

Gas i industrielle processer

Mulige konsekvenser af stigende transporttariffer

**Projektrapport
September 2016**

RAPPORT

Gas i industrielle processer

Mulige konsekvenser af stigende transporttariffer

Jonas Hoen

Titel : Gas i industrielle processer – Mulige konsekvenser af stigende transporttariffer

Rapport kategori : Projekt rapport

Forfatter : Jonas Hoen

Dato for udgivelse : 13. september 2016

Copyright : Dansk Gasteknisk Center a/s

Sagsnummer : 741-14; H:\741\14 Gas i industruelle proc\Rapport\Gas i industrielle processer_final.docx

Sagsnavn : Gas i industrielle processer

ISBN : 978-87-7795-399-6

Indholdsfortegnelse	Side
1 Konklusion.....	2
2 Indledning	3
3 Metode	4
3.1 Anvendt analysemetode.....	4
4 Anvendte data	6
4.1 Energifriser og transporttariffer mv.	6
4.2 Fremtidens transporttariffer for naturgassen.....	7
4.3 Anlægspriser og virkningsgrader.....	8
5 Investeringsresultater	9
5.1 Indledende analyse.....	9
5.2 Forrentning.....	11
5.2.1 Scenarie B	12
5.2.2 Scenarie E.....	15
5.2.3 Scenarie F.....	20
6 Bibliografi	24

Bilag

Bilag A: Priser

1 Konklusion

Denne rapport har til formål at afklare mulige konsekvenser af stigende transporttariffer i naturgasnettet. En sådan stigning kan blive resultatet af faldene gassalg. I afklaringen er der taget udgangspunkt i forskellige forbrugsscenarier holdt op mod energipriser med stigende transporttariffer.

Den overordnede konklusion er alt andet lige, at stigende transporttariffer ikke umiddelbart har betydning for naturgassens konkurrenceevne. Derfor vil konvertering – hvor det kan betale sig – ske uafhængigt af stigende transporttariffer. Konkret vurderes energiomstillingen at ske med industrier, hvor det er muligt at anvende elvarmepumper eller at konvertere til flis, jf. delafsnit 5.2. Derimod kan det ikke betale sig at omstille/konvertere til el for scenarier, hvor energiudnyttelsen/effektiviteten er den samme eller tilsvarende.

Det er ikke undersøgt, hvorledes investeringsscenarierne ser ud, hvis det installerede gasanlæg skal udskiftes i forvejen. Et udskiftningsscenarie vurderes umiddelbart ikke til at have nogen konkret betydning, jf. forbrugsbesparelserne i Figur 5.1.

2 Indledning

Denne rapport er en fortsættelse af det tidligere arbejde, hvor industriens muligheder for at konvertere fra gasforbrugende apparater til enten el eller biomasseanlæg blev klarlagt. I nærværende rapport fortsættes arbejdet med henblik på at afklare betydningen af de mulige stigende transporttariffer på naturgassen.

Rapporten undersøger incitamentet for de forskellige industrisegmenter til at konvertere til enten el eller biomasse ved at undersøge forrentningen af de krævede investeringer. Analysen inkluderer derfor såvel investerings- som løbende energiomkostninger for industrien, simplificeret i forskellige overordnede scenarier.

Investeringsanalysen vil tage udgangspunkt i to investeringsscenarier:

1. At skifte fra naturgas til enten el eller biomasse og derved påtage sig de hertil hørende investeringsomkostninger.
2. At forblive naturgasforbruger med de deraf følgende stigende omkostninger, men undgå ovenstående investeringsomkostninger

Der vil i analysearbejdet tages udgangspunkt i følgende tekniske anvendelsessegmenter:

- Gaskaloriferer og rumvarmere (ikke vandbårne)
- Produktion af varmt procesvand eller damp
- Hedtolieanlæg
- Sort eller infrarød stråling (IR)
- Lavtemperaturproces < 600 °C
- Højtemperaturproces > 600 °C
- Flammeprocess
- Fødevarer og landbrug i øvrigt (omfatter fx bageovne og tørring)

Målsætningen for rapporten er at belyse, hvilke investeringssegmenter der omfattes af de stigende transporttariffer, og samtidig klarlægge, hvilke investeringsscenarier der er særlig relevante for en *fremtidig* konvertering.

3 Metode

Til investeringsanalyserne er der en række faktorer eller parametre, som nødvendigvis må/skal afklares, hvor de mest overordnede i analysearbejdet er opstillet nedenfor.

- Anlægsspecifikationer mv.
- Energipriser og transporttariffer mv.
- Det årlige energiforbrug og driftstiden
- Investeringshorisonten eller investeringens forventede minimumslevetid

Der vil i en virksomhedsaktuel investeringsbeslutning indgå en række andre faktorer end ovenstående. Analysearbejdet i nærværende rapport skal derfor alene ses som en belysning af konsekvenserne ved stigende transporttariffer og ikke som et led i en decideret beslutningsproces. De nævnte faktorer fastlægges med en vis usikkerhed, da der skal dækkes over mange forskellige anlægsinstallationer.

3.1 Anvendt analysemetode

I analysearbejdet benyttes den interne rentefods metode som instrument til at kvalificere, hvorvidt en konvertering til anden energikilde end naturgas er rentabel eller ej ved stigende transporttariffer. Metoden er valgt ud fra dens egenskaber med at klarlægge investeringens forrentning – den interne rente – hvor denne er rentabel, når den interne rente er større end virksomhedens givne kalkulationsrente. Fordelen ved metoden er, at kalkulationsrentefoden i denne sammenhæng ikke nødvendigvis bør kendes, hvilket løser problemer med evt. at fastsætte denne, som vil variere virksomhederne imellem. Derudover vil denne analysetilgang også belyse investeringernes simple tilbagebetalingstid, ved at den interne rente er nul.

For at anvende den interne rentefods metode skal de nævnte faktorer, med undtagelse af forrentningen, belyses. Heri er det samtidig interessant at få belyst, hvorledes forrentningen påvirkes af de forskellige faktorer, som fx investeringens forventede levetid/investeringshorisonten og investeringsomkostningen.

Det skal understreges, at den interne rentefods metode i sig selv ikke er tilstrækkelig i en given investeringsanalyse, da metoden ikke maksimerer formuen, men udelukkende forrentningen af investeringen. I dette tilfælde skal alene konsekvensen af stigende transporttariffer analyseres, hvilket gør metoden tilstrækkeligt retvisende.

4 Anvendte data

I de følgende delafsnit specificeres anvendte data i analysearbejdet, som dækker for faktorerne/parametrene benævnt i starten af afsnit 3.

4.1 Energipriser og transporttariffer mv.

Mht. de anvendte energipriser og transporttariffer tages der udgangspunkt i nutidspriser fundet på baggrund af årlige energiforbrug på hhv. 100.000 kWh og 50 mio. kWh, som repræsenterer små og store energiaftagende virksomheder. Energipriserne med de tilhørende relevante afgifter er præsenteret i nedenstående Tabel 4.1, og for en mere detaljeret redegørelse af prisernes indhold henvises til Bilag A.

Tabel 4.1 Energipriser ekskl. moms ud fra årligt fastlagt energiforbrug, kilder [1], [2], [3], [4] og [5]

Årligt forbrug	100 t. kWh	50 mio. kWh
Naturgas		
Pris ekskl. moms	49,72 øre/kWh	43,75 øre/kWh
Heraf transporttarif	6,11 øre/kWh	2,86 øre/kWh
Heraf energiafgift	19,65 øre/kWh	19,65 øre/kWh
El		
Pris ekskl. moms	169,97 øre/kWh	146,67 øre/kWh
Heraf elafgift	87,80 øre/kWh	87,80 øre/kWh
Træflis		
Pris ekskl. moms	-	17,46 øre/kWh
Træpiller		
Pris ekskl. moms	-	25,56 øre/kWh

Det skal pointeres, at de fremtidige energipriser og afgifter er ukendte, og at disse potentielt kan/vil ændre på konverteringsincitamentet – udover gassens transporttariffer, som undersøges her. Sådanne ændringer påvirker dog ikke direkte gassens transporttariffer, men derimod de samlede energipriser. Derfor vurderes det rimeligt at anvende nutidsenergipriser og –øvrige tariffer i følsomhedsanalysen af stigende transporttariffer for gassen.

Det vil i ovenstående Tabel 4.1 være muligt for energikilderne gas og el at opnå afgiftsreduktion efter anvendelsesformål – som proces, hvor energien indgår i produktionsprocessen, og rumopvarmning mv. for el. Afgiftsreduk-

tionen varierer efter kilde – gas og el – samt anvendelsesformålet og ses i nedenstående Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Muligheder for afgiftsreduktion efter anvendelse, kilde [6]

Energikilde	El	Gas
Procesformål	87,40 øre/kWh	18,03 øre/kWh
Varme mv.	49,8 øre/kWh	-

I nærværende rapport antages det generelt, at større anlæg/virksomheder anvender energien til procesformål, mens mindre anlæg/virksomheder anvender energien til rumvarme heri lagerhaller osv., hvorfor afgiftsreduktion konsekvent fratrækkes herefter i de endelige priser.

4.2 Fremtidens transporttariffer for naturgassen

Omkostningerne i gasinfrastrukturen er i stor grad uafhængige af den transporterede mængde naturgas og kan grundlæggende betragtes som en fast systemomkostning. Det betyder, at transporttariffen vil stige ved fald i transportmængden og tilsvarende falde ved øget transport.

Konkret forventes det, at der vil blive transporteret mindre naturgas i fremtiden, hvilket tilskrives konvertering til andre energikilder i flere sektorer, og at den grønne omstilling vil reducere forbruget af naturgas i fremtiden, jf. [7]. Der kan opstilles en række forskellige scenarier for, hvordan det fremtidige gassystem og anvendelsen heraf ser ud i 2035, hvor særligt følgende spiller ind: anvendelsen af gas i transportsektoren, gastransit til Sverige og udfasning af mindre gaskedler til husopvarmning i 2035 eller 2050.

Nærværende rapport tager udgangspunkt i det bedste og det dårligste naturgasforbrugsscenarie, hvor bedste scenarie inkluderer gas i transportsektoren, transit til Sverige og udfasning af mindre gaskedler til husopvarmning i 2050. I det dårligste scenarie anvendes naturgassen ikke i transportsektoren, der er manglende transit til Sverige, og udfasning af mindre gaskedler sker i 2035. Fra [7] angives det bedste og det dårligste naturgasforbrugsscenarie til at medføre en omkostningsstigning i transporttariffen på hhv. 28 og 203 pct. Stigningerne er udregnet på baggrund af et industriforbrug på 1 mio. m³

naturgas, hvor det antages, at disse relative stigninger kan overføres til anden forbrugsmængde.

4.3 Anlægspriser og virkningsgrader

I nedenstående Tabel 4.3 ses specifikationer for en række udvalgte anlæg benyttet i investeringsanalysearbejdet.

Tabel 4.3 Specifikationer anvendt i investeringsanalyserne, kilder [8], [9] og [10]

Apparatgruppe	Installeret effekt [kW]	Investeringsomkostning [t.kr.]	Virkningsgrad [pct.]	Teknisk levetid [år]
Elvarmepumpe	3-5	25	370	20
	10	51*	370	20
	1.000	2.190	380	20
	4.000	4.400	380	20
	10.000	8.900	380	20
Biomassekedel	1.000	2.500	100	20
	4.000	5.040	100	20
	10.000	10.110	100	20
	12.000	11.800	100	20

*Enhedens omkostning approksimeret ud fra omkostningerne for varmepumper med effekt på 3-5 kW.

Til Tabel 4.3 skal de forskellige anlægstyper specificeres nærmere for at give en mere klar forståelse af deres konverteringspotentialer. For elvarmepumperne gælder det, at de mindre enheder <10 kW overvejende er luft/luftvarmepumper, hvorimod billedet er mere blandet for de større varmepumper. Disse varierer bl.a. efter procesformål, hvorfor det også skal understreges, at dataene fra tabellen er grove approksimationer og ikke nødvendigvis kan inddrages i et specifikt anlæg eller investeringsscenarie. For biomassekedeller er der udtrukket data fra [9] baseret på større fliskedler, hvor det igen skal understreges, at dette er grove approksimationer og ikke nødvendigvis kan inddrages i et specifikt anlæg eller investeringsscenarie.

5 Investeringsresultater

I det følgende præsenteres investeringskalkulernes resultater opdelt i følgende to afsnit: Indledende analyse og Forrentning. Der redegøres for hhv. bruger besparelse og investeringspotentiale ved konvertering med de antagne transporttarifstigninger.

5.1 Indledende analyse

Som første led i analysearbejdet er det relevant at afgøre, hvornår der potentielt skabes en bruger besparelse ved konvertering til anden energikilde end gas. Den potentielle bruger besparelse ved konvertering afgøres af energipriserne ud fra energiforbruget og afgiftsreduktionsmulighederne, jf. Tabel 4.1 og Tabel 4.2. Heri ligger det også implicit, at forskellen mellem installationernes/anlæggenes virkningsgrader har betydning for energiforbruget og derved den potentielle besparelse. Problematikken om de potentielle brugerbesparelser ved konvertering er grundlæggende den samme for de forskellige tekniske anvendelsesmuligheder nævnt i det indledende kapitel 2. Derfor er det relevant at opstille en række fælles scenarier, som i videst muligt omfang dækker de forskellige tekniske anvendelser.

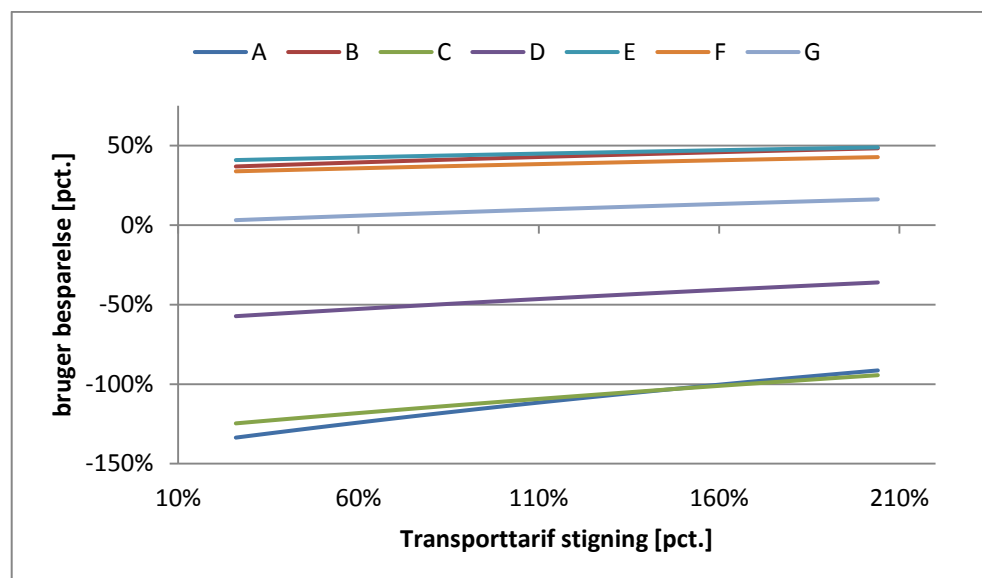
I det nedenstående er sådanne tænkte scenarier opstillet med henblik på at afgøre, hvilke tekniske anvendelsesmuligheder det kan være fordelagtige at konvertere.

Scenarier

- A. Konvertering til el for en mindre energiforbrugende virksomhed med mulighed for rumvarmeafgiftsreduktion mv. og med ens virkningsgrader for begge energikilder.
- B. Konvertering til elvarmepumpe for en mindre energiforbrugende virksomhed med mulighed for rumvarmeafgiftsreduktion mv. og med en gasvirkningsgrad på 100 pct. mod en elvarmepumpevirkningsgrad på 370 pct.
- C. Konvertering til el for en større energiforbrugende virksomhed med mulighed for procesafgiftsreduktion og med ens virkningsgrader for energikilderne.
- D. Konvertering til el for en større energiforbrugende virksomhed med mulighed for procesafgiftsreduktion og med en gasvirkningsgrad på 70 pct. mod en elvirkningsgrad på 100 pct.

- E. Konvertering til elvarmepumpe for en større energiforbrugende virksomhed med mulighed for procesafgiftsreduktion og med en gasvirkningsgrad på 100 pct. mod en elvarmepumpvirkningsgrad på 380 pct.
- F. Konvertering til træflis for en større energiforbrugende virksomhed med mulighed for procesafgiftsreduktion og med ens virkningsgrader for energikilderne.
- G. Konvertering til træpiller for en større energiforbrugende virksomhed med mulighed for procesafgiftsreduktion og med ens virkningsgrader for energikilderne.

I nedenstående Figur 5.1 er den relative forbrugsbesparelse ved konvertering for de forskellige scenarier med varierende transporttarifstigninger vist. Fra figuren ses det, at konverteringsscenarierne B, E og F er interessante, idet de har de relativt højeste besparelsesmuligheder i forbruget. Konkret berører disse scenarier to områder: Konverteringen til træflis og anvendelsen af elvarmepumper, hvor førstnævnte har fordel i den faktuelle pris, og sidstnævnte har fordel i lavere energiforbrug. Træpiller er ikke med i ovenstående, da det må vurderes, at disse relativt let kan erstattes med træflis, som giver en betydelig større besparelsesgevinst. Fra figuren må det samtidig også vurderes, at elkonvertering, uanset forbruget, ikke er fordelagtig, når der ikke er en markant forskel mellem virkningsgraderne som ved varmepumperne.



Figur 5.1 Den relative energibesparelse ved at konvertere til anden energikilde end gas med varierende transporttariffer ud fra scenarierne i delafsnit 5.1.

Delkonklusionen for varmepumper er derfor, at elkonvertering til varmepumper vil medføre besparelser, hvor installationer, som fx gaskalorifere og rumvarmere eller bl.a. fødevarer tørring forekommer. Konvertering til biomasse, her træflis, vil føre til besparelser, men er samtidig begrænset i de tekniske anvendelses muligheder pga. manglende fluide egenskaber. Af konverteringsmuligheder kan bl.a. nævnes produktion af varmt procesvand eller damp.

5.2 Forrentning

I det foregående delafsnit blev det vist, at en række scenarier ville medføre besparelser, som muliggør en rentabel konvertering. For at belyse dette yderligere foretages der på baggrund af delafsnit 3.1 analyser med henblik på at afklare forrentningen mht. investeringshorisonten og betydningen af mulige transporttarifstigninger.

Analysearbejdet er opdelt i de følgende udvalgte scenarier B, E og F, hvor investeringskalkulerne er opsat på baggrund af den højeste og den mindste transporttarifstigning, jf. delafsnit 4.2 samt ingen transporttarifstigning som sammenligningsgrundlag. I analysearbejdet vil der blive taget udgangspunkt i et årligt forbrug for anlægget på 20.000 kWh for en mindre energiforbrug-

ende virksomhed og tilsvarende 25 mio. kWh for en større energiforbrugende virksomhed.

5.2.1 Scenarie B

Første scenarie, scenarie B, er som tidligere nævnt konvertering til elvarmepumpe for en mindre energiforbrugende virksomhed med mulighed for rumvarmeafgiftsreduktion mv. og med en gasvirkningsgrad på 100 pct. mod elvarmepumpens virkningsgrad på 370 pct.

Driftstiden for denne opsætning er grundlæggende afhængig af det årlige varmebehov – her fastsat til 20.000 kWh – hvor den krævede opvarmnings-effekt vil variere efter årstiden. Det anslås, at elvarmepumpen har en driftstid svarende til fuld kapacitet på omkring 20-25 pct. af året, hvilket svarer til en effekt på omkring 10 kW. Den vurderede investeringsomkostning er derfor sat til at være på 51 t.kr., jf. delafsnit 4.3.

Med anvendelse af disse data fås Figur 5.2, som viser rentabiliteten (den interne rentefod) mod forskellige investeringshorisonter, som spænder fra 1 til 17 år. Det skal bemærkes, at disse perioder ikke repræsenterer anlæggets forventede tekniskelevetid, men derimod forventede tilbagebetalingstider for investeringen.

Fra figuren ses det, at investeringen ved den højest anslåede transporttarifstigning først efter 9 år vil begynde at blive rentabel. På figuren kan det desuden også observeres, at kurverne er konvekse, hvilket skyldes rentesregning, hvor besparelsen bliver mindre fra år til år. Konkret betyder det, at virksomheden skal være villig til at investere med en forventet tilbagebetalingstid på omkring 9-15 år, hvor det samtidig må forventes, at forrentningen derefter er svagt stigende pga. den allerede lange tidshorisont.

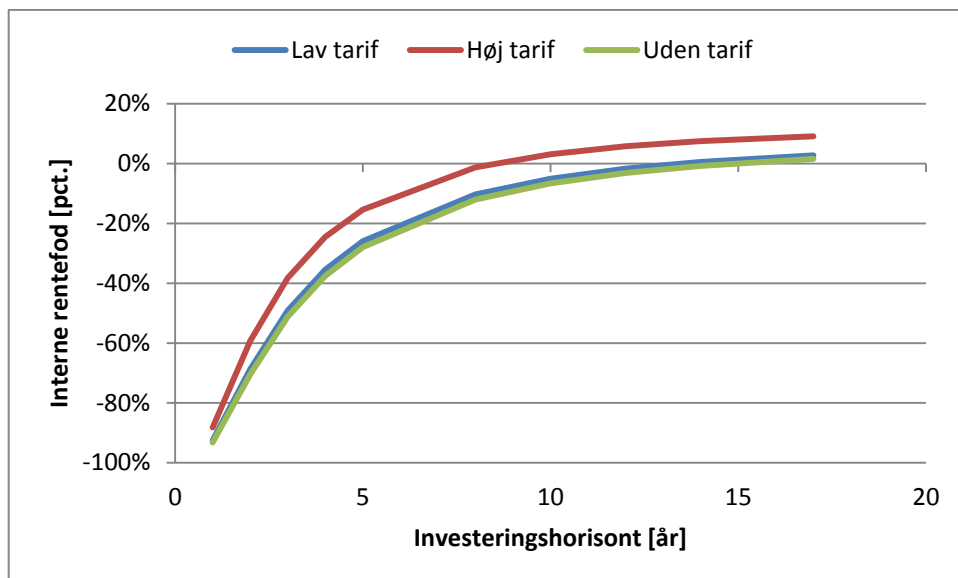
I Figur 5.3 undersøges transporttariffens betydning nærmere ved at beregne og fratække den interne rentefod uden transporttarifstigning fra naturgasforbrugsscenarierne. Dette giver dermed et estimat for spændet mellem forrentningen med og uden transporttarifstigningerne, og samtidig kan det ses, hvornår stigningen har særlig betydning.

Figuren viser, at transporttarifstigningerne har størst betydning for den interne rentefod ved omkring 4 år, hvor renteforskellen for den mindste og højeste transporttarifstigning er hhv. 2 og 13 pct.-point. Rentespændet vil

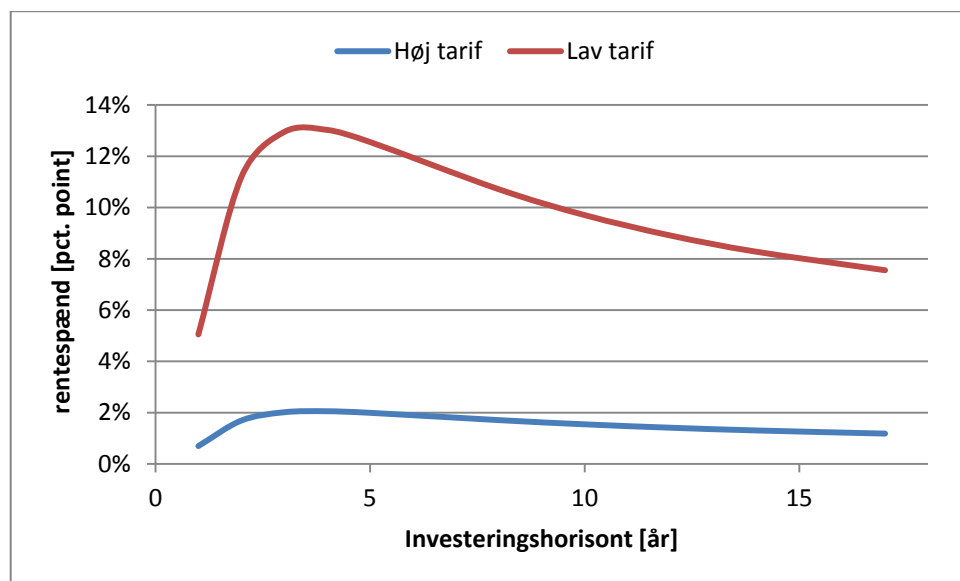
herefter være svagt faldende, hvor potentialet specielt er lavere ved de højeste transporttarifstigninger ift. de nævnte tilbagebetalingstider.

Konklusionen med de givne data er derfor, at konvertering til elvarmepumpe for en mindre energiforbrugende virksomhed ikke er attraktiv, uanset eventuelle transporttarifstigninger. Den primære baggrund for dette er den lange investeringshorisont, hvor den potentielle besparelse er minimal, hvilket fører til en høj investeringsrisiko.

Det skal pointeres, at en tilsvarende investering kan forbedres, hvis elvarmepumpen får større/længere driftstid, hvilket vil mindske investeringsomkostningen ift. det fastsatte årlige energiforbrug.



Figur 5.2 Den interne rentefod ved forskellige investeringshorisonter (1-17 år) for scenarie B med 20-25 pct. årlig driftstid, en fast investeringsomkostning på 54 t.kr. og et årligt energiforbrug på 20.000 kWh



Figur 5.3 Rentespændet med og uden transporttarifstigninger ved forskellige investeringshorisonter (1-17 år) for scenarie B med 20-25 pct. årlig driftstid, en fast investeringsomkostning på 54 t.kr. og et årligt energiforbrug på 20.000 kWh

5.2.2 Scenarie E

Andet scenarie, scenarie E, er som tidligere nævnt konvertering til elvarmepumpe for en større energiforbrugende virksomhed med mulighed for procesafgiftsreduktion og med en gasvirkningsgrad på 100 pct. mod en elvarmepumpevirkningsgrad på 380 pct.

Den anslåede driftstid er i høj grad afhængig af processen, som både kan være sæsonafhængig eller konstant helårs. Det er derfor valgt at dele scenariet op i to delscenarier med årlige driftstider på hhv. 30 og 80 pct.

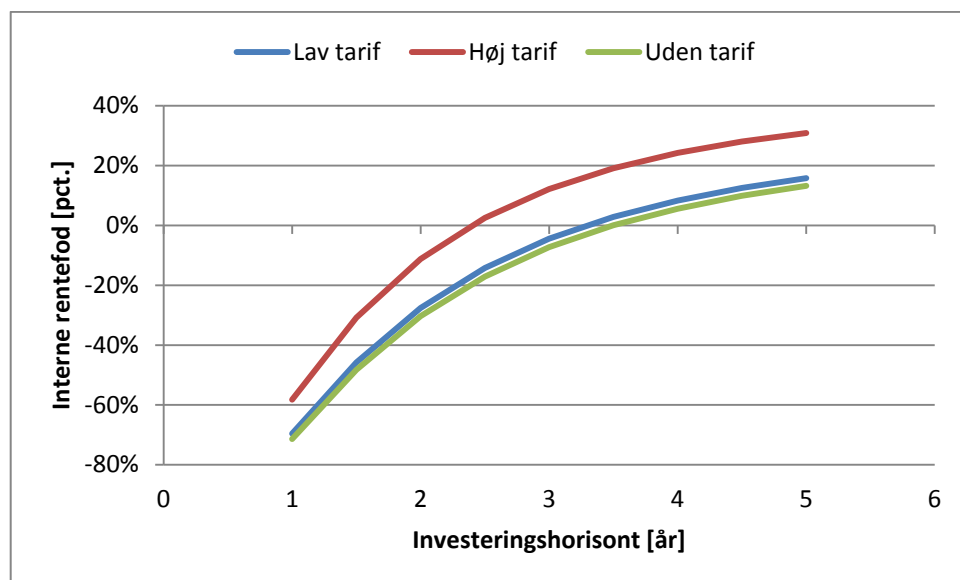
Med en driftstid på 30 pct. af året kræver det en leveret effekt på omkring 10 MW, og den vurderede investeringsomkostning er sat til at være på omkring 8,9 mio. kr., jf. delafsnit 4.3.

Fra ovenstående data med driftstid på 30 pct. af året fås Figur 5.4, som er tilsvarende Figur 5.2, dog med ændrede investeringshorisonter fra 1 til 5 år. Fra figuren ses, at der opnås positivt afkast ved den højest vurderede transporttarifstigning efter 2,5 år og ved den lavest vurderede transporttarifstigning samt ingen stigning er omkring 3,5 år. Virksomheden skal altså generelt være villig til at investere i mere end 3 år for at kunne forrente investeringen.

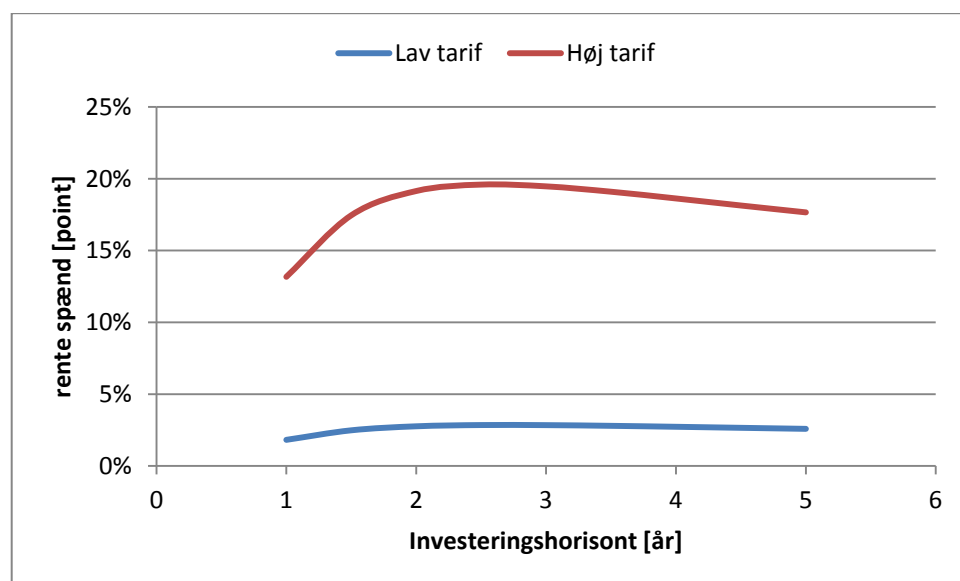
Tilsvarende fremgangsmåden i scenarie B undersøges også rentespændet med og uden transporttarifstigning, som ses i Figur 5.5. Fra figuren ses det, at transporttarifstigningerne har størst betydning for den interne rentefod ved omkring 2 til 3 år, hvor spændet er mellem 3 og 20 pct.-point. Herefter vil spændet for den højeste transporttarifstigning falde, og ved en investeringshorisont på 5 år er den faldet til 18 pct.-point.

Med udgangspunkt i en generel investeringshorisont på mellem 3 til 5 år er ovenstående investeringsscenarie interessant, ved at rentabiliteten i høj grad må vurderes at være afhængig af bl.a. transporttarifstigningerne. Eksempelvis vil den interne rentefod med en investeringshorisont på 3 år svinge fra ca. -7 pct. til 12 pct. Dog skal det også pointeres, at transporttarifstigningerne ikke i samme grad påvirker forrentningen som ved en horisont på 2 til 3 år.

En konvertering inden for de forventede transporttarifstigninger er derfor sandsynligvis favorabel for virksomheder med en investeringshorisont på mere end 3 år. Det vil sige, investeringen eller konverteringen ligger på marginalen for rentabilitet. Hertil skal det pointeres, at investering uden de medregnede transporttarifstigninger også kan vise sig interessant, alt efter investeringshorisonten og -omkostningen. Derfor kan det argumenteres, at en given konvertering allerede finder sted i dag.



Figur 5.4 Den interne rentefod ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie E med 30 pct. årlig driftstid, en fast investerings-omkostning på 8,9 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh



Figur 5.5 Rentespændet med og uden transporttarifstigninger ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie E med 30 pct. årlig driftstid, en fast investeringsomkostning på 8,9 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh

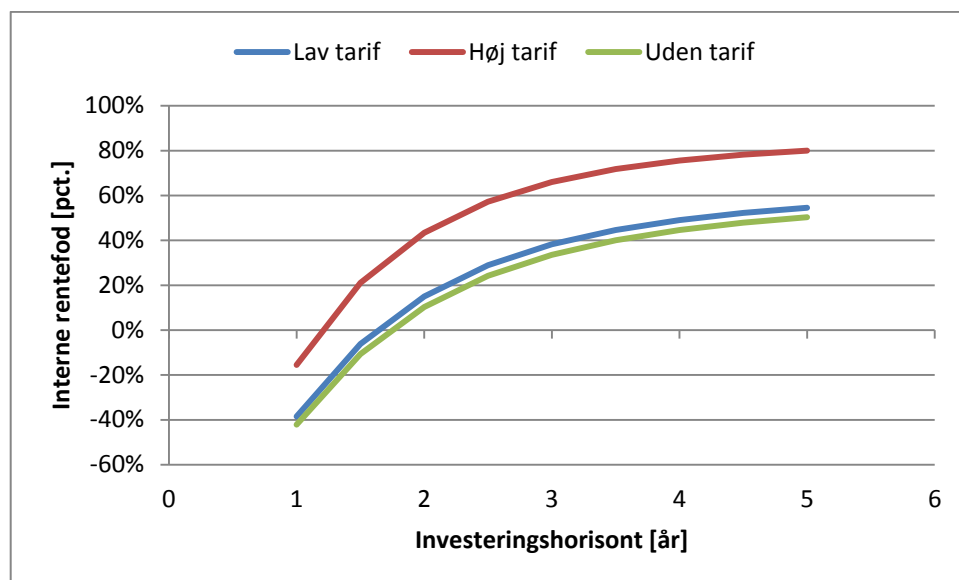
Ved det andet delscenarie for scenarie E ændres den årlige driftstid til 80 pct., hvilket fører til et fald i det krævede effektbehov, som ændres til ca. 4000 kW. Den vurderede investeringsomkostning falder desuden tilsvarende til en udgift på 4,4 mio. kr., jf. delafsnit 4.3.

Fra Figur 5.6 ses, at der opnås positivt afkast efter 1 og 2 år, og ved en investeringshorisont på 3 år vil den interne rentefod uden transporttarifstigning være omkring 35 pct.

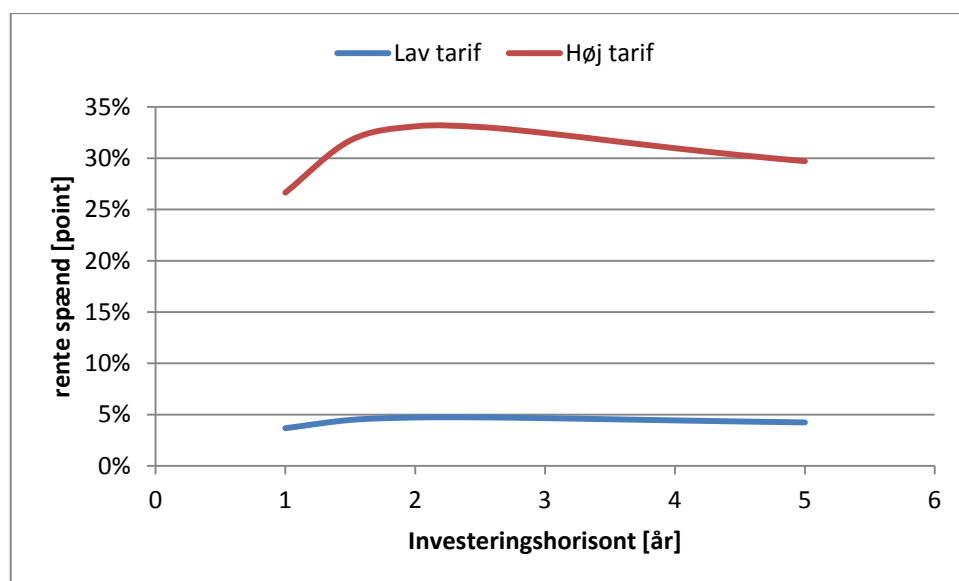
I Figur 5.7 undersøges rentespændet med og uden transporttarifstigning. Her ses det, at spændet er størst ved en investeringshorisont på 2 år, hvor spændet er mellem 5 og 33 pct.-point. Herefter vil spændet falde, og ved en horisont på 5 år er spændet faldet til 4-30 pct.-point.

En konvertering for driftsscenariet med på 80 pct. må vurderes at være brugerøkonomisk favorabel, selv uden de forventede transporttarifstigninger. Derfor er konklusionen, at transporttarifstigningerne ikke har direkte betydning for konvertering.

Til driftsscenerierne skal det desuden pointeres, at der i investeringsanalyserne ikke er taget højde for eventuelle forsyningssikkerhedskrav, som også kan have betydning i investeringsbeslutningen.



Figur 5.6 Den interne rentefod ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie E med 80 pct. årlig driftstid, en fast investerings-omkostning på 4,4 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh



Figur 5.7 Rentespændet med og uden transporttarifstigninger ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie E med 80 pct. årlig driftstid, en fast investeringsomkostning på 4,4 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh

5.2.3 Scenarie F

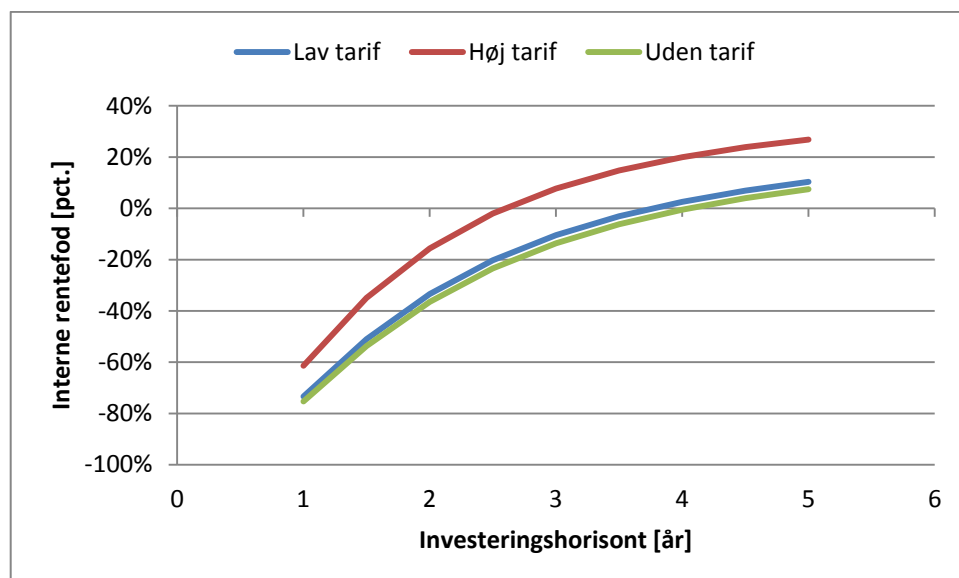
Dette scenarie adskiller sig fra de foregående, ved at konverteringsenergi-kilden ikke er el, men biomasse. Scenariet er som tidligere nævnt konvertering til træflis for en større energiforbrugende virksomhed med mulighed for procesafgiftsreduktion og med ens virkningsgrader for begge energikilder. (Flis/biomasse er principielt begunstiget i kalkulen da gaskedler i virkeligheden har højere virkningsgrader)

Driftstiden er som i scenarie E afhængig af processen, og derfor er det valgt at dele scenariet op i to delscenarier med årlige driftstider på hhv. 30 og 80 pct. For driftstiden på 30 pct. om året fås den vurderede investeringsomkostning til 8,9 mio. kr., jf. delafsnit 4.3.

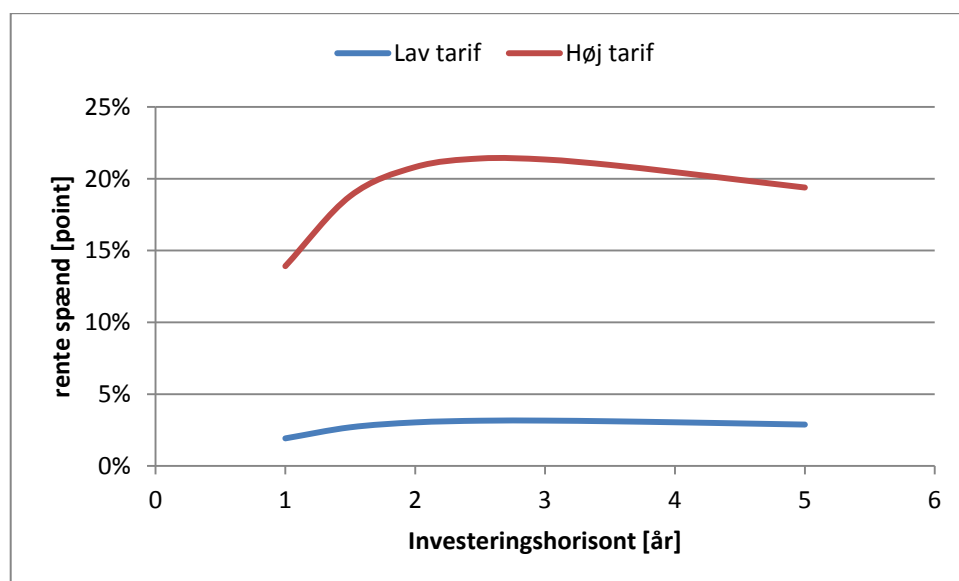
Figur 5.8 viser, positivt afkast efter ca. 2,5 til 4 år, hvor virksomheden skal være villig til at investere i længere tid end de 2,5-4 år for at forrente investeringen. Hertil kan det også ses fra kurverne, at forrentningen eller den interne rentefod vil være af mere aftagende karakter, som tilnærmelsesvis ligner investeringsscenario B.

I Figur 5.9 vises rentespændet med og uden de angivne transporttarifstigninger. På figuren ses det, at rentefodsspændet er størst ved en investeringshorisont på omkring 2 til 3 år, hvor spændet er mellem 3 og 21 pct.-point. Herefter vil spændet blive mindre, og frem til en investeringshorisont på 5 år er spændet faldet til 19 pct.-point for den højeste transporttarifstigning.

Med udgangspunkt i en generel investeringshorisont på 3 til 5 år er ovenstående investeringsscenario interessant, ved at det ligner delscenarie E med en driftstid på 30 pct. Konklusionen er derfor igen, at en konvertering ligger på marginalen for rentabilitet for en virksomhed med en investeringshorisont på 3 til 5 år.



Figur 5.8 Den interne rentefod ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie F med 30 pct. årlig driftstid, en fast investerings-omkostning på 10,1 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh



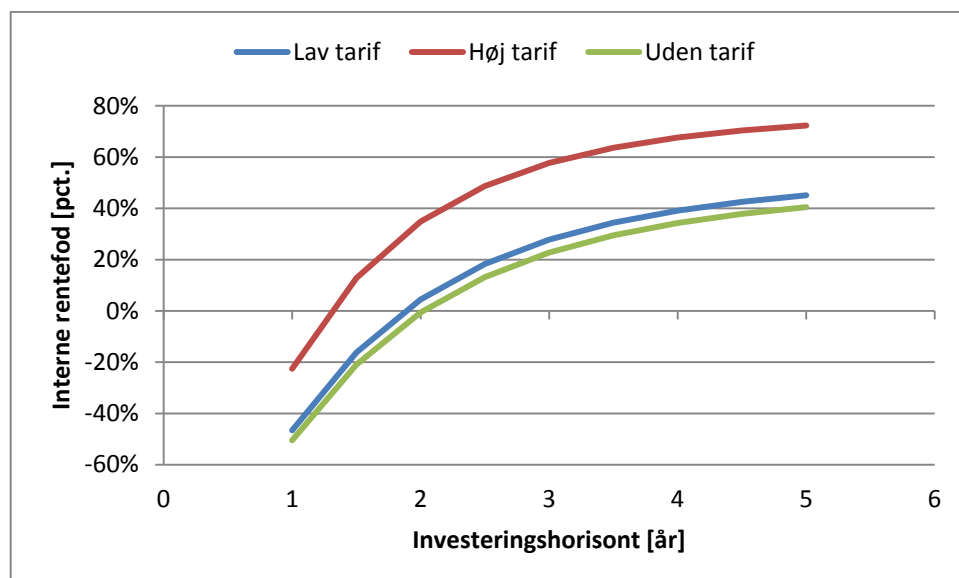
Figur 5.9 Rentespændet med og uden transporttarifstigninger ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie F med 30 pct. årlig driftstid, en fast investeringsomkostning på 10,1 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh

Ved det andet delscenarie med en årlig driftstid på 80 pct. kræves der et effektbehov på 4000 kW, hvilket giver en investeringsomkostning på 5,0 mio. kr., jf. delafsnit 4.3.

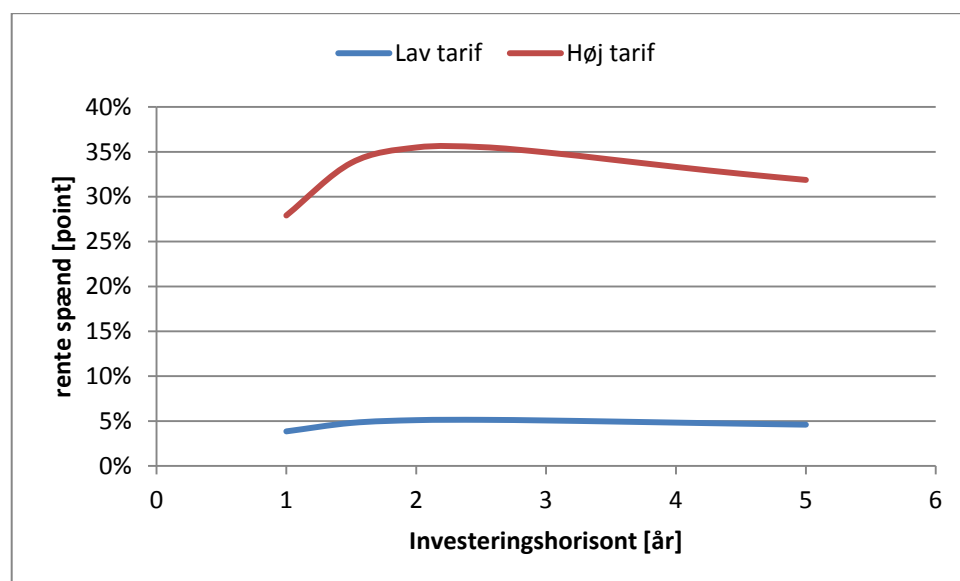
Fra Figur 5.10 ses, at der opnås positivt afkast efter 1,5-2 år. Ved en investeringshorisont på 3 år vil den interne rentefos uden transporttarifstigning være omkring 23 pct.

Med en investeringshorisont på 1 til 5 år undersøges rentespændet med høj og lav transporttarif ift. uden transporttarifstigning. I Figur 5.11 ses det største rentespænd ved en investeringshorisont på 2 til 3 år, hvor spændet er mellem 5 til 36 pct.-point fra rentabiliteten uden transporttarifstigning. Frem til en investeringshorisont på 5 år vil dette spænd falde til 32 pct.-point for den største transporttarifstigning.

En konvertering for driftsscenariet på 80 pct. af året må vurderes at være favorabelt, selv uden de forventede transporttarifstigninger. Derfor er konklusionen, at transporttarifstigningerne ikke har direkte indflydelse på konverteringsvalget, men naturligvis vil gøre forrentningen bedre.



Figur 5.10 Den interne rentefod ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie F med 80 pct. årlig driftstid, en fast investerings-omkostning på 5,0 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh



Figur 5.11 Rentespændet med og uden transporttarifstigninger ved forskellige investeringshorisonter (1-5 år) for scenarie F med 80 pct. årlig driftstid, en fast investeringsomkostning på 5,0 mio. kr. og et årligt energiforbrug på 25 mio. kWh

6 Bibliografi

- [1] »Elpristavlen,« [Online]. Available: www.elpristavlen.dk.
- [2] »HMN gashandel,« HMN naturgas, [Online]. Available: www.gashandel.dk.
- [3] »Energitilsynet,« [Online]. Available: <http://www.energitilsynet.dk/>.
- [4] »GasprisGuiden,« [Online]. Available: <http://www.gasprisguiden.dk>.
- [5] »Biomassepriser an forbrugssted,« Ea Energy Analyses, København, 2014.
- [6] »Skat,« [Online]. Available: <http://www.skat.dk/skat.aspx?oId=2153716&vId=0>.
- [7] »Gassystemets fremtid og udfasning af naturgas,« DANSK ENERGI, 2015.
- [8] »Technology Data for Energy Plants - Individual heating plants and energy transport,« Energistyrelsen; Energinet, København, 2013.
- [9] »Technology Data for Energy Plants - Generation of electricity and district heating, energy storage and energy carrier generation and conversion,« Energistyrelsen; Energinet, København, 2012 rev. 2014.
- [10] »Dong Energy,« 2015. [Online]. Available: http://assets.dongenergy-distribution.com/DONG%20Energy%20Documents/Tilslutningsbidrag%202015_01012015.pdf.
- [11] L. Jørgensen, »Analyse af gasforbruget i Danmarks erhverv og industri,« DGC, Hørsholm, 2013.

Bilag A

Detaljer om HMN Fastpris (gaspriser)			
	Små virksomheder (ca. 9.000 m ³)	Store virksomheder (ca. 5 mio. m ³ gas)	
Gas og transmission			
Listepris ekskl. moms	17,35	17,35	øre/kWh
Tarif ekskl. moms	0,84	0,84	øre/kWh
Abonnement	96	96	kr./år
Distribution			
Tarif ekskl. moms	5,54	1,47	øre/kWh
Energisparebidrag	2,14	0,53	øre/kWh
Nødforsyningstarif	0,02	0,02	øre/kWh
Administrationsbidrag	0,30	0,01	øre/kWh
Afgifter			
CO ₂ -afgift	3,50	3,50	øre/kWh
Energiafgift	19,65	19,65	øre/kWh
NO _x -afgift	0,38	0,38	øre/kWh

Energitilsynet (elpriser)			
	Små virksomheder (ca. 100.000 kWh)	Store virksomheder (50 mio. kWh)	
Leverandør			
Listepris ekskl. moms	32,81	24,08	øre/kWh
Netselskab			
Tarif, distribution ekskl. moms	18,46	3,89	øre/kWh
Tarif, transmission ekskl. moms	7,10	7,10	øre/kWh
PSO tarif	23,80	23,80	øre/kWh
Abonnement	396	396	Kr./år
Afgifter			
Elafgift	87,80	87,80	øre/kWh

Energitilsynet (biomassepriser)			
		Store virksomheder (50 mio. kWh)	
Træflis			
Listepris ekskl. moms		17,46	øre/kWh
Træpiller			
Listepris ekskl. moms		25,56	øre/kWh