

Internprising tørrgass

Dom fra Sør-Rogaland tingrett

Selmer

ORS symposium
Kristiansand 11. juni 2025



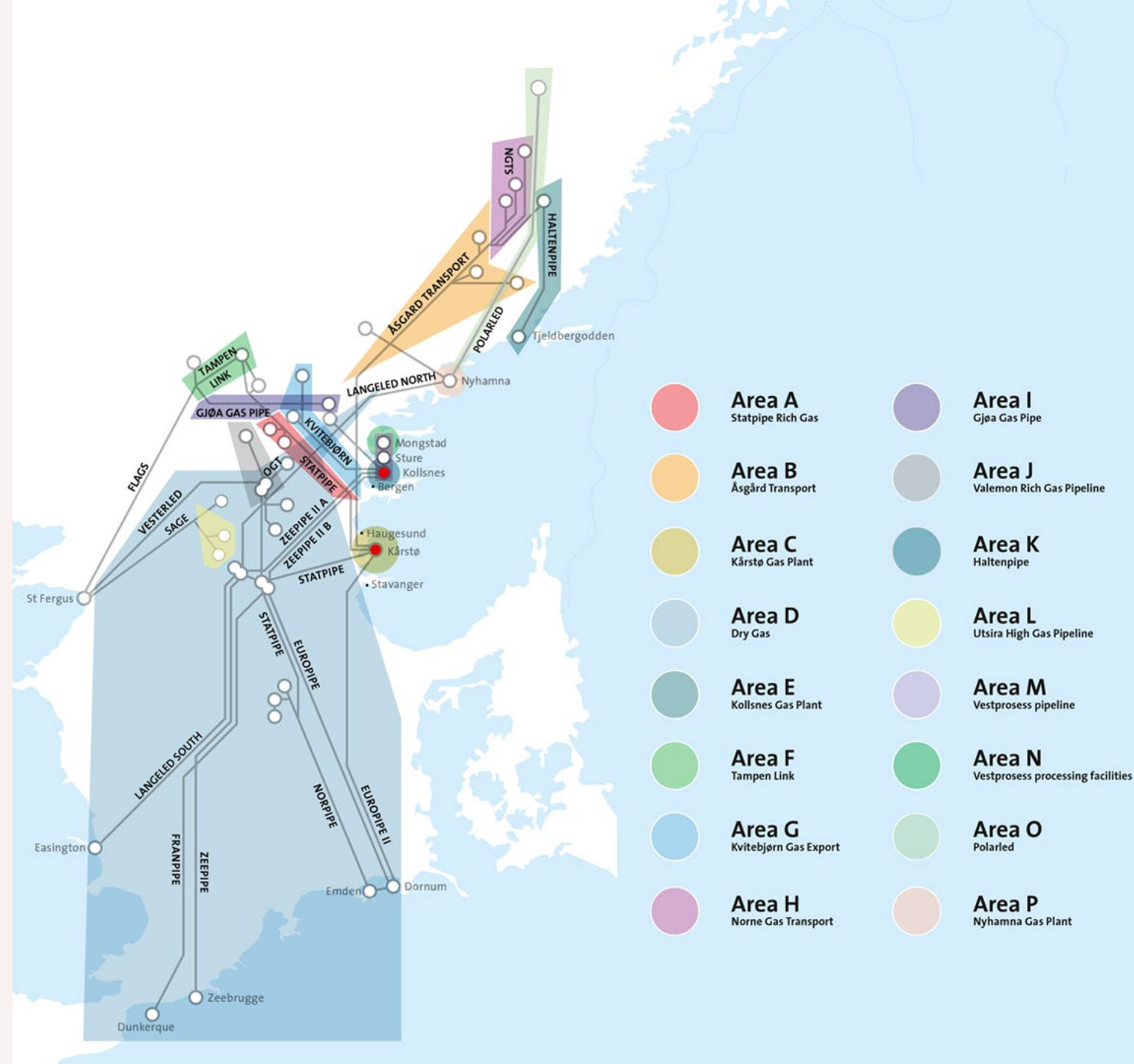
Agenda

- 1) Litt om salg av tørrgass
- 2) Opplegget og kontraktsforholdet i den aktuelle saken
- 3) Noe om jussen
- 4) Oljeskattemyndighetenes syn
- 5) Tingrettens dom

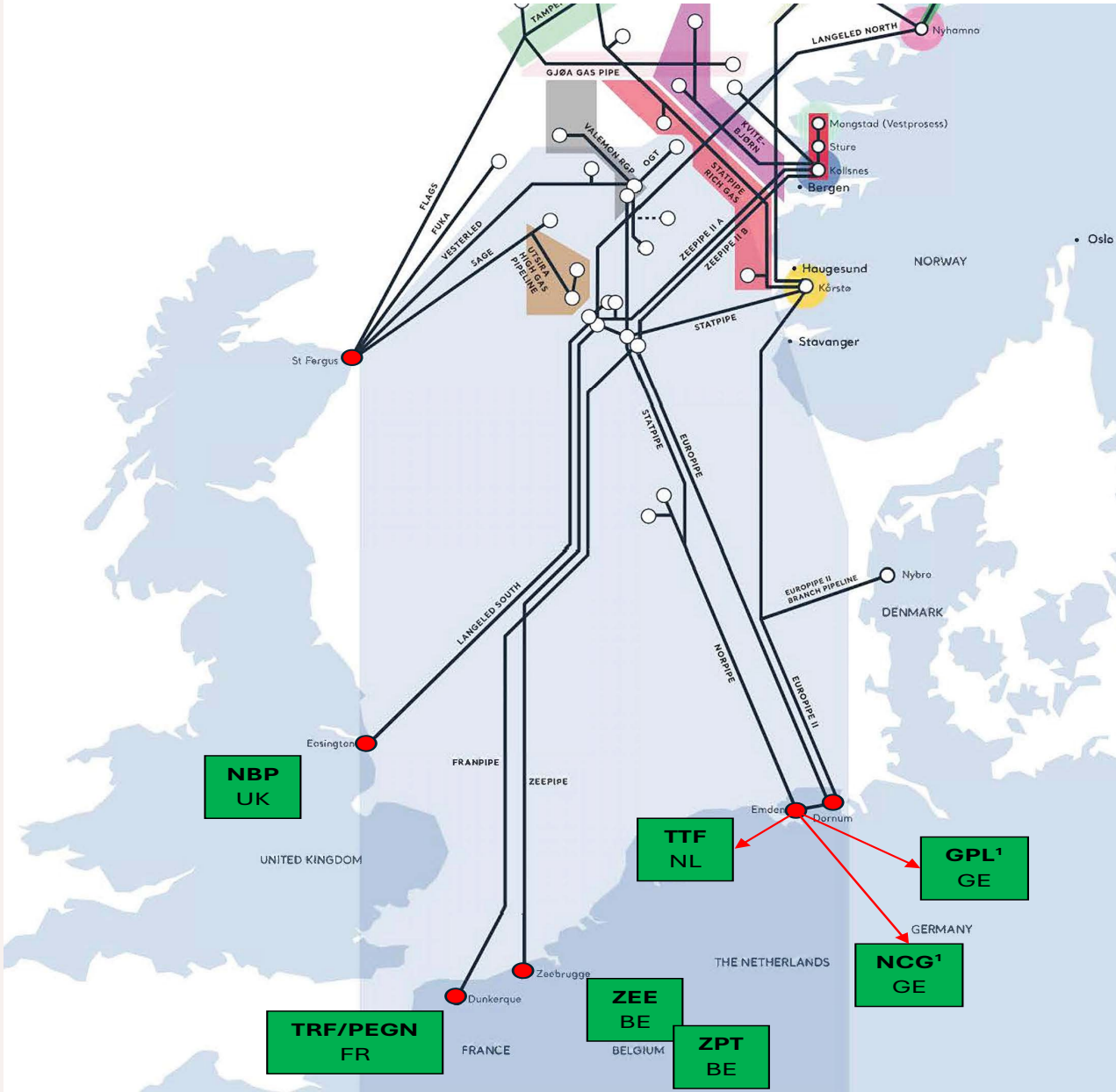
Litt om salg av tørrgass

Gassled

- Område D
- Kapasitet
- Nominasjon og matching
- Exit- og entrykapasitet
- Fleksibilitet



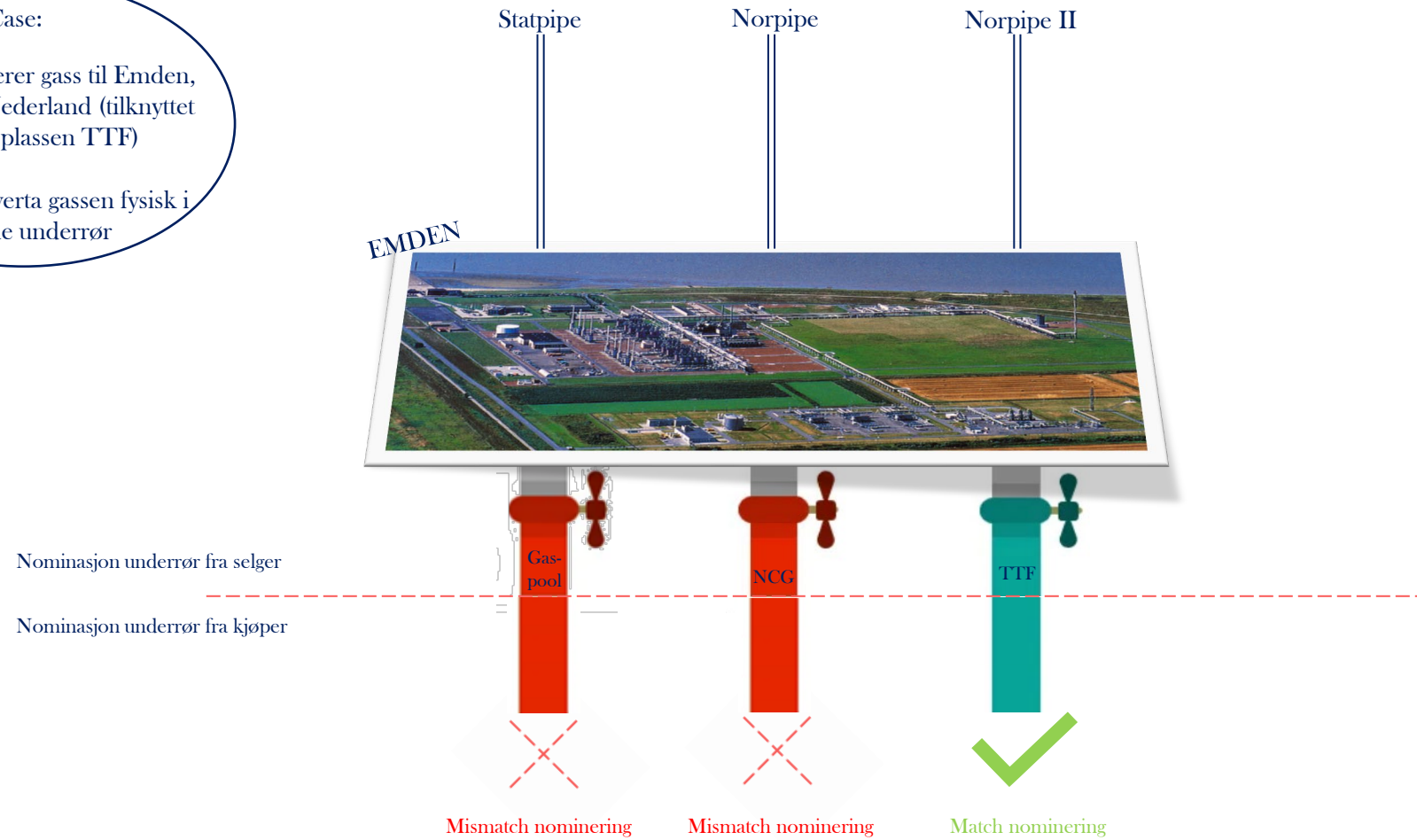
Markedene



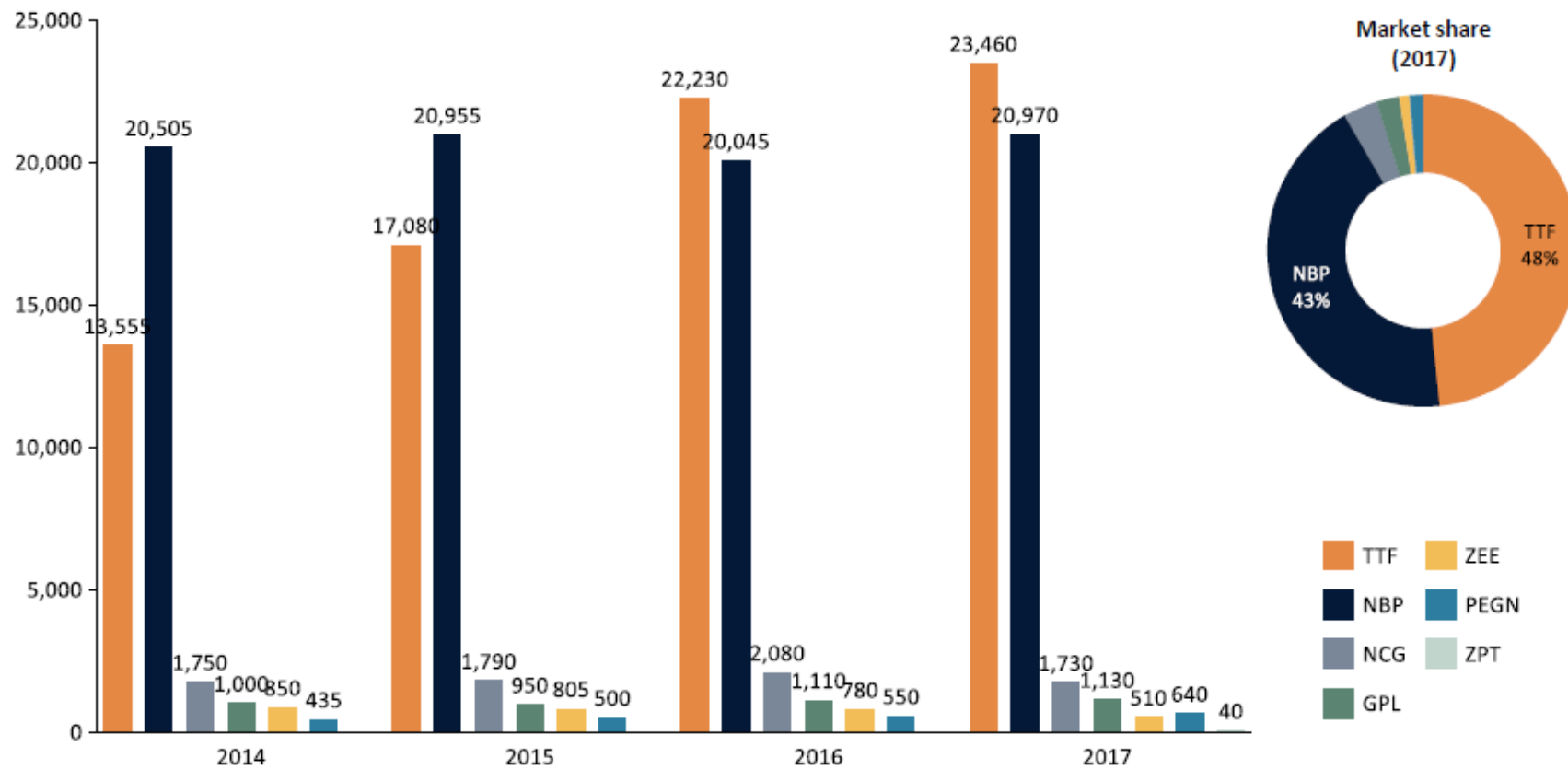
Case:

Selger nominerer gass til Emden,
underrør til Nederland (tilknyttet
markedsplatsen TTF)

Kjøper må overta gassen fysisk i
samme underrør

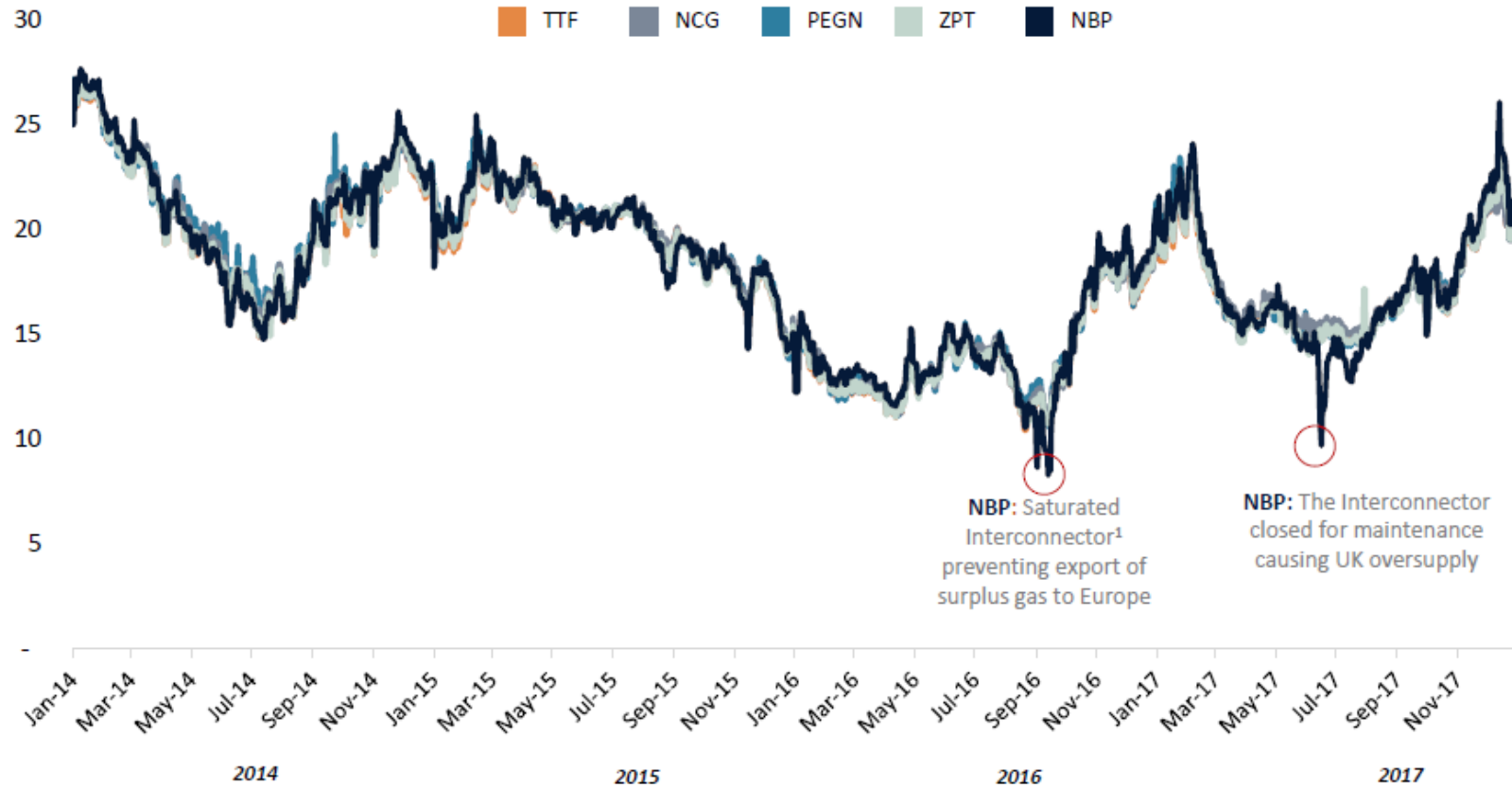


Markedene forts.



Source: Rystad Energy research and analysis; Gassco; Oxford Institute for Energy Studies; Intercontinental Exchange (ICE)

Markedene forts.



1) The Interconnector is a natural gas pipeline between the UK and continental Europe.

Source: Rystad Energy research and analysis; Gassco; Oxford Institute for Energy Studies; Intercontinental Exchange (ICE); European Commission Q4 on European Gas Markets 2017

Produkter

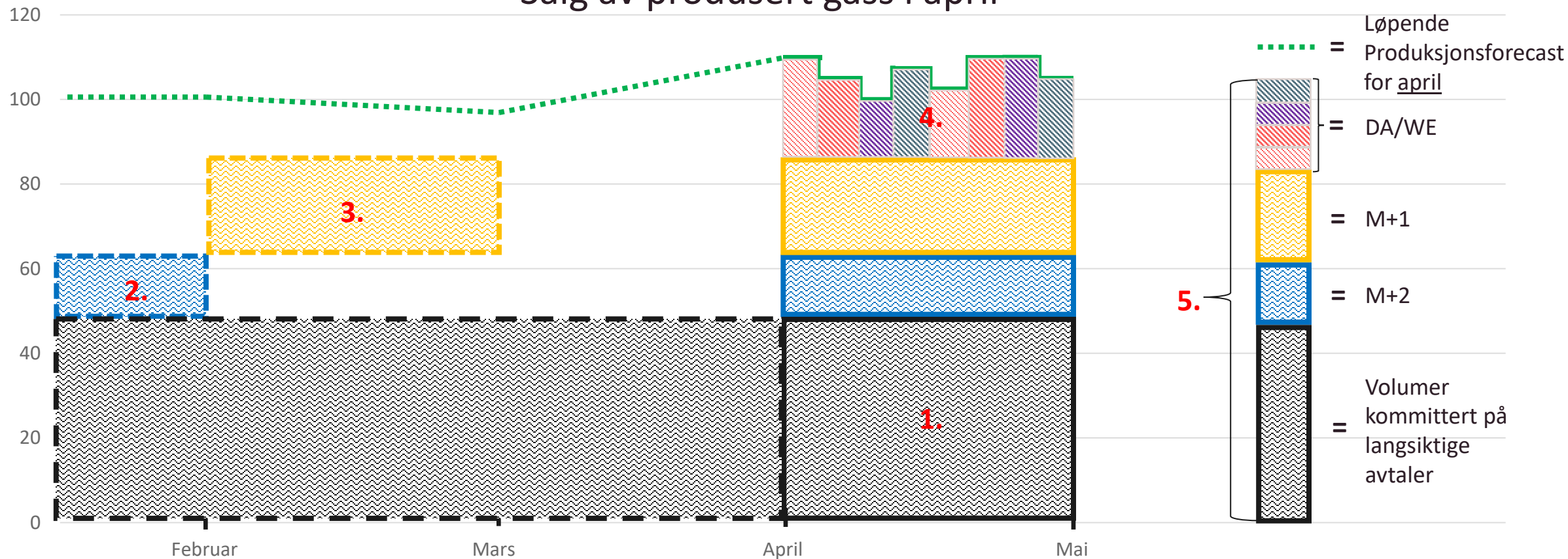
- MA = gass som leveres neste måned
- MA+1 = gass som leveres to måneder frem i tid osv.
- DA = gass som leveres neste dag
- WD = gass som leveres samme dag
- WE = salg utenfor markedets åpningstid

NBP PRICE ASSESSMENT 21 DECEMBER 2021					p/h
Period	Bid	Offer	Diff	Data used	Volatility index
Day-ahead	449.900*	450.100*	75.500	T	100.0%
Weekend	441.750*	442.250*	73.750	I	100.4%
WDNW	446.250*	446.750*	75.500	I	100.5%
BOM	440.250*	440.750*	73.175	I	n/a
January '22	449.850*	450.350*	79.850	I	99.7%
February '22	451.150*	451.650*	80.450	I	98.6%
March '22	419.000*	419.500*	81.425	I	107.7%
April '22	328.200*	328.300*	82.150	I	134.6%
May '22	316.275*	316.375*	81.725	I	144.4%
June '22	315.225*	315.325*	84.300	I	< 20 days
Q1 '22	440.000*	440.500*	80.575	B	101.2%
Q2 '22	319.900*	320.000*	82.725	S	142.2%
Q3 '22	314.000*	314.100*	82.025	S	146.0%
Q4 '22	319.500*	319.600*	83.225	I	143.8%
Q1 '23	320.400*	320.500*	82.525	I	141.8%
Q2 '23	111.675*	111.775*	10.450	I	63.3%
Q3 '23	94.225*	94.325*	0.800	I	58.7%
Q4 '23	107.775*	107.875*	5.375	I	53.1%
Q1 '24	110.125*	110.225*	6.075	I	52.8%
Q2 '24	76.850*	77.350*	2.425	I	55.6%
Q3 '24	72.350*	72.850*	2.275	I	58.8%
Gas Year 22	211.450*	211.550*	44.238	I	112.3%
Gas Year 23	91.775*	92.075*	4.025	I	51.5%
Year 2022	348.350*	348.550*	82.138	I	124.8%
Year 2023	158.525*	158.625*	24.788	I	86.2%
Summer 22	316.950*	317.050*	82.375	B	144.1%
Winter 22	319.950*	320.050*	82.875	B	142.8%
Summer 23	102.950*	103.050*	5.625	B	58.7%
Winter 23	108.950*	109.050*	5.725	B	52.9%
Summer 24	74.600*	75.100*	2.350	I	57.2%
Winter 24	73.175*	73.675*	-4.725	I	58.0%
Summer 25	58.950*	59.450*	-5.100	I	63.2%
Winter 25	66.450*	66.950*	-5.125	I	58.0%
Summer 26	57.775*	58.275*	-5.125	I	66.2%
Winter 26	73.050*	73.550*	-0.025	I	52.0%

*indicative bid/offers



Salg av produsert gass i april



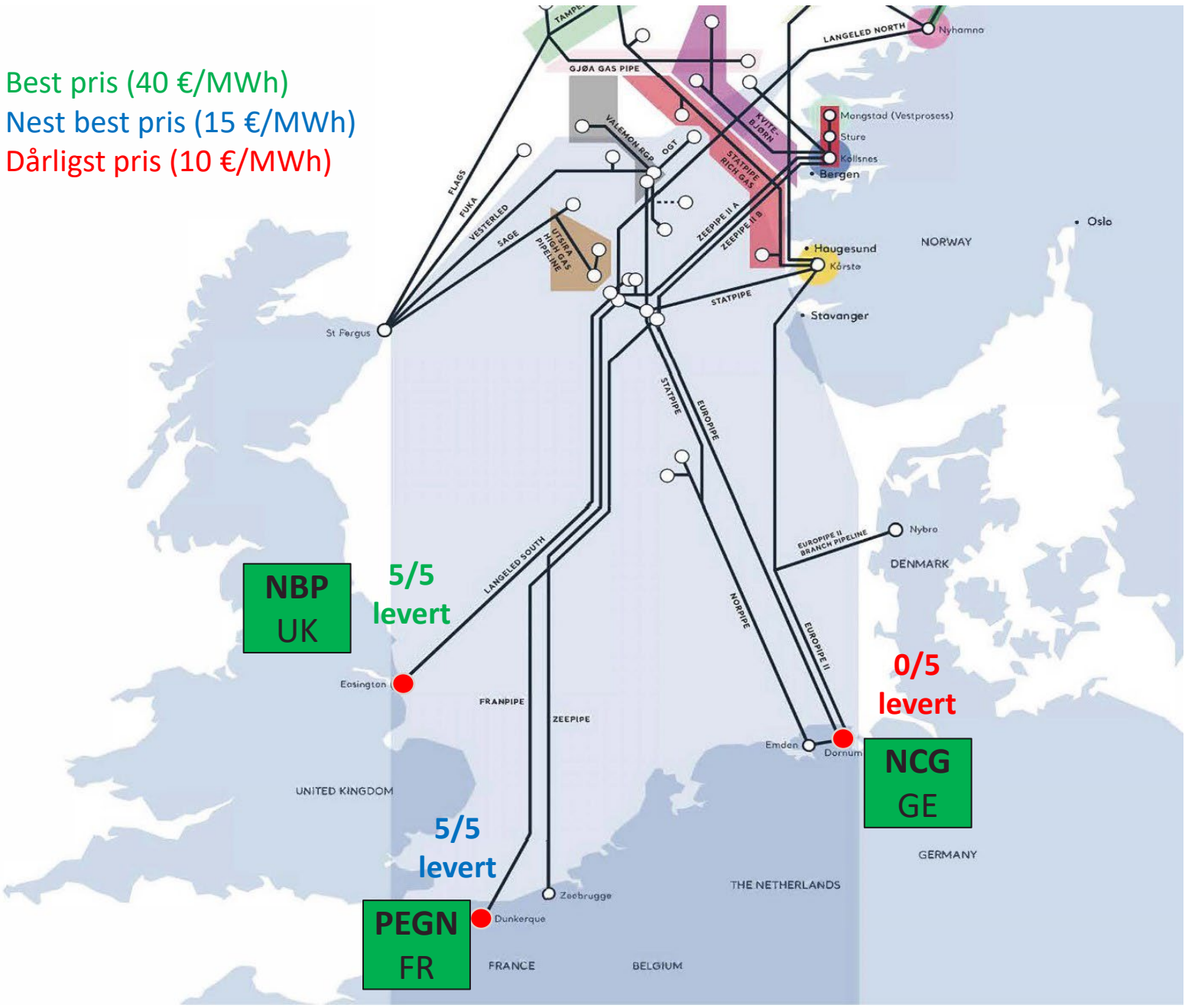
1. Store deler av forventet produksjon i april er allerede kommittert på langsiktige (gjærne mangeårige) kontakter.
2. I slutten av januar beslutter selger hvor mye som skal selges M+2 med levering i april. Vurderingen baseres på tilgjengelig produksjonsforecast for april.

3. I slutten av februar beslutter selger hvor mye som skal selges M+1 med levering i april. Vurderingen baseres på oppdatert produksjonsforecast for april.

4. Gjennom leveringsmåned (april) selges volumer som ikke allerede er kommittert (se pkt. 1-3) på DA-/WE-vilkår.
5. Det kommitterte volumet under langsiktige/mellomlange kontrakter kan variere grunnet volumfleksibilitet i avtalene.

Fleksible avtaler

Best pris (40 €/MWh)
Nest best pris (15 €/MWh)
Dårligst pris (10 €/MWh)



Within Area D-salg

- Prisen fastsettes som en funksjon av selgers beholdning av Area D Exit-kapasitet ved ulike punkter ("kurvpris") + premium. Eksempel: Norgas har 5 Mcm/d i Dornum, 5 Mcm/d i Easington og 5 Mcm/d i Dunkerque. Prisen blir da 33,3 % NCG (40 €/MWh) + 33,3% NBP (10€/MWh) + 33,3% PEGN (15 €/MWh) = **21,645 €/MWh**.
- Norgas produserer 10 Mcm/d, slik at kapasiteten er høyere enn produksjonen (15 Mcm/d). Kjøper har dermed mulighet til å selge mer til de høyest prisede markedene denne dagen. Prisen kjøper oppnår blir : 5 Mcm/d NCG (40 €/MWh) + 5 Mcm/d PEGN (15€/MWh) = **27,5 €/MWh**.
- Flexibilitetsverdien denne dagen utgjør demed: 27,5 €/MWh – 21,645 €/MWh = **5,855 €/MWh**

Volumfleksible avtaler

2.5.3 Primary Delivery Obligation

Except as otherwise provided for in this Agreement, the Seller shall for each Day have available for sale and delivery to the Buyer a quantity of Processed Gas equal to one hundred and twenty (120) percent of the PDCQ (the "Primary Daily Maximum Quantity" or "PDMaxQ").

2.5.4 Primary Daily Take Obligation

Except as otherwise provided for in this Agreement, the Buyer shall each Day purchase and take a quantity of Processed Gas being not less than forty (40) per cent of the PDCQ (the "Primary Daily Minimum Quantity" or "PDMinQ").

Volumfleksible avtaler

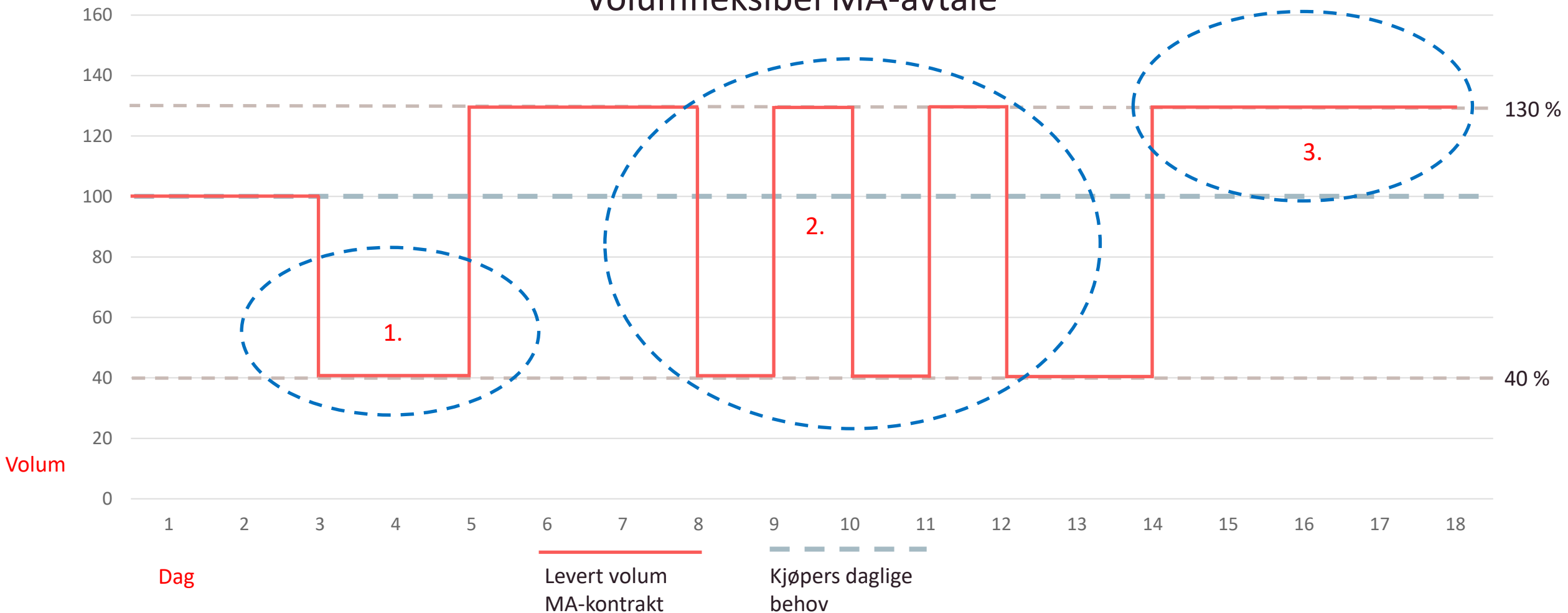
9 PRICE

9.1 Contract Price Primary Quantities

During the term of this Agreement the Contract Price Primary Quantities (CP PQ) in EUR/MWh applicable monthly shall be calculated as follows:

CP PQ = Heren NCG M-1 – OGE Entry Capacity Fee + 0.55

Volumfleksibel MA-avtale



Volum

Dag

Levert volum
MA-kontrakt

Kjøpers daglige
behov

130 %

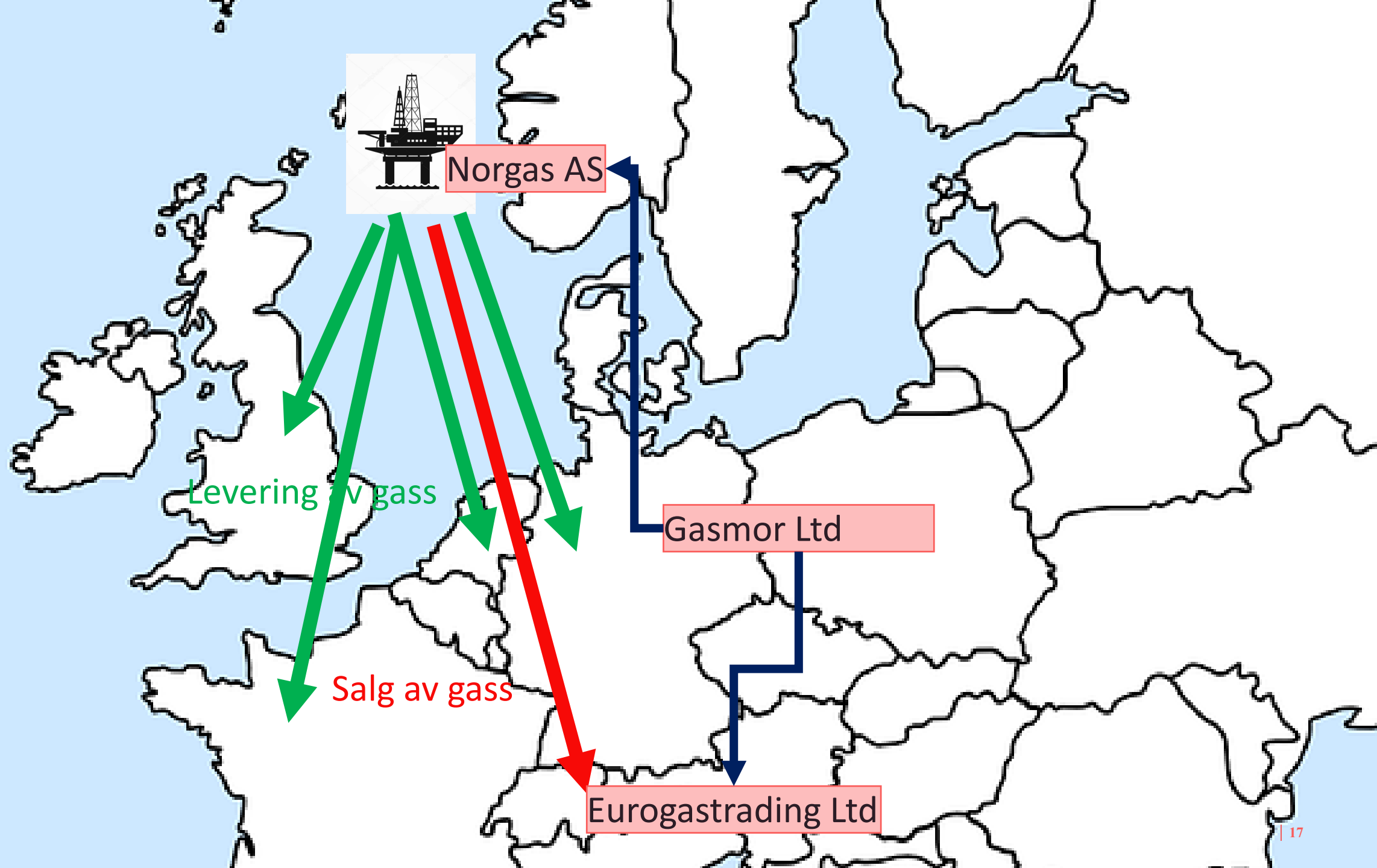
40 %

Case:

Selger og kjøper har avtalt å levere et volum på 100 til MA-pris. Kjøper har rett til å variere volumet som leveres til MA-pris med 40 % - 130 % (Volumfleksibel MA-avtale). Kjøpers resterende behov dekkes ved kjøp av gass til DA-pris.

1. MA-pris er høyere enn DA-pris på den aktuelle HUBen
2. MA-pris og DA-pris ligger nært opp til hverandre, slik at kjøper varierer volumet til MA-pris ut fra prisbildet den enkelte dag.
3. MA-pris er lavere enn DA-pris på den aktuelle HUBen

Opplegget i denne saken



Oversikt salg – totalt

	2014 (kWh)	Andel		2016 (kWh)	Andel
Eksternt	30 683 476 533	55 %		48 193 676 009	82 %
Kortsiktig	6 287 273 002	20 %		9 783 061 876	20 %
Langsiktig	24 396 203 531	80 %		38 410 614 133	80 %
Internt	24 926 006 150	45 %		10 231 925 393	18 %
Kortsiktig	18 875 251 258	76 %		6 888 890 393	67 %
Langsiktig	6 050 754 893	24 %		3 343 035 000	33 %
Sum	55 609 482 683			58 425 601 401	
	2015 (kWh)	Andel		2017 (kWh)	Andel
Eksternt	41 435 184 241	73 %		45 340 489 656	82 %
Kortsiktig	7 256 924 333	18 %		7 370 328 443	16 %
Langsiktig	34 178 259 908	82 %		37 970 161 213	84 %
Internt	15 144 953 083	27 %		10 126 201 087	18 %
Kortsiktig	11 699 794 265	77 %		7 280 249 087	72 %
Langsiktig	3 445 158 818	23 %		2 845 952 000	28 %
Sum	56 580 137 324			55 466 690 743	

Tabell 1

Andel eksternt samlet:
 $55+73+82+82/4=$
 73 %

Oversikt salg – kortsiktig

	2014 (kWh)	Andel		2016 (kWh)	Andel
Eksternt	6 287 273 002	25 %		9 783 061 876	59 %
Internt	18 875 251 258	75 %		6 888 890 393	41 %
Sum	25 162 524 260			16 671 952 269	
	2015 (kWh)	Andel		2017 (kWh)	Andel
Eksternt	7 256 924 333	38 %		7 370 328 443	50 %
Internt	11 699 794 265	62 %		7 280 249 087	50 %
Sum	18 956 718 598			14 650 577 530	

Tabell 3

$$25+38+59+50/4=43$$

Avtaleforholdet

- Rammeavtale for salg av gass
- Egen transaksjonsavtale for hvert enkeltsalg
 - Volum
 - Vilkår (MA/DA)
 - Leveringssted
 - Pris
- Ingen forpliktelse til kjøp og salg i rammeavtalen

Date of Transaction:	30/12/2014
Supply Period:	31/12/2014 - 31/12/2014
Daily Quantity (th):	1,300,000.000
Total Quantity (th):	1,300,000.000
Contract Price:	Day ahead herēn average = 38 099 230 kwh -2.3006 p
Delivery Point:	St. Fergus St. Fergus TOM

Kort om jussen

§ 13-1. *Interessefellesskap*

(1) Det kan foretas fastsettelse ved skjønn hvis skattyters formue eller inntekt er redusert på grunn av direkte eller indirekte interessefellesskap med annen person, selskap eller innretning.

(3) Ved skjønnet skal formue eller inntekt fastsettes som om interessefellesskap ikke hadde foreligget.

Oljeskattemyndighetenes syn

Litt om praksis

- 1 LB-2022-052192, Borgarting lagmannsrett – PGNiG vs. Oljeskattekontoret (prising salg av gass)
- 2 LG-2021-008008. Gulating lagmannsrett – Engie (Neptune) vs. Oljeskattekontoret (prising salg av LNG fra Snøhvit)
- 3 LB-2018-156796, Borgarting lagmannsrett – Total vs. Oljeskattekontoret (erstatning LNG-levering)
- 4 Utv 2015 s 908, Høyesterett – Total vs. Oljeskattekontoret (hemmelige sammenligningsgrunnlag)
- 5 Utv 2014 s 780, Borgarting lagmannsrett – Total vs. Oljeskattekontoret (prising salg av LPG)
- 6 Utv 2010 s 1095, Borgarting lagmannsrett – ymse vs. Oljeskattekontoret (oppfølging fraksjoneringstariff; land/sokkel)
- 7 Rt 2003 1324, Høyesterett – Equinor/Conoco vs. Findep (fradrag for "fraksjoneringstariff" tilknyttet Statpipe)

Kjernen i vedtaket

- Rammeavtalen gir Eurogastrading en betydelig fleksibilitet som en uavhengig tredjepart ville måttet betale for
- Dette synet bygger på en presumsjon om at det er "konserninteressen" som styrer, noe som etter Oljeskattekontorets syn tilsier at Eurogastrading dikterer innholdet i transaksjonene under rammeavtalen
- Oljeskattekontoret mener å finne utslag av presumsjonen i sakens dokumenter – Bekreftelsesfellen
 - Overser tings naturlige forklaring og tar de til inntekt for at Eurogastrading bestemmer – uten at det er noen logisk forklaring på det
- To elementer i fleksibiliteten
 - At Eurogastrading har en fleksibilitet = Eurogastrading bestemmer innholdet i de enkelte transaksjonene
 - At fleksibiliteten har en verdi



Presumsjonen

“ *Gassen som leveres på leveransepunktet som er anvist av Eurogastrading er produsert og fraktet dit av Norgas ...*

Arrangementet mellom Norgas og Eurogastrading kan på mange måter sammenlignes med en opsjon der Eurogastrading har rett til men ikke plikt til å ta gassen til det høyest prisede markedet. Dette er en merverdi som er avgitt fra Norgas til Eurogastrading uten vederlag

“*I et konsernforhold, hvor hensikten åpenbart er å optimalisere konsernets samlede avsetning, har det formodningen mot seg at Norgas – uavhengig av Eurogastradings ønsker og behov – kan velge leveringspunkt, leveringstid eller prisindeks. Etter Oljeskattekontorets syn er dette så åpenbart at det må kunne karakteriseres som et ubestridelig faktum, og at det i motsatt fall vil være av stor betydning å få dette rettslig prøvd.*

“Det ligger i **konsernstrukturens vesen** at Eurogastrading, som kjøper, har en aktiv rolle i å beslutte hvor mye gass som skal mottas på et gitt sted, og hvilket prisingskonsept som skal anvendes. Det har **formodningen mot** seg at Norgas – uavhengig av Eurogastradings ønsker og behov – kan velge leveringspunkt, leveringstid eller prisindeks. Norgas' rolle i konsernet er å sørge for at Eurogastradings behov for gass prioriteres, slik at det først selges gass under den interne rammeavtalen, før det eventuelt gjøres eksterne salg under andre rammeavtaler.

OECDs retningslinjer

1.2. When independent enterprises transact with each other, the conditions of their commercial and financial relations (e.g. the price of goods transferred or services provided and the conditions of the transfer or provision) ordinarily are determined by market forces. When associated enterprises transact with each other, their commercial and financial relations may not be directly affected by external market forces in the same way, although associated enterprises often seek to replicate the dynamics of market forces in their transactions with each other, as discussed in paragraph 1.5 below. Tax administrations should not automatically assume that associated enterprises have sought to manipulate their profits. There may be a genuine difficulty in accurately determining a market price in the absence of market forces or when adopting a particular commercial strategy. It is important to

1.5. It should not be assumed that the conditions established in the commercial and financial relations between associated enterprises will invariably deviate from what the open market would demand. Associated enterprises in MNEs sometimes have a considerable amount of autonomy and can often bargain with each other as though they were independent enterprises. Enterprises respond to economic situations arising from market conditions, in their relations with both third parties and associated enterprises. For example, local managers may be interested in establishing good profit records and therefore would not want to establish prices that would reduce the profits of their own companies. Tax administrations should keep these considerations in mind to facilitate efficient allocation of their resources in selecting and conducting transfer pricing examinations. Sometimes, it may occur that the relationship between the associated enterprises may influence the outcome of the bargaining. Therefore, evidence of hard bargaining alone is not sufficient to establish that the transactions are at arm's length.

Oljeskattekontorets bevis for presumsjonen

- Forekommer sjelden salg til tredjeparter og Eurogastrading samtidig
- Norgas har ikke utnyttet ledig kapasitet – lite "reoptimalisering"
- I 2022 solgte Norgas all sin gass til Eurogastrading



Fleksibilitetene i vedtaket

Fleksibiliteter

	Anført fleksibilitet:
Leveringssted	Arbitrasjemulighet
Prisingskonsept	Likviditetsfordel
Month ahead vs. day ahead	{Samme som "prisingskonsept"}
Leveringsperiode	{Variant av "prisingskonsept"}
Salg utenfor åpningstid	{Samme likviditetsfordel som "prisingskonsept"}
Gassled (infrastruktur)	Manglende reoptimalisering (er ikke relevant for pris mellom TEPN/TGP)
Balansering	{Variant av "leveringssted"}
Asset back trading	{Variant av "prisingskonsept"}
Konserninternt konsum	{Duplikat}



Verdien for Eurogastrading

- Arbitrasjemuligheten nevnt tre steder:

Transaksjonsavtalene spesifiserer ikke hvilket av markedene det er solgt til når gassen selges på Beach i Tyskland/Nederland, og Eurogastrading kan således fritt velge mellom å sende gassen videre til Gaspool, NCG eller TTF.

Utnyttelse av prisdifferanser i forskjellige markeder er mulig som følge av tilgangen til dette transportsystemet.

Ved å få gassen levert på Beach kan kjøperen flytte gassen fra ett marked til et annet for å unngå ubalanse.

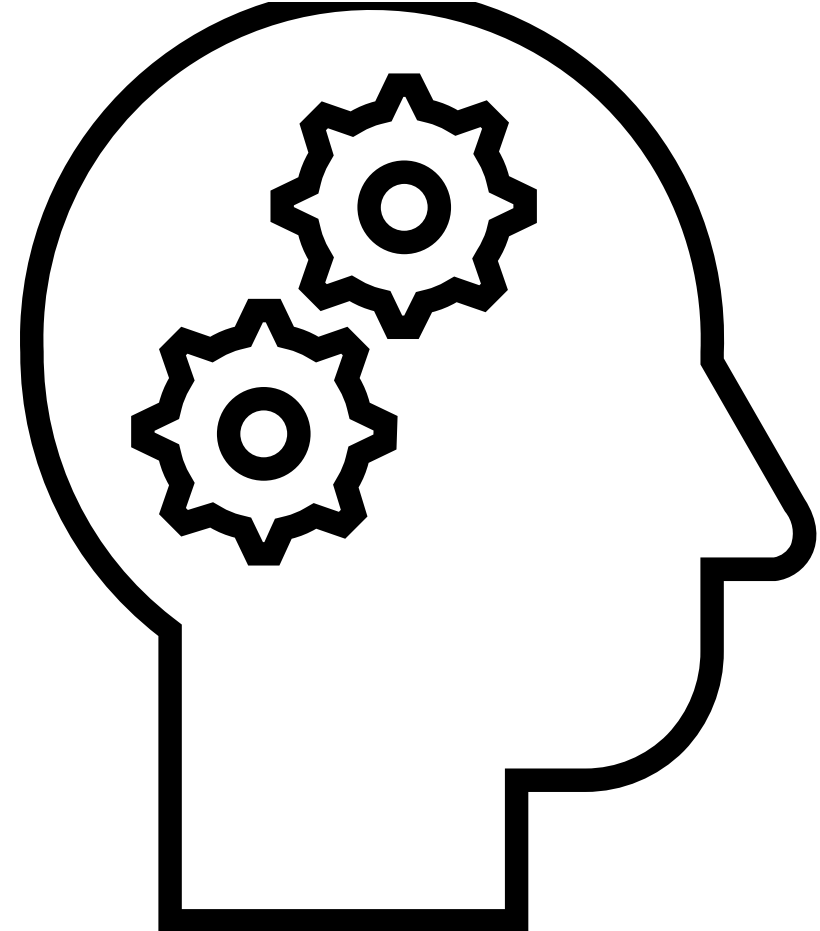
- Likviditetsfordelen nevnt tre steder

Dette frigir kapasitet som Eurogastrading kan utnytte ved å kjøpe Day Ahead fra Norgas for å optimalisere fortjenesten ved sitt videresalg.

Dette gir en merverdi ved at kjøper kan lukke en eksponering i en forwardposisjon og levere fysisk gass i ulike markeder.

Forutsetninger for Oljeskattekontorets syn

- Alle ansatte i Norgas, Eurogastrading, og Gasmor lyver
 - Eurogastrading dikterer innholdet i hver enkelt transaksjon - styrt av en "konserninteresse"
- Eurogastrading trenger gassen Norgas selger
 - Markedene er ikke likvide



Imøtegåelse løgn

- Vitneførsel
- Omfattende dokumentasjon
- Analyser av optimalisering
 - Norgas' egen
 - Rystad Energy
- Men også: Hvilken rolle spiller det om Eurogastrading bestemmer – prisen settes der gassen leveres (indekspris)
- Egentlig bare et spørsmål om likviditeten i markedene



Imøtegåelse Eorogastradings behov

HUB	Total traded volume (tWh)	Net churn rate	Fysisk volum (tWh) i markedsområdet	Norgas' salg til Eurogastrading i tWh	Norgas salg til Eurogas (andel av fysisk volum i markedsområdet)
TTF	23 460	54,3	432,04	0,51	0,12 %
NBP	20 970	23,9	877,40	3,63	0,41 %
NCG	1 730	3,4	508,82	0	0 %
GPL	1 130	2,6	434,61	0	0 %
ZEE+ZTP	550	2,9	189,65	0.00733	0,0039 %
PEGN	640	1,7	376,47	3,67	0,97 %

Skjønnnet

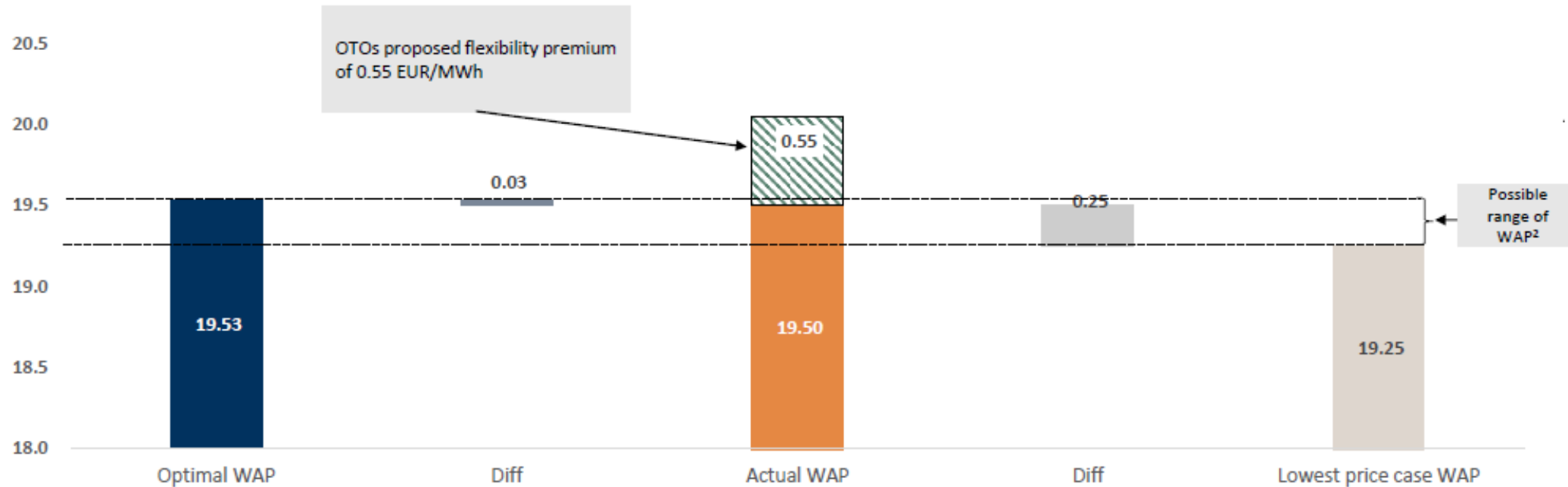
Oljeskattekontoret legger til grunn at den interne avtalen er minst like fleksibel som den fleksibiliteten som er i sammenligningskontraktene. I internkontrakten er det ingen avtalefestet begrensning knyttet verken til årlig eller daglig volum. Videre er det ingen geografisk begrensning i internkontrakten slik at gassen kan sendes til alle markedene i NWE.

= De volumfleksible
avtalene

Basert på dette legger Oljeskattekontoret til grunn at fleksibilitetsverdien skjønnsmessige kan settes til EUR 0,55 pr. MWh.

Betydningen av skjønnet

Rystad Energy weighted average price scenario analysis showing optimal, actual and lowest price-case WAP¹ (2014-2017)
EUR/MWh



OTOs proposed flexibility premium corresponds to an actual price that is 0.52 EUR/MWh *higher* than the optimal WAP.

Konsekvensen av Oljeskattekontorets syn

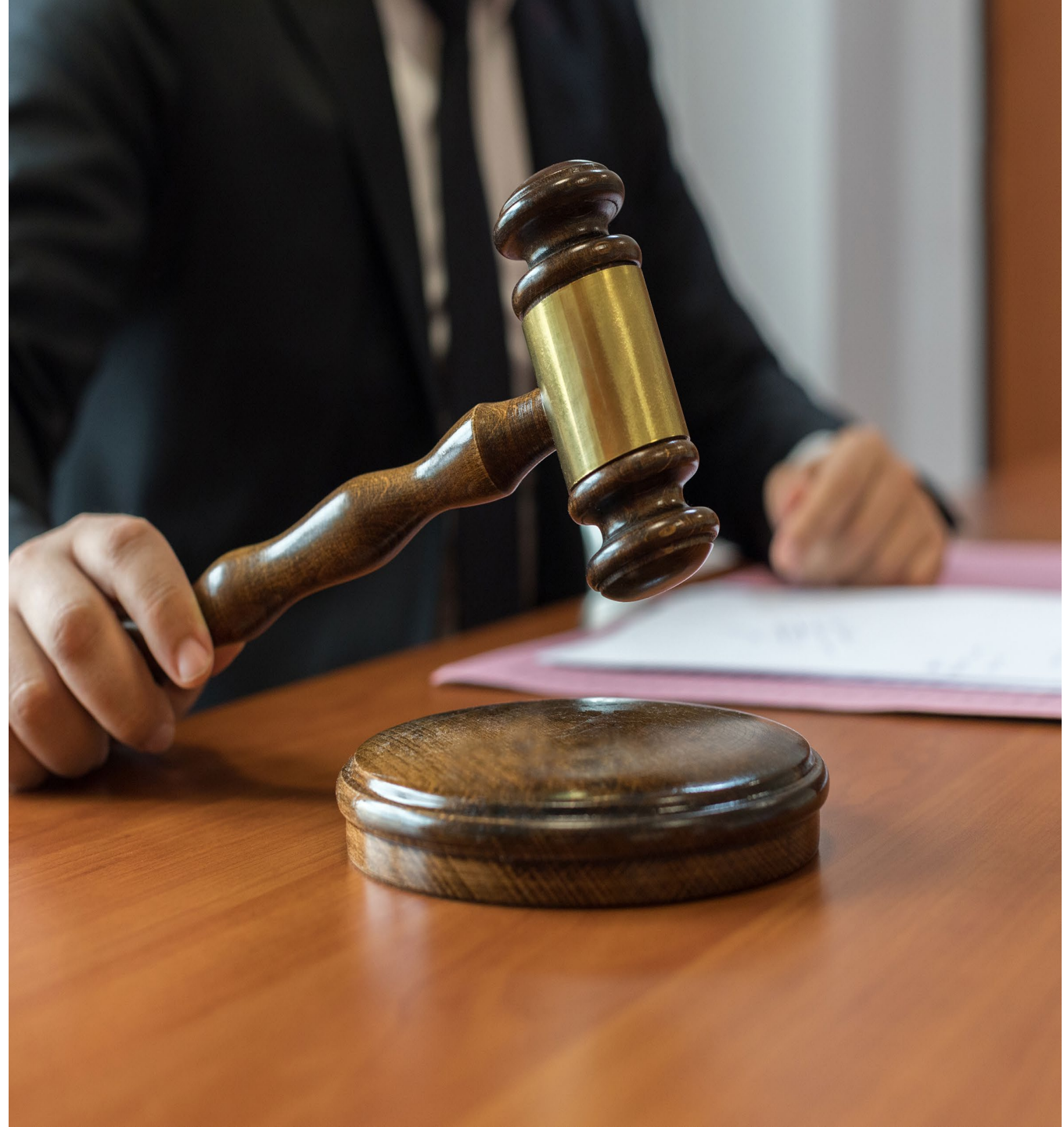
- Dødsstøtet for salg av gass via konserninternt tradingselskap?



Tingrettens dom

Hovedforhandlingen

- Sør-Rogaland tingrett 4. til 13. februar i år = 7 rettsdager
- Tingretten satt med fagkyndige meddommere
- Vitneførsel fra Norgas og Eurogastrading
- Sakkyndige vitner fra Rystad og Gasco
- Omfattende og grundig dom – imøtegåelse av alle detaljer i Oljeskattekontorets syn



“*Retten har kommet til at det ikke er ført bevis for at Eurogastrading bestemmer eller at det er noe i avtaleforholdet mellom Norgas og Eurogastrading som tilsier at Eurogastrading har fått noe mer enn det selskapet har betalt for.*

“ For det første er retten enig med Norgas i at statens syn må innebære at Norgas og dets ansatte har handlet på en annen måte enn det de utad har forklart. Retten kan ikke se at det er ført bevis for en slik avvikende praksis. Retten mener at dette ikke bare forutsetter at enkeltpersoner har løyet, men også at det foreligger en konspirasjon som involverer alle direkte ledere i de to selskapene, samt tradere, operatører, regnskapsførere, risikostyringspersonell, juridiske rådgivere og internkontroll. Retten finner det lite sannsynlig at en slik konspirasjon kunne ha blitt holdt skjult – særlig over en så lang periode og med et antatt kontinuerlig skifte av ansatte i nøkkelroller.

“*For det andre kan retten uansett ikke se at foreligger noen fleksibilitet i avtaleforholdet mellom Norgas og Eurogastrading som har gitt Norgas en økonomisk merverdi.*

“*Retten kan videre ikke se at det er ført bevis for at Eurgastradings behov er avgjørende. Dette fordi Eurogastrading uansett betaler markedspris i det markedet som blir valgt ved salget fra Norgas til Eurogastrading. Dersom Eurogastrading hadde kunnet velge hvor gassen skulle leveres, måtte selskapet betalt prisen på det aktuelle stedet.*”

“*Videre, dersom det var Eurogastrading som kunne velge og valgte et marked med lav pris for deretter å videreselge til et område med høyere pris, kunne det ikke ha skjedd uten involvering av Norgas. Det er kun Norgas som er skiper i Gassled sone D, og i et slikt tilfelle ville det være Norgas som oppnådde gevinst.*

“Så lenge Eurogas' betaling er knyttet til indekspris, kan ikke retten se at Norgas har tapt inntekter ved å selge til Eurogas. Alt Eurogas kan gjøre med gass kjøpt fra Norgas, kan de også gjøre med gass kjøpt i det åpne markedet. Prisen er den samme i begge tilfeller, og det foreligger ingen fordel for Eurogas knyttet til volumene kjøpt fra Norgas. Retten er derfor uenig i Oljeskattekontorets vurdering, slik den fremstår på side 35 i vedtaket, om at dette indikerer «at Eurogas benytter gass fra Norgas og norsk sokkel til å balansere sin egen portefølje».

“Retten finner det bevist at det er transaksjonene under rammeavtaler med tilhørende kortsiktige avtaler som er de transaksjoner avtalene mellom Norgas og Eurogastrading må sammenliknes med. Disse er like både i ordlyd og praktisering. Retten viser i det vesentlige til tidligere redegjørelser om at det ikke er ført bevis for den fleksibilitet som staten har lagt til grunn. Volumkontraktene er ikke sammenliknbare.

“*Det følger av det ovennevnte at retten har kommet til at det ikke er ført bevis for noen
Inntektsreduksjon.*

Retten har ikke funnet saken tvilsom.

Takk for oppmerksomheten

Anders Wilhelmsen

Partner, advokat (H)

a.Wilhelmsen@selmer.no

Selmer

selmer@selmer.no

selmer.no