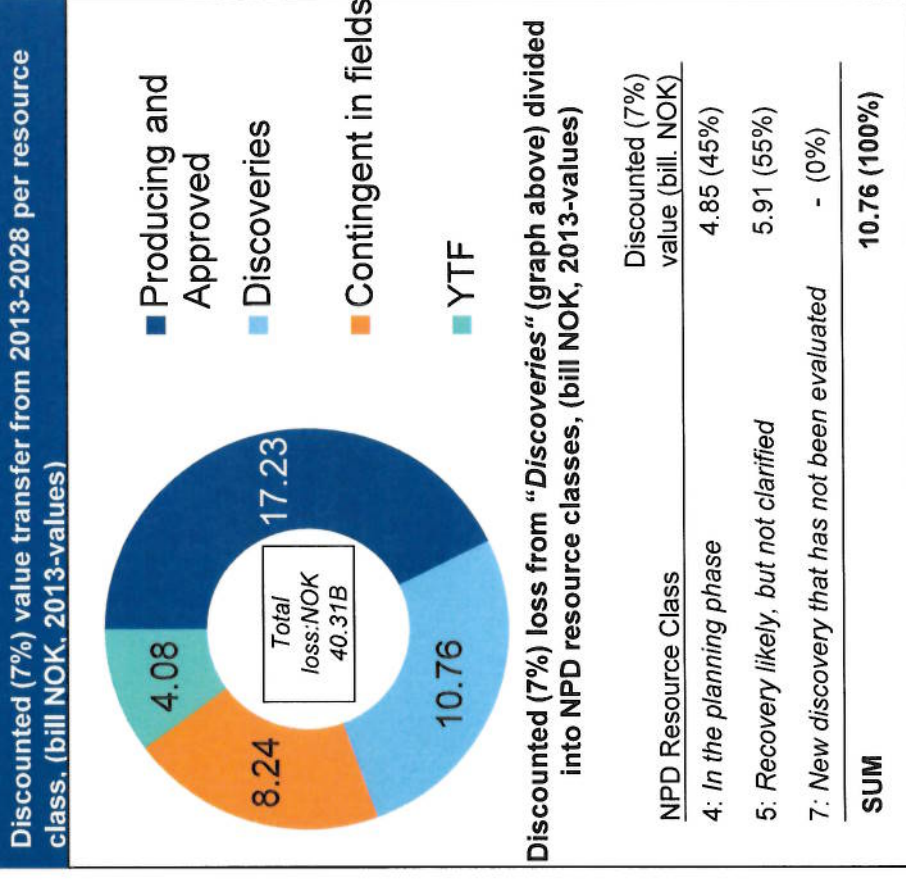


## The largest share of the value transfer benefits fields that are already producing and approved

- Pöyry estimates Gassled's revenue reduction to be 40.31 bill NOK (2013-values) discounted at 7%
- 63.2% (NOK 25.5B) of the reduction benefits producing fields – categories Producing and Approved (42.8%) and Contingent in fields (20.4%).
- The resource category Discoveries accounts for only 26.7% (NOK 10.8B) of the estimated value transfer
- Splitting the Discoveries into NPD's resource class 4-7, indicates that all the losses come from resource class 4 and 5, whereof category 4 accounts for 45%
- On the basis of Pöyry's volume assumptions, there is no tariff saving for resource class 7. This is explained by the fact that the category 7 discoveries will:
  - enter into Area F and Area I where there are no changes to the K-tariff
  - start production after 2028, which is outside the calculation period
- 47% of the value transfer in the "Discoveries" category benefits discoveries placed in the North Sea, where there is access to existing infrastructure



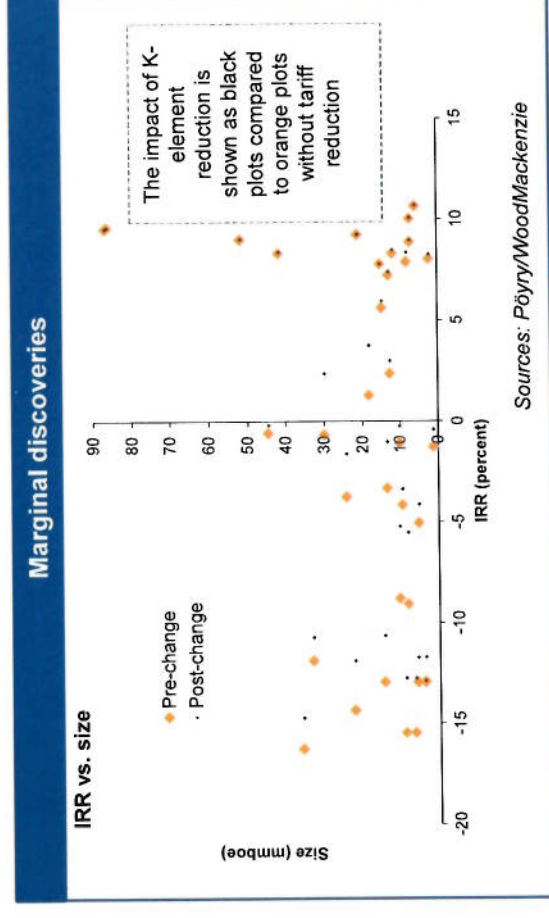
## No marginal discovery turns economically viable as a result of a reduction in the K-element

### Definiton:

- A marginal discovery is a discovery that is not economically viable under the current economic conditions (prices, cost, etc.) and given the current status of infrastructure in the area of the discovery.
- A marginal discovery may turn economically viable with higher oil and gas prices, with lower costs or if the area is further developed

### Analysis:

- Using NPD resource class 6 «Development Not Likely» and «resources that are barely economical», Pöyry has analyzed whether K-tariffs have an impact on developing marginal resources



### Results:

- The marginal discoveries with the highest expected IRR have high oil content and a gas tariff reduction does not materially impact the IRR. The marginal discoveries with high gas content all have below 5% expected IRR
- Despite a K-element reduction, the discoveries are still unlikely to be developed



On behalf of Infragas Norge AS, Solveig Gas Norway AS, Njord Gas Infrastructure AS and Silex Gas Norway AS

March 14 2013

## Gassled tariff cuts – effects on regulation risk and cost of capital

### 1 INTRODUCTION

The Ministry of Petroleum and Energy (MPE) submitted a consultation document on tariff changes in Gassled 15 January 2013. THEMA Consulting Group has been commissioned by the financial investors who recently became owners in Gassled, Infragas Norge AS, Solveig Gas Norway AS, Njord Gas Infrastructure AS and Silex Gas Norway AS to analyse how and to what extent the proposal could have adverse socioeconomic implications.

The consultation paper's argument in favour of the proposal is that lowering the tariffs for future volumes in Gassled will stimulate the incentives to explore, develop new projects and invest in enhanced recovery from existing fields. The paper states that lowering tariffs could be decisive for marginal projects and that the trend on the NCS is that more and more resources will be marginal to develop.

The question discussed in this paper is whether the proposal could have adverse effects on resource management objectives due to higher regulation risk and subsequently higher cost of capital.

### 2 UNEXPECTED CHANGES IN FRAMEWORK CONDITIONS COULD GIVE HIGHER REGULATION RISK<sup>1</sup>

In order to fully understand the implications of the proposal from MPE, it is useful to consider the development of the gas transport system in the context of the classical models of monopoly regulation.

#### 2.1 The period before the Gassled merger

Until Zeepipe was approved in the middle of 1980's, the gas pipelines including Statpipe and Norpipe were not regulated. The initial period from 1977 to around 1985 can thus be considered a form of *self-regulation*. Tariffs were negotiated on a case-by-case basis, and approved by the MPE. There was no evident government intervention in the business dealings of the gas transport system. As the gas shippers and infrastructure owners were mostly the same, this model ensured cost recovery for the owners, and also gave incentives for cost-efficiency.

MPE's guidelines on reasonable return on infrastructure were first introduced in a White Paper presented in the middle of the 1980s<sup>2</sup> and a form of *light-handed regulation* started. Light-handed regulation gives the infrastructure owner freedom and flexibility in setting tariffs, but there is a risk that the regulator may intervene if he finds the tariffs excessive according to some predefined criteria, or if infrastructure users complain. An important criterion was that a reasonable rate of return on infrastructure investments was assessed by MPE to be 7 % real before tax.

By 2002, just before the Gassled merger, the rate of return on historical investments in Statpipe was 13.8 %. Statpipe's tariff was never modified to comply with the White Paper in the period up to 2002.

#### 2.2 The Gassled merger

The initial Gassled ownership structure and the current tariff regulation from 2003 were established in two stages. In the first stage a new ownership structure was established which was primarily based on net present value (after tax) of future expected cash flows for each pipeline up to the end of the individual concession periods.

<sup>1</sup> All rate of return values are taken from IRR calculations Powerpoint presentation by Infragas Norge AS, Solveig Gas Norway AS,

<sup>2</sup> St. meld. nr. 46 (1987-88).

In the second stage, new tariff regulations were developed and adopted in which the consolidated Gassled tariffs for third parties were adjusted to fit the new system of areas and input/exit points and to reflect extensions of the licence periods. So it was the expected future cash flow which by and large defined the ownership structure while the new regulated tariffs were recalculated and restructured to adapt to a new system. One implication of this process was that the initial owners in Statpipe got large stakes in the new Gassled joint venture. According to the Gassled Establishment Agreement, Statpipe represented 49.6% of Gassled's post-tax value in 2003. So the Statpipe owners which already had received a rate of return of close to 14 % could capitalise on a continuation of a high tariff income into the future.

The establishment of Gassled in 2003 essentially created a regulatory model which could be considered as a combination of a cost plus/rate of return regulation with limited risk and a price regulation where the regulated companies carry volume risk:

- The O, I and U elements are based on actual costs for operations, investments that maintain the integrity of the existing transport system and capacity expansions respectively. These tariff elements are based on full cost recovery including a reasonable return on invested capital. As such, these tariff elements are an example of a classic rate-of-return-regulation where cost recovery is guaranteed. In practice Gassled owners carry little or no volume risk related to these tariff elements.
- The K element remunerates historical investments made prior to the establishment of Gassled. The K element levels are set based on expected cash flows at the time of establishing Gassled. This tariff element therefore involves a volume risk for Gassled owners. It is also not easily suited for assessing actual revenues compared to historic costs of Gassled assets. However, as long as the K element is not changed (or changes are proposed) the model is transparent and predictable for both owners and users.

### 2.3 Post Gassled merger

After 2003 several transportation systems have been merged into Gassled: Langeled (2006), Tampen Link (2007), ETANOR og Norne Gas Transport, Kvitebjørn Gas transport (2008), Gjøa Gas Pipeline (2010).

The Langeled and Gjøa Gas Pipeline inclusions were based on the actual tariff levels in the merging transport systems at the time of the mergers. The implications of the proposed tariff cuts are that the rate of return on the investments in these transport system will be far below 7 %. For Langeled the rate of return will fall down to around 3 %, for Gjøa transport system close to 0%. They will not be able to achieve the 7 % target, if the proposal is implemented.

The rate of return in the Gassled system is still heavily influenced by Statpipe economics. Even though it is an integrated system from 2003, it is possible to make reasonable allocation of the tariff income between the various pipelines and process facilities even for the period after 2003. Doing that, the rate of return in Statpipe alone for the whole period 1975 to 2028 is calculated to be approximately 15 %.

### 2.4 Reflections on the regulation model

In a regulatory perspective it is important to note the following:

- a. The proposal from MPE indicates an intention to limit what the Ministry considers to be excessive profits, while at the same time failing to establish safeguards against lower profits. As such, the proposed regulation on Gassled tariffs introduces an element of asymmetric risk.
- b. Even though payback on Statpipe investments was achieved long before the merger in 2003, the K-element in the Statpipe tariff was not reduced to zero or close to zero, neither in the ownership calculation nor in the new consolidated regulated K-element in the Gassled tariffs which was established in 2003.
- c. The investors in Langeled transport system and Gjøa gas transport will never achieve a reasonable rate of return. So the infrastructure investments have not in general achieved a reasonable rate of return.
- d. MPE's proposal introduces a system with different prices at the same point of time for the same service. Shippers of gas from same fields that have booked before May 1<sup>st</sup> 2013 will pay a higher tariff than companies which have not.
- e. MPE as regulator has not published data or made data available to the public or to the regulated companies. Prior to the tariff cut proposal, the government has not to our knowledge actively monitored or published returns of the gas infrastructure. Publication of relevant data is normally done by regulators in connection with monopoly regulation and is a way to limit regulation risks. For example, in the so called RAB-model (Regulatory Asset Base) the capital base is normally published at least once a year. One could therefore have expected that MPE, as regulator, regularly had published data on historical investments costs, operating costs, tariff income and other relevant data. Lack of transparency is particularly an issue, when the regulatory interventions have large economic implications for the regulated companies.

When comparing the regulation principles of 2003 with the proposal of 2013, inconsistencies in the tariff regulation model appear. The inconsistencies have three dimensions: (i) various owners are treated differently, (ii) the regulatory interventions are not consistent over time and (iii) the proposal introduces different prices for the same service at the same time for various shippers. In addition, low transparency contributes to the unexpected features profile of the tariff cut proposal.



### 3 REGULATORY RISK AND COST OF CAPITAL

#### 3.1 Impact on the cost of capital from MPE's proposal

As stated above, the proposal indicates that Gassled owners are subject to asymmetric risk in the sense that excessive profits are clawed back by the regulator without compensation for downside risk. Furthermore, the change in regulation is unexpected and leads to less transparency and predictability of the system. The overall effect is to introduce a significant element of regulatory risk. Regulatory risk may in turn affect the cost of capital and project profitability through several channels:

The expected cash flows from Gassled activities will be reduced. This will influence the financial rating of the debt of Gassled owners, particularly the financial investors who do not own gas resources, and increase the cost of borrowing. Rating companies have already signalled a downgrading of Gassled owners' debt if MPE's proposal is implemented<sup>3,4</sup>. Furthermore, Moody's states in their March 2013 Credit Opinion the following: "*The rating action also reflects the perceived weakening of the previously supportive and predictable regulatory regime*". A downgrading will immediately hit the bondholders, including Norwegian and International pension funds. This is a direct effect of the proposal which can be observed in the financial markets. In the next phase, a lower credit rating will increase future borrowing costs.

There may also be indirect effects on borrowing costs on the NCS. There is a risk that higher cost of capital spreads to the rest of the oil and gas industry active on the NCS, which means that at least some oil and gas companies could have to pay a higher premium on future financing. This would happen if MPE's proposal leads to a perceived higher regulatory risk not just for Gassled, but for other NCS activities also. A point to mention in this connection is that a lower credit rating is in particular a challenge for financing marginal projects, which are often developed by small companies. For these companies, NCS activities constitute a significant share of their activities, and hence they are mainly subject to the particular regulatory risks on the NCS from a rating perspective (unlike larger and more global companies whose debt rating does depend on NCS risks to a lesser extent).

Also one may argue that the regulatory risk will lead to an increased risk premium on the total cost of capital (WACC, weighted average cost of capital), not just through increased borrowing costs. Theoretically, this effect should be accounted for through adjusting the cash flows when analysing NCS projects, but in practice analysts will typically add a risk premium to the cost of capital. The outcome with regard to project profitability will basically be the same whether the risk adjustment is done via the cash flows or the cost of capital.

Finally, unstable regulation creates larger volatility in expected cash flows, even in the case of symmetric regulatory risk (where shortfalls and excess profits relative to the target rate of return are treated equally, unlike MPE's proposal as we have interpreted it above). This increases the cost of capital directly. For a given systematic risk or correlation between project returns and a reference portfolio, increased volatility implies higher cost of capital (this follows mathematically from standard financial models for estimating the cost of capital). This effect is perhaps more difficult to observe directly in the Gassled case, but cannot be excluded entirely.

The links between regulation, risk and the cost of capital has been the topic of a number of studies over the last 30 years.<sup>5</sup> Based on these studies, there seems to be a clear general link between the type of regulation and the risk exposure of regulated companies. Furthermore, the presence of asymmetric risks due to unexpected regulatory intervention is shown to have a potentially significant impact on the cost of capital in specific cases.

#### 3.2 Conclusion on regulatory risk

We consider the evidence for MPE's proposal increasing the regulatory risk compelling both from theory and available empirical data. Hence, we expect that the cost of capital will increase particularly for infrastructure investments on the NCS. The severe economic implications for the gas infrastructure companies are likely to be perceived as a radical and unexpected change in the framework conditions. The economic implication and potential economic loss to the Norwegian society is related to what is perceived in the market. As yet, such effects have not been observed apart from the Gassled debt downgrade risk, but there is a positive probability that the wider impact on cost of capital is real. It should therefore be taken into account when considering changes in the Gassled tariff regulation. However, it is not possible to use the results from the literature to estimate the impact on Gassled cost of capital as the empirical evidence is case-specific. Furthermore, the reference point with regard to such parameters such as the risk-free interest rate may differ significantly between different studies and infrastructure sectors.

---

<sup>3</sup> Moody's Solveig Credit Opinion March 2013.

<sup>4</sup> Standard & Poor press release of January 21th 2013 putting Njord bonds at Credit Watch.

<sup>5</sup> A list of relevant journal articles and reports can be found in the reference list at the end of the memo.



#### 4 A COMMENT ON VOLUME RISK AND OPTION VALUE OF SPARE CAPACITY

The incentives to take on volume risk by pre-investing in spare capacity will likely be weakened by the proposal. The economic value of infrastructure investments consists of two elements:

- The discounted value of future income from initial committed volumes.
- The option value of future volumes not committed, i.e. the value of spare capacity

Now the gas infrastructure investors with no gas will have little or no incentive to take on a volume risk by investing in spare capacity, unless the initial committed capacity gives them the required rate of return. On the other hand, if the investor could keep part of the option value they may have been willing to accept a lower rate of return (and lower tariff) for initial committed capacity through the system. The proposal reduces the option value of spare capacity for private investors in Gassled. Now, a potential investor in new infrastructure will refer to the tariff reduction that eventually will result from this proposed tariff revision. Therefore he will probably be more than reluctant to take on volume risk by pre-investing in capacity above initial committed capacity, unless he will get the allowed rate of return from transporting the initial volumes. The reason is that the investor will fear a tariff revision similar to the present MPE proposal when the rate of return reaches the regulated rate of return. If, on the other hand, the investor was confident that he would be allowed to keep (part of) the option value, he would have been willing to carry more volume risk at the outset and accept a lower tariff (and rate of return) for initial volumes.

Spare capacities in infrastructure have a socio-economic value which is not reflected in private investors' cash flow. Hence the MPE proposal increases the wedge between the public and private profitability of new gas pipeline investments.

#### 5 QUANTITATIVE ILLUSTRATIONS

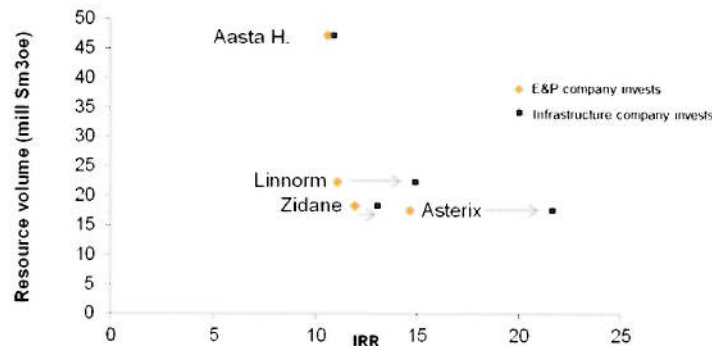
In this section we present quantitative illustrations of effects of increased cost of capital. All quantifications are done by Pöyry Management Consulting.<sup>6</sup>

##### 5.1 The effect on marginal gas field economics

As discussed above there is a risk that the market for cheap infrastructure capital dries up implying that oil and gas companies must invest in infrastructure themselves. The oil and gas companies will require the same rate of return from the infrastructure project as they do from the upstream part of the investment. This will increase the break-even price for gas in new gas projects. Another way to put it is that the average cost of capital for new projects will increase since access to low risk infrastructure capital is not available any more.

Pöyry Management Consulting has analysed the effects on marginal gas field economics in the Norwegian Sea. Åsgard Transport is full until late 2020s so in the next 10-15 years new gas from this province must be shipped through the new Polarled pipeline to Nyhamna and then into Area D of Gassled and down to the market. The issue is then, how would the internal rate of return of new gas projects be affected if oil and gas companies invest and own Polarled compared to a situation where the oil and gas companies pay tariffs reflecting a rate of return of 7 % real before tax? Figure 1 shows that small gas projects are particularly sensitive to increased cost of capital, since infrastructure costs often constitutes a larger part of the total costs. Note that since Polarled already is decided, this example illustrates the impact on field economics if the oil and gas companies were to divest the pipeline to infrastructure companies (which might disappear, if the proposal is implemented).

**Figure 1. IRR of selected gas developments comparing E&P companies investing and owning Polarled pipeline compared with infrastructure companies investing and owning Polarled pipeline**



Source: Pöyry Management Consulting

<sup>6</sup> K-tariff Current vs Proposed, Powerpoint presentation by Pöyry Management Consulting, March 2013



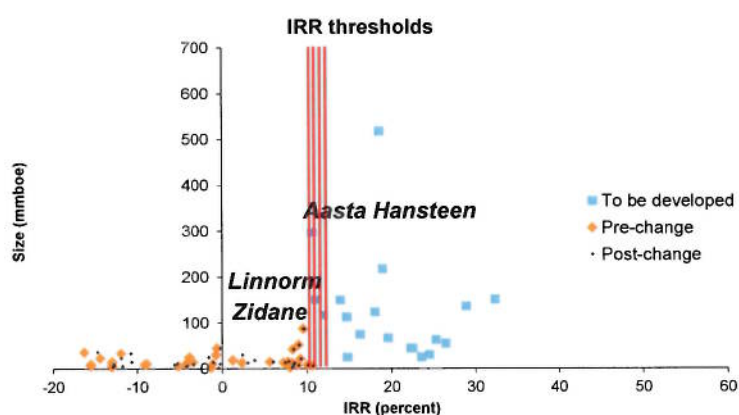
## 5.2 Barents Sea pipeline

Pöry Management Consulting has analysed the impact of MPE's proposal on the incentives to develop Barents Sea pipeline. Pöry's main conclusion is that the proposed tariff cut will not influence the incentives to develop Barents pipe. Increased cost of capital makes Pöry's conclusion even more robust; The effect on the K-tariff in a Barents Sea pipeline is calculated to be in the order of 0.02 – 0.03 NOK/Sm<sup>3</sup> for each per cent the cost of capital increases. So, if the oil and gas companies has +/- 5 per cent higher discount rate than the infrastructure companies, the implicit increase in the Barents Sea tariff would be in the order of 0.1 to 0.15 NOK/Sm<sup>3</sup> given that the oil and gas companies have to invest and own the pipeline.

## 5.3 Aggregated effects on commercial reserves

Pöry Management Consulting has analysed effects on commercial reserves if the cost of capital increases by 2 per cent from 11 to 13 per cent. Gas fields in the Norwegian Sea are used as an example to illustrate a generic issue. The examples, illustrated in Figure 2 show that fields as Aasta Hansteen, Linnorm and Zidane will change from being marginal to sub-marginal, when the threshold discount rate increases from 11 to 13 per cent.

**Figure 2. Effect on commercial reserves if cost of capital increases from 11 to 13 per cent**



Source: Pöry Management Consulting

## REFERENCES

- Alexander, I., Mayer C. and Weeds H. (1996): *Regulatory structure and risk: An international comparison*, Prepared for PSD/PPI, World Bank, London Economics and Oxford Economic Research Associates
- Alexander, I., Estache, A. and Oliveri, A. (1999): *A few things transport regulators should know about risk and the cost of capital*, World Bank and London Economics.
- Alexander, I. and Harris, C. (2005): *The regulation of investment in utilities; concepts and applications*, World Bank working paper no. 52
- Bazelon, C. (2011): *Cost of regulatory risk for wireless spectrum values*, The Brattle Group, Inc.
- Copper, I. and Currie, D. (1999): *The cost of capital for the UK water sector*, Regulation initiative discussion paper series number 28, London Business School
- Gaggero, A. (2007) "Regulatory risk in the utilities industry: An empirical study of the English-speaking countries", Utilities policy
- Johnsen, T. (2006): *Kapitalkostnad for norske mobilselskaper*, rapport til Post- og teletilsynet, oktober 2006.
- Johnsen, T. (2009): *Kapitalkostnad for norske mobilselskaper, oppdatert pr oktober 2009*; rapport til Post- og teletilsynet.
- Johnsen, T. (2012): *Vurdering av forslag til endring av NVE-renten fra 2013*. Rapport for Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Meyers, S. (1970): *Applicability of finance theory to public utility rate cases*, Working paper Sloan School of Management (MIT)
- Norton, S. (1985): *Regulation and systematic risk: The case of electric utilities*, Journal of Law and Economics Vol. 28, No. 3 (Oct., 1985), pp. 671-686
- Ofcom (2005): *Ofcom's approach to risk in the assessment of the cost of capital*, Final statement 18 August 2005

Skjeret, F. (2001): *Normalavkastning og effektiv drift for nettmonopolene*, SNF-prosjekt nr. 7140 «Risikoforhold og normalavkastning for effektiv nettvirksomhet»

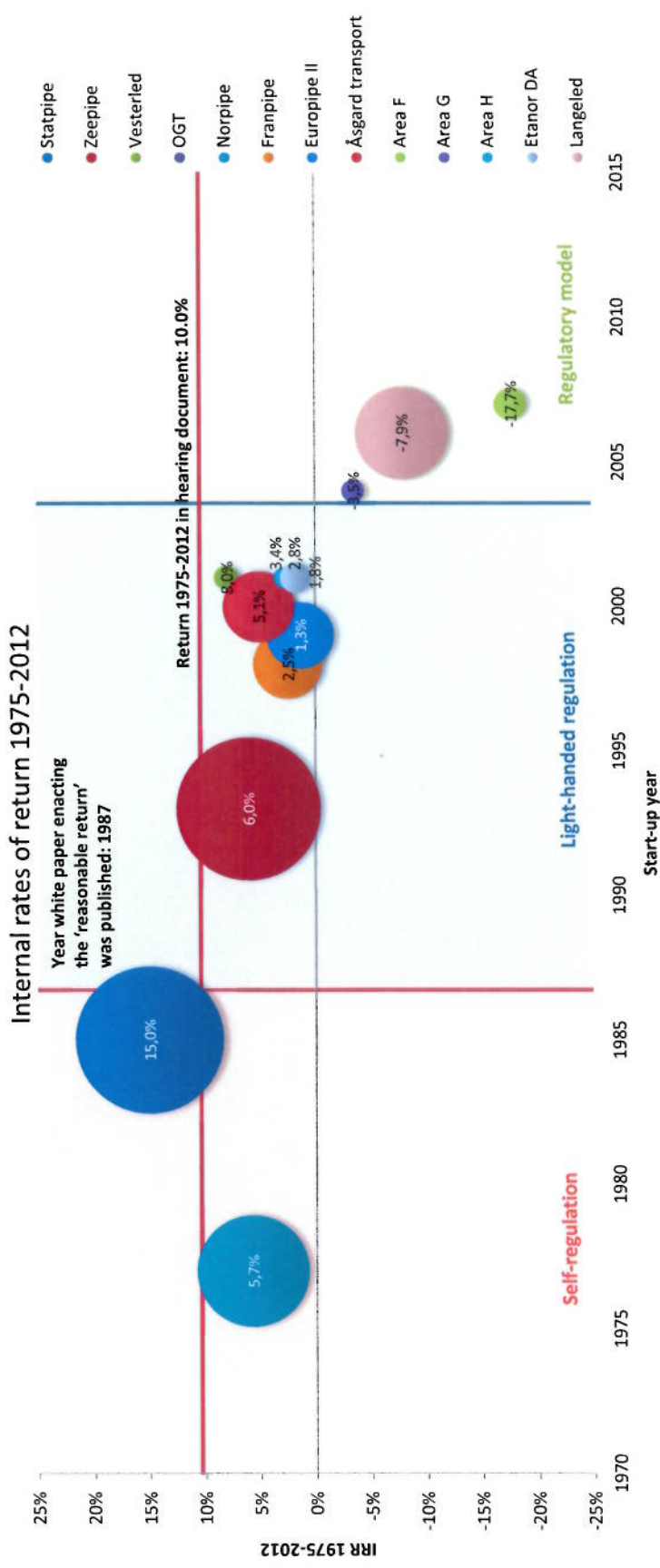
Solchaga Recio & asociados (2011): *Regulatory risk and its effect on investment in NGA networks*, A study for Telefónica S.A.





# The different gas infrastructure JVs/DAs that formed Gassled have had very different returns

- 1 Statpipe had already realized a return of **13.8% by 2002** (increasing to 15.0% by 2012) and is the only system to exceed the 10.0% quoted by the MPE
- 2 Statpipe's and Norpipe's tariffs were set **before** 'reasonable return' principle was introduced



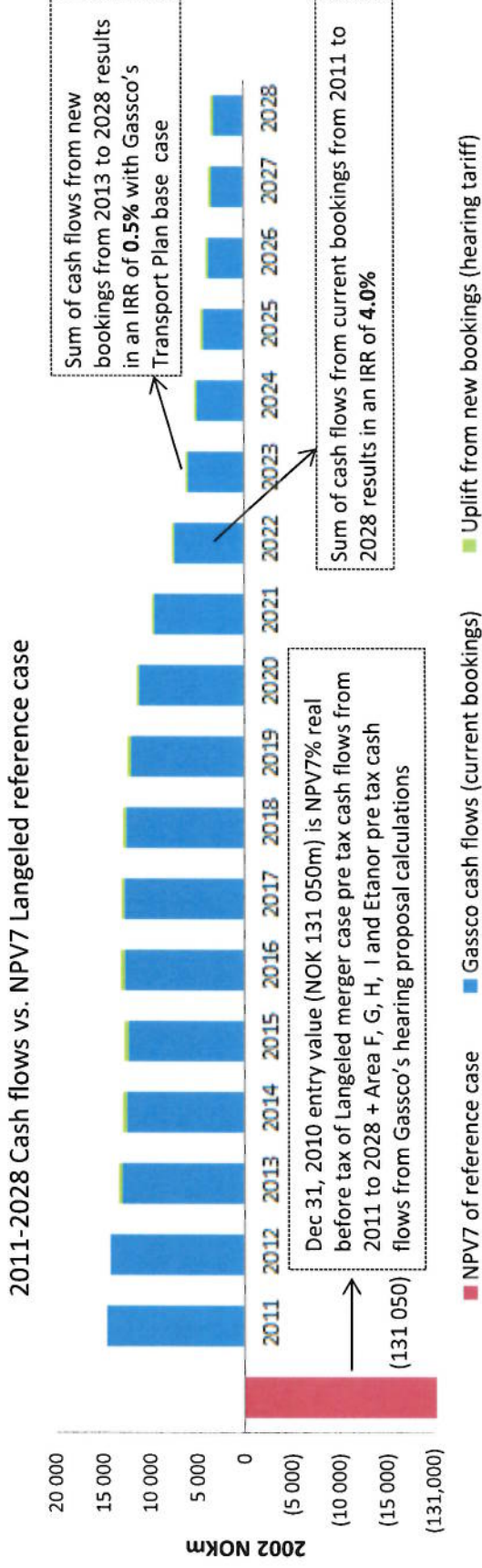
NOTE 1: In order to calculate returns until 2012, 2003-2012 cash flows have been allocated to the original systems in accordance to the Gassled Establishment Agreement (see appendix)

NOTE 2: Size of bubble in chart indicates cumulative investments in real terms in each system between 1975 and 2012

Source: Gassco

## A Gassled reference case valuation in 2011 would deliver a 4.5% internal rate of return (IRR) with the new tariff proposal

- Infragas acquired its participating interest in Gassled with effective date 1.1.2011. Our valuation was based on the established Gassled tariffs and forward looking estimates for bookings
- Between 2006 and 2010 the Ministry approved inclusions of several assets into Gassled where the participating interests in Gassled were adjusted in accordance with a Gassled valuation reference case that was established by Gassco and the parties involved in the transfer of assets. The valuation was indirectly approved by the Ministry
- When the sum of the 2011-2028 real pre-tax cash flows from the Gassled reference case discounted at 7% (real before tax) is used as the 2011 entry value, the IRR for period is only 4.5% (real before tax). This includes current bookings and additional new bookings at the proposed new tariff



The Ministry's proposal results in a return that does not fulfill the expectations used when the Ministry approved the inclusion of Langede, Tampen Link, Kvitebjørn Gas Pipe, Norne Gas Transportation System, Etanor and Gjøa Gas Pipe into Gassled

Source: Gassco

## UOFFISIELL NORSK OVERSETTELSE:

Olje- og energidepartementet  
v/Erik Johnsen  
Postboks 8148 Dep  
0033 Oslo

Sendt per bud og til [postmottak@oed.dep.no](mailto:postmottak@oed.dep.no)

Oslo, 15. mars 2013

## **Foreslått reduksjon av tariffene for transport og prosessering av gass på norsk sokkel**

### **1 Innledning**

Vi viser til høringsnotat av 15. januar 2013 ("Høringsnotatet") fra Olje- og energidepartementet ("OED" eller "Departementet") der det bes om kommentarer til foreslåtte endringer i Forskrift om fastsettelse av tariffer mv. for bestemte innretninger av 20. desember 2002 nr. 1724 ("tarifforskriften"). I Høringsnotatet foreslås med visse unntak en 90 % reduksjon av kapitaltariffen (k-elementet) for alle fremtidige avtaler om transport og prosessering av naturgass i Gassled, det norske gasstransportsystemet.

Vi fremsetter herved våre kommentarer til den foreslåtte tariffreduksjon i Gassled, herunder kommentarer til det vi mener er vesentlige utelatelser og uriktige forutsetninger i Høringsnotatet. Videre foreslår vi en alternativ tilnærming som mer målrettet adresserer de etablerte ressursforvaltningsmål.

Vi har bedt uavhengige analytikere i Pöyry Management Consulting ("Pöyry") og Thema Consulting Group ("Thema") om å gi sitt syn på sentrale faktiske forhold og forutsetninger som presenteres i Høringsnotatet. Et sammendrag av enkelte av deres konklusjoner er dokumentert som vedlegg til denne høringsuttalelsen.

### **2 Infragas – en langsiktig tilbyder av kapital og kompetanse**

Infragas Norge AS ("Infragas") er et *single purpose*-selskap etablert i 2011 med det formål å erverve en eierandel på 5,006 % i Gassled fra A/S Norske Shell. Infragas eies av Public Sector Pension Investment Board ("PSP Investments"), en av Canadas største pensjonsfondsforvaltere, som per 30. september 2012 forvalter eiendeler til en verdi av \$ 68 milliarder. PSP Investments er et selskap etablert av kanadiske myndigheter for å forvalte arbeidsgiveres og arbeidstakeres nettobidrag til ulike pensjonsfond i den kanadiske offentlige forvaltning, den kanadiske hæren, det kanadiske ridende politi, og siden 1. mars 2007 de kanadiske militære reservestyrkene.

PSP Investments har betydelige investeringer i infrastruktur over hele verden. Selskapet investerer fortrinnsvis direkte i sektorene transport, forsyning, kraftproduksjon samt annen energirelatert virksomhet. PSP Investments har lang erfaring med infrastrukturinvesteringer og er i denne sammenheng vant til å samarbeide tett med regulerende myndigheter. For Infragas og PSP Investments var målsetningen med ervervet av en eierandel i Gassled å utøve et langsiktig eierskap i gassinfrastrukturen på norsk kontinentalsokkel, samt å være en langsiktig og pålitelig tilbyder av kapital og kompetanse. Denne ambisjonen kan kun innfris under et stabilt og forutsigbart reguleringsregime.

### 3 Oppsummering av vår høringsuttalelse

Som eier i Gassled, og som bidragsyter til betydelige investeringer i norsk gassinfrastruktur, er vi overrasket og bekymret over forslaget fremsatt av OED i Høringsnotatet og den fremsatte begrunnelse for forslaget. Bekymringen skyldes blant annet at viktige hensyn som generelt gjelder for myndighetsregulerte eiendeler, og mer spesifikke hensyn som gjelder i forhold til Gassled, er oversett eller utelatt i Høringsnotatet. Kort oppsummert avviker OEDs forslag klart fra det som kan anses å være en forutsigbar og etterprøvbart regulering av et naturlig monopol, og klart fra den risiko investorer som har bidratt med kapital i Gassled med rimelighet kunne forvente.

Den foreslåtte tariffreduksjon kan ikke begrunnes med ressursforvaltningshensyn eller argumenter knyttet til eiernes avkastning, slik det fremstilles i Høringsnotatet. Vi anerkjenner at ressursforvaltning er et viktig hensyn, og at utvinning av ytterligere petroleumsressurser fra norsk sokkel vil være av interesse både for Gassleds eiere og den norske stat, men mener at tiltakene foreslått av OED er klart forhastede og for vidtfavnende. Høringsnotatet unnlater å nevne sentrale hensyn og faktiske omstendigheter av betydning, hvilket forsterker vår bekymring hva angår hensiktsmessigheten av de foreslåtte tiltak.

Det fremgår klart av gjeldende regelverk og av tidligere forvaltningspraksis at eventuelle forslag til endringer i tidligere fastsatte tariffes er underlagt omfattende juridiske begrensninger. Den foreslåtte tariffreduksjon i Gassled har verken hjemmel i petroleumsloven eller i annet rettslig grunnlag.

Våre hovedkommentarer til Høringsnotatet er følgende:

Det er ikke dokumentert at positive ressursforvaltningseffekter vil oppstå på norsk sokkel som følge av den foreslåtte tariffreduksjon

- Departementet har ikke underbygget påstanden om at den foreslåtte tariffreduksjon vil ha noen positiv innvirkning på spesifikke petroleumsprosjekter ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Dette er en overraskende utelatelse gitt omfanget og størrelsen på de foreslåtte endringene i tariffregimet.
- OEDs forslag er for vidt formulert og ikke utformet som et målrettet tiltak for å oppnå spesifikke ressursforvaltningshensyn på norsk sokkel. Som foreslått, vil tariffreduksjonen først og fremst begunstige eksisterende og produserende olje- og gassfelter, samt felter som vil bli utbygd uavhengig av den foreslåtte tariffreduksjon.

- OED har ikke i Høringsnotatet vurdert rimeligheten av gjeldende tariffnivå i Gassled. På bakgrunn av Departementets tidligere uttalelser i Meld.St. 28 (2010-2011), synes OED å mene at Gassleds tariffer er "relativt lave" og at gjeldende tariffnivå ikke er et problem i seg selv.
- Tariffreduksjonen var ikke mulig å forutse for Gassleds eiere og vil ramme den generelle oppfatning av politisk og regulatorisk risiko på norsk sokkel og i Norge generelt. Økt antatt regulatorisk risiko kan være skadelig for ressursforvaltningen som følge av økte kapitalkostnader og andre negative samfunnsøkonomiske konsekvenser i fremtiden.

#### De foreslåtte tariffreduksjonene fratar eierne i Gassled rimelig og forventet avkastning

- Tariffene i Gassled ble fastsatt i 2003 og ingen eksplisitte eller implisitte reservasjoner ble gjort av Departementet med tanke på fremtidige endringer. Gassleds eiere har i ettertid tatt risikoen forbundet med de underliggende forutsetninger for tariffastsettelsen (volumrisiko, driftsrisiko, kredittrisiko osv).
- Departementets referanse til kontantstrømmer fra 1975 og utover ved vurderingen av avkastningen i Gassled er villedende, og innebærer en ny og helt uforutsett utvikling i forhold til tidligere praksis for Gassled. Vi merker oss at:
  - Avkastning i perioden før Gassled ble etablert ikke var offentlig tilgjengelig;
  - Avkastning før etableringen av Gassled ikke var jevnt distribuert mellom de nåværende Gassled-eierne, noe som gjør det umulig å overføre argumenter knyttet til historisk avkastning til den samordnede eierstrukturen i Gassled;
  - OED uttaler at Gassled har oppnådd en avkastning på 10 % før skatt siden 1975. En vesentlig del av dette ble imidlertid opptjent av Statpipes eiere på 80- og 90-tallet, uten at denne virksomheten var gjenstand for avkastningsregulering;
  - Gassco hevder at en avkastning på 7,2 % allerede var oppnådd da Gassled ble etablert i 2003, noe som tyder på at tariffene ble resatt på dette tidspunktet.
- Tariffreduksjoner på bakgrunn av at verdien av eksisterende transportavtaler overgår forutsetninger lagt til grunn ved etableringen av Gassled, er i strid med grunnleggende prinsipper om åpenhet i forvaltningens saksbehandling. Disse forutsetningene er ikke offentlig tilgjengelige, og vi er ikke kjent med noe grunnlag for å hevde at avvik fra slike forutsetninger skal føre til tariffreduksjon.
- Hvis vedtatt, vil den foreslåtte tariffreduksjon på en uforutsigbar måte redusere investeringsgrunnlaget for investorer som har stolt på det eksisterende regelverket og en forventning om rimelig fortjeneste. Resultatet vil bli en omfattende overføring av verdier, beregnet til flere titalls milliarder kroner, fra infrastruktureiere til ressurseiere.

#### Proessen frem mot Høringsnotatet har ikke vært tilfredsstillende og innebærer et klart avvik fra tidligere forvaltningspraksis i den norske petroleumssektoren

- OEDs håndtering av denne prosessen avviker klart fra flere tiår med industrifokusert og dialogbasert offentlig ressursforvaltning på norsk sokkel. Etter at vi ble oppmerksom på at Departementet arbeidet med tariffspørsmål, har vi og andre sentrale interessenter gjort utallige forsøk på å komme i dialog med Departementet. OED har oversett alle slike henvendelser og har i stedet ensidig foreslått dramatiske endringer i reguleringen av Gassled, basert på betraktninger som ikke er offentlig tilgjengelige og som ikke er tilstrekkelig dokumentert i Høringsnotatet.

- Vi er også foruroliget av at hendelser umiddelbart etter tidspunktet for vår investering i Gassled, synes å indikere, i det minste sett fra utsiden, at potensielle tariffreduksjoner var under vurdering allerede på det tidspunktet vi gjennomførte vår investering. Vi mottok ingen informasjon om slike vurderinger gjennom vår mangeartede kontakt med Departementet i forbindelse med oppkjøpet.
- Vurdert opp mot offentlig kjent informasjon og de prinsippene som historisk sett er benyttet ved fastsettelsen av tariffer i Gassled, er den foreslåtte tariffreduksjonen helt uforutsigbar for investorene i Gassled. I henhold til gjennomført *due diligence*, har Infragas basert sin investering i Gassled på en forventning om rimelig avkastning innenfor den uttalte offentlige politikk, en stabil og konsekvent forvaltning, og at eventuelle tariffjusteringer ville samsvare med tidligere praksis og være basert på en diskusjonsbasert og balansert prosess.
- Det finnes målrettede og effektive alternativer til de foreslåtte tariffkutt som vil adresserer de identifiserte ressursforvaltningsmessige utfordringer på en bedre måte. Slike målrettede tiltak inkluderer; (i) utvidelse av lisensperioden for Gassled med følgende forlengelse av tilbakebetalingsperioden for eksisterende og nye systemintegritetsinvesteringer, og (ii) målrettede tarifflettelse for marginale petroleumsressurser.

#### **4 Det er ikke dokumentert at positive ressursforvaltningseffekter vil oppstå på norsk sokkel som følge av den foreslåtte tariffreduksjon**

##### **4.1 Den foreslåtte tariffreduksjon vil først og fremst begunstige eksisterende og produserende felter, samt felter som vil bli utbygget uavhengig av tariffreduksjoner**

Den angitte begrunnelse for OEDs forslag om å redusere tariffene i Gassled, er behovet for å fremme ressursforvaltning på norsk sokkel og for å sikre at så mye som mulig av norske petroleumsressurser vil bli produsert og brakt til markedet. Ressursforvaltningshensyn er imidlertid ikke relevant for vesentlige deler av de gassvolumene som vil dra nytte av den foreslåtte tariffreduksjon, enten fordi investeringsbeslutningene allerede er tatt for slike prosjekter eller fordi prosjektøkonomien tilsier at ressursene vil bli produsert uavhengig av tariffreduksjoner.

Vi har bedt Pöyry om å utarbeide en analyse av de fremtidige volumene i Gassled som vil bli berørt av den foreslåtte tariffreduksjon, se [Vedlegg 1](#). Som dokumentert i Pöyrys analyse, er netto nåverdi av tariffreduksjonen NOK 40,3 milliarder, diskontert med 7 %. Av dette beløpet vil 42,8 % tilfalle ressurser som allerede er i produksjon eller som er godkjent for produksjon, mens 20,4 % tilfaller betingede ressurser i produserende felter. Funn representerer 26,7 % av de forventede volumer, hvorav ca. halvparten gjelder ressurser som for tiden planlegges utvunnet. De resterende 10,1 % tilfaller prospektive ressurser.

I lys av det ovennevnte, vil forslaget fremsatt i Høringsnotatet medføre en betydelig overføring av verdier fra eierne i Gassled (særlig dem som ikke eier gassressurser) til eierne av allerede utviklede eller på annen måte kommersielt utvinnbare gassressurser på norsk sokkel.

#### 4.2 Effekten av den foreslåtte tariffreduksjon for spesifikke gassressurser er ikke dokumentert

Effektene av tariffreduksjonen for ressursforvaltning på norsk sokkel er svært overfladisk beskrevet i Høringsnotatet. OED antar generelt at reduserte tariffer vil føre til økt leting, økt utbygging av marginale ressurser og økt utvinningsfaktor fra felt på norsk sokkel. I Høringsnotatet gjøres ingen forsøk på å dokumentere slike effekter i spesifikke felt eller i spesifiserte områder på norsk sokkel.

Etter vår mening er det ikke mulig å underbygge OEDs forutsetninger. Som påpekt, vil en reduksjon av tariffene i Gassled åpenbart medføre en overføring av verdier fra infrastruktureierne til ressurseierne, men det er ingen garanti for at disse verdiene vil bli benyttet til leting og produksjon på norsk sokkel. Positive samfunnsøkonomiske virkninger oppstår bare der slike verdioverføringer bidrar til ytterligere aktivitet. Å bidra til å gjøre allerede økonomisk levedyktige prosjekter enda mer lønnsomme, kvalifiserer ikke fra et ressursforvaltningssynspunkt.

Basert på innspill fra Pöyry, diskuterer vi nedenfor potensialet for positive samfunnsøkonomiske effekter av tariffreduksjoner hva angår hver av de tre aktivitetskategoriene som det vises til i Høringsnotatet. Som det fremgår av vår analyse, kan de svært overordnede forutsetningene gjort av OED med hensyn til positive samfunnsøkonomiske virkninger av reduserte Gassled-tariffer, vanskelig kunne dokumenteres.

##### Økt leteaktivitet

Med tanke på den risiko og de kostnadsfaktorer som spiller inn ved boreoperasjoner og etterfølgende utvinning av oppdagede ressurser, er det klart at et lavere k-element i Gassled-tariffene vil ha en marginal økonomisk effekt på leting. Geologisk risiko, borekostnader, utvinningskostnader og olje- og gasspriser er hoveddriverne bak investeringsbeslutninger og vil marginalisere effekten av k-elementet.

Kostnadsfaktorene i forbindelse med boringen av letebrønner, og forventede utvinnings- og driftskostnader, har økt betraktelig og langt utover den generelle inflasjonen det siste tiåret (kostnadene knyttet til å bore en letebrønn er mer enn tredoblet i løpet av denne perioden). Til sammenligning er k-elementet i Gassled-tariffene inflasjonsjustert med basis i den norske konsumprisindeksen. Den relative vekten av k-elementet i forhold til de totale kostnader i lete- og utvinningsprosjekter har dermed blitt gradvis redusert over tid. I tillegg har k-elementet for område D siden 2003 blitt redusert med mer enn 50 % i realverdi i henhold til § 4 i tarifforskriften.

Uavhengig av den vesentlige kostnadsøkningen på norsk sokkel, har leteaktiviteten økt betydelig siden 2003. Dette kan hovedsakelig tilskrives høyere olje- og gasspriser, gunstige endringer i skattesystemet for leteaktivitet, innføringen av en årlig TFO-konsesjonsrunde, og suksess ved leting.

##### Økt utbygging av marginale ressurser

Det er ingen klare bevis på at marginale funn blir økonomisk levedyktige som følge av den foreslåtte tariffreduksjon. Som nevnt ovenfor, oppstår positive samfunnsøkonomiske virkninger når et felt som ellers ikke er økonomisk levedyktig, blir levedyktig og bygges ut. På denne bakgrunn, har Pöyry analysert potensielle effekter av tariffreduksjoner for alle nåværende marginale funn på norsk sokkel klassifisert som "utvinning lite sannsynlig" av Oljedirektoratet (Ressursklasse 6).

Pöyry konkluderer med at virkningene av den foreslåtte tariffreduksjon varierer fra felt til felt, men at det ikke finnes klare eksempler på at slik reduksjon bidrar vesentlig til å bringe et prosjekt over eller nærmere avkastningskravene som typisk søkes oppnådd av ressurseiere. Basert på denne analysen vil den foreslåtte tariffreduksjon ikke isolert sett bidra til økt ressursutnyttelse på norsk sokkel. Pöyrys forutsetninger og ytterligere detaljer i den foretatte analysen følger som Vedlegg 2 til denne høringsuttalelsen.

#### Økt utvinningsgrad

Den foreslåtte tariffreduksjon vil ha begrensede positive effekter hva angår økt utvinningsgrad for olje og gass. Den foreslåtte tariffreduksjon vil kunne ha marginal betydning for tidspunktet for produserende felters nedstengning, men da kun i den grad det ikke er nødvendig å gjøre store investeringer for å fortsette produksjonen. Dette fremgår av Pöyrys analyse, som videre indikerer at det ikke er behov for å redusere tariffene i alle stadier av et felts produksjon, ettersom reduksjonen kun har en effekt det siste produksjonsåret. Det vil derfor kunne være et grunnlag for å diskutere en mer målrettet tilnærming der en ser på tariffene i sluttfasen av et felts produksjonsperiode. Dette kan være et hensiktsmessig tiltak, som samtidig ivaretar departementets mål om optimal ressursforvaltning.

For investeringer med mål om å forlenge gassfelts platåproduksjon, konkluderer Pöyry med at de reduserte tariffene kan ha en marginal positiv økonomisk effekt, men ingen reell innvirkning på grunn av de initielle investeringenes størrelse i forhold til tariffene.

#### *4.3 Er de gjeldende tariffene i Gassled uforholdsmessig høye?*

Ettersom det kan vise seg vanskelig å dokumentere spesifikke samfunnsøkonomiske effekter av den foreslåtte tariffreduksjon, ville vi ha forventet at OED i det minste drøftet hvorvidt det gjeldende tariffnivået i Gassled ut fra en objektiv målestokk kan antas å medføre negative samfunnsøkonomiske virkinger. Sentrale spørsmål ville være om tariffene, sett opp mot forventede utvinningskostnader for nye ressurser og forventede fremtidige gasspriser, innebærer en urimelig hindring for ressursforvaltningen. Til vår overraskelse er imidlertid det gjeldende tariffnivået i Gassled verken nevnt eller diskutert i Høringsnotatet.

Forklaringen på hvorfor det nåværende nivået på tariffene i Gassled ikke nevnes i Høringsnotatet kan kanskje utledes av OEDs nylige stortingsmelding, Meld.St. 28 (2010-2011), "*En næring for fremtida – om petroleumsvirksomheten*". Under punkt 4.6.1. i denne stortingsmeldingen uttaler OED at de gjeldende Gassled-tariffene er "*relativt lave*". Tilsvarende har Gassco i deres NCS 2020-studie konkludert at det nåværende gassinfrastruktursystemet er "*relativt robust*" og at produksjonen fra marginale felt vil være lønnsomt så lenge gassprisene overstiger 1,20 NOK/Sm<sup>3</sup> (som har vært tilfellet det siste tiåret).

Sett i lys av det ovennevnte, synes OED og Gassco å mene at det gjeldende tariffnivået i Gassled ikke er et problem i seg selv, men at det likevel skal skje en betydelig reduksjon av allerede rimelige Gassled-tariffer begrunnet i ressursforvaltningshensyn.



#### 4.4 *Den foreslåtte tariffreduksjon kan hindre utvinning av nye gassressurser og dermed hindre optimal ressursforvaltning*

OEDs forslag var fullstendig uforutsigbart for Gassleds eiere og for utenforstående tredjeparter, som nærmere drøftet nedenfor. Forslaget vil ramme oppfatningen av politisk og regulatorisk risiko knyttet til investeringer på norsk sokkel, og videre den forventede politiske og regulatoriske risiko ved investeringer i Norge generelt.

En økning i den forventede regulatoriske risiko vil medføre en økning av kapitalkostnader, som trolig igjen får innvirkning på investeringsbeslutninger i forbindelse med infrastrukturprosjekter og utbygging av felt på norsk sokkel, i tillegg til å påvirke de generelle finansieringskostnadene. Dette vil sannsynligvis resultere i at enkelte typer investorer, som infrastrukturinvestorer med ønske om en langsiktig regulert avkastning, blir mindre villige til å investere på norsk sokkel i fremtiden.

Tilstedeværelsen av ulike kategorier av investorer på norsk sokkel må anses som positivt. De nylige salgene av eierandeler i Gassled illustrerer hvordan investorer med høye kapitalkostnader leder sine investeringer bort fra regulerte eiendeler med lavere avkastning, mens de blir erstattet av infrastrukturfokuserte investorer. Dette bidrar definitivt til effektiv ressursforvaltning og til positive samfunnsøkonomiske virkninger. Økte kapitalkostnader vil derimot mest sannsynlig føre til redusert ressursoptimalisering og dermed reduserte skatteinntekter for Staten (blant annet på grunn av lavere aktivitet, økte fradrag for finansieringskostnader osv.).

Det ovennevnte illustreres i en analyse av potensielle økonomiske velferdsvirkninger av den foreslåtte tariffreduksjon i Gassled, utarbeidet av Thema. En oppsummering av analysen er inntatt som [Vedlegg 3](#) til denne høringsuttalelsen.

Den foreslåtte tariffreduksjonen kan få ytterligere uventede virkninger som hindrer optimal ressursforvaltning på norsk sokkel. Dette relaterer seg til komplekse spørsmål som bare kan drøftes i korthet her. For eksempel foreligger det allerede enkelte utfordringer når det gjelder effektiviteten i kapasitetsallokeringen i Gassled. Av historiske grunner har noen store gassprodusenter gjort omfattende bookinger og disse produsentene kontrollerer kapasiteten i kritiske deler av Gassled i mange år framover, hvilket gir disse produsentene fleksibilitet ved håndteringen av egne gassressurser. Samtidig forhindrer slike omfattende bookinger (i noen tilfeller også overbookinger) nye ressurseiere fra å sikre optimal utnyttelse av sine ressurser.

Vi antar at en vesentlig tariffreduksjon i Gassled vil kunne påvirke de store gassprodusentene på norsk sokkel til å maksimere bruken av sine bookingrettigheter, for å ytterligere øke verdien av egne fremtidige gassressurser. Resultatet kan bli en ytterligere blokkering av Gassled-systemet, med potensielle skadevirkninger for eierne av marginale felt og nye funn, da mindre kapasitet vil være tilgjengelig. En slik situasjon medfører konsekvenser for ressursforvaltningen i strid med det som er tilsiktet i Høringsnotatet.

#### 4.5 *Observasjoner vedrørende behovet for å etablere en gassrørledning til Barentshavet*

Behovet for å etablere en ny gassrørledning til Barentshavet er særlig omtalt i Høringsnotatet som en begrunnelse for den foreslåtte reduksjon i Gassled-tariffene. Selv om man skulle si seg enig i at et slikt behov eksisterer, er det vanskelig å begrunne at en tariffreduksjon i det eksisterende Gassled-systemet kan bidra til en slik utvikling.

Foreløpig er hovedutfordringen for en ny infrastrukturbygging til Barentshavet at de identifiserte og kommersielt utvinnbare ressursene i Barentshavet ikke er tilstrekkelige til å løfte de store investeringene som vil være nødvendige. Det er lite sannsynlig at olje- og gasselskaper ville være villige til å ta risikoen for at potensielle ressurser i Barentshavet blir oppdaget og utviklet, og dette er en utfordring som ikke kan løses gjennom å senke tariffsatsene i det eksisterende Gassled-systemet. Tvert i mot vil OEDs handlemåte, hvis de foreslåtte endringene blir vedtatt, redusere potensielle infrastrukturinvestorers lyst til å gjøre langsiktige investeringer på norsk sokkel.

At behovet for en rørledning til Barentshavet ikke er relevant for OEDs forslag, bekreftes ved at en slik rørledning sannsynligvis ikke vil være operativ før helt avslutningsvis i Gassleds konsesjonsperiode. I perioden før 2028, vil det også være slik at den tilgjengelige ruten for gass fra Barentshavet vil gå gjennom Polarled til Nyhamna og så gjennom Langeled. Denne ruten vil bare i begrenset grad berøres av de foreslåtte tariffreduksjonene, på grunn av de særlige tariffreguleringene som gjelder for disse innretningene (Pöyrys beregninger viser at ressurser som følger denne ruten vil få en tariffreduksjon på 8 % gjennom de foreslåtte tariffendringene). Tariffregimet for perioden etter 2028 er fortsatt ukjent.

Vi utelukker ikke at en målrettet tariffjustering kan være fornuftig for å sikre at gass fra Barentshavet blir konkurransedyktig i det europeiske gassmarkedet. Dette temaet bør imidlertid kunne tas opp på et mer passende tidspunkt og da med sikte på å finne egnede tiltak rettet mot de utviklede ressursene i Barentshavet.

#### 4.6 *Det finnes alternativer til den foreslåtte tariffreduksjon som vil gi en mer målrettet og effektiv tilnærming til de angitte ressursforvaltningshensyn*

Etter vår oppfatning fremgår det av diskusjonen ovenfor, at den foreslåtte tariffreduksjonen i Gassled kun vil ha en begrenset positiv effekt på ressursforvaltningen, om noen effekt i det hele tatt. Selv basert på OEDs forutsetninger er det vanskelig å forstå hvorfor tariffreduksjoner må innføres nå og i den utstrekning OED foreslår.

Det finnes flere alternative tiltak som vil være mer målrettede enn den generelle tariffreduksjonen som forespeiles i Høringsnotatet. Slike tiltak vil ta sikte på å ivareta en langsiktig utvikling av gasstransportssystemet på norsk sokkel og å identifisere effektive og bærekraftige løsninger på eventuelle ressursutfordringer knyttet til tariffene i Gassled. Slike mer målrettede løsninger vil også gjøre det mulig å unngå de mange ulempene som følger av OEDs bredere tilnærming. Potensielle alternative tiltak kan omfatte:

- **Forlengelse av konsesjonsperioden:** Formålet er å skape et godt grunnlag for lavere tariffer ettersom eksisterende og framtidige integritetsinvesteringer (I-elementet) kan betales tilbake over en lengre periode.
- **Vurdering av målrettede tiltak for å stimulere produksjon av marginale gassressurser:** Formålet er å muliggjøre utvinning av ressurser som ellers ikke ville være mulig å utvinne i fremtiden som følge av det gjeldende tariffnivå. Slike incentiver kan spesifikt innrettes mot:
  - Utvinning av ressurser i haleproduksjonsfasen på utviklede felter
  - Barentshav-ressurser vurdert for utvikling

Fremtidige målrettede tiltak som har til formål å sikre optimal ressursforvaltning bør absolutt vurderes sett fra Infragas' perspektiv. Vurderingen må imidlertid skje på et riktig tidspunkt og på balanserte vilkår. En rimelig tilnærming for å oppnå dette, vil være at OED innleder diskusjoner med eierne i Gassled om hvordan og når en skal forholde seg til slike utfordringer.

## 5 Den foreslåtte tariffreduksjon fratår eierne i Gassled rimelig og forventet avkastning

### 5.1 Innledning

Som det fremgår av gjeldende regelverk og tidligere forvaltningspraksis, gjelder prinsippet om 7 % realavkastning før skatt først og fremst som en målestokk ved første gangs fastsettelse av en transporttariff på norsk sokkel. På fastsettelsestidspunktet gjøres en rekke forutsetninger (herunder forventet volumgjennomstrømning i de aktuelle rørledningene). Disse forutsetningene bærer normalt infrastruktureieren risikoen for. Det er generelt ingen praksis for etterfølgende justering av tariffene for å sørge for at et bestemt avkastningsmål blir nådd, bortsett fra der dette er spesifisert som del av tariffvilkårene. Senere endringer vil derfor generelt være et inngrep i infrastruktureiernes etablerte rettigheter og vil kreve at det er oppstått nye, uforutsette og konkrete omstendigheter som nødvendiggjør en endring i det gjeldende regime.

I Høringsnotatet gjør ikke OED noen inngående vurdering av det reguleringsregime som gjelder for Gassled eller av de juridiske begrensningene myndighetene må forholde seg til ved endring av tariffene i Gassled, men uttrykker på generell basis at eierne i Gassled har oppnådd en rimelig avkastning. Det angitte grunnlaget for denne konklusjonen er at avkastningen fra de innretningene som i dag utgjør Gassled (tatt i betraktning alle kapitaltariffinntekter siden den første gassrørledningen ble etablert på norsk sokkel i 1975) på det nåværende tidspunkt er 10 %, og at en slik avkastning ved utløpet av Gassleds konsesjonsperiode i 2028 vil være 10,5 %, på grunnlag av allerede inngåtte transportavtaler. OED opplyser videre at netto nåverdi av fremtidige inntekter fra eksisterende transportavtaler i Gassled overstiger forutsetningene ved etableringen av Gassled i 2003.

Av flere grunner er OEDs antagelser med hensyn til Gassled-eiernes oppnåelse av en rimelig avkastning uklare og problematiske, og sannsynligvis for vesentlige deler ikke relevante:

- En henvisning til realavkastning på investeringer før etableringen av Gassled har aldri før vært anvendt på dagens Gassled-system, og er delvis basert på informasjon som ikke er offentlig tilgjengelig. Innføringen av et slikt prinsipp innebærer en ny og uforutsett utvikling.
- Forutsetninger gjort ved etableringen av Gassled i 2003 er heller ikke offentlig tilgjengelige, og vi er ikke kjent med noe grunnlag for å hevde at avvik fra slike forutsetninger skal føre til tariffreduksjoner.
- Vurdert mot de prinsipper som tidligere er anvendt ved beregningen av tariffer i Gassled, er både nåværende og fremtidig avkastning for Gassled-eierne rimelig og som forventet.

## 5.2 *Henvisningen til en realavkastning fra historiske investeringer eller fra et avtalt verdigrunnlag for Gassled er ikke relevant*

OEDs henvisning til en realavkastning før skatt på 10 til 10,5 % fra de historiske investeringer ble gjort i gassrørledninger på norsk sokkel på 1970- og 1980-tallet, er irrelevant når man vurderer avkastning mottatt av eierne av det samlede Gassled-systemet. Dette standpunktet baseres på følgende observasjoner:

- Eierskapet i de ulike gassrørledningene som ble innfusjonert i Gassled var ulikt, noe som innebærer at det ikke eksisterer noen samlet avkastning før etableringen av Gassled. Den eneste logiske måten å presentere avkastning før Gassled på, vil være å gjøre individuelle vurderinger for hver eier.
- Flere av rørledningene før dannelsen av Gassled, inkludert Statpipe som utgjorde den viktigste innretningen i forhold til transportert volum og opptjente inntekter, var i denne perioden ikke regulert eller pålagt spesifikke tariffprinsipper. Tanken om regulert avkastning er introdusert med tilbakevirkende kraft for disse innretningene. Avkastningsberegningene gjort av OED er sterkt påvirket av tariffinntekter før Gassleds tid, som stammer fra slike uregulerte rørledninger. Dette gjelder særlig Statpipe som sto for rundt 50 % av inntektene før Gassled, og har en realavkastning før skatt langt over de 10 % som angis av OED. Disse fortjenestene har tilflytt en håndfull olje- og gasselskaper som hovedsakelig ikke er eiere av Gassled i dag. Andre deler av transportsystemet har gitt avkastning langt under det nevnte 7 % -prinsippet, selv når man tar i betraktning Gassleds nettoinntekt frem til i dag. Dette illustreres nærmere i [Vedlegg 4](#).
- En annen viktig observasjon er at rørledningene i perioden før Gassled for en vesentlig del var eid av olje- og gasselskaper i forhold til deres eierandeler i tilknyttede ressurser, slik at det da var en balanse mellom betalte og mottatte tariffer.
- Den underliggende risikoprofilen for de ulike rørledningene før Gassled var uensartet, noe som betyr at det kan ha vært god grunn til at avkastningen var forskjellig i disse rørledningene.

Ved etableringen av Gassled ble et avtalt verdigrunnlag for innretningene fastsatt på bakgrunn av forventede fremtidige inntekter i de ulike rørledningene fra 2003 og fremover. K-elementet ble fastsatt på basis av disse avtalte verdigrunnlagene, helt uten henblikk til den historiske avkastningen som i følge Gassco var 7,2 % allerede i 2003. På bakgrunn av de nevnte forhold, og andre vurderinger som ble gjort ved etableringen av Gassled i 2003, er en tilnærming basert på en realavkastning fra historiske investeringer ikke relevant for Gassled.

Slik vi forstår det, var målet med de avtalte nye tariffene i Gassled å sikre et økonomisk resultat for hver interessent, som i størst mulig grad skulle samsvare med det de ville ha oppnådd uten etableringen av en felles eierstruktur. Som et resultat av dette formålet fikk de tidligere eierne av uregulerte rørledninger implisitt tillatelse til å fortsette inntjeningen av den tidligere stipulerte, høye avkastningen i Gassled, ettersom avkastningen ble reflektert i de tildelte eierandeler. Følgelig fikk eierne i Statpipe en eierandel på rundt 50 % i det samordnede transportsystemet.

Vi er ikke fullt ut kjent med de forutsetningene som ble gjort i 2003, men kjenner ikke til at det er gjort noen avtale eller gitt noe pålegg til eierne i Gassled angående fremtidige justering av tariffene i Gassled for å imøtegå spesifiserte avkastningsmål. Med grunnlag i det relevante juridiske regelverk samt utviklingen siden 2003, synes risikoen for oppfyllelse av forutsetningene for Gassled tariffene å være tillagt infrastruktureierne. Tilsvarende prinsipp må gjelde ved en utvikling til fordel for eierne.

Ut fra det ovennevnte, finner vi det klart at OED ikke kan konkludere med at eierne i Gassled har mottatt en rimelig avkastning fra Gassled basert på historiske kapitaltariffinntekter fra perioden før Gassled ble dannet eller påstått oppfyllelse av forutsetninger som ble gjort i fortrolighet i 2003. Som videre omtalt nedenfor, må vurderingene av hva som er en rimelig avkastning i Gassled, hvis et slikt vurderingstema i det hele tatt er relevant for rettighetene til eierne i Gassled, være basert på tilgjengelige og klare kriterier, herunder offentlig kjente forhold, regelverk og politiske prinsipper som tidligere er anvendt for Gassled. Anvendelse av andre normer vil være et klart brudd på tidligere praksis og i strid med de grunnleggende prinsipper om åpenhet som gjelder i forvaltningen.

### *5.3 Vurdert mot offentlige kjente forhold og de prinsippene som historisk sett er benyttet ved fastsettelsen av tariffen i Gassled, fremstår den foreslåtte tariffreduksjon som svært uventet for investorene i Gassled*

Infragas er en av flere nye infrastrukturinvestorer i Gassled, som samlet har investert cirka NOK 32 milliarder for å erverve 45 % av eierandelene i Gassled. De andre infrastrukturinvestorene er Njord Gas Infrastructure AS, Solveig Gas Norway AS og Silex Gas Norway AS, heretter sammen med Infragas betegnet "Infrastrukturinvestorene".

Infragas har basert sin investering på en forventning om rimelig avkastning i fremtiden med grunnlag i de gjeldende tariffen, uten kunnskap verken om de historisk høye avkastningene som andre tidligere har dratt nytte av, eller andre grunner til at fremtidige inntekter bør innskrenkes. Dette betyr at radikale inngrep i Infragas' forventede framtidige tariffinntekt, slik foreslått av OED, ikke var forutsigbart da vi gjorde vår investeringsbeslutning.

Stabiliteten i tariffregimet og muligheten for fremtidige tariffreduksjoner var et viktig fokus da vi gjorde vår vurdering av en mulig investering i Gassled. Som følge av vår *due diligence*, som inkluderte møter med representanter fra OED, forstod vi det slik at Gassled var styrt av et stabilt og forutsigbart reguleringsregime, at eventuelle tariffjusteringer ville samsvare med gjeldende regelverk og tidligere praksis, og at en slik prosess ville være dialogbasert og balansert. Vi forstod det også slik at det ikke pågikk noen diskusjoner om Gassleds tariffnivåer på daværende tidspunkt.

Den tilgjengelige informasjonen Infragas baserte sin investeringsbeslutning på var blant annet, i tillegg til ulike offentlige dokumenter vedrørende dagens tariffregime, verdivurderinger av Gassled foretatt av Gassco, godkjent av de relevante eiere og indirekte godkjent av OED, i forbindelse med innlemmelsen av nye rørledninger i Gassled. Den metodikk som har vært benyttet ved slike tidligere verdivurderinger av Gassled ("Gassleds referansemodell") er fremoverskuende og baserer seg på gjeldende Gassled-tariffer for den resterende delen av Gassleds konsesjonsperiode multiplisert med forventede fremtidige gassvolumer i samme periode. Ved beregningen tas det ikke hensyn til historisk avkastning eller forutsetninger gjort på et tidligere tidspunkt.

En skulle tro at eksterne investorer med et ønske om å investere i Gassled trygt kunne stole på en slik verdivurderingsmetode som en rimelig refleksjon av netto nåverdi av de forventede framtidige tariffinntekter i Gassled. Som det fremgår av beregningene presentert i Vedlegg 5, vil imidlertid en investering med virkning fra 1. januar 2011 (som er tilfelle for Infragas' investering) med basis i Gassleds referansemodell, gi en før-skatt realavkastning på 4,5 % dersom de foreslåtte tariffreduksjonene blir implementert. Dette er vesentlig lavere enn uttalte prinsipper om avkastning på norsk sokkel og Infragas' forventninger.

Et tredje referansepunkt for Infragas var OEDs petroleumsmelding, Meld.St. 28 (2010-2011) utgitt i 2011, som tar for seg ulike tiltak som skulle iverksettes for å øke Gassleds effektivitet. Stortingsmeldingen ga ingen indikasjoner på potensielle tariffjusteringer.

I ettertid finner vi det urovekkende at OED og Gassco allerede i 2011, på samme tid som vi gjennomførte vår due diligence og godkjennelsesmøter med Departementet, kan ha igangsatt en gjennomgang av det gjeldende tariffnivået. Dette er i det minste det inntrykk som skapes når meldinger om igangsettelsen av en slik prosess nådde offentligheten tidlig i 2012, kun uker etter at vi hadde gjennomført vårt oppkjøp i Gassled. Hvis eventuelle prosesser som med rimelighet kunne føre til tariffreduksjoner var iverksatt i 2011, ville vi forventet å bli informert om dette som ledd i våre diskusjoner med OED.

I godkjenningsbrev til Infragas av desember 2011 påpeker OED at de har myndighet til å beslutte fremtidige endringer i Gassled-tariffene. Denne uttalelsen endret imidlertid ikke det generelle inntrykket OED ga oss om at slike endringer verken var nært forestående eller under planlegging. Infragas er godt kjent med OEDs generelle myndighet til å endre eksisterende tariffer i visse situasjoner, som tilsynelatende er den myndighet det vises til i godkjenningsbrevet. Det sier seg selv at OED ikke kan ha ment å pålegge nye restriksjoner for alle eierne i Gassled i et brev som kun var sendt til de nye investorene.

Basert på det ovennevnte, var vår investeringsbeslutning i Gassled basert på en berettiget forventning om å motta gjeldende tariff også for fremtidige bookinger. Dessverre har disse forventningene blitt helt, og etter vårt syn urimelig, satt til side gjennom forslaget fremsatt i Høringsnotatet.

#### 5.4 *Den foreslåtte tariffendring medfører betydelige tap for ulike interessenter i Gassled, i noen tilfeller på grunn av tilfeldige utslag*

Høringsnotatet adresserer ikke virkningen av den foreslåtte endring for de Infrastrukturinvestorene som gikk inn i Gassled i 2011-2012, og som i dag er de dominerende private eiere i rørledningssystemet. Vi opplever denne manglende vurdering som overraskende, med tanke på at den foreslåtte tariffreduksjonen hovedsakelig påvirker en begrenset gruppe av eiere i Gassled. En kunne forventet at forslaget sine konsekvenser, særlig i forhold til Infrastrukturinvestorene, som ikke har noen balansert interesse i tariffreduksjonen da de ikke eier gassressurser, var en del av OEDs samlede vurdering.

Infragas (og flere andre eiere i Gassled) har ikke dratt nytte av den historiske avkastningen som det er referert til i Høringsnotatet. Vår samlede avkastning vil bli vesentlig redusert som følge av de foreslåtte tariffreduksjonene. Basert på våre beregninger, er nåverdien av de foreslåtte tariffreduksjonene i Gassled NOK 40,3 milliarder før skatt. Infrastrukturinvestorene vil måtte bære 45 % av dette tapet (NOK 18 milliarder).

Infragas og de andre Infrastrukturinvestorene er ikke de eneste eierne i Gassled som står i fare for å tape betydelige inntekter gjennom de foreslåtte radikale tariffendringer. Forslaget skaper både vinnere og tapere, i noen tilfeller på en tilfeldig måte. Blant taperne vil man finne investorer i nye transportinnretninger som er innlemmet i Gassled etter oppstarten i 2003. Disse investorene har gjort betydelige investeringer og har senere, etter krav fra norske myndigheter, byttet sine rettigheter til en avkastning fra eiendelene sine på 7 % før skatt mot en forholdsmessig eierandel i Gassled, med tilhørende avkastning basert på den samlede tariffinntekten i Gassled. Noen av disse investorene har ingen tilknytning til de historiske avkastningene før Gassled ble etablert, men vil like fullt belastes med en betydelig reduksjon i den forventende avkastningen på sine investeringer, som et resultat av den foreslåtte tariffreduksjon.

Effekten av den foreslåtte tariffreduksjon for investorer i Gassled kan illustreres med henvisning til situasjonen for investorene i Langeled- og Gjøa-rørledningene. Den forventede avkastningen for disse investorene vil reduseres fra 7 % til 1 - 4 % dersom den foreslåtte tariffreduksjon blir gjennomført. For Gjøa-investorene vil ikke dette tapet bli kompensert fullt ut gjennom reduserte transportkostnader, ettersom OED har foreslått at den eksisterende k-tariffen skal opprettholdes for denne spesifikke rørledningen.

En annen kategori med potensielle tapere som følge av den foreslåtte tariffreduksjonen er skipere som har overbooket kapasitet enten for å sikre fleksibilitet for sine fremtidige gassalg, eller som har havnet i en slik posisjon på grunn av nedjustering av egne ressursanslag. Selv om det nåværende tariffnivået fremdeles vil gjelde for disse ressurseierne bookinger, kan prisingen i sekundærmarkedet i prinsippet bli redusert med 90 % i tråd med den foreslåtte tariffendring (i hvert fall der det er ledig kapasitet i de aktuelle delene av Gassled-systemet). Ressurseierne som tidligere har undervektet sin kapasitetsbooking sammenlignet med de tilgjengelige ressursene, vil derimot få en vilkårlig fortjeneste hvis all fremtidig kapasitetsbestilling skal reserveres i henhold til de reduserte tariffene.

Det er åpenbart at de største tapene som følge av den foreslåtte tariffreduksjonen vil bæres av den norske Stat/ Petoro som har en eierandel på 45,8 % i Gassled og kun eier 31 % av relevante gassressurser på norsk sokkel. For den norske stat kan det umiddelbare tapet (netto nåverdi av fremtidig nettogevinst/tap), som et resultat av gjennomføringen av det nye tariffsystemet, estimeres til NOK 9,8 milliarder. Tapet vil imidlertid langt på vei bli kompensert ved at Statoil er den som tjener mest på den foreslåtte tariffreduksjonen. Mens Statoil allerede har tjent på de gjeldende tariffnivåene gjennom salg av vesentlige deler av sine eierandeler i Gassled til Solveig i januar 2012, til en pris av NOK 17,5 milliarder, vil selskapet nå i tillegg motta en NPV-nettogevinst som skiper på NOK 15,4 milliarder som resultat av den foreslåtte tariffreduksjonen i Gassled. Denne omfordelingen av verdier mellom statskassen og Statoil er ikke nevnt av OED i Høringsnotatet.

## **6            Prosessen frem mot Høringsnotatet har ikke vært tilfredsstillende og innebærer et klart avvik fra tidligere forvaltningspraksis i norsk petroleumssektor**

Etableringen av Gassled, i kraft fra 1. januar 2003, kan sees som et resultat av myndighetenes dialogbaserte tilnærming, som har vært anvendt med stor suksess på norsk sokkel i de siste tiår. Rammeverket for den nye organiseringen av gassinfrastrukturen ble etablert gjennom tidlige diskusjoner mellom de ulike interessenter og med formål om å bruke et minimum av forvaltningsmyndighet. Denne tilnærmingen resulterte i betydelige endringer av vesentlig samfunnsøkonomisk verdi, som neppe kunne ha blitt ensidig pålagt gassinfrastruktureierne i henhold til gjeldende forvaltningsrettslige prinsipper. Et sentralt trekk ved den tradisjonelle forvaltningsmodellen i petroleumssektoren har vært vektleggingen av tidlig dialog med sentrale interessenter og med en stegvis tilnærming til endringer.

Et viktig premiss for Infrastruktureiernes investeringer i norsk gassinfrastruktur har vært oppfatningen av det norske regelverket som stabilt og det faktum at OED er kjent for å involvere næringen i diskusjoner om hvorvidt, hvordan og når eventuelle endringer i forskrifter burde iverksettes.

OEDs håndtering av tariffreduksjonene i Gassled setter imidlertid en ny og svært negativ presedens i denne sammenheng. Som eiere av 45 % av Gassled, har Infragas og de andre Infrastruktureierne vært bekymret etter at de første meldingene om en potensiell gjennomgang av Gassled-tariffene nådde offentligheten. Infragas har siden, uten suksess, forsøkt å legge til rette for dialog med OED både for å få informasjon, for å prøve å forstå OEDs tankegang og for på konstruktiv måte diskutere potensielle løsninger for å nå OEDs målsetninger.

Høringsnotatet, som i stor grad undergraver investeringsgrunnlaget for Infragas og andre investorer i Gassled, har blitt ensidig utarbeidet av OED uten innspill fra eierne i Gassled. Eiernes interesser er knapt nevnt i Høringsnotatet. Vi er bekymret for OEDs tilnærming til denne prosessen og kort- og langtidseffekten dette vil ha for ressursforvaltningshensyn på norsk sokkel.

Våre bekymringer med tanke på OEDs tilnærming er ikke begrenset til fraværet av dialog og samarbeid med sentrale eiere underveis i prosessen. Høringsprosessen vitner også om manglende oppfyllelse av grunnleggende juridiske rettigheter, som for eksempel retten til tilgang på informasjon. OED og Gassco har nektet oss innsyn i viktig informasjon etter forespørsel. Som en part direkte berørt av de foreslåtte



tariffreduksjonene hadde vi forventet full åpenhet i forhold faktiske forhold av relevans for de synspunkter som er fremsatt i Høringsnotatet.

## 7 Kort om relevante juridiske betraktninger

De nåværende Gassled-tariffene er regulert i tarifforskriften og gjennom de generelle rettslige rammer nedfelt i petroleumsloven og kapittel 9 i petroleumsforskriften. I Høringsnotatet viser OED til petroleumslovens § 4-8 og forskriftens § 63 som hjemmel for fastsettelse og/eller endring av Gassleds tariffer. Etter vårt syn gjelder visse sentrale begrensninger i OEDs myndighet til å endre tidligere fastsatte tariffer, som ikke er hensyntatt i foreliggende tilfelle eller nevnt i Høringsnotatet. Viktige hensyn er:

- I henhold til gjeldende lovgivning er det ingen tvil om at Gassled-eiernes rettigheter etter tarifforskriften, herunder retten til å motta tariffer slik de i dag er fastsatt, er rettslig beskyttet på samme måte som rettigheter fastsatt ved enkeltvedtak. Det kan kun gjøres inngrep i slike rettigheter dersom strenge vilkår er oppfylt.
- Vilkårene for inngrep i de gjeldende tariffer for Gassled, slik disse fremgår blant annet av petroleumsloven § 4-8, medfører at det må påvises: (i) nye, uforutsette og konkrete forhold sammenlignet med situasjonen da Gassled ble etablert i 2003, (ii) at tariffendringer er nødvendige for å sikre at konkrete petroleumsprosjekter blir gjennomført ut fra hensynet til ressursforvaltning, og (iii) at slike hensyn veier vesentlig tyngre enn Gassled-eiernes interesse i å motta avkastning basert på de gjeldende tariffer og alltid slik at eierne har rett til å motta en rimelig fortjeneste.
- Tarifforskriften fastsetter tariffer gjennom hele Gassleds konsesjonsperiode frem til 2028, og dekker både allerede booket kapasitet og tilgjengelig kapasitet som skal bookes i fremtiden. Synspunktene angitt ovenfor, herunder de strenge kravene for endring av tidligere fastsatte tariffer, gjelder for booket kapasitet og for ikke-bookede volumer. Ytterligere og enda strengere krav gjør seg imidlertid gjeldende dersom OED søker å gripe inn i allerede inngåtte, private avtaler.

Departementet gir ikke i Høringsnotatet noen detaljert redegjørelse for det rettslige grunnlag for den foreslåtte tariffreduksjon. Høringsnotatet synes å bygge på en underliggende forutsetning om at OED står fritt til å innføre tariffreduksjoner for å kunne fremme generelle ressursforvaltningshensyn, så lenge eierne i Gassled er sikret en rimelig avkastning.

Paragraf 4-8 i petroleumsloven, samt generelle forvaltningsrettslige prinsipper, tillater ikke tariffendringer basert på en slik bred tilnærming. OEDs tidligere praksis vedrørende tariffreduksjoner (før Gassled) fastsetter klart at adgangen til å gjøre endringer i en fastsatt tariff kun gjelder i spesielle tilfeller og der omstendighetene skaper behov for en "sikkerhetsventil". Paragraf 4-8 og andre relevante rettsgrunnlag gir åpenbart ikke adgang til å tilsidesette private interesser i den hensikt å ivareta generelle politiske kursendringer eller for å justere avkastningen i forhold til de forutsetningene som ble gjort ved fastsettelsen av tariffene, noe som tilsynelatende forsøkes i Høringsnotatet.

I alle tilfeller må etableringen av interessentskapet Gassled anses å ha begrenset OEDs myndighet til å endre eksisterende tariffer. Tidligere var den viktigste kommersielle interessen for rørledningseierne å sikre transport av egen gass. Tredjeparters bruk av overkapasiteten i rørledningsnettene var kun en sideeffekt av

denne hovedinteressen. I dag er bindeleddet mellom ressurseierskap og eierskapet i Gassled begrenset og i visse tilfeller ikke-eksisterende. Gassled-eiernes kjernevirksomhet er å gjøre transportkapasitet tilgjengelig for andre og å motta tariffer for slike tjenester. Av åpenbare grunner er terskelen for OEDs inngrep høyere i sistnevnte situasjon, sammenlignet med situasjonen der overskuddskapasitet tilbys tredjepart som en sideeffekt av produksjonsvirksomhet.

Uten å peke på et klart og dokumentert behov for å redusere tariffene i Gassled, har OED valgt å gjøre sitt inngrep maksimalt gjennom å redusere fremtidige kapitaltariffer med 90 %. Dette inngrepet er klart uforholdsmessig når man veier generelle ressursforvaltningshensyn mot den enkelte eiers grunnleggende rett til å høste utbytte i henhold til de fastsatte tariffer.

## **8 Avsluttende bemerkninger**

Implementeringen av de omfattende og omstridte tiltakene foreslått av OED i Høringsnotatet vil føre til betydelige tap for eierne i Gassled. Eierne påvirkes umiddelbart som følge av OEDs forslag om å utsette den kommende bookingrunden i Gassled til mai 2013. Antakeligvis vil den foreslåtte, vesentlige tariffreduksjonen føre til utstrakt booking fra kvalifiserte ressurseiere, som i stor grad overstiger det som er erfart i tidligere bookingrunder.

OEDs hastverk med gjennomføringen av de foreslåtte endringene kan åpenbart ikke forklares under henvisning til ressursforvaltningshensyn, ettersom ingen av de gassressursene som er kvalifisert til bookingrunden i mai 2013 krever tariffreduksjoner for å bli produsert. I lys av dette anmoder vi OED sterkt om å utsette gjennomføringen av de foreslåtte tariffreduksjonene, slik at det åpnes for dialog, informasjonsutveksling og avklaring av gjeldende juridiske begrensninger før eventuelle drastiske og ensidige skritt blir tatt. Infragas imøteser gjerne en mulighet til å bidra konstruktivt i en bred og inkluderende prosess, med formål om å diskutere konkrete alternativer til OEDs forslag, ressursforvaltningshensyn på norsk sokkel og Gassleds rolle i den forbindelse.

Med vennlig hilsen,

*[sign.]*

Knud H. Nørve  
CEO  
Infragas Norge AS