomisk besparelse ved de kollektive løsninger. Mulighed for at etablere energiklynger kan eksempelvis være i Slutterup og Kettinge.
- Kommunen bør undersøge muligheden for støtte hos Energiklyngecenter Sjælland (www.energiklyngecenter.dk)
- Kommunen er varmeplanmyndighed for større energiklynger og bør af miljøhensyn være fortalere for de kollektive løsninger. Disse bør imidlertid alene godkendes såfremt samfunds-, selskabs- og brugerøkonomi taler herfor
- Ved energiklynger bør kommunerne informere om, at der er store fordele ved at etablere kollektive solvarmeanlæg frem for individuelle.

➤ **Tilslutning af nye områder**

- Hørsholm Kommune bør kommunikere klart hvorledes de forstår bæredygtigt byggeri. Ved etablering af nybyggeri stilles der ofte krav om, at byggeriet skal være bæredygtigt – dog uden at kommunen helt har gjort sig klart hvad de mener hermed. Vi anbefaler, at principper som eksempelvis langsigtede helhedshensyn, miljø, økonomisk fordelagtighed for lokalsamfundet samt samfundsøkonomiske hensyn bør være centrale dele af bæredygtighedsprincippet
- Selv ved byudviklingsområder med lav bebyggelsesprocent kan kollektiv forsyning stadig være den mest optimale forsyningsform, forudsat, at området disponeres med mindre øer af tæt/lav byggeri med central tilslutning af energiforsyningen. Dette er væsentligt at have for øje når eksempelvis Kokkedal Vest skal udbygges.

² Samarbejde i landsbyer og åbne landområder uden for de kollektive systemer omkring energiløsninger

- Kommunen bør anlægge et helhedshensyn omkring byggeriet inkl. klimaskærm og forsyning med energi. Eksempelvis kan gennemtænkte interne installationer i bygningerne der sikrer en god afkøling reducere omkostningerne til varmforsyningen
- Det anbefales, at tæt/lav nybyggeri følger den normale energiramme efter bygningsreglementets BR10 og udlægges til kollektiv forsyning, mens der ved åben / lav byggeri kan vælges BR2015 eller eventuelt passiv- eller 0-energihuse med individuel forsyning
- Fastlæggelse af varmforsyningen til nye områder bør prioriteres ud fra samfundsøkonomiske principper, således at der er en sikkerhed for, at de begrænsede ressourcer bliver anvendt mest optimalt.
- Det anbefales, at varmeanlæggene i byudviklingsområdets bygninger dimensioneres for lavtemperatur
- For tæt / lav byggeri bør varmforsyningsanlægget centraliseres.
- De tekniske muligheder for direkte tilslutning uden varmevekslere bør analyseres

➤ Elforbrug og forsyning

Emissioner som følge af varmforsyningen kan inden for en periode på 10-20 år reduceres til et minimum, mens emissionerne fra forbruget af el stadig vil være betydeligt.

- Hørsholm Kommune bør opretholde en løbende fokus på at reducere elforbruget. Elforbruget for offentlige virksomheder udgør ca. 11 % af det samlede elforbrug i Hørsholm Kommune ekskl. kategorien "Kloak og renovation samt rensningsanlæg".
- Kommunen bør undersøge muligheden for at opstille store lokale landbaserede vindmøller. Mulighederne er relativt begrænsede, men enkelte områder er udpeget på kortet vist i figur 7-10.
- Vurderingen for Fredensborg og Hørsholm er samlet set, at der er et potentiale for at opstille ca. 25 MW landvindmøller (svarende til 8-10 møller) – dog alene vurderet ud fra afstandskrav til nærmeste bebyggelse. Dette vil medføre en årlig produktion på ca. 43 GWh el, svarende til ca. 16 % af det totale elforbrug i kommunerne.
- Såfremt det ikke er gennemførligt med landvindmøller, bør kommunen i samarbejde med nabokommuner, vurdere muligheden for at opstille lokale kystnære havvindmøller. Potentialet ved Nivå Flak er eksempelvis 23 vindmøller af 3 MW, hvilket vil svare til en årsproduktion på 85 % af kommunernes samlede elforbrug.
- En anden mulighed for kommunerne er at blive medinvestor i en større havvindmøllepark. Dermed undgår kommunerne eventuelle nabogener, men til gengæld reduceres det lokale aspekt i synligheden af møllerne.
- Kommunerne bør ikke opmuntre til mindre lokale husstandsvindmøller. De er både samfunds- og selskabsøkonomisk urentable set i forhold til at etablere større møller.

2.3 Fælles anbefalinger

- Temperaturforhold i fjernvarmesystemerne
 - Såfremt Nordforbrænding bliver medejer af Helsingør Kraftvarmeverk, bør der snarest herefter iværksættes en analyse af hvorledes temperaturerne i transmissionssystemet generelt kan reduceres over de kommende år - eksempelvis ved at reducere antallet af vekslere i systemerne, ved direkte tilslutninger og ved at kortlægge afkølingsforholdene for de eksisterende kunder til systemerne. Reducerede temperaturer medfører dels en lang række fordele både for de eksisterende produktionsanlæg men er helt afgørende når nye vedvarende produktionsanlæg skal indpasses.
- Nordsjællandsk fjernvarmesystem

- Nordforbrænding bør tage initiativ til, at samarbejdet omkring etablering af et fælles nordsjællandsk fjernvarmesystem genoptages, således at der på sigt etableres en forbindelse mellem det østlige (Helsingør / Nordforbrænding) og det vestlige (Hillerød (Farum/Værløse) transmissionssystem. Etablering heraf vil indebære en lang række fordele – heriblandt:
 - Flere forsyningsanlæg baseret på forskellige brændsler giver store synergi-fordele
 - Solvarme og eventuelt geotermi er lettere at indpasse i større forsyningsssystemer idet de fordrer stort varmebehov i sommerperioden
 - Giver en større forsyningsikkerhed
 - Giver mulighed for at erstatte to naturgasbaserede kraftvarmeanlæg (Hillerød og Helsingør Kraftvarmeværker med ét biomassebaseret kraftvarmeværk)

- Forsyningen
 - Det bør undersøges, om der kan findes egnede arealer til solvarmeanlæg og varmelager således at storskala solvarme kan indgå i den fremtidige fjernvarmeforsyning
 - Kommunerne bør fortsætte undersøgelserne omkring eventuel indpasning af geotermisk varme. Pga. de betydelige risici og nødvendigheden af et stort varmebehov i sommerperioden, bør undersøgelserne inddrage kommunerne langs det østlige fjernvarmetransmissionssystem
 - Den større andel af vindbaseret elproduktion i Danmark vil betyde større udsving i elprisen. I timer med lave elpriser, bør varmeforsyningen i en vis udstrækning baseres på store varmepumper i tråd med Klimakommissionens anbefalinger samt Regeringens Energistrategi 2050.

- Lagring af varme
 - Fjernvarmesystemet bør i fremtiden indrettes med muligheder for at sæsonlagre fjernvarmen. I sommerperioden er der i forvejen rigeligt med varme i fjernvarmesystemerne og en mindre del af varmen må køles bort. Såfremt der bliver etableret et større solvarmeanlæg skal varmen herfra gemmes til efterårs- / vinterperioden. Lageret skal have tilstrækkeligt kapacitet til – som minimum – at indeholde solvarme samt eventuelt overskydende affaldsbaseret varme.

Yderligere kan det komme på tale at gemme geotermisk varme i lageret. Omkostningerne ved at etablere et geotermisk anlæg er så store, at anlægget skal holdes i drift året rundt for at holde produktionsomkostningerne nede.

- Varmelastfordeling
 - Der bør på sigt etableres en fælles varmelasten³ til at sikre den optimale varmeproduktion til fjernvarmesystemerne. I fremtiden skal flere forsyningselskaber udveksle varme mellem forsyningsystemerne for løbende at sikre, at varmen bliver produceret så optimalt som muligt. Af aktører kan nævnes Nordforbrænding, Helsingør Forsyning, Holte Fjernvarme og på sigt Hillerød Forsyning, Vestforbrænding med flere. Det er helt afgørende, at der kun findes én varmelasten der sørger for den samlede optimering og at man gennem aftaleforhold sikrer, at prisreguleringsmekanismen afspejler de reelle omkostningsstrukturer. Optimeres lasten på anlæggene ud fra prisreguleringsformler der ikke afspejler de reelle variable omkostninger, vil lastfordelingen mellem produktionsanlæggene blive inoptimal med store værditab til følge.

³ Fælles selskab som står for den daglige varmeplanlægning, og som løbende skal sikre, at varmen i transmissionssystemerne altid produceres på de billigste anlæg afhængigt af elpriser, brændselspriser mv.

2.4 Det videre arbejde

Kommunerne er de overordnede ansvarlige for godkendelsen af varmeforsyningsprojekter og skal som følge deraf sikre, at projekter er økonomisk fornuftige – både selskabs-, bruger- og samfundsøkonomisk set. Såfremt projekter ikke lever op hertil, kan de ikke godkendes af de respektive kommunalbestyrelser.

Rent praktisk bør der være et meget tæt samarbejde mellem kommunerne og forsyningsselskaberne, således at forsyningsselskaberne (her primært Nordforbrænding), enten på eget initiativ eller ved opfordring fra kommunerne, sørger for at udarbejde projektforslag for områder der ønskes konverteret til fjernvarme. Også ved udstykning af nye områder, bør Nordforbrænding konsulteres på et meget tidligt tidspunkt i processen. Uanset om fjernvarmen leveres alene som affaldsbaseret varme eller som et miks mellem affaldsvarme og øvrig kraftvarme, er der oftest en meget stor økonomisk og miljømæssig fordel ved fjernvarme frem for andre løsninger.

Det er netop i projektforslagene, at alle økonomiske aspekter skal belyses, både mht. anlægsomkostninger og de efterfølgende forventede besparelser mv. Nærværende energiplan kan ikke stå alene i forhold til de nødvendige detailundersøgelser og projektforslag, idet energiplanens beregninger er gennemført på et mere overordnet niveau.

Som en naturlig følge af de initiativer der er beskrevet i nærværende energiplan, bør kommunerne i samarbejde med Nordforbrænding igangsætte de nødvendige undersøgelser for at vurdere, hvorvidt der er grundlag for at udarbejde egentlige projektforslag.

Der vil være en række rammer for det videre arbejde i form af love, regler og beregningsforudsætninger. Disse rammer ændres løbende, og derfor vil kommunernes muligheder for at igangsætte og gennemføre projekter også ændres. Her kunne der i de kommende år være en forskel på Fredensborg og Hørsholm kommuner, idet Fredensborg kommer til at indgå i Indenrigsministeriets forsøg med frikommuner. Det er dog usikkert, hvor stor betydning ordningen får på energiområdet, hvor Energistyrelsen fortsat forventer en central styring.

2.5 Overordnede tendenser

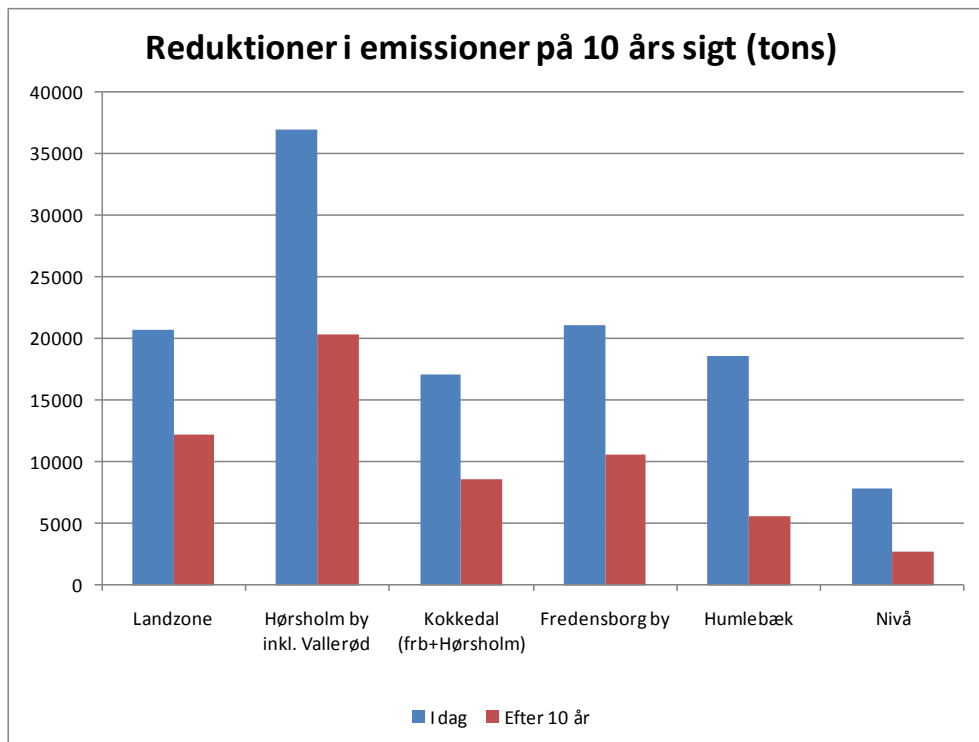
2.5.1 Kommuneniveau

Omtrent en tredjedel af varmebehovet i kommunerne er baseret på fjernvarme, hvor varmen i dag hovedsageligt produceres ud fra affalds- og naturgasbaseret kraftvarme. Andelen af vedvarende energi i fjernvarmesystemet øges i fremtiden dels ved øget anvendelse af vedvarende energikilder i form af solvarme og biomasse og dels ved en øget produktion af affaldsbaseret varme.

Der bør tilsluttes yderligere kunder til fjernvarmen, men tilslutningen det skal ske ud fra samfunds- og brugerøkonomiske kriterier, således at det sikres, at der ikke overinvesteres i fjernvarme set i relation til individuelle forsyningsformer samt at brugerne altid oplever en økonomisk fordel ved konverteringen.

Det generelle billede er, at områder, der har større varmetæthed end parcelhusområder (eksempelvis etagebebyggelser eller tæt/lav byggeri) i nogen afstand fra fjernvarmen samt større enkeltbebyggelser nogen afstand fra fjernvarmenettet med fordel kan konverteres til fjernvarme.

Det er muligt at opnå reduktioner i emissionerne fra varmesiden på mere end 50 % over den næste 10 års periode, hvilket er sammenfattet i følgende figur 2-1:



Figur 2-1: Reduktion i emissioner på 10 års sigt

En væsentlig forudsætning er dog, at de eksisterende naturgasbaserede kraftvarmeværker (Helsingør og Hillerød) konverteres til vedvarende energikilder – eksempelvis biomasse.

Den væsentligste årsag til, at der stadig er betydelige emissioner efter 10 år er primært, at det tager tid og er forbundet med betydelige udfordringer, at konvertere de individuelle områder. Ses emissionerne over en tidshorisont på 15-20 år, bør alle individuelle områder være konverteret til fjernvarme, hvorved emissionerne fra varmesiden kan være reduceret mere end 80 %.

2.5.2 Regionalt niveau

Region Hovedstaden besluttede i 2009 at udarbejde en klimastrategi i samarbejde med regionens 29 kommuner. I februar 2011 forelå det endelige resultat og i form af "Tværgående energiplanlægning i Hovedstadsregionen" med undertitel "Kortlægning og analyse". I bilag 12 til rapporten er vist et oversigtskort over de enkelte fjernvarmeselskaber i regionen og de nuværende og forventede samarbejder omkring udveksling af varme.

2.6 Resumé

Fredensborg og Hørsholm kommuner har begge sat sig store målsætninger inden for klimaområdet. De har underskrevet klimakommuneaftaler og har derfor forpligtet sig til at reducere CO₂ udledningen de kommende år. Derudover har kommunerne forpligtet sig til at reducere elforbruget gennem kurveknækkaftale med Energisparefonden (i dag "Go'Energi")

Ca. 88 % af det samlede varmegrundlag er i byområderne, mens de resterende 12 % ligger i landzone. Imidlertid udgør CO₂ emissionen i landzonerne ca. 17 % af den samlede emission i kommunerne idet forsyningen i landområderne primært er baseret på olie og el.

Den samlede CO₂ emission i kommunerne fra produktion af varme udgør ca. 120.000 tons årligt. Emissionen fra elforbruget er af samme størrelsesorden.

I landområderne i Fredensborg er ca. 65 % af forsyningen baseret på olie, mens det tilsvarende tal for Hørsholm er ca. 40 %. For de elopvarmede boliger udgør andelen hhv. 15 og 10 %.

Der er gode muligheder for at etablere storskala solvarmeanlæg i kommunerne til forsyning af fjernvarmesystemet. Risici er lave og det er yderst velprøvet teknologi. Der er store skalafordele forbundet med etablering af solvarme. Således vil større solvarmeanlæg typisk have 3-4 gange lavere specifikke etableringsomkostninger end mindre anlæg. Ét af de store problemer forbundet med storskala solvarme i kommunerne er, at Nordforbrænding allerede i dag dækker en betydelig del af varmegrundlaget i sommerperioden. Således skal etablering af et solvarmeanlæg ledsages af etablering af et større lager for varme, således at varmen kan gemmes til efterår / vinter. Der er etableret store lagre en række steder i landet, men der er stadig enkelte tekniske problemer der udstår at blive løst. Både solvarmeanlæg og lager kræver meget plads i landskabet, og der må forventes et arealbehov på 50-60 Ha.

Udvinning af geotermisk varme fra undergrunden vinder mere og mere frem i Danmark og Nordsjælland er udpeget som et af de områder med størst potentiale. Modsat solvarme er geotermi dog forbundet med store økonomiske risici og anlægsomkostningerne vil være i størrelsesordenen 100 – 150 mio. kr. for etableringen uden 100 % sikkerhed for, at faktisk kan hentes varme fra undergrunden. De høje etableringsomkostninger medfører samtidigt, at anlægget helst skal være i drift året rundt, hvilket ikke er muligt da Nordforbrænding i forvejen dækker hele varmebehovet i sommerperioden. Problemet bliver mindre jo større varmebehovet er. Pga. dette og de høje risici er det derfor oplagt, at eventuelle videre undersøgelser omkring geotermi sker tværkommunalt.

I henhold til Klimakommissionens rapport og Regeringens Energistrategi 2050, skal store varmepumper i højere grad indpasses i fjernvarmesystemerne for at udnytte de til tider lave elpriser som følge af en stor udbygning med vindenergi. Der er dog i dag ingen økonomiske fordele ved at etablere store varmepumper såfremt de skal konkurrere med biomassebaseret produktion, idet der stadig er for få timer på året hvor elpriserne er tilstrækkeligt lave. Samtidig er afgiftsforholdene pt. ikke optimale. Forholdene kan godt ændres, såfremt der kommer afgifter på biomasse og såfremt afgiftsforholdene bliver omlagt for varmepumper.

I dag er det ikke muligt at etablere biomassekedler til produktion af varme, såfremt de fortrænger afgiftspålagt varmeproduktion. Dette er mange steder en hindring for, at mindre landsbysamfund kan omstille varmeforsyningen til mere miljøvenlig energiproduktion. Med Regeringens Energistrategi 2050 er der bl.a. forslag om ændre på dette, hvilket giver store perspektiver bl.a. for en større omstilling af landområderne.

Generelt er det svært for kommunerne at ændre afgørende på emissionen fra den el der anvendes. Energispareaktiviteter generelt og større fokus på kollektiv produktion af køling i erhvervs-parker kan bidrage i et vist omfang, men det største tiltag er at etablere vindbaseret elproduktion enten i kommunerne eller som medinvestor i kystnære møller eller havbaserede vindmøller. Ses eksempelvis over en 10 årig periode forventes det, at emissionerne fra el udgør langt hovedparten af emissionerne i kommunerne.

De senere år er det blevet mere og mere populært at etablere små vindmøller på hustage mv. Problemet hermed er, at møllerne samfundsøkonomisk er meget ringe set i relation til større vindmøller og at investeringen er 4-5 gange højere såfremt man skal opnå den samme årlige produktion som store havbaserede møller. På baggrund af en analyse af mulige placeringsforhold i kommunerne, kan vi, såfremt der ikke tages hensyn til lokale forhold mv. men udelukkende afstandskrav til nærmeste bebyggelse, se mulighed for at opstille 8-10 landvindmøller i kommunerne med en samlet effekt på ca. 25 MW. Den forventede årsproduktion vil svare til ca. 16 % af kommunernes samlede elforbrug.

For at integrere solvarme og eventuelt geotermi i fjernvarmeforsyningen er det helt centralt, at der er mulighed for at lagre varmen fra sommerperioden til efterårs- / vinterperioden, hvilket kræver meget store lagre.

Specielt når varmen fra nye teknologer som eksempelvis solvarme, geotermi eller varmepumper skal indpasses til fjernvarmesystemerne, er det væsentligt at temperaturerne er lave. Eksempelvis er der i transmissions- og distributionssystemerne i dag en serie af varmevekslere fra produktionssted til forbruger, og i hvert led tabes temperatur. Ved tilslutning af nye eller eksisterende

områder bør Nordforbrænding generelt undersøge muligheden for, at reducere temperaturen. Derfor foreslår vi, at Nordforbrænding igangsætter undersøgelser af, hvorledes temperaturerne generelt kan sænkes i fjernvarmesystemerne. Også de eksisterende produktionsanlæg har stor nytte af lavere temperaturer idet effektiviteten øges.

Der er store økonomiske fordele ved at integrere fjernvarmesystemer hvilket bl.a. er påpeget i Varmeplan Danmark, og på sigt bør transmissionssystemet i øst (som Nordforbrænding producerer til) og transmissionssystemet i vest, der udspringer fra Hillerød Kraftvarmeværk, kobles sammen. Når dette sker, vil bl.a. Nordforbrænding, Helsingør Forsyning, Hillerød Forsyning, Vestforbrænding mfl. være interessenter i systemet. De integrerede systemer stiller store krav til lastfordelingen i systemerne, idet man kun med en løbende optimal lastfordeling kan sikre, at varmen løbende bliver produceret hvor det er billigst givet de aktuelle brændsels- og elpriser. Det anbefales derfor, at der på sigt oprettes en fælles lastfordelingsenhed der køber varmen fra produktionsanlæggene, videresælger til interessenterne i transmissionssystemet samt sørger for køb af nødvendig spids- og reservelastkapacitet.

En større andel af CO₂-emissionen fra varmeproduktionen hidrører fra områder med individuel forsyning i de nuværende byområder og hvor fjernvarmeledninger i forvejen ligger i nærheden. Der er gennemført en undersøgelse af at konvertere et område med en eksisterende forsyning baseret på naturgas, olie og el (område i Kokkedal omkranset af Holmegårdsvej / Egedalsvej / Brønsholmgårdsvej). Såfremt beregningerne gennemføres med de eksisterende samfundsøkonomiske forudsætninger og med investeringer baseret på kendte priser i Hovedstadsområdet, kan det ikke svare sig at konvertere området til fjernvarme. Det er heller ikke samfundsøkonomisk rentabelt at konvertere området til forsyning med varmepumper set i relation til at fortsætte og modernisere den eksisterende forsyning.

Diskonteringsrente der som udgangspunkt er anvendt i de samfundsøkonomiske beregninger er 6 % idet den var gældende på beregningstidspunktet. Pr. april 2011 er denne rente reduceret til 5 %, men den er stadig væsentligt over markedsniveauet, hvilket bl.a. Dansk Fjernvarme har gjort Folketingets Energipolitiske udvalg opmærksom på. Renten rammer netop projekter med en høj investeringsandel, og det var forventet, at niveauet ville blive reduceret if. Regeringens Energi-strategi 2050, hvilket dog ikke er sket. Nedsættelsen kan igen komme på tale if. med et kommende energiforlig.

Generelt anbefales det, at der gennemføres følsomhedsberegninger på de samfundsøkonomiske analyser. Eksempelvis vil en følsomhedsberegning med en diskonteringsrente på 3 % i de samfundsøkonomiske beregninger vise, at alternativet med fjernvarme i det individuelle område, er samfundsøkonomisk ligeværdigt med hhv. konvertering til varmepumper og modernisering af den nuværende forsyning - vel og mærke med den høje investeringsforudsætninger for området. Kan investeringerne reduceres, er der en positiv samfundsøkonomi forbundet med omstilling til fjernvarme. Dette er naturligvis ikke tilstrækkeligt, idet de enkelte brugere, skal opleve en reduceret pris for varmen. Et ofte anvendt princip er, at tilbyde en fjernvarmetarif svarende til at kunderne opnår en 10 % reduktion i deres omkostninger. For Nordforbrænding skal dette naturligvis hænge sammen samtidig med, at selskabsøkonomien er positiv.

I det aktuelle individuelle område er en lang række boliger opvarmet med el. Vi har undersøgt de samfundsøkonomiske omkostninger ved at etablere et fjernvarmedistributionsnet til at forsyne disse kunder. Selv med en diskonteringsfaktor på 6 %, er et alternativ med fjernvarme sammenlignelig med at fortsætte den nuværende forsyning. Dog er der ikke indregnet omkostninger til interne anlæg i hver bolig, idet det er forudsat, at disse omkostninger modsvarer stigningen i boligens værdi.

I sidste fase af rapporten har vi gennemført en kortlægning af alle individuelle forsyningsområder i hhv. Fredensborg og Hørsholm og har beregnet nøgletal for områderne (se figur 8-1). Nøgletallene indikerer, at andre individuelle områder beliggende i Hørsholm er mere fordelagtige at konvertere end det område hvor vi aktuelt har gennemført analysen. Specielt kan der peges på områderne 53, 56 og 57 jf. figur 8-1 og bilag 7. En fordel ved områderne er, at en større andel af boligerne er opvarmet med olie.

Vi anbefaler, at Nordforbrænding anvender ét af de individuelle områder som case og for en detaljeret undersøgelse af økonomien ved at konvertere til et lavtemperatur fjernvarmesystem. At denne analyse igangsættes og at der efterfølgende foretages en faktisk konvertering af et område såfremt det viser sig økonomisk rentabelt, er helt essentielt for få tilstrækkelig erfaringer til at gennemføre yderligere konverteringer af individuelle områder.

Fredensborg by er et andet område der i dag ikke er fjernvarmeforsynet. En større andel af byen er forsynet med blokvarme, hvilket reducerer anlægsomkostningerne såfremt der etableres fjernvarme. Det umiddelbare problem med en forsyning af Fredensborg er, at der er relativt langt dels fra Nordforbrændings eksisterende forsyningssystem og dels fra fjernvarmesystemet der forsyner Hillerød med varme. Der foreligger planer om at tilslutte Humlebæk Vest til fjernvarmesystemet. Rørledningen hertil bør have en tilstrækkelig dimension til at forsyne Fredensborg By på et senere tidspunkt.

Tidligere har der været gennemført detaljerede undersøgelser af en forbindelse mellem det fjernvarmesystem som Nordforbrænding er en del af og det fjernvarmesystem der i dag forsynes fra Hillerød Kraftvarmeverk. Der vil være store synergifordele ved at forbinde disse systemer. Inden en forbindelse bliver en realitet går der endnu en årrække, så det vil være fornuftigt allerede på nuværende tidspunkt, at igangsætte detaljerede undersøgelser af en fremtidig forsyning af Fredensborg by – eksempelvis baseret på solvarme, biomassevarme og naturgas.

En række områder står foran udbygning i kommunerne – eksempelvis Kokkedal Vest, Humlebæk Syd og Fredensborg Syd. Hvorvidt det er fordelagtigt at forsyne områderne med fjernvarme afhænger i høj grad af områdets fremtidige disponering. Generelt set kan det svare sig at fjernvarmeforsyne områderne såfremt der er tale om tæt/lav byggeri i større boligøer hvor de enkelte øer ikke ligger for spredt, mens det er svært at opnå en fornuftig økonomi i åben/lav områder. Varmeanlægget i områderne anbefales at blive baseret på lavtemperatur og der bør tilstræbes få centrale forsyningspunkter. Det anbefales, at der stilles krav om at overholde den normale energiramme – dvs. BR10.

Vi har gennemført undersøgelser af forsyning af landområderne. Landområderne ligger netop i karakteriseret ved, at det ikke længere kan svare sig, at forsyne fra de eksisterende fjernvarmeledninger. I landzonen er kommunens indflydelse begrænset, idet der ofte er tale om individuelle boliger hvor kapaciteten er under 250 kW og hvor Varmeforsyningsloven derfor ikke er gældende. I landzonen er forsyningen primært baseret på olieopvarmning og elvarme og der er store klimamæssige gevinster ved at få omlagt forsyningen til eksempelvis solvarme og biomassekedler. Kommunerne bør sikre, at alle beboere er bekendt med den seneste udvikling på energiområdet (bl.a. såfremt det ikke længere er muligt at købe oliekedler efter 2017 iht. Regeringens Energistrategi 2050). Endvidere bør kommunen gøre opmærksom på, at beboere kan søge råd og vejledning hos bl.a. Center for Energibesparelser - i dag Go'Energi (www.goenergi.dk).

Det er muligt at opnå en reduktion i emissionerne på mere end 50 % over en 10 års horisont og formentlig mere end 90 % over en horisont på 15-20 år.

3. RAMMER FOR PLANLÆGNING

I kommunernes planlægning er det væsentligt at være opmærksom på, at der ofte er modstrid mellem reglerne i varmforsyningsloven og reglerne i bygningsreglementet. I nærværende afsnit vil vi bl.a. redegøre herfor og vise et relevant eksempel, hvor manglende planlægning kan føre til et uheldigt valg af løsninger der både miljømæssigt og samfundsøkonomisk set, kan være ringere end alternativerne.

Kommunerne er gennem varmforsyningsloven stillet overfor krav om, at projekter er "samfundsøkonomisk fordelagtige". Hvis man ikke har godt kendskab til Energistyrelsens regler, kan betydningen af kravet være svær at gennemskue. Derfor vil vi tydeliggøre begrebet "samfundsøkonomi" ved at vise, at de elementer, der indgår, er ganske fornuftige og ikke er væsentlig anderledes end i en selskabsøkonomisk beregning.

Til sidst vil vi gennemgå den relevante lovgivning i forbindelse med energiforsyning, samt give eksempler på energirammeberegninger efter bygningsreglementet.

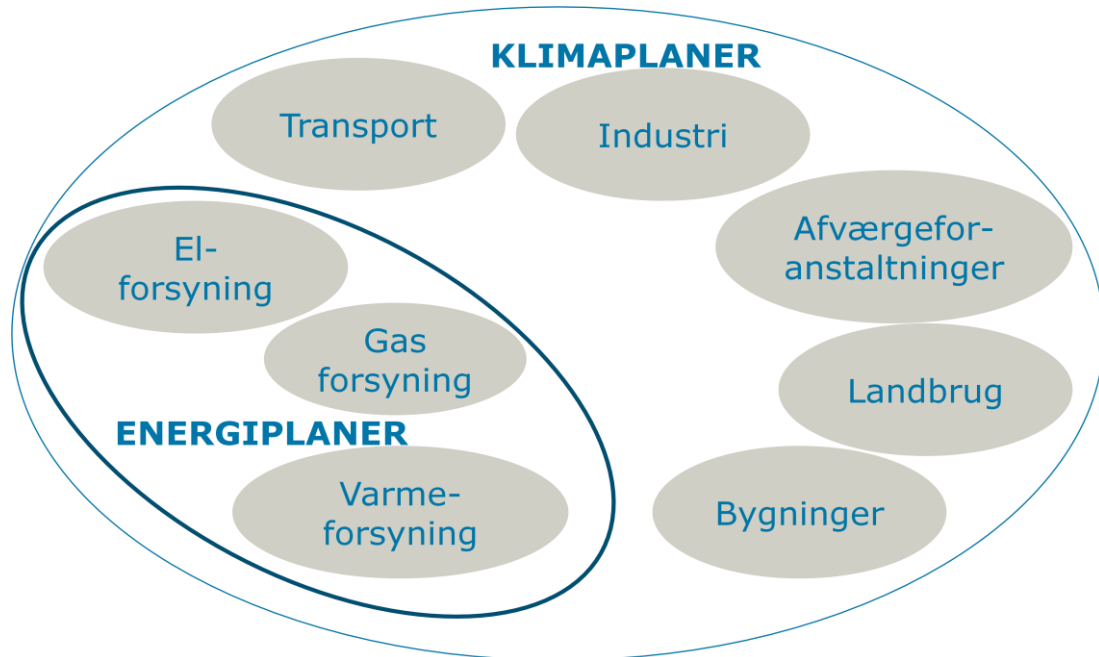
3.1 Overordnet planlægning – mål og formål

I de seneste år har der været særlig fokus på klima i kommunerne, dels de problemer der vil opstå som følge af de forudsatte ændringer i klimaet, og dels de muligheder man har i kommunerne for at mindske klimapåvirkningen.

Flere kommuner udarbejder klimaplaner for at belyse, hvordan de økonomiske ressourcer samlet set bedst kan anvendes med hensyn til disse forhold. For at kunne sammenligne og planlægge de forskellige tiltag i forhold til hinanden i klimaplanlægningen, kan der være et behov for, at kommunen arbejder med sektorplaner indenfor de relevante områder, eksempelvis en trafikplan, en spildevandsplan, en plan for bæredygtig byudvikling og en varmforsyningsplan som en integreret del af kommuneplanlægningen.

Det er især indenfor varmforsyningen, at kommunerne kan gøre en forskel. Kommunerne er den ansvarlige myndighed indenfor opvarmning, mens forhold vedrørende el og gas i højere grad varetages af statslige eller private aktører.

Det påhviler således kommunalbestyrelsen, i samarbejde med forsyningsselskaber og andre berørte parter, at udføre en planlægning for varmforsyningen i kommunen. Målet er at fremme den samfundsøkonomisk bedste løsning for bygningernes opvarmning og forsyning med varmt vand, heri indregnet alle miljøomkostninger.



Figur 3-1 Sektorplaner og kommunernes råderum

Hermed er kommunes lovpligtige indsats således at minimere de samfundsøkonomiske omkostninger på lang sigt til opvarmning og varmt brugsvand indenfor kommunens område ved at fremme de mest omkostningseffektive tiltag, som også leder frem til målet om, at Danmark skal være uafhængig af fossile brændsler.

Parallelt med det lovpligtige mål bør kommunalbestyrelsen som folkevalgte repræsentanter også forholde sig til en målsætning om at minimere de samlede omkostninger til opvarmning og varmt brugsvand indenfor kommunen som geografisk område. Det vil sige summen af kommunens, borgernes og virksomhedernes økonomi.

Når kommunalbestyrelsen skal sammenligne to energiløsninger, der på forskellig vis leder frem til den langsigtede målsætning om uafhængighed af fossile brændsler kan de to alternativer således sammenlignes med hensyn til hvilket alternativ, der bedst bidrager til en positiv økonomi for samfundet, (herunder miljøomkostninger) og for lokalsamfundet. Ved at vælge efter disse forhold fremmer man samtidig en bæredygtig udvikling med positiv score indenfor økonomiske ressourcer, miljø og social ansvarlighed.

I nogle tilfælde kommer kommunalbestyrelsen ud for, at den løsning, som er bedst ud fra samfundsøkonomiske kriterier, og som kommunen er forpligtiget til at følge, ikke er den samme løsning, som giver den bedste økonomi for kommunen som geografisk område. Her kan der være visse frihedsgrader med hensyn til, at kommunalbestyrelsen kan lægge vægt på den løsning, der er bedst for lokalsamfundet.

Den større fokus på klima og CO₂ reduktion har fået mange kommuner til at fokusere på CO₂ reduktion frem for samfundsøkonomi. Derfor har Folketinget skærpet Varmeforsyningslovens formålsparagraf ved at tydeliggøre, at CO₂ emissionen er inkluderet i samfundsøkonomien, som er den overordnede målsætning. Det skete i lov nr. 622 af 11. juni 2010.

I forbindelse med udformningen af loven blev følgende svar givet af Klima- og Energiministeren:

"Projektbekendtgørelsen – og de samfundsøkonomiske analyser – er nemlig allerede udformet sådan, at samfundsøkonomien er det overordnede kriterium, hvori der indgår forskellige hensyn, som f.eks. miljømæssige hensyn. Den samfundsøkonomiske analyse udgør en samlet vurdering af de miljømæssige og økonomiske aspekter ved et givent projekt."

Der er ikke noget mål for, hvor højt ambitionsniveau den enkelte kommune skal vælge med hensyn til at identificere og fremme de bæredygtige tiltag, og der er mangel på vejledninger, der klart belyser de samfundsøkonomiske problemstillinger. Der er da heller ingen sanktioner for de kommuner der enten overser særdeles profitable projekter eller fremmer meget urentable projekter.

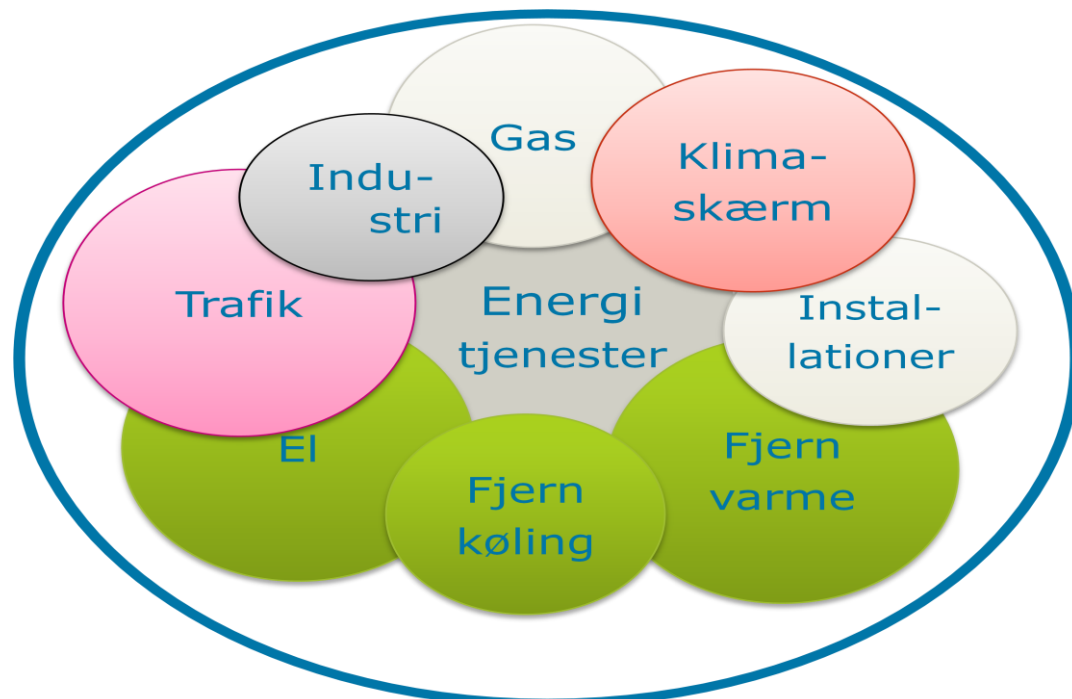
I EU direktiverne gives et klart signal om, at der skal arbejdes med omkostningseffektive løsninger på tværs af sektorer for at mindske forbruget af fossile brændsler, ikke blot til opvarmning og brugsvand, men også til køling, el og gas.

I EU's energistrategi tales om, at målet om omkostningseffektivitet bl.a. skal nås med planlægning af "intelligent grids for electricity, natural gas, district heating and cooling in smart cities".

Disse målsætninger følges op i den Danske Regerings forslag til en Energistrategi 2050, *hvor det på pressekonferencen blev fremhævet, at vi skal blive uafhængige af de fossile brændsler på den mest omkostningseffektive måde og, at en mindsket CO₂ emission er en positiv sidegevinst ved denne målsætning.* Ved at nå målet på den mest omkostningseffektive måde for samfundet, bliver der alt andet lige mere velfærd. Klimakommissionen har vurderet, at det på denne måde kan være realistisk at nå målet uden velfærdstab.

Det er således ikke en relevant målsætning for en kommune at blive CO₂ neutral før end nabo-kommunerne eller at komme først med en CO₂ neutral kommunal bygning. Sådanne mål vil ofte være suboptimale og være i modstrid med den egentlige målsætning og ønsket om en bæredygtig udvikling.

Energistyrelsen og KL har arbejdet med tanker om en metode til en strategisk energiplanlægning, der gerne skulle sætte kommunerne i stand til at planlægge på tværs af sektorer og kommunegrænser for at nå målet om størst mulig omkostningseffektivitet.



Figur 3-2 Sektorer og energitjenester i strategisk energiplanlægning

For at få alle relevante sektorer belyst i de samfundsøkonomiske analyser kan det være en hjælp at fokusere på hvordan de hver især og i samspil bidrager til at tilfredsstille de basale energitjenester som eksempelvis lys, transport, varme, kulde mv.

En kommune, der gerne vil gøre en ekstra indsats og nå et højt ambitionsniveau kan således ansøge energitjenester i kommunen på denne måde og samtidig samarbejde med nabokommuner og forsyningsselskaber mfl. om at nå frem til de samlet set mest samfundsøkonomisk fordelagtige løsninger.

Der er imidlertid også behov for at få udviklet og afprøvet nye teknologier, der endnu ikke er konkurrencedygtige og dermed samfundsøkonomisk fordelagtige. Der er mange muligheder for at få tilskud til sådanne projekter fra EU, fra danske programmer eller fra virksomheder.

For at realisere sådanne projekter kan der være behov for at inddrage dem i planlægningen og anvise de bedste lokaliseringer, så forsøgsprojekterne ikke modarbejder de samfundsøkonomisk fordelagtige projekter.

Hvis der er behov for at gennemføre et udviklings- eller demonstrationsprojekt, som ikke lever op til varmforsyningslovens krav om samfundsøkonomi, er der i projektbekendtgørelsens kapitel 6 § 28 om dispensation givet mulighed for, at Energistyrelsen kan dispensere.

Med hensyn til handlemuligheder indenfor nyt byggeri er kommunens handlemuligheder pt. begrænset for byggerier, der samlet set har en kapacitet under 250 kW, som er grænsen for kollektive anlæg, der skal godkendes iht. projektbekendtgørelsen. For disse byggerier under 250 kW er det sådan, at kommunens ellers nok så velbegrundede planer om fælles blokvarme eller fjernvarmeløsninger med tilslutningspligt iht. varmforsyningsloven og kommuneplanloven ikke kan håndhæves. Kommunen skal meddele dispensation fra tilslutningspligt, hvis en bygherre anmoder om det. Derved kan den fælles løsning smuldre, hvis blot en vis andel søger om dispensation, da de fælles omkostninger så skal dækkes af de resterende forbrugere. Ved kommunale udstykninger er det dog muligt at opkræve byggemodningsbidrag for kollektiv varmforsyning i lighed med anden byggemodning, hvorved risikoen for frafald mindskes.

3.2 EU-lovgivning

Flere artikler fra flere EU-direktiver har betydning for opvarmningssektoren.

3.2.1 Direktivet for strategisk miljøvurdering

Direktivet handler om, at de miljømæssige konsekvenser af projekter, planer, programmer, politikker indenfor en række sektorer, herunder energisektoren, skal vurderes på et overordnet niveau og tage hensyn til forhold i andre sektorer. Hvor VVM analyse foretages på et konkret projekt, eksempelvis et kraftværk for at vurdere om skorstenen er høj nok mv., så sker den strategiske vurdering på et højere niveau med høring af berørte sektorinteresser. Her skal eksempelvis tages stilling til, om kraftværket har den rette udformning, det rette brændsel og den rette placering mv.

Udspillet fra Energistyrelsen og KL om strategisk energiplanlægning af marts 2010 er et forslag, der vil udvide varmeplanlægningen, så den i endnu højere grad kommer til at omfatte de tværgående forhold på tværs af sektorerne og på tværs af kommunegrænser.

Selv om direktivet handler om miljø, må det også gælde de samfundsøkonomiske overvejelser og de dertil knyttede miljørelaterede omkostninger.

3.2.2 Direktivet for energiforbrugende produkter

Direktivet handler om, at medlemsstaterne skal fremme effektiviseringen af energiforbrugende produkter for derigennem at mindske forbruget af fossile brændsler, ikke mindst ved at stimulere markedet for udvikling af energieffektive produkter. Det retter sig særligt mod elforbrugende apparater, der kan effektiviseres og få nedsat standby forbruget, ligesom visse energitjenester, kan konverteres fra el til varmt vand.

3.2.3 Direktivet for vedvarende energi

VE direktivet opstiller en række krav om, at hver nation skal udarbejde en national handlingsplan for vedvarende energi og, at lokale og regionale myndigheder skal inddrage opvarmning og køling i planlægningen af byernes infrastruktur. Danmark har udarbejdet sin første handlingsplan i 2010.

Danmark er dermed på forkant med disse krav indenfor opvarmning, da vi siden 1980 har arbejdet med planlægning af byers infrastruktur for opvarmning, hvorimod vi først er ved at starte på køleområdet.

VE direktivet stiller endvidere konkrete krav til bygningslovgivningen og kræver, at der senest 2014 skal være et krav om et vist minimum af vedvarende energi og, at dette mindstekrav blandt andet opfyldes ved hjælp af fjernvarme og fjernkøling ved anvendelse af en væsentlig andel af vedvarende energi.

3.2.4 Direktivet for bygningers energimæssige ydeevne

I bygningsdirektivet stilles krav om, at bygningernes energimæssige ydeevne skal forbedres på en omkostningseffektiv måde under hensyntagen til at udnytte mulighederne for blokvarme, blokkøling, fjernvarme og fjernkøling.

Dette krav understreges yderligere af, at det skal dokumenteres i ansøgningen eller i godkendelsen, at man har valgt den mest omkostningseffektive forsyningsform. Der er således fin overensstemmelse mellem bygningsdirektivet og VE direktivet.

3.3 Dansk lovgivning

Det gældende administrationsgrundlag for kommunerne på området har følgende niveaudeling:

- Varmeforsyningsloven, som angiver målsætningen og de overordnede rammer,
- Projektbekendtgørelsen, som anviser proceduren for kommunens behandling af projektforslag fra forsyningsselskaber,
- Tilslutningsbekendtgørelsen, som giver kommunen mulighed for at benytte tilslutningspligt iht. et godkendt projektforslag,
- Energistyrelsens vejledning, der giver gode råd omkring sagsbehandlingen, herunder et råd om at kommunen ajourfører en oversigt over varmeplanen som giver overblik over godkendte projekter og mulige nye samfundsøkonomisk fordelagtige projekter,
- Finansministeriets metode til samfundsøkonomisk vurdering af infrastrukturinvesteringer for alle sektorer,
- Energistyrelsens metode til samfundsøkonomisk vurdering af projekter, som implementerer Finansministeriets metode til energiområdet. Denne anviser en beregningsmetode, hvor man når frem til et samlet økonomisk resultat, der indeholder alle væsentlige miljøkonsekvenser, herunder CO₂ emission,
- Energistyrelsens forudsætninger omkring brændselspriser, som jævnligt opdateres.

3.3.1 Varmeforsyningslov

Varmeforsyningsloven fastlægger rammerne for kommunernes ansvar som myndighed indenfor varmesektoren. Lovens formål er at fremme en samfundsøkonomisk anvendelse af energien, heri inkluderet alle miljøomkostninger til CO₂ og skadelige emissioner.

Kommunerne har pligt til at arbejde med varmeplanlægning som en integreret del af kommuneplanlægningen og til at fremme samfundsøkonomisk fordelagtige projekter i samarbejde med berørte forsyningsselskaber.

Varmeforsyningsloven er desuden en forbrugerbeskyttelseslov, der beskytter forbrugerne mod urimeligt høje priser og sikrer, at de har indflydelse på det naturlige monopol – fjernvarmenettet (ledningerne).

Loven har haft stor betydning for, at den danske opvarmningssektor med kommunerne som hovedaktører har udviklet sig, så der er et godt samspil mellem varme, el, naturgas og affaldsområderne.

Desuden har loven bevirket, at der blev opbygget en stor ekspertise indenfor energiområdet i kommunerne i samspil med Energistyrelsen, forsyningsselskaber og rådgivere. Den nye varmforsyningslov fra 1990, som uddelegerede mere ansvar til kommunerne og gav dem ansvar for at arbejde med varmeplanlægning som en integreret del af kommuneplanlægningen i samarbejde med berørte forsyningsselskaber, skulle have forstærket denne udvikling. Desværre gik varmeplanlægningen i mange kommuner i stå og fokus blev rettet mod anden lovgivning, fordi det samtidig var en politisk målsætning at sikre naturgasprojektets økonomi. For mange kommuner var hovedopgaven i varmeplanlægningen således at få afsat naturgas til at fortrænge olie, mens samfundsøkonomi og energieffektivitet havde lavere prioritet.

Som følge af de nyeste energipolitiske målsætninger og fordi produktionen fra naturgasfelterne er aftagende, er der nu igen behov for at arbejde med varmeplanlægning. På den baggrund blev der d. 27. januar 2009 sendt et brev til kommunerne fra Klima- og Energiministeren. Brevet indeholdt en anmodning om, at kommunerne fremmer samfundsøkonomiske fordelagtige projektforslag ved at konvertere fra naturgas til fjernvarme. I baggrunden for brevet fremhæves, at der er et særligt stort potentiale for at konvertere større naturgasfyrede varmecentraler i de områder af Hovedstadsområdet hvor naturgas hidtil har haft førsteprioritet.

Hørsholm og Fredensborg blev i sin tid udlagt som naturgaskommuner, hvor naturgas havde førsteprioritet, da mængden af affaldsvarme fra Nordforbrænding på daværende tidspunkt ikke kunne begrunde en større udbygning med fjernvarme. Sidenhen er affaldsmængderne som bekendt øget, og der er etableret effektiv kraftvarme. Derfor er der netop i Nordforbrændings interessentkommuner et særligt stort potentiale for at konvertere fra naturgas til fjernvarme. Denne konvertering har været i gang i flere år i bl.a. Forskningscentret Scion-DTU, i Helsingør, i dele af Hørsholm og Fredensborg kommuner samt i Birkerød, men der er fortsat et stort potentiale - ikke mindst i Fredensborg kommune.

Med udspillet fra Energistyrelsen og Kommunernes Landsforening (KL) om strategisk energiplanlægning, vil varmforsyningsloven igen komme i centrum og med et pålæg om at se på samspillet med andre sektorer.

3.3.2 Projektbekendtgørelsen

I henhold til varmforsyningsloven skal fjernvarmeselskaber, naturgasselskaber og andre energiproducenter inddrages i varmeplanlægningen og kommunalbestyrelsen kan pålægge selskaberne at udarbejde projekter.

Det betyder bl.a. at kollektive varmforsyningsanlæg, som er anlæg med en kapacitet over 0,25 MW (svarende til en blokvarmecentral med ca. 50 rækkehuse) ikke må ændre opvarmningsform eller gennemføre en totalrenovering, uden at det godkendes i henhold til projektbekendtgørelsen. Der er således gode grunde til at kommunerne vedligeholder kontakten med alle kollektive anlæg i kommunen, ikke mindst af hensyn til arbejdet med energibesparelser og varmeplanlægning.

3.3.3 Lov om energibesparelser

Lovens formål er at fremme energibesparelser og energieffektivisering hos forbrugerne i overensstemmelse med klima- og miljømæssige hensyn, og hensyn til forsyningssikkerhed og samfundsøkonomi.

3.3.4 Lov om kommunal fjernkøling

I VE - Direktivet optræder rumopvarmning, varmt brugsvand og køling sideordnet. Køling betragtes ikke som luksus, men en nødvendig for, at mange bygninger kan fungere. I meget erhvervs-

byggeri i Danmark er der (uanset naturlig ventilation mv.) et behov for køling. Behovet for termisk komfort i byggeri omfatter således både varme og kulde.

Desuden kan der være en stor synergieffekt ved at løse opvarmning og køling samlet:

- Samme selskab kan levere fjernvarme og fjernkøling til en bygning, hvorved bygningsejeren kan spare mange interne installationer og en driftsorganisation
- Alternativt må der etableres individuelle køleanlæg, som kombineres med individuel opvarmning, hvorved valg af kølealternativ vil påvirke valg af opvarmningsform
- I byudviklingsområder med erhvervsbyggeri hører fjernkøling med som en del af infrastrukturen ligesom spildevand, kollektiv transport og fjernvarme
- Fjernkøling kan fremme udnyttelsen af VE til køling, med frikøling (omgivelseskulde), med VE baserede absorptionsvarmepumper og med kompressorkølere, der udnytter "vindbaseret" el i lavlastperioder i samspil med kølelagre og absorptionskølere

Med lov og kommunal fjernkøling er taget et første skridt på vejen til at implementere hele VE Direktivet og inkludere køling.

3.3.5 Bygningsreglementet

Bygningsreglementet har til formål at sikre en nedre grænse for kvaliteten af byggeri i Danmark.

Formålet i bygningsreglementet med kravene til bygningernes energiforbrug er at begrænse miljøbelastningen ved drift af bygninger mest muligt. Som synliggjort i det aktuelle afsnit er problemet imidlertid, at en ukritisk brug af reglerne i bygningsreglementet kan føre til løsninger der har en højere miljøbelastning.

Bygningsreglementet indeholder minimumskrav til energiforbrug ved hhv. nybygning og ombygning.

3.4 Administration efter varmforsyningsloven og bygningsreglementet

Modstriden mellem varmforsyningsloven og bygningsreglementet gælder både for bygningsreglement 2008 (BR08) og bygningsreglement 2010 (BR10).

Varmeforsyningen til nye bydele skal planlægges iht. varmforsyningsloven og der skal vælges de relevante alternativer. Disse vil i fremtiden være fjernvarme, blokvarme, nabovarme eller individuelle varmepumper. Der vil således være en glidende overgang mellem helt individuelle anlæg og store fjernvarmesystemer.

I de områder hvor de kollektive løsninger er bedst, bør kommunen arbejde for at fremme dem, mens kommunen kan lade det være op til de private aktører at etablere individuel forsyning i de områder, hvor det er bedst.

Problemet opstår, når bygherren, der forventes at vælge fjernvarme eller blokvarme, skal overholde bygningsreglementets energiramme og erfarer, at bygningsreglementet diskriminerer fjernvarmen i forhold til individuelle løsninger med varmepumpe og solvarme.

Hvor en god varmepumpe og individuel solvarme kan opnå en faktor på $0,8 \times 2,5/3,7 = 0,57$ (se afsnit 3.8) på opvarmningen kan fjernvarmen kun opnå en faktor 1,0 ved normal energiklasse eller 0,8 ved lavenergiklasse 2015 (energiklasse hvor energiforbruget er væsentlig lavere end i BR10)

Derfor må bygherren fravælge fjernvarmen, da det ville være urimeligt dyrt at søge at reducere varmebehovet yderligere eller at supplere med solceller eller solvarme.

Bygningsreglementet modarbejder med andre ord varmforsyningsloven.

Kommunen bør derfor forholde sig nøje til problemstillingen og belyse de samlede økonomiske konsekvenser for samfundet og lokalsamfundet ved kollektiv forsyning, individuel forsyning med el og varme samt klimaskærm.

Det viser sig, at der her ofte nås samstemmende resultater i økonomi for samfundet og lokalsamfundet.

Indtil bygningsreglementet er korrigeret, vil kommunen kunne fremme den planlagte og samfundsøkonomisk bedste løsning ved generelt at skærpe kravet til energirammen i forhold til mindstekravet og samtidig meddele dispensation fra eget krav, hvis bygherren vælger den planlagte løsning.

Derved tilskyndes bygherren til at vælge fjernvarme, når fjernvarme er den bedste løsning.

Varmeforsyningsloven sikrer samtidig, at fjernvarmen ikke på denne måde udbredes til områder, hvor individuelle løsninger er bedre.

3.5 Eksempel på beregning efter bygningsreglementet

Bygningsreglementet og Varmeforsyningsloven er vigtige redskaber til at fremme en samfundsøkonomisk anvendelse af energien og ressourcerne, men modsætningerne i lovene skaber forvirring.

Samfundsøkonomiske analyser og opstillinger af energibalancer (bl.a. i Varmeplan Danmark 2010) viser, at bygningsreglementet (BR) i typiske byområder ikke fremmer den samfundsøkonomisk bedste forsyning. Den centralt fastsatte bestemmelse i bygningsreglementet påfører samfundet ekstra omkostninger, den øger energiforbruget, den modarbejder varmforsyningsloven og EU direktiverne, og den modarbejder kommunernes lokale planlægning. Det bryder med dansk tradition om, at man samarbejder hen over matrikelgrænsen i lokalsamfundet. Det kan illustreres med nedenstående eksempel i figur 3-3, der forklares i detaljer i afsnittet efter figuren.

BR10 (bygningsreglementet 2010) virker på samme måde med faktor 1,0 på fjernvarme for et normalt BR10 hus som med en faktor på 0,8 på fjernvarmen til et lavenergiklasse2015 hus. Det er imidlertid ikke nok til at sidestille fjernvarmen med individuelle anlæg.

”BR-energirammeforbruget”, som ikke svarer til bygningens reelle energibehov, kan reduceres på følgende måde:

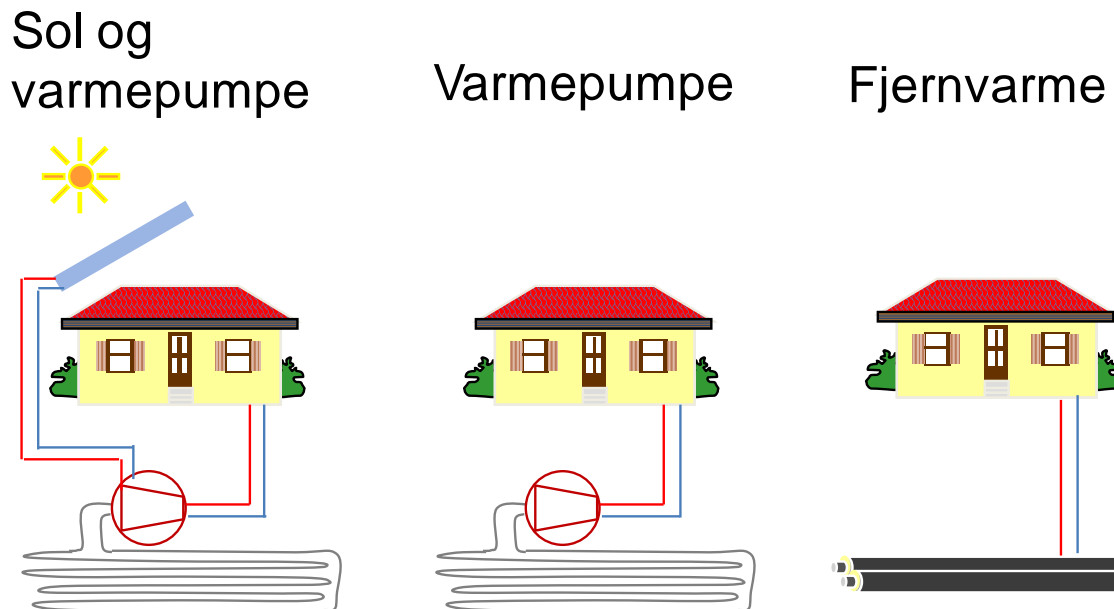
- Yderligere isolering. Da der allerede er krav om en ret omfattende minimum isoleringstykkel, hjælper det ikke meget, og er alt for dyrt. Selv en meter yderligere isolering reducerer ikke energibehovet tilstrækkeligt,
- Skifte fjernvarmen ud med en varmepumpe på matriklen, som i eksemplet (normal praksis).
- Supplere med solvarme som i eksemplet (figur 3.3)
- Supplere med solceller som i eksemplet (figur 3.3)
- Supplere med en vindmølle på matriklen, hvilket er lidt billigere end solceller.
- Etablere en kælder, så arealet bliver større, hvorved ”BR-energirammekravet” overholdes.
- Installere ekstra elforbrugende apparatur og personer, som øger tilskudsvarmen

Den efterfølgende figur 3-3 og tabel 3-1 i eksemplet fra Varmeplan 2010 illustrerer, at bygningsreglementet ikke reducerer bygningernes varmebehov, men derimod fremmer investering i energiproducerende anlæg på matriklen uden hensyntagen samfundsøkonomi.

Det er et problem, at administrationen efter bygningsreglementet modarbejder varmforsyningsloven, hvis ikke kommunen tager højde for det og korrigerer.

Eksempel:

Efterfølgende figur 3-3 viser 3 ens huse. Det er i eksemplet endvidere forudsat, at et 4. hus ligger i umiddelbar nærhed. Alle de 4 huse har samme klimaskærm og dermed det samme varmebehov på 7 MWh. Klimaskærmen opfylder mindstekravet for de enkelte bygningskomponenter.



Figur 3-3 Tre ens huse med samme varmebehov (samme klimaskærm), men i tre energiklasser

Varmebehov	7 MWh/år	7 MWh/år	7 MWh/år
Brændselsforbrug	0,57 MWh/MWh	0,71 MWh/MWh	0,50 MWh/MWh
Samfundsøkonomi	Meget dårlig	Dårlig	God
BR08	Klasse 1	Klasse 2	Normal
BR10	Lavenergiklasse2015	Normal (pil opad)	Normal

Tabel 3-1 Sammenligning af varmeforsyningslov og BR

Varmeforsyningen af bygningerne bestemmes i varmeforsyningsloven ud fra samfundsøkonomiske kriterier. De 3 af de 4 huse ligger tæt sammen (figuren) og i nærheden af fjernvarmen, hvor de samfundsøkonomiske vurderinger viser, at fjernvarme er mest fordelagtig. Dette fastlægges i et projektforslag, som godkendes af kommunen, og det stadfæstes i lokalplanen, at der etableres fjernvarme. Det fjerde hus ligger isoleret og længere væk fra fjernvarmesystemet. Her viser projektforslaget, at en varmepumpe er bedre end fjernvarme.

Kommunen vælger på eget initiativ at stille krav om lavenergiklasse, selv om dette ikke er lovkrav, ud fra den formodning, at det er bedst for samfundet og klimaet.

Den første bygherre (huset til venstre) kan ikke opfylde energirammekravet med fjernvarme, da fjernvarme vægtes med faktor 1,0 som olie og gas ved normal energiklasse og faktor 0,8 ved lavenergiklasse. Bygherren fravælger derfor fjernvarmen og installerer en jordvarmepumpe og solvarme (til at dække 20 % af varmebehovet). Denne varmeforsyning godskrives med en faktor $0,8 \times 2,5/3,5 = 0,57$. Derfor kan lavenergiklassen let overholdes. Bygherren kan kræve dispensation fra tilslutningspligten til fjernvarmen både iht. varmeforsyningsloven og kommuneplanloven.

Den næste bygherre vælger kun at etablere varmepumpen. Den godskrives med en faktor $2,5/3,5 = 0,71$ hvorved kravet netop kan overholdes. Også han har krav om dispensation.

Den sidste bygherre (huset til højre) vil absolut have fjernvarme, men kan ikke opfylde kravet, da fjernvarmen som sagt kun godskrives med en faktor 0,8. Derfor må bygherren investere i solceller for at overholde rammen. Det fordyrer byggeriet så meget, at også han må overveje at droppe fjernvarmen. Alternativt kan kommunen dispensere fra eget krav om lavenergiklasse med den begrundelse, at fjernvarme er mere samfundsøkonomisk fordelagtigt, og at det kun er normal energiklasse, der er lovkrav.

3.5.1 Konsekvenser

Hvis beslutningerne sker i den nævnte rækkefølge er det uheldigt af to grunde:

- For det første ville de to første bygherrer have truffet valget under falske forudsætninger og formentlig fortryde, at de ikke valgte fjernvarme med normal energiklasse. De ville formentlig vælge fjernvarme, fordi de samlede faste investeringer i varmepumpe og solvarme overstiger tilslutningsafgiften, og fordi de samlede omkostninger over levetiden er lavere for fjernvarme.
- For det andet kan den manglende tilslutning af de huse, der får dispensation, underminere fjernvarmeprojektet. Det er ikke givet, at det vil være hverken samfundsøkonomisk eller selskabsøkonomisk fordelagtigt kun at forsyne et eller to af de tre huse med fjernvarme. Det skyldes, at det er vigtigt for den samlede økonomi, at der opnås meget stor tilslutningsgrad til fjernvarmen, især for nyt byggeri, hvor det relative varmetab bliver stort når varmebehovet falder.

Det er iht. bygningsreglementet ikke nødvendigt, at der efterfølgende føres kontrol med, om energirammen er overholdt. Her er det naturligvis afgørende bl.a. hvorvidt de lokale anlæg på matriklen vedligeholdes tilstrækkeligt og hvorvidt anlæggene rent faktisk er i drift i årene efter ibrugtagning.

Anderledes forholder det sig med fjernvarmen, hvor der sker en løbende optimering af anlæggene. Fjernvarmeselskabet ikke må ændre forsyningen uden, at kommunen godkender, at der er samfundsøkonomisk fordelagtigt. Derudover er det et professionelt driftspersonale knyttet til fjernvarmeproduktionsanlægget der følger og eventuelt justerer anlægget så det løbende fungerer optimalt.

3.5.2 Muligheder for kommunerne

Kommunerne bør:

- bruge bygningsreglementet aktivt allerede i lokalplanlægningen og skærpe kravet til lavenergiklasse for alle huse, der ikke får fjernvarme og klart oplyse, at man dispenserer fra eget krav, for de huse, der får fjernvarme.
- oplyse om, at man vælger den bedste løsning for samfundet og klimaet ved at vælge fjernvarme, iht. det projektforslag, som kommunen har godkendt ud fra samfundsøkonomiske kriterier som inkluderer alle miljøkonsekvenser og, at man desuden har taget hensyn til selskabsøkonomi, brugerøkonomi og de aktuelle lokale forhold.

Desuden er brændselsforbruget til det samlede elforbrug specielt i erhvervsbyggeri højere end brændselsforbruget til opvarmning.

I de tilfælde, hvor fjernvarme er den rigtige løsning for samfundet og lokalsamfundet, har kommunen, fjernvarmeselskabet og bygherren således følgende muligheder for at imødekomme bygningsreglementet uden unødige meromkostninger:

- At skærpe kravet til lavenergiklasse generelt og dispensere til mindstekravet, hvis forsyningen bliver fjernvarme med bedre samfundsøkonomi end den alternative individuelle løsning
- At supplere fjernvarmen med et standard solcellepanel eller med en lille vindmølle, således at BR-energirammen er overholdt med fjernvarme

Der er således behov for, at bygningsreglementet strammes op, ikke ved at sænke BR-energirammen, men ved at sikre, at det fremmer og understøtter de samfundsøkonomisk fordelagtige løsninger i samspil med kommunernes administration efter varmeforsyningsloven. Dette arbejde pågår i Erhvervs- og Byggestyrelsen i samarbejde med en høringskreds.

3.6 Nødvendigt samspil mellem Varmeforsyningsloven og Bygningsreglementet

Generelt viser beregninger, at der bør være en meget stor fokus på at minimere returtemperaturen fra varmeanlæggene, hvilket kan gøres for en begrænset merinvestering. Dette medfører besparelser i ledningsnet i bygningen, i fjernvarmenettet, i varmetab og i produktion af varme og er væsentligt, uanset hvilket af fremtidens energikilder man overvejer (kraftvarme, varmepumper, solvarme, overskudsvarme, kondenserende kedler eller andet). Desværre er dette aspekt forsvundet i bygningsreglementet, hvor klimaskærmen er prioriteret frem for varmeanlæg med en god afkøling. I kommunerne er der ligeledes alene fokus på varmeforbrug frem for på afkøling. Det har medført, at fjernvarme mange steder døjer med kudeanlæg, som kræver en særlig høj fremløbstemperatur og leverer en høj returtemperatur.

I byggeriet ser vi i dag også løsninger med gulvvarme, som er langt mere effektive end de krav, der stilles, både indenfor opvarmning og køling. Der er derfor grundlag for at skærpe kommunale krav til bygningsanlæg, så man i nye bygninger og ved energirenovering etablerer lavtemperatur varmeanlæg og højtemperatur køleanlæg, som kan indgå på en optimal måde i samspil med varmeforsyningen.

Når ledningsanlægget for fjernvarme skal dimensioneres, tager man hensyn til det maksimale varmebehov og til den returtemperatur, de kan opnås fra bygningen i dimensioneringstilstanden. Mere isolering såvel som lavere returtemperatur sparer på dimensionerne og dermed investeringen. (en halvering af flowbehovet sænker f.eks. investeringen med ca. 15 %). Når klimaskærmen skal defineres bør man tilsvarende tage hensyn til omkostningerne ved at producere varmen. Den variable omkostning ved opvarmningen er således meget afhængig af, om der opvarmes med elvarme, individuelle kedler eller fjernvarme. Den variable produktionspris for elvarme er typisk 3-4 gange dyrere end fjernvarme, hvilket har stor betydning for klimaskærmen (den optimale isoleringstykkel).

I EU's bygningsdirektiv er det tanken, at energirammen skal give metodefrihed til at finde de mest omkostningseffektive løsninger, der sparer fossile brændsler og CO₂ ved at se på mulighederne for individuelle anlæg, blokvarme, fjernvarme, kraftvarme mv. I den nuværende version af det danske bygningsreglement blokeres der for denne metodefrihed, idet man med faktoren 1,0 på fjernvarmen diskriminerer fjernvarmen og blokerer for de fælles optimale løsninger. Denne faktor er i BR10 ændret til 0,8 ved lavenergiklasse, men den er fortsat 1,0 ved normal energiklasse.

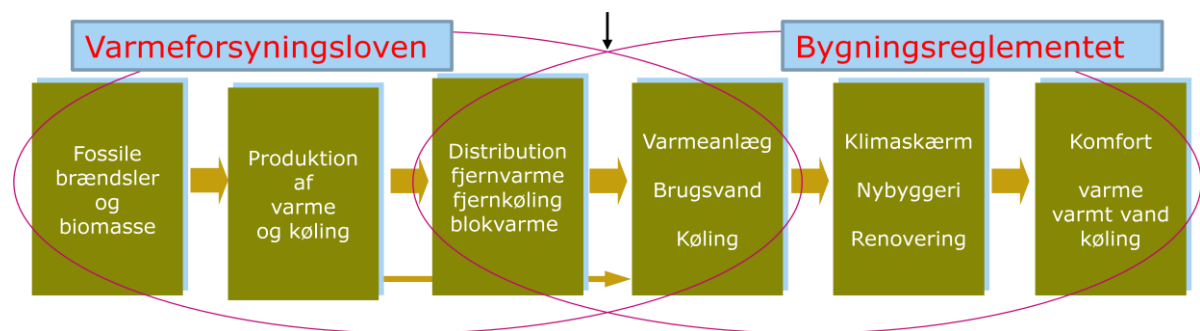
Mange beslutningstagere er ikke klar over denne problematik i forbindelse med bygningsreglementets energiramme og har derfor utilsigtet kommet til at fremme løsninger, der udleder mere CO₂ og øger omkostningerne for både lokalsamfundet og hele samfundet. Et uheldigt metodevalg tilsidesætter således de samfundsøkonomisk bedste løsninger.

Hvis bygningsreglementet skal understøtte varmeforsyningslovens krav om samfundsøkonomisk forsyning kan det således blive nødvendigt at differentiere kravet til BR under hensyntagen til forsyningen. Det kan gøres ved at kommunen kun kræver skærpet energiklasse for bygninger, der ikke tilsluttes fjernvarmen.

3.7 Samfundsøkonomi

Det fremgår af ovenstående, at det er afgørende at samfundets ressourcer forvaltes på den mest forsvarlige måde. Metoden til at sikre dette, er at anvende Energistyrelsens vejledning for gennemførelse af samfundsøkonomiske beregninger samt at anvende de tilhørende beregningsforudsætninger for samfundsøkonomiske analyser af projekter. Vejledningerne skal generelt følges ved udbygninger jf. projektdokumentationsbekendtgørelsen "Bekendtgørelse om godkendelse af anlægsprojekter for kollektive varmeforsyningsanlæg", BEK 1295 af d. 13.12.2005.

I vurderingen af omkostningerne for et projekt bør alle elementer indgå i overvejelserne – fra infrastruktur til forsyning og til klimaskærm jf. nedenstående figur 3-4, således at de samlede omkostninger minimeres over hele bygningens levetid. De typiske bygningskomponenter og selve den vandbårne infrastruktur har stort set samme tekniske levetid, mens enkeltkomponenter som termoruder og kedler mv. har en kortere levetid. Ved traditionel varmeplanlægning anlægges ikke denne brede vurdering ved samfundsøkonomiske analyser.



Figur 3-4: Omkostninger fra produktion til komfort

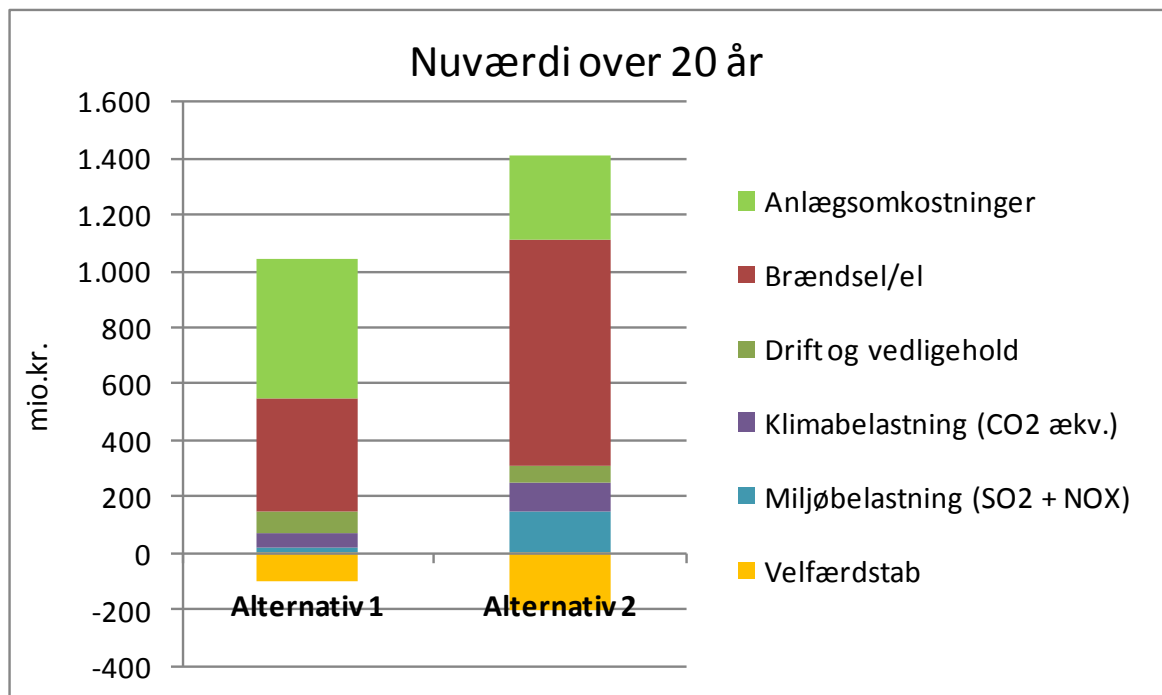
I det følgende er der kort redegjort for den samfundsøkonomiske metode anvendt ved analyser:

Ved beregning af et projekts samfundsøkonomiske varmepris indgår en vurdering af følgende parametre:

- Værdi af eventuel produktion af el
- Omkostninger til forbrug af brændsel
- Miljømæssige omkostninger (CO_2 , SO_2 , NO_x , CH_4 , N_2O)
- Omkostninger til drift og vedligehold
- Velfærdstab

Indregnes yderligere de nødvendige investeringer og eventuelle reinvesteringer i de valgte scenarier og tages hensyn til den producerede mængde varme, fås de samfundsøkonomiske omkostninger.

Følgende figur 3-5 viser et eksempel på de enkelte elementer i den samfundsøkonomiske beregningsmetode:



Figur 3-5: Elementer i den samfundsøkonomiske beregningsmetode

“Velfærdstab” i figur 3-5 dækker eksempelvis over, at såfremt der etableres et biomassebaseret anlæg, hvor brændslet er fritaget for afgifter, og anlægget fortrænger afgiftspålagt brændsel, skal Staten finde det manglende provenu gennem andre afgifter.

Som det ses af ovenstående er de parametre der indgår i analysen ikke væsentlig forskellig fra de parametre der indgår, såfremt man ville udarbejde en driftsøkonomisk analyse for et projekt. En betydelig forskel består i, at de priser der anvendes, er de langsigtede samfundsøkonomiske beregningspriser, der ikke nødvendigvis afspejler de aktuelle priser.

Som det ses af ovenstående indgår en vurdering af de miljømæssige omkostninger som en del af den samfundsøkonomiske analyse, hvorfor miljøforhold ikke skal vægtes isoleret mellem de forskellige alternativer.

Af virkninger der ikke er prissat kan bl.a. nævnes arbejdsmiljø, forsyningssikkerhed, lugtgener mv.

Beregningerne skal gennemføres over en periode på 20 år, og med en diskonteringsrente fastlagt af Finansministeriet. Den detaljerede baggrund for metoden kan findes i Finansministeriets vejledning "Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensberegninger" af november 1999.

I en driftsøkonomisk kalkule benytter man de faktiske priser producenten står over for til at vurdere værdien af input og output i projektet, mens man i en samfundsøkonomisk beregning anvender beregningspriser, der ikke nødvendigvis afspejler de priser eller betalingsstrømme der kan observeres på markedet. Formålet med de samfundsøkonomiske beregninger er således, at vurdere et projekts langsigtede konsekvenser for hele samfundets velfærd.

Energistyrelsen udgiver som minimum én gang årligt nye vurderinger af de langsigtede samfundsøkonomiske beregningspriser – herunder elpriser, brændselspriser og prissætning af de miljømæssige konsekvenser.

3.8 Energirammeberegning iht. bygningsreglement

I det følgende gennemgås et eksempel på en energirammeberegning som gennemført i Varmeplan Danmark. Beregningen er udført for et typisk rækkehus / etagebolig:

Tabel 3-2: Eksempel på energirammeberegning

Eksempel på energirammeberegning					
Isoleringstykkelser		100 mm mindre	BR 08 krav	100 mm yderligere	200 mm yderligere
Varmetransmission gennem klimaskærm	kWh/m ²	48	33	25	20
Ventilationstab	kWh/m ²	11	11	11	11
Varmt brugsvand og infiltration	kWh/m ²	31	31	31	31
Nettovarmebehov uden tilskud	kWh/m ²	90	75	67	62
Tilskud af varme: - Passiv solvarme - Personer - Elforbrug	kWh/m ²	48	44	40	38
Nettovarme inkl. tilskud	kWh/m ²	42	31	27	24
Elbehov inden for BR	kWh/m ²	14	14	14	14
BR 08 energirammebehov:					
Fjernvarmefaktor = 1,0	kWh/m ²	56	45	41	38
Fjernvarmefaktor = 0,6	kWh/m ²	39	33	30	29
Krav til energirammebehov, BR08:					
Klasse 2	kWh/m ²	50,4	50,4	50,4	50,4
Klasse 1	kWh/m ²	35,3	35,3	35,3	35,3
Krav til energirammebehov, BR10:					
Normal	kWh/m ²	53	53	53	53
Lavenergi	kWh/m ²	30,3	30,3	30,3	30,3

Det ses af ovenstående beregninger (i linjen "BR 08 energirammebehov"), hvorledes virkningen af yderligere isolering aftager des mere isolering bygningen forsynes med. Baggrunden for at beregningen desuden foretages med en faktor 0,6 på fjernvarmen er, at denne faktor i en lang række tilfælde er virkeligheden, men altså ikke kan anvendes i beregningerne i henhold til bygningsreglementet.

Kravet til energirammebehovet er beregnet ved hhv. BR08 og BR10. Det ses (af linjerne "BR08 energirammebehov" og "Krav til energirammebehov, BR08"), at ved BR08 krav til isoleringstykkelser (kolonne 2), kan fjernvarme med faktor 1 uden problemer overholde energiklasse 2, men fjernvarme med faktor 1 ikke kan overholde energiklasse 1 – selv med meget store isoleringstykkelser. Stilles der således krav om energiklasse 1, bliver fjernvarmen dømt ude, til trods for, at den i mange tilfælde er miljømæssigt samt samfunds- og brugerøkonomisk er langt bedre end de alternative løsninger som gennemgås i det følgende.

I det følgende er vist energirammebehovet med lokal produktion på matriklen:

Tabel 3-3: Eksempel på energirammeberegning med lokal produktion

Eksempel på energirammeberegning					
Isoleringsstykkelser		100 mm mindre	BR 08 krav	100 mm yderligere	200 mm yderligere
Bidrag fra lokal produktion					
Solvarme (i pct. af nettovarme)	kWh/m ²	8	6	5	5
Solceller (i pct. af areal)	kWh/m ²	25	25	25	25
Alternativt energirammebehov:					
Ingen solceller:		<i>Elforbruget til varmepumpen skal multipliceres med faktor 2,5.</i>			
Fjernvarmefaktor = 1,0	kWh/m ²	56	45	41	38
Fjernvarmefaktor = 0,6	kWh/m ²	39	33	30	29
Varmepumpe (COP = 3,5)	kWh/m ²	44	36	33	31
Varmepumpe+ solvarme	kWh/m ²	38	32	29	28
Med solceller:					
<i>Med solceller kan elforbruget reduceres i beregningen</i>					
Fjernvarmefaktor = 1,0	kWh/m ²	31	20	15	13
Fjernvarmefaktor = 0,6	kWh/m ²	14	8	5	4
Varmepumpe (COP = 3,5)	kWh/m ²	19	11	8	6
Varmepumpe+ solvarme	kWh/m ²	13	7	4	2

Hvor der bliver stillet krav om energiklasse 1 til fjernvarmen, er man nødt til at kombinere fjernvarmen med solceller for at overholde energirammekravet. Dermed kommer energirammebehovet ned på 20 kWh/m² hvor kravet var 30,3. Løsningen er dog en meget dyr løsning – både brugerøkonomisk og samfundsøkonomisk.

4. KOMMUNERNES KLIMAARBEJDE

4.1 Hørsholm Kommune

Klimaarbejdet i Hørsholm Kommune startede i begyndelsen af 2009 med udpegning af en klima-koordinator samt udarbejdelse af en klimapolitik og en klimatilpasningsstrategi.

Målsætning

Hørsholm Kommunes målsætning for klima og energi for kommunen som virksomhed er at⁴:

- ✓ Reducere CO₂ udledning med 2% årligt i perioden 2010-11 og 4% årligt i 2012-14 (Klimakommuneaftale med Danmarks Naturfredningsforening pr. januar 2010)
- ✓ Reducere elforbruget med 2% årligt i perioden 2008-2010 (Kurveknækkerkrafttale med Elsparefonden)

Hørsholm Kommune vil nå disse mål ved at fokusere på energiforsyning og energiforbrug, planlægning, bygninger og transport. Klimaarbejdet inddrages i de relevante kommunale områder gennem Kommuneplanen/Hovedstrukturen.

Klimakortlægning

Hørsholm Kommune har i 2008 med bistand fra COWI udarbejdet en CO₂ kortlægning for kommunen som virksomhed.

Klimapolitik

Hørsholm Kommune har i november 2009 udarbejdet en klimapolitik⁵, der dels fastsætter kommunens mål som geografisk enhed og som virksomhed, og dels fastsætter detaljerede mål indenfor områderne energiproduktion og forsyning, by og boliger, miljø og ressourcer, transport, grøn og blå kommune, kommunens borgere og virksomheder, og kommunen som virksomhed.

Klimatilpasningsstrategi

På baggrund af klimapolitikken samt en sårbarhedskortlægning i 2009 har Hørsholm Kommune i 2009 formuleret en klimatilpasningsstrategi. En klimaforebyggelsesstrategi er desuden planlagt.

Klimatilpasningsstrategien beskriver betydningen af klimaforandringerne for Hørsholm Kommune (indenfor sektorerne kysten, kloakforsyning, bygninger og veje, vandforsyning, energiforsyning, natur, land- og skovbrug, sundhed og beredskab), og opstiller forslag til en prioriteret handlingsplan.

Hørsholm Kommunes mål for klimatilpasning er at:

- ✓ Vurdere og prioritere behov for klimatilpasning i 2010 - 2011
- ✓ Anvende håndtering af regnvand aktivt i klimatilpasningen
- ✓ Inddrage naturområder og grønne områder i håndtering af klimaeffekterne og styrke og forbedre naturen til klimaændringerne
- ✓ Anvende lokalområder til eksempler på klimamæssig, bæredygtig fysisk planlægning

Børn og Unge

Hørsholm Kommune opførte i 2009/2010 en daginstitution, hvis ambition er at blive Danmarks mest miljø- og energivenlige daginstitution⁶. Institutionen skal bl.a. producere mere energi end den anvender, udnytte solenergi og bygges af miljøvenlige materialer. Udover at virke som et fyrtårnsprojekt er institutionen desuden designet til at lære børnene i institutionen om klima, energi og miljø.

⁴ www.horsholm.dk/Borgerservice/Miljo-natur-og-affald/Klima-og-energi

⁵ www.horsholm.dk/Borgerservice/Miljo-natur-og-affald/Klima-og-energi/Klima

⁶ www.horsholm.dk/Borgerservice/Familie-boern-og-unge/Born-06-aar/Solhuset/Pressearkiv

CO₂-neutral materialegård

Hørsholm Kommune har i 2009 gennemført en undersøgelse af, hvordan kommunens materialegård kan gøres CO₂-neutral.

Kommunernes Landsforenings klimanetværk

Hørsholm Kommune var i 2010 medlem af KL's klimanetværk blandt 47 andre kommuner. I klimanetværket afholdes møder med det formål at fremme vidensdeling og samarbejde om klima på tværs af kommunegrænserne. Klimakoordinatoren fra Hørsholm Kommune har bl.a. holdt et oplæg omkring "Varmeplanlægning koordineret på tværs af fem kommunegrænser".

4.2 Fredensborg Kommune

Klimaarbejdet i Fredensborg Kommune er underlagt en klimachef samt en klimakoordinator udpeget i efteråret 2010.

Målsætning

Fredensborg Kommunes målsætning for klima og energi for kommunen som virksomhed er at⁷:

- ✓ Reducere CO₂ udledning med 2 % årligt frem til 2025 (Klimakommuneaftale med Danmarks Naturfredningsforening)
- ✓ Reducere det kommunale elforbrug med 10% over en 5-årig periode (2009-2013) (Kurveknækkaftale med Elsparefonden)

Fredensborg Kommune vil nå disse mål ved at især at fokusere på energiforsyning og energieffektivisering i bygninger.

Klimapolitik og -handlingsplan

Under udarbejdelse. Forventes vedtaget medio 2011.

Klimakortlægning

Fredensborg Kommune har i 2010 udarbejdet en CO₂ kortlægning for kommunen som virksomhed.

Sårbarhedskortlægning

Fredensborg Kommune har lavet en kortlægning over sårbare vand- og naturområder⁸.

Fysisk planlægning

Ved udarbejdelse af lokalplaner og udbud af kommunal jord eller ejendom besluttede Byrådet i september 2008, at der skal stilles krav om at:

- ✓ Ny bebyggelse skal opføres som lavenergibebyggelse
- ✓ Befæstede arealer skal muliggøre nedsivning
- ✓ Der afsættes areal til forsinkelse, fordampning og evt. nedsivning af regnvand
- ✓ Der installeres anlæg til opsamling af regnvand fra tage

Bestemmelserne er indarbejdet i Kommuneplanen 2009, og Byrådet besluttede desuden i september 2009, at der ved salg af kommunal jord skal stilles tilsvarende krav.

⁷ www.horsholm.dk/Borgerservice/Miljo-natur-og-affald/Klima-og-energi

⁸ www.regionh.dk/NR/rdonlyres/F4777AA3-6728-4BD4-B605-DD8F3EC29C2A/0/Bilag2Samletresumeforkommunerne.pdf

Affaldsplan

Fredensborg Kommune har i 2009 udarbejdet en affaldsplan med enkelte initiativer, som bidrager til CO₂ reduktion. Der udarbejdes en ny varmforsyningsplan i 2010/2010 som bl.a. vil pege på muligheder for anvendelse af mere vedvarende energi.

Spildevandsplan

En spildevandsplan for Fredensborg Kommune er i høring, og forslaget med indkomne bemærkninger vil blive behandlet i byrådet.

Handlingsplan for energioptimering i de kommunale ejendomme

Handlingsplanen blev behandlet af Byrådet i december 2008 og fokuserer på følgende⁹:

- Kortlægge energiforbrug og CO₂ belastning i de kommunale ejendomme
- Konkrete projekter der fører til reduktion af energiforbruget og CO₂ belastningen
- Synliggørelse af indsats og resultater

Målsætningen er at reducere energiforbruget med 2 % om året. Der gennemføres løbende projekter om driftsoptimering og energirenovering af ældre anlæg, og der er blevet etableret en "flyvende varmemester" funktion.

Klimasekretariat

I juni 2010 etablerede Fredensborg Kommune et klimasekretariat med det formål at koordinere og forankre klimaindsatsen i kommunen. Fokus skal indledningsvist være på energiområdet, implementering af energiledelse og klimapolitiske tiltag. Desuden skal sekretariatet i samarbejde med kommunens klimachef fremme kommunikation om kommunens energifokus.

4.3 Nordforbrændings klimapanel

Nordforbrænding er et fælleskommunalt affaldsselskab stiftet i 1965. Interessenterne er: Allerød Kommune, Fredensborg Kommune, Helsingør Kommune, Hørsholm Kommune og Rudersdal Kommune. I Nordforbrændings interessentkommuner er der i alt ca. 200.000 indbyggere. Nordforbrænding forestår affaldsordninger og brænder affald fra oplandet og producerer el- og varme baseret på energien i affaldet. Herved fortrænges fossilt brændsel og CO₂.

Nordforbrænding ejer og driver Nordforbrænding Fjernvarme (tidligere Hørsholm Fjernvarme og Kokkedal Fjernvarme) og Nivå Fjernvarme. De to fjernvarmeforsyninger indgår endvidere i et samlet forsyningsområde, der strækker sig fra DTU Lyngby og Rudersdal i syd op til Helsingør og Hornbæk i nord, hvortil Nordforbrænding kan afsætte varme. (se kort over Nordforbrændings forsyningsområde i bilag 1). Som en del af varmforsyningen drives spidslastscentraler, der pt. alle er naturgas baserede.

⁹ www.fredensborg.dk/din+kommune/klimakommune/klima-c3--+energireduktion+i+bygninger



Nordforbrændings Klimapanel

Klimapanelet blev etableret i 2009 som et samarbejde mellem Nordforbrænding og de 5 interessentkommuner. Baggrunden for at etablere et klimapanel var, at både Nordforbrænding og de enkelte kommuner arbejder - og i de kommende år vil arbejde - med klima på forskellige måder. Klimapanelet kan være med til at trække på Nordforbrændings erfaringer som energi- og miljø-selskab og på de enkelte kommuners erfaringer, således at hver enkelt kommune ikke behøver at udvikle alle projekter, men kan drage nytte af fælles ideudveksling, erfaringer og indsats, og Nordforbrænding kan få input til sin klimaindsats.

I Affaldsplan 2009 som Allerød, Fredensborg, Hørsholm og Rudersdal Kommuner har udarbejdet i fællesskab med Nordforbrænding, indgår klima som et væsentligt indsatsområde. For Nordforbrænding som energi- og forsyningselskab, er energi og klimaovervejelser også vigtige. For kommunerne er en klimaindsats vigtig, men et nyere sagsområde. Nordforbrænding er sekretari- at for klimapanelet.

Formålet med Nordforbrændings Klimapanel er:

- at gøre kommunernes og Nordforbrændings klimaindsats mere effektiv
- at sikre vidensdeling og erfaringsopsamling
- at lave fælles formidling af relevante emner til borgere og erhverv,
- at gennemføre fælles demonstrationsprojekter, hvor en eller flere kommuner er forgangskommune, inden evt. implementering i flere kommuner
- at koordinere energi – og varmeplanlægningen, specielt med henblik på udbygning af affaldsbaseret fjernvarme
- sikre viden og data om forskellige handlingsmuligheder
- at indhente konkret viden i fællesskab - f.eks. ved anvendelse af rådgivere og invitation af oplægsholdere.

Handleplaner

Der udarbejdes årlige handleplaner for Klimapanelets arbejde

5. KORTLÆGNING AF ENERGIBEHOV

5.1 Kortlægning af nuværende varmebehov

5.1.1 Metode

På baggrund af de tekniske grundkort fra kommunerne og udtræk af BBR registeret har vi opnået en oversigt over de samlede bygningsarealer i de relevante områder fordelt på bygningskategorier. Med MapInfo som værktøj har vi dermed en oversigt over placeringen af de enkelte relevante forbrugere og tilslutningsplaceringer.

Ud fra erfaringstal for enhedsvarmeforbrug for de enkelte bygningskategorier, har vi via en database en samlet oversigt over varmebehovet i hvert enkelt af energidistrikterne opdelt i forskellige forsyningsformer.

For at sikre os, at metodikken giver os et fornuftigt grundlag for det videre arbejde, har vi foretaget et check af varmegrundlaget for Humlebæk via HMN Naturgas.

5.1.2 Overordnet opdeling i energidistrikter

Der er foretaget en overordnet opdeling i energidistrikter for kommunerne, der indledningsvist følger byzoneområderne inden for kommunerne. Ved detaljerede økonomiske vurderinger, skal der yderligere taget hensyn til, at områderne er omfattet af afgrænsningen iht. de tidligere varmeplaner. Dermed skal naturgasselskabet kompenseres økonomisk såfremt der planlægges med fjernvarme i områder udlagt til naturgas.

Energidistrikter og forbrug er vist i følgende tabel 5-1:

Tabel 5-1: Energidistrikter og nettovarmebehov

Alle forsyningsformer – nettovarmebehov – MWh/år					
Nr.	Distrikt	Kommune	Alle	>300 m ²	>800 m ²
1	Uden for byer	Fredensborg	45.390	15.179	6.021
1	Uden for byer	Hørsholm	25.247	11.131	3.404
10	Fredensborg	Fredensborg	81.797	34.394	23.358
20	Humlebæk	Fredensborg	73.640	39.222	28.200
30	Nivå	Fredensborg	46.349	20.541	15.601
41	Hørsholm	Hørsholm	144.945	80.738	68.620
41	Hørsholm	Ruderdal	16.010	15.520	15.091
42	Kokkedal	Fredensborg	68.477	29.470	26.248
42	Kokkedal	Hørsholm	14.501	7.726	6.732
43	Vallerød	Hørsholm	54.085	15.326	6.660
	TOTAL		570.440	269.248	199.935

Idet afgrænsningen er givet ved kommunegrænserne for Fredensborg og Hørsholm, er der således – specielt for Fredensborg – et meget stort område i landzonen hvor bebyggelsen er meget spredt.

Ovenstående tabel 5-1 viser det samlede varmegrundlag i kommunerne. Den indeholder dels alle bygningskategorier (eksempelvis parcelhuse) og dels alle opvarmningsformer. Således er en del af grundlaget allerede i dag baseret på fjernvarme.

I tabel 5-2 vist nedenfor, ser vi derfor alene på varmebehovet for bygninger over 300 m² og alene på bygninger der ikke i forvejen er forsynet med fjernvarme:

Tabel 5-2: Varmebehov bygninger større end 300 m²

Bygning større end 300 m² og ekskl. fjernvarme – MWh/år			
Nr.	Distrikt	Kommune	Behov el, naturgas, olie, blokvarme
1	Uden for byer	Fredensborg	14.116
1	Uden for byer	Hørsholm	10.944
10	Fredensborg	Fredensborg	34.200
20	Humblebæk	Fredensborg	39.077
30	Nivå	Fredensborg	2.949
41	Hørsholm	Hørsholm	21.801
41	Hørsholm	Ruderdal	4.082
42	Kokkedal	Fredensborg	6.859
42	Kokkedal	Hørsholm	6.176
43	Vallerød	Hørsholm	15.065
	TOTAL		155.268

Fjernvarme og blokvarme udgør et samlet tal i BBR registeret. Adskillelsen mellem blokvarme og fjernvarme er fastsat ud fra en antagelse om, at der alene er blokvarme i Fredensborg og i Humlebæk i dag. I øvrige energidistrikter er der fjernvarme.

Der eksisterer i dag fjernvarmeforsyning i hhv. Nivå og Hørsholm / Kokkedal. Forsyningen til Nivå sker dels fra Nordforbrænding og dels fra Vattenfalls gasbaserede kraftvarmeverk i Helsingør. Forsyningen til Hørsholm / Kokkedal sker fra I/S Nordforbrænding.

5.2 Udvikling i varmebehovet

I kommuneplanen for Fredensborg for 2009 er der fastlagt følgende rækkefølge for bebyggelse:

Tabel 5-3: Udvikling i varmebehov

Planlagte byggerier			
Nr.	Distrikt Kommune	Bygningskategori	Skønnet behov (MWh / år)
1	Ny Asminderød Skole		
2	Humblebæk Syd og boliger på Gammel Asminderød Skole	Åben / lav, 3-etage	2.500
3	Lindelyvej og Kirkeleddet	Tæt / Lav og Åben / Lav	100
4	Fredensborg Syd (mellem Kongevejen og Vilhjeltsro)	Tæt / lav	1.000

Ovenstående er regnet udbygget efter 5 år. I forhold til det samlede behov skønnes ud fra ovenstående en udvikling i varmebehovet på 0,50 % årligt.

5.3 Kortlægning af elbehov

DONG Energy er ansvarlig for salget af el i Fredensborg og Hørsholm og de har bidraget med oplysninger om det samlede forbrug i kommunerne fordelt på følgende kategorier:

Tabel 5-4: Elforbrug inddelt i kategorier

Elforbrug i MWh			
Nr.	Kategori	Fredensborg	Hørsholm
1	Enfamiliehuse og fritidshuse	64.279	39.515
2	Lejligheder	13.246	12.165
3	Industri	19.851	5.684
4	Handel og service	27.680	30.174
5	Landbrug og gartneri	3657	391
6	Offentlige virksomheder	18.280	29.390
	Sum (MWh)	146.993	117.319
	Begge kommuner	264.312	

Hvor det samlede varmebehov i kommunerne tilsammen udgør ca. 570 GWh udgør det samlede elbehov således ca. 265 GWh, men denne fordeling er ikke dækkende for brændselsanvendelsen.

I forhold til vurdering af idéer og reduktionspotentialer kan besparelser gøres op ved brug af to forskellige emissionsfaktorer. Enten vælges den gennemsnitlige faktor (svarende til 460 kg/MWh el) eller også bruges der en marginal emissionsfaktor, svarende til 791 kg/MWh i 2011. For elektricitet vil den gennemsnitlige faktor være middelværdien af udledningerne per produceret kWh i det givne år. I marginalbetragtningen ses der på hvilket kraftværk, der ikke behøver at være i drift for at producere den mængde el, der nu er sparet. Iflg. Energistyrelsen vil dette kraftværk typisk være et rent elproducerende kulkraftværk, der udleder mere CO₂ end gennemsnittet af de elproducerede anlæg. Rambøll vil opgøre reduktionspotentialerne for enkeltprojekter ved begge metoder. Gennemsnitsbetragtningen bør anvendes til at vurdere i hvor høj grad et projekt bidrager til at nå målsætningerne, mens marginalbetragtningen er bedst egnet til at udtale sig om omkostningseffektiviteten ved tiltag. Efterhånden som en større andel af elproduktionen bliver omlagt til vedvarende energikilder eller til brændsler med mindre emission end kul, reduceres både den gennemsnitlige og den marginale emissionsfaktor.

Ud fra nøgletal fra Energinet.dk omkring den gennemsnitlig CO₂ udledning for anvendt el i Øst-danmark, kan CO₂ emissionen beregnes til ca. 122.000 tons. Opdeles varmeproduktionen i forskellige forsyningsformer som elvarme, individuel naturgas, individuel olie, fjernvarme mv. kan den samlede emission hidrørende fra varmemeforbruget beregnes til ca. 130.000 tons.

Således er CO₂ emissionen omtrentligt lige stort for el- og varmemeforbruget i kommunerne.

Ses alene tallene for de offentlige virksomheder ser billedet ud på følgende måde:

Tabel 5-5: Elforbrug offentlige bygninger

Elforbrug offentlige bygninger i MWh			
Nr.	Kategori	Fredensborg	Hørsholm
1	El-, gas-, varme- og vandforsyning	1.147	724
2	Kloak, renovation og renseanlæg	170	18.513
3	Undervisning og forskning	4.362	2.957
4	Sundhedsvæsen	364	874
5	Sociale institutioner og foreninger	3.540	2.149
6	Postvæsen og tele	1.696	1.105
7	Offentlig administration	6.431	2.447
8	Gade og vejbelysning	79	142
9	Jernbaner og øvrig transport	396	378
	TOTAL	18.185	29.290

En af posterne der springer meget i øjnene er kategorien "kloak, renovation og renseanlæg". Baggrunden for de meget store forskelle er med stor sandsynlighed, at elforbruget for Nordforbrænding indgår under tallene for Hørsholm. Der er formentlig ikke korrigeret for Nordforbrændings elproduktion.

Desværre har det ikke været muligt, at få en yderligere specifikation af tallene, så vi vil derfor bare konstatere, at der for nogle af posterne er betydelige differencer kommunerne imellem.

5.4 Aftaler om besparelser på elforbruget

Se under afsnit "Kommunernes klimaarbejde"

6. NUVÆRENDE ENERGIFORSYNING

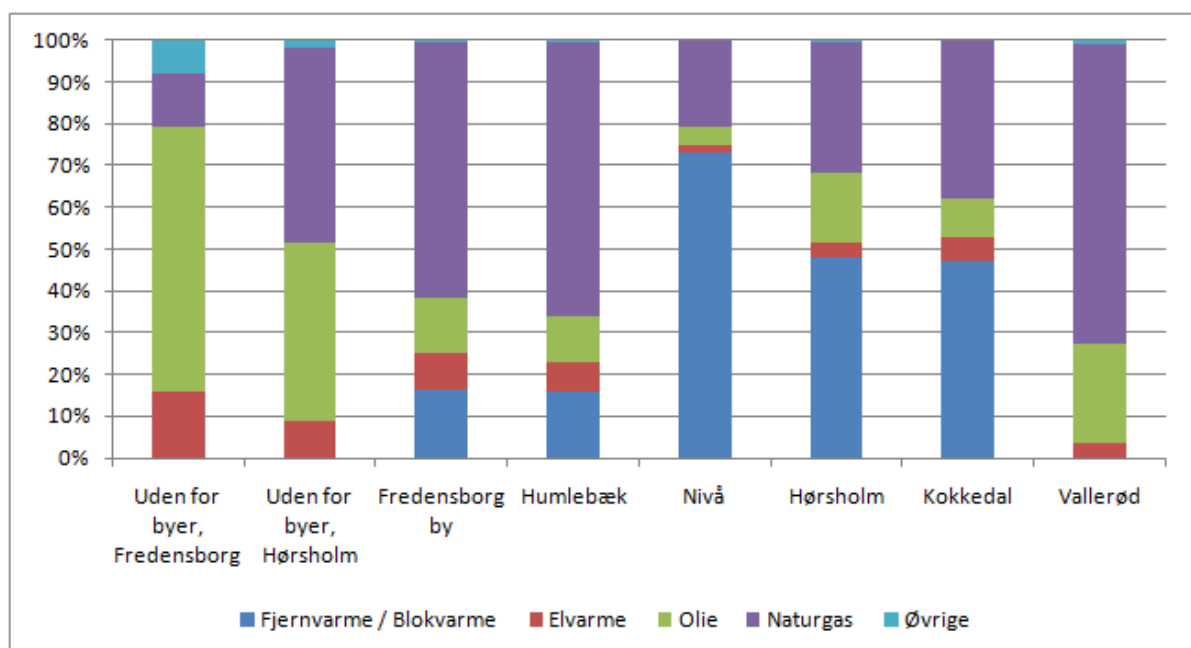
6.1 Varmeforsyning

Varmeforsyning i kommunerne er i vid udstrækning baseret på naturgas og fjernvarme jf. nedenstående tabel 6-1, der viser energiforsyningen for alle boliger i kommunerne.

Tabel 6-1: Varmebehov fordelt på forsyningsart – alle bygninger

Varmebehov fordelt på forsyningsart – alle bygninger (MWh)							
Nr.	Kategori		Fjv/blok-varme	El	Olie	Naturgas	Øvrige
1	Uden for byer	Fredensborg	0	7.103	28.904	5.663	3.719
2	Uden for byer	Hørsholm	0	2.219	10.724	11.855	420
3	Fredensborg	Fredensborg	13.320	7.315	10.657	49.990	514
4	Humblebæk	Fredensborg	11.524	5.456	7.889	48.320	451
5	Nivå	Fredensborg	33.824	824	2.018	9.578	105
6	Hørsholm	Hørsholm	69.716	5.025	24.082	45.053	933
7	Hørsholm	Rudersdal	11.554	198	168	4.071	19
8	Kokkedal	Fredensborg	36.258	4.537	5.295	22.343	43
9	Kokkedal	Hørsholm	2.930	144	2.416	8.964	38
10	Vallerød	Hørsholm	58	1.775	12.989	38.622	414
TOTAL			179.184	34.597	105.143	244.459	6.655
Fordeling i pct.			31,4 %	6,1 %	18,4 %	42,9 %	1,2 %

Det ses af tabel 6-1, at ca. 25 % af boligmassen er el- og olieforsynet. En hel- eller delvis konvertering heraf, vil give betydelige miljøgevinster. Tabellen indeholder alle boliger i kommunerne. Forsyningen "Øvrige" dækker eksempelvis over varmepumper og biomassefyr. I den følgende figur 6-1 er den procentvise andel af forsyningsformerne vist:



Figur 6-1 Procentvis andel af forsyningsformerne baseret på samlet leverance

Figuren viser eksempelvis, at i Fredensborg by er omtrent 15 % af forsyningen baseret på fjernvarme / blokvarme, ca. 10 % er baseret på elvarme (den røde blok), ca. 13 % er baseret på olie (den grønne blok) og ca. 62 % er baseret på naturgas (den lille blok). I figuren er den lille del af Rudersdal holdt ude af tallene og Kokkedal i hhv. Fredensborg og Hørsholm er slået sammen. Det ses af figuren, at uden for byområderne er forsyningen i meget stor grad baseret på oliebaseret og elbaseret varme – i landområderne i Fredensborg udgør olieforsyningen eksempelvis ca. 63 %, mens forsyningen i byområderne i meget stor udstrækning er baseret på fjernvarme / blokvarme og naturgas.

For byområder med et større varmegrundlag der ikke i forvejen er forsynet med fjernvarme – eksempelvis Fredensborg by – er det bl.a. interessant at kende placeringen af de eksisterende blokvarmecentraler, placeringen af større naturgas- og olieforsynede bygninger samt det samlede varmebehov for disse. Ud fra oplysningerne kan det vurderes hvorvidt der med fordel kan etableres en kollektiv varmeforsyning, der kan grundlag for yderligere tilslutninger.

I de følgende tabel 6-2 er vist varmebehovet for de større bygninger i energidistrikterne i kommunerne:

Tabel 6-2: Varmebehov fordelt på forsyningsart – bygninger over 300 m²

Varmebehov fordelt på forsyningsart – bygninger over 300 m ²							
Nr.	Kategori		Fjv/blokvarme	El	Olie	Naturgas	Øvrige
1	Uden for byer	Fredensborg	0	1.361	10.364	2.391	1.063
2	Uden for byer	Hørsholm	0	921	4.898	5.125	158
3	Fredensborg	Fredensborg	10.360	405	2.962	20.473	195
4	Humblebæk	Fredensborg	10.949	1.375	2.584	24.168	146
5	Nivå	Fredensborg	17.592	34	504	2.411	0
6	Hørsholm	Hørsholm	58.292	1.155	10.745	9.900	552
7	Hørsholm	Rudersdal	11.438	40	52	3.990	0
8	Kokkedal	Fredensborg	22.611	378	698	5.783	0
9	Kokkedal	Hørsholm	1.550	71	1.871	4.234	0
10	Vallerød	Hørsholm	0	70	3.857	11.138	77
	TOTAL		132.792	5.810	38.536	89.613	2.190

Sammenstilles tabel 6-1 og 6-2, kan det eksempelvis ses, at for Fredensborg by er varmebehovet baseret på blokvarme på 13.320 MWh, men der kan yderligere tilsluttes større boliger med et varmebehov på ca. 23.400 MWh hvor varmeforsyningen i dag er baseret på olie og naturgas.

På kortene i bilag 2 til 5, er de eksisterende forsyningsområder med fjernvarme / blokvarme vist inden for kommunerne. Endvidere er på kortet vist de områder i Humlebæk hvor der i dag er udarbejdet projektforslag men som endnu ikke er fremsendt til behandling i kommunen.

I det endnu ikke fremsendte projektforslag, som Nordforbrænding af udarbejdet for Humlebæk, bør det overvejes, yderligere at tilslutte boligerne på Oscar Bruuns Vej 13, 19 og 25 med et samlet areal på ca. 700 m². De er i dag forsynet fra én blokvarmecentral. Det kræver ca. 70 meter stikledning yderligere i forhold til projektforslaget.

6.2 Beskrivelse af eksisterende varmeproduktion

6.2.1 Fjernvarme

Den eksisterende forsyning med fjernvarme i kommunerne er i meget stor udstrækning baseret på produktion fra hhv. Nordforbrænding samt det naturgasbaserede Helsingør Kraftvarmeværk.

Nordforbrænding producerer grundlastvarmen til systemet, Helsingør Kraftvarmeværk producerer mellemlastvarmen og mindre end 10 % af varmen bliver produceret på naturgasbaserede kedler som spidslastvarme. Den samlede ledningssystem for fjernvarme strækker sig fra Hornbæk i nord til Holte /DTU i syd hvilket kan ses af bilag 1. Varmeprofilen (varmevarighedskurven) kan ses af bilag 6.

Varmeproduktion fra Nordforbrænding er baseret på forbrænding af affald og i den udstrækning der ikke er tilstrækkeligt affald til at dække varmforsyningen suppleres med biomasse. Varmeproduktion baseret på affald betragtes generelt som vedvarende energi.

Den primære opgave for Nordforbrænding er at bortskaffe affald og et biprodukt herved er produktion af el og varme. Dette betyder, at det er begrænset hvor meget Nordforbrænding kan styre produktionen af varme, idet affaldet hovedsageligt skal brændes når det afleveres. Muligheder for at gemme affald til tidspunkter med et større behov for varme, er alene økonomisk i meget begrænset udstrækning, hvilket medfører, at en del af den overskydende varmeproduktion i sommerperioden må bortkøles, såfremt der ikke er behov for varmen. Denne varme er at betragte som gratis energi der bortskaffes.

Jo større kundegrundlaget er for Nordforbrænding varmforsyningsmæssigt, des mindre varme skal bortkøles i sommerperioden og des bedre udnyttes energien fra affaldet.

Helsingør Kraftvarmeværk er et naturgasbaseret kraftvarmeanlæg etableret i 1993 som led i de politiske aftaler af hhv. juni 1986 omkring eludbygningen i Danmark og i 1990 omkring øget anvendelse af naturgas samt om omlægning til kraftvarmforsyning. Anlægget er et såkaldt "modtryksanlæg" hvilket betyder, at det altid producerer el og varme i et fast forhold. Er der således ikke mulighed for at afsætte varmen – enten ved direkte salg af varmen eller ved produktion til varmeakkumulatoren - ligger det stille og afventer.

Teknisk set består anlægget af en gasturbine og en dampturbine der producerer i fællesskab. Dette betyder, at det har en meget høj elproduktion i forhold til varmeproduktionen set i relation til andre anlægstyper.

I Danmark er vi i dag og i mange år fremover afhængige af produktion af el ved hjælp af kul, der er en væsentlig bidragsyder til den samlede CO₂ udledning i Danmark. Skal vi virkelig reducere CO₂ udledningen, skal vi derfor indrette et energisystem der kan fortrænge CO₂ udledningen fra de kulbaserede elproduktionsanlæg. Netop dette er Helsingør Kraftvarmeværk i meget høj grad i stand til jf. det høje forhold mellem el- og varmeydelse og at naturgas emitterer væsentligt mindre CO₂ end kul. Yderligere omkring elsystemet kan ses i afsnit 7.1.

I den udstrækning Helsingør Kraftvarmeværk eller Nordforbrænding ikke er i stand til at producere, bliver varmen produceret på naturgasfyrede spidslastkedler.

6.2.2 Blokvarme

I 1990 blev der udsendt forudsætnings skrivelser til alle kommunalbestyrelser i Danmark fra Miljøministeriet. I skrivelserne blev det bl.a. fastlagt, at alle varmecentraler med et varmebehov på mere end 250 kW skulle omstilles til kraftvarme og skulle anvende miljøvenlige energikilder som naturgas, biomasse mv. Som følge heraf skete der en massiv omstilling af varmeproduktionen i Danmark.

Eksempelvis i Fredensborg by eksisterer en del blokvarmecentraler baseret på naturgas, der forsyner flere boliger med varme. Centralerne er opbygget omkring enten et fælles kedelanlæg eller kraftvarmeanlæg. Når fjernvarmforsyning er under overvejelse, er det vigtigt, at gøre sig placering af blokvarmeanlæggene klar i byen, idet omkostningerne til konvertering heraf er lave set i relation til eksempelvis individuelle boliger. Som udgangspunkt skal der ikke etableres hverken nye stikledninger eller brugeranlæg til de enkelte boliger idet de eksisterer i forvejen. Samtidig kan eksisterende forsyning i centralerne ofte fungere som back-up i tilfælde af, at fjernvarmforsyningen svigter.

6.2.3 Individuel forsyning

Både i byområderne samt uden for byområderne eksisterer i dag en stor andel individuel forsyning baseret på naturgas, olie og elvarme.

Individuel varmforsyning baseret på naturgas produceres på naturgasfyr placeret hos de enkelte forbrugere. Langt hovedparten af fyrene er af den såkaldte "ikke-kondenserende" type, men de nyere kedler er af den kondenserende type. Forskellen mellem de to typer er, at de kondenserende naturgasfyr har mulighed for at udnytte varmen fra vanddampen i røggassen. Såfremt forholdene er til stede, vil denne type fyr derfor jævnligt afgive en smule kondensat der skal ledes til kloakken.

For at et gasfyr skal kunne opnå kondenserende drift, er det nødvendigt at returtemperaturen i huset er tilstrækkeligt lav. Kun når returtemperaturen når under ca. 50 °C, kan røggassen kondenseres. Dette stiller krav til de interne installationer i huset. Er installationerne ikke udlagt til at afkøle fremløbstemperaturen til under kondenseringsgrænsen, vil fyret således ikke kunne fungere kondenserende, men alene fungere som et ikke-kondenserende fyr.

Uanset om der er tale om naturgasfyr, varmepumper, solvarme eller andre energikilder, er det væsentligt, at der er fokus på de interne installationer i husene således at både fremløbs- og returtemperaturen kan reduceres. Dette vil i alle tilfælde øge effektiviteten. Mens effektiviteten for et gammelt naturgasfyr er 80-85 % (dvs. energitabet ligger på 15-20% hvoraf hovedparten er energien i røggassen), vil man med et moderne kondenserende naturgasfyr kunne opnå en effektivitet på mere end 100 %. Er der rette forhold til stede, kan der således være betydelige besparelser ved at skifte naturgasfyr.

Effektiviteten for 30 år gamle oliefyr ligger på ca. 65 %, mens en typisk virkningsgrad for et 20 år gammelt oliefyr er på ca. 80 %¹⁰. Som ved gaskedler er det muligt at få kondenserende oliefyr, men denne funktion stiller – som ved kondenserende naturgasfyr – krav til de interne installationer i huset.

Som det ses af tabel 6-1, er 10 – 15 % af varmebehovet uden for byerne stadig dækket ved elvarme. Der er således elvarmepaneller i boligerne frem for et vandbåret system. Såfremt en bolig skal konverteres fra elvarme til eksempelvis naturgas, solvarme, varmepumpe eller andet, skal der således først etableres et internt vandbåret system i boligerne, hvilket er omkostningskrævende. Til gengæld er der store besparelser at hente og boligen vil umiddelbart stige i værdi, idet elopvarmede boliger generelt er sværere at afsætte. Samtidig er der med den nuværende lovgivning mulighed for at opnå betydelige energisparepoint som det er muligt at sælge.

6.3 Elproduktion

I tabel 5-4 blev det samlede elforbrug i de to kommuner fastlagt til ca. 265 GWh pr. år.

Idet elproduktionsanlæg generelt sælger produktionen til Energinet.dk, der sørger for at opretholde det samlede effektbalance på elmarkedet set i relation til elforbruget i Danmark time for time, er det ikke entydigt hvorfra elproduktionen specifikt til Fredensborg og Hørsholm stammer. I afsnit 7.1 er der en overordnet beskrivelse af det nordiske elmarked.

Imidlertid kan man opgøre de lokale bidrag til den samlede elproduktion i Danmark til følgende:

- Elproduktionen på Nordforbrænding, hvilket er et resultat af afbrænding af affald indsamlet i Nordforbrændings interessentkommuner samt eventuelle aftaler med øvrige forbrændingsanlæg omkring afbrænding af affald
- Elproduktionen på Helsingør Kraftvarmeværk, hvilket er afhængig af kraftvarmeværkets andel af varmeleverancerne til kommunerne
- Elproduktionen på lokale blokvarmeanlæg

¹⁰ Kilde: <http://www.seas-nve.dk/Privat/Energiraadgivning/Opvarmning/Opvarmningsformer/Oliefyr.aspx>

- Elproduktion på lokale vindmøller
- Elproduktion på øvrige lokale elproduktionsanlæg (eksempelvis solceller)
- Kommunernes delejerskaber af øvrige elproduktionsanlæg

Den årlige elproduktion fra Nordforbrænding udgør totalt set ca. 48 GWh¹¹.

Den årlige elproduktion fra Helsingør Kraftvarmeværk produceres altid i samproduktion med varme og udgjorde i 2009 ca. 130 GWh¹². Produktionen varierer fra år til år, afhængig af hvor mange timer værket er i drift. I 2008 var produktion på ca. 160 GWh. Kun en mindre del af produktionen kan tilskrives Fredensborg og Hørsholm, idet hovedparten af varmen leveres til Helsingør Fjernvarme og Hornbæk.

Det skal understreges, at selvom en kommune etablerer vindmøller svarende til kommunens energiforbrug, medfører det ikke, at kommunen er fuldstændig CO₂ neutral på elsiden, idet der ikke er overensstemmelse mellem produktion og forbrug. Således kan der sagtens være tidspunkter hvor vinden ikke blæser, men hvor det er meget koldt. Idet en stor del af varmeproduktionen i Norden er baseret på elopvarmning, betyder det, at en stor del af de kulbaserede anlæg er nødt til at være i drift for at dække elbehovet.

6.4 Kapacitetsforhold og marginal produktionsfordeling

Fredensborg og Hørsholm kommuner er fjernvarmemæssigt en del af et større fjernvarmetransmissionssystem, der strækker sig fra Hornbæk i nord til Holte/DTU i syd. Helsingør Kraftvarmeværk leverer i dag bl.a. varme til Hornbæk Fjernvarme, til Helsingør Fjernvarme samt varme til Nivå og Kokkedal. Endvidere sker der en udveksling af varme mellem Helsingør Kraftvarmeværk og I/S Nordforbrænding, således at i perioder hvor I/S Nordforbrænding har overskud af varme leveres denne til fjernvarmesystemet mod Helsingør / Hornbæk og i perioder hvor Nordforbrænding har underskud af varme, leverer Helsingør Kraftvarmeværk varme til Nordforbrænding. Se bilag 6.

Set fra Nordforbrændings perspektiv, kan de levere varme sydpå mod Hørsholm by og videre mod Birkerød, Holte / DTU og på sigt måske mod Høvelte og Allerød. Nordpå kan de levere varme til kunderne tilsluttet ledningen mellem Helsingør Kraftvarmeværk og Nordforbrænding. Er overskuddet af varme tilstrækkeligt kan de endvidere forsyne en del af Helsingør by samt Hornbæk via Helsingør Kraftvarmeværk.

De årlige potentielle varmebehov for kunderne tilsluttet fjernvarmesystemet er vist i følgende skema:

¹¹ Kilde: Grønt regnskab fra I/S Nordforbrænding, år 2008

¹² Kilde: Grønt regnskab for Helsingør Kraftvarmeværk, år 2009

Tabel 6-3: Varmegrundlaget pr. år 2016

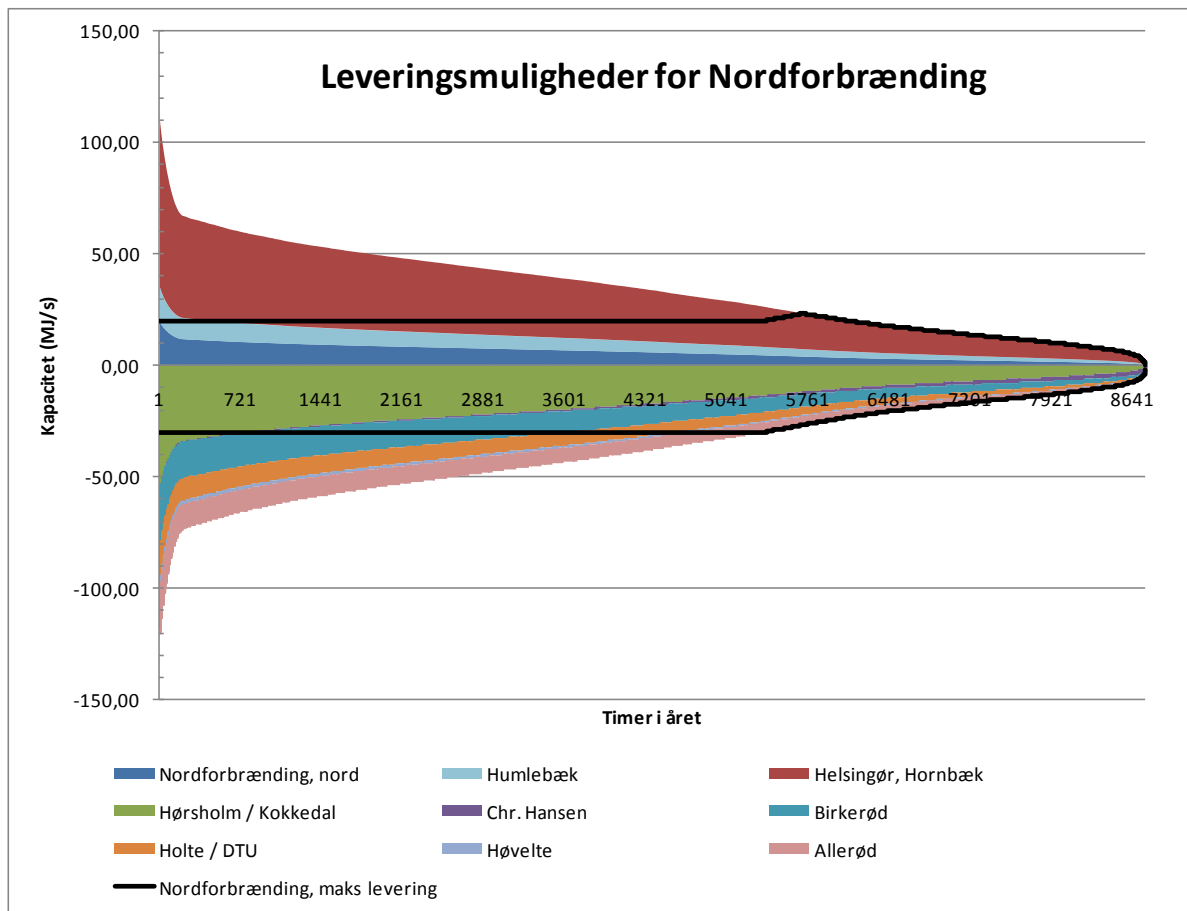
Varmegrundlag pr. 2016 (MWh)	
Levering mod syd	
Hørsholm / Kokkedal	150.650
Birkerød	73.000
Høvelte	7.350
Allerød	50.000
Holte / DTU	45.000
Samlet potentielt varmegrundlag	326.000
Levering mod nord til transmissionsledning	
Fasanvænget, Nivåvænge, Nivå, Åtoften, Niverød	53.100
Humblebæk	42.300
TOTAL	95.400
Levering mod Helsingør / Hornbæk	202.700

Der er i dag ikke etableret forsyning til hverken Humlebæk eller til Høvelte / Allerød.

Mængden af affaldsbaseret varme fra Nordforbrænding til dækning af det ovenfor anførte varmegrundlag, er bl.a. begrænset af affaldsmængderne og den maksimale kapacitet fra Nordforbrændings anlæg. Øvrige begrænsninger i leveringen fra Nordforbrænding kan være ledningsmæssige (såfremt eksisterende fjernvarmeledninger har en begrænset kapacitet) eller såfremt pumpekapa-
paciteten er begrænset.

Den mængde varme som Nordforbrænding ikke er i stand til at levere som affaldsbaseret varme, kan i stedet være baseret på biomassebaseret varme fra Nordforbrænding, naturgasbaseret kraftvarme fra Helsingør Kraftvarmeværk og på sigt bl.a. geotermi, solvarme eller andet.

Såfremt varmebehovet for hver time i kalenderåret sorteres efter varmebehovet i de enkelte timer på året, opnås en såkaldt "varmevarighedskurve" med en høj spids i starten efterhånden faldene til et lavt niveau der angiver behovet i sommermånederne. Følgende figur 6-2 viser dette for de alle de anførte delområder fra tabel 6-3. Den vertikale akse er kapaciteten (effektbehovet anført i MJ/s), mens den horisontale akse viser årets timer. Figuren er endvidere vist i bilag 6.



Figur 6-2: Leveringsmuligheder for Nordforbrænding

Figuren er endvidere tegnet således, at Nordforbrænding ligger i midten (ved nul-linjen).

Når Nordforbrænding leverer nordpå dækkes i første omgang varmebehovet hos "Nordforbrænding, Nord", hvilket er kunderne tilsluttet transmissionsledningen mellem Nordforbrænding og Helsingør Kraftvarmeværk. Nordligst på denne ledning ligger Humlebæk. Forsynes videre nordpå dækker Nordforbrænding endvidere bl.a. en del af varmebehovet i Helsingør og i Hornbæk.

Når Nordforbrænding leverer varme sydpå (svarende til de negative værdier på figuren) dækkes i første omgang en del af varmegrundlaget i Hørsholm og Kokkedal og dernæst Chr. Hansen, Birkerød mv.

Den forventede gennemsnitlige mængde affald til forbrænding i perioden fra 2010 til 2030 er på ca. 140.000 tons jf. Nordforbrændings opgørelse af affaldsmængde og forbrændingskapacitet.

Endvidere er i figuren indtegnet Nordforbrænding maksimale kapacitet baseret på affaldsbaseret varme pr. 2015. Denne er i figuren anført til 50 MJ/s og er angivet med en sort linje. Dermed er det muligt at vurdere hvor stor en andel af det potentielle varmemarked som Nordforbrænding er i stand til at dække. Naturligvis er det afhængigt af hvorledes Nordforbrænding vælger at fordele den begrænsede mængde varme. Af figuren kan eksempelvis ses, at i den indtegnede situation dækker Nordforbrænding en meget stor andel af Hørsholm / Kokkedals varmegrundlag. I ca. 720 timer om året, skal den affaldsbaserede varme suppleres med en anden forsyning end affaldsbaseret varme, mens Nordforbrænding kan dække det maksimale varmebehov i resten af årets timer.

Når der skal gennemføres økonomiske vurderinger af potentielle varmemarkeder er det væsentligt at kunne give et godt bud på, hvorledes det er muligt at forsyne dette marked fjernvarme-

mæssigt. Man taler om den såkaldte "marginale varmeproduktionsfordeling". Dvs. ved en udvidelse af varmemarkedet med yderligere en enhed varme, hvor stor en andel af denne varme kan i givet fald forventes at være baseret på affaldsbaseret varmeproduktion, naturgasbaseret varmeproduktion eller andet.

Formålet med affaldsbaseret anlæg er i sagens natur at forbrænde affald og der er kun begrænsede muligheder for at gemme overskydende affald til andre tidspunkter på året. Det er derfor desuden nødvendigt at forbrænde affald i sommerperioden hvor der kun er et begrænset behov for varme. Den varme der ikke kan afsættes til kunderne må derfor som udgangspunkt køles bort. Såfremt det at kapaciteten for affaldsvarme er konstant året igennem, kan det det af ovenstående figur 6-2 udledes, at i ca. 2.800 timer om året, er det behov for at køle varmen bort i større eller mindre omfang. Dette ses i ovenstående i figuren ved, at varmebehovet bliver lavere end den maksimale varmeproduktion på 50 MJ/s, når man når ud over ca. 5.800 timer. Differencen mellem de 50 MJ/s og det aktuelle varmebehov skal bortkøles. Jo større varmebehovet er, des mindre bliver den nødvendige bortkøling af varme.

Fastlæggelse af marginal fordeling

På baggrund af de værdier der indgår i ovenstående figur 6-2, er det vurderet hvor stor en andel af det marginale varmeproduktionsbehov der dækkes fra affaldsbaseret varme. Beregningerne er gennemført ved, at øge varmebehovet i ovenstående figur for de enkelte områder og notere hvorledes Nordforbrændings leverance ændres herved.

6.5 Delkonklusioner omkring behov og forsyning

På baggrund af de gennemførte analyser i afsnit 5 og afsnit 6, kan følgende konkluderes:

- Der er et stort potentiale for fjernvarme i Fredensborg by. Idet ca. $\frac{1}{3}$ af varmebehovet i byen for større bygninger bliver dækket ved blokvarme, er der gode muligheder for, at der kan etableres et fornuftigt fjernvarmesystem basis fjernvarmesystem med fornuftig samfunds- og brugerøkonomi.
- Der er gode muligheder for at konvertere eksisterende naturgasbaserede bebyggelser i Humlebæk by og disse er allerede indarbejdet i projektforslag, der dog stadig mangler fremsendelse til kommunen for behandling
- Det bør overvejes, at udvide projektforslaget for Humlebæk by til at omfatte Oscar Bruuns Vej 13, 19 og 25, der i dag forsynes med én blokvarmecentral. I forhold til projektforslaget, kræver det yderligere ca. 70 meter stikledning
- I landzoneområderne er i gennemsnit ca. 65 % af boligerne opvarmet med olie og el, hvorfor der miljømæssigt set vil være et betydeligt potentiale ved eventuel konvertering til andre energikilder

7. TEKNOLOGIER OG INTERESSENER

I dette afsnit vil vi gennemgå relevante teknologier i den fremtidige energiforsyning i kommunerne.

Nogle af teknologierne producerer alene varme, men andre teknologier alene producerer el og varme i et forhold (kraftvarme) og andre igen anvender el til at lave varme. Det er derfor nødvendigt at forstå den vigtige sammenhæng mellem el- og varmemarkedet. Derfor indleder vi dette afsnit med en beskrivelse af det nordiske elmarked.

7.1 Det nordiske elmarked

For at forstå hvordan forskellige varmeproduktionsteknologier kan spille fornuftig sammen er det nødvendigt også at kigge på elmarkedet.

Nogle varmeproduktionsteknologier er alene varmeproducerende og har kun et ubetydeligt elforbrug til drift af pumper o.l. (solvarme, geotermi, biomassekedler, gaskedler, oliefyr), mens andre samproducerer varme og el (kraftvarmeværker baseret eksempelvis på affald, biomasse, naturgas) og tredje bruger el til at lave varme (varmepumper og elpatroner).

For de to sidste kategorier har elprisen stor betydning for anlægsøkonomien. For kraftvarmeværker, f.eks. Helsingør kraftvarmeværk, betyder en høj elpris et stort tilskud til varmeproduktionen, hvorfor det kan være i varmemarkedets interesse at elprisen stiger afhængigt af prisfastsættelsen i varmeaftalen. Prisfastsættelsen for varmen skal altid følge principperne i varmeforsyningsloven.

For en varmepumpe stiger varmeprisen med elprisen. Det betyder at rækkefølgen for hvilken teknologi der er den billigste ændrer sig i takt med elprisen. Denne svinger hen over døgnet og året og er påvirket af mange forskellige faktorer vi her vil kigge nærmere på.

Spotpris

Den såkaldte spot-pris på el bliver fastsat time-for-time af den nordiske elbørs NordPool. Spotprisen er den pris man som kraftværksejerne modtager for strømmen som man producerer og den en gros pris som f.eks. DONG Energy betaler når de køber el ind på forbrugernes vegne. Forbrugerne betaler herudover tillæg for transport af strøm, abonnementer, afgifter og evt. moms. Kl. 12 middag hver dag er der deadline for både købs- og salgsbud til det efterfølgende døgn. Dvs. 12-36 timer frem. NordPool udregner de 24 priskryds (kryds mellem udbud- og efterspørgselskurve for hver time i døgnet) og finder den pris hvor udbud og efterspørgsel efter el matcher hinanden.

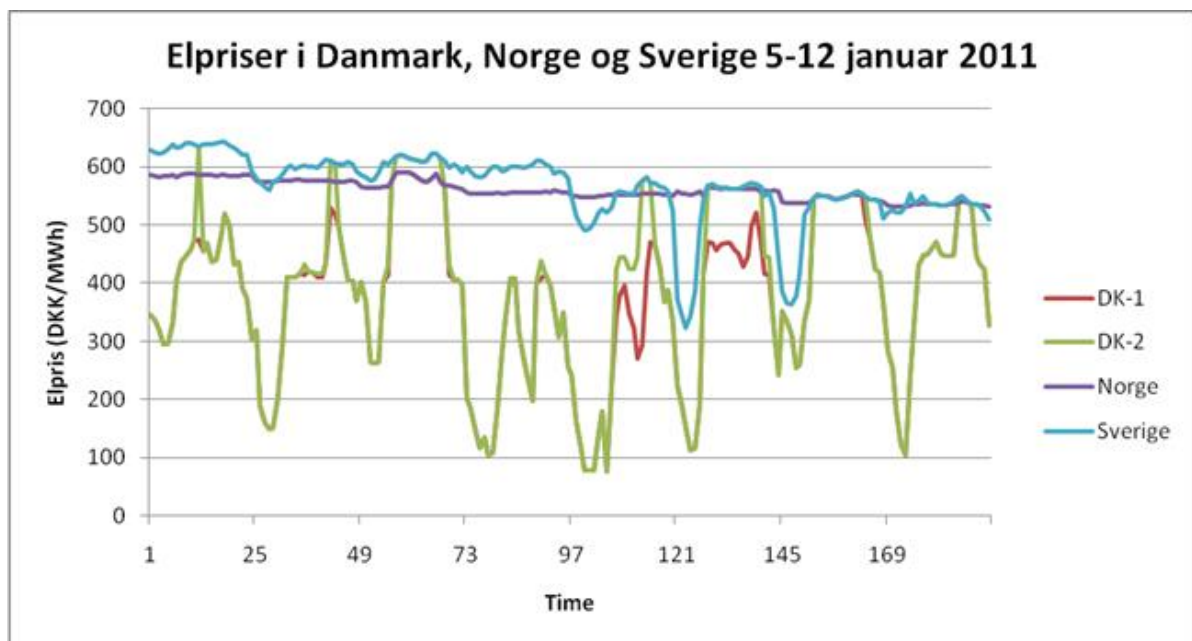
Udsving i elprisen

Danmark er delt i to såkaldte budområder (Vestdanmark og Østdanmark) der først i 2010 blev koblet sammen direkte med den elektriske Storebæltsforbindelse. Danmark er i international sammenhæng en meget lille elforbruger og -producent, hvilket betyder at elprisen i Danmark ofte afspejler den tyske pris eller prisen i Sverige eller Norge. Senest så vi det i december 2010, hvor en stor efterspørgsel på el til elvarmekunder i Sverige udløst af ekstrem kulde drev priserne markant op på el op i Østdanmark.

Udover prisens kobling til forbruget medfører den store vindmølleandel af produktionen i Danmark og Nordtyskland og den store andel af kraftvarmeproduktion, at en stor del af produktionen afhænger af vejret. Dette resulterer i temmelig store udsving i elprisen i perioder.

Et eksempel på prisudsving i en uge i januar 2010 fremgår af Figur 7-1. Udsvingene i januar er generelt mere ekstreme end i resten af året fordi det blæser mere om vinteren og fordi en stor del af elproduktionen er koblet til varmemarkedet. Priserne i Sverige og Norge ligger temmelig stabilt (Norge ligger særligt stabilt pga. den store mængde vandkraft der nemt kan regulere) og

høje (da der generelt er mangel på vand til vandkraftproduktion). Omvendt varierer prisen i Øst og Vestdanmark markant hen over døgnet. De højeste priser indtræffer alle om formiddagen (drevet af erhvervsforbruget) og om aftenen (drevet af madlavning i husholdningerne), mens de laveste priser indtræffer om natten, hvor de fleste ligger og sover. Der er efterhånden stort set sammenfald mellem priserne i Øst- og Vestdanmark i alle timerne pga. den elektriske Storebæltsforbindelse. I perioder er al kapaciteten udnyttet og der kan ikke overføres mere. Det betyder, at der er producenter i Vestdanmark, der kunne levere billigere el end producenter i Østdanmark, men ikke har mulighed for det, fordi der ikke er tilstrækkeligt med kapacitet til at transportere strømmen. Selvom det endnu ikke er set, kunne der optræde lavere priser i Østdanmark end Vestdanmark pga. begrænsninger i transmissionskapaciteten fra øst til vest.



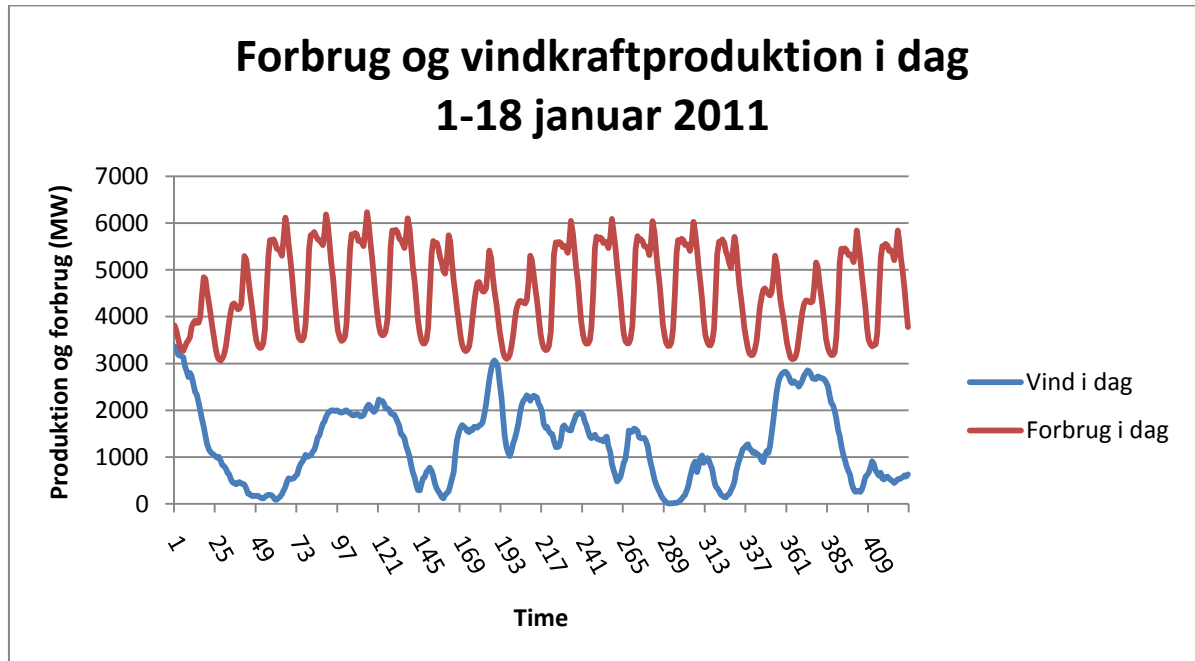
Figur 7-1 Markedsprisen på el i Danmark, Sverige og Norge i en uge i januar 2011

Med den forventede udbygning med vindkraft i Danmark og resten af det Nordeuropæiske el-system, er det sandsynligt at elprisen vil svinge mere i fremtiden end nu. I dag kan vindkraftproduktionen i enkelte timer matche forbruget, mens vindkraftproduktionen i fremtiden i perioder vil være væsentligt meget større (se figur 7-2 og figur 7-3). Øget udbygning med transmissionsforbindelser (til f.eks. Norges vandkraft), elpatroner og varmepumper, elbiler og andet fleksibelt elforbrug samt ellagrings teknologier og mulighed for fleksibel produktion på kraftvarmeverker vil bidrage til at udglatte elpriserne, men formentlig i mindre omfang end vindmøllerne bidrager til at øge variationen. Det er derfor vigtigt at være sig bevidst om de udfordringer og muligheder, der ligger i varierende elpriser og ud fra en bæredygtighedsbetragtning hvorledes de enkelte teknologier kan bidrage til at integrere vindmøllestrømmen (og anden vedvarende energi) ved at være fleksible i deres elforbrug eller produktion.

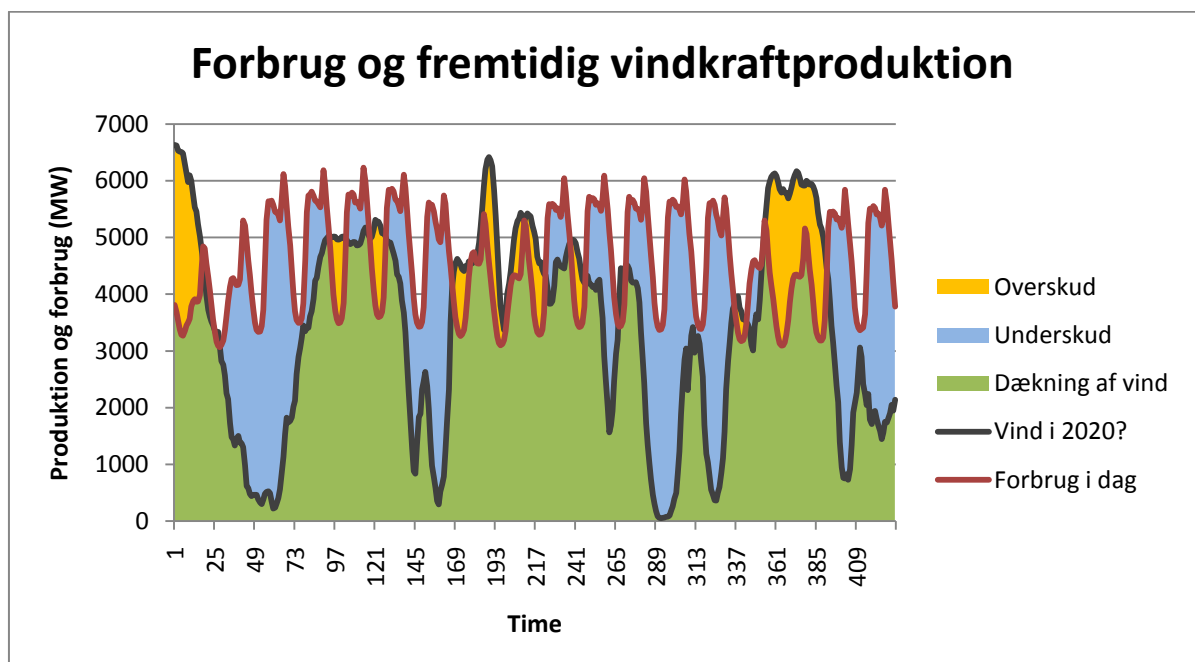
For Nordforbrændings område kunne det være interessant at se på en fælles lastfordeling efter samme koncept som varmelast.dk anvender i Hovedstadens fjernvarmesystem. Konceptet sikrer, at der løbende sker en optimal lastfordeling mellem alle produktionsanlæg. Særligt i følgende tilfælde:

1. Nordforbrændings net bliver koblet sammen med DTU-HF mod syd og Vestforbrændings net via tilslutning til transmissionssystemet mod Vest i Hillerød
2. Der vælges at etablere yderligere varmelagringskapacitet i form af sæsonlagring – udover varmelagring fra sommer til efterår/vinter bør denne lagerkapacitet anvendes som systemlager

3. Der udbygges med varmepumper eller elpatroner, hvilket vil vende op og ned på anlægs-prioriteringen langt oftere end det er tilfældet i øjeblikket.



Figur 7-2 Eksempel på elforbrug og vindkraftproduktion med nuværende vindkraftkapacitet. 1-18. januar 2011



Figur 7-3 Tænkt eksempel på elforbrug og vindkraftproduktion med fremtidig vindkraftkapacitet efter udbygning med primært havvindmøller.

7.2 Solvarme

Tilgængelighed

Solvarme til fjernvarme er en kendt teknologi, og har eksisteret i mere end 30 år, nogenlunde i sin nuværende udformning. Panelerne er dog blevet effektiviseret og billiggjort gennem den nuværende store markedsudvikling på området.

Der er et passende antal leverandører af disse anlæg og et godt udvalg i entreprenører, som kan etablere anlæggene.

Teknologisk stade.

Solvarme er en gennemprøvet teknologi.

Paneler, designet til de højere fjernvarmetemperaturer er udviklet i Sverige i første halvdel af 1980-erne. Medio 1980-erne er denne teknologi adopteret af det danske firma Arcon Solar, der installerede de første danske anlæg i sidste halvdel af 1980-erne.

Solvarme til fjernvarme er en løsning der nu kan betragtes som en standardløsning, der er gennemprøvet og godt dokumenteret, hvad angår ydelser etc.

Danmark er unik i forhold til installation af solvarme i storskala, fordi vi dels besidder teknologien og dels fordi vi har fjernvarme i så udstrakt grad, som tilfældet er. Der registreres en stigende interesse fra udlandet for disse anlægstyper. Således er der i Holland installeret et anlæg på 7.000 m². I USA er der et demonstrationsanlæg på 1.800 m² under installation og endeligt er der et anlæg på 20.000 – 40.000 m² undervejs til industrielle formål i Sydamerika. Alt sammen med dansk solvarmeteknologi.

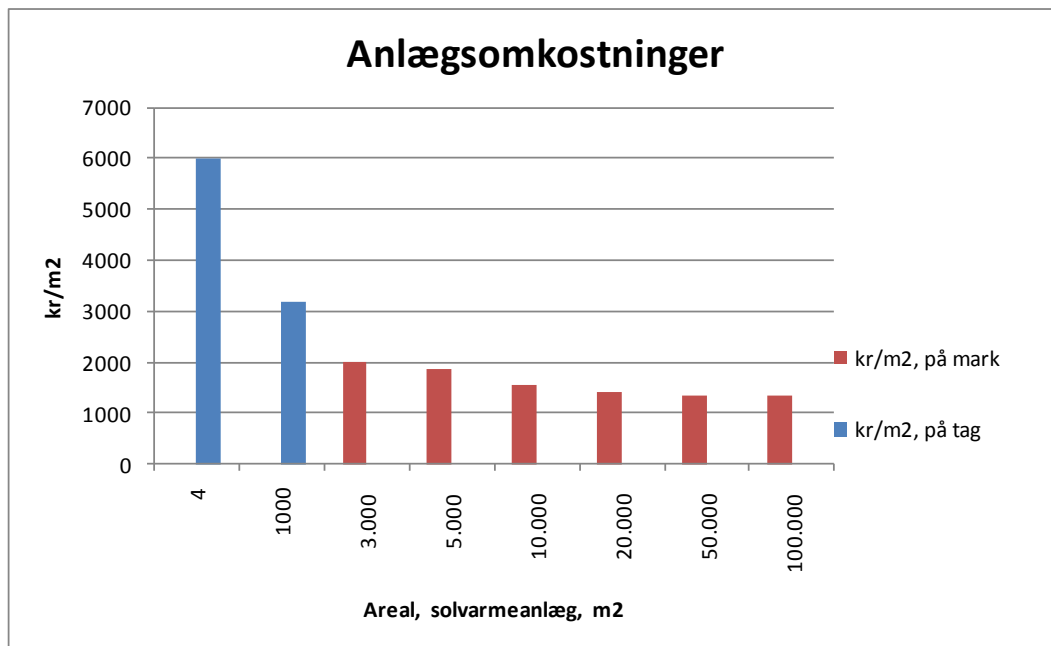
Produktionspris

De seneste projekter der er gennemført, for eks. Jægerspris på 10.000 m² har kostet omkring 16 mio. kr. totalt, ekskl. moms, svarende til en specifik pris på ca. 1.600 kr./m². Der er ikke installeret ny varmelagerkapacitet i dette projekt.

Ydelsen er beregnet til 0,5 MWh/m²/år, men er dog noget afhængig af returtemperaturen fra fjernvarmenettet. Ved returtemperatur på omkring 50 grader er ydelsen omkring 0,4 MWh/m²/år, stigende til de nævnte 0,5 MWh/m²/år ved 35 grader i retur.

Der er imidlertid en oplagt mulighed, for at tilsikre den høje ydelse, at kombinere solvarme med varmepumper. I nærværende bør først og fremmest fokuseres på absorptionsvarmepumper, der kan forsynes med flis. Samme teknologi, som der er behov for til geotermisk varme.

Omkostninger for at gennemføre solvarmeprojekter er meget afhængig af størrelsen af anlægget, hvor små anlæg er langt dyrere jf. nedenstående figur.



Figur 7-4: Priser for solvarmeanlæg

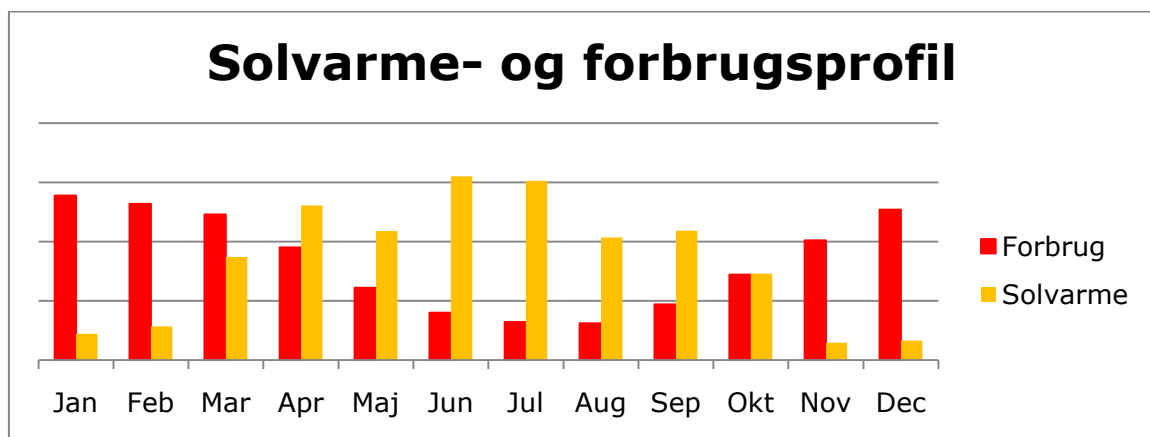
Det ses af figur 7-4, at den energimængde der opnås ved eksempelvis solpaneler på tagene, er omtrent en faktor 5 dyrere end såfremt der blev etableret et større solvarmeprojekt. Endvidere ses, at prisen allerede er reduceret betragteligt, såfremt man etablerer selv mindre storskala solvarmeprojekter og allerede ved arealer på ca. 10.000 m², reduceres prisen kun i mindre omfang.

Det er interessant at se på solvarme som en del af forsyningen til nabovarmeværker, der er små værker, der forsyner ganske få boliger og bygninger.

Økonomien i disse værker vil være meget afhængig af omkostninger til driftspersonale, derfor skal der fokuseres på teknologi, som ikke kræver særligt tilsyn, men kan overvåges på distance fra et andet og større varmeværk.

Produktionsforhold

Et af de helt store problemer ved solvarmen er, at der i sagens natur, er et mismatch mellem produktionen fra solvarmeanlægget og behovet for varme. Det er illustreret i nedenstående figur 7-5.



Figur 7-5: Solvarme og forbrugsprofil

Den store mængde varme der produceres i sommerperioden kan ikke udnyttes og skal derfor lagres til den koldere periode.

I det aktuelle fjernvarmesystem der forsyner bl.a. Hørsholm og dele af Fredensborg med varme, er der overskud af varme i sommerperioden pga. afbrændingen af affald. Såfremt det ikke er muligt at anvende varmen, skal den alternativt kølet bort. Dette betyder, at der er tale om "gratis" varme, man i videst muligt omfang skal udnytte. Dette er specielt aktuelt såfremt der etableres yderligere affaldsbaseret varmekapacitet.

Den varme der bliver produceret fra solvarme, skal altså lagres i sommersæsonen for at kunne udnyttes i efterårsperioden og fremefter.

Risici

Der er tale om en yderst robust teknologi, med meget lang levetid. Det vurderes ikke at indbefatte særlige tekniske risici.

Økonomisk er der yderst små driftsomkostninger, hvilket gør det til et projekt med yderst begrænsede økonomiske risici.

Referencer / interessenter

Producenter:

- Arcon Solar A/S
- Sunmark A/S

Entreprenører.

- Arcon Solar A/S
- Sunmark A/S
- De kendte entreprenører indenfor fjernvarmeområdet.

Idriftsat 145.000 m² i DK - heraf alene 45.000 m² i 2010. Der er mere end 200.000 m² undervejs indenfor 2011 – 2012.

7.3 Geotermi

Geotermisk varme dækker over, at man udnytter varmt vand dybt nede fra undergrunden i 1,5 til 3 km dybde. Temperaturen i jorden stiger med ca. 2,5 °C for hver 100 meter, hvorfor der kan opnås temperaturer på mellem 60 og 80 °C.

For at være i stand til at udnytte de meget lave temperaturer i geotermi direkte, stiller det meget store krav til installationerne i de bygninger der skal udnytte varmen. I et større fjernvarmeområde som det aktuelle, er der tale om mange forskellige installationer. Aktuelt ligger fremløbstemperaturen på 90 – 95 °C, men det kan der gøres noget ved i fremtiden jf. nedenstående afsnit.

For at bringe temperaturen for den geotermiske varme til et niveau, hvor alle kunder kan få tilstrækkelig opvarmning, skal temperaturen løftes, hvilket kan gøres eksempelvis med varmepumper, biomassekedler eller andet.

Man kan naturligvis bore dybere for at opnå højere temperaturer, men problemet er, at undergrunden bliver tættere og tættere hvorved det bliver sværere at få tilstrækkelig tilledning med vand til boringerne. Dermed er det konstant et kompromis mellem boreddybde og omkostninger.

I København udnyttes geotermisk varme fra undergrunden ved boringer på Amagerværket. Temperaturen løftes ved hjælp af varmepumper der som drivmiddel anvender damp fra Amagerværket.

Tilgængelighed

Til trods for, at der er et stort potentiale for geotermi i Danmark, er der pt. kun etableret ganske få anlæg. En række fjernvarmeværker har overvejelser omkring at etablere geotermianlæg, og Dansk Fjernvarme har pr. 01. februar 2011 etableret et geotermiselskab, der skal hjælpe værkerne på vej med etableringen. Medarbejderne til selskabet kommer i vid udstrækning fra DONG Energi der har fravalgt geotermi som det fremtidige forretningsområde. Stifterne af det nye geotermiselskab er ud over Dansk Fjernvarme desuden Sønderborg Fjernvarme, Hjørring Varmeforsyning, Viborg Fjernvarme og Thisted Varmeforsyning.

Boring i Karlebo

I 2006 gennemførte det svenske selskab Tethys Oil sammen med DONG Energy og Odin Energy en boring i Karlebo, for at vurdere hvorvidt der var gas i undergrunden. Konklusionen var, at der ikke var tilstrækkelige mængder af gas til at det kunne svare sig at gennemføre projektet. Projektet kostede samlet 26 mio. kr. Boringen nåede ned i en dybde på ca. 2.500 meter.

Efter boringen er borehullet blevet lukket permanent, hvilket betyder, at borehullet er udfyldt med cement. Den ansvarlige person fra Energistyrelsen vurderer ikke, at det kan svare sig at benytte denne boring. I stedet skal der foretages nye boringer såfremt den geotermiske varme skal udnyttes. Der skal dels etableres en boring hvor varme tages op fra undergrunden og dels en boring hvor vand geninjiceres i undergrunden.

Den sidste del af boringen foregik i sandsten hvilket er et godt tegn i forbindelse med at etablere geotermi.

I forbindelse med boringen blev der målt på en række parametre, der kan bidrage til at vurdere hvor stor varmekapacitet der kan hentes fra undergrunden. Alle data fra boringen kan købes fra GEUS (Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelser). Der er indhentet tilbud fra GEUS, på adgang til data samt tolkning af data.

Tilbud fra GEUS

GEUS vurderer, at det ikke er tilstrækkeligt at anvende data fra denne boring, bl.a. fordi der ligger en forkastning i undergrunden der skal kortlægges. Det vil således være nødvendigt at se denne boring i sammenhæng med andre boringer, samt seismiske data for at kunne etablere en geologisk model. Et samlet skøn fra GEUS er, at der skal anvendes ca. 400.000 kr. for at være i stand til at give en foreløbig indikation på mulighederne for geotermi i området. Hertil skal lægges ca. 30.000 kr. til rekvirering af data. De samlede omkostninger for undersøgelsen vil således udgøre i størrelsesordenen 430.000 kr.

Et andet problem er, at HGS har borerettighederne (Hovedstadens Geotermiske Samarbejde) i området. Skal varmen udnyttes, skal borerettigheder således først erhverves, hvilket umiddelbart af Energistyrelsen blev vurderet, at koste op til flere millioner kroner. Da boringen var afsluttet, vurderede HGS, at det ikke kunne svare sig at udnytte boringen til geotermi, bl.a. pga. at der var en stor afstand til områder, der ikke i forvejen modtager affaldsbaseret varme.

Inden tilbuddet fra Geus benyttes, bør der tages kontakt til Dansk Fjernvarmes geotermiselskab for at få dem som hjælpere i en videre proces. Bl.a. kan de give rådgivning om, hvilke undersøgelser der er behov for, idet der er foretaget en del undersøgelser for området på foranledning af HGS.

Økonomi:

Såfremt der skal etableres et geotermisk anlæg, vil det være forbundet med store omkostninger og store risici. Et meget foreløbigt bud ligger på 100-150 mio. kr. bl.a. baseret på overordnede estimater fra Danske Fjernvarmes Geotermiselskab.

Samtidig skal det pointeres, at et geotermianlæg ikke kan stå alene i varmforsyningen, idet det typisk alene dække grundlastbehovet for varme. Ud over selve anlægget skal der således etableres øvrige varmeproduktionsanlæg til at dække det resterende varmebehov (mellemlast og reserve- / spidslast)

Pga. de store etableringsomkostninger skal man helst kunne udnytte varmen året rundt, idet de specifikke omkostninger (kr./MWh) i modsat fald bliver meget høje. Alternativt kan der etableres en langtidslager for varme. Dette er dog ikke problemfrit og øvrig varmforsyning (bl.a. overskudsvarme fra affald og eventuelt solvarme) skal desuden lagres.

Videre arbejde

På grund af de store omkostninger og store risici vil det være fordelagtigt at etablere en fælles anlæg på tværs af kommunegrænserne, således at flere vil være i stand til at udnytte varmen og dele omkostninger / risici. Ved en gennemgang af teknologien ved en repræsentant fra DONG Energy (senere Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab) på I/S Nordforbrænding, var flere interessenter indbudt til mødet – bl.a. repræsentanter fra Hillerød Forsyning, Farum Fjernvarme og Værløse Varmeværk, der alle kan have interesse i geotermi.

7.4 Varmepumper

7.4.1 Kompressionsvarmepumper

Varmepumper er spået at blive en vigtig brik i fremtidens energisystem. I Klimakommissionens rapport indgår bl.a. varmepumper som bindeled mellem en kraftig udbygning af den vindbaserede elproduktion og de store fjernvarmesystemer, der skal fungere som buffer for en til tider overskydende elproduktion.

Der forventes en kraftig udbygning med vindkraften i de kommende år. Jo større andel som vindenergien skal udgøre af den samlede elproduktion, des oftere vil der være perioder på året hvor produktionen af el overstiger forbruget af el, hvilket reducerer elprisen. I disse perioder er det væsentligt at være i stand til at kunne udnytte den overskydende elproduktion, hvilket bl.a. kan ske i varmepumper og til opladning af elbiler.

Endvidere skal huse uden for fjernvarmeområderne opvarmes med varmepumper, hvilket bidrager til at hæve det generelle elforbrug primært om vinteren. Dette vil gøre det muligt for vindmøller i fremtiden at dække en stor del af energien. Individuelle varmepumper er dog langt fra lige så gode til at bidrage til integrationen af vindmøller som varmepumper, der producerer til de kollektive net.

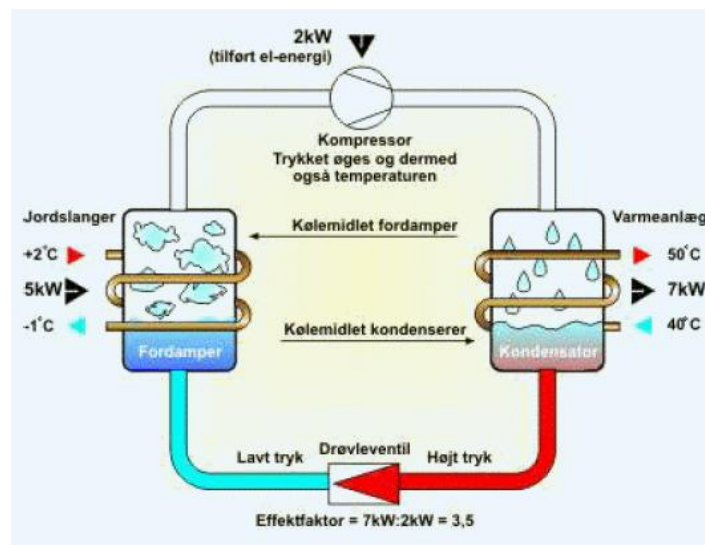
Der er således grundlæggende tale om to typer af varmepumper i fremtidens energisystem – dels store varmepumper, der producerer til de større fjernvarmesystemer, og dels individuelle varmepumper i egne af landet hvor det samfundsøkonomisk set ikke er fordelagtigt at udbrede fjernvarmesystemerne, men hvor det er mere optimalt at etablere individuelle løsninger eller løsninger med sammenkobling af mindre klynger af huse – såkaldt nabovarme.

Uanset om der er tale om større eller mindre varmepumper, er det grundlæggende princip det samme, hvilket er illustreret i Figur 7-6, der viser princippet i en jordvarmebaseret varmepumpe.

Et jordvarmebaseret varmepumpesystem består af tre lukkede kredsløb, jordvarmeslangerne, varmepumpen og husets opvarmningssystem. I hvert af de lukkede kredsløb cirkulerer en væske eller en gas.

Væsken i jordvarmeslangerne opvarmes af varmen fra jorden. I varmepumpen, som indeholder både en varmeoptager og en varmeafgiver, afgives varmen fra slangerne til kølemidlet i varmeoptageren. Ved kompression hæves kølemidlets tryk, hvilket bevirker at temperaturen stiger. Varmeenergien afgives nu ved kondensering i varmepumpens varmeafgiver til husets opvarmningssystem. Varmeenergien kan nu anvendes til opvarmning og varmt brugsvand.

I venstre side optager fordamperen i varmepumpen varmen fra jorden der får kølemidlet til at fordampe hvorved jordtemperaturen reduceres fra 2 °C til -1 °C. I højre side øges temperaturen i varmesystemet fra 40 grader i returtemperatur til 50 grader i fremløbstemperatur.



Figur 7-6: Jordvarmebaseret varmepumpe. Kilde: Energitjenesten

Såfremt der er tale om større varmepumper der producerer til et eksisterende fjernvarmesystem, er det ofte nødvendigt med en højere fremløbstemperatur end de 50 °C, idet de eksisterende installationer i ejendommene tilknyttet til fjernvarmesystemet ikke er i stand til at afkøle fjernvarmevandet tilstrækkeligt til at opnå en komfortabel indendørstemperatur. Disse varmepumper vil derfor være baseret på et andet kølemiddel. CO₂ og NH₃ (ammoniak) er yderst velegnede til højtemperaturformål. For begge typer anlæg er det grundlæggende princip som vist ovenfor. CO₂ kan levere temperaturer op til ca. 80 °C. Der er i øjeblikket en varmepumpe i drift ved Frederikshavn Forsyning, der leverer fjernvarme ved 80 °C ved at trække på spildevandsudløbet, hvis temperatur svinger mellem ca. 10 °C og 20 °C.

I løbet af de sidste år er der kommet et gennembrud i NH₃ (ammoniak) varmepumper pga. forbedrede komponenter, der kan håndtere de høje tryk, der kræves for at opnå høje temperaturer. Moderne NH₃ varmepumper kan levere temperaturer helt op til 90 °C. Der er et anlæg under opførelse i Drammen i Norge på 15 MW, der trækker varme fra 8 °C havvand og hæver temperaturen i fjernvarmesystemet fra 60 °C til 90 °C.

En varmepumpes effektivitet defineres ofte som den såkaldte COP-faktor (Coefficient Of Performance), der udtrykker hvor meget energi varmepumpen producerer i forhold til den tilførte elmængde (i ovenstående figur: El til kompressoren). I Figur 7-6 er COP-faktoren 3,5 idet der opnås en effekt på 7 kW og der skal kun tilføres 2 kW i form af el.

COP-faktoren er i stor udstrækning afhængig af de eksterne forhold som varmepumpen skal fungere under. Følgende forhold har stor indflydelse på varmepumpens effektivitet:

- Høj fremløbstemperatur for varmeanlægget

- Meget lave jordtemperaturer (såfremt der er tale om en jordvarmebaseret varmepumpe)
- Underdimensioneret jordslange

Fremløbstemperaturen for varmeanlægget har meget stor betydning for effektiviteten af varmepumpen. Såfremt opvarmningen sker ved gulvvarme og ikke ved radiatorvarme, kan fremløbstemperaturen sænkes med op til 20 °C. I et eksempel beregnet af Energitjenesten, vil en jordbaseret varmepumpe kunne øge effektiviteten med mere end 50 % ved 20 grader lavere fremløbstemperatur. Det skal bemærkes, at det ikke alene er jordvarmeanlæg hvor temperaturen har stor betydning for effektiviteten. Dette er gældende for alle fremtidige teknologier uanset om det er solvarme, kraftvarme, geotermi eller andet.

Lave jordtemperaturer har mindre betydning. Det nødvendige grundareal til jordslanger skal svare til ca. 2 gange det opvarmede areal. Endvidere kan drivvarmen tages fra andre kilder end jord – eksempelvis fra spildevare som f.eks. spildevand med en nogenlunde konstant temperatur over året.

De ovenfor nævnte varmepumpetyper er af væske / væske typen hvor varmen optages fra væske (jordslange/spildevand) og afleverer varmen til varmtvandssystemet. Derudover kan der være tale om luft / vand og luft / luft varmepumper, hvor begge typer har en lavere effektivitet, men til gengæld også lavere investeringsomkostninger. Luft / luft varmepumper kan ikke stå alene, idet de alene bidrager til opvarmningen af boligen og ikke til at producere varmt brugsvand.

Tilgængelighed

Mindre eldrevne individuelle varmepumper har været en kendt teknologi gennem mange år. Pt. findes i størrelsesordenen 70-80.000 varmepumper i Danmark, men dette står i skarp kontrast til antallet af varmepumper i Sverige, hvor der installeret 6-8 gange flere.

Der er i Danmark etableret flere hjemmesider der informerer om varmepumper (bl.a. www.varmepumpesiden.dk, der drives af Energistyrelsen eller www.varmepumpeinfo.dk, der drives af Teknologisk Institut).

Eldrevne varmepumper til fjernvarme er en ret ny teknologi. Der er tale om varmepumper med CO₂ som kølemiddel og varmepumpen arbejder ved meget høje tryk. Der er etableret et anlæg i Frederikshavn, der køler spildevand og leverer varme til fjernvarmenettet.

Teknologisk stade

Individuelle varmepumper er meget udbredt og der er tale om en færdigudviklet teknologi, med en række referencer indenfor andre sektorer, som supermarkeder etc. men ikke indenfor fjernvarme. Anlæg opbygget af standardkomponenter.

Varmepumper til fjernvarme mangler stadig det store kommercielle gennembrud, hvilket bl.a. afhænger af afgiftsforholdene.

Optag af varme kan være fra jorden via jordvarmeslanger, fra spildevand, fra øget røggaskondensering på affaldsforbrændingen, fra fjernkøling, hvor dette evt. etableres. Det kan også være industriel overskudsvarme etc.

Produktionspris individuelle varmepumper

Individuelle jordvarmebaserede varmepumper kan etableres for i størrelsesorden 120-150.000 kr. alt inklusive. Dette skal ses i relation til investering i en alternativ teknologi – eksempelvis nyt olie- eller naturgasfyrt. Der er en betydelig besparelse på driften af anlægget og de generelle forventninger er, at en installation kan betales tilbage inden for en 10 årig tidshorisont – dog afhængig af de lokale rammebetingelser som varmepumpen skal arbejde under.

Produktionspris kollektive varmepumper

Varmepumper til fjernvarme koster omkring 3 mio. kr. / MW varme afgivet. Hertil skal lægges installationsomkostninger (herunder anlæg til optag af varme fra en lavtemperatur varmekilde), som er stærkt afhængige af de lokale forhold men som regel af samme størrelsesorden. Idet investeringen er betydelig bør varmepumpen være i drift i et betydeligt antal timer om året. Og da varmepumpen skal konkurrere med øvrige kollektive produktionsanlæg, kræves det at elprisen er lav et stort antal timer om året.

Med udgangspunkt i de historiske timepriser for el og nuværende afgifter, er det meget svært at opnå en fornuftig økonomi i varmepumper til fjernvarme, såfremt de skal konkurrere med store kraftvarmeverker, affaldsforbrænding og biomassekedler. Anderledes ser det ud, hvis de skal konkurrere med naturgaskedler der forsyner kollektive systemer. Her kan det godt være en fornuftig idé.

Idet store varmepumper er en væsentlig forudsætning for at indpasse betydelige mængder af vindbaseret elproduktion i elsystemet, vil det være nærliggende at tænke sig en omlægning af afgiftssystemet hvor varmepumper i højere grad bliver favoriseret. Endvidere må det forventes at yderligere vindbaseret elproduktion, giver anledning til flere lave elpriser (se afsnit 0).

Lavtemperatur varmekilder

For at give varmepumper en god COP-faktor og undgå anlægsomkostninger til jordslanger er det en god løsning at udvinde varme fra lavtemperaturkilder som f.eks. udløbet fra et renseanlæg. Dette koncept er kendt fra bl.a. Frederikshavn forsyning, der i 2009 installerede en varmepumpe med en varmeydelse på 1,5 kW. Denne varmepumpe trækker varme ud af spildevandet der er op til 22 °C.

De største spildevandskilder i Fredensborg og Hørsholm Kommuner er angivet i Tabel 7-1, hvor nuværende årligt flow er angivet. Spildevandsmængderne forventes at være temmelig konstante, dog er der planer om at overflytte en del af behandlingen fra Usseørd til Nivå Renseanlæg, hvilket vil rykke tallene en smule (det samlede potentiale er dog konstant). For alle anlæg svinger temperaturen mellem 8 °C om vinteren og 18 °C om sommeren. Den potentielle varmeproduktion på en varmepumpe med en COP på 3,2 og en afkøling af vandet på 5 °C er også angivet, både for en varmepumpe, der kører året rundt og en der kun har 3.500 driftstimer pga. en optimal drift i forhold til elmarkedet og udnyttelse af vindmøllestrøm.

For renseanlæggene falder temperaturen ca. med 10 °C fra sommer til vinter, mens den typisk er stort set konstant for industrielle udledere. Dette skyldes at der er en del regnvand i det tilførte spildevand til renseanlægget og dets temperatur er sæsonafhængig.

Tabel 7-1: Potentielle varmeproduktioner fra Renseanlæg i Hørsholm og Fredensborg Kommuner

Anlæg	Vandmængde (1000 m ³ /år)	Potentiel varmeprod. (GWh/år)	Varmeprod. ved opt. drift (GWh/år)
Usseørd	3.700	25,8	10,3
Nivå	2.000	13,9	5,6
Fredensborg	1.200	8,4	3,3

Usseørd renseanlæg har den fordel at det er placeret lige ved siden af Nordforbrænding, hvorfor der vil være gode muligheder for at afsætte varmeproduktionen til nettet. Der vil desuden være en miljøforbedring relateret til den lavere udledningstemperatur til Usseørd Å.

Det ses at udnyttelse af spildvarme fra rensningsanlæggene kan give et anseeligt bidrag til den fremtidige fjernvarmeforsyning (10-20 %). Ønskes en højere dækning med varmepumper skal det søges at anvende andre varmekilder. Havvand fra Øresund kunne være en økonomisk mulighed. Selvom dette har en lavere temperatur kan det tænkes udgifterne til at etablere veksling med dette vand er lavere end udgiften til at nedgrave jordslanger.



Figur 7-7: Usserød renselanlæg øverst til højre er placeret umiddelbart ved siden af Nordforbrænding

7.4.2 Absorptionsvarmepumper

En anden mulighed er at udnytte absorptionsvarmepumper. I stedet for el til at drive varmepumpen, som tilfældet er i kompressionsvarmepumper, er input i stedet varme ved høj temperatur.

Varmen kunne eksempelvis tages fra Nordforbrænding ved de nuværende driftsforhold. I dette tilfælde koster varmeinput indirekte el, pga. en lavere elvirkningsgrad når varmen tages ud ved høj temperatur fra turbinen.

Når der på længere sigt er opnået mere moderate fremløbstemperaturer i fjernvarmenettet, kan man alternativt installere en ny biomassefyret hedtvandskedel og lede varmen fra denne til absorptionsvarmepumpen.

Absorptionsvarmepumper har en COP værdi på omkring 1,7 hvilket betyder, at der skal tilledes varme i forholdet 1 og at der kan tilføres varmeenergi på kølekredsen på 0,7. Summen af disse er den mængde varme, som afsættes til fjernvarmenettet.

Absorptionsvarmepumper indgår ofte i store solvarmeanlæg og specielt er det en afgørende forbedring, ved sæsonvarmelagring.

Absorptionsvarmepumpen indgår i dag i de i de geotermiske anlæg, der er i drift.

7.4.3 Varmepumper koblet til fjernvarmeretur

En potentiel anvendelse af varmepumper kunne være at etablere dem ude i fjernvarmesystemet så de trækker deres varme fra returvandet, der køles ekstra langt ned. Dette har følgende fordele:

1. Kapaciteten i eksisterende fjernvarmerør øges, da der opnås en markant bedre afkøling af fjernvarmevandet
2. Der kan opnås en anelse bedre virkningsgrader på alle varmeproduktionsteknologier.
3. Lavere nettab pga. lavere returtemperatur
4. Mindre pumpearbejde, da en mindre mængde vand skal transporteres rundt.

Det sidste punkt er stort set ubetydeligt, da pumpearbejdet kun udgør 1 % af varmelieferancen. Det skønnes groft, at med en meget effektiv efterafkøling fra 40 til 20 °C af al fjernvarmevandet i en streng at det sparede nettab udgør 5 % af varmeforbruget.

Det antages, at de forøgede virkningsgrader giver anledning til 10 % ekstra "gratis" varmeproduktion.

Til gengæld er der følgende ulemper:

1. Der skal investeres i en varmepumpe, hvilket er væsentligt dyrere end en almindelig fjernvarmebrugerinstallation. Dog er investeringen lavere end for en almindelig varmepumpe, da omkostninger til varmeoptaget er væsentligt simple.
2. I modsætning til almindelige varmepumper kommer varmen, der flyttes af varmepumpen ikke fra en gratis kilde, men skal først produceres et andet sted i systemet.
3. En varmepumpe er mere kompliceret end en almindelig fjernvarmeunit, hvorfor omkostningerne til drift og vedligehold er højere.

En almindelig varmepumpe, der trækker varme fra omgivelserne (ved 0 °C), har en COP på ca. 3. En fjernvarmereturvarmepumpe vil have en forventet COP på 5 (da den trækker varme fra 40 °C). Tabel 7-2 viser energiforbrugene til at levere 100 MWh varme:

For den almindelige fjernvarme løsning bruges 100 MWh fjernvarme, mens en almindelig VP vil bruge $100/3 = 33$ MWh el (med en COP på 3). I løsningen med fjernvarmeretur VP vil der anvendes en varmepumpe med en COP på 5 (hvilket giver 20 MWh el for 100 MWh varme). Varmen trækkes dog fra fjernvarmevandet hvilket giver et fjernvarmeforbrug på 80 MWh. Inddrages de ovenstående effekter antages en elbesparelse på 1 MWh (mindre pumpearbejde) og en fjernvarmebesparelse på 15 % (bedre effektivitet på fjernvarmeværk).

Tabel 7-2: El- og varmeforbrug til at levere 100 MWh varme

MWh	Elforbrug	Varmeforbrug
Fjernvarme	-	100
Almindelig VP	33	-
Fjernvarmeretur-VP	20	80
Inkl. red. tab og pump.	19	67

I forhold til traditionel fjernvarmeløsning kan det energimæssigt ikke svare sig at anvende 19 MWh el for at spare 33 MWh varme. Særligt ikke når anlægsomkostningerne til en varmepumpe må forventes langt at overstige merprisen ved at etablere en fjernvarmeløsning med tilstrækkelig kapacitet. Det koster nemlig relativt lidt at vælge et rør der er en dimension større når fjernvarmenet planlægges. For eksisterende net vil det være billigere at hæve fremløbstemperaturen de få ekstremt kolde dage om året hvor kapacitetsbegrænsningen mødes. Såfremt det ikke er muligt at hæve temperaturen yderligere vil en elradiator hos varmemeforbrugeren, en spidslastkedel eller elpatron placeret decentralt i nettet eller et decentralt varmelager være at foretrække.

I forhold til en almindelig varmepumpeløsning kan der altså spares 14 MWh el mod at levere 67 MWh lavtemperaturvarme. Med de gældende priser på el og fjernvarme og når det tages i betragtning at en almindelig varmepumpe ikke kræver nogen fjernvarmeledning vil det kræve en endog meget stor besparelse på udgiften til varmepumpen for at det kan svare sig. Det vurderes usandsynligt at der skulle findes anvendelser hvor dette ville være tilfældet.

Kunder der geografisk er placeret langt fra fjernvarmenettet bør installere en almindelig varmepumpe, mens kunder i fjernvarmeområdet bør tilsluttes fjernvarmeforsyningen med almindelige installationer.

Generelt vil bedre brugerinstallationer hos varmekunderne, der giver en god afkøling af fjernvarmevandet til en hver tid være at foretrække frem for fjernvarmereturvarmepumper.

7.5 Biomassekedler

Anvendelse af biomasse i varmeproduktionen har fundet sted i Danmark gennem en lang årrække og der findes som følge deraf en række danske leverandører af kedelanlæg for biomasse. En stor andel af anlæggene producerer alene varme og er vandbaserede, men specielt fra midt 80'erne og frem, er der etableret en lang række dampproducerende kedler hvor der sker en samproduktion af el og varme.

Baggrunden for den store udbygning med kraftvarmeanlæg er, at der er en betydelig brændselsbesparelse set i relation til at producere el og varme på separate anlæg.

De mindste biomassekedler i dag dækker varmebehovet i enfamiliehuse mens de største biomassekedler dækker hele byers varmebehov. Af nyere kraftvarmekedler kan bl.a. nævnes Amagerværkets blok 1 der netop er blevet renoveret således at el- og varmeproduktionen sker CO₂ neutralt. På Avedøreværket bliver en del af varmen ligeledes produceret ud fra biomasse. Samlet set udgør den CO₂ neutrale varme i København 40-50 % inkl. produktion af affaldsbaseret varme.

På den lille skala er der også en meget stor interesse for biomassekedler til varmeproduktion. Den primære årsag hertil er, at der kan opnås en meget stor besparelse ved en konvertering, idet biomasse pt. ikke er belagt med afgifter. Således kan etablering af mindre biomassekedler oftest betales tilbage inden for en 5 -7 årig periode og er forbundet med minimale investeringer og risici. Idet kedlerne samfundsøkonomisk set heller ikke er optimale i forhold til andre teknologier, er der indført et stop for etablering af biomassebaserede kedler der kun producerer varme, såfremt de fortrænger afgiftspålagt varmeproduktion fra eksempelvis naturgas eller olie. I modsat fald ville Staten inden for meget kort tid, mangle en stor del af indtægtsgrundlaget i form af afgifter.

Det er stadig tilladt at etablere biomassebaserede anlæg så længe de er baseret på kraftvarmeproduktion.

Ved omstilling til varmeproduktion baseret på biomasse, vil det være oplagt at sammenkoble dette med en absorptionsvarmepumpe. Koblingen vil principielt give en virkningsgrad på biomassekedlen på 170 %, hvorimod en traditionel biomassekedel ligger på ca. 100 %. Med andre ord vil kobling mellem absorptionsvarmepumpe og biomassekedler give anledning til en kraftig reduktion af biomasseforbruget, hvilket på længere sigt vil være en fordel.

7.6 Biomassebaseret kraftvarmeproduktion

Der findes i dag en langt række biomassebaserede kraftvarmeverker i Danmark. De første blev etableret i midt-firserne og de seneste store biomassebaserede kraftvarmeanlæg er sat i drift de seneste år – heriblandt Amagerværkets blok 1, Fynsværkets blok 8 og kraftvarmekedlen i relation til Avedøreværkets blok 2. Teknologien er derfor velkendt.

Biomassen kan eksempelvis være træflis, træpiller, halm eller andet, men markederne herfor har vidt forskellig karakter, hvilket medfører forskellig prisudvikling for de forskellige brændsler. Som følge af det store fokus på fossilfri el- og varmeproduktion omstiller de store kraftværkselskaber i Europa i meget høj grad deres kulbaserede anlæg til at fyre med træpiller, idet pillerne er meget lette at indfyre i disse anlæg. De senere år har der derfor været store prisstigninger på træpiller og der forventes større stigninger i fremtiden end på øvrige biomassefraktioner. Pt. ligger prisen på træpiller ca. 50% over prisen på eksempelvis træflis. Det vil derfor være oplagt at tænke i brændselsfleksibilitet når der skal etableres nye anlæg.

Anlægsomkostningerne er høje for biomassebaserede kraftvarmeverker idet der er tale om komplicerede anlæg, men eftersom brændslet pt. er fritaget for afgifter, er der betydelige økonomiske fordele ved at anvende biomasse set i relation til fossile brændsler. Idet anlæggene kan betragtes som CO₂ neutrale, er der endvidere ingen kvoteomkostninger forbundet med produktion på anlæggene.

Skalafordele ved etablering af anlæggene er store. Små anlæg har (meget) høje specifikke varmeomkostninger (kr./MWh varme) mens store anlæg har lave specifikke varmeomkostninger. Det anbefales derfor, at tænke stort og etablere et anlæg til forsyning af flere kommuner. Det vil være oplagt at tænke i disse baner, når Helsingør Kraftvarmeverk (etableret i 1993) og Hillerød Kraftvarmeverk (etableret i 1991) skal erstattes med ny varmeproduktion.

7.7 Solceller

Solceller omsætter en del af lysets energiindhold direkte til elektricitet uden nogen form for miljøpåvirkning, støj eller bevægelige dele.

Med dagens solcelleteknologi kan 10-20 % af lysets energiindhold omsættes til el, afhængig af solcellernes konstruktion og kvalitet. Solcellernes elproduktion er proportional med lysindfaldet, og der produceres således også el i gråvej. En kW solcellekapacitet har en overflade på 6-7 m².

Med en typisk dansk solindstråling på godt 1000 kWh/m²/år fås under optimale solindstrålingsforhold en solcelle-elproduktion på omkring 150 kWh/m²/år. Skal solcellernes jævnstrømsproduktion (DC) omsættes til vekselstrøm (AC) for at kunne fødes ind på el-nettet fås en nettoproduktion på omkring 135 kWh/m²/år eller 875 kWh/år for hver kW kapacitet installeret. Solcellemoduler har normalt en levetid på mere end 25 år - ofte væsentligt længere - og udviser en energitilbagebetalingstid på 1-2 år.¹³

Solcelleproduceret el er under danske forhold, i dag skønnet til 2,50 kr./kWh, langt fra konkurrencedygtig sammenlignet med konventionel el (hvor produktionsomkostningerne er 4-5 gange lavere), dog vokser antallet og omfanget af nicheanvendelser kraftigt og det største danske potentiale ses i bygningsplacerede/-integrerede anvendelser. Teknologiens "learning curve" viser faldende priser og denne tendens ventes at fortsætte med et stedse voksende marked som følge; effektiviteten forventes samtidig fortsat at stige, således at pris/ydelses forholdet konstant forbedres de kommende 30-50 år. EU Kommissionen forventer følgende generelle prisudvikling for solcelleteknologien (afrundede værdier):

Tabel 7-3: Forventet prisudvikling for solcellemoduler hhv. solcelleanlæg (dvs. inkl. udstyr)

År	Solcellemodulpris [DKK/kW]	Solcelleanlægspris [DKK/kW]
2010	15.000	22.000
2020	≤ 7.500	15.000
2030	≤ 4.000	7.500

Der foregår i øjeblikket en massiv udbygning med solceller i Europa. Spanien, Italien og særligt Tyskland har i de seneste år oplevet et boom i solceller drevet af særdeles favorable støtteordninger, hvor støtteniveauet er så højt, at man får penge for at opsætte et solcelleanlæg og selv bruge strømmen. I Tyskland var der i starten af 2011 installeret ca. 18.000 MW solceller. Det forventes at der i 2020 er opsat 42.000 MW solcellekapacitet i Tyskland.

Solceller er som tidligere nævnt en meget dyr teknologi og Klimakommisionen har ikke anbefalet solceller som en af de vedvarende energiteknologier, der skal udgøre en stor del af energiproduktionen i et fremtidigt energisystem fri for fossile brændsler.

Ligesom for husstandsvindmøller under 6 kW gælder nettomålerordningen, og det kan derfor tænkes at der inden for få år kommer en privatøkonomisk gevinst ved at opføre solcelleanlæg under 6 kW (når prisen falder til under ca. 2 kr./kWh). Der er dog et stort samfundsøkonomisk tab forbundet ved at opføre solcelleanlæg på eksisterende bygninger eller marker, da staten går glip afgifter.

Udover nicheanvendelser (til parkometre, gadelamper og andre formål, hvor en dyr nettilslutning kan undgås) er den eneste samfundsøkonomisk fornuftige anvendelse i øjeblikket at bruge solceller, hvor de kan erstatte anden dyr facadebeklædning af bygninger, som det bl.a. er gjort på Hotel Crown Plaza i Ørestaden. Til ren energiproduktion anbefaler Rambøll, at man investerer i andre energikilder og først tager solceller op til overvejelse når prisen er faldet betragteligt.

Det skal bemærkes at en sidegevinst ved solceller er en større energibevidsthed hos de borgere, der opsætter solcelleanlægget, hvilket i sig selv kan føre til energibesparelser, samt en større borgerinddragelse og ejerskabsfølelse end f.eks. et stort havvindmølleprojekt kan give.

¹³ Med energitilbagebetalingstid menes den tid det tager for solcellerne at producere den mængde energi der gik til at fremstille dem.

7.8 Vindenergi

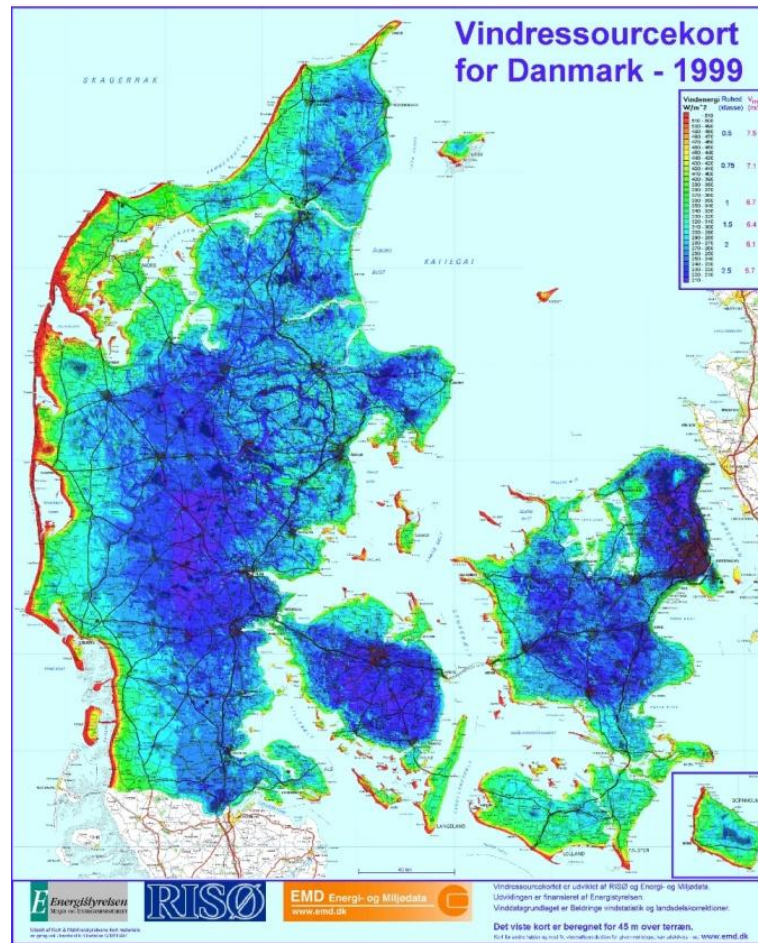
Vindmøller spås at blive et helt centralt element i omstillingen af Danmarks energiforsyning til vedvarende energi. I dag udgør vindkraft ca. 20 % af den samlede danske elproduktion. I 2025 forventes vindkraft at udgøre 50 %, og Klimakommissionen anbefaler, at vindkraft dækker 80 % i 2050. Vindenergi er sammen med biomasse de billigste vedvarende energikilder, der kan levere energi i stor skala, men vindenergi kommer uden de importafhængigheds- og bæredygtighedsproblemer, som biomasse kan indebære. Vindkraft, særligt på land, er en gennemprøvet teknologi og vindmølleindustrien er veletableret og i stand til at levere det antal møller markedet vil efterspørge.

De to store udfordringer ved vindkraft er:

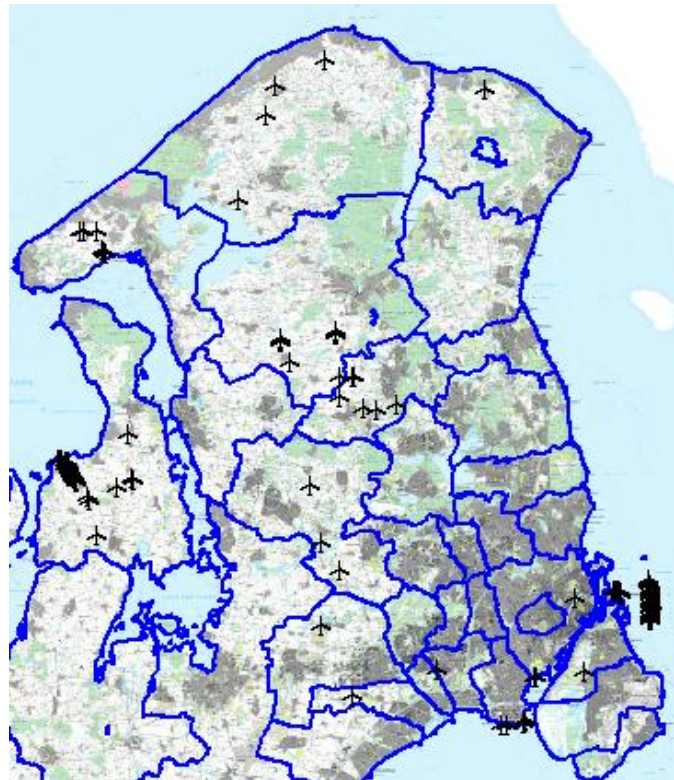
1. Fluktuerende produktion – Vindkraft producerer kun når vinden blæser og det kræver stor fleksibilitet i både forbrug og øvrig produktion at kunne udnytte vindenergien effektivt
2. Placering af vindmøllerne – Vindmølleprojekter oplever ofte stor modstand fra naboer, der mener vindmøllerne skæmmer i landskabet eller støjer.

Vindmøller har oplevet en kraftig teknologiudvikling siden man sidst i 70'erne begyndte at opsætte de første nettilsluttede vindmøller i Danmark. Den mest tydelige udvikling er størrelsen. Moderne store vindmøller har en totalhøjde omkring 150 m og har en årlig elproduktion på flere millioner kWh. Samtidig er der ved at opstå et marked for små vindmøller til private. Man skelner typisk mellem tre typer vindmøller: Husstands vindmøller (< 25 kW), landvindmøller (>25 kW) og havvindmøller. Sidstnævnte kategori vil vi her opdele i kystnære havvindmøller og havvindmøller på åbent hav. Langt den største del af den danske vindkraftproduktion kommer fra landvindmøller, men den fremtidige udbygning af vindkraft kommer primært til at foregå på havet. Langt den største del af den installerede kapacitet står i Vestdanmark, hvor det generelt blæser mere og der er bedre plads. Det forventes også, at den største udbygning vil finde sted her.

Som det fremgår af Figur 7-8 er der meget få vindmøller i Nordsjælland og slet ingen i Hørsholm eller Fredensborg Kommuner.



Figur 7-8: Vindressourcekort for Danmark. Det ses at Nordsjælland generelt er lavvindsområde. De tre lysere områder med mere vind er Arresø, Esrum sø og Furesø.



Figur 7-9: Nuværende vindmølleplaceringer i kommunerne i Region Hovedstaden

7.8.1 Husstandsvindmøller (< 25 kW)

Der er i de seneste år kommet fokus på små husstandsvindmøller til private, små virksomheder eller institutioner (f.eks. skoler) der ønsker at blive producenter af vedvarende energi. Husstandsvindmøllerne findes i mange forskellige størrelser fra nogle få hundrede watt og op til 25 kW. De mindste af disse vindmøller kan monteres på taget af bygninger, men typisk placeres de på et tårn, der er relativt højt i forhold til vingernes længde således at vindmøllen kommer op i en højde, hvor den ikke står i læ af bygninger eller træer. Husstandsvindmøller kan tilsluttes det almindelige gadenet på 400 V.

Folketinget reviderede i juni 2010 nettomålerordningen så den nu også indbefatter husstandsvindmøller under 6 kW. Det betyder, at borgere der investerer i en lille elmåleren løbe baglæns når vindmøllen producerer mere end husstanden bruger. Såfremt vindmøllen på årsbasis producerer mere end husstandens forbrug vil den overskydende produktion blive afregnet til 60 øre/kWh de første 10 år af møllens levetid, herefter 40 øre/kWh. Disse afregningspriser gælder for hele den producerede elmængde fra vindmøller.

En 6 kW vindmølle leveret med 19 m tårn koster i øjeblikket ca. 250.000 kr.¹⁴ (inkl. moms og installation) og har en forventet årsproduktion på 9-18 MWh (det lave estimat er formentlig gældende i Fredensborg og Hørsholm Kommuner). Med 5 % i afskrivning og forrentning over en 15 års periode og en årsproduktion på 12 MWh giver det en produktionsomkostning på 2,00 kr./kWh.

Der var i 2009 kun opstillet nogle få hundrede husstandsvindmøller med en samlet kapacitet på 2,7 MW i Danmark (ca. 0,1 % af den samlede vindkraftkapacitet). Nettomålerordningen har medført øget interesse, og det kan tænkes, at stort antal husstandsvindmøller vil blive sat op over de næste år.

Mens privatøkonomiske forhold kan tale for at opstille en husstandsvindmølle inden for nettomålerordningen, kan det på ingen måde samfundsøkonomisk svare sig at investere i husstandsvindmøller. Nettomålerordningen favoriserer vindmøllerne kraftigt, da værdien af den strøm, der leveres til nettet ofte vil være væsentligt lavere end værdien af den strøm, der trækkes fra nettet. Dette skyldes at vindmøllen vil producere samtidig med den øvrige vindmøllekapacitet.

Det bør bemærkes at ydelsen på de små husstandsvindmøller ofte er lavere end den der opgives af producenterne. Pga. den lave nav-højde er det vanskeligt at opnå gode vindhastigheder, særligt i bymæssig bebyggelse. Udover dårlig økonomi for den enkelte mølle, giver en lavt antal fuldlasttimer om året dårligere muligheder for systemintegration, da de små vindmøller typisk vil producere, når de store møller i forvejen har en høj produktion.

Hertil kommer den visuelle påvirkning. Rotorhastigheden er meget høj på små vindmøller, hvilket kan virke forstyrrende. På plussiden kan små vindmøller give en bedre ejerskabsfølelse og bevidsthed om energiproduktion. Der skal dog ca. 500 små husstandsvindmøller af 6 kW til at matche produktionen fra en stor 2,3 MW vindmølle på land og helt op til 1.500 husstandsmøller til at matche en 3 MW havvindmølle. Valgte 500 husstande i en landsby i stedet at gå sammen i et vindmøllelaug og hver lægge 250.000 kr. kunne der opstilles 12,5 MW (~5) store vindmøller.

7.8.2 Landvindmøller

Der er et stort veletableret marked for landvindmøller, der efterhånden er særdeles velkendt teknologi. Prisen på store landvindmøller er ca. 10 mio. kr./MW i dag og forventes at have fundet et nogenlunde stabilt leje. Tabel 7-4 viser et lille udvalg af det meget store marked.

I forhold til at undersøge mulighederne for vindkraft i tæt-bebyggede kommuner kan det være fornuftigt at starte med at undersøge hvorvidt der overhovedet er plads til dem. Afstandskravet for placering af vindmøller er 4 x totalhøjde og for at få en optimal indbyrdes placering ved flere møller skal der være ca. 3 x rotordiameter som indbyrdes afstand af hensyn til æstetik og læforhold.

¹⁴ <http://www.zeteco.dk/dk/energil%C3%B8sninger/anal%C3%A6g/husstandsm%C3%B8ller/easy+wind+6+kw/?s=100>

Tabel 7-4: Størrelser og afstandskrav for en række vindmøller på markedet

Vindmølletype	Effekt	Rotor-diameter	Total-højde	Nabo afstand (4 x totalhøjde)	Indbyrdes afstand (3 x rotordiameter)
	kW	m	m	m	m
Suzlon S62	1.000	62	96	384	186
Vestas V82	1.650	82	119	476	246
Vestas V90	2.000	90	125	500	270
Siemens 2,3	2.300	92,6	126	505,2	277,8
Vestas V112	3.000	112	140	560	336

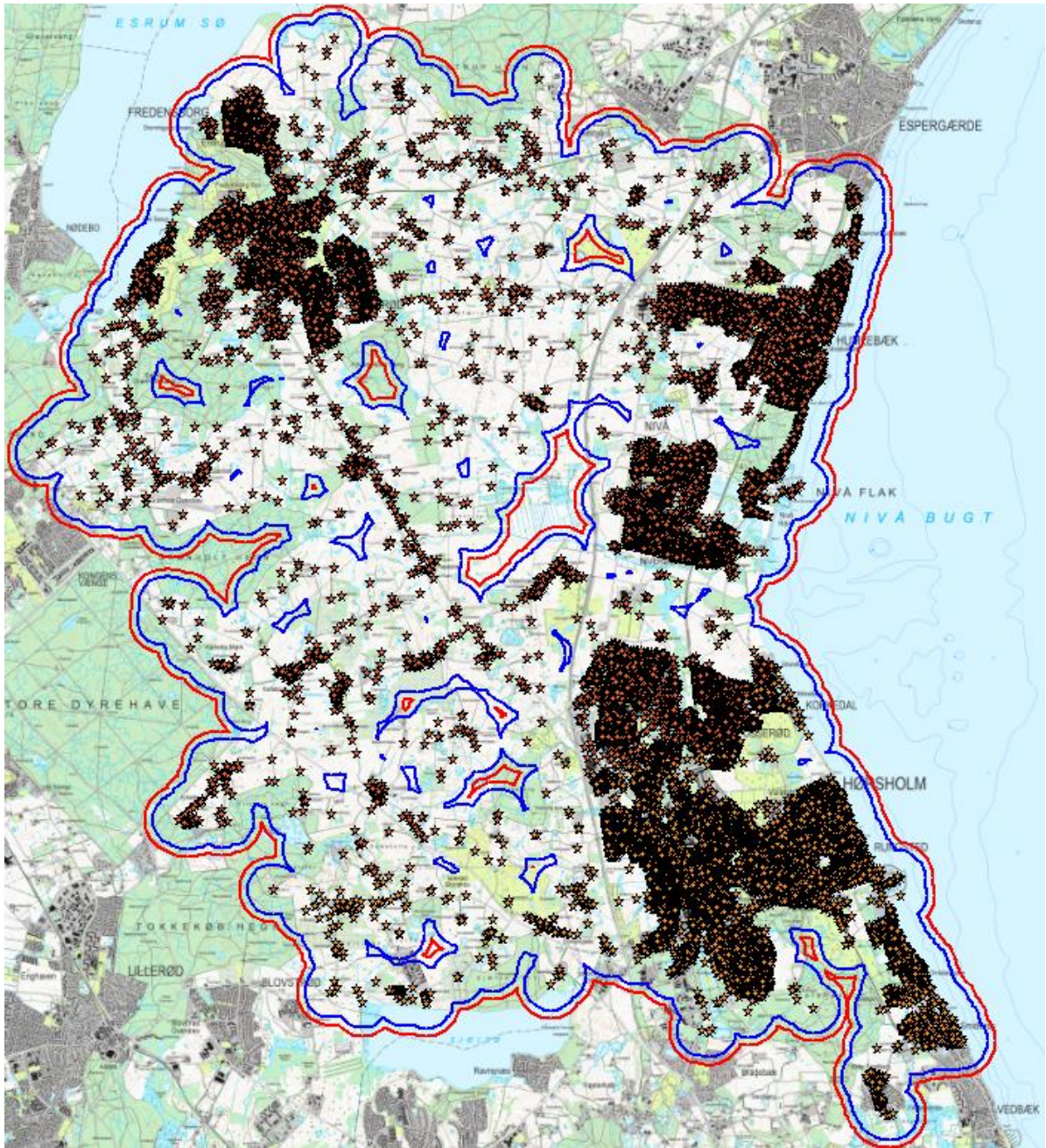
Ved brug af adressekoordinater for bygninger i kommunerne har det været muligt at undersøge mulighederne for opsætning af store landvindmøller. Det skal bemærkes, at der ikke skelnes mellem erhvervs- og boligbyggeri i denne analyse, hvorfor det kan tænkes, at der er plads til flere vindmøller end der nås frem til her. Derudover er hver bygning repræsenteret ved et punkt, hvilket betyder, at kortet kan være en anelse misvisende, hvor der er meget store bygninger.

Med et afstandskrav på 500 m til boligbyggeri og et krav om at vindmøller ikke kan placeres i skov eller søer er den eneste mulige placering i Hørsholm Kommune Tornager Bakke nord for Sandholmlejren (helt ude i den vestlige ende af kommunen). Derudover kan der muligvis opsættes en mølle øst for Sjælsmark Kaserne. Denne vil dog stå ca. 300 m fra kasernen.

I Fredensborg Kommune er der lidt flere muligheder. De to umiddelbart bedste er Langstrup Mose nord for Vejenbrød og området ud til Esrum sø nord for Endrup (her er der de bedste vindforhold i kommunen, jf. Figur 7-8). Ved Langstrup mose vil der være plads til at opsætte helt op til ti V90 møller der både overholder krav til naboafstand og indbyrdes afstand. Alternativt er der plads til op til otte V112 møller på række, der alle overholder det øgede naboafstandskrav på 560 m. Nord for Endrup er der umiddelbart plads til to V112 møller eller tre V90 møller.

Ses der på mindre vindmøller på 1 MW kan afstandskravet sænkes til 384 m hvorved der bliver væsentligt flere mulige placeringer (ca. 15 ekstra). Langt de fleste af disse er i Fredensborg Kommune.

Det skal dog bemærkes, at der i denne potentiale vurdering alene er taget hensyn til afstandskrav til bygninger. Mange andre faktorer kan umuliggøre projekterne (afstandskrav til veje, fredningsbestemmelser, anvendelse af områder til rekreative formål, osv.), hvorfor det kræver en grundigere analyse før projekterne overvejes nøjere.



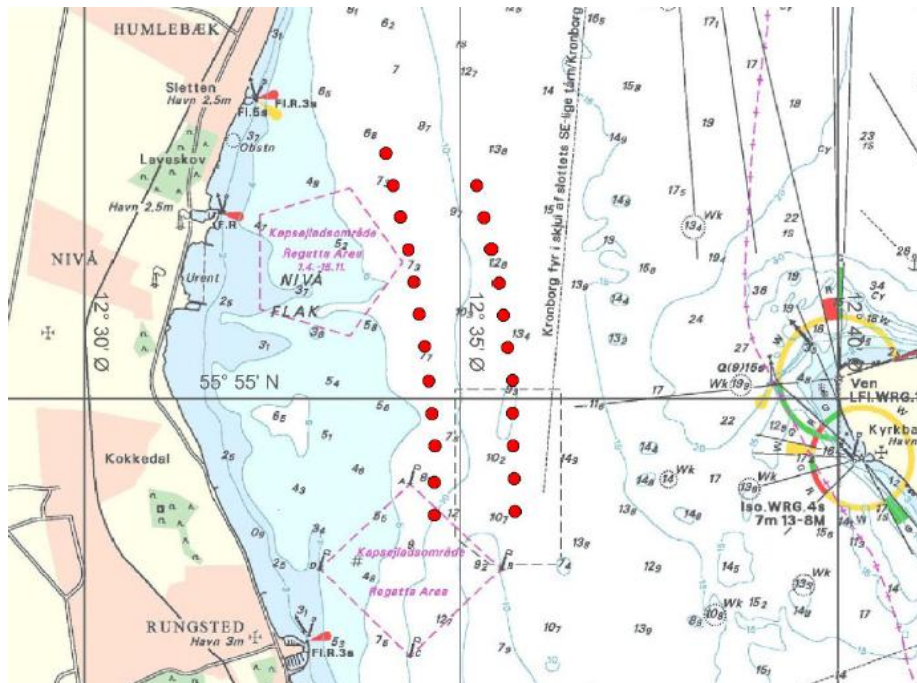
Figur 7-10: Alle adressekoordinater (stjerner) i kommunen med en 384m (blå) og 500 m (rød) radius lagt ud omkring sig. I de blå hhv. røde "huller" er der over 384 m hhv. 500 m til nærmeste nabo.

For nye vindmøller på land, der er nettilsluttet efter den energipolitiske aftale fra 21. februar 2008, ydes et pristillæg til markedsprisen på 25 øre/kWh. Tillægget gælder for de første 22.000 fuldlasttimer, hvorefter vindmølleeejeren alene får markedsprisen. Herudover ydes et tillæg på 2,3 øre/kWh til dækning af balanceringsomkostninger i hele vindmøllens levetid. Hvorvidt der er fornuftig økonomi i at opsætte vindmøller i kommunerne, der er lavvindsområder kræver en grundigere analyse.

Hvis halvdelen af de potentielle områder ikke udelukkes på basis af andre kriterier vurderes det, at der kan findes plads til ca. 25 MW landvindmøller. Da området ikke er særlig vindrigt vælger vi her at regne med 1700 fuldlasttimer i overslaget. Det giver en mulig elproduktion på 43 GWh svarende til 16 % af kommunernes samlede elforbrug på 264 GWh.

7.8.3 Kystnære havvindmøller

COWI udarbejdede i 2009 for Københavns Kommune en rapport om mulige placeringer for kystnære havvindmøller¹⁵. Udover tre placeringer ved København (Køge Bugt, Aflandshage og Nordre Flint ud for Saltholm) blev også Nivå Flak undersøgt. Nivå Flak er placeret i Nivå bugt mellem Nivå og Ven (se Figur 7-11).



Figur 7-11: Placeringsforslag for de 23 kystnære havvindmøller i rapporten

Det vurderes, at der kan opsættes 23 vindmøller af 3 MW her hvilket vil give en samlet installeret kapacitet på 69 MW og en forventet årlig produktion på 224 GWh. Dette vil give en CO₂ fortrængning af størrelsesordenen 110.000 tons per år. Med en kalkulationsrente på 7 % forventes vindmøllerne at kunne producere elektricitet til en pris på 53,5 øre/kWh. Dette er på niveau med hvad der blev betalt til Horns Rev II ud for Esbjerg og langt under hvad der senest blev givet til DONG Energy for opførelsen af Anholt havvindmøllepark (andre forhold gjorde sig dog gældende her f.eks. leveringspligt, der medførte en betydelig økonomisk risiko for DONG Energy).

De tre primære problemer ved denne løsning er:

1. Økonomi

Kystnære havvindmøller falder i dag mellem to stole, da de er dyrere end almindelige landvindmøller, men ikke kommer i betragtning i Statens udbud af havvindmølleprojekter. Tilskudsordningerne for landvindmøller gælder derfor for kystnære havvindmøller og disse er utilstrækkelige. Bl.a. Københavns Kommune og Københavns Energi er dog i dialog med Energistyrelsen om at se på muligheder for tilskud der kan skabe økonomi i at opsætte kystnære havvindmøller. D. 25. november 2010 havde repræsentanter for projekter med kystnære havvindmøller ved Bornholm, Kalundborg, København, Sønderborg og Århus foretræde for Folketinget Energipolitiske Udvalg, hvor de argumenterede for ændrede støtteordninger. Klima- og Energiminister Lykke Friis udtalte sig efterfølgende positivt om at se på reglerne.

2. Visuel påvirkning

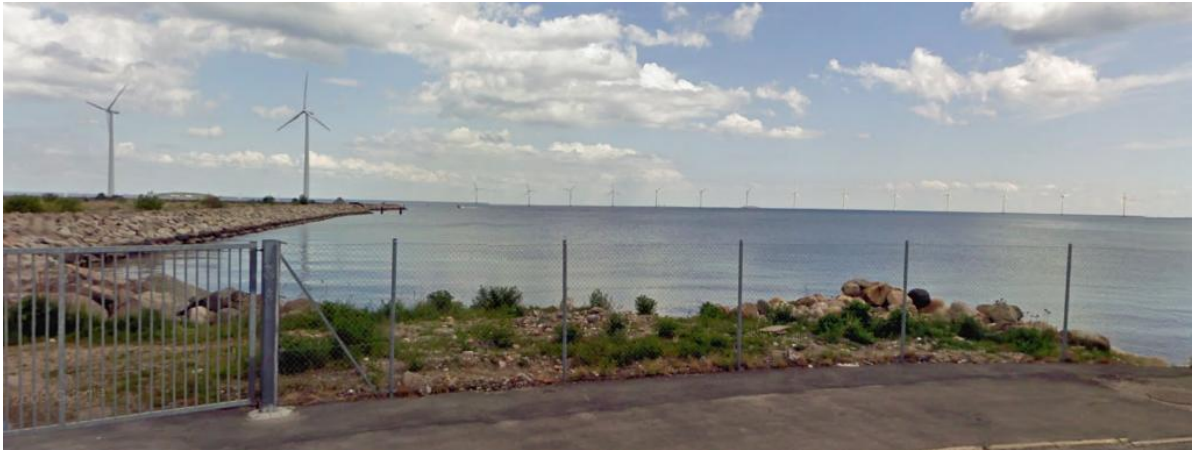
De kystnære havvindmøller ville skulle placeres mellem 2 og 5 km fra kysten og har en totalhøjde på op til 150 m hvilket vil give en temmelig stærk visuel påvirkning både fra den nordsjællandske kyst, men også fra Ven. Vindmøllerne kan på den anden side blive

¹⁵ Rapporten er tilgængelig på: <http://www.kk.dk/eDoc/Borgerrepr%C3%A6sentationen/26-08-2010%2017.30.00/Dagsorden/23-08-2010%2015.01.26/5465554.PDF>

et vartegn for Fredensborg og Hørsholm Kommuner som grønne kommuner ligesom vindmøllerne på Middelgrunden er det for København. På Figur 7-12 er Middelgrundsvindmøllerne vist set fra Refshaleøen i samme afstand som den foreslåede.

3. Gener for fritidssejls

En hel del fritids- og sportssejls finder sted i området og noget af den kan blive generet af vindmøllerne der vil lægge beslag på et relativt stort område ud for kysten.



Figur 7-12: Middelgrundsvindmøllerne (til højre i billedet) set fra Refshalevej. Der er ca. 2,8 km ud til vindmøllerne.

Forslaget om 23 vindmøller er sat ud fra, hvad der kan opstilles på et område, der vurderes egnet. Det kan tænkes der kan være plads til endnu flere havvindmøller eller færre. Prisen per kWh vil dog formentlig blive højere både hvis der bygges flere eller færre vindmøller, da man vil skulle bruge dårligere pladser i det første tilfælde og da kabelføring samt entreprise vil udgøre en relativt større del af anlægsomkostningerne ved en mindre park.

I COWIs forslag står vindmøllerne i to rækker, hvilket vil give et mere rodet visuelt indtryk. En mulighed for at tilgodese punkt 2 og 3 i listen ovenfor er at nøjes med 12 møller på én række.

Vælges det at opføre hele parken som beskrevet i rapporten svarer produktionen på 224 GWh til 85 % af kommunernes elforbrug. Vælges løsningen med 12 møller på en række vil produktionen modsvare 45 % af elforbruget.

7.8.4 Havvindmøller

Den fjerde mulighed for at anvende vindkraft er at blive med-investor i de store havvindmølleparker som staten sender i udbud. Den næste store havvindmøllepark i Østdanmark bliver med stor sandsynlighed Kriegers Flak, der ligger hvor Tyskland, Sverige og Danmarks havzoner mødes. Her er der mulighed for teknisk og økonomisk fornuftigt at opsætte sammenlagt 1600 MW heraf 600 MW på den danske del. DONG Energy har tidligere indgået klimapartnerskaber med virksomheder hvilket de hævder, har gjort dem i stand til at byde med en lavere pris i statens udbudsrunder, senest Anholt havvindmøllepark.

Havvindmøller, både kystnære og dem på åbent hav, har udover langt færre nabogener, den store fordel på systemintegrationssiden, at de producerer væsentligt mere jævnt hen over året med ca. 3.500 fuldlasttimer, hvilket er dobbelt så meget som landvindmøller og op til 3 gange så meget som en husstandsvindmølle. Dette medfører, at vindkraftens potentiale for at erstatte fossilt baseret produktion er væsentligt højere, og at man per produceret kWh vindkraft ikke i samme grad undergraver økonomien i de eksisterende vindmøller.

7.9 Kort- og langtidslagring af varme

Varmelagring udnyttes i stort set alle fjernvarmesystemer til at udjævne døgnsvingningen i forbrug og tillade fleksibilitet i kraftvarmeproduktionen så denne kan optimeres i forhold til elmarkedet. Der er dog primært tale om korttidslagring, hvor lagerets energiindhold modsvarer en halv til en hel dags forbrug i den koldeste periode. Der er etableret korttidsvarmelagre i det fjernvarmesystem, der dækker Hørsholm og Fredensborg Kommuner.

Sæsonvarmelagre har værdi i systemer med overskudsproduktionen af varme over længere perioder, f.eks. i systemer med solvarme eller overskudsvarme fra industri, affaldsforbrænding, geotermi og kraftvarmeproduktion om sommeren.

Varmetabene fra sæsonlagre er begrænsede, men kan udgøre ca. 1 °C om ugen, hvorfor man typisk anvender lagret solvarme og overskudsvarme fra sommerperioden til at dække varmebehovet i løbet af efteråret, hvorefter et sæsonvarmelager i store fjernvarmesystemer kan overgå til systemlager.

Det store indhold af lagret giver gode muligheder for fleksibilitet i forhold til drift af kraftvarmeverker og varmepumper ved indpasning af store mængder vindkraft med stærkt fluktuerende produktion fra dag til dag og uge til uge.

Som alternativ til at anvende varmen i efterårsperioden, kan varmen gemmes til vinteren og fortrænge den dyrere marginale varmeproduktion i denne periode. Herved bidrager lagret desuden til at reducere behovet for varmekapacitet i fjernvarmesystemet. Omkostningen herved er dog varmetabet, der kan blive betragteligt, hvis der ventes i fire måneder med at tappe energien. Flere sæsonvarmelagre er i øjeblikket under opførelse i Danmark.

7.9.1 Korttidslagring i trykløs tanklagring

Dette er den mest anvendte teknologi, hvor store "termokander" på flere tusinde m³ oplades ved at føre varmt vand ind i toppen og tage koldt vand ud i bunden. Lagdelingen i tanken gør det muligt at oplade tanken delvist. Da denne type tanke oftest ikke er under tryk, kan der højest lagres varme ved 98 °C.

7.9.2 Damvarmelagre

Damvarmelagre er store overdækkede bassiner anlagt ved en udgravning i landskabet. Sider og bund i lagret er tætnet med en liner (plasticmembran). Overdækningen består af et flydende låg, der er isoleret.

Damvarmelagre skal være meget store for at opnå den primære storskalafordel ved lagring af store mængder varme: Lille overflade i forhold til volumen. Der er et damvarmelager i drift ved fjernvarmeforsyningen i Marstal på 10.000 m³ (se Figur 7-13) og Rambøll er ved at projektere et 70.000 m³ lager, der vil gøre det muligt at dække halvdelen af Marstals varmebehov med solvarme. Ydermere er der et damvarmelager under udarbejdelse i Dronninglund på 60.000 m³ og det overvejes at etablere et lager på 350.000 m³ i Nordhavn i København. Sidstnævnte lager vil gøre det muligt at varmeforsyne hele den nye bydel i Nordhavn med sæsonlagret solvarme.



Figur 7-13: Billeder fra 10.000 m³ damvarmelager ved Marstal. Udgravning og færdigt lager med låg.

Omkostningen til store sæsonvarmelagre vurderes af Ellehauge og COWI¹⁶ til 260 kr./m³, mens Rambøll vha. egne beregninger på Nordhavnslageret estimerer 160-270 kr/m³. På det seneste projekt i Marstal er der afgivet tilbud på et lager på 75.000 m³, til en pris under 150 kr./m³.

Anlægsomkostningen er stærkt afhængig af behovet for udgravning samt udgifter til montering af låg på lageret. For at undgå gravearbejde og undgå for stor påvirkning af landskabet kan det være fornuftigt, at etablere sæsonvarmelagre i nedlagte grusgrave eller i områder med naturlige fordybninger, hvis sådanne findes i nærheden af fjernvarmesystemet. Alternativt kan der købes et areal med landbrugsjord. Hvis prisen på landbrugsjord er 250.000 kr./ha og lageret er 10 m dybt fås kun et ubetydeligt bidrag til udgift fra arealkøb på 2,50 kr./m³ lager (hertil skal lægges køb af plads til jordvolde).

Med en temperaturdifferens på 40 °C svarer 260 kr/m³ til 1.550 kr./GJ eller 5.600 kr./MWh lagerkapacitet. Med en afskrivning over 20 år med 5 % i rente fås 450 kr./MWh/år. Hertil kommer udgiften til varmetabet, der vil afhænge af lagerets størrelse og den op- og afladningsstrategi der anvendes.

Varmetabet er stærkt afhængigt af lagerets størrelse, idet nøgletallet overfladearealet divideret med volumen reduceres kraftigt jo større volumen. Med andre ord er varmetabet relativt mindre jo større volumen. Hvis lageret kan oplades med billig overskudsvarme om sommeren (og evt. afhjælpe behovet for bortkøling) og erstatte dyr mellem- eller spidslast er det ikke nødvendigvis et problem.

Selvom sæsonlageret kan fyldes med billig solvarme eller gratis overskudsvarme, der ellers skulle bortkøles om sommeren, og kan erstatte varmeproduktion på mellemlastenheder i efteråret, vil de 450 DKK/MWh dog stadig være dyrere, end alternative løsninger i de langt de fleste fjernvarmesystemer, inklusive Nordforbrændings. For at gøre et lager økonomisk attraktivt vil det derfor være nødvendigt at hente endnu en indtægtskilde ved drift af lageret som systemlager, der kan bidrage til at kraftvarmeværkerne spiller mere optimalt sammen med elsystemet. En anden indtægtskilde kan være, at det bliver muligt at opnå en endnu højere direkte solvarmedækning, idet solvarmeanlægget kan bygges større og en meget stor del af varmeforbruget i det senere forår da vil kunne dækkes af solvarme direkte.

Brugen af sæsonlagre som systemlagre kan besværliggøres af høje temperaturkrav i fjernvarmesystemet. Lageret er trykløst og fungerer ved brug af vekslere, hvilket betyder at det maksimalt vil være muligt at trække varme fra det ved ca. 90 °C og formentlig mindre.

Etableres et solvarmeanlæg på en fornuftig størrelse – eksempelvis 100.000 m², vil dette være i stand til at dække ca. 8 % af det årlige behov for varme set i relation til det forventede forbrug i 2016. Størrelsen af et lager til at gemme den overskydende varmeproduktion fra solen vil være i størrelsesordenen 200x200 meter, men selve solvarmeanlægget skal bruge et areal svarende til ca. 500x500 meter. Der skal således findes betydelig plads i landområdet i nærheden af fjernvarmesystemerne såfremt der skal indpasses en stor mængde solvarme i fjernvarmesystemet.

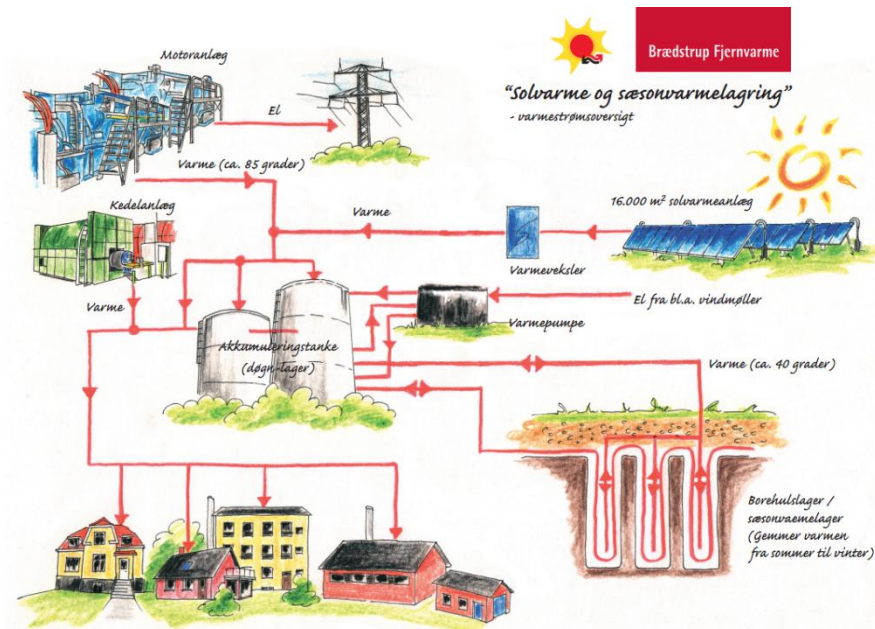
7.9.3 Borehulslagre

Et alternativ til damvarmelagre, der i øjeblikket undersøges er borehulslagre. Et sådan lager er under opførelse i Brædstrup og virker ved at lagre solvarme ved 40 °C fra sommer til vinter i et stort jordvolumen.

Det planlagte borehulslager i Brædstrup er det første af sin art i Danmark og vil komme til at bestå af ca. 100 huller, der bores 25 – 50 meter ned i undergrunden. I de enkelte huller vil der blive indstøbt nogle varmeslanger, der leder overskydende solvarme ned i undergrunden. Under forudsætning af undergrundens egnethed til formålet vil varmen med relativt beskedne tab kunne hentes op igen om vinteren ved hjælp af en eller flere varmepumper, der forøger temperaturen fra de 40 – 50 °C i borehulslageret til ca. 85 °C.

¹⁶ Ifølge "Solar heat storages in district heating networks" (Ellehauge og COWI, juli 2007) er det langsigtede mål at få prisen ned under 35 EUR/m³ for store anlæg.

Et borehulslager kræver en varmepumpe til at hæve temperaturen fra 40-50 °C til den temperatur der kræves i fjernvarmesystemet. I modsætning til almindelige varmepumper, er den varme som varmepumpen trækker sin energi fra ikke gratis. Til gengæld er det muligt at opnå langt højere virkningsgrader (lavere elforbrug per produceret varmenhed) når der er 40-50 °C varme til rådighed.



Figur 7-14: Principtegning for Brædstrup's fremtidige varmeforsyning. Borehulslager og varmepumper er nøglekomponenter.

7.9.4 Akvifærlagring

Det har tidligere været forsøgt at anvende akvifærlagring, hvor varme lagres i grundvandet. Forsøgsanlægget med 75.000 m³ grundvandslager blev etableret i starten af 1980'erne, og anlægget fungerede frem til 1988. Dette projekt blev dog droppet, da det ikke viste sig muligt at styre kemien i grundvandet, hvilket gav anledning til udfældninger og store problemer i driften. Akvifærlagre kræver ligesom borehulslagre at der er tilknyttet en varmepumpe, hvilket belaster økonomien og miljøgevinsten.

7.10 Temperaturforhold i fjernvarmesystemet

Temperaturkrav:

Når det nuværende fjernvarmesystem og en fremtidig forsyning med nye VE kilder skal energiopimeres, er det gældende, at jo lavere temperaturer varmen skal produceres og distribueres ved, jo mere energieffektivt er det samlede system.

Der er på mange varmeværker gjort en del arbejde med at nedbringe temperaturniveauet i net og brugerinstallationer. Resultaterne, som de tegner sig indtil nu, for almindeligt kendte installationer er:

- Den nødvendige fremløbstemperatur til rumvarme, vil i den koldeste periode om vinteren være af en størrelsesorden 70 – 80 °C
- Dette temperaturbehov er faldende, med stigende udetemperatur, og ligger ofte på 60 – 65 °C ved frysepunktet.
- Fremløbstemperatur til velfungerende varmtvandsinstallationer ligger på 60 – 65 grader. Enkelte tilfælde op mod 70 °C. (f. eks. hospitaler)

- Anlæg, der er fornuftigt indregulerede med nye ventiler på alle radiatorer og på vandmængden til varmtvandsbeholderen, vil kunne opnå 30 °C eller lavere i returtemperatur om vinteren, stigende op mod 35-40 °C om sommeren.

Det er helt væsentligt, at systemet betragtes fra forbrugerens side. At det er ovenstående omtrentlige krav til fremløbstemperatur og mulige returtemperatur, der er bestemmende for valg af systemer og driftsforhold for det øvrige anlæg.

Ovenstående medfører, at det normalt er tilfredsstillende med 60 – 65 °C i fremløb, helt ned til frysepunktet, derefter stigende op mod 80 – 85 °C. Returtemperaturen vil ligge omkring 30 °C om vinteren, stigende op mod 35 – 40 °C om sommeren. Bl.a. på grund af at enkelte omløb vil træde i funktion.

Forsyning til bygningerne:

Der er principielt to forskellige måder at forsyne bygninger med fjernvarme:

- Indirekte kobling, hvor vandet i fjernvarmenettet er adskilt fra centralvarmevandet i bygningen af en varmeveksler
- Direkte kobling, hvor det er fjernvarmevandet fra ledningerne, der cirkulerer i bygningens installationer.

Sidstnævnte er langt billigere at installere og drive og kan nu udstyres med overvågning eller sikring mod udslip af store mængder fjernvarmevand i bygningen.

Der er mange steder tradition for at adskille transmissionssystemet fra distributionssystemet med vekslere.

Også denne adskillelse synes i de fleste tilfælde ubegrundet, idet det teknisk er muligt at koble direkte, med uændrede eller lavere etableringsomkostninger og ubetinget lavere driftsomkostninger til følge. Ikke mindst kan driftstemperaturerne på forsynings siden nedsættes, svarende til temperaturtabet i vekslerne. Med andre ord vil en typisk vekslerinstallation skulle erstattes af en tryk- og temperaturregulerings station.

De nuværende temperaturforhold er præget af:

- En høj forsyningstemperatur, hvilket primært må tilskrives et større antal varmevekslere, koblet efter hinanden.
- En høj returtemperatur, der også stammer fra ovenstående, og som forstærkes af at mange af brugeranlæggene kun i ringe grad er indregulerede.

Brugen af varmevekslere kunne tidligere være teknisk begrundet med høje driftstryk, men har ofte været anvendt på grund af administrative / ejermæssige skel mellem transmissionselskaber / distributionsselskaber / forbrugere.

Derfor bør der fokuseres meget kraftigt på at fjerne så mange vekslerinstallationer som muligt og at erstatte disse af tryk- og temperaturreguleringsudstyr samt sikring mod lækager. Det kan i den forbindelse nævnes, at hele fjernvarmesystemet omkring Odense er udført UDEN varmevekslere overhovedet.

Tilslutningsprincipper ved optimeringer:

Ovenstående principper kan bringes til anvendelse på følgende måde:

Ved konverteringer af større områder fra f. eks. naturgas til fjernvarme at:

- Forsyning området med fjernvarme ved lave tryk og lave temperaturer. Heri kan evt. indgå en delvis forsyning med en varm retur i transmissionsledningen. (blande med fremløb afhængigt af behov)

- Anvende nye rørmaterialer, som ALUPEX, der med fordel kan anvendes ved temperaturer under 90 grader.
- At koble bygninger med direkte fjernvarme, uden veksler

Vores samlede vurdering er, at nærværende princip for tilkobling ikke vil være dyrere i etablering end en traditionel tilkobling med indirekte fjernvarme, uden fokus på afkøling vil være. Mens den efterfølgende drift vil være væsentligt billigere og væsentligt mere energieffektiv.

Ny-udstyknings.

- At forsyne med temperatur etc. som angivet ovenfor
- At stille fornuftige krav til installationerne i de nye bygninger, der giver returtemperaturer, ikke over 30 grader for opvarmningsanlæg og for varmtvandsanlæg.
- Fremløbstemperaturer som ovenfor angivet.

For ny udstyknings vurderes ovenstående løsning at være billigere end traditionel tilkobling med indirekte fjernvarme og igen væsentligt billigere i den efterfølgende drift.

Eksisterende bygninger med fjernvarme.

- Her er det først og fremmest væsentligt at få lagt en plan for udfasning af varmeveksler installationerne, således de mest rentable foranstaltninger gennemføres først. Det er vanskeligt at sige, uden en nærmere undersøgelse, om der skal startes fra værkssiden eller fra brugerinstallationssiden.
- I forbindelse med at ændre tilslutningen i de enkelte bygninger, vil det være oplagt der at foretage en tilbunds gående indregulering af opvarmningsanlæg mv.
- At indregulere den eksisterende varmeinstallation i bygningerne ved at udskifte ventilerne på alle radiatorer mv. til nye, hvori er indbygget en begrænsning af vandmængden.
- Og ikke mindst, at sikre en bedst mulige indstilling af disse ventiler. Udskiftning af radiatorer på grund af manglende kapacitet er yderst sjældent forekommende og vil således ikke være en økonomisk belastning for et konverteringsprojekt.
- For 1-strengede anlæg at eftermontere en blandesløjfe og klimastyring, hvis dette ikke i forvejen er installeret. Afhængig af størrelsen af de 1-strengede anlæg, kan der også der være et behov for indregulering af strengene i anlægget.
- Være særlig opmærksom på eksisterende gulvvarmeanlæg. Gulvvarmeanlæg er på den ene side karakteriseret ved at have behov for en lav fremløbstemperatur. 40 til 45 °C er normalt tilstrækkeligt. Til gengæld er afkølingen jævnt hen et problem, blandt andet fordi der ikke er tradition for at indregulere vandmængderne. Dette uagtet at er på de fleste anlæg er monteret ventiler til dette. Derudover er der en del problemer med at opretholde en stabil rumtemperatur. Løsningen på begge ovenstående forhold kan i en række tilfælde være at eftermontere klimastyring, således fremløb til gulvvarmen automatisk tilpasses behovet.

For alle typer af installationer er der en del eksempler på optimeringer og væsentlige forbedringer af afkøling og væsentlige forenklinger af bygningsinstallationerne. De fleste af disse eksempler er beliggende vest for Storebælt.

7.11 Fjernkøling

Fjernkøling er baseret på produktion af koldt vand fra centralt sted og levering gennem rørledninger til slutkunden – fuldstændig lig principperne ved fjernvarme. Det er forbundet med større omkostninger at etablere et fjernkølesystem, hvorfor der skal være tale om forbrugere med et vist kølebehov. Erhvervsparker vil være oplagte kunder, idet der typisk er meget store kølebehov gennem hele året – bl.a. til køling af server-rum mv.

Fjernkøling indebærer en lang række fordele – dels for kunden, men i høj grad også for miljøet, bl.a. i form meget mindre elforbrug.

Af fordele kan bl.a. nævnes:

- Det er meget enkelt og bekvemt for kunden. Kunden skal alene have en vekslerinstallation
- Der er ingen støj og vibrationer forbundet med fjernkøling idet produktionsanlægget er placeret centralt
- Kunden skal ikke håndtere giftige kemikalier mv.
- Kunden får frigivet et større areal der kan anvendes til øvrige formål
- Der er stort set ingen drift og vedligehold for kunden
- Der er ingen uventede omkostninger for kunden, idet kunden indgår en aftale med leverandøren af det kolde vand
- Miljømæssigt set er det en stor fordel idet elforbruget bliver væsentligt lavere.

Den eksisterende køling er typisk baseret på kompressorkøling med ammoniak som kølemiddel.

Kølingen kan fra centralt sted produceres ud fra flere forskellige metoder. Indgår absorptionskølemaskiner som en del af produktionen, skal der anvendes et varmemedium. Dette kunne være en biomassebaseret kedel, der i sommerperioden producerer varme til kølemaskinen og i vinterperioden producerer varme til fjernvarmesystemet.

I vinterperioden kan eventuelt behov for køling dækkes eksempelvis ved frikøling (udeluft) eller grundvandskøling. Alternativt kan den overskydende energi via lokale varmepumper konverteres til varme og supplere den eksisterende varmeforsyning.

7.12 Fælles lastfordeling til transmissionssystemet

I et scenarie hvor en meget stor andel vindkraft skal indpasses i den danske elproduktion, kan elpriserne forventes at have meget større udsving i forhold til i dag. Dvs. der kan forventes flere timer med høje elpriser og flere timer med lave elpriser i et marked hvor brændselspriserne desuden svinger. Dette stiller større krav til produktionsanlæggene idet varmen løbende skal produceres optimalt.

De største produktionsmæssige fordele i et fremtidigt transmissionssystem, er dermed produktionsanlæg baseret på flere forskellige brændsler og hvor varme produceres ud fra flere forskellige teknologier. Vi skal således i stor udstrækning udnytte fordelene for hver af de eksisterende produktionsanlæg.

Dermed skal kraftvarmeanlæg eksempelvis være i drift når elpriserne er høje, varmepumper være i drift (med vindbaseret el) når elpriserne er lave, biomassebaseret kraftvarmeproduktion skal fungere som mellemlast osv. Dette stiller krav til udveksling af varme mellem forskellige systemer og de reguleringsmekanismer der bestemmer hvilke anlæg der skal være i drift.

Dette betyder bl.a., at de prisreguleringsformler der fastlægger omkostningerne på de enkelte anlæg skal afspejle de "ægte" marginalomkostninger. I modsat fald, sker der en sub optimering mellem de forskellige anlæg med store tab til følge.

Det anbefales derfor, at der på sigt oprettes en fælles lastfordeling, der løbende skal sikre, at varmen løbende produceres på den mest optimale måde og fordeles ud til alle interessenter omkring transmissionssystemet. Af fremtidige interessenter kan nævnes Nordforbrænding, Helsingør Forsyning, Hillerød Forsyning, Holte Fjernvarme, Vestforbrænding med flere.

8. TEKNOLOGIVALG I DEN FREMTIDIGE FORSYNING

8.1 Case – konvertering af områder med individuel forsyning

Vi vil i dette afsnit analysere de samfunds- og brugerøkonomiske omkostninger ved at konvertere et større individuelt forsynet område til fjernvarme. Generelt er forsyningen i disse områder hovedsageligt baseret på naturgas, olie- og elvarme.

Vi har kortlagt varmegrundlaget i en række individuelt forsynede områder inden for de eksisterende energidistrikter som nævnt i afsnit 5. Områderne er benævnt med numrene 50 og frem kan ses af bilag 7. Varmegrundlaget i områderne fremgår af følgende tabel 8-1:

Tabel 8-1: Varmebehov i individuelle forsyningsområder

Varmebehov i individuelle forsyningsområder					
Nr.	Elvarme	N-gasfyr	Oliefyr	Øvrige	TOTAL
51	1.794	5.912	635	15	8.356
52	1.202	4.381	563	73	6.219
53	395	12.582	6.975	93	20.045
54	66	3.505	629	14	4.214
55	999	15.275	7.733	94	24.101
56	1.422	38.099	12.345	312	52.178
57	898	7.487	3.129	55	11.569
58	1.081	10.430	1.989	136	13.636
59	3.038	9.961	2.343	166	15.508
60	183	4.046	707	27	4.963
61	320	1.324	183	0	1.827
62	1.063	6.247	961	74	8.345
63	1.395	16.303	3.427	232	21.357
TOTAL	13.856	135.552	41.619	1.291	192.318
Andel	7 %	70 %	22 %	1 %	100 %

De ovenfor anførte varmegrundlag er udpeget via Mapinfo. Oplysninger om boligareal er for hver enkel bolig kombineret med erfaringstal for enhedsforbrug. Idet områderne er kortlagt relativt groft, indgår i områderne endvidere enkelte storforbrugere.

Generelt bør områder, hvor der er en forventning om en fornuftig økonomi ved konvertering, overholde følgende kriterier:

Området bør ligge i nærhed af den eksisterende fjernvarmeforsyning. Ligger områder i for stor afstand, vil omkostningerne ved at lægge forsyningsledninger til området være uforholdsmæssigt høje

Området bør have en stor energitæthed. Ligger boligerne for spredt, er der store omkostninger ved at lægge distributionsledninger og stikledninger til forsyning af boligerne

Boligerne i området bør have et vist energibehov

Med de ovenfor nævnte kriterier i fokus har vi valgt at koncentrere os om et område i Hørsholm / Kokkedal omkranset af Holmegårdsvej / Egedalsvej / Brønsholmgårdsvej og hvor Lærkehaven, Tornehaven og Bøgehaven er indeholdt, mens Holmegårds- og Egedalsskolen i forvejen er forsynet med fjernvarme fra Nordforbrændings distributionsnet. Området er benævnt nr. 59 i tabel 8-1 og i bilag 7. Distributionsnettet vurderes på dette sted en tilstrækkelig kapacitet til at forsyne området. Området er vist i større format i bilag 8.

Boligerne i området er hovedsagelig fra 1960'erne og 1970'erne og boligerne ligger tæt sammen.

Idet de ovenfor nævnte kriterier er opfyldt, er der således en vis sandsynlighed for, at det samfunds- og brugerøkonomisk kan lade sig gøre at fjernvarmeforsyne området.

Imidlertid er det også nødvendigt at undersøge alternativerne til fjernvarmeforsyning. Såfremt der ikke er fjernvarmeforsyning til området, vil det være oplagt for boligejerne enten at forny deres nuværende varmeinstallation eller alternativt basere forsyningen på individuelle varmepumper, når den nuværende varmeinstallation skal udskiftes. En varmepumpeløsning vil være væsentligt dyrere at etablere end en naturgasinstallation, men til gengæld vil der kunne opnås en større besparelse på varmeregningen.

Forudsætninger:

Området er sammensat af boliger med følgende karakteristika for forsyningen:

Tabel 8-2: Forbrug for installationer

Forbrug for installationer				
	Antal boliger	Forudsat energiforbrug pr. bolig	Omtrentligt energiforbrug MWh/bolig/år	Konverteres
Boliger med oliefyring	120	2.000 liter olie	18	100 %
Eloparmede boliger	170	12.000 kWh	12	20 %
Naturgasopvarmede	528	1.780 Nm ³	18	100 %
I alt	818			88 %

Det skal bemærkes, at varmebehovet for elopvarmede boliger, er sat lavere end anført i tabel 8-1.

Baggrunden for, at der kun er forudsat en delvis konvertering af de elopvarmede boliger er, at det kræver væsentligt større indgreb i de enkelte boliger, idet der skal etableres interne rørinstallationer, radiatorer mv. Dette kan give en modvilje mod konvertering.

Økonomien regnes over en periode på 20 år. For komponenter med levetid længere end 20 år indregnes en scrapværdi (restværdi) i år 20. For komponenter med en levetid kortere end 20 år indregnes reinvesteringer og efterfølgende en scrapværdi i år 20.

Det påregnes, at Nordforbrænding i hovedparten af året i forvejen leverer alt den varme som de producerer. Et varmebehov der ligger ud over kapaciteten for Nordforbrænding, dækkes med produktion på Helsingør Kraftvarmeverk. Dette medfører, at såfremt der tilsluttes yderligere kunder til fjernvarmesystemet, vil hovedparten af varmeleveringen være baseret på naturgasbaseret kraftvarme. Den marginale produktionsfordeling er forudsat til følgende: (se i øvrigt afsnit 6.4)

Tabel 8-3: Marginal produktionsfordeling

Yderligere varmelevering fordelt på anlæg	
Affaldsbaseret varme	20 %
Gasbaseret kraftvarme	70 %
Gasbaseret varme	5 %
Biomassebaseret varme	5 %

Det skal bemærkes, at der pågår overvejelser omkring den fremtidige forsyning fra Helsingør Kraftvarmeværk og hvorvidt denne forsyning inden for en nærmere tidshorisont kan omlægges til biomasse. Når dette er tilfældet, langt hovedparten af forsyningen (mere end 90 % af årsforbruget) være baseret på vedvarende energikilder.

Ved konverteringer af boliger med elvarme regnes værdistigningen af boligen at modsvare meromkostning til investeringer i interne installationer i boligen.

Kompensation til naturgasselskabet regnes størrelsesmæssigt at modsvare de energisparepoint der opnås ved en konvertering.

Der er regnet med følgende data for installationerne:

Tabel 8-4: Virkningsgrader for installationer

Virkningsgrader for installationer		
	Eksisterende installation	Ny installation
Boliger med oliefyring	88 %	95 %
Eloppvarmede boliger	100 %	100 %
Naturgasopvarmede	92 %	100 %
Jordvarme	330 %	330 %

8.1.1 Basis – eksisterende forsyning

I basisscenariet undersøges omkostningerne under den forudsætning, at boligejerne udskifter deres eksisterende installationer over en 9 årig periode og at 10 % af boligejerne skifter til varmepumper.

Anlægsomkostninger

De enkelte husholdningers valg af tidspunkt for udskiftning af installation (olie eller naturgas) vil i virkeligheden ske i vidt forskellige år afhængig af de forskellige præferencer. Vi har forudsat, at udskiftning af installationen til en nyere type, sker successivt over en 9 årig periode.

Der er anvendt følgende nøgletal if. anlægsomkostninger:

Tabel 8-5: Nøgletal for anlægsomkostninger

Nøgletal anlægsomkostninger, kr.	
Oliefyr	40.000
Elvarme	5.000
Naturgasfyr	35.000
Jordvarme, kompressor	60.000
Jordvarme, ledninger	40.000

Driftsomkostninger:

De indregnede driftsomkostninger er vist i følgende tabel 8-6:

Tabel 8-6: Nøgletal for driftsomkostninger

Nøgletal driftsomkostninger, kr./MWh	
Oliefyr	20
Elvarme	0
Naturgasfyr	20
Varmepumpe, jordvarme	20

Individuelle varmepumper og jordvarmeanlæg

I første scenarie forudsættes 10 % af boligerne omstillet til forsyning med varmepumpe og jordvarme. Grundarealet for hver parcel antages at være tilstrækkeligt stort til, at der kan opnås en tilstrækkelig ledningslængde for jordslangen.

Ideelt set bør jordslangerne ligge i en jorddybde tilstrækkelig til, at der opnås en nogenlunde konstant temperatur, således at anlægget også i den koldeste periode vil opnå en fornuftig effektivitet. Det forudsættes, at anlægget kombineres med en lagertank for varmt vand af en fornuftig størrelse, således at anlægget kan opnå længere driftsperioder i sommerperioden uden for mange starter. Samtidig muliggør en lagertank, at anlægget på sigt pr. automatik vil kunne optimere varmeproduktionen ud fra de aktuelle og planlagte elpriser et døgn frem (se i øvrige afsnit 7.1 omkring elmarkedet).

Driftsomkostningerne udgøres del af elforbruget til varmepumpen og dels til eftersyn og årligt vedligehold.

Der regnes med en COP faktor (effektivitetsfaktor) for varmepumpen på 3,3.

Der regnes med en pris for varmepumpe og jordvarmeanlæg inklusive installation og moms på 100.000 kr. jf. Energistyrelsens tal (www.varmepumpesiden.dk).

8.1.2 Omstilling af alle boliger til varmepumpe / jordvarme

I det andet scenarie forudsættes alle boliger omstillet til varmepumper / jordvarme over de næste 9 år.

Ellers er der anvendt samme forudsætninger som under basis scenariet.

8.1.3 Forsyning med fjernvarme

Anlægsomkostninger

Anlægsomkostningerne if. med etablering af fjernvarme til området vil hovedsageligt bestå af:

- Forsyningsledning fra det eksisterende fjernvarmesystem
- Distributionsledninger i området
- Stikledninger til de enkelte boliger
- Brugerinstallationer

Forsyningsledning

Der er i forvejen forsyningsledninger for fjernvarme ad Egedalsvej og ad Brønsholmgårdsvej, men disse ledninger vurderes ikke at have tilstrækkelig kapacitet til desuden at forsyne det aktuelle område. Til gengæld forsyner Nordforbrænding i forvejen Holmegårds- og Egedalsskolen. Forsyningsledningen krydser Holmegårdsvej (se bilag 8) og ledningen vurderes ved dette punkt, at have en tilstrækkelig kapacitet. Det påregnes, at der skal etableres et udtag fra denne ledning til forsyning ind i det aktuelle område. Se bilag 9.

Fjernvarmedistributionsnettet

Et forslag til distributionsnet kan ses af bilag 9.

Formålet med distributionsnettet er, at forsyne hele området med fjernvarme gennem et net af ledninger. Nettet kan naturligvis etableres på et utal af måder, men det der er væsentligt, er at opnå et så ukompliceret og kort net som muligt, således at omkostningerne til at etablere nettet kan holdes så lave som muligt.

Såfremt der i området var større forbrugere placeret, kunne det overvejes i første omgang at tilslutte disse og bygge videre på dette net ud i området. Imidlertid er området rimeligt ensartet.

Stikledninger

Stikledningerne forsyner de enkelte boligejere med fjernvarme fra fjernvarmedistributionsledningerne. I overslagene er anvendt 15 meter stikledning til hver bolig. Idet der er tale om ca. 600 boliger, udgør omkostningerne alene for stikledninger en betydelig andel af de samlede omkostninger. Derfor er det også relevant at undersøge forskellige muligheder for at reducere omkostningerne. En detaljeret analyse heraf er dog ikke indeholdt i nærværende rapport, men i det følgende er nogle af mulighederne anført.

Traditionelt anvendes ledninger af stålør hvor frem- og ligger i samme isoleringskappe (twinør). Der er en forholdsvis dyr løsning, men er en løsning med meget begrænsede risici. Alternativt kan man anvende ledningsmateriale i en kombination af aluminium og plast. Løsningen er billigere, men man er nødt til at tage hensyn til, men ledningerne kan ikke tåle lige så høje tryk og temperaturer. Samtidig er der stadig usikkerhed om holdbarheden. Som udgangspunkt i undersøgelsen anvendes traditionel tilslutning med twinør.

Brugeranlæg for fjernvarme

De eksisterende naturgasinstallationer forventes at have vidt forskellig alder og tidspunktet for hvornår de enkelte anlæg udskiftes er afhængigt de enkelte boligejeres præferencer – nogle vil udskifte deres installation inden for de nærmeste år, mens andre først skifter installation når den eksisterende er helt udtjent og omkostningerne for reparationer bliver for høje. Omkostningerne til naturgasinstallationer og fjernvarmeinstallationer er omtrent de samme, hvorfor der ikke skal beregnes ekstraomkostninger til brugeranlæg, såfremt alle anlæg er klar til udskiftning. Dette er imidlertid ikke tilfældet.

En udskiftning af forsyningen til fjernvarme og til udskiftning af brugeranlæggene, vil imidlertid forøge værdien af boligerne ved eventuelt salg.

En mulighed for at effektivisere energiforsyningen til hele området er, ved at lægge nettet ud uden vekslerinstallationer, således at brugerne er direkte tilsluttet til fjernvarmen uden brugeranlæg. Samtidig bør der være fokus på, at de tilkoblede bygninger fra starten har en god afkøling, hvilket bl.a. kan opnås ved udskiftning af termostatventiler i bygningerne. I dette tilfælde skal der etableres et trykstyringssystem på stikket til området. Dermed kan det opnås, at det maksimale temperaturbehov (fremløb) ligger på 70-75 °C mens den normale drift vil ligge på 60-65 °C, og returtemperaturen vil ligger på maksimalt 35-40 °C.

Der er store fordele ved at undgå varmevekslere i systemet, men der er naturligvis også ulemper. Hvorvidt fordelene er større end ulemperne ligger uden for denne undersøgelse og Nordforbrænding skal naturligvis inddrages i vurderingerne, idet de i sidste ende vil være ansvarlige for eventuelle følgevirkninger.

Som udgangspunkt foretages beregningerne med brugerinstallationer.

Interne installationer

De boliger der er elforsynede, skal ved konvertering til fjernvarme have installeret ny interne rør, radiatorer mv. Værdiforøgelsen af boligen antages i beregningerne at modsvare omkostningerne til interne installationer.

Energisparepoint

Forsyningselskaberne har en løbende forpligtelse til at finde energibesparelser og bliver pålagt en bøde, såfremt de ikke når det fastlagte energisparemål. De har derfor en stor interesse i at købe eventuelle energibesparelser som der kan opnås ved konverteringer. Prisen for energibesparelser fastlægges løbende på et marked hvor prisen fastsættes dagligt og den opnåede energibesparelse kan ses af Energistyrelsens "Standardværdikatalog for opnået besparelse".

Energistyrelsen påregner, at der kan opnås betydelige besparelser ved konvertering af naturgasområder til fjernvarme. Endnu større er besparelsen såfremt elopvarmede boliger konverteres til fjernvarme.

Værdien af de erhvervede energisparepoint kan anvendes til at reducere de samlede anlægsomkostninger til fjernvarmen.

Kompensation til naturgasselskabet

Når naturgasområder konverteres til fjernvarme, mister naturgasselskabet en indtægt i form af indtægter fra distributionsbidraget, og vil som følge heraf kræve en kompensation for at det ikke skal blive dyrere for de resterende naturgaskunder. Selve naturgassen er i fri konkurrence, så gasselskabet kan ikke kræve kompensation fra tabt indtægt som følge af at miste naturgassalget.

I HMN Naturgas' område (det tidligere HNG naturgas) er naturgasledningerne færdigafskrevet ved udgangen af 2016 efter en 2-års forlængelse af skrivningsperioden, mens der stadig er en betydelig restgæld i DONG og Naturgas Fyns distributionsområde.

Det antages i beregningerne, at kompensationen til naturgasselskabet modsvarer indtægten fra energisparepoint.

Samlede anlægsomkostninger

De samlede anlægsomkostninger baseret på det normale prisniveau i Hovedstadsområdet, er vist i følgende tabel 8-7:

Tabel 8-7: Anlægsomkostninger for fjernvarme

Anlægsomkostninger, fjernvarme		
	Omfang	Anlægsomkostninger Mio. kr.
Distributionsledninger	17.000 meter	54
Stikledninger	12-15 meter/bolig	18
Brugeranlæg	582 brugeranlæg	17
TOTAL		89

8.1.4 Resultater af de samfundsøkonomiske beregninger

Resultaterne af de samfundsøkonomiske beregninger er sammenfattet i følgende skema:

Tablet 8-8: Resultat af samfundsøkonomiske beregninger

Resultat af samfundsøkonomiske beregninger i 1000 kr.			
	Basis	Varmepumper	Fjernvarme
Drifts- og miljøomkostninger	62.542	44.451	30.889
Investeringer	<u>23.177</u>	<u>52.458</u>	<u>81.761</u>
Samlede samfundsøkonomiske omkostninger	85.719	96.910	112.649

Som det ses af tabel 8-8, er der en stor forskel på sammensætningen af de samfundsøkonomiske omkostninger for alternativene. Mens hovedparten af omkostningerne for basis består af drifts- og miljøomkostninger (ca. 73 %) er det markant anderledes for løsningen med fjernvarme for ca. 73 % af omkostninger er investering. Dermed er det også klart, at en usikkerhed på investeringen har størst betydning for fjernvarmeløsningen.

Som nævnt tidligere er der en begrundet sandsynlighed for, at investeringen kan reduceres.

Med de valgte forudsætninger, skal anlægsomkostningerne for fjernvarmealternativet reduceres med 30 – 35 % for at fjernvarmen bliver konkurrencedygtigt med alternativet med varmepumper.

De samfundsøkonomiske beregninger er gennemført med en kalkulationsrente på 6 %. Denne rente har været debatteret gennem en årrække, idet den ligger væsentligt over markedsrenten. Den høje rente medfører, at projekter hvor investeringerne udgør en væsentlig andel bliver urentable. Derfor har sagen for nylig været taget op politisk og der er langt hen ad vejen enighed om, at denne uhensigtsmæssighed i de samfundsøkonomiske beregninger skal korrigeres. En kalkulationsrente på 3 % har været foreslået – bl.a. i Varmeplan Danmark. Gennemføres beregningerne, med 3 % i forrentning frem for 6 %, er løsningen med fjernvarme konkurrencedygtig set i forhold til varmepumper.

Brugerøkonomi

Generelt er brugerøkonomien god ved konvertering af gas- og olieopvarmede boliger til jordvarme. Energistyrelsen har foretaget beregninger på 3 forskellige boligtyper (<http://www.varmepumpesiden.dk>), der konverteres fra olie til varmepumper. Tilbagebetalingstiden ligger på 5-10 år. Såfremt der konverteres fra naturgas, er tilbagebetalingstiden længere.

Såfremt der konverteres til fjernvarme, skal fjernvarmeselskabet (Nordforbrænding) være i stand til at tilbyde kunderne en fjernvarmetarif der medfører, at omkostningerne ved fjernvarme bliver lavere end referencen. Endvidere skal der være en generel enighed blandt områdets beboere, om at det er en god idé at skifte til fjernvarme.

8.1.5 Supplerende undersøgelse: Konvertering af elkunder

På grund af de meget høje omkostninger til opvarmning, har kunder med elopvarmede boliger et større incitament til at skifte til fjernvarmeforsyning. Dette reducerer deres løbende omkostninger til opvarmning og forøger værdien af boligen. Desuden er der mulighed for at opnå et større antal energisparepoint der kan sælges og dermed reducere anlægsomkostningerne.

I området som helhed er opvarmningen for 170 af boligerne baseret på el. I den nordlige del af området ligger de elopvarmede boliger spredt, hvilket fordyrer en eventuel konvertering til fjernvarme. I den sydlige del af området, er der imidlertid en fornuftig tæthed mellem de elopvarmede boliger og antallet ligger på 70 (se bilag 10). På baggrund heraf, er der foretaget en vurdering af, hvorvidt det er samfundsøkonomisk rentabelt, at etablere et fjernvarmesystem til forsyning af disse boliger.

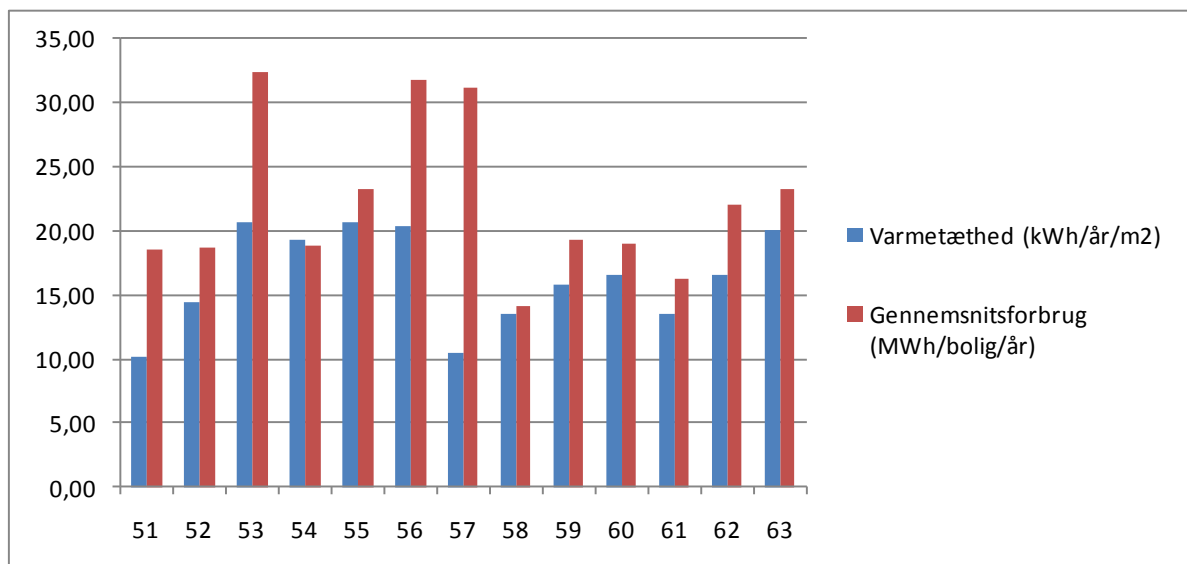
Det er forudsat, at alle 70 boliger konverteres inden for en periode på 3 år. Forudsætningen er formentlig relativt optimistisk men må vurderes nøjere i forbindelse med en egentlig forundersøgelse.

På baggrund af analysen kan det konkluderes, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved at etablere individuelle varmepumper og ved at etablere fjernvarme, ligger på samme niveau. Derfor foreslår vi, at der igangsættes en forundersøgelse af de aktuelle forhold for at afdække hvorvidt forudsætningerne holder. Bl.a. er det væsentligt at fastslå, at varmegrundlaget holder og at den faktiske forsyning stemmer overens med oplysningerne i BBR registeret. De olieopvarmede boliger bør inddrages i undersøgelsen, hvilket kan betyde en endnu bedre økonomi.

8.1.6 Nøgletal for individuelle områder

De foregående analyser er gennemført på det individuelle område som vi benævnte "59" (se bilag 7) som anført i indledningen til afsnittet.

En større kortlægning af de individuelle områder er foretaget i sidste fase if. udarbejdelsen af energiplanen med det formål at være i stand til at estimere varmegrundlaget for områderne separat på tværs af energidistrikterne, og dermed give et bud på tidshorizonten for omstilling til andre forsyningsformer. Med kortlægningen er det samtidigt muligt at opstille nøgletal for hvert af de individuelle områder, og således opnå en bedre idé om, hvilke områder der skal prioriteres først. Nøgletallene er vist i følgende figur 8-1:



Figur 8-1: Nøgletal for individuelle områder

Af figur 8-1 ses, at eksempelvis områderne 53 og 56 (se også bilag 7) umiddelbart er mere attraktive end område 59. Område 53 er beliggende i den sydlige del af Hørsholm omkranset af Rungstedvej, Folehavevej, Rungsted Hegn og golfbanen og område 56 er et stort område omkranset af Sophienholm Slot i nord til Rungstedvej i syd og med motorvejen mod vest og Nivå Bugt mod øst.

Både for område 53 og for område 56 er varmetætheden højere end for område 59, hvilket reducerer anlægsomkostningerne for et distributionssystem. Endvidere er gennemsnitsforbruget pr. bolig for områderne noget højere end for område 59, hvilket desuden reducerer omkostningerne til stikledninger.

En af årsagerne til at område 53 og 56 viser sig at være mere attraktive end område 59 er, at hvor område 59 primært er 1-plans boliger primært fra 60'erne og 70'erne er der end del 2-plans boliger i område 53 og 56 og en del af dem fra 1930'erne og 40'erne, hvilket giver anledning til et højere gennemsnitsforbrug pr. bolig.

Der kan godt være forskelle på længden af stikledning fra distributionsledningen og frem til boligen – specielt i tilfælde hvor boligen ligger bagerst på grund med en stor forhave. Dette vil naturligvis ikke fremgå af nøgletallene. Endvidere indgår ikke de eventuelle forskelle i anlægsomkostninger ved at etablere en forsyningsledning fra det eksisterende fjernvarmesystem og med tilstrækkelig kapacitet.

I analysen af område 59 viste det sig, at der var en god sandsynlighed for, at det ville være attraktivt at fjernvarmeforsyne området, såfremt anlægsomkostningerne kunne reduceres og såfremt der anvende en kalkulationsrente på 3 % frem for 6 %. Efter udregningen af nøgletallene for hvert af de individuelle områder, viser det sig, at der er andre individuelle områder hvor det vil være endnu mere attraktivt at se på fjernvarmeforsyning.

Der kan være områder der ud fra nøgletallene isoleret set ikke ser attraktive ud. Men kombineres en eventuel forsyning til et større byggeri (eksempelvis Mikkelsborg Park i Kokkedal), hvor forsyningsledningen passerer et individuelt område (passerer delvist område 58), kan det være fordelagtigt fra starten at tænke forsyningen ind i det individuelle område og dermed reducere omkostninger til forsyningen af dette område.

8.1.7 Konklusioner omkring individuelle forsyningsområder

- Ved beregninger på det individuelle område, hvor hovedforudsætningerne er 6 % i kalkulationsrente, ny vekslerinstallation i hver bolig samt prisforudsætninger som anvendt i Hovedstadsområdet, er det samfundsøkonomisk ikke rentabelt at installere hverken varmepumper eller fjernvarme frem for at modernisere den eksisterende installation
- Der er sandsynligt, at anlægsomkostningerne kan reduceres, bl.a. ved at anvende direkte tilslutninger til kunderne uden vekslerinstallation. Dette åbner for lavere temperaturer i fjernvarmesystemet og muliggør anvendelse af andre og billigere materialer end stålrør. Sammen med en lavere kalkulationsrente bliver forsyning med fjernvarme, samfundsøkonomisk ligeværdigt med varmepumper samt modernisering af den eksisterende forsyning.
- På baggrund af ovenstående bør der iværksættes yderligere detaljerede undersøgelser af et udpeget individuelt forsyningsområde
- Viser det sig vanskeligt at fjernvarmeforsyne et samlet individuelt forsyningsområde fra starten, bør større kunder samt kunder med olie- og elforsyning identificeres således at der kan etableres et net alene til at forsyne disse kunder. På sigt bør forsyningen udvides til øvrige kunder

- Ved kortlægningen af de individuelle områder i kommunerne og en beregning af nøgletal for energitæthed og gennemsnitsforbrug pr. tilslutning, viste det sig, at det område der aktuelt er foretaget beregninger for, ikke umiddelbart er det mest optimale at fjernvarmeforsyne blandt de individuelle områder. Det anbefales, at der foretages yderligere vurdering af områderne 53 (Hørsholm), 56 (Hørsholm), 57 (Hørsholm) og 63 (Humblebæk)
- Området 63 i Humlebæk bør indgå i overvejelserne omkring en fremtidig forsyning til de områder hvor Nordforbrænding har udarbejdet projektforslag der dog endnu ikke er fremsendt til kommunen.

8.2 Case: Fredensborg by

Energiforsyningsmæssigt ligger Fredensborg by ligger i dag isoleret mellem det østlige transmissionssystem der bl.a. forsynes fra Nordforbrænding samt det vestlige transmissionssystem med udgangspunkt i Hillerød by der forsynes fra Hillerød Kraftvarmeværk.

8.2.1 Varmegrundlag

Energiforsyningen i byområdet er sammenfattet i følgende tabeller:

Tabel 8-9: Varme for alle bygninger i Fredensborg by

Alle bygninger	TOTAL	Blok-varme	Elektri-citet	Olie	Naturgas	Anden/fast
Parcel- og stuehuse	34.133	264	4.025	7.578	21.993	273
Række-, kæde- og dobbelt-huse	15.767	4.480	2.703	274	8.310	
Etageboligbebyggelse	8.249	2.942	246	1.309	3.751	
Anden helårsbeboelse	97	24	6	33	34	
Avls- og driftsbygning	180	11		18	151	
Fabrikker, værksteder o.l.	3.084	554	8	699	1.629	195
Kontor, handel, lager, off. adm.	5.452	233	135	422	4.663	
Undervisning, forskning o.l.	3.401	1.230			2.170	
Andet, uspecificeret	<u>11.434</u>	<u>3.583</u>	<u>192</u>	<u>324</u>	<u>7.288</u>	<u>46</u>
Sum	81.797	13.320	7.315	10.657	49.990	514

Tabel 8-10: Varmebehov for bygninger over 300 m² i Fredensborg by

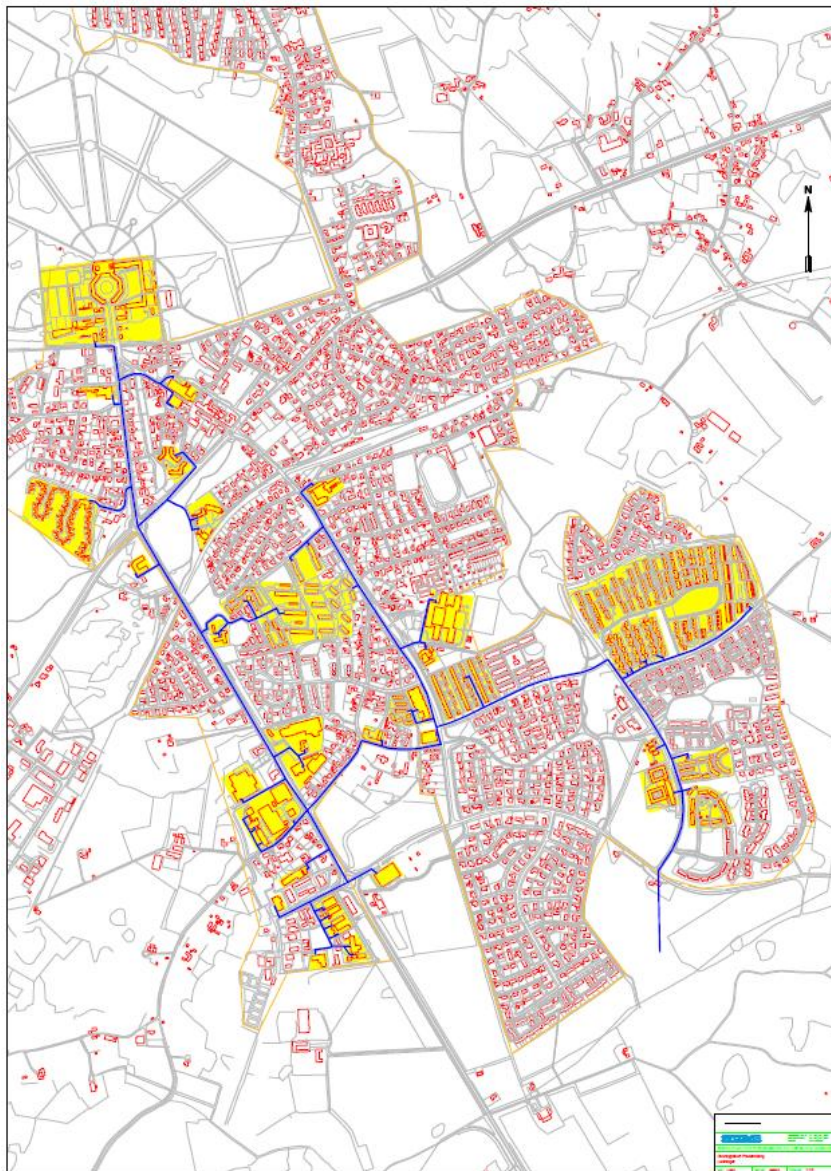
Bygninger >300 m ²	TOTAL	Blok-varme	EI	Olie	N-gas	Anden
Parcel- og stuehuse	1.896	74	180	914	728	
Række-, kæde- og dobbelt-huse	4.615	2.416			2.199	
Etageboligbebyggelse	6.758	2.919	69	974	2.795	
Avls- og driftsbygning	147			18	130	
Fabrikker, værksteder o.l.	2.850	537		544	1.574	195
Kontor, handel, lager, off. adm.	5.086	205	57	378	4.446	
Undervisning, forskning o.l.	2.883	781			2.103	
Andet, uspecificeret	<u>10.158</u>	<u>3.428</u>	<u>100</u>	<u>134</u>	<u>6.497</u>	-
TOTAL	34.394	10.360	405	2.962	20.473	195

Det ses af tabel 8-10, at opvarmningen af en større del af byområdet i forvejen er baseret på kollektiv forsyning i form af blokvarme, hvilket er et godt udgangspunkt for en fremtidig fjernvarmeforsyning af byen. Ved netop at etablere fjernvarmedistributionsledninger mellem de eksisterende kollektivt forsynede ejendomme, er det vores forventning, at der kan dannes basis for et fjernvarmesystem med en fornuftig bruger- og samfundsøkonomi og som kan danne udgangspunkt for fremtidige udvidelser af det kollektive system.

8.2.2 Anlægsomkostninger til fordelingsystem

Fjernvarmedistributionssystem i Fredensborg:

Nedenstående figur 8-2 viser et muligt distributionssystem til at forsyne Fredensborg by. I første omgang har vi forbundet de eksisterende blokvarmecentraler og har efterfølgende tilsluttet de mest oplagte kunder derudover.



Figur 8-2: Distributionssystem i Fredensborg by

Ovenstående distributionssystem dækker et varmegrundlag på ca. 24.000 MWh og har en udstrækning på i alt ca. 9.800 meter med samlede omkostninger på ca. 40 mio. kr. baseret på

prisniveau i Hovedstadsområdet og 50 % befæstet og inkl. uforudsete og rådgivning. Det skal bemærkes, at de anvendte priser ligger højt set i relation til opnåede priser uden for Hovedstadsregionen. Som udgangspunkt er systemet påtænkt forsynet fra den sydøstlige del af byen.

Varmegrundlaget består af hhv. kollektiv naturgas (ca. 12.000 MWh), store individuelle naturgaskunder (ca. 11.500 MWh) samt individuel olieforsyning (ca. 500 MWh). Sammenlignes med tabel 8-9 ses, at det potentielle behov for blokvarme varme er på ca. 13.300 MWh. Ved at tilslutte 12.000 MWh er således ca. 90 % af det potentielle blokvarmebehov indeholdt. Der er til gengæld stadig et potentiale for at omstille yderligere olie- og naturgas til fjernvarme.

Det foreslåede distributionssystem vil danne en god basis for en videre udbygning med fjernvarme i Fredensborg by, men i de første år, vil der som udgangspunkt ikke komme større tilslutninger. Dette kan imidlertid ændres som følge af ændringer i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger eller som følge af ændrede rammebetingelser når et energiforlig er forhandlet færdigt.

Stikledninger:

De samlede omkostninger til stikledninger vurderes at udgøre ca. 3 mio. kr.

Brugeranlæg

Det er væsentligt fra starten at overveje tiltag der kan reducere frem- og returtemperaturen til systemet. Heri bør det vurderes hvorvidt det er muligt, at kunderne tilsluttes uden brug af varmevekslere, således at kunderne bliver direkte tilsluttet til fjernvarmen. (se i øvrigt afsnit 7.10)

Nuværende produktionsanlæg

Den kollektive blokvarme er baseret på naturgaskedler, opstillet centralt ved hvert enkelt område / kunde.

Samlede omkostninger for fordelingssystem

De samlede omkostninger for et fordelingssystem for varme til Fredensborg by, forventes at udgøre ca. 43 mio. kr. inkl. stikledninger.

8.2.3 Fremtidig forsyning med fjernvarme

Kraftvarme

Ses området i et større perspektiv vil det være oplagt med en løsning hvor kraftvarme indgår – eventuelt som supplement til øvrige forsyningsformer som sol, geotermi eller andet fordeles via fjernvarmesystemet.

Det har tidligere været overvejet at etablere en forsyningsledning mellem det vestlige og det østlige transmissionssystem for at kunne realisere de synergigevinster der ligger i en stort samlet system der forsynes fra flere produktionsanlæg baseret på forskellige brændsler. Forsyning af Fredensborg by indgik som en del af disse overvejelser. Vattenfall, der er den nuværende ejer af de primære forsyningsanlæg til systemerne, Helsingør og Hillerød kraftvarmeværker, samt til transmissionsledningerne, valgte i 2009, at sætte kraftvarmeværkerne og transmissionsledningerne til salg. Som følge heraf blev undersøgelserne udskudt på ubestemt tid.

Hillerød Kraftvarmeværk er solgt til Hillerød Forsyning og Nordforbrænding / Helsingør Forsyning er i forhandlinger om en overtagelse af Helsingør Kraftvarmeværk. Når overtagelsen af Helsingør Kraftvarmeværk falder på plads, åbner det mulighed for, at forhandlingerne omkring en sammenkobling af transmissionssystemerne kan genoptages og at kraftvarmeforsyning af Fredensborg by kan indgå i overvejelserne.

En sammenkobling af transmissionssystemerne giver umiddelbart synergifordele ved udveksling af varme mellem de eksisterende produktionsanlæg tilsluttet transmissionssystemerne, men den helt store gevinst vil være, såfremt der etableres et fælles forsyningsanlæg til de to transmissionssystemet – eksempelvis ved biomassebaseret kraftvarme, geotermi eller anden forsyning hvor der er betydelige skalafordele. De eksisterende produktionsanlæg (Hillerød og Helsingør Kraftvarmeværker) er begge ca. 20 år gamle og der skal inden for relativt få år investeres betydelige beløb i en videreførelse af disse anlæg.

Solvarme

Såfremt der etableres et passende lager for varme, vil solvarme være i stand til at dække en betydelig del af varmebehovet i Fredensborg by – skønsmæssigt 20-25 %. Dermed kan billig solvarme erstatte den meget dyre varme baseret på naturgas. Det resterende behov for varme dækkes ved forsyning fra de eksisterende kedelcentraler.

Til dækning af et varmegrundlag på ca. 25.000 MWh, vil det være fornuftigt med et solvarmeanlæg med et samlet areal på ca. 12.000 m². Anlægsomkostningerne herfor udgør i størrelsesorden 20 mio. kr. Hertil skal lægges omkostninger til lager, tilslutning, projektering mv. Samlede omkostninger skønnes dermed at udgøre ca. 25 mio. kr.

Et areal på 12.000 m² betyder, at der ikke vil være omkostninger at spare ved at bygge et endnu større anlæg, idet skalafordelene allerede er udnyttet jf. figur 7-4 i afsnit 7.1 der viser anlægsomkostningerne som funktion af størrelsen.

Det skal bemærkes, at det samfundsøkonomisk vil være svært, at etablere et fjernvarmesystem alene baseret på sol og eksisterende naturgas. Idet solvarmen kun dækker ca. 20 % af det samlede behov, vil de samfundsøkonomiske besparelser ved solenergi frem for naturgas og olie isoleret set ikke være tilstrækkeligt store til at kompensere for de højere anlægsomkostninger.

Den resterende del af varmebehovet bør dækkes eksempelvis ved kraftvarme jf. foregående afsnit eller alternativt med biomassevarme (se efterfølgende afsnit)

Geotermi

En eventuel forsyning med geotermi, skal ses i sammenhæng med etablering af et fælles anlæg til forsyning af det østlige og det vestlige transmissionssystem.

Biomasse varme

Umiddelbart vil det være oplagt at etablere et biomassebaseret varmeanlæg som supplement til solvarme til forsyning af Fredensborg by. I dag er det dog ikke tilladt at etablere biomassebaseret varmeproduktion uden samtidig elproduktion, men bliver muligvis ændret med Regeringen Energistrategi 2050. Problemet i dag er - jf. afsnit 7.5 - at de brugerøkonomiske fordele ved biomassebaseret varmeproduktion er så høje, at en lang række værker i dag ville omlægge produktionen såfremt muligheden forelå, hvilket vil efterlade et betydeligt hul i statskassen som følge af manglende afgifter. Derfor indeholder Regeringen Energistrategi 2050 desuden forslag til afgifter på biomasse.

Brugerøkonomi

For at et projekt kan gennemføres, skal der gennemføres samfunds- og brugerøkonomiske beregninger og begge beregninger skal vise at økonomien er god. Uden en fornuftig brugerøkonomi i et omstillingsprojekt, vil det være umuligt at gennemføre.

I beregningen af brugerøkonomien skal der naturligvis tages stilling til de direkte omkostninger for de enkelte forbruger forbundet med omstillingen, men derudover skal der naturligvis tages stilling til eventuelle resterende faste omkostninger i det eksisterende system.

Miljø

Det vil være forbundet med store miljømæssige fordele at omstille Fredensborg by til en anden forsyningsform, men det skal pointeres, at fordelene er prissat if. med de samfundsøkonomiske beregninger og således kan projektet ikke godkendes i kommunen med udgangspunkt i de miljømæssige fordele isoleret set.

Omstilles eksempelvis 24.000 MWh til fjernvarme vil det maksimale besparelspotentiale på varmesiden udgøre ca. 5.500 tons CO₂ årligt. Såfremt den del af varmen produceres ud fra kraftvarme opnås desuden en betydelig CO₂ besparelse på elsidens, idet når el produceres i samproduktion med varme, bliver der fortrængt elproduktion i det nordiske elsystem baseret på kul. Således kan den samlede besparelse være betydeligt større end 5.500 tons årligt. Kul vil i en lang årrække stadig udgøre en betydelig andel af elproduktionen i det nordiske elsystem.

Det samlede varmegrundlag i Fredensborg by udgør ca. 82.000 MWh. Det skønnes, at det på sigt, vil være muligt at tilslutte yderligere ca. 40.000 MWh ud over de 24.000 MWh, således at den samlede fjernvarmedækning bliver på 70 - 80 %.

8.2.4 Perspektiver for Fredensborg by

I bilag 11 har vi optegnet hhv. det østlige og det vestlige fjernvarmetransmissionssystem (indtegnet med rødt) og forbundet disse gennem en skitse til en ny ledning (indtegnet med blå) der passerer syd om Fredensborg by og hvor Fredensborg by forsynes herfra. Der vil være store fordele herved:

- Basisbehovet i fjernvarmesystemet vil i givet fald blive dækket ved affaldsbaseret kraftvarme
- Der vil være gode muligheder for at etablere produktion baseret på store solvarmeanlæg og formentlig også geotermisk varme til systemet
- Helsingør og Hillerød kraftvarmeværker er i dag baseret på effektiv naturgasbaseret kraftvarmeproduktion, men de står inden for en årrække overfor udskiftning. Derfor er det oplagt at overveje en forsyning fra et større biomassebaseret kraftvarmeværk.
- En massiv udbygning med vindbaseret elproduktion i fremtiden forventes at give større udsving i elpriserne – dvs. med flere høje elpriser, men også med flere lave elpriser. Derfor er det væsentligt, at have produktionsanlæg til at udnytte både høje og lave priser. Kraftvarmeanlæg udnytter de høje elpriser, mens varmepumpeanlæg i fjernvarmeproduktionen skal producere når elpriserne er lave. Dette er helt i tråd med Regeringens klimakommission og også tankerne i Regeringens Energistrategi 2050.

Ovenstående skal Fredensborg by naturligvis være en del af. Ikke kun giver det en større sikkerhed for mere stabile varmepriser, men det giver naturligvis også en meget stor reduktion i CO₂ emissionen.

8.2.5 Konklusioner omkring Fredensborg by

- Fredensborg by ligger rigtig godt for en fremtidig forsyning med fjernvarme, men umiddelbart vil det ikke være rentabelt at etablere et kollektivt system alene forsynet med solvarme og den eksisterende naturgasforsyning. Dette er synliggjort gennem en beregning på økonomien ved at etablere et kollektivt system og forsyne dette med hhv. solvarme og gasbaseret varme. Baggrunden er, at solvarmen kun vil være i stand til at dække ca. 20 % af forbruget, hvilket er i underkanten til at skabe en fornuftig økonomi.
- Når Regeringens Energistrategi 2050 er udmøntet et forlig på energiområdet, vil det med stor sikkerhed være muligt, at etablere varme baseret på biomasse uden samtidig elproduktion – dog vil biomassen være pålagt afgifter. Anlægsomkostningerne ved rene biomassekedler er lave og det er derfor fornuftigt allerede nu, at igangsætte egentlige forundersøgelser for forsyning af Fredensborg by med fjernvarme baseret på eksempelvis solvarme, biomassevarme og naturgas. Når Fredensborg på et tidspunkt kan kobles til et større kraftvarmesystem vil det betyde, at erhvervede biomassekedler efterhånden overgår fra at være deciderede mellemlastproduktionsanlæg til mere at indgå i spids- og reservelastforsyningen.

8.3 Case: Forsyning til nybyggeri (eks. Kokkedal Vest eller Humlebæk Syd)

Når en nyt byområde skal udvikles, stilles det ofte som krav for byggeriet, at det skal være bæredygtigt dog uden en videre definition af, hvorledes dette skal opfattes. Eksempelvis betyder det ikke blot at spare mest mulig energi uanset energikilde, energiform og omkostninger.

Et bæredygtigt byggeri kan omfatte mange aspekter med henblik på at sikre, at det inden for en lang tidshorizont bidrager positivt til samfundets kommende generationer på en bæredygtig måde. Dette er stort set definitionen som anført i Brundtland rapporten fra 1983.

Skal byggeriet være bæredygtigt bør der indgå en række overvejelser:

- Ressourceforbrug til materialer
- Levetid for byggeriet
- Energiforbrug til brændsel
- Miljøbelastning
- Graden af genanvendelse af materialer mv.
- Indeklimaet
- Bidraget til lokalmiljøet
- Det sociale miljø
- Økonomiske ressourcer

En betydelig del af bæredygtighedskravet er at analysere den valgte energiforsyning til området hvilket bl.a. indebærer, at forsyningen er langtidsholdbar, den indebærer en minimal belastning af miljøet, at den bidrager til lokalmiljøet og at den er samfunds- og brugerøkonomisk fordelagtig.

Generelt indgår i bæredygtighedsbegrebet også andre parametre som nævnt ovenfor såsom sociale, der dog ikke direkte vedrører varmforsyningen. En parameter som nærmiljøet (støj, røg, møg, visuelt og pladsmæssigt) hænger dog nøje sammen med varmforsyningsformen.

Det foreslås her, at bæredygtighed hvad angår varmforsyningen beskrives ved følgende parametre:

1. Samfundsøkonomiske løsninger.
2. Økonomisk fordelagtigt for lokalsamfundet.
3. Indregning af langsigtede strategiske helhedshensyn.

Hvis der tages udgangspunkt i kravene om samfundsøkonomi og lokaløkonomi, kan bæredygtighed kvantificeres ved hjælp af økonomiske parametre. For samfundsøkonomiens vedkommende har Energistyrelsen udgivet en beregningsmetode, hvor energiresourcer, klima og miljø indregnes og prissættes på basis af langsigtede prisprognoser.

Hvad angår økonomien for lokalsamfundet, kan der ses på de privatøkonomiske og selskabsøkonomiske omkostninger eller gevinster. Da varmforsyningssekskabet ifølge Varmeforsyningsloven økonomisk skal følge hvile-i-sig-selv princippet, vil hovedfokus være på den privatøkonomiske investering i varmeanlæg set i forhold den årlige varmeregning, men også de energi- og klima/miljøbesparelser, der forventes opnået ved brug af bygningen.

Ved praktisk brug af disse økonomiske beregningsmetoder i projekter er der skabt en del erfaring omkring hvilke varmforsyningsløsninger, der er mest optimale set i et samfundsøkonomisk perspektiv og samtidigt privatøkonomisk fornuftigt. Disse erfaringer har dannet grundlag for f.eks. anbefalingerne i rapporten Varmeplan Danmark. Her opridses nedenfor kort tre tommelfingerregler, som kan være relevant for byudviklingsprojekter, og som også kunne indgå som betingelser ved salg af kommunale grunde:

Investeringer i klimaskærm og individuelle VE-anlæg skal være rimelige set i forhold til de besparelser og miljø/klimaeffekter, de giver på langt sigt. Der er i dag en tendens (formodentligt i salgsøjemed) til ineffektive overinvesteringer i klimaskærm og lokale VE-anlæg, som ikke står mål med de energibesparelser og miljø/ klimagevinster, der på langt sigt reelt opnås. I nogle tilfælde risikeres endda, at det primære energiresourceforbrug øges, hvilket kan blive endnu mere markant, hvis bygningskroppen initialenergi ved opførelsen indregnes. Aktuelt anbefales derfor, at tæt/lav nybyggeri følger den almindelige energiramme efter bygningsreglementet BR10, mens der ved spredt åben/lav byggeri godt kan vælges lavenergiklasse BR2015, eller der kan eksperimenteres med passiv/0-energihus-konceptet.

Varmeanlæggene i byudviklingsområdet bygninger bør dimensioneres for lavtemperatur. Herved kan f.eks. returvand (evt. et miks af fremløb og retur) fra eksisterende fjernvarmenet benyttes som fremløb, hvilket vil give meget høj energieffektivitet i fjernvarmesystemet. Også varmepumper, kondenserende kedler og solvarmanlæg får højere effektivitet ved lavere driftstemperaturer.

Ved tæt/lav byggeri bør varmforsyningsanlægget centraliseres således, at varmen distribueres ud til de enkelte beboelser fra et eller fra rimeligt få fælles varmforsynings- eller produktionspunkter. Det lokale distributionsnet, der anlægges sammen med byggeriet, kan f.eks. installeres under bygningen som såkaldte trækrør i en ingeniørgang, så det er tilgængeligt og let at vedligeholde, og så varmetab kan komme bygningen til gode. Den centraliserede løsning vil betyde markante anlægsbesparelser, mindske gener og evt. forurening i nærmiljøet, minimere plads okuperet af tekniske installationer og give mulighed for professionel drift og vedligeholdelse, hvilket også er en forudsætning for høj effektivitet og langtidsholdbarheden. Den centraliserede løsning med én eller relativt få forsyningspunkter vil desuden være nemmere at gennemføre, hvis et større tæt/lav byggeri opføres af én bygherre.

Hvad angår indregning af langsigtede strategiske helhedshensyn, handler det om at tænke helhedsorienteret og sammenhængende - både geografisk og infrastrukturmæssigt - og at tænke langsigtet. Der bør således tages hensyn til, at varmforsyningen baseres på langtidsholdbare løsninger, høj forsyningsikkerhed, udnyttelse af lokale energiresourcer eller lokal overskudsvarme, men også med mulighed for høj fleksibilitet over for mulige fremtidige energiformer.

Ligger fjernvarmeledningerne i umiddelbar nærhed af byudviklingsområdet med tilstrækkelig kapacitet, er det oplagt fra starten at tænke fjernvarme ind i den fremtidige forsyning. Fjernvarmen opfylder kravene om enkel og professionel vedligeholdelse, langtidsholdbarhed, en høj forsyningsikkerhed, og der udnyttes i dag affaldskraftvarme og højeffektiv naturgaskraftvarme (combined cycle) - dog med fleksible fremtidsmuligheder for at integrere VE-løsninger såsom biomasse, storskalsolvarme eller geotermi. Potentialet for fjernvarme, der opfylder ovenstående bæredygtighedskriterier, vurderes således at være stort ved et byudviklingsområde i kommunerne.

Selvom potentialet for fjernvarme er stort i kommunerne, skal der under alle omstændigheder gennemføres en samfundsøkonomisk sammenligning mellem fjernvarme og andre alternativer, når de konkrete bebyggelsesplaner foreligger, f.eks. i en lokalplan, og kommunen er jf. Varmeforsyningsloven forpligtet til at godkende den endelige varmforsyningsform ud fra samfundsøkonomiske kriterier. Det er ligeledes en betingelse for fjernvarme, at det lokale fjernvarmeselskab (Nordforbrænding) finder det selskabsøkonomisk fornuftigt at investere i et forsyningsnet til området. Væsentligt for en økonomisk investering er også den forventede udbygningstakt af området.

8.3.1 Sammenligning med andre byudviklingsområder

Nedenfor sammenlignes byudviklingsområdet Humlebæk Syd i Fredensborg med to andre byudviklingsområder med hensyn til potentiale for fjernvarme. Det drejer sig om Langagergaard i Greve og Trylleskov Strand i Solrød. Sammenligningen kunne principielt være foretaget med Kokkedal Vest eller andre byudviklingsområder i kommunerne. Nøgletal for områderne sammenlignet med Humlebæk Syd er vist i tabel 8-11.

De to områder er blevet udvalgt, fordi valget af fjernvarme her viste sig at være samfundsøkonomisk fordelagtigt, og det lokale fjernvarmeselskab fandt det økonomisk forsvarligt at investere i et lokalt fjernvarmenet baseret på konkurrencedygtige fjernvarmetariffer.

Tabel 8-11: Nøgletal for 3 byudviklingsområder

Nøgletal for områder				
	Enhed	Langager- gaard	Trylleskov Strand	Humlebæk Syd
Antal boliger		720	690	2.000
Boligstørrelse	m ² /bolig	104	124	100
Opvarmet areal	m ²	75.000	85.675	200.000
Områdets areal	ha	120	38	58
Bebyggelsesprocent		6 %	23 %	34 %
Enhedsbehov	kWh/m ²	70	61	50
Varmegrundlag	MWh	5.250	5.188	10.000

Både Langagergaard og Trylleskov Strand er opbygget som bolig-øer med store friarealer imellem øerne. Det har betydet en lav bebyggelsesprocent for områderne som helhed, men en høj lokal bebyggelsesprocent (tæt/lav) inden for hver bolig-ø. (Trylleskov Strand har i øvrigt et mindre område med åben/lav, dvs. spredte parcelhuse, som gik til naturgas (eller andre individuelle løsninger), og som er udeladt her).

For Humlebæk Syd er muligheden i den ene ende af skalaen, at al bebyggelse koncentrerer sig som tæt/lav i bolig-øer, der hver især udbydes til en bygherre. En sådan løsning vil være til økonomisk gunst for fjernvarme. I den anden ende af skalaen er der muligheden for, at al byggeri spredes jævnt ud over hele området, hvilket vil være mindre fordelagtigt for fjernvarme. Med den forudsatte bebyggelsesprocent må det imidlertid forventes, at en stor del af byggeriet opføres som delområder med tæt/lav.

For at vurdere den sandsynlige andel af fjernvarmeegnet tæt/lav bebyggelse er der nedenfor opstillet 2 disponeringsskitser i tabel 8-12 A og 8-13 B for fordelingen mellem forskellige bebyggelsesformer. Desuden er der beregnet varmebehovet for hver bebyggelsesform, idet det er forudsat, at tæt/lav opføres efter BR10, mens åben/lav opføres som BR2015 lavenergihuse.

Idet det antages, at den centraliserede fjernvarmeløsning har det bedste potentiale i tæt/lav bebyggelse, vurderes det ud fra de to disponeringsskitser, at fjernvarme vil have et potentiale på i hvert fald 8.500 MWh/år nettovarme (til rumopvarmning og varmt brugsvand).

Tabel 8-12: Disponeringsskitse A for bebyggelsesformer og varmebehov

	Grund-	Antal	Bolig-	Bebyg-	Enheds-	Varme
	areal	boliger	areal	gelse	behov	behov
	ha		m ²	pct.	kWh/m ²	MWh/år
Tæt/lav	29	1.640	147.000	51%	58	8.509
Parcelhuse, tæt	15	220	30.000	20%	29	870
Parcelhuse, spredt	<u>14</u>	<u>140</u>	<u>23.000</u>	<u>16%</u>	<u>27</u>	<u>621</u>
I alt	58	2.000	200.000	34%	50	10.000

Tabel 8-13: Disponeringsskitse B for bebyggelsesformer og varmebehov

	Grund-	Antal	Bolig-	Bebyg-	Enheds-	Varme
	Areal	boliger	areal	gelse	Behov	behov
	Ha		m ²	pct.	kWh/m ²	MWh/år
Tæt/lav 1	23	1.410	126.000	55%	62	7.772
Tæt/lav 2	18	420	46.000	26%	32	1.472
Parcelhuse	<u>17</u>	<u>170</u>	<u>28.000</u>	<u>16%</u>	<u>27</u>	<u>756</u>
I alt	58	2.000	200.000	34%	50	10.000

Med udgangspunkt i et potentiale for fjernvarme i størrelsesordenen 8.500 MWh/år netto, er der i tabel 8-14 opstillet en sammenligning af nøgletal i forbindelse med anlægsomkostninger: For Humlebæk Syd er disse økonomiske parametre estimeret for 3 niveauer: Lav, middel og høj. 'Lav' repræsenterer, at kun de mest gunstige områder bliver fjernvarmeforsynet, mens 'høj' repræsenterer, at fjernvarmen til en vis grad også udbredes i mindre gunstige områder, dog ikke til spredte parcelhuse (åben/lav byggeri).

Tabel 8-14: Nøgletal i forbindelse med anlægsomkostninger

	Enhed	Langagergaard	Trylleskov Strand	Humlebæk Syd		
				Lav	Middel	Høj
Boligareal	m ²	75.000	85.675	125.000	150.000	165.000
Nettovarme	MWh/år	5.250	5.188	7.800	8.500	9.200
Anlægspris pr. areal	kr./m ²	117	114	109	142	195
Anlægspris pr. nettovarme	kr./(MWh/år)	1.672	1.884	1.750	2.500	3.500
Nettab (twinrør plus)		15 %	14 %	15 %	18 %	20 %

Uden at gå nærmere ind i teknisk-økonomisk detaljer, kan det overordnet noteres, at fjernvarme i Langagergaard og Trylleskoven viste sig at være samfundsøkonomisk og konkurrencedygtig ved en anlægspris på 1.700-2.000 kr. pr. MWh/år netto. Heri er indregnet forholdsvis store omkostninger til fjernvarmehovedledninger frem til områderne og imellem bolig-øerne, men omvendt har entreprenøromkostningerne været meget gunstige, bl.a. pga. god synergi med andre byggemodningsarbejder.

8.3.2 Konklusion

For Humlebæk Syd (såvel som for andre byudviklingsprojekter) kan det konkluderes, at fjernvarme vil være den mest bæredygtige løsning givet følgende rammer:

- For at fjernvarme skal være samfundsøkonomisk og konkurrencedygtig med andre varmforsyningsformer - hvor jordvarme evt. med solpaneler må anses for det vigtigste konkurrencealternativ – skal anlægsomkostningerne til fjernvarmesystemet ikke overstige ca. 2.000-2.500 kr. pr. MWh leveret varme. Det betyder, at kun tæt/lav byggeri vil kunne komme i betragtning til fjernvarme.
- Kvantitetsmæssigt ser der ud til at være et potentiale for fjernvarme på i omegnen 8.500 MWh/år netto til tæt/lav byggeri, idet der stilles krav til tæt/lav byggeri om 'kun' at overholde den normale energiramme i BR10. Potentialet vil dog afhænge stærk af disponeringen af området, idet alle bygninger i det ultimative tilfælde vil kunne samles i tætte fjernvarmeegnede bolig-øer. Under alle omstændigheder vurderes tæt/lav at blive den dominerende bygningsform i området.
- Bygningernes varmeanlæg baseres på lavtemperatur, og der bør i tæt/lav byggeri tillige tilstræbes få centrale forsyningspunkter for at undgå for mange relativt omkostningstunge, individuelle stikledninger.

Til trods for at byudviklingsprojekter fra starten dimensioneres som lavenergibyggeri, er der således stadig en god sandsynlighed for, at fjernvarmen vil være konkurrencedygtig med andre forsyningsformer men det afhænger naturligvis af de aktuelle forhold.

8.4 Case: Forsyning af landområderne

Landområderne er defineret som områderne der ligger uden for den grænse hvor det ikke mere kan svare sig at forsyne ud fra de eksisterende fjernvarmesystemer. I områderne kan både individuelle og kollektive løsninger stadig være på tale.

Klimamæssigt er det væsentligt, at der findes alternative forsyningsformer i landområderne, idet en stor andel af forsyningen er baseret på olie og el.

For boliger der ligger enkeltvis eller i små klynger med stor afstand mellem de enkelte boliger, vil individuelle løsninger være det mest fordelagtige, mens større klynger af huse desuden kan forsynes via lokale fjernvarmenet. Nabovarme er en fælles løsning i en landsby, hvor et mindre antal ejendomme slutter sig sammen for at etablere en fælles løsning som kan være en kombination af flere forskellige forsyningsformer. Et krav vil være, at den fælles løsning skal resultere i lavere brugerøkonomiske omkostninger end den eksisterende forsyning. I modsat fald, vil det være svært, at opnå en tilstrækkelig stor tilslutning til løsningen fra starten, hvilket vil være ødelæggende for økonomien.

En af fordelene i landområderne er, at der er gode muligheder for at etablere varmepumper baseret på jordvarme. Øvrige muligheder er solvarme, træpillekedler eller eksempelvis naturgasbaseret blokvarme såfremt naturgasnettet eksisterer i forvejen eller er i umiddelbar nærhed. I dag er forsyning primært baseret på individuel olieforsyning og el. For nævnte mulige teknologier er der store skalafordele, hvorved det er forbundet med store økonomiske fordele for små klynger af huse at etablere fælles anlæg frem for separate. Er afstanden mellem husene for store bliver fordelene hurtigt reduceret.

Er der tilknyttet et varmelager til fjernvarmenettet er der endvidere mulighed for at jordvarmebaserede varmepumper kan starte og stoppe afhængigt af elprisen samt at solvarmen fra sommerperioden kan lagres til ud på efterårsmånederne – naturligvis afhængig af størrelsen.

Nabovarmeværker under 250 kW er ikke omfattet af varmforsyningslovens definition på kollektivt varmforsyningsanlæg, mens nabovarmeværker over 250 kW sidestilles med lovgivningsmæssigt med fjernvarmeværker, hvilket bl.a. indebærer kommunalbestyrelsens godkendelse ef-

ter varmforsyningsloven og med pligt til at anmelde varmeprisen til Energitilsynet med angivelse af grundlaget for prisfastsættelsen.

For de mindre landsbyer og de individuelle boliger, hvor kapaciteten er under 250 kW, er kommunens indflydelse begrænset, men kommunen bør eksempelvis sikre, at alle beboere er bekendt med de gældende tiltag på energiområdet (bl.a. såfremt det ikke er muligt at installere oliefyr efter 2017) og at varmepumper og evt. biomassekedler er en mulighed. Endvidere bør beboere gøres opmærksomme på, at de kan søge rådgivning og vejledning hos bl.a. Center for Energibesparelser - i dag Go'Energi (www.goenergi.dk).

Et nabovarmeanlæg adskiller sig fra et fjernvarmeværk først og fremmest ved størrelse og ejerform. Et fjernvarmeværk er typisk større end 1 MW og er normalt enten kommunalt ejet som i Nykøbing Falster eller organiseret som et privatejet andelsselskab (A.m.b.a). De stadigvæk relativt få nabovarmeanlæg, der er etableret rundt omkring i Danmark, er derimod mindre end 1 MW og er ejet af en gårdejer eller evt. etableret som et interessentselskab (I/S) med en eller to interessenter.

I det følgende har vi gennemført en overordnet analyse af 4 små landsbyer i Fredensborg kommune.

8.4.1 Landsbyer der undersøges

På det udarbejdede kortgrundlag over kommunerne har vi identificeret 4 landsbyer – dvs. større klynger af huse, hvor vi overordnet analyserer mulighederne.

1. Vejenbrød
2. Avderød
3. Karlebo
4. Lønholt

Økonomisk set kan der være stor forskel mellem områderne bl.a. afhængig af hvor mange boliger der inddrages, hvor spredt boligerne ligger og hvorvidt der er større forbrugere i området – eksempelvis skoler eller plejehjem.

I vurderingen af brugerøkonomien vil omkostningerne til den nuværende forsyning være referencen. Er ejendommene således forsynet med individuel olieforsyning, beregnes de nuværende omkostninger ved at eje en oliekedel herunder brændsel, vedligehold, eftersyn, reinvesteringer mv. Såfremt et kommende energiforlig kommer til at indeholde et forbud mod etablering af oliekedler, skal der findes alternative forsyningsformer. Dermed er der ikke mulighed for at opretholde den nuværende reference og spørgsmålet bliver således mere hvorvidt solvarme, varmepumper eller biomassekedler skal anvendes og om forsyningen skal være individuel eller kollektiv.

Karakteristika for områderne

For de valgte områder har vi forudsat at alle kunder hvor varmforsyningen baseret på olie og el tilsluttes et kollektivt system. Nøgletallene for områderne er vist i følgende tabeller:

Tabel 8-15: Antal tilslutninger for de udvalgte områder i landzonen

Antal tilslutninger					
	Oliefyr	Brændeovn	el	Varmepumpe	Oliefyr + el
Vejenbrød	55	57	14	1	69
Avderød	37	2	7	3	44
Karlebo	54	3	18	4	72
Lønholt	27	1	11	2	38

Tabel 8-16: Varmegrundlag for de udvalgte områder i landzonen

Varmegrundlag i MWh					
	Olie	Brændeovn	El	Varmepumpe	Olie + el
Vejenbrød	1.076	19	254	30	1.330
Avderød	1.102	161	156	72	1.258
Karlebo	1.386	30	332	72	1.718
Lønholt	587	7	223	39	810

Der er tale om relativt store landsbyer med en del tilslutninger hvilket fordyrer et eventuelt projekt. For Vejenbrød er varmegrundlaget baseret på olie på 1.076 MWh men der er 55 tilslutninger, hvilket giver et meget lavt gennemsnitligt varmeforbrug. Tilsvarende for Karlebo og Lønholt. For Avderød er varmegrundlaget pr. tilslutning højest.

8.4.2 Referencepris for varme

Såfremt der bliver indført et forbud mod oliefyr fra 2017 som en del af et kommende energiforlig, vil det være mest relevant at anvende en referencepris for varme baseret på vedvarende energikilder. Den absolut maksimale pris som kunderne vil være villige til at betale for varmen, vil dog være baseret på den nuværende forsyningsform, og såfremt omkostningerne ved installation af ny energiform indebærer en forhøjelse af omkostningerne, vil der formentlig være mulighed for at dispensere for kravet til at opgave olieforsyningen. Derfor beregnes i det følgende den nuværende referencepris for varme baseret på olie og el.

Man skal være opmærksom på, at såfremt der ses på individuelle varmepumper, skal man være opmærksom på den nødvendige fremløbstemperatur i hver enkelt husinstallation. Ofte kræver radiatorer i eksisterende huse minimum 60-65 °C i fremløbstemperatur i den koldeste periode, hvilket er problematisk for en varmepumpeløsning. Derfor vil det ofte være fornuftigt, at ledsage installation af en varmepumpe med en generel forbedring af boligens klimaskærm. Som følge deraf skal der afsættes yderligere omkostninger, enten til klimaskærm eller såfremt radiatorer eller installationer skal renoveres / udskiftes.

Ved den kollektive varmepumpeløsning bør man foretage en sammenligning mellem at udskifte installationer i husene mod at hæve temperaturen fra varmepumpe til den nødvendige temperatur med andre energikilder – eksempelvis ved en elpatron eller et biomassefyr der hæver temperaturen i den koldeste periode.

I forvejen har få af de potentielle kunder investeret i varmepumpe og en del af kunderne har brændeovn. Disse kundekategorier antages ikke at have interesse i tilslutning til et kollektivt system.

Olieprisen ligger pt. på ca. 6.200 kr. pr. 1000 liter eksklusive afgifter og moms. Ofte er det muligt at opnå en mindre rabat på olie købet. Antages 5 % i rabat svarer olieprisen til ca. 585 kr./MWh brændsel. Afgifterne udgør pt. ca. 255 kr./MWh brændsel, og antages virkningsgraden for et nyt oliefyr at udgøre ca. 90 %, kan den samlede variable varmepris beregnes til ca. 930 kr./MWh varme eksklusive moms.

De faste omkostninger (eftersyn, service mv.) antages at udgøre ca. 1000 kr./år. Ved et gennemsnitsforbrug på 18 MWh/år, kan de faste omkostninger beregnes til ca. 55 kr./MWh varme.

Således udgør den samlede referencepris ca. 985 kr./MWh eksklusive moms. Det skal igen understreges, at prisen er baseret på den aktuelle oliepris.

Den nuværende elpris sættes til 1,60 kr./kWh eksklusive moms svarende til en pris på 1.600 kr./MWh varme eksklusive moms eftersom der regnes med en virkningsgrad på 100 %.

Skal alle boliger der i dag er opvarmede med olie fortsætte hermed, skal de inden for de nærmeste år investere i nye installationer. I Regeringens energistrategi 2050 af d. 24. februar 2011, er der et forslag om, at det ikke skal være tilladt at etablere oliekedler pr. 2017. Bliver dette en del

af et kommende energiforlig, skal boligejerne investere i ny oliekedel for 40.000 kr. og de årlige omkostninger med 6 % i kalkulationsrente og over 20 år svare til årlig betaling på ca. 2.500 kr., svarende til ca. 195 kr./MWh varme ved et forbrug på 18 MWh årligt.

Følgende tabel viser en oversigt over omkostningerne i referenceprisen for olie

Tabel 8-17: Referencevarmepris (olie) forsyning i landzonen

Referencepris for varme i kr./MWh ekskl. moms for olie	
Brændsel	650
Afgifter	285
Drift og vedligehold	55
TOTAL ekskl. reinvesteringer	990
Reinvesteringer	195
Referencepris inkl. reinvesteringer	1.185

Følgende tabel 8-18 viser beregningen af den vægtede referencepris for olie- og elopvarmede bygninger:

Tabel 8-18: Vægtet referencepris for olie- og elbaseret varme

	Behov (MWh)		Referencepris (kr./MWh)		Vægtet pris kr./MWh
	Olie	El	Olie	El	
Vejenbrød	1.076	254	1.185	1.600	1.264
Avderød	1.102	156	1.185	1.600	1.236
Karlebo	1.386	332	1.185	1.600	1.265
Lønholt	587	223	1.185	1.600	1.299

For at der skal være incitament for boligejerne til at indgå i et projekt, skal der være en besparelse på varmeprisen i udsigt. Derfor er den vægtede pris reduceret med 10 %, hvilket dermed udgør det absolutte prisloft ved etablering af ny forsyning.

8.4.3 Etablering af nyt kollektivt produktionsanlæg

Omkostninger ved etablering af et nyt kollektivt forsyningsanlæg vil typisk udgøres af følgende elementer:

- Produktionsanlæg inkl. evt. brændsels- / askehåndtering, brændselslager mv.
- Lagertank for varme
- Distributionsnet og stikledninger
- Bygning for produktionsanlægget
- Grundareal for solvarme / jordvarmeslanger
- Brugeranlæg og tilslutninger
- Projektering og rådgivning
- Tilsyn
- Uforudsete omkostninger

I det følgende vil vi kort gennemgå de enkelte elementer.

Investeringer i distributionsnet og stikledninger

Investeringer i distributionsnet og stikledninger har stor betydning på de samlede omkostninger, med er samtidig er forbundet med en større usikkerhed. Omkostningerne vil være de samme uanset valgt kollektiv forsyningsform. De endelige anlægsomkostninger afhænger af en mængde faktorer, bl.a.

- Hvorvidt alle boliger tilsluttes på samme tidspunkt (høj grad af standardisering, færre startomkostninger)
- Hvilket materiale kan anvendes til rørledninger – betydning for prisen
- Hvorledes opbygges distributionssystemet (fra hus til hus eller via private og kommunale veje)
- Hvornår arbejdet bliver udbudt (i perioder hvor entreprenører har rigeligt arbejde, ligger priserne højere)

I nedenstående tabel 8-19 er vist anlægsomkostninger til distributionsledninger og stikledninger til forsyning af områderne baseret på Rambøll planlægningspriser, hvor der ikke er særlige hensyn taget (ubefæstet). Med forudsætninger om en afskrivningsperiode på 25 år, en realrente på 5 % p.a. og et skønnet tab i distributionssystemet på 20 %, er anlægsomkostningernes bidrag i varmeprisen beregnet.

Tabel 8-19: Investeringer i distributionsnet og stikledninger

Investeringer i distributionsnet og stikledninger			
	Anlægsomkostning	Varmesalg	Bidrag i varmepris inkl. varmetab
	1000 kr.	MWh	Kr./MWh
Vejenbrød	6.300	1.330	417
Avderød	3.500	1.258	245
Karlebo	8.700	1.718	449
Lønholt	4.100	810	454

Anslåede omkostninger til brugeranlæg

Det er væsentligt med en mere detaljeret analyse af, hvorvidt det er muligt at koble kunderne direkte på fjernvarmesystemet uden at installere ny varmeveksler. Såfremt en varmepumpe skal indgå som en del af varmforsyningen, er effektiviteten heraf særdeles afhængig af netop temperaturerne i systemet. Analysen er imidlertid holdt udenfor nærværende energiplan.

I beregningerne indgår ikke omkostninger til vekslerinstallation.

Endvidere indgår ikke omkostninger til interne installationer for elkunder idet det er forudsat, at omkostningerne modsvarer værdistigningen af boligen.

Produktionsanlæg

Af oplagte produktionsmuligheder er:

1. Forsyning med solvarme suppleret med 2 stk. biomassekedler
2. Forsyning med kollektiv jordvarmepumpe med backup af biomassekedler
3. Forsyning alene med biomassekedler

De maksimale fremløbstemperaturer for en jordvarmebaseret varmepumpe vil ligge på 55-60 °C, hvilket er i underkanten i vinterperioden. Der er derfor et behov for at øge temperaturen med biomassekedlerne.

Uanset valg af forsyningsform, er produktionsanlæggene nødt til at være suppleret med backup i tilfælde af tekniske problemer med ét af anlæggene. Backup anlægget fungerer samtidig som

supplerende forsyning i vinterperioden. Solvarmealternativet bør indeholde to biomassekedler til backup, idet de vil udgøre den eneste produktion i vinterperioden.

Endvidere bør anlægget være forsynet med et varmelager af en passende størrelse.

Vi har foretaget en overordnet vurdering af den nødvendige kapacitet, hvilken er anført i følgende tabel:

Tabel 8-20: Nødvendig kapacitet for produktionsanlæg

Nødvendig kapacitet for produktionsanlæg			
	Maks forbrug (MWh)	Maks. effektbehov korrigeret for nettab (kW)	Solfangerareal (m ²)
Vejenbrød	1.330	477	550
Avderød	1.258	451	500
Karlebo	1.718	616	700
Lønholt	810	290	350

I udlægningen af anlægget er anvendt et skønnet ledningstab på 20 % samt en benyttelsestid på 3.000 timer.

Solfangerne udlægges således at arealet er tilstrækkeligt stort til at dække ca. 20 % af det årlige forbrug.

Der regnes med følgende nøgletal for bestemmelse af etableringsomkostninger for produktionsanlæggene:

Omkostninger til varmepumper udgør 5.000 kr./kW
 Omkostninger til biomassekedler udgør 2.000 kr./kW
 Omkostninger til solvarmepaneller udgør 4.000 kr./m² solfangerareal

Tabel 8-21: Overslag på anlægsomkostninger for produktionsanlæg

Overslag på anlægsomkostninger i 1000 kr.			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3
Vejenbrød	4.200	3.400	2.000
Avderød	3.900	3.200	1.900
Karlebo	5.300	4.400	2.500
Lønholt	2.600	2.100	1.200

Anlægsomkostningerne kan reduceres svarende til værdien af de energisparepoint man opnår ved konverteringen, men den samlede værdi heraf er begrænset.

I alternativet med varmepumpe er ikke indregnet eventuelle omkostninger til grundareal for varmeslangerne.

Vejenbrød er placeret i en afsnit på ca. 1.000 meter fra Nivå, og anlægsomkostningerne ved etablering af produktionsanlæg, bør derfor sammenlignes med eksempelvis en forsyningsledning fra Nivå. Dette er ikke gjort i nærværende beregninger.

Bygning der kan indeholde anlægget

Pris for etablering af en bygning til anlægget kan overslagsmæssigt sættes til 10.000 kr./m². Der regnes med samme bygningsstørrelse for de 3 scenarier. Med en skønnet bygningsstørrelse på 150 m², udgør bygningsomkostningerne ca. 1.500.000 kr.

Distributionsledninger, lagertank

De samlede omkostninger til distributionsledninger, stikledninger og lagertank er estimeret til følgende:

Vejenbrød, 7,0 mio. kr.

Auderød, 3,6 mio. kr.

Karlebo, 8,8 mio. kr.

Lønholt, 4,2 mio. kr.

Rådgivningsandel, uforudsete

I omkostningerne indgår 20 % til dækning af rådgivning og uforudsete.

Beregningsresultater

Beregningerne har generelt vist, at mens varmeprisen i alternativ 1 og alternativ 3 ligger på samme niveau, ligger varmeprisen for alternativ 2 (varmepumpeløsningen) 30-40 % højere.

Resultaterne er vist i følgende tabel 8-22:

Tabel 8-22: Faste og variable omkostninger ekskl. moms

Overslag på faste og variable omkostninger til varme i kr./MWh ekskl. moms			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3
Beregnet pris Vejenbrød	1.150	1.450	1.040
Beregnet pris Auderød	960	1.270	860
Beregnet pris Karlebo	1.140	1.450	1.030
Beregnet pris Lønholt	1.280	1.580	1.163

Sammenholdes ovenstående resultater i tabel 8-22 med referenceprisen i tabel 8-17 ses det, at mens den varmepris der kan beregnes for Auderød ligger på ca. 70 % af referenceprisen (860 / 1.236), ligger andelen for de øvrige tæt på 90 %. Det skal bemærkes, at der ikke indgår omkostninger til brugeranlæg i anlægsomkostningerne idet det forudsættes, at kunderne tilsluttes direkte. I Auderød er der registeret 7 boliger med elvarme. Regnes omkostninger til interne installationer på 70.000 pr. bolig, bliver der samlede de samlede meromkostninger på 0,5 mio. kr. og dermed øges prisen for varme fra 860 kr./MWh i alternativ 3 til 900 kr./MWh, hvilket stadig er langt under referenceprisen.

8.4.4 Konklusioner for landområderne

- Beregningerne underbygger at det vil være fornuftigt, at foretage en detaljeret kortlægning af områderne i landzonen med henblik på kollektiv forsyning. For de områder hvor vi har gennemført beregninger, er der en fordel i forhold til kundernes nuværende omkostninger til varme. Specielt ser økonomien for Auderød fornuftig ud.
- Generelt viser beregningerne, at det med de gældende forudsætninger er svært at skabe økonomi i en løsning med kollektive varmepumper set i relation til solvarme og biomassekedler. Der er forudsat en elpris svarende til den nuværende købspris fra DONG, dog eksklusive afgifter. Ideelt set, bør varmepumpen løbende optimere produktionen sammen med biomassekedlen, således at den alene er i drift, når elpriserne er lave, hvilket dog kræver en timebaseret elafregningsmåler. I forhold til elprisen eksklusive afgifter, ligger prisen for biomasse 4-5 gange lavere.
- Endvidere skal der i dag betales afgifter for forbruget af el. Afgiftsstrukturen er i dag ikke hensigtsmæssig, idet afgifter er pålagt den producerede varme (og ikke det anvendte elforbrug), hvilket ikke giver incitament til at investere i mere effektive varmepumper.
- Både eksisterende elopvarmede boliger såvel som boliger med oliebaseret varmeforsyning, vil opnå varmepriser lavere end deres referencepris, såfremt der etableres kollektive løsninger baseret på biomasse eller solvarme.
- Ved varmepumpeløsningen overstiger elkundernes samlede omkostninger deres nuværende referencepris. For Auderød ligger den beregnede varmepris ved varmepumpeløsningen dog på niveau med referenceprisen.
- Pt. er der ikke er afgifter ved produktion baseret på biomasse. Dette ser dog ud til at ændre sig, såfremt Regeringens forslag til klimaplan bliver udmøntet i et energiforlig og hvor dette punkt er fastholdt. Dermed vil fordelene formentlig blive udhulet ved produktion på biomasse, og alene kollektive forsyningsanlæg baseret på solvarme vil være fordelagtige.
- Med den nuværende afgiftsstruktur er alternativerne baseret på sol og biomasse stort set ligeværdige. Såfremt biomasse pålægges afgifter og solvarme stadig friholdes, må vi forvente, at kollektive solvarmeanlæg vinder mere frem – også i landdistrikterne. Dog vil alternativet hertil stadig være individuelle solvarmeanlæg der dog er noget dyrere i anskaffelse, men hvor der ikke skal investeres i kollektive fordelingsanlæg.
- Det er en del af Regeringen energistrategi 2050 og endvidere en del af Klimakommissionens rapport, at varmepumper skal vinde indpas i fjernvarmesystemerne, således at overskydende elproduktion kan afsættes i fjernvarmesystemerne. Med den nuværende afgiftsstruktur, vil der næppe ske en større udbygning med store varmepumper, hvilket reducerer fordelene ved en større udbygning af vindenergien. Vi må således forvente, at afgifterne på sigt bliver ændret til fordel for varmepumperne. I Regeringens energistrategi 2050, er der afsat midler til storskala demonstration og markedsmodning af bl.a. store varmepumper.

9. VIRKNINGER AF TILTAG

9.1 Emissioner på varmeside

Vi har foretaget en beregning af emissionerne i dag sammenholdt med de emissioner der kan forventes, såfremt anbefalingerne fra rapporten gennemføres.

På baggrund af varmegrundlaget som anført i tabel 6-1, er emissionerne fra varme beregnet til følgende:

Tabel 9-1: Emissioner fordelt på forsyningsart

Emissioner fordelt på forsyningsart – alle bygninger (tons)							
Nr.	Kategori		Fjv/blok-varme	El	Olie	Naturgas	Øvrige
1	Uden for byer	Fredensborg	0	3.267	9.059	1.290	-
2	Uden for byer	Hørsholm	0	1.021	3.361	2.700	-
3	Fredensborg	Fredensborg	3.037	3.365	3.340	11.387	-
4	Humblebæk	Fredensborg	2.627	2.510	2.473	11.006	-
5	Nivå	Fredensborg	4.627	379	632	2.182	-
6	Hørsholm	Hørsholm	3.179	2.312	7.548	10.262	-
7	Hørsholm	Rudersdal	527	91	53	927	-
8	Kokkedal	Fredensborg	1.653	2.087	1.660	5.089	-
9	Kokkedal	Hørsholm	134	66	757	2.042	-
10	Vallerød	Hørsholm	14	817	4.071	8.797	-
	TOTAL		15.798	15.914	32.953	55.682	
	Andele		13 %	13 %	28 %	46 %	

Der er ikke foretaget beregningerne af kategorien "Øvrige" idet varmeandelen fra eksempelvis varmepumper, brændeovne og øvrige produktionsformer ikke er nærmere specificeret.

Beregningerne er baseret på følgende forudsætninger:

- Der er ikke indregnet emissioner fra affaldsbaseret varme
- Varme der leveres fra Helsingør Kraftvarmeværk er produceret med et forhold mellem el- og varmeproduktionen på 1,0, hvilket ligger til grund for fordeling af brændslet. Derudover påregnet 90 % i virkningsgrad for anlægget
- Der er antaget en andel af naturgasbaseret kraftvarme til Nivå på 60 % og til Hørsholm og Kokkedal på 20 %
- For emissioner fra elvarme indgår en gennemsnitlig CO₂ emissionsfaktor i 2010 på 460 kg/MWh
- Der er regnet med virkningsgrad på 85 % for oliekedler og 90 % for gaskedler

Tabel 9-1 angiver alene emissionerne på varmesiden. En stor fordel ved fjernvarmeforsyningen er, at varmen produceres i samproduktion med el. Idet elproduktionen i det overordnede el-system løbende følger efterspørgselen efter el, er øvrige (mindre økonomiske) anlæg nødt til at reducere elproduktionen, når der sker samproduktion af el og varme på eksempelvis Helsingør Kraftvarmeværk. En stor andel af den el der fortrænges er kulbaseret og med en ringere udnyttelse af brændslet. Dermed bliver reduktionen i emissioner ganske betydelig.

Det er bemærkelsesværdigt, at ca. 40 % af emissionerne stadig er baseret på olie- og elopvarmning generelt, mens andelen i landzonen ligger på ca. 80 % (hvor der dog ikke er indregnet varmeproduktion baseret på varmepumper, brændeovne mv.)

Idet det kan være svært konvertere de individuelle områder, har vi følgende tabel 9-2 udarbejdet en opgørelse over emissionerne opdelt i byområder eksklusive individuel forsyning, og med den individuelle forsyning anført separat. Opdelingen hjælper med at give et bud på reduktionerne over en vis tidshorisont.

Tabel 9-2: Emissioner individuelle områder

Emissioner (CO₂) i tons			
	Emissioner eksklusive individuelle områder	Emissioner individuelle områder	Andel individuel
Landzonen	20.698	0	0 %
Hørsholm inkl. Vallerød	8.076	28.922	78 %
Kokkedal (F+H)	9.165	7.897	46 %
Fredensborg by	17.030	4.098	19 %
Humblebæk	10.974	7.642	41 %
Nivå	6.087	1.733	22 %

9.2 CO₂ reduktioner ved at gennemføre tiltag

Hastigheden hvorved emissionerne reduceres i landzonen er afhængig af indholdet af en endelig politisk aftale. I Regeringens klimastrategi 2050 er det foreslået, at oliefyr ikke skal være tilladt fra 2017. Såfremt forslaget bliver indarbejdet i et endeligt energiforlig, vil der ske en betydelig udskiftning af oliefyr i landzonen inden 2017 og inden for en 10 årig periode antages alle oliefyr at være udfaset. Erstatningen for oliefyr vil primært være baseret på varmepumper idet de umiddelbart kan dække hovedparten af varmebehovet. Der må forventes en konvertering af de elopvarmede boliger, men der er tale om relativt store investeringer og indgreb i den enkelte bolig. Dermed påregnes alene, at ca. 50 % boligerne udskifter deres forsyning inden for 10 år. De boliger med naturgas som opvarmningsform i udkanten af landområderne, forventes at fastholde deres nuværende varmeforsyning.

For Fredensborg by påregnes, at der inden for de nærmeste år etableres et sammenhængende fjernvarmesystem baseret på sol og biomasse til forsyning af de største kunder. Inden for en 10 årig periode antages det, at Fredensborg by tilsluttes de store fjernvarmetransmissionssystemer og at forsyningen herfra er baseret på CO₂ neutrale brændsler. Dermed er det realistisk, at emissionerne reduceres med 95 % for de kunder der er tilsluttet fjernvarmen og at fjernvarmen inden for 10 år dækker mere end 50 % af varmebehovet i Fredensborg.

For Hørsholm by inkl. Vallerød kommer næsten 80 % af emissionen fra de store primært individuelle områder. Fjernvarmen er i forvejen i meget stor udstrækning baseret på affaldsbaseret varme. Skal CO₂ emissionen på varmesiden reduceres er det således helt afgørende, at der findes en metode til slutte disse områder til fjernvarmen. Antages at område 56 samt minimum ét af områderne 53 og 57, hvor alle 3 områder umiddelbart er de mest lovende efter figur 8-1, tilsluttes fjernvarmen over de næste 10 år, vil det give anledning til en reduktion i emissionerne på 15-20.000 tons årligt, svarende til en reduktion på 40-55 %.

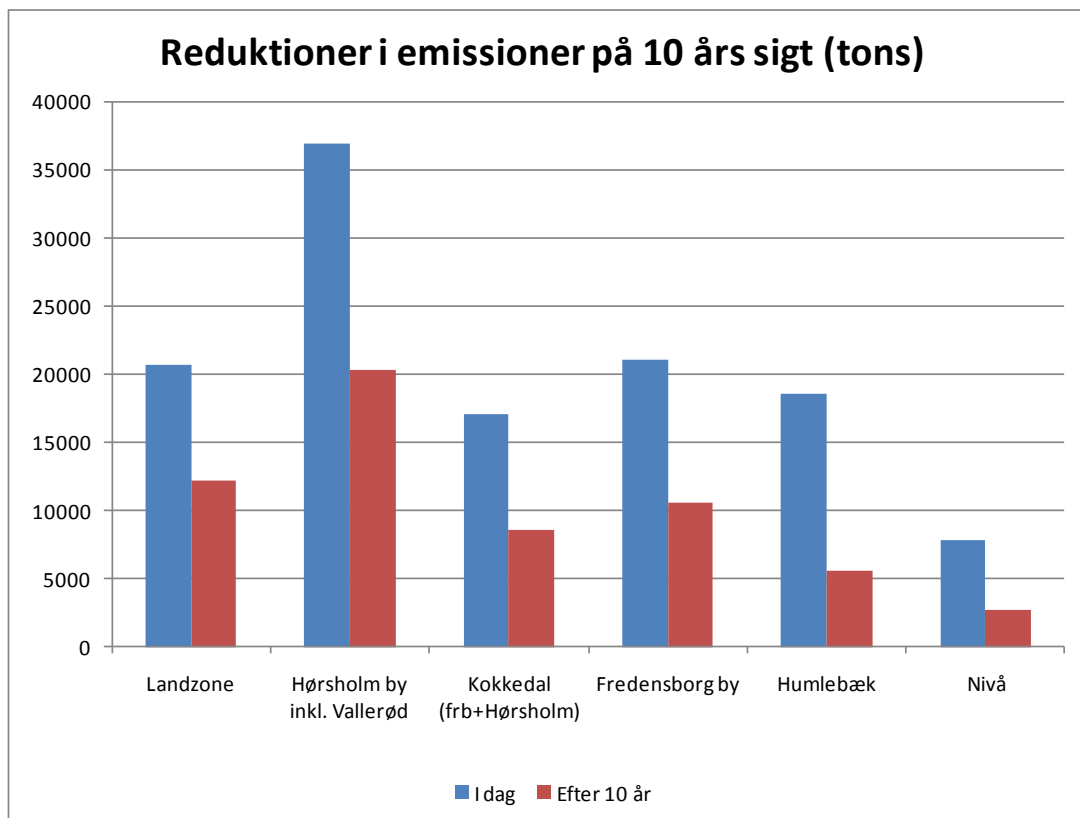
For Kokkedal kommer næsten 50 % af emissionerne fra individuel forsyning. En vis del af fjernvarme leveres fra Helsingør Kraftvarmeværk. Bliver forsyningen herfra omlagt til biomasse og bliver én af de individuelle områder omlagt til fjernvarme, kan emissionerne reduceres med ca. 8.000 tons svarende til ca. 50 %.

Konverteres de største bebyggelser i Humlebæk til fjernvarme, jf. det udarbejdede projektforslag fra Nordforbrænding, og tilsluttes min. ét af de individuelle områder over de næste 10 år, bliver emissionerne på varmesiden reduceret med 12-14.000 tons CO₂ årligt, svarende til en reduktion

på 65-75 %. Her er det igen forudsat, at kraftvarme på sigt er baseret på biomasse frem for naturgas.

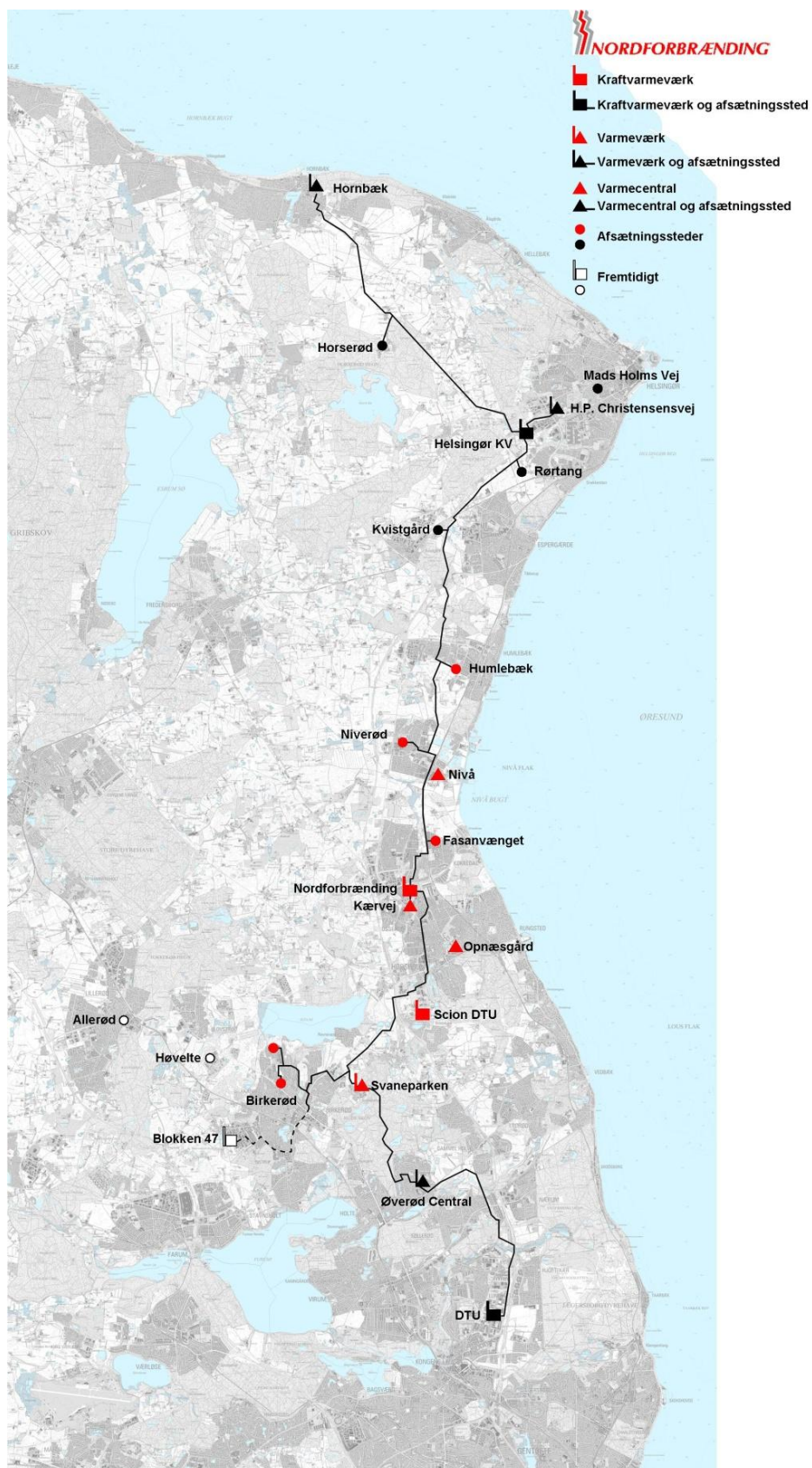
Nivå har i forvejen en stor andel fjernvarme. Derfor vil en omlægning af den gasbaseret kraftvarmeproduktion til biomasse, have stor indflydelse på emissionerne i Nivå. Antages at 90 % af den eksisterende fjernvarmen på et 10 års sigt bliver CO₂ neutral og antages at ét af de individuelle områder yderligere tilsluttes, er det muligt at reducere emissionerne med ca. 65 %

Ovenstående er sammenfattet i følgende figur:

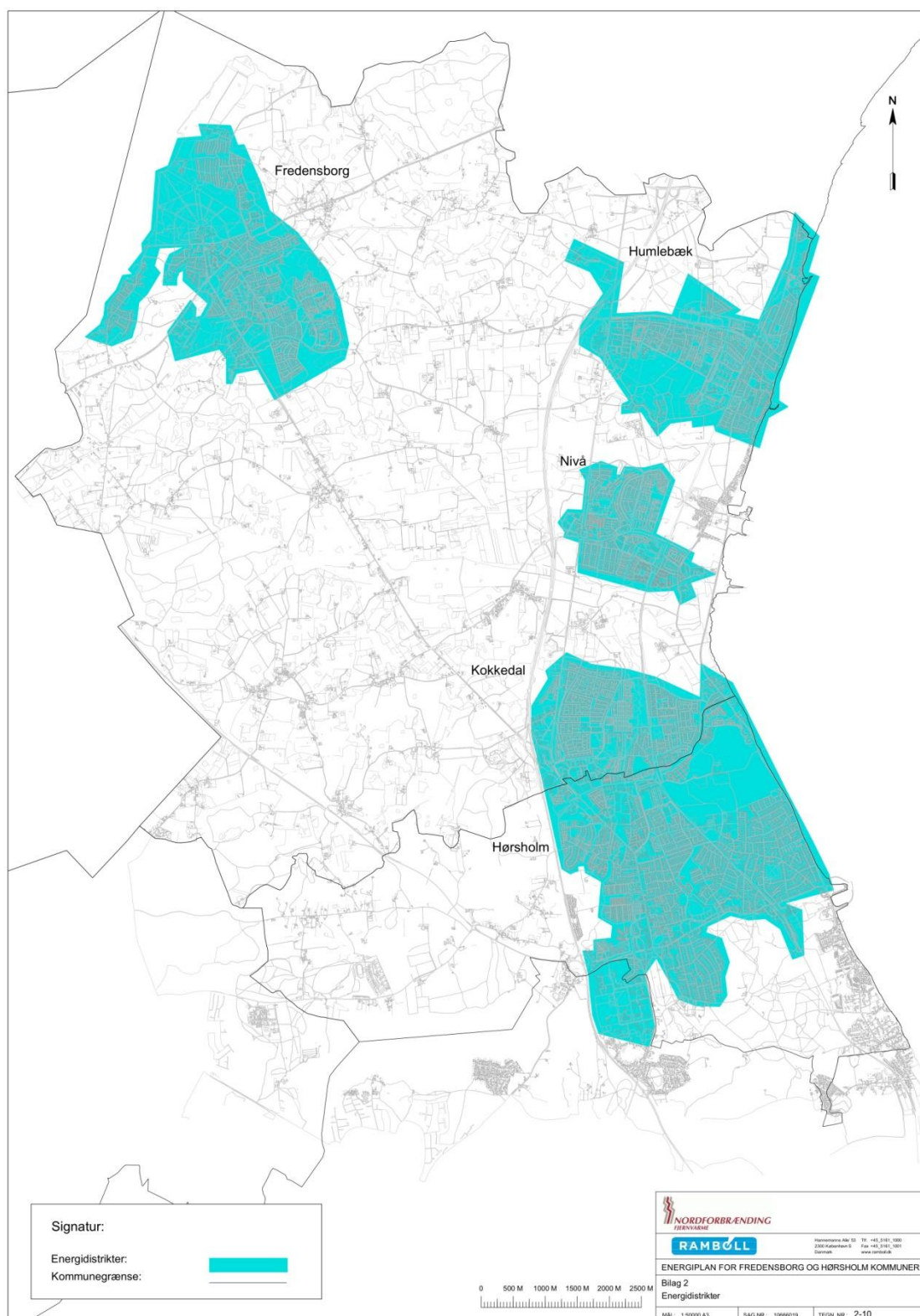


Figur 9-1: Mulige reduktioner i emissioner på 10 års sigt

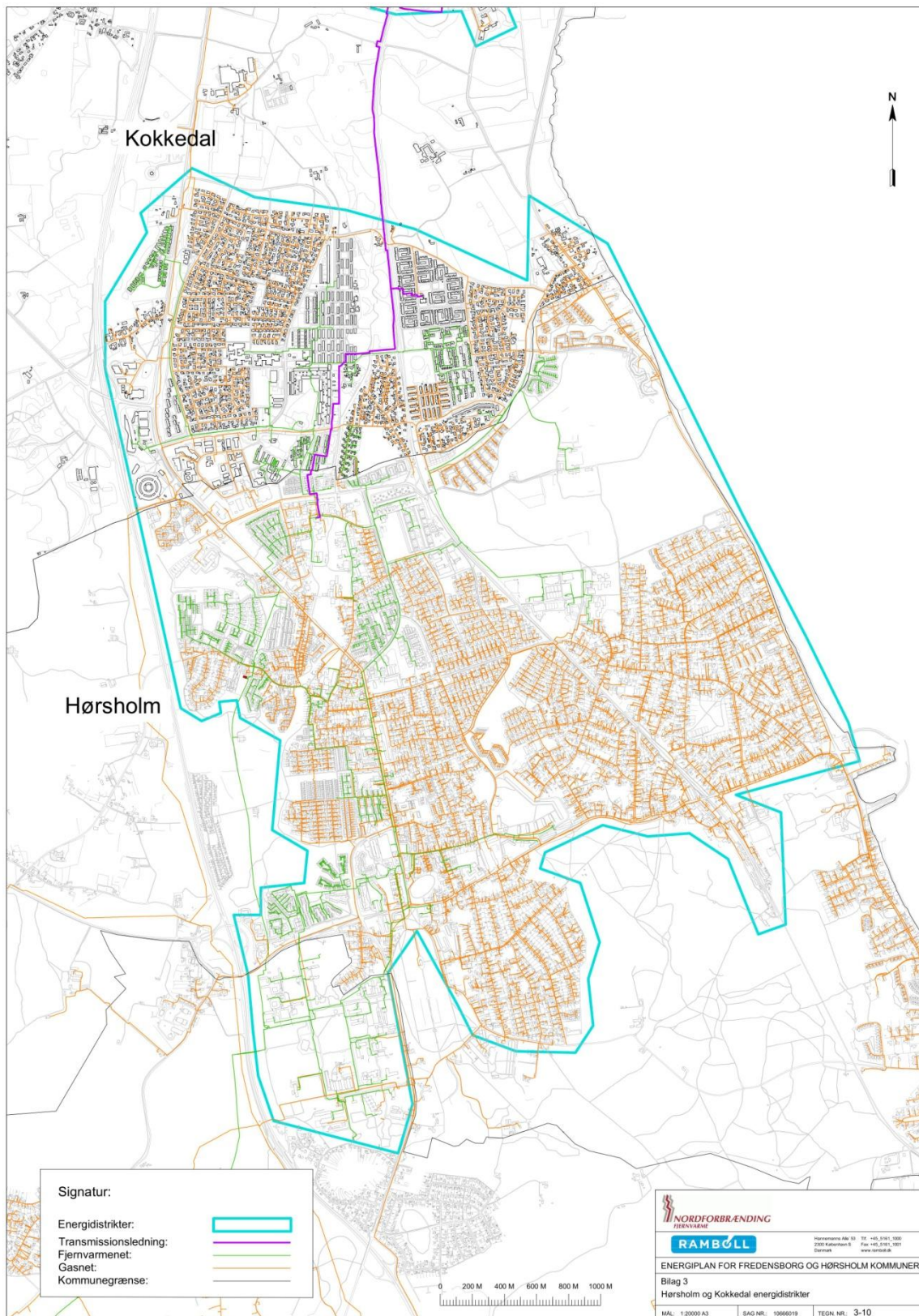
BILAG 1 NORDFORBRÆNDINGS FORSYNINGSOMRÅDE



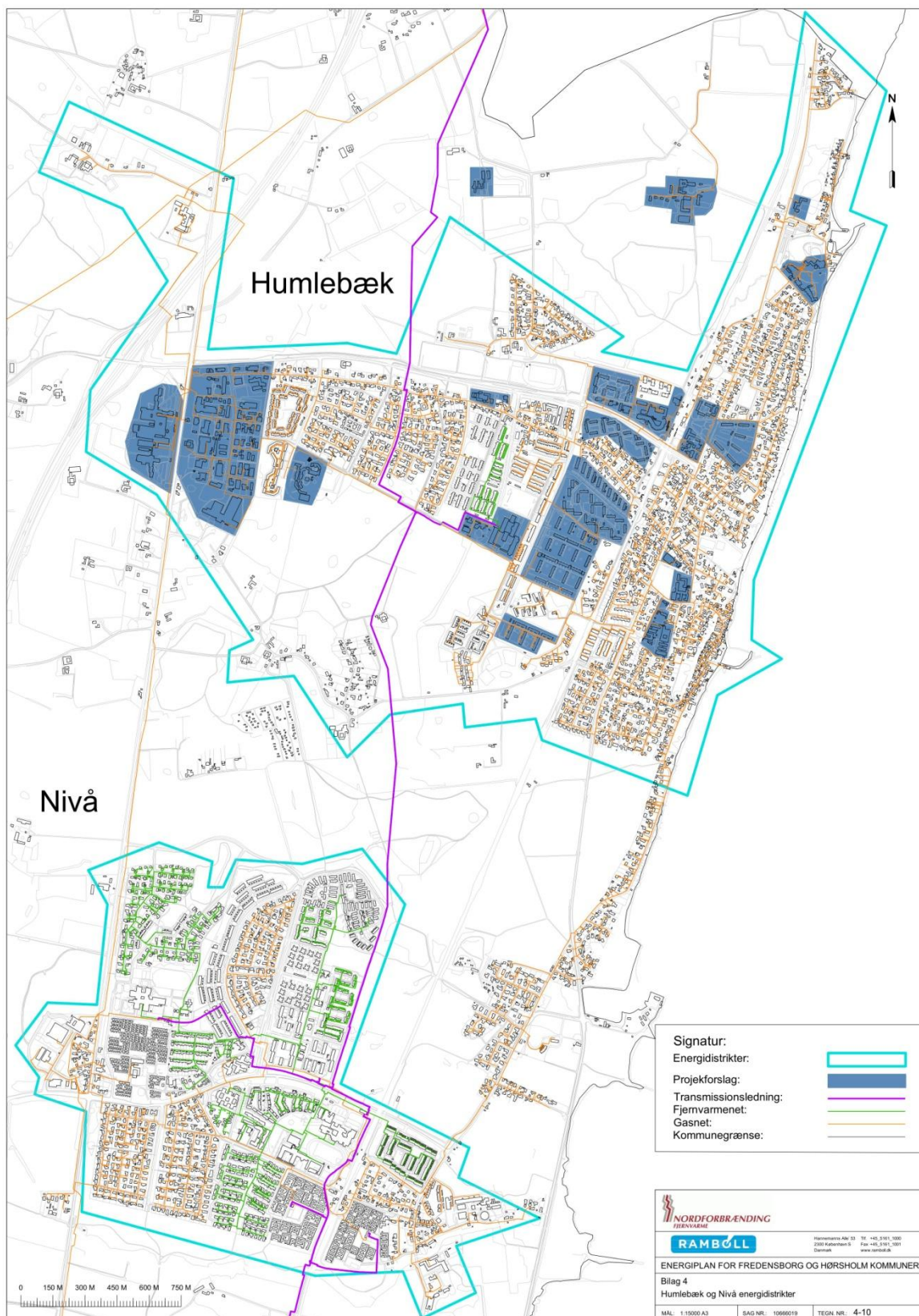
BILAG 2 OVERSIGT OVER ENERGIDISTRIKTER



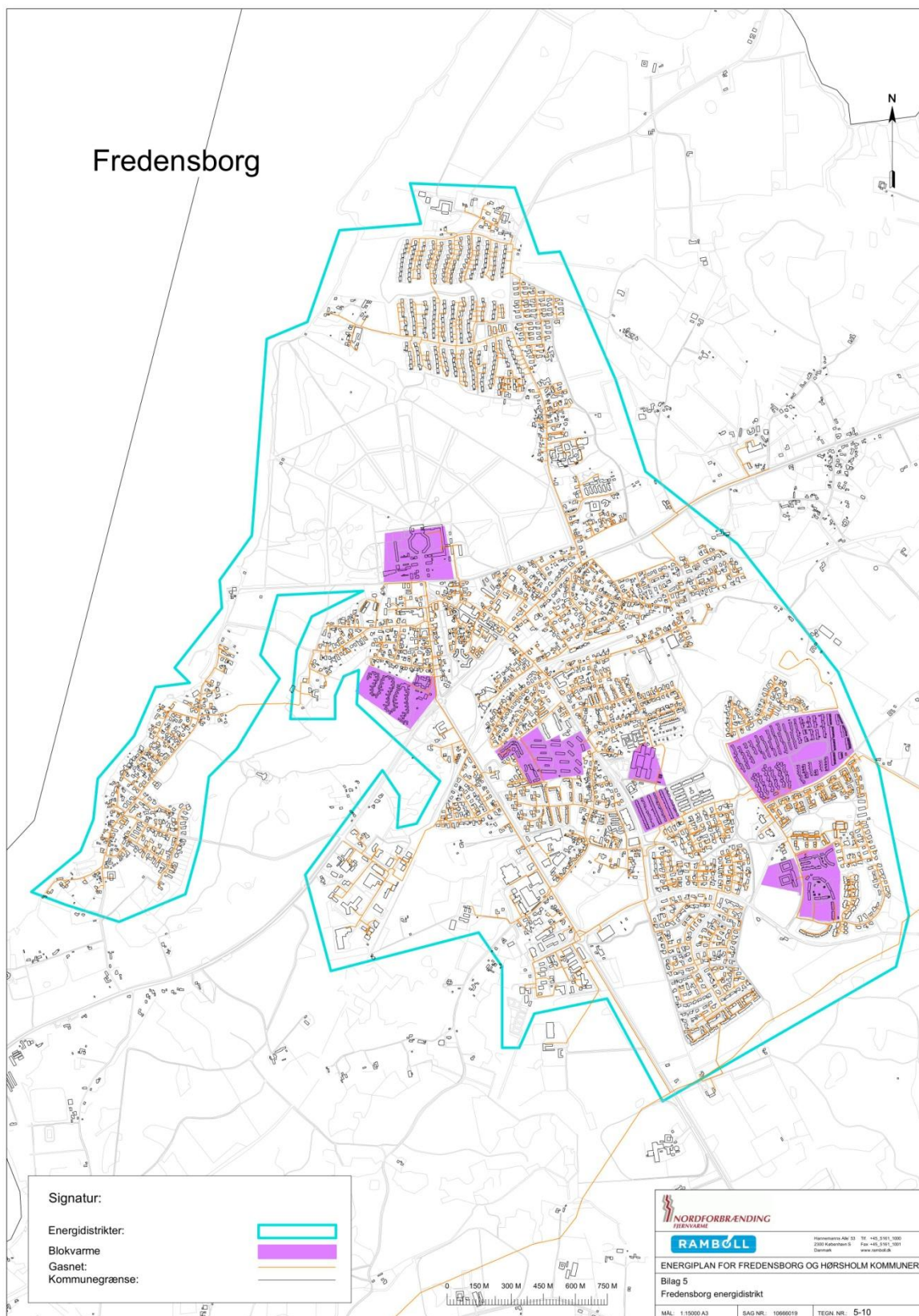
BILAG 3 ENERGIDISTRIKT HØRSHOLM



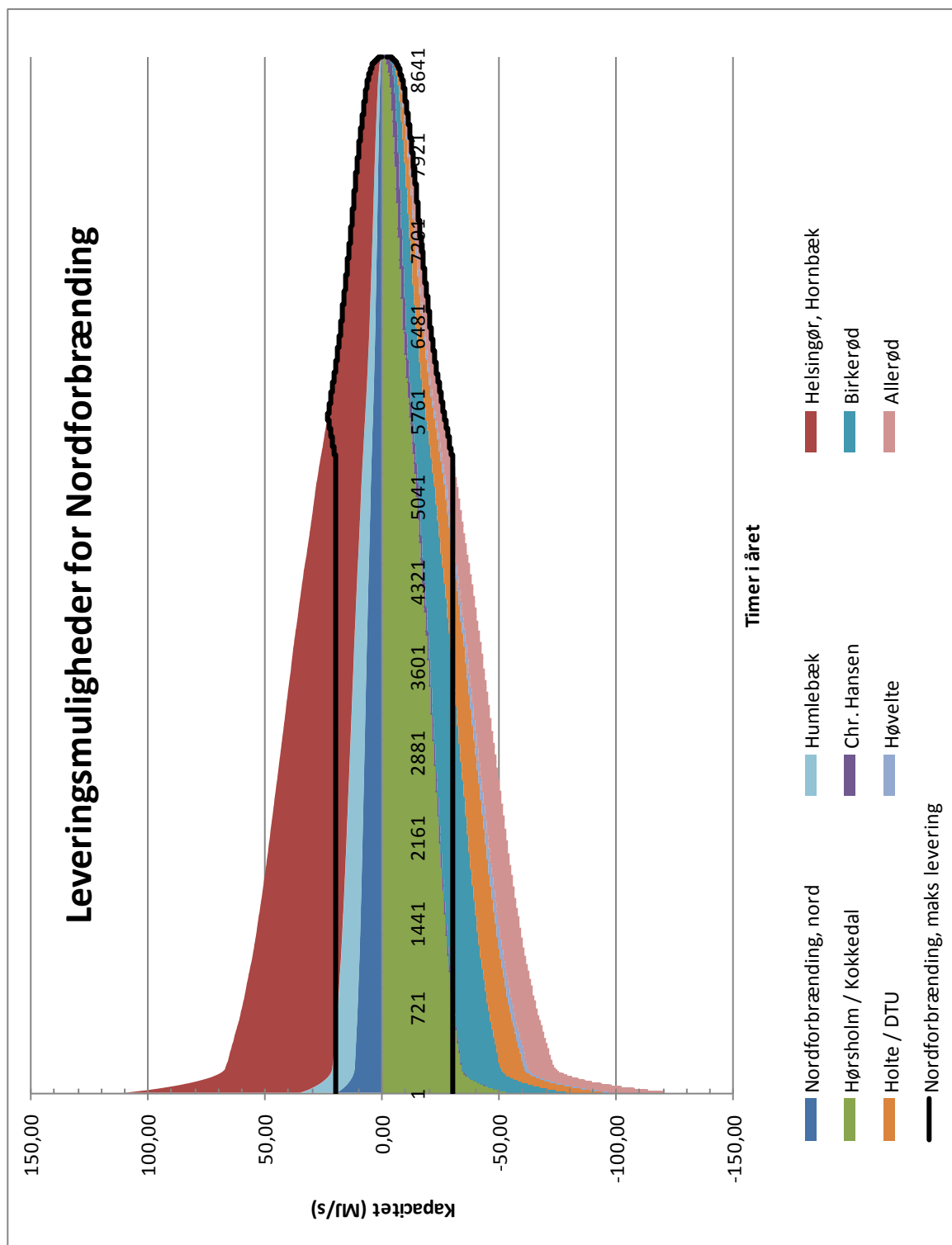
BILAG 4 ENERGIDISTRIKTER HUMLEBÆK OG NIVÅ



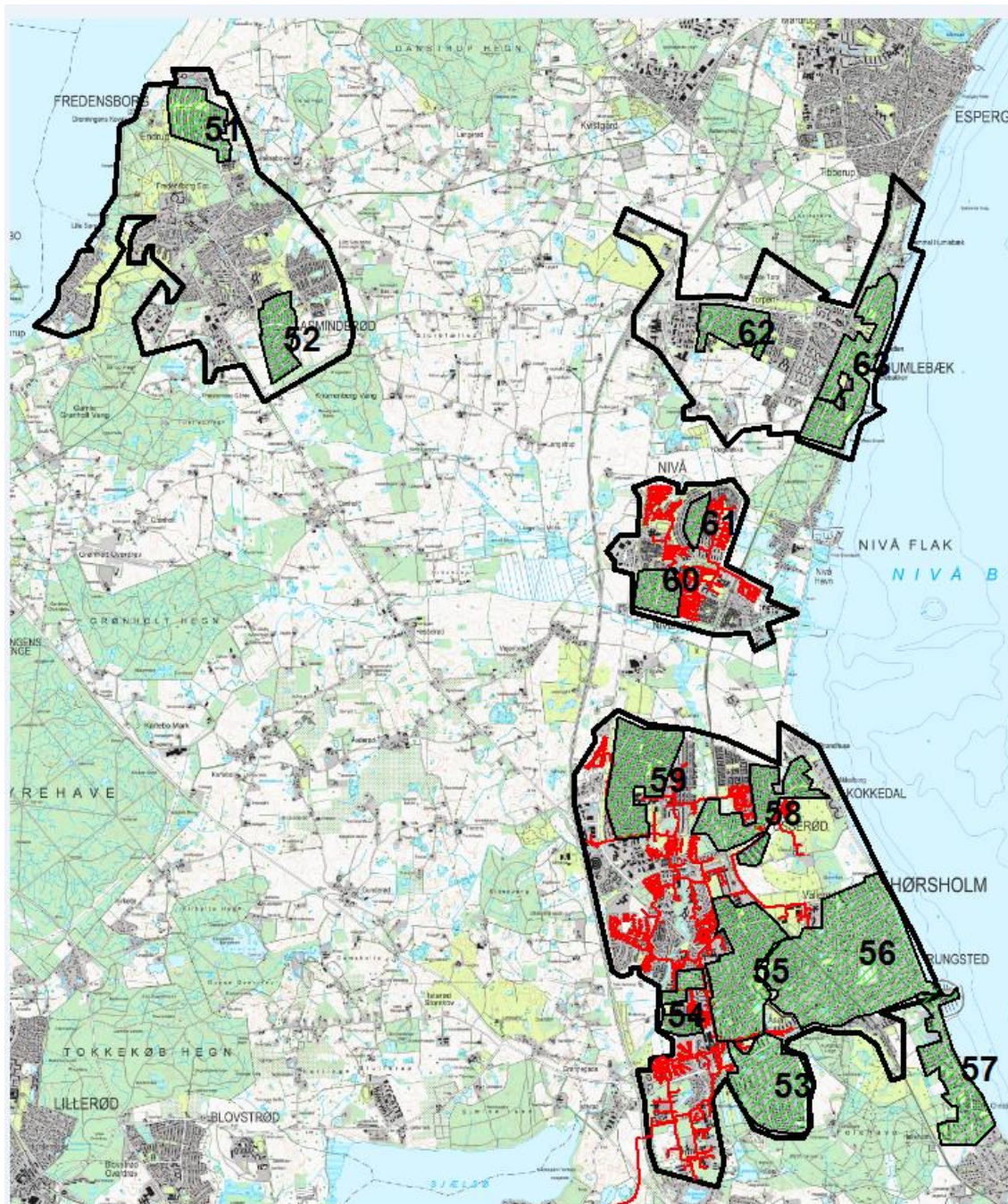
BILAG 5 ENERGIDISTRIKT FREDENSBORG



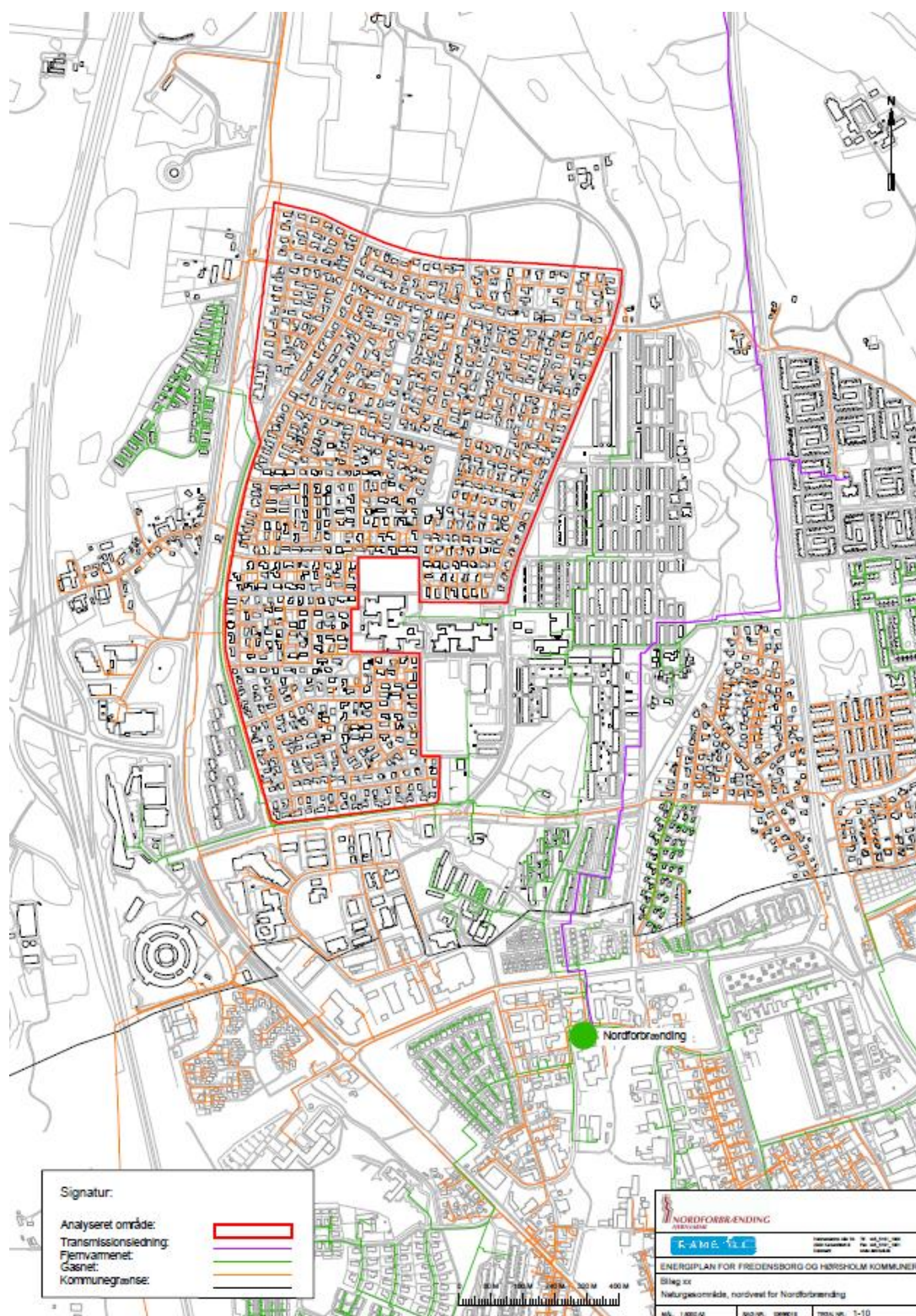
BILAG 6 VARIGHEDSKURVE



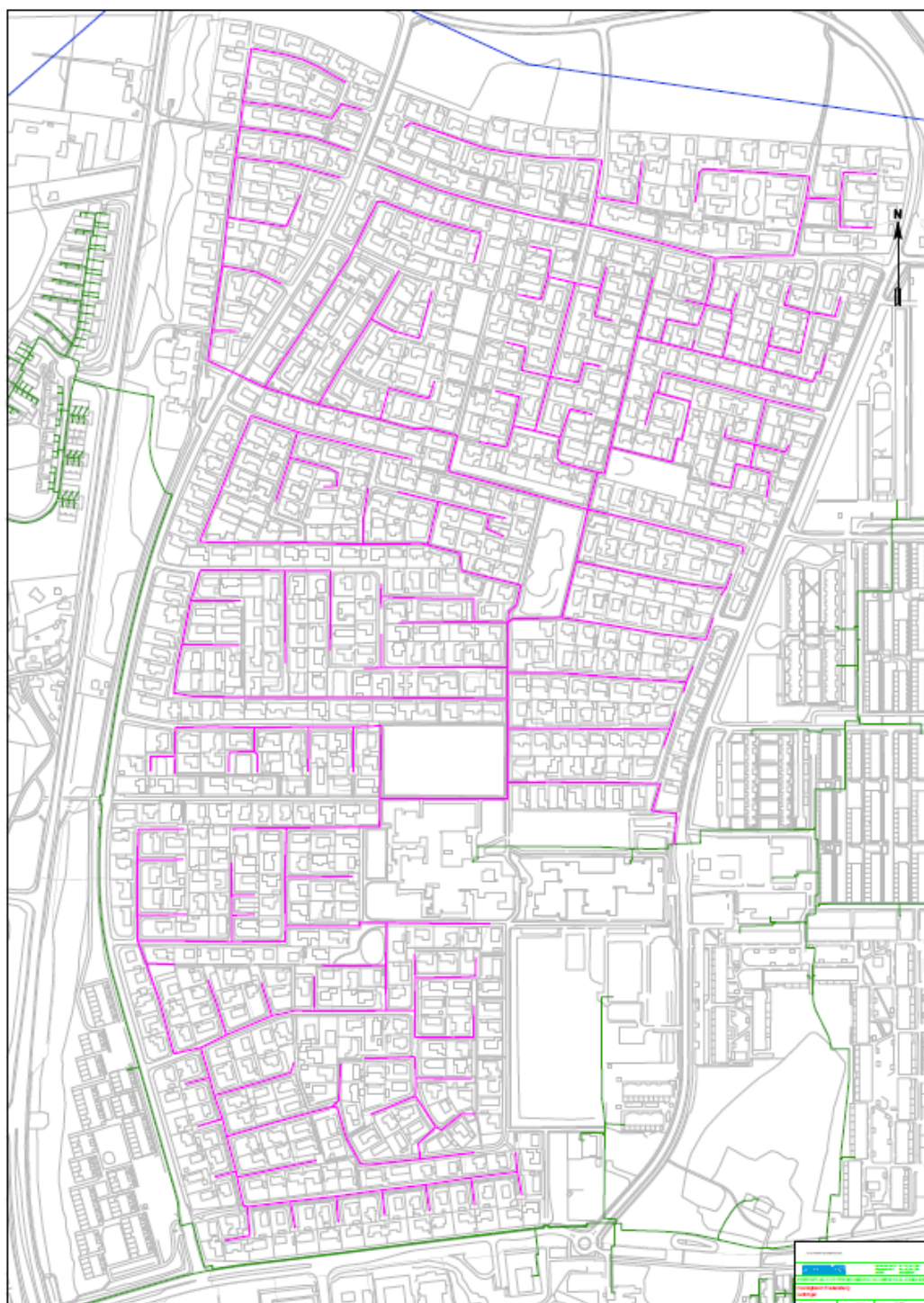
BILAG 7 INDIVIDUELT FORSYNEDE OMRÅDER



BILAG 8 INDIVIDUELT FORSYNET OMRÅDE 59



BILAG 9 OMRÅDE 59. DISTRIBUTIONSLEDNINGER



BILAG 10 OMRÅDE 59. DISTRIBUTIONSLEDNINGER. ELOPVARMEDE BOLIGER



BILAG 11 FORBINDELSE MELLEM TRANSMISSIONSSYSTEMER



BILAG 12 FJERNVARMESAMARBEJDER I HOVEDSTADSREGIONEN

