
Rapport SGC 048

**KONVERTERING AV DIESELDRIVNA
RESERVKRAFTVERK TILL GASDRIFT
OCH KRAFTVÄRMEPRODUKTION**

Gunnar Sandström
Sydkraft Konsult AB

Januari 1994



Rapport SGC 048
ISSN 1102-7371
ISRN SGC-R--48--SE

Rapport SGC 048

**KONVERTERING AV DIESELDRIVNA
RESERVKRAFTVERK TILL GASDRIFT
OCH KRAFTVÄRMEPRODUKTION**

**Gunnar Sandström
Sydkraft Konsult AB**

Januari 1994



SGC:s FÖRORD

FUD-projekt inom Svenskt Gastekniskt Center AB avrapporteras normalt i rapporter som är fritt tillgängliga för envar intresserad.

SGC svarar för utgivningen av rapporterna medan uppdragstagarna för respektive projekt eller rapportförfattarna svarar för rapporternas innehåll. Den som utnyttjar eventuella beskrivningar, resultat e dyl i rapporterna gör detta helt på eget ansvar. Delar av rapport får återges med angivande av källan.

En förteckning över hittills utgivna SGC-rapporter finns i slutet på denna rapport.

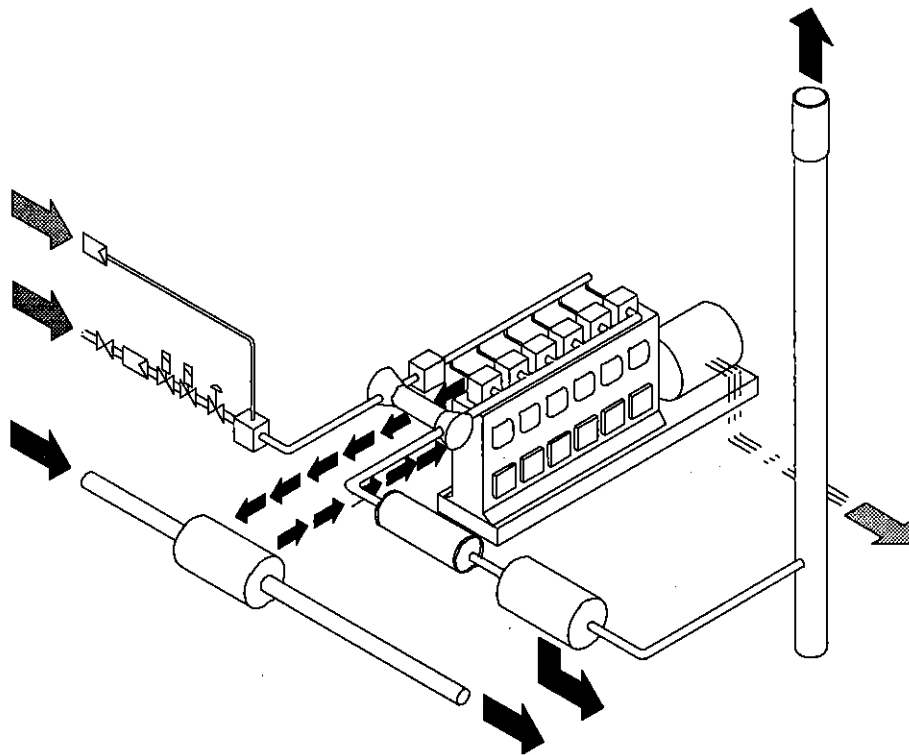
Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC) är ett samarbetsorgan för företag verksamma inom energigasområdet. Dess främsta uppgift är att samordna och effektivisera intressenternas insatser inom områdena forskning, utveckling och demonstration (FUD). SGC har f n följande delägare: Svenska Gasföreningen, Sydgas AB, Sydkraft AB, Göteborg Energi AB, Malmö Energi AB, Lunds Energi AB och Helsingborg Energi AB.

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB

Jörgen Thunell

KONVERTERING AV DIESELDRIVNA RESERVKRAFTVERK TILL GASDRIFT OCH KRAFTVÄRMEPRODUKTION

SGC 91.11



GUNNAR SANDSTRÖM

DECEMBER-93

Sammanfattning

Det finns ett stort antal stationära och mobila reservkraftverk i Sverige, som är strategiskt utplacerade för att producera el till prioriterade nät vid bortfall av den normala strömförsörjningen. Anläggningarna är optimerade för tillfällig elproduktion, vilket innebär att endast 30-40 % av bränslet utnyttjas.

Det är tekniskt möjligt att bygga om sådana reservkraftverk till gasdrivna kraftverk för el- och värmeproduktion. Det lämpliga i att konvertera får avgöras från fall till fall, bl a baserat på svaren på följande frågor:

- klarar aggregatet kontinuerlig drift?
- kan miljötillstånd erhållas för utökad drifttid?
- kan aggregatets primära uppgift som reservverk bibehållas?
- kan överskottsel säljas till den lokala eldistributören?
- kan gas accepteras som reservkraftbränsle?
- finns det användning för värmen på inte allt för stort avstånd från anläggningen?
- vilket ekonomiskt utbyte erhålls för kraftvärmeproduktion?

De tekniska problemen med en ombyggnad består i första hand av svårigheter med anpassning till de befintliga installationerna, dvs hur tillgängliga lokalutrymmen kan disponeras för att få plats med nya värmeväxlare, kompletterande styr- och reglersystem samt gassträckan. De tekniska lösningarna för anpassning av motorerna till naturgas eller gasol är kända: för mindre motorer finns tekniken utprovad från busskonvertering och för de större motorerna finns "paketlösningar" förberedda från en del tillverkare, andra motortyper kan konverteras enligt kunds specifikation av särskilda entreprenadfirmer.

Kostnaden för erforderlig ny utrustning samt motorkonverteringen har bedömts till 0,3-0,8 Mkr för de minsta aggregaten (under 300 kW_{el}) och till 1-3 Mkr för större aggregat (300-2000 kW_{el}). Detta motsvarar en specifik investeringskostnad inom intervallet 1.500-2.500 kr/kW_e. Denna kostnad skall jämföras med motsvarande kostnad för en helt ny småskalig kraftvärmeanläggning som ligger i intervallet 7.000-11.000 kr/kW_e.

Syftet med gaskonverteringen är att göra anläggningen mer räntabel och att kunna utnyttja reservkraftverket på ett miljömässigt acceptabelt sätt under framför allt vinterperioden, med hög verkningsgrad (30-35 % el, 50 % värme) och med god tillgänglighet.

Rapportens slutsats är att gasdrift i förhållande till långvarig dieseldrift ger förbättrade miljöprestanda, framför allt kraftigt reducerade utsläpp av svavel och sot. En kraftig begränsning av NO_x-emissionerna till nivå i likhet med t ex panninstallationer (100 mg/MJ) kräver i de flesta fall dyra och komplicerade reningsanläggningar. För mindre aggregat under 500 kW eleffekt, bör man installera trevägskatalysator, vilken är den bästa tekniken för att reducera NO_x-halten till under 100 mg/MJ.

Lönsamheten i gaskonvertering är till stor del beroende på statlig beskattning av bränslen. Den reducerade energibeskattningen för industrin som tillämpas från 1 januari 1993 missgynnar gasanvändning i industriella anläggningar. Kommunala energibolag och fastighetsbolag får höjd energiskatt, men kan tillämpa skattebestämmelsen från 1991 om befrielse från bränsleskatt (allmän energiskatt och CO₂-skatt) till kraftvärmeproduktion. Ett gaskonverterat reservkraftverk med värmeproduktion kan därmed ge ekonomiskt överskott i jämförelse med drift av gas- eller oljepannor, där bränslet beskattas fullt.

I jämförelse med nyinvesteringar framstår gaskonvertering av reservkraftverk som ett lönande alternativ fr a om ränteläget och avkastningkravet på kapital inom kraftindustrin är högt.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

- 1.0 Bakgrund och studiens syfte**

- 2.0 Reservkraft**
 - 2.1 Definition**
 - 2.2 Reservkraftverkets uppbyggnad och funktion**

- 3.0 Befintliga anläggningar**
 - 3.1 Utbyggnad**
 - 3.2 Användning**
 - 3.3 Omfattning**

- 4.0 Utökad användning av befintliga reservkraftverk**
 - 4.1 Alternativ**
 - 4.2 Förutsättningar**
 - 4.3 Möjligheter**

- 5.0 Konvertering till gasdrift och kraftvärmeproduktion**
 - 5.1 Allmänt**
 - 5.2 Miljökrav**
 - 5.2.1 Förutsättningar**
 - 5.2.2 Avgasemissioner och reningsteknik**
 - 5.2.3 Buller**
 - 5.3 Andra myndighetskrav**
 - 5.4 Konvertering till gas**
 - 5.5 Komplettering med värmeproduktion**
 - 5.6 Andra åtgärder**

- 6.0 Ekonomi**
- 6.1 Allmänt**
- 6.2 Investeringar**
- 6.3 Energivärdering för 1 MW_e-anläggning**
 - 6.3.1 Bränslepris**
 - 6.3.2 El- och värmepris**
 - 6.3.3 Skatteeffekter**
- 6.4 Energivärdering för 0,2 MW_e-anläggning**
- 6.5 Drift- och underhållskostnader**
 - 6.5.1 Generellt**
 - 6.5.2 Smörjolja**
- 6.6 Tillgänglighet**
- 6.7 Lönsamhetsberäkning**
- 7.0 Slutsatser och rekommendationer**
- 8.0 Referenslitteratur**

Bilagor:

- Bilaga 1: Referensobjekt Värnamo lasarett**
- Bilaga 2: Ombyggnad av generell 1 MW-anläggning**
- Bilaga 3: Ombyggnad av generell 0,3 MW-anläggning**
- Bilaga 4: Jämförande värmekostnader för naturgaseldad panncentral**
- Bilaga 5: Nettonuvärdet för kraftvärmealternativ**
- Bilaga 6: Principschema konverterad gasdiesel**
- Bilaga 7: Luftöverskottets betydelse för avgasrening**
- Bilaga 8: Checklista för konvertering av reservkraftverk**

1.0 Bakgrund och studiens syfte

Ett stort antal dieselmotordrivna reservverk finns vid sjukhus och industrier samt vid strategiskt viktiga anläggningar, såsom flygplatser och telekommunikationscentra. Sådana elverk utnyttjas i regel endast under mycket korta perioder av året.

Eftersom investeringarna för dessa elverk redan är gjorda, uppstår frågan om det inte skulle vara lönsamt att bygga om dem för gasdrift och komplettera elproduktionen med värmeproduktion. Därefter skulle anläggningarna kunna utnyttjas i kontinuerlig drift som "småskaliga" kraftvärmeverk.

Syftet med denna studie är att undersöka om sådana ombyggnader är lönsamma samt ange hur denna form av ombyggnad kan genomföras. I studien har då även beaktats de ökade krav med hänsyn till miljö, som kan komma att ställas med anledning av den ökade drifttiden. Förutom generella bedömningar görs även en specifik bedömning av utförande och lönsamhet i en konvertering av ett befintligt reservkraftverk vid Värnamo lasarett.

2.0 Reservkraft

2.1 Definition

Reservkraft innebär en tillfällig strömförsörjning till ett nät från en lokalt uppställd anläggning, mobil eller permanent, som utgör reserv för den huvudsakliga kraftförsörjningen. Behov av reservkraft i Sverige för ett normalt utbyggt och väl fungerande nät anses ej överstiga 300 timmar per år.

2.2 Reservkraftverkets uppbyggnad och funktion

Ett reservkraftverk består vanligen av en eller flera förbränningsmotordrivna generatorenheter, med upp till 2MW eleffekt, som snabbt kan startas för lokal elproduktion till ett prioriterat nät om den normala elförsörjningen bortfaller.

Den vanligaste drivenheten är dieselmotorn, eftersom den är mycket driftsäker och har hög verkningsgrad (ca 40-45 % axeleffekt). För de minsta aggregaten kan ottomotor användas som alternativ till dieselmotorn och för anläggningar över ett par MW är gasturbinen vanligast som drivenhet eftersom den är mycket kompakt med hög effekt. I denna rapport behandlas endast motordrivna reservkraftverk med tonvikt på effekter under 2 MW, eftersom dessa är de vanligast förekommande.

Reservverk upp till 500 kW el levereras ofta som mobila, kompakt byggda enheter på hjul eller installerade i containers, vilket möjliggör komplett montage i fabrik och ger enkel installation och inkoppling för användaren. Även för större aggregat är det vanligt med kompakt montage på gemensam balkram, vilket medför enkelt montage hos användaren direkt mot ett plant betonggol. De största anläggningarna med effekter över 2 MW, kräver separata, kraftupptagande betongfundament.

Utrymmet där aggregatet ställs upp skall vara väl ventilerat samt isolerat mot omgivningen för att minska risken för bullerspridning. Motorn behöver jämn tillförsel av stora mängder sval förbränningsluft, vilket kräver installation av ett fläktdrivet ventilatoraggregat.

I ett reservverk utnyttjas endast el-energin samt i viss mån avgasernas rörelseenergi för överladdning av motorns intagsluft, vilket ger högre fyllnadsgrad och möjliggör högre kompressionsförhållande och effektuttag hos motorn. Avgasernas värmeinnehåll (30 % av den tillförda effekten) utnyttjas inte, utan leds ut i atmosfären. Det avgivna värmets till motorns smörjolja och kylvatten (20 %) leds också ut till atmosfären via en flätkyld radiator. Generatoren är oftast luftkyld (5 % förlust). Strålningsförluster uppgår till ca 5 %.

3.0 Befintliga anläggningar

3.1 Utbyggnad

Behovet av reservkraftanläggningar i Sverige har minskat genom att den normala elförsörjningen har blivit mer och mer tillförlitlig. De flesta större reservkraftanläggningarna är därför av äldre datum. Idag är det framför allt mindre anläggningstyper (50-250 kW) som installeras, vanligen i mobila containers eller i direkt anslutning till känsliga objekt som inte tål störningar på elnätet, såsom larmcentraler, datorrum, affärscentra, stora hotell, banker osv.

De flesta avbrotten i den normala elförsörjningen uppstår genom extrema väderförhållanden såsom kraftig vind, snöstorm, åska osv, framför allt i glesbygdsområden med elledningar ovan mark. Förutom förbättringar i eldistributionsnätet är även uppbyggnad av fasta eller mobila reservkraftaggregat lämpligt i sådana områden.

Överstyrelsen för Civil Beredskap har sedan flera år tillbaka uppmuntrat utbyggnaden av reservkraftverk i kommunal regi genom bidrag på upp till 50 % av investeringskostnaden. Bidraget behovsprövas av länsstyrelsens försvarsenhet med hänsyn till de lokala förhållandena och beredskapsnyttan av reservkraft såväl i freds- som ofredstid.

3.2 Användning

Inom processindustrin har de flesta större företagen tillgång till egen reservkraft. I vissa enstaka fall körs dessa anläggningar kontinuerligt eftersom även ett kortvarigt spänningsbortfall skulle orsaka omfattande störningar i processen och göra ny uppstart mycket komplicerad.

I övrigt är det vanligast att reservkraftanläggningarna står i beredskap ("standby"), men uppkopplade för att kunna snabbstartas vid spänningsbortfall och köras mot det egna inre nätets prioriterade last. Så är fallet vid de flesta sjukhus och andra offentliga institutioner med reservkraft. Det har visat sig att det finns generella svårigheter att säkerställa snabbstart. För att säkerställa start vid nödläge krävs ett omfattande förebyggande underhålls- och kontrollsystem.

3.3 Omfattning

En kartläggning av befintliga förbränningsmotordrivna reservkraftanläggningar i Sverige har inte gjorts. Det rör sig dock om minst ett par hundra aggregat i storleksområdet över 500 kWe för civila ändamål. I mindre storlekar finns såväl mobila som fast installerade i långt större antal.

4.0 Utökad användning av befintliga reservkraftverk

4.1 Alternativ

Då reservverken utnyttjas mycket sporadiskt och därmed har potential för ökad drifttid, har det uppkommit en diskussion, vilket bl a visat sig genom kurser hos STF Ingenjörsutbildning AB, om förutsättningarna för att använda reservkraftverken för andra ändamål. Det gäller då fr a topplastkörning, och även för kontinuerlig drift under den sk höglastperioden, ca 1700 h per år.

4.2 Förutsättningar

Innan man beslutar om nya användningsområden för reservverket måste följande frågeställningar klargöras:

- är aggregatet utformat för kontinuerlig drift?
- kan miljötillstånd erhållas för utökad drifttid?
- kan aggregatets primära uppgift som reservkraftverk bibehållas?
- kan överskottsel säljas till eldistributören?
- kan gas accepteras som reservkraftbränsle?

Leverantören har som regel föreskrivit hur stor belastning momentant, per timme samt under ett visst antal timmar per år som reservkraftverket kan utsättas för. Denna typ av begränsning görs för att kunna få ut hög effekt under kort tid. Kontinuerlig drift bör som regel ej komma ifråga för aggregat som har ett varvtal högre än 1500 rpm (upp till 750 kW_e) respektive 1000 rpm (större än 750 kW_e), då slitaget blir för stort.

4.3 Möjligheter

Toppkraftanläggningar hos Vattenfall och Sydkraft är oljekondens- eller gasturbin-kraftverk med låg elverkningsgrad (30 %). Ett lokalt utnyttjande av mindre anläggningar för kraftvärmeproduktion under höglastperioder skulle totalt sett innebära effektivare energianvändning. Behovet att bygga ytterligare stora reservkraftverk skulle minska, samtidigt som den enskilde anläggningsägaren skulle kunna utnyttja både el och värme och minska sina kostnader för egenkonsumtion.

Ur beredskapssynpunkt innebär utnyttjande av mindre anläggningar nära konsumenten mindre sårbarhet och att energin kan utnyttjas effektivare vid ofred, avspärrning osv. Reservverk som är i drift under längre perioder regelbundet bör dessutom ha större möjlighet att fungera när det som bäst behövs.

5.0 Konvertering till gasdrift och kraftvärmeproduktion

5.1 Allmänt

Konverteringen till gasdrift kan göras så att motorn byggs om till ottomotor med tändstift, eller med bibehållande av dieselinsprutningen som pilottändning för gas/luftblandningen. Genomförande av dessa metoder beskrivs närmare i bilagorna 1 och 2. För en detaljerad förklaring av olika motortekniska åtgärder hänvisas till litteratur i avsnittet Referenser.

Ombyggnaden av anläggningen innebär att denna kommer att användas enligt andra förutsättningar än den byggdes för. Detta innebär att prövning enligt Miljöskyddslagen är nödvändig, se nedan.

Före ombyggnad bör man även klara ut hur reservkraftfunktionen kan säkerställas med gasdrift samt om eventuellt ÖCB eller försäkringsbolag har synpunkter på ombyggnaden.

5.2 Miljökrav

5.2.1 Förutsättningar

Huvudskälet till att genomföra konvertering till gas är miljöhänsyn eftersom drift efter gaskonvertering medför avsevärt mindre miljöpåverkan än drift med olja. Detta gäller både den yttre miljön och den inre arbetsmiljön.

Reservkraftverk som utnyttjas mindre än 300 h/år kräver inte något tillstånd enligt Miljöskyddslagen. Anläggningar med en tillförd effekt större än 0,5 MW, som är avsedda att köras under längre perioder än som reservkraft, skall dock prövas enligt lagen. För de mindre anläggningarna görs prövningen av den lokala Miljö- och Hälsoskyddsnämnden, för de större med tillförd effekt över 10 MW av länsstyrelsen.

Förutsättningarna för kontinuerlig drift med hänsyn till myndighetsbestämmelser handlar framför allt om att kunna begränsa avgashalterna av NO_x (kväveoxider, kvävedioxid, kvävetrioxider osv, vilka bidrar till försmurningen) och CO (kolmonoxid, "kolos", som är hälsovådligt). I motsats till oljedrift ger varken gasol eller naturgas upphov till SO_x-utsläpp (svaveldioxid, svaveltrioxid osv, vilka bidrar till försmurningen). Oljeförbränning ger även upphov till större CO₂-bildning än gasförbränning (CO₂, koldioxid, som bidrar till den s k växthuseffekten).

Beroende på anläggningens storlek och lokalisering kan en miljökonsekvensbeskrivning erfordras, som visar avvägningen mellan driftfördelar och den negativa miljöstörningen som uppstår trots nödvändig hänsyn. Som utgångspunkt för en jämförelse av miljökonsekvenserna för olje- resp gaseldning tas en befintlig installation med dieselmotordriven generator, som kan förutsättas generera NO_x-utsläpp av ca 1500 mg/MJ tillfört bränsle.

5.2.2 Avgasemissioner och reningsteknik

Den generella gränsen för CO och NO_x, 100 mg/MJ tillfört bränsle för respektive emission, som brukar åberopas för alla panninstallationer, kan ej underskridas av motorer enbart genom förbränningstekniska åtgärder, dvs ej enbart genom:

- ändrad utformning av förbränningsrummet
- ändrat luftöverskott eller
- avgasrecirkulation

Förbränning med högt luftöverskott ("lean-burning") är den billigaste tekniken att begränsa NO_x-bildningen hos gasmotorer. Det höga luftöverskottet skapas genom turboladdning. Luftöverskottets betydelse för att begränsa skadliga ämnen i avgaserna framgår av bilaga 6.

Avgasrecirkulation innebär att en del av avgaserna återförs till intagsröret och blandas med förbränningsluft före turboladdaren. Förbränningen sker därigenom med en lägre syrehalt, vilket minimerar NO_x-bildningen.

Med sådana förbränningstekniska metoder kan NO_x-emissionerna begränsas till cirka 250 mg/MJ för gasotmotorer. Som framgår av bilaga 6, tenderar halterna av oförbränt att öka med stigande luftöverskott. Detta problem elimineras med en tvåvägskatalysator, som dock kräver installation där avgaserna ligger inom temperaturområdet 400-500°C för att fungera effektivt.

Trevägs-katalysatorn, som renar avgaserna även från NO_x, är utvecklad i första hand för gasotmotorer under 750 kW, med bränsle utan svavel och tungmetaller. Avgaserna får inte innehålla syre, varför förbränningen måste ske med ett svagt luftunderskott. Detta kontrolleras med hjälp av en s k lambda-sond. Denna reningsutrustning kräver omfattande provning och injustering, men garanterar låga emissionsvärden, under 100 mg/MJ NO_x resp CO.

Selektiv katalytisk rening fungerar tillsammans med alla motortekniker och bränslekvaliteter, men är pga av hög investerings- och driftkostnad lämpligast vid stora motoranläggningar. Den kräver dessutom kontinuerlig tillförsel av ammoniak och höga avgastemperaturer för att fungera. Den stora fördelen med denna metod är att anläggningen kan optimeras utifrån hög elverkningsgrad och att NO_x-emissionerna trots detta reduceras med 90 %.

5.2.3 Buller

Ett stort problem vid diesel- och gasmotordrift utgörs av buller, som både är lågfrekvent och högfrekvent med en total bullernivå intill motorn på drygt 100 dB(A). Det högfrekventa bullret, som fr a kommer från turboladdningen, är lättare att dämpa än det lågfrekventa bullret med det karaktäristiska dieselmotorljudet. Effektivast bullerdämpning kräver dämpning i två steg, dels genom att en ljudhuv monteras direkt runt aggregatet, dels genom montage av ljuddämpande paneler i taket och på väggarna. Dessutom måste avgasbullret ljuddämpas, liksom in-tagsluftkanalen samt ventilationssystemets frånluftkanal.

5.3 Andra myndighetskrav

Myndighetsbedömning för denna typ av konvertering görs inte enbart utifrån miljökrav, utan även med hänsyn till lokalisering och gassäkerhet.

Eftersom huvudanläggningen motor/generator och byggnaden redan finns, förutsätts att bygglov (Tillstånd enligt Plan- och Bygglagen, PBL) tidigare erhållits.

En kompletterande ansökan bör göras med redovisning av motiv för ombyggnaden. Varaktighet och spridningsrisker för förväntade bullernivåer bör fastställas.

Frågorna kring gassäkerheten regleras genom Lagen om brandfarliga och explosiva varor, LBE. Detta betyder att anläggningen kan behöva granskas av Räddningsnämnden i kommunen och av Sprängämnesinspektionen med hänsyn till skydd mot brand och explosion.

Enligt kraven i Naturgasdistributionsnormen (NGDN-90) skall anläggningen systemgranskas av gasdistributören, t ex med tillägg enligt danska regler för kraftvärmeinstallationer. Drift- och skötselinstruktioner skall upprättas. Driftorganisationen skall vara väl förtrogen med anläggningen och de åtgärder som skall vidtagas för säker drift och erforderlig felavhjälpning.

Personsäkerheten regleras genom Arbetsmiljölagen, och hanteras genom besiktning av skyddsombudet och anmälan till Yrkesinspektionen.

5.4 Konvertering till gas

Eftersom olja och gas har olika förbränningsegenskaper avseende antändnings- och flamtemperatur, metantal, cetantal osv måste motorn anpassas till gasens förutsättningar. För konvertering av en befintlig dieselmotor till gasdrift krävs att:

- kompressionen sänks
- tändtrycket sänks
- axeleffekten och därmed utmatad eleffekt blir lägre
- avgastemperaturen blir högre
- slitaget på motorlager minskar
- smörjoljekvaliteten byts

Små motorer kan byggas om till ottomotorer med tändstift. Detta finns det omfattande erfarenhet från, t ex naturgasdrivna fordon, lastbilar och bussar, se bilaga 3.

Större motorer för generatoreffekter över 500 kW är svårare att bygga om för tändstiftsdrift. Istället kompletteras anläggningen för gasdrift med dubbelbränslesystem ("dual-fuel"), dvs dieseloljetändningen bibehålls, och gasen blandas in med förbränningsluften före cylindern (s k lågtrycksinsprutning med gastryck upp till 1 bar). Se bilaga 1 beträffande referensobjektet Värnamo lasarett.

Erfarenhet från konverterad dieselmotor till kombinerad gas/dieseldrift finns bl a från en anläggning i Degerhamn på Öland, ägd av Sydkraft. Anläggningens effekt, ca 200 kWe, har reducerats med 15 % vid gas/dieseldrift jämfört med normal dieseldrift. Detta beror på risken för självantändning (knackning).

Teknik för dual-fuel-motorer har vidareutvecklats bl a av Wärtsilä Diesel och har provats i Nyköbing i Danmark med s k lågtrycksinsprutning av gas, och i Jyväskylä, Finland med s k högtrycksinsprutning av gas. Den senare metoden är ännu inte utvecklad generellt för konvertering av äldre motorer och är dessutom komplicerad då den förutsätter användning av högtrycksgas från en gas-kompressor. Erfarenheten med s k lågtrycksinsprutning däremot är så omfattande att det finns flera företag i Norden som kan utföra detta på befintliga anläggningar.

5.5 Komplettering med värmeproduktion

Följande värmekällor från motoranläggningen kan utnyttas:

- avgasvärme
- cylinderkylvatten
- smörjolja
- laddluftkylning

För större motorer även

- generatorkylning
- injektorkylning

För att komplettera motoranläggningen med värmeproduktion erfordras ombyggnad av avgas- samt kylvattensystemet. Avgaspannan, som är skrymmande, installeras efter turboaggregatet eller efter ljuddämparen, beroende på utrymme. De fläktskylda radiatorerna för kylning av smörjolja och kylvatten kan behållas, men om kylfläkten är direkt driven från motoraxeln måste en ombyggnad till el-motordriven fläkt ske.

För värmeåtervinningen från smörjolja, cylinderkylning och laddluftkylning installeras ett nytt rörsystem med plattvärmväxlare som hämtar värme från dessa system. Detta rörsystem kopplas samman med kylkretsen genom avgaspannan och den återvunna värmeenergin matas ut till ett värmesystem. En del av avgasvärmets kan användas för produktion av hetvatten eller eventuellt lågtrycksånga. Den principiella utformningen av systemet framgår av bilaga 6.

Totalverkningsgraden hos anläggningen beror på temperaturnivån hos värmesänkan. För att uppnå en verkningsgrad på 80 % bör man kunna leverera ut värme med god varaktighet vid 60-65°C. Detta innebär att man i de flesta fall måste koppla in sig på returledningen i ett befintligt värmesystem, så att motordriften sker parallellt med driften av pannor, och där pannorna reglerar topplast och leveranstemperaturen till fjärrvärmenätet.

5.6

Andra åtgärder

För att genomföra konverteringen av ett reservkraftverk till en gaseldad kraftvärmeanläggning krävs även att elutrustningen är lämpad för kontinuerlig drift och att den ansluts till nätet på rätt sätt. (För dessa frågor hänvisas t ex till kurser angående reservkraftanläggningar hos STF Ingenjörutbildning AB, Stockholm.)

6.0 Ekonomi

6.1 Allmänt

För att kunna bedöma de ekonomiska förutsättningarna för kraftvärmeproduktion med gaskonverterade reservkraftverk jämförs el- och värmeproduktionskostnaden med motsvarande kostnader för utbyggnad av nya anläggningar såsom:

- gasdriven kraftvärme
- biobränsle-kraftvärme
- modern kolkraftvärme (PFBC)

Vid värderingen av lönsamhet anlägger vi perspektivet att anläggningen skall kunna gå som baslast minst 4000 h/år huvudsakligen under perioden oktober till och med april.

Lönsamheten värderas mot gällande tariffer i syd-Sverige och mot Ekovisam, som gäller generellt för elförsäljning till nätet. Ytterligare en ansats till lönsamhetsvärdering görs mot gällande tariffer för el, gas och värme för hushållskunder i Malmö.

I samtliga fall förutsätts att anläggningen ägs och drivs för el- och värmevärdering enligt 1993 års gällande regler för energibeskattning, se avsnitt 6.3.3, avseende kunder utanför industri- och växthusnäring, dvs. offentlig förvaltning, kontors- och fastighetsbolag samt enskilda hushåll.

En jämförelse görs över hur lönsamheten förändras om skattebefrielse endast godtas för den del av bränslet som kan hänföras till elproduktionen, vilket, enligt överenskommelse mellan riksdagspartierna, skall gälla från och med 1 januari 1994. Något definitivt beslut om ändring, från 1993 års för kraftvärmeproduktion mer fördelaktiga regler, har ännu inte fattats.

6.2 Investeringar

En konvertering motsvarande exemplet vid Värnamo lasarett, se bilaga 1, kostar ca 2.500 kr/kWe.

En generaliserad anläggning 1 MW_e, 1,3 MW_v, enligt bilaga 2, kräver investeringen 2 Mkr (2.000 kr/kWe).

En mindre anläggning kan konverteras till gasotmotor drift, se bilaga 3, med konverteringskostnaden 0,7 Mkr, dvs ca 2.350 kr/kWe. Som jämförelse har följande specifika nyanläggningskostnader använts:

- gaseldad kraftvärme 7.000 kr/kWe
- biobränsle-kraftvärme 12.000 kr/kWe
- modern kolkraftvärme 14.000 kr/kWe

Om man antar ett årligt avkastningskrav på 13 % på ovanstående investeringskostnader, samt att drifttiden för dessa anläggningstyper är 5000 ekvivalenta fullasttimmar, blir den specifika räntekostnaden, räknat på elproduktionen:

- gaseldad kraftvärme 0,18 kr/kWh
- biobränsle-kraftvärme 0,30 kr/kWh
- modern kolkraftvärme 0,36 kr/kWh

Beräknat på 3000 ekvivalenta fullasttimmar per år blir det för en gaskonverterad kraftvärmeanläggning:

- gaskonverterad kraftvärme 0,10 kr/kWh.

Räknat enbart på investeringskostnaden kommer alltså gaskonverterade reservkraftanläggningar för kraftvärmeproduktion att kunna hävda sig väl mot nya elproducerande anläggningar, även om drifttiden begränsas till 3000 h/år genom att:

- man binder mindre nytt kapital.
- den årliga kapital- och räntekostnaden blir lägre.
- kortare byggtid ger lägre byggräntekostnader.

6.3 Energivärdering för 1 MW_e-anläggning

6.3.1 Bränslepris

Produktpriset på naturgas och gasol är beroende på olika faktorer som förhandlingar mellan köpare/ säljare, världsmarknads- och säsongsvariationer och skattemässiga villkor.

För att genomföra en översiktlig lönsamhetskalkyl har i denna rapport antagits att priset för naturgas och gasol är 205 kr/MWh, exkl energiskatter och moms.

6.3.2 El- och värmepris

Värdering av elproduktion kan göras dels enligt kundtariff N4 för större kunder, dels enligt Ekovisam IN4, avseende inmatad energi till 400V-nätet från anläggningar större än 100 kWel (gäller 1992).

Tariffen N4 innebär följande:

- Fast årlig avgift: 10 kkr
- Abonnemangsavgift: 90 kr/kW
- Effektavgift: 325 kr/kW

Energiavgifter:

Nov-mars,	må-fr, kl 06-22	397 kr/MWh
	övrig tid	220 kr/MWh
Apr,sept,okt	må-fr, kl 06-22	220 kr/MWh
	övrig tid	180 kr/MWh
Maj-aug	må-fr, kl 06-22	160 kr/MWh
	övrig tid	132 kr/MWh

För Ekovisam IN4 gäller följande:

Nov-mars,	må-fr, kl 06-22	456 kr/MWh
	övrig tid	220 kr/MWh
Apr,sept,okt	må-fr, kl 06-22	220 kr/MWh
	övrig tid	180 kr/MWh
Maj-aug	må-fr, kl 06-22	160 kr/MWh
	övrig tid	132 kr/MWh

Alternativa värmeproduktionskostnader har beräknats, se bilaga 4, för kreditering i kalkylen av värmets från kraftvärmeanläggningen. I denna beräkning har förutsatts att naturgaseldade pannor med 90 % verkningsgrad används, samt att befintliga pannor täcker värmebehovet.

6.3.3**Skatteeffekter**

Politiska beslut om energi- och miljöskatter/avgifter har stor inverkan på drifekonomin hos en kraftvärmeanläggning. Oklarheten över hur skatter och avgifter inom energiområdet kan komma att förändras är fortfarande stor. I första hand är det konsekvenserna av följande riksdagsbeslut och skattebedömningar som skall vägas samman:

- beslut om allmän energiskatt samt svavel- och CO₂-skatt fr o m januari 1991.
- förändrad tillämpning fr o m 1993 genom olika energiskatter för industri resp. offentliga institutioner och hushåll.
- befrielse från all energiskatt vid kraftvärmeproduktion enligt skatterättsliga beslut (s k Visbydomen 1991, Norrköpingsdomen 1992 osv).
- befrielse från energiskatt och CO₂-avgift vid kraftvärmeanläggning fr o m januari 1994 endast för den del av bränslet som erfordras för själva elproduktionen
- planerad bränsleskatt på alla nya "fossilbränsle"-eldade kraftvärmeanläggningar.

I denna rapport används för lönsamhetsberäkning de regler för energibeskattnings vid värmeproduktion som gäller från januari -93 för offentlig förvaltning, hushåll:

	Naturgas	Gasol
CO ₂ -skatt	680 kr/1000 m ³	960 kr/ton
Energiskatt	175 kr/1000 m ³	105 kr/ton
Spec bränslekostn	0,08 kr/kWh	0,083 kr/kWh
Moms	+ 25 %	+ 25 %
(på bränsle- och energi/CO ₂ -skattedelen)		

6.4 Energivärdering för 0,2 MW_e-anläggning

Som jämförelse görs för en mindre anläggning en kalkyl helt enligt hushållstarrifferna som idag gäller i Malmö. I detta fall förutses att gasen köps beskattad och att den producerade energin värderas enligt den beskattade el- och fjärrvärmetaxan. Detta innebär följande (november 1993):

Gaspris:	35,5 öre/kWh inkl skatter och moms
El:	65,6 öre/kWh inkl skatter och moms
Fjärrvärme, nov-mars:	42,5 öre/kWh inkl skatter och moms
" , april-okt:	23,8 öre/kWh inkl skatter och moms

6.5 Drift- och underhållskostnader

6.5.1 Generellt

Det finns olika sätt att bedöma kostnader för drift och underhåll. Som utgångspunkt kan vi använda erfarenheter från Danmark, där anläggningar som granskats av NGC redovisar totala DoU-kostnader på 60-150 kr/MWhe. Det stora intervallet beror på skillnader i redovisningar av vad som är DoU-kostnader, fr a vad gäller personalkostnader för daglig tillsyn och övervakning.

I andra sammanhang används schablonmässigt beräknade DoU-kostnader, relaterade som procent av investering eller producerad energimängd, t ex 2 % av investeringen per år, eller 25 kr/MWh producerad el.

För mindre anläggningstyper där vi rör oss med effekter upp till 1 MW kan en kostnadsuppskattning genom procentsatser ge orealistiskt låga personalkostnader. Man kan anta att anläggningar, oberoende av storlek, bör ha tillsyn, service samt utnyttja reservdelar minst enligt nedan:

- en timme tillsyn per dygn under 5 månader à 400:-, dvs 75 kkr/år
- service vid föreskrivna intervaller, 50 kkr/år
- reservdelskostnad, 50 kkr/år
- smörjoljekostnad inkl minst ett byte, 25 kkr/år

Detta ger en minimikostnad av 200 kkr/år "inkl allt". Som jämförelse kan nämnas att en tysk gasmotoranläggning, 2 x 350 kWel, anger en budget på ca 50 000 DEM (1989 års penningvärde) som DoU, exklusive kostnader för ronderande personal.

I kalkyler nedan använder vi den specifika kostnaden 8 öre/kWh el för DoU, exkl kostnaden för smörjolja.

6.5.2 Smörjolja

Kostnader för smörjolja brukar ofta anges separat. Den genomsnittliga smörjoljeförbrukningen ligger mellan 0,5-0,8 g/kWhel i de flesta anläggningarna som redovisats. Detta ger en kostnad på ca 2-3 öre/kWh_e inkl. spill.

6.6 Tillgänglighet

Av tarifferna framgår att det är perioderna under vinterhalvåret som är viktigast för kraftvärmeproduktionen, särskilt under perioden november-mars, dvs drygt 1600 h.

Under denna tid måste aggregatet hålla minst 95 % tillgänglighet. Under resten av vinterperioden (4 100 h), dvs 22-06 november-mars samt dagtid (06-22) under april, september och oktober förutsätts tillgänglighet på 75 %.

Detta ger 1525 h drifttid under höglastperioden samt 3000 h under resten av vinterhalvåret.

Under sommarhalvåret är både el- och värmevärderingen för dålig för kraftvärmeproduktion.

För den mindre 0,2 MW anläggningen gäller att elpriset är konstant hela året, men under april-oktober är värmepriset lägre än gaspriset, varför kraftvärmeproduktion ej lönar sig.

Man måste därför sikta på hög tillgänglighet under hela vinterperioden, dvs 85 % under november till mars, vilket ger drift under 3100 h.

6.7 Lönsamhetsberäkning

6.7.1 Som utgångspunkt för lönsamhetsbedömning används följande sammanställning:

<u>Anläggningstyp</u>	<u>A</u>	<u>B</u>
Eleffekt	1 MW _e	0,2 MW _e
Värmeeffekt	1,8 MW _v	0,33 MW _v
Bränsleeffekt	3.3 MW	0,66 MW
Gaspris	0,205 kr/kWh	
Skatter	0,08 kr/kWh	
Totalt pris:	0,28 kr	0,355 kr
Verkningsgrad	30 % el 55 % värme	30 % el 55 % värme
Moms	avdragen	inkluderad

6.7.2 För anläggningstyp A erhålls följande kostnader för elproduktion, där 1,3 MW antas vara el-gas och 2,0 MW är värme-gas:

Bränslekostnad	1.3 x 0,205	= 0,27 kr/kWh
DoU (se 6.5.1)		= 0,08 kr/kWh
Smörjolja (se 6.5.2)		= 0,02 kr/kWh
Kapitalkostnad (se 6.2)		= 0,08 kr/kWh
		=====
		0,45 kr/kWh

Slutsatsen är att den totala elproduktionskostnaden vid ett gaskonverterat reservkraftverk ligger på motsvarande kostnadsnivå som enbart avkastningskravet på investeringen från ett nytt kol- eller biobränsleeldat kraftvärmeverk.

6.7.3 En översiktlig lönsamhetsberäkning har gjorts med Nuvärdesmetoden för 1 MW_e/1,8 MW_v, se bilaga 5.

Denna visar att drift under höglastperioden, ca 1 700 h, ger ett årligt driftöverskott på 239 kkr och en återbetalningstid på 8,4 år.

6.7.4 För anläggningstyp B med gasottodrivna generatoranläggning 200 kWel/330 kW värme värderas el och värme enligt kundkalkyl för lokal hushållstaxa (Malmö Energi).

November-mars

Produktionskostn: $660 \times 0,355 \times 3100 \text{ h} = 726 \text{ kkr}$
 Elvärdering: $200 \times 0,656 \times 3100 \text{ h} = 406 \text{ kkr}$
 Värmevärdering: $330 \times 0,42 \times 3100 \text{ h} = 430 \text{ kkr}$

Produktionsöverskott: $= 110 \text{ kkr}$

April-oktober

Produktionskostn: $660 \times 0,355 \times 3000 \text{ h} = 703 \text{ kkr}$
 Elvärdering: $200 \times 0,656 \times 3000 \text{ h} = 394 \text{ kkr}$
 Värme: $330 \times 0,285 \times 3000 \text{ h} = 282 \text{ kkr}$

Underskott: $= -27 \text{ kkr}$

Drift under 1 april till 1 november är ej motiverat.

DoU: $0,08 \text{ kr/kWhel} \times 200 \times 3100 = 50 \text{ kkr}$
 Smörjolja: $0,03 \text{ kr/kWhel} \times 200 \times 3100 = 18 \text{ kkr}$
 Avkastn: $0,10 \text{ kr/kWhel} \times 200 \times 3100 = 62 \text{ kkr}$

Produktionsöverskottet enligt ovan är för litet för att motivera egenproduktion mot gällande energipriser.

6.7.5 I exemplet ovan innehåller gaspriset, 35,5 öre/kWh, full skatt och moms. Vid kraftvärmeproduktion faller skatten bort på bränslet. Istället får man betala elskatt vid intern konsumtion.

Kalkylen påverkas enligt följande:

Avgår skatt: $660 \times 0,08 \times 6100 \text{ h} = 322 \text{ kkr}$

Avgår moms: (25 %) $= 80 \text{ kkr}$

Elskatt: $200 \times 0,085 \times 6100 = -103 \text{ kkr}$

=====
 345 kkr

Om anläggningsägaren kan utnyttja elen för eget bruk kan det vara fördelaktigt att försöka lyfta skatten på bränslet och betala elskatten.

7.0 Slutsatser och rekommendationer

- 7.1** Konvertering av reservkraftverk till gasdrift och kraftvärmeproduktion kan vara ett intressant alternativ till investering i nya kraftverk eftersom man därigenom kan utnyttja redan gjorda investeringar mer effektivt, och samtidigt skjuta upp nya större investeringar.

De tekniska lösningarna för anpassning av motorer för gasdrift är kända hos de flesta motortillverkare.

Emissionerna från ett gaskonverterat kraftverk minskar i jämförelse med eldning med dieselolja, särskilt vad gäller svavel och sot. För att begränsa NOx gäller samma teknik som rekommenderas för andra diesel- eller gasmotordrivna kraftverk, dvs. luftöverskott och avgasrecirkulation ger en betydande reduktion, men ställs hårdare krav på reningsåtgärder krävs katalysatorer. Krav på katalysatorer ger gasdrift en fördel eftersom livslängden hos katalysatorn blir längre med gasdrift, då gasen i stort sett är fri från föroreningar.

- 7.2** För att bedöma om gaskonvertering kan vara ett alternativ bör som första åtgärd frågeställningarna i bifogade checklista besvaras och diskuteras, se bilaga 8.
- 7.3** För att genomföra en gaskonvertering bör kontakt tas med aggregatleverantören alternativt med motorleverantören för att diskutera de tekniska förutsättningarna för att genomföra arbetet. Om motorleverantören har erfarenhet av gasmotorer är det enklast att låta denna leverantör utföra erforderliga ombyggnader, eller specificera hur konvertering och utbyggnad av värmeåtervinningssystemet skall göras. I de fall då det inte finns någon direkt koppling mellan motortyp och gasmotorsystem bör man vända sig till ett företag som arbetar med motorrenoveringar eller till gasdistributören som kan rekommendera lämpliga åtgärder och leverantörer.
- 7.4** Gasdistributören måste under alla omständigheter informeras om gaskonvertering och installation av gasmotorer för systemgranskning och besiktning före anläggningen tas idrift. Anläggningen kan även vara besiktningspliktig beträffande avsäkring av avgaspanna osv.
- 7.5** En befintlig reservkraftanläggning som normalt står stilla kräver som regel en utökad renovering om den skall utnyttjas för kontinuerlig drift. Särskilt styr- och reglersystem kanske behöver bytas till ett modernare. Dessa faktorer bör också bedömas före beslut och budgetering av konverteringsarbetena.
- 7.6** För att fullfölja ett projekt med gasmotorinstallation för kraftvärmeproduktion krävs även utbildning av personal och en förhöjd arbetsinsats, fr.a. under den första perioden för intrimning och upplärning på anläggningen. Tillsyn och underhåll på en kraftvärmeanläggning är högre än för t.ex. pannanläggningar, vilket måste avspeglas i insatsberedskap och budget.

8.0 Referenslitteratur

SGC 005: Analys av teknikstatus och marknadsläge för gasbaserad "minikraftvärme".
Per-Arne Persson, april -91.

STU 751: Naturgas som kolvmotorbränsle. Ekelund, Egnell, Gabrielsson, 1989.

SGF: Tillståndshantering för naturgasdrivna kraftvärmeanläggningar, januari -91.

Industriförbundets förlag: Miljöskyddshandboken, 1990.

ÖCB: Riktlinjer för utbyggnad av reservkraft 1991

STF-kurser om reservkraftverk, 1991-92.

REFERENSOBJEKT VÄRNAMO LASARETT**Beskrivning**

Värnamo lasarett har två dieselgeneratorer som reservkraftaggregat, installerade under mitten av 60-talet. Anläggningen är konstruerad för kontinuerlig drift med dieselolja som bränsle.

Anläggningen har en mycket låg utnyttjningstid. Motorerna startas och provkörs regelbundet, ca en gång per månad. Generatorerna belastas till maximal effekt genom infasning mot det yttre elnätet. Motorvärmnet kyls bort genom en radiator med fläkt, som är direkt driven från motoraxeln. Förbränningsluften tas inifrån maskinrummet.

Anläggningsdata

Motortyp: MTU 16V 396 TC 31
dubbla turboladdare
mellankylning

Generatortyp: AvK, synkron, 1500 rpm
610 kVA, 92A

Eleffekt: 2 x 480 kW, kontinuerlig drift

Generatoraggregaten är installerade i marknivå intill en panncentral med 4 st pannor à 6 MW. En av dessa pannor använder gasol som bränsle. Dessa pannor svarar för lasarettets värmebehov samt levererar värme till kommunens fjärrvärmenät.

Elutrustningen är komplett med generatorbrytare och fasningsdon. Laststyrning för kontinuerlig drift behövs ej, eftersom anläggningen skulle kunna köras kontinuerligt med en förinställd el- och värmelast.

Konverteringsbedömning

Förutsättningarna för en konvertering bedöms som goda:

- gasledning finns fram till lasarettet
- värmeanslutningar finns vid värmecentral intill maskinrummet
- generatoraggregatet är konstruerat för kontinuerlig drift
- varvtalet bör vara acceptabelt om kontinuerligt effektuttag begränsas

Den svenska leverantören saknar erfarenhet av gasmotorer. Det tyska moderbolaget har dock erfarenhet av gasmotorer, men har ej kunnat tillfrågas. Det finns även andra företag, bl a i Danmark, som har erfarenhet av att konvertera dieslar till gasdrift.

En preliminär bedömning för konverteringen är:

- bibehållande av dieselinsprutningssystem för pilottändning
- inblandning av gas i intagsluftkanalen före turboladdarna
- sänkning av motorkompression och eventuellt byte av kolvar
- justering och eventuellt utbyte av kamaxel
- installation av lambda-kontroll för avgasrening genom förbränning med luftöverskott, $\lambda = 1,6$ - ändring av turboladdning
- eventuellt installation av nya spridare för minimering av dieselmängd
- behov av reovering och förnyelse av instrumentering.

Dessutom tillkommer installation av värmeväxlare, pumpar och rörsystem för utnyttjande av spillvärme från avgaser (600°C) och motorkylning. Om denna utrustning anses för skrymmande för montage i maskinrummet, kan den placeras i en container som ställs upp utomhus utanför maskinrummet.

Kostnaden för dessa åtgärder har bedömts till ca 1.000 kkr för ett aggregat.

Anläggningen skulle då erhålla följande kapacitet:

- 400 kW el-effekt (35 %)
- 575 kW värme-effekt (50 %)
- ca 1150 kW tillförd bränsleeffekt (gas/diesel).

Kostnaderna för kraftvärmeverket skulle därmed kunna begränsas till 2.500 kr/kW_e.

OMBYGGNADSKOSTNAD FÖR GENERELL 1 MW-ANLÄGGNING

Att anlägga en ny gasmotordriven kraft/värme-anläggning 0,5-1 MW el kostar ca 6.000 SEK/kW_e, dvs 6 Mkr för en generell 1 MW-anläggning. Då ingår:

- rambyggd motor/generatoraggregat
- enkel byggnad eller ljudisolerad container
- fasningsutrustning och generatorbrytare
- enkel styr- och regleringsutrustning
- avgaskontroll med luftöverskott ($\lambda = 1,6$), s k lean-burn

Däremot ingår ej:

- byggherrekostnader såsom projektering, kontroll, utbildning, drifttagning osv
- servisanslutningar för gas, el och värme
- avgasrening till 100 mg/MJ

Den direkta inköpskostnaden för ett dieseldrivet reservkraftverk, dimensionerat för 1200 kW_e kontinuerlig drift är ca 2.500 kr/kW_e, dvs 3 Mkr.

Att konvertera ett sådant aggregat till gas med teknik motsvarande den som föreslagits för Värnamo kan uppskattas till 2.000 kkr. "Värdet" på den investeringen skulle därmed bli 4.500 kkr, dvs 4.500 kr/kW_e.

Att det blir en så stor ekonomisk skillnad mellan en ny kraftvärmeanläggning och en konverterad är helt och hållet konkurrensbetingad. Mellan dieselmotortillverkarna råder en mycket hård konkurrens, där tillverkningen är mycket rationaliserad, medan det på gasmotormarknaden handlar om leveranser i små serier, som skall bära utvecklingskostnader.

Om man antar att det befintliga reservkraftverket, som har generatoreffekten 1,2 MW där hela investeringen är avskriven, konverteras till gasdrift 1 MW_e och 1,3 MW_v, har man för cirka 2 Mkr fått ett kraftvärmeverk, motsvarande en nyinvestering av ca 6 Mkr.

Kostnaden för kraftvärmeverket skulle därmed kunna begränsas till 2.000 kr/kW_e.

OMBYGGNADSKOSTNAD FÖR GENERELL 0,3 MW-ANLÄGGNING

Små reservkraftanläggningar, 300 kW_{el} och mindre, är ofta tillverkade som små, kompakta moduler med höga varvtal, 1500-3000 rpm. Kostnaden för dessa överstiger sällan 1.500 kr/kW_e. Värdet av dessa anläggningar är därför förhållandevis lågt, max 0,5 Mkr och de tål inga högre ombyggnadskostnader. Det är därför tveksamt om det kan bli ekonomiskt fördelaktigt att genomföra utbyte av motordelar på uppställningsplatsen.

Kraftvärmeanläggningar med samma grundkonstruktion för motor/generator som för reservverk, offereras till priser som ligger på 7.000-9.000 kr/kW_e. Denna prisskillnad beror på den stora serieproduktionen av motorer i dieselutförande, medan för kraftvärmetillämpningen tillkommer en rad utvecklingskostnader samt stycketillverkning för gasanpassningen och kompletteringen av utrustning för värmeåtervinning.

Dessutom är det så att de stora dieselmotortillverkarna som Saab-Scania, MAN och Valmet inte själva tar hand om utvecklingen av kraftvärmeanläggningar, baserat på deras motorer. Detta genomförs av andra mindre företag, som är mer specialiserade på värmeanläggningar eller styr- och reglerteknik. De köper själva motorn från leverantören och kompletterar anläggningen till en kraftvärmemodul enligt kundönskemål.

Konkurrensen ligger m a o främst på motorsidan, där flera av dieselmotorleverantörerna idag själva arbetar med utvecklingsarbete kring lastbilmotorer för CNG-drift. Här finns med andra ord möjligheter att komplettera marknaden med större serier för mindre motorer till kraftvärmekonvertering.

Som exempel kan nämnas att vid kontakt med en av de svenska leverantörerna anger denne ett pris av ca 300 kkr för en gasmotor, 1500 rpm, med axeleffekt 130 kW (ca 110 kW_{el}), konverterad till gasottoprincipen, lean-burn. Detta motsvarar en kostnad på ca 2.750 kr/kW_{el}. Det är knappast troligt att en konvertering med omfattande reovering av en befintlig motor på plats skulle bli billigare.

För en befintlig anläggning med varvtal 1500 rpm skulle därmed motorn helt bytas ut, medan generatorn förutsätts vara användbar, liksom elinstallationer och byggnad. Totalkostnaden för att konvertera anläggningen skulle uppgå till 700 kkr, vilket är ca 300 kkr lägre än för en ny anläggning enligt ovan.

Kostnaden för en generell anläggning skulle därmed kunna begränsas till 2.350 kr/kW_e.

**JÄMFÖRANDE VÄRMEKOSTNADER FÖR NATURGASELDAD
PANNCENTRAL INKÖPT EL ENLIGT TARIFF N4**

För att fastställa alternativkostnaden för värmeproduktion med naturgaspannor samt el inköpt enligt N4-tariff görs nedan en sammänställning av kostnader per kWh. Varaktigheten i el- och värmebehovet förutsätts vara sådan att kraftvärmeanläggningen kan drivas med kontinuerlig belastning.

B: Produktion av 1,82 MW värme, inköp av 1 MW el

- Naturgaseldad panna, 90 % verkningsgrad:

$$1740 \text{ h} \times \frac{1,82 \text{ MW}}{0,90} \times 285 \text{ kr} = 1.003 \text{ kkr} \quad (\text{inkl skatt})$$

- Inköpt el:

Abonnemangsavgift: 1 MW x 90 = 90 kkr

Effektavgift: 1 MW x 325 = 325 kkr

Nov-mars, HL 1740 x 1 x 397 = 690 kkr

- Drift och underhåll = 150 kkr

- Total el-energikostnad = 1.255 kkr

B: Genomsnittliga energikostnader under 1740 h (hög last)

- Värme: = 320 kr/MWh

- El = 720 kr/MWh

DRIFTEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR				BRÄNSLEPRISER NATURGAS ANGIVNA I KR/MWh		
		KVV Naturgas	PC Naturgas		Värmeproduk.	KVV-produk.
Värmeeffekt	MWv	1,82	1,82	Produktpris	205,00	205,00
Eleffekt	MWe	1,00	0,00	Energiskatt	16,00	10,32
Alfavärde		0,55	0,00	CO2-skatt	64,00	41,26
Tot verkningsgrad	%	85,00	90,00	Delsumma	285,00	256,58
Tillgänglighet	%	100,00	100,00	Moms	0,00	0,00
				Totalpris	285,00	256,58
Spec inv	kk/kWe	2,00	0,00			
Spec inv	kk/kWv	1,10	0,00			
Investering	kk	2000,00	0,00			
DoUh fast	%xinv	0,00	2,00			
DoUh rörlig	kr/MWhe	62,00	0,00			
DoUh rörlig	kr/MWhv	34,16	10,00			
SO2	mg/MJb	0,00	0,00			
NOx	mg/MJb	100,00	60,00			
CO2	mg/MJb	56,00	56,00			
Värmevärde MWh/1000 m3		10,80	10,80			
Moms	%	0,00	0,00	1,00		
CO2-skatt	öre/kg	32,00	32,00			
ELPRISER 1 993						
Prisblock		N4	IN4			
Spänning	kV	0,40	0,40	0,40		
Fast avgift	kk/år	10,00	0,00	4,40		
Ab. avgift	kr/kW,år	95,00	0,00	30,00		
Effektavgift	kr/kW,år	325,00	0,00	0,00		
Energiavgift:						
nov-mars	HL	kr/MWh	397,00	456,00	194,00	
nov-mars	LL	kr/MWh	220,00	220,00	180,00	
apr, sept-okt	HL	kr/MWh	220,00	220,00	194,00	
apr, sept-okt	LL	kr/MWh	180,00	180,00	180,00	
maj-aug	HL	kr/MWh	160,00	160,00	160,00	
maj-aug	LL	kr/MWh	132,00	132,00	132,00	
Elskatt	kr/MWh	85,00	0,00	85,00		
					Ekvivalenta fullasttim per år:	
						1 740
TARIFFTIMMAR						
		nov-mars	apr, sept-okt	maj-aug	Medeleffekt %:	HL
Antal timmar	h/år	3624,00	2184,00	2952,00	nov-mars	HL
	varav HL	1740,00	1048,00	1417,00		LL
	varav LL	1884,00	1136,00	1535,00	apr, sept-okt	
Ackumulerad tid	h/år	3624,00	5808,00	8760,00		LL
					maj-aug	HL
						LL
EKV FULLASTTIM/PERIOD						
		nov-mars	apr, sept-okt	maj-aug		
Antal fullasttimmar /period		1740,00	0,00	0,00		
	varav HL tim	1740,00	0,00	0,00	Nuvärde kkr	173,82
	varav LL tim	0,00	0,00	0,00	Resultat kkr/år	19,08
Ackumulerade fullasttim/år		1740,00	1740,00	1740,00		

VÄRMEVÄRDERING		
PANNCENTRALER		Naturgas
Värmeproduktion	GWh/år	3,16
Bränslebehov	GWhb/år	3,51
Investering	Mkr	0,00
Bränslekostnad	kr/år	1000,07
Fast DoU	kr/år	0,00
Rörlig DoU	kr/år	31,58
Driftkostnad	kr/år	1031,65
	kr/MWh	326,67
Totalkostnad	kr/år	1031,65
	kr/MWh	326,67

KRAFTVÄRME		
GASMOTOR		Naturgas
Värmeproduktion	GWhv/år	3,16
Elproduktion:		
*nov-mars HL	GWhe/år	1,74
*nov-mars LL	GWhe/år	0,00
*apr,sept-okt HL	GWhe/år	0,00
*apr,sept-okt LL	GWhe/år	0,00
*maj-aug HL	GWhe/år	0,00
*maj-aug LL	GWhe/år	0,00
Total elproduktion	GWhe/år	1,74
Bränslebehov	GWhb/år	5,76

JÄMFÖRELSE		
KRAFTVÄRME/PANNCENTRAL		NATURGAS
Spec elkostnad	kr/MWhe	445,03
Spec elpris	kr/MWhe	456,00
Kraftvärme:		
Spec bränslepris	kr/MWhb	256,58
Elpris/bränslepris		1,78
Panncentral:		
Spec bränslepris	kr/MWhb	285,00
Elpris/bränslepris		1,60
Pris tillk. naturgas	kr/MWh	205,00

KAPITALKOSTNAD:	
REALRÄNTA	0,07
KALKYLTID ÅR	15,00
ANNUITET	0,10979462

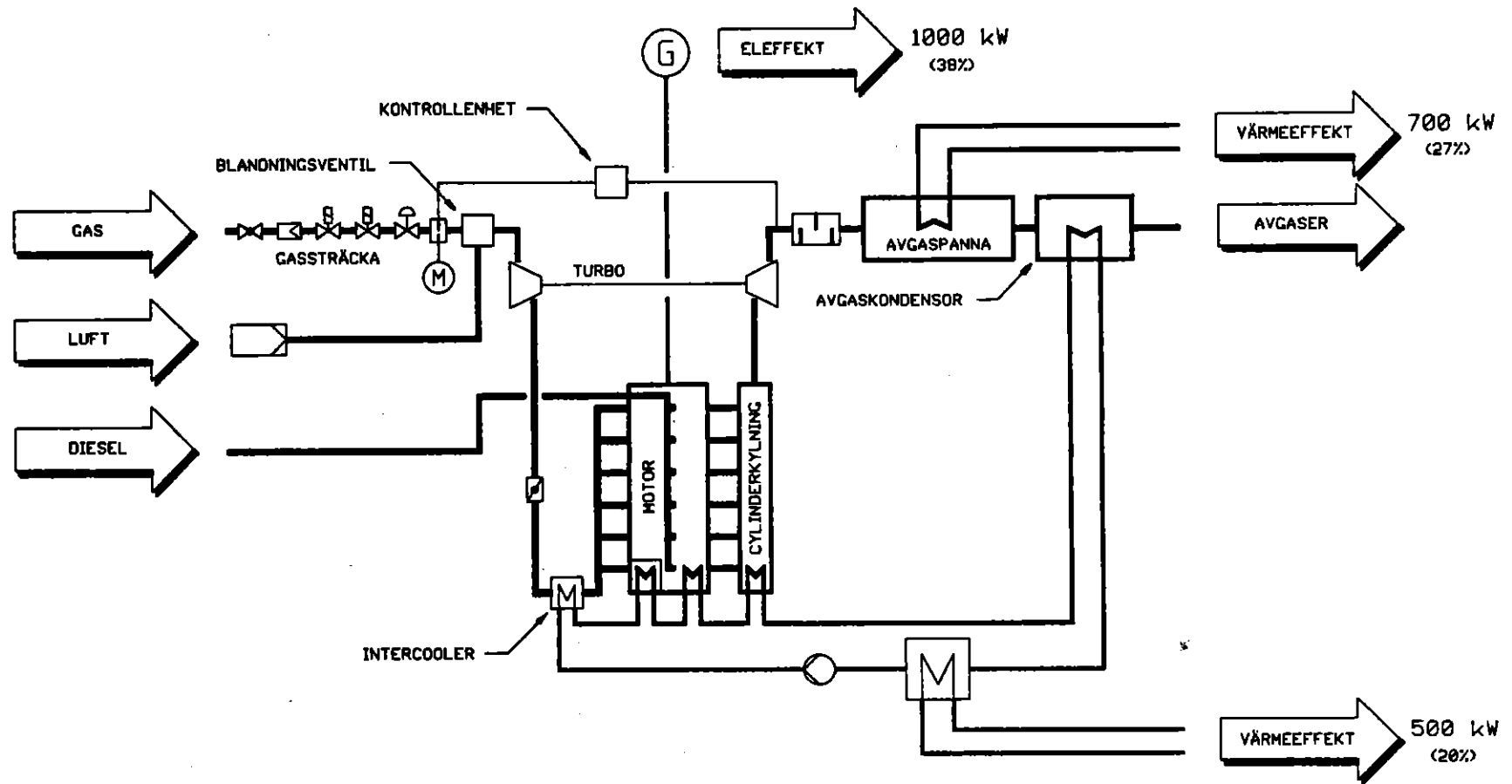
INTÄKTER		
KRAFTVÄRME		Naturgas
Värmeeffekt	kr/år	0,00
Värmeenergi	kr/år	1031,65
Eleffekt	kr/år	0,00
Elenergi:		
*nov-mars HL	kr/år	793,44
*nov-mars LL	kr/år	0,00
*apr,sept-okt HL	kr/år	0,00
*apr,sept-okt LL	kr/år	0,00
*maj-aug HL	kr/år	0,00
*maj-aug LL	kr/år	0,00
*elskatt	kr/år	0,00
Summa intäkter	kr/år	1825,09

KOSTNADER		
KRAFTVÄRME		Naturgas
Kapital	kr/år	219,59
Reserveffektavgift	kr/år	0,00
Elskatt	kr/år	0,00
Bränsle	kr/år	1478,53
DoU	kr/år	107,88
Summa kostnader	kr/år	1806,00

RESULTAT	KKR/ÅR	19,08
----------	--------	-------

PAYOFF		
KRAFTVÄRME		Naturgas
Nettoinvestering	kr	2000,00
Driftöverskott	kr/år	238,67
Rak payoff	år	8,38
Nuvärde kkr		173,82
NGpris kvvprod	kr/MWh	205,00

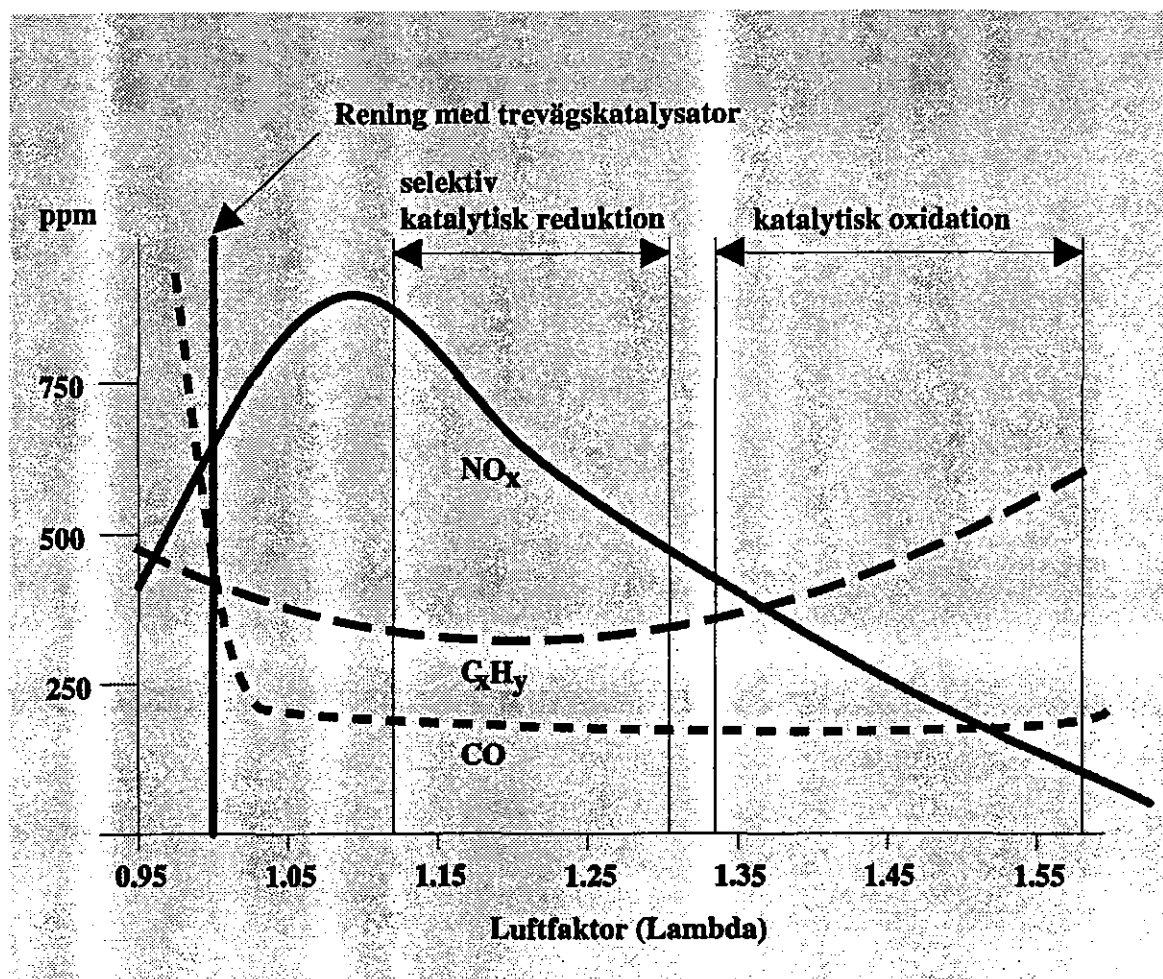
2600 kW



BILAGA 6
1993-11-26

RSERV.G01

POS NR	ANTAL	BENÄMNING	DIMENSION	MATERIAL	ANMÄRKNING
SYDKRAFT KONSULT 205 09 MALMÖ TEL. 040 - 25 60 00			GASMOTOR TILLFÖRD EFFEKT: 2600 kW GAS (85%), DIESEL (15%) TOTALVERKNINGSGRAD: 85%		
RTAD	KONSTRUERAD	GRANSAD	UTFÄRDAD	AVD.	SKALA
Kld				EGS	
DATUM	920522	REL. NR.	4021	RITNINGSNUMMER	REV.
				EGS117	



Bilaga 6.
Karaktäristiska emissioner från gasdrivna motorer
och luftöverskottets betydelse.

CHECKLISTA FÖR KONVERTERING TILL KRAFTVÄRME

Följande punkter bör gås igenom och analyseras före beslut om konvertering till kraftvärme:

Anläggningsdata:.....
.....
.....

Hur många reservkraftaggregat är installerade:.....
.....

Motortyp, varvtal:.....
.....

Är anläggningen utförd för kontinuerlig drift?

Kan försäkringsbolag ha invändningar mot konvertering?

Behöver man ha kvar möjlighet att köra på diesel enbart, och i så fall vilken max. effekt?

Är anläggningen i behov av renovering ?

Finns det utrymme för att bygga in värmeåtervinningssystem, värmeväxlare och rörsystem i det befintliga reservkrafttrummet?

Ligger värmecentralen intill reservkraftverket?

Kontinuitet och temperaturnivå hos värmesänkan?

Möjlighet att dra in gasledning till reservkraftverket?

Personalens inställning till ombyggnad för kontinuerlig drift?

94-01-25

RAPPORTFÖRTECKNING

SGC Nr	Rapportnamn	Rapport datum	Författare	Pris kr
001	Systemoptimering vad avser ledningstryck	Apr 91	Stefan Grudén TUMAB	100
002	Mikrokraftvärmeverk för växthus. Utvärdering	Apr 91	Roy Ericsson Kjessler & Mannerstråle AB	100
003	Katalog över gastekniska FUD-projekt i Sverige. Utgåva 3	Apr 91	Svenskt Gastekniskt Center AB	100
004	Krav på material vid kringfyllnad av PE-gasledningar	Apr 91	Jan Molin VBB VIAK	50
005	Teknikstatus och marknadsläge för gasbaserad minikraftvärme	Apr 91	Per-Arne Persson SGC	150
006	Keramisk fiberbrännare - Utvärdering av en demo-anläggning	Jan 93	R Brodin, P Carlsson Sydkraft Konsult AB	100
007	Gas-IR teknik inom industrin. Användnings- områden, översiktlig marknadsanalys	Aug 91	Thomas Ehrstedt Sydkraft Konsult AB	100
008	Catalogue of gas technology RD&D projects in Sweden (På engelska)	Jul 91	Swedish Gas Technology Center	100
009	Läcksökning av gasledningar. Metoder och instrument	Dec 91	Charlotte Rehn Sydkraft Konsult AB	100
010	Konvertering av aluminiumsmältugnar. Förstudie	Sep 91	Ola Hall, Charlotte Rehn Sydkraft Konsult AB	100
011	Integrerad naturgasanvändning i tvätterier. Konvertering av torktumlare	Sep 91	Ola Hall Sydkraft Konsult AB	100
012	Odöranter och gasolkondensats påverkan på gasrörssystem av polyeten	Okt 91	Stefan Grudén, F. Varmedal TUMAB	100
013	Spektralfördelning och verkningsgrad för gaseldade IR-strålare	Okt 91	Michael Johansson Driftekniska Instit. vid LTH	150
014	Modern gasteknik i galvaniseringsindustri	Nov 91	John Danelius Vattenfall Energisystem AB	100
015	Naturgasdrivna truckar	Dec 91	Asa Marbe Sydkraft Konsult AB	100
016	Mätning av energiförbrukning och emissioner före o efter övergång till naturgas	Mar 92	Kjell Wanselius KW Energiprodukter AB	50

94-01-25

RAPPORTFÖRTECKNING

SGC Nr	Rapportnamn	Rapport datum	Författare	Pris kr
017	Analys och förslag till handlingsprogram för området industriell vätskevärmning	Dec 91	Rolf Christensen ÅF-Energikonsult Syd AB	100
018	Skärning med acetylen och naturgas. En jämförelse.	Apr 92	Åsa Marbe Sydkraft Konsult AB	100
019	Läggning av gasledning med plöjteknik vid Glostorp, Malmö. Uppföljningsprojekt	Maj 92	Fallsvik J, Haglund H m fl SGI och Malmö Energi AB	100
020	Emissionsdestruktion. Analys och förslag till handlingsprogram	Jun 92	Thomas Ehrstedt Sydkraft Konsult AB	150
021	Ny läggningsteknik för PE-ledningar. Förstudie	Jun 92	Ove Ribberström Ove Ribberström Projektering AB	150
022	Katalog över gastekniska FUD-projekt i Sverige. Utgåva 4	Aug 92	Svenskt Gastekniskt Center AB	150
023	Läggning av gasledning med plöjteknik vid Lillhagen, Göteborg. Uppföljningsproj.	Aug 92	Nils Granstrand m fl Göteborg Energi AB	150
024	Stumsvetsning och elektromuffsvetsning av PE-ledningar. Kostnadsaspekter.	Aug 92	Stefan Grudén TUMAB	150
025	Papperstorkning med gas-IR. Sammanfattning av ett antal FUD-projekt	Sep 92	Per-Arne Persson Svenskt Gastekniskt Center	100
026	Koldioxidgödsling i växthus med hjälp av naturgas. Handbok och tillämpn.exempel	Aug 92	Stig Arne Molén m fl	150
027	Decentraliserad användning av gas för vätskevärmning. Två praktikfall	Okt 92	Rolf Christensen ÅF-Energikonsult	150
028	Stora gasledningar av PE. Teknisk och ekonomisk studie.	Okt 92	Lars-Erik Andersson, Åke Carlsson, Sydkraft Konsult AB	150
029	Catalogue of Gas Techn Research and Development Projects in Sweden (På engelska)	Sep 92	Swedish Gas Technology Center	150
030	Pulsationspanna. Utvärdering av en demo-anläggning	Nov 92	Per Carlsson, Åsa Marbe Sydkraft Konsult AB	150
031	Detektion av dräneringsrör. Testmätning med magnetisk gradiometri	Nov 92	Carl-Axel Triumpf Triumpf Geophysics AB	100
032	Systemverkn.grad efter konvertering av vattenburen elvärme t gasvärme i småhus	Jan 93	Jonas Forsman Vattenfall Energisystem AB	150

94-01-25

RAPPORTFÖRTECKNING

SGC Nr	Rapportnamn	Rapport datum	Författare	Pris kr
033	Energiuppföljning av gaseldad panncentral i kvarteret Malörten, Trelleborg	Jan 93	Theodor Blom Sydkraft AB	150
034	Utvärdering av propanexponerade PEM-rör	Maj 93	Hans Leijström Studsvik AB	150
035	Hemmatankning av naturgasdriven personbil. Demonstrationsprojekt	Jun 93	Tove Ekeborg Vattenfall Energisystem	150
036	Gaseldade genomströmningsberedare för tappvarmvatten i småhus. Litteraturstudie	Jun 93	Jonas Forsman Vattenfall Energisystem	150
037	Verifiering av dimensioneringsmetoder för distributionsledningar. Litt studie.	Jun 93	Thomas Ehrstedt Sydkraft Konsult AB	150
038	NOx-reduktion genom reburning med naturgas. Full- skaleförsök vid SYSAV i Malmö	Aug 93	Jan Bergström Miljökonserterna	150
039	Pulserande förbränning för torkändamål	Sep 93	Sten Hermodsson Lunds Tekniska Högskola	150
040	Organisationer med koppling till gasteknisk utvecklingsverksamhet	Dec 93	Jörgen Thunell Sv Gastekn Center AB	150
041	Fältsortering av fyllnadsmassor vid läggning av PE-rör med läggingsbox	Nov 93	Göran Lustig ElektroSandberg Kraft AB	150
042	Deponigasens påverkan på polyetenrör	Nov 93	Thomas Ehrstedt Sydkraft Konsult AB	150
043	Gasanvändning inom plastvaruindustrin. Handlingsplan	Nov 93	Thomas Ehrstedt Sydkraft Konsult AB	150
044	PA 11 som material i ledningar för gasdistribution	Dec 93	Thomas Ehrstedt Sydkraft Konsult AB	150
045	Metoder att höja verkningsgraden vid avgaskondensering	Dec 93	Kjell Wanselius KW Energiprodukter AB	150
046	Gasanvändning i målerier	Dec 93	Charlotte Rehn et al Sydkraft Konsult AB	150
047	Rekuperativ aluminiumsmältugn. Utvärdering av degelugn på Värnamo Pressgjuteri	Okt 93	Ola Hall Sydkraft Konsult AB	150
048	Konvertering av dieseldrivna reservkraftverk till gasdrift och kraftvärmeprod.	Jan 94	Gunnar Sandström Sydkraft Konsult AB	150



Svenskt Gastekniskt Center AB

Box 19011, 200 73 MALMÖ
Telefon: 040- 37 55 90
Telefax: 040- 37 55 96