

# Investeringscaset BW LPG

Et trygt seilas

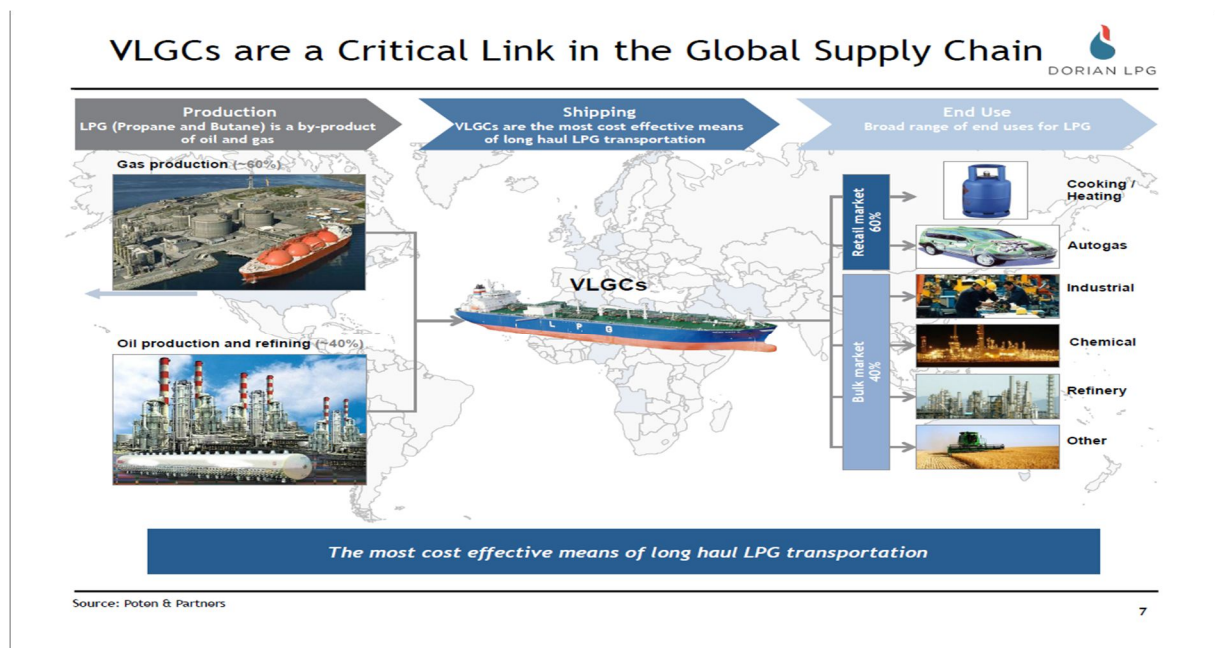
## Hva er LPG-frakt?

BW LPG frakter liquified petroleum gas (LPG/NGL). Tidligere var markedet primært eksport fra Midtøsten til Europa eller Asia. Det var en nisjeindustri med lave rater og liten kontrahering, selv om det var en liten build up før 2009 her også. Fra og med 2011 har eksporten av LPG økt kraftig i USA som følge av skiferrevolusjonen, i kombinasjon med manglende innenlands etterspørsel etter overskuddsproduksjon. LPG er et biprodukt til annen olje og gassproduksjon, og særlig skiferproduksjonen frigjør mye av gassene. Dette gjør at LPG har veldig lav marginal produksjonskostnad, samtidig som det er dyrt å lagre. Det er stabil etterspørsel etter gassen (primært propan) i USA, og siden gassen kommer som et billig biprodukt til annen produksjon og er dyr å lagre må den flyttes til de delene av verden der etterspørselen er til stede. Etterspørselsveksten er desidert størst i Asia både til industriell og husholdningsbruk. Skiftet fra Midtøsten til USA som største tilbyder av LPG har ført til et langt større behov for store frakteskip (VLGC) både fordi den totale mengden gass som trenger transport har vokst, men også fordi reisen fra USA til Asia er mye lengre enn reisen fra Midtøsten til Asia. Med andre ord bindes skipene opp på samme voyage-kontrakt over en lengre periode enn tidligere. Dette er egentlig å regne som et paradigmeskifte for segmentet, uavhengig av flåtetilvekstens eventuelle påvirkning.

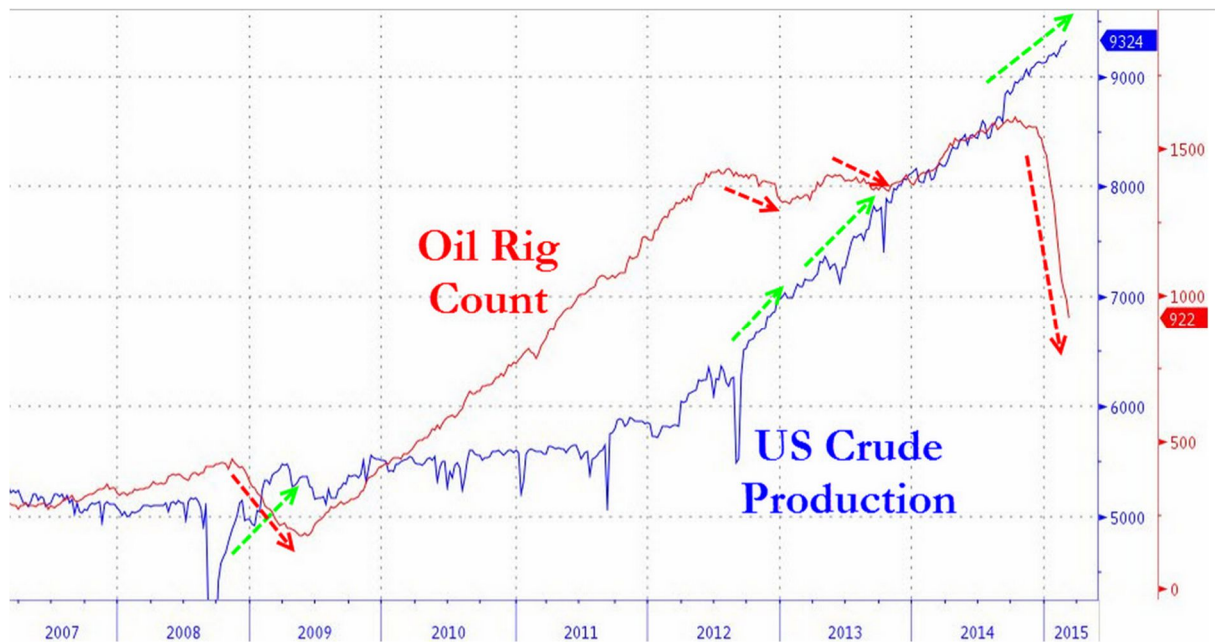
## Hva driver markedets supply and demand?

### Supply

Jeg har ikke tenkt til å skrive så mye om produksjonen i Midtøsten da både produksjonen og eksporten har vært relativt stabil over tid. At OPEC har valgt å gønne på er bra for flowen av overskudds-LPG i regionen, men har lest at det har blitt planlagt nye kjemikaliefabrikker som vil binde opp tilbudet i intern etterspørsel. Jeg har dog ikke spesielt god oversikt her. Regionen som er avgjørende for fremtiden i LPG-frakt er primært USA. Ca 60% av LPG produksjonen i USA kommer fra skifergass, mens 40% av produksjonen kommer fra skiferolje.



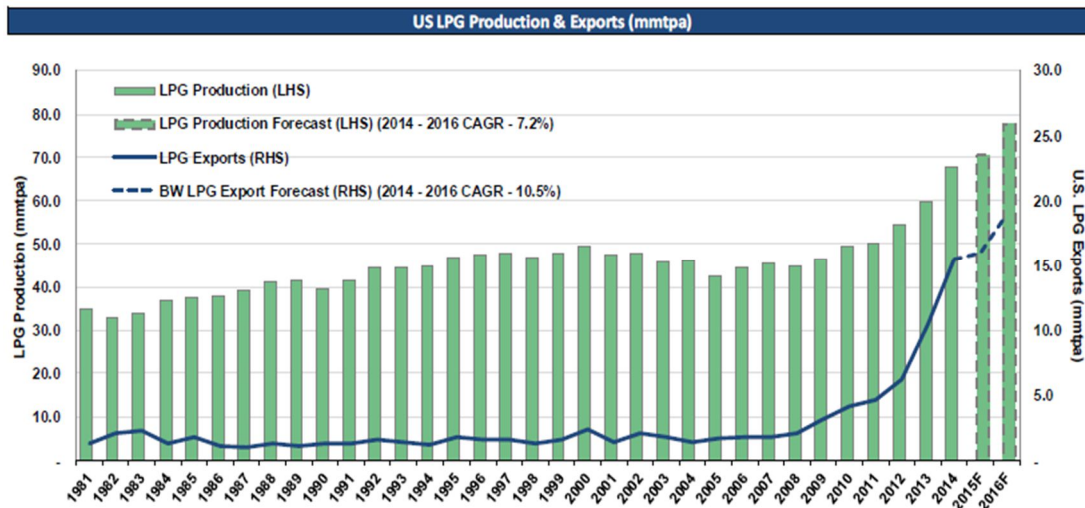
Det har vært mye snakk om rig counten og dens fall. Det er riktig at rig counten har falt betydelig, men spesielt siste QoQ har fallet vært mindre i natural gas counten enn oil counten. Det er derimot ikke sånn (foreløpig) at produksjonen har falt som følge av nedgangen i counten.



Det som har skjedd til nå er at de minst effektive riggene har blitt stengt av, mens de produktive riggene har økt produksjonen som følge av økt effektivisering og fokusering. Det er i disse plays at man får ut mest LPG (liquid rich), så LPG-produksjonen har faktisk økt som følge av oljeprisfallet. Hvor lenge dette kommer til å vare må man selvfølgelig stille spørsmål rundt, men slik det fremstår i dag er det ikke en sjel i verden som har noe godt svar. Jeg så ikke mange for noen mnd siden heller som spådde at rig counten og oljeproduksjonen ville gå nesten i motsatt retning nå.<sup>1</sup>

Arctic skrev i en update 20.februar at EOG og Apache «rewrites the script» med en nullvekstguiding for 2015 og 2016, men skriver samtidig at dette fremstår som konservativ guiding i forhold til deres peers. Nullvekst i output av NGL vil antagelig påvirke LPG-shippingen negativt, og dette er viktig å følge nøye gjennom 2016. BW LPG, Avance og Dorian LPG guider alle sammen en varierende grad av positiv output-vekst, så foreløpig fremstår estimatvisibiliteten som lav.

<sup>1</sup> <http://www.hegnar.no/bors/energi/artikkel539201.ece>



Faktisk oppjusterte nylig EIA (energidepartementet) i USA anslagene sine for amerikansk LPG-produksjon i 2015 og 2016. Dette er samme storyen BW LPG, Dorian LPG og Avance forteller selv i sine presentasjoner.

«EIA venter nå en propan-produksjon på 1,06 millioner fat oljeekvivalenter pr dag i gjennomsnitt i 2015, opp fra 1,05 millioner fat pr dag i februar-rapporten. I 2016 ventes en propan-produksjon på 1,16 millioner fat oljeekvivalenter pr dag i gjennomsnitt, opp fra 1,15 millioner fat pr dag i februar-rapporten.» (TDN)

## Demand

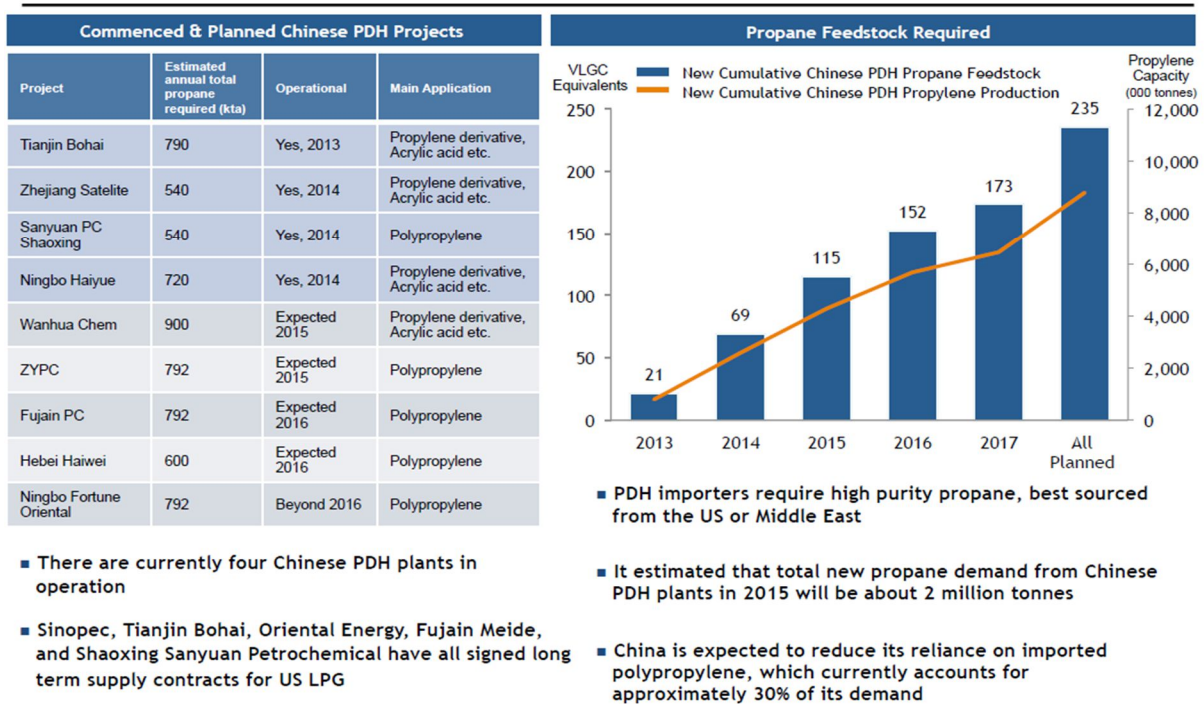
Etterspørselen etter LPG drives av Asia både gjennom industriell investering (40%) og økende husholdningsbruk (60%). På husholdningssiden drives veksten blant annet av det økende behovet i Asia for å bytte vekk kull og oljebasert utstyr og generatorer. <sup>2</sup>

I Thailand begynte myndighetene i 2007 å få befolkningen vekk fra parafin og over på LPG. I India har bruk av LPG blitt subsidiert siden 2010, og styrket i 2014, for å få befolkningen vekk fra eldre energikilder i matlaging og oppvarming. Brasil og Tyrkia er to andre utviklingsland som har satset på økt bruk av LPG i husholdninger. LPG blir også i økende grad brukt som et supplement til LNG i sentralisert strømproduksjon på grunn av prisforskjellen som eksisterer nå. På lik linje med LNG har LPG klare miljømessige fordeler i forhold til kull og oppvarmingsoljer som parafin, og LPG egner seg godt til infrastrukturen som er på plass i utviklingsland. Ser man litt lenger frem i tid fremstår økende etterspørsel fra husholdninger i Afrika som naturlig, men med enhver langtidsspådom foreligger det stor usikkerhet.

På industrisiden drives veksten blant annet av økningen i kinesisk kjemikalieindustri. Propan er en viktig input i kjemikalieindustrien, og Kina har investert tungt i slike fabrikker. Det er per i dag 4 PDH fabrikker online i Kina, og det bygges 5 til. Disse har alle sammen bundet seg opp til lange kjøpskontrakter på amerikansk gass. Slik det fremstår nå er det liten tvil om at etterspørselen etter

<sup>2</sup> <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5930>

LPG vil vokse på mellomlang sikt. Nick Gleeson, CEO i BW, uttalte allikevel at den massive tilbudstilveksten de forventer kanskje vil føre til at etterspørselen på kort sikt ikke klarer å holde følge, og at det dermed vil være perioder der man har overskudds LPG i markedet ingen har bruk for. På lenger sikt mente han etterspørselen ville hente inn igjen tilbudet.



### Prisarbitrasjen på shipping og LPG/Naphtha

I den fulleffisiente modellen er primærdriveren for shippingratene i segmentet prisarbitrasjen mellom USA og Asia. USA har mye produksjon og en jevn etterspørsel, som setter stort press på interne priser. Asia har lite produksjon og raskt voksende etterspørsel, som øker prisen relativt til andre regioner. Det er dermed ikke nødvendigvis relevant hva prisen isolert er i hverken USA eller Asia. Det som i denne tankegangen teller er hva prisforskjellen ligger på. Arbitrasjen danner da grunnlaget for hvor stive priser rederne kan ta. I vinter ble arbitrasjen nesten lukket, og selv om den er tilbake igjen nå er den ikke like stor som tidligere.



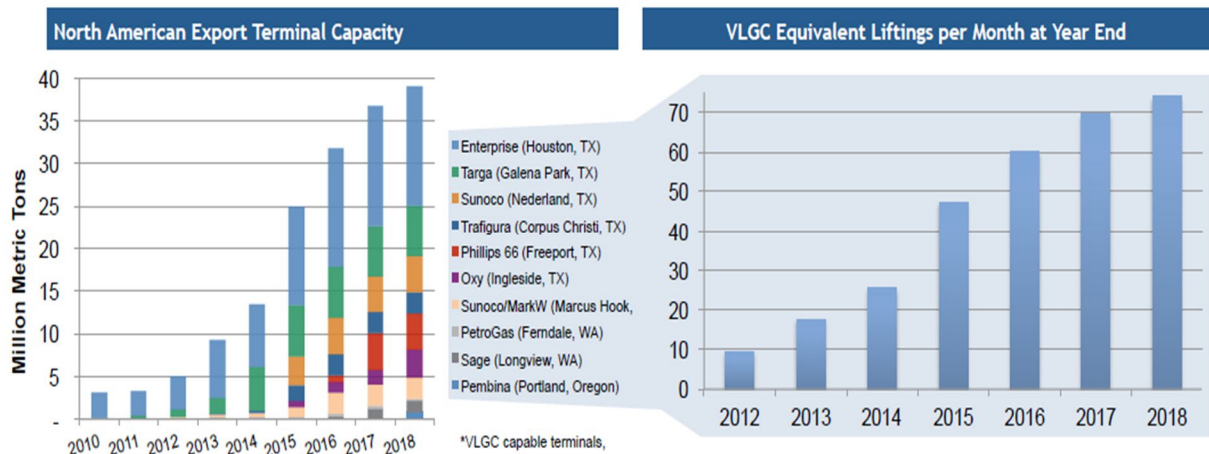
Det ble også uttrykt bekymring for at LPG ville bli byttet ut med naphtha da oljeprisen falt i høst og vinter. Naphtha-prisen er tettere knyttet opp til oljeprisen da det er et samlebegrep for diverse oljeprodukter. Argumentet i vinter var at propan var det foretrukne produktet inntil en 10% kostnadsrabatt. Falt naphtha-prisene til under 10% premium ville etterspørselen etter LPG skifte over dit. Dette har vist seg ikke å stemme. 60% av forbruket er til husholdninger, og deres etterspørsel er veldig inelastisk for endringer i oljeprisen. I industrien er det riktignok noe bytte mellom LPG og naphtha avhengig av de relative prisene, men muligheten til å bytte feedstock er begrenset. Både Carnegie og Drewry skriver at ca 20% av feedstocken i industrien kan byttes mellom LPG og naphtha. Med andre ord er etterspørselen etter LPG langt mer inelastisk mot oljeprisen enn fryktet i høst og vinter, selv om prisene allikevel faller på linje med crude oil.<sup>3</sup>

### Hvorfor markedet ikke er fulleffisient

Som tidligere nevnt er LPG et biprodukt som flyttes dit etterspørselen er. Denne befraktningen skjer gjennom kjøps og salgssavtaler mellom importterminalene og deres kunder i Asia, og eksportterminalene og deres kunder i USA. Denne aktiviteten er basert på bindende kontrakter og opsjoner, hvor traderne sitter på store opsjonsbøker. Til enhver tid er det ikke arbitrasjen som styrer profitabiliteten og volumet i LPG shippingen, det er kontraktene og forpliktelsene oljeselskapene og traderne har til etterspørrende parter i Asia og andre steder.

Det er derfor i stor grad ikke produksjonsveksten som styrer flowen i shippingmarkedet, det er veksten i eksportterminalkapasiteten i USA, kombinert med økningen i infrastruktur og industri som bruker LPG som feedstock i Asia. En del eksportterminaler er allerede oppe og går i USA, og flere er under bygging i disse dager.

<sup>3</sup> <http://www.shippingherald.com/Admin/ArticleDetail/ArticleDetailGas/tabid/120/ArticleID/19348/Cheap-oil-to-drive-LPG-shipping-earnings-Drewry.aspx>



Terminalkapasiteten i USA er omtrent utsolgt for 2015, nesten utsolgt for 2016, og kapasiteten for 2017 fylles nå.

«Avance Gas har ikke endret sitt positive syn på markedet i lys av fallende oljepris, reduksjon riggtelling i USA og flåtevekst. -Vi har ikke endret syn på markedet. Terminalene har allerede sikret levering til kunder i 2015 og 2016 for eksport. I lys av dette mener vi at 2015 og 2016 vil være år med høy utnyttelsesgrad, sier han og legger til: -Det er noe mer usikkerhet fra andre halvår 2016, sier han. Simonsen sier det er for tidlig å si hvordan 2017 vil se ut. -Det er ingen som vet hva som skjer i 2017, det kan komme en rekke skip inn i markedet. Men, på den annen side er det en rekke prosjekter som kan bidra på oppsiden, i tillegg til de terminalene vi har lagt til grunn for vårt syn, sier han. Dette støttes videre av at tidsplanene for kapasitetsutvidelsen blant terminalene ser ut til å overholdes. -Det er nok LPG ut av USA til å støtte markedet, og terminalkapasiteten ser ut til å komme «onstream» i henhold til de tidsrammene som er gitt, sier han.» (TDN)

Det har vært mye diskusjon gjennom vinteren om deler av den bookede kapasiteten vil bli kansellert, men foreløpig har det vært få til ingen bekreftede kanselleringer. Det man isteden har sett noe av er at terminalene har redusert sin pris for å imøtekomme tradere med tapskontrakter. Det blir også sluttet nye lange LPG-kontrakter fortsatt, så de som tror markedet er dødt gitt dagens prisspread følger ikke med på det som (foreløpig) er realitetene.<sup>4</sup>

Det man også har sett er at traderne siden starten av 2014 har tjent komparativt veldig lite på slutningene sine, og vært tvunget til å flytte nesten hele tradeprofiten over til rederne. Dette skyldes antagelig at shippingmarkedet har vært ekstremt tight store deler av siste 18mnd, og forholdet vil nok således jevne seg ut noe over tid. Det er allikevel interessant at rederne har kunnet hente ut såpass mye av den teoretiske spreaden i egen profitt.

## Panama-kanalen

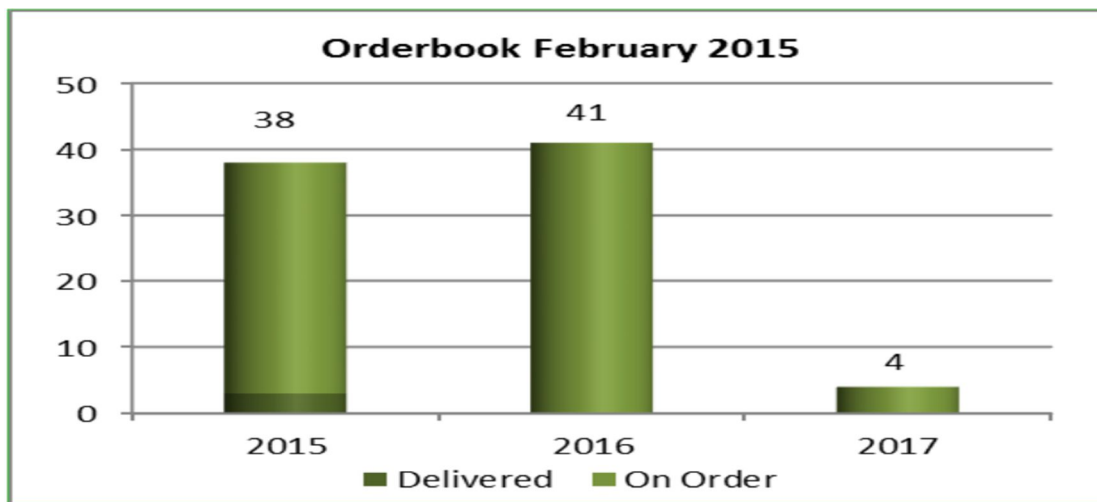
Panama-kanalen er i dag ikke stor nok til at VLGCer kan passere, men med utvidelsen som er ventet ferdig i sent 2016 til tidlig 2017 vil VLGCer kunne passere. Det skrives mye motstridende om hvilken effekt, om noe, dette vil få for LPG-shipping. Teoretisk vil det redusere transporttiden mellom Asia og

<sup>4</sup> <http://www.ihsmaritime360.com/article/16994/astomos-energy-buys-more-lpg-from-the-united-states>

USA, som vil redusere voyage lengden. Samtidig vil det føre til bedret økonomi for kundene, som igjen vil kunne føre til økt etterspørsel. I praksis stilles det dog store spørsmålstegn ved om kanalen vil bli brukt i stor grad av VLGC-redere. Gleeson i BW forventer at kanalkapasiteten vil fylles av LNGC og VLEC (very large ethane carriers) før VLGCene slipper til. Jeg estimerer derfor 0 effekt fra Panama-utvidelsen i min modell.<sup>5</sup>

### Flåtetilveksten og ratebildet

Den store elefanten i LPG-rommet er at flåten er ventet å vokse ~50% i 2015 og 2016, med hovedtilskuddet fra H2 15 og ut H1 16.



I andre shippingsegmenter har store ordrebøker som regel ført til implosjoner i ratebildet når skipene kommer i vannet. Jeg tror ikke situasjonen i dag er noe annerledes for LPG, spørsmålet er bare hvor langt ned ratene skal.

En mulig måte å estimere tightness i markedet for 2016 og 17 er å se på total eksportkapasitet i sammenheng med produksjonsvolum målt mot tilgjengelig tonnasje i vannet, og finne hvor mye kapasitet som vil bli bundet opp. Jeg har dessverre ikke kompetansen til dette, og et slikt estimat vil uansett ha stort vurderingsrom i seg. Om man ser bort ifra vanskeligheten av å estimere produksjonsvolum bare 1-2 år frem i tid er det også andre forhold som kan påvirke og er vanskelige å spå. I dag ser vi for eksempel at logistikkproblemer i indiske havner holder opp VLGCer og reduserer tilgjengelig kapasitet midlertidig. Rederne selv mener at produksjonsvolumet vil være stort nok til å hindre totalimplosjon i ratebildet. Avance estimerer en utilization kurve som peaker oppunder 100% i 2015 og bunner rett over 90% i 2017. Dette synet deles p.t av analytikerkonsensus.

Nick Gleeson i BW forutser et softere marked fra og med 2016, og estimerer et bear scenario der ratene vil ligge rett over 30k TCE dagen (TCE=voyage revenue-voyage expenses). Det interessante

<sup>5</sup> <http://www.argusmedia.com/News/Article?id=988420>



Gleeson sa ifm Q3 14 conference call er at mange av de nye skipseierne har kontrahert skip på spekk med stor grad av fremmedfinansiering. Når disse skipene kommer i vannet med utsikter for mer ruglete tider er det sannsynlig at aksjonærer og kreditorer vil kreve visible kontrakter for å sikre at selskapene kan betjene gjelden. Dette impliserer i så fall at vi ser peaken i lange TC (time-charter) rater nå, og at spotmarkedet vil ha mindre konkurranse forbi H1 16 enn hva flere kanskje venter i dag. Dette vil være positivt for etablerte aktører med lite gjeld som BW LPG og Avance.<sup>6</sup>

Spot TCE ligger rundt 80k per dag nå, som er ~40% høyere enn samme tid i fjor. Spot TCE har dog stor volatilitet med en 12mnd peak på 111k og bunn på 29k, og er derfor ikke noen god måte å estimere fremtidig inntjening på isolert sett. Et noe bedre estimat er hva 3 årige TC kontrakter sluttet på. PAS skriver i sin siste shipping weekly rapport at det sluttet 3 års kontrakter i dag på 40k, og Tradewinds rapporterer om en slutning gjort av Exxon på 45k dagen den 23.01 for en VLGC bygd i 2008. Disse kontraktene har helt klart inkludert et godt 2015 i sin rate, men gir allikevel en indikasjon på hvilke rater kjøpere er villige til å ta for 2016 og 2017. Analytikerne jeg har sett ligger mellom 30 og 45k i 2016 og 17, med et konsensus rundt 35k. Dette virker å være på linje med dagens lange TC rater justert for 2015. 10 års ratesnitt ligger på rundt 32k også, og inkluderer man 2015 slik det ser ut nå vil nok 10års snitt ligge på 34-35k. Shandong Shipping sluttet 04.04.14 4 nybygg som leveres i H2 16 på 10 års TC kontrakter til ~40k TCE dagen. CEO i KSS uttalte 09.01.15 til Tradewinds at de har sine skip på 7-10 års kontrakter med TCE mellom 30-50k, som han anså som «reasonable rates». 02.03.15 ble det meldt at NYK inngikk 5 års TC kontrakt med Astomos på et nybygg Astomos får levert i H2 17. Astomos er foreløpig eneste selskap som har kontrahert inn i 2017, og selv om det ikke ble meldt TC-rate så er det lovende at de får sluttet sine nybygg allerede nå. For ordens skyld erstatter nybyggene til Astomos gammel tonnasje i flåten deres, så netto tonnasjevekst er null.<sup>7 8 9</sup>



<sup>6</sup> <http://shippingwatch.com/carriers/Tanker/article7071581.ece>

<sup>7</sup> <http://readmt.com/news/article/2015/03/02/nyk-and-astomos-energy-team-up-on-vlgc-order/>

<sup>8</sup> <http://www.mhi-global.com/news/story/1503021876.html>

<sup>9</sup> <http://www.seatrade-global.com/news/asia/oriental-energy-inks-vlgc-charters-with-shandong-shipping.html>

Foreløpig har det vært lite nybyggordre inn i 2017 med unntak av Astomos. Stor kontrahering i 2017 vil øke usikkerheten for LPG-shipping, og er derfor en viktig indikator å følge med på. Den 23.01.15 skrev Tradewinds om et salg av en VLGC fra 2003 til 65mUSD. Dette ligger 2mUSD over PAS sin skipsverdiguide, og indikerer at second hand markedet foreløpig er i god form. Skip i vannet med <1 års levetid er verdt 89mUSD i henhold til PAS sin verdiguide. Også for gamle skip er det aktivitet i second hand markedet med et salg av et skip bygd i 1993 for 40mUSD i januar. Dette er nærme utrangeringsalder, og tyder på optimisme hos kjøpende part.<sup>10 11</sup>

VLGCer har en høy teknisk vanskelighetsgrad i byggingen på grunn av kompleksiteten i produktet de frakter, og det er derfor få verft som har kompetansen til å bygge dem per tid. HHI er dominerende verft og regnes som leverandøren av høyest kvalitet. Det er i tillegg noen verft i Japan, samt Jiangnan i Kina som bygger Avance sine skip. På grunn av kompleksiteten må verftene designe og bygge hele skipet in house, i motsetning til LNGC konstruksjon. Dette begrenser mulighetene for new entry da det er ressurskrevende å utvikle proprietary design, og rederne foretrekker verft de vet kan levere skipene på tid og til spesifikasjon. Gleeson i BW nevnte i Q3 14 CC at de samme verftene som leverer VLGC også gjør seg klare til VLEC bygging, som er ventet å bli et vekstsegment hvis/når etan-økonomien bedrer seg. Hvis ordrebøkene hos de kompetente verftene fylles av VLECer vil dette redusere mulighetene for ny kontrahering av VLGCer.<sup>12</sup>

### **Bunker costs**

Fallende oljepriser er bra for alle shippingsegmenter da det reduserer bunker fuel kostnader. For BW LPG har det derimot ingen direkte positiv effekt:

«The oil price drop largely does not effect our overall profitability. While we will see lowering of voyage expenses, most contracts will pass through the benefits or detriments in oil price movements to the charterers. For example, for time charters-out the charterers pay the voyage costs, for COAs there are bunker adjustment clauses relating escalations or de-escalations of bunker prices. On the pure spot fleet, the rates that the vessels are fixed tend to take cognisance of changes in oil prices and hence overall the impact of oil prices (both positive or negative) is very minimal in our overall profitability.

In our business model, we focus on TCE (time charter equivalent) rates as these take out the effects of the oil price movement, which are part of our voyage expenses.» (CFO Vijay Kamath)

Med andre ord justeres voyage revenue for fall i voyage expenses slik at TCE holder seg uendret og den direkte fuel besparelsen overføres til kunden. Jeg antar BW LPG sin modell er bransjestandard. Indirekte er det positivt for sektoren da det blir billigere for kjøperne å frakte, og etterspørselen øker. På grunn av den nåværende tightness i markedet er også kjøperne villige til å betale en relativt sett høyere kostnad enn bunkers har falt, slik at deler av besparelsen returneres til rederne. Drewry

---

<sup>10</sup> <http://www.tradewindsnews.com/weekly/352905/Lucky-Latsis-in-the-money-on-VLGC-sale>

<sup>11</sup> <http://www.tradewindsnews.com/weekly/355979/all-eyes-on-astomos-over-vlgc-sale>

<sup>12</sup> <http://www.tradewindsnews.com/weekly/352989/Kudos-for-Jiangnan-Shipyard-as-China-hands-over-first-VLGCs>

estimerer at TCE steg 11% fra Q3 14 til Q4 14 på tross av lavere voyage revenues på grunn av lavere bunker costs. Dette forklarer delvis hvorfor spoten er så mye høyere i nåværende Q1 enn den har vært tidligere år.<sup>13</sup>

### **Bærekraftigheten for dagens redere**

På generelt grunnlag kan bare serviceleverandører tjene så mye penger at kundene ikke velger å flytte servicen in house. Det må altså være billigere å outsource tjenesten enn å gjøre det selv. Selskaper som BW LPG har hatt de samme store oljeselskapene som kunder i svært lang tid. Med dagens gode rater, og forventningene om en normalisering som fortsatt innebærer akseptabel profitabilitet for rederne er det naturlig å spørre seg hvorfor ikke IOCene har kontrahert eller kjøpt egne skip second hand. Svaret ligger i den tidligere nevnte kompleksiteten i produktet. LPG er et høyeksplosivt produkt som det kreves teknisk kyndighet og erfaring for å kunne jobbe med. Mannskap til å operere skipene er derfor en mangelvare som det kreves ressurser og tid å utvikle/opplære. For å ha en lederstilling på en VLGC må man ha flere års operativ erfaring på grunnnivå, og den faglige kompetansen man må ha i tillegg er av spesifikk natur. Gleeson i BW sier IOC-ledelsene har uttrykt tydelig at de ikke har noen planer om å gå inn i markedet selv i overskuelig fremtid på grunn av dette. For de store, etablerte selskapene som BW LPG er dette også et komparativt fortrinn da de har organisasjoner i ryggen som naturlig utdanner tilstrekkelig med mannskap. Mindre redere har faktisk leid inn mannskap fra BW Group på grunn av intern mangel.

### **Hvorfor BW LPG er det beste langsiktige spillet innen LPG-shipping**

De børsnoterte LPG aksjene jeg vet om er BW LPG, Avance Gas, Aurora LPG, Dorian LPG og Solvang. Dorian LPG er et bra selskap med mix av TC og spoteksponering, og har en moderne flåte som kommer i vannet frem mot H2 16. Problemet med Dorian er at de er notert i USA, så man tar en valutarisiko ved long-eksponering mot dem. Solvang er deleier i noen VLGCer, men er ikke et rendyrket VLGC selskap på grunn av en relativt sett stor LGC og MGC flåte. Det er også et familieeid selskap med lav likviditet og lite utbytte.

De aktuelle selskapene man reelt sett kan velge mellom er OSE-noterte BW LPG og Avance Gas, samt Axxess-noterte Aurora LPG. Aurora LPG er et selskap som leverer vanvittige gode operative resultater, men de er også det minste og mest gearede selskapet av de tre. De har 3 skip i vannet per nå og 6 som skal leveres i 2016. Policyen er å kjøre alle skipene i spoten for å ta ut mest mulig av syklusen. De har en svak balanse, og må sikre funding for nybyggprogrammet på en eller annen måte snart. Dette kommer nok enten i form av banklån eller salg av noen av nybyggene. Dorian, BW og Avance har nylig sikret kredittfasiliteter, og som nevnt tidligere er second hand markedet i god form, så jeg tror de vil ordne finansiering i tide. Det er allikevel en usikkerhet. Aurora betaler heller ikke utbytte enda. Avance har 8 skip i vannet og 6 som skal leveres i 2015. De leverer gode resultater tett opp mot spoten med en policy på å kjøre alle skipene på voyage-kontrakter. Per nå betales hele resultatet ut

---

<sup>13</sup> <http://www.shippingherald.com/Admin/ArticleDetail/ArticleDetailGas/tabid/120/ArticleID/19348/Cheap-oil-to-drive-LPG-shipping-earnings-Drewry.aspx>

som utbytte, så de går også for å utnytte syklusen maksimalt, og bygger ikke for fremtiden med dagens politikk. De har en langt mer solid bok enn Aurora med fullfinansiert nybyggprogram.

BW LPG er en eldre aktør enn de andre, og er per i dag den desiderte markedslederen basert på tonnasje, selv om nybyggprogrammene til de andre vil redusere distansen frem mot 2017. De har p.t 23 egneide VLGC, 9 innchartede VLGC og 5 LGC i vannet, samt 5 VLGC i ordreboken. Der Avance og Aurora velger å kjøre alle sine skip i spoten har BW LPG valgt en annen modell med fokus på å sikre utilization over tid, og dermed smoothere ut både topper og bunner i syklusen. Dette gjør de gjennom en kontraktsmodell med større grad av sikrede flåtedager. Tradisjonelt er ca 25% av flåtedagene i innværende år sikret på lange TC kontrakter, 25% på TC basert CoA, 25% på spot basert CoA og 25% kjøres i ren spot.

CoA, eller Contract of Affreightment, er kontrakter der motparten kjøper opsjoner på seilaser. Hvis Exxon inngår en spot-CoA med BW LPG sier de for eksempel at de kjøper 10 seilaser de må calle ıla en 3mnd tidsperiode, samt opsjon på 10 seilaser til i samme periode. Exxon bestemmer selv når i den perioden de kan calle seilasene, og ønsker derfor å time spoten slik at de kjøper på de «billige» dagene i perioden. Samlet spot TCE for BW pleier derfor å ligge ca 15-20% under indeksen i periodene med veldig høye spotrater. Det krever store flåter for å kunne tilby CoA da BW LPG må ha et visst antall skip tilgjengelig til enhver tid dersom motparter caller seilaser, men samtidig sikrer de utilization og langvarig gode kundeforhold. I dagens marked oppnår BW LPG en lavere snitt-TCE per skip enn konkurrentene på grunn av sine sikrede flåtedager og spot-CoA som ligger noe under ren spot, men når utilization og spotratene faller vil BW LPG sin markedsmodell antagelig gi høyere relativ avkastning.

BW LPG begynte å offentliggjøre sin kontraktportefølje og TCE på sikrede kontrakter den 10.10.14 og har siden det offentliggjort 20.11.14 og 27.02.15. De har konsekvent økt sikrede flåtedager for 2015, 16 og 17, og jeg håper og tror de vil fortsette å øke for 2016 og 17 gjennom 2015 til de har sikret ca 50% av flåtedagene for begge årene.

<b>Sikrede flåtedager:</b>				
	<b>10.okt</b>	<b>20.nov</b>	<b>27.feb</b>	
<b>2015</b>	<b>29,99 %</b>	<b>40,40 %</b>	<b>52,85 %</b>	
<b>2016</b>	<b>20,04 %</b>	<b>33,36 %</b>	<b>37,21 %</b>	
<b>2017</b>	<b>11,41 %</b>	<b>31,35 %</b>	<b>35,38 %</b>	
<b>TCE-snitt:</b>				
	<b>10.okt</b>	<b>20.nov</b>	<b>27.feb</b>	
<b>2015</b>	<b>35739</b>	<b>33766</b>	<b>35534</b>	
<b>2016</b>	<b>35503</b>	<b>31977</b>	<b>34254</b>	
<b>2017</b>	<b>32548</b>	<b>31431</b>	<b>33937</b>	

## Nybygg og vekst

BW LPG har et nybyggprogram med 5 gjenværende skip som kommer i vannet frem mot Q3 16. Gleeson har konsekvent sagt at BW LPG er et selskap som satser på vekst i form av kontrahering og oppkjøp over tid, men at dagens markedspriser er uøkonomiske. Den eneste investeringsmuligheten de går for nå er å calle kjøpsopsjoner på de innleide skipene med medfølgende opsjoner. «Vermillion First» var første skip som ble called med en strike price på 73mUSD. Ifølge PAS har 2010-bygde skip en markedsverdi på rundt 85mUSD, som gir BW en umiddelbar «profitt» på ~12mUSD.

Dersom markedet skulle tanke helt med TCE under 20k dagen, altså ca break even for VLGC-flåten, over en lenger periode vil BW LPG fungere som en naturlig konsolidator med sin størrelse og finansieringsevne. Tar man på de lange brillene vil en slik periode kanskje være bra for selskapet gitt at den underliggende markedstrenden fortsetter å være positiv.

En investeringsmulighet på lenger sikt er VLEC. Etan vokser som feedstock, og flere redere inkludert BW har uttalt at de ønsker å gå inn i markedet. VLEC er veldig kapitalintensivt, og det er derfor ingen som har planer om å bygge på spekk. BW må ha på plass veldig lange TC kontrakter med gode motparter før de kontraherer skipene. Etter oljeprisfallet har økonomien i å bruke etan blitt dårligere, og interessen til både industrien og rederne har derfor kjølnet. På litt lenger sikt kan dog VLEC være veldig spennende for BW LPG. De har kapasitet til å fremmedfinansiere mesteparten av investeringen til veldig gode vilkår, og med sikrede kontrakter kan det skape merverdi for aksjonærene til liten risiko.

Den generelle policyen til BW er å betale ut 50% av NPAT i utbytte og holde igjen 50% til investeringer, men på grunn av mangel på investeringsmuligheter og uvanlig høye resultater valgte styret å betale ut 100% av NPAT som utbytte i 2014, og Gleeson har antydnet at dersom 2015 blir som det ser ut nå vil de betale ut 100% av NPAT som utbytte i år også.

## Finansieringsevnen

BW LPG sikret finansiering på 400mUSD for nybyggene sine til 1,7% over Libor den 17.02.15, mens Dorian sikret finansiering på 761mUSD for sine nybygg til 2,1% over Libor den 12.01.15. Altså 23,5% høyere enn BW sin rente. Avance har også sikret finansiering på 200mUSD nylig, men oppgir ikke rente.<sup>14</sup>

BW LPG oppnår den laveste finansieringskostnaden i bransjen både fordi de er størst, og fordi de har Sohmen-Pao familien i ryggen gjennom BW Group. En covenant i lånet er faktisk at Sohmen-Pao må eie mer enn 50% i BW Group som igjen må eie mer enn 35% i BW LPG gjennom låneperioden.

---

<sup>14</sup> <http://www.prnewswire.com/news-releases/dorian-lpg-announces-debt-financing-commitments-to-fully-fund-its-vlgc-newbuilding-program-300018948.html>

## Verdsettelsen

Modellen min er innstilt på at BW LPG vil oppnå en spot TCE på 65k i 2015, 30k i 2016 og 30k i 2017. Utilization er satt på 98% for 2015, 92% for 2016 og 92% for 2017. Dette mener jeg totalt sett er konservative estimater. Jeg antar også at utbytte vil ligge på 50% av NPAT i 2015, selv om det er en stor sjanse for at den vil ende høyere. Jeg antar en konstant IBD og dermed konstant financial cost. Dette er muligens å overvurdere gjeldsbetjeningsevnen deres, og financial cost estimatene ligger 8mUSD over mine i enkelte analyser jeg har lest. Samtidig antar jeg en konstant charter hire kostnad, og med tanke på at de skal redusere charter flåten frem mot 2017 ligger jeg antagelig for høyt på den kostnaden. Modellen er også innstilt på en aksjekurs på 65kr og en USD/NOK på 7,5. Ved aksjekurs 65kr er market cap på utestående aksjer 8638mNOK.

	2015	2016	2017
<b>Average TCE equivalent</b>	50	31,5	31,5
Revenue	842,05	626,04	638,90
Voyage expenses	-215,13	-219,35	-228,20
<b>TCE income</b>	<b>626,92</b>	<b>406,69</b>	<b>410,69</b>
Other operating income	0	0	0,00
Charter hire expense	-88,00	-88,00	-88,00
Other operating expenses	-111,07	-116,83	-119,09
<b>EBITDA</b>	<b>427,85</b>	<b>201,86</b>	<b>203,60</b>
Gain/loss disposal property	0	0,00	0,00
Gain/loss disposal subsidiaries	0	0,00	0,00
Amortization	-4,92	-4,92	-4,92
Depreciation	-80,15	-91,40	-94,40
Write-back	0	0,00	0,00
<b>EBIT</b>	<b>342,78</b>	<b>105,54</b>	<b>104,28</b>
Foreign currency	0	0,00	0,00
Interest income	0	0,00	0,00
Interest expense	-10,60	-10,60	-10,60
Net derivative	0	0,00	0,00
Other finance	0	0,00	0,00
<b>Net finance</b>	<b>-10,60</b>	<b>-10,60</b>	<b>-10,60</b>
<b>Profit before tax</b>	<b>332,18</b>	<b>94,94</b>	<b>93,68</b>
Tax	0	0,00	0,00
Other comprehensive income	0	0,00	0,00
<b>Net profit</b>	<b>332,18</b>	<b>94,94</b>	<b>93,68</b>

	H2 2014	2015e	2016e	2017e
PAT	152,52	332,18	94,94	93,68
Dividend	152,52	166,09	47,47	46,84
Per share	1,15	1,25	0,36	0,35
Per share NOK	8,63	9,37	2,68	2,64
<b>Div.yield</b>	<b>13,27 %</b>	<b>16,63 %</b>	<b>5,70 %</b>	<b>5,96 %</b>
Stock ex div	7,52	6,27	5,91	5,56
Stock ex div NOK	56,38	47,00	44,32	41,68
Equity	1080,95	1247,04	1294,51	1341,35
P/E		3,01	8,77	8,38
P/B		0,86	0,66	0,60
EV/EBITDA		3,41	6,40	6,12
EV/EBIT		4,26	12,25	11,94
ROE		28,54 %	7,47 %	7,11 %
E/P		33,25 %	11,40 %	11,93 %

Multiple sensitivity 2016/2017e						
spot TCE	P/E	EV/EBITDA	EV/EBIT	ROE	E/P	
50000	2,87	3,31	4,53	17,38 %	34,83 %	
45000	3,47	3,76	5,38	15,03 %	28,83 %	
40000	4,33	4,33	6,58	12,59 %	23,11 %	
35000	5,66	5,08	8,4	10,05 %	17,66 %	
30000	8,03	6,11	11,49	7,40 %	12,45 %	
25000	13,37	7,61	17,88	4,64 %	7,48 %	
20000	36,7	9,98	38,87	1,77 %	2,72 %	

Som man kan se så vil multiplene for et steady state 2017 ligge på veldig attraktive nivåer for et OBX selskap gitt en oppnådd spot TCE på 30-40k i 2016 og 2017.