
RAPPORT

15007546

FÖRSTUDIE BIOGAS

TRELLEBORGS KOMMUN
VATTEN- OCH AVFALLSAVDELNINGEN



2021-06-21

SWECO SVERIGE AB

**FREDRIK ÄNGSKULLE
MATTHIAS JACOBSSON
YLVA SELANDER
JOSEFINE HARRIUS**

Sammanfattning

Förstudien har haft som syfte att utreda framtida hantering av biogas vid Trelleborgs Avloppsanläggning. I dagsläget driftar och äger Trelleborgs Fjärrvärme pannorna och värmesystemet vid anläggningen men från och med januari 2023 kommer ägarskapet att övergå till Trelleborgs Vatten- och Avloppsavdelning.

I framtiden ser man en ökande mängd slamtillförsel till verket och i kombination med effektiviseringsåtgärder för rötgasanläggningen bedömer man att gasvolymerna kommer att öka från dagens ca 400 000 till 750 000 Nm³/år år 2028. Av denna anledning vill man utreda om den större produktionsvolymen kan möjliggöra uppgradering av biogasen till att t.ex. användas som fordonsbränsle.

Studien har tittat på tre olika alternativ för framtiden; i) Fortsätta drifta anläggningen likt idag, ii) Investera i en ny effektiv gaspanna, iii) investera i en uppgraderingsanläggning.

Den ekonomiska analysen visar att dagens, och även framtida gasvolym, är för små för att det ska vara lönsamt att investera i en gasuppgraderingsanläggning. Att fortsätta förbränna rötgasen för värmeproduktion är däremot en mycket lönsam affär.

Innehållsförteckning

1	Bakgrund	3
1.1	Tidigare studier	3
1.2	Analys gasvolym	3
1.3	Tre olika framtidsscenarion	4
2	Deponigas	6
3	Naturgas	6
4	Värmeproduktion med rötgas	7
4.1	Internt värmebehov	7
4.2	Ombyggnad befintligt system	8
5	Uppgradering till biogas	10
5.1	Distribution	10
5.2	Uppgraderingstekniker	11
5.3	Marknadsaktörer	12
5.4	Rimlig systembeskrivning	13
6	Ekonomiska stöd	15
6.1	Klimatklivet	15
6.2	Biogasstödet	15
6.3	Befrielse från energi-och koldioxidskatten	16
6.4	Utsläppsrätter	16
7	Ekonomi	17
7.1	Investering	17
7.2	Indata	19
7.3	Sammanfattning investeringar och intäkter	19
7.4	Ekonomisk analys	21
8	Slutsats och rekommendation	22

Bilagor

Bilaga 1 – Ekonomisk Analys

Bilaga 2 – Offerter gaspannor

Bilaga 3 – Budgetoffert EnviThan

Bilaga 4 – Budgetoffert DMT

Bilaga 5 – Besöksrapport Trelleborgs Avloppsanläggning

1 Bakgrund

Denna förstudie har genomförts som en fortsättning på studien "Energisituation kring Sjövik" som genomfördes och levererades av Sweco i december 2020. Denna förstudie fokuserar på att undersöka tekniska och ekonomiska förutsättningar för olika avsnittsalternativ vid den framtida produktion av biogas vid Trelleborgs Avloppsanläggning (hädanefter förkortat TBGA). I dagsläget produceras via de båda rötammarna biogas, s.k. rågas eller rötgas, som man med olika tekniker kan uppgradera till fordonsgaskvalité (regleras av standard SS-EN 16723-2:2017). Den uppgraderade biogasen, eller fordonsgasen, har ett avsevärt högre värde på marknaden än ej uppgraderad biogas, främst eftersom den är möjlig att direkt använda som drivmedel i fordon. Om biogasen dessutom kan förvätskas, s.k. LBG (Liquefied Biogas), har den tagit ytterligare ett trappsteg upp i värdekedjan, men i dagsläget är den tekniken inte ekonomiskt fördelaktig för mindre anläggningar. Alternativet till att uppgradera biogasen till fordonsgaskvalité är att förbränna den i en panna för fjärrvärmeproduktion. För detta alternativ kan även utnyttjande av energiinnehållet i deponigas övervägas vilket inte är möjligt i fallet med uppgradering.

1.1 Tidigare studier

I december 2020 levererade Sweco rapporten "Energisituation kring Sjövik", daterad 2020-12-15, som syftade till att tydliggöra hur den nuvarande energisituationen ser ut kring Sjövik i form av energiutnyttjande samt vilka värmeeffekter som finns. Rapporten är tänkt att användas som en del i arbetet med att identifiera förbättringsåtgärder som kan minska energiförbrukningen vid TBGA.

Rapporten identifierade ett flertal problemställningar som med relativt små medel, både tekniskt och ekonomiskt, kan åtgärdas för att minska dagens energianvändning och på så sätt öka den mängd rågas som kan användas för fjärrvärmeproduktion eller uppgradering till fordonsgaskvalité. Främst poängterades att det interna värmesystemets heta och varma ytor bör isoleras för att minska spillvärmeåtgången, att deponigasen från Sysav bör fortsätta att utnyttjas för värmeproduktion så länge det är möjligt samt att trasiga komponenter (bl.a. en by-pass ventil) bör åtgärdas snarast.

I samband med uppstartsmötet för denna förstudie framkom det att gasproduktionsanläggningen är i behov av en översyn av expertis varpå det bestämdes att förstudien skulle utökas med en statusbesiktning av Sweco samt en besöksrapport. Rapporten "Besöksrapport Trelleborgs Avloppsanläggning", daterad 2021-04-13, finns bifogad i slutet av detta dokument.

1.2 Analys gasvolym

Enligt erhållen statistik uppgår dagens rågasproduktion till ca 400 000 Nm³/år. Precisionen i gasvolymberäkningen får anses vara låg då fuktig rågas i bästa fall är svårt att mäta. 400 000 Nm³/år rågas ger cirka 2,8 GWh årligen.

Trelleborgs VA verksamhet har själva gjort en bedömning att med ökande befolkning i staden och tekniska uppgraderingar vid TBGA kommer rågasvolymerna att öka till cirka

750 000 Nm³/år fram till år 2028. På längre sikt ses ytterligare ökning, se Tabell 1 nedan.

Tabell 1: Prognos för producerade mängder slam och biogas vid Trelleborgs avloppsreningsverk.

År	pe	Slam till RK		Producerad gas		Potentiell energi** kWh	Potentiell energi*** kWh
		ton TS	kg TS/pe	m ³ gas	m ³ gas/ton TS slam		
2017	23 245	1 137	49	414 438	379	2 818 178	2 693 847
2018	24 971	1 102	44	401 692	398	2 731 506	2 610 999
2028	42 000	1 955	47*	759 373	389*	5 163 739	4 935 927
2050	52 000	2 420	47*	940 177	389*	6 393 201	6 111 148

*Utifrån medel för 2017-2018

**Beräknat med schablon 6,8 kWh/Nm³

***Beräknat med schablon enligt SGC 6,5 kWh/Nm³

Beräkningarna ovan är baserade på ett ökat slamflöde till de båda röt-kammarna och att driften fortsätter som idag utan tekniska förändringar. Övriga åtgärder för att förbättra förutsättningarna för biogasprocessen som har identifierats är att öka TS-halten (för att hålla den hydrauliska uppehållstiden inom ett acceptabelt spann), utöka omröringen till båda röt-kammarna samt att värmeväxlingen för den interna värmeproduktionsanläggningen förbättras (isolering, ny värmeväxlare etc.).

En 90% ökning av rågasvolymen under 10 år får anses vara anmärkningsvärt även om en ombyggnad av verket med förfällning kommer att bidra med ökande gasvolym (primärslam ger ett högre gasutbyte än överskottsslam). Sweco rekommenderar att verket utökar sina mätningar på framförallt TS (torrhalten) för att på så vis få en bättre bild över producerade slammängder samt gaspotentialen hos dagens överskottsslam. Först då är det möjligt att med bättre precision bedöma hur stora de framtida slammängderna är och därefter kan man också uppdatera prognosen för framtida gasvolym.

1.3 Tre olika framtidsscenarion

Den här studien har utrett tre olika alternativ för hanteringen av biogasen i framtiden.

1.3.1 0-alternativet

0-alternativet är att fortsätta producera intern- och fjärrvärme som man gör idag med den befintliga utrustningen, med eller utan deponigasen. Detta alternativ medför inga investeringar initialt men Sweco rekommenderar att TBGA ansluts till fjärrvärmenätet för att trygga det interna värmebehovet vid eventuellt haveri på den befintliga blandgaspannan. I kalkylen bedöms att den befintliga blandgaspannan kommer att behöva bytas ut inom 5 år. Lämpligen investerar man då i en panna anpassad för

förbränning av biogas och avslutar hanteringen av deponigasen. I övrigt består kostnaderna främst av det kontinuerliga underhållet av anläggningen. Mängden producerad värme kommer att öka i takt med att rågasproduktionen ökar. De defekta delarna av anläggningen (t.ex. by-passventilen) och delvis avsaknad av isolering antas åtgärdas av Trelleborgs fjärrvärme innan ägarskapet övergår i VA-verksamhetens ägo (gäller för alla tre alternativ). Sweco ser ingen anledning till att den befintliga naturgaspannan ska fortsätta att användas efter 2022 på TBGA.

1.3.2 Alternativ 1

Alternativ 1 innebär att en ny och effektiv gaspanna installeras för värmeproduktion, både för det interna behovet och för försäljning av fjärrvärme. Enligt uppgift från Trelleborgs fjärrvärme är det ett avtal på gång om att de kommer att köpa den värme som produceras vid TBGA men detta är föremål för förhandling. De befintliga pannorna avlägsnas och deponigasavtalet med Sysav avslutas. Bristerna i det interna värmesystemet (se rapporten "Energisituation kring Sjövik") åtgärdas av nuvarande ägare Trelleborgs Energi innan ägarskapet övergår till Vatten- och Avfallsavdelningen. Mängden såld värme ökar i takt med att rötgasproduktionen ökar.

1.3.3 Alternativ 2

Alternativ 2 innebär att biogasen uppgraderas till fordonsgaskvalité i en ny uppgraderingsanläggning som driftas av personal från TBGA. Den uppgraderade biogasen kan säljas och användas som fordonsbränsle eller för värmeproduktion alternativt för andra lämpliga applikationer. Deponigasen är mindre lämplig för biogasuppgradering varför avtalet med Sysav bör avslutas. Även om gasuppgraderingsanläggningar är relativt driftsäkra kommer det att krävas viss uppmärksamhet från driftspersonalen. Tiden uppskattas till två timmars drifttid i veckan samt 1 timmes underhåll i månaden. Det rekommenderas att TBGA också ansluter sig till fjärrvärmenätet för att tillgodose det interna värmebehovet. Därmed behöver TBGA inte komplicera produktionen med drift av en gaspanna utan kan fokusera på vattenrening och biogasproduktion.

2 Deponigas

Sysav äger och driftar idag den stängda deponin Albäck i Trelleborg som genererar deponigas. Denna deponigas används dels internt av Sysav själva för att tillgodose det interna värmebehovet, men större delen säljs till TBGA och eldas idag tillsammans med rötgas i blandgaspannan. Deponigasen innehåller en låg koncentration av metan vilket är anledningen till att den måste blandas med rötgasen innan den kan eldas i pannan. Deponigasen är en mycket billig energikälla ($33 \text{ öre/Nm}^3 \approx 78,6 \text{ kr/MWh}$) men produktionen från deponin avtar för varje år som går och en försämrad gaskvalité är att förvänta. De panntillverkare som Sweco har varit i kontakt med konstaterade att deponigas är ett svårt bränsle att elda då metanhalten oftast är för låg ($<50\%$) för normala brännare. Därför måste gasen blandas med gas med högre metaninnehåll eller eldas med dyra specialbrännare.

Vid samtal med platschefen framkom det att Sysav själva har planer på att i framtiden utnyttja deponigasen i större utsträckning genom att t.ex. producera el genom en gasmotor. Deponigas är som nämnts ovan problematisk att elda och detsamma gäller om den ska utnyttjas för t.ex. elproduktion i en gasmotor. Det är därför troligt att deponigasen även i framtiden kommer att finnas tillgänglig. Detta bör dock utredas och säkerställas om alternativ 0 är av intresse. Om TBGA väljer att fortsätta driften likt idag (alternativ 0) så rekommenderar Sweco att man också fortsätter att använda deponigasen så länge den finns tillgänglig då det är en mycket billig energikälla, alternativt så länge den befintliga blandgaspannan är driftsduglig. Om man däremot väljer att gå vidare med Alternativ 1 eller 2 som beskrivits ovan rekommenderas att man avslutar avtalet med Sysav. Anledningarna är att de föroreningar deponigas innehåller riskerar att förkorta livslängden på den nya gaspannan samt att deponigas lämpar sig sämre för uppgradering till fordonsgaskvalité.

Sysav har även blivit tillfrågade om de skulle vara intresserade av att köpa biogas från TBGA för elproduktion men detta är enligt platschefen inte aktuellt i dagsläget.

3 Naturgas

Den befintliga 3 MW pannan av märket Osby Parca eldar i dagsläget naturgas när värmebehovet finns, främst riktigt kalla vinterdagar. De årliga gasvolymerna har historiskt sett varit små vilket innebär att större delen av bränslekostnaden består av fasta avgifter. Sweco rekommenderar att naturgasabonnemanget avslutas i samband med att ägandeskapet övergår från Trelleborgs fjärrvärme till Trelleborgs kommun och att pannan bortförs och skrotas/säljs. Platsen där Osby Parca pannan står idag är en mycket lämplig placering för en ny rötgaspanna eftersom röranslutningar till befintligt värmesystem finns i rummet samt tillgången till den stora porten som underlättar monteringen.

4 Värmeproduktion med rötgas

Biogasen som produceras i rötkammarna antas ha en metanhalt på cirka 65% och lämpar sig därför väl för att elda i en vanlig gaspanna försedd med standardbrännare. Skulle metaninnehållet sjunka till <50% kan det bli problem med förbränningen om inte pannan förses med specialbrännare som är avsevärt mycket dyrare än standardbrännare.

I dagsläget eldas en blandning av biogas och deponigas i blandgaspannan som är placerad i källarvåningen. Panna är av märket Tasso och tillverkad 1996 och har en märkeffekt på 843 kW. Den producerade värmen används internt för att värma upp lokalerna samt för att hålla igång rötgasprocessen i rötgaskammarna. Resterande värme distribueras ut på Trelleborgs fjärrvärmenät till försäljning.

Om man i framtiden vill fortsätta att elda biogasen för att producera värme kan stora delar av det befintliga värmesystemet fortsätta att användas. De komponenter som behöver undersökas närmare vid en eventuell ombyggnad är främst pumpar, ventiler och värmeväxlare som kan visa sig bli överdimensionerade om man tar bort möjligheten att elda naturgas vid TBGA.

4.1 Internt värmebehov

Med fakturorna för köpt fjärrvärme från 2017-2018 som grund har en bedömning av den interna värmelasten kunnat göras i Tabell 2 nedan.

Tabell 2: Internt värmebehov 2017-2018 i MWh.

	2017	2018
Jan	134	180
Feb	124	143
Mar	150	158
Apr	111	121
Maj	120	133
Jun	102	82
Jul	86	0
Aug	106	142
Sep	87	81
Okt	103	95
Nov	102	111
Dec	185	144
Summa	1 410	1 390
Min	86	81
Max	185	180

Medel	118	116
-------	-----	-----

*Juli 2018 borträknat

Med antagandet att pannan varit i konstant drift dygnet runt (730 h/mån) skulle det innebära att maximalt internt värmeeffektbehov ligger runt 250 kW i dagsläget. Medeleffekten är ca 160 kW och mineffekten ca 115 kW.

4.2 Ombyggnad befintligt system

Befintligt värmesystem är konstruerat för att producera värme både för internt och externt (fjärrvärme) värmebehov. Möjligheten att köpa fjärrvärme från Trelleborgs fjärrvärmenät finns inte idag. Beroende på vilken väg/strategi man väljer för framtida rötgasproduktion kommer framtida system eventuellt att behöva anpassas.

Generellt bör det mesta av det befintliga värmesystemet kunna användas även i framtiden men defekta komponenter bör bytas ut och varma/heta ledningar och komponenter isoleras (se tidigare rapport från Sweco "Energisituation kring Sjövik"). Systemet som betjänar den befintliga blandgaspannan kan rivas ut och ersätts av en ny gaspanna som kopplas in på befintligt system vid platsen för där naturgaspannan står idag. Befintlig värmeväxlare bör även den kunna användas i framtiden även om den kan bli något överdimensionerad. En mer detaljerad ombyggnadsstudie av det befintliga värmesystemet bör göras när man har valt strategi för framtiden då vägvalet är avgörande för vad som kan behållas och vad som kan tas bort.

Som nämnts tidigare så består en stor del av driftkostnaden för naturgaspannan idag av fasta avgifter eftersom värmeproduktionen från den är liten och att den främst används som en reservanläggning. Att ha panna beredd som back-up om den primära värmekällan fallerar kommer således bli mycket dyrt. Ett mer kostnadseffektivt alternativ som back-up för värmeleveransen till rötgasproduktionen är att ansluta sig till fjärrvärmenätet. I dagsläget kan TBGA enbart leverera fjärrvärme ut på nätet via pumpstationen men kan ej ta emot fjärrvärme då man saknar en fjärrvärmecentral. Vid en framtida nyanslutning är det rimligt att anta att de befintliga ledningarna från pumpstationen till anläggningen kan användas som servisledning. Trelleborgs Fjärrvärme har lämnat pris för en nyanslutning vilket presenteras i Tabell 3. Anslutningen är av typen "Färdig fjärrvärme" vilket innefattar installation och anslutning av ny fjärrvärmecentral.

Tabell 3: Nyanslutning fjärrvärme

	Grundavgift (>250 kW)	Effektavgift (kr)
Fast fjärrvärmekostnad	132 000	108 000 ¹

¹ Baserat på 300 kW à 360 kr/kW

5 Uppgradering biogas

Uppgradering av biogas till fordonsgaskvalité innebär att koldioxid och andra föroreningar avskiljs för att höja gasens energiinnehåll. För att gasen ska kunna användas som exempelvis drivmedel i fordon måste den uppgraderas till att innehålla minst 97% metan.

Vanliga tekniker för uppgradering, dvs. avskiljning av koldioxid, avlägsnar till viss del även övriga skadliga komponenter som kan finnas i gas från en rötkammare. Trots detta är det oftast fördelaktigt att först rena gasen från vissa ämnen, som till exempel siloxaner och svavelväte vid höga halter, genom exempelvis ett kolfilter. Dessa kan annars orsaka problem med korrosion eller mekaniskt slitage i uppgraderingsanläggningen. Uppgraderad biogas måste enligt myndighetskrav tillsättas ett luktämne (odöriseringsmedel) för att den ska kunna upptäckas vid läckage.

Uppgraderad biogas liksom naturgas består mestadels av metan. Skillnaden är att biogas är förnybart medan naturgas bildades för miljontals år sedan och därmed är fossilt. Eftersom biogas, precis som naturgas, till största delen består av metan kan den transporteras i samma infrastruktur och användas på samma sätt. Gasnätet idag i Sverige distribuerar främst naturgas importerad via Danmark men det arbetas för att föra in mer biogas in på gasnätet och idag är cirka 30 procent av gasen i stamnätet förnybar. I de fall som den uppgraderade biogasen ska skickas ut på nätet krävs att denna följer svensk fordonsgasstandard ([SS-EN 16723-2:2017](#)). Denna standard specificerar gasens renhet, bland annat genom halt av metan, olja, aminer vätesulfider med mera.

5.1 Distribution

Uppgraderad, komprimerad biogas kan säljas och distribueras via ett gasnät och sammanblandas då med naturgas. Detta medför intäkter i form av ca 6 kr/Nm³ biogas, men ger även fasta kostnader (21 310 kr/år²) och rörliga kostnader i form av inmatningsavgifter (1,92 öre/kWh²). Den låga intäkten beror på närheten till Danmark som säljer uppgraderad biogas till detta låga pris. Denna studie har räknat med att den befintliga naturgaspannans anslutning kan nyttjas och på så vis bör man kunna undvika anslutningsavgifter. Biogasen skulle även kunna förvätskas, men även om denna teknik är tekniskt möjligt så är det inte ekonomiskt försvarbart i en så pass liten skala. Flytande biogas (LBG) är fortfarande idag relativt ovanligt men spås i framtiden ha en avgörande roll i kampen mot att minska CO₂-utsläppen. Om biogasen uppgraderas är det möjligt att ansluta en förvätskningsanläggning i framtiden om de ekonomiska förutsättningarna förändras. Uppgraderad biogas skulle även kunna lagras på plats och säljas på flak. Dock tillkommer då kostnader för komprimering och lagring, vilket inte känns försvarbart för en anläggning i TBGA:s storlek.

² Uppgifter från Nordion Energi

5.2 Uppgraderingstekniker

Nedan följer översiktliga beskrivningar av ett antal, kommersiellt förekommande uppgraderingstekniker. Informationen har bl.a. hämtats från Svenskt Gastekniskt Centrum³.

5.2.1 Vattenskrubber

I en vattenskrubber så renas koldioxid, svavelväte och ammoniak bort genom att ämnena löser sig i vatten under tryck. Detta sker i en absorptionskolonn. Löslighet av exempelvis koldioxid ökar med tryck och sjunkande temperatur. Även metan är lösligt i vatten men vid ett högre tryck, och för att inte gå miste om eventuell metan som löst sig i vattnet används en flashtank där den lösta metanen omhändertas och återförs till absorptionssteget. En uppgraderad biogas med hög metanhalt erhålls ut från absorptionskolonnen. Gasen är dock mättad med vatten och behöver torkas. Vattnet i sin tur led som nämnts till en flashtank och sedan vidare till en desorptionskolonn (stripper). I desorptionskolonnen separeras gaserna man vill avskilja (mestadels koldioxid) från vattnet som därefter kan återanvändas.

5.2.2 Kemisk absorption / Aminskrubber

Likt en vattenskrubber bygger aminskrubbern på absorption av koldioxid, men istället för vatten används kemikalier. Rågasen passerar först en absorptionskolonn där aminer absorberar koldioxid, vilket möjliggör att avskilja ett rent metanflöde. Den uppgraderade gasen har cirka 99% metanhalt. Koldioxid- och aminlösningen går vidare till en stripper. I strippern tillförs värme för att koka lösningen och därmed separera koldioxiden från aminerna. Aminerna recirkuleras sedan till absorptionskolonnen. Tekniken ger en högkvalitativ gas men kan kräva föravskiljning av svavelväten. Tekniken kräver även en stor mängd tillförd värme för regenerering av aminlösningen och ger risk för kemikalieläckage. Oftast kan värmen återvinnas vilket ger en bättre total värmebalans.

5.2.3 PSA (Pressure Swing Adsorption)

Pressure Swing Adsorption är till skillnad från ovanstående tekniker en torr metod som baseras på gasernas fysikaliska egenskaper. Principen bygger på att rågasen komprimeras till ett förhöjt tryck och leds in i en adsorptionskolonn, där koldioxiden fångas upp men inte metanet. Separationen sker genom adsorption på zeoliter (mineral) eller aktivt kol. Detta innebär att ämnena som ska separeras bort fastnar på t ex zeolitens yta. Adsorptionen sker utifrån fysikaliska krafter och från ämnets molekylstorlek, vilket ger ämnet en viss genomträngningsförmåga genom ett material. Även svavelväten och vatten adsorberas i processen. När adsorptionsmaterialet är mättat med koldioxid sänks trycket varpå koldioxiden släpper och leds ut i ett restgasflöde. En PSA-anläggning består av fyra trycksatta kärl med olika funktion. Processen ger en metanhalt på cirka 97 %.

³ Svenskt Gastekniskt Centrum: *Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas*. SGC142. 2003

5.2.4 Membranseparation

Tekniken bygger på att rågas leds genom ett membran som fungerar som ett filter på molekylnivå. Membranet har en viss permeabilitet som gör att vissa ämnen kan passera och andra inte. Detta ger möjlighet för genomträngning av koldioxid men inte för metan. Membranen kan exempelvis vara uppbyggt av polymerer. Föravskiljning av svavelväten och vatten behövs för att inte skada membranet. Membranseparation sker på mycket högt tryck, där metan stannar på högtryckssidan medan koldioxid med mera passerar genom membranet. Detta ger högt tryck på den uppgraderade biogasen. Processen ger låga metanförluster, möjlighet att reglera flöde utan effektivitetsförluster och snabba uppstarter. Tekniken kräver varken vatten eller kemikalier.

5.3 Marknadsaktörer

I dagsläget finns ett stort antal aktörer på marknaden för uppgraderingsanläggningar. I och med att gasflödet från den studerade anläggningen är relativt litet lades fokus på att hitta leverantörer med erfarenhet av mindre uppgraderingsanläggningar. Flertalet aktörer valdes bort på grund av tillgängliga storlekar på anläggningar. Sex stycken aktörer kontaktades vilket ledde till tre stycken möten. Av dessa tre valde två aktörer att delge prisuppskattningar. Nedan följer en kort beskrivning och sammanfattning av de aktörer och möten som hölls.

5.3.1 Biovoima

Finskt företag som erbjuder lösningar för hela biogas-processen. Företaget anser att en vattenskrubber eller PSA-anläggning är den mest lönsamma tekniken för storleken på gasflödet. Biovoima anser även att vattenskrubber är lämpligt på grund av att det inte krävs lika stor renhet som vid exempelvis membranteknik. Vid membranteknik eller PSA krävs exempelvis ett kolfilter. Om vattenskrubber används krävs det en tryckhöjning från cirka 2 bar till 4 bar för anslutning till gasnätet. Biovoima delgav inte någon prisuppskattning eller offert för deras system och exkluderas därmed från kalkylen.

5.3.2 DMT

Holländskt företag med erfarenhet och ett stort antal anläggningar globalt, med fokus på uppgraderingsanläggningar. Företaget har gått över från vattenskrubbers till att enbart fokusera på membranteknik på grund av bättre funktion, lägre underhåll och förbättrad gaskvalitet på produktgasen. Genomfört flertalet projekt med låga gasflöden och har även erfarenhet av svenskt gasnät i Halland. DMT anser att membranteknik är fördelaktigt att överdimensionera något, då det är en process som är lätt att starta/stoppa och att det då går att buffra gas vid lägre kapacitet. Kolfilter krävs som förbehandlingssteg. Processen rymms i en container och kan levereras på cirka 8 månader.

5.3.3 Greentech Solutions & EnviTec Biogas

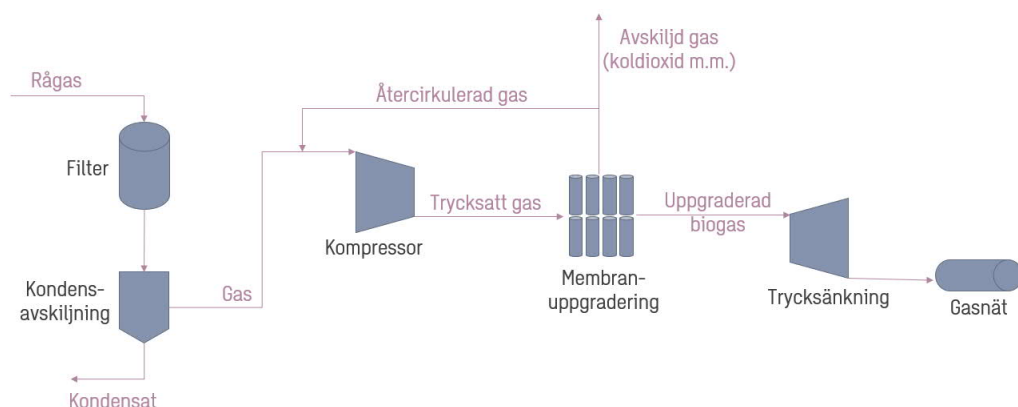
Greentech Solutions är en svensk återförsäljare till det tyska företaget EnviTec Biogas. EnviTec gör hela biogassystem och driftar egna anläggningar i Tyskland. De har tidigare erfarenhet av små anläggningar (ca 40 m³/h) i Sverige. De föreslår membranteknik på grund av att det ger ett skalbart system som möjliggör att köra även vid låg kapacitet. Tryckminskning kommer krävas vid anslutning till gasnät. Reningssteg och filter ingår i lösningen som får plats i en container. De erbjuder system för värmeåtervinning från kompressorer till rötningsprocessen. Den största rörliga kostnaden är förbehandling genom filter. Processen är automatiserad och kräver ingen personal förutom vid daglig rondering.

5.4 Rimlig systembeskrivning

Nedan följer en översiktlig processbeskrivning av en rimligt utformad anläggning för uppgraderad gas. Processen bygger på membranuppgradering och injicering i det regionala gasnätet.

Valet av membranteknik motiveras av flera anledningar, bland annat på grund av den skalbarhet systemet möjliggör. I och med att TBGA planerar att utöka biogasproduktionen är det fördelaktigt med ett system som kan överdimensioneras något utan att förlora effektivitet. Enkla start och stopp möjliggör även viss buffertkapacitet i de lägen som gasvolymerna är lägre. Vidare kräver tekniken liten yta och är högautomatiserad vilket ger litet behov av personal. Dessutom finns lösningar för värmeåtervinning som kan gynna TBGAs befintliga rötningsprocess och kan bidra med processeffektivisering. Nackdelen med membrantekniken är främst de kostnader som associeras med förbehandling av gasen innan själva uppgraderingen samt om problematiken det medför om förbehandlingen inte är tillräcklig.

Injicering till gasnätet valdes på grund av att det bedöms var den smidigaste och billigaste lösningen för TBGA. Lösningen ger intäkter samtidigt som det inte krävs så mycket arbete av TBGA i form av kontakter med samarbetspartners med mera. Vidare krävs stor tryckhöjning av gasen, upp till 200-250 bar, för att sälja på flak vilket medför stora kostnader samt även ytterligare utrustning att övervaka och underhålla.



Figur 5.1: Övergripande processbeskrivning för en membrantechniks-uppgraderingsanläggning

Systemet inkluderar förbehandling med avskiljning av vatten, svavelväten, siloxaner med mera genom kolfiler och kondensavskiljning. Gasen går sedan vidare till en kompressor för tryckhöjning innan den når membransystemet. Från membranen ges ett flöde med uppgraderad gas och ett flöde med avskild restgas. Den avskilda gasen kan släppas ut alternativt återcirkuleras för att tillvarata eventuella metanslip. Den uppgraderade gasen behöver trycksänkas, exempelvis genom en strypventil, för att sedan injiceras i gasnätet.

6 Ekonomiska stöd

Om investering för att uppgradera biogasen genomförs innebär detta en miljövinster genom att minska behovet av fossil energi. Det innebär också att ekonomiska stöd för att genomföra gasuppgradering kan vara aktuella. Stöden som är aktuella beror på användningsområde för gasen, och här har framförallt scenarion där rötgasen förädlas till biogas för fordon, utnyttjas för elproduktion eller minskar utsläppen av växthusgaser antagits.

6.1 Klimatklivet

Klimatklivet söks via Naturvårdsverket under tre ansökningsperioder per år. Klimatklivet bedömer sina ansökningar med begreppet "klimat effektivitet", vilket innebär minskade utsläpp per investeringskostnad. De initiativ som har högst klimat effektivitet får stöd⁴.

Klimatklivet är ett brett stöd med varierande stödnivå som kan sökas för diverse olika initiativ för minskade växthusgasutsläpp (exempelvis genom att minska behovet av fossil energi) men har trots det vissa begränsningar. Klimatklivet kan inte sökas för elproduktion, då anläggningen då kan omfattas av elcertifikat. Inte heller åtgärder som berörs av handel med utsläppsrätter får inkluderas.

Projekt med väldigt kort payback-tid, uppskattningsvis under 5 år, bedöms inte heller troligt att få bidrag. Inte heller åtgärder som bedöms lönsamma utan stöd. Vid kontakt med Energigas Sverige, Biogas Syd och Länsstyrelsen Skåne bedöms chanserna till bidrag i någon omfattning från Klimatklivet som troligt, motsvarande ca 30-70% av merkostnaden, att jämföra med nollalternativ. Klimatklivets genomsnitt är 45%. Den absoluta maxgränsen för bidrag avgörs även av det kommunala ägandeskapet och om TBGA anses verka på en konkurrensutsatt marknad. Utifrån detta avgör Naturvårdsverket om maxgränsen ligger på 50 eller 70% i detta fall.

Generellt är det enklare att söka bidraget om gasen inte ska användas för fjärrvärme, eftersom den då kan omfattas av utsläppsrätter. Detta kan visa sig lite besvärligt då även om inte producenten själv innehar utsläppsrätter kan den omfattas om den säljer till en distributör som innehar utsläppsrätter.

Enligt kontakt med Länsstyrelsen anses ökad användning av rötgas ha hög klimatnytta och sett till äldre beviljade ansökningar är det många som fått stöd. Det är fördelaktigt för ansökan om kvoten utsläppsminskning/investerad krona är så hög som möjligt. I övrigt är det fördelaktigt om investeringen inte enbart leder till gasuppgradering utan även att exempelvis fler restströmmar kan användas för att utöka produktionen.

6.2 Biogasstödet

Biogasstödet är ett produktionsstöd för fordonsgas (biogas) (biodrivmedel) som hittills har beslutats år till år och har enligt Energigas Sverige tidigare legat kring 20-30 öre/kWh.

⁴ <https://www.naturvardsverket.se/Stod-i-miljoarbetet/Bidrag/Klimatklivet/Resultat-for-Klimatklivet/>

Stödet har hittills bestått av en fast årlig summa som sedan fördelats på antal sökande och deras produktion, maximalt 39 öre/kWh enligt EU:s regler för stöd för företag.

I dagsläget utgår inget biogasstöd för avloppsslam och gas från deponier som används till fordonsgas. Enligt Energigas Sverige finns det förhoppningar i branschen om förändringar till år 2022. Efter övriga kontakter med Länsstyrelsen Skåne och Biogas Syd anses det inte troligt med en förändring till år 2022.

Det finns inga garantier för en förändring för detta stöd men om investeringen dröjer är det värt att kontrollera om stödet har förändrats till att inkludera även rötgas från avloppsslam och deponigas.

6.3 Befrielse från energi- och koldioxidskatten

Befrielse från energi- och koldioxidskatt för biogas som används som drivmedel för transport eller för värmeproduktion infördes från och med den 1 januari 2021. Sverige kan subventionera upp till nivån då produktionskostnaden för biogas för drivmedel ligger på maximalt samma nivå som marknadspriset på motsvarande fossila drivmedel. För att få denna subvention krävs ett hållbarhetsbesked från Energimyndigheten vilket kräver en ansökan. För denna ansökan kan Energigas Sveriges exempelmallar användas.

Hållbarhetskriterierna är enligt EU:s förnybartdirektiv (REDII) och krävs i dagsläget inte för andra typer av gasformiga biobränslen som exempelvis rötgas men väntas preliminärt införas den sista juni i år⁵. RED är ett styrmedel som syftar till att undvika biobränslen som inte är ekologiskt hållbara. Ett exempel på ett sådant är palmolja som anses ge stor klimatpåverkan genom indirekt markanvändning.

6.4 Utsläppsrätter

Utsläppshandel är ett EU-gemensamt styrmedel som bland annat inkluderar el- och fjärrvärmeproduktion, med målet att minska utsläppen av växthusgaser. En utsläppsrätt innebär rätten att släppa ut 1 ton koldioxid. Utsläppsrätterna tilldelas gratis i de flesta fall med målet att de företag som inte har behov av sin tilldelning kan sälja till företag som inte klarar sig på sin tilldelning. Det ger i praktiken en subvention för grönare producenter och innebär ett ekonomiskt tillskott. I fallet med biogas är subventioner relativt små i sammanhanget med intäkter på i snitt 1,7 öre/kWh⁶.

⁵ <https://www.energigas.se/publikationer/hallbarhetskriterier-for-biodrivmedel/>

⁶ Energimyndigheten: Energiindikatorer 2021- Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål, ER 2021:10

7 Ekonomi

7.1 Investering

7.1.1 Gaspanna

Den befintliga blandgaspannan är tillverkad och installerad 1996 och dess kvarvarande livslängd är osäker. Om deponigastillförseln från Sysav avbryts kommer pannan att vara överdimensionerad för att elda den rötgas som anläggningen producerar idag även om man ser att rötgasvolymerna kommer att öka i framtiden. Dessutom har pannan vid ett flertal tillfällen haft driftproblem och Trelleborgs fjärrvärme har då tvingats starta naturgaspannan för att förse rötgasprocessen med värme. Den befintliga naturgaspannan på 3 MW, som främst är avsedd att fungera som spetslastproduktion till fjärrvärmenätet, kommer i framtiden att vara överflödigt och eftersom den är överdimensionerad för att kunna elda rötgasen så bör den avlägsnas från TBGA. Platsen där naturgaspannan är placerad är mycket lämplig placering för en ny rötgaspanna(or) då rummet innehåller anslutningar till befintligt värmesystem och är lättillgängligt via den stora porten.

Den globala marknaden för gaspannor är stor då många länders energiförsörjning grundar sig på förbränning av naturgas och moderna brännare fungerar utmärkt till att även elda rötgas som har en lägre metanhalt än naturgas. Kontakt har tagits med två leverantörer av erkänt kvalitativa gaspannor, Osby Parca och Weissmann. För att få en så optimal drift som möjligt förordar Osby Parca att man installerar två likadana gaspannor á 285 kW. Detta möjliggör en låg minlast men att man samtidigt tar höjd för en större rötgasproduktion i framtiden. För att undvika kondens i pannan som kan orsaka korrosionsproblem anger Osby Parca att minlasten är ca 30%, dvs ca 85 kW.

Weissmanns budgetoffert baseras på 1 styck gaspanna med en brännareffekt på max 600 kW uteffekt. Låglasten ska enligt uppgift från leverantören vara ca 100 kW.

Tabell 4. Pannleverantörer och budget

Leverantör	Budgetpris	Utrustning
Osby Parca	500 000	Två pannor á 285 kW (tillf. effekt)
Weissmann	400 000	En panna 700 kW (tillf. effekt)

7.1.2 Gasuppgraderingsanläggning

En ekonomisk kalkyl har skapats för det scenario som presenteras i 5.4 Rimlig systembeskrivning. Se Tabell 5 nedan för fasta investeringskostnader, rörliga kostnader samt intäkter.

*Tabell 5: Kostnadskalkyl för biogasuppgradering (alternativ 2), med ett flöde på 400 000 m³ rågas årligen. De två alternativen är membranuppgradering för DMT och EnviTec Biogas/Greentech Solutions. För detaljerade kostnader och uppdelade poster, se **Fel! Hittar inte referensälla..***

	DMT	Greentech Solutions & EnviTec Biogas
Fasta kostnader	9 440 000	7 603 000
Rörliga kostnader	1 605 283	1 603 043
Intäkter	1 560 000	1 560 000

Intäkterna kan variera något beroende på uppgraderingssystem, då olika teknikerna ger upphov till olika mängd metanslip (cirka 0,5-2%). Detta anses dock vara försumbart i detta stadie av kalkylen.

EnviTec erbjuder även ett antal tilläggsoptioner utöver grundinvesteringen, till exempel ett värmeåtervinningspaket för 33 000 SEK, ett gaskompressionssystem för 76 000 SEK och förbehandlingsfilter för 193 000. Förbehandlingen är inkluderad i kalkylen.

Annuiteten kommer förbättras vid ökning från cirka 400 000 Nm³ årligen till cirka 750 000 Nm³ årligen, se Tabell 6 nedan. Detta på grund av ökade intäkter eftersom uppgraderingsanläggningen är redan dimensionerad för en viss kapacitetsökning. DMTs uppgraderingsanläggning är dimensionerad för maximalt 100 Nm³/h och Greentechs är dimensionerad för maximalt 80 Nm³/h. Vissa kostnader ökar med ökad volym, bland annat förbrukning av el och distributionskostnad.

Tabell 6: kostnadskalkyl för biogasuppgradering med ett flöde på 750 000 m³ rågas årligen.

	DMT	Greentech Solutions & EnviTec Biogas
Fasta kostnader	9 440 000	7 603 000
Rörliga kostnader	1 773 714	1 769 514
Intäkter	2 925 000	2 925 000

7.2 Indata

I tabellen nedan redovisas den indata som ligger till grund för den ekonomiska analysen.

Tabell 7: Indata.

Biogas		
Personalkostnad	325	kr/h
Elpris	1	kr/kWh
Anslutningsavgift	21 310	kr/år
Röranslutning	13 600	kr
Distributionskostnad	1,92	öre/kWh
Försäljningspeng biogas	6	kr/Nm ³
Fjärrvärmeförsäljning		
Fjärrvärmeförsäljningspris	465	kr/MWh
Fjärrvärmevolym (400 000 m ³)	2 584	MWh/år
Fjärrvärmevolym (750 000 m ³)	4 845	MWh/år
Fjärrvärme (internt värmebehov)		
Fjärrvärmebehov dagens kap.	1 400	MWh/år
Fjärrvärmebehov utökad kap.	2 625	MWh/år
Energiavgift	620	sek/MWh
	108	
Effektavgift	000	sek/år
	132	
Anslutningsavgift (engångs)	000	kr
Bidrag		
Klimatklivet	55%	

7.3 Sammanfattning investeringar och intäkter

Nedan i Tabell 8 följer resultatet från de ekonomiska beräkningarna. De olika alternativen presenteras med och utan hjälp av ekonomiska styrmedel. Det styrmedel som har applicerats är Klimatklivet, där det antas att 45% av investeringen blir bidragsfinansierad. Siffran 45% är vald eftersom den motsvarar den vanligaste bidragsnivån. Inget bidrag är i dagsläget garanterat och bidraget kan helt utebli eller nå en högre nivå.

Celler som anges som "N/A" innebär att kostnaden/intäkten inte är applicerbar för det aktuella alternativet.

Tabell 8: Resultat av kostnadsanalys för de tre olika alternativen.

	0-Alternativet	Alternativ 1	Alternativ 2
Investering	132 000 kr	932 000 kr	7 495 000 kr
Inköp [kr]	N/A	500 000	6 620 000
Kolfilter [kr]	N/A	N/A	193 000
Installation & driftsättning [kr]	N/A	100 000	Ingår
Ombyggnad bef. värmesystem [kr]	N/A	200 000	200 000
Anslutning mellan uppgradering och befintligt gassystem [kr]	N/A	N/A	200 000
Anslutnings fjärrvärme [kr]	132 000	132 000	132 000
Signalutbyte uppgradering/reningsverk [kr]	N/A	N/A	150000
Bidrag	0 kr	0 kr	3 372 750 kr
Klimatklivet [kr]	0	0	3 372 750
Driftkostnader	368 625 kr	311 625 kr	1 561 763 kr
Distributionskostnad gas [kr/årigen]	N/A	N/A	52 493
Anslutningsavgift gasnät [kr/årigen]	N/A	N/A	21 310
Förbrukning fjärrvärme [kr/årigen]	0	0	868 000
Elförbrukning [kr/årigen]	42 000	35 000	137 760
Effektavgift [kr/årigen]	108 000	108 000	108 000
Förbrukning aktivt kol [kr/årigen]	N/A	N/A	36 500
Personalkostnad för drift och underhåll [kr/årigen]	118 625	118 625	37 700
Service (av leverantör, inkl reservdelar) [kr/årigen]	100 000	50 000	300 000
Intäkter	550 560 kr	550 560 kr	1 560 000 kr
Såld fordonsgas [kr/årigen]	N/A	N/A	1 560 000
Såld fjärrvärme [kr/årigen]	550 560	550 560	N/A

7.4 Ekonomisk analys

För att jämföra de olika alternativen har internräntan och nuvärdesbelopp av investeringen via annuitetsmetoden använts. En kalkylränta om 6% och en avskrivningstid på 20 år har använts i kalkylen.

Tabell 9: Ekonomisk analys av Alternativ 0.

Alternativ 0	
Internränta	122,0%
Nuvärdesbelopp	4 628 713 kr

Tabell 10: Ekonomisk analys av Alternativ 1.

Alternativ 1	
Internränta	30,3%
Nuvärdesbelopp	4 372 821 kr

Tabell 11: Ekonomisk analys av Alternativ 2.

Alternativ 2	
Internränta	-11,7%
Nuvärdesbelopp	-5 078 442 kr

Som kan ses i Tabell 11 innebär Alternativ 2 en investering som i dagsläget ej är ekonomiskt fördelaktig, inte ens med bidrag från t.ex. Klimatklivet. Pay-back ligger strax över 60 år med dagens investeringskostnader och intäkter för biogasförsäljning. Den avgörande faktorn är de relativt låga gasvolymerna och intäkterna som biogasen ger vid försäljning.

Att fortsätta att elda rötgasen för att producera värme är däremot en mycket god affär med en internränta som ligger en bra bit över kalkylräntan på 6%. Det som skiljer Alternativ 0 och 1 åt är i praktiken att man i Alternativ 1 väntar med investering i en ny panna till först om ca 5 år.

8 Slutsats och rekommendation

I dagsläget är det inte lönsamt att investera i en gasuppgraderingsanläggning och den främsta anledningen är att gasvolymerna är för små för dagens kommersiella uppgraderingstekniker. Gasförsäljningspriset ut mot den allmänna gasmarknaden skiljer sig mycket mot det pris konsumenten får betala för t.ex. fordonsgas men i de fall man kan finna en aktör att sälja till direkt utan mellanhänder, t.ex. internt inom kommunen, kan det vara möjligt att få upp försäljningspriset till en nivå då investeringen möjligtvis kan få ett positivt resultat.

Att fortsätta förbränna rötgasen för intern och extern värmeproduktion är däremot en mycket lönsam affär. Då denna studie inte gjort en statusbedömning av den befintliga blandgaspannan är det mycket svårt att bedöma dess kvarvarande tekniska livslängd och Sweco rekommenderar därför att man så snart det är möjligt påbörjar projekteringen av en ny gaspanna som bör stå färdig innan 1 januari 2023. Parallellt med projekteringen bör TBGA också ansluta sig mot fjärrvärmenätet för att göra det möjligt att både sälja och köpa värme (back-up) från nätet. Deponigasleveranserna från Sysav bör man avsluta för att inte äventyra gaspannans livslängd.