



En ekonomisk utvärdering av framtida biobränslebaserade processkoncept inom energisektorn

ANNA-MARIA DIMITRIEVA
CARL KRISTOFFERSSON
CARL KÄLLSTRAND
EMMA JOHANSSON
MELODY LAM

Institutionen för Energi och miljö
Avdelningen för Värmeteknik och Maskinlära
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2012
Kandidatarbete/rapport nr 2012:ENMX02-12-3

KANDIDATARBETES RAPPORT

En ekonomisk utvärdering av framtida biobränslebaserade processkoncept inom energisektorn

Kandidatarbete i Energi och miljö

ANNA-MARIA DIMITRIEVA

CARL KÄLLSTRAND

CARL KRISTOFFERSSON

EMMA JOHANSSON

MELODY LAM

HANDLEDARE

Stefan Heyne
Matteo Morandin

EXAMINATOR

Simon Harvey

Institutionen för Energi och miljö
Avdelningen för Värmeteknik och Maskinlära
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2012

En ekonomisk utvärdering av framtida biobränslebaserade processkoncept inom energisektorn

Kandidatarbete i Energi och miljö

ANNA-MARIA DIMITRIEVA

CARL KÄLLSTRAND

CARL KRISTOFFERSSON

EMMA JOHANSSON

MELODY LAM

© ANNA-MARIA DIMITRIEVA, CARL KÄLLSTRAND, CARL KRISTOFFERSSON, EMMA

JOHANSSON, MELODY LAM, 2012

Institutionen för Energi och miljö

Avdelningen för Värmeteknik och Maskinlära

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, Sverige 2012

SE-412 96 Göteborg

Sverige

Institutionen för Energi och miljö

Göteborg, Sverige 2012

En ekonomisk utvärdering av framtida biobränslebaserade processkoncept inom energisektorn

ANNA-MARIA DIMITRIEVA

CARL KÄLLSTRAND

CARL KRISTOFFERSSON

EMMA JOHANSSON

MELODY LAM

Department of Energy and Environment

Division of Heat and Power Technology

Chalmers University of Technology

Abstract

The main purpose of this bachelor thesis is to create a product in the form of a database that can be used for cost estimates of equipment within bio refineries. Through interviews and literature searches the key components and their costs were identified. The database was constructed in Microsoft Excel with different tabs for different categories of components; these tabs are further divided into three parts: one part with costs, one part with calculations and an information part. Most of the part with costs contains the expenses found in scientific papers during the literature study, the calculating part converts different capacities according to user preferences and the currency to euro (€) from 2010 and the information part consists of references and information about what is included in the cost.

The database is a good tool for making cost estimates for bio refineries. The strengths of the database are its ease of use, its capability of handling different currencies at different times and the fact that it covers a large number of components. However, it allows only rough estimates, and therefore cannot be used to make final cost estimates for real life investments. This would require a much more detailed study, as margins can be very small. The type of database generated during this project works best for comparison of different alternative technologies. When costs and profitability for competing technologies are estimated in the database, they are fairly accurate relative to one another even if the estimated costs can differ from the real price. Therefore, this type of database is useful whenever techniques at an early stage of development need be compared with each other.

To test the database a profitability analysis is also performed on a typical bio refinery concept including an investigation of the necessary level of financial support to make it an economically viable technique at different repayment terms. The result is that for a repayment period of 10 years, a financial assistance of 0.081 euro (€)/kWh SNG is needed, for 15 years 0.036 euro (€)/kWh SNG and for 20 years 0.014 euro (€)/kWh SNG is needed. To check if these levels are reasonable, it is compared with the support in Denmark, which is 50 öre/kWh SNG and the payback period for this process with the Danish assistance is 12.7 years. Since companies often strive for a repayment period of 10-20 years it seems like it is a pretty good estimate, but there are still large uncertainties in the assessment of the viability.

Keywords: SNG, cost database, profitability, bio refinery, capital cost, equipment cost estimation

En ekonomisk utvärdering av framtida biobränslebaserade processkoncept inom energisektorn

ANNA-MARIA DIMITRIEVA

CARL KÄLLSTRAND

CARL KRISTOFFERSSON

EMMA JOHANSSON

MELODY LAM

Institutionen för Energi och miljö

Avdelningen för Värmeteknik och maskinlära

Chalmers tekniska högskola

Sammanfattning

Huvudsyftet inom detta kandidatprojekt är att sätta samman en produkt i form av en databas som går att använda till kostnadsuppskattningar för utrustningsdelar inom bioraffinaderiprocesser. Genom intervjuer och litteratursökningar plockas de viktigaste komponenterna fram samt kostnaderna för dessa. Databasen konstrueras i Microsoft Excel med olika flikar för olika kategorier av komponenter. Dessa är i sin tur uppdelade i tre delar; en del med kostnader, en uträknande del och en informativ del. Delen för kostnader består av de kostnader som hittas i vetenskapliga artiklar under litteraturstudien, den uträknande delen konverterar olika kapaciteter efter användarens önskemål och valutan till euro (€) från 2010 och den informativa delen består av referenser samt information om vad som ingår i kostnaderna.

Den resulterade databasen som har tagits fram är ett bra hjälpmedel för att göra kostnadsuppskattningar för bioraffinaderier. Styrkorna i databasen är att den är lätt att använda, kan hantera olika valutor vid olika tider och att den täcker ett stort antal komponenter. Det går däremot endast att göra mycket grova uppskattningar och därför går den inte att använda för att göra till exempel offerter utifrån. Då krävs mycket mer detaljerade studier eftersom marginalerna kan vara mycket små. Den här typen av databas fungerar bäst till att jämföra olika tekniker mot varandra. Då de jämförda teknikernas kostnader och lönsamhet uppskattas i databasen blir de i förhållande till varandra relativt rättvisande trots att de uppskattade kostnaderna kan differera jämfört med det verkliga priset. Därför är den tilltänkta användningen främst inom studier som syftar till att jämföra olika tekniska lösningar inom bioraffinaderikoncept i ett tidigt stadie.

En lönsamhetsbedömning genomförs också på ett typiskt bioraffinaderi för att testa databasen och undersöka hur mycket ekonomiskt stöd som behövs för att ett bioraffinaderi ska vara en lönsam anläggning vid olika återbetalningstider. Resultatet blir att för en återbetalningstid på 10 år så behövs ett ekonomiskt stöd på 0,081 euro (€)/kWh SNG, för 15 år 0,036 euro (€)/kWh SNG och för 20 år 0,014 euro (€)/kWh SNG. För att undersöka om dessa nivåer är rimliga går det att jämföra med stödet i Danmark som är 50 öre/kWh SNG och återbetalningstiden för den här processen med det danska stödet blir 12,7 år. Eftersom företag ofta strävar efter en återbetalnings tid på 10-20 år för investeringar av strategiskt karaktär så verkar det vara en ganska bra uppskattning men det finns fortfarande stora osäkerheter i lönsamhetsbedömningen.

Nyckelord: SNG, databas, bioraffinaderi, lönsamhet, kapitalkostnader, uppskattning av utrustningskostnader.

Innehållsförteckning

Abstract	5
Sammanfattning.....	6
Förord	9
Beteckningar.....	10
Inledning.....	11
Syfte	12
Avgränsningar	13
Teori	14
SNG-processer.....	14
Ekonomiska begrepp	14
Metod	17
Förstudie.....	17
Produktframställning	17
Fallstudie	18
Intäkter.....	20
Operations kostnader.....	21
Återbetalningstid på 10 år	22
Återbetalningstid på 15 år	23
Återbetalningstid 20 år	24
Resultat	25
Förstudie.....	25
Produktframställning	25
Fallstudie	26
Diskussion	28
Produkten	28
Fallstudie	29
Referenser.....	31
Bilaga 1	33
Bilaga 2	35
Bilaga 3	39

Förord

Rapporten är en del av ett projektarbete skrivet under vårterminen 2012 på Chalmers tekniska högskola på avdelningen för Värmeteknik och Maskinlära vid institutionen för Energi och Miljö, med titeln *"Ekonomisk utvärdering av framtida biobränslebaserade processkoncept inom energisektorn"*. Arbetet, som presenteras i rapporten, syftar till att skapa en databas med investeringskostnader för bioraffinaderier samt hur kostnadsdata kan användas för att göra ekonomiska bedömningar av nya investeringar i raffinaderier.

För gott stöd och många goda råd vill vi tacka Stefan Heyne och Matteo Morandin som har verkat som handledare för projektet. Vi vill också tacka examinatorn för projektet Simon Harvey. Ett tack tillägnas också doktoranderna Johan Isaksson, Valeria Lundberg, Roman Hackl, Viktor Andersson, Daniella Johansson, Hanna Ljungstedt, Elin Svensson och Rickard Fornell för hjälp med att begränsa arbete. Vi vill också tacka Åsa Burman projektledare för GoBiGas på Göteborgs Energi för en givande rundtur på GoBiGas anläggningen.

Beteckningar

A	Årliga inkomsten
$base\ cost$	Kostnad på komponent från databasen
$base\ scale$	Storleken på komponent från databasen
$CEPCI$	Chemical Engineering Plant Cost Index
$CEPCI_{present}$	Chemical Engineering Plant Cost Index för aktuella året
$CEPCI_{original\ cost}$	Chemical Engineering Plant Cost Index för året kostnaden erhålls
G	Grundinvestering
I_f	Intäkter från fjärrvärme
I_{SNG}	Intäkter från SNG inklusive bidrag
$I_{SNG\ utanbidrag}$	Intäkter från SNG exklusive bidrag
$insert\ size$	Önskad storlek på komponent
K_o	Operationskostnad
$overall\ installation\ factor$	Installationsfaktor
$precost$	Valuta i aktuellt års penningvärde
$present\ cost$	Kostnad för önskad storlek på komponent
R	Skalningsfaktor
T	Återbetalningstid

Inledning

Människans energibehov ökar hela tiden och fossila bränslena är inte ett hållbart alternativ samt att den antropogena påverkan på klimatet blir allt större, därmed krävs en utveckling av alternativa bränslen. Inom den energiintensiva industrin och transportsektorn samt vid värme- och elektricitetsproduktion behövs en utveckling då de nuvarande metoderna med naturgas, olja och kol inte är hållbara i ett längre perspektiv. Ett alternativ till detta är användning av syntetiska bränslen baserade på biomassa.

Framställningen av dessa biobränslen är en relativt ny process som är under ständig utveckling samt att de ofta leder till ett flertal produkter eller tjänster, liksom elektricitet och värme, utöver själva biobränslet. På avdelningen för Värmeteknik och Maskinlära vid Chalmers Tekniska Högskola bedrivs många forskningsprojekt som syftar till att göra bioraffinaderiprocesser så effektiva som möjligt ur termodynamiskt perspektiv. Dock är det inte bara av intresse att åstadkomma hög verkningsgrad utan även god ekonomisk lönsamhet. För att kunna bedöma om ett projekt är värt att undersökas mer noggrant krävs en första grov kostnadsuppskattning. Eftersom det handlar om nya processer är dessa uppskattningar tidskrävande med omfattande sökning, alternativt uppskattningar genom faktorer.

För forskningsprojekten på avdelningen är en databas med kostnadsuppskattning för utrustningsdelar inom bioraffinaderiprocesser ett viktigt verktyg för att spara tid och resurser. Doktoranderna som arbetar med projekten har olika bakgrund och relativt olika projekt vilket ställer krav på användarvänligheten på databasen. Skapandet av en välstrukturerad och användarvänlig databas med kostnadsuppskattningar skulle därför underlätta kostnadsuppskattning och investeringsbedömningar av bioraffinaderiprocesser. För att kunna göra en bedömning av användbarhet på en sådan databas är det av intresse att applicera den på en fallstudie.

Syfte

Huvudsyftet inom detta kandidatprojekt är att sätta samman en produkt i form av en databas som går att använda till kostnadsuppskattningar för utrustningsdelar inom bioraffinaderiprocesser. Databasen innehåller komponenter enligt önskemål från doktoranderna på Värmeteknik och Maskinlära. För att få en tillämpning på databasen görs en kostnadsuppskattning samt en lönsamhetsbedömning på en anläggning för produktion av förnyelsebar metan genom förgasning av biomassa.

Lönsamhetsbedömningen syftar till att ge återbetalningstiden samt utvärdera hur bidragsstorleken påverkar denna. Processkonceptet som utvärderas baseras på Göteborgs Energis GoBiGas-projekt som syftar till att bygga en bioraffinaderianläggning som möjliggör förgasning av biobränsle och spill från skogsbruk [1].

Avgränsningar

Genom att intervjua doktorander från avdelningen Värmeteknik och Maskinlära erhålls en uppfattning om vilka komponenter som är aktuella. De komponenter som av doktoranderna används mest och är mest eftertraktade samt komponenter som krävs för kostnadsuppskattningen på den GoBiGas-liknande anläggningen prioriteras. Övriga komponenter behandlas i mån av tid då det är önskvärt att databasen blir så omfattande som möjligt men det är av största vikt att databasen är av god kvalitet.

Komponenter som inte ingår i bioraffinaderier men som doktoranderna önskar inkluderas inte i databasen på grund av den begränsade tid arbetet sker inom. Uppgifter som är äldre än från år 1990 utesluts för att få en uppdaterad produkt samt gör den mer åldersbeständig.

Tonvikten läggs på användarvänlighet, därför utformas databasen på engelska och i ett lättförståligt program för att täcka in en så bred kundkrets som möjligt. I databasen finns en omräknande tjänst för att konvertera till aktuella valutakurser och önskad storlek på komponenterna för att förenkla kostnadsuppskattningen. I databasen används miljoner euro (€) från 2010 som valuta efter omräkning eftersom det dels är ett krav från uppdragsgivaren men också bidrar till enklare jämförelser mellan de olika komponenterna. För att öka omfattningen av databasen finns en tjänst som uppskattar installationskostnaden. Däremot finns ingen beräkning av rörliga kostnader och inte heller med hänsyn till teknisk utveckling, försäljningspris av slutlig produkt eller biomassa priser. Ingen hänsyn tas till effektivitet hos komponenterna utan innehållet är enbart kostnadsuppskattningar.

Databasens användbarhet testas genom att tillämpa den i en fallstudie som syftar till att göra en grov kostnadsuppskattning och lönsamhetsbedömning av en bioraffinaderianläggning som är liknande den som Göteborgs Energi bygger i sitt GoBiGas-projekt. Uppskattningen bygger på investeringskostnaderna som hämtas från databasen. En riskanalys görs inte då tid för detta saknas men det diskuteras ytligt. Lönsamhetsbedömningen inkluderar vad man förväntas få då man säljer den syntetiska naturgasen, bidrag samt intäkter för den fjärrvärme som produceras. Operationskostnaderna som till exempel elektricitet och priset för biomassan ingår också i lönsamhetsbedömningen. Annuitet beräknas inte då syftet är att räkna ut hur lång tid det tar att få tillbaka grundinvesteringen och den lämpligaste metoden för detta är payback-metoden, se teori, eftersom den är den enda som tar hänsyn till detta. Den tekniska utvecklingen, skatter och prisförändringar är inte med i beräkningen dels för att målet inte är att göra en lönsamhetsbedömning för en investering, utan för att testa databasen, och dels på grund av begränsad tid.

Teori

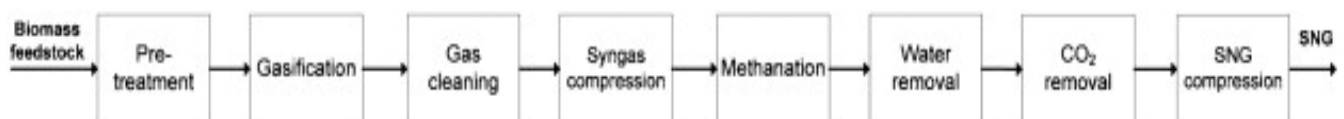
För att få en övergripande bild över SNG-processen samt för att få en förståelse för ekonomiska begrepp som används senare i rapporten ges kort introduktion till dessa.

SNG-processer

SNG står för syntetisk naturgas och är en brännbar gasblandning som består huvudsakligen av metan och liknar sammansättningen av fossil naturgas. Den utvinns bland annat av att biomassa i form av träflis och rester från skogsindustrin omvandlas i bioraffinaderier. Under processen uppstår biprodukter och föroreningar som avskiljs för att erhålla en syntesgas som består av nästan enbart vätgas och kolmonoxid [2]. För att omvandlingen ska bli optimal måste biomassan först förärbettas för att få rätt egenskaper så som fukthalt inför förgasningen. Förbehandlingen består ofta av torkningsprocesser till exempel med luft, rökgaser eller ånga eller av ett pyrolyssteg. Under förgasningsprocessen oxideras biomassa delvis till syntesgas som kan användas för att producera elektricitet i gasturbiner, motorer, bränsleceller eller omvandlas genom syntes i katalytiska reaktioner till kemikalie- och transportbränsle.

Förgasning av biomassa sker i en förgasare; det finns direkt och indirekt förgasning. Förgasningen involverar endotermiska, värmekrävande, kemiska reaktioner och det bildas även kolmonoxid, väte samt metan. För SNG-produktion är förgasningsmedlet oftast ånga som ger syntesgas med högt metaninnehåll som produkt.

Efter förgasning finns biprodukter och föroreningar, så som tjära och partiklar, i syntesgasen och dessa avlägsnas innan metaniseringen genom olika filter och skrubbar [2]. Ett exempel på en skrubbar är en oljeskrubb där RME, rapsmetylester, som är gjord på rapsolja används som ett separationsmedel [4]. Den rena syntesgasen komprimeras innan metaniseringen som består av tre katalytiska serioreaktorer. I reaktorerna omvandlas kolmonoxid, koldioxid samt vätgas till metan. Efter metaniseringen innehåller gasen en väsentlig del vatten och koldioxid som måste avlägsnas för att få den önskade produkten. Vatten avskiljs dels genom kylning av gasen som leder till kondensation, dels genom ett särskilt avskiljningssteg (selektiv adsorption eller absorption av vatten). Koldioxid tas bort genom olika metoder såsom fysikalisk eller kemisk absorption, vid avskiljningen av koldioxid kan en liten del av metanet följa med som leder till en liten förlust av produkten. Sista steget är att komprimera SNG så att ett högt tryck bildas [3]. Ett exempel på ett separationsmedel i CO₂- och H₂S avskiljning är monoetanolamin (MEA).[5]



Figur1. En förenklad överblick över en typisk SNG-process. [6]

Ekonomiska begrepp

Kapitalkostnad

Kapitalkostnad är kostnaden för det investerade kapitalet, det vill säga anläggningstillgångens värdeminskning samt eventuell ränta på det inverterade kapitalet. [7]

Investeringskostnad

Är kostnaden för en investering. Den totala investeringskostnaden inkluderar, förutom kostnaden för komponenten, förstudier, installation, igångkörning samt andra kringkostnader. [7]

Rörlig kostnad

Är kostnaden för att driva anläggningen. Den inkluderar allt ifrån bränsle till personalkostnader samt administration. [7]

Vinst

Vinsten kan förenklat sägas vara skillnaden mellan försäljningspriset och de rörliga kostnaderna samt avskrivningar. [7]

Återbetalningstid

Återbetalningstiden är den tid det tar för en maskin att generera ett så stort ackumulerat positivt resultat att det täcker investeringskostnaden. [7]

CEPCI

Chemical Engineering Plant Cost Index eller CEPCI är ett index för att jämföra kostnader i kemikalieindustri över tid. Indexet tar hänsyn till bland annat teknisk utveckling och inflation för att möjliggöra en uppskattning av värdet på kostnadsdata från tidigare år. [8]

Payback-metoden

Payback-metoden är en investeringskalkyl som går ut på att beräkna hur lång tid det tar att få tillbaka det investerade beloppet. Vid jämförelse av olika investeringar väljs den med kortast payback-tid. De stora fördelarna med payback-metoden är att man bara behöver ta hänsyn till konsekvenserna under återbetalningstiden, den är enkel att använda och man behöver inte uppskatta en kalkylränta.

Nackdelarna är däremot att den inte tar hänsyn till produktens livslängd alltså hur lång tid som investeringen genererar inbetalningar. Metoden tar heller inte hänsyn till att betalningar vid olika tidpunkter har olika stort värde. Trots detta är den vanligt förekommande i industrin. Den är en bra metod till en första grov uppskattning av ett projekts lönsamhet. [7]

Noggrannhet

Kostnadsuppskattningar syftar till att kunna ligga till grund för tidiga bedömningar av investeringar. Resultatet behöver därför inte vara exakt överensstämmande med den verkliga kostnaden. För den här typen av tidiga bedömningar är det enligt [23] lämpligt att uppnå *Class 3*, se figur 2 det vill säga en noggrannhet på ungefär $\pm 30\%$.

Estimate Class	Project Definition (% of complete definition)	Purpose of Estimate	Estimating Method	Accuracy Range (variation in low and high ranges)	Preparation Effort (Index relative to project cost)
Class 5	0–2	Screening	Capacity-factored, parametric models	L: –20 to –50% H: 30 to 100%	1
Class 4	1–15	Feasibility	Equipment-factored, parametric models	L: –15 to –30% H: 20 to 50%	2–4
Class 3	10–40	Budget authorization or cost control	Semi-detailed unit-cost estimation with assembly-level line items	L: –10 to –20% H: 10 to 30%	3–10
Class 2	30–70	Control of bid or tender	Detailed unit-cost estimation with forced, detailed takeoff	L: –5 to –15% H: 5 to 20%	4–20
Class 1	50–100	Check estimate, bid or tender	Semi-detailed unit cost estimation with detailed takeoff	L: –3 to –10% H: 3 to 15%	5–100

Figur 2. De olika klasserna av kostnadsuppskattning enligt [23]

Kostnadsuppskattning

Vid utförande av kostnadsuppskattning krävs en beräkning av hur mycket dyrare det är att köpa en hel anläggning i förhållande till kostnaden för de enskilda komponenterna. Det finns olika metoder för en sådan beräkning och i projektet används faktorer från *Economic evaluation of energy efficiency measures in industrial energy* [14]. Dessa faktorer skalar upp priserna på komponenterna så att de inkluderar kringkostnader så som installation, rördragning och byggnader. Faktorerna ser olika ut för huruvida processen arbetar med flytande eller gasformigt medium. För att öka noggrannheten i uppskattningen delas därför bioraffinaderiprocessen upp i dessa två där den första delen genom feedern, förgasaren, gaskylning och filtrering approximeras till flytande medium och resten av gasreningen och metaniseringen uppskattas till gasformigt medium. För den flytande delen är faktorn 4,4 och för den gasformiga delen är faktorn 5,8 [14].

Metod

Förstudie

Målet med databasen är att den ska vara ett verktyg för doktoranderna på avdelningen Värmeteknik och Maskinlära, de ska kunna göra kostnadsuppskattningar samt jämföra olika utrustningar med varandra. Intervjuer genomförs så att biobränsletillverkningsprocesser som är av intresse identifieras. De doktorander som intervjuas är Johan Isaksson, Valeria Lundberg, Roman Hackl, Viktor Andersson, Daniella Johansson, Hanna Ljungstedt, Elin Svensson och Rickard Fornell.

Produktframställning

Innehållet i databasen består främst av uppsamlad information från litteratursökning samt sökning på databaser så som: *ScienceDirect*, *Scopus* och *Google Scholar* från vilka vetenskapliga tidskrifter och publikationer framkommit. Nyckelord för sökningen, så som *capital cost*, *investment cost* och *equipment cost*, kombineras med namn på önskade processdelar för att endast få artiklar som är relevanta. En del artiklar som används för information har fått som referenser efter förstudien. Kostnadsdatasökningen är en omfattande process vilket gör att artiklar och annan litteratur endast skummas igenom i ett första stadium för att uteslutas om inga kostnadsdata påträffas eller djupläsas om innehållet har relevans. I de fall då informationen som eftersöks inte hittas används data för processer i liknande anläggningar men som fungerar och är utformade på liknande sätt. Under sökningen hittas ytterligare processer, inom bioraffinaderier, som inte nämns i intervjuerna. För att göra databasen så omfattande som möjligt inkluderas också dessa. Till största delen är det investeringskostnader som anges i databasen men i vissa fall är det kapital- och utrustningskostnader. För att få en användarvänlig databas finns det tydligt förklarat i databasen vad kostnaden som är angiven inkluderar.

En databas som är lätt att använda och korrigera utformas enkelt i Microsoft Excel där navigeringen underlättas genom att liknande utrustning samlas under specifika kategorier. Kategorierna ges varsin flik vilket underlättar sökandet. Struktur och färgkodning är densamma genom hela databasen. Det är viktigt att information om vad kostnaderna innehåller framstår tydligt dock läggs detta i kommentarer för att få en kompakt databas som är enkel att läsa av. Beräkningar som görs motiveras tydligt i kommentarer till celler dels så man enkelt kan modifiera om detta skulle önskas och dels för att man ska vara medveten om hur de ser ut. I databasen ska kostnaderna göras om från den ursprungliga kostnaden, till kostnaden för önskad storlek på komponenten i miljoner euro (€) för relevant årtal. För att skala upp komponenten till önskad storlek används ekvation (1). [9]

$$present\ cost = \left(\frac{insert\ size}{base\ scale} \right)^R * base\ cost \quad (1)$$

Där *insert size* är den önskade storleken, *base scale* storleken då kostnaden *base cost* gäller. *R* är en skalningsfaktor.

För att sedan få önskad valuta i aktuellt års penningvärde uppdateras kostnaden först med *Chemical Engineering plant cost index* (CEPCI) till aktuellt års penningvärde, se ekvation (2).

$$precost = present\ cost * \frac{CEPCI_{present}}{CEPCI_{original\ cost}} \quad (2)$$

Därefter fås den önskade kostnaden genom att konvertera *precost* till euro (€) med 2010 års valutakurs [10]. Ytterligare en kostnad fås ut i form av installationskostnaden då man multiplicerar med en installationsfaktor; *overall installation factor*. I vissa fall uppskattas dessa faktorer, detta görs med hjälp av *Perry's Chemical Engineering Handbook* [11], där standardvärden finns definierade. *Scale facor* är uppskattad till 0,6 och *overall installation factor* till 1,67.

För att skapa en så användarvänlig databas som möjligt matas $CEPCI_{present}$ och växelkurs in i en separat flik i början av databasen, där de definieras för hela databasen. Referenser ges för varje komponent och förtydligas i en separat flik i slutet av databasen där fullständig källa ges.

För att få fram den önskade kostnaden är det möjligt att räkna på två olika sätt. Dels på det sätt som presenterats ovan och som används i databasen och dels kan man först konvertera till euro (€) med valutakursen för det året från vilket kostnaden kommer ifrån och därefter uppdatera med CEPCI till kostnaden i aktuellt års penningvärde. Alternativt används i databasen eftersom CEPCI främst är baserad på US\$ [12] och stor del av de uppsökta kostnaderna är i den valutan. I och med detta blir konverteringen till euro (€) mest verklighetstrogen om man använder alternativt. Övriga kostnader är i euro (€) innan konvertering därmed krävs endast uppdatering till relevant årtal. För de kostnaderna bör ett index baserat på euro (€) användas för att ge ett så bra resultat som möjligt. Något sådant index har inte hittats och därför har CEPCI används även för dessa kostnader då resultaten blir rimliga.

Fallstudie

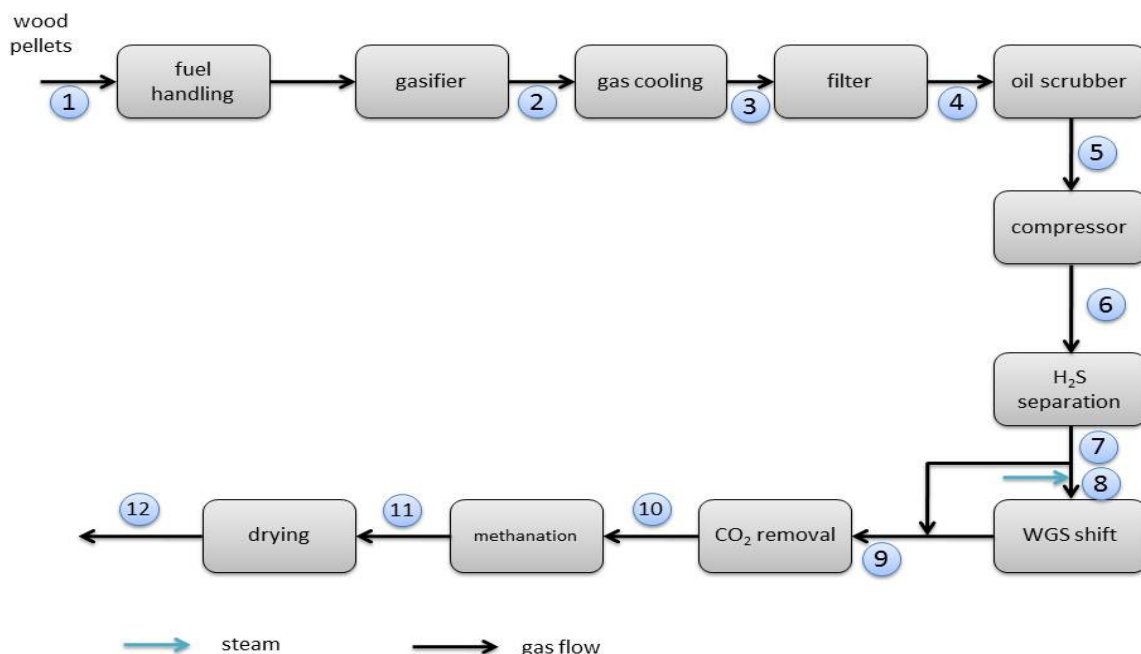
En lönsamhetsbedömning genomförs för att testa databasen och undersöka hur mycket stöd i form av bidrag som behövs för att detta ska vara en ekonomiskt lönsam teknik vid olika återbetalningstider det vill säga hur lång tid tar det innan det ackumulerade inbetalningsöverskottet täcker grundinvesteringen.

Eftersom det finns stora osäkerheter i vad det ekonomiska stöden för SNG-produktion kommer hamna på i Sverige går lönsamhetsbedömningen ut på att beräkna hur lång tid det tar för det ackumulerade inbetalningsöverskottet att täcka grundinvesteringen vid olika nivåer på bidragen. Eftersom payback-metoden är framtagen för att beräkna hur lång tid det tar innan de årliga inkomsterna täcker grundinvesteringen används den i lönsamhetsbedömningen. Den tar inte hänsyn till produktens livslängd och kalkylräntan som i annat fall hade behövts uppskattats och därmed hade osäkerheten ökat i bedömningen. Ekvation (3) används för att beräkna tiden.[7]

$$T = \frac{G}{A} \quad (3)$$

T är återbetalningstiden; den tid i år det kommer ta innan investeringen har betalat sig. G är grundinvesteringen; den totala kostnaden för tekniken och A är den årliga inkomsten. Målet är att räkna ut vid hur stort ekonomiskt stöd per såld kWh SNG som investeringen betalar sig om tio, femton respektive tjugo år. Grundinvesteringen (G) är konstant och tas fram genom att analysera tekniken och plocka fram de stora komponenterna. För att sedan plocka fram priserna på dessa med hjälp av den framtagna databasen. Den årliga inkomsten (A) består av intäkter från SNG och fjärrvärmeproduktion men också utgifter i form av operationskostnader. För att kunna göra lönsamhetsbedömning krävs data för grundinvesteringen och de årliga intäkterna.

För att kunna använda databasen till en kostnadsuppskattning av en GoBiGas-liknande anläggning identifieras alla större komponenter i processen. Detta görs med hjälp av utgivet material från Göteborgs Energi [13], se figur 3.



Figur 3. En övergripande skiss på de stora delarna i ett bioraffinaderi [13].

Databasen kräver också att storleken på komponenterna är kända eftersom priset är beroende av storleken. För att få fram storlekarna används en modell i Aspen, ett simuleringsprogram, som är framtagna av Stefan Heyne, doktorand vid Värmeteknik och Maskinlära, där en simulering av processen utförs. När både komponenterna och deras storlek är kända används databasen för att ta fram investeringskostnaden vilket redovisas i tabell 1. Kostnadsdata för H₂S-separationen var inte inkluderad i databasen vilket medförde att den approximerades med en CO₂ removal. Detta kunde göras eftersom båda separerar med hjälp av aminer och därmed ser processerna liknande ut och därmed får liknande kostnader.

	Kostnad	Kapacitet
Fuel Handling	175 252 €	32 MW
Gasifier	43 410 000 €	32 MW
Gas Cooling	635 030 €	1.516 kg/s
Filter	780 000 €	2.32 kg/s
Oil Scrubber	742 605 €	2.9541 m ³ /s
Compressor	542 600 €	1.5 MW
H₂S separation	1 264 131 €	7.39 cu,ft/min
WGS Shift	927 616 €	203.4037 kmol/hr
CO₂ Removal	1 329 388 €	7.3219 cu,ft/min
Methanation	2 690 088 €	25,3 MWth
Drying	14 291 €	334,7686 cum/hr
	51 968 401 €	

Tabell 1. Kostnadsuppskattningar för investeringskostnader.

I tabell 1 ligger priset för de stora komponenterna som ingår i den GoBiGas liknande anläggningen. Det är dock enbart priset för själva komponenterna och för att genomföra en bättre lönsamhetsbedömning måste kringkostnader som installation, byggnader och rörläggning läggas till. För att göra en så bra uppskattning som möjligt används två olika faktorer; en för processen med fast materia och en för flytande. Före *oil scrubbern* kan man se processen som fast och efter som flytande [14]. Så efter att ha adderat kostnaderna före *oil scrubbern* och multiplicerat dessa med faktorn 4,4 och gjorts detsamma med den senare delen av processen som är flytande och multiplicerat denna med 5,8 fås följande:

$$45\,742\,887 \text{ euro (€)} * 4,4 = 201\,268\,709 \text{ euro (€)}$$

$$6\,225\,514 \text{ euro (€)} * 5,8 = 36\,107\,981 \text{ euro (€)}$$

Den totala kostanden för installerad utrustning är:

$$201\,268\,709 \text{ euro (€)} + 36\,107\,981 \text{ euro (€)} = 237\,376\,690 \text{ euro (€)}$$

Projektet får ett stöd på 222 miljoner kronor från energimyndigheten [14] vilket om det omvandlas till euro (€) med valutakursen från 2010 [15] blir 23 267 270 euro (€). Eftersom det inte finns tillgänglig statistik på vissa priser senare än 2010 så är lönsamhetsbedömningen hämtas största delen av informationen från 2010 med undantag för kostnaden för aminer.

En sammanfattning av ovanstående beräkningar ges i tabell 2. Grundinvesteringen för projektet inklusive det ekonomiska stödet är: 214 109 420 euro (€)

Grundinvesteringen			
Komponentkostnad	51 968 401	euro (€)	Grundinvesteringen
Installerad utrustning	237 376 690	euro (€)	Grundinvesteringen med faktorer för installation, byggnad och rörläggning
Ekonomiskt stöd	- 23 267 270	euro (€)	Dras från tidigare värde
Totalt	214 109 420	euro (€)	Slutliga

Tabell 2. Sammanfattning av grundinvesteringen för projektet.

Intäkter

Nedan beräknas det som antas fås som intäkter från anläggningen. I tabell 3 redovisas den information som behövs för att beräkna intäkterna.

Intäkter				
SNG	Naturgaspris	58,5	Öre/kWh	[16]
	Drifttid	8 000	h/år	[13]
	Produktion	20 000	kW	[13]
Fjärrvärme	Pris	692,33	SEK/MWh	[17]
	Drifttid	8 000	h/år	[13]
	Produktion	5 000	kW	[13]

Tabell 3. Redovisar priser och konsumtion för att möjliggöra intäktsberäkningar.

SNG:

Intäkterna för SNG fås enligt:

$$\begin{aligned} \text{Intäkter}_{\text{SNG}} &= \text{Produktion} * \text{Drifttid} * \text{Pris} = 20\,000 \text{ kW} * 8\,000 \text{ h/år} * 0.585 \text{ SEK/kWh} \\ &= 93\,600\,000 \text{ SEK/år} \end{aligned}$$

För att göra om det till euro (€) används valutakursen från 2010 [15]:

Intäkterna för SNG: 9 809 984 euro (€)/år

Fjärrvärme:

På samma sätt som ovan får intäkter för fjärrvärme

$$\begin{aligned} \text{Intäkter}_{\text{Fjärrvärme}} &= \text{Produktion} * \text{Drifttid} * \text{Pris} = 5 \text{ MW} * 8\,000 \text{ h/år} * 692,33 \text{ SEK/MWh} \\ &= 27\,693\,200 \text{ SEK/år} \end{aligned}$$

För att göra om det till euro (€) används valutakursen från 2010 [15]:

Intäkterna för fjärrvärme är: 2 902 456 euro (€)/år

Sammanställning av intäkter:

De totala årliga intäkterna exklusive bidrag och ekonomiskt stöd är:

$$9\,809\,984 + 2\,902\,456 = 12\,712\,440 \text{ euro (€)/år}$$

Operations kostnader

För att driva anläggningen uppstår en del operationskostnader som också de måste tas hänsyn till vid lönsamhetsbedömningen. I tabell 4 redovisas den information som krävs för omräkning.

Operationskostnader				
Skogsflis	Pris	200	SEK/MWh	[17]
	Drifttid	8 000	h/år	[13]
	Konsumtion	32	MW	[13]
Elektricitet	Pris	69	öre/kWh	[16]
	Drifttid	8 000	h/år	[13]
	Konsumtion	3 000	kW	[13]
RME	Värmevärde	38,5	MJ/kg	[18]
	Pris	1,45	US\$/ton	[19]
	Drifttid	28 800 000	s/år	[13]
	Konsumtion	0,5	MW	[13]
MEA	Pris	1 250	US\$/ton	[5]
	Konsumtion	1 400	Kg/år	[20]

Tabell 4. Redovisar priser och konsumtion för operationskostnader.

Skogsflis:

Den biomassa som matas in i anläggningen approximeras med skogsflis. Kostnaden för detta fås enligt:

$$\begin{aligned} \text{Kostnad}_{\text{skogsflis}} &= \text{Pris} * \text{Konsumtion} * \text{Drifttid} = 200 \text{ SEK/kWh} * 32 \text{ MW} * 8\,000 \text{ h/år} \\ &= 51\,200\,000 \text{ SEK/år} \end{aligned}$$

För att göra om det till euro (€) omvandlas det med valutakursen från 2010 [15]:

Kostnaden för bränslet är: 5 366 145 euro (€)/år

Elektricitet:

Elektricitet krävs för att driva anläggningen och kostnaden för det fås genom:

$$\begin{aligned} \text{Kostnad}_{\text{Elektricitet}} &= \text{Pris} * \text{Konsumtion} * \text{Drifttid} = 0,69 \text{ SEK}/\text{kWh} * 3\,000 \text{ kW} * 8\,000 \text{ h/år} \\ &= 16\,560\,000 \text{ SEK/år} \end{aligned}$$

För att göra om det till euro (€) omvandlas det med valutakursen från 2010 [15]:

Kostnaden för elektricitet är: 1 735 613 euro (€)/år

RME:

Används som skrubbedel i *oil scrubbern* och kostnaden för den fås genom

$$\begin{aligned} \text{Kostnad}_{\text{Elektricitet}} &= \text{Pris} * \text{Konsumtion} * \text{Drifttid} \\ &= \frac{28\,800\,000 \text{ s/år} * 0,00145 \text{ US$/kg} * 0,5 \text{ MW}}{38,5 \text{ MJ/kg}} = 542 \text{ US$/år} \end{aligned}$$

För att göra om det till euro (€) omvandlas det med valutakursen från 2010 [15]:

Kostnaden för RME: 409 euro (€)/år

Aminer:

Kostnaden för de aminer som används vid upparbetningen fås genom

$$\text{Kostnad}_{\text{Aminer}} = 1\,400 \text{ kg/år} * \frac{1\,250}{1\,000} \text{ \$/kg} = 1\,750 \text{ \$/år}$$

För att göra om det till euro (€) omvandlas det med valutakursen från 2010 [21]:

Kostnaden för MEA är: 1321 euro (€) /år

Sammanställning av operationskostnader:

Den totala operationskostnaden per år är:

$$\begin{aligned} &5\,366\,145 \text{ euro (€)} + 1\,735\,613 \text{ euro (€)} + 409 \text{ euro (€)} + 1\,321 \text{ euro (€)} \\ &= 7\,103\,488 \text{ euro (€)/år} \end{aligned}$$

Sammanställning			
Intäkter	SNG	9 809 984	euro (€)/år
	Fjärrvärme	2 902 456	euro (€)/år
	Totalt	12 712 440	euro (€)/år
Operationskostnader			
	Bränsle	5 366 145	euro (€)/år
	Elektricitet	1 735 613	euro (€)/år
	RME	409	euro (€)/år
	Aminer	1321	euro (€)/år
	Totalt	7 103 488	euro (€)/år

Tabell 5. Sammanställning av resultatet av intäkter och operationskostnader

Återbetalningstid på 10 år

Då återbetalningstiden (T) antas vara 10 år och grundinvesteringen (G) är framräknad till 214 109 420 euro (€) finns det bara en okänd i ekvation (3) och därmed är det möjligt att ta fram vad den årliga inkomsten (A) genom:

$$10 \text{ år} = \frac{214\,109\,420 \text{ euro (€)}}{A}$$

Vilket visar att intäktskravet är: $A=21\,410\,942 \text{ euro (€)}/\text{år}$.

De årliga intäkterna beror på intäkterna från fjärrvärmen (I_f), SNG-produktionen (I_{SNG}) och operationskostnaderna (K_o) vilket ger ekvation (4).

$$A = I_f + I_{SNG} - K_o \quad (4)$$

Nu går det att räkna ut hur mycket intäkter som behöver komma från SNG-produktionen för att ge en återbetalningstid på 10 år.

$$21\,410\,942 + 7\,103\,488 - 2\,902\,456 = 25\,611\,974 \text{ euro (€)}/\text{år}$$

$$I_{SNG} = 25\,611\,974 \text{ euro (€)}/\text{år}$$

Eftersom intäkterna från SNG är givna utan bidrag går det att få fram hur stort ekonomiskt stöd som behövs.

$$\begin{aligned} I_{SNG} - I_{SNG_{utanbidrag}} &= 25\,611\,974 \text{ euro (€)}/\text{år} - 12\,712\,440 \text{ euro (€)}/\text{år} \\ &= 12\,899\,534 \text{ euro (€)}/\text{år} \end{aligned}$$

För att få fram stödet i rätt enhet (kWh) måste först kapaciteten tas fram:

$$20\,000 \text{ kW} \cdot 8000 \text{ h} = 160\,000\,000 \text{ kWh}$$

Nu kan det ekonomiska stödet i euro (€)/kWh räknas ut:

$$\frac{12\,899\,534 \text{ euro (€)}/\text{år}}{160\,000\,000 \text{ kWh}} = 0.081 \text{ euro (€)}/\text{kWh}$$

Återbetalningstid på 15 år

På samma sätt som för tio år kan återbetalningstiden för femton år räknas ut.

$$15 \text{ år} = \frac{214\,109\,420 \text{ euro (€)}}{A}$$

Vilket visar att den årliga intäkten är: $A=14\,273\,961 \text{ euro (€)}/\text{år}$.

$$14\,273\,961 + 7\,103\,488 - 2\,902\,456 = 18\,474\,993 \text{ euro (€)}/\text{år}$$

$$I_{SNG} = 18\,474\,993 \text{ euro (€)}/\text{år}$$

$$\begin{aligned} I_{SNG} - I_{SNG_{utanbidrag}} &= 18\,474\,993 \text{ euro (€)}/\text{år} - 12\,712\,440 \text{ euro (€)}/\text{år} \\ &= 5\,762\,553 \text{ euro (€)}/\text{år} \end{aligned}$$

Nu kan det ekonomiska stödet i euro (€)/kWh räknas ut:

$$\frac{5\,762\,553 \text{ euro (€)}/\text{år}}{160\,000\,000 \text{ kWh}} = 0.036 \text{ euro (€)}/\text{kWh}$$

Återbetalningstid 20 år

Liksom ovan får återbetalningstiden för tjugo år räknas ut.

$$20\text{år} = \frac{214\,109\,420 \text{ euro (€)}}{A}$$

Vilket visar att den årliga intäkten blir: $A=10\,705\,471 \text{ euro (€)/år}$.

$$10\,705\,471 + 7\,103\,488 - 2\,902\,456 = 14\,906\,503 \text{ euro (€)/år}$$

$$I_{SNG} = 14\,906\,503 \text{ euro (€)/år}$$

$$\begin{aligned} I_{SNG} - I_{SNG_utanbidrag} &= 14\,906\,503 \text{ euro (€)/år} - 12\,712\,440 \text{ euro (€)/år} \\ &= 2\,194\,063 \text{ euro (€)/år} \end{aligned}$$

Nu kan det ekonomiska stödet i euro (€)/kWh räknas ut:

$$\frac{2\,194\,063 \text{ euro/år}}{160\,000\,000 \text{ kWh}} = 0.014 \text{ euro (€)/kWh}$$

Resultat

Vid genomförandet av metoden ovan fås följande resultat.

Förstudie

Utifrån intervjuerna skapas en prioriteringslista på processer som ingår i databasen, se bilaga 1, samt tips och förslag på referenser och utformningen. En del processer är av doktoranderna mer intressanta och dessa uppmärksammas då och prioriteras. Processer som används för kostadsuppskattning på fallstudien har högst prioritet.

Produktframställning

Databasen är utformad på engelska i Microsoft Excel och varje flik innehåller en kategori; förbehandling, förgasning, gasrening, syntes, upparbetning samt kringutrustning. De komponenter som ingår redovisas i bilaga 2. De två första flikarna har ett mer informativ innehåll. Den första fliken innehåller ett förklarande blad om vad databasen innehåller och hur beräkningar görs. I den andra fliken finns CEPCI för olika år samt växelkurser mellan olika valutor för olika år angivet. Beroende på vilket resultat som önskas definieras dessa värden här och gäller för hela databasen. En färgkodning görs i databasen för att tydlig skapa skillnad mellan delarna, enligt figur 4.

Input data that is defined for the entire database
Known data
Input data for each tab
Calculation
Assumed data

Figur 4. Visar hur färgkodningen i databasen är definierad.

Flikarna med kategorier är uppdelad i tre delar; en del med kostnader, en uträknande del och en informativ del. Delen med kostnaderna består av de uppsökta kostnadsdata och är uppdelat enligt figur 5.

<u>Base cost</u>	<u>Currency</u>	<u>CEPCI</u>	<u>Scale factor</u>	<u>Base scale</u>	<u>Unit scale</u>	<u>Overall installation</u>
			<u>(R)</u>	-		<u>factor</u>
25,3	M EUR 02	395,6	1	208	m3	1,3
36,5	M EUR 02	395,6	0,72	362	m3	1

Figur 5. Visar hur delen med kostnadsdata är upplagd.

Base cost är kostnaden för komponenten i den storleken som *base scale* anger. *Scale factor (R)* krävs för att kunna skala upp komponenten till önskad storlek. Spalten med CEPCI krävs för att kunna räkna om kostanden från angivet till relevant årtal. Med *overall installation factor* görs en uträkning av installationskostnaden för den specifika komponenten genom att multiplicera kostnaden med installationsfaktorn. För vissa komponenter har faktorerna varit tvungna att uppskattas för att göra beräkningarna i beräkningsdelen möjliga. För att förtydliga vilka värden som är uppskattade har de försetts med en annan färg, se figur 4.

<u>Included</u>	<u>Comments</u>	<u>Referrences</u>
TCI		(2) Carlo N. Hamelinc

Figur 6. Visar hur den informativa delen i databasen är utformad.

Den informativa delen visas i figur 6 och används för att ge information om kostnaderna; var de hittades och vad som ingår i dem. I cellen *included* ges en förklaring om vad den angivna kostnaden innehåller; om det till exempel är en investeringskostnad eller kapitalkostnad. I cellen ges endast ett ledord som sedan förklaras i en kommentar till cellen. På detta sätt blir cellerna korta vilket gör dokumentet enklare att använda och läsa av. Referenserna förtydligas i en flik i slutet av databasen.

Uträkningsdelen, se figur 7, syftar till att göra om den ursprungliga kostnaden till kostnaden för önskad storlek på processen i miljoner euro (€) för relevant årtal. Genom att få ut alla kostnader i samma valuta underlättas jämförelsen mellan komponenterna. De formler som används för omräkningen förklaras i kommentarer till cellerna där beräkningen sker, se metod avsnittet.

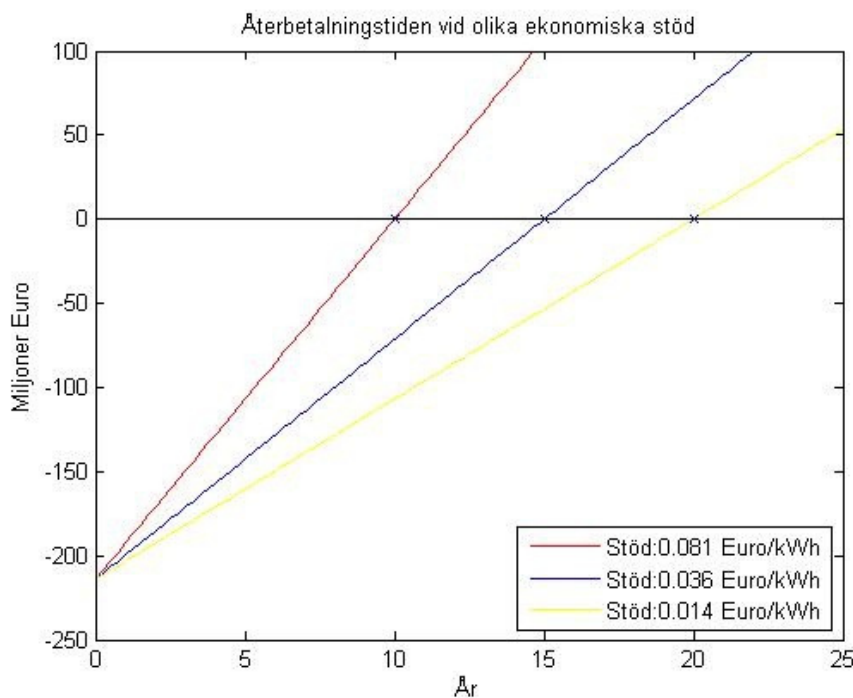
Insert size	PreCost	Currency	Cost	Currency
	0	M EUR	0	M EUR
	0	M US\$	0	M EUR

Figur 7. Visar hur beräkningsdelen i databasen är utformad.

Mer utförliga användarinstruktioner visas i bilaga 3.

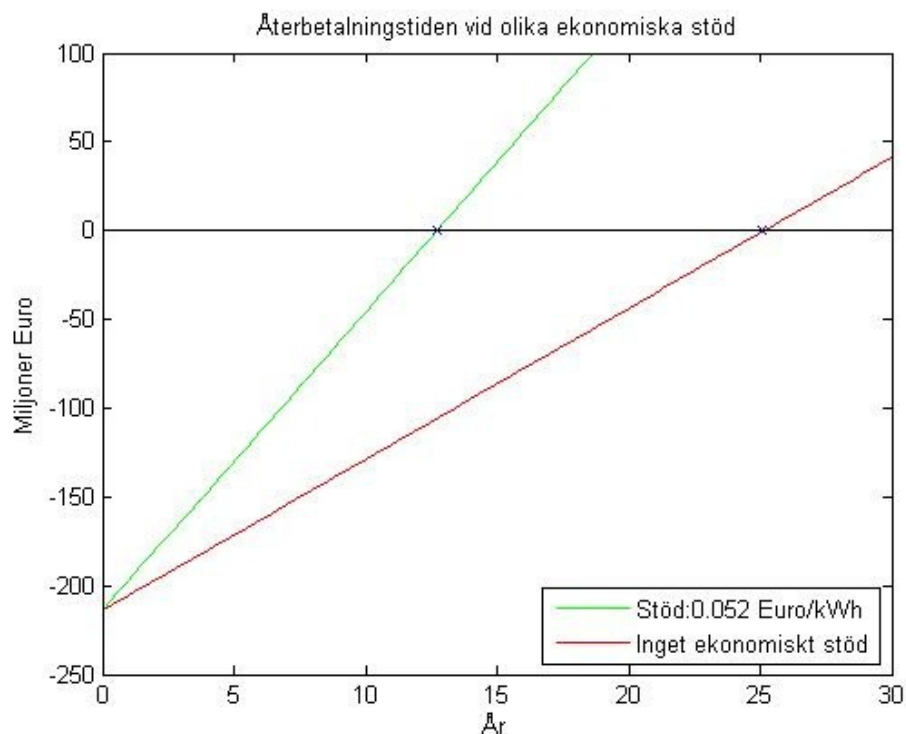
Fallstudie

En lönsamhetsbedömning genomförs för att testa databasens användbarhet och undersöka hur mycket ekonomiskt stöd som behövs för att detta ska vara en ekonomiskt lönsam teknik vid olika återbetalningstider. Det vill säga hur lång tid tar det innan det ackumulerade inbetalningsöverskottet täcker grundinvesteringen. Resultatet blir att för en återbetalningstid på 10 år så behövs ett ekonomiskt stöd på 0,081 euro (€)/kWh, för 15 år 0,036 euro (€)/kWh och för 20 år 0,014 euro (€)/kWh se figur 8.



Figur 8. Graferna visar cash flow, kryssen representerar tiden det tar att få tillbaka investerade pengar vid olika ekonomiska stöd.

För att undersöka om dessa nivåer är rimliga går det att jämföra med stödet i Danmark som är 50 öre/kWh [22] vilket omräknat till euro (€) blir 0,052 euro (€)/kWh [15]. Återbetalningstiden för den här processen med det danska stödet på 0,052 euro (€)/kWh blir 12,7 år. Utan bidrag blir återbetalningstiden 25 år.



Figur 9. Graferna visar cash flow, kryssen representerar tiden det tar att få tillbaka investerade pengar med samma stöd som i Danmark

Diskussion

Produkten

Som helhet kan sägas att databasen är ett bra hjälpmedel för att göra kostnadsuppskattningar för bioraffinaderier. Styrkorna i databasen är att den är lätt att använda, kan hantera olika valutor vid olika tider och att den täcker ett stort antal komponenter. De områden som kan vidareutvecklas är databasens noggrannhet och skalningsfunktionens parametervärden för de olika komponenterna.

Databasen har utvecklats för att användas för att uppskatta investeringskostnaden för ett bioraffinaderi och därför täcker den de komponenter som ingår i ett sådant. I strävan att nå denna bredd av komponenter har djupet nedprioriterats, det vill säga att fokus har legat på att ta fram, i alla fall någon, kostnadsdata för varje komponent snarare än att hitta många olika kostnader för samma komponent. För att göra en kostnadsuppskattning är det viktigt att alla relevanta komponenter kommer med så att inte något missas. Ett flertal kostnadsdata för till exempel olika dimensioner av samma komponent hade ökat databasens noggrannhet då det hade varit möjligt att interpolera fram kostnaderna istället för att använda skalfaktorer. Under ett eventuellt vidarearbete med databasen skulle därför en ökning i mängden data ge bra utslag i noggrannhet och därmed göra databasen bättre.

För att kunna bedöma hur bra databasen är jämförs den med de krav som sattes upp före arbetet inleddes. Kraven består dels i en lista med fysiska krav och en med innehållsmässiga krav. De fysiska kraven består till exempel av att databasen ska vara på engelska, att den ska vara uppdelad på områden efter var i processen komponenten sitter, att den ska hantera valutaomvandling och vara tydlig med vad som ingår i varje kostnadsställe. Bland de innehållsmässiga kraven återfinns de önskemål doktoranderna lämnade vid intervjuerna; vilka komponenter som ska vara med. Kravlistan från doktoranderna är mycket lång och det är därför viktigt att prioritera bland komponenterna på ett sätt så att databasen fortfarande är relevant men att litteratursökningen inte blir allt för tidskrävande.

Vid en jämförelse mellan den faktiska databasen och de mål som sattes upp framgår att de fysiska kraven är väl uppfyllda. Värt att notera är uppfyllnadsgraden på målet: att vara tydlig med vad som ingår i kostnaden. Den referenslitteratur som används inte är konsekvent och tydlig med vad som ingår i och med det är det svårt att vara tydlig i databasen. Det är därför i vissa fall svårt att veta exakt vad som ingår i varje kostnad och detta är därför en felkälla. Innehållet i databasen fungerar bra att använda vilket märktes vid fallstudien på den GoBiGas liknande anläggningen, den enda data som saknades var kostnaden för H₂S-separatören och det har inte varit möjligt att finna kostnadsdata för den komponenten. För att kringgå detta användes kostnadsdata för CO₂-separatören som en god approximation av det verkliga fallet eftersom båda använder aminer för att separera.

För att konvertera valutorna till euro (€) för 2010 används en metod baserad på *Chemical engineering plant cost index (CEPCI)* vilket är ett index för att konvertera dollar mellan olika år. Detta är en standardmetod som används i branschen för valutakonversion och ger en bra uppskattning om penningvärdet. Det har varit en strävan genom hela databasuppbyggnaden att använda så nya data som möjligt för att uppnå god noggrannhet och det finns därför inga data som är från före 1990 i databasen. Metoden är också applicerbar för att konvertera euro från olika år men då med sämre noggrannhet eftersom den är utformad för dollar. Detta skapar en felkälla på de kostnadsdata som är i euro (€) men eftersom databasen endast hanterar uppskattningar anses denna felkälla inte betydligt påverka resultatet.

Den här typen av databas inskränker sig inte endast till att användas för bioraffinaderier utan går att använda på andra typer av anläggningar och fabriker. Tekniken, att skala fram kostnader, används idag för prisuppskattningar inom flera delar av kemikalieindustrin. Det går däremot endast att göra mycket

grova uppskattningar och går därför inte att använda för att göra till exempel offerter utifrån. Då krävs mycket mer detaljerade studier eftersom marginalerna kan vara mycket små och kräva exakthet. Den här typen av databas lämpar sig alltså mestadels för att kunna jämföra olika tekniker mot varandra i ett tidigt projektskede eller i fallstudier. Då de jämförda teknikernas kostnader och lönsamhet uppskattas i databasen blir de i förhållande till varandra relativt rättvisande även om de uppskattade kostnaderna kan differera jämfört med det verkliga priset. Därför finns det användning för den här typen av databas överallt där tekniker på ett tidigt stadium i utvecklingen ska jämföras med varandra.

På kort sikt är databasen tidsbeständig i den meningen att den ger rättvisande resultat förutsatt att valutan uppdateras från 2010 års. Det beror på att den data som databasen bygger på är relativt ny och att många av de komponenter som används i bioraffinaderier har funnits under lång tid och utvecklas därför inte så mycket längre vilket ger en stabil prisbild. Tidsbeständigheten i databasen är begränsad eftersom tekniken utvecklas snabbt och därmed också prissättningen. För att hålla databasen à jour måste därför den data som databasen byggs av hela tiden uppdateras för att ständigt öka noggrannheten istället för att låta den förfalla.

Fallstudie

Återbetalningstiden för anläggningen, om man räknar med det danska stödet för producerad kWh SNG, ligger nära verkligheten och blir 12,7 år. Detta rimligt eftersom det vid stora strategiska investeringar inte är ovanligt med en återbetalningstid på 10-20 år.

Det finns en osäkerhet på lönsamhetsbedömning då en del antaganden och uppskattningar har gjorts på investeringskostnader, operationskostnader och intäkter, vilka kan skilja sig från det verkliga värdet. Dels är tekniken som producerar biobränslen relativt ny och det finns lite underlag för kostnadsdata. Dessutom tas ingen hänsyn till den tekniska utveckling som sker sedan kostnadsdata om komponenterna hämtas. Detta kan medföra att dagens priser skiljer sig från de i kostnadsuppskattningen. Kapaciteten på de olika komponenterna beräknas i anläggningen utifrån de kända effekterna, vilket skapar en osäkerhet på investeringskostnaderna då de varierar med dessa förutsättningar. I vissa fall är den uppskattade kapaciteten på en komponent inte motsvarande kapaciteten på komponenten i databasen vilket också det skapar osäkerhet. Ytterligare en osäkerhet är att investeringskostnaderna skalas upp med hjälp av faktorer som i vissa fall varit uppskattade.

Den beräknade investeringskostnaden på fallstudien består endast av de största och mest betydande utrustningsdelarna, det vill säga den verkliga kostnaden troligtvis är högre. Därför läggs kringkostnader som installation, byggnader och rörläggning till med hjälp av faktorer vilket ger en mer verklighetsnära kostnad. Med tanke på att dessa faktorer inte tar hänsyn till antalet utrustningar samt storleken och typ på anläggningen, är det en grov uppskattning.

Kostnadsuppskattningen på operationskostnader och intäkterna är baserade på priser från år 2010. Hänsyn tas inte till att priserna förändras mellan åren. Till exempel var priset på skogsflis 98 SEK/MWh år 1994 medan det för år 2010 var 200 SEK/MWh, vilket är ungefär två gånger mer. För fjärrvärme var priset 405 SEK/MWh år 1994 och 692 SEK/MWh år 2010, vilket också är en stor prisskillnad. Det går inte att förutse hur priserna kommer att variera i fortsättningen, vilket leder till en stor osäkerhet.

Priset på elektricitet och SNG är också beroende av den årliga konsumtionen. Lägre konsumtion resulterar oftast i dyrare elektricitet och SNG men anläggningar har oftast en bestämd drifttid så detta har en liten påverkan på lönsamhetsbedömningen, såvida drifttiden inte ändras. Annars är prisskillnaden på elektricitet, mellan år 2007 och år 2010, 40 öre/kWh för en årlig konsumtion på mindre än 20 MWh. Tillgång och efterfrågan är två faktorer som påverkar elektricitet- och SNGpriser

och är svåra att förutse, därför kan operationskostnader och intäkter bli både underskattade och överskattade.

Det finns en hel del risker med att bygga en tekniskanläggning, därför gör många företag riskanalyser. Risker som är relativt sannolika är höjda priser på råvaror samt utrustning, fördröjning i leveranser samt i produktionen. Risker som förekommer mer sällan är ekonomisk kris och stopp i produktionen till exempel på grund av förstörd utrustning eller strejk. En anläggning med ny teknik löper större risk för felaktig lönsamhetsbedömning då den inte i stor utsträckning har testats i praktiken.

Trots att lönsamhetsbedömningen är en grov uppskattning ger resultatet på 12,7 år en indikation på att databasen är tillämpbar för liknande studier.

Referenser

- [1] http://www.goteborgenergi.se/Privat/Projekt_och_etableringar/GoBiGas?gclid=CP2x85avna8CFcm-zAodU3O3ZQ, Göteborgs Energi, 2012
- [2] (<http://www.ne.se.proxy.lib.chalmers.se/lang/syntesgas>, Nationalencyklopedin, Syntesgas, 2012)
- [3] Caecilia R. Vitasari, Martin Jurascik, Krzysztof J. Ptasinski, *Exergy analysis of biomass-to-synthetic natural gas (SNG) process via indirect gasification of various biomass feedstock*, Energy Volume 36, Issue 6, June 2011, Pages 3825–3837 ECOS 2009
- [4] A. van der Drift. R.W.R. Zwart. B.J. Vreugdenhil. L.P.J. Bleijendaal, *Comparing the options to produce SNG from biomass*, Presented at the 18 the European Biomass Conference and Exhibition, May 2010, France, ECN-M--10-050
- [5] Marc-Oliver Schach, Rüdiger Schneider, Henning Schramm and Jens-Uwe Repke, *Techno-Economic Analysis of Postcombustion Processes for the Capture of Carbon Dioxide from Power Plant Flue Gas*, Ind. Eng. Chem. Res. 2010, 49, sida 2363–2370
- [6] http://gobigas.goteborgenergi.se/Sv/Biogas_genom_forgasning, Göteborgs Energi, 2012
- [7] Per-Hugo Skärvad, Jan Olsson, *Företagsekonomi 100*, Liber, upplaga 15, 2011
- [8] Chemical Engineering, Economic Indicators, January 2012; VOL. 119; NO. 1
- [9] Carlo N. Hamelinck, Andre' P.C. Faaij, *Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass*, Journal of Power Sources 111, (2002), sida 1–22
- [10] Kok Siew Ng, Jhuma Sadhukhan, *Techno-economic performance analysis of bio-oil based Fischer-Tropsch and CHP synthesis platform*, Biomass and Bioenergy Volume 35, Issue 7, July 2011, Pages 3218–3234
- [11] Perry, R H; Green, D.W. *Perry's Chemical Engineers Handbook 7th edition*, 1997 McGraw Hill
- [12] Vatavuk WM. *Updating the CE plant cost index*. Chemical Engineering. 2002;109:62-70.
- [13] Ingemar Gunnarsson, *The GoBiGas Project -Efficient transfer of biomass to bio-SNG of high quality*, SGC International Seminar on Gasification, 7 October 2011, Malmö, Göteborg Energi AB
- [14] Robin Smith, *ECONOMIC EVALUATION OF ENERGY EFFICIENCY MEASURES IN INDUSTRIAL ENERGY SYSTEMS*, 2005, Chemical Process Design and Integration
- [15] Riksbanken.se, Riksbanken, 2012
- [16] Statistiska centralbyrån, 2012
- [17] Energimyndigheten trädbränsle- och torvpriser
- [18] Sven Bernesson, Daniel Nilsson, Per-Anders Hansson, *A limited LCA comparing large- and small-scale production of rape methyl ester (RME) under Swedish conditions*, Biomass and Bioenergy 26 (2004) sida 545 – 559.
- [19] Argus Biofuels

[20] Anand B . Rao and Edward S. Rubin, *A Technical, Economic, and Environmental Assessment of Amine-Based CO₂ Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control*, 2002, sida 4467-4475

[21] http://gobigas.goteborgenergi.se/Sv/Om_oss, Göteborgs Energi, 2012

[22] <http://www.sgc.se/display.asp?ID=1106>, Svensk Gastekniskt Center, 2012

[23] Larry R. Dysert, *Sharpen Your Cost Estimating Skills*, CCC, Chair, AACE International Technical Board 2003

Bilaga 1

Efter sammanställning av de utförda intervjuerna erhöles en lista med olika komponenter som ingår i ett bioraffinaderi. Nedan har komponenterna delats upp i kategorier beroende på var i processen de befinner sig.

Förbehandling

- Steam dryer
- Air dryer
- Fluegas
- Pyrolysis
- Torrefaction
- Feeder

Förgasning

- Indirect (*allothermal*)
- Oxygen-blow CFB
- Entrained flow

Gasrening

- Tar cracker
- Tar scrubber
- Tar reformer
- Hotgas filter
- Fabric filter
- Steam reformer
- Autothermal reformer

Syntes

- Adiabatic fixed-bed (Methanation)
- Isothermal fluidized bed (Methanation)
- FT (fischer-Tropsch)
 - *Fixed-bed reactor*
 - *Slurry bubble column reactor*
 - *Fluidized bed reactor*
- Methanol- dimethyl ether
- Water-gas-shift reaction
- *LPM₂OH*

Upparbetning

- CO₂-separation
 - Chemical absorption.
 - Physical absorption.
 - Membrane separation
 - Pressure swing adsorption
- Gas drying

- Membrane
- Adsorption
- Scrubber

Kringutrustning

- *Oxygen-separation*
 - *ASU*
 - *Electrolysis*
- *Stream system*
 - *Turbine*
 - *Exchanger*
 - *Tubes*
 - *Steam boiler*

Bilaga 2

Nedan redovisas alla de komponenter som ingår i databasen. De är här uppdelade i samma kategorier som i databasen.

Dryers

- Air
- Steam
- Flue gas
- Pyrolysis
- Torrefaction

Feeding systems

- Feeder

Gasification

- Indirect steam-blown gasification
- Direct air-blown CFB gasifier (such as Värnamo)
- Gasification plant
- Gasifier and associated equipment
- Gasifier
- CFB gasifier
- BCL gasifier = low pressure, indirectly-heated gasifier = low pressure indirect gasifier
- IGT gasifier = high pressure, air-blown gasifier = high pressure gasifier = high pressure direct-fired gasifier = high pressure direct gasifier

Gas cleaning

- Cyclones
- Metal Removal
- Tar cracker
- GT recuperator
- HRSG Heat-Recovery Steam Generator
- SEP
- Oil scrubber
- Scrubber
- Particulate filters
- Baghouse filter
- Condensing scrubber
- Guard beds (ZnO + active C)
- Dry gas cleaning
- Hot gas cleaning

Synthesis

- Solid bed gas phase FT 60 bar
- Slurry phase FT 60 bar
- Product upgrading

- FT-reaction
- Shell middle distillate synthesis 40 bar
- Slurry phase distillate 25,2 bar
- Slurry phase synthesis + heavy paraffin converter 30 bar
- Water-gas shift reaction
- Compressor
- Steam reformer
- Autothermal reformer
- Gas phase methanol
- Liquid phase methanol
- Refinings
- Once-through liquid phase MeOH synthesis
- Recycle LP MeOH synthesis
- Methanol product separation/purification
- Once-through liquid phase DME synthesis + purification
- Recycle LP DME synthesis + purification
- Methanation

Processing

CO2 Separation

- Chemical absorption
- Absorber
- Stripper Tower
- Cond & Reb.
- Solvent Pumps
- Total Heat X
- Blowers

Membrane absorption

- 50% purity membrane
- 98% purity membrane system

Gas drying

- Dehydration equipment

Syngas processing

- Compressor
- Steam reformer
- Autothermal reformer
- Shift reactor, installed
- Selexol CO2 removal, installed

Hydrogen production

- Pressure Swing Adsorption, PSA
- Ceramic membrane, installed

Shell gasifier and steam reforming of natural gas

- Coal preparation
- Texaco Gasifier
- Gas turbines
- Steam turbines

Exhaust gas heat recovery

- Synthesis gas heat recovery
- Cryogenic oxygen production
- Rectisol (Acid gas separation)
- Claus (Sulfur recovery)
- CO₂ removal
- Other compressors

Bilaga 3

Detta är en användarhandbok som visar tydligare var värden matas in och var resultatet kommer ut.

CEPCI Insert CEPCI **550,8**

Year 1990 357,6
1991 361,3
1992 358,2
1993 359,2
1994 368,1
1995 381,1
1996 381,7
1997 386,5
1998 389,5
1999 390,6
2000 394,1
2001 394,3
2002 395,6
2003 402,0
2004 444,2
2005 468,2
2006 499,6
2007 525,4
2008 575,4
2009 521,9
2010 550,8
2011
2012
2013

Currency Insert exchange rate SEK/USD SEK/€ €/USD **0,719822813**

Year 1991 6,1561 7,4516 0,826144721
1992 5,8123 7,5159 0,773333866
1993 7,7964 9,10417 0,856354835
1994 7,7126 9,139 0,843921654
1995 7,1343 9,22748 0,773158002
1996 6,7035 8,3996 0,798073718
1997 7,5364 8,62485 0,885395108
1998 7,9516 8,92884 0,890552412
1999 8,2571 8,80764 0,938628282
2000 9,1718 8,446547809 1,085863741
2001 10,3259516 9,2516068 1,116125212
2002 9,72426 9,162686 1,061289233
2003 8,089419679 9,124985944 0,886513111
2004 7,34955 9,12683 0,805268642
2005 7,48 9,28 0,806034483
2006 7,38 9,25 0,797837838
2007 6,76 9,25 0,730810811
2008 6,58 9,61 0,884703434
2009 7,5457 10,6213 0,71984597
2010 7,2049 9,5413 0,755127708
2011 6,5 9,03 0,719822813
2012
2013
2014

I denna cell definieras CEPCI för det år man vill få ut kostnaden i

I dessa tre celler skrivs växelkurser in för det år man önskar få ut kostnaderna i. De är definierade genom hela databasen då de är inskrivna här. Växelkurserna kan hämtas från tabellen *Exchange rates, annual average*

Detta är fliken som kallas *Synthesis* och används som exempel för att illustrera hur alla filkar, pre-treatment, gasification, gas cleaning, synthesis, processing och utilities, med komponenter fungerar.

Process	Insert size	PreCost	Currency	Cost	Currency
FT					
Solid bed gas phase FT 60 bar			0 M EUR		0 M EUR
Slurry phase FT 60 bar			0 M EUR		0 M EUR
Product upgrading			0 M EUR		0 M EUR
FT-reaction			0 M EUR		0 M EUR
Shell middle distillate synthesis 40 bar			0 M EUR		0 M EUR
Slurry phase distillate 25,2 bar			0 M EUR		0 M EUR
Slurry phase synthesis + heavy paraffin converter 30 bar			0 M EUR		0 M EUR
Syngas processing					
Water-gas shift reaction			0 M US\$		0 M EUR
Water-gas shift reaction			0 M EUR		0 M EUR
Water-gas shift reaction			0 M EUR		0 M EUR
Water-gas shift reaction			0 EUR		0 M EUR
Compressor			0 M EUR		0 M EUR
Compressor			0 M US\$		0 M EUR
Steam reformer			0 M US\$		0 M EUR
Autothermal reformer			0 M EUR		0 M EUR
Autothermal reformer			0 M US\$		0 M EUR
Methanol Production					
Gas phase methanol			0 M US\$		0 M EUR
Liquid phase methanol			0 M US\$		0 M EUR
Refinings			0 M US\$		0 M EUR
Once-through liquid phase MeOH synthesis			0 M US\$		0 M EUR
Recycle LP MeOH synthesis			0 M US\$		0 M EUR
Methanol product separation/purification			0 M US\$		0 M EUR
Once-through liquid phase DME synthesis + purification			0 M US\$		0 M EUR
Recycle LP DME synthesis + purification			0 M US\$		0 M EUR
Methanation			0 M EUR		0 M EUR

I kolumn med *cost* fås kostnaden, efter konvertering, ut i MEUR för det år som matades in i *input* bladet på CEPCI.

I kolumnen med *precost* fås kostanden för den kapacitet som matades in i *insert size* i samma valuta som ursprungskostnaden konverterat till det år som matades in i *input* bladet för CEPCI.

I kolumnen med *insert size* matas kapaciteten på processen in. Denna måste vara i samma enhet som *base scale* i kostnadsdatan

Base cost	Currency	CEPCI	Scale factor (R)	Base scale	Unit scale	Overall installation factor	Cost including installation	Minimum size	Maximum size
25,3 M EUR 02		395,6	1	208 m3		1,3	0		
36,5 M EUR 02		395,6	0,72	362 m3		1	0		365
233 M EUR 02		395,6	0,7	286 m3/h		1	0		
14,2 M EUR 99		390,6	1	100 MW FT liquid		1,67	0		
27 M EUR 05		468,2	1	208 m3		1,15	0		
16,2 M EUR 05		468,2	0,72	362 m3		1,15	0		
19,3 M EUR 05		468,2	0,72	362 m3		1,15	0		
36,9 M US\$01		394,3	0,85	15,6 Mmol CO + H2/h		1	0		
12,2 M EUR 02		395,6	0,65	8819 kmol CO+H2/h		1,81	0		
0,38 M EUR 99		390,6	0,6	2400 kmol CO+H2/h		1,67	0		
1 165 951 EUR 10		550,8	0,8	210 tonne/h		1,67	0		
12,9 M EUR 02		395,6	0,85	13,2 Mwe		1,86	0		
11,1 M US\$01		394,3	0,85	13,2 MWwe		1,72	0		
9,4 M US\$01		394,3	0,6	1390 kmol total/h		2,3	0		
31,1 M EUR 02		395,6	0,6	100 m3 NTP		2,3	0		
4,7 M US\$01		394,3	0,6	1390 kmol total/h		2,3	0		
7 M US\$01		394,3	0,6	87,5 tonneMEOH/h		2,1	0		
3,5 M US\$01		394,3	0,72	87,5 tonneMEOH/h		2,1	0		
15,1 M US\$01		394,3	0,7	87,5 tonneMEOH/h		2,1	0		
20,4 M US\$02		395,6	0,65	2,89 kmol/s		1,67	0		
81,77 M US\$02		395,6	0,65	10,81 kmol/s		1,67	0		
1,72 M US\$02		395,6	0,291	4,66 kg/s		1,67	0		
36,79 M US\$02		395,6	0,65	2,91 kmol/s		1,67	0		
87,37 M US\$02		395,6	0,65	8,68 kmol/s		1,67	0		
7 M EUR 00		394,1	0,6	100 MWth		1,67	0		

I kolonen med *cost including installation* har *cost* i första delen av databasen multiplicerats med *overall installation factor* vilket ger kostnaden för den installerade komponenten

Den mörkare färgen visar att det är ett uppskattat värde

Detta är mitten delen av fliken där all kostnadsdata, kapaciteter och faktorer anges för att möjliggöra beräkningarna

