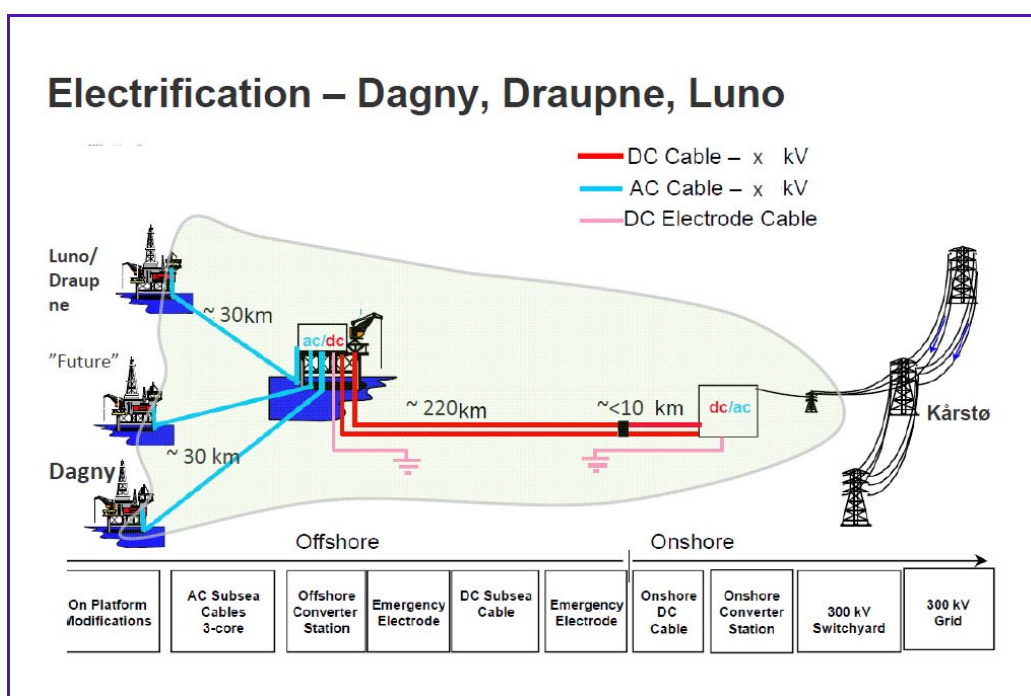


## DOCUMENT FRONT PAGE

|      |                |                     |           |            |             |
|------|----------------|---------------------|-----------|------------|-------------|
| 0    | Final 19.08.11 | Issued for approval | (Sign.)   | (Sign.)    | (Sign.)     |
| 2    | Draft 01.06.11 | Issued for comments |           |            |             |
| 1    | Draft 14.04.11 | Issued for comments | TST/EF/SP | AL/GN/JEM  | LR/GE/AH    |
| Ver. | Issue date     | Document status     | Made by   | Checked by | Approved by |



Project no. and name:

NA

Documentation title:

**Dagny, Draupne and Luno Power from Shore Cooperation Report, Including attached Company Specific Reports, Screening Study Phase 1.**

Document identification (PIMS):

NA

Classification:

Scanned front page with signatures.

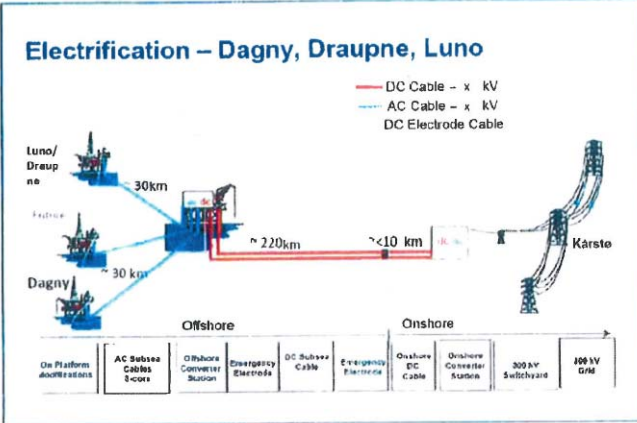




### DOCUMENT FRONT PAGE

|      |                |                     |                       |                       |                        |
|------|----------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|
| 0    | Final 19.08.11 | Issued for approval | <i>Stig Pettersen</i> | <i>Jon-E. Mjølhus</i> | <i>Per Arne Skjold</i> |
| 2    | Draft 01.06.11 | Issued for comments |                       |                       |                        |
| 1    | Draft 14.04.11 | Issued for comments | TST/EF/SP             | AL/GN/JEM             | LR/GE/AH               |
| Ver. | Issue date     | Document status     | Made by               | Checked by            | Approved by            |

#### Electrification – Dagny, Draupne, Luno



— DC Cable – x kV  
— AC Cable – x kV  
— DC Electrode Cable

**Offshore**  
 On Platform  
 Distribution  
 AC Subsea  
 Cables  
 8-core  
 Offshore  
 Converter  
 Station  
 Emergency  
 Electrode

**Onshore**  
 Offshore  
 DC  
 Cable  
 Onshore  
 Converter  
 Station  
 200 pV  
 Switchyard  
 100 kV  
 Grid

Project no. and name:  
**NA**

Documentation title:  
**Dagny, Draupne and Luno Power from Shore Cooperation Report, including attached Company Specific Reports, Screening Study Phase 1.**

Document identification (PIMS):  
**NA**

Classification:

## TABLE OF CONTENT

|       |                                                                                                                        |    |
|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | Introduction .....                                                                                                     | 4  |
| 2     | Summary & Conclusion.....                                                                                              | 5  |
| 3     | Abbreviations .....                                                                                                    | 7  |
| 4     | Objective .....                                                                                                        | 8  |
| 5     | Concept Description.....                                                                                               | 9  |
| 5.1   | General.....                                                                                                           | 9  |
| 5.2   | Technical Description .....                                                                                            | 9  |
| 5.3   | Onshore grid connection- Power availability .....                                                                      | 11 |
| 5.4   | Offshore subsea cable routing .....                                                                                    | 12 |
| 5.5   | Technology Assessment- Technical Qualification.....                                                                    | 13 |
| 5.6   | Topics not covered .....                                                                                               | 13 |
| 6     | Cable Reliability Assessment.....                                                                                      | 14 |
| 6.1   | Introduction.....                                                                                                      | 14 |
| 6.2   | Interference .....                                                                                                     | 14 |
| 6.2.1 | Dragged anchors.....                                                                                                   | 14 |
| 6.2.2 | Trawling equipment .....                                                                                               | 14 |
| 6.2.3 | Near platform/ hub activities.....                                                                                     | 15 |
| 6.3   | Reliability assessment from DNV – conclusion .....                                                                     | 15 |
| 6.4   | Emergency response plan.....                                                                                           | 15 |
| 7     | Authorities .....                                                                                                      | 16 |
| 7.1   | Statnett.....                                                                                                          | 16 |
| 7.2   | NVE.....                                                                                                               | 16 |
| 7.3   | NPD.....                                                                                                               | 17 |
| 8     | Studies and budgetary bids.....                                                                                        | 18 |
| 8.1   | Vendors.....                                                                                                           | 18 |
| 8.2   | ABB study and budgetary bid.....                                                                                       | 18 |
| 8.3   | Siemens study and budgetary bid .....                                                                                  | 20 |
| 8.4   | Major differences between ABB and Siemens concepts.....                                                                | 23 |
| 9     | Cost.....                                                                                                              | 24 |
| 9.1   | Investment and Operation cost .....                                                                                    | 24 |
| 9.2   | Abatement Cost.....                                                                                                    | 26 |
| 9.3   | Tariff from new company for construction and operation of the PFS .....                                                | 29 |
| 10    | Project execution and schedule .....                                                                                   | 30 |
| 10.1  | Strategy .....                                                                                                         | 30 |
| 10.2  | Project Schedule for PFS project sanction simultaneously with Dagny – Alternative 1,<br>uncoordinated development..... | 30 |
| 10.3  | Project schedule for commercial model - Alternative 2, coordinated development.....                                    | 31 |
| 11    | CommerCial Models.....                                                                                                 | 33 |
| 12    | Benchmarking and contacts with similar projects.....                                                                   | 34 |
| 13    | Next Phase (Phase II) .....                                                                                            | 35 |
| 14    | References .....                                                                                                       | 36 |
| 15    | APPENDIX 1: Statoil's company specific report .....                                                                    | 37 |
| 16    | APPENDIX 2: Det Norske's company specific report.....                                                                  | 43 |
| 17    | APPENDIX 3: Lundin's company specific report.....                                                                      | 46 |

## 1 INTRODUCTION

It is an authority requirement that Power from Shore (PFS) shall be evaluated in all new field development projects on the Norwegian Continental Shelf (NCS). The different power supply options evaluated need to be documented in the Plan for Development and Operation (PDO) to be submitted for approval to the Norwegian authorities. The alternative cost and expected CO<sub>2</sub> emissions reductions shall be calculated.

The “Klimakur2020” report outlines the authorities’ goals for CO<sub>2</sub> reductions, and in the Climate White Paper in mid of 2011 the authorities are expected to decide on a new pricing that may impact the economy of PFS projects.

Further on Dagny, Draupne and Luno developments, the authorities (NPD) have asked for:

- ♦ Coordination of power solutions for development of new discoveries
- ♦ Include the power situation / future use of existing installations in the analysis
- ♦ Build in flexibility with regards to sizing of subsea cable, transformer and converter stations and location of transformer and converter stations

A joint study agreement has been made between the Dagny Ermintrude group, the Draupne-Hanz-West Cable group and the Luno group, in order to study electrification in the Dagny/Draupne-Hanz-West Cable and Luno area.

This is a report common for Det Norske, Lundin and Statoil with focus on describing the technical solution of a joint project and the main factors used to estimate abatement cost. Each company has also issued a field specific report with internal evaluations, adoptions and calculations found as Appendix 1, 2 and 3 in this report.

The common report was made in the period from November 2010 to April 2011, and the design basis that was utilized is from this period. The development concepts, power demands and energy efficiencies have changed<sup>1</sup> compared to the preliminary numbers from late 2010. Consequently, the abatement cost presented herein is considered to present a possibly range of values and sensitivities and may not be accurate for the current state of the relevant developments.

---

<sup>1</sup>Most notably: the power demand for Draupne and Luno has been based on a joint platform concept no longer considered a relevant option.

## 2 SUMMARY & CONCLUSION

The work with this report has revealed the following:

- The concept for HVDC PFS technology is found technically proven and feasible with respect to all practical aspects. No technical qualification is required for the proposed concept. For floating facilities there may still be some concern related to dynamic riser cables and swivels (for ship shaped vessels)
- A robust grid connection including available /reliable power and an appropriate location of onshore facilities is found at Kårstø. Statnett has appointed Kårstø as the preferred onshore connection point to the national grid
- The PFS will give overall system reliability comparable to conventional offshore power generation and distribution. A reliability assessment made by DNV concludes that the probability of experiencing a failure of the subsea cable over the 40 years planned operation is low
- The relevant abatement cost provided that all three partners are committed to the project as described in this study and that PFS is available in 2014 to avoid installation of gas turbines/back-up power is shown as base value in chapter 9.2
  - o The major reasons for the relatively low abatement cost for this concept are that multiple field developments are coordinated and that the predicted overall power demands are relatively high. The partners share the initial investment/Capex, Generators/turbines are avoided on several installations and total power consumption through the transmission is high. PFS to the individual fields/project give radically higher abatement cost.
  - o The estimated abatement costs will change significantly depending on a number of parameters like number of partners/users, back-up power generation, price of electricity, investment cost etc. as discussed later in this report. The main sensitivities are shown in tornado diagram in figure 9, chapter 9.2
  - o Other existing or future fields in the area are possible users of a PFS and will represent a significant potential for improved economy and reduced abatement cost
- Alternatively, abatement cost is calculated for the following case:
  - o Det Norske and Lundin are the only participants in a Power from shore solution and
  - o Det Norske and Lundin also install offshore power generation, i.e. 2 turbines on each platform.

The main sensitivities are shown in tornado diagram in figure 9a, chapter 9.2

- Several aspects like improved HSE, residual value etc. have not been discussed in this report nor included in the calculations. For topics not covered, ref chapter 5.6
- The system power rating in this report (150MW) includes additional spare capacity and is therefore unnecessarily for Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno. The abatement cost for a solution optimized for these three fields only is not calculated, but will be lower than indicated.
- Contract for PFS must be awarded by year end 2011 to ensure power availability for the first user, Luno, which is planned to start production in end of Q4 2014. This implies that "Next phase work" (permitting and bidding) should start Q2 2011 to meet present schedule (Start-up end of Q4 2014)
- An independent Company or Joint Venture needs to be established for design, construction and operation of the PFS. Several challenges and possibilities are identified, of which the time criticality will be the largest challenge.

Each project has to make an economic analysis and decision on the commercial feasibility of the PFS system in a company specific report. This common report provides technical description and cost data as a basis for each project's individual calculations. The abatement cost presented in this common report is only indicative and illustrates the potential for improved profitability if three or more users commit to a common PFS system.

If the PFS solution is chosen, it will be required to establish a Joint Venture / Company who can own, build and operate the PFS system and ensure that it is ready in time for the first user. However, the schedule for the next phase will be tight and some of the work is already on critical path. Actions need to be taken soonest in order to ensure compliance with the projects milestones.

**The PFS concept described in this study shows that in order to make this a realistic alternative the following must be fulfilled:**

- **3 or more independent developments must commit as power consumers**
- **PFS system must be available before first field is scheduled to be in operation**
- **“Next phase work” (permitting and bidding) should start Q2 2011 to meet present schedule for first field with Start-up end of Q4 2014**

## **Conclusion:**

Based on the company specific reports of Statoil, Det Norske and Lundin, it is concluded that there is not any basis for further work.

After completion of the common report, the company specific reports were made by Statoil, Det Norske and Lundin, see Appendix 1,2 and 3. These reports contain economic analysis and decisions on the commercial feasibility.

### 3 ABBREVIATIONS

|       |                                                                                                 |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| CAPEX | Capital Expenditure                                                                             |
| CCGT  | Combined-Cycle Generating Technology                                                            |
| DnV   | Det norske Veritas                                                                              |
| HSE   | Health, Safety and Environment                                                                  |
| HVAC  | High Voltage, Alternating Current                                                               |
| HVDC  | High Voltage, Direct Current                                                                    |
| KLIF  | KLima og Forurensningsdirektoratet. See SFT.                                                    |
| MTTR  | Mean Time To Repair                                                                             |
| MVA   | Mega Volt Ampere                                                                                |
| MW    | Mega Watt, Power                                                                                |
| NCS   | Norwegian Continental Shelf                                                                     |
| NPD   | Norwegian Petroleum Directorate, see OD                                                         |
| NVE   | NorgesVassdragsogElektrisitetstilsyn                                                            |
| OD    | Oljedirektoratet, Norwegian Petroleum Directorate                                               |
| OED   | Oil and Energy Department                                                                       |
| OPEX  | Operating Expenses                                                                              |
| Ptil  | Petroleumstilsynet, Petroleum Safety Authority Norway                                           |
| PDO   | Plan for Development and Operation                                                              |
| PFS   | Power From Shore                                                                                |
| SFT   | Statensforurensningstilsyn (now KlimaogForurensningsdirektoratet), Climate and Pollution Agency |
| VAR   | VoltAmperereaktiv, Reaktiveffekt                                                                |
| VSC   | Voltage Source Converter                                                                        |
| VSD   | Variable Speed Drive                                                                            |
| WHRU  | Waste Heat Recovery Unit                                                                        |
| OTSG  | Once Through Steam Generator                                                                    |



## 4 OBJECTIVE

The objective of this report is to discuss the following regarding a common PFS solution for the Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno fields:

1. Technology with solutions
2. Abatement Cost with sensitivities
3. CO<sub>2</sub> emissions
4. Possible commercial solutions
5. Availability
6. Future studies and developments

The report is based on:

- “Dagny and Luno/Draupne, Power from Shore using HVDC light technology”, ABB, 2011-02-08. Ref. /1/
- “Power from Shore Kårstø to Dagny – Draupne/Luno Budgetary estimate and Technical comments”, Siemens, 2010. Ref /2/
- “Power from shore, coarse reliability assessment”, DNVReport/DNV Reg. No.: / 1394FCN-1. Ref/3/



## 5 CONCEPT DESCRIPTION

### 5.1 General

The concept for electrification of the Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno fields described in this document is based on the following main principles:

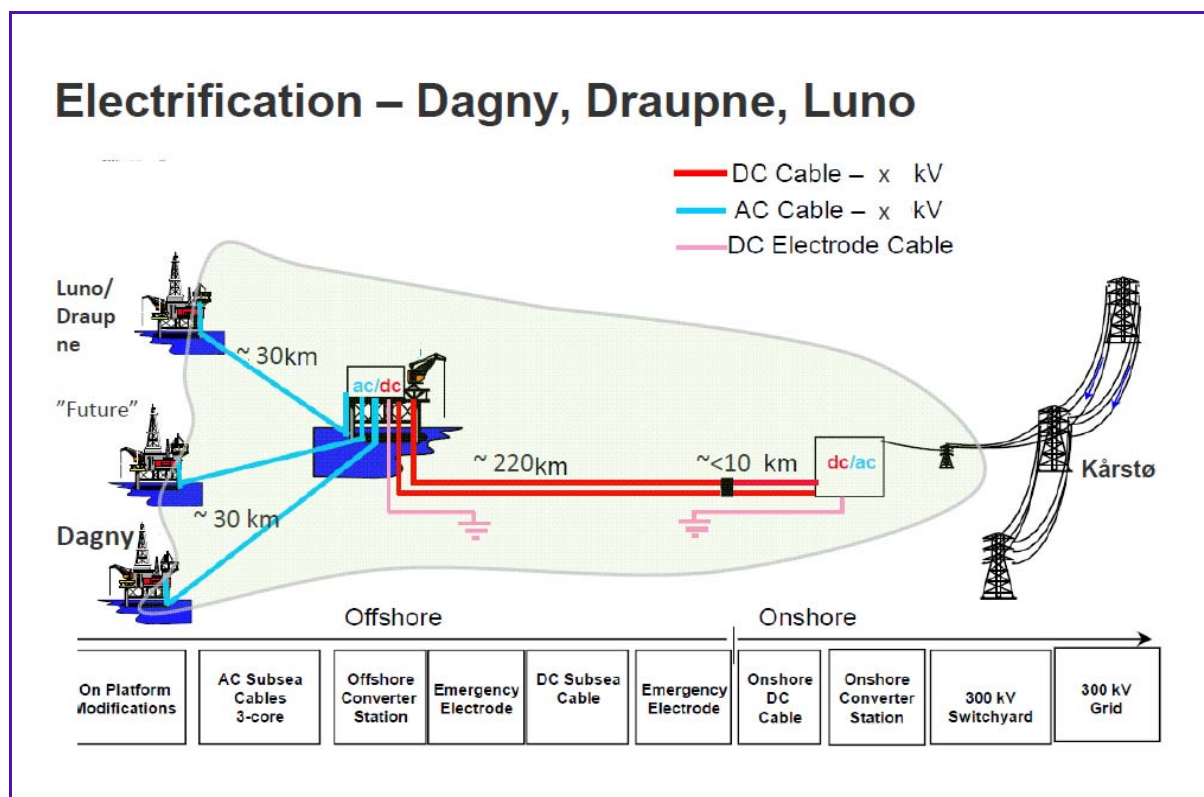
- A common electrical AC/DC DC/AC transmission system for all platforms from shore to an independent electrical HUB platform located centrally in relevant area. This solution will reduce cost for required transmission capacity, remove risk with respect to timing of various projects, remove independencies with respect to power shut down and enable use for other /future consumers and electric producers (offshore wind mill) etc. that are able to utilize this infrastructure.
- Installation of an electrical HUB platform shall be independent of any consumer platform. An electrical HUB located on any host platform will reduce flexibility and availability for other consumers.
- Shutdown on any consumer platform shall only shut down supply of power to the affected platform and not cause shutdown of the electrical systems at the HUB, hereunder power supply feeders to other consumer platforms. An electrical HUB located on any host platform might have to be shut down in case of an incident on relevant platform.
- The system shall be based on proven technology without any need for technology qualification. This has been confirmed for fixed platforms. Floating installations are briefly discussed in chapter 5.5.
- Reliable PFS is confirmed to be available at an acceptable location for the onshore converter station.
- Requirements for minimum maintenance, high reliability and normally not manned installations shall apply for all parts and systems with respect to transmission and distribution of the PFS.

### 5.2 Technical Description

Two technologies can be used for power transmission from shore to an offshore installation/HUB; HVAC (High Voltage Alternating Current) technology or HVDC (High Voltage Direct Current) technology.

Due to the distance from shore (approximately 230km) and the power consumption requirement (<150MW), HVDC technology is to be used for this application. The HVDC system will be of the Voltage Source Converter (VSC) type. The High Voltage level for voltage transmission will be optimized in close cooperation with relevant vendor at a later stage.

A typical HVDC system comprises of two converter stations linked together via a subsea DC cable. One of the converter stations are located onshore and will convert AC power supplied from the onshore grid network into DC power to supply DC current through the offshore DC subsea cable. The second converter station is located offshore at the electrical HUB and will convert the DC current from shore into AC current for further AC distribution via transformer and HV Switchgear to offshore platform installations. In this case the common offshore DC/AC converter station for AC power supply to Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno will be located on a separate independent platform called an electrical HUB. Power supply from this HUB to Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno will be done by AC sea cable transmission. The AC subsea cables are included in the study. A solution with three independent fields and/or a development of Draupne-Hanz-West Cable and Luno as a common platform will not make any significant change to total AC subsea cable cost. Any other or future installations might be supplied from this HUB as required. An approximately 50% spare capacity is at present included in the system. An overall principal view of this system is shown in the figure below



**Figure 1**

The electrical HUB will be installed independent of any consumers. Consumers will be connected via AC subsea cables and later on disconnected as needed. The electrical HUB can be utilized after Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno are taken out of operation if desirable. In case of a shutdown on any platform/consumer the power supply to relevant platform will be de-energized as required without any influence on any other production facilities.

The AC power frequency from a PFS may be 50 or 60 Hz. A dual frequency system will not be implemented due to cost and space/weight requirements. As a basis for this study a 60Hz solution is chosen in order not to exclude connection of other major 60Hz systems in the area. A 60Hz system cannot be connected to a 50Hz system and opposite.

### 5.3 Onshore grid connection- Power availability

In the early phase of this study Statnett, the Norwegian Technical service operator (TSO) was contacted in order to identify any preferred and realistic locations for power connection to the Norwegian National Grid System with the required reliable power available. The power consumption requirement was 150MW with dual supply (masked net), a high regularity and satisfactory location for the onshore converter and transformer station.

In a letter dated 15.12.2010 Statnett has informed that for this project Kårstø is a preferred location for connection to the national grid. Håvik-Karmøy is given as an alternative location.

Onshore connection in existing switchgear station, cable routing and location of required buildings/equipment are verified to be technical feasible at Kårstø.

The grid is considered to be very strong, redundant and reliable. The location of the onshore converter and transformer station is considered to be excellent.

The main routing of the cable from Kårstø Switchgear station to converter and transformer station (two alternatives) further to connection to offshore subsea cable has been performed based on existing data and field survey and is shown in the following drawing.



Figure 2

## 5.4 Offshore subsea cable routing

The planned HVDC subsea cable route from Kårstø to the electrical HUB platform has been investigated. The route can be divided into 6 separate parts:

| Part       | Water depth | Description                                                                                                                      |
|------------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0-17 km    | 0-580 m     | Follows the Rogass pipeline in the Bokna fjord, well known route without expected problems. Survey data exists.                  |
| 17-24 km   | 350-580 m   | Inside the Bokna fjord. Survey data exists.                                                                                      |
| 24-46 km   | 170-350 m   | Fjord threshold area. The area south west of Karmøy at ca. 40 km is rocky and rock dumping must be expected. Survey data exists. |
| 46-132 km  | 240-290 m   | Norwegian trench *)                                                                                                              |
| 132-155 km | 120-270 m   | Incline *)                                                                                                                       |
| 155-230 km | 110-120 m   | Flat soft seabed *)                                                                                                              |

**Table 1**

\*) There are no survey data for the actual route, but based on general knowledge from the area it is expected that it is relatively easy to bury the subsea cable.

The subsea cable crosses pipelines at 5 locations. There will be need for rock dumping at these locations.

Generally the seabed is expected to be soft and well suited for burying of the subsea cable. The exception is the area south west of Karmøy at ca. 40 km and possible parts of the incline from the Norwegian trench. A survey is required in order to decide the details of the subsea cable route.

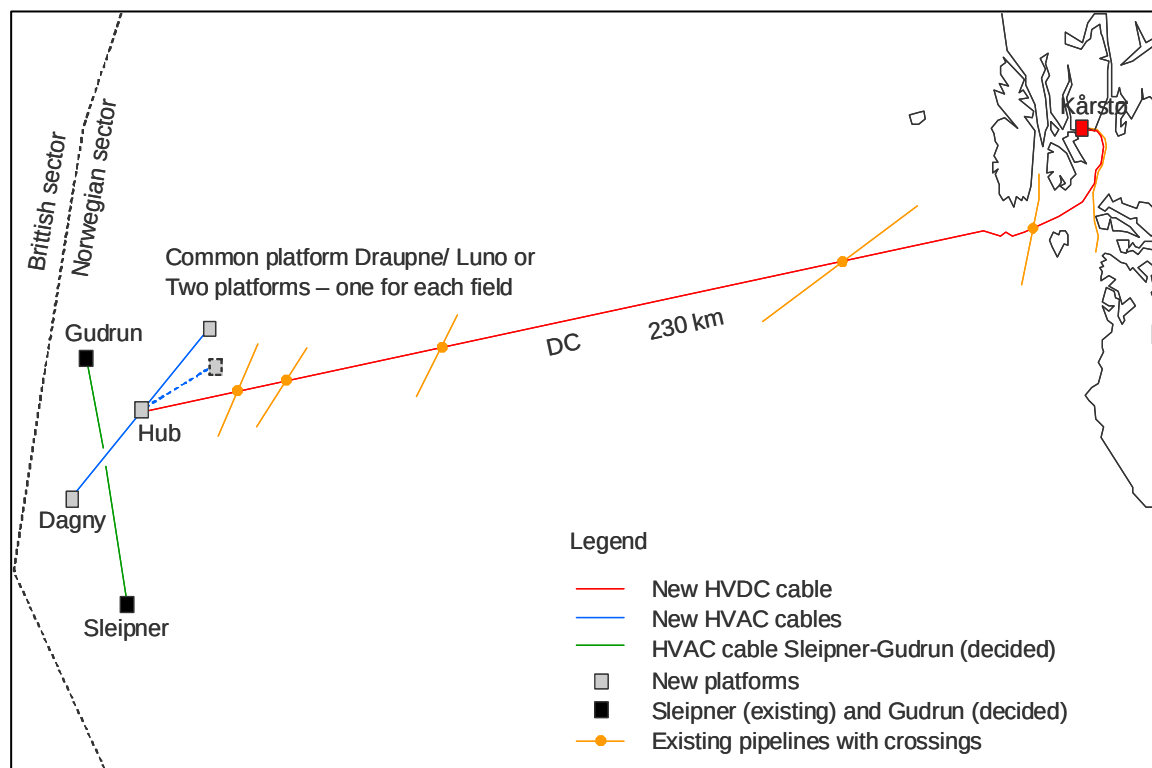


Figure 3



## 5.5 Technology Assessment- Technical Qualification

The main PFS transmission technology to be used for this project is evaluated as well proven. The HVDC technology has been used for several years and in many projects.

The “static type” subsea cables required for fixed installations covered by this concept are based on well proven technology. The relevant water depth etc. for subsea cables is within already approved range. Minor type approval might be required dependent of optimized subsea cable solution. This applies to DC subsea cable from shore to electrical HUB and AC subsea cables from electrical HUB to fixed platforms.

If a floating production unit is planned for, the aspects with respect to dynamic subsea cable and potential swivel solution must be taken care of. At present the use of dynamic HVAC subsea cables has been technically qualified on the Gjøa platform and is ongoing on the Goliat installation. These subsea cables are 115kV, 300mm<sup>2</sup> XLPE type subsea cables. With respect to swivel solutions, Åsgard A swivel has been qualified for 42kV, 138 MVA.

## 5.6 Topics not covered

The following topics of PFS are not covered or discussed in detail in this report:

- HSE; working environment (like noise), safety and environment
- Flexible power system solution
- Existing installations can connect to the HUB, and therefore reduce CO<sub>2</sub> tax and OPEX
- Enabling of remote control of offshore installations
- Connection of fast track development of marginal fields, which would normally not be developed.
- Future use for offshore wind energy production (Like Hywind) or renewable energy
- Energy efficiency compared to offshore power generation
- Reuse (residual value)
- Synergies and cost effective common solutions dependent on number of participants
- NPD's definition that Power From Shore has CO<sub>2</sub> emissions of 0 kg/kWh

## 6 CABLE RELIABILITY ASSESSMENT

### 6.1 Introduction

Det Norske Veritas has performed a coarse reliability study for the Power from Shore (PFS) system. (Ref /3/)

The main focus for the concept PFS study has been to assess the subsea power cable from Kårstø to the converter station at the electrical HUB. In particular, reduction of availability caused by external interference sources in the in service-phase has been targeted. The study has been performed in two main parts, firstly an availability assessment performed by DNV and secondly a workshop with Statoil, Detnorske and Lundin, where the results has been discussed and main conclusion agreed upon.

### 6.2 Interference

As both ship traffic frequencies as well as water depth varies along the cable route, the subsea cable was divided into segments (I – IV) for the assessment purposes. The study identified the following dominant external interference sources for the subsea cable in-service:

1. Dragged anchors, as a result of either unintentional or emergency anchor drop, by ships crossing the subsea cable routing
2. Trawling equipment by fishing activity along the cable route
3. Near platform/HUB activities resulting in dropped anchors or objects from supply vessels, lifting operations etc. within the 500m safety zone

#### 6.2.1 Dragged anchors

The failure rates contribution from dragged anchors represents the dominant failure rate. The failure rate has been assessed, mainly based upon annual shipping frequencies as well as recommended failure frequencies from offshore pipelines. The subsea cable segment I (Kårstø – Boknafjorden ridge) is, caused by the highest ship crossing frequency, the most failure exposed subsea cable segment.

The failure rates are however considered to be somewhat conservative as the study considers all shipping traffic to cross the cable route perpendicular. The ship traffic data does however not specify if part of the ship traffic in fact goes in parallel with the cable routing. It is also possible that existing pipelines (such as Rogass in Boknafjorden), where the subsea cable is routed in parallel close to the pipeline, could provide an additional degree of protection. This possible effect has however not been further assessed or accounted for in this study.

#### 6.2.2 Trawling equipment

Several areas along the cable routing are used by various types of trawler vessels (industrial, shrimps - and consumer trawlers), but no failure rates were assessed as information regarding trawling frequency, trawl gear size and weight where not available at the time of the study.

However, the PFS concept includes a cable protection strategy, which is to bury the cable sufficiently where soil condition permit and rock dump areas where burial is not possible.

It was concluded that the cable protection should be designed to avoid any trawler equipment interferences and thus any related subsea cable availability reduction has been discarded.

### 6.2.3 Near platform/ hub activities

This external interference source was discussed in the workshop but has not been further assessed or accounted for in this study.

Within the platform safety zone however, the subsea cable will be exposed to external interference caused by e.g. dropped objects from offshore lifting operations or dropped anchors from supply vessels. According to the Recommended Failure rates for Pipeline study/1/, incidents within the near platform zone are dominated by damage caused by supply boat anchors. Consequently, the failure frequency should be estimated based on the activity level on and near the platform, and primarily found in relevant risk analysis. It is recommended that further assessment of this external interference source should be performed and that proper protection of the power cable against dropped objects should be designed as risk reducing measures.

## 6.3 Reliability assessment from DNV – conclusion

The main conclusion from the study is that overall availability reduction caused by external interference failures is not significant when compared to other PFS and components failures. Even based on a very conservative evaluation, the probability of experiencing a failure of the subsea cable over the 40 years planned operation is considered to be low. The consequence, in matter of economic losses, of a subsea cable failure is however high, as the repair time (Mean Time To Repair, MTTR) for a subsea cable would be significantly higher than for any other failures in the PFS and components. Reducing the MTTR for possible subsea cables repairs, by developing a sound and efficient subsea cable repair strategy is therefore an effective mitigation measure for reducing the consequence of a subsea cable failure.

## 6.4 Emergency response plan

In order to reduce the repair time for a cable fault an Emergency response plan should be in place. The plan should include the following:

- Safe storage of all necessary spare parts – required cable length, jointing set etc. in order to avoid time for production of parts
- Emergency response agreement with cable vendor in order to shorten mobilization time for skilled personnel
- Emergency response agreement with a suitable vessel that can be used for cable repair in the North sea (typically a supply vessel that can be taken out of normal service on short notice)

Such a plan should be made in cooperation with other subsea cable operators such as Statnett, regional power grid owners and other oil & gas companies that are operating subsea power cables. This has been briefly discussed in meetings with such subsea power cable operators and the response has been very positive. This should be further assessed in the next project phase.



## 7 AUTHORITIES

### 7.1 Statnett

Meeting with Statnett was arranged 29.11.2010. Statnett confirmed that power is available in the area. The project sent a formal letter with required information. Statnett reverted with the information that Kårstø probably is the best grid connection point, with Håvik, Karmøy as an alternative. The communication with Statnett is on hold until further decisions regarding the progress of the project has been made.

### 7.2 NVE

A meeting with NVE was arranged 15.12.2010.

NVE was positive to the principles of the project, but informed that they are no longer the regulator concerning power supply transmission at sea. The new law "Havenergiloven", 01.07.2010, regulates power supply transmission systems offshore and this is at the moment regulated by Oil and Energy Department (OED).

NVE expects to be involved, but is at the moment only responsible for concession inshore and onshore.

It must be decided whether the installations needs both "Melding" and "Konsekvensutredning".

"Melding" is mandatory for power supply transfers above 132kV voltage level. "Melding" is if mandatory only required for the power supply transmission.

"Concession" is not required for onshore buildings and installations.

If "Melding" is mandatory, NVE will set up a list of reviewers.

The project has been asked by NVE to issue a letter describing the concept, description of possible cable routing, length to offshore subsea cable, possible fishery conflicts and locations and concessions at Kårstø. The letter will be sent to NVE at a later stage.

In the case of mandatory "Melding" the approval time will increase with approx. 4 months. Standard time for administrative approval will be 4-6 months.

Work with "melding" should be started immediately when the decision to execute the project has been made.

If major complaints are received, NVE will be the appeal body for according to "Energiloven". Processing time for such complaints may then be extensive. It is therefore very important that the reviewers on the review list are well informed about the project and highly involved in the process.

If no major complaints are received, the processing time for concession according to "Energiloven" will be approximately one year. Without "Melding" the processing time may be limited to less than 4 months.

### 7.3 NPD

NPD asked Statoil for a meeting on the electrification study, and it was held 31.Jan. 2011. Statoil gave a brief technical presentation, but without any costs which were not available at the time. In the meeting, NPD informed that they will undertake a new study for the Sleipner/Utsira area in spring 2011. NPD presented their expectations to such study.

NPD's focus:

- ♦ What will be the impact of an electrical powerHUB in the Southern NCS with respect to reduction of climate gases in the petroleum sector and for the development of new discoveries and prospects in the area?

NPD's requirements for new evaluations:

- ♦ Evaluate the coordination of power solutions for development of new discoveries
- ♦ Include the power situation / future use of existing installations in the analysis
- ♦ Build in flexibility with regards to sizing of subsea cable, converter and transformer stations and location of converter and transformer stations

## 8 STUDIES AND BUDGETARY BIDS

### 8.1 Vendors

There are only two possible vendors, ABB and Siemens, for a HVDC system concept of the actual type. For the HVDC subsea cable there are three vendors: ABB, Nexans and Prysmian.

ABB and Siemens were both asked to provide a technical concept study including a budgetary bid for the power from shore (PFS) solution. The bids are for the complete system excluding jacket, electrical HUB marine installations and necessary rock dumping.

ABB can deliver the complete system including the HVDC cable. Siemens can deliver the system excluding the HVDC subsea power cable. The Siemens concept includes a subsea power cable from Nexans.

### 8.2 ABB study and budgetary bid

ABB has long experience in delivering HVDC systems of the actual kind.

Commissioned deliveries from ABB:

| Project           | Year | Power   | Voltage  | Distance    |
|-------------------|------|---------|----------|-------------|
| Hellsjön (SE)     | 1997 | 3 MW    | ±10 kV   | 10 km (OH)  |
| Gotland (SE)      | 1999 | 50 MW   | ±80 kV   | 70 km       |
| Eagle Pass (US)   | 2000 | 36 MW   | ±15.9 kV | B2B         |
| Tjæreborg (DK)    | 2000 | 7.2 MW  | ±9 kV    | 4 km        |
| Terrenora (AU)    | 2000 | 180 MW  | ±80 kV   | 59 km       |
| MurrayLink (AU)   | 2002 | 220 MW  | ±150 kV  | 180 km      |
| CrossSound (US)   | 2002 | 330 MW  | ±150 kV  | 40 km       |
| Troll A (NO)      | 2005 | 2x42 MW | ±60 kV   | 70 km       |
| EstLink (EE-FI)   | 2006 | 350 MW  | ±150 kV  | 105 km      |
| BorWin1 (DE)      | 2009 | 400 MW  | ±150 kV  | 200 km      |
| Caprivi Link (NA) | 2009 | 300 MW  | 350 kV   | 970 km (OH) |

**Table 2**

Ordered, but not commissioned projects from ABB:

| Project                | Year | Power  | Voltage | Distance |
|------------------------|------|--------|---------|----------|
| Valhall (NO)           | 2011 | 78 MW  | 150 kV  | 292 km   |
| East-West Int. (GB-IE) | 2012 | 500 MW | ±200 kV | 256 km   |
| DoIWin1 (DE)           | 2013 | 800 MW | ±320 kV | 165 km   |
| Skagerak4 (NO-DK)      | 2014 | 700 MW | 500 kV  | 240 km   |
| NordBalt (SE-LI)       | 2015 | 700 MW | ±300 kV | 450 km   |

**Table 3**

These ABB deliveries are all based on the HVDC Light technology, using the state-of-the-art Voltage Source Converter(VSC) technology where the converter bridge is the heart of the HVDC Light converter and comprises IGBT valves and diodes. The latest technology is called HVDC Light 4<sup>th</sup> generation.

The ABB concept is based on the BorWin1 project commissioned in 2009 and the Valhall power-from-shore project to be commissioned in 2011. The suggested electrical HUB platform is shown in Figure 4.

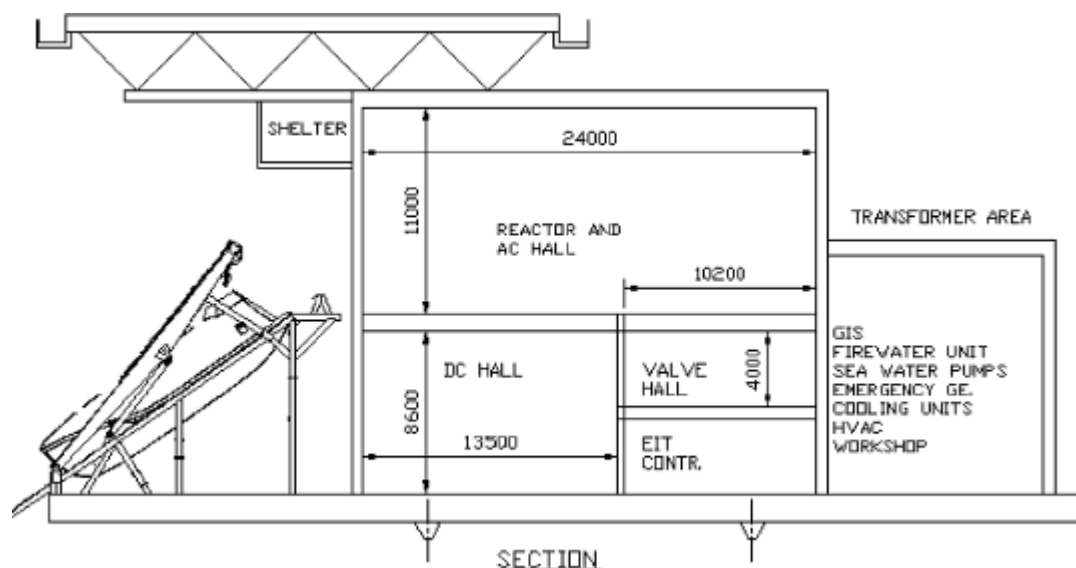


Figure 4

The HVDC subsea cable link consists of two single core subsea cables as shown in Figure 5.



Figure 5

| ABB study weights and dimensions     | Tons  | Dimensions<br>LxHxW |
|--------------------------------------|-------|---------------------|
| Feeder to onshore HVDC converter     | 8     | 16,8 x 7 x 9        |
| HVDC Converter onshore Building      |       | 40 x 20 x 20        |
| Subsea Cable 220 km                  | 10120 |                     |
| Subsea Fiber Cable 220 km            | 1100  |                     |
| Electrical HUB Topside               | 2169  | 38 x 24 x 17.5      |
| AC distribution to Draupne/Luno 30km | 1230  |                     |
| AC distribution to Dagny 30km        | 780   |                     |

Table 4

| ABB Study CAPEX                                                                            | Mill NOK    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Feeder to onshore HVDC converter                                                           | 26          |
| HVDC Converter stations onshore/offshore equipment                                         | 502         |
| Subsea Cable 220 km incl. Installation                                                     | 1094        |
| HUB Topside                                                                                | 494         |
| AC distribution to Dagny, Draupne and Luno including electrical equipment and subsea cable | 480         |
| ABB project cost                                                                           | 13          |
|                                                                                            |             |
| <b>TOTAL</b>                                                                               | <b>2609</b> |

**Table 5**

### 8.3 Siemens study and budgetary bid

Siemens has a shorter experience, but does now deliver a so called Self Communicated Voltage Source Converter (SCC/VSC) system called HVDC Plus, which in many ways is similar to HVDC Light 4<sup>th</sup> generation from ABB.

For this study Siemens had significantly shorter time available for preparation of the study than ABB. This must be taken into consideration when evaluating the two different reports.

Commissioned deliveries from Siemens:

| Project       | Year | Power  | Voltage | Distance |
|---------------|------|--------|---------|----------|
| TransBay (US) | 2010 | 400 MW | ±200 kV | 85 km    |

**Table 6**

Ordered, but not commissioned projects from Siemens:

| Project        | Year | Power     | Voltage  | Distance |
|----------------|------|-----------|----------|----------|
| HelWin1 (DE)   | 2013 | 576 MW    | ±250 kV  | 130 km   |
| BorWin2 (DE)   | 2013 | 800 MW    | ±300 kV? | 200 km   |
| INELFE (FR-ES) | 2013 | 2x1000 MW | ±320 kV  | 60 km    |
| SylWin1 (DE)   | 2014 | 864 MW    | ±320 kV  | 200 km   |

**Table 7**

The Siemens concept is based on their offshore wind project orders and the detailed study made for the Luva project. The suggested electrical HUB platform topside is shown in Figure 6.

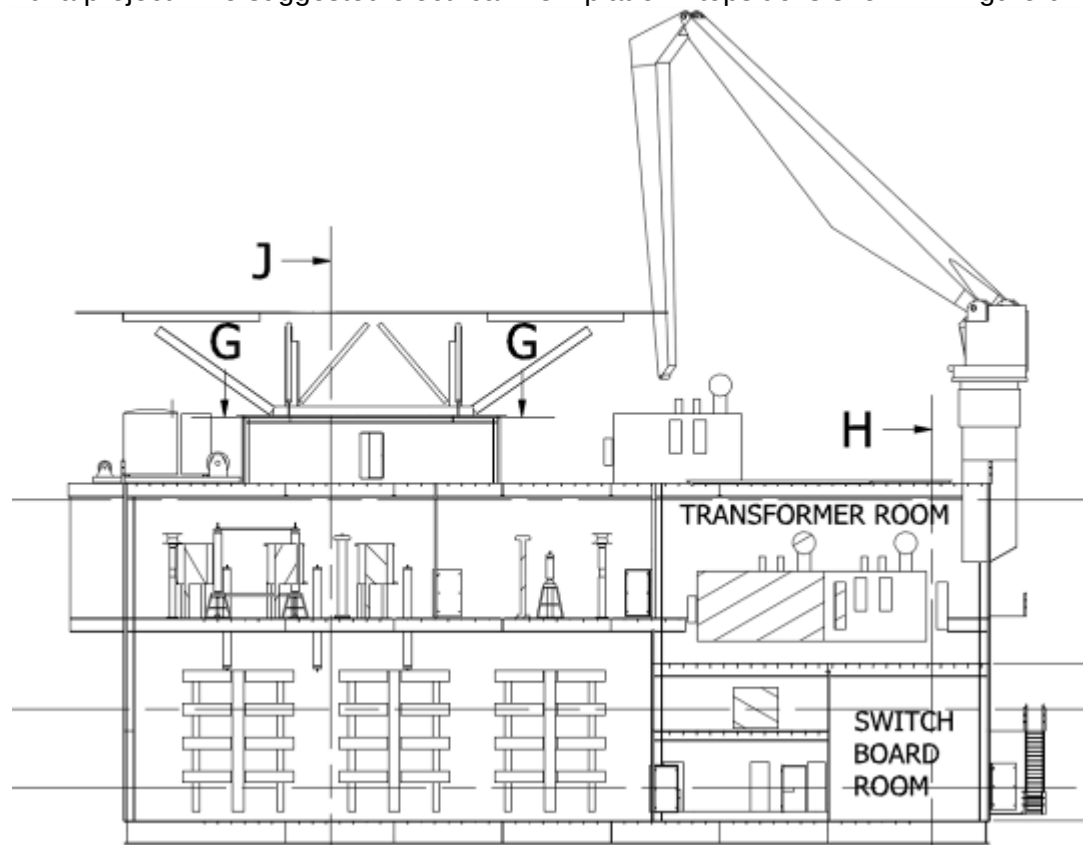


Figure 6

The HVDC subsea cable link consists of one coaxial cable from Nexans as shown in Figure 7.



Figure 7



| SIEMENS Study CAPEX                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Mill NOK    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>Shore Station:</b> 300kV primary SWG. Incl. 300kV HVDC cable, transformer, utilities etc.                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 380         |
| <b>Cables:</b> Complete Onshore land cable. Subsea cable 200kV, 220km, DC installation incl. Hang off and j.boxes. AC cable 123kV, 60 km incl. installation                                                                                                                                                                                                                            | 1130        |
| <b>Offshore module:</b> HVDC core incl. Cooling skid, transformer (4 off single phase), controls etc.<br>Offshore module incl. Utilities excl. Jacket<br>Sea water cooling system, HVAC, fire detection and fire fighting, emergency power gen.<br>AC 110kV SWG., 6 outgoing feeders, utility transf., LV SWB.'s, CCTV, Control system, UPS, 55ton offshore crane, LQ, helicopter deck | 555         |
| <b>TOTAL</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | <b>2065</b> |

**Table 8**

## 8.4 Major differences between ABB and Siemens concepts

The deliveries to offshore wind projects (see table above – they typically contain the syllable “Win”) are very similar in concept to the PFS concept to Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno (even though the wind projects have somewhat higher power rating in MW). The wind projects have typically an electrical HUB platform with AC/DC converter and an AC grid connected to the offshore wind turbines.

The two concept studies from ABB and Siemens have many similarities, but there are also some differences in details and in the bid. The following table shows the major differences:

|                         | ABB                                                                | Siemens                                                                        |
|-------------------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| HVDC system             | Bipolar +/- 80 kV HVDC<br>Light 4 <sup>th</sup> generation         | Monopolar 0/184 kV HVDC<br>Plus                                                |
| HVDC subsea cable       | Two single core cables<br>FXBLTTU similar to the<br>Troll A cables | One Nexans coaxial cable<br>NOZVA-L – IRC similar<br>type as the Valhall cable |
| Emergency escape<br>HUB | Free fall life boat                                                | Stocking and raft                                                              |
| Transformers on HUB     | Outdoor transformers                                               | Indoor transformers                                                            |
| Budgetary bid – total   | NOK 2609 mill                                                      | NOK 2065 mill                                                                  |

**Table 9**

The rest of the details are quite similar in the two studies, including the AC systems on- and offshore, topside module, land footprint onshore, sizes, shelters etc.

## 9 COST

### 9.1 Investment and Operation cost

The CAPEX estimate of the PFS is based on the ABB study with addition of transformers and gas fired boilers (no boiler on Dagny) on the user platforms, project management and company engineering management. The total CAPEX estimate is 3764 MNOK, see Table 10 below. Siemens has also presented a preliminary CAPEX estimate in their brief study, being approx. 500 MNOK lower than ABB's estimate.

The maturity of the estimates has resulted in a contingency level of 25%, or "class B".

The maintenance cost (OPEX) of the PFS has been assumed to be 25 MNOK/year.

Installation of gas turbine/generator sets on user platforms may be avoided provided that PFS is available before production start. The potential CAPEX saving depends on type of platform, particularly on structural, area and installation costs in addition to the cost of the gas turbine/generator set module. As base case a value of 450 MNOK per gas turbine/generator set with WHRU has been assumed, with a variation range from 300 to 600 MNOK.

Gas turbine generator sets maintenance is assumed to amount to 2.5 % of CAPEX, which will represent a saving compared with a PFS system. This is a common conservative assumption in early phase conceptual studies and should be revisited in future studies.

| Parameter                                                            | Comment        | Unit               | Low                               | Base | High |      |
|----------------------------------------------------------------------|----------------|--------------------|-----------------------------------|------|------|------|
| El consumption profile, nominal (no contingency)                     | P50 estimates  | MW                 | See graph                         |      |      |      |
| Turbine efficiency                                                   | 1              | %                  | 30                                | 35   | 39   |      |
| LHV                                                                  | OED faktahefte | MJ/Sm3             | 40                                |      |      |      |
| CO2 emissions factor (gas quality)                                   | OLF standard   | ton/Sm3            | 0,0025                            |      |      |      |
| Gas boiler efficiency                                                | 1              | %                  | 80                                | 90   |      |      |
| Future users el consumption profile                                  | 1              | MW                 | See graph                         |      |      |      |
| CAPEX el system from shore to hub distribution switchgear            | ABB            | MNOK               | 2124                              |      |      |      |
| Hub jacket                                                           | 1              | MNOK               | 600                               |      |      |      |
| CAPEX AC cables to Dagny, Draupne and Luno                           | ABB            | MNOK               | 623                               |      |      |      |
| CAPEX Dagny, Draupne and Luno switchgear                             | ABB            | MNOK               | 34                                |      |      |      |
| CAPEX Dagny, Draupne and Luno trafos                                 | 1              | MNOK               | 75                                |      |      |      |
| Gas fired boilers                                                    | 1              | MNOK               | 65                                |      |      |      |
| Project management                                                   | ABB            | MNOK               | 93                                |      |      |      |
| Company engineering management                                       | 1              | MNOK               | 150                               |      |      |      |
| Allowance                                                            | 1              | %                  | 0                                 | 0    | 20   |      |
| Contingency                                                          | 1              | %                  | 0                                 | 25   | 30   |      |
| Residual value el power system                                       | 2              | %                  | 0 50                              |      |      |      |
| Maintenance (OPEX) of el system                                      | 1              | MNOK/y             | 25 50                             |      |      |      |
| CAPEX per turbine/generator set                                      | 1              | MNOK               | 300                               | 450  | 600  |      |
| OPEX savings on user generators (turbine maintenance, manhour costs) | 1              | % of turbine CAPEX | 0                                 | 2,5  | 4    |      |
| El transmission loss                                                 | ABB and 1      | %                  | 3                                 | 6    | 10   |      |
| El cost (tariff) profile                                             | 2015           | 3                  | NOK/kWh                           | 0,3  | 0,45 | 0,6  |
| incl. "nettleie"                                                     | 2020           | 3                  | NOK/kWh                           | 0,43 | 0,58 | 0,73 |
|                                                                      | 2030           | 3                  | NOK/kWh                           | 0,64 | 0,79 | 0,94 |
| Profile of fuel gas sale                                             |                | Sm3/y              | Derived from el power consumption |      |      |      |
| Gas net value                                                        | 3              | NOK/Sm3            | 1                                 | 1,77 | 2    |      |
| Length of production period                                          | 1              | Years              | 8                                 | 12   | 16   |      |
| Discount factor                                                      | 4              | %                  | 5 7                               |      |      |      |
| CO2 emissions from onshore power                                     | 5              | kg/kWh             | 0 0,333                           |      |      |      |

1: Agreed i partner meeting 27.10.2010

2: Residual vale after Luno, Draupne and Dagny production period

3: Base value from Klimakur. High and low agreed 27.10.2010

4: NPD uses 5% in abatement cost calculations. 7 % agreed 27.10.2010

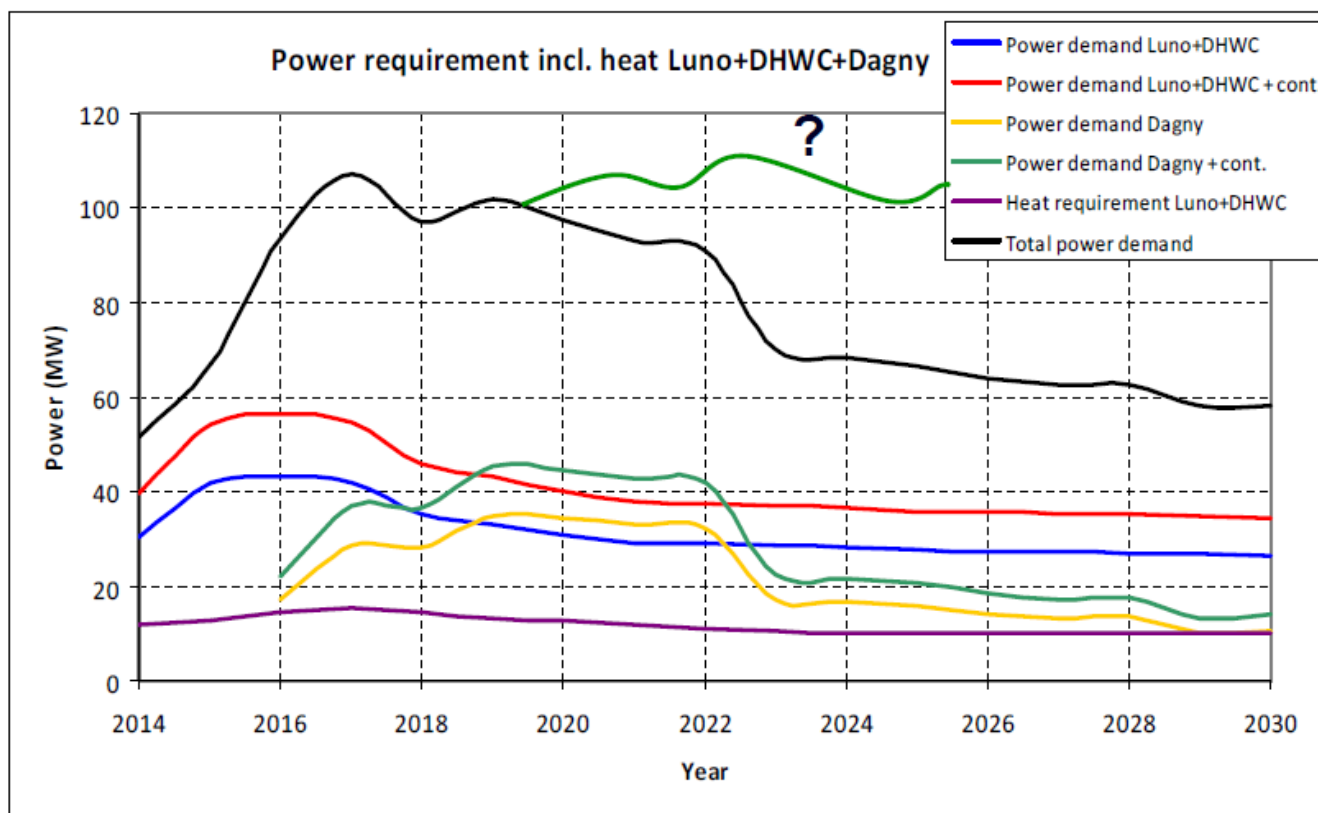
5: High value corresponds to emissions from new gas power plant, which is commonly agreed to represent marginal el supply for imported power in Norway

**Table 10 Parameters for cost calculations**

## 9.2 Abatement Cost

The parameters affecting the abatement cost are shown in the table 10 above. The ranges of parameter variations shown in the table were agreed in a meeting between Statoil, Lundin and Detnorske. Cost of electricity, sales gas value and discount factor are taken from the Klimakur 2020 report.

The November 2010 electrical power consumption profile for Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno is shown in the Figure 8 together with assumed future power consumer(s).



**Figure 8 Power and heat consumption profiles (Design basis)**

The abatement costs are calculated relative to conventional electrical power supply by use of 2 gas turbines/generators for all three fields. Heat generation for Draupne-Hanz-West Cable and Luno is by WHRU in the conventional case and gas fired boilers for the PFS cases. Dagny is assumed not to have any significant heat requirement as majority of the wellstream processing is done at the nearby Sleipner field. The base case for these figures assumes 3 standalone field developments.

Abatement costs have been estimated based on the following assumptions:

- The decision to establish the PFS is to be taken before Draupne-Hanz-West Cable and Luno PDO
- The PFS is operational before Draupne-Hanz-West Cable and Luno start-up
- No gas turbine/generators are installed on any of the platforms
- The PFS is constructed and operated by Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno i.e. the licenses cover the PFS CAPEX and OPEX

The abatement costs are calculated as the net present value of changed costs (CAPEX and OPEX) due to PFS (compared to conventional power generation on each platform) divided by the discounted CO<sub>2</sub> savings. This is according to the method described by NPD.

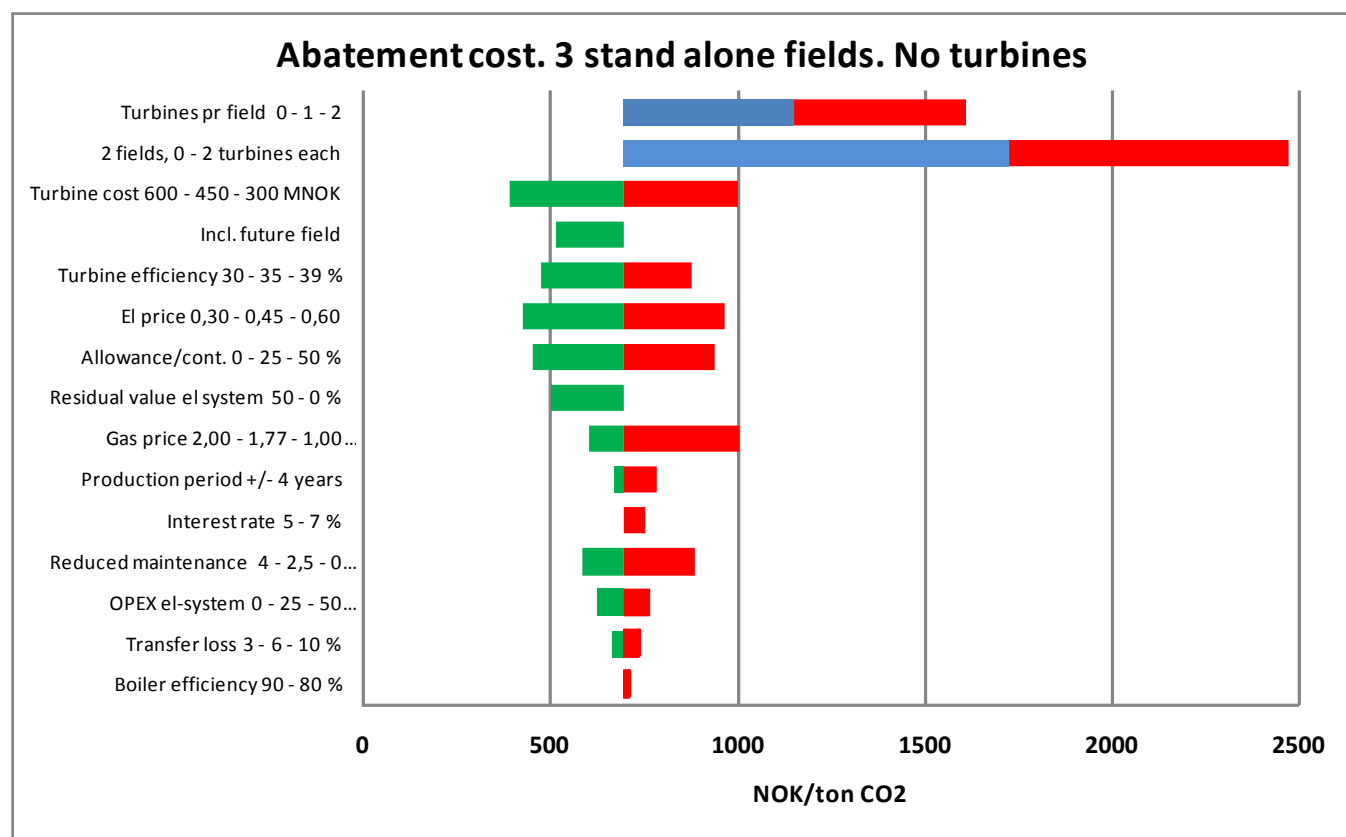
NPD has defined CO<sub>2</sub> emissions for PFS to be 0 kg/kWh

$$AC = \frac{\text{Discounted changed CAPEX and OPEX over the project's lifetime}}{\text{Discounted emission reductions over the project's lifetime}}$$

The figure below shows the average abatement cost for Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno and the sensitivities for the most important parameters. The abatement cost for each of these fields will differ from the average due to differences in power consumption, production profiles and field specific costs or savings.

The “gas power onshore” bar shows the abatement cost provided that the marginal onshore electrical power supply mixture can be represented by a state of the art gas power station (CCGT).

The figure shows that the abatement cost will be excessively high if gas turbine generators have to be installed on any of the platforms.



**Figure 9 Abatement costs**



Alternatively, abatement costs are calculated for the case where:

- Det Norske and Lundin are the only participants in a Power from shore solution and
- Det Norske and Lundin also install offshore power generation, i.e. 2 turbines on each platform.

Costs are included for conversion from offshore power generation to Power from shore in the sensitivity cases.

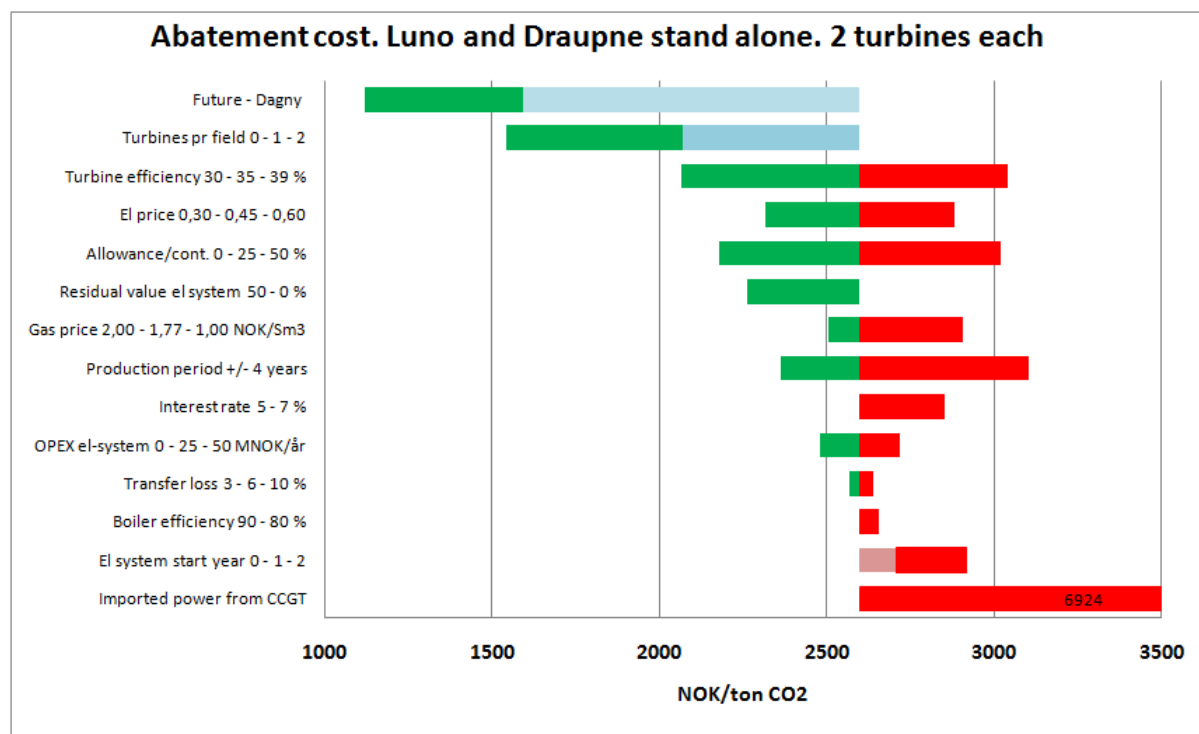


Figure 9a Abatement costs at Draupne and Luno PUD applications (Draupne og Luno cover total costs)

### 9.3 Tariff from new company for construction and operation of the PFS

The power from shore (PFS) system may both be built and operated by the Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno licenses or by a new company formed for this purpose. This company is assumed to construct, install and operate the complete PFS from the 300kV grid supply connection point at Kårstø to the outgoing feeders from the electrical HUB to the user platforms.

The user platforms will pay a tariff per kWh for this service, in addition to the price of electricity paid at Kårstø.

The tariff required to ensure the PFS Company's economy is mainly dependent upon the confirmed and assumed power profile(s).

If the PFS Company could sell full capacity (150 MW) for 30 years, a tariff of approximately 0.3 – 0.4 NOK/kWh might be sufficient to ensure an acceptable profitability. If, on the other hand, Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno will be the only customers and one of them only reaches its P90 production, a tariff of NOK 1.50/kWh or more may be required.

The profit required by the PFS Company will increase the costs for Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno compared with the case where the licenses own and operate the PFS unless the PFS Company can or will assume that more fields will connect to the PFS in the future.

## 10 PROJECT EXECUTION AND SCHEDULE

### 10.1 Strategy

A Turn Key Lump Sum (TKLS) contract can be made for the total PFS system including jacket and its installation. Both ABB and Siemens have expressed interests for a TKLS strategy, with or without jacket and its installation.

ABB and Siemens have submitted budgetary bids and technical proposals for the total PFS system, except for the jacket and its installation.

ABB has the most complete proposal and the PFS budgetary costs will be NOK 2607 mill, which with addition of NOK 660 mill for jacket and its installation gives a total cost of NOK 3267 mill.

Siemens PFS budgetary costs will be NOK 2065 mill, which with addition of NOK 660 mill for jacket and its installation gives a total cost of NOK 2725 mill.

### 10.2 Project Schedule for PFS project sanction simultaneously with Dagny – Alternative 1, uncoordinated development.

Since Dagny will be the last project to reach project definition (DG3), the PFS project planning and decision processes can be extended until 4Q of 2012, see the attached schedule. Construction and installation of PFS is estimated to 34 months by ABB, however 36 months is believed to be more realistic. See Figure 10.

| Activities                | 2011     | 2012     | 2013     | 2014 | 2015     | 2016 |
|---------------------------|----------|----------|----------|------|----------|------|
|                           | DG1<br>▼ | DG2<br>▼ | DG3<br>▼ |      | DG4<br>▼ |      |
| Feasibility - Screening   | ■        |          |          |      |          |      |
| Concept Study             | ■        |          |          |      |          |      |
| FEED                      |          | ■        |          |      |          |      |
| Construction-Installation |          | ■        | ■        | ■    | ■        |      |

Figure 10. Schedule

However, this schedule does not meet production start-up dates for the first users of PFS, i.e. Draupne-Hanz-West Cable and Luno.

The consequence is that Draupne-Hanz-West Cable and Luno will have to install its own offshore power generation system.

Based on the risk of not getting PFS available in time, both Draupne-Hanz-West Cable and Luno are currently planning for gasturbinegenerator sets for power production. If this has to be implemented, the

abatement cost will increase. Reference is made to section 9. The installations will be prepared for future implementation of PFS system.

The Dagny field project definition is coming too late compared to the corresponding Draupne-Hanz-West Cable and Luno project definitions. This also applies to development plan dates and whether Dagny will be supplied from a PFS electrical HUB or via other platforms. Before start of work with a common PFS electrical HUB, all participants must commit themselves to take their share of a PFS project. The PFS concept described in this study shows clearly that in order to make this a realistic alternative, three or more fields must commit themselves as consumers and PFS must be available before the first field is in operation.

### 10.3 Project schedule for commercial model - Alternative 2, coordinated development.

| Activities                     | 2011     | 2012     | 2013     | 2014     | 2015     | 2016     |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| ABB alt. Electrification       |          | DG3<br>▼ |          | DG4<br>▼ |          |          |
| Concept study & FEED           | ■        |          |          |          |          |          |
| Fabrication/ Installation      |          | ■        | ■        | ■        |          |          |
| Dagny project milestones       |          | DG2<br>▼ | DG3<br>▼ |          |          | DG4<br>▼ |
| Luno project Milestones (?)    | DG2<br>▼ | DG3<br>▼ |          | DG4<br>▼ |          |          |
| Draupne project Milestones (?) | DG2<br>▼ | DG3<br>▼ |          |          | DG4<br>▼ |          |

Figure 11

Based on a joint venture ownership, the investment in PFS must be made before 31.12.2011 in order to be ready for the first user. However, this implies a tight schedule for project planning.

At the moment Draupne and Luno has planned for start-up in Q4 2014. This means that a PFS solution must be ready for these fields at Q4 2014 at the latest.

ABB and Siemens have indicated a delivery time for the electrical HUB with equipment and cabling of 34 months (ABB) and 36 months (Siemens). 36 months is believed to be most realistic.

Thus in order to utilize the PFS system from day one, the latest date of order will be Q4 2011.

The ability of doing this is highly dependent of the commercial model described under section 11. This means also that the work must be started in parallel with the appliance of concession, concept development and passing of decision gates.

## 11 COMMERCIAL MODELS

In order to obtain a coordinated development for all fields, a Joint Venture or Company need to be established for the PFS system, see Figure 12 below. The joint venture should build, own and operate (BOO) the PFS and need to enter into contracts with the users of the system (90-115 MW).

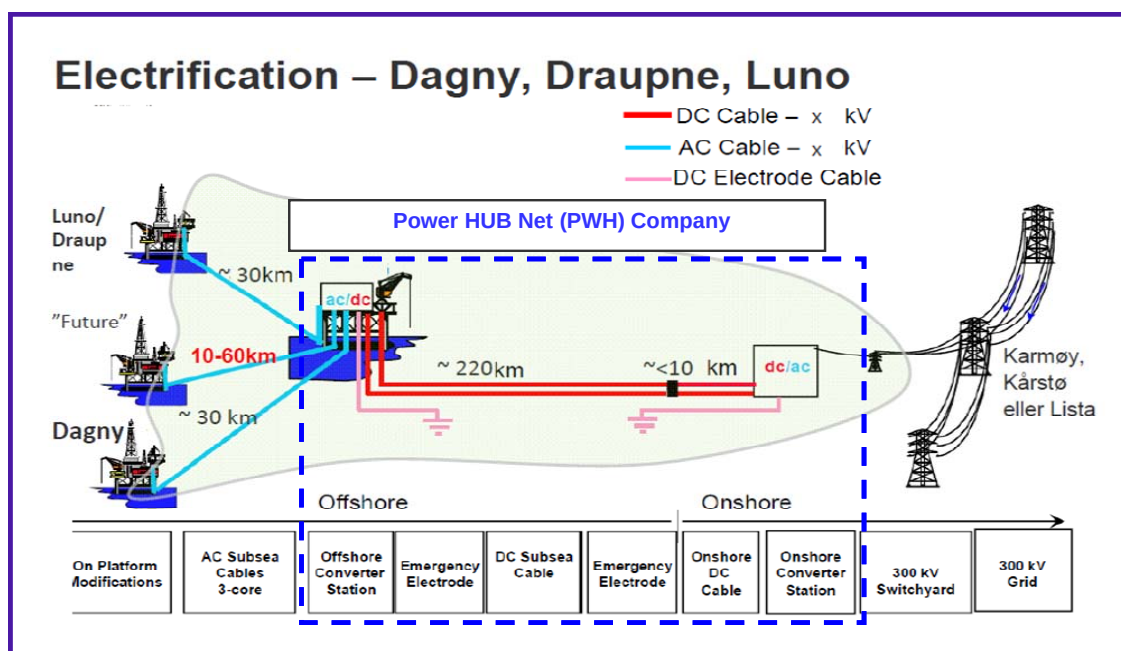


Figure 12

Dagny, Draupne-Hanz-West Cable and Luno must commit themselves to be the users and pay a tariff for the services, which shall guarantee a minimum return for the Joint Venture or Company investors. The development of the PFS system must be aligned with the user's decision process and shall be able to ensure power supply to the first user.

The PFS Joint Venture or Company shall pre-invest in sufficient capacity for the system to meet the required power demands of new fields.

## 12 BENCHMARKING AND CONTACTS WITH SIMILAR PROJECTS

There has been several meetings and other forms for contact in order to benchmark the cost and technical solution and learn from experience from other similar projects.

This includes:

Formal benchmark meeting was held with the Valhall project of BP. This meeting was held for Det Norske, Lundin and Statoil on March 29<sup>th</sup>, 2011 in Stavanger. BP presented the technical solution on Valhall based on ABB HVDC Light technology in cooperation with Nexans who delivered the subsea coaxial cable. BP informed about the CAPEX for the PFS system and “lessons learned” regarding installation, operation, stakeholder follow-up etc.

There has been informal contact with from the Sheringham Shoal windfarm and Goliat PFS projects and the Luva and Snorre C PFS studies in order to benchmark the cost and gain experience regarding the technical solutions, operation, stakeholders etc.

Experience from the Gjøa PFS and the NorGer interconnector projects have been directly available through participation from Statoil personnel in this study.

An Interconnector project called North Connect is planning a cable connection from Petershead in Scotland to Kvildal / Sauda in the South-West coast of Norway. This interconnector project was of a special interest due to the fact that the cable is planned partly in the same route as the cable in this PFS study.

Jo William Drivdal, head of the North Connect project has been contacted in order to identify any synergies between the two projects. Due to huge differences in planned realization (North connect >2020) and capacity/technology differences, there is a common understanding that there were no synergies between the two projects at present.



## 13 NEXT PHASE (PHASE II)

The next phase of the work is already on critical path according to the schedule alt 2 (see section 10). Therefore, the next phase work needs to be started soonest and substantial efforts are required at an early stage in order to ensure that PFS are realised in time for the first user.

Main elements in next phase (schedule alt 2) are:

1. Permitting process
  - EIA (konsekvensutredning) if required.
  - Concession
2. Commercial model
  - Joint Venture
  - Stakeholders, Participants, Equity operatorship
  - Governance and steering system
  - Contracts, taxes etc.
3. Engineering and procurement
  - ITT and bid evaluation / PFS vendor studies (ABB and Siemens)
  - Surveys, geotechnical and cable routing/protection
  - PMC contractor: Concept study/ FEED – Platform, Jacket, installation, verification, optimisation of concept in coordination with vendors
  - Project Execution & Contract strategy
  - Cost estimates class C/D and schedule
4. Decision gates passing and QC reviews

## 14 REFERENCES

1. ABB: Dagny and Luno/Draupne Concept study: Power from shore using HVDC Light technology. 8: February 2011.
2. Siemens: "Power from shore, Kårstø to Dagny – Draupne/Luno. Budgetary estimate and technical comments". 2. March 2011
3. Dagny(Draupne/Luno power from shore, Coarse reliability assessment", DNVReport No./DNV Reg No.: / 1394FCN-1

## 15 APPENDIX 1: STATOIL'S COMPANY SPECIFIC REPORT

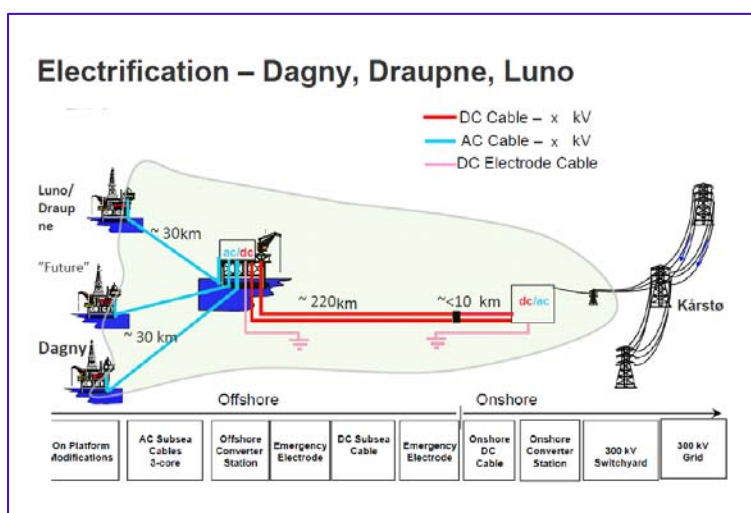


### Power From Shore to Dagny, Draupne, Luno (Utsira High)

Presentasjon av Statoils selskapsspesifikke evaluering  
Statoil QC / DG1  
Juni 2011

1- Classification Internal 2011-06-16

### The concept – Base case



## DG1

### Investment Arena Review - Conclusion

| Decision Gate Review Area    | DGL    |
|------------------------------|--------|
| Profitability                | Yellow |
| HSE                          | Green  |
| ISR                          | White  |
| Exploration                  | White  |
| Petroleum Technology         | White  |
| Drilling and Well Technology | White  |
| Facility/transport           | Green  |
| Cost and schedule            | Yellow |
| Project execution            | Yellow |

#### Extracts from Arena report:

"The project has performed a solid work describing the technical feasibility for electrification of the Utsira high.

The project has been executed in cooperation with the operators for Luno (Lundin) and Draupne.

The project has the potential to become economical acceptable dependent on the number of participating fields. The base execution schedule with DG4 in 2014, aligned with Lundin's (Luno) present project plans, is challenging with a need for pre-investment of cable in 2011 before completion of geotechnical surveys and commitment from the various fields (Dagny, Graupne, Luno).

The commercial and financial framing is challenging and time critical and needs to be in place before concept selection."

3 - Classification: Internal 2011-06-16



## Basis for cost estimate

- NOK-2011
- Class B estimate
- Weight estimate from vendors not in accordance with TR1244, no MEL received nor split per discipline.
- Statoil cost estimates based on ABB study and cost estimates. Company cost items added.
- Siemens study (coarse) performed and shows an opportunity for cost reduction versus ABB study but has not been implemented in Statoil cost estimates
- Vendors have only to a small extent implemented Borwind experience in studies
- Dagny platform cost impact calculated as delta, power generation versus power from hub

4 - Classification: Internal 2011-06-16



## Capex estimates – Base case

Power from shore (PFS) to Dagny, Draupne, Luno (Utsira High)

| CAPEX MNOK-11             | Onshore    | DC kabel     | Offshore stasjon | AC kabler  | Host reduksjon | Kommentar                                                                    |
|---------------------------|------------|--------------|------------------|------------|----------------|------------------------------------------------------------------------------|
| Onshore HVDC stasjon      | 522        |              |                  |            |                | Onshore cost based on limited ABB input and experience from similar project. |
| DC kabel                  |            | 1 757        |                  |            |                | Statoil estimate with ABB input                                              |
| Substasjon topside        |            |              | 1 303            |            |                | Topside EPC based on ABB input, uncertain input                              |
| Jacket                    |            |              | 555              |            |                | Jacket cost based on Statoil experience                                      |
| AC kabel Dagny            |            |              |                  | 414        |                | Statoil estimates with ABB input                                             |
| AC kabel Luno/Draupne     |            |              |                  | 449        |                | Split 48/52 between Dagny and L.O                                            |
| Dagny generator fjerning  |            |              |                  |            | (820)          | Delta - fjerning av generatorer og nytt utstyr                               |
| Luno/Draupne gen fjerning |            |              |                  |            | (1 600)        | Ref Aker studie - power sensitivities                                        |
| <b>Total</b>              | <b>522</b> | <b>1 757</b> | <b>1 858</b>     | <b>863</b> | <b>(2 420)</b> | <b>Total MNOK-11<br/>2 580</b>                                               |
| Klasse                    | B          | B            | B                | B          | B              | <b>Class B cost estimate</b>                                                 |

5 - Classification: Internal 2011-06-16



## OPEX

- 5000 h maintenance work on offshore hub per year.
- Inspection of cable every 2 year.
- Exclusions from the facilities OPEX are:
  - Tariffs, incomes
  - Excess field time
  - Commissioning; assistance from operator's organisation is included in CAPEX.
  - Procurement of power
  - CO2 NOx reduction
  - Gas sale for power generation

| OPEX M | Onshore | Offshore | Dagny | Luno | reduksjon |
|--------|---------|----------|-------|------|-----------|
| 2011   |         |          | 6     |      |           |
| 2012   |         |          | 39    |      |           |
| 2013   |         |          | 65    |      |           |
| 2014   | 1       | 82       |       |      |           |
| 2015   | 1       | 48       | -18   |      |           |
| 2016   | 1       | 48       | -18   |      |           |
| 2017   | 1       | 46       | -18   |      |           |
| 2018   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2019   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2020   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2021   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2022   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2023   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2024   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2025   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2026   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2027   | 1       | 42       | -18   |      |           |
| 2028   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2029   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2030   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2031   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2032   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2033   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2034   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2035   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2036   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2037   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2038   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2039   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2040   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2041   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2042   | 1       | 41       | -18   |      |           |
| 2043   | 1       | 40       | -18   |      |           |
| 2044   | 1       | 36       | -18   |      |           |
| 2045   |         |          |       |      |           |
| 2046   |         |          |       |      |           |
| 2047   |         |          |       |      |           |
| 2048   |         |          |       |      |           |
| 2049   |         |          |       |      |           |
| 2050   |         |          |       |      |           |
| 2051   |         |          |       |      |           |
| 2052   |         |          |       |      |           |

6 - Classification: Internal 2011-06-16



## Tiltakskost og økonomisk analyse for Elektrifisering

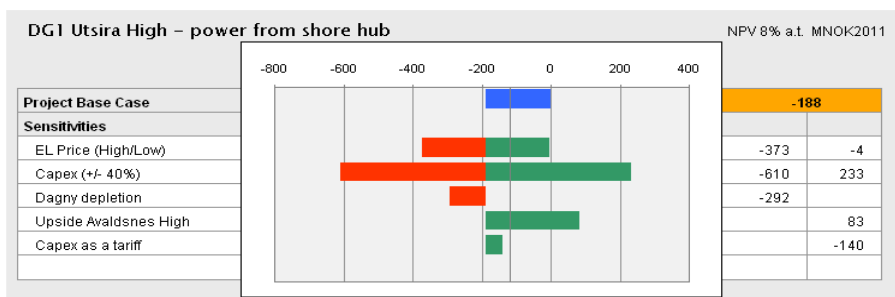
### Statoils evaluering:

- Base case
  - Tiltakskost basert på kostestimat (PRO EST) og økonomisk analyse (FC CEA):
    - 603 NOK / tonn CO<sub>2</sub> - ingen utslipp på land (Statoil metode 8% IRR)
    - 787 NOK / tonn CO<sub>2</sub> - ingen utslipp på land (OD metode 5% IRR og Klimakur)
    - 1165 NOK / tonn CO<sub>2</sub> - med utslipp på land (Statoil metode 8% IRR)
  - Økonomisk analyse, lønnsomhet (NPV):
    - - 188 MNOK
- Sensitivitetsberegning, - dersom et fjerde felt legges til (for eksempel Avaldsnes/Aldous):
  - Tiltakskost basert på kostestimat (PRO EST) og økonomisk analyse (FC CEA)
    - 367 NOK / tonn CO<sub>2</sub> - ingen utslipp på land (Statoil metode 8% IRR)
    - 650 NOK / tonn CO<sub>2</sub> - ingen utslipp på land (OD metode 5% IRR og Klimakur)
    - 895 NOK / tonn CO<sub>2</sub> - med utslipp på land (Statoil metode 8% IRR)
  - Økonomisk analyse, Lønnsomhet (NPV):
    - + 83 MNOK

7 - Classification: Internal 2011-06-16



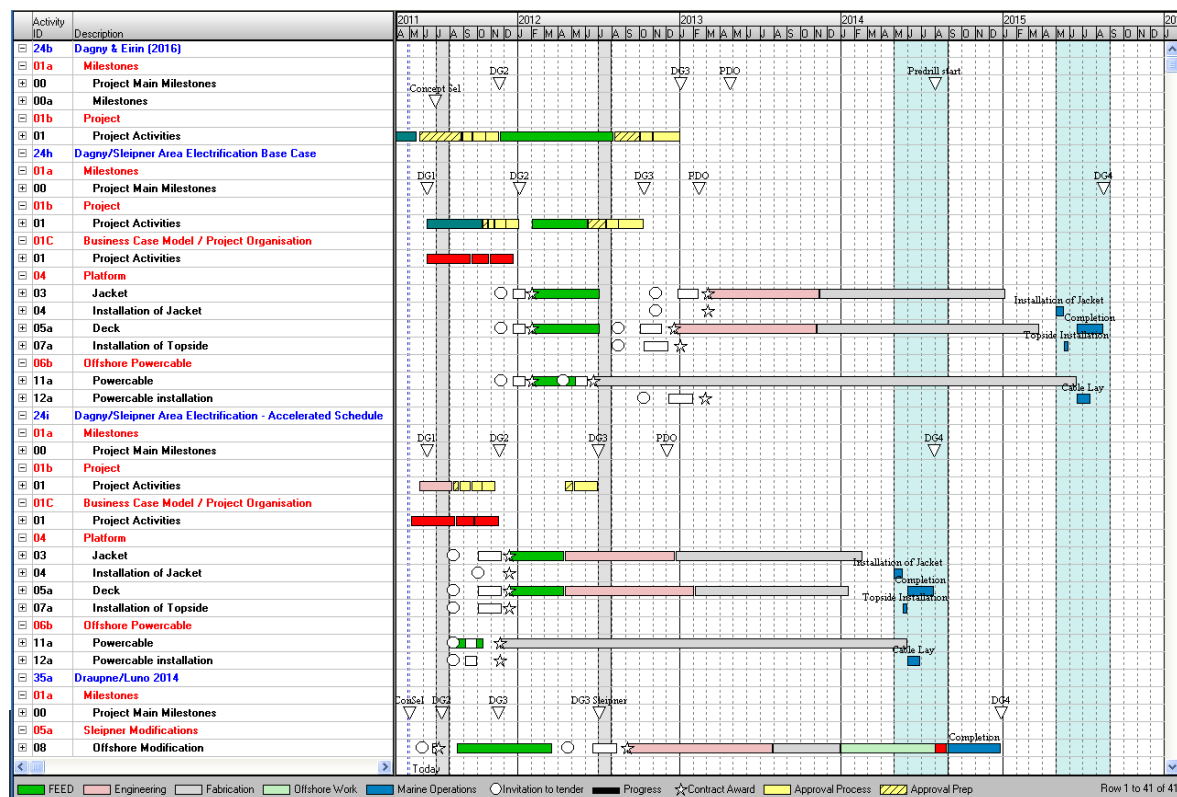
Sensitivity analysis indicates considerable real option value by including Avaldsnes/ Aldous



8 - Classification: Internal 2011-06-16



## Schedule Level 1 (multiple project/cases)

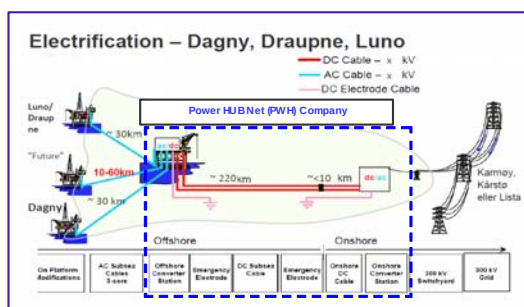


## Commercial model

- Joint Venture / company

### The Dagny/Utsira Power HUB Net (PWH):

- Establish a Joint Venture / company in next phase.
- The PWH company builds, owns and operates the PWH facilities.
- The PWH company enters into contracts for the use of the system (90 – 115 MW).
- Dagny, Draupne and Luno must commit to pay a tariff for services which guarantees a minimum return for PWH investors.
- Align decision process in PWH and first user fields.
- PWH to pre-invest in capacity for new fields (50 -100 MW).





## Summary – Dagny/Draupne/Luno electrification

- Power from shore not economic for each platform individually.
- Power hub in Dagny / Draupne / Luno area has potential to become economical acceptable dependent on number of participating fields.
- Risk that authorities require operators to implement power from shore (PUD)
- Significantly new information expected next 6 months
  - White paper on climate – possible increase in CO2 cost
  - Concept selection on Dagny, Draupne & Luno
  - Four appraisal wells on Aldous/Avaldsnes

11 - Classification Internal 2011-06-16



## Conclusion – Power from shore to Dagny/ Draupne/Luno (Utsira High)

- If supported by Luno and Draupne licences, Statoil is positive to participate in next phase of joint Dagny/Luno/Draupne study of power hub in Utsira High area, to mitigate risk of later authority requests and to obtain flexibility in case pressure on operators to contribute to Kyoto commitment increases.

12 - Classification Internal 2011-06-16



## 16 APPENDIX 2: DET NORSKE'S COMPANY SPECIFIC REPORT

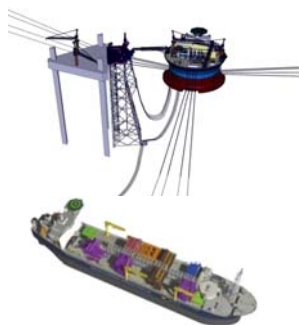


### Power from shore. Draupne evaluations

DET NORSKE

### Evaluated concepts

- **FPSO and WHP**
  - Sevan (geostationary), bridge connected to WHP
  - Ship shaped, stand-alone WHP with utilities from FPSO
- **PDQ/PdQ**
- **Concept selection still pending**



DET NORSKE

2

## Concerns (1)

### ■ Availability

- Which actors will establish a company for construction and operation of PFS?
- Commercial feasibility of a PFS company
- Possible to establish PFS in time for first user?

### ■ Regularity

- Physical damages
- Power stability in Norwegian grid at Kårstø
- Cable repair time

### ■ El prices

- Onshore grid el price
- Transfer tariff from shore
- Competitiveness

### ■ Feasibility for FPSO concepts (ship shaped)

- Dynamic riser cable at shallow depths (~ 120 m)
- Swivel design

DET NORSKE

3

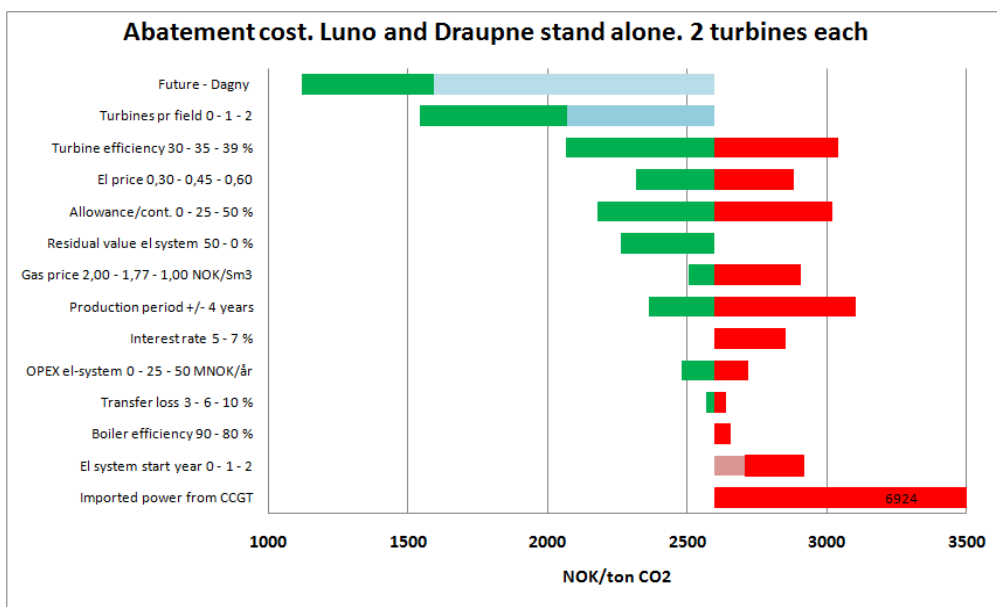
## Concerns (2)

- All studied alternatives for PFS will reduce the profitability of the Draupne development
- Availability and acceptable regularity have to be demonstrated latest at PDO adoption to avoid installation of gas turbines
  - Gas turbines and PFS will give unacceptable economy of Draupne development
- Det norske will have to proceed with Draupne FEED studies based on local power generation. FEED studies for both a PFS case and a "conventional" case implies extra costs
- The cost estimate for PFS is at Class B maturity level. The feasibility of a local shelter only for the PFS hub platform remains to be confirmed. Extra capex and opex seems probable.

DET NORSKE

4

## Tiltakskost ved Draupne og Luno PUD-tidspunkt (Draupne og Luno tar hele kostnaden)



DET NORSKE

5

## Summary and conclusion

1. Det norske initiated the cooperation with Statoil and Lundin to obtain the necessary basis for decision on power supply to Draupne. Det norske now considers the requirement to study power from shore for PDO/EIA to be fulfilled
2. The cost estimates and estimated el-prices for PFS are at a low maturity level.
3. Det norske sees it unlikely that any company/JV will be able and willing to offer binding, competitive offers for PFS prior to Luno and Draupne PDO decisions even with a deferred Draupne start up
4. Power from shore will require high investments and Det norske does not consider it natural to participate in such company/JV
5. Draupne economy will be worsened with power from shore and will probably become unacceptable

### Consequently

1. Det norske will not recommend further work on PFS for Draupne
2. Det norske will design the field centre such that PFS may be used should it become available at competitive prices

DET NORSKE

6

## 17 APPENDIX 3: LUNDIN'S COMPANY SPECIFIC REPORT

### **Lundin Norway AS:**

| REASON FOR ISSUE       | REVISION | REV. DATE  | PREP. BY | CHECKED      | APPROVED      |
|------------------------|----------|------------|----------|--------------|---------------|
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
| Issued for Information | A        | 22/06/2011 | S.Hauan  | S. Pettersen | A. Henriksson |

|                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                  |               |              |
|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------------|--------------|
| Doc. Fam:<br>DOC                        | Doc. Type:<br>CA                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Discipline:<br>Z | System:<br>01 | Area:<br>N/A |
| Document Number:<br>23380-LUNAS-CA-0007 | Title:<br><b>Luno elektrifisering: Klimakur analyse</b>                                                                                                                                                                                                                                                                    |                  |               |              |
| Licence:<br><br>PL 338                  | Comment:<br><br>Dette dokumentet oppsummerer tekniske og økonomiske parametere som kan brukes til å beregne såkalt "tiltakskost" for elektrifisering av Luno utbyggingen med strøm fra land i henhold til metoder og prognoser fra "Klimakur 2020".<br><br>Basis for dokumentet er et fellesprosjekt med Dagny og Draupne. |                  |               |              |

## **Lundin Norway AS:**

### **English summary and conclusions**

*This report documents the “Abatement Cost” calculations done by Lundin Norway as operator of the Luno field (PL 338) in relation to the joint “Power from Shore” (PFS) project with Statoil (Dagny) and Detnorske (Draupne/Hanz/West cable) from Q4 2010 to Q3 2011.*

Luno is presently designed with a highly energy efficient topside process with a moderate electrical power demand (peak 23 MW) and an overall thermal efficiency of approximately 60% due to extensive use of waste heat recovery. The abatement cost for PFS to Luno in a joint solution with Dagny and Draupne is estimated to approximately 2100 NOK per ton CO<sub>2</sub> for a “most likely” set of energy profiles described in Example B herein.

There is not a sufficiently firm technical and financial basis for an investment decision in a joint PFS project and it is thus considered unlikely that all 3 development groups will be able to make firm commercial throughput commitments to a joint PFS project until (at best) well into 2012. As this is too late for the Luno project schedule based on a PDO submittal in Q4 2011, further studies of an area solution with PFS available at first oil should not include PL 338.

The estimate of electrical power demands for the joint PFS report is based on development concepts for Dagny and Draupne that are neither finalized nor optimized for efficiency and also includes a general “system margin” of up to 40% and only a rough estimate of expected heat loads. Consequently, it is Lundin’s opinion that the abatement cost range presented in the joint PFS report substantially overestimates the potential for reduced CO<sub>2</sub> emissions and arrives at an abatement cost significantly below a “most likely” case. For PL 338, the abatement cost for PFS will also be higher than the average for the area due to high heating demands.

While PFS is not realistic from first oil for Luno, the installation is to the extent possible being prepared for a future PFS area solution with a minimum of modifications and cost impact. These preparations include strategic choices in the electrical power distribution system, indirect drive mechanisms on all major consumers and pre-assigned areas for an incoming power cable and necessary switchgear.

Note that a possible coordinated development agreement between Draupne and Luno – as presented to OED/NPD on 17.06.2011 – will substantially increase the abatement cost for the joint PFS solution due to a higher net CAPEX with overall emissions being both reduced and more evenly distributed over time.



The complete Lundin company specific report is attached in the following.

| REASON FOR ISSUE       | REVISION | REV. DATE  | PREP. BY | CHECKED      | APPROVED      |
|------------------------|----------|------------|----------|--------------|---------------|
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
|                        |          |            |          |              |               |
| Issued for Information | A        | 22/06/2011 | S. Hauan | S. Pettersen | A. Henriksson |

|                                                                                |                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                      |                     |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|---------------------|
| <i>Doc. Fam:</i><br>DOC                                                        | <i>Doc. Type:</i><br>CA                                        | <i>Discipline:</i><br>Z                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | <i>System:</i><br>01 | <i>Area:</i><br>N/A |
| <i>Document Number:</i><br>23380-LUNAS-CA-0007                                 | <i>Title:</i><br><b>Luno elektrifisering: Klimakur analyse</b> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                      |                     |
| <i>Licence:</i><br><br>PL 338<br><br><i>Project:</i><br>Luno Field Development |                                                                | <i>Comment:</i><br><br>Dette dokumentet oppsummerer tekniske og økonomiske parametere som kan brukes til å beregne såkalt "tiltakskost" for elektrifisering av Luno utbyggingen med strøm fra land i henhold til metoder og prognoser fra "Klimakur 2020".<br><br>Basis for dokumentet er et fellesprosjekt med Dagny og Draupne.<br><br><div style="text-align: right;"> <b>Lundin Norway AS</b><br/>             Strandveien 50D, 1366 Lysaker, Norway<br/>             Tel: +47 67 10 72 50 Fax: +47 67 10 72 51<br/> <a href="http://www.lundin-petroleum.com">www.lundin-petroleum.com</a> </div> |                      |                     |



## Innholdsfortegnelse

|          |                                                                            |           |
|----------|----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>OVERSIKT OG INTRODUKSJON .....</b>                                      | <b>3</b>  |
| 1.1      | LUNO FELTET .....                                                          | 3         |
| 1.2      | REFERANSER.....                                                            | 3         |
| 1.3      | FORKORTELSER .....                                                         | 4         |
| 1.4      | OPPSUMMERING AV FELLES STUDIE FOR KRAFT FRA LAND .....                     | 4         |
| 1.5      | BAKGRUNN FOR DETTE NOTATET .....                                           | 4         |
| 1.6      | PÅKREVD METODE FOR BEREKNING AV TILTAKSKOST .....                          | 5         |
| <b>2</b> | <b>BEREGNING AV UTSLIPP .....</b>                                          | <b>5</b>  |
| <b>3</b> | <b>CAPEX .....</b>                                                         | <b>6</b>  |
| 3.1      | FELLES ELEKTRIFISERINGS CAPEX: PÅ LAND OG TIL HAVS (FRA LAND TIL HUB)..... | 6         |
| 3.2      | FELTSPESIFIKK ELEKTRIFISERINGS CAPEX: OFFSHORE (HUB TIL PLATTFORM) .....   | 7         |
| 3.3      | CAPEX FOR GASSTURBINER OG GENERATORER.....                                 | 7         |
| 3.4      | CAPEX FOR RESERVEDELER.....                                                | 7         |
| 3.5      | OPPSUMMERING AV CAPEX.....                                                 | 8         |
| <b>4</b> | <b>OPEX .....</b>                                                          | <b>8</b>  |
| 4.1      | OPEX FOR LOKAL KRAFTGENERERING .....                                       | 8         |
| 4.2      | OPEX FOR INDIREKTE ELEKTRIFISERING .....                                   | 8         |
| 4.3      | OPPSUMMERING AV OPEX .....                                                 | 8         |
| <b>5</b> | <b>ØKONOMISKE PARAMETERE .....</b>                                         | <b>9</b>  |
| 5.1      | KOSTNADER VED KJØP AV ELEKTRISITET .....                                   | 9         |
| 5.2      | KOSTNADER VED UTSLIPP AV KLIMAGASSER .....                                 | 9         |
| 5.3      | INNTEKT VED ØKT SALG AV GASS.....                                          | 9         |
| <b>6</b> | <b>KRAFT- OG VARMEBEHOV.....</b>                                           | <b>10</b> |
| 6.1      | PRINSIPIELLE BETRAKTNINGER.....                                            | 10        |
| 6.2      | DATA FOR LUNO .....                                                        | 11        |
| 6.3      | DATA FRA DAGNY OG DRAUPNE.....                                             | 11        |
| 6.4      | OPPSUMMERING AV KRAFT- OG VARMEBEHOV .....                                 | 12        |
| <b>7</b> | <b>TILLEGGS PARAMETERE SOM IKKE ER VURDERT .....</b>                       | <b>12</b> |
| 7.1      | TILGJENGELIGHET AV PRODUKSJON .....                                        | 12        |
| 7.2      | UTSLIPP FRA KRAFT LEVERT PÅ LAND .....                                     | 13        |
| 7.3      | RISIKO FOR CAPEX BIDRAG TIL LANDANLEGG .....                               | 13        |
| 7.4      | OFFSHORE HMS.....                                                          | 13        |
| 7.5      | RESTVERDI AV ELEKTRIFISERINGSUTSTYR .....                                  | 13        |
| <b>8</b> | <b>BEREGNINGER OG SENSITIVITETER .....</b>                                 | <b>13</b> |
| 8.1      | TILTAKSKOST FOR EN FELLESLØSNING I OMRÅDET .....                           | 13        |
| 8.2      | VURDERING AV TILTAKSKOST FOR LUNO .....                                    | 14        |
| 8.3      | VIKTIGE SENSITIVITETER OG RISIKO.....                                      | 14        |
| <b>9</b> | <b>OPPSUMMERING OG KONKLUSJONER .....</b>                                  | <b>15</b> |

## 1 Oversikt og introduksjon

### 1.1 Luno feltet

Luno er et oljefelt i petroleumslisens PL 338 på norsk sokkel i Nordsjøen der Lundin er operatør. Feltet er planlagt utbygd med en bunnfast innretning med boligkvarter og prosess modul der brønnene bores fra plattformen av en oppjekkbar rigg.

Tekniske detaljer om Luno området og reservoaret er gitt i referansedokumentet [1].

Data av betydning for denne rapporten inkluderer:

- Luno har et relativt lavt forhold mellom gass til olje.
- Stabilisert olje og rikgass er planlagt sendt via rørledning til nærliggende infrastruktur.
- Luno-reservoaret har moderat trykk (190 bar) og temperatur (< 80 °C).
- Effektiv utvinning er basert på injeksjon av vann og gass.
- Brønnstrømmen fra Luno inneholder unormalt mye våtgass komponenter (C2-C4) og separeres i 4 trinn<sup>1</sup> med bruk av vesentlige mengder varme for å minimere resirkulasjon i prosess anlegget og dermed energiforbruk.

Partnerskapet i PL 338 har til hensikt å sende inn PUD for Luno per 01.12.2011 med planlagt oppstart av oljeproduksjon i 3. kvartal av 2015.

### 1.2 Referanser

- [1] Luno Design Basis, 23380-LUNAS-FD-0001, Rev D, 25/03/2011.
- [2] Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD), 15.02.2010.  
<http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Pud%20Pad/PUDPAD-feb2010.pdf>
- [3] "Dagny, Draupne and Luno Power from Shore Cooperation report. Screening Study Phase 1", Statoil, Det norske og Lundin, in progress, juni 2011.
- [4] "Dagny and Luno/Draupne Concept Study: Power From Shore using HVDC Light Technology", ABB report T502893, 08.02.2011.
- [5] "Klimakur 2020" – prosjekt for utslippsreduksjoner av klimagasser mot 2020.  
<http://www.klimakur2020.no>
- [6] Klimakur hovedrapport, 13.11.2010, <http://www.klif.no/publikasjoner/2590/ta2590.pdf>
- [7] Klimakur metodedokument, 14.04.2010, <http://www.klif.no/publikasjoner/2609/ta2609.pdf>
- [8] European Union Emissions Trading System (ETS), [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm)
- [9] The Norwegian Emissions Inventory 2010, juli 2010.  
[http://www.ssb.no/english/subjects/01/90/doc\\_201021\\_en](http://www.ssb.no/english/subjects/01/90/doc_201021_en)
- [10] Tolldirektoratet, "Avgift på utslipp av NO<sub>x</sub>", Rundskriv nr 14/2011S, 07.01.2011.  
<http://www.toll.no/upload/aarsrundskriv/2011NOx.pdf>
- [11] General Electric Oil & Gas "Gas Turbines" oversikts katalog  
[http://www.ge-energy.com/content/multimedia/files/downloads/gas\\_turbines\\_cat.pdf](http://www.ge-energy.com/content/multimedia/files/downloads/gas_turbines_cat.pdf)
- [12] Gassco: Gassled tariffer 2011, relevant er summen av "Area D entry + exit fees".  
<http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-EN/Gassco/Home/var-virksomhet/tariffs-gassled/>
- [13] Aker Solutions, "Luno topside design" dokument pakke, FEED studie milepel, juni 2011.

<sup>1</sup> To trinn med tre-fase separatorene fulgt av en to-fase separator og så til slutt en elektrostatisk 3-fase separator.

### 1.3 Forkortelser

|         |                                                                |
|---------|----------------------------------------------------------------|
| CAPEX   | Kapitalkostnader -- CAPital EXpenditure(s)                     |
| Draupne | Fellesbetegnelse for feltene Draupne, Hanz og West Cable.      |
| LHV     | "Lower heating value", energiinnhold ved forbrenning for gass. |
| Lundin  | I dette notatet kun brukt om Lundin Norway AS.                 |
| OPEX    | Driftskostnader -- "OPerational EXpenditure(s)"                |
| PUD     | Plan for Utbygging og Drift                                    |

### 1.4 Oppsummering av felles studie for kraft fra land

I henhold til PUD-veiledningen [2] for en planlagt plattform som for Luno er man pålagt å "... legge frem en oversikt over energimengden og kostnadene ved å forsyne innretningen med kraft fra land fremfor å bruke gassturbiner til havs" (s. 26). For Luno feltet som ligger drøyt 200 kilometer fra mulige tilknytningspunkter på land, er overførsel av likestrøm med sjøkabel med tilhørende transformatorstasjoner på land og til havs det eneste alternativet med akseptable overføringstap.

Kostnad for elektrifisering av enkeltfelt så vidt langt fra land er generelt sett (for) høy grunnet store påkrevde investeringer knyttet til lange likestrøms kabler og doble transformatorstasjoner. I november 2010 gikk derfor Lundin sammen med Statoil som operatør av feltet Dagny og Det norske som operatør av feltet Draupne om å vurdere muligheter for og kostnader ved en felles løsning for elektrifisering av planlagte utbygginger i området.

En fellesrapport [3] basert i hovedsak på en teknisk løsning og kostnader fra ABB [4] er under utarbeidelse. De tekniske elementene av prosjektet er på plass, men diskusjon rundt sentrale prinsipper og parametere knyttet til økonomisk analyse samt organisering av et eventuelt utbyggingsprosjekt gjør at rapporten ikke ennå er klar for utgivelse.

Det er enighet blant selskapene om følgende prosjektbasis:

- Kraft fra det norske sentralnettet skal tas fra Kårstø-området etter anbefaling av Statnett og NVE.
- Kraften fra land sendes via et landanlegg for likeretting til en offshore HUB-plattform, som normalt er ubemannet og lokalisert i nærheten av de relevante feltene.
- Forbrukere forsynes med vekselstrøm fra HUB via dedikerte kabler.

### 1.5 Bakgrunn for dette notatet

En statusrapport for fellesprosjektet for kraft fra land beskrevet over ble presentert til Oljedirektoratet i Stavanger den 16.06.2011 av representanter for Statoil, Det norske og Lundin. Et aksjonspunkt fra møtet var at hvert selskap sendte en oppsummering av sine selskaps-spesifikke synspunkter og parametere for beregning av tiltakskost for elektrifisering ettersom fellesrapporten er forsinket i forhold til opprinnelig plan.

## 1.6 Påkrevd metode for beregning av tiltakskost

Begrepet "tiltakskost" for elektrifisering – i denne rapporten definert som kostnad i kroner per tonn reduserte utslipp av CO<sub>2</sub> – er i utgangspunktet presist, men kan likevel beregnes på mange måter avhengig av forutsetningene som legges til grunn.

Hovedelementer i en slik analyse inkluderer

- valg av kilde og eventuelle utslipp for alternativ kraft,
- metode og parametere for tidsverdien av pengestrømmer og utslipp fordelt i tid,
- prognoser for sammenhenger mellom fremtidig tilgjengelighet og kostnad for kraft og gass samt utslipp av klimagasser.

Etatsgruppen "Klimakur 2020" [5] har i henhold til mandat fra Stortinget "vurdert virkemidler og tiltak for å oppfylle" mål om reduksjon av norske utslipp av klimagasser. Dette notatet presenterer Lundins beregningsgrunnlag brukt for Luno feltet når tiltakskost beregnes – som definert av myndighetene – etter Klimakur anbefalinger, prognoser og metoder [6,7]

Alle slike beregninger vil være usikre i lys av forventede [8] endringer i EU/EØS fra 2013 med hensyn til kvoteordninger for CO<sub>2</sub> utslipp.

## 2 Beregning av utslipp

Utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> beregnes basert på kraftforbruk med parametere som gitt under:

| Parameter beskrivelse          | Kilde                                                   | Parameter verdi                      |
|--------------------------------|---------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| Rikgass LHV                    | [9] – Tabell 3.1 "rich gas"                             | 40.3 MJ / Sm <sup>3</sup> (standard) |
| CO <sub>2</sub> utslippsfaktor | [9] – Seksjon 3.2.1.3 "offshore combustion of rich gas" | 2.34 kg / Sm <sup>3</sup>            |
| NO <sub>x</sub> utslippsfaktor | [10] -- § 3-19-9 "Lav NO <sub>x</sub> turbiner"         | 1.8 g / Sm <sup>3</sup>              |
| Gassturbin virkningsgrad       | [11] – "Generator Drive" (p. 28)                        | 35% (se diskusjon under)             |

De mest vanlige kompakte gass turbinene på norsk sokkel er levert av General Electric (GE) og er en variant av basismodellen "LM2500" med tilhørende generator i ulike størrelser. For et kraftforbruk rundt 30 MW, er relevante modeller fra GE begrenset til "PGT25+" og "PGT25+G4" som begge har en nominell virkningsgrad på ca 40% ved indirekte drift<sup>2</sup> og i tillegg kan levere opp mot 20 MW varme ved installasjon av gjenvinningsenheter for spill varme på eksos gassen. En virkningsgrad på 40% (for kraft) vil generelt sett kun oppnås ved nær full generator last og ellers ideelle forhold, dvs relativt nylige overhalte og vaskede turbiner samt ikke for varmt vær.

Prinsipielt skal virkningsgrad uttrykkes som en funksjon av last og vedlikeholdsprogram; i arbeidsgruppen [3] ble man enige om å bruke en gjennomsnittlig verdi for alle år av interesse. Det største forbruket av energi vil skje tidlig i levetiden for turbinene og ved de høyeste lastene. Man kom derfor til at 35% gjennomsnittlig virkningsgrad var et rimelig og normalt konservativt estimat for beregning av utslipp.

For en installasjon fullstendig elektrifisert med kraft fra land, er det nødvendig med varme levert fra elektriske enheter eller direkte fyrte gasskjeler. På grunn av øke risiko for gasslekkasje og brann samt potensielt redusert regularitet er det Lundins vurdering at dette utstyret ikke bør installeres. Det er også uvanlig på moderne installasjoner på norsk sokkel<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> "Generator drive" – i motsetning til direkte drift ("Mechanical drive") som har noe høyere virkningsgrad, men krever et annet opplegg for fordeling av kraft til mange forbrukere.

<sup>3</sup> Selv Gjøa som nylig ble satt i drift med strømkabel fra land bruker ikke gass fyrte kjeler, men spill varme fra en gassturbin koblet til en kompressor med direkte drift.

Effekten av gassfyrte kjeler på tiltakskost er relativt begrenset: I våre beregningseksempler er tiltakskost stort sett uforandret hvis man antar en gass-kjele virkningsgrad på 85-90% og moderate kostnader (20-30 MNOK per felt) for installasjon.

Alle tall for tiltakskost i dette notatet er således basert på at varmebehov dekkes ved innkjøp av ekstra elektrisk kraft.

### 3 CAPEX

Lundin har i hovedsak benyttet CAPEX tall fra ABBs rapport [4] for innkjøp og installasjon av elektroutstyr, supplert av estimater for en HUB fordelingsplattform fra fellesprosjektet og interne tall for nedgraving / steindumping av kabler med tilgang på intern ekspertise og data fra faktiske prosjekter i Nordsjøen.

All CAPEX er fasett inn over 3 år forut for produksjonsstart<sup>4</sup> -- for felles systemer slik at de er ferdige til oppstart av Luno – med fordeling på 20% -40% -40% mellom årene. Ved bruk av en 5% diskonteringsfaktor [5] vil netto effekt av en slik CAPEX fasing gi et påslag i nominell verdi på ca 4.1%. Denne metoden er standard for utbyggingsprosjekter selv om fordelingen mellom de ulike år må beregnes i mer detalj.

#### 3.1 Felles elektrifiserings CAPEX: på land og til havs (fra land til HUB)

| Parameter beskrivelse                    | Kilde              | Kostnad [MNOK] |
|------------------------------------------|--------------------|----------------|
| "Feeder to onshore HVDC light converter" | [4] – Tabell 2.2-1 | 26             |
| "HVDC Light converter stations"          | [4] – Tabell 2.2-1 | 502            |
| "HVDC Light subsea cable w/installation" | [4] – Tabell 2.2-1 | 1 094          |
| "Topside HVDC converter platform"        | [4] – Tabell 2.2-1 | 494            |
| "Main cable trenching/rock dumping"      | Lundin (# 1)       | 150            |
|                                          |                    |                |
| "HUB jacket"                             | Prosjekt (# 2)     | 600            |
|                                          |                    |                |
| "Contractor project management"          | [4] – Tabell 2.2-1 | 100            |
| "Company project studies & management"   | Prosjekt (# 3)     | 150            |
| "Spare parts"                            | Seksjon 3.4        | 20             |

#### Merknader

# 1: Lundin bruker 0.75-2.00 MNOK/km basert på input fra Technip. ABB rapporten antar eksplisitt minimale behov for dette, spesielt steindumping. Bare mobilisering / demobilisering av denne typen fartøyer koster ca 50 MNOK.

# 2: Felles enighet mellom Statoil, Det norske og Lundin basert på interne estimater.

# 3: Felles enighet i prosjektet, i hovedsak basert på Statoil input, der bare kostnad frem til en investerings beslutning er estimert til 100 MNOK.

Basert på diskusjoner i fellesprosjektet, aksepterer Lundin å bruke 30% som påslag for økninger og usikkerhet på alle CAPEX tall i beskrevet i tabellen over. Denne tallverdien er betydelig lavere enn angitt i selskapets metoder og praksis for å håndtere usikkerhet i den nåværende fasen av prosjektet som anbefaler minst 20% "allowance" og 40% "contingency" i den nåværende fase av prosjektet.

På tross av at kostnader for landanlegg og elektroutstyr kan sammenliknes med referanseprosjekter for vindkraft i Nord Europa, er det erfaring i bransjen om at tidligfase kostnadstall

<sup>4</sup> Dette er de samme 3 år som ABB [4] oppgir fra mottak av bestilling til ferdigstillelse av offshore anlegg og kabel.

fra leverandører er optimistisk lave. I tillegg er det vesentlig markedsrisiko for offshore prosjekter i aktuelt tidsrom da det er stor aktivitet frem mot 2014/2015 og dermed stort potensiale for kapasitetsproblemer og betydelige prisøkninger på prosjektering, konstruksjon og marine operasjoner.

### 3.2 Feltspesifikk elektrifiserings CAPEX: offshore (HUB til plattform)

| Parameter beskrivelse               | Kilde                  | Kostnad [MNOK] |
|-------------------------------------|------------------------|----------------|
| "AC subsea cable"                   | [4] – Tabell 7.7.1.1-1 | 131.6          |
| "Fiber communication cable"         | [4] – Tabell 7.7.1.1-1 | 2.1            |
| "Installation and termination"      | [4] – Tabell 7.7.1.1-1 | 73.9           |
| "GIS switchgear"                    | [4] – Tabell 7.7.1.1-1 | 11.2           |
|                                     |                        |                |
| "Topside transformer"               | Prosjekt (# 4)         | 25.0           |
| "AC cable trenching/rockdumping"    | Lundin (# 1)           | 20.0           |
| "Spare parts including contingency" | Seksjon 4.4            | 10.0           |

Merknader:

# 4: ABB rapporten [4] tar eksplisitt ikke med denne enheten.

Som for felles CAPEX brukes et påslag på 30% med mindre annet er angitt.

### 3.3 CAPEX for gassturbiner og generatorer

CAPEX av denne typen kommer inn i regnestykket for tiltakskost med negativt fortegn, dvs man kan under visse forutsetninger beregne seg en besparelse ved ikke å kjøpe utstyr for lokal kraftproduksjon.

Innkjøpskostnad av utstyr for en 30 MW kraftpakke er vanligvis i størrelsesorden 90-100 MNOK. Det er imidlertid betydelig usikkerhet med hensyn til totale kostnader for installasjon, testing og offshore igangsetting; særlig hvis man også inkluderer indirekte kostnader for bruk av plass og krav til strukturelle elementer på plattformen påkrevd av relativt stort og tungt roterende utstyr.

Det har vært vesentlige diskusjoner i prosjektgruppen om hvordan estimere dette tallet da det har stor betydning for beregningen av tiltakskost; særlig hvis man bruker 3 eller flere plattformer og tar full CAPEX besparelse for 2x 100% kraftpakker på hver av dem.

Lundin bruker for tiden Aker Solutions ASA til sin FEED studie på Luno og har i tillegg satt ut et uavhengig oppdrag til Aibel AS for å vurdere "totalkostnaden ved innkjøp og installasjon av 2x 100% kraftpakker på ca 30 MW og varmegjenvinningsenheter" for en ny plattform.

Basert på relativt konservative estimater fra Aker og Aibel, bruker Lundin en kostnad på 300 MNOK/turbin – ferdig installert og med alle påslag – til beregning av tiltakskost for elektrifisering.

### 3.4 CAPEX for reservedeler

Reservedeler for den relevante typen lokale kraftpakker er tilgjengelig gjennom en fellesordning i Europa og globalt og selv om systemene er komplekse, vil selv de fleste deler kunne erstattes – ferdig installert på feltet – innen 48-72 timer. En 2x 100% løsning gjør også at nedetid blir minimal. Et sett med standard reservedeler er inkludert i estimatet i 3.3.

Det finnes for tiden ingen tilsvarende ordninger for utstyr til offshore elektrifisering. Tilbakemelding fra aktive prosjekter sier at man typisk skaffer seg tilgang på et utvalg av koblinger, styringselektronikk og verktøy og i tillegg går til innkjøp av 1 km sjøkabel av nødvendig antall og type og har på lager slik at man kan skjøte en kabel vet et eventuelt brudd og ikke må basere seg på leveringstid som typisk kan være opp mot ett år.

Det er lagt inn 20 MNOK i reserve deler for fellesanlegget og 10 MNOK per felt for andre installasjoner, dvs totalt 50 MNOK for hele prosjektet<sup>5</sup> inkludert usikkerhet.

### 3.5 Oppsummering av CAPEX

Til beregning av tiltakskost bruker Lundin en total felles (faset) CAPEX på ca 4242 MNOK med en (faset) besparelse på 225 MNOK per felt som knyttes opp mot fellesanlegget. Dette siste tallet forutsetter at tilgangen på tilstrekkelig kraft er garantert på tidspunktet for levering av PUD. Hvis så ikke er tilfelle, vil lokal kraftforsyning måtte installeres og CAPEX per felt endre seg fra minus 225 MNOK per felt til pluss 400 MNOK, dvs en forskjell på 2x 300 MNOK i CAPEX faset inn over 3 år.

## 4 OPEX

### 4.1 OPEX for lokal kraftgenerering

Lundin har via kontakter i General Electric fått oppgitt forventet livsløpskostnad for drift og vedlikehold av denne type gassturbiner til 90-110 USD for hver operasjonell time i vanlig produksjon. Dette tallet forutsetter medlemskap i en felles drifts- og vedlikeholds ordning hvilket er standard blant operatører på norsk sokkel. Med en dollarkurs på 6.0 NOK/USD og konstant en turbin i drift på hver plattform med lokal kraft, blir dette omtrent 6 MNOK/år for hvert felt.

I tillegg estimeres driftskostnader på 5 MNOK/år per felt noe som tilsvarer 2 personer offshore på full tid med typisk støtte fra leverandører og operatør/drift stab.

Total driftskostnad for lokal kraftgenerering – minus fyrgass (se 6.3) og kostnader for klimautslipp (se 5.2) – blir dermed ca 11 MNOK/år per felt, mao 33 MNOK/år for Luno, Draupne og Dagny når alle er i full drift.

### 4.2 OPEX for indirekte elektrifisering

Grunnet manglende data er det betydelig usikkerhet om hvordan kostnaden for OPEX ved elektrifisering skal anslås, dvs både hva de faktiske kostnadene blir, og hva man som bruker av en tjeneste for strøml levering til havs vil ende opp med å betale. Selv om fordelings-HUB' en vil bli klassifisert som en "normalt ikke-bemannet" installasjon, er kostnadene for vedlikehold og beredskap ikke studert i tilstrekkelig detalj til å estimere dem med annet enn betydelig margin.

Hvis slik installasjon med tilhørende overføringskabler og landanlegg skal drives av et selvstendig selskap, vil man også måtte ha en basisorganisasjon for tilsyn, overvåkning og beredskap med tilhørende faste kostnader. Medlemskap i vedlikeholdsavtale med tilgang til skip som kan reparere kabler på havbunnen er antakelig også nødvendig, tilsvarende det som finnes for rørledninger og kommunikasjonsskabler på sokkelen.

I fellesprosjektet for Draupne, Dagny og Luno har man diskutert et intervall for OPEX til elektrifisering som ligger i intervallet 15-40 MNOK per år totalt for alle tre installasjonene.

Det er Lundins vurdering at dette tallet vil starte i den øvre delen av dette intervallet og over tid ha potensiale for reduksjoner etterhvert som man får reell driftserfaring.

### 4.3 Oppsummering av OPEX

Det er per i dag ikke tilstrekkelig grunnlag for å estimere en vesentlig forskjell i OPEX for de to alternativene; særlig med tanke på at oppstart av en felles HUB for strømfordeling antas å ville gi et langt mer ujevnt kostnadsprofil over tid enn kjente løsninger med kraft generert lokalt eller levert via dedikert kabel fra land til en enkelt installasjon.

I alle beregninger av tiltakskost for elektrifisering bruker derfor Lundin en netto forskjell i OPEX på null mellom de to alternativene, dvs antar at kostnadene er sammenliknbare innenfor relevant tidshorisont med tilgjengelig kostnadsdata og usikkerhet.

<sup>5</sup> Uformell informasjon fra BP (Valhall) er at de har brukt omtrent 40 MNOK til reservedeler for sitt elektrifiseringsprosjekt.



## 5 Økonomiske parametere

### 5.1 Kostnader ved kjøp av elektrisitet

Lundin bruker – som definert av myndigheter – Klimakur forutsetninger for elektrisitetspris i dette notatet. Denne prisen er oppgitt til 0.45 NOK/kWh med en stigning til 0.58 og 0.79 NOK/kWh i henholdsvis 2020 og 2030. Dette tilsvarer en jevn årlig prisstigning på 5.2% fra 2015 til 2020 og deretter en årlig økning på 3.2% mellom 2020 og 2030.

Det er lagt inn et gjennomsnittlig tap på 6% av total energi overført via sjøkabel [4].

### 5.2 Kostnader ved utslipp av klimagasser

Klimakur [5] opererer med en forventet CO<sub>2</sub> kvotepris på ca 350 NOK/tonn i 2020 som økes frem mot 2030. Petroleumsnæringen omfattes av både skatt og kvoter for CO<sub>2</sub> – med kvotepris angitt i kroner per vekt og skatten i kroner per volum – men der skattesatsen generelt sett justeres regelmessig for å reflektere politisk ønskede kostnader ved utslipp og tilsvarende fiskale inntekter.

Fellesprosjektet beregnet at dagens sum av kvote pluss skatt tilsvarer omtrent 300 NOK/tonn og observerte at omtrent halvparten av det nominelle<sup>6</sup> kraftforbruket kom i årene 2015 til 2020 da forventede produksjonsprofiler er raskt fallende.

Som en forenkling har Lundin valgt en konstant verdi på 350 NOK/tonn som et rimelig estimat for en gjennomsnittlig kostnad for summen av skatt og kvote på CO<sub>2</sub> for alle år. Dette er vurdert å representere en marginalt for høy kostnad i prosjektets tidlige fase og potensielt en noe for lav kostnad ved haleproduksjon, men er totalt sett vektet på en rimelig måte gitt tilgjengelig informasjon i 2011.

Lundin har også – som definert av myndigheter – brukt Klimakur forutsetninger for avgift på NO<sub>x</sub> utslipp på 50 NOK/kg selv om dette tallet er omtrent 3 ganger høyere enn dagens avgift [10]. Med lav-NO<sub>x</sub> turbiner er uansett effekten av dette tallet marginal for beregning av tiltakskost.

### 5.3 Inntekt ved økt salg av gass

Elektrifisering gjør at gass som ikke brennes i turbiner, kan selges og således representerer en inntektskilde for prosjektet. Per Klimakur instruksjoner er salgsprisen for naturgass satt konstant lik 1.77 NOK/Sm<sup>3</sup> for alle år i analysen.

For å bestemme en korrekt netto salgsverdi, må man også ta hensyn til kostnader ved salg og transport av gassen fra plattform til leveringspunktet for norsk gass.

Lundin har brukt følgende regnestykke for netto salgsverdi av “spart gass”:

| Parameter beskrivelse             | Kilde | Parameter verdi<br>[NOK/Sm <sup>3</sup> ] |
|-----------------------------------|-------|-------------------------------------------|
| Brutto salgsverdi                 | [6]   | 1.770                                     |
| Transport til Sleipner A          | # 5   | -0.020                                    |
| Sleipner A prosesseringskostnader | # 6   | -0.110                                    |
| Sum av Gassled tariffer           | [12]  | -0.092                                    |
|                                   |       |                                           |
| Netto salgsverdi                  |       | 1.548                                     |

Merknader:

# 5: Estimert av Lundin; energibasert grensekostnad uten kapitalbidrag.

# 6: Fra Statoil kommersielt tilbud til PL 338 (og Draupne), april 2011.

<sup>6</sup> denne fraksjonen er større hvis man tar hensyn til at Klimakur metoden diskonterer fremtidige utslipp



Merk at tallene i tabellen over er marginalkostnader i hovedsak basert på kommersielle avtaler eller tariffer satt av norske myndigheter og som betales per volum for alle gassmengder fra Luno.

## 6 Kraft- og varmebehov

### 6.1 Prinsipielle betraktninger

I henhold til retningslinjer for tidligfase prosjektering tar man beslutninger på et konservativt grunnlag, dvs søker å underestimere positive bidrag til prosjektøkonomi – f.eks. reduserte kostnader og økte inntekter -- og overestimere negative bidrag. Dette gjøres i praksis med flere sett med marginer som er relativt store tidlig i prosjektet og reduseres gradvis over tid etterhvert som man får mer og bedre informasjon.

Ved tidligfase dimensjonering av kraftsystemer for feltutbyggingsprosjekter, beregnes maksimalt kraftforbruk:

- summen av laster fra utstyr som opererer på sin maksimale designkapasitet med hensyn til gjennomstrømning og forbruk per gjennomstrømning,
- systemlaster beregnet fra strømningsdag profiler (uten hensyn til nedetid),
- simultane maksimallaster for alle forbrukere,
- en system designmargin som – i henhold til NORSOK E-001 (kapittel 5.6.1) skal ligge på 35-40% i konseptfasen – for blant annet å dekke økte laster fra
  - usikkerhet i produksjonsprofiler,
  - usikkerhet i sammensetning av brønnstrøm,
  - usikkerhet i estimert energieffektivitet av utstyr,
  - usikkerhet i endelige operasjonelle betingelser; typisk trykk og temperatur,
  - dynamiske effekter i det elektriske distribusjonssystemet ved start og stopp av store forbrukere.

I sum betyr dette at kraftforbruket overestimeres vesentlig i tidligfasen og dermed resulterer i “for stort” utstyr og således et konservativt (høyt) CAPEX estimat. Tilsvarende vil et tidligfase profil for kraftforbruk gi opphav til et konservativt (for høyt) estimat for OPEX. En beslutning om videreføring av prosjektet blir dermed tatt på tross av noe ufordelaktige antakelser<sup>7</sup> som i senere faser blir beregnet mer nøyaktig og eventuelt fremkommer som en forbedring i prosjektøkonomi.

Overnevnte forutsetninger og marginer har motsatt innflytelse på prosjekt for offshore elektrifiserings der beregnet tiltakskost – dvs tilsvarende feltutbyggings “prosjektøkonomi” – blir vesentlig bedre (lavere) på grunn av et kraftprofil som er overestimert for bruk i tidligfase feltutvikling.

Det er således Lundins mening at kraftprofiler for elektrifiseringsprosjekter bør baseres på:

- summen av laster fra utstyr som opererer på forventede normale betingelser med hensyn til gjennomstrømning og forbruk per gjennomstrømning,
- en gjennomsnittlig systemlast basert på produksjonsprofiler per kalenderdag,
- en gjennomsnittlig antakelse om simultane laster for alle forbrukere,
- en system designmargin på null, dvs antakelsen om at tallene beregnet over er “beste estimat” av faktisk forventet forbruk og like gjerne kan gå ned som opp.

I dagens utkast til rapport for felles elektrifisering av Luno, Dagny og Draupne har man lagt til grunn et kraftprofil utviklet for sammenlikning av utbyggingskonsepter. I den sammenheng er det relativt kraftforbruk som er av interesse, dvs forskjellen i kostnader – inkludert til kraft – mellom de ulike alternativene for feltkonsept. Dette står i kontrast til beregning av tiltakskost der den sannsynligvis viktigste parameteren er totalt kraftforbruk, dvs realiserbart potensiale for utslippsreduksjoner.

<sup>7</sup> en margin som ofte senere blir “spist opp” av nye data eller ting man ennå ikke hadde tenkt på.

**Konkret eksempel:** For tidligfase i Luno var energiforbruket for siste trinn i eksport kompresjonstoget estimert fra følgende data:

- en antatt maksimal gassmengde på 2.2 M Sm<sup>3</sup>/dag i 365 dager/år,
- et maksimalt trykk for gass eksport på 150 bar (design trykk for kompressor),
- en antatt kompressor effektivitet på 75% (typisk verdi).

På toppen av summen av dette estimatet var det lagt en margin på 30%.

Per siste oppdatering [13] fra det pågående Luno FEED arbeidet er tilsvarende tall:

- en gassmengde på 1.6M Sm<sup>3</sup>/dag i 345 dager/år (fra simulering, 94% regularitet),
- et normalt trykk for gass eksport på 130 bar (beregnet fra mottaksbetingelser),
- en beregnet kompressoreffektivitet (ved denne raten) på drøyt 77%.

For dimensjonering av kraftgenerering og distribusjon blir det brukt en systemmargin beregnet med 10% for store forbrukere<sup>8</sup> (over 1 MW) og 30% for mindre laster. Selv denne marginen er imidlertid ikke "forventet forbruk" og bør således heller ikke tas med som "utslippsreduksjon" i regnestykket for tiltakskost.

I sum vurderer Lundin det ikke som rimelig å bruke tidligfase kraftprofiler til å beregne tiltakskost da de inkluderer marginer som ikke nødvendigvis reflekterer reelle utslipp.

## 6.2 Data for Luno

I fasen for konseptvalg var estimert maksimalt kraftbehov for Luno ca 28 MW med en produksjonskapasitet på 70.000 fat olje per dag og et varmebehov på ca 10 MW. I dagens mer optimaliserte og langt mer detaljert beregnede design er tilsvarende maksimalbehov [13] omlag 23.5 MW kraft og 13 MW varme med en nominell produksjonskapasitet på 90.000 fat olje per dag. Ettersom begge varmemengder antas tilgjengelig "gratis" gjennom gjenvinning av spillvarme, betyr det at energi intensiteten – definert som mengde kraft per volum av prosessert brønnstrøm – er redusert til under 2/3 av behovene beregnet i konseptfasen som dermed hadde en total kraftmargin på over 50% per volum produsert olje.

En Luno plattform som beskrevet over vil ha en total energieffektivitet på over 60% ved maksimal last; dette tilsvarer effektiviteten for et fullt termisk integrert gasskraftverk på land.

Vi har utviklet en forenklet modell for Luno som er kalibrert mot designberegninger internt og fra Aker Solutions som en del av deres FEED studier [13]. I sum viser dette at kraftforbruket for Luno mellom 2015 og 2027 fordeler seg mellom 4 typer forbrukere:

1. Plattform basislast på 6 MW. I gjennomsnitt er denne alltid i bruk og omfatter alle mindre forbrukere samt større forbrukere som bare brukes periodisk eller har et forbruk som er minimalt avhengig av produksjon. Totalt sett utgjør dette ca 45% av totalt kraftforbruk i overnevnte periode.
2. Gass prosessering: Varierer med produksjon, totalt ca 28% av totalt forbruk.
3. Vann injeksjon: Varierer med produksjon og vannkutt og er ca 21% av totalt forbruk.
4. Olje eksport: Varierer med produksjon og utgjør kun 6% av totalt forbruk.

Forholdet mellom varme- og kraftbehov på Luno er på ca 55% tidlig i produksjonstiden og stigende over tid etterhvert som det produksjonsraten går ned og gjennomsnittlig vannkutt i brønnstrømmen går opp.

## 6.3 Data fra Dagny og Draupne

Da fellesprosjektet ble etablert, var maksimalbehov for Dagny og Draupne rapportert til:

- Dagny: 41 MW kraft, ingen varme
- Draupne: 38-40 MW kraft, 7-8 MW varme

<sup>8</sup> Over 1 MW; disse har i tillegg turtallsstyring for å minimere dynamiske effekter i systemet for kraftdistribusjon

Sammen med konseptfase tall for Luno var dette den opprinnelige basis for fellesprosjektet.

Da ingen av disse to feltene har frosset sitt konsept, er en mer detaljert gjennomgang av energibehov verken mulig eller har høy prioritet for øyeblikket. En uformell oppgang av behov i juni 2011 ga følgende svar:

- Dagny: 20-40 MW kraft med margin, avhengig av konsept, ingen varme.
- Draupne: 30-35 MW kraft med margin, avhengig av konsept, 10 MW varme.

Det store intervallet i kraftforbruk for Dagny skyldes at man ikke enda har besluttet seg for utvinningsmetode og der det høyeste behovet antas å komme fra en modell for gass reinjeksjon der tyngre hydrokarboner "vaskes" ut av reservoaret via resirkulasjon av gass med lav molekylvekt. Det estimerte varmebehovet for Dagny er også lavt ettersom man tilsynelatende planlegger å sende ustabilisert brønnstrøm til Sleipner for videre prosessering.

Alle beregninger i dette notatet er gjort med en basislast på minimum 2 MW varme for alle plattformer (3.0 MW for Luno, beregnet): dette representerer oppvarming av boligkvarter og sirkulerende systemer som ikke skal fryse. For Draupne betyr det at 8 MW varme er gjort avhengig av produksjonen.

## 6.4 Oppsummering av kraft- og varmebehov

Det opprinnelige kraft- og varmebehovet som felles studien var basert på, er ikke representativt for dagens situasjon.

- Totalt kraftbehov har gått ned og varmebehovet har økt både absolutt og relativt.
- Kraftbehovet inneholder fortsatt vesentlig "designmargin" – både på utstyr og system nivå – som i henhold til seksjon 6.1 ikke bør tas til inntekt som forventede utslippsreduksjoner ved kraft fra land.
- Konseptvalg for Dagny (3. kvartal 2012) og Draupne (2011?) kan ytterligere redusere forventede kraftbehov. Det vil ta tid før denne usikkerheten forsvinner.

I sum er bruk av tall fra konseptfasen ikke gode nok som grunnlag for en investeringsbeslutning i et elektrifiseringsprosjekt. Hvis en avgjørelse må tas før mer detaljerte analyser er tilgjengelige, må de tas konservativt på en måte som overestimerer tiltakskost ved å underestimere de individuelle og totale kraftbehov. Det betyr at kraftprofiler som brukes til konseptvalg for feltutvikling – som beregner konservative kostnader for utbygging ved å overestimere kraftbehov – ikke kan legges til grunn for å vurdere elektrifisering.

Noen enkle sensitiviteter er vist i seksjon 8 av dette notatet.

## 7 Tilleggs parametere som ikke er vurdert

Det finnes flere faktorer som har betydning for faktisk tiltakskost, men som ikke er med i Lundins beregninger. De er kort oppsummert nedenfor og er i resten av dokumentet "definert" eller "antatt" ikke å ha innflytelse på tiltakskost.

### 7.1 Tilgjengelighet av produksjon

Statistisk sett er tilgjengeligheten svært høy for både løsninger med lokal kraft og for forsyning via kabel fra land. Det finnes mange steder i verden som baserer industriell produksjon på et 1x 100% system med gassfyrte turbiner og gjennomsnittlig tilgjengelighet for slike systemer er oppgitt til "minst 98%" på årsbasis. Et system med 2x 100% vil ha "enda bedre" tilgjengelighet og velges som regel for moderne installasjoner på norsk sokkel.

Basert på erfaring og estimerer fra leverandør [4], er forventet tilgjengelighet høy også for kraft fra land og i samme størrelsesorden som både 1x 100% og 2x 100% løsninger med lokal kraft.

Det er etter Lundins vurdering ikke entydig og tilstrekkelig statistisk signifikant grunnlag for å si noe definitivt om forskjeller i tilgjengelighet mellom overnevnte alternativer. Man har således valgt å se på tilgjengelighet av kraft fra land som ekvivalent med en 2x 100% løsning. Brutto inntektsstrømmer for petroleumsvirksomhet er så vidt store – særlig med

dagens oljepriser – at en regularitetsstraff for et av alternativene i for stor grad vil kunne påvirke den resulterende beregning av tiltakskost for elektrifisering.

## 7.2 Utslipp fra kraft levert på land

En sentral forutsetning i pålagt metode for beregning av tiltakskost for elektrifisering er at all strøm fra land er basert på vannkraft eller fullstendig (og gratis) rensset for CO<sub>2</sub>. I tillegg antas det at en økning i forbruk av elektrisk kraft grunnet offshore aktivitet ikke utløser produksjon med tilhørende utslipp av klimagasser; i hvert fall ikke innenfor Norges grenser.

Disse antakelsene er basert på politiske forutsetninger om et lukket kvotesystem [8] uten "karbonlekkasje" til andre regioner eller energiformer.

Dette notatet forholder seg til overnevnte forutsetninger for beregning av tiltakskost uten å ta stilling til om det er en teknisk korrekt eller rimelig metode.

## 7.3 Risiko for CAPEX bidrag til landanlegg

Det er en jevnlig offentlig diskusjon om hvorvidt Statnett skal kunne kreve anleggsbidrag fra større forbrukere ved utbygging av overføringskapasitet på land. I dette notatet er problemstillingen antatt ikke å eksistere og er således ikke tillagt noen risiko eller verdi.

## 7.4 Offshore HMS

Gassturbiner er en bidragsyter til støy, vibrasjon og lokal luftforurensning på offshore installasjoner og en mulig kilde for lekkasjer, brann og eksplosjon. Selv om store oljefylte transformatorer krever lydisolering og utgjør en eksplosjonsfare, er det rimelig å anta et noe forbedret arbeidsmiljø ved elektrifisering.

Dette notatet har ikke forsøkt å kvantifisere denne effekten.

## 7.5 Restverdi av elektrifiseringsutstyr

Et HUB-system for distribusjon av strøm til offshore installasjoner har potensiale for gjenbruk ved fremtidige hydrokarbonfunn eller vind/bølgeanlegg for kraftproduksjon. I dette notatet er tiltakskost beregnet med basis kun i identifiserte bidragsytere til initiell CAPEX og med en restverdi på null for alt utstyr.

# 8 Beregninger og sensitiviteter

I fellesprosjektet ble det bestemt å beregne tiltakskost frem til år 2027 (12 år) med sensitiviteter på tidshorisont. I eksemplene under har Lundin søkt å følge pålagt metodikk for beregning av tiltakskost, men med input data som beskrevet i dette notatet.

## 8.1 Tiltakskost for en fellesløsning i området

**Eksempel A:** Med originalt kraftprofil for Dagny, oppdaterte kraft og varmebehov for Luno og et profil for Draupne justert i henhold til data i seksjon 6.4, blir estimert total tiltakskost i 2027 ca 1450 NOK/tonn når Draupne og Dagny antas å ha en gjennomsnittlig regularitet på 94%.

**Eksempel B:** Beregnet total tiltakskost stiger til ca 1760 NOK/tonn hvis man korrigerer Dagny og Draupne kraftbehov for en "systemmargin" (normalt minst 30%) som per seksjon 6.1 og vil gå ytterligere opp hvis man også korrigerer for en "designmargin for utstyr". Som beskrevet i seksjon 6.2, var forskjellen i energiforbruk mellom konsept- og FEED-fasen over 50% for Luno. Hvis en tilsvarende utvikling skjer for Dagny og Draupne – som har mer gass og dermed større energibehov enn Luno – vil tiltakskost øke ytterligere.

**Eksempel C:** Hvis alle usikkerheter i det originale kraftprofilet for Dagny slår til, vil feltet få et maksimalt kraftbehov på 41 MW og null varme som antatt i fellesrapporten [3]. I den situasjonen vil de tilsynelatende måtte installere 3 turbiner av typen PGT25 [11] for (N+1) dekning. Med et slikt kraftforbruk og uten kraft til varme vil imidlertid feltet bli en god kandidat for et kombikraftverk der man bruker overskuddsvarme i en damp turbin for å produsere

kraft. Det betyr at potensielle utslippsreduksjoner for Dagny ikke nødvendigvis skal beregnes fra en fyrgass mengde som gir 41 MW kraft, men fra et system med 26-28 MW kraft fra 2x 100% gassturbiner (PGT25+ [11]) og 13-15 MW fra en dampturbin som i praksis er uten nevneverdige utslipp. Tiltakstkost for området blir dermed tilsvarende som i eksempel B.

## 8.2 Vurdering av tiltakskost for Luno

I eksempel A står Luno for 23% av totalt kraftbehov og dermed utslipp, men må kjøpe 29% av den totale elektriske kraften til å dekke egne varmebehov. Tilsvarende tall for det mer realistiske eksempel B er 27.6% for kraft og 33.4% av total energi. Under (en rimelig og sannsynlig) forutsetning om at fordeling av kostnadene for elektrifisering vil basere seg på totalt estimert kraftbehov – enten maksimum kapasitet eller forventet forbruk over tid – vil tiltakskost for Luno bli høyere enn den beregnede gjennomsnittsverdi for eksempel A og B da man vil dekke en forholdsmessig større del av CAPEX og OPEX enn utslippene tilsier.

Gitt overnevnte forutsetninger blir estimert forventet tiltakskost for Luno ca 1829 NOK/tonn for eksempel A og 2130 NOK/tonn for eksempel B der disse tallene fremkommer ved å multiplisere den gjennomsnittlige tiltakskost for området fra seksjon 8.1 med forholdstallet mellom totalt energiforbruk og kraftbehov for Luno.

## 8.3 Viktige sensitiviteter og risiko

Med utgangspunkt i eksempel B kan hoved sensitiviteter estimeres for fellesprosjektet:

|                                          |                                    |
|------------------------------------------|------------------------------------|
| • Bortfall av et felt                    | +500-1400 NOK/tonn (felt avhengig) |
| • Kredit for kun 1 spart turbin per felt | +360 NOK/tonn                      |
| • Dagny "20 MW konsept"                  | +340 NOK/tonn                      |
| • Et felt må kjøpe gassturbiner          | +250 NOK/tonn                      |
| • CO <sub>2</sub> utslippsfaktor ±10%    | ±200 NOK/tonn (motsatte fortegn)   |
| • CAPEX tillegg ±10%                     | ±160 NOK/tonn                      |
| • Kraftpris ±10%                         | ±140 NOK/tonn                      |
| • Turbineffektivitet ±1%                 | ± 80 NOK/tonn                      |
| • Tiltakskost beregnet i 2024            | +185 NOK/tonn                      |
| • Tiltakskost beregnet i 2030            | - 100 NOK/tonn                     |

Lundin er bekymret for flere aspekter ved en områdeløsning for elektrifisering som ikke kan kvantifiseres i modellen beskrevet i dette notatet. De viktigste er:

- Integrasjon av flere utbyggingsprosjekter gir økt kompleksitet og tilhørende risiko.
- En kritisk feil med lang nedetid har lav sannsynlighet, men store konsekvenser.

## 9 Oppsummering og konklusjoner

Luno er per i dag planlagt som et meget energieffektivt offshore prosessanlegg med et moderat kraftbehov og en total virkningsgrad på rundt 60% grunnet høy utnyttelse av spillvarme. Tiltakstkost for elektrifisering av Luno via en felles løsning med Dagny og Draupne er estimert til over 2100 NOK/tonn når kraftprofilen i eksempel B legges til grunn.

Lundin ser ikke at det per i dag er teknisk eller økonomisk grunnlag for en investeringsbeslutning om felles elektrifisering av dette området og ser heller ikke at et tilstrekkelig antall aktuelle lisenser kan binde seg til et slikt prosjekt på over 1 år. Det betyr i korthet at Luno med dagens fremdriftsplan og innlevering av PUD i 2011 ikke kan basere seg på en slik løsning og at eventuelle videre studier av en områdeløsning for elektrifisering bør fortsette uten deltakelse fra partnere i PL 338.

Vurdering av tiltakstkost for elektrifisering av området er kun mulig basert på umodne profiler for energibehov basert på konseptvalg som enda ikke er foretatt. Et grovt estimat indikerer at kostnadene ved elektrifisering er vesentlig for alle potensielle deltakere hvis man korrigerer eksisterende kraftprofiler for marginer som er konservative for feltutvikling, men som vesentlig overestimerer potensialet for utslippsreduksjoner. For PL 338 er tiltakstkost ved elektrifisering høyere enn gjennomsnittet i området grunnet et relativt høyt varmebehov.

Lundin vil forberede den planlagte Luno plattformen for fremtidig kraft fra land gjennom strategiske valg i det elektriske distribusjonssystemet, valg av indirekte drift for alle forbrukere samt avsatt plass til inntrekning av strømkabel og nødvendig elektroutstyr.

Til slutt: En eventuell samordning av utbygning<sup>9</sup> for Draupne og Luno er forventet å øke tiltakstkost ytterligere da et elektrifiserings prosjekt kun vil kunne ta kredit for turbinbesparelser på to felt i tillegg til at utslipp vil bli usatt i tid og dermed diskontert med en høyere faktor.

<sup>9</sup> Som presentert fra OED og OD i møte med Luno og Draupne lisensene 17.06.2011.