



Sveriges lantbruksuniversitet  
Swedish University of Agricultural Sciences

Institutionen för energi och teknik

# **Avkokskomprimering till CBG-lager som avkokshantering på LBG-tankstationer**

*BOG (Boil-off gas) compression to CBG storage as BOG  
management at LBG fuel stations*

Olle Levin

Civilingenjörsprogrammet i energisystem

Examensarbete 2019:02  
ISSN 1654-9392  
Uppsala 2019

# Avkokskomprimering till CBG-lager som avkokshantering på LBG-tankstationer

BOG (Boil-off gas) compression to CBG storage as BOG management at LBG fuel stations

Olle Levin

**Handledare:** Björn Isaksson, Biogas öst

**Ämnesgranskare:** Åke Nordberg, institutionen för energi och teknik, SLU

**Examinator:** Daniel Nilsson, institutionen för energi och teknik, SLU

**Omfattning:** 30 hp

**Nivå, fördjupning och ämne:** Avancerad nivå, A2E, teknik

**Kurstitel:** Examensarbete i energisystem

**Kurskod:** EX0724

**Program/utbildning:** Civilingenjörsprogrammet i energisystem 300 hp

**Kurskoordinerande institution:** Institutionen för energi och teknik

**Utgivningsort:** Uppsala

**Utgivningsår:** 2019

**Serietitel:** Examensarbete ( Institutionen för energi och teknik, SLU)

**Delnummer i serien:** 2019:02

**ISSN:** 1654-9392

**Elektronisk publicering:** <http://stud.epsilon.slu.se>

**Nyckelord:** biogas, förvätskad biogas, komprimerad biogas, LNG, biobränsle, tunga fordon, logistik

Sveriges lantbruksuniversitet

Swedish University of Agricultural Sciences

Fakulteten för naturresurser och jordbruksvetenskap  
Institutionen för energi och teknik



## Abstract

The number of fuel stations for liquefied biogas or liquefied natural gas (LBG or LNG, both composed of liquid methane) in Sweden will increase in the coming few years, from 6 stations to over 30 in total. While there still are very few LNG heavy-duty vehicles (HDV's) on Swedish roads, technical problems may arise at fuel stations due to low consumption. As boil-off gas (BOG) accumulates and causes overpressure, there will be a need to vent or torch BOG to reduce this pressure, unless the BOG is handled some other way. There are several BOG management techniques. At an LBG fuel station with LCBG (*liquefied to compressed biogas*) equipment, a compressor can be added to compress BOG to the CBG storage. If there are vehicles demanding CBG fuel, they may consume BOG and compensate for low LBG demand. There are over 50,000 CBG vehicles in Sweden, and their demand for CBG could help manage BOG problems at underutilised LBG fuel stations.

An LBG fuel station was modelled using Matlab Simulink's Simscape components. The modelled station was equipped with LCBG equipment and BOG compression. Low levels of demand for LBG and CBG at the station were simulated, for the purpose of finding its limits of operation. It was found that four or more LBG HDV's refuelling each day will keep the pressure under 8 bar until the storage is empty, if starting at the pressure 2,3 bar. The pressure could also be kept under 8 bar with fewer than four LBG vehicles refuelling per day, if CBG vehicles consumed BOG compressed from the storage. Removing BOG lowered the pressure about 100 times more than removing liquid methane, making it possible to replace LBG vehicles with CBG vehicles, consuming smaller amounts of gas.

In conclusion, very low levels of demand for either LBG or CBG were found to be sufficient to manage BOG at an LBG fuel station. Such low levels of demand would not give enough income to the fuel station and would not justify the investment. Financially sound levels of fuel demand would also reliably prevent overpressure in the LBG storage and reduce the need for BOG management. On the other hand, if LCBG equipment were included in the LBG station for the purpose of selling CBG to a present market, BOG compression might be a good choice of BOG management strategy.



## Populärvetenskaplig sammanfattning

Biogas är ett förnybart bränsle som produceras av organiskt avfall i Sverige sedan flera decennier och uppgraderas till fordonsbränsle sedan 1990-talet. Den uppgraderade gasen används tillsammans med naturgas under namnet fordonsgas. Fordonsgas finns i två olika former: komprimerad, som kallas CBG (*compressed biogas*) eller CNG (*compressed natural gas*) och förvätskad, alltså i flytande form, som kallas LBG (*liquefied biogas*) eller LNG (*liquefied natural gas*). Biogas och naturgas blandas ofta i olika halter, eftersom båda mest består av metan, och fordonsgas kallas ibland CNG fast den innehåller mycket biogas.

Alla typer av fordon från personbilar till tunga lastbilar kan byggas för att köra på CBG. Sådana fordon har en tryckbehållare för gasen med en bensintank som backup, och en motor som kan använda båda bränslena. På en lastbil eller långtradare som behöver lång räckvidd är dock CBG opraktiskt, eftersom gastuberna tar upp mycket av både volym och vikt – då passar det bättre med LBG. Förvätskad biogas tar upp omkring hälften så stor volym som den komprimerade, och håller dessutom mycket lägre tryck, ner till atmosfärstryck. För att förvätska gasen måste man kyla den till  $-162\text{ °C}$  (vid atmosfärstryck). Det kräver mycket energi, och när gasen har kondenserat måste den hållas i värmeisolerade tankar för att inte värmas upp och förångas för snabbt. Det skapar vissa speciella problem. Om den förvätskade gasen lämnas i en tank utan att användas kommer den att förångas ("avkoka") långsamt i tanken. Då stiger trycket och temperaturen, och till sist behöver gas släppas ut ur tanken. Då går gasen förlorad innan den kunnat säljas eller användas som bränsle, och dessutom innebär det växthusgasutsläpp, eftersom metan är en kraftig växthusgas.

På en tankstation för flytande biogas finns en lagertank för LBG, som kan hålla kylan mycket längre än t.ex. en bränsletank på ett fordon, eftersom mängden flytande metan är mycket större. Trots det finns risken att avkok måste släppas ut ur tanken, om för få LBG-fordon kommer och tankar. Den risken kan hanteras på olika sätt: avkoket kan föras ut ur tanken, återförvätskas och föras tillbaka; innehållet i tanken kan kylas extra, med hjälp av flytande kväve från en separat tank, eller så kan avkok släppas ut och facklas, alltså eldas upp, tills trycket har sjunkit. Ett annat alternativ är att använda LCBG-teknik (*liquefied to compressed biogas*). Om det finns CBG-fordon som efterfrågar gasen så kan den säljas till dem istället för LBG-fordonen som saknas. Det görs genom att flytande gas trycksätts med en pump, och sedan värmeväxlas mot omgivningsluften och förångas vid det höga trycket och förs till ett mellanlager, d.v.s. tryckflaskor. Det är även möjligt att ta ut den avkokade gasen som redan finns i lagertanken och komprimera till det höga trycket i mellanlagret, framförallt som ett sätt att sänka trycket i tanken, som även ger mer CBG till försäljning.

Eftersom fordon som kör på flytande gas fortfarande är ovanliga i Sverige skulle fler tankstationer vara ett bra stöd för företag som vill investera i sådana lastbilar. Det kan dock bli viss fördröjning mellan att stationerna byggs och att det finns många fordon som använder dem. I den situationen skulle det vara praktiskt att kunna sälja gasen till de CBG-fordon som redan finns i landet, under tiden som flottan med LBG-fordon i Sverige byggs upp. Dessutom är LBG ett effektivt sätt att transportera biogas på långa sträckor, och kan därför gynna en CBG-marknad som växer geografiskt.

I den här studien undersöktes hur en LBG-tankstation med LCBG-utrustning fungerar, och vilka gränser som finns för driften. En modell av stationen byggdes i programvaran Matlab Simulink med dess inbyggda Simscape-komponenter, för att kunna simulera stationen i drift. Driften simulerades sen med olika antal fordon per dag som tankade LBG respektive CBG. För CBG-fordonen komprimerades avkok från lagertanken, för att se om trycket i tanken påverkades annorlunda av att ta ut gasen i gasform istället för vätskeform.

Simuleringarna visade att trycket i tanken sjunker omkring 100 gånger mer per kg gas, om den tas ut i gasform istället för flytande. Alltså kan man motverka övertryck genom att tanka CBG-fordon, om deras gas komprimeras direkt från lagertanken. Man kan också hålla trycket på en bra nivå fast man tankar färre kg gas än som behövs med bara LBG-fordon, om CBG-fordon tar hand om avkoket. Med bra isolering kan man undvika högt tryck i tanken, även med en oekonomiskt låg efterfrågan från tankande fordon av båda typerna.

Om man har så hög efterfrågan på LBG att stationen går bra ekonomiskt, så blir inte övertryck p.g.a. avkok någonsin ett problem. Självklart måste man kunna hantera risken för övertryck även då, men antagligen är inte LCBG-utrustningen ett särskilt billigt sätt att göra det – en LBG-station som finns i Örebro, t.ex., har utrustning för att förånga LBG till CBG, men ingen komprimering av avkoket. Istället har den extra kylning med flytande kväve.

Sammanfattningsvis kan sägas att fler LBG-stationer behövs för att företag ska köpa LBG-lastbilar. Som tur är behöver inte stationerna att fler än 5–10 fordon tankar per dag, för att undvika problem med övertryck i lagertanken. Däremot behövs en större efterfrågan för att stationen ska gå runt och investeringen löna sig. Om efterfrågan på LBG är låg är det antagligen inte en bra idé att också investera i dyr LCBG-utrustning för att avvärja det problemet – om inte samma företag ändå planerar att sälja CBG på samma plats. Särskilt om stationen finns långt ifrån biogasproducenterna kan det vara lönsamt att distribuera CBG i form av LBG.

## Exekutiv sammanfattning

När nya tankstationer för förvätskad metan byggs i Sverige, medan fordonsflottan är liten, kan tekniska problem uppstå p.g.a. låg efterfrågan på tankstationerna. En metod att hantera avkok och övertryck i lagertanken på en LBG-tankstation är att stationen utrustas med LCBG-utrustning för att kunna använda efterfrågan från CBG-fordon för att sälja mer gas. Särskilt att komprimera avkok direkt från tanken skulle potentiellt avhjälpa övertryck på ett effektivt sätt, samtidigt som gasen kan säljas istället för att facklas. Dessutom är LBG ett effektivt sätt att transportera biogas långa sträckor, vilket kunde bidra till att expandera CBG-marknaden geografiskt.

Simuleringar av en välisolerad LBG-tank (57,2 m<sup>3</sup>) på en tankstation visar att så få som fyra tankande LBG-fordon per dag räcker för att hålla trycket i en tank med förvätskad metan under 8 bar tills den tömts. Tanken börjar vid vätskenivån 80 % och trycket 2,3 bar, och fordonen tankar vardera 380 liter eller c:a 150 kg, tillsammans 1520 liter eller c:a 600 kg, per dag. Att tömma avkok ur tanken sänker trycket c:a 100 gånger mer per kg gas, än att tanka den flytande gasen. Exempelvis håller också två LBG-fordon (som tankar 380 liter LBG vardera) och två CBG-fordon (som tankar 15 kg gas vardera), eller 1 LBG-fordon och 5 CBG-fordon, tanktrycket under 8 bar fram till tömning.

Problem med avkok i en LBG-tank fås vid låg efterfrågan – tre tankande LBG-fordon per dag eller färre. Den efterfrågan motiverar sannolikt inte investeringen i tankstationen till att börja med. Då är en investering i LCBG-utrustning som avkokshantering till tankstationen sannolikt inte ett bra alternativ, såvida inte övriga alternativ för avkokshantering är i samma prisklass. Om man däremot vill nå CBG-marknaden med samma station kan efterfrågan på CBG hjälpa mot övertryck i tanken – särskilt om avkok från LBG-tanken komprimeras till CBG-lagret.

## Innehåll

1	Inledning.....	1
1.1	Syfte, mål och frågeställningar.....	1
1.2	Avgränsningar.....	2
2	Bakgrund .....	3
2.1	Biogas .....	3
2.2	Biogas och LBG i Sverige.....	3
2.2.1	Potential och framtida utveckling .....	5
2.3	Metan (CH <sub>4</sub> ), förbränning, termodynamik .....	5
2.3.1	Termodynamik.....	6
2.3.2	Naturgas .....	7
2.4	Bränslena CBG och LBG och respektive fordonstyper.....	7
2.4.1	CBG .....	8
2.4.2	LBG.....	8
2.5	Distributionssystem för biogas, CBG och LBG .....	10
2.5.1	Biogasdistribution i gasnät .....	10
2.5.2	Distribution för CBG .....	11
2.5.3	Distribution för LBG.....	11
2.5.4	Jämförelse mellan distributionssätten .....	11
2.6	Tankstationer för fordonsgas – CBG och LBG.....	13
2.6.1	CBG-tankstationer .....	13
2.6.2	LBG-tankstationer.....	14
2.6.3	LCBG-tankstationer .....	15
2.6.4	Tankställens kostnader.....	16
2.7	Modellering och simulering av tankstationer .....	18
2.7.1	Chen et al. (2004).....	19
2.7.2	Sharafian et al. (2016).....	20
2.7.3	Jämförelse .....	22
3	Modellbeskrivning.....	23
3.1	Modellens utformning.....	24
4	Validering av modellen.....	25
4.1	Valideringsmoment .....	25
4.2	Valideringsresultat .....	27
4.2.1	Validering 1.....	27
4.2.2	Validering 2.....	28



4.2.3	Validering 3.....	28
4.2.4	Validering 4.....	30
5	Simuleringsmetod .....	31
6	Resultat.....	34
6.1	Simulering 1.....	34
6.2	Simulering 2.....	34
6.3	Simulering 3.....	34
6.4	Simulering 4.....	35
6.5	Simulering 5.....	36
6.6	Simulering 6.....	38
6.7	Sammanfattning.....	38
7	Diskussion.....	39
8	Slutsats .....	42
9	Källförteckning.....	43

## Ordlista

**Avkok** – det metan i gasfas som finns i en tank för flytande metan. I takt med att värme läcker in i tanken från omgivningen dunstar ("avkokar") en del av vätskan, och höjer trycket och temperaturen i tanken om den inte släpps ut. En.: *Boil-off gas* (BOG).

**Biogas** – en blandning av gaser som till största delen är metan och i övrigt mest koldioxid. Bildas ur organiskt material av mikroorganismer i syrefri miljö. Uppgraderas till över 97 % metan om den ska användas som fordonsgas.

**CBG el. CNG** – *Compressed biogas/natural gas*. Komprimerad gas av mestadels metan, som kommer från biogas, naturgas eller en blandning.

**Fackling** – överskottsbiogas som inte kan tas om hand när den produceras eldas upp för att inte släppa ut metan i atmosfären. Detta kallas att fackla gasen.

**Fordonsgas** – gas av mestadels metan från antingen biogas eller naturgas som används som fordonbränsle.

**Gasfordon** – vägfordon som drivs med antingen komprimerad eller förvätskad fordonsgas.

**Holding time** – tiden ett LNG-lager kan hålla sitt innehåll efter att det fyllts, utan att nå MAWP och tvingas släppa ut gas till atmosfären.

**Kryogen vätska** – vätska med mycket låg kokpunkt (under -90 °C eller lägre) som inte förekommer i naturen utan framställs genom kylning av ämnet i gasform.

**LBG el. LNG** – *Liquefied biogas/natural gas*. Förvätskad fordonsgas, från biogas, naturgas eller en blandning. Metan kyls till c:a -162 °C vid atmosfärstryck för att falla ut som vätska.

**LCBG el. LCNG** – *Liquefied to compressed biogas/natural gas*. Olika tekniker för att återförgasa och höja trycket på förvätskad metangas, som sedan kan tankas av CBG/CNG-fordon.

**MAWP** – *Maximum allowable working pressure*. Högsta tillåtna tryck, i en tank eller behållare för kryogen vätska, såsom LBG eller LNG.

**Metan** – CH<sub>4</sub>, det enklaste och lättaste kolvätet, som utgör huvuddelen av både biogas och naturgas. Är en växthusgas, många gånger kraftigare än CO<sub>2</sub>.

**Naturgas** – ett fossilt bränsle som utvinns ur jordskorpan, som består till 87–99 % av metan och i övrigt av tyngre gasformiga kolväten samt kvävgas och svavelföreningar.

**NER** – *Net evaporation rate*, på svenska ungefär 'avkokstakt', den mängd kryogen vätska som avkokar per tidsenhet. Mäts t.ex. i % av behållarens volym per dygn.

**Rågas** – den biogas som utvinns direkt ur en rötchammare, som består av upp till 70 % metan, och i övrigt bl.a. koldioxid, svavelväte och vatten, vilka behöver renas bort om gasen ska användas som fordonsgas.

**Rötkammare** – en reaktor där organiskt material rötas m.h.a. mikrober för att utvinna biogas.

**Uppgradering** – rening eller anrikning av rågas, där oönskade gaser avskiljs från metanet.

# 1 Inledning

Flera företag planerar för närvarande att bygga tankstationer för flytande natur- eller biogas (LNG eller LBG) i Sverige. Företaget Gasum har planer på att bygga 25 stationer, och de har hittills beviljats bidragspengar från Klimatklivet för 16 (Energigas, 2018). Idag finns bara sex tankstationer i drift i Sverige, och ingen av dem norr om Stockholm (NGVA Europe, 2019). Det finns inte heller många fordon som kör på flytande gas i Sverige. Enligt Trafikanalys (2018) fanns 855 tunga lastbilar i Sverige år 2017 som kördes på någon form av fordonsgas (flytande eller komprimerad) som första eller andra drivmedel. Klimatklivet har dock beviljat bidrag till ett flertal inköp av lastbilar ”med gasdrift” som det uttrycks, och minst åtta inköp som uttryckligen kallas LBG-lastbilar (Naturvårdsverket, 2018).

Sedan år 2012 finns en förvätskningsanläggning för biogas i Lidköping, som producerar omkring 50 GWh LBG per år. Ytterligare två anläggningar har beviljats bidrag från Klimatklivet för att byggas (Naturvårdsverket, 2018). Kostnader, energibehov och miljöpåverkan i olika steg av produktion och distribution av LBG i Sverige har kartlagts av bland andra Tamm (2018), men kostnaderna och tekniken för tankstationer har inte undersökts lika nära. I ett skede när tankstationsinfrastrukturen och fordonsflottan är beroende av varandra för att tillväxa finns ett behov av att studera de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för tankstationerna.

Då flytande metan förångas vid mycket låg temperatur (-162 °C vid atmosfärstryck) stiger trycket i lagertanken konstant, eftersom innehållet värms upp av omgivningen, trots kraftig isolering. Efterhand måste gas släppas ut ur tanken eller kylas extra, om den inte används. Låg efterfrågan kan alltså orsaka både tekniska problem och ekonomiska förluster. Det finns flera olika metoder att hantera övertryck i lagertankar för LBG. Med så kallad LCBG-utrustning (*Liquefied to compressed biogas*) kan man tanka CBG-fordon på en LBG-station. Med tillägsutrustning kan avkok från LBG-tanken komprimeras till CBG-lagret. Det kan hålla ner trycket i lagertanken när där inte finns tillräckligt stor efterfrågan från LBG-fordon. Frågan är om tankning av CBG från en LBG-tank kan uppväga låg efterfrågan på LBG, ur teknisk och ekonomisk synvinkel.

## 1.1 Syfte, mål och frågeställningar

Syftet med denna studie är att undersöka under vilka förutsättningar avkokskomprimering (tillsammans med LCBG-utrustning) kan förbättra eller underlätta en LBG-tankstations drift. Låg efterfrågan kan leda till övertryck i tanken, som innebär att avkok måste släppas ut till atmosfären om det inte hanteras på något annat sätt.

Målet för studien är att genom simuleringar finna gränser för driften på en LBG-tankstation, d.v.s. vilka antal tankande LBG- och CBG-fordon per dag som behövs för att undvika övertryck i lagertanken, från påfyllning till att den töms.

Följande frågeställningar ska besvaras:

- Hur många tankande fordon per dag krävs för att undvika att trycket i en LBG-lagertank stiger över 8 bar;
  - om bara LBG-fordon tankar?
  - om både LBG- och CBG-fordon tankar?
- Gör det någon skillnad för trycket i tanken att avlägsna/tanka avkok istället för flytande gas?
- Kan en bristande efterfrågan på LBG kompenseras av efterfrågan på CBG?

De simulerade tekniska gränserna för tankstationens drift har implikationer för dess ekonomi. De diskuteras mot bakgrund av tidigare studier avseende tankstationers kostnader och ekonomiska förutsättningar.

## 1.2 Avgränsningar

Studiens huvudfokus är en simuleringsstudie av en kombinerad LBG/LCBG-tankstation i drift, med olika (låga) nivåer av efterfrågan på LBG respektive CBG. Stationen är utrustad för att komprimera avkok till CBG-lagret. Tidigare litteratur om teknik avseende tankstationers tekniska parametrar och kostnader har tagits som utgångspunkt. De tekniska parametrarna är främst lagertankens egenskaper, såsom dess storlek, geometri, isolering och högsta tillåtna tryck. För simuleringarna har ren metan antagits som LBG. Ingen ekonomisk kalkyl görs, utan simuleringsresultaten sätts i sammanhanget av tidigare beräkningar på tankstationers ekonomi.

## 2 Bakgrund

### 2.1 Biogas

Biogas är ett gasformigt förnybart bränsle, som består av den brännbara komponenten metan, CH<sub>4</sub> (50–70 %) och koldioxid, CO<sub>2</sub> (30–50 %), och innehåller varierande inslag av vatten, svavelväte (H<sub>2</sub>S), kväve, syre, ammoniak (NH<sub>3</sub>) och siloxaner (Angelidaki et al., 2018). Gasen bildas i syrefria miljöer av mikroorganismer som bryter ner organiskt material, vilket sker i naturen exempelvis på sjöbottnar. Processen utnyttjas även av människan på deponier där gas som bildas samlas in och på särskilda produktionsanläggningar, för att användas som bränsle (Harrysson, 2018).

Biogas produceras i rötchammare genom att organiskt material (substrat) bryts ned (rötas) av mikroorganismer utan tillgång till syre. Beroende på substratets sammansättning har rågasen varierande halter av de olika gaserna. Många sorters organiskt material kan användas som substrat för rötning, t.ex. gödsel och organiskt avfall från olika källor. Substratets sammansättning kan hämma eller gynna rötningen och metanutbytet varför sammansättningen måste styras för att optimera gasproduktionen över tid. Rötningen efterlämnar en rötrest – de delar av substratet som inte har avgått som gas – som innehåller all ingående växtnäring och kan användas som gödsel (Schnürer & Jarvis, 2010).

Metan är en kraftig växthusgas som inte bör släppas ut i atmosfären oförbränd, men små mängder metan slipper alltid ut under biogasens framställning, uppgradering och distribution (IEA Bioenergy, 2017). Klimatvinsten av att ersätta fossila bränslen med biogas blir större ju bättre man kan begränsa metanläckagen. Samtidigt innebär rötning av gödsel och organiskt avfall, liksom insamling av deponigas, att metan som annars skulle ha avgått till atmosfären direkt används som bränsle och bidrar till minskad klimatpåverkan.

Enligt Myhre et al. (2013) har biogen metan 84 gånger koldioxids klimatpåverkan (GWP, *global warming potential*) på 20 års sikt, och 28 gånger koldioxids GWP på 100 års sikt. Denna skillnad över tid beror bl.a. på att CH<sub>4</sub> långsamt oxideras till CO<sub>2</sub> i atmosfären, så att den starka växthusgasen ersätts med en svagare. Samma källa anger också att fossil metan har något högre klimatpåverkan än biogen metan, då den CO<sub>2</sub> den tillför till atmosfären när den oxiderar är fossil, och alltså ökar den totala mängden kol i kretsloppet.

Biogas används som bränsle i flera olika tillämpningar, men i Sverige går biogas främst till uppgradering (65 % av all producerad gas år 2017) – vilket oftast betyder användning som fordonsbränsle. Vidare går den till värmeproduktion (19 % inklusive värmeförluster och internförbrukning), och i övrigt går små andelar av gasen till bl.a. elproduktion och användning i industri, medan omkring 10 % facklas, d.v.s. bränns, när det inte finns avsättning för den (Harrysson, 2018).

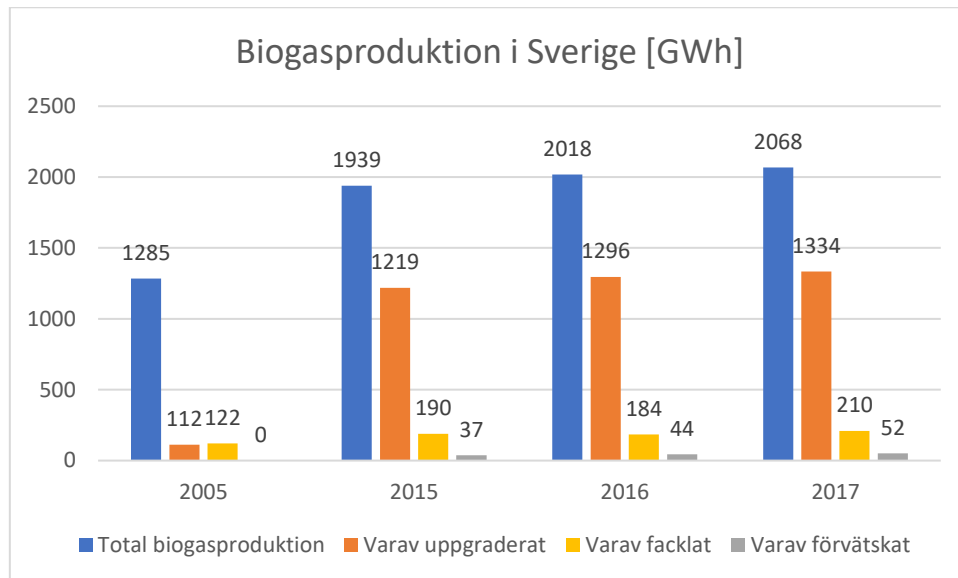
Biogas som fordonsbränsle kallas fordonsgas, men fordonsgas kan också bestå av naturgas eller en blandning av de båda. I denna rapport avser 'fordonsgas' komprimerad biogas eller naturgas (CBG, *compressed biogas*, eller CNG, *compressed natural gas*), och 'flytande fordonsgas' LBG (*liquefied biogas* eller LNG, *liquefied natural gas*). Där det är viktigt att skilja på biogas och naturgas betonas detta.

För att användas som fordonsgas måste biogasen uppgraderas, d.v.s. i hög grad renas från andra gaser än metan. Uppgraderad biogas kallas också biometan. Densiteten måste höjas efter uppgradering, antingen genom att gasen komprimeras till 200–300 bar (CBG) eller genom att den förvätskas medelst kylning till -161 °C, vid atmosfärstryck (LBG).

### 2.2 Biogas och LBG i Sverige

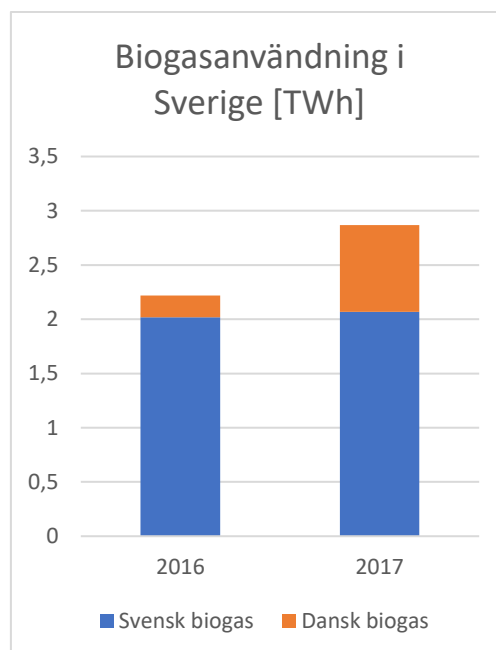
År 2017 fanns i Sverige 275 biogasanläggningar, inklusive 51 deponier. Mängden insamlad biogas från deponier har minskat över tid sedan deponering av organiskt avfall förbjöds år 2005 – från 457 GWh

år 2005 till 145 GWh år 2017. Den totala biogasproduktionen i Sverige ökade istället med 61 % från 1285 till 2068 GWh mellan år 2005 och 2017, och andelen som uppgraderas ökade från 8,7 till 65 % under samma tid (se Figur 1). Omkring 90 % av den uppgraderade gasen används som fordonsbränsle. Sedan 2012 finns en förvätskningsanläggning för biogas i Lidköping, som har ökat sin produktion av LBG de senaste åren från 37 GWh år 2015 till 44 GWh år 2016 (19 % ökning) och 52 GWh år 2017 (18 % ökning) (Harrysson, 2018).



Figur 1: Biogasproduktion i Sverige för år 2005, och för åren 2015–2017. Källa: (Harrysson, 2018)

Utöver den biogas som producerades i Sverige år 2017, knappt 2,1 TWh, uppskattas att 0,8 TWh importerades från Danmark, samt att den mängden hade ökat från 0,2 TWh år 2016, och alltså fyrdubbats på ett år (Figur 2). Denna konkurrens har sannolikt bidragit till att mängden biogas som facklades i Sverige ökade med 26 GWh, efter att ha legat på en stabil nivå i flera år (Harrysson, 2018). Enligt Swedegas (2018) har andelen biogas i stamgasnätet ökat från 3,6 % år 2016 till 10,4 % år 2017 och 20,2 % år 2018. De har målet att nå 30 % förnybar gas år 2030 och 100 % år 2050.



Figur 2: Användning av biogas i Sverige för år 2016 och år 2017, inklusive importerad dansk gas. Källa: (Harrysson, 2018)

### 2.2.1 Potential och framtida utveckling

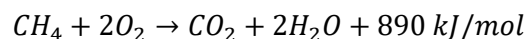
Enligt Börjesson (2016) är den tekniska potentialen för biogasproduktion i Sverige med vissa ekonomiska begränsningar 6,2 TWh från gödsel, avfall från livsmedelsindustrin, odlingsrester, matavfall och avloppsslam. Att uppfylla den potentialen skulle innebära en ökning av dagens produktion med c:a 4 TWh, eller omkring en tredubbling. WSP (2013) bedömde biogasproduktionspotentialen i Sverige år 2030 utifrån tre olika scenarier för ekonomiska förutsättningar, som påverkas av ekonomiska styrmedel och fossilbränslepriser. De kom fram till att om gynnsamma ekonomiska förutsättningar helt saknades vore potentialen 1,2–2,5 TWh/år. Med bättre förutsättningar skulle den nå 9–12 TWh/år, och med ännu bättre 11–22 TWh/år. WSP (2013) räknar in energigrödor i biogasproduktionen, eftersom de bedömer just biogaspotentialen. Börjesson (2016) räknar däremot endast in avfall och restprodukter, eftersom han bedömer den totala potentialen för biomassa "i en växande bioekonomi" i Sverige. I *Förslag till Nationell Biogasstrategi 2.0* sätter Energigas Sverige (2018a), "tillsammans med biogasbranschen", ett svenskt användningsmål för biogas på 15 TWh år 2030, och ett produktionsmål på 7 TWh. Produktionsmålet ska nås genom styrmedel som styr tillgängligt avfall och restprodukter till rötning.

Under december 2018 beviljades både Gasum och Tekniska verken i Linköping bidrag från Klimatklivet för att bygga produktionsanläggningar för LBG (Naturvårdsverket, 2018). Flera olika företag inklusive Gasum har dessutom beviljats bidrag för att bygga LBG-tankstationer (Energigas, 2018). Klimatklivet hade fram till 2018-12-17 beviljat bidrag till totalt 38 olika projekt i kategorin "Produktion biogas" inklusive nybyggnad, utökad kapacitet, förbehandling av substrat, uppgradering och förvätskning (Naturvårdsverket, 2018).

### 2.3 Metan (CH<sub>4</sub>), förbränning, termodynamik

Metan är det enklaste och lättaste kolvätaet, med den kemiska formeln CH<sub>4</sub>. Det bildas bl.a. av mikroorganismer i syrefria miljöer i naturen och i rötchammare och kallas då biogas. Det förekommer även i jordskorpan tillsammans med andra tyngre kolväten och är då ett fossilt bränsle som kallas naturgas.

Metan genomgår vid förbränning följande reaktion och frigör 890 kJ/mol (NIST Chemistry WebBook, 2018):



Metan har molmassan 16,0425 g/mol (NIST Chemistry WebBook, 2018), och det högre värmevärdet är därför 15,4 kWh/kg (890 kJ/16,0425 g). Det lägre värmevärdet är 13,9 kWh/kg eller 9,97 kWh/Nm<sup>3</sup> (SGC, 2012). Som jämförelse har diesel ett lägre värmevärde på 12,0 kWh/kg, eller 9,8 kWh/liter, och bensen 12,1 kWh/kg eller 9,1 kWh/liter (SPBI, 2010) (se även Tabell 1).

Metan och biogas mäts på flera olika sätt. En normalkubikmeter (1 Nm<sup>3</sup>) av en gas är den substansmängd som tar upp volymen 1 m<sup>3</sup> vid trycket 1 atmosfär (1,01325 bar) och temperaturen 0 °C. Biogas- och metanproduktionsflöde mäts ofta i normalkubikmeter per timme, vilket är kopplat till anläggningens fysiska storlek och kapacitet. På årsbasis mäts produktionen istället i GWh. Metan mäts ofta i kg när den handlas som fordonsgas, medan förvätskad metan ofta mäts i ton. Tabell 1 är en omvandlingstabell mellan olika måttenheter och tillstånd för metan.

Som synes i Tabell 1 är mass- och energidensiteten för LBG 2,26 gånger högre än för CBG vid 200 bar, och 1,76 gånger högre än för CBG vid 300 bar. Det innebär att en lastbil som fraktar LBG får med sig omkring dubbelt så mycket bränsle som en lastbil som fraktar samma volym CBG.

Tabell 1: Omvandlingstabell för måttenheter för metan, samt motsvarande energiinnehåll i bensin och diesel. Energiinnehållet är det lägre värmevärdet. Källa densiteter: Bell et al. (2014). Källa energiinnehåll, metan: SGC (2012). Källa bensin och diesel: SPBI (2010).

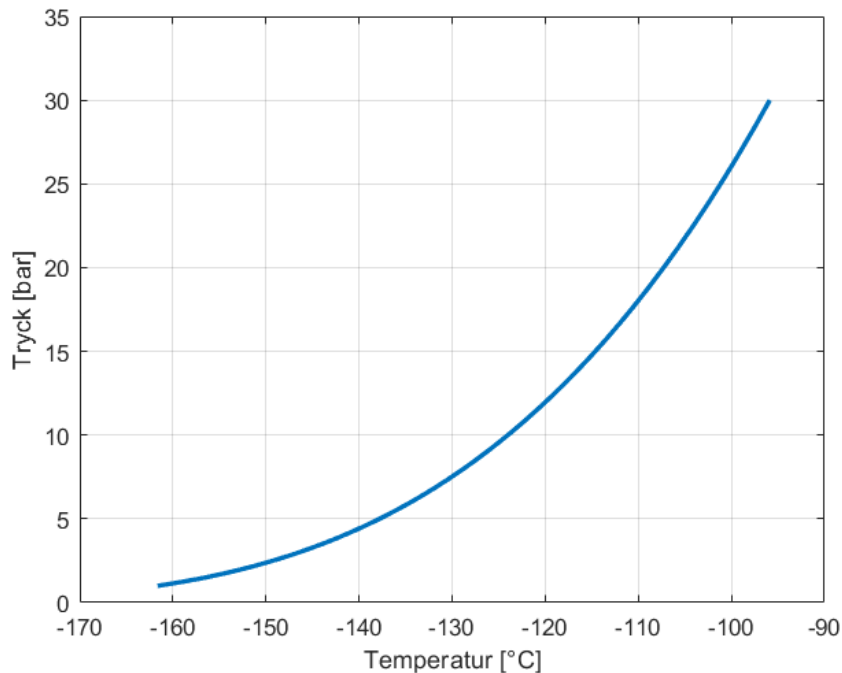
Volym gas vid 1 atm, 0 °C [Nm <sup>3</sup> ]	Massa [kg]	Volym vid 200 bar, 0 °C [m <sup>3</sup> ]	Volym vid 300 bar, 0 °C [m <sup>3</sup> ]	Volym LBG vid 1 atm, -161,5 °C [m <sup>3</sup> ]	Energiinnehåll [kWh]	Motsvarar energin i diesel [liter]	Motsvarar energin i bensin [liter]
1	0,7175	0,003843	0,002981	0,001699	9,97	1,02	1,10
1,394	1	0,005356	0,004155	0,002368	13,90	1,42	1,53
260,3	186,7	1	0,7757	0,4420	2 595	265	285
335,6	240,7	1,289	1	0,5698	3 346	341	368
588,7	422,4	2,262	1,755	1	5 869	599	645
	Massa [ton]						
1 394	1	5,356	4,155	2,368	13 900	1 420	1 530
100 300	71,96	385,4	299,0	170,4	1·10 <sup>6</sup> (1 GWh)	102 000	109 900

### 2.3.1 Termodynamik

Metan har daggpunkten -161,5 °C vid 1 atm (Bell et al., 2014), vilket alltså är temperaturen den behöver kylas till för att förvätskas och bli till LBG eller LNG. LBG/LNG en så kallad kryogen vätska. Det finns ingen fast definierad gräns för vilka temperaturer som anses kryogena, men -90 °C (AGA, 2019), -150 °C och -180 °C (Wikipedia.org, 2019) förekommer.

Kryogena vätskor är alltid kallare än omgivningen, och värms därför upp även om de hålls i en kraftigt isolerad behållare. Därför förångas ("avkokar") en kryogen vätska konstant om den inte kyls aktivt. Om vätskan hålls i en behållare som är öppen mot atmosfären är trycket, liksom förångningstemperaturen och förångningsentalpin konstant. Då avkokar en viss mängd gas per tidsenhet och läcker ut ur behållaren. Denna konstanta förångning kallas *NER (net evaporation rate)*, och mäts ofta i procent av tankens volym per dygn. Är behållaren istället slutet hålls gasfasen kvar, varvid trycket och temperaturen stiger enligt mättnadskurvan för metan (Figur 3). Därmed förändras också temperaturskillnaden mot omgivningen, liksom de specifika inre energierna, specifika entalpierna, densiteterna m.fl. parametrar för de båda faserna i tanken. Det innebär att grunden för alla beräkningar också förändras kontinuerligt, vilket gör det mer komplicerat att beräkna tillståndet i en slutet, konstant volym än i en öppen volym med konstant tryck.





Figur 3: Mättnadstryck för metan som funktion av temperatur. Datakälla: Bell et al. (2014)

Enligt Scurlock (2016) är termen "avkok" vilseledande eftersom den antyder att den kryogena vätskan faktiskt kokar i behållaren. Med värmeflödena in från omgivningen kommer inte den kryogena vätskan att koka, utan endast avdunsta från ytan i behållaren. Han säger vidare att när värme flödar in genom tankens väggar värms vätskan närmast väggen och stiger uppåt, vilket bidrar till avkokningen när den når ytan. Därpå flödar den värmda vätskan på ytan, från väggarna mot mitten och sjunker åter nedåt, varpå den bildar ett något varmare lager vätska över det kallare. I en öppen volym, med en kryogen blandning av ämnen (såsom LNG, som består av flera kolväten, men inte LBG som består av ren metan) kan vissa processer leda till att dessa lager plötsligt blandas varvid avkokstakten hastigt stiger och medför en farlig tryckökning. Detta fenomen kallas *rollover*. I den öppna volymen är temperaturskillnaden mellan lagren inte stor, utan de håller ungefär mättnadstemperatur för omgivningstrycket. I en sluten volym stiger istället temperaturen i det övre lagret vätska (och trycket i hela tanken) när värme läcker in, medan det undre lagret förblir vid den ursprungliga temperaturen. *Rollover* kan inte ske i en sluten (konstant) volym, p.g.a. skillnader i termodynamiken mot en öppen (Scurlock, 2016).

### 2.3.2 Naturgas

Metan utgör den största delen av naturgas – 87-99 % beroende på ursprung enligt Mokhatab et al. (2013). Naturgas innehåller oftast små andelar av tyngre kolväten såsom etan ( $C_2H_6$ ) och propan ( $C_3H_8$ ) som höjer både mass- och energidensiteten hos bränslet. En viss naturgasblandning har till exempel densiteterna  $11,66 \text{ kWh/Nm}^3$  och  $0,854 \text{ kg/Nm}^3$  (SGC, 2011). Den är 19% tyngre och innehåller 17 % mer energi än ren metan. Naturgasen kan också innehålla t.ex. kvävgas som höjer densiteten men sänker värmeverdets eftersom den är inert (ibid.). Naturgas behöver liksom biogas renas från t.ex.  $CO_2$  och  $H_2S$  innan förvätskning. Kväve separeras ut ur naturgasen innan eller i samband med förvätskningen, beroende på kvävehalten (Mokhatab et al., 2013).

## 2.4 Bränslena CBG och LBG och respektive fordonstyper

Komprimerad fordonsgas (CBG eller CNG) och förvätskad fordonsgas (LBG eller LNG) är två olika fordonbränslen, men består båda av mestadels metan, dock i olika aggregationstillstånd. Oavsett om

fordonet tankar gas eller vätska när bränslet motorn i gasform, där den antingen antänds med tändstift i en ottomotor, eller av en liten tillsats av diesel när den komprimeras i en dieselmotor.

Enligt Baux (2013) krävs 5 gånger så stor volym CNG (vid 200 bar) som diesel för att ge samma totala körsträcka, medan LNG bara kräver 1,8 gånger volymen av diesel. Detta innebär att för en lastbil som ska köra långa sträckor passar LNG bättre som bränsle, eftersom CNG skulle kräva för stor volym, och även vikt genom gasflaskornas massa. LNG avkokar dock över tid i tanken och höjer trycket, och måste därför släppas ut till atmosfären om inte fordonet körs tillräckligt mycket, vilket inte är ett problem i ett CBG-fordon. I det följande presenteras och jämförs komprimerad och förvätskad fordongas, och fordonen som använder respektive bränsle.

#### 2.4.1 CBG

CBG framställs genom att biometan komprimeras till 200-300 bars tryck i tryckflaskor av stål eller kompositmaterial monterade på ett flak (en fraktcontainer) för vidare distribution (Dahlgren et al., 2011). Alternativt komprimeras gas i tryckflaskor direkt på en tankstation, från en närbelägen källa till fordongas, som en gasledning eller en uppgraderingsanläggning (ibid.). Elbehovet för komprimering av metan till fordongasträck är 0,25–0,42 kWh/kg, eller 1,8–3,0 % av energiinnehållet i gasen, enligt några olika källor (Tabell 2). Skulle elen produceras med gas, skulle den andel av gasens energi som motsvarar elbehovet i komprimeringen vara högre p.g.a. verkningsgraden i elproduktionen.

Tabell 2: Energibehov för kompression av metan enligt olika källor

Källa	Start- och sluttryck [bar]	Tryckhöjning, gånger	Elbehov [kWh/kg]
Mariani (2016)	10–200	20	0,42
Benjaminsson & Nilsson (2009)	5–200	40	0,25
Bauer et al. (2013)	1–250	250	0,32
	godtyckligt	10	0,15
Figur 8 från Tamm (2018)	godtyckligt	10	0,20

CBG kan också framställas på en tankstation genom att LBG trycksätts med en pump till CBG-tryck och sedan förångas genom att värmeväxlas mot omgivningsluften. Det kan även göras genom att avkok i LBG-tanken komprimeras till CBG-lagret direkt, som en form av avkokshantering. Enligt Petersson et al. (2006) är energiförbrukningen för en LCBG-tankstation c:a 3,5 ggr mindre än för en CBG-station, eftersom trycksättning av en vätska, innan förångningen, kräver så pass mycket mindre energi än komprimering av en gas gör.

##### 2.4.1.1 CBG-fordon

Det är oftast personbilar och lättare lastbilar som kör på CBG, även om det också finns t.ex. buss- och sopbilsflottor som använder bränslet. De mindre CBG-fordonen har ofta en gastank som rymmer 12-20 kg fordongas, vilket ger en räckvidd omkring 300-500 km (NGVA Europe, 2017). De har också en bensintank som ger samma räckvidd som gasen eller i vissa fall det dubbla, och den totala räckvidden är ofta omkring 1000 km (ibid.). Tanken ombord på en CBG-bil tål ett tryck på 125 % av nominellt tryck. Detta innebär att om den normalt tankas till 250 bar tål den upp till 310 bar, vilket behövs om den värms och trycket stiger, t.ex. om den tankas vintertid och ställs i ett uppvärmt garage (AFDC, 2018a).

#### 2.4.2 LBG

LBG framställs genom att kyla biometan med någon av flera olika tekniker. Vid stora naturgasfält används beprövad förvätskningsteknik som inte är effektiv eller ekonomisk för mindre gasflöden

(Baccioli et al., 2018). Tamm (2018) nämner Braytoncykeln och MRC (*mixed refrigerant cycle*) som de mest etablerade teknikerna för förvätskning av konventionellt uppgraderad biogas. Vidare nämns kryogen uppgradering som teoretiskt innebär att avskilja biogasens olika ingående gaser vid respektive daggpunkt (kokpunkt) genom att stegvis kyla biogasen tills bara metan och eventuellt kväve och syre finns kvar i gasfas. Därpå kan kylningen också drivas vidare för att framställa flytande metan. Både Braytoncykeln och MRC komprimerar ett kylmedium (oftast kväve, eller i fallet MRC en blandning av gaser med olika kokpunkter) som värms av komprimeringen. Den överflödiga värmen kyls bort innan kylmediet expanderas, kallnar och eventuellt kondenserar, varpå det värmväxlas med biogasen som ska kylas, innan det går tillbaka i kylcykeln (Bauer et al., 2013).

Koldioxid sublimerar från gasfas till fast form om den kyls förbi  $-78,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  vid trycket 1 bar, vilket orsakar problem i form av torriskristaller vid kryogen uppgradering. Samma sak sker vid förvätskning av otillräckligt uppgraderad gas. Vid tryck över 5,2 bar kondenserar  $\text{CO}_2$  istället till flytande fas under kylning, vilket är praktiskt för att kunna avlägsna den. Separationen blir dock mer fullständig vid lägre tryck när  $\text{CO}_2$  sublimerar. Det är också önskvärt att producera LBG vid lägre tryck och temperatur än 5,2 bar. Olika koncept finns för att avlägsna  $\text{CO}_2$  vid kryogen uppgradering och producera LBG vid lågt tryck i samma process (Bauer et al., 2013).

Baccioli et al. (2018) simulerade dels a), förvätskning med konventionell uppgradering och dels b), förvätskning i samband med kryogen uppgradering, och fann att energibehovet per  $\text{Nm}^3$  rågas (med 40 %  $\text{CH}_4$ ) var likvärdigt för alternativ a) ( $0,61\text{ kWh/Nm}^3$ ) och alternativ b) ( $0,57\text{--}0,72\text{ kWh/Nm}^3$ ). De menar att ytterligare energibehov för förbehandling av rågasen kan finnas för alternativ a) som inte finns för b). De påstår dock också att anläggningen producerar LNG vid 1,5 bar med 3 vol-%  $\text{CO}_2$ , men enligt Shen & Lin (2011) är lösligheten för  $\text{CO}_2$  i  $\text{CH}_4$  vid det trycket 0,035 % (substansmängd). Verkliga data från anläggningar för kryogen uppgradering är för närvarande knapphändiga.

Elbehovet för förvätskning är enligt Tamm (2018)  $0,75\text{ kWh/kg}$  LBG respektive  $0,93\text{ kWh/kg}$  LBG, för två relativt små anläggningar från olika tillverkare, med en kapacitet att förvätska 10-11 ton metan per dag (motsvarande 49-54 GWh/år). Den energin motsvarar 5,4 % respektive 6,7 % av gasens energiinnehåll. Enligt Bauer et al. (2013) är elbehovet för LBG-anläggningen i Lidköping som högst  $1,56\text{ kWh/kg}$  LBG (vilket motsvarar 11 % av gasens energiinnehåll). Produktionskapaciteten är 13 ton per dag (550 kg/h eller 65 GWh/år).

#### 2.4.2.1 Lagring

LBG-tankar måste både vara väl värmeisolerade och tåla höga tryck. Lagertankar på tankstationer har ett högsta tillåtna tryck (MAWP – *maximum allowable working pressure*) på t.ex. 11 eller 18 bar (Chart Ferro, 2016). Vid högre tryck måste gas släppas ut till atmosfären eller till fackling, vilket innebär ekonomiska förluster och växthusgasutsläpp (Chen et al., 2004). Det kan avhjälpas t.ex. genom att fylla på tanken med ny kall LNG när tanken nått högt tryck, genom att använda gasen som bränsle till en elgenerator eller genom att återförvätska avkoket och återföra det till tanken (ibid.). Sådana åtgärder kallas avkokshantering. Tiden en tank kan stå från att den fyllts tills den når MAWP kallas *holding time*. Charts mobila lager har MAWP på mellan 6,9 och 24 bar, och *holding times* på mellan 44 och 75 dagar (Chart, 2013). För tankcontainrar som kan komma att fraktas länge, eller tömmas långsamt eller sporadiskt hos små förbrukare, är bra isolering och höga MAWP viktigare jämfört med en tank som byggs för känd, regelbunden förbrukning.

Enligt Scurlock (2016) varierar trycket som kan tolereras i en tank med volymen. Exempelvis kan en tank på  $0,1\text{--}0,5\text{ m}^3$  hålla 6–25 bar, en tank på  $1\text{--}100\text{ m}^3$  hålla 10–15 bar, och en tank på  $100\text{--}1000\text{ m}^3$  hålla 5–8 bar.

Det finns få empiriska källor över LNG:s och LNG-tankars termodynamiska beteende. Harper & Powars (2003) undersökte en bränsletank till en LNG-lastbil på 257 liter, med utförliga mätningar och test av dess egenskaper, bl.a. avkokstakt och holding time. Inga liknande empiriska undersökningar av större behållare eller av t.ex. tanken på en tankstation under drift har hittats.

#### 2.4.2.2 LBG-fordon

LNG-lastbilen Volvo FH LNG har en räckvidd på upp till 1 000 km (Volvo, 2018). De LNG-fordon som tankade vid några LNG-stationer i EU under en period mellan år 2013 och 2016 tankade i genomsnitt 115 kg LNG per tillfälle (Mariani, 2016).

Många LNG-fordon har som standard att tanka LNG vid relativt höga tryck, omkring 8 bar vilket kallas mättad LNG, och tidigare så högt som 18 bar, vilket kallas övermättad LNG. Det höga trycket i tanken driver bränslet till motorn, och det kallas ett passivt bränslesystem. Fordon som kör på övermättad LNG (vid 18 bar) kommer dock att gradvis fasas ut. År 2017 var det bara en liten andel av alla LNG-fordon i Europa som fortfarande använde övermättad LNG. Fordon med s.k. aktiva bränslesystem, där bränslet pumpas till motorn och därför kan hålla låga tryck, 1–3 bar, blir istället vanligare. Fördelar med lägre tryck är både högre densitet för bränslet vilket ger längre räckvidd, och lägre temperatur som ger längre holding time (Tobar, 2017).

Volvo FH LNG använder LBG/LNG vid tryck på 4-10 bar (Soppi, 2018). Passiva bränslesystem finns dock kvar, och kan inte tankas med LNG vid lägre tryck än 8 bar (Tobar, 2017). Enligt Pérez Souto et al. (2014) fanns år 2014 ett aktivt bränslesystem kommersialiserat bara i USA och Australien. Systemet är designat för Westports HPDI-motor (*High pressure direct injection*), som pumpar LNG från tanken och förångar den med värme från motorn till 40 °C och 300 bar. Fordonet kan tankas med LNG ner till 2 bar. Vid tryck i tanken på 11 bar eller mer leds avkok direkt från tanken till motorn tills trycket når under 11 bar (ibid.). Cummins Westport gjorde utförliga tester på ett sådant bränslesystem med tank och kryogen pump ett decennium tidigare (Harper & Powars, 2003).

## 2.5 Distributionssystem för biogas, CBG och LBG

Biogas distribueras främst på tre olika sätt på land: i rörledningar, som CBG i tryckflaskor på lastbil och som LBG i tank på lastbil. Transportsätten har olika för- och nackdelar, främst beroende på geografiska avstånd och kostnader. Rörledning är billigast så länge gasmängden är tillräckligt stor relativt avståndet; CBG är billigast för mindre gasmängder på kortare avstånd; och LBG är billigast för samma gasmängder på längre avstånd. CBG och LBG har dock ofta olika tillämpningar och är inte direkt utbytbara.

### 2.5.1 Biogasdistribution i gasnät

I Sverige finns ett stamgasnät (transmissionsnät) på västkusten som sträcker sig från Trelleborg till Stenungsund med tillförsel från Dragör (Swedegas, 2018). I nätet importeras naturgas och på senare år också en växande andel biogas (ibid.). Det är totalt 62 mil långt, med distributionsledningar på 260 mil (Energimyndigheten, 2013). I Stockholm finns ett fyra mil långt gasnät för fordonsgas, skiljt från stadsgasnätet (Gasnätet Stockholm, 2019). Dessutom fanns i Sverige år 2009 enligt Benjaminsson & Nilsson (2009) 97 km lokala gasnät för distribution av uppgraderad biogas, och 36 km gasnät för rågas.

I Tabell 3 syns vilka mängder gas som distribuerats i gasnätet på Västkusten de senaste åren, och hur stor del som var biogas. Mängden biogas i nätet ökade med 514 GWh från 2016 till 2017, men eftersom mängden svensk biogas som injiceras på nätet minskade något (med 19 GWh) mellan de två åren (Harrysson, 2018) så måste ökningen istället ha bestått av ökad import från Danmark.

Tabell 3: Distribuerad mängd gas och andel biogas i gasnätet på västkusten, för åren 2016-2018. Gasen i nätet mäts i övre värmevärde enligt Goding et al. (2018).

	2016	2017	2018
<b>Distribuerad gas tot [TWh]</b>	10,4	8,75	9,64
<b>Varav biogas [TWh (%)]</b>	0,835 (8)	1,35 (15,4)	2,27 (23,5)

År 2017 injicerades 174 GWh biogas på fordonsgasnätet i Stockholm, och 369 GWh biogas på stamgasnätet på västkusten (Harrysson, 2018). Totalt injicerades 542 GWh biogas på svenska gasnät, vilket motsvarar 26 % av den producerade biogasen, eller 41 % av den uppgraderade (ibid.). Naturgas står i Sverige för c:a 2 % av energitillförseln, men i de kommuner där stamgasnätet finns står den för 20 % (Goding et al., 2018).

### 2.5.2 Distribution för CBG

Transport av CBG sker i lastväxelflak på lastbil med tryckflaskor i antingen stål eller kompositmaterial. Kompositmaterialet är dyrare men också lättare varför mer gas kan tas med samma transport i det fallet. Enligt Benjaminsson & Nilsson (2009) fraktar ett ekipage med tre ”små” lastväxelflak med stålflaskor 4,2 ton fordonsgas, medan hela ekipaget väger 60 ton (64 ton är det tyngsta tillåtna på svenska vägar (Transportstyrelsen, 2015)). Ett ekipage med två ”stora” flak med kompositflaskor fraktar 7,0 ton fordonsgas, medan ekipaget väger 44 ton. Enligt Dahlgren et al. (2011) fylls ett stålväxelflak inte helt, utan till c:a 85 %, och töms sedan inte helt heller, varför ungefär 75 % av den maximala kapaciteten levereras, d.v.s. 3,15 ton istället för 4,2 ton. Om detsamma gäller kompositväxelflak levereras i det fallet 5,25 ton gas istället för 7,0 ton. Enligt Biogas Öst (2016) säljer ett medelstort gastankställe 5 GWh/år. Då 1 ton metan innehåller 13,90 MWh skulle det innebära att det krävs en leverans ungefär var tredje dag med stålväxelflak eller ungefär var femte dag med kompositväxelflak, om de levererar 3,15 (44 MWh) respektive 5,25 ton (73 MWh) gas per tillfälle.

Vissa CBG-tankstationer förses inte med gas per lastbil, utan är belägna nära ett gasnät och kan komprimera gas till sitt lager direkt från gasledningen. Produkten de säljer heter likväl CBG eller CNG.

### 2.5.3 Distribution för LBG

LBG transporteras i värmeisolerade tankar på tankbil, eller i tankcontainer vilket även kallas mobilt lager. Från en tankbil måste LBG pumpas till ett stationärt lager hos mottagaren, vilket tar tid och innebär att vätskan tar upp extra värme. Ett mobilt lager kan istället lämnas hos mottagaren, men det har mindre volym än en tankbil. Det innebär att man kan frakta mindre LBG per resa med den lösningen, vilket får betydelse på långa sträckor (Hjort & Isaksson, 2018).

En tankbil rymmer omkring 17,6 ton enligt Dahlgren et al. (2011), eller 22,5 ton enligt Hjort & Isaksson (2018). En tankcontainer rymmer 15 ton enligt Marine Service GmbH (2014) eller 18 ton enligt Hjort & Isaksson (2018). Ett lass flytande metan innehåller enligt detta mellan 209 MWh (15 ton) och 313 MWh (22,5 ton) energi. Det motsvarar omkring 2,9 gånger (15 ton LBG/5,25 ton CBG) till 7,1 gånger (22,5 ton LNG/3,15 ton CBG) mer gas än en last med CBG. En station med årlig försäljning på 5 GWh behöver då leverans mellan var 15:e och var 23:e dag, eller en till två gånger per månad.

LNG produceras och fraktas i mycket större volymer än LBG, på fraktfartyg som rymmer mellan 30 000 och 265 000 m<sup>3</sup> (Mokhatab et al., 2013), vilket väger mellan 13 000 och 110 000 ton vid densiteten 422 kg/m<sup>3</sup>.

### 2.5.4 Jämförelse mellan distributionssätten

Metan är samma bränsle oavsett om det har varit komprimerat eller förvätskat, men varje fordon kan bara tanka gasen i ena eller andra formen. LBG kan dock förångas och komprimeras till CBG, och

därför kan LBG användas som ett kompakt sätt att transportera CBG. Det kunde vara ett användningsområde för LBG utöver som bränsle för särskilda fordon. Flera studier har jämfört olika former för distribution av biogas, med avseende på kostnader, miljöpåverkan och energibehov.

Dahlgren et al. (2011) jämförde teoretiskt distribution av 200 GWh biogas per år på sträckorna 25, 100 och 250 km, med

- 1) rörledning vid 4 bars tryck (som anläggs för syftet),
- 2) CBG på stål- och kompositflak på lastbil, samt
- 3) LBG på tankbil.

Endast själva transportens energibehov och miljöpåverkan inkluderades, och inte komprimeringens eller förvätskningens. För rörledningen inkluderades investeringen. De fann att:

- Transport med rörledning hade lägst energibehov och miljöpåverkan för samtliga sträckor
- Kostnaden per transporterad kWh steg snabbt med avståndet, p.g.a. investeringen och anläggningskostnaden
- Rörledningen var överlägset dyrast vid 250 km
- Transport i LBG-form var det näst bästa alternativet ur energi- och miljösynpunkt för samtliga sträckor, och dessutom billigast på 250 km:s avstånd
- Transport i LBG-form var det dyraste alternativet på 25 och 100 km:s avstånd
- Om dubbla mängden gas (400 GWh/år) transporterades, var rörledning det billigaste alternativet per kWh på samtliga sträckor.

Benjaminsson & Nilsson (2009) beräknade den specifika energianvändningen för olika distributionsalternativ, inklusive i transmissionsnätet, distributionsnät och lokala nät, för avstånd upp till 200 km. De definierade ingen årlig distribuerad mängd. De räknade med att gasen skulle tankas som CBG vid slutpunkten oavsett distributionsform. De inkluderade energi för förvätskning och komprimering, och fann att:

- LBG hade högst energianvändning av de olika alternativen vid 0 såväl som 200 km
- Energianvändningen för CBG ökade dock mer över avståndet än den för LBG
- Samtliga rörledningsalternativ hade lägre energianvändning (inklusive kompression till CBG-tryck vid tankstationen) än distribution i form av CBG, och energianvändningen ökade inte heller med avståndet.

Benjaminsson & Nilsson (2009) beräknade också kostnader för transport av volymerna 10 och 100 GWh/år, inklusive kostnader för uppgradering, förvätskning m.m. De fann att transport av biogas som LBG var det dyraste alternativet för 10 GWh/år. Det var omkring dubbelt så dyrt som övriga alternativ, förutom transport i lokalt gasnät som var dyrare än LBG på transportsträckor över drygt 50 km. För 100 GWh/år var skillnaden mellan alternativen nästan 0 på korta sträckor, även om LBG också då var dyrast. Distribution i form av CBG blev dock dyrare än LBG vid omkring 200 km.

Notera att både Dahlgren et al. (2011) och Benjaminsson & Nilsson (2009) jämförde transport av en viss mängd biometan som om den skulle konsumeras i gasform vid slutpunkten. Den kund som efterfrågar LBG måste betala för förvätskning oavsett transportsträcka, och är därför antagligen mindre intresserad av hur distributionen av LBG jämför sig med CBG-distribution på samma avstånd. För den kund som ändå efterfrågar just LBG är det dock intressant hur olika alternativ för just den distributionen jämför sig med varandra.

Hjort & Isaksson (2018) jämförde olika alternativ för vägtransport av 30 GWh LBG/år och fann att transport i tankcontainer (som rymmer 18 ton LBG) var billigare än tankbil (som rymmer 22,5 ton

LBG) på avstånd upp till 450 km. Det gällde så länge tankcontainern kunde lämnas hos kunden och LBG inte behövde pumpas över från det mobila lagret till ett stationärt lager. Författarna räknade först på transport från en producent till en förbrukare på 30 GWh/år, och sedan på transport från en producent till tre förbrukare om vardera 10 GWh/år. De fann att transport med tankbil kunde ha en fördel i det senare fallet, om kunderna hade stationära lager så att ett mobilt lager inte bara kunde lämnas av. De beräknade kostnaderna är sammanslagna för producent, åkare och kund, och kostnaden för respektive aktör framgår inte. Hjort & Isaksson (2018) påvisar något som t.ex. Dahlgren et al. (2011) bortser ifrån, nämligen att slutdistributionen till enskilda kunder kostar extra. Det är osannolikt att de 200 GWh metan/år som Dahlgren et al. (2011) räknar på skulle ha en och samma slutkonsument. Ett litet värmekraftverk kan tänkas använda den mängden, men biogas betingar högre pris som fordonsbränsle, och inget enskilt tankställe lär sälja 200 GWh/år.

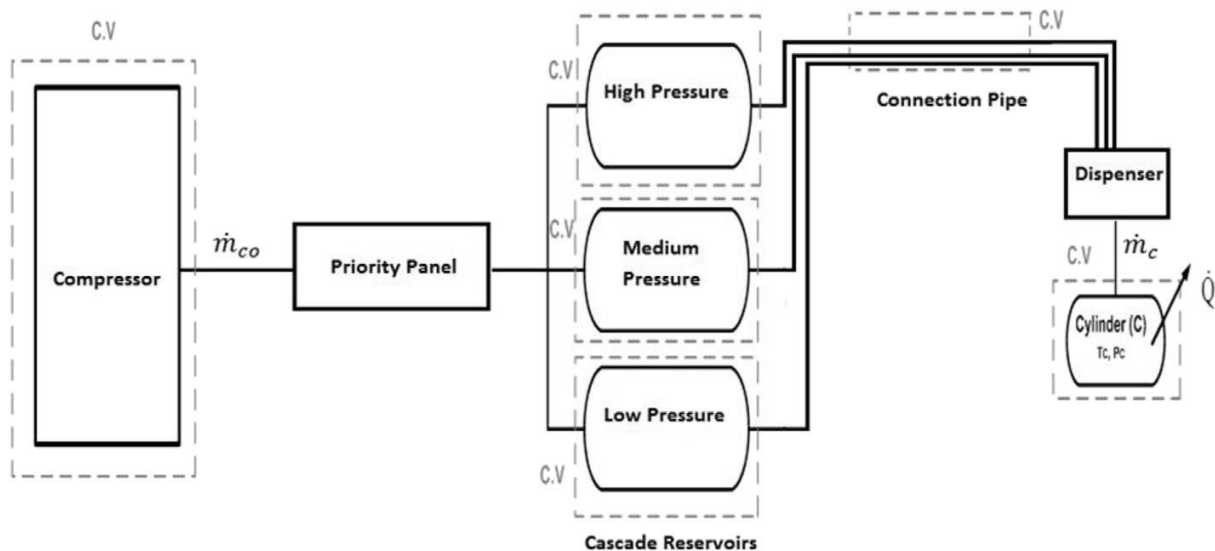
## 2.6 Tankstationer för fordonsgas – CBG och LBG

Gasfordon skiljer sig från konventionella vägfordon, främst med avseende på bränslesystemet och hur det går till att tanka dem. Tankstationerna skiljer sig också åt sinsemellan, beroende främst på om de säljer CBG, LBG eller LCBG, men också beroende på t.ex. geografisk placering och hur stationen förses med bränsle.

I slutet av 2017 fanns 55 117 gasfordon i Sverige och 175 publika tankställen för fordonsgas och 61 icke publika (Energigas Sverige, 2018b). Endast sju av de publika tankställena finns norr om Gävle medan den största koncentrationen av gastankställen finns kring Göteborg (ibid.). De finns dock i hela Svealand och Götaland, inklusive fyra stycken på Gotland (ibid.). Förutom CBG-tankställena finns sex tankställen för förvätskad gas, varav inget norr om Stockholm (NGVA Europe, 2019). Enligt SPBI (2018) fanns år 2018 totalt 2 659 försäljningsställen för drivmedel i Sverige och enligt Trafikanalys (2018) fanns år 2017 över 4,8 miljoner personbilar och nästan 640 000 lastbilar i trafik i Sverige år 2017. Gasfordon är alltså en mycket liten andel av alla vägfordon i Sverige, och gastankställen finns på en liten andel av alla försäljningsställen för drivmedel.

### 2.6.1 CBG-tankstationer

En tankstation för komprimerad fordonsgas förser gasbilar med fordonsgas vid 200-250 bars tryck (AFDC, 2018a). Stationen har ett gaslager i form av gasflaskor som håller upp till 300 bars tryck, och en kompressor i anslutning till lagret (AFDC, 2018b). Gaslager finns i två utföranden: ett där alla gasflaskor håller samma tryck, och ett där lagret är indelat i tre trycknivåer (kaskad-lager), som tar vid efter varandra under tankningen (Saadat-Targhi et al., 2016) (Figur 4). En viktig skillnad mellan olika tankstationer är hur gasen transporteras dit. Det sker antingen via ett gasnät, om stationen ligger nära ett, eller i tryckflaskor på växelflak som körs till platsen på lastbil. Om stationen ligger vid gasnätet komprimeras gasen på plats, från nätets tryck till gaslagrets (Smith & Gonzales, 2014). En CBG-station kan också förses med förvätskad gas från ett LBG-lager, som trycksätts och förångas, och förs till CBG-lagret (Pettersson et al., 2006); se vidare rubrik 2.6.3.



Figur 4: Principritning över en CBG-station med ett så kallat kaskad-lager, vars kompressor är kopplad till en gaskälla, t.ex. ett gasnät. Bildkälla: Saadat-Targhi et al. (2016)

CBG-tankstationer kommer i två huvudsakliga utföranden: långsam respektive snabb tankning. Långsam tankning kräver inget stort lager med högt tryck – där finns istället bara ett mindre buffertlager mellan kompressorn och de tankande fordonen (Smith & Gonzales, 2014). Kompressorn ansluter direkt till fordonsgasens källa, som kan vara ett gasnät eller en uppgraderingsanläggning för biogas, eventuellt i direkt anslutning till en produktionsanläggning, som i Uppsala (Gamla Uppsala Buss, 2019). Långsam tankning används för fordonsflottor som har en förutsebar förbrukning som inte varierar mycket från dag till dag, där det också finns mycket tid till att tanka fordonen (Smith & Gonzales, 2014). Fördelarna är att det krävs en mindre kompressor relativt mängden gas, och att den kan arbeta vid konstant belastning istället för att startas och stoppas ofta. Det minskar behovet av energi och underhåll (AFDC, 2018b), och tanken kan fyllas närmare maximum när det görs långsammare (AFDC, 2018a).

När en gasbil tankas snabbt kan tanken sällan fyllas till sin fulla kapacitet. Det beror på att kompressionen värmer gasen, vilket i sin tur höjer trycket ytterligare. Då når tanken högsta tillåtna tryck innan den innehåller så mycket gas som den skulle kunna rymma. När gasen sedan svalnar till omgivningstemperatur sjunker också trycket i tanken, och mer gas skulle kunna tankas (AFDC, 2018a).

### 2.6.2 LBG-tankstationer

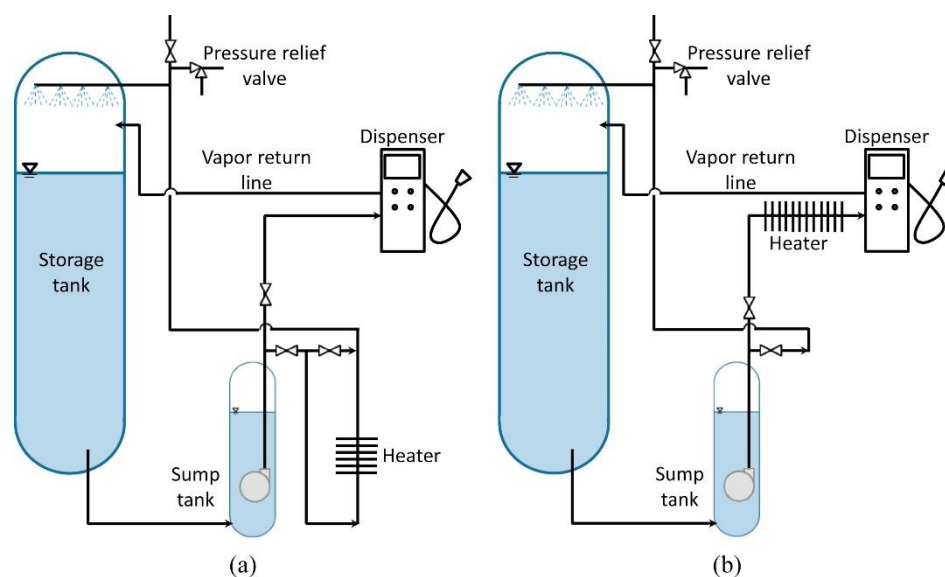
På en LBG-tankstation finns ett lager för förvätskad fordonsgas i form av en avlång tank, på vanligtvis 20, 30 eller 60 m<sup>3</sup> (Mariani, 2016). Tankar på mellan 5 och 130 m<sup>3</sup> finns på marknaden (ibid.). Dessa tankar är alltid kraftigt värmeisolerade för att begränsa inflödet av värme från den omgivande luften och hålla bränslet i sin kompakta flytande form. Beroende på förväntad omsättning kan isoleringen anpassas – om bränslet används snabbare så behöver det inte hållas kallt lika länge. Lagret är antingen platsbyggt, vilket kallas ett stationärt lager, eller inbyggt i en godscontainers ram, vilket kallas ett mobilt lager. Exempelvis Chart säljer tankcontainrar på både 20 fot (6 m, volym 20 m<sup>3</sup>) och 40 fot (12 m, volym 43,5 m<sup>3</sup>) (Chart, 2013).

LBG/LNG-tankstationer finns i flera olika utföranden. Mariani (2016) redogör för fyra olika stationsutförningar, som tillhandahåller:



- A: mättad LNG vid 7–8 bar
- B: mättad LNG samt LCNG
- C: övermättad LNG vid 18 bar och mättad LNG
- D: övermättad LNG, mättad LNG samt LCNG

Det är möjligt att trycket i lagertanken blir för lågt för mättad eller övermättad metan vid hög efterfrågan, varvid bränslet måste värmas för att höja trycket igen (Sharafian et al., 2017). Det kan göras antingen genom att värma den flytande gasen utanför tanken och föra tillbaka den till lagertanken, eller genom att värma den under själva tankningen på väg till fordonets tank (ibid.) (Figur 5). Nyare fordon kan använda LNG vid låga tryck (1-3 bar, s.k. omättad LNG) (Tobar, 2017). Om LNG ska säljas vid flera tryck (omättad, mättad och övermättad) krävs att bränslet kan värmas under tankning för de fordon som kräver högre tryck. En station som levererar LNG vid flera olika tryck blir mer komplex och därför dyrare.



Figur 5: Utformning av LNG-tankstationer. Bild a) visar en station för fordon som behöver mättad metan (vid c:a 8 bar), där tankens innehåll värms utanför tanken och återförs, för att höja trycket vid behov. Bild b) visar en station som håller omättad metan, men kan värma gas vid tankning. Båda varianterna av tankstation tar emot avkok från tankande fordon. Källa till bild och information: Sharafian et al. (2016)

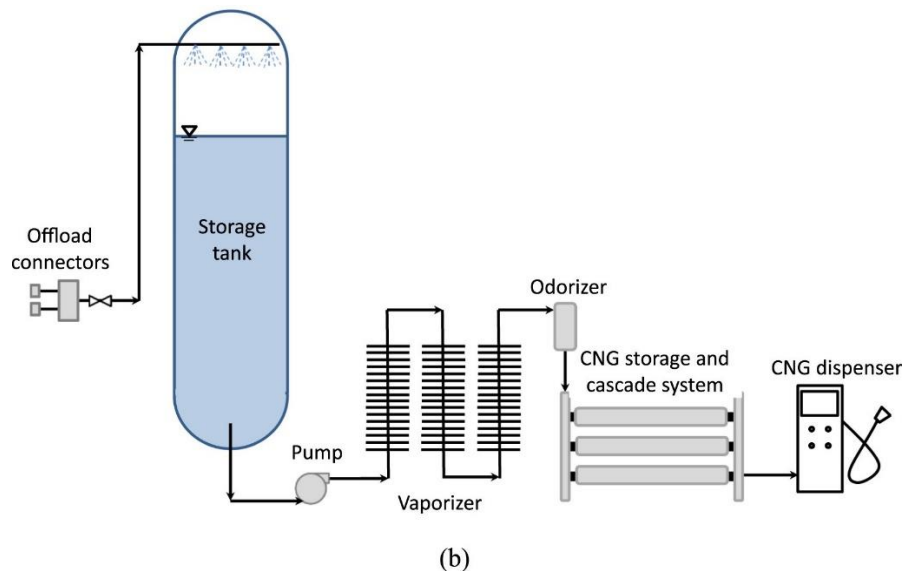
Stationer kan även utrustas för att ta emot avkok från bränsletanken på det tankande fordonet, för att sänka trycket där innan påfyllning. Tillskottet av avkok kan ge övertryck i lagertanken och orsaka att säkerhetsventiler öppnas, varför extra kylning eller någon annan metod att hantera det extra avkoket kan vara nödvändig (Sharafian et al., 2017). Det kan också behövas för att de flesta LNG-tankar har ett MAWP som är högre än det högsta tryck som tankande fordon tar emot, och de måste sänka trycket på LNG:n för att kunna sälja den. Extra kylning till LBG-tankar förekommer t.ex. i form av flytande kväve från en separat isolerad tank, som används vid behov (Cryostar, 2017).

### 2.6.3 LCBG-tankstationer

LCBG står för *liquefied to compressed biogas* (eller *natural gas*; då heter det LCNG). Det är teknik för att framställa CBG från LBG. Det förekommer antingen som en särskild variant av CBG-stationer, där gasen kommer från ett LBG-lager, eller som ett tillägg på en LBG-station där båda bränslena säljs.

LCBG-teknik fungerar genom att trycksätta LBG till c:a 300 bar med en kryopump för att sedan låta den förångas i en värmeväxlare med värme från omgivningsluften, och därefter tillsätta luktämne

(Baux 2013) (Figur 6). Det förekommer även att avkok från lagertanken komprimeras direkt till CBG-lagret som en form av avkokshantering, som samtidigt producerar CBG (Burnham, 2013). Avkokskomprimering är ett valfritt tillägg till en LCBG-station. Att tömma metan ur tanken sänker trycket, vare sig gasen tas ut i gas- eller vätskefas. Därför kan LCBG-utrustning på en LBG-tankstation vara ett sätt att hantera avkok och förebygga övertryck. En fördel med att bygga en LCBG-station för att sälja CBG är att det är möjligt att bygga den på platser långt från gasnät eller biogasproduktion, och att den kan förses med bränsle med färre lastbilsturer per vecka eller månad, än en vanlig CBG-station.



Figur 6: Principritning över en LCBG-tankstation. Bildkälla: Sharafian et al. (2017)

Ett exempel på en befintlig LNG/LCNG-station i Sverige är den i Örebro, tillverkad av CryoStar, som finns på Circle-K:s försäljningsställe. EU-projektet LNG Blue Corridors (2018) redovisar specifikationer för stationen, bl.a.:

- Stationen säljer både LNG och LCNG
- Total lagervolym: 61 m<sup>3</sup>
- Lagertryck: 7 bar
- Avkoket används inte som CBG – istället tillämpas kylning med flytande kväve
- LCNG-delen är sålunda inte kopplad till avkoket i LNG-tanken
- Stationen är utrustad för att ta emot avkoket från tankande LNG-fordon vid tankning

#### 2.6.4 Tankställens kostnader

Tankställens kostnader har undersökts i litteraturen (Benjaminsson & Nilsson, 2009; Mariani, 2016; Pettersson et al., 2006; Smith & Gonzales, 2014; TIAX, 2012; Tunstall, 2015; Vestman et al., 2014).

##### 2.6.4.1 CBG-tankställen

Vestman et al. (2014) lät svenska företag inom olika delar av biogasproduktion och -användning svara på en enkät om sina kostnader. Tolv företag svarade angående kostnader för tankstationer, och resultatet var att medelkostnaden för CNG-tankstationer var 0,97 kr/kg. Det högsta svaret var 2,6 kr/kg, mediankostnaden 0,56 kr/kg och den lägsta kostnaden 0 kr/kg. Det redovisas dock inte vad som inkluderas i kostnaderna för en tankstation (kapital, personal, underhåll m.m.), och det är sannolikt att olika svarande har inkluderat olika saker. Biogas Öst (2016) beräknar att den rena kapital-

kostnaden för en medelstor CNG-tankstation (5 GWh/år, investering 4 500 000 SEK) är 1,52 kr/kg<sup>1</sup>. Enligt Smith & Gonzales (2014) var kostnaden för en medelstor (amerikansk) CNG-tankstation (på 6,5-10,4 GWh/år) 700 000-900 000 USD eller 4 800 000-6 200 000 SEK med 2014 års snittväxelkurs (6,8577 SEK/USD) (Sveriges riksbank, 2019). Med samma beräkningsgrund som Biogas Öst (2016) (5 % ränta, 10 års avbetalning) skulle den rena kapitalkostnaden bli 0,8-1,7 kr/kg (beräknat från 700 000 USD och 10,4 GWh/år respektive 900 000 USD och 6,5 GWh/år). Dessa skattningar av enbart kapitaldelen av tankställets totala kostnader är mestadels högre än den faktiska medelkostnaden som Vestman et al. (2014) fann. Det kan tyda på att Vestman et al. (2014) hade behövt undersöka de verkliga kostnaderna närmare.

#### 2.6.4.2 LBG- och LCBG-tankställen

Mariani (2016) beräknade kostnader för LNG-tankstationer för europeiska förhållanden, och resultatet blev att investeringen för en station var mellan 454 000 EUR för en station av typ A (se Marianis (2016) kategorisering i stycke 2.6.2) och 942 000 EUR för en station av typ D. Det motsvarar 4 300 000 respektive 8 920 000 SEK med 2016 års snittväxelkurs (9,4704 SEK/EUR) (Sveriges riksbank, 2019)). En tankstation av typ A säljer LNG vid 7–8 bar och tankningen drivs av trycket i lagertanken. Stationer av typ D säljer LNG vid 7–8 bar och vid 18 bar, och säljer även LCNG. Där drivs LNG-tankningen med en pump. Kostnaden för LCNG-utrustning på en LNG-station beräknades till 397 000 EUR (3 760 000 SEK) och för värmningsutrustning (för att kunna sälja LNG vid två tryck) till 90 000 EUR (852 000 SEK). LCNG-utrustningen står alltså för 42 % av investeringen i en tankstation av typ D.

Mariani (2016) redovisar även faktiska investeringskostnader för några olika LNG-tankstationer, bl.a. 470 000 EUR (4 450 000 SEK) för en station av typ A, och 971 000–1 150 000 EUR (9 190 000–10 900 000 SEK) för stationer av typ D. Bolaget Ryder byggde två LCNG-stationer för sin egen förbrukning, som stod klara år 2013 och kostade c:a 2,5 miljoner USD per styck (Laughlin & Burnham, 2016), vilket blir c:a 16 miljoner SEK med 2013 års snittväxelkurs (6,514 SEK/USD) (Sveriges riksbank, 2019).

Mariani (2016) beräknade löpande kostnader för en tankstation av typ D som säljer 1056 ton LNG per år, eller 14,7 GWh, omräknat till energi som ren metan. Det motsvarar i snitt c:a 25 fordon per dag, om de tankar 115 kg vardera. 1056 ton/år var den högsta snittförsäljningen som uppnåddes under studiens lopp av fem olika stationer som presenteras där. Investeringen för stationen antogs till 1 150 000 EUR (10 900 000 SEK), och avskrivningen beräknades med 10 års avbetalningstid och 5 % ränta.

De totala löpande kostnaderna beräknades till 0,51 EUR/kg (4,83 kr/kg), varav inköpspriset för LNG stod för 0,29 EUR/kg (2,75 kr/kg). Driftkostnaderna, totalt 0,22 EUR/kg (2,08 kr/kg), syns i Tabell 4. Driftkostnaderna kan delas upp i 0,005 EUR/kg i rörliga kostnader, och 0,215 EUR/kg i fasta kostnader. Rörliga kostnader är t.ex. elkostnader för pumpar, medan fasta kostnader är t.ex. avskrivning och personalkostnader, som delas på den sålda mängden LNG.

---

<sup>1</sup> Biogas Öst (2016) menar att det motsvarar 0,117 kr/kWh, vilket skulle ge att 1 kg gas innehåller 13 kWh eller 93,5 % metan, men det vore under svensk standard som är 97 %. För 100 % metan skulle kapitalkostnaden per kg gas bli 1,62 kr med samma kostnad per kWh.

Tabell 4: Beräknade driftkostnader för en LNG-tankstation (Mariani 2016).

	EUR/kg
Fasta kostnader	0,215
...Varav avskrivning	0,141
Avskrivningens andel av driftkostnaderna	64 %
Rörliga kostnader	0,005
<b>Totala driftkostnader, fasta + rörliga</b>	<b>0,22</b>

Avskrivningen utgör nästan två tredjedelar av tankstationens kostnader per kg såld LNG. Vore det möjligt att få lägre ränta och/eller längre avbetalningstid kunde det få genomslag för lönsamheten och/eller försäljningspriset till kunderna. Mariani (2016) menar att en längre avbetalningstid än 10 år är realistisk med tanke på utrustningens livslängd. Han menar även att det är rimligare att investera i en station stegvis och addera moduler efterhand, t.ex. för att värma bränslet vid tankning, beroende på efterfrågan, istället för att som i räkneexemplet bygga en fullt utrustad station från början. Även det skulle ge lägre avskrivningskostnad.

Under antagande att LCNG-utrustningen på stationen kostade 397 000 EUR skulle, allt annat lika, investeringen utan den har blivit 753 000 EUR. Då skulle avskrivningskostnaden ha blivit 0,092 EUR/kg, och de totala driftkostnaderna för stationen blivit 0,049 EUR/kg (22 %) lägre, totalt 0,171 EUR/kg. Avskrivningskostnaden vore 53 % av stationens driftkostnader utan LCNG-utrustningen, att jämföra med 64 % med den.

Mariani (2016) valde en hög kapitalkostnad, men också en hög omsättning av bränsle på stationen. Dessa två faktorer tycks vara de mest avgörande för vilka kostnader tankstationen har. Kostnaderna per kg LNG på tankstationer kommer sannolikt att sjunka över tid, delvis p.g.a. stigande efterfrågan på bränslet. Även själva kapital- och byggkostnaderna för tankstationerna kommer sannolikt att sjunka efterhand som fler tankstationer byggs.

Mariani (2016) redovisar också de bokförda löpande kostnaderna för en befintlig station som säljer 480 ton LNG eller c:a 6,7 GWh/år, vilket motsvarar c:a 11 tankande fordon per dag. Kostnaden är 0,90 EUR/kg (8,5 kr/kg) inkl. inköpspriset för LNG. Exkl. inköpspriset blir kostnaden 0,61 EUR/kg (5,8 kr/kg) om priset antas till 0,29 EUR/kg som ovan. Mariani (2016) kommenterar att kostnaden är hög men att försäljningen sannolikt kommer stiga, vilket sänker kostnaderna per kg. Han redovisar också försäljningspriserna för LNG i ett antal EU-länder, varav alla utom Sverige har ett försäljningspris mellan 0,98 och 1,23 EUR/kg. Sverige sticker ut med 1,67 EUR/kg. En kostnad för tankstationen på 0,90 EUR/kg skulle i dessa länder utgöra mellan 54 och 92 % av priset för LNG.

Sverige har högst moms av länderna med 25 %, medan den lägsta är 19 %. Sverige har också den högsta punktskatten på LNG av de olika länderna, på 0,351 EUR/kg, där Nederländerna kommer på andra plats med 0,23 EUR/kg. Nederländerna har ett LNG-pris på station på 1,22 EUR/kg, vilket är 0,45 EUR lägre än i Sverige, så prisskillnaden är större än skillnaden i punktskatt (Mariani, 2016).

## 2.7 Modellering och simulering av tankstationer

Termodynamiken på tankstationer för flytande metan har studerats tidigare, men tillgången till empiriska data är begränsad. Harper & Powars (2003) studerade ett LNG-fordons bränsletank, med avseende på bland annat värmeinflöde, avkokstakt och holding time. Dessa utförliga mätningar publicerades i en rapport till det amerikanska energidepartementet (*United States Department of Energy*) och är offentliga, men är också de enda empiriska data som författaren har funnit på termodynamiken hos LNG-tankar mindre än 30 000 m<sup>3</sup>. Miana et al. (2010) redovisar empiriska mätningar för

bland annat LNG:s sammansättning och temperatur vid avgång och ankomst för skeppstransporter av LNG. Där varierar lastvolymen mellan 30 000 m<sup>3</sup> och 140 500 m<sup>3</sup>. Flera simuleringar har utförts på stora LNG-lager som håller lågt övertryck, som finns på exempelvis LNG-fraktfartyg och på utskeppnings- och lossningsterminaler (Ebenezer et al., 2010; Kurle et al., 2015; Miana et al., 2016, 2010; Migliore et al., 2017, 2015). I stora lager råder en sorts *steady state*, då trycket hålls omkring 0,3 bar övertryck genom att avkok förs bort, t.ex. till skeppets motorer (Mokhatab et al., 2013). Det påverkar sammansättningen av LNG, då lättare komponenter som metan och kvävgas avkokar snabbare (ibid.). I mindre LNG-lager råder inte samma *steady state*, eftersom avkoket hålls kvar och trycket tillåts stiga till MAWP. Därför fokuserar simuleringar av mindre lager på andra processer, och söker andra parametrar. Simuleringar av mindre lager finns mycket färre av (Chen et al., 2004; Sharafian et al., 2016), än simuleringar av större. De studiernas resultat redogörs för i det följande.

### 2.7.1 Chen et al. (2004)

Chen et al. (2004) mätte trycket och vätskedelens volym i en LNG-tank på 56,8 m<sup>3</sup> vid två tillfällen med fem dagars mellanrum, och simulerade sedan samma tank och jämförde mätdatan och simuleringsresultaten. Mätvärdena och de motsvarande simulerade resultaten syns i Tabell 5. Simuleringen byggde på matematiska samband och utfördes inte med någon särskild simuleringsmjukvara. Chen et al. (2004) räknade med 100 % metan som LNG. Den simulerade förändringen i tryck var 15 % högre än den uppmätta, medan den simulerade förändringen i volym var 85 % lägre än den uppmätta.

Chen et al. (2004) använder amerikanska enheter som gallons och psi som här har räknats om till SI-enheter, och övertryck som har räknats om till absolut tryck.

Tabell 5: Mätvärden och simuleringssvar från Chen et al. (2004).

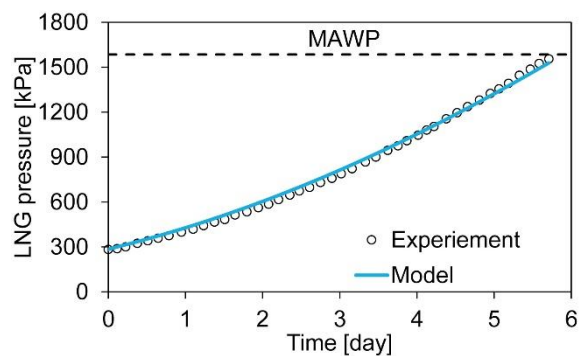
Dag	Tryck [bar]		Volym LNG [m <sup>3</sup> ]	
	0	10,68		9,732
	Uppmätt	Simulerat	Uppmätt	Simulerat
5	11,58	11,72	9,100	9,635
Förändring	[bar (% av mätvärde)]		[m <sup>3</sup> (% av mätvärde)]	
	+0,90 (100)	+1,04 (115)	-0,632 (100)	-0,097 (15,4)

Chen et al. (2004) hävdar att LNG-tankar på tankstationer håller LNG vid 4,5–9,3 bar. De simulerade en tankstation över 300 dygn, med en tank på 49,2 m<sup>3</sup> vars maximala tryck (MAWP) var 12 bar. När trycket översteg MAWP släpptes gas ut till atmosfären, d.v.s. att avkoket inte exempelvis återförvätskades och återfördes tanken. När vätskenivån sjunkit till 7,6 m<sup>3</sup> fylldes tanken på med 37,9 m<sup>3</sup> LNG vid 4,5 bar. Chen et al. (2004) antog att bussarna vid tankning återförde avkok vid trycket 7,9 bar till lagertanken. De undersökte hur mycket av bränslet som måste släppas ut till atmosfären under drift, dels med avseende på hur många bussar som tankade (568 liter<sup>2</sup> vardera) per dag, och dels med avseende på tankens isolering. De fann att när tankens värmeledning var 2 W/K (värmemotstånd = 0,5 K/W), och endast två bussar tankade per dag (1136 liter) förlorades 4,3 % varje dag. När dubbla antalet bussar tankade varje dag, alltså fyra stycken (2271 liter), minskade den förlorade mängden till c:a en tiondel, 0,4 %. Med fem stycken (2839 liter), nådde trycket aldrig MAWP under drift. Med halverad värmeledning genom tanken (fördubblad isolering), 1 W/K, räckte tre tankande bussar per dag (1703 liter) för att eliminera alla förluster.

<sup>2</sup> 568 liter flytande metan väger 221 kg vid 4,5 bars tryck, och 200 kg vid 12 bars tryck. 221 kg metan innehåller 3070 kWh, och 200 kg metan innehåller 2780 kWh. Varje buss kan sägas tanka i genomsnitt 210 kg metan per tillfälle, 2920 kWh. 2 bussar tankar alltså 420 kg, och 5 bussar tankar 1050 kg. (Bell et al., 2014)

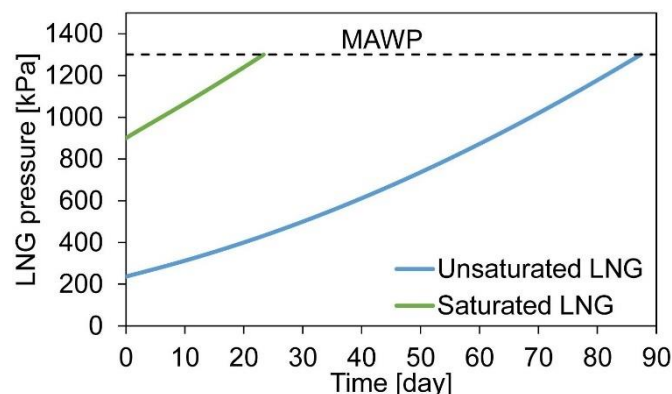
### 2.7.2 Sharafian et al. (2016)

Sharafian et al. (2016) byggde en tredimensionell modell av en LNG-tank i simuleringsmjukvaran Aspen Plus och Aspen Plus Dynamics. Liksom Chen et al. (2004) räknade de med ren metan som LNG. Sharafian verifierade sin modell mot experimentella mätdata från Harper & Powars (2003), där holding time för en liten tank för LNG uppmättes, och fann att modellens resultat överensstämde väl med de uppmätta. Tanken hade volymen 0,257 m<sup>3</sup> och den holding time som uppmättes var 137 h, med starttryck 2,86 bar och MAWP 15,5 bar (Harper & Powars, 2003). Sharafian et al:s (2016) simulerade holding time blev också 137 h, se Figur 7.

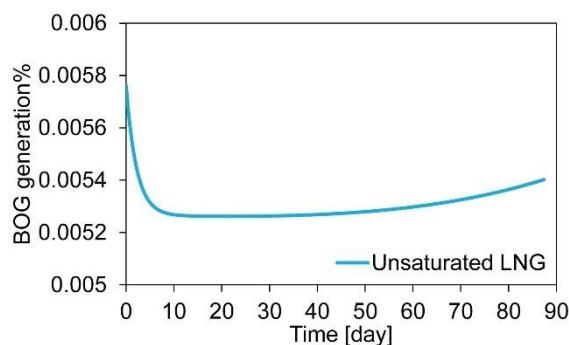


Figur 7: Simuleringsresultat (blå linje) för holding time för en LNG-tank till ett fordon, från Sharafian et al. (2016) jämfört med mätdata (ringar) från Harper & Powars (2003). Bildkälla: Sharafian et al. (2016)

Vidare simulerade Sharafian et al. (2016) en tank om 57,2 m<sup>3</sup> med olika grader av värmeisolering, med dels omättad och dels mättad LNG, vid olika ursprunglig fyllnadsgrad och vid olika omgivningstemperatur. De sökte holding time, vätskenivån i tanken och NER. De fann att en tank (se Tabell 8) med MAWP på 13 bar skulle ha en holding time på 87 dygn för omättad LNG och 23 dygn för mättad LNG (se Figur 8). Avkokstakten, NER, för tanken med omättad metan syns i Figur 9. Den simulerade avkokstakten sjönk först snabbt med ca 10 % av startvärdet till ett minimum, och steg sedan långsamt över tid. Sharafian et al. (2016) beräknade tankens isolering utifrån en given NER på 0,3 % av volymen per dygn, men deras simulerade NER i Figur 9 är omkring 0,0053 % enligt y-axelns gradering. De kommenterar inte att deras redovisade resultat är nästan två storleksordningar lägre än det de utgått från, eller huruvida det betyder att den exempelvis är baserad på en mindre tidsenhet än dygn.

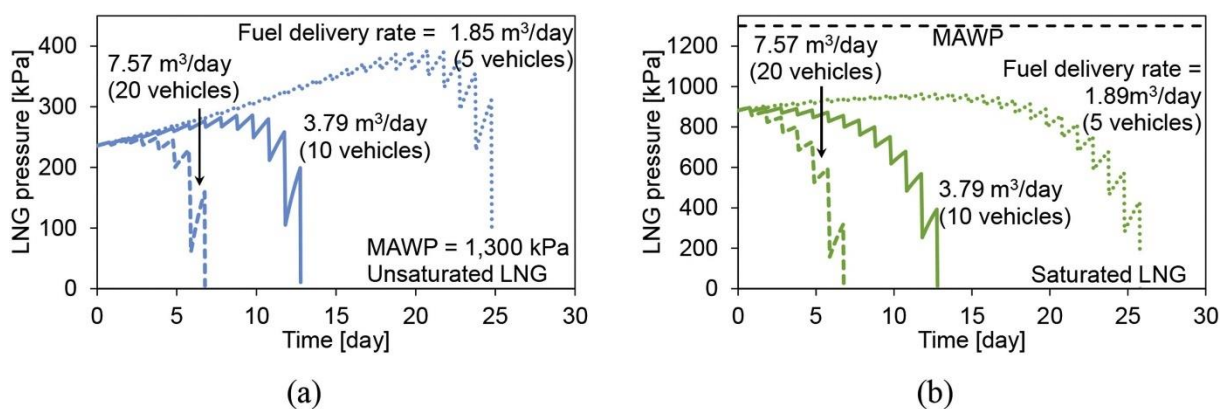


Figur 8: Simuleringsresultat för holding time för en LNG-lagertank, med två olika starttryck, från Sharafian et al. (2016). Bildkälla: Sharafian et al. (2016)



Figur 9: Simuleringsresultat för avkokstakten, *NER*, för en LNG-lagertank med starttrycket 2,3065 bar, från Sharafian et al. (2016). Bildkälla: Sharafian et al. (2016)

Sharafian et al. (2016) simulerade också en tankstation i drift där antingen 5, 10 eller 20 fordon tankade 379 liter var, per dag.<sup>3</sup> De fann att en tank på 57,2 m<sup>3</sup> fylld till 80 % inte når MAWP (13 bar) innan den tömts, om åtminstone fem fordon tankar varje dag. Det gäller vare sig tanken är fylld med omättad LNG (vid 2,3065 bar) eller mättad metan (vid 9 bar). En fyllnadsgrad på 80 % motsvarar 45,8 m<sup>3</sup>, vilket är tillräckligt för c:a 120 tankande fordon som tankar 379 liter var. Huruvida LNG vid 9 eller 13 bar kan tas emot av tankande fordon kommenteras inte. Tryckprofilerna för tankningen från Sharafian et al. (2016) syns i Figur 10. Där syns att trycket stiger med tiden, men sjunker vid tankning. Trycket sjunker mer vid tankning när mindre material finns i tanken, samtidigt som trycket stiger snabbare mellan tankningstillfällena. Trycksänkningen vid tankning ökar dock mer än tryckhöjningen mellan tankningarna. Det leder till att trycket når ett maximum för att sedan vända nedåt.



Figur 10: Simuleringsresultat från Sharafian et al. (2016) för tankning från en LNG-lagertank, med olika starttryck (a respektive b) och 5, 10 eller 20 tankande fordon per dag (i både a och b). Bildkälla: Sharafian et al. (2016)

När värmeledningen genom tankens vägg sattes till 0,1 W/m<sup>2</sup>K istället för 0,022 W/m<sup>2</sup>K, eller 10,4 W/K istället för 2,3 W/K (alltså nästan 5 gånger högre) steg trycket i tanken snabbare mellan tankningar. Det gick inte att undvika utsläpp eller fackling av LNG med låg efterfrågan på bränslet, d.v.s. 5 fordon per dag. Med starttryck 2,3065 bar krävdes minst 10 fordon per dag. Med starttryck 9 bar

<sup>3</sup> 379 liter flytande metan väger 160 kg vid 1 bar, 151 kg vid 3 bar och 144 kg vid 6 bar (Bell et al., 2014). I en undersökning (Mariani 2016) tankade LNG-fordon i genomsnitt 115 kg per tillfälle. Ett fordon som tankar full tank vid 3 bar, alltså 151 kg, kan då sägas motsvara 1,31 genomsnittsfordon. Fem fordon per dag som tankar fullt motsvarar 6,57 snittfordon – 755 kg – per dag, eller 3,83 GWh/år. 10 och 20 fordon motsvarar på samma sätt 7,66 respektive 15,3 GWh/år.

räckte inte 10 fordon per dag, utan 20 fordon per dag krävdes för att tömma tanken innan trycket nådde MAWP.

### 2.7.3 Jämförelse

Både Chen et al. (2004) och Sharafian et al. (2016) simulerade lagertankar på tankstationer, med liknande volym, liknande värmeledning genom tankväggen, nästan samma MAWP och med ett fast antal tankande fordon per dag. I Chen et al:s (2004) simulering var tankstationen i drift i 300 dygn, och totala utsläpp av gas p.g.a. övertryck beräknades för hela perioden. Tanken fylldes på vid låg vätskevolym med LNG vid 4,5 bar, och den släppte ut avkok till atmosfären vid MAWP (12 bar). Sharafian et al. (2016) simulerade tankning från starttrycken 2,3065 bar och 9 bar, fram till att tanken tömts eller nått MAWP (13 bar). I Chen et al:s (2004) simulering återfördes avkok från de tankande fordonen till lagertanken vid högt tryck, vilket inte skedde hos Sharafian et al. (2016). De senare simulerade inte heller tankning över längre tid med påfyllning vid låg vätskenivå, varför inga effekter av det påverkade simuleringsresultatet. En effekt hade kunnat vara överföring av värme från den termiska massan till den flytande metan som fylls på, som snabbt hade höjt trycket. Chen et al. (2004) inkluderade även tillskott av värme till lagertanken vid tankning, från slang och munstycke, vilket Sharafian et al. (2016) inte gjorde.

De två olika studierna sökte delvis olika saker med sina respektive simuleringar. Sharafian et al. (2016) använde den mer avancerade simuleringsmetoden av de två studierna. Förutom de olika utgångspunkterna och försökens olika utformningar bidrog även själva simuleringsmetoderna till de skilda resultaten.

Chen et al:s (2004) simulering gav resultatet att 2839 tankade liter LNG per dag (5 bussar) räckte för att undvika övertryck, medan 2271 liter (4 bussar) nästan räckte. Sharafian et al. (2016) undvek övertryck vid tankning av 1893 liter (5 lastbilar) LNG per dag, oavsett starttryck, vilket är 33 % lägre än vad som krävdes för Chen et al. (2004), för en tank med ungefär samma värmeisolering.



### 3 Modellbeskrivning

För att undersöka hur en LBG/LCBG-tankstation fungerar och beter sig termodynamiskt, modellerades och simulerades en lagertank för LBG. Modellen byggdes i ett grundutförande, som validerades mot empiriska data och tidigare simuleringar från de två källor som har beskrivits under rubrik 2.7. Modellen modifierades därefter till olika tillämpningar.

Stationen modellerades i Matlab Simulink med Simscape-komponenter (MathWorks, 2018a). Matlab är en beräkningsprogramvara och ett kodspråk från MathWorks, med den tillhörande grafiska simuleringssimulink (MathWorks, 2018b). Matlab-språket är byggt särskilt för numeriska beräkningar, och hanterar matriser med godtyckligt antal dimensioner, av godtycklig storlek. Simulink är ett gränssnitt för att grafiskt bygga modeller av tidskontinuerliga, dynamiska system i form av reglertekniska blockscheman.

I Simulink utförs simuleringen av en vald *solver* (lösningsprogram) som använder någon av flera beräkningsmetoder. En solver kan ha fast eller variabel steglängd. De matematiska sambanden i modellen skapas av blockens kopplingar till varandra. Blocken utför olika operationer som addition, integration eller något mer sammansatt, på en eller flera insignaler och ger en eller flera utsignaler. Beroende på bland annat om systemet innehåller differentialekvationer, måste man välja en passande solver. Simulink har också en funktion som automatiskt väljer solver när en modell ska simuleras. Exempel på en solver med fast steglängd är ode 4 (Runge-Kutta), och med variabel steglängd ode 45 eller ode 113. Insignalerna kan göras deterministiska eller stokastiska, och modellens reaktioner och utsignaler beror på dess sammansättning och den solver som används (MathWorks, 2018c).

Till Simulink finns en uppsättning komponenter, block, som är särskilt utformade för att simulera fysiska system. De går under samlingsnamnet Simscape, och består av olika uppsättningar block för olika fysiska 'domäner', såsom den mekaniska domänen eller den termiska. Mellan Simscape-block går signaler med tillhörande fysiska storheter, som bara kan kopplas till block med portar för samma sorts signaler. Simscape-block kopplas ihop som de fysiska komponenter de representerar skulle kopplas ihop. Ingen riktning för signalerna behöver definieras vid sammankopplingen, vilket inte heller behövs i det verkliga fallet. Riktning och storlek på signalerna definieras av t.ex. temperaturdifferens och isolering eller spänning och motstånd. När en Simscape-modell simuleras så kompileras den, varpå solvern ställer upp ett ekvationssystem för systemet och eliminerar överflödiga variabler (MathWorks, 2018d).

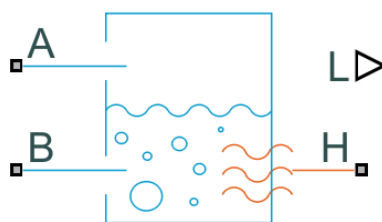
En av de fysiska domänerna i Simscape är tvåfasdomänen, som hanterar fluider i två faser med fasövergångar, tryck och temperaturer, liksom mass- och energiflöden. Den kräver att termodynamiska tabelldata för aktuell fluid laddas i modellen. Termodynamiska data för metan hämtades genom CoolProp, ett C++-bibliotek för tillståndsekvationer för 122 kemiska föreningar (Bell et al., 2014).

Systemet modellerades först numeriskt i Matlab-kod. Det tillvägagångssättet övergavs till förmån för Simscape, då det visade sig vara svårt att tillämpa de termodynamiska samband som beskriver systemet på ett tillförlitligt och verifierbart sätt. Då Simscape utför sådana beräkningar med inbyggda beräkningsrutiner bedömdes det ge bättre resultat.

Simscapec tvåfaskomponenter är i första hand utformade för att modellera 'steady state'-processer, såsom ett värmekraftverk med konstanta flöden av massa och energi och t.ex. konstant tryck i ångpannan. Simscape simulerar både massflöde och energiflöde enligt samma principer, d.v.s. att en gradient i tryck eller specifik inre energi orsakar ett flöde. Det innebär att ett energiflöde går mellan två sammankopplade komponenter även om massflödet är 0, vilket inte representerar verkligheten

på en tankstation när inget fordon faktiskt tankar, och det orsakade problem i simuleringen. För att simulera intermittenta förlopp som på en tankstation, kan olika modeller för olika delar av förloppet kombineras. Det gjordes i denna studie med Matlab-skript som skrevs för varje driftscenario. Skripten körde de olika modellerna i den ordning och över de tidsintervall som respektive scenario motsvarade.

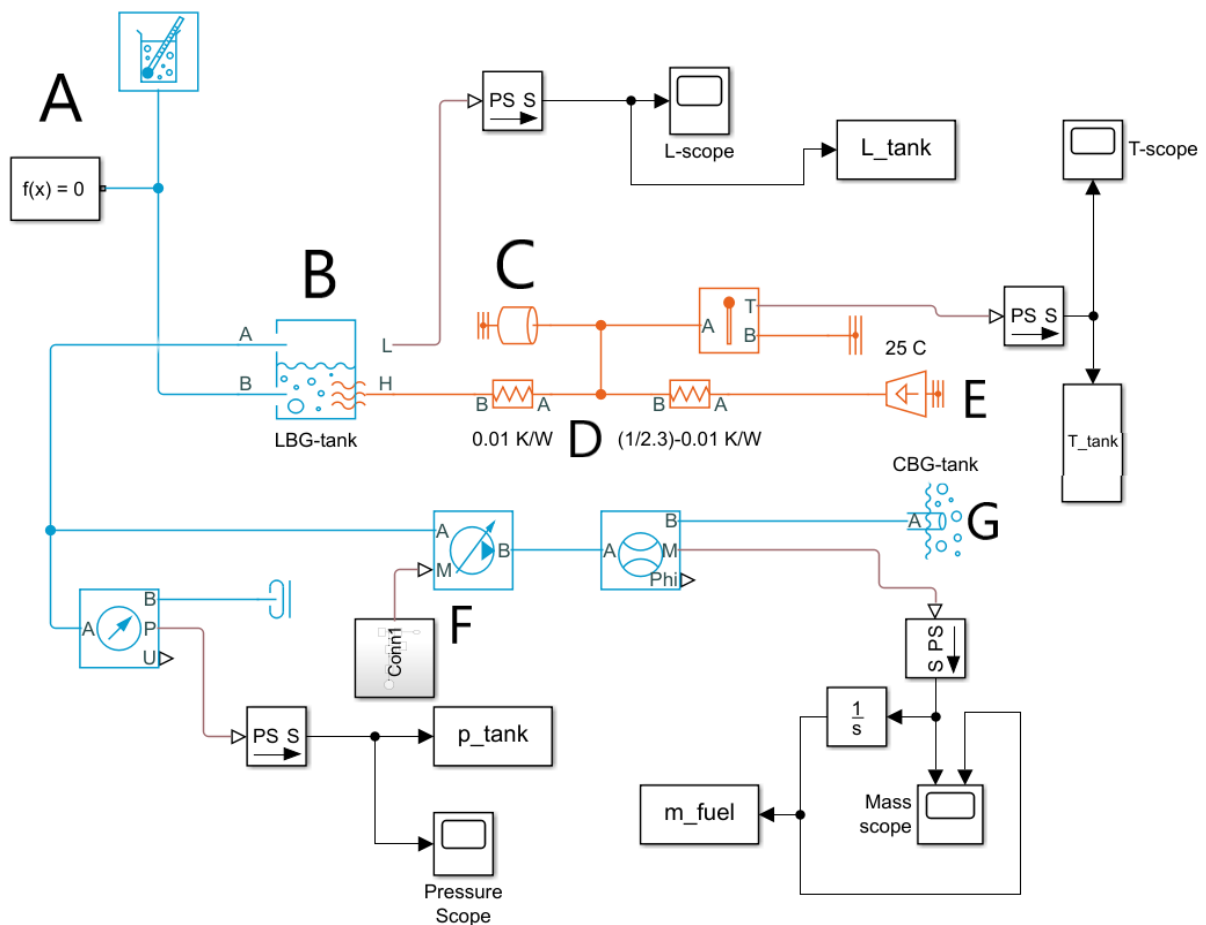
Lagertanken på tankstationen representerades av en komponent som heter Saturated Fluid Chamber (Figur 11). Den simulerar skilda volymer av gas och vätska inom den totala volymen, vilket var nödvändigt för simuleringen. Alla andra tvåfaskomponenter, inklusive de som modellerar tankar, räknar fluiden som en homogen tvåfasblandning, istället för separata faser. Det skapar problem om man simulerar ett system där skillnaden mellan gas och vätska är central. Saturated Fluid Chamber är den viktigaste komponenten i modellen, eftersom den möjliggör att simulera en LBG-tankstation överhuvudtaget.



Figur 11: Simscape-blocket Saturated Fluid Chamber, som simulerar skilda volymer av gas- och vätskefasen för en mättad fluid. Ur port A tas bara gas och ut port B tas bara vätska. Port H är en termisk port som står för värmeutbytet med omgivningen; värmning eller kylning. Port L ger en utsignal som visar vätskenivån i tanken, alltså volymsandelen vätska.

### 3.1 Modellens utformning

Simscape-modellen i sitt grundutförande bestod av lagertanken, omgivningsluften (värmekälla) samt isolering (värmemotstånd). Den innehöll också en termisk massa utom när den validerades mot Chen et al. (2004) (se stycke 4). Därtill krävdes ett block som definierade fluiden med termodynamiska tabeller, och ett block som definierade simuleringsinställningar. Till detta grundutförande kunde sedan t.ex. en pump (massflödeskälla) kopplas till vätskesidan med en liten tank som motsvarade bränsletanken på ett tankande fordon, eller en kompressor (också en massflödeskälla) till gassidan med en reservoar som tog emot avkok från tanken. En reservoar är i Simscape en oändlig volym med konstant tryck och temperatur. Den användes för att Simscape avbryter simuleringen om trycket stiger över det kritiska, vilket sker i en ändlig volym. Reservoaren representerar ett mellanlager eller ett fordons gastuber (Figur 12). För att flytta data mellan modeller krävdes block som skapade datavektorer till Matlab, som kunde användas som indata till nästa modell. Modellerna innehöll inte t.ex. värmeläckage eller flödesmotstånd i rör och slangar, som skulle ha påverkat temperatur- och tryckutvecklingen i fluiden.



Figur 12: Simscapemodell över LBG-tank med tillförsel av värme och tömning (tankning) av avkok, som exempel på modellernas utformning. A: Blocken definierar dels simuleringens beräkningstekniska förutsättningar och dels vilken fluid som används och dess egenskaper. B: Tanken med LBG i två faser. C: Tankens termiska massa. D: Två termiska motstånd, på vardera sida den termiska massan. E: Temperaturkälla; håller konstant temperatur och representerar här omgivande luft vid 25 °C. F: Massflödeskälla (representerar en kompressor i detta fall) som styrs av insignal till port M. G: Reservoar, oändlig volym, som i denna modell tar emot den gas som pumpas från tanken. Utöver märkta komponenter finns ett antal mätare som ger ut signaler till grafitare (scope) och till block som skickar datavektorer till Matlab.

## 4 Validering av modellen

Simscape-modellen validerades mot mätdata från Harper & Powars (2003) och Chen et al. (2004), och mot simuleringar från Chen et al. (2004) och Sharafian et al. (2016). Det gjordes genom att använda parametrar och begynnelsevillkor från simuleringar från Chen et al. (2004) och Sharafian et al. (2016).

Vissa parametrar som Sharafian et al. (2016) använde i sina simuleringar kunde inte implementeras i Simscape. Exempelvis tillämpades inte tankens mantelarea eller isoleringens tjocklek och värmeledningsförmåga. Istället representerade ett endimensionellt värmemotstånd tankens skal.

### 4.1 Valideringsmoment

Här listas de simuleringar som utfördes för att validera modellen. Simuleringarnas respektive parametrar och begynnelsevillkor finns i Tabell 6, Tabell 7, Tabell 8 & Tabell 9.

1. En tank på 56,8 m<sup>3</sup>, med 9,73 m<sup>3</sup> LNG vid 10,68 bar, simulerades under 5 dygn (Chen et al., 2004). Se samtliga parametrar i Tabell 6. Slutligt tryck och förändringen i volymen vätska be-

stämdes. Syftet var att validera modellen mot Chen et al:s (2004) mätdata och modell (Tabell 5).

2. En tank på 0,257 m<sup>3</sup>, motsvarande bränsletanken på ett LNG-fordon, fylld till 75 % av sin volym med metan vid P=2,83 bar, T=-147°C simulerades, och holding time (till MAWP=15,85 bar) bestämdes (Sharafian et al., 2016). Se samtliga parametrar i Tabell 7. Syftet var att validera modellen mot mätdata från Harper & Powars (2003) och mot en simulering från Sharafian et al. (2016). Den simuleringen validerade deras modell mot samma mätdata (Figur 7).
3. En tank på 57,2 m<sup>3</sup> fylld till 80 % av volymen med flytande metan simulerades med två olika utgångslägen, a) och b) (Sharafian et al. 2016). Se samtliga parametrar i Tabell 8. Holding time (tiden till MAWP=13 bar) och avkokstakt bestämdes. Mättnadstryck och -temperatur vid utgångsläget var:
  - a. omättad (kall, P=2,3065 bar, T=-150°C)
  - b. mättad (varm, P=9,00 bar, T=-126°C)
4. Samma tank på 57,2 m<sup>3</sup> (parametrar i Tabell 8) simulerades med tankning. 5, 10 eller 20 fordon per dag tankade 0,380 m<sup>3</sup> vardera (Sharafian et al., 2016). För fem tankande fordon per dag simulerades förloppet för två olika fall, med värmeisoleringen fördelad på två olika sätt relativt tankens termiska massa (se Tabell 9). Detta gjordes 1) för att den termiska massan och värmeisoleringen tvunget utgjordes av skilda block i modellen, och 2) för att simuleringen inte kunde utföras utan isolering mellan den termiska massan och lagertanken. Konfiguration 2 visade sig stämma bättre med resultaten från Sharafian et al. (2016), och användes för samtliga simuleringar vars parametrar hämtades från den studien, inklusive validering 4 med 10 och 20 fordon per dag (se stycke 4.2.4). Tankning skedde från kl. 18 varje dag, med 5 minuter per tankning, och 5 minuters paus mellan två tankningar. Tankande fordon återförde inte avkok från sin bränsletank till stationens lagertank.

Tabell 6: Egenskaper och begynnelsevillkor för den simulerade tanken i validering 1. Källa: Chen et al. (2004)

Parameter	Värde
Tankvolym, $V_{\text{tank}}$	56,8 m <sup>3</sup> (15 000 U.S. gallons)
Värmeledningsförmåga, tank	1 W/K
Värmeisolering, tank	1 K/W
Mättid	5 dygn
<b>Begynnelsevillkor</b>	
Fyllnadsgrad	2 571 gal/15 000 gal = 17,14 %
Temperatur	-125 °C
Tryck	9,666 bar (140,2 psi)
Sluttryck, mätresultat	10,57 bar (153,3 psi)
Tryckökning, mätresultat	0,903 bar (13,1 psi)
Sluttryck, simulerat	10,71 bar (155,27 psi)
Tryckökning, simulerad	1,04 bar (15,07 psi)

Tabell 7: Egenskaper och begynnelsevillkor för den lilla bränsletanken (fordonsbränsletanken) i validering 2. Källa: Sharafian et al. (2016) (- som hämtade samtliga data från Harper & Powars (2003), förutom omgivningstemperaturen (25 °C) och tankens värmekapacitet.)

Parameter	Värde
Tankvolym, $V_{\text{tank}}$	0,257 m <sup>3</sup>
Massa, tom tank	175 kg
Specifik värmekapacitet tank, $C_{p,\text{tank}}$	477 J/(kg·K)
Värmeledningsförmåga, tank	0,17 W/K
Värmeisolering, tank	5,88 K/W
Temperatur, omgivning, $T_{\text{amb}}$	25 °C
Maximalt tryck i tanken, MAWP	1585 kPa
<b>Begynnelsevillkor</b>	
Fyllnadsgrad	75 %
Temperatur	-147,4 °C
Tryck	2,83 bar

Tabell 8: Egenskaper och begynnelsevillkor för den stora bränsletanken (lagertanken på LBG-tankstation) i valideringarna 3 och 4. Källa: Sharafian et al. (2016)

Parameter	Värde
Tankvolym, netto, $V_{\text{tank}}$	57,20 m <sup>3</sup>
Massa, tom tank	21 455 kg
Specifik värmekapacitet tank, $C_{p,\text{tank}}$	477 J/(kg·K)
Värmeledningsförmåga, tank	2,30 W/K
Värmeisolering, tank	0,435 K/W
Temperatur, omgivning, $T_{\text{amb}}$	25 °C
Maximalt tryck i tanken, MAWP	1300 kPa
<b>Begynnelsevillkor</b>	
Fyllnadsgrad	80 %
Temperatur, omättad metan	-150 °C
Tryck, omättad metan	2,3065 bar
Temperatur, mättad metan	-126,5 °C
Tryck, mättad metan	9,00 bar

Tabell 9: Konfigurationer för tankens värmeisolering i två simuleringsfall under validering 4.

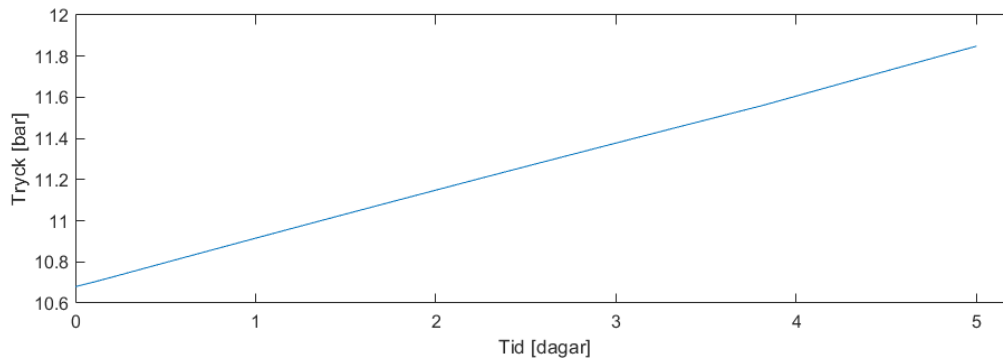
Konfiguration	Värmemotstånd mellan omgivningen och den termiska massan [K/W (%)]	Värmemotstånd mellan den termiska massan och tankens innehåll [K/W (%)]
1	0,217 (50 %)	0,217 (50 %)
2	0,425 (97,7 %)	0,01 (2,3 %)

## 4.2 Valideringsresultat

### 4.2.1 Validering 1

Resultaten från validering 1 var att sluttrycket blev 11,85 bar och tryckökningen (från startvärdet 10,68 bar) blev 1,17 bar (Figur 13). Det var 30 % högre än den uppmätta ökningen på 0,904 bar. Chen et al:s (2004) simulerade tryckökning var 1,04 bar, d.v.s. 15 % högre än den uppmätta (Tabell 5). Vätskenivån i tanken sjönk från 9,732 m<sup>3</sup> till 9,613 m<sup>3</sup>, en minskning med 0,119 m<sup>3</sup>, 19 % av den uppmätta. Chen et al. (2004) simulerade en volymminskning på 0,097 m<sup>3</sup>, 15 % av den uppmätta vär-

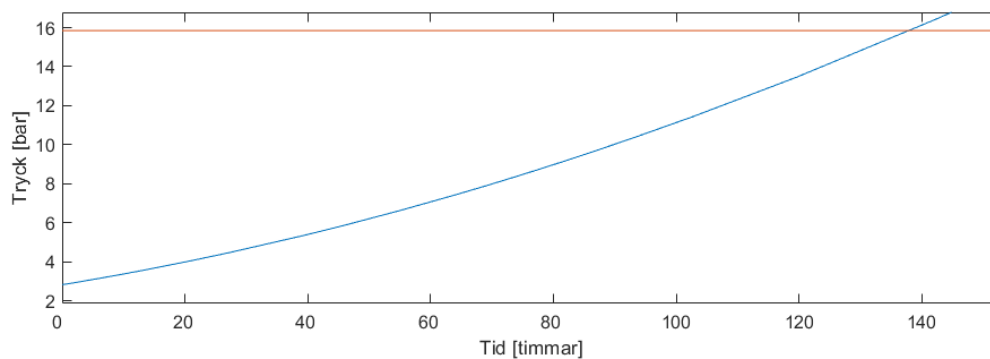
det. Alltså var resultaten från denna simulering i närheten av mätvärdena, men närmare de simulerade värdena i Chen et al (2004). De olika simuleringsresultaten avvek alltså i samma riktning.



Figur 13: Tryckprofil för tanken på 56,78 m<sup>3</sup> från Chen et al. 2004. Starttryck är 10,68 bar. Trycket efter fem dygn är 11,85 bar, att jämföra med 11,58 bar som uppmättes av Chen et al. (2004).

#### 4.2.2 Validering 2

Resultatet av simulering 2 var en holding time på 138 h (Figur 14), vilket var 1 h eller 0,7 % längre än de 137 h som Harper & Powars (2003) uppmätte, som även var Sharafian et al:s (2016) simuleringsresultat.

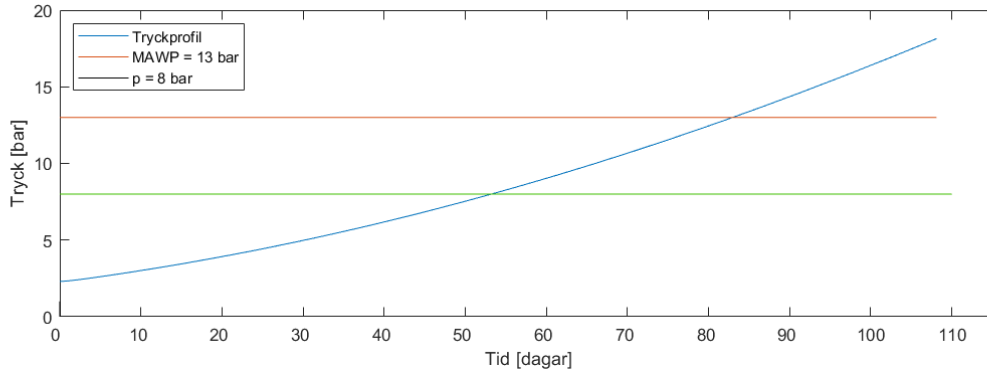


Figur 14: Tryckprofil för tanken på 0,257 m<sup>3</sup> från Sharafian 2016. Trycket når MAWP = 15.85 bar, vid 138 h, att jämföra med 137 h för Harper & Powars (2003) och Sharafian et al. (2016).

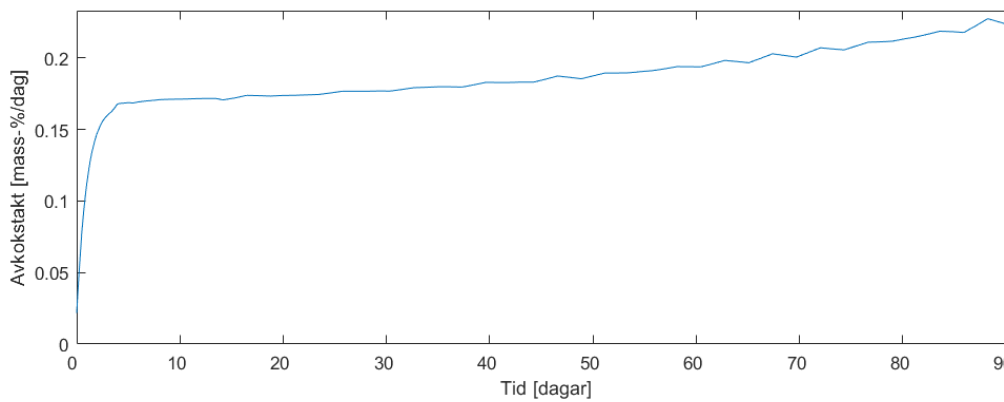
#### 4.2.3 Validering 3

##### 4.2.3.1 Validering 3.a

Vid validering 3 blev holding time för tanken med metan vid 2,3065 bar omkring 82,9 dygn (Figur 15), motsvarande 95 % av de 87,4 dygn som Sharafian et al. (2016) erhöll. Avkokstakten (Figur 16) har en anmärkningsvärt annorlunda profil mot avkokstakten från Sharafian et al. (2016) i Figur 9, vilket tas upp i diskussionen.



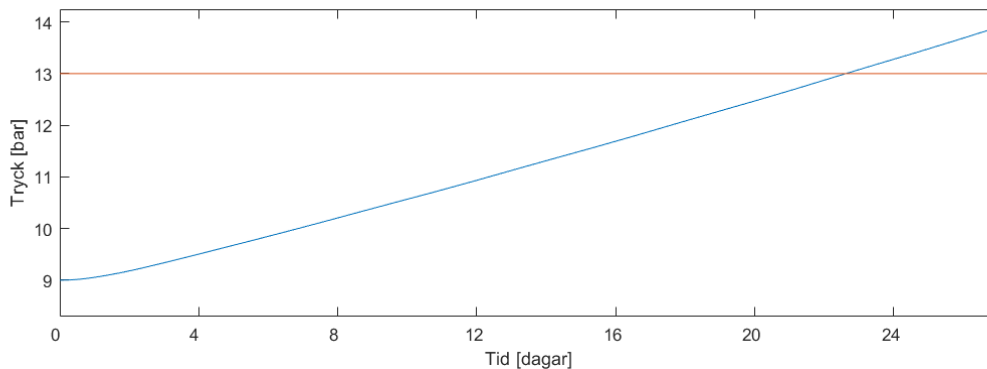
Figur 15: Tryckprofil för en tank på 57,2 m<sup>3</sup>, fylld till 80 % med omättad (kall) LNG, vid 2,3065 bar. Trycket når MAWP = 13 bar, vid 82,9 dygn, att jämföra med 87,4 dygn i Sharafian et al. (2016). En linje markerar trycket 8 bar, som antas vara det högsta ett tankande fordon tar emot. Trycket når 8 bar efter 53,2 dygn.



Figur 16: Avkokstakt över tid i % av total massa i tanken per dag, för omättad (kall) metan. Den avviker tydligt från avkokstakten från Sharafian et al. (2016) i Figur 9.

#### 4.2.3.2 Validering 3.b

Med begynnelsestryck 9,00 bar och temperatur -126,5 °C, s.k. mättad eller 'varm' förvätskad metan, blev holding time 22,6 dygn (Figur 17), c:a 97 % av de 23,4 dygn som Sharafian et al. (2016) erhöill.



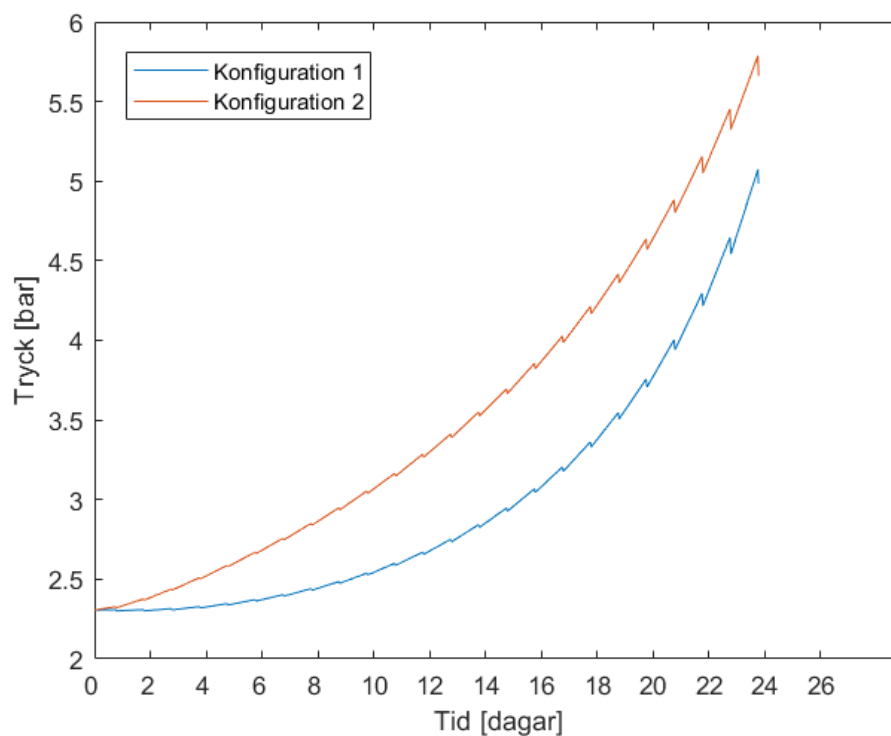
Figur 17: Tryckprofil för tanken på 57,2 m<sup>3</sup> från Sharafian 2016, fylld till 80 % med mättad (varm) LNG, vid 9,00 bar. Trycket når MAWP = 13 bar, vid 22,6 dygn, att jämföra med 23,4 dygn i Sharafian et al. (2016).

Båda simuleringarna för de olika begynnelsestrycken gav alltså holding times nära de som Sharafian et al. (2016) fick. Även avkokstakten utvecklades på samma sätt för båda trycken, men de båda NER-profilerna skiljde sig också från Sharafian et al:s (2016) resultat, till både form och storlek. Y-axeln var graderad två storleksordningar lägre hos Sharafian et al. (2016) än i denna studie, och utan angiven

enhet. Eftersom funna holding times stämde bra med resultaten från Sharafian et al. (2016), stämmer rimligen avkokstakten också bra med den tidigare studien. Det är inte säkert, p.g.a. den otydliga figuren.

#### 4.2.4 Validering 4

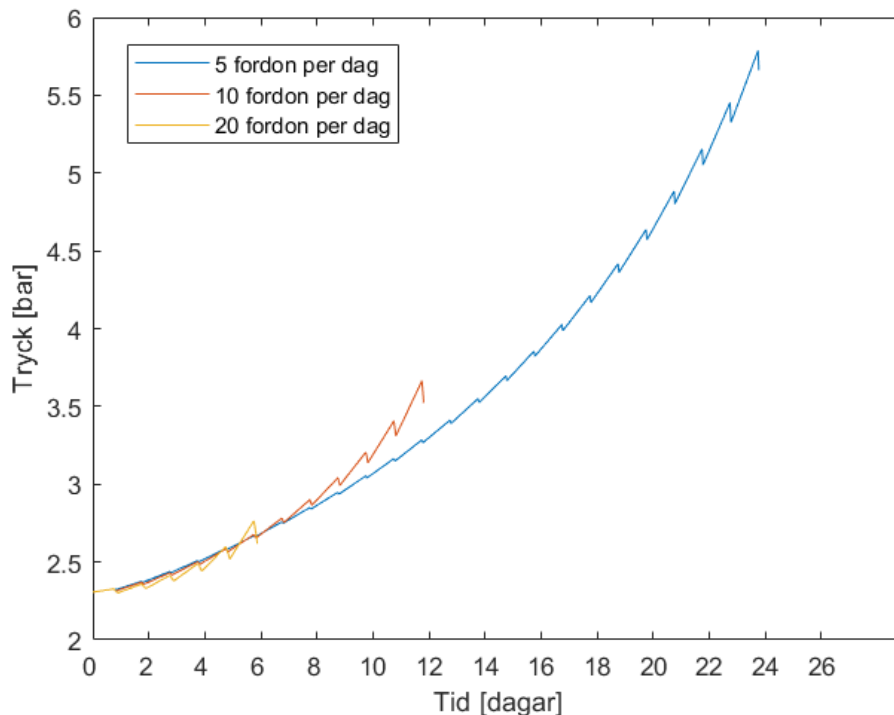
I validering 4 steg trycket över tid, men sjönk varje tillfälle ett fordon tankade (Figur 18). Tryckminskningen vid tankning blev större efter längre tids drift, när trycket i tanken var högre och innehållets totala massa lägre. Med konfiguration 1 steg trycket först långsamt, men allt snabbare efterhand. Med konfiguration 2 steg det snabbare i början än med konfiguration 1, men takten ökade inte lika snabbt, varför skillnaden i tryck mellan de två konfigurationerna minskade mot slutet. Trycket var dock alltid högre med konfiguration 2. I båda fallen fick tryckprofilen en annan form än profilen från Sharafian et al. (2016), där trycket nådde ett maximum och sedan snabbt vände nedåt (se Figur 10). Tryckutvecklingen för konfiguration 2 liknade utvecklingen från Sharafian et al. (2016) under den första hälften av förloppet. Därför användes konfiguration 2 för samtliga övriga simuleringar, utom validering 1 som saknade termisk massa.



Figur 18: Tryck i LNG-tank på tankstation under drift med 5 tankande fordon per dag. Konfiguration 1: Hälften av isoleringen var placerad mellan atmosfären och tankens termiska massa, andra hälften mellan den termiska massan och fluiden i tanken. Konfiguration 2: Isoleringens största del var placerad mellan den termiska massan och atmosfären.

Med fler tankande fordon per dag, 10 och 20, blev tryckökningen i tanken lägre innan den hade tömts. Den tömdes snabbare eftersom mer material tömdes ut varje dag, men trycket steg till ungefär samma nivå på samma tid (se Figur 19), även om det är tydligt att trycket steg snabbare när mindre material fanns i tanken. Till skillnad från hos Sharafian et al. (2016) sjönk inte trycket vid tankning mer än det sedan steg följande dygn av omgivningsluftens värme, oavsett hur mycket material som tömdes ur den, och oavsett tryck och total massa vid tankning.





Figur 19: Tryckprofil för LNG-tank, med 5, 10 och 20 tankande fordon per dag, att jämföra med resultaten från Sharafian et al. (2016) i Figur 10.

## 5 Simulerade scenarier – förutsättningar och indata

Baserat på simuleringarna från Sharafian et al. (2016) utformades simuleringar av tankning på en LBG/LCBG-tankstation. De syftade till att undersöka driften på en LBG-tankstation med avkokskomprimering som avkokshantering och CBG-produktion.

Varje driftscenario hade ett konstant antal tankande fordon per dag, för att representera olika genomsnittlig efterfrågan. Tryckförändringarna i en lagertank sker långsamt, och skillnaderna i antal fordon från dag till dag har oftast inte någon större påverkan. Då nya LNG-lastbilar tolererar ett större spann av tryck i bränsletanken än tidigare, tilläts trycket i lagertanken stiga till 8 bar innan ett försök avbröts. Försöket avbröts också om trycket sjönk till 1 bar.

Som mått på tankstationens funktion söktes trycknivån, volymen vätska i tanken samt *holding time* (den tid en LNG-tank kan stå från påfyllning tills den når högsta tillåtna tryck). Dessa nyckeltal avgör hur en tank reagerar på olika nivåer av efterfrågan, och hur stor risken är att behöva fackla gas eller släppa ut den till atmosfären.

Följande simuleringar genomfördes:

1. Det undersöktes huruvida det ger olika förändring i tryck att ta massa ur tanken i form av vätska eller gas. Trycket tilläts stiga från 2,3065 bar till 3 bar, varefter antingen ett LBG-fordon tankade 380 liter LBG (100 gallons; 151 kg vid 3 bar), eller ett CBG-fordon tankade 15 kg CBG, alltså avkok. Det visade sig att trycket sjunker mycket mer, per kg bränsle, om massa tas ur tanken som gas än som vätska, vilket föranledde senare simuleringar. Mer om resultatet i 6.1 (simulering 1).
2. Enligt Sharafian et al. (2016) och valideringen i stycke 4.2.4 räckte fem tankande fordon per dag för att tömma lagertanken innan trycket nådde 8 bar. Här testades om färre fordon per dag kunde tömma tanken tillräckligt snabbt. Driftfall med ett till fyra tankande LBG-fordon

per dag simulerades (Tabell 10). Utgångsläget var det i Tabell 8, med omättad metan. Varje fordon tankade 380 liter LBG per tillfälle. De tankande LBG-fordonen återförde inte avkok från sin bränsletank till stationens lagertank.

3. För att komplettera resultatet från simulering 1 och undersöka avkokskomprimeringens förmåga att avhjälpa övertryck simulerades fler driftfall på tankstationen. Avkok komprimerades till ett visst antal CBG-fordon per dag (Tabell 11). Utgångsläget var det i Tabell 8, med omättad metan. Varje fordon tankade 15 kg CBG per tillfälle. Simuleringen avbröts om trycket nådde 8 bar, fast ett högre tryck i tanken inte förhindrar avkokskomprimering. Det gjordes eftersom syftet med avkokskomprimeringen var kunna tanka LBG-fordon, och inte att producera CBG.
4. Om ett till tre LBG-fordon tankade varje dag tömdes inte lagertanken innan den nådde 8 bar (se resultat för simulering 2 i stycke 6.2). Därför simulerades kombinationer av olika (låga) antal tankande LBG- och CBG-fordon. Det gjordes i syfte att undersöka hur många CBG-fordon som behövdes för att kompensera för olika nivåer av brist på efterfrågan från LBG-fordon (Tabell 12). I varje simuleringsfall antogs samma utgångsläge som i Tabell 8, med omättad metan. Varje CBG-fordon tankade 15 kg komprimerat avkok, och varje LBG-fordon 380 liter LBG.
5. Då simuleringarna 1-4 använde Sharafian et al:s (2016) ansatta omgivningstemperatur 25 °C förmodades att deras resultat avvek från svenska förhållanden. Därför undersöktes hur simuleringarna förändras av temperaturer närmare årsmedeltemperaturen i Sverige, som är +3 °C (SMHI, 2017). Omgivningstemperaturen sattes till 0 °C, och vissa driftfall från simulering 4 upprepades (Tabell 13). Simuleringarna som upprepades valdes för att undersöka om den lägre temperaturen förlängde tiden till övertryck.
6. Efter avslutad simulering av driften i validering 4, och efter att driftsimuleringarna 2–5 avslutats, simulerades påfyllning av lagertanken. När tanken tömts eller nått 8 bar eller 1 bar, fylldes den på med flytande metan vid 2 bar till vätskenivån 80 %, och trycket efter påfyllningen bestämdes.

Tabell 10: Driftfall i simulering 2

Driftfall	Antal LBG-fordon per dag	Antal CBG-fordon per dag
a)	1	0
b)	2	0
c)	3	0
d)	4	0

Tabell 11: Driftfall i simulering 3

Driftfall	Antal LBG-fordon per dag	Antal CBG-fordon per dag
a)	0	1
b)	0	2
c)	0	4
d)	0	5
e)	0	10

Tabell 12: Driftfall i simulering 4

Driftfall	Antal LBG-fordon per dag	Antal CBG-fordon per dag
a)	1	1
b)	1	2
c)	1	3
d)	1	4
e)	1	5
f)	1	10
g)	2	1
h)	2	2
i)	3	1

Tabell 13: Driftfall i simulering 5, med omgivningstemperaturen 0 °C.

Driftfall	Samma som simulering	Antal LBG-fordon per dag	Antal CBG-fordon per dag
a)	3.c)	0	4
b)	4.b)	1	2
c)	4.c)	1	3
d)	4.g)	2	1
e)	4.h)	2	2
f)	2.c)	3	0

## 6 Resultat

För simuleringarna 2–5 redovisas trycken efter påfyllning enligt simulering 6 i respektive resultatabell (Tabell 14-Tabell 17).

### 6.1 Simulering 1

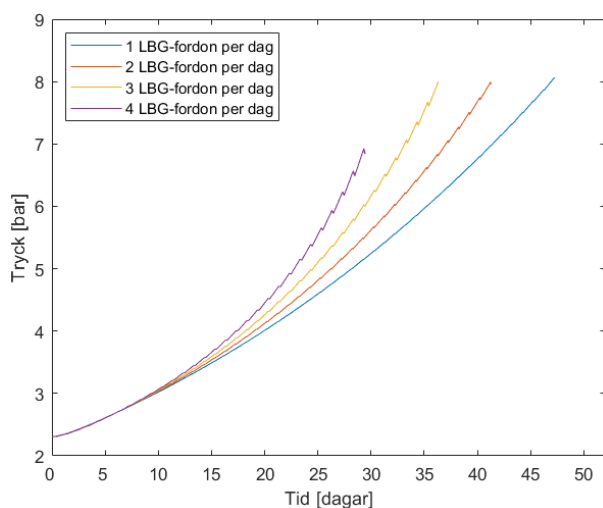
När ett LBG-fordon tankade 380 liter (100 gallons; 151 kg) LBG vid 3 bar, sjönk trycket i tanken med 0,0021 bar (eller 1,36 Pa/kg) till 2,9979 bar. När ett CBG-fordon tankade 15 kg CBG (avkok) vid 3 bar, sjönk trycket med 0,0208 bar (eller 139 Pa/kg) till 2,9792 bar. Trycket sjönk alltså över 100 gånger mer per kg avkok som togs ut ur tanken än det gjorde per kg LBG, vid samma tryck.

### 6.2 Simulering 2

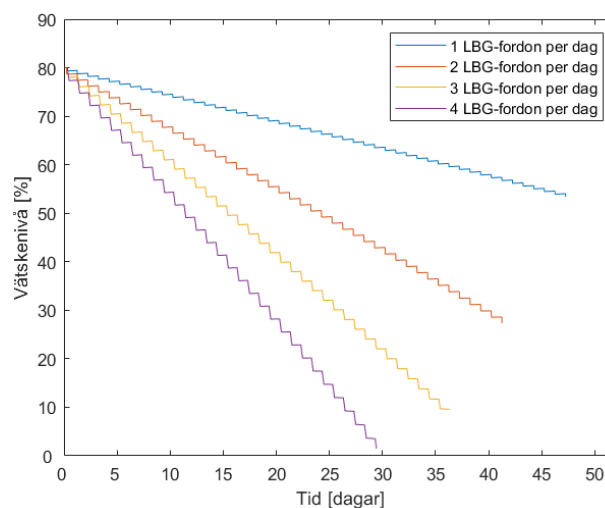
När ett LBG-fordon per dag tankade, blev tiden tills trycket nådde 8 bar något kortare än i validering 3.a., när samma tank var orörd; 47 mot 53 dagar. Vätskenivån i tanken sjönk dock, eftersom material avlägsnades. Med fler tankande LBG-fordon per dag minskade tiden och vätskenivån ytterligare (Tabell 13). Med 4 LBG-fordon per dag tömdes tanken innan trycket nått 8 bar (Figur 20 och Figur 21). 5, 10 och 20 tankande LBG-fordon per dag redovisas i validering 4.

Tabell 14: Resultat för driftfallen i simulering 2

Driftfall	LBG/dag	CBG/dag	Dagar	Tryck [bar]	Vätskenivå [%]	Tryck efter påfyllning [bar]
a)	1	0	47	8	54	5,8
b)	2	0	42	8	27	4,1
c)	3	0	36	8	9,6	3,4
d)	4	0	29	6,9	1,5	2,9



Figur 20: Tryckprofiler för driftfallen i simulering 2



Figur 21: Vätskenivåprofiler för driftfallen i simulering 2

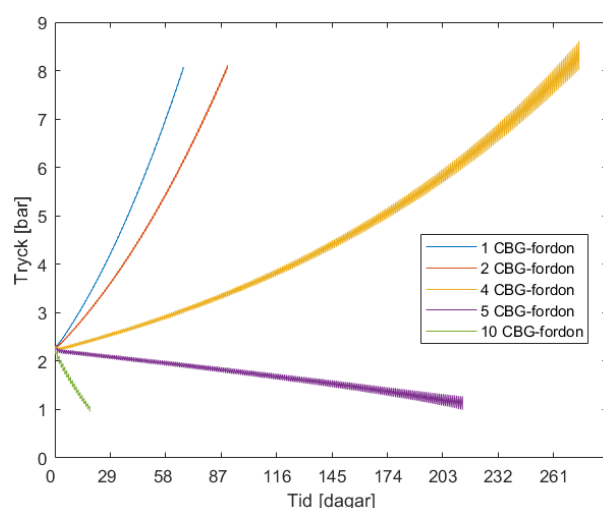
### 6.3 Simulering 3

När inga LBG-fordon tankade, varierade tiden innan trycket nådde 1 eller 8 bar kraftigt med antalet tankande CBG-fordon (Tabell 15). Med avkokskomprimering till ett (1) CBG-fordon per dag, steg vätskenivån i lagertanken trots att material avlägsnades, och den blev högre än i utgångsläget innan trycket nådde 8 bar. Med två eller fler tankande CBG-fordon per dag sjönk vätskenivån under driften.

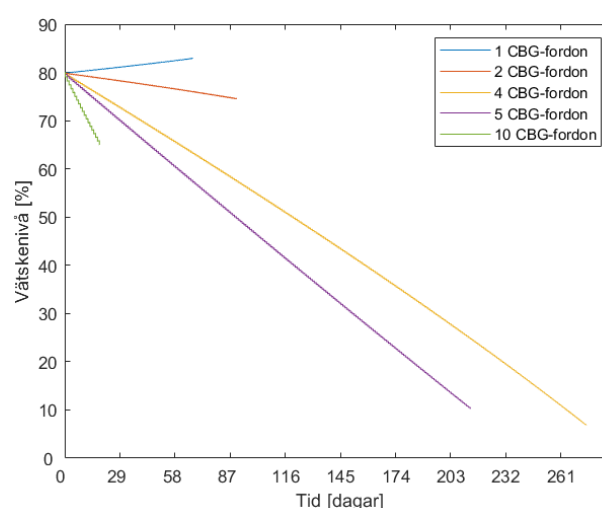
För fyra CBG-fordon per dag blev drifttiden 261 dagar innan trycket nådde 8 bar, vilket var den längsta tiden för de simulerade fallen (Figur 22). Vätskenivån vid 8 bar blev då 10,9 %. För fem CBG-fordon per dag sjönk trycket istället mer när avkok komprimerades än det steg mellan tillfällena. Trycket nådde då 1 bar efter 213 dagar, vid vätskenivån 10,2 %. Tanken tömdes inte i något av fallen genom enbart avkokskomprimering (Figur 23).

Tabell 15: Resultat från simulering 3

Driftfall	LBG/dag	CBG/dag	Dagar	Tryck [bar]	Vätskenivå [%]	Tryck efter påfyllning [bar]
a)	0	1	67	8	83	-
b)	0	2	89	8	75	7,5
c)	0	4	261	8	10,9	3,3
d)	0	5	213	1	10,2	1,9
e)	0	10	18	1	65	1,2



Figur 22: Tryckprofiler för driftfallen i simulering 3. Till synes tjocka linjer kommer av snabba variationer relativt tidsupplösningen.



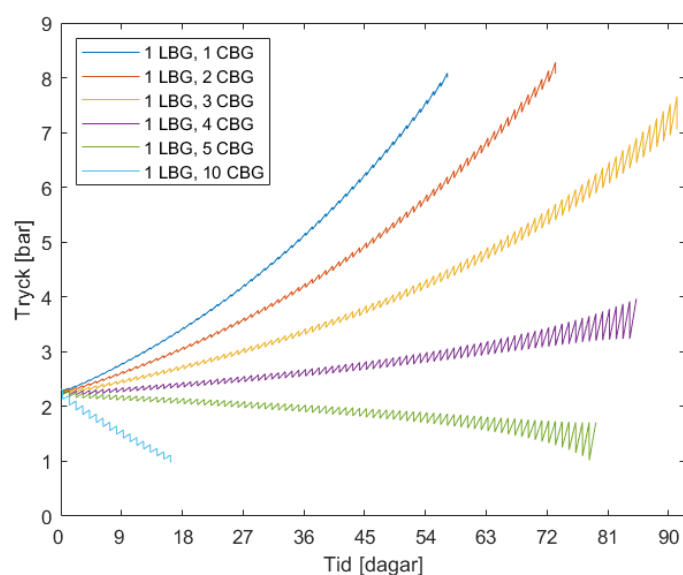
Figur 23: Vätskenivåprofiler för driftfallen i simulering 3.

## 6.4 Simulering 4

Resultatet av simulering 4 visade att låg efterfrågan från LBG-fordon kunde kompenseras med bara ett fåtal tankande CBG-fordon (Tabell 16). Tanken tömdes innan trycket nådde 8 bar, om minst fyra fordon tankade, oavsett fördelning mellan LBG- och CBG-fordon. Det betyder att varje LBG-fordon färre än fyra per dag kunde ersättas av ett CBG-fordon, fast det tankade en tiondel så stor massa ur lagertanken. Detta gällde, förutom när inga LBG-fordon tankade. Då krävdes fem CBG-fordon per dag, som simulering 3 visade. Med ett tankande LBG-fordon per dag, innebar varje extra CBG-fordon upp till tre, att drifttiden innan maxtryck eller tömning förlängdes. Ytterligare CBG-fordon utöver det, fyra eller fler, innebar åter kortare drifttid till tömning och lägre tryck vid tömd tank, eller att trycket nådde 1 bar innan tankanden tömdes (Figur 24).

Tabell 16: Resultat av simulering 4

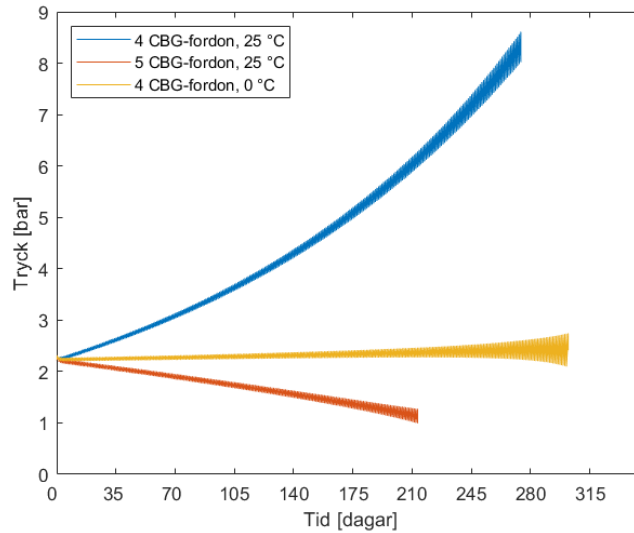
Driftfall	LBG/dag	CBG/dag	Dagar	Tryck [bar]	Vätskenivå [%]	Tryck efter påfyllning [bar]
a)	1	1	57	8	42	5,0
b)	1	2	72	8	25	4,0
c)	1	3	91	7,7	1,1	2,8
d)	1	4	85	4,0	1,2	2,4
e)	1	5	79	1,7	1,3	2,1
f)	1	10	16	1	55	1,2
g)	2	1	49	8	12	3,4
h)	2	2	54	7,4	1,4	2,8
i)	3	1	38	7,0	1,5	2,7



Figur 24: Tryckutveckling i lagertanken vid några olika driftscenarier från simulering 4.

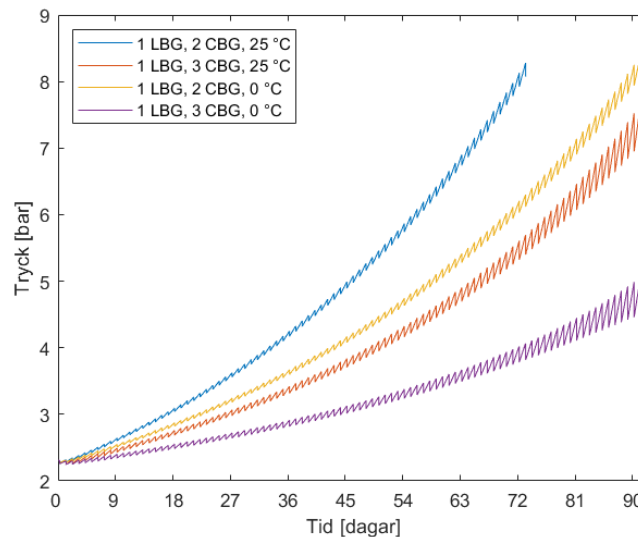
## 6.5 Simulering 5

Gränsen mellan om trycket steg mot 8 bar eller sjönk mot 1 bar i simulering 3 (endast CBG-fordon) gick mellan 4 och 5 tankande CBG-fordon per dag. För att undersöka om en förändring i omgivningstemperaturen skulle påverka huruvida trycket steg eller sjönk, simulerades fyra dagliga tankande CBG-fordon vid omgivningstemperaturen 0 °C. Resultatet blev att trycket steg långsamt och lagertanken tömdes genom komprimering av avkok, innan trycket närmade sig någon av tryckgränserna (Figur 25).



Figur 25: Tryckprofiler för driftfall från simulering 3 och 5.

I simulering 4, när ett (1) LBG-fordon och ett eller två CBG-fordon tankade per dag, tömdes inte lagertanken innan trycket nådde 8 bar. Med tre eller fler CBG-fordon per dag tömdes den i tid. Därför simulerades samma två driftfall med omgivningstemperaturen 0 °C. Som synes i Figur 26 nådde trycket 8 bar innan tanken tömdes med ett LBG- och två CBG-fordon per dag, oavsett temperatur. Den lägre temperaturen förlängde dock drifttiden jämfört med den högre. I samma figur syns också att ett LBG- och tre CBG-fordon per dag tömde lagertanken innan den nått 8 bar, på samma tid oavsett temperatur. Vid den lägre temperaturen steg dock trycket omkring 50 % mindre än vid den högre. Resultaten redovisas även i Tabell 17.



Figur 26: Tryckprofiler för driftfall från simulering 4 och 5.

Tabell 17: Resultat från simulering 4 och 5.

Omgivnings-temperatur [°C]	Driftfall	LBG/dag	CBG/dag	Dagar	Tryck [bar]	Vätskenivå [%]	Tryck efter påfyllning [bar]
25	4.b)	1	2	72	8	25	4
	4.c)	1	3	91	7,7	1,1	2,8
0	5.b)	1	2	89	8	10,5	3,3
	5.c)	1	3	91	4,5	1,1	2,5

När driftfallen med två LBG-fordon och ett respektive två CBG-fordon simulerades vid 0 °C (simuleringsfall 5.d) och 5.e)), upprepades samma mönster. Drifttiden fram till 8 bar i fall 5.d) förlängdes jämfört med den högre temperaturen, men trycket nådde ändå gränsen innan tankens tömts. Trycket när tanken tömts i fallet 5.e) var lägre än med den högre temperaturen. I fall 5.f), med tre LBG-fordon per dag (och inga CBG) ledde den lägre temperaturen till att tanken tömdes innan den nådde 8 bar, vilket den inte gjorde med den högre temperaturen.

## 6.6 Simulering 6

För simuleringarna 2–5 redovisas trycken efter påfyllning i respektive resultattabell ovan. Trycken efter påfyllning för validering 4 redovisas i Tabell 18. Efter påfyllning med "kall" metan (2 bar) sjönk trycket i samtliga fall, men till olika nivå beroende på trycket i tanken före påfyllning.

Tabell 18: Simuleringsresultat av påfyllning efter drift enligt driftfallen från Sharafian et al. (2016).

Tankande LNG-fordon/dag	Dagar i drift till tom tank	Sluttryck [bar]	Tryck efter påfyllning [bar]
5	24	5,7	2,6
10	12	3,5	2,3
20	6	2,6	2,2

## 6.7 Sammanfattning

I valideringsstudie 4 fick trycket i lagertanken inte en sjunkande trend oavsett hur många LBG-fordon, upp till 20, som tankade per dag. Det trots att tanken i det fallet med 20 fordon tömdes på endast sex dygn. I simuleringarna visade det sig att trycket kunde fås att sjunka med avkokskomprimering. Den kunde avhjälpa övertryck innan lagertanken tömts, förlänga drifttiden fram till övertryck eller bidra till lägre tryck i den tömda tanken.

Med den kraftiga värmeisoleringen hos den modellerade tanken, och en omgivningstemperatur på 25 °C, räckte ett fåtal tankande fordon per dag, fyra till fem, för att avstyra att trycket nådde 8 bar innan lagertanken tömts. Det gällde oavsett om det var LBG- eller CBG-fordon som tankade, trots att CBG-fordonen tankade en tiondel av massan som LBG-fordonen tankade. Högre efterfrågan gav i varje fall lägre tryck i tanken när den tömts.

Lägre omgivningstemperatur gav bättre förutsättningar att undvika övertryck i lagertanken i varje simulerat fall.



## 7 Diskussion

Modellen som byggdes i Simscape hade vissa begränsningar. Den kunde t.ex. inte simulera ett lager för CBG (trycksatta gasflaskor) med tryck som steg högre än det kritiska trycket för metan (46 bar), när avkok från LBG-lagret komprimerades där. Simuleringen kunde inte heller köras kontinuerligt under tankning, med tankande fordon som bara tillfälligt stod i termisk kontakt med lagertanken, eller automatiskt hantera fluidens två faser separat i olika delar av systemet. En del av dessa brister kunde avhjälpas genom att kombinera separata modeller för olika faser i tankstationens drift. Komponenten Saturated Fluid Chamber delade upp lagervolymer i skilda volymer för de två faserna, men andra detaljer i systemet kunde inte modelleras tillfredsställande. Trots det kunde simuleringar från tidigare studier utföras med den nya modellen, men bristen på empiriska data för validering av resultaten kvarstod.

Den simulerade förändringen i tryck och vätskevolum i validering 1 var i samma storleksordning som förändringen som Chen et al. (2004) uppmätte, men betydligt närmare simuleringsresultaten från samma studie. Eftersom mätdatan var begränsad, endast två mätpunkter, är det svårt att avgöra dess tillförlitlighet, vilken författarna inte heller kommenterade. En tänkbar anledning att båda studiernas simuleringsresultat avvek från mätdata på samma sätt är att de utgick från samma antaganden, som avvek från verkligheten på något sätt som inte heller redovisades. Det skulle innebära att de två simuleringsmetoderna var likvärdiga, åtminstone för den enkla simuleringsuppställning från Chen et al. (2004) som användes i den nya modellen.

Riktigheten hos mätvärdena för vätskenivån från Chen et al. (2004) kan ifrågasättas på grund av följande: Under antagande att innehållet består av ren metan, att dess totala massa är konstant och att tryck och temperatur är lika i hela tankens volym, gäller att

$$m_{tot} = V_f \cdot d_f + V_g \cdot d_g$$

där  $m_{tot}$  är innehållets totala massa,  $V_f$  är vätskans volym,  $d_f$  är vätskans densitet,  $V_g$  är gasens volym och  $d_g$  är gasens densitet.  $d_f$  och  $d_g$  är funktioner av trycket, och

$$V_f + V_g = V_{tank}$$

där  $V_{tank}$  är tankens totala volym. Genom algebra fås

$$V_f = \frac{m_t - V_{tank} \cdot d_g}{d_f - d_g}$$

Förändringen från  $V_{f,1}$  vid trycket 10,68 bar till  $V_{f,2}$  vid trycket 11,58 bar blir  $-0,093 \text{ m}^3$  med densiteter för metan från Bell et al. (2014), att jämföra med den uppmätta förändringen på  $-0,632 \text{ m}^3$ . Det uppmätta värdet påverkas av LNG:ns sammansättning och av att vätskan i verkligheten inte håller likformig temperatur, men det avviker anmärkningsvärt mycket från det teoretiska värdet även med tanke på det. Det kan tyda på att något har gått fel vid mätningen.

Resultatet från validering 2 stämde väl med mätdatan från Harper & Powars (2003) och simuleringsresultatet från Sharafian et al. (2016), och baserades också på mer noggrant mätta data än validering 1. Simulerade holding times i validering 3.a och 3.b stämde också väl med resultaten från Sharafian et al. (2016). Alltså gav de två olika metoderna att simulera samma förlopp med olika programvaror liknande resultat, som baserat på resultatet av validering 2 borde stämma väl med verkligheten.

Profilen för avkokstaktens utveckling var avgjort olika mellan validering 3 och Sharafian et al. (2016). I valideringen startade den från 0 och steg snabbt innan den saktade in och steg långsamt. I den tidigare studien startade den på ett relativt högt värde och sjönk snabbt varpå den steg långsamt på ett

liknande sätt som i valideringen. Båda de simulerade avkokstakterna uppvisar en långsam stigning efter två olika inledningskedan. Det kan tänkas att skillnaden beror på simuleringstekniska skillnader. Om t.ex. Sharafian et al. (2016) ansatte tankens temperatur högre än det flytande metanets temperatur i utgångsläget, skulle det leda till högre avkokstakt från början, tills tanken kylts av innehållet. Även mer grundläggande beräkningstekniska skillnader kan ha bidragit. T.ex. hade Simscape-simuleringarna kunnat startas från ett steady state-läge, vilket kunde ha givit andra resultat, oavsett om det hade varit närmare verkligheten eller inte.

Resultaten av validering 4 avvek från Sharafian et al:s (2016) resultat vad gäller tryckprofilens utseende. Trycket sjönk inte lika mycket vid tankning av flytande metan, åtminstone inte under driftens sena skede. Det fick genomslag i resultatet som en annan sorts tryckprofil, som kan beskrivas som att den hade en positiv andraderivata där Sharafian et al. (2016) fick en negativ. Vilken av tryckprofilerna som stämmer bättre med verkligheten är svårt att veta, då det inte finns några empiriska data att jämföra med. Sharafian et al. (2016) använde dock den mer avancerade simuleringemetoden.

Resultaten av simulering 1 visade att trycket i en lagertank för LBG sjunker mycket mer per kg avkok som tas ut ur den, c:a 100 gånger, än det gör per kg vätska. Det betyder att låg efterfrågan från LBG-fordon kan kompenseras med att avlägsna avkoket ur tanken. För att inte behöva fackla avkoket behövs CBG-fordon som kan tanka det komprimerade avkoket tillräckligt ofta. Om stationen har en kompressor för avkoket har den också en kryogen pump och en förångare för LBG. Om företaget valt att investera i LCBG-utrustningen beror det sannolikt på att de räknar med lokal efterfrågan på CBG, varför risken för att komprimerat avkok inte skulle bli sålt vore liten.

Simulering 2 visade att övertryck i lagertanken kan undvikas redan vid låg efterfrågan på innehållet. Det har Sharafian et al. (2016) också visat, men denna simulering visade också att så få som fyra LBG-fordon per dag kunde hålla avkoket i schack, under de givna förutsättningarna.

Simulering 3 visade att avkokskomprimering, om efterfrågan på LBG helt saknas, kan fördröja tidpunkten för övertryck länge, om det komprimerade avkoket kan säljas till CBG-fordon. Med fem tankande CBG-fordon per dag sjönk trycket i tanken under driften och nådde 1 bar innan den tömts. I verkligheten vore det inte ett problem eftersom CBG skulle tillverkas genom att förångas LBG, vilket skulle sänka trycket mindre än avkokskomprimering. Detsamma gäller för simulering 4, när tankande LBG- och CBG-fordon kombineras. Tillräckligt många tankande CBG-fordon medför sjunkande tryck i tanken, om de försörjs enbart med komprimerat avkok, vilket inte är fallet.

Simulering 5 visar att lägre omgivningstemperatur ger längre holding time, lägre tryck i en tömd tank och lägre behov av avkokshantering. Det bekräftar den intuitiva förståelsen av systemet, och visar att svenska förhållanden med lägre genomsnittliga utomhustemperaturer än de som Sharafian et al. (2016) simulerade, är gynnsamma för LBG-tankstationer.

Trycken efter påfyllning i simulering 6 hamnade mellan trycket på den LBG som tillfördes, 2 bar, och trycket i tanken innan påfyllningen. Det framstår som rimligt. Trycket borde dock inte höjas mycket av det avkok som finns i tanken, trots den högre temperaturen, då massan är så liten relativt den massa som tillförs. I fallet med fem tankande fordon per dag var trycket efter tömning 5,7 bar, och efter påfyllning 2,6 bar, vilket verkar högt med tanke på den lilla mängden avkok i tanken. Det är dock så att den termiska massan hade tagit upp 177 MJ värme innan tanken tömts, och nått temperaturen -133 °C. Mättnadstemperaturen för metan vid 2 bar är -153 °C, och förångningsentalpin är 493 kJ/kg, vilket talar för att den värme som finns i den termiska massan kan ha påtaglig påverkan på trycket och temperaturen när kall metan fylls på. Eftersom Sharafian et al. (2016) inte simulerade påfyllning efter att tanken tömts, och Chen et al. (2004) inte modellerade sin tank med termisk massa, finns inga tidigare simuleringar att jämföra med, och inte heller några empiriska data. Däre-

mot skulle trycket efter påfyllning ha blivit betydligt lägre om simuleringen av tankning gett samma låga tryck som Sharafian et al. (2016) fick.

Simuleringen av påfyllning var delvis orealistisk. Tanken tilläts tömmas tills 1 % av dess volym var vätska, vilket är mycket lågt. Påfyllningen inleddes direkt efter tömning eller direkt efter att trycket nått angiven nivå (8 eller 1 bar), vilket inte heller är realistiskt. Sannolikt skulle tanken fyllas på tidigare än så. Det hade antagligen också varit rättvisande att registrera tankens tryck någon tid efter att påfyllningen avslutats, för att låta en ny jämvikt inställa sig. Nu registrerades trycket i samma ögonblick som påfyllningen avslutats.

Den låga efterfrågan som räcker tekniskt, bör jämföras med tankstationers kostnader från Mariani (2016). 11 tankande LBG-fordon per dag på en viss tankstation, som skulle räcka väl för att kontrollera trycket i lagertanken, innebar en kostnad på 0,61 EUR/kg, vilket sannolikt är ohållbart högt. En ekonomiskt hållbar nivå på efterfrågan, 25 fordon per dag eller mer, skulle aldrig ge risk för övertryck i tankstationens lagertank. Om investeringen i LBG-stationen till att börja med har bedömts vara lönsam, skulle avkokshantering mycket sällan behövas. En investering i LCBG-utrustning motiveras snarare av efterfrågan på bränslet än av avkokshantering. Om man dock redan beslutat att investera i kryopump, förångare m.m., kan avkokskomprimering till CBG-lagret eventuellt vara ett bra alternativ för avkokshantering. Det beror på hur det alternativet jämför sig ekonomiskt med andra alternativ för avkokshantering.

Enligt Mariani (2016) utgör kostnaden för LCBG-utrustningen nästan halva kostnaden för en kombinerad LBG- och LCBG-station. Det gör att den investeringen bör övervägas noga. Om stationens ägare vill komma åt CBG-marknaden i området där LBG-stationen byggs, skulle LBG bli både ett bränsle i sin egen rätt och en form för distribution av CBG. Den distributionsformen är billigare än distribution av CBG på tryckflaskor på långa avstånd, och har mindre miljöpåverkan på varje avstånd, fränsett förvätskningens energibehov relativt komprimeringens.

Simuleringsresultaten kan inte kopplas direkt till specifikt svenska förhållanden, men är ändå relevanta för LBG-stationer i Sverige. Skattningen av lönsamhet bygger på en studie från ett EU-projekt (Mariani, 2016) som inkluderar tankstationer i flera europeiska länder inklusive Sverige. Ländernas respektive förutsättningar inkluderas i den studien, men data är anonymiserade varför svenska resultat inte framträder tydligt.

Hos Benjaminsson & Nilsson (2009) och Dahlgren et al. (2011) undersöks och jämförs distributionens kostnader och energibehov för olika distributionsmetoder för biogas. De undersökningarna görs som om gasen skulle användas som CBG vid ankomsten, eller som om tryck och aggregationstillstånd vid ankomstpunkten vore ointressant. Resultaten är intressanta eftersom de visar att LBG kan vara ekonomiskt som distributionsätt för biogas, även om den inte ska användas i flytande form. Det gäller på tillräckligt stora avstånd, med tillräckligt stora flöden. Dock är det specifika energibehovet stort även på långa avstånd om förvätskningen räknas in.

Det är mer sannolikt att LBG produceras i första hand för att möta efterfrågan på just LBG, än att det skulle användas endast som distributionsform för CBG. En sådan renodlad förvätskning för distribution skulle kräva en så stor efterfrågan på CBG, så långt från produktionen att förhållandena i Sverige skulle ha förändrats mycket mot idag. En växande efterfrågan på LBG kan dock gynna även CBG-marknaden, om LBG-tankstationer utrustas med LCBG-utrustning och på så sätt tillgängliggör CBG på nya platser eller utökar utbudet.

## 8 Slutsats

I denna studie har en modell av en lagertank på en LBG/LCBG-station utformats och validerats mot empiriska data och andra modeller. Den simulerades under dessa förutsättningar:

- Volym: 57,2 m<sup>3</sup>
- Värmeledning genom skalet: 2,30 W/K (uttryckts som isoleringsförmåga: 0,435 K/W)
- Tankens termiska massa och specifika värmekapacitet: 21 455 kg och 477 J/(kg·K)
- Omgivningstemperatur: 25 °C och 0 °C
- Begynnelsetryck och -temperatur i tanken: 2,3065 bar och -150 °C
- Begynnelsefyllnadsgrad eller vätskenivå: 80 %
- Avkok i lagertanken komprimeras till CBG-lagret som avkokshantering

Baserat på simuleringsresultaten kan följande slutsatser dras:

- För att hålla trycket i en LBG-lagertank under 8 bar till dess den tömts, behövs fyra till fem tankande LBG- eller CBG-fordon per dag, om ett LBG-fordon tankar 380 liter LBG per tillfälle och ett CBG-fordon tankar 15 kg komprimerat avkok.
- Att avlägsna avkok från en LBG-lagertank sänker trycket i tanken c:a 100 gånger mer per kg än att avlägsna LBG i vätskefas.
- Att komprimera avkok ur en LBG-lagertank för att sälja som CBG fungerar tekniskt bra som avkokshantering vid låg efterfrågan på LBG, även när efterfrågan på CBG också är låg.

Det måste anses osannolikt att ett företag väljer att lägga till LCBG-utrustning på en LBG-station för att kompensera för bristande efterfrågan på LBG. LCBG-utrustningen kostar nästan lika mycket som LBG-stationen gör utan den, och det krävs uppåt 20 tankande fordon per dag för att tankstationen ska vara lönsam. Därför framstår LCBG-utrustningen som en orimlig metod att förbättra en investering som bedöms vara olönsam till att börja med. LCBG-utrustning adderas snarare till en LBG-station för att kunna sälja CBG, om efterfrågan finns eller förväntas. I det läget är komprimering av avkok att överväga som metod för avkokshantering.

## 9 Källförteckning

- AFDC, 2018a. Alternative Fuels Data Center: Filling CNG Fuel Tanks [WWW Document]. Altern. Fuels Data Cent. URL [https://afdc.energy.gov/vehicles/natural\\_gas\\_filling\\_tanks.html](https://afdc.energy.gov/vehicles/natural_gas_filling_tanks.html) (accessed 12.4.18).
- AFDC, 2018b. Alternative Fuels Data Center: Compressed Natural Gas Fueling Stations [WWW Document]. Altern. Fuels Data Cent. URL [https://afdc.energy.gov/fuels/natural\\_gas\\_cng\\_stations.html](https://afdc.energy.gov/fuels/natural_gas_cng_stations.html) (accessed 12.5.18).
- AGA, 2019. Säker hantering av kryogena gaser [WWW Document]. AGA Ind. URL [//www.aga.se/sv/safety\\_health\\_ren/cryogenic\\_liquid\\_safety/index.html](http://www.aga.se/sv/safety_health_ren/cryogenic_liquid_safety/index.html) (accessed 9.13.18).
- Angelidaki, I., Treu, L., Tsapekos, P., Luo, G., Campanaro, S., Wenzel, H., Kougias, P.G., 2018. Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives. *Biotechnol. Adv.* 36, 452–466. <https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2018.01.011>
- Baccioli, A., Antonelli, M., Frigo, S., Desideri, U., Pasini, G., 2018. Small scale bio-LNG plant: Comparison of different biogas upgrading techniques. *Appl. Energy* 217, 328–335. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.149>
- Bauer, F., Hulteberg, C., Persson, T., Tamm, D., 2013. Biogas upgrading - Review of commercial technologies. *SGC Rapp.* 270.
- Baux, Y., 2013. European LNG/L-CNG technology.
- Bell, I.H., Wronski, J., Quoilin, S., Lemort, V., 2014. Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. *Ind. Eng. Chem. Res.* 53, 2498–2508. <https://doi.org/10.1021/ie4033999>
- Benjaminsson, J., Nilsson, R., 2009. Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige.
- Biogas Öst, 2016. VÄGEN TILL ETT GASTANKSTÄLLE I DIN KOMMUN.
- Börjesson, P., 2016. Potential för ökad tillförsel och avsättning av inhemsk biomassa i en växande svensk bioekonomi. Lund University. Department of Technology and Society. Environmental and Energy Systems Studies.
- Burnham, A., 2013. Case Study – Liquefied Natural Gas. Argonne National Laboratory.
- Chart, 2013. LNG ISO intermodal containers.
- Chart Ferro, 2016. VT LNG SERIES - Vertical Cryogenic Storage Tanks for Liquefied Natural Gas.
- Chen, Q.-S., Wegrzyn, J., Prasad, V., 2004. Analysis of temperature and pressure changes in liquefied natural gas (LNG) cryogenic tanks. *Cryogenics* 44, 701–709. <https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2004.03.020>
- Cryostar, 2017. Cryostar | LNG AS FUEL ROAD TRANSPORT. Cryostar. URL <https://cryostar.com/lng-as-fuel-road-transport/> (accessed 12.4.18).
- Dahlgren, S., Ireblad, T., Lindgren, A., Lundborg, H., 2011. Biogasdistribution, från lokal till regional hantering - Beskrivande och jämförande studie av olika distributionsformer för biogas och fordonsgas. Biogas Öst; Sweco Environment AB Stockholm, Avfallsteknik.
- Ebenezer, A., Zahidul Islam, S., Xianda, J., 2010. Modelling of Boil-off Gas in LNG tanks: A case study. *Int. J. Eng. Technol.* 2.
- Energigas, 2018. Genombrott för gas till tung trafik. *Energigas* 3/2018.
- Energigas Sverige, 2018a. FÖRSLAG TILL NATIONELL BIOGASSTRATEGI 2.0. Energigas Sverige.
- Energigas Sverige, 2018b. Statistik om fordonsgas [WWW Document]. Energigas Sver. URL <https://www.energigas.se/fakta-om-gas/fordonsgas-och-gasbilar/statistik-om-fordonsgas/> (accessed 12.19.18).
- Energimyndigheten, 2013. Analys av marknaderna för biodrivmedel - Tema: Fordonsgasmarknaden (No. ES 2013:08).
- Gamla Uppsala Buss, 2019. Biogas och HVO - Gamla Uppsala Buss – GUB [WWW Document]. URL [http://www.gub.se/gub/?page\\_id=69](http://www.gub.se/gub/?page_id=69) (accessed 1.28.19).
- Gasnätet Stockholm, 2019. Vår verksamhet. Gasnätet Stockh. URL <http://www.gasnatetstockholm.se/om-gasnatet-stockholm/var-verksamhet/> (accessed 1.22.19).

- Goding, L., Elfwén, A., Wigenborg, G., Edsberg, S., Frisö, D., 2018. Sveriges el- och naturgasmarknad 2017 (No. R2018:08). Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna.
- Harper, G., Powars, C., 2003. Advanced Liquid Natural Gas Onboard Storage System (Report). <https://doi.org/10.2172/835120>
- Harrysson, J., 2018. Produktion och användning av biogas och rötresten år 2017 (No. ES 2018:01). Energimyndigheten, Eskilstuna.
- Hjort, A., Isaksson, B., 2018. Delrapport 4: Marknads- och distributionsanalys 22.
- IEA Bioenergy, 2017. Methane emissions from biogas plants – Methods for measurement, results and effect on greenhouse gas balance of electricity produced | Bioenergy. URL <https://www.ieabioenergy.com/publications/methane-emissions-from-biogas-plants-methods-for-measurement-results-and-effect-on-greenhouse-gas-balance-of-electricity-produced/> (accessed 12.19.18).
- Kurle, Y.M., Wang, S., Xu, Q., 2015. Simulation study on boil-off gas minimization and recovery strategies at LNG exporting terminals. *Appl. Energy* 156, 628–641. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.055>
- Laughlin, M., Burnham, A., 2016. Case study - Natural gas regional transport trucks. United States department of Energy.
- LNG Blue Corridors, 2018. Örebro, Sweden (SGA) | LNG Blue Corridors [WWW Document]. URL <http://lngbc.eu/node/30> (accessed 11.23.18).
- Mariani, F., 2016. Cost analysis of LNG refuelling stations (No. 3.8). LNG Blue corridors.
- Marine Service GmbH, 2014. Marine LNG Fuel Tank Container - An Introduction.
- MathWorks, 2018a. Physical Systems Simulation - Simscape [WWW Document]. URL <https://se.mathworks.com/products/simscape.html> (accessed 11.12.18).
- MathWorks, 2018b. MATLAB - MathWorks [WWW Document]. URL <https://se.mathworks.com/products/matlab.html> (accessed 12.5.18).
- MathWorks, 2018c. Simulink User's Guide R2018b. MathWorks.
- MathWorks, 2018d. Simscape User's Guide R2018b. MathWorks.
- Miana, M., del Hoyo, R., Rodrigálvarez, V., 2016. Comparison of evaporation rate and heat flow models for prediction of Liquefied Natural Gas (LNG) ageing during ship transportation. *Fuel* 177, 87–106. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.02.070>
- Miana, M., Hoyo, R. del, Rodrigálvarez, V., Valdés, J.R., Llorens, R., 2010. Calculation models for prediction of Liquefied Natural Gas (LNG) ageing during ship transportation. *Appl. Energy* 87, 1687–1700. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.10.023>
- Migliore, C., Salehi, A., Vesovic, V., 2017. A non-equilibrium approach to modelling the weathering of stored Liquefied Natural Gas (LNG). *Energy* 124, 684–692. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.068>
- Migliore, C., Tubilleja, C., Vesovic, V., 2015. Weathering prediction model for stored liquefied natural gas (LNG). *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 26, 570–580. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.056>
- Mokhatab, S., Mak, J.Y., Valappil, J.V., Wood, D.A., 2013. Handbook of Liquefied Natural Gas. Elsevier Science & Technology, Saint Louis, UNITED STATES.
- Myhre, G., Shindell, D., Bréon, F.-M., Collins, W., Fuglestvedt, J., Huang, J., Koch, D., Lamarque, J.-F., Lee, D., Mendoza, B., Nakajima, T., Robock, A., Stephens, G., Zhang, H., Aamaas, B., Boucher, O., Dalsøren, S.B., Daniel, J.S., Forster, P., Granier, C., Haigh, J., Hodnebrog, Ø., Kaplan, J.O., Marston, G., Nielsen, C.J., O'Neill, B.C., Peters, G.P., Pongratz, J., Ramaswamy, V., Roth, R., Rotstayn, L., Smith, S.J., Stevenson, D., Vernier, J.-P., Wild, O., Young, P., Jacob, D., Ravishankara, A.R., Shine, K., 2013. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing 82.
- Naturvårdsverket, 2018. Beviljade ansökningar klimatklivet 2018-12-17.
- NGVA Europe, 2019. NGVA Europe | Stations map - NGVA Europe. NGVA Eur. — Stn. Map. URL <https://www.ngva.eu/stations-map/> (accessed 1.31.19).
- NGVA Europe, 2017. VEHICLE CATALOGUE - JUNE 2017. NGVA Europe.

- NIST Chemistry WebBook, 2018. Methane [WWW Document]. NIST Chem. WebBook. URL <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?Name=methane&Units=SI&cTG=on&cTC=on&cTP=on> (accessed 4.3.18).
- Pérez Souto, J.L., Ferrera, M., Leclercq, N., Matchett, M., Magnusson, I., 2014. LNG Trucks Euro V technical solutions (No. LNG-BC D2.1). LNG Blue corridors.
- Pettersson, A., Losciale, M., Liljemark, S., 2006. LCNNG-studie – möjligheter med LNG i fordonsgasförsörjningen i Sverige (No. SGC 167). Svenskt gastekniskt center.
- Saadat-Targhi, M., Khadem, J., Farzaneh-Gord, M., 2016. Thermodynamic analysis of a CNG refueling station considering the reciprocating compressor. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 29, 453–461. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.027>
- Schnürer, A., Jarvis, Å., 2010. Microbiological Handbook for Biogas Plants (No. SGC 207). Svenskt gastekniskt center; Avfall Sverige, Malmö.
- Scurlock, R.G., 2016. Heat Flows in LNG and LPG Cryogenic Storage Systems at 1 Bar, in: Scurlock, R.G. (Ed.), Stratification, Rollover and Handling of LNG, LPG and Other Cryogenic Liquid Mixtures, SpringerBriefs in Energy. Springer International Publishing, Cham, pp. 13–22. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-20696-7\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-319-20696-7_2)
- SGC, 2012. BASDATA OM BIOGAS. Svenskt gastekniskt center AB, Malmö.
- SGC, 2011. Gaskalkyl 1.6.
- Sharafian, A., Herrera, O.E., Mérida, W., 2016. Performance analysis of liquefied natural gas storage tanks in refueling stations. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 36, 496–509. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.062>
- Sharafian, A., Talebian, H., Blomerus, P., Herrera, O., Mérida, W., 2017. A review of liquefied natural gas refueling station designs. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 69, 503–513. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.186>
- Shen, T., Lin, W., 2011. Calculation of Carbon Dioxide Solubility in Liquefied Natural Gas. *Int. J. Chem. Eng. Appl.* 2, 366–371.
- SMHI, 2017. Sveriges årsmedeltemperatur = 3° C | SMHI [WWW Document]. URL <https://www.smhi.se/nyhetsarkiv/sveriges-arsmedeltemperatur-3-c-1.21242> (accessed 2.13.19).
- Smith, M., Gonzales, J., 2014. Costs Associated With Compressed Natural Gas Vehicle Fueling Infrastructure (No. DOE/GO-102014-4471, 1156975). <https://doi.org/10.2172/1156975>
- Soppi, V., 2018. VOLVO LNG.
- SPBI, 2018. Försäljningsställen. Sven. Pet.- Och Biodrivmedelinstitutet. URL <https://spbi.se/statistik/forsaljningsstallen/> (accessed 12.20.18).
- SPBI, 2010. Energiinnehåll, densitet och koldioxidutsläpp. Sven. Pet.- Och Biodrivmedelinstitutet. URL <https://spbi.se/uppslagsverk/fakta/berakningsfaktorer/energiinnehall-densitet-och-koldioxidemission/> (accessed 12.3.18).
- Sveriges riksbank, 2019. Sök räntor & valutakurser [WWW Document]. URL <https://www.riksbank.se/sv/statistik/sok-rantor--valutakurser/> (accessed 1.9.19).
- Swedegas, 2018. Swedegas - Gasbarometern [WWW Document]. Gasbarometern – Så Utvecklas Biogasen Gasnätet. URL <https://www.swedegas.se/sv-SE/Gas/bio-gas/Gasbarometern> (accessed 12.19.18).
- Tamm, D., 2018. Utveckling av innovativa koncept för konkurrenskraftig produktion av flytande biogas - Delrapport 5: Systemstudie för storskalig LBG-produktion - Tekno-ekonomisk analys.
- TIAX, 2012. Liquefied Natural Gas Infrastructure. America's Natural Gas Alliance.
- Tobar, M., 2017. Evaluation of the recommended future standards (No. LNG BC D4.5). LNG Blue corridors.
- Trafikanalys, 2018. Fordon 2017.
- Transportstyrelsen, 2015. Ändrade bruttoviktstabeller och krav för 64 ton tunga fordonskombinationer [WWW Document]. URL <https://www.transportstyrelsen.se/sv/Nyhetsarkiv/andrade-bruttoviktstabeller-och-krav-for-64-ton-tunga-fordonskombinationer/> (accessed 1.23.19).

- Tunstall, T., 2015. Economic Impacts of Natural Gas Fueling Station Infrastructure and Vehicle Conversions in the Texas Clean Transportation Triangle. University of Texas San Antonio. <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.1.2685.3201>
- Vestman, J., Liljemark, S., Svensson, M., 2014. Kostnadsbild för produktion och distribution av fordonsgas (No. SGC 296). Svenskt gastekniskt center AB.
- Volvo, 2018. Nya gasdrivna Volvo FH LNG | Volvo Lastvagnar [WWW Document]. URL <https://www.volvotrucks.se/sv-se/trucks/volvo-fh/volvo-fh-lng.html> (accessed 9.13.18).
- Wikipedia.org, 2019. Cryogenics. Wikipedia.
- WSP, 2013. REALISERBAR BIOGASPOTENTIAL I SVERIGE ÅR 2030 GENOM RÖTNING OCH FÖRGASNING. WSP, Stockholm.



SLU  
Institutionen för energi och teknik  
Box 7032  
750 07 UPPSALA  
Tel. 018-67 10 00  
pdf.fil: [www.slu.se/energioghteknik](http://www.slu.se/energioghteknik)

SLU  
Department of Energy and Technology  
P. O. Box 7032  
SE-750 07 UPPSALA  
SWEDEN  
Phone +46 18 671000