

Fiskale målinger av LNG

v/ Kenneth Sivertsvik, Kongsberg Maritime AS, 2014

Det finnes i dag nesten 400 skip som frakter LNG mellom eksport- og importterminaler verden over, og over 100 flere er i bestilling hos hovedsakelig asiatiske verft. LNG er en forkortelse for flytende naturgass (*Liquefied Natural Gas*), og består i hovedsak av metan, CH_4 . Foruten metan inneholder LNG også en del tyngre hydrokarboner som etan, propan og butan ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$). Fordelingen mellom de ulike bestanddelene avhenger av hvor gassen utvinnes. Nitrogen er også ofte representert, men i små mengder, typisk mindre enn 1 prosent. Kokepunktet til de ulike bestanddelene i LNG varierer fra $-196\text{ }^\circ\text{C}$ til rundt $0\text{ }^\circ\text{C}$. Kommersielle LNG-blandinger holdes flytende ved nedkjøling til rundt $-160\text{ }^\circ\text{C}$ ved atmosfærisk trykk. Innenfor småskala LNG distribusjon og LNG som drivstoff konstrueres tankene ofte for høyere trykk, hvilket tillater at LNG er flytende ved noe høyere temperaturer.



LNG skip med sfæriske tanker, Moss-design (bildebruk etter tillatelse fra Höegh LNG).

Den totale verdenshandelen av LNG er rundt 250 millioner tonn, med Qatar som største eksportør og Japan som største importør. Daglig leverer 4 skip LNG til Japanske importterminaler, hvilket innebærer at over 1/3 av LNG-flåten er knyttet opp mot Japans store behov for LNG. Norges bidrag er hovedsakelig på eksportsiden, med en terminal på Melkøya. Framtidsutsiktene viser en økning i LNG-handelen. På importsiden kommer blant annet de asiatiske landene med Japan i spissen til å importere mer LNG. På eksportsiden vil Australia kunne øke sin andel, mens også USA vil bli en eksportør av LNG med utviklingen innen skifergass.

De senere årene har flere nye konsept blitt realisert når det gjelder produksjon, lagring, lossing og regassifisering av LNG. Med forkortelser som FPSO-LNG (FLNG), FSRU, SRV og FLSRU omfattes flytende enheter som er i stand til å utføre kombinasjoner av produksjon (eller retttere sagt utvinning av naturgass med påfølgende kondensering av gassen til flytende form), mellomlagring, eksport og regassifisering. En FLNG vil i så måte bli en flytende eksportterminal når de etter hvert kommer i operasjon fra rundt 2016. En FSRU er på den andre siden en flytende importterminal som mottar LNG fra et skip og varmer opp (regassifiserer) den flytende naturgassen slik at den kan sendes i gassform til rørnettet på land.



LNG skip med prismatiske tanker, GTT-design (bildebruk etter tillatelse fra Höegh LNG).

Når LNG overføres mellom skip og terminaler, om det er faste installasjoner på land eller flytende terminaler, kreves et fiskalt målesystem, normalt omtalt som CTMS (*Custody Transfer Measurement System*), eller kun CTS. Når en komplett CTS er utført, skal energimengden i overført LNG mellom skip og terminal være bestemt. For å kunne bestemme hvor mye energi som er overført, må man finne volumet, tettheten og brennverdien til overført LNG. I tillegg må man korrigere for gassen som skiftes ut med væske, ettersom skip og terminal normalt utgjør et lukket system. Dersom man forbruker LNG fra en tank som er delaktig i kjøp/salg, må man også korrigere for dette. Det samme gjelder dersom man produserer til en tank som er delaktig i kjøp/salg.

Som en del av CTS bestemmes volumet av levert LNG om bord i skipet. Dette gjøres ved hjelp av en såkalt statisk måling, hvor volum av LNG om bord bestemmes både før og etter overføring til/fra terminal. Denne volummålingen baserer seg på en nivåmåling i tanken, normalt ved bruk av en radar. På mange eksisterende skip finnes også kapasitive nivåmålere, samt flottørbaserte nivåmålere, og fortsatt benyttes sistnevnte som sekundærmålesystem på en del nye skip. Tidligere var det en sterk anbefaling å benytte ulike måleprinsipp til primær- og sekundærnivåmålesystemet, men med tid og erfaring er ikke lenger denne sterke anbefalingen beholdt. Det kreves to nivåmålesystem om bord for å være sikker på at man får gjennomført en fiskal måling, og man skal kunne utføre sammenlikninger mellom systemene for å kontrollere nøyaktigheten. Nøyaktigheten skal være bedre enn ± 5 mm.



Instrumentering på tanktopp for måling av nivå og temperatur.

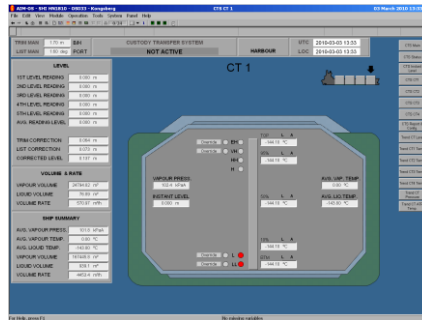
Når nivået av LNG, som et gjennomsnitt av 5 nivåmålinger over et gitt tidsrom med stabile forhold inne i tanken, er avlest, korrigeres det avleste gjennomsnittsnivået for skipets helning; trim og list. List

beskriver skipets helning sideveis, og er normalt liten. Trim beskriver skipets langsgående helning. På et skip med sfæriske tanker (Moss-design) står alt av utstyr i tanken samlet i en sentrert kolonne. Trim og list har da liten betydning, men må uansett korrigeres for. For en membrantanker (vanligvis GTT-design) er nivåmåleutstyret plassert bakerst i tanken, hvilket gir en betydelig korreksjon dersom skipet har stor trim. Ettersom pumpene også er plassert bakerst i tanken, er det vanlig å ha en positiv trim på skipet ved lossing. Med positiv trim vil mer av lasta samles bakerst i tanken, og pumpene klarer å tømme ut mest mulig last. Skipets helning, trim og list, måles normalt med et inklinometer, som direkte måler en vinkel. Sensorer som måler skipets dyptgående kan også brukes som en referanse.

Før man kan konvertere et målt nivå til volum, må også korrigeringer for eventuelle endringer av tankens størrelse og fasong utføres. Avhengig av tankens design, påvirkes denne av lastens temperatur og vekt. Selv om LNG har en beskjedne egenvekt på typisk 450 kg/m^3 , vil den totale vekten kunne påvirke tankens fasong. Effekten av nedkjøling gjør at tankens høyde kan krympe opptil 10-15 cm i tilfeller med sfæriske tanker laget av aluminium. Både disse korrigeringene, og tabellen som omregner målt nivå til volum, utstedes av uavhengige sertifiseringselskap som NKKK, SGS og Intertek. Når tanken er ferdig bygd, benyttes avansert måleutstyr for å lage en finoppløst tabell som gir volum av tanken for små inkrement i nivå, typisk hver centimeter av tanker som er opptil 50 meter dype. Trim/list-korreksjonstabeller utstedes av samme selskap. Ved måleverdier mellom tabelloppslag benyttes interpolering etter avtalte regler, og volumberegningene basert på faktiske måleverdier skal være mulig å etterprøve med en nøyaktighet på 1 liter. Usikkerhetene tilknyttet nivåmålingen og selve tabellene innebærer større volumusikkerhet enn 1 liter, men når måleverdiene først er bestemt, skal det ikke være noen tvil om volumberegningene basert på disse måleverdiene.

En usikkerhet i LNG-markedet omhandler nøyaktigheten til statiske volummålinger dersom skipet ikke ligger rolig i det tidsrommet målingene som danner grunnlaget for CTS-beregningene utføres. Slike tilfeller kan man eksempelvis oppleve ved utsatte terminaler hvor havbølger kommer inn til området hvor skipet er fortøyd. Ved overføringer fra FLNG eller til FSRU kan man også oppleve bevegelser på skipet, som medfører at helningen til skipet og væsknivået i tankene varierer. For enkelte terminaler er det nå kommet krav om filtreringsløsninger som håndterer gitte bevegelser til skipet. Det finnes i markedet godkjente løsninger hvor helning og nivåmåling filtreres til samme nøyaktighet som oppnås ved rolige forhold.

Utover nivåmåling i LNG-tankene og helningsmålinger av skipet, måles også trykk og temperatur i LNG-tankene. Trykket måles i toppen av tanken, og skal være en absoluttmåling av trykket i gassfasen. Dette trykket har innvirkning på energiinnholdet av gassen i tanken. Gassen har for øvrig en egenvekt på omtrent $1/600$ av hva som er tilfelle for væskefasen, og tanken holdes på et svakt overtrykk. Temperaturen måles vanligvis ved 5 ulike nivå i tanken, ved 0, 25, 50, 75 og 100 % nivå. For kjøp/salg-beregninger kreves redundante temperatursensorer. Det skal spesifiseres hvorvidt enhver føler er i gass- eller væskefase, og et gjennomsnitt av gass- og væsketemperaturen beregnes tank for tank, og for skipet totalt sett. Det finnes flere måter å beregne gjennomsnittet på, og de involverte partene kontraktfester vanligvis hvilken metode som skal brukes. Kravet til nøyaktighet for temperaturmålingene i det kryogeniske området (rundt $-160 \text{ }^\circ\text{C}$) er $\pm 0.2 \text{ }^\circ\text{C}$. En nøyaktig temperaturmåling er viktig, ettersom volumet til LNG øker typisk 0.3 % for hver grad temperaturen øker. Dette påvirker igjen tettheten.



Eksempel på presentasjon av måledata for en LNG-tank.

Når volumet av overført LNG og dens temperatur er bestemt, gjenstår tetthet og brennverdi for å finne totalt energiinnhold. Begge parametrene kan bestemmes på flere måter, men industrien er i dag standardisert rundt bruk av komposisjonsmålinger for å bestemme begge egenskapene. For å bestemme sammensetning av LNG, altså andelen av de ulike bestanddelene som nevnt tidligere, er online gasskromatografi vanlig. Man får da målt komposisjonen av gassen som testes. Rent praktisk koples en prøvetaker til røret som fører flytende naturgass mellom skip og terminal. Denne prøven fordampes før den sendes til gasskromatografen. Alternativt kan man ta diskrete prøver av overført LNG og sende denne til et laboratorium. De aller fleste LNG-terminaler verden over har utstyr for å bestemme gasskomposisjonen, men det finnes unntak. I sjeldne tilfeller hvor for eksempel importterminaler ikke har slikt utstyr må man basere seg på erfaringsdata og/eller aldringsmodeller. Dette skyldes at LNG er en "ferskvare" som endrer seg over tid. De ulike bestanddelene i LNG har som nevnt ulike kokepunkt. Spesielt nitrogen og metan, med kokepunkt på henholdsvis $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ og $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, har desidert raskest avkokshastighet. SGS og Intertek utfører kontroll med komposisjonsmålinger, og begge har erfaringsdatabaser og/eller aldringsmodeller for å kontrollere om komposisjonsendringen fra eksport- til importterminal er sannsynlig.

For å beregne både tetthet og brennverdi benyttes den komposisjonen som ble funnet ved gasskromatografi (eller i enkelte tilfeller bestemt ved erfaringstall/beregninger). Den mest benyttede likningen for tetthetsberegninger er den reviderte Klosek McKinley. Dette er en relativt avansert likning som blant annet krever korreksjon for volumeffektene av å blande ulike komponenter (ved blanding av komponenter med ulike molekylstørrelser vil volumet av blandingen bli mindre enn summen av volumene var før blanding). Det finnes flere alternative likninger for tetthetsmålinger. Utfordringen i dag er at de ulike likningene avviker noe fra hverandre. Avviket varierer dessuten med komposisjonen. Det jobbes for tiden med å finne en standard for tetthetsmåling samt kartlegge den reelle usikkerheten i tetthetsberegningene.

Med volum og tetthet beregnet, har man kartlagt vekten av overført LNG. Tilslutt trengs da energiinnholdet/brennverdien pr. masseenhed LNG. En vanlig metode for å beregne brennverdi er ved hjelp av kalorimeter. Ettersom komposisjonen for LNG foreligger, benyttes heller en beregning av brennverdi basert på komposisjonen. Usikkerheten i beregningen av brennverdi er da direkte knyttet til usikkerheten rundt komposisjonsmålingen.

Det endelige energiinnholdet i overført LNG beregnes og bevitnes normalt av inspektørene fra SGS eller Intertek. Her inngår volumrapporten fra skipet og komposisjonsrapporten fra terminalen, som sammen med et sett likninger gir grunnlaget for hvor mye energi som er overlevert. Denne endelige rapporten signeres av alle parter som er involvert i handelen.

Som nevnt i gjennomgangen av måleutstyr ovenfor er det strenge krav til dobbelt sett med sensorer i enkelte deler av prosessen, både for nivåmåling og temperaturmåling av LNG. Når det kommer til komposisjonsmålinger, som er input både til tetthetsberegninger og brennverdieregninger, finnes det i dag ingen krav til reservesystemer. Både SGS og Intertek opplever ukentlig at endring av komposisjon fra eksport- til importterminal ikke samsvarer med forventet endring basert på erfaringstall og/eller aldringsmodeller. Disse relativt hyppige avvikene viser det mange allerede er klar over, nemlig at prosessen med prøvetaking og fordamping av LNG er følsom. I følge GIIGNL (*International Group of Liquefied Natural Gas Importers*) håndbok for CTS fra 2011 finnes det dessverre ikke instrumenter som kan måle tettheten til LNG mens denne er i tankene på et skip. Etter den siste utgivelsen av håndboka har slikt utstyr omsider kommet på markedet, noe som vil kunne gi skipet en verdifull referansemåling til rapportene som i dag har sitt utspring i komposisjonsmålingene på terminalen.

Tetthetsmålinger om bord i et LNG-skip vil også kunne gi nyttig informasjon som trengs for å forutse og unngå såkalte roll-over-uhell i LNG tanker. SIGGTO (*Society of International Gas Tanker and Terminal Operators*) kom nylig med en veiledning for å forhindre roll-over i tankene på LNG skip, etter flere tilfeller hvor dette har hendt. Roll-over i LNG tanker på et skip er relativt uvanlig sammenliknet med landtanker, fordi man vanligvis har god sirkulering av lasten i tankene på et skip. Når god sirkulasjon ikke er tilfelle, og man i utgangspunktet har en tetthetsprofil med i tanken (LNG med høy egenvekt nederst i tanken dekket av LNG med lav egenvekt øverst), vil fordamping fra det øverste laget og varmeinntrengning i det nederste laget med tiden føre til en roll-over. Ved en roll-over vil avkokshastigheten fra væska øke dramatisk, med de konsekvensene det innebærer for sikkerhet og miljø.

For å være sikre på at målingene som danner grunnlaget for CTS er i henhold til krav og spesifikasjoner, sjekkes måleinstrumentene av uavhengige inspektører fra NKKK, SGS og Intertek. De sjekker og sertifiserer utstyret før det leveres fra leverandør, og deretter rett før skipet overleveres fra verft til kunde. I normal operasjon resertifiseres utstyret med jevne mellomrom. En slik resertifisering utføres normalt hvert 2-5 år.

De senere årene har vi sett en gradvis utvikling innen LNG sektoren med flytende produksjonsenheter og importterminaler. Utnyttelse av skifergass fører til at handelsmønsteret vil endres. De store eksportørene og importørene holder fortsatt hevd, og det ventes en jevn vekst i handelen av LNG i de nærmeste 10 årene. Småskala LNG-distribusjon er i vekst, og flere skip som i utgangspunktet bare skulle frakte de tyngre hydrokarbonene propan og butan, LPG (*Liquefied Petroleum Gas*), bygges nå for også å kunne håndtere LNG. I tillegg anses det som svært sannsynlig at LNG som marint drivstoff kommer til å øke sin utbredelse de neste årene, blant annet med bakgrunn i innskjerpelse av utslippskrav innen ECA (*Environmental Controlled Area*) og generelt fokus på miljø. Så langt er det kun bygget omkring 50 skip med ren LNG drift, men rundt 50 til er bestilt fra verft. Det trengs et distribusjonsnettverk for LNG, og

per i dag mangler gode rutiner og standarder som omhandler kjøp og salg av LNG som drivstoff. ISO (*International Organization for Standardization*) har så vidt startet arbeidet med en standard for klassifisering av LNG som marint drivstoff, men det vil ta noen år før denne ferdigstilles. Her vil man måtte forholde seg til mye av det samme som ved vanlig LNG-handel nevnt ovenfor, nemlig volum, temperatur, trykk, komposisjon, egenvekt og brennverdi.