



**Snorre expansion project – vurdering av
alternativer for elektrifisering**

På oppdrag fra Statoil
august, 2017

THEMA Rapport 2017- 21

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	STO-17-01	Rapportnavn:	Snorre expansion project – vurdering av alternativer for elektrifisering
Prosjektnavn:		Rapportnummer:	2017-21
Oppdragsgiver:		ISBN-nummer	N.A.
Prosjektleder:	Arndt von Schemde	Tilgjengelighet:	Begrenset
Prosjektdeltakere:	Anders Eriksrud Åsmund Jenssen Guro Persen Berit Tennbakk	Ferdigstilt:	Denne versjonen 11.08.17

Brief summary in English

The report evaluates the socio-economic efficiency of electrification of Snorre as a climate measure. From this perspective, electrification of Snorre should be undertaken if the net present value of the saved CO₂ emissions exceeds the net present value of the abatement costs.

The estimations include two electrification alternatives; Alternative 1 assumes full electrification of Snorre while Alternative 2 assumes partial electrification of Snorre. In the main estimations, we apply a five percent discount rate to both the abatement costs and the value of emissions abatement.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHold

SUMMARY IN ENGLISH	3
NORSK SAMMENDRAG	12
FORKORTELSER.....	20
1 INNLEDNING OG BAKGRUNN	21
2 METODE OG FORUTSETNINGER	22
2.1 Kraftpriser og utslipp fra kraftproduksjon.....	23
2.2 Modellverktøy	24
2.3 Klimapolitikk.....	24
2.3.1 Internasjonal klimapolitikk og kvotemarkeder.....	24
2.3.2 EUs klimapolitikk.....	25
2.3.3 Norsk klimapolitikk	26
2.4 Scenarioene	26
2.4.1 Global klimapolitikk	26
2.4.2 Brenselspriser.....	27
2.4.3 Karbonpriser	29
2.4.4 Kostnadsutvikling for fornybar energi, batterier og karbonfangst.....	34
2.4.5 Andre forutsetninger	37
2.4.6 Kostnadsutvikling for kraftproduksjon.....	38
3 ANALYSE AV KRAFTMARKEDET	40
3.1 Produksjonssammensetning	40
3.2 Utslipp fra kraftsektoren	41
3.3 Virkninger på kraftprisen i Norge.....	41
4 TILTAKSKOSTNADER OG SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET	43
4.1 Tiltakskostnader for de ulike alternativene	43
4.1.1 Tiltakskostnad ved full elektrifisering av Snorre	44
4.1.2 Tiltakskostnad ved delelektrifisering av Snorre	45
4.2 Vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet	47
4.2.1 Prinsipper for valg av kalkulasjonspris	47
4.2.2 Kalkulasjonspriser i scenarioene.....	48
4.2.3 Nåverdien av utslippsreduksjoner ved elektrifisering.....	49
4.3 Sensitivitetsanalyser	52
4.3.1 Tiltakskostnader.....	52
4.3.2 Karbonprissensitivitet.....	54
5 KONSEKVENSER FOR CO ₂ -UTSLIPP	58
5.1 Påvirkning på kvotemarkedet.....	58
5.2 Karbonutslipp fra kraftproduksjon	59

5.3	Den samlede utslippseffekten av elektrifiseringsalternativene.....	61
5.3.1	<i>Lokale utslippsreduksjoner er større enn utslippene fra kraftmarkedet.....</i>	62
5.3.2	<i>Elektrifisering reduserer etterspørselen etter ETS-kvoter.....</i>	66
5.3.3	<i>Lavere karbonpris reduserer karbonlekkasje</i>	66
6	OPPSUMMERING	68

SUMMARY IN ENGLISH

The report evaluates the socio-economic efficiency of electrification of Snorre as a climate measure. From this perspective, electrification of Snorre should be undertaken if the net present value of the saved CO₂ emissions exceeds the net present value of the abatement costs.

The estimations include two electrification alternatives; Alternative 1 assumes full electrification of Snorre while Alternative 2 assumes that Snorre is partly electrified. In the main estimations, we apply a five percent discount rate to both the abatement costs and the value of emissions abatement.

Policy scenarios

Electrification of the Snorre field is a long-term climate measure with an expected lifetime to 2040. We assume that the investments start in 2019 and are completed by 2023. Both the abatement costs and the value of emissions abatement depend on the developments in international climate policies. In terms of the abatement costs, the climate policy affects both the power prices and the value of avoided gas consumption. The value of emissions abatement depends on the abatement cost of the alternative measures that would be conducted if Snorre is not electrified.

Since the framework for future climate policy is uncertain, the analysis applies three policy scenarios with different degrees of fragmentation of European and global climate policies. From 2030, the scenarios apply different assumptions regarding the climate agreements and the emissions markets that Norway participate in, as described below:

- *Walk Alone:* In this scenario, international climate policies remain fragmented, as they are today. The EU applies different climate policy measures to different sectors in the EU; some sectors are covered by the EU Emission Trading System (ETS), while the Effort Sharing Decision (ESD) covers the remaining sectors and includes different countries. Norway participates in the ETS, but has national targets in addition.
- *Regional Commitments:* In this scenario, we assume that the EU integrates the CO₂ emissions from all sectors, i.e. the ETS sectors and the ESD sectors, into one common emission market. While there is no global emissions market, other regions outside Europe also tighten their climate policies. Yet, the EU enacts the strictest climate policy as a forerunner.
- *Global Efficiency:* This scenario is based on the notion of a global climate agreement with a high degree of global cooperation and common mechanisms, including a global cap-and-trade system and a global CO₂ price.

All the policy scenarios assume that the international climate policy steers towards limiting global warming to two degrees above pre-industrial levels, albeit taking different paths towards the target. The three scenarios thus describe different trajectories for CO₂ prices, fuel prices, the global technology development of renewable energy and carbon capture and storage (CCS), and the generation capacity mix in Europe. Hence, the developments in international climate policies affect the socio-economic efficiency of electrification as a climate measure, by affecting both the abatement costs of electrifying Snorre and the marginal abatement costs.

Abatement costs for electrification of Snorre

The abatement cost is calculated as the ratio between the discounted costs and the discounted emissions reductions over the course of Snorre's lifetime. The estimations are based on the method recommended by the Norwegian Petroleum Directorate and applied in the petroleum report of Klimakur 2020. We have estimated the abatement cost per tonne of CO₂ emissions based on the net cost increase of electrification compared to the base case where Snorre is not electrified. The most important cost components of electrifying Snorre are:

- Net investment costs
- The energy costs from purchasing power from shore

- The market value of saved gas

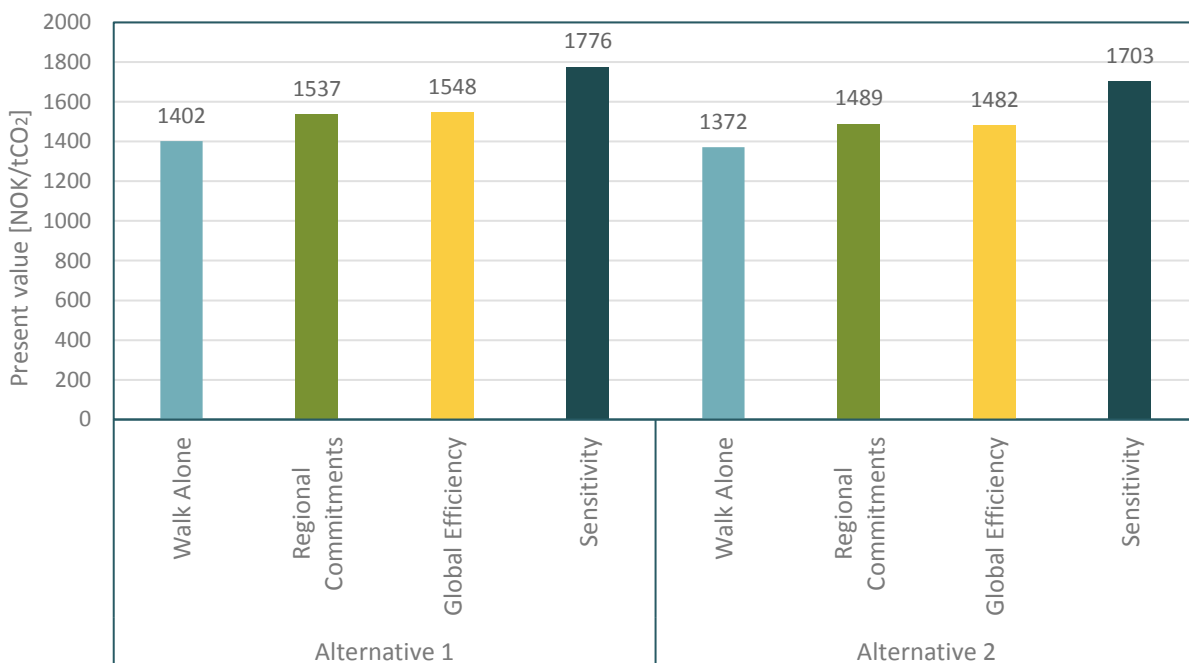
The investment costs are the largest cost component, followed by the energy costs that vary depending on the policy scenario. Since the energy costs and the value of saved gas are negatively correlated, an increasing gas price has opposing effects on the abatement cost. A high gas price increases the value of saved gas consumption, which reduces Snorre's abatement cost. At the same time, a high gas price causes the CO₂ price to increase, and both increases in gas prices and CO₂ prices yield a higher power price, on the continent as well as in Norway.

The investment costs are estimated by Statoil, while the power prices that yield the energy costs are estimated through THEMA's power market model, The Market Analyzer (The-MA). The value of saved gas is assumed to correspond to the market price of gas, which varies between the policy scenarios.

Based on our analyses, the abatement costs of electrifying Snorre range between 1372 and 1537 NOK/tCO₂, depending on the policy scenario and the applied electrification alternative. Alternative 2 (partial electrification) is the cheapest alternative. The difference is small, however. The abatement cost of Alternative 2 is on average 48 NOK/tCO₂ lower than the abatement cost of Alternative 1 (full electrification).

In addition to the scenario analysis, we have conducted a sensitivity analysis of both the abatement cost of electrifying Snorre and the marginal abatement cost, where we apply a significantly higher carbon price trajectory. The annual carbon price in the carbon price sensitivity reflects the average of multiple studies that the IPCC (2014) refers to in their Fifth Assessment Report. Under this carbon price trajectory, the energy costs increase, which cause the abatement costs to increase to 1776 NOK/tCO₂ for Alternative 1 and 1703 NOK/tCO₂ for Alternative 2. The figure below summarizes the abatement costs for the two electrification alternatives under the three policy scenarios and the carbon price sensitivity.

Net present value of abatement costs for Alternative 1 and Alternative 2 in the policy scenarios and the CO₂ price sensitivity with a 5 percent discount rate



The value of saved emissions

The value of avoided emissions depends on the context and the carbon price trajectory of the policy scenario that is applied. Our method is based on the principles recommended by the Hagen Commission (Hagen-utvalget, 2012), which implies that the value should reflect the cost of the alternative abatement measure, i.e. the marginal abatement cost, given the context of the scenarios. In our calculations, we estimate the present value of the saved emissions per tCO₂ for each electrification alternative based on the relevant carbon price trajectories for each scenario and the sensitivity:

- *Walk Alone*: In this scenario, we assume that the present climate policy is extended towards 2040. This implies that the emissions from the Norwegian petroleum sector are regulated through the EU ETS, which adopts the design that is currently laid out for phase IV (2021-2030). In terms of European climate policy, the EU's ambition level is moderated due to the risk of carbon leakage. Hence, the marginal abatement cost, defined by the quota price in the EU ETS, remains relatively low in comparison to the marginal abatement costs in the other scenarios.
- *Regional Commitments*: In this scenario, we assume that the implementation of the commitments to the Paris Agreement is more ambitious, both on a European and a global scale. The EU incorporates the emissions from all sectors into one quota market, which causes the marginal abatement costs, and thereby the quota prices, to increase.
- *Global Efficiency*: This scenario is characterized by a high degree of global co-operation and common mechanisms to combat climate change. In *Global Efficiency*, we assume that a global quota market is established after 2030, which gives rise to a global CO₂ price. The CO₂ prices thus converge towards the social cost of carbon.

The net present value of the marginal abatement costs range from 191 to 535 NOK/tCO₂ for Alternative 1 (full electrification) and from 185 to 518 NOK/tCO₂ for Alternative 2 (partial electrification) depending on scenario. Even though we apply the same carbon price trajectories for both electrification alternatives, the net present value of saved emissions vary marginally between the two alternatives since they generate different emissions savings per year over the course of Snorre's lifetime.

Currently, Norway applies a carbon price floor for emissions from the petroleum sector by levying a sector-specific CO₂ tax on the petroleum sector. As the petroleum sector also participates in the EU ETS, the government currently adjusts the CO₂ tax annually in accordance with the development of the price of emissions allowances, so that the sum is 490 NOK/tCO₂, constituting a carbon price floor on emissions from offshore installations. We assume that this policy is carried forward until 2030 in all scenarios, while it is only continued after 2030 in *Walk Alone*. This yields a net present value of the CO₂ tax of 299 NOK/tCO₂ in *Walk Alone*, 59 NOK/tCO₂ in *Regional Commitments* and 85 NOK/tCO₂ in *Global Efficiency* for Alternative 1. For Alternative 2, the net present value of the CO₂ fee is 305 NOK/tCO₂ in *Walk Alone*, 68 NOK/tCO₂ in *Regional Commitments* and 95 NOK/tCO₂ in *Global Efficiency*. The sum of the price of emissions allowances and the CO₂ fee can be interpreted as the cost of Norway committing to ambitious targets for national emissions abatement.

Furthermore, when it comes to measures for which the assumed carbon price is crucial for the socio-economic assessment, the Hagen Commission recommends to conduct a sensitivity analysis where the marginal abatement cost is based on a two-degree trajectory for the carbon price throughout the project's lifetime. Consequently, we have conducted a sensitivity analysis where a significantly higher CO₂ price trajectory is applied. Here, the CO₂ price trajectory is based on the average annual CO₂ price of 33 studies that were cited in the IPCC's Fifth Assessment Report (IPCC, 2014). In this trajectory, the CO₂ price increases from 491 NOK₂₀₁₆/tCO₂ in 2020 to 1450 NOK₂₀₁₆/tCO₂ in 2040, which yields a present value of saved emissions equivalent to 891 NOK/tCO₂ for Alternative 1 and 871 NOK/tCO₂ for Alternative 2.

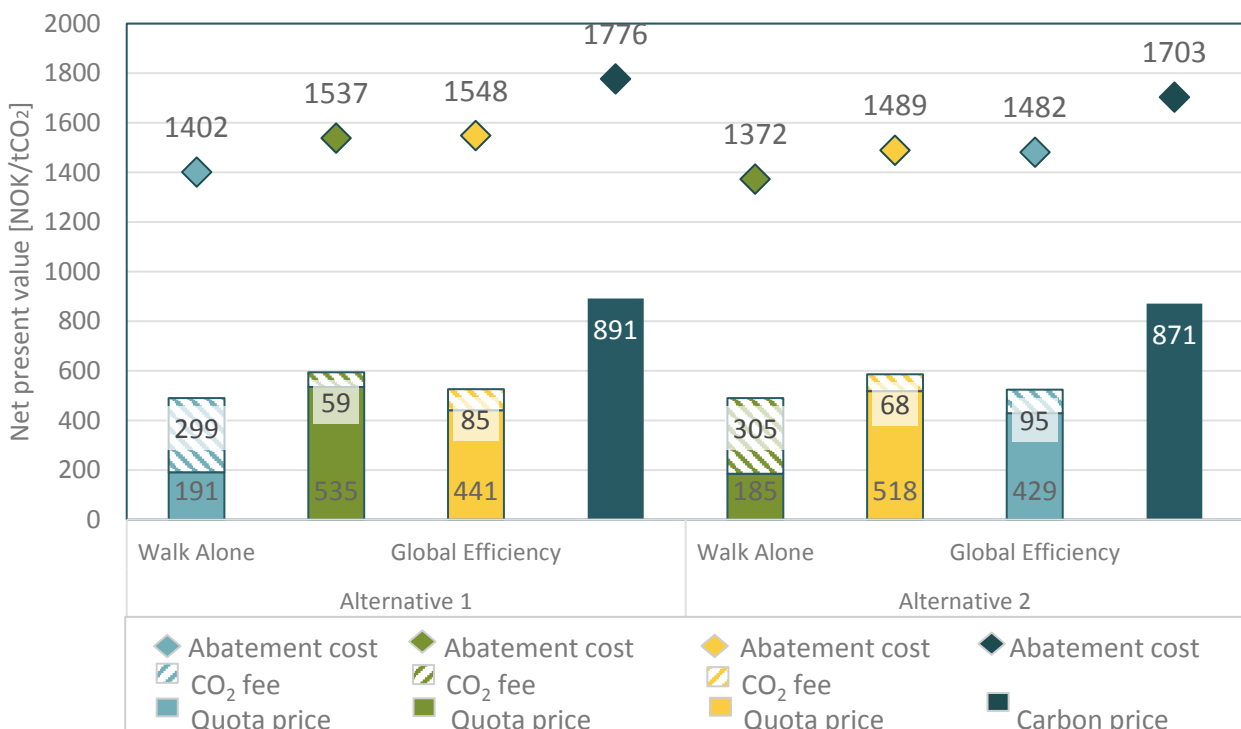
Efficiency of electrification as a climate measure

Our estimations show that electrification of Snorre is not socio-economic efficient in any of the scenarios nor in the carbon price sensitivity. This conclusion holds for both Alternative 1 (full electrification of Snorre), and Alternative 2, (partial electrification of Snorre). When deriving the value of saved emissions from the marginal abatement costs, i.e. the price of emissions allowances, the net present value of Alternative 1 ranges from -1002 NOK/tCO₂ and -1211 NOK/tCO₂ depending on the policy scenario. Under similar assumptions, the net present value of Alternative 2 ranges from -971 NOK/tCO₂ to -1187 NOK/tCO₂. Hence, Alternative 2 is slightly less inefficient than Alternative 1, and electrification is in general the least unprofitable in *Regional Commitments*, as the marginal abatement costs are the highest in this scenario.

Even when we apply the carbon price floor at today’s level in addition to the price of emissions allowances, both electrification alternatives are socio-economic inefficient. Although the net present value of saved emissions increases, the net present values of electrification are still negative, ranging from -912 NOK/tCO₂ to -1022 NOK/tCO₂ for Alternative 1 and from -882 NOK/tCO₂ to -958 NOK/tCO₂ for Alternative 2.

Our conclusion that the electrification of Snorre is unprofitable from a socio-economic perspective is supported by the results from the CO₂ price sensitivity analysis where we base the value of saved emissions on the IPCC’s average CO₂ price trajectory. Assuming a discount rate of five percent, the net present value of saved emissions amount to 890 NOK/tCO₂ for Alternative 1 and 877 NOK/tCO₂ for Alternative 2. While Klimakur 2020 states that it is most common to apply the same discount factor to the value of saved emissions and the abatement costs, the report also notes that the value of saved emissions could alternatively not be discounted at all. Under this notion, the net present value of saved emissions amount to 953 NOK/tCO₂ for Alternative 1 and 941 NOK/tCO₂ for Alternative 2 when applying the IPCC’s CO₂ price trajectory. These values are still significantly lower than the abatement costs of electrifying Snorre in all scenarios. The figure below illustrates the net present values of the marginal abatement costs, the Norwegian CO₂ fee and the abatement costs of Alternatives 1 and 2 in the different scenarios and in the CO₂ price sensitivity.

Net present value of abatement costs (markers) and CO₂ prices (columns) for Alternative 1 and Alternative 2 in the policy scenarios and the CO₂ price sensitivity, with a 5 percent discount rate

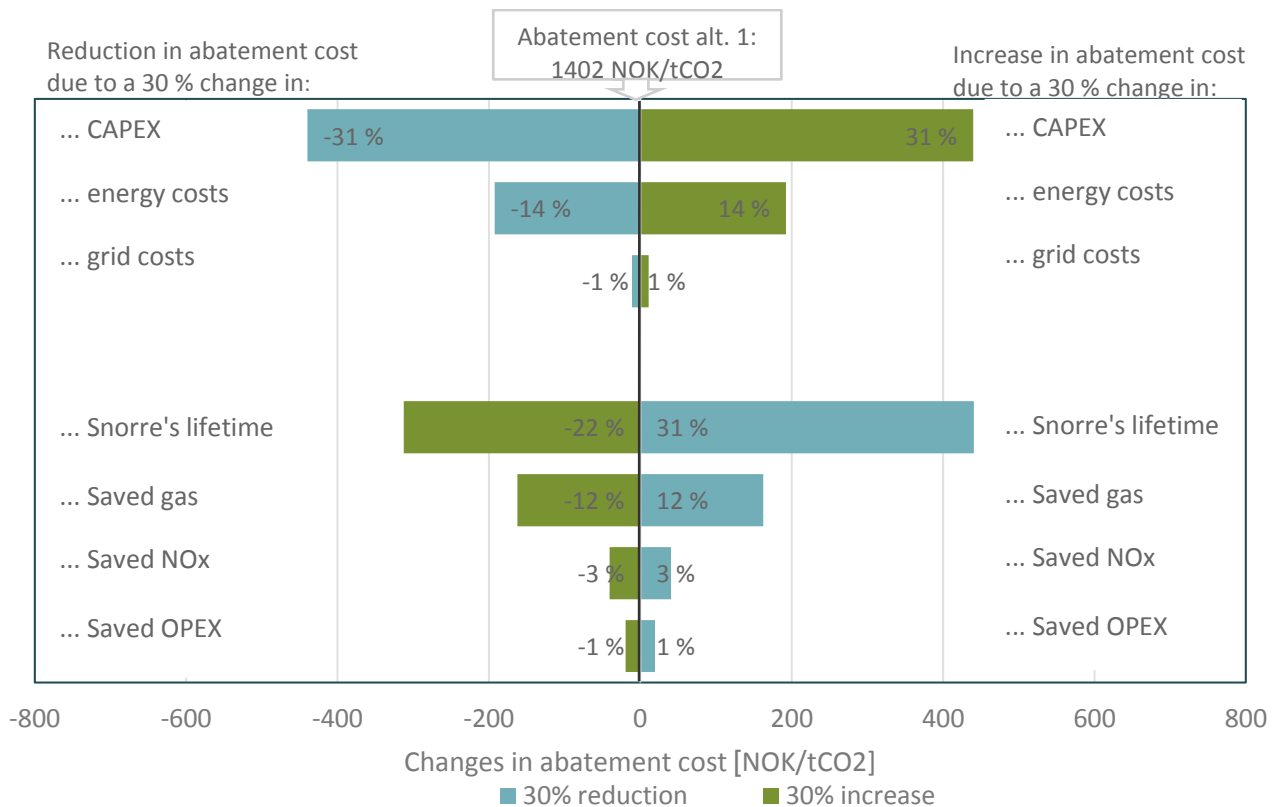


Sensitivity analysis of abatement costs

To account for the uncertainty related to the cost estimates of the electrification of Snorre, we conduct a sensitivity analysis of the abatement costs for each electrification alternative and each scenario. The figure below illustrates the effects on the abatement cost in Alternative 1 in *Walk Alone* if the different cost components are reduced or increased by 30 percent, and if the lifetime is reduced or increased by six years, i.e. 30 percent. While *Walk Alone* is the scenario where the abatement costs are the lowest, the percentage change is approximately the same across the different scenarios.

As illustrated in the figure, a 30 percent reduction in the CAPEX would cause the abatement cost to decline by approximately the same percentage. The reason is that the CAPEX constitutes the largest cost component and occurs early in the project's lifetime, which implies that the costs are discounted less than costs and savings that occur later during Snorre's lifetime. The energy costs represent the second largest cost component in both electrification alternatives. In *Walk Alone*, a 30 percent reduction in the energy costs causes the abatement cost of Alternative 1 to decline by 14 percent to 1209 NOK/tCO₂.

Effect on the abatement cost of Alternative 1 in Walk Alone by a 30 percent change in the cost components and lifetime



High investment costs also imply that the abatement costs are sensitive to the assumptions regarding the lifetime of Snorre and the discount factor. Increasing the discount rate from five to six percent, causes the abatement costs to increase by eight to ten percent, depending on the policy scenario and the electrification alternative. In terms of the lifetime, a two-year increase causes the abatement costs to decline by nine percent, while a six-year increase reduces the abatement costs by 22 percent. The effect of extending the lifetime is declining over time because the annual costs and benefits are discounted more the later they occur. In contrast, a two-year reduction of the lifetime causes the abatement costs to increase by seven percent, while a six-year reduction increases the abatement costs by as much as 31 percent in *Walk Alone*.

Impact on net demand for emissions allowances

Electrification of the Snorre field has a direct and easily quantifiable effect on the CO₂ emissions within Norway. The effect on European and global emissions is more complex, and must be analyzed by studying the effects on the power market and the emissions allowance market, as well as the degree of carbon leakage over the lifetime of the project. The impact on European and global emissions depends on the policy scenario and how electrification affects prices in the market for emission allowances. Whether electrification of Snorre affects the equilibrium in the market for emissions allowances depends both on whether the measure is cost efficient (i.e. the abatement cost is lower than the price of allowances) and undertaken.

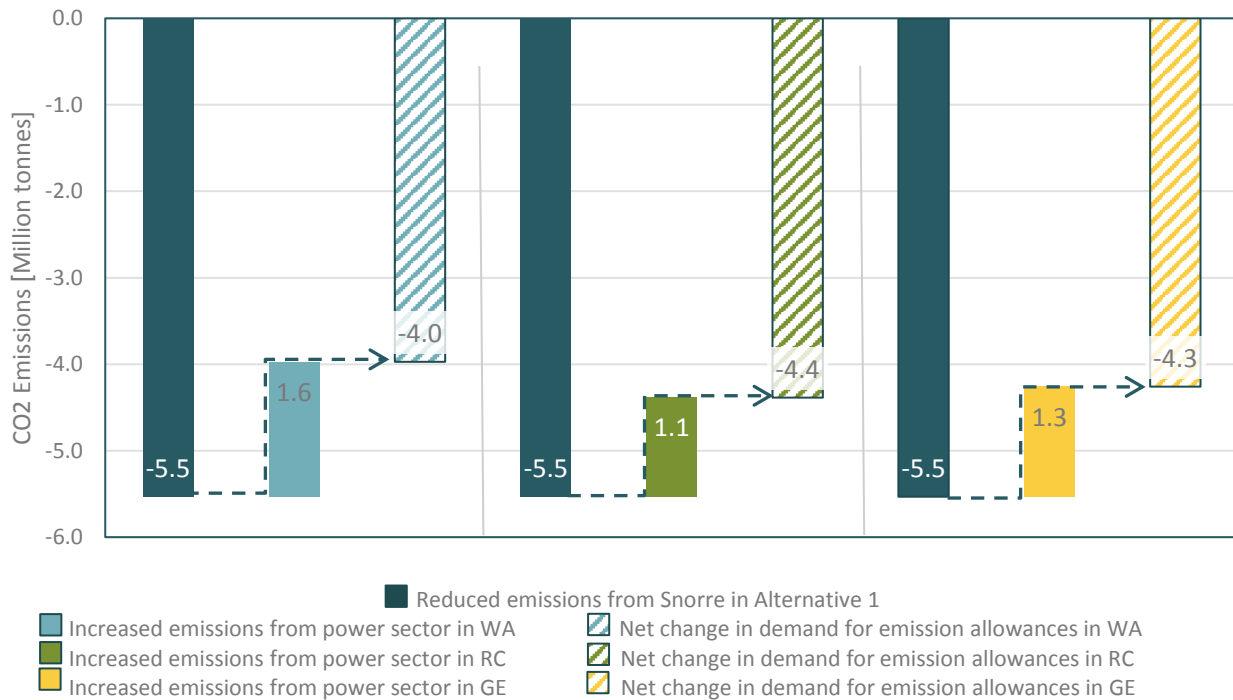
If Snorre is electrified and this is a cost-efficient climate measure, electrification will neither affect the prices nor the expectations in the market for allowances, which are tied to the marginal abatement cost. Similarly, the equilibrium will not be affected if the electrification of Snorre is neither cost-efficient nor undertaken.

On the other hand, if Snorre is not electrified despite being a cost-effective measure, electrification of Snorre will yield a higher price of allowances because the marginal abatement cost that sets the price is given by a marginally more expensive project. In contrast, electrification of Snorre would yield a lower price of allowances if the measure is conducted despite being inefficient, because it reduced the demand for emissions allowances.

Compared to the base case, Alternative 1 yields 5.5 million tCO₂ of emissions reductions while Alternative 2 yields 4.2 million tCO₂ of emissions reductions. The demand for emission allowances from the Snorre field is reduced accordingly.

Electrification simultaneously increases the demand for electricity in the European power market. The corresponding increase in generation, increases the demand for emission allowances from the power market, depending on the energy carriers used to increase generation. Since electrification of Snorre represents a long-term increase in power demand, we assume that the generation capacity will adjust to the new equilibrium in the long term. For the period of Snorre's power consumption, 2023-2040, we assume that investments in new generation capacity are directed towards either solar power, wind power or gas power.

The figure below shows the emissions reductions at Snorre in Alternative 1 (dark blue columns), the increase in CO₂ emissions in the power market in *Walk Alone* (blue columns), *Regional Commitments* (green columns) and *Global Efficiency* (yellow columns), as well as the net changes in the demand for emissions allowances in each scenario (hatched columns). As the reduction in demand for allowances from Snorre is reduced more than the increase in emissions from the power market, the net demand for allowances is reduced. Alternative 1 causes a net reduction in the demand for emissions allowances of 4.0 million tCO₂ in *Walk Alone*, 4.4 million tCO₂ in *Regional commitments* and 4.3 million tCO₂ in *Global efficiency*.

Net change in demand for emissions allowances per scenario for Alternative 1

Estimates for Alternative 2 shows corresponding results, although the volumes are smaller. The net reduction in the demand for emissions allowances in Alternative 2 is between 3.1 and 3.4 million tCO₂.

In general, electrification of the Snorre field yields the following marginal effects on the CO₂ emissions:

- Snorre's demand for emission allowances declines compared to the base case.
- The demand for emissions allowances from the continental power sector increases, but the demand increase is smaller than the reduction in Snorre's demand because the continental power mix has a lower carbon intensity than Snorre's fuel mix in the base case.
- If the amount of emission allowances is capped in the long term, a net reduction in demand causes the price of emissions allowances to fall.
- A reduction in the price of emissions allowances implies that businesses that participate in the market for emissions allowances face relatively lower costs and increased cost competitiveness compared to the base case. This gives rise to carbon leakage
- The carbon leakage effects depend on the policy scenario. In *Walk Alone*, there is a reduction in the carbon leakage from the ETS-sectors to both the ESD-sectors and the sectors in non-European countries. In *Regional Commitments*, there is a reduction in the carbon leakage from Europe to non-European countries. In *Global Efficiency*, there is no carbon leakage because the leakage effects are already balanced out due to the global CO₂ price.

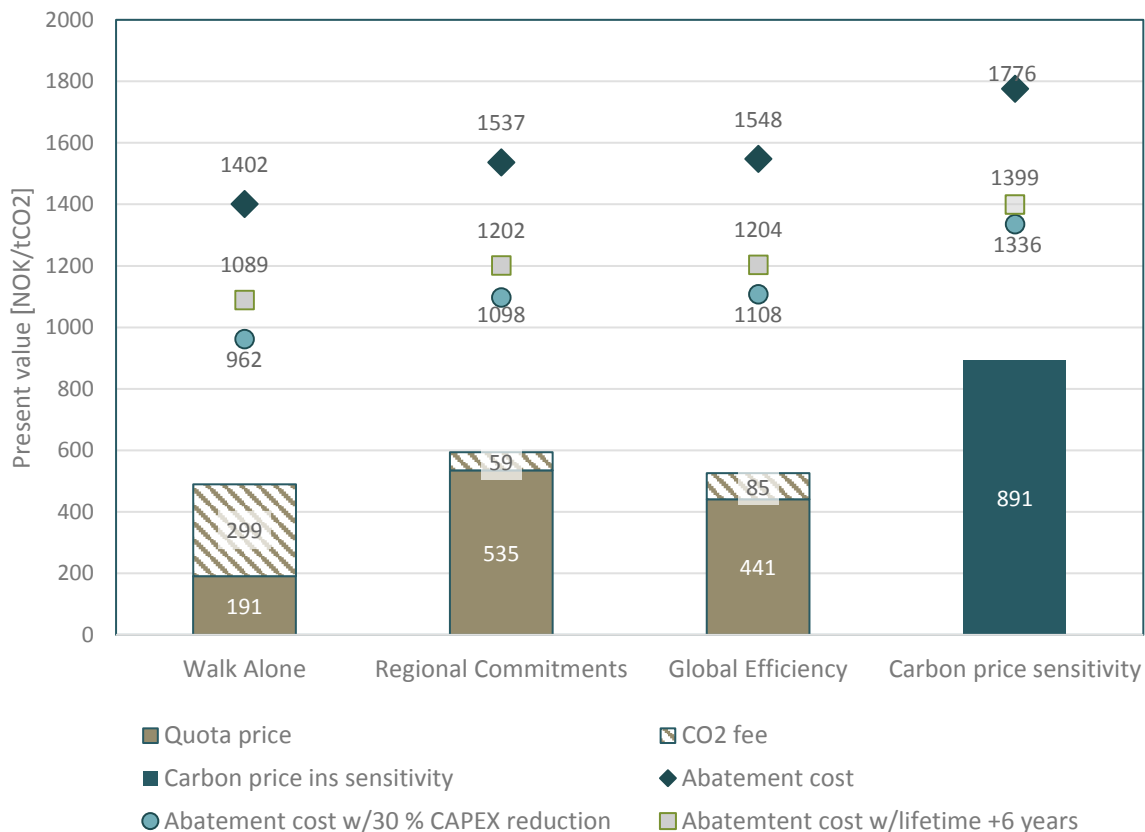
In short, the net changes in emissions from the reduction at Snorre and the increase from the European power sector determine the effect on the quota price, which again determines the effect on carbon leakage. The carbon leakage depends on whether the quota market covers all global emissions or not, which is an assumption that varies between the scenarios.

Conclusions

The main question of this analysis is whether electrification of the Snorre-field in relation to the Snorre Expansion Project is a socio-economic cost efficient climate measure. The conclusion is that it is not. This implies that electrification of Snorre would replace other cheaper climate measures in the market for emission allowances. Across the different policy scenarios, the net present value of the abatement cost ranges from 1372 NOK/tCO₂ to 1548 NOK/tCO₂ for the two electrification alternatives. These costs are significantly higher than the net present value of saved emissions, which ranges from 185 NOK/tCO₂ to 535 NOK/tCO₂ when reflecting the marginal abatement costs in the different policy scenarios. This implies that Snorre is not a socio-economic efficient climate measure and that the same global emissions abatement can be achieved at a lower cost by realizing other measures instead.

The abatement costs are also higher than the net present value of saved emissions when the shadow cost of restrictions in the Norwegian climate policy is taken into account, presented by the carbon price floor. The main conclusion that Snorre is not a socio-economic efficient to electrify Snorre is supported by the sensitivity analyses of the abatement costs and the value of saved emissions. The figure below illustrates the net present value of the abatement costs with different cost-reducing sensitivities (markers) and the value of saved emissions (columns) in the different policy scenarios and sensitivities. The diamonds illustrate the estimated abatement costs, while the squares represent the abatement costs under the assumption that the CAPEX is reduced by 30 percent. The circles illustrate the abatement costs under the assumption that Snorre’s lifetime is extended by six years. As the figure illustrates, the abatement costs, even under our most extreme cost reduction assumptions, are still above the value of saved emissions in all scenarios and in the carbon price sensitivity. The same conclusions hold for Alternative 2.

Net present value of saved emissions (columns), abatement costs (diamonds) and abatement costs with cost reducing sensitivities (squares and circles) for Alternative 1 in the policy scenarios and the CO₂ price sensitivity, with a 5 % discount rate



Net present value of saved emissions (columns), abatement costs (diamonds) and abatement costs with cost reducing sensitivities (squares and circles) for Alternative 2 in the policy scenarios and the CO₂ price sensitivity, with a 5 percent discount rate



NORSK SAMMENDRAG

Elektrifisering av Snorre-feltet i forbindelse med Snorre Expansion Project (SEP) er et samfunnsøkonomisk lønnsomt klimatiltak dersom nytten ved elektrifisering overstiger kostnadene for tiltaket. Kostnadene ved elektrifisering, eller tiltakskostnaden, er lik kostnadsøkningen knyttet til elektrifisering av feltet, mens nytten er knyttet til verdien av utslippsreduksjonene.

Beregningene er gjort for to elektrifiserings-alternativer; Alternativ 1 forutsetter fullelektrifisering, mens Alternativ 2 forutsetter delelektrifisering av Snorre-feltet. Resultatene for begge alternativene er sammenlignet med nullalternativet der Snorre ikke elektrifiseres. Hovedberegningene er gjort med en diskonteringsrente på fem prosent.

Klimapolitiske scenarier

Elektrifisering av Snorre-feltet er et langsiktig tiltak med en økonomisk levetid beregnet til 2040. Vi forutsetter at investeringen starter opp i 2019 og er ferdigstilt i 2023. Både tiltakskostnaden og nytten ved elektrifisering avhenger av hvilket klimapolitisk scenario som antas for perioden. Når det gjelder tiltakskostnaden påvirker klimapolitikken både kraftprisen og verdien av frigjort gass. Nyttens avgjøres av hvilke alternative tiltak som vil bli gjennomført dersom Snorre ikke elektrifiseres.

Rammeverket for fremtidig klimapolitikk er usikkert. Analysen er derfor basert på tre politikk-scenarier med ulik grad av fragmentering av europeisk og internasjonal klimapolitikk. Disse scenarioene legger til grunn ulike forutsetninger for hva slags klimasamarbeid og kvotemarked Norge deltar i fra 2030 og utover.

- *Alenegang:* I dette scenarioet er klimapolitikken fragmentert (som i dag). Det benyttes ulike klimapolitiske virkemidler for ulike sektorer i EU (EUs kvotehandelsystem EU-ETS dekker enkelte sektorer, mens innsatsdelingsdugnaden ESD dekker de øvrige sektorene og ulike land). Norge deltar i EU-ETS, men har også mål for innenlandske utslipp.
- *Regionale forpliktelser:* I dette scenarioet antar vi et felles marked for alle karbonutslipp i Europa, det vil si at EU-ETS og ESD er slått sammen. Det finnes derimot ikke et globalt kvotemarked. Likevel har også andre regioner utenfor Europa innført strammere klimapolitikk enn i dag, men tiltakene er ikke like strenge som i Europa.
- *Global effektivitet:* Dette scenarioet er basert på ideen om en global klimaavtale, med en høy grad av globalt samarbeid og felles mekanismer, et globalt kvotemarked og én global karbonpris.

Alle politikkscenarioene forutsetter at den internasjonale klimapolitikken styrer mot togradersmålet, men veien til måloppnåelse varierer. De tre scenarioene beskriver ulike baner for karbonpriser, brenselpriser, teknologiutviklingen for fornybar energi og karbonfangst og -lagring, og kapasitetsmiksen i kraftmarkedet i Europa. Utviklingen i global klimapolitikk påvirker både tiltakskostnaden ved elektrifisering av Snorre og de marginale tiltakskostnadene vi legger til grunn for å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av de to elektrifiseringsalternativene.

Tiltakskostnad

Tiltakskostnaden beregnes som forholdet mellom neddiskonterte kostnader og neddiskonterte utslippsreduksjoner over tiltakets levetid. Beregningene er basert på den metoden som Oljedirektoratet anbefaler og som Klimakur 2020 anvender i sin petroleumsrapport. Vi har beregnet tiltakskostnaden med utgangspunkt i netto kostnadsøkningen ved elektrifisering sammenlignet med lokal energiforsyning på feltet gjennom bruk av gassturbiner.

De viktigste elementene i beregningen av tiltakskostnadene er

- Netto investeringskostnader
- Kostnader for kjøp av kraft fra land
- Markedsverdien av frigjort gass

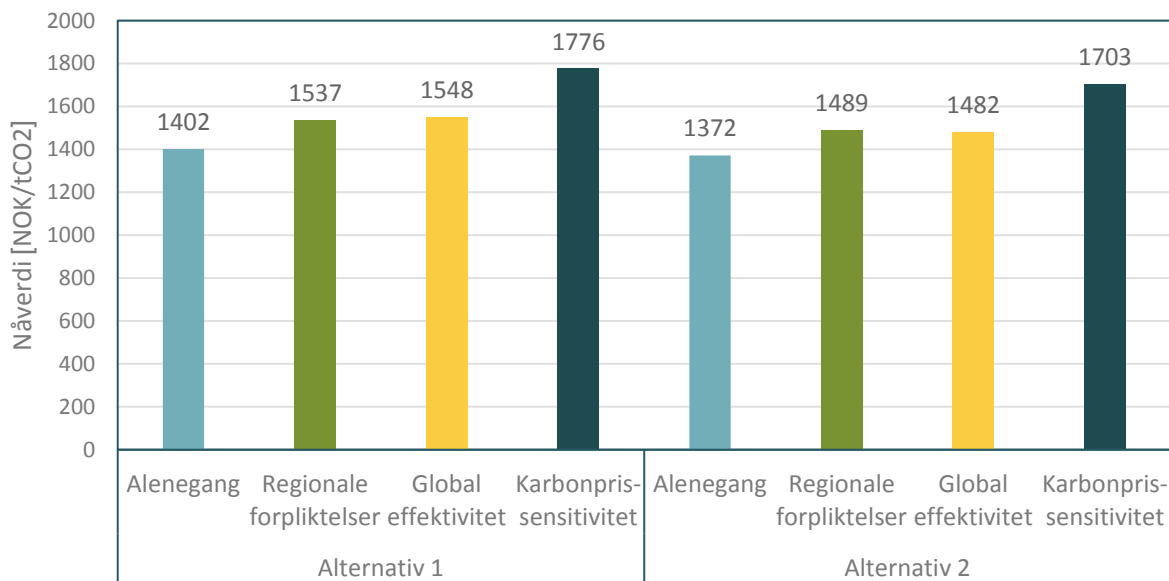
Av disse er investeringskostnadene den klart største komponenten, etterfulgt av energikostnaden som varierer avhengig av scenario. Betydningen av investeringskostnadene for totalkostnaden er større enn beløpet skulle tilsi fordi kraftkostnaden og gassverdien er korrelerte og motvirker hverandre: Høy gasspris øker verdien av frigjort gass, som reduserer tiltakskostnaden alt annet like. Samtidig medfører en høy gasspris at kraftprisen i Norge øker, både direkte og indirekte fordi kvoteprisen øker. Høyere kraftpris gir høyere tiltakskostnad.

Investeringskostnadene er beregnet av Statoil, mens kraftprisene er beregnet ved hjelp av THEMAs kraftmarkedsmodell. Verdien av frigjort gass i de ulike scenarioene er basert på antagelser om utviklingen i gassmarkedet i lys av den internasjonale klimapolitikken.

Basert på våre analyser finner vi at tiltakskostnadene for elektrifisering av Snorre ligger på mellom 1372 og 1548 kroner per tonn CO₂ avhengig av hvilket politikksenario og elektrifiseringsalternativ som legges til grunn. Alternativ 2, delelektrifisering av Snorre, er det billigste alternativet. Forskjellen mellom alternativene er imidlertid liten. Alternativ 2 har en tiltakskostnad som i snitt ligger 48 kroner per tonn CO₂ lavere enn tiltakskostnaden ved full elektrifisering av Snorre.

I tillegg har vi gjort en sensitivitetsanalyse hvor vi legger til grunn en betydelig høyere karbonprisbane ved beregningen av kalkulasjonsprisen og tiltakskostnaden. Karbonprisene i sensitivitetsanalysen reflekterer gjennomsnittet av en rekke analyser av en global karbonpris som er referert av IPCC. Med denne karbonprisbanen øker kraftkjøpskostnadene, og tiltakskostnadene stiger dermed til henholdsvis 1776 og 1703 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1 og alternativ 2. Figuren under viser tiltakskostnadene for de to elektrifiserings-alternativene i de tre politikksenarioene og i karbonpris-sensitiviteten.

Nåverdi av tiltakskostnader for Alternativ 1 og 2 i de ulike scenarioene og i karbonpris-sensitiviteten



Verdien av utslippskutt

Kalkulasjonsprisen for verdien av reduserte utslipp kommer an på hvilket klimapolitisk scenario som legges til grunn. Her følger vi de prinsippene som er anbefalt av Hagen-utvalget (Finansdepartementet, 2012), og som tilsier at verdien skal reflektere kostnaden knyttet til det alternative tiltaket som gjennomføres, eller til den marginale skadepostnaden. I beregningene har vi estimert nåverdien av utslippsreduksjonene pr. tonn CO₂ for hvert elektrifiseringsalternativ med utgangspunkt i de relevante karbonprisbanene for hvert scenario/sensitivitet.

- *Alenegang*: Her antar vi at dagens klimapolitikk i stor grad videreføres fram mot 2040. Det innebærer at utslipp på norsk sokkel reguleres gjennom EUs kvotemarked, EU ETS, som

fortsetter under de rammene som er forventet for den fjerde handelsperioden (2021-2030). Kvotepriisen settes dermed av den marginale tiltakskostnaden i EU ETS. EUs ambisjonsnivå dempes av frykten for karbonlekkasje slik at kvotepriisen ligger relativt lavt.

- *Regionale forpliktelser:* Her antar vi en mer ambisiøs oppfølging av Paris-avtalen både på europeisk og globalt nivå. Fra 2030 omfattes alle utslipp i Europa av et felles kvotemarked, noe som gir en høyere marginal tiltakskostnad og dermed høyere kvotepriser.
- *Global effektivitet:* Her antar vi at det etableres et globalt kvotemarked fra 2030 hvor vi får en felles global kvotepris som reflekterer de marginale skadekostnadene og en effektiv oppnåelse av togradersmålet.

På tvers av scenarioene ligger nåverdien av de marginale tiltakskostnadene, dvs. kalkulasjonsprisen, på mellom 191 og 535 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1, og mellom 185 og 518 kroner per tonn CO₂ for alternativ 2. Siden alternativ 1 og alternativ 2 gir ulike CO₂-besparelser per år i løpet av Snorres levetid varierer kalkulasjonsprisene til de to elektrifiseringsalternativene marginalt i hvert scenario, selv om vi legger de samme karbonprisbanene til grunn.

Videre kan Snorres utslipp på sokkelen fortsatt bli underlagt en særnorsk CO₂-avgift, i tillegg til en europeisk eller en global kvotepris. Den særnorske CO₂-avgiften kan tolkes som kostnaden av at Norge forplikter seg til ambisiøse mål for nasjonale utslippskutt, og utgjør et prisgulv for utslipp fra norsk sokkel. Vi vurderer derfor også den samfunnsøkonomiske nytten ved å elektrifisere Snorre dersom man legger både kvoteprisen og CO₂-avgiften til grunn som kalkulasjonspris. Vi forutsetter da at den norske særskatten på CO₂-utslipp fra sokkelen videreføres etter samme prinsipper som i dag. Det betyr at så lenge kvoteprisen er lavere enn 490 kroner per tonn CO₂ ilegges en avgift slik at summen av kvotepris og avgift forblir 490 kroner per tonn CO₂.

For prosjekter der den samfunnsøkonomiske analysen er særlig følsom overfor antagelser om karbonpriser, anbefaler Hagen-utvalget (2012) at det gjøres en følsomhetsanalyse der kalkulasjonsprisen reflekterer en effektiv togradersbane for hele varigheten av prosjektet. I tråd med dette har vi gjort en sensitivitetsanalyse der vi legger til grunn en betydelig høyere karbonprisbane gjennom hele prosjektets levetid. Vi anvender her gjennomsnittet av anslagene fra 33 analyser av karbonprisbaner som er referert i IPCC-rapporten fra 2015. Karbonprisene er justert til 2016-kroner og stiger fra 491 kroner per tonn CO₂ i 2020 til 1450 kroner per tonn CO₂ i 2040, noe som gir en kalkulasjonspris på 891 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1 og 871 kroner per tonn CO₂ for alternativ 2 ved en fem prosent diskonteringsrente. Dersom man alternativt legger til grunn at miljønyttene ikke skal diskonteres i det hele tatt, blir kalkulasjonsprisen henholdsvis 951 kroner per tonn CO₂ i Alternativ 1 og 934 kroner per tonn CO₂ i Alternativ 2.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

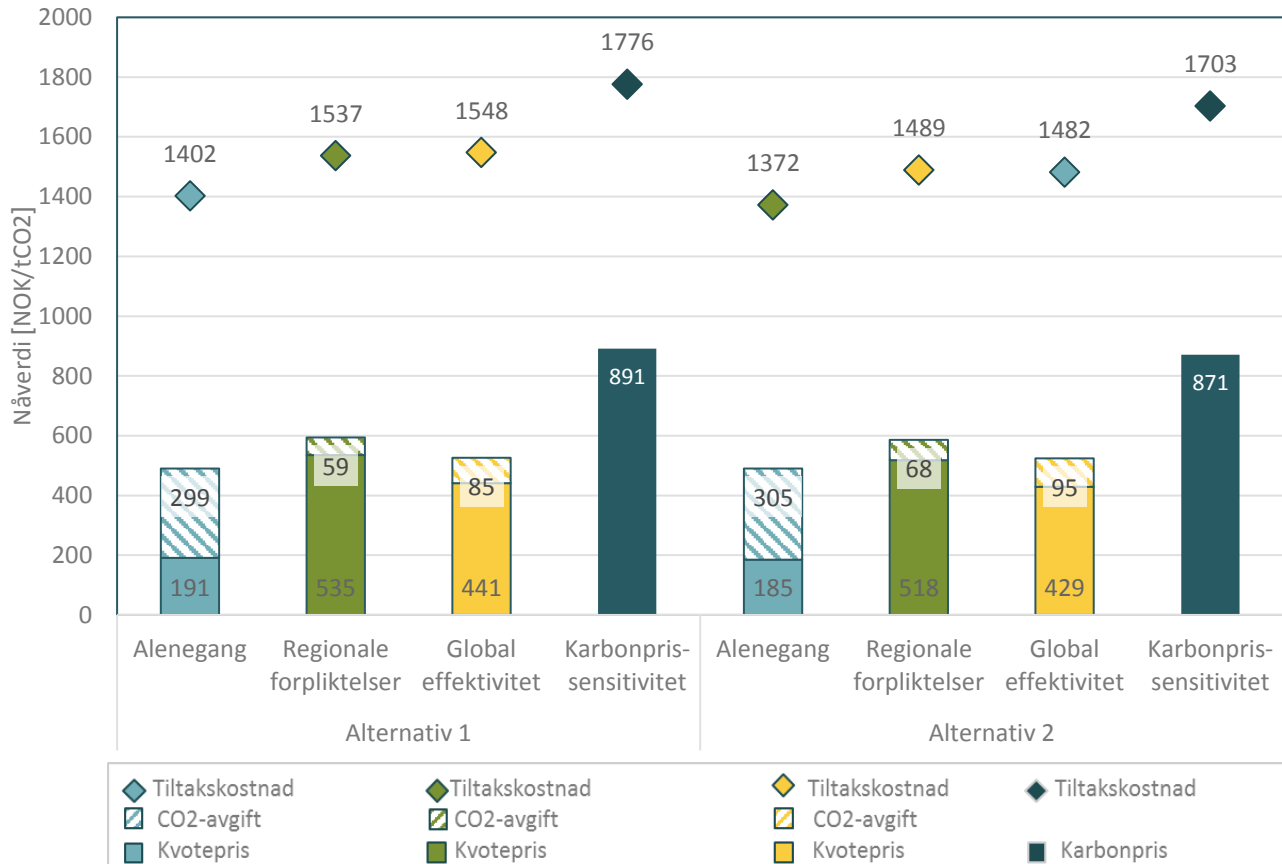
Beregningene viser at elektrifisering av Snorre ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt i noen av scenarioene. Det gjelder både Alternativ 1, fullelektrifisering, og Alternativ 2, delelektrifisering. Delelektrifisering er noe mindre ulønnsomt enn fullelektrifisering. Dersom vi kun legger kvoteprisen (som representerer den marginale tiltakskostnaden) til grunn som kalkulasjonspris, har Alternativ 1 en negativ nettonåverdi på mellom -1002 og -1211 kroner per tonn CO₂ avhengig av scenario. For alternativ 2 er den netto nåverdien på mellom -971 og -1187 kroner per tonn CO₂ avhengig av scenario. Under disse kalkulasjonsprisene er elektrifisering av Snorre minst ulønnsomt i scenarioet *Regionale forpliktelser*.

Heller ikke når vi antar at den norske særavgiften på CO₂-utslipp reflekterer en samfunnsøkonomisk skyggekostnad på bindinger for norsk klimapolitikk, er det lønnsomt å gjennomføre tiltaket. Summen av kvoteprisen og CO₂-avgiften er nemlig langt under tiltakskostnadene til Snorre i begge elektrifiseringsalternativene. Under disse forutsetningene for kalkulasjonsprisene i de ulike scenarioene ligger netto nåverdien på mellom -912 og -1022 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1 og -882 og -958 kroner per tonn CO₂ for alternativ 2.

I sensitivitetsanalysen basert på karbonprisbanen fra IPCC stiger den globale karbonprisen mot 1450 kroner per tonn CO₂ i 2040. Dette gir en kalkulasjonspris på henholdsvis 891 og 871 kroner

per tonn CO₂ for Alternativ 1 og Alternativ 2. Kalkulasjonsprisen er likevel lavere enn tiltakskostnaden for elektrifisering av Snorre i alle scenarioene. Figuren under viser nåverdien av karbonprisene (søyler) og tiltakskostnadene (markør) pr. tonn CO₂ for alternativ 1 og 2 i de ulike scenarioene og i karbonprissensitiviteten. Karbonprisene i scenarioene inkluderer nåverdien av kvoteprisen (fargede søyler) og nåverdien av CO₂-avgiften (skraverte søyler).

Kalkulasjonspriser (søyler) og nåverdi av tiltakskostnader (markør) i de tre politikksenarioene og sensitivitetsanalysen, 5 prosent diskonteringsrente



Sensitivitetsanalyse av tiltakskostnad

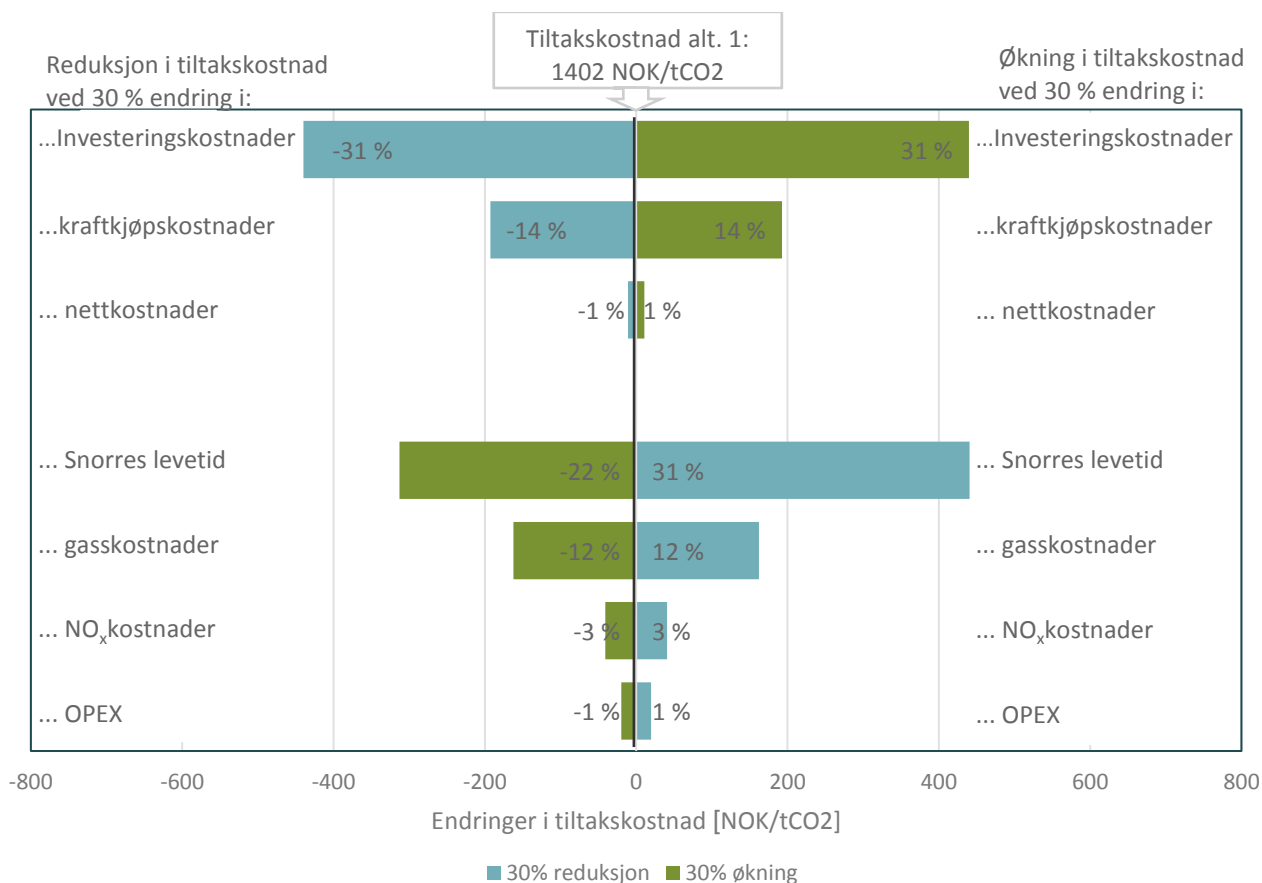
For å ta høyde for usikkerheten i kostnadsanslagene ved å elektrifisere Snorre har vi utført en sensitivitetsanalyse på tiltakskostnadene i de to elektrifiseringsalternativene. Figuren under viser effekten på tiltakskostnaden i alternativ 1 i *aleneang* dersom de ulike kostnadskomponentene og levetiden henholdsvis reduseres og øker med 30 prosent. Som figuren viser, er det forutsetningene for investeringskostnadene, kraftkjøpskostnadene og Snorres levetid som har størst betydning for tiltakskostnaden.

Dersom investeringskostnaden reduseres med 30 prosent, reduseres tiltakskostnaden tilnærmet like mye. Det skyldes at investeringskostnadene utgjør den største kostnadsposten og påløper tidlig i prosjektets levetid slik at de ikke neddiskonteres like mye som kostnader og kostnadsbesparelser som faller senere i perioden. Etter investeringskostnadene utgjør kraftkjøpskostnadene den største kostnadskomponenten i begge elektrifiseringsalternativene. I alternativ 1 i *aleneang* medfører en 30 prosent reduksjon i kraftkjøpskostnadene at tiltakskostnadene faller med 14 prosent til 1209 kroner per tonn CO₂.

Høye investeringskostnader innebærer også at kalkylene er følsomme for diskonteringsfaktor og forutsetninger om levetid. Øker vi diskonteringsrenten fra fem til seks prosent, øker tiltakskostnadene

med mellom åtte og ti prosent avhengig av politikkscenario og elektrifiseringsalternativ. Dersom levetiden øker med to år (10 prosent) reduseres tiltakskostnaden med ni prosent til 1275 kroner per tonn CO₂, mens en økning i levetiden på seks år (30 prosent) fører til at tiltakskostnaden faller med 22 prosent. Effekten er avtakende fordi kostnader og kostnadsbesparelser som faller senere i perioden neddiskonteres mer. Motsatt vil en reduksjon i levetiden på to år medføre at tiltakskostnaden øker med syv prosent, mens en reduksjon på seks år fører til at tiltakskostnaden øker med hele 31 prosent.

Effekt på tiltakskostnad for Alternativ 1 i alenegang ved 30 prosent endring i kostnadskomponenter og levetid



Virkning på CO₂-utslipp

Elektrifisering av Snorre-feltet har en direkte og målbar virkning på CO₂-utslippene i Norge. Virkningen på europeiske og globale utslipp er mer kompleks, og må analyseres ved å studere virkningene på kraftmarkedet og kvotemarkedet, samt graden av karbonlekkasje over levetiden til prosjektet. Virkningen på utslippene i Europa og globalt, avhenger av politikkscenario og hvordan elektrifisering påvirker prisen i kvotemarkedet. Hvorvidt elektrifisering av Snorre påvirker likevekten i kvotemarkedet avhenger både av om tiltaket er lønnsomt (dvs. at tiltakskostnaden er lavere enn kvoteprisen) og om det gjennomføres.

Hvis elektrifisering av Snorre er et lønnsomt klimatiltak og gjennomføres, vil elektrifisering ikke endre priser eller forventninger i kvotemarkedet, som er knyttet til den marginale tiltakskostnaden. Tilsvarende vil ikke likevekten påvirkes dersom elektrifisering av Snorre er et ulønnsomt tiltak og ikke gjennomføres.

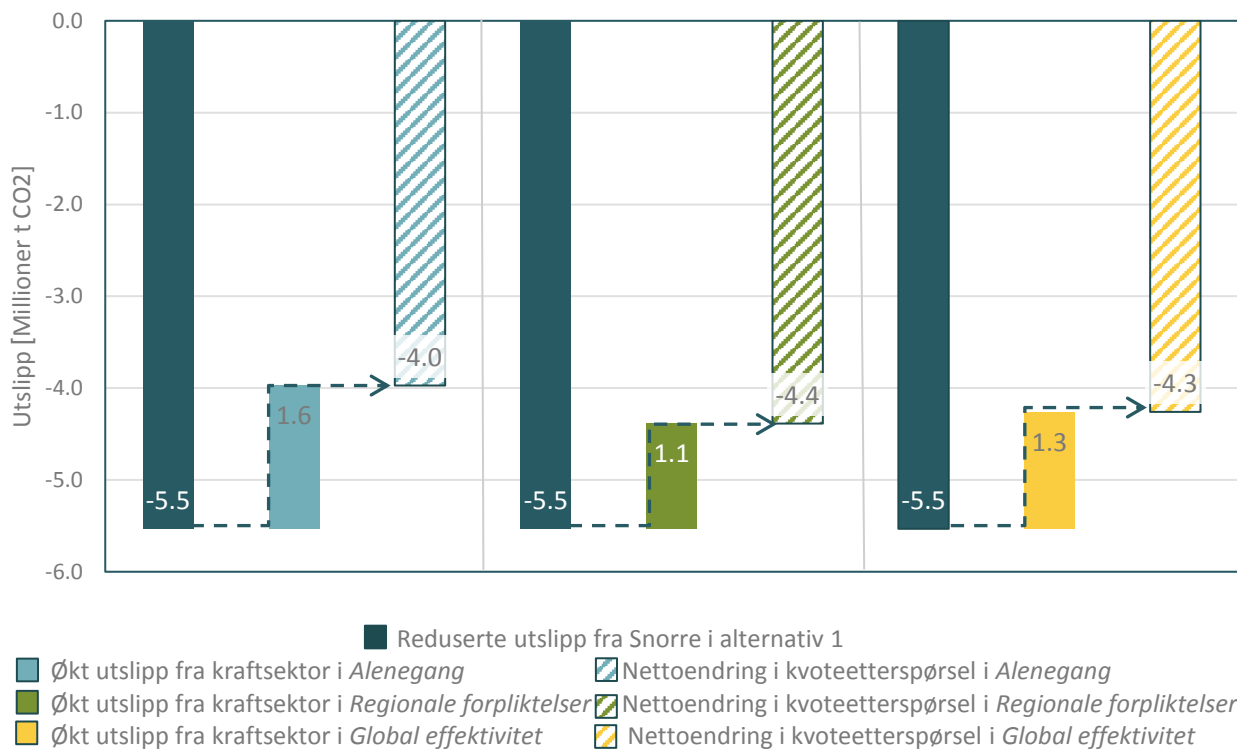
Hvis tiltaket er lønnsomt og ikke gjennomføres, vil imidlertid elektrifisering gi en høyere kvotepris fordi det marginale prosjektet blir et litt dyrere prosjekt. Motsatt vil elektrifisering av Snorre gi en lavere kvotepris hvis tiltaket gjennomføres selv om det er ulønnsomt, fordi det reduserer kvoteetterspørselen.

Sammenlignet med nullalternativet, reduseres de totale CO₂-utslippene fra Snorre-feltet med 5,5 millioner tonn CO₂ ved helelektrifisering, mens delelektrifisering gir en reduksjon på 4,2 millioner tonn CO₂ totalt. Etterspørselen etter kvoter fra Snorre-feltet reduseres tilsvarende.

Samtidig øker elektrifisering etterspørselen etter kraft i det europeiske kraftmarkedet, noe som gir økt etterspørsel etter kvoter fra kraftproduksjon, avhengig av hvilke kraftverk som øker sin produksjon for å dekke den økte kraftforbruket til Snorre. Ettersom elektrifiseringen av Snorre er en varig etterspørselsøkning som vil være kjent for markedet, kan vi anta at produksjonskapasiteten i kraftmarkedet vil tilpasse seg på sikt. For perioden 2023-2040, som utgjør perioden for Snorres kraftforbruk, antar vi at det er solkraftverk, vindkraftverk og gasskraftverk som er de reelle alternativene for nyinvesteringer i kraftsektoren.

Figuren under viser utslippsreduksjonene på Snorre i alternativ 1 (mørkeblå søyle), økte utslipp fra kraftmarkedet i *alenegang* (blå søyle), *regionale forpliktelser* (grønn søyle) og *global effektivitet* (gul søyle), samt den netto endringen i kvoteetterspørsel pr. scenario (skraverete søyler) som begge endringene medfører. Ettersom kvoteetterspørselen fra Snorre reduseres mer enn de økte utslippene fra kraftsektoren, er nettoeffekten at kvoteetterspørselen reduseres. Alternativ 1 gir en netto reduksjon i kvoteetterspørselen på 4,0 millioner tonn CO₂ i *alenegang*, 4,4 millioner tonn CO₂ i *regionale forpliktelser* og 4,3 millioner tonn CO₂ i *global effektivitet*.

Netto endring i kvoteetterspørsel per scenario for Alternativ 1



Beregninger for Alternativ 2 gir tilsvarende resultater, men volumene er mindre. Nettoeffekten på kvoteetterspørselen av å delelektrifisere Snorre blir dermed en reduksjon i kvoteetterspørselen på mellom 3,1 og 3,4 millioner tonn CO₂.

Generelt har elektrifisering av Snorre-feltet følgende marginale virkninger på CO₂-utslippene som følge av de generelle mekanismene i et kvotemarked:

- Etterspørselen etter kvoter for å dekke utslipp på Snorre reduseres.
- Etterspørselen etter kvoter fra kraftproduksjon på land øker, men utslippene fra økt kraftproduksjon er mindre enn utslippsreduksjonen på Snorre.

- Dersom kvotetaket er fast på lang sikt, medfører redusert kvoteetterspørsel at kvoteprisen reduseres.
- Redusert kvotepris gjør at virksomhet som omfattes av kvotemarkedet, får lavere kostnader og økt konkurranseevne. Det gir redusert karbonlekkasje.

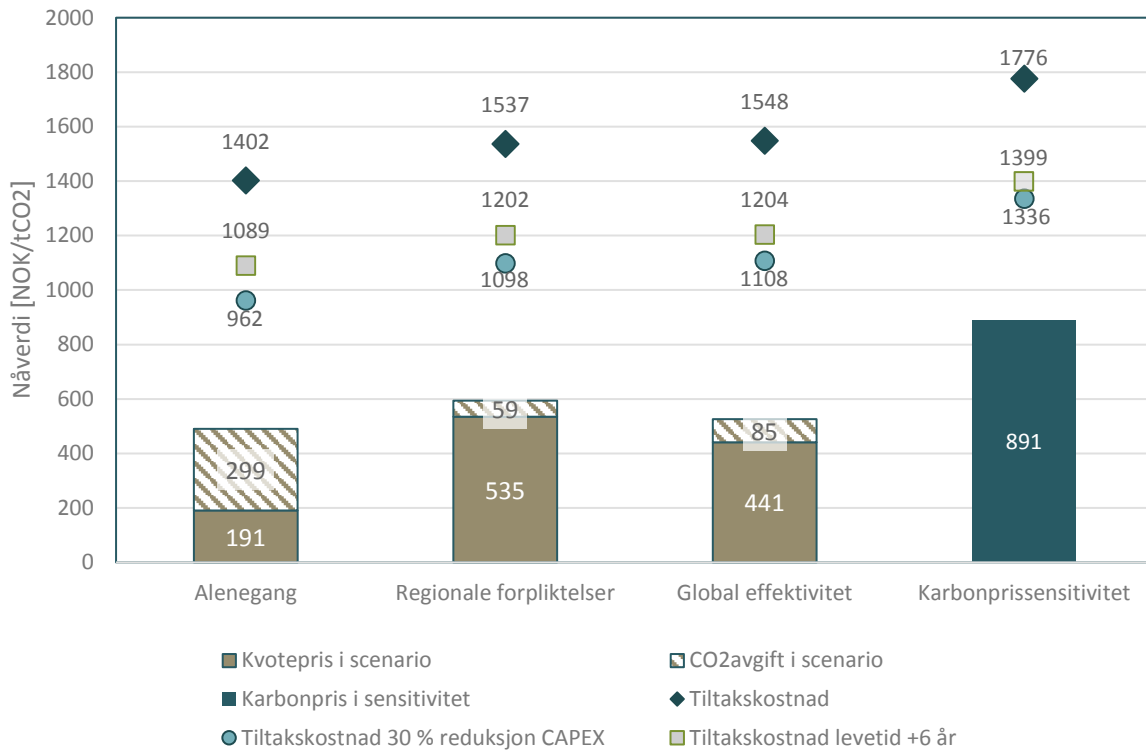
Karbonlekkasjeeffektene avhenger av klimapolitisk scenario: I *alenegang* reduseres karbonlekkasje fra ETS-sektorene til ESD og til produksjon i ETS-sektorene i land utenfor EU. I *regionale forpliktelser* reduseres karbonlekkasjen til produksjon i land utenfor EU. I *global effektivitet* er CO₂-prisen den samme overalt, og lekkasjeeffektene er allerede utlignet. Generelt er det vanskelig å anslå omfanget av karbonlekkasje, og foreliggende anslag er svært usikre.

Konklusjoner

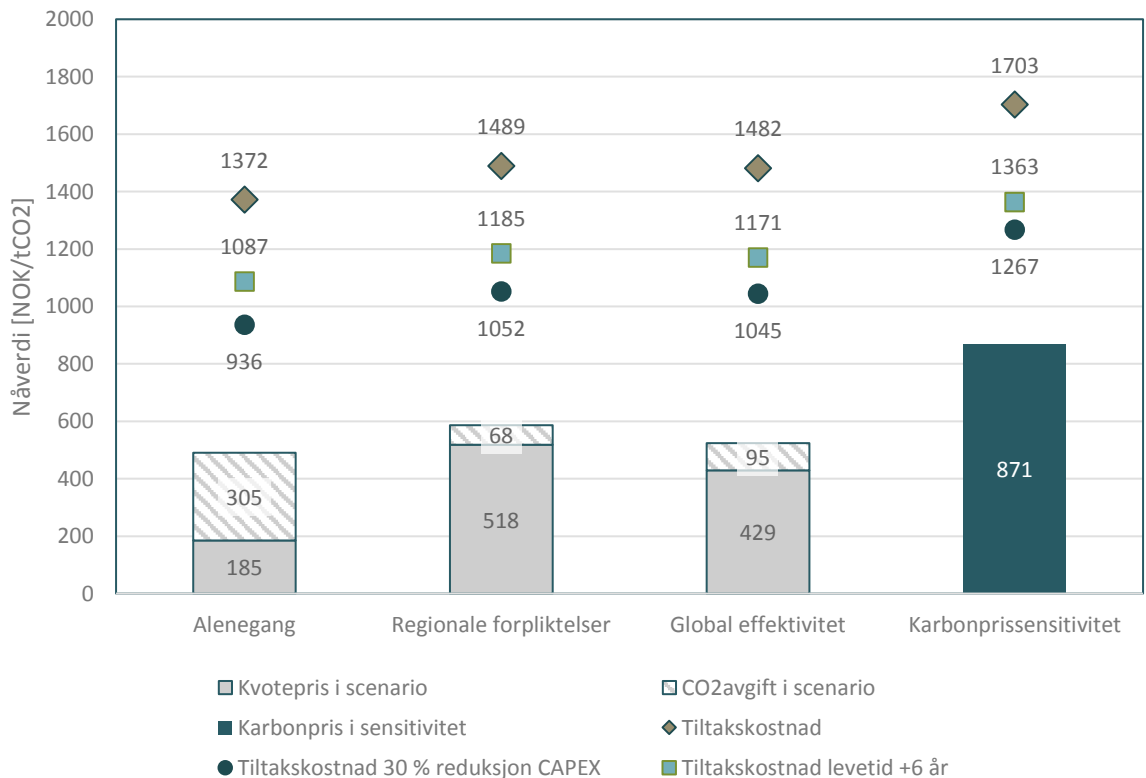
Hovedspørsmålet for analysen er om elektrifisering av Snorre-feltet i forbindelse med Snorre Expansion Project er et samfunnsøkonomisk lønnsomt, eller effektivt, klimatiltak. Konklusjonen fra analysen er at det ikke er det. Det innebærer at elektrifisering av Snorre vil fortrenge andre billigere klimatiltak i kvotemarkedet. På tvers av de ulike scenarioene vi legger til grunn for utviklingen i den internasjonale klimapolitikken, har elektrifisering av Snorre en tiltakskostnad på mellom 1372 og 1548 kroner per tonn CO₂ avhengig av elektrifiseringsalternativ. Dette er betraktelig høyere enn de kalkulasjonsprisene som ligger på mellom 185 og 535 kroner per tonn CO₂ i de ulike scenarioene. Dette innebærer at elektrifisering av Snorre ikke er et effektivt klimatiltak og at man kan oppnå samme globale utslippsreduksjon til en lavere pris ved å gjennomføre andre tiltak.

Elektrifisering av Snorre er heller ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt med kalkulasjonspriser basert på kvoteprisen og den særnorske CO₂-avgiften. Hovedkonklusjonen om at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere Snorre støttes også opp av følsomhetsberegninger av tiltakskostnadene og kalkulasjonsprisen. Figuren under viser tiltakskostnadene med ulike sensitiviteter (markør) og karbonprisene (søyler) i politikksenarioene og karbonprissensitiviteten. Diamantene viser de estimerte tiltakskostnadene, mens firkantene viser tiltakskostnadene under en antakelse om at investeringskostnaden (CAPEX) for Snorre reduseres med 30 Prosent. Sirkelene viser tiltakskostnadene gitt at levetiden til Snorre forlenges med seks år. Som figuren viser, er tiltakskostnadene også under følsomhetsberegningene fortsatt høyere enn hver av kalkulasjonsprisene vi har beregnet i de ulike scenarioene og karbonprissensitiviteten.

Nåverdi av karbonpriser (søyer), tiltakskostnader (ruter) og tiltakskostnader med kostnadsreducerende sensitiviteter (firkanter og sirkler) for Alternativ 1 i de ulike scenarioene ved fem prosent diskonteringsrente.



Nåverdi av karbonpriser (søyer), tiltakskostnader (ruter) og tiltakskostnader med kostnadsreducerende sensitiviteter (firkanter og sirkler) for Alternativ 2 i de ulike scenarioene ved fem prosent diskonteringsrente.



FORKORTELSER

CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (gasskraftkapasitet)
CCS	Carbon Capture and Storage (karbonfangst og lagring)
COP	The Conference of the Parties (Toppmøte for landene som har signert FNs klimakonvensjon)
ESD	Effort Sharing Decision (innsatsfordeling for sektorer som ikke er inkludert i ETS)
EU ETS	EU's Emissions trading system (EUs kvotemarked)
EU	Den europeiske unionen
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (FNs klimapanel)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatttime
LCOE	Levelized Cost of Energy (Energikostnaden over levetiden)
MWh	Megawatttime
SEP	Snorre Expansion Project
SM ³	Standard kubikkmeter
SRMC	Short Run Marginal Cost (marginale variable produksjonskostnader)
CO ₂	Karbondioksid
TheMA	THEMAs kraftmarkedsmodell

1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

Stortinget har bestemt at elektrifisering fra kraftnettet på land skal vurderes for alle utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Dette kravet omfatter også utvidelsen av Snorre-feltet (Snorre Expansion Project, SEP). Dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, skal elektrifisering gjennomføres. Statoil har derfor bedt THEMA utrede hvilke konsekvenser ulike alternativer for elektrifisering har for utslipp av CO₂ i Norge, Europa og globalt, beregne tiltakskostnadene og vurdere hvorvidt elektrifisering er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Studien skal:

- Ta hensyn til at Norge er en integrert del av det europeiske kraftmarkedet
- Vurdere konsekvensene for ulike scenarioer for kapasitetsutvikling og kapasitetsmix for europeisk kraftsektor i form av en scenarioanalyse
- Estimere kraftprisbaner og karbonutslipp (globalt, i EU ETS og nasjonalt) basert på scenarioene
- Evaluere tiltakskostnadene for ulike elektrifiseringsalternativ og vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av elektrifiseringsalternativene

Studien sammenligner nullalternativet der Snorre-feltet, bestående av plattformene Snorre A og Snorre B, ikke elektrifiseres, med to elektrifiseringsalternativer:

- Alternativ 1: Full elektrifisering fra land. En ny 110 MVA strømkabel legges fra land til Snorre B i tillegg til en ny 70 MVA strømkabel fra Snorre B til Snorre A.
- Alternativ 2: Delelektrifisering fra land. En ny 75 MVA strømkabel legges fra land til Snorre A. Snorre B forsynes med overskuddselektrisitet fra Snorre A gjennom en eksisterende 30 MVA strømkabel. Det resterende elektrisitetsforbruket til Snorre B dekkes av en eksisterende gassturbin.

I nullalternativet dekkes energibehovet til Snorre A av lokal forsyning fra gassturbiner på Snorre A og den eksisterende strømkabelen mellom Snorre A og Snorre B. Snorre B-plattformen er utstyrt med kombinert kraftgenereringsanlegg med både gass- og dampturbiner.

2 METODE OG FORUTSETNINGER

Dette kapitlet beskriver metoden og forutsetningene vi har benyttet for å vurdere hvorvidt de ulike elektrifiseringsalternativene er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Elektrifisering er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom nytten ved elektrifisering er større enn kostnaden. Hvilken kalkulasjonspris som skal legges til grunn som den samfunnsøkonomiske nytten av reduserte klimagassutslipp i Norge, avhenger av:

- A. Utviklingen i den nasjonale og internasjonale klimapolitikken
- B. Hvorvidt tiltaket medfører reduserte globale utslipp, eller om utslippsreduksjonene blir motsvart av utslippsøkninger et annet sted

Avhengig av A) og B) vil karbonprisen kunne være:

- I. Global marginal skadekostnad
- II. Marginal tiltakskostnad ved:
 - a. Innenlandske mål
 - b. Flernasjonale mål (f.eks. sammen med EU)
 - c. Globale mål

Dersom samlede utslipp er regulert, skal man sammenligne tiltakskostnaden med det dyreste tiltaket som ellers må gjennomføres for å oppfylle den relevante reguleringen (marginal rensekostnad eller tiltakskostnad). I tråd med Hagen-utvalget, baserer vi oss på en antakelse om at norske myndigheter har bindende mål om utslippsreduksjoner slik at økte utslipp ett sted nødvendigvis vil måtte motsvares av reduksjoner et annet sted. Utslipp fra petroleumssektoren i Norge er regulert gjennom forpliktelsen til å kjøpe kvoter i det europeiske kvotemarkedet (EU emissions trading system, EU ETS) og en egen avgift på CO₂-utslipp fra norsk sokkel. *Nytten* av elektrifisering reflekteres med andre ord av europeisk og norsk klimapolitikk, men må også ses i sammenheng med global klimapolitikk.

Samtidig påvirkes også *kostnaden* ved elektrifisering av klimapolitikken siden strømmen kjøpes fra et kraftsystem som også slipper ut CO₂ og i dag er underlagt regulering gjennom EU ETS. Antagelsene om de klimapolitiske rammebetingelsene gjennom tiltakets levetid er derfor avgjørende for om tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Den relevante marginale tiltakskostnaden for elektrifisering av Snorre avhenger av hvordan klimapolitikken utvikler seg. I våre analyser av marginal tiltakskostnad tar vi utgangspunkt i enigheten om togradersmålet som er nedfelt i Paris-avtalen, men for å ta høyde for usikkerheten i utviklingen på lang sikt har vi formulert ulike scenarier for veien mot togradersmålet. I tillegg anvender vi en sensitivitet hvor vi legger en betydelig høyere karbonprisbane til grunn i beregningen av kalkulasjonsprisen.

Siden den europeiske kraftsektoren gjennomgår radikale endringer, hefter det også stor usikkerhet rundt hvordan kraftprisen vil utvikle seg i løpet av Snorre-feltets økonomiske levetid. Den videre utviklingen i global klimapolitikk er en ytre faktor som også har betydning for både utvikling av fornybar kraftproduksjon, teknologiutvikling og brenselpriser, i tillegg til europeisk og norsk klimapolitikk og CO₂-pris.

Med utgangspunkt i scenarioene kvantifiserer vi utviklingen i de norske kraftprisene og CO₂-prisene ved hjelp av kraftmarkedsmodellen TheMA. Analysen viser hvordan økt krafttterspørsel i Norge påvirker kraftproduksjonen i Europa og kraftprisene i Norge under ulike antagelser om utviklingen i klimapolitikken og med utgangspunkt i dagens markedssituasjon.

Markedseffektene analyseres med utgangspunkt i langsiktig marginale endringer, dvs. at vi tar hensyn til at en varig endring i krafttterspørselen påvirker investeringene og teknologiutviklingen. En varig økning i krafttterspørselen som følge av elektrifisering, påvirker kraftmarkedet og kvotemarkedet på følgende måter:

1. Kraftmarkedet: Etterspørselen øker, noe som påvirker pris og utvikling i kraftmarkedet
2. Kvotemarkedet: Etterspørselen etter utslippskvoter fra Snorre-plattformen reduseres, mens etterspørselen etter utslippskvoter fra kraftproduksjon øker. Nettoendringen påvirker prisen i kvotemarkedet.

Her er det også flere effekter som påvirker priser og utslipp: Endringer i kvotepris påvirker de norske kraftprisene siden kraftproduksjon basert på fossile brenslere også påvirker verdien av norsk vannkraft. Samtidig påvirker endringer i kvoteprisen konkurranseforholdet mellom kvotepliktige og ikke-kvotepliktige sektorer i EU, og mellom europeisk kvotepliktige industri og industri i resten av verden. Slike endringer i konkurranseforhold gir opphav til karbonlekkasje. Utviklingen i kvoteprisen i EU ETS kan også påvirke nivået på den norske særavgiften på CO₂-utslipp på sokkelen.

Under utdyper vi relevante markedsvirkninger og markedsdynamikk nærmere.

2.1 Kraftpriser og utslipp fra kraftproduksjon

Markedsvirkningene av økt kraftetterspørsel i Norge avhenger av om økningen er kortsiktig eller varig. I vår analyse estimerer vi både den kortsiktige virkningen på kraftmiksen under forutsetningen om at Snorre ikke utløser nyinvesteringer, og den langsiktige virkningen på kraftmiksen gitt at investorer tilpasser seg den økte etterspørselen fra elektrifisering.

På kort sikt vil en etterspørselsøkning redusere Norges nettoeksport siden kraftproduksjonen i Norge er gitt av tilgangen til vann i kraftverkens magasiner. Ettersom Norges kraftmarked er integrert i det europeiske kraftmarkedet, vil en etterspørselsøkning på kort sikt medføre økt produksjon fra eksisterende kraftverk innenfor dette kraftsystemet. En plutselig og uventet økning i kraftetterspørselen vil normalt resultere i økt produksjon fra kull- og gasskraftverk siden kraftproduksjon fra vind, vann og sol er begrenset av været, mens kjernekraft og brunkull vanligvis kjører på full kapasitet som grunnlast. Økt etterspørsel gir imidlertid også høyere kraftpris fordi produksjonsøkningen dekkes av kraftverk med høyere kortsiktige marginalkostnader. Hvis markedet forventer at etterspørselsøkningen er varig, vil høyere priser gjøre det mer lønnsomt å investere i ny kapasitet slik at produksjonskapasiteten tilpasses på lang sikt.

Elektrifisering av Snorre er en varig etterspørselsøkning som markedet vil forvente så snart beslutning om elektrifisering er tatt. Det er derfor grunn til å tro at markedet vil tilpasse seg endringen. Det er urealistisk å anta at markedet vil ha overkapasitet på lang sikt og at økt etterspørsel ikke påvirker investeringene. Dersom det i utgangspunktet er overkapasitet i markedet, vil en etterspørselsøkning føre til at investeringsplaner kan flyttes nærmere i tid.

Det springende punktet for å vurdere påvirkning på utslipp og kvotepriser, er sammensetningen av ny produksjon (dvs. langsiktig marginal produksjonskapasitet). Investeringer i ny kraftverkskapasitet i det europeiske kraftmarkedet kan være markedsdrevet eller politikkdrevet. Vi antar følgende:

1. Investeringer i gasskraftkapasitet er drevet av markedspriser
2. Investeringer i fornybar energi er enten drevet av markedspriser eller av subsidier knyttet til politiske målsettinger om økt fornybar produksjon
3. Det vil ikke være aktuelt å investere i ny kullkraftkapasitet grunnet politiske målsettinger

I våre beregninger forutsetter vi at investeringene som utløses, gjenspeiler den marginale investeringsmiksen, dvs. produksjonsmiksen som markedet ellers investerer i. For å ta hensyn til den lange levetiden til prosjektet, har vi valgt å benytte gjennomsnittet av den marginale investeringsmiksen for hvert år av Snorres levetid som utgangspunkt for å beregne endringen i CO₂-utslipp fra kraftsektoren i perioden. Selv om de marginale investeringene kan variere fra år til år, gir dette et overordnet bilde på karbonutslippene fra marginale investeringer i kraftproduksjon over levetiden til Snorre-prosjektet.

2.2 Modellverktøy

I analysen av kraftmarkedet benytter vi kraftmarkedsmodellen TheMA for å beregne kraftprisene og de marginale karbonutslippene fra kraftsektoren i løpet av levetiden til Snorre-prosjektet. TheMA er en fundamental optimeringsmodell som simulerer den langsiktige utviklingen i kraftmarkedet i Nordvest-Europa og Sentral-Europa med full timesopløsning. Siden etterspørselen, produksjonstilgangen og produksjonskostnadene i kraftsystemet kan variere mye på timebasis er tidsdimensjonen viktig ved modellering av priser og utslipp.

TheMA-modellen finner markedslikevekten i kraftsystemet gitt eksogene antakelser om utviklingen i installert effekt, brenselpriser, karbonpriser, overføringskapasitet, etterspørselsnivå m.m. Etterspørselen i hvert prisområde og produksjonen fra variable fornybare energikilder som sol- og vindkraft, er modellert med full timesvolatilitet basert på historiske tidsrekker.

Vi benytter resultatene fra TheMA-modellen til å gjennomføre følgende analyser:

1. Estimere kraftprisutviklingen i de ulike scenarioene for den globale klimapolitikken mot 2040. Kraftprisene inngår som en kostnadskomponent i tiltakskostnaden til de ulike elektrifiseringsalternativene.
2. Estimere hvor store karbonutslippene fra kraftsektoren blir for de to elektrifiseringsalternativene i hvert politikksenario.

Videre benytter vi TheMA-modellens karbonmarkedsmodul for å estimere den marginale tiltakskostnaden i kraftsektoren for ulike kvotetak. Kvoteprisestimatene for EU ETS under dets nåværende design suppleres med offentlig tilgjengelig rapporter om tiltakskostnadene i ikke-kvotepiktige sektorer og de globale marginale skadepkostnadene fra karbonutslipp, for å estimere karbonprisutviklingen i de ulike scenarioene.

2.3 Klimapolitikk

De klimapolitiske rammebetingelsene er helt avgjørende for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å elektrifisere Snorre-feltet. Kraftkjøpskostnadene er et viktig element i tiltakskostnadene. Selv om Norge har produksjonskapasitet som i praksis er utslippsfri (vannkraft og vindkraft), har Norge utstrakt krafthandel med det nordiske og europeiske markedet som omfatter produksjon basert på kull og gass. Det betyr at verdien av norsk kraftproduksjon påvirkes av kull- og gasspriser og den kvoteprisen som kraftverkene i Europa må betale. Utviklingen i CO₂-prisen i Europa er dermed en viktig driver for kraftprisen i Norge og for tiltakskostnaden ved elektrifisering. På lang sikt har også kostnadsutviklingen for fornybar kraftproduksjon betydning for kraftprisnivået, og denne henger også sammen med klimapolitikken.

Utslipp på norsk sokkel er en del av det europeiske kvotemarkedet, men petroleumssektoren betaler i tillegg en særavgift på CO₂-utslipp. Kvoteprisen og CO₂-avgiften er politisk bestemt, og kan som sådan ses som myndighetenes vurdering av alternativkostnaden. Den samlede utslippskostnaden uttrykker i prinsippet kostnaden ved at man i stedet må redusere utslippene andre steder. Dersom tiltakskostnaden er lavere på Snorre enn denne prisen, er det lønnsomt å elektrifisere, og motsatt, dersom tiltakskostnaden er høyere på Snorre, er det ikke lønnsomt å elektrifisere. Det er imidlertid usikkert hvordan denne alternativkostnaden vil utvikle seg. Dessuten henger klimapolitikken både i EU og Norge sammen med utviklingen i de internasjonale rammebetingelsene.

I de følgende avsnittene gjør vi nærmere rede for klimapolitikken internasjonalt, i EU og i Norge. Denne beskrivelsen danner grunnlag for formuleringen av tre distinkte klimapolitiske scenarioer som vi mener fanger utfallsrommet for de klimapolitiske rammebetingelsene for Snorre på lang sikt.

2.3.1 Internasjonal klimapolitikk og kvotemarkeder

Rammeverket for den globale klimapolitikken er FNs klimakonvensjon (UNFCCC) fra 1992, hvor 195 land er med. Forhandlingene på de årlige partskonferansene (COP) har resultert i to internasjonale

klimaavtaler, Kyoto-protokollen fra 1997 og Paris-avtalen fra 2015. Målet i Paris-avtalen er å begrense økningen i global gjennomsnittstemperatur til to grader relativt til førindustriell tid (ca. 1850). I motsetning til Kyoto-avtalen, hvor enkeltland ble tildelt utslippsrettigheter, skal Paris-avtalen oppfylles ved at hvert land selv forplikter seg til nasjonale utslippsmål. Siden Paris-avtalen trådte i kraft 4. november 2016 har president Trump annonsert at USA vil trekke seg fra Paris-avtalen. Som et svar på dette har EU og Kina derimot bekreftet sine forpliktelser og indikert at de vil søke et tettere samarbeid.

Parallelt med de internasjonale klimaforhandlingene har karbonprising i form av karbonskatter og kvotemarkeder blitt implementert som virkemidler i flere og flere land. I dag finnes det 42 karbonprisinitiativer på regionalt, nasjonalt eller lokalt nivå som akkumulert dekker 15 prosent av de globale karbonutslippene (Stern & Stieglitz, 2017). EUs kvotesystem (EU ETS) er det største av disse, med tre fjerdedeler av den globale kvotehandelen og 31 deltagende land.

Paris-avtalen (artikkel 6.2) tillater at landene samarbeider på frivillig basis for å oppfylle sine nasjonale utslippsmål og spesifiserer et system som skal benyttes ved internasjonal overføring av kvoter for å unngå dobbeltregnskap av utslipp. I tillegg etablerer Paris-avtalen (artikkel 6.4) en ny kvotehandelsmekanisme som er underlagt FN-regulering og vil kunne brukes frivillig av landene. Regelverket til den nye mekanismen skal fremforhandles i løpet av de neste konferansene for landene som har signert Paris-avtalen.

2.3.2 EUs klimapolitikk

EU har som mål å redusere de samlede klimagassutslippene med minst 40 prosent innen 2030, og 80-95 prosent innen 2050 relativt til 1990-nivå. Kvoteområdet EU ETS dekker i dag 45 prosent av EUs klimagassutslipp og omfatter kraft- og varmeproduksjon og utslippsintensiv industri, inkludert petroleumssektoren. I EU ETS settes et kvotetak som tilsvarer EUs utslippsmål, og det utstedes kvoter som kan handles mellom aktørene i de kvotepliktige sektorene. Utslippene fra sektorene i EU ETS skal reduseres med 43 prosent relativt til 2005-nivå til 2030. De ikke-kvotepliktige sektorene, som transport, bygg, landbruk og avfall, reguleres av the Effort Sharing Decision (ESD). I disse sektorene skal utslippene i 2030 reduseres med 30 prosent relativt til 2005-nivå.

Den lineære reduksjonsfaktoren skal redusere de årlige kvoteutstedelsene i tråd med utslippsmålene for ETS-sektorene i 2020 og 2030, og er satt til 1,74 % for fase tre (2013-2020). I fase fire av EU ETS (2021-2030) vil den lineære reduksjonsfaktoren være 2,2 prosent av en beregnet kvotemengde i 2010. Det vil si at samlet kvoteutstedelse vil være omtrent 48 millioner tonn mindre for hvert år i denne fasen. De siste årene har det vært et stort overskudd av kvoter og prisen har vært lavt. EU har derfor vedtatt et nytt rammeverk for ETS som skal regulere tilgangen på kvoter slik at overskuddet ikke blir for stort. I tillegg vil det etter 2020 ikke lenger være mulig å benytte internasjonale kvoter, som hittil har utgjort et billig alternativ til kvotene fra ETS.

For ESD-sektorene blir hvert medlemsland tildelt et utslippsmål for perioden 2021-2030 basert på BNP pr. innbygger. EU-kommisjonen har foreslått nasjonale utslippsmål for 2030 på mellom 0 og 40 prosent reduksjon relativt til 2005-nivå, og innsatsfordelingen er nå til forhandling blant medlemslandene og i Europaparlamentet. I prinsippet skal ESD-forpliktelsene gjennomføres i hjemlandet, noe som medfører at de marginale tiltakskostnadene varierer mellom medlemslandene og i mange tilfeller ligger på et høyere nivå enn i ETS. Gjennom fleksible mekanismer er det adgang til å oppnå en mer kostnadseffektiv reduksjon av utslippene. Enkelte medlemsland vil blant annet få en engangsmulighet til å løse inn ETS-kvoter som ellers ville vært auksjonert. Bruken av ETS-kvoter er imidlertid begrenset til mellom to og fire prosent av de årlige ESD-utslippene for enkeltlandene og 100 millioner tonn CO₂ totalt for EU i perioden 2021-2030. Kommisjonens forslag innebærer også at medlemsland kan bruke kvoter fra skog og andre landarealer (LULUCF) for å oppnå sine forpliktelser for ESD-sektorene. Denne muligheten er begrenset til 280 millioner tCO₂ totalt for EU i perioden 2021-2030. I tillegg vil medlemslandene fortsatt ha anledning til å handle ESD-kvoter (Annual Emission Allocation units) med hverandre, og å overføre egne ESD-kvoter mellom ulike år i perioden 2021-2030. Omfanget av disse mekanismene er imidlertid også begrenset.

2.3.3 Norsk klimapolitikk

Med *Klimastrategi for 2030 – norsk omstilling i europeisk samarbeid* (Meld. St. 41 (2016-2017)), beskriver regjeringen sin intensjon om å oppfylle Norges Paris-forpliktelse i samarbeid med EU. I forbindelse med Paris-avtalen meldte Norge inn en forpliktelse til 40 prosent utslippsreduksjon innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå, dvs. tilsvarende EUs utslippsmål.

Gjennom EU ETS samarbeider Norge allerede med EU om å redusere utslippene i kvotepliktig sektor. Det innebærer at det er kvoteprisen i ETS som er målestokk for tiltak i kvotepliktig sektor i Norge. I tillegg er CO₂-utslipp fra petroleumssektoren pålagt en avgift som skal sørge for at CO₂-kostnaden ikke faller under det nivået sektoren hadde før den ble innlemmet i EU ETS. Per i dag ligger summen av kvoteprisen og CO₂-avgiften for petroleumssektoren på omtrent 490 kroner per tonn CO₂.

Meld. St. 41 (2016-2017) legger videre opp til at Norge skal tilslutte seg utslippsmålene i ESD gjennom en felles klimaavtale med EU. Norge er nå i dialog med EU om hvordan avtalen kan utformes og har fått et foreløpig måltall på 40 prosent reduksjon av utslippene fra ESD-sektorene innen 2030. Norge har satt krav om mulighet til å bruke fleksible mekanismer for å slutte seg til EUs klimapolitikk i ESD-sektorene, men de konkrete betingelsene vil bli fastsatt gjennom forhandlinger. Bruk av fleksible mekanismer vil innebære en reduksjon av den marginale tiltakskostnaden Norge står overfor ettersom norske klimatiltak er relativt dyre å gjennomføre sammenlignet med de marginale tiltakskostnadene i ETS og i ESD-sektorene i resten av Europa. Muligheten til å bruke fleksible mekanismer vil imidlertid trolig bli begrenset.

2.4 Scenarioene

Global klimapolitikk setter rammene for norsk klimapolitikk, og dermed for verdien av utslippskutt på norsk sokkel. Den langsiktige utviklingen i den globale klimapolitikken påvirker både tiltakskostnadene til Snorre og de marginale tiltakskostnadene som utgjør alternativet til elektrifisering. På den ene siden vil utviklingen i brenselpriser, CO₂-priser og kraftmiksen i Europa påvirke tiltakskostnadene ved å elektrifisere Snorre gjennom kraftkjøpskostnadene og gasskostnadsbesparelsene. Samtidig vil den videre utviklingen av europeiske, og potensielt globale, kvotemarkeder være avgjørende for den marginale tiltakskostnaden. Vi tar høyde for dette utfallsrommet i våre beregninger av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å elektrifisere Snorre gjennom tre ulike scenarioer for hvordan den globale klimapolitikken utvikler seg på lang sikt.

2.4.1 Global klimapolitikk

I vår analyse benytter vi tre scenarioer som representerer hvordan den globale klimapolitikken kan utvikle seg i løpet av de neste tiårene med utgangspunkt i togradersmålet og Paris-avtalen. Når det gjelder utviklingen i klimapolitikken i EU fram til 2030, antar vi at rammebetingelsene i stor grad allerede er lagt. Hvordan utviklingen blir etter 2030, er mye mer usikkert, og avhenger i større grad av hva som skjer globalt. De tre scenarioene skiller seg ad i graden av samarbeid for å oppnå regionale og nasjonale forpliktelser og hastigheten i utslippsreduksjonene:

- I scenarioet *global effektivitet* antar vi at det blir global enighet om en overordnet avtale der alle utslipp kostnadssettes til samme pris i et globalt karbonmarked.
- I *regionalt samarbeid* antar vi en utvikling basert på de nasjonale¹ målene fra Paris-avtalen, men der flere land går sammen i regioner som utvikler felles mål og politikk for en mer effektiv måloppnåelse.
- I *alenegang* antar vi at den nåværende situasjonen der hvert land bidrar med nasjonale og ukoordinerte utslippsmål fortsetter.

De tre politikksenarioene er nærmere beskrevet under.

¹ Målene inkluderer også EUs regionale mål som omfatter alle EU-medlemsland

Scenario 1: Global effektivitet

I scenarioet *global effektivitet* antar vi at Paris-avtalen blir effektivt implementert og etterlevd av alle landene. Dette innebærer at landene forplikter seg til å stramme inn de nasjonale utslippsmålene hvert femte år, samt at industriland bidrar med å finansiere utslippskutt i utviklingsland i henhold til Paris-avtalen. Etter hvert som medlemslandene møter sine forpliktelser og tiltakskostnadene øker, etablerer landene et rammeverk som kan sikre et internasjonalt kvotemarked innen 2030. Mens landene fortsetter å redusere nasjonale utslipp og stramme inn sine nasjonale utslippsmål, tilrettelegger et internasjonalt kvotemarked for en mer effektiv utslippspolitikkk hvor en felles karbonpris medfører at de billigste klimatiltakene igangsettes først. Denne prisen blir også styrende for tiltak i Norge, og den norske særavgiften fases ut.

Scenario 2: Regionale forpliktelser

I scenarioet *regionale forpliktelser* blir de nasjonale utslippsmålene fra Paris-avtalen etter hvert komplementert av regionale samarbeidsavtaler med ulike karbonpriser som tilsvarer de regionale tiltakskostnadene. I motsetning til *global effektivitet* hvor landene utvikler globale fleksibilitetsmekanismer for utslipp gjennom et internasjonalt kvotemarked, fortsetter landene med individuelle utslippskutt og samarbeid på regionalt nivå. Europa fortsetter å ta en ledende rolle i den globale klimapolitikken og øker ambisjonene mot 2050 etter å ha møtt 2030-målene for både ETS-sektorene og ESD-sektorene. Etersom de marginale tiltakskostnadene i ESD-sektorene øker og bruken av fleksibilitetsmekanismer er komplisert og begrenset, blir flere ESD-sektorer gradvis inkorporert i ETS. Etter 2030 oppnår man et europeisk kvotemarked som er felles for alle utslipp. Under EUs ambisiøse utslippsforpliktelser presses kvoteprisene til et nivå som er høyere enn i andre regionale kvotemarked. Norge trer inn som et fullt integrert land i EUs klimapolitikk, og den felles kvoteprisen for EU blir styrende for tiltak i Norge, og den norske særavgiften fases ut.

Scenario 3: Alenegang

I *alenegang* henger flere land etter med å oppnå og oppjustere sine utslippsmål i henhold til Paris-avtalen frem til midten av 2030-tallet. Som følge av dette reduseres ikke de globale utslippene i den hastigheten som er nødvendig for å sikre en kostnadseffektiv vei mot togradersmålet. Mot slutten av 2030-tallet innser man at det er behov for en sterkere innstramning for at man skal oppnå togradersmålet, og det utarbeides derfor et nytt klimarammeverk som innebærer et sammenfallende kvotemarked fra 2060. I mellomtiden gjennomføres tiltak for å gjennomføre utslippskutt til en høyere kostnad enn i de foregående tiårene.

EU fortsetter å skille mellom ETS-sektorer og ESD-sektorer, hvilket innebærer at man fortsatt har ulike marginale tiltakskostnader for de to markedene og bruker ulike virkemidler i ulike sektorer. En medvirkende årsak til dette er frykten for karbonlekkasje ved at industri flytter fra Europa til andre land pga. høye CO₂- og kraftpriser. I ESD varierer dermed de marginale tiltakskostnadene for utslippskutt både mellom landene og de forskjellige sektorene. Enkelte medlemsland fortsetter å følge opp nasjonale utslippsmål fremfor å legge opp til EU sine mål. Norge viderefører dagens politikk inkludert CO₂-avgiften som fortsatt settes slik at kostnaden for utslipp på sokkelen koster til sammen 490 kroner per tonn (sum av ETS-pris og avgift).

De tre politikksenarioene beskriver i stor grad det politiske utfallsrommet for hvordan den internasjonale klimapolitikken kan utvikle seg fra i dag til 2050. I alle scenarioene legger vi til grunn en langsiktig økonomisk vekst på global og europeisk basis som er i tråd med IEAs forventning om en normalisert trendvekst på henholdsvis 3,5 og 1,6 prosent i perioden.

I avsnittene under utdyper vi de andre sentrale forutsetningene for kraftmarkedet i de ulike scenarioene.

2.4.2 Brenselspriser

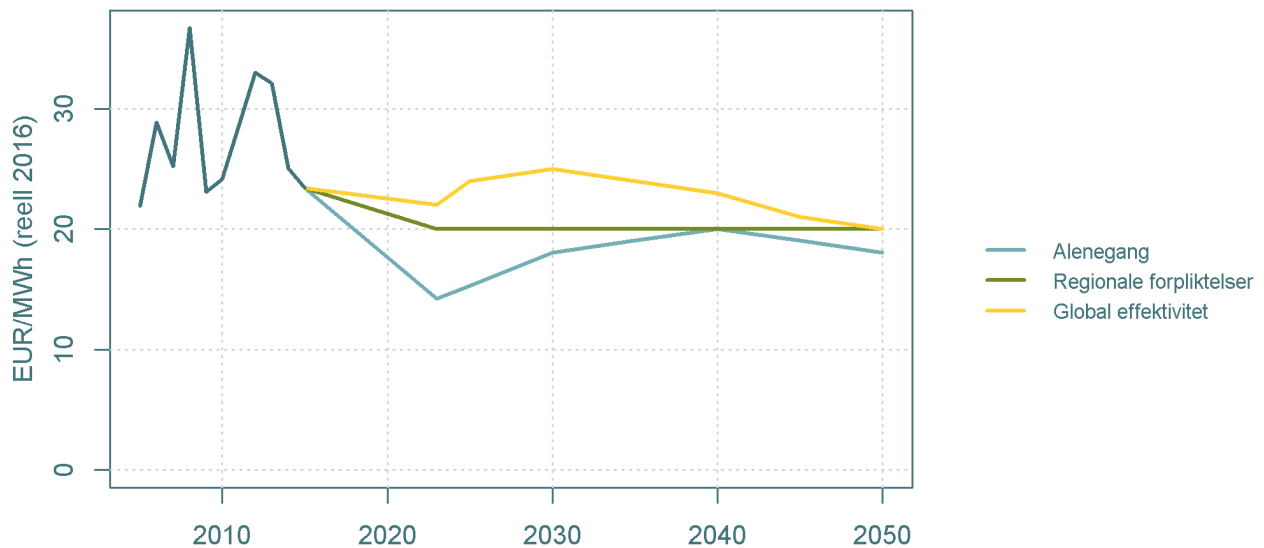
De siste årene har brenselsprisene falt betraktelig, og flere analyseselskaper har nedjustert sine langsiktige brenselsprisprognoser. I *global effektivitet* antar vi at fallet i kullprisen fortsetter som følge av at den globale kulletterspørselen reduseres med en effektiv, internasjonal klimapolitikk. I

regionale forpliktelser opprettholdes kulletterspørselen i enkelte regioner utenfor Europa fordi de har en mindre ambisiøs utslippspolitik i dette scenarioet enn i *global effektivitet*. Vi antar derfor at kullprisen ligger på et stabilt nivå i perioden 2023-2040 før den reduseres ytterligere mot 2050. I *aleneang* øker kulletterspørselen i enkelte regioner utenfor Europa frem til 2040, hvilket driver en oppgang i kullprisen. Etter 2040 reduseres kullprisen gradvis i alle scenarioer som følge av økt klimafokus globalt, som Figur 1 viser.

Figur 1: Kullprisantagelser



I *global effektivitet* blir brenselsbytte fra kull til gass et effektivt klimatiltak i mange regioner, hvilket medfører at gassetterspørselen øker globalt. Gassprisen stiger derfor frem til 2030 i dette scenarioet, som Figur 2 illustrerer. Etter 2030 modereres gassforbruket for å redusere de globale karbonutslippene, og gassprisen faller derfor gradvis mot 2050. I *regionale forpliktelser* antar vi en flat gasspris mot 2050 ettersom enkelte regioner vil etterspørre mer gass. I *aleneang* antar vi en lavere gasspris enn i de andre scenarioene ettersom brenselsbyttet fra kull til gass er begrenset med en mindre ambisiøs global klimapolitikk. Etter hvert blir også kullkraft gravis faset ut i *aleneang*, noe som fører til at gassprisen gradvis stiger mot 2040. På sikt antar vi at konkurranseflaten mellom gass og olje får mindre betydning, og andelen oljeindekserte gasskontrakter reduseres i Europa.

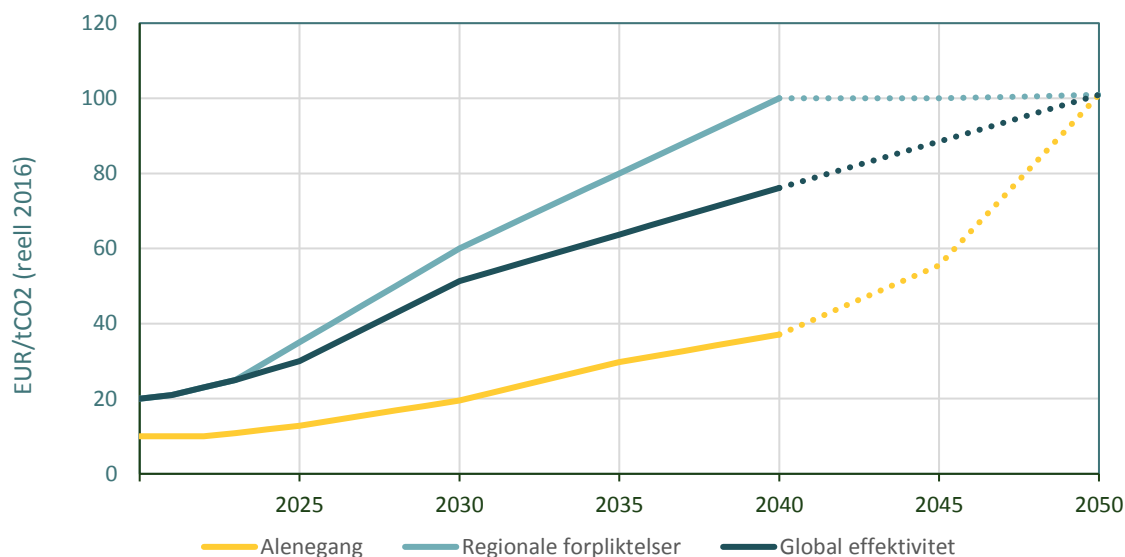
Figur 2: Gassprisantagelser

2.4.3 Karbonpriser

Karbonprisene i de tre scenarioene reflekterer ulike forutsetninger for utviklingen i klimapolitikken både globalt og i EU. Forutsetningene for karbonprisutviklingen påvirker både tiltakskostnadene til Snorre og den marginale tiltakskostnaden til alternativene i de ulike scenarioene.

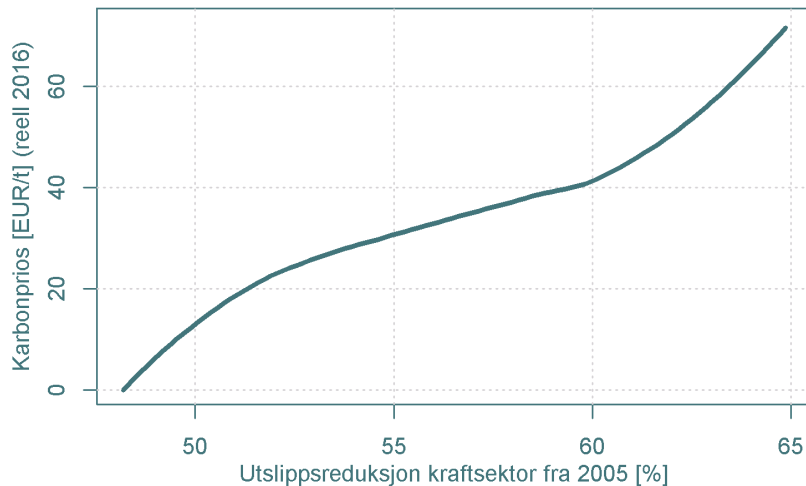
I *alenevang* beholder EU det eksisterende skillet mellom ETS-sektorene og ESD-sektorene, og den relevante karbonprisen reflekterer kvoteprisen i ETS. I *regionale forpliktelser* er EUs klimapolitikk mer ambisiøs, og karbonprisen settes i et utvidet kvotemarked som inkluderer både dagens ETS-sektorer og ESD-sektorer. I *global effektivitet* etableres det et internasjonalt kvotemarked innen 2030 og karbonprisen i Europa representerer den marginale tiltakskostnaden per tonn CO₂-utslipp globalt. Alle scenarioene styrer mot et langsiktig nivå (2050) på rundt 100 euro per tonn CO₂. Anslagene på karbonpriser som er forenlig med togradersmålet spriker. Vi drøfter dette nærmere i avsnittet om karbonprisen i *global effektivitet*. Når det gjelder scenarioene *alenevang* og *regionale forpliktelser*, er det ikke den globale tiltakskostnaden som bestemmer prisnivået, men de klimapolitiske rammebetingelsene i EU.

Figur 3 viser de CO₂-prisbanene vi har lagt til grunn for beregninger av kraftprisene og nåverdien av de marginale tiltakskostnadene i scenarioene. Vi utdyper og drøfter disse forutsetningene nærmere i avsnittene under.

Figur 3: Karbonprisbaner i politikksenarioene

Karbonpris i alenegang

I *alenegang* antar vi at karbonprisen settes i ETS-markedet hvor EU beholder det eksisterende skillet mellom ETS-sektorer og ESD-sektorer også etter 2030. Da er det marginal tiltakskostnad i ETS-sektorene for et gitt kvotetak som bestemmer karbonprisen for utslipp fra kraftproduksjon i Europa. Vi forutsetter at EU implementerer de revisjonene som er planlagt på mellomlang sikt, inkludert innføringen av markedsstabilitetsreserven fra 2021 og innstramningen av den årlige reduksjonsfaktoren i perioden 2021-2030. Under disse forutsetningene, der vi kan gå ut fra at brenselsbytte fra kull til gass i kraftproduksjon bestemmer marginale tiltakskostnader i ETS, bruker vi karbonmarkedsmodulen i TheMA-modellen til å estimere karbonprisen i ETS. De estimerte tiltakskostnadene i kraftmarkedet for ulike utslippsnivåer er vist i Figur 4, der storskala brenselsbytte fra kull til gass blir utløst med karbonpriser i området 25-40 euro per tonn CO₂. Etter hvert som kvotemarkedet strammes til, stiger prisen på kvoter, og gasskraft blir gradvis mer konkurransedyktig i forhold til kullkraft. Med utgangspunkt i sammensetningen av kraftproduksjonen i 2040, viser figuren hvilken karbonpris som må til for å redusere utslippene fra kraftsektoren. På grunn av økt fornybarproduksjon og utfasing av kullkraft vil utslippene bli redusert med nesten 50 prosent relativt til 2005 selv om kvoteprisen er null. Skal utslippene reduseres med 60 prosent, må imidlertid prisen opp i 40 euro per tonn CO₂. Utslippene reduseres da ved at en stadig større andel av kraftproduksjonen skjer i gasskraftverk i stedet for i kullkraftverk.

Figur 4: Tiltakskostnadskurve for kraftsektoren i 2040.

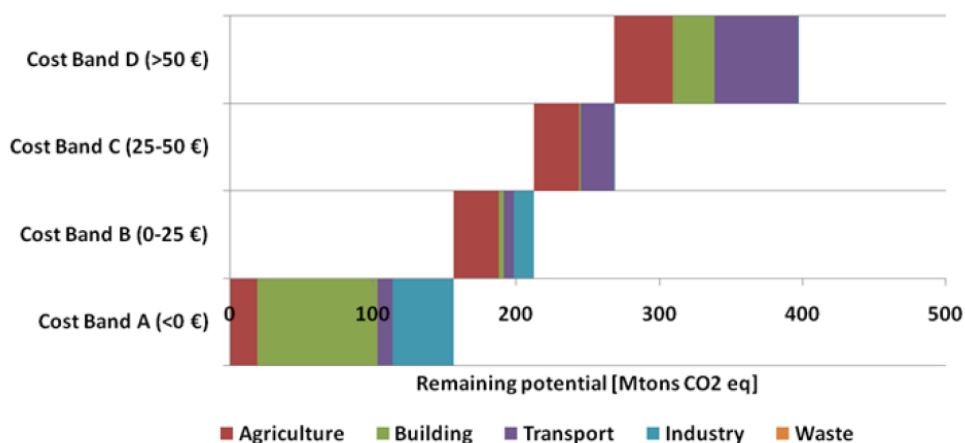
Frem til 2035 domineres kvotemarkedet av finansielle aktører som, basert på en forventning om fremtidig knapphet, sparer kvoter fra overskuddsperioden til knappheten oppstår i 2035. I denne perioden øker prisen med 9,7 prosent årlig, og når 30 euro per tonn CO₂ i 2035.

Ettersom EU fortsetter å stramme kvotetaket gradvis til, nærmer prisnivået seg etter hvert den globale tiltakskostnadskurven. Vi antar at ETS-prisen når den globale sosiale skadekostnaden på 100 euro per tonn i 2050.

Karbonpris i regionale forpliktelser

I *regionale forpliktelser* utvides ETS til å også omfatte dagens ESD-sektorer, slik at det etableres et felles utslippstak og en felles CO₂-pris for alle sektorer i Europa. I dette scenarioet fører EU en mer ambisiøs klimapolitikk fordi andre land og regioner også gjør det. EU tar på seg en lederrolle i klimapolitikken og resten av verden følger etter.

I dette scenarioet er det den marginale tiltakskostnaden for å oppnå tilstrekkelige kutt i Europa som bestemmer den relevante karbonkostnaden. Den marginale tiltakskostnaden er høyere i ESD-sektorene enn i ETS-sektorene. Som Figur 5 viser, vil en karbonpris på over 50 euro per tonn CO₂ være nødvendig for å oppnå store reduksjoner i utslippene fra ESD-sektorene. Vi antar derfor at karbonprisen som kraftproduksjon stilles overfor i *regionale forpliktelser* øker betydelig i forhold til estimatet fra *alenegang* der ETS ikke utvides til å omfatte ESD-sektorene. I dette scenarioet antar vi at karbonprisen i Europa kommer opp mot den langsiktige sosiale skadekostnaden på 100 euro per tonn CO₂ allerede i 2040.

Figur 5: Estimert tiltakskostnadskurve av gjenstående mulige tiltak i ESD i 2020.

Kilde: AEA (2012).²

Karbonpris i global effektivitet

I *global effektivitet* antar vi at det etableres en global karbonpris fra 2030, og at denne er effektiv for å nå togradersmålet. Vi antar derfor at karbonprisen i *global effektivitet* konvergerer raskt mot den globale marginale skadekostnaden (marginal social cost) pr. tonn økning i CO₂-utslippene. Tilnærmingen er i tråd med Hagen-utvalgets (2012) anbefaling om at det vil være naturlig å legge det beste anslaget på den marginale skadekostnaden til grunn for en effektiv global karbonpris. Siden den eksterne samfunnsøkonomiske kostnaden som påføres samfunnet som følge av klimaendringene er uavhengig av den geografiske plasseringen av utslippet, vil en kostnadseffektiv, internasjonal klimapolitikk tilsi at alle aktører står overfor en lik karbonpris.

Grunnlaget for den valgte prisbanen er Nordhaus' (2014)³ estimater for den marginale skadekostnaden for 2030 og 2050. Følgelig antar vi at karbonprisen i et globalt kvotemarked konvergerer mot en global skadekostnad på 100 euro per tonn CO₂ innen 2050. Dette er i den lave enden av nyere internasjonale anslag, se Tabell 1:

- En rekke ulike organisasjoner og forskergrupper har beregnet hvilke karbonprisbaner som er nødvendige for å oppnå togradersmålet globalt. Studiene legger til grunn at det innføres en global pris på klimagassutslipp som dekker alle sektorer og øker over tid, slik at de neddiskonterte kostnadene ved å nå togradersmålet minimeres. Anslagene varierer imidlertid betydelig fordi studiene benytter ulike metodikk og modeller, og legger til grunn ulike antagelser om blant annet brenselprisutviklingen og kostnads- og teknologiutviklingen for ulike teknologier (vindkraft, CCS, osv.).
- I Grønn skattekommisjon henviser Miljødirektoratet (2015) til anslagene fra 33 studier som er presentert i FN's klimapanel's femte hovedrapport (IPCC, 2014). Studiene er hovedsakelig utført i perioden 2011-2014. Utfallsrommet er stort⁴, og gjennomsnitts- og mediananslagene er vist i

² AEA (2012), «Next phase of the European Climate Change Programme: Analysis of Member States actions to implement the Effort Sharing Decision and options for further communitywide measures - A report for DG Climate Action - Appendix 1: Greenhouse gas emissions projections, emissions limits and abatement potential in ESD sectors»

³ Nordhaus, William (2014), "Estimates of the social cost of carbon: concepts and results from the DICE-2013R model and alternative approaches." *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 1.1/2 (2014): 273-312.

⁴ For 2050 er det laveste anslaget på 500 NOK/tCO₂, og det høyeste over 6500 NOK/tCO₂. Kilde: Grønn skattekommisjon.

de to øverste linjene i Tabell 1. I gjennomsnittsbanen stiger karbonprisen til nesten 2000 NOK/tCO₂ i 2050, mens den i mediananslaget kommer opp i vel 1500 NOK/tCO₂.

- En ny rapport fra Stern og Stieglitz (2017) konkluderer med at en karbonpris på minst USD 40-80/tCO₂ (NOK 340-680/tCO₂) i 2020 og USD 50-100/tCO₂ (NOK 450-900/tCO₂) i 2030 vil være nødvendig for å begrense den globale oppvarmingen til to graders økning i gjennomsnittstemperaturen. De bemerker imidlertid at togradersmålet også kan oppnås med lavere karbonpriser på mellomlang sikt, men at det i så fall vil kreve sterkere virkemidler og høyere karbonpriser senere, hvilket kan øke totalkostnaden for omstillingen.
- IEA (2016)⁵ legger i sitt togradersscenario til grunn at karbonprisen stiger fra 20 USD/tCO₂ i 2020 til 140 USD/tCO₂ i 2040 (henholdsvis 170 og nesten 1200 NOK/tCO₂).

Tabell 1: Globale karbonpriser forenlig med togradersmålet. NOK/tCO₂. 2010-priser.

Kilde	2020	2030	2040	2050
IPCC (2014) <i>Gjennomsnitt av 33 studier</i>	434	766	-	1958
IPCC (2014) <i>Median fra 33 studier</i>	379	619	-	1510
Stern & Stieglitz (2017)	340-680	450-900	-	-
IEA (2016)	167	835	1169	-
Nordhaus (2014)	320	470	-	918

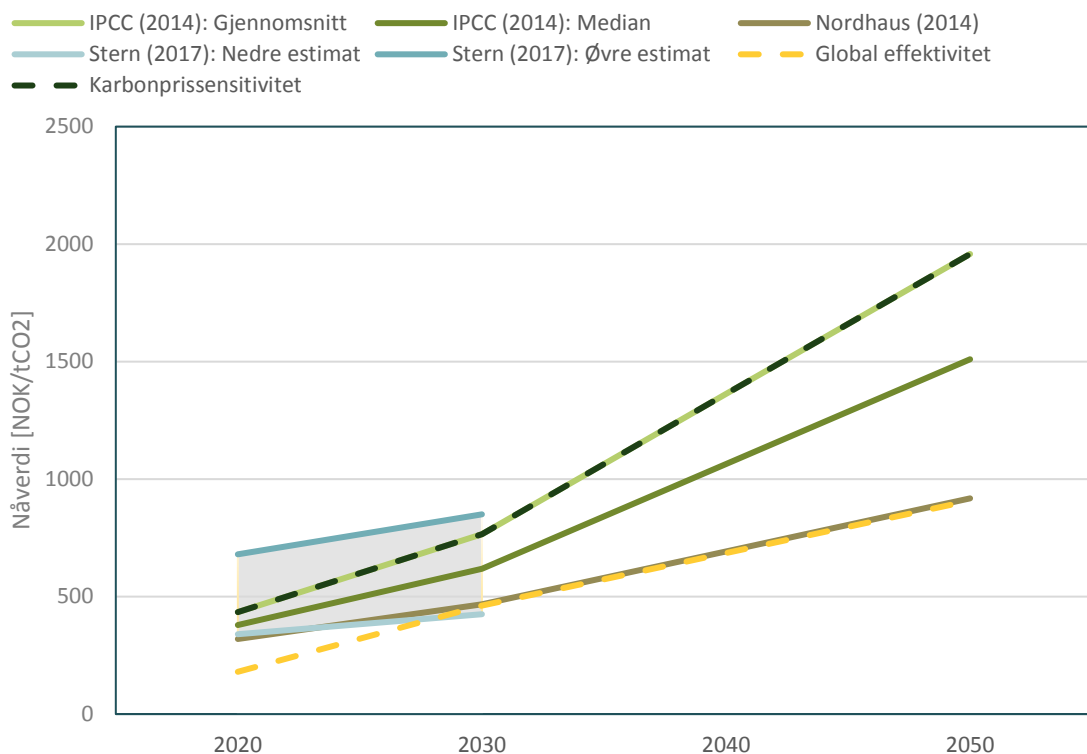
Kilder: Miljødirektoratet (2015), IEA (2016).

Sammenlignet med de nyeste anslagene for globale tiltakskostnader for å nå togradersmålet i Stern og Stieglitz (2017), ligger vår bane i *global effektivitet* i den lave enden av utfallsrommet, som vist i Figur 6. I våre hovedscenarier har vi likevel valgt å bruke de samme karbonprisantagelsene som i beregningene fra Johan Castberg (THEMA Consulting Group, 2016). For å undersøke konsekvensene for lønnsomheten av elektrifisering med en høyere global karbonpris i *global effektivitet* har vi imidlertid gjort en sensitivitetsanalyse der vi legger til grunn gjennomsnittet fra karbonprisbanene i IPCC-rapporten, som også er rapportert i Perspektivmeldingen⁶, og som er i tråd med resultatene referert i Grønn skattekommisjon. Vi gjør nærmere rede for denne beregningen i avsnitt 4.3.2.

Imidlertid vil vi påpeke at vi legger til grunn en høyere europeisk CO₂-pris i *regionale forpliktelser* der vi antar at EU går foran resten av verden og fører en mer ambisiøs klimapolitikk enn i *global effektivitet*. Slik sett ligger resultatene fra *regionale forpliktelser* nærmere snitt og median for global CO₂-prisbane som reflekteres i IPCC-rapporten. CO₂-prisen påvirker både kraftprisutviklingen (tiltakskostnadene) og kalkulasjonsprisen (nyttens av reduserte utslipp).

⁵ IEA (2016): World Energy Outlook 2016

⁶ Finansdepartementet (2017): Meld. St. 29 (2016–2017) Perspektivmeldingen 2017

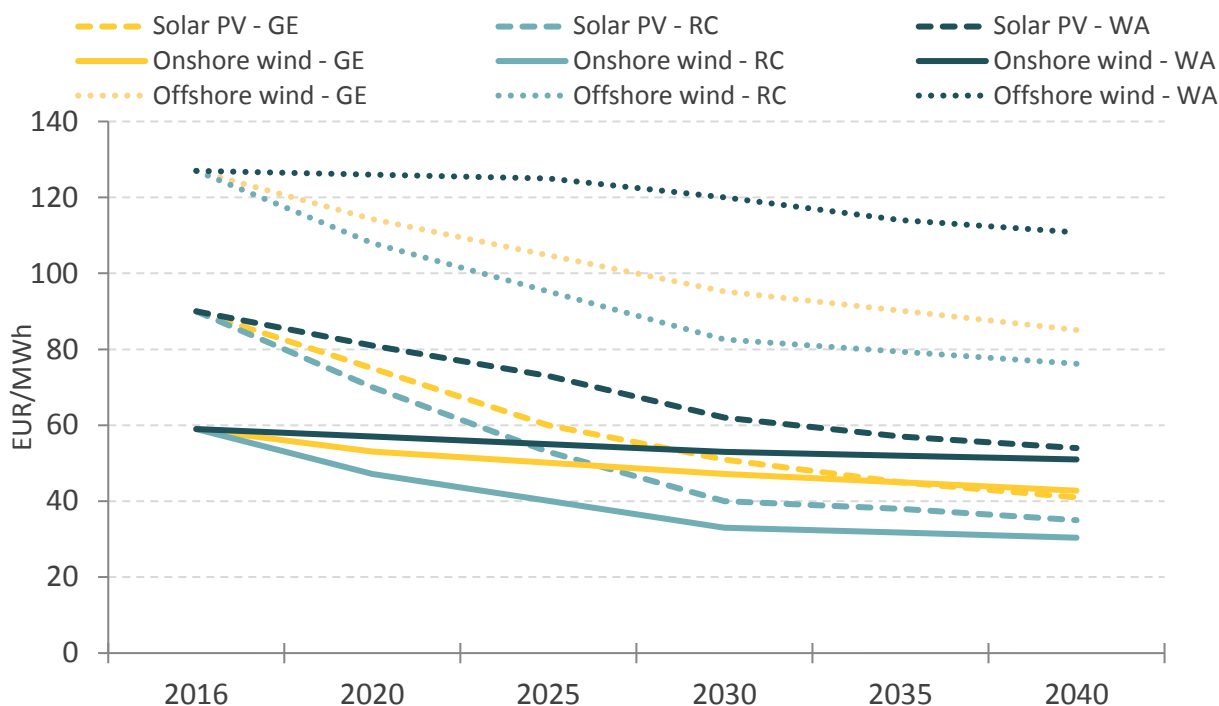
Figur 6: Sammenligning av anslag for globale karbonpriser som er forenlige med togradersmålet

2.4.4 Kostnadsutvikling for fornybar energi, batterier og karbonfangst

Kostnadsutviklingen for fornybar energi er av stor betydning for energimiksen både i EU og globalt. En lav investeringskostnad vil øke lønnsomheten av å investere i fornybar energi og redusere behovet for subsidier og andre støttetiltak. Lavere kostnader for fornybar kraftproduksjon påvirker lønnsomheten av å elektrifisere Snorre både gjennom lavere kraftkjøpskostnader for tiltaket og gjennom lavere marginale tiltakskostnader for alternativene.

Vi forutsetter ulike kostnadsutviklinger for vind, sol, batteriteknologi og CCS i de tre politikk-scenarioene avhengig av utbyggingstempoet for den enkelte teknologi på global basis. Siden disse teknologiene er relativt nye, forventer man at gjennomsnittskostnaden vil falle etter hvert som mer kapasitet bygges ut. Kostnadene presenteres som den langsiktige marginalkostnaden (levelized cost of electricity, LCOE). LCOE beregnes som en annuitet av investeringskostnad delt på årlig elektrisitetsproduksjon og kan dermed tolkes som gjennomsnittsinntekten et prosjekt må realisere per MWh elektrisitet produsert for å være lønnsom over levetiden.

Våre overordnede antakelser for utviklingen i LCOE for onshore vind, offshore vind og sol er oppsummert i Figur 7. Vi antar at det er raskest kostnadsreduksjoner i *regionale forpliktelser*, som følge av at den relativt høye karbonprisbanen fremskynder investeringer i fornybar energi i forhold til de andre scenarioene. I *global effektivitet* forventer vi at fornybar teknologi vil bygges ut etterhvert som det blir lønnsomt basert på markedsmechanismene som følger et effektivt globalt karbonmarked. Dette sørger for en relativt lineær kostnadsreduksjon etter hvert som mer og mer kapasitet bygges ut globalt. I *alenegang* forventer vi en tregere teknologiutvikling ettersom utbyggingen av fornybar energi går langsommere globalt og først og fremst er begrenset til Europa og noen andre utvalgte regioner.

Figur 7: Forventet utvikling i LCOE for onshore vind, offshore vind og sol pr. scenario⁷

LCOE-kostnaden til enkeltprosjekter og prosjekter i ulike regioner kan imidlertid avvike stort fra den gjennomsnittlige LCOE-kostnaden som Figur 7 viser. Videre kan støtteordninger for fornybar energi bidra til at fornybarprosjekter som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme likevel blir realisert. Våre antakelser for kapasitetsutviklingen i det europeiske kraftmarkedet i de ulike scenarioene reflekterer overordnet de kostnadsutviklingstrendene som Figur 7 viser. Vi tar imidlertid også høyde for regionale forskjeller i LCOE-kostnadene som ligger til grunn for våre antakelser om kapasitetsutviklingen av fornybar energi i de ulike prisområdene. Eksempelvis har vindkraftprosjekter i Norden en tendens til å ha en lavere LCOE enn prosjekter på kontinentet på grunn av gode vindforhold som øker fullasttimene. Solenergi har derimot en lavere LCOE i Sør-Europa hvor gode solforhold øker brukstiden.

Solenergi

Som Figur 7 viser, forutsetter vi størst kostnadsreduksjoner for solenergi i analyseperioden. Dette skyldes at vi forventer en større global utrulling av solenergi sammenlignet med de andre fornybare energikildene.

I *regionale forpliktelser* legger vi til grunn et teknologioptimistisk anslag hvor LCOE for solenergi (PV) i Europa faller med 61 prosent fra dagens nivåer til 2040. I *global effektivitet* forventer vi at LCOE-kostnaden for PV solkraftverk i Europa faller med 54 prosent til 2040, mens vi i *alenegang* legger til grunn et mer konservativt estimat på 40 prosent kostnadsreduksjon til 2040.

Til sammenligning anslår Bloomberg New Energy Finance (2016)⁸ at LCOE for PV solkraft i Tyskland halveres fra 90 euro per MWh i 2016 til 45 euro per MWh i 2040. IRENA (2016)⁹ anslår at LCOE for PV-installasjoner globalt vil falle med 59 prosent til 2025 fra et høyere kostnadsnivå på 117 euro per MWh i 2015. European Photovoltaic Technology Platform (2015) anslår at LCOE for PV-installasjoner i Europa vil falle med 42-50 prosent til 2030.

⁷ GE – global efficiency, RC – regional commitments, WA – walk alone

⁸ Bloomberg New Energy Finance (2016). *The future of energy*.

⁹ IRENA (2016). *The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025*.

Kostnadsutvikling for landbasert vindkraft

Teknologien for landbasert vindkraft er allerede relativt godt utviklet. Ekspertene forventer en ytterligere kostnadsreduksjon de neste tiårene til tross for at det ikke vil være like store læreeffekter å hente som for solenergi og havbasert vindkraft. IRENA (2016) anslår at LCOE-kostnaden for landbasert vindkraft vil falle med 26 prosent i snitt fra 63 euro per MWh i 2015 til 45 euro per MWh i 2025. Dette kostnadsanslaget for 2025 ligger i mellom vårt anslag i *regionale forpliktelser*, hvor vi forventer en storstilt utbygging av vindkraft i Europa, og våre forutsetninger i *alenegang og global effektivitet*. Anslaget vårt i *global effektivitet* samsvarer med forventningene til IEA Wind Task 26 (2016)¹⁰ om at LCOE-kostnaden for landbasert vindkraft vil reduseres med 24 prosent til 2030 og 35 prosent til 2050 fra 59 Euro per MWh i 2015. I *alenegang* legger vi til grunn et mer konservativt anslag hvor LCOE-kostnaden for landbasert vindkraft faller gradvis mot 51 euro per MWh i 2040.

Kostnadsutvikling for havbasert vindkraft

De neste tiårene forventer vi også store kostnadsreduksjoner for havbasert vindkraft, som i dag er relativt lite utbygd og derfor har gode utsikter for teknologiutvikling. Ifølge Global Wind Energy Outlook vil offshore vind oppleve en læringsrate på rundt ni prosent for hver dobling av kapasiteten. IEA Wind Task 26 (2016) forventer at LCOE-kostnaden for havbasert vindkraft vil falle fra 127 euro per MWh i 2015 til henholdsvis 95 og 85 euro per MWh i 2030 og 2040. Våre anslag for *global effektivitet* og *regionale forpliktelser* er i tråd med dette, mens den antatte kostnadsutviklingen i *alenegang* samsvarer med mer konservative anslag for utbyggingstakten globalt.

De siste auksjonene for havbasert vindkraft i Tyskland har vist at enkelte havvindprosjekter kan bli realisert uten subsidier med forventet ferdigstilling rundt 2024¹¹. Det er imidlertid store kostnadsspråk både mellom ulike regioner og ulike havdybder. Videre er budene ikke bindende og endelige investeringsbeslutninger for disse enkeltprosjektene skal ikke tas før 2021. Med andre ord er ikke disse auksjonene et representativt estimat for den generelle kostnadsutviklingen for havbasert vindkraft.

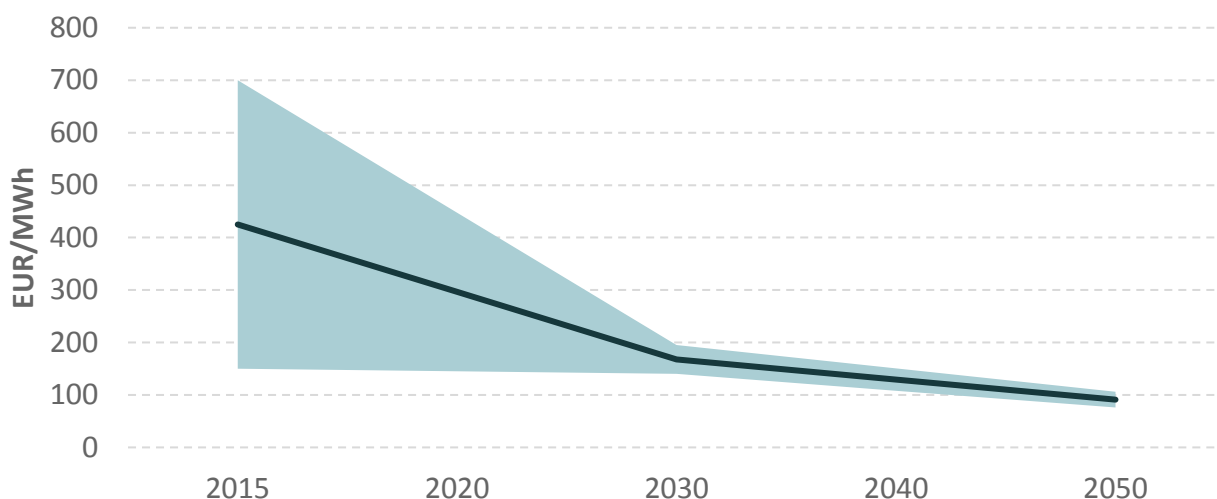
Kostnadsutvikling for batterier

I forhold til kostnadsutviklingen for sol og vind, er det større usikkerhet tilknyttet utviklingen innen batteriteknologi. Flere eksperter forventer imidlertid at vi vil få en revolusjon innen batterier på linje med den vi har sett innen solenergi. Dette gjelder særlig for mindre litiumbatterier som benyttes for husholdninger sammen med for eksempel solenergi eller i elektriske biler. Vi antar at potensialet for global kapasitet kan nå opp til 180 GW innen 2050. Ettersom *regionale forpliktelser* anses som det mest teknologioptimistiske scenarioet legger vi til grunn en viss ekspansjon av batteriteknologi, mens bidraget er mer beskjedent i de andre politikksenarioene.

For øyeblikket er det store variasjoner i kostnadene for litiumbatterier, faktorer som tilknytning til nett, operasjonssystemer og skalafordeler gir store utslag for hvor dyr batteriteknologi er. Mot 2030 forventer vi at batterikostnadene faller betraktelig som vist i Figur 8. Fra 2030 forventer vi en reduksjon i utfallsrommet for batterikostnader som vist ved det blå området i figuren mens kostnadene konvergerer mot 100 euro per MWh i 2050.

¹⁰ IEA Wind Task 26 (2016).

¹¹ Dong Energy (2017). <http://www.dongenergy.com/en/media/newsroom/company-announcements-details?omxid=1557851>

Figur 8: Utvikling i kostnader per MWh lagringskapasitet for batterier (per lagring)

Kostnadsutvikling for karbonfangst og lagring (CCS)

Det er også vanskelig å forutsi den fremtidige kostnadsutviklingen for karbonfangst og lagring. Flere aktører, blant annet EU, har trukket fram CCS-teknologi som en sentral faktor for å nå sine utslippsmål. Samtidig er det mye usikkerhet knyttet til kostnadseffektiviteten og investeringsrisikoen innen CCS, og vi forventer dermed ikke at CCS vil spille en viktig rolle i EU sin klimapolitikk.

I *regionale forpliktelser* forutsetter vi imidlertid at regionalt høye karbonpriser og ambisiøse utslippsmål kan bidra til en raskere teknologiutvikling for CCS og at dette blir konkurransedyktig på sikt. I dette scenarioet forventer vi en installert CCS-kapasitet på rundt 35 GW i 2050 i Europa, som fortsatt er en liten andel av den totale elektrisitetskapasiteten. I de to andre politikkscenarioene forutsetter vi at CCS ikke vil være representert i energimiksen i vår analyseperiode.

2.4.5 Andre forutsetninger

Kull- og gasskraftkapasitet

Med togradersmålet som kontekst, antar vi at det ikke kommer noen ny konvensjonell kullkraftproduksjon i Europa, foruten prosjekter der det allerede er fattet en positiv investeringsbeslutning. Utfasing av eksisterende termisk produksjon er basert på teknisk levetid for kraftverkene og en økonomisk vurdering. I *global effektivitet* er det kun noen få kullkraftverk igjen i Europa i 2050, da de fleste eksisterende kraftverk har nådd slutten av sin levetid, og det ikke er lønnsomt å investere i ny kullkraft med de gitte karbonprisinivåene. I *regionale forpliktelser* og *alenegang* antar vi videre at EU innfører en politikk for utfasing av all kullkraft uten CCS, som henholdsvis oppnås innen 2040 og 2050. Forutsetningene for nye investeringer i ny, effektiv, gasskraftkapasitet (CCGT) er basert på lønnsomhetsbetraktninger i de ulike scenarioene. De ulike forutsetningene for den langsiktige utviklingen i termisk kapasitet i Europa medfører at produksjonen fra termiske kraftverk utvikler seg forskjellig i de ulike scenarioene (se avsnitt 3.1). Antagelsene om egenskapene til ulike termiske kraftverk er basert på vår database over europeiske kraftverk.

Kjernekraftkapasitet

Synet på kjernekraft er delt i Europa, hvor enkelte land har vedtatt å fase ut kjernekraften mens andre land anser kjernekraft som et viktig steg for å øke forsyningssikkerheten og redusere karbonutslippene fra kraftsektoren. I *alenegang* forutsetter vi at landene i Europa implementerer den kjernekraftpolitikken som er i tråd med de gitte politiske signalene og økonomiske utsiktene fremover. Tyskland faser ut all kjernekraft innen 2023, noe som allerede er vedtatt politisk. Sverige faser ut all kjernekraft innen 2045, mens Finland øker kjernekraftkapasiteten gjennom å investere i

to nye reaktorer. Videre blir all kjernekraft faset ut i Nederland, Belgia, Sveits og Spania i løpet av perioden, mens andelen kjernekraft i Frankrikes energimiks reduseres. Følgelig reduseres kjernekraftkapasiteten noe relativt til *alenegang*, blant annet fordi kjernekraft fases ut raskere i Sverige og aldri blir bygget i Polen.

I *regionale forpliktelser* antar vi at kjernekraftproduksjonen i Europa er høyere enn i *alenegang*, og legger til grunn antagelsene i EUs referansescenario fra 2013. I *global effektivitet* forutsetter vi derimot at investeringene i og utfasingen av kjernekraft er basert på kommersielle betingelser.

Støtteordninger for fornybar kraftproduksjon

På kort og mellomlang sikt antar vi at enkeltland fortsetter å subsidiere fornybar energi gjennom markedsbaserte virkemidler som feed-in premiums, sertifikatmarkeder, skattefordeler o.l., frem til det blir lønnsomt å bygge ut fornybar energi uten støtteordninger. Etter hvert som karbonprisen stiger og LCOE-kostnadene for fornybar energi faller videre, forventer vi at støtteordningene for fornybar energi gradvis fases ut. I *alenegang* må europeiske myndigheter opprettholde støtteordninger over en lengre periode for å oppnå de nasjonale målene om økt fornybarandel i kraftmiksen. Dette skyldes at karbonprisen er lavere og læringskurven for fornybar energi flattere enn i de andre scenarioene.

Mellomlandsforbindelser

I *alenegang* og *global effektivitet* forutsetter vi at investeringene i nye mellomlandsforbindelser følger regionale nettutviklingsplaner. Dette innebærer at Norden blir sterkere knyttet til kontinental-Europa, blant annet gjennom de planlagte kablene fra Norge til Tyskland, Nederland og Storbritannia. I *regionale forpliktelser* antar vi at EU legger et sterkere fokus på markedsintegrasjon, noe som bidrar til at det bygges flere mellomlandsforbindelser mellom Norden og kontinental-Europa. Det bygges en ekstra mellomlandsforbindelse mellom Norge og Storbritannia, mens Danmark og Nederland også får en ny mellomlandsforbindelse. I tillegg antar vi økt overføringskapasitet mellom både Sverige og Tyskland og Sverige og Polen.

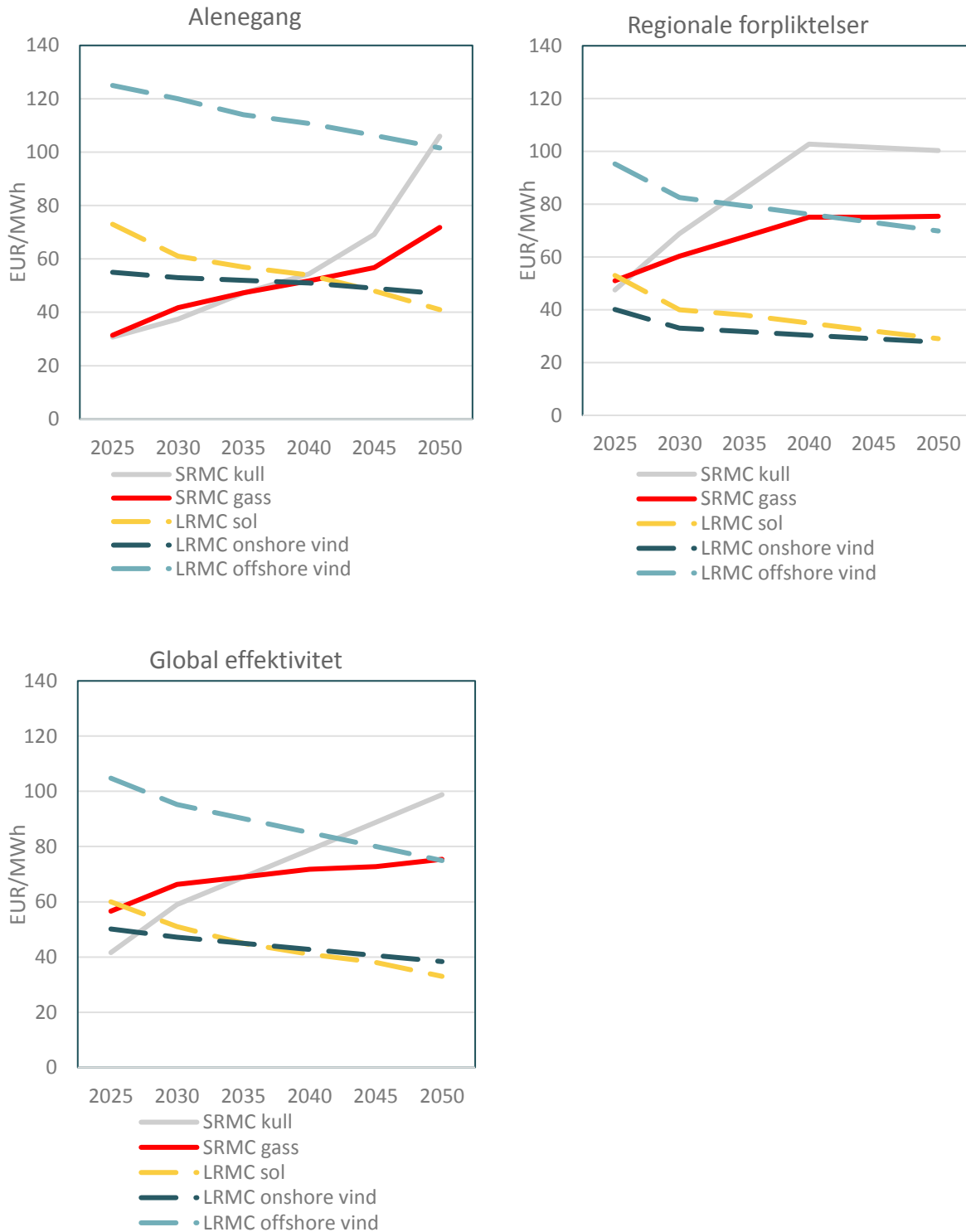
Etterspørsel

I analysen holder vi forutsetningene for elektrisitetsetterspørselen konstant på tvers av scenarioene. Utviklingen i etterspørselsnivåene for landene i Europa i perioden reflekterer økonomisk vekst og EUs energieffektiviseringspolitikk. For perioden etter 2030 antar vi at den økte energieffektiviseringen fører til at elektrisitetsforbruket i Europa gradvis stabiliseres.

2.4.6 Kostnadsutvikling for kraftproduksjon

Utviklingen i brenselpriser, karbonpriser og læringskurver for fornybar energi påvirker lønnsomheten av ulike produksjonsteknologier i kraftsektoren, og derav elektrisitetsmiksen og kraftprisnivået i Europa i de ulike politikksenarioene. Figur 9 viser utviklingen i kortsiktige marginalkostnader for kull- og gasskraftverk, samt den langsiktige marginalkostnaden for solkraft og vindkraft. I alle politikksenarioene får vi på sikt brenselbytte etter hvert som økende karbonpriser fører til at kullkraft blir utkonkurrert av gasskraft. Videre faller etter hvert LCOE for både solenergi og landbasert vindkraft under den kortsiktige kostnaden til gass- og kullkraft. Dette impliserer at det i økende grad blir lønnsomt å bygge ut solkraft og landbasert vindkraft uten subsidier. I *regionale forpliktelser* og *global effektivitet* inntreffer dette innen 2030, noe som støtter opp om en sterk markedsbasert utbygging av fornybar energi. I *alenegang* forblir LCOE for sol- og vindkraft høyere enn den kortsiktige kostnaden for termiske kraftverk frem til rundt 2040.

Figur 9: Utvikling i kortsiktig marginalkostnad (SRMC) for kull- og gasskraft, og langsiktig marginalkostnad (LCOE) for solenergi, og onshore og offshore vindkraft per scenario.



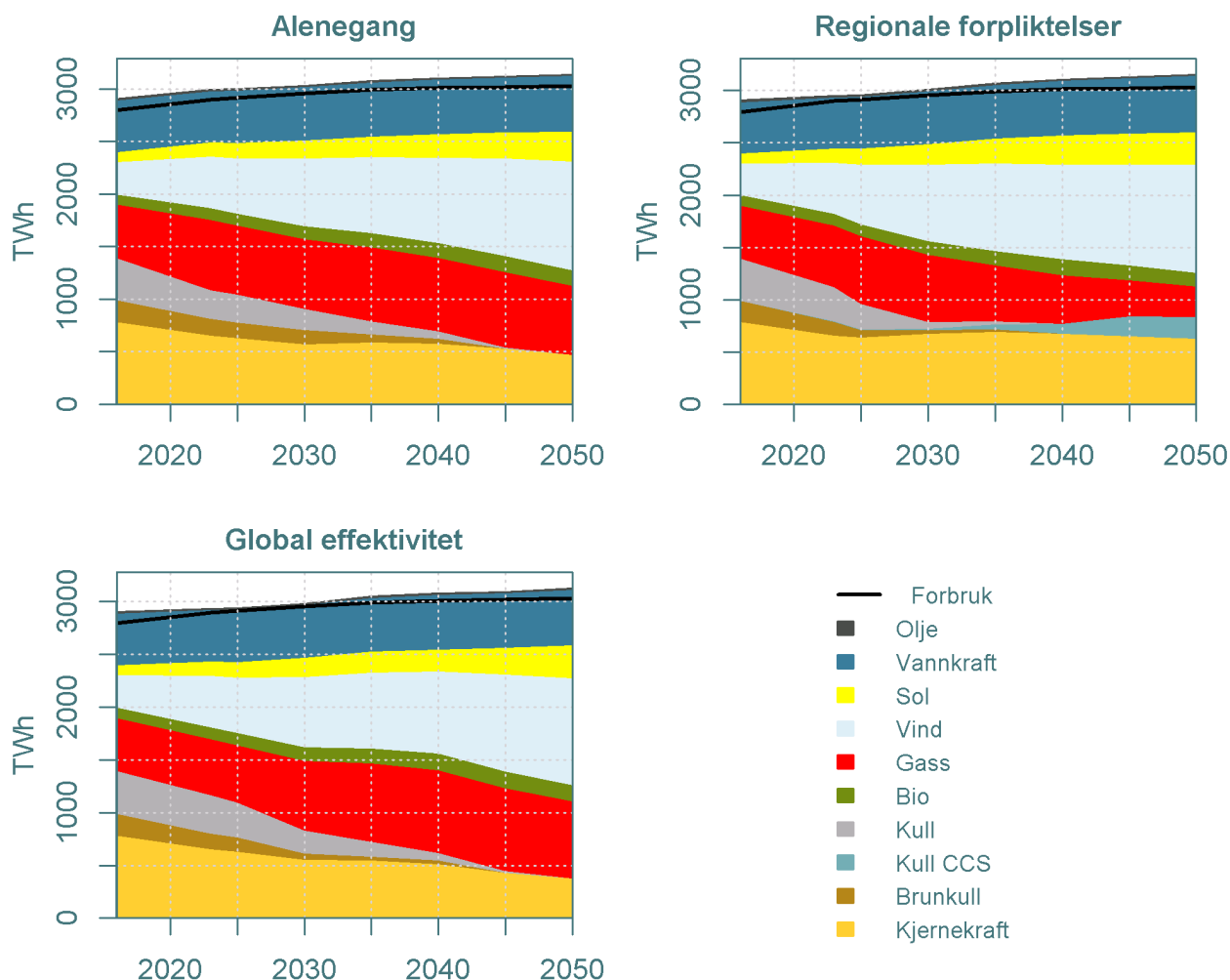
3 ANALYSE AV KRAFTMARKEDET

Dette kapittelet beskriver utviklingen i det vesteuropeiske kraftmarkedet mot 2050 i de tre politikkscenarioene. Vi utdyper utviklingen i produksjonssammensetning, kraftpris og karbonutslipp i de ulike scenarioene. Dette danner grunnlaget for beregningene av tiltakskostnadene og den samlede utslippseffekten av elektrifisering videre i analysen.

3.1 Produksjonssammensetning

Figur 10 viser produksjonssammensetningen i Vest-Europa frem til 2050 i de ulike scenarioene. I *alenegang* blir kullkraften gradvis faset ut etter hvert som den blir utkonkurrert av gasskraft når kvoteprisen øker, mens subsidier til fornybar energi bidrar til at andelen av sol- og vindenergi i kraftmiksen øker betydelig mot 2050. I *regionale forpliktelser* blir en større andel av de europeiske utslippskuttene gjennomført i kraftsektoren. Dette medfører økende andeler av kjernekraft etter 2030 og CCS-produksjon etter 2040, samt at andelen av vind- og solkraft øker raskere enn i *alenegang*. *Regionale forpliktelser* er det scenarionet hvor produksjon fra fossile energikilder utgjør den laveste andelen i energimiksen i Vest-Europa. I *global effektivitet* følger vind- og solkraft en lignende utbyggingstakt som i *alenegang*, mens gass spiller en større rolle enn i de andre scenarioene.

Figur 10: Sammensetning av kraftproduksjonen i Vest-Europa¹² i politikkscenarioene

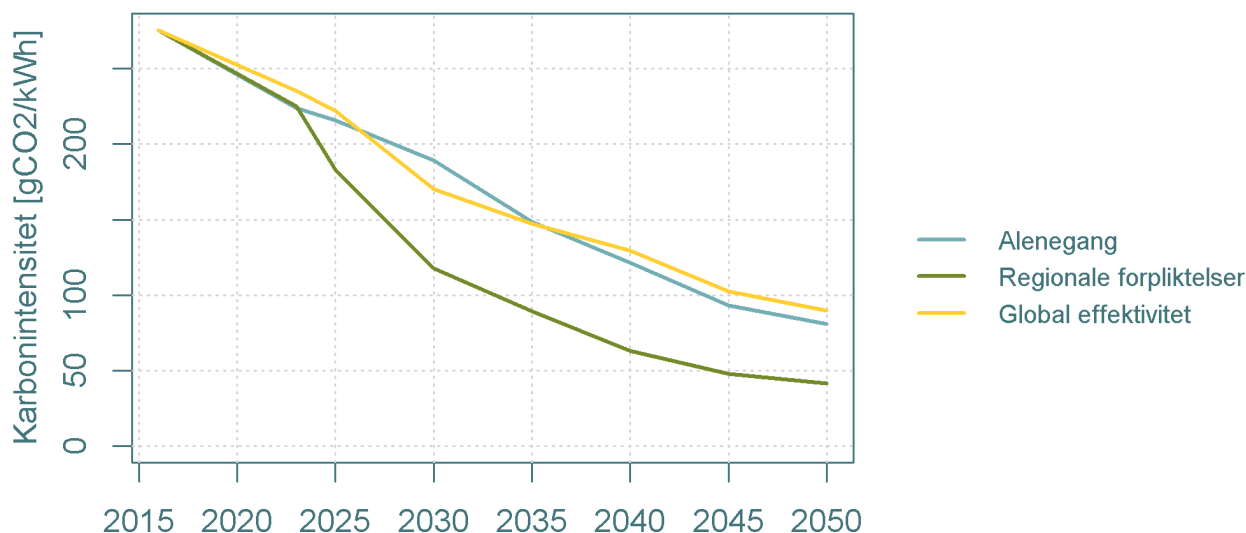


¹² Norden, Baltikum, Polen, Tyskland, Østerrike, Benelux, Storbritannia, Frankrike, Spania, Sveits, Italia og Tsjekkia.

3.2 Utslipp fra kraftsektoren

I alle scenarioene faller karbonutslippene fra kraftsektoren i Vest-Europa kraftig mot 2050 som følge av en kraftig økning i fornybarandelen og en reduksjon i kullkraftandelen. Figur 11 viser utviklingen i den gjennomsnittlige karbonintensiteten, dvs. gjennomsnittlig karbonutslipp pr. produsert enhet (kWh), mot 2050 i de tre scenarioene. Den gjennomsnittlige karbonintensiteten faller mest i *regionale forpliktelser* ettersom kull- og gassproduksjonen i stor grad blir erstattet med produksjon fra fornybare energikilder, kjernekraft og CCS.

Figur 11: Gjennomsnittlig karbonintensitet i kraftsektoren i Vest-Europa

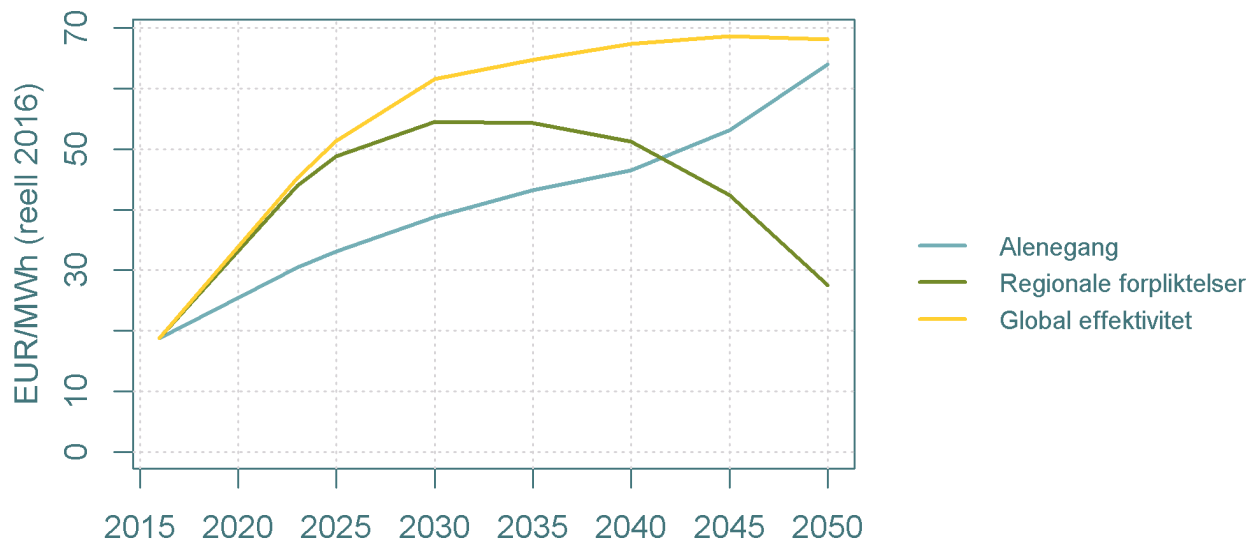


3.3 Virkninger på kraftprisen i Norge

I alle scenarioer øker norske kraftpriser på mellomlang sikt betraktelig fra dagens nivåer. I dag har Norge lave kraftpriser som følge av både lave brensel- og kvotepriser og en positiv kraftbalanse. Kraftprisutviklingen i Norge påvirkes av prisutviklingen i andre land, selv om prisene ikke blir like. I de termiske systemene vi handler med, settes løpende kraftpriser ofte av den kortsiktige marginalkostnaden for termiske kraftverk. Med dagens brensel- og CO₂-priser har kullkraft lavere marginalkostnad enn gasskraft, og de har derfor en tendens til å oftest sette prisen i det vest-europeiske kraftmarkedet. I perioden frem mot 2025 fases mye kull- og kjernekraft ut, hvilket bidrar til at den kortsiktige marginalkostnaden for gasskraft oftere blir prissettende.

Figur 12 viser utviklingen i kraftprisen i Norge fra i dag til 2050 i de ulike politikksenarioene. I *alenevang* øker prisen moderat gjennom hele perioden som følge av en svak økning i gass- og kvoteprisene. I *regionale forpliktelser* stiger kraftprisen raskere frem til 2030, som følge av at kvoteprisen stiger raskere i dette scenarioet. Deretter faller kraftprisen gradvis mot 2050, på grunn av en økende andel kraftproduksjon med lave marginalkostnader, som kjernekraft, solkraft og vindkraft. I mange timer av året er det et betraktelig overskudd av kraft som følge av høy kraftproduksjon fra væravhengige energikilder som sol og vind, noe som fører til at kraftprisen kan bli lav eller kollapse i disse timene. *Global effektivitet* er scenarioet med den høyeste kraftprisen gjennom hele perioden, noe som skyldes høye karbon- og gasspriser. I forhold til *regionale forpliktelser*, er fornybarandelen mot 2050 lavere i *global effektivitet*, og kraftprisnivåene opprettholdes ettersom prisen hovedsakelig blir satt av den marginale gasskostnaden fra gasskraftverk i dette scenarioet.

Figur 12: Kraftpriser i Norge i de tre politikkscenarioene



4 TILTAKSKOSTNADER OG SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av et elektrifiseringstiltak er den estimerte nytten av reduserte klimagassutslipp (kalkulasjonsprisen) fratrukket kostnaden ved elektrifisering, dvs. tiltakskostnaden.

- *Kalkulasjonsprisen* av reduserte klimagassutslipp estimeres ved å beregne nåverdien av karbonutslippene basert på karbonprisbanene vi legger til grunn i rapporten.
- *Tiltakskostnaden* for elektrifisering av Snorre beregnes som forholdet mellom de neddiskonterte nettokostnadene og de neddiskonterte utslippsreduksjonene over Snorres levetid. Det inkluderer investeringskostnadene (CAPEX), kraftkjøpskostnadene og nettkostnadene ved elektrifisering, fratrukket kostnadsbesparelsene ved elektrifisering. Sistnevnte inkluderer de utgiftene man sparer ved å ikke betale for drifts- og vedlikeholdskostnadene (OPEX) og NO_x-utslipp samt de potensielle besparelsene som kommer fra alternativ anvendelse av frigjort gass.

Vi benytter en diskonteringsrente på fem prosent, som anbefalt av OD/NVE.¹³ Vi har også gjort en sensitivitetsberegning med seks prosent. I tillegg presenterer vi effekten av en norsk CO₂-avgift og estimerer kalkulasjonsprisen med disse.

4.1 Tiltakskostnader for de ulike alternativene

Tiltakskostnaden beregnes i henhold til Oljedirektoratets anbefaling som nettokostnaden ved elektrifisering dividert med den lokale reduksjonen i CO₂-utslipp på den aktuelle installasjonen:

$$TK = \frac{\Delta NPV (\text{ekskludert CO}_2 - \text{kostnad})}{\text{Diskontert CO}_2 - \text{reduksjon}} \left[\frac{\text{NOK}}{\text{tonn redusert CO}_2} \right]$$

De prosjektøkonomiske tiltakskostnadene for elektrifisering av Snorre er beregnet med utgangspunkt i kostnadsdata og forbruksdata fra Statoil. Vi har sjekket konsistensen i tallmaterialet, men har ikke grunnlag for å etterprøve de kostnadsanslagene som ligger til grunn.

Sentrale forutsetninger for nåverdiberegningen av tiltakskostnaden er:

- Investeringskostnadene anslås til 5,1 mrd. kroner ved full elektrifisering (Alternativ 1) og 3,9 mrd. kroner ved delelektrifisering (Alternativ 2) av Snorre.
- Investeringen starter opp i 2019 og er ferdigstilt i 2023. Snorre-feltet har en økonomisk levetid til 2040.
- NO_x-prisen er satt til 23 kroner per kilo i løpet av perioden.
- Verdien av frigjort gass er en spart kostnad ved redusert produksjon av elektrisitet på feltet. Frigjort gass kan brukes til injeksjon og reduserer gassimporten til Snorre. Den frigjorte gassen er derfor verdsatt til markedspris og avhenger av scenario. I *alenegang* stiger gassprisen gradvis fra 1,5 kroner per Sm³ i 2020 til 2,2 kroner per Sm³ i 2040. I *global effektivitet* øker gassprisen gradvis fra 2,4 kroner per Sm³ i 2020 til 2,7 i 2028, for deretter å stabilisere seg på 2,5 kroner per Sm³ mot slutten av perioden. I *regionale forpliktelser* forutsetter vi at gassprisen ligger stabilt på 2,2 kroner per Sm³ gjennom hele perioden.
- For å få kraft fra land må Snorre tilknyttes strømnettet på land og betale nettariff som består av et fastledd og et energiledd. Energileddet er basert på det marginale energitapet som følger av at produksjon eller forbruk i tilknytningsperioden endres. Marginaltapsfaktoren i tilknytningspunktet til Snorre er anslått til to prosent i gjennomsnitt i perioden. Anslaget er basert på historiske data og et estimert påslag som reflekterer økt uttak. Dette innebærer at Snorre må

¹³ OD, NVE m fl. (2007). *Kraft fra land til norsk sokkel*.

betale et energiledd på to prosent av kraftprisen i prisområdet per kWh elektrisitet Snorre forbruker. Videre forutsetter vi en gjennomsnittlig fastledd på 65 kroner per kW for effektuttaket fra strømmettet.

- De totale reduksjonene i CO₂-utslipp fra Snorre er estimert til 5,5 millioner tonn CO₂ ved full elektrifisering og 4,2 millioner tonn CO₂ ved deelektrifisering relativt til nullalternativet hvor Snorre ikke elektrifiseres.

Basert på disse forutsetningene, finner vi at nåverdien av tiltakskostnadene for elektrifisering av Snorre ligger på mellom 1372 kroner per tonn CO₂ og 1548 kroner per tonn CO₂ avhengig av hvilket politikksenario og elektrifiseringsalternativ som legges til grunn. Vi beskriver de enkelte elementene nærmere i avsnittene under.

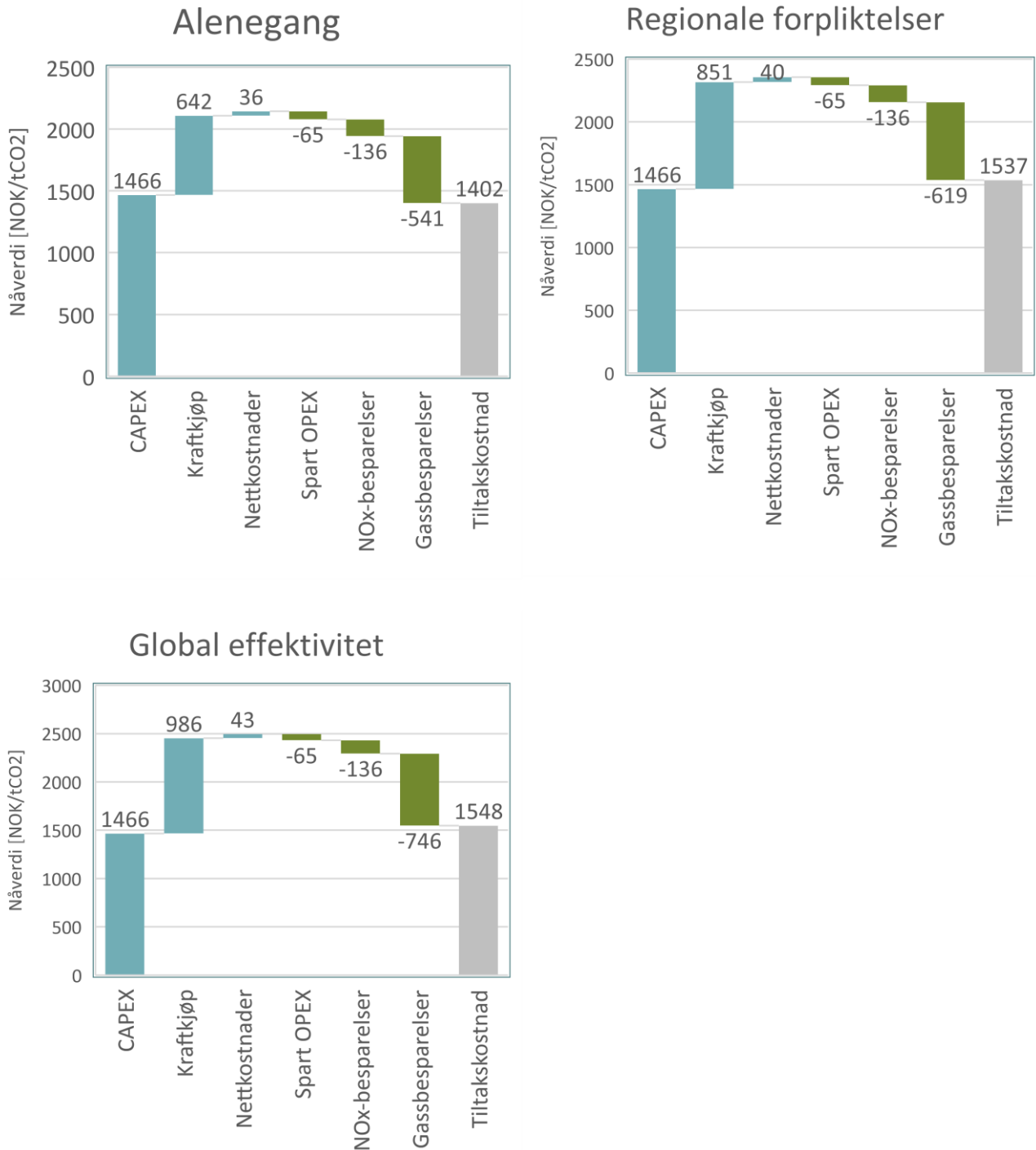
4.1.1 Tiltakskostnad ved full elektrifisering av Snorre

Figur 13 viser tiltakskostnaden i kroner per tonn CO₂ ved full elektrifisering av Snorre (Alternativ 1) i de ulike politikksenarioene. Som Figur 13 viser, er de største postene i tiltakskostnadsregnskapet investeringskostnadene, kraftkjøpskostnadene og verdien av frigjort gass. Nåverdien av investeringskostnaden utgjør 1466 kroner per tonn CO₂ mens nåverdien av kraftkjøpskostnadene varierer mellom 642 og 986 kroner per tonn CO₂ avhengig av scenario. Sistnevnte er høyest i scenarioet *global effektivitet*. Dette skyldes at karbon- og gassprisene er høyere enn i de andre scenarioene, samt at gass utgjør en større andel av elektrisitetsmiksen i *global effektivitet* enn i *regionale forpliktelser*.

Når det gjelder kraftkjøpskostnadene og verdien av frigjort gass, er disse imidlertid ikke helt uavhengige av hverandre. Markedsverdien av frigjort gass er en spart kostnad ved redusert produksjon av elektrisitet på feltet og bidrar dermed til å redusere tiltakskostnadene til Snorre. I alle scenarioene blir gasskraftverk i økende grad prissetter for kraftprisene i Europa siden en høyere CO₂-pris gjør gass mer konkurransedyktig relativt til kull, og kullkapasiteten i Europa gradvis fases ut. I scenarioer med høy gasspris, tenderer da de norske kraftprisene til å være høye fordi gassprisen i stor grad påvirker alternativverdien av norsk vannkraft i scenarioene. Videre vil det være en positiv korrelasjon mellom gassprisen og CO₂-prisen, idet en høy gasspris (relativt til kull) vil trekke i retning av høyere CO₂-pris. CO₂-prisen har også stor betydning for utviklingen i kraftprisen gjennom marginalkostnaden til termiske kraftverk selv om andelen fornybar kraftproduksjon øker. I sum vil derfor kostnadsbesparelsen fra en høyere verdi av frigjort gass i stor grad motvirkes av høyere kraftkjøpskostnader for Snorre pga. høyere kraftpriser.

Selv om den relativt høye gasskostnaden i *global effektivitet* medfører at kraftkjøpskostnadene øker, blir totaleffekten på tiltakskostnaden dermed delvis motvirket av at markedsverdien av frigjort gass også er høyere. Likevel er differansen mellom kraftkjøpskostnadene og gasskostnadsbesparelsene høyest i *global effektivitet* fordi elektrisitetsmiksen og karbonprisene også påvirker kraftkjøpskostnadene.

Figur 13: Dekomponering av tiltakskostnad for Alternativ 1 (full elektrifisering) pr. politikkszenario ved fem prosent diskonteringsrente

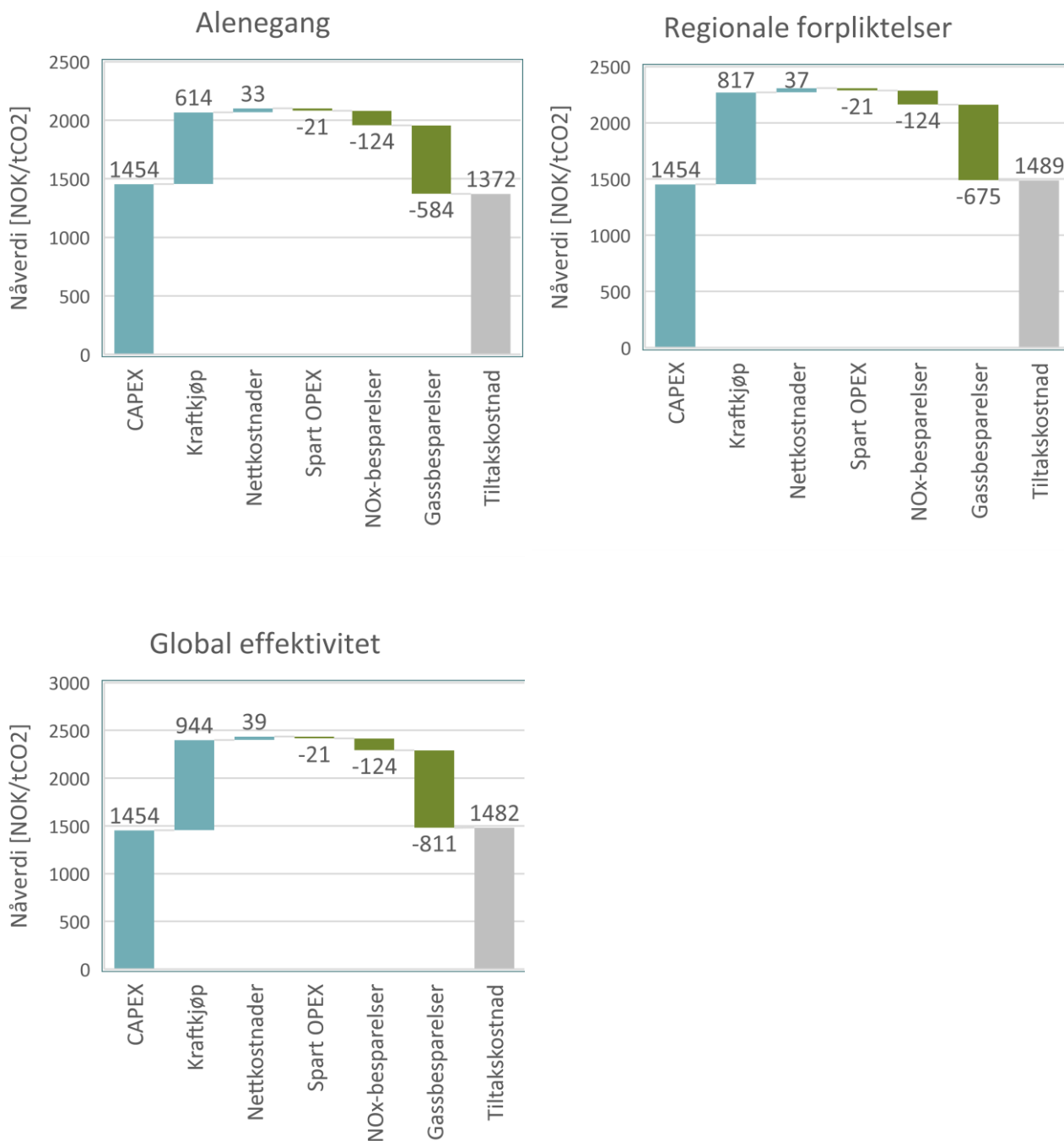


4.1.2 Tiltakskostnad ved deelektrifisering av Snorre

Alternativ 2, deelektrifisering av Snorre, har en tiltakskostnad som i snitt ligger 48 kroner per tonn CO₂ lavere enn tiltakskostnaden ved fullelektrifisering. Dette skyldes hovedsakelig at investeringskostnaden er 12 kroner lavere per tonn CO₂, mens gassbesparelsene i snitt er 55 kroner høyere per tonn CO₂ ved deelektrifisering. Selv om de totale gassbesparelsene for Snorre er høyere ved full elektrifisering enn ved deelektrifisering, innebærer installeringen ved full elektrifisering at

gassforbruket øker noe i begynnelsen av levetiden til Snorre. De neddiskonterte gassbesparelsene blir dermed høyere per tonn CO₂ ved delelektrifisering, noe som bidrar til å trekke ned tiltakskostnaden ved dette alternativet mer. Videre er kraftkjøps- og nettkostnadene noe lavere ved delelektrifisering. Samtidig er besparelsene knyttet til OPEX og NO_x-utslipp også lavere enn ved full elektrifisering, hvilket reduserer differansen mellom tiltakskostnadene til de to elektrifiseringsalternativene. Figur 14 viser tiltakskostnadene ved delelektrifisering av Snorre i de tre politikkscenarioene.

Figur 14: Dekomponering av tiltakskostnad for Alternativ 2 (delelektrifisering) pr. politikkscenario ved fem prosent diskonteringsrente.



Mens tiltakskostnadene til begge elektrifiseringsalternativene er lavest i *alenegang*, er full elektrifisering av Snorre dyrest i *global effektivitet* som er scenarioet med høyest gasspriser. Ved delelektrifisering er derimot tiltakskostnaden høyest i *regionale forpliktelser* hvor kraftbransjen står overfor høyere karbonpriser og kraftpriser tidligere i Snorres levetid.

4.2 Vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet

I dette avsnittet presenterer vi våre beregninger av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å elektrifisere Snorre. Vi utleder prinsippene bak beregningene av kalkulasjonsprisen i hvert scenario. Disse danner grunnlaget for beregningen av netto nåverdien av de to elektrifiseringsalternativene. Videre inkluderer vi en sensitivitetsanalyse hvor vi legger til grunn en diskonteringsfaktor på seks prosent. Til slutt utleder vi implikasjonene av den særnorske CO₂-avgiften for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å elektrifisere av Snorre.

4.2.1 Prinsipper for valg av kalkulasjonspris

Kalkulasjonsprisen, dvs. verdien av CO₂-besparelsene, avhenger av hvilket klimapolitisk scenario vi legger til grunn. For å vurdere om elektrifisering av Snorre er et effektivt klimatiltak, følger vi Hagen-utvalgets anbefalinger i Finansdepartementet (2012) Samfunnsøkonomiske analyser (NOU 2012:16). Utredningen er forfattet av flere fremtredende fagøkonomer¹⁴ og er godt forankret i samfunnsøkonomisk teori.

Det finnes ulike prinsipper for valg av kalkulasjonspris for utslippskutt. Hagen-utvalget presiserer at et avgjørende spørsmål er hvorvidt utslipp fra et prosjekt vil føre til økte globale utslipp eller om de økte utslippene vil bli motsvart av utslippsreduksjoner et annet sted. Dersom globale utslipp ikke er regulert gjennom (bindende) avtaler, vil utslipp fra Snorre gi en tilsvarende netto økning i globale utslipp (og elektrifisering en tilsvarende netto reduksjon). I et slikt tilfelle er marginal global skadekostnad den relevante kalkulasjonsprisen.

I alle scenarioene forutsetter vi i likhet med Hagen-utvalget at det er satt klimapolitiske mål som setter rammer for utslippene. Dette innebærer at dersom et prosjekt medfører utslipp, må utslippene for øvrig reduseres tilsvarende for å nå utslippsmålet. I så tilfelle tilrår Hagen-utvalget at kalkulasjonsprisen for klimagassutslipp baseres på marginal tiltakskostnad:

- Dersom myndighetene har spesifisert bindende mål for innenlandske utslippsreduksjoner, burde kalkulasjonsprisene avledes fra beskrankningene som følger fra disse målene.
- Dersom norske bindende mål derimot er knyttet til de totale, globale utslipp Norge forårsaker, og norske utslipp er underlagt et internasjonalt kvotemarked, burde kalkulasjonsprisen baseres på forventninger om prisen i internasjonale kvotemarkeder.
 - Av de ulike internasjonale kvotemarkedene som forelå i 2012, anbefaler utvalget at den internasjonale kvoteprisbanen baseres på EUs kvotepris.
 - Prisbaner bør legge til grunn markedets forventninger til framtidige kvotepriser for årene der slike priser foreligger, og deretter la prisbanen konvergere mot en antatt togradersbane.
- For prosjekter der den samfunnsøkonomiske analysen er særlig følsom for antagelser om karbonprisen, bør det gjøres sensitivitetsberegninger der en legger til grunn en togradersbane for alle år.

¹⁴ Utvalget besto av Professor emeritus Kåre P. Hagen, NHH (leder); Forsker Brita Bye, SSB; Konserndirektør Stein Berntsen, Dovre Group; Professor Lars Hultkrantz, Örebro universitet; Professor Karine Nyborg, Universitetet i Oslo; Førsteamanuensis Karl-Rolf Pedersen, NHH; Forsker Maria Sandmark, Høyskolen i Molde; Forsker Gro Holst Volden, NTNU/SINTEF og Ekspedisjonssjef Geir Åvitsland, Finansdepartementet (fra 1. juni 2011).

Særnorsk CO₂-avgift

Om en i samfunnsøkonomiske analyser skal ta høyde for CO₂-avgiftene som ilegges i ulike sektorer, avhenger av om avgiftene kan sies å reflektere eksterne samfunnsøkonomiske kostnader. I dag er det relativt store forskjeller i CO₂-avgiftene for ulike sektorer i Norge. I prinsippet kan man anta at myndighetene har tilstrekkelig informasjon til å prissette de eksterne kostnadene ved CO₂-utslipp og at den differensierte avgiftsstrukturen tar hensyn til karbonlekkasje fra ulike sektorer. På den annen side kan man hevde at dagens avgiftsstruktur reflekterer politiske prioriteringer fremfor den eksterne kostnaden. Vi har valgt å gjøre beregninger både med og uten særavgiften.

4.2.2 Kalkulasjonspriser i scenarioene.

Det springende punktet for hvilken kalkulasjonspris som skal legges til grunn ved vurderinger av elektrifisering av oljeplattformer og andre miljøtiltak i Norge, er med andre ord om Norge har et bindende utslippsmål eller ikke, og om målet er knyttet til innenlandske eller globale utslippsreduksjoner. I 2016 vedtok Stortinget at Norge skal bli klimanøytralt innen 2030, og at klimanøytraliteten skal oppnås ved hjelp av kvotehandel og samarbeidsprosjekter både innenfor EU og med andre land. Ettersom det ikke er politisk vedtatt hvor stor andel av de nødvendige utslippsreduksjonene som skal tas innenlands, legger vi til grunn at det norske bindende målet er knyttet til de totale, globale utslipp Norge forårsaker.

Det som er avgjørende for om elektrifisering er et samfunnsøkonomisk effektivt klimatiltak, er dermed om det gir lavere kostnader enn alternativet i hvert scenario. Hensikten med et kvotemarked er å sørge for at samlede utslipp ikke overstiger et bestemt nivå (kvotetaket) og sørge for at kuttene som er nødvendige for å overholde kvotetaket, gjennomføres til lavest mulig samlet kostnad. Når kvotene er omsettelige, vil kvoteprisen reflektere kostnaden ved det dyreste prosjektet som må gjennomføres for at kvotetaket skal overholdes. Hvis kostnaden for å redusere utslipp på Snorre-feltet gjennom elektrifisering er lavere enn kvoteprisen, betyr det at elektrifisering er et lønnsomt tiltak som bør gjennomføres. Hvis tiltakskostnaden på Snorre er lavere enn karbonprisen og elektrifisering ikke gjennomføres, må man gjennomføre et dyrere prosjekt et annet sted for å oppfylle utslippsbegrensningen. Hvis tiltakskostnaden på Snorre er høyere enn karbonprisen og elektrifisering gjennomføres, sparer man et billigere prosjekt et annet sted i systemet.

Det er med andre ord tiltakskostnaden ved elektrifisering på Snorre i forhold til tiltakskostnaden ved alternative tiltak som avgjør om elektrifisering er et lønnsomt, eller effektivt, klimatiltak. Når utslippene er regulert gjennom et kvotetak, reduseres ikke de samlede utslippene i de sektorene og landene som omfattes av kvotetaket, men utslippsmålet kan nås på en mer eller mindre effektiv måte avhengig av hvilke tiltak som gjennomføres.

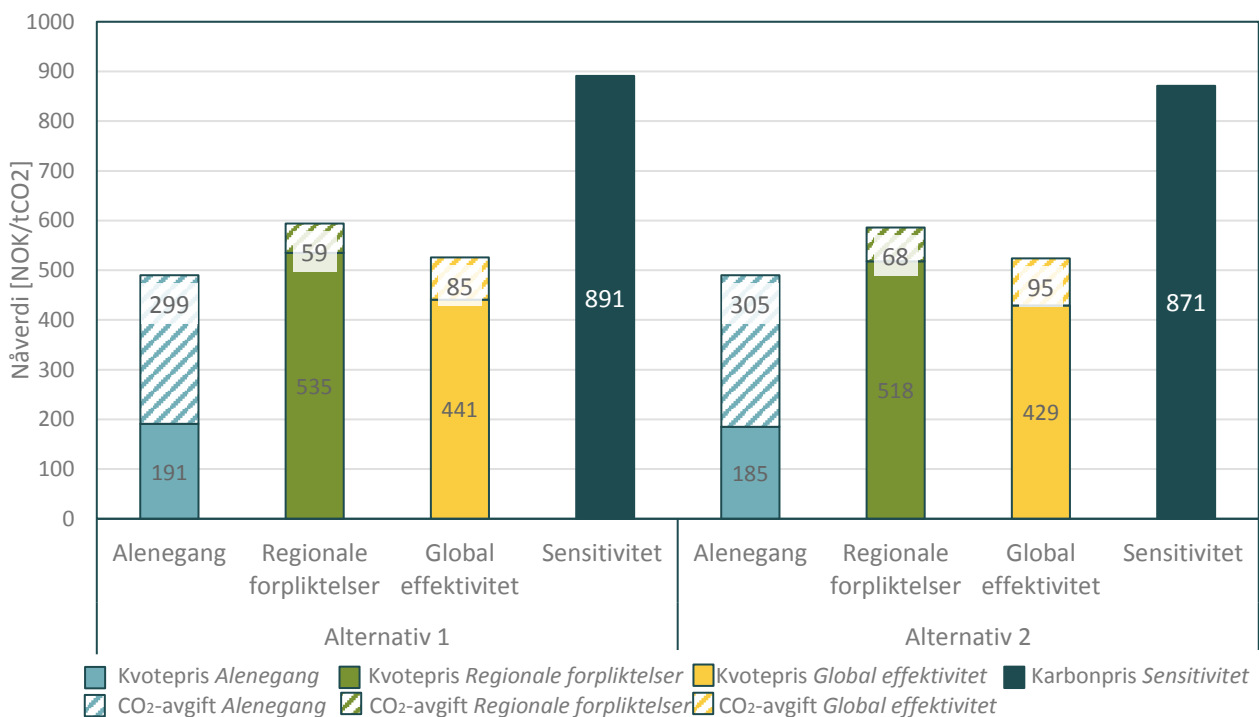
- I *global effektivitet* stilles alle utslipp overfor samme globale karbonpris. Kalkulasjonsprisen for elektrifisering av Snorre er derfor representert ved nåverdien av utslipp dersom elektrifisering ikke gjennomføres, beregnet basert på CO₂-prisbanen i dette scenarioet, dvs. den globale tiltakskostnadskurven.
- I *regionale forpliktelser* stilles alle utslipp i EU overfor samme karbonpris, og kalkulasjonsprisen for elektrifisering av Snorre beregnes ut fra denne. Resonnementet er det samme som i *global effektivitet*, men kalkulasjonsprisen blir høyere fordi karbonprisbanen reflekterer den felles europeiske marginale tiltakskostnadskurven.
- I *alenegang* har Norge fremdeles bindende nasjonale utslippsmål, men utslipp fra petroleumssektoren reguleres gjennom EU ETS og en særavgift på utslipp fra sokkelen også etter 2030. CO₂-avgiften fastsettes fortsatt slik at summen av avgift og kvotepris tilsvarer dagens nivå. I dette scenarioet tar det lenger tid før det etableres én CO₂-pris for alle utslipp i Europa. Det kan dermed være relevant å legge en norsk tiltakskostnad til grunn i hvert fall i begynnelsen av analyseperioden.

I den videre analysen vurderer vi lønnsomheten av å elektrifisere Snorre både med kalkulasjonspriser som tar høyde for særavgiften og med kalkulasjonspriser som kun legger til grunn nåverdien av den marginale tiltakskostnaden. Når vi anvender kalkulasjonspriser som tar høyde for både den særnorske avgiften og kvoteprisen, legger vi til grunn at dagens virkemiddelbruk videreføres til 2030 i alle scenarioene, og også etter 2030 i *alenegang*. Det innebærer at CO₂-avgiften på sokkelen settes slik at det i praksis etableres et gulv for karbonprisen.

I tråd med Hagen-utvalgets anbefalinger, har vi også gjort en sensitivitetsanalyse der vi legger til grunn en kalkulasjonspris basert en betydelig høyere karbonprisbane gjennom hele prosjektets levetid. Vi anvender her gjennomsnittet av anslagene fra 33 analyser av karbonprisbaner som er forenlige med togradersmålet og som er referert i FNs Klimapanelers femte synteserapport (IPCC, 2014). Karbonprisene er justert til 2016-kroner og stiger fra 491 kroner per tonn CO₂ i 2020 til 1450 kroner noe som gir en kalkulasjonspris på 891 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1 og 871 kroner per tonn CO₂ for alternativ 2 ved en diskonteringsrente på fem prosent.

Figur 15 viser de ulike kalkulasjonsprisene som legges til grunn i de ulike scenarioene og i sensitivitetsanalysen.

Figur 15: Kalkulasjonspriser i scenarioene og sensitivitetsanalysen, 5 % diskonteringsrente



4.2.3 Nåverdien av utslippsreduksjoner ved elektrifisering

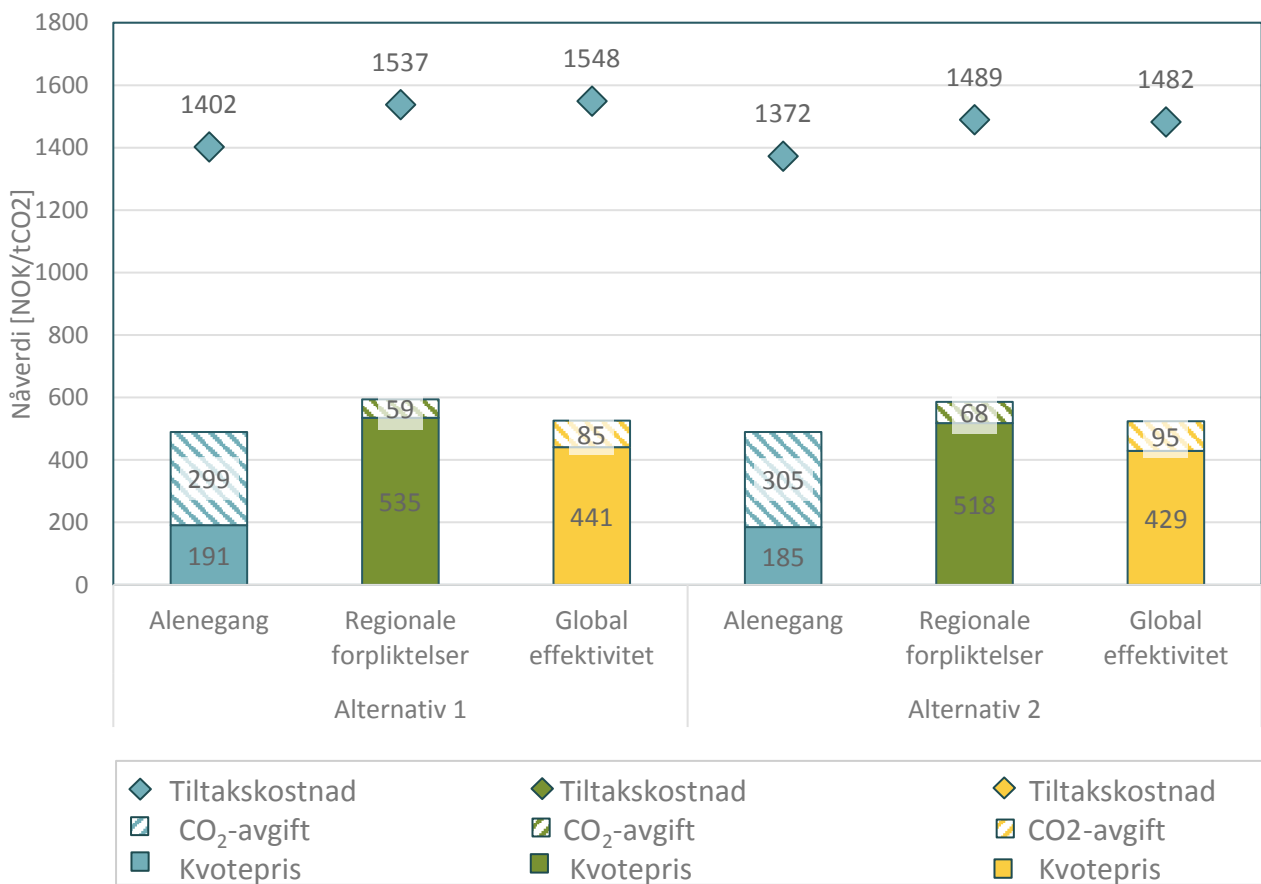
For å vurdere hvorvidt elektrifisering av Snorre er et lønnsomt klimatiltak må man sammenligne verdien av utslippsreduksjonen med tiltakskostnaden ved elektrifisering. Med Hagen-utvalgets anbefalinger til grunn, benytter vi kalkulasjonspriser basert på karbonprisbanene som utledet i avsnitt 4.2.1. Som i beregningene av tiltakskostnader, benytter vi en diskonteringsrente på fem prosent for verdien av sparte CO₂-utslipp i løpet av levetiden til Snorre.

Figur 16 sammenligner nåverdien av tiltakskostnaden med kalkulasjonsprisene i de ulike scenarioene for Alternativ 1 og Alternativ 2. Som Figur 16 viser, ligger tiltakskostnadene langt over kalkulasjonsprisene i alle scenarioene. Dette gjelder både for kalkulasjonsprisene som er basert på de marginale tiltakskostnadene i perioden gjennom kvoteprisen, og kalkulasjonsprisene som også tar høyde for skyggekostnaden ved bindinger i norsk klimapolitikk gjennom CO₂-avgiften.

Regionale forpliktelser har den høyeste karbonprisbanen og får dermed en høyere kalkulasjonspris enn de andre scenarioene når man kun legger til grunn utviklingen i de marginale tiltakskostnadene i perioden. Tiltakskostnaden er likevel 1002 kroner høyere per tonn CO₂ enn kalkulasjonsprisen for Alternativ 1 i *Regionale forpliktelser*. Alternativ 2, deelektrifisering av Snorre er noe mindre ulønnsomt, selv om tiltakskostnadene ligger betraktelig over kalkulasjonsprisene i alle scenarioene.

Dersom man tolker den norske særavgiften på CO₂-utslipp som en samfunnsøkonomisk skyggekostnad på bindinger i norsk klimapolitikk, viser våre beregninger at tiltakskostnaden ved elektrifisering likevel er langt høyere enn kalkulasjonsprisene i alle scenarioene. I beregningene har vi da lagt til grunn at dagens virkemiddelbruk videreføres til 2030 i alle scenarioer, og også etter 2030 i *alenegang*. Det innebærer at CO₂-avgiften på sokkelen settes slik at det i praksis etableres et gulv for karbonprisen som betales offshore, tilsvarende summen av dagens kvotepris og avgift. Videre innebærer det at avgiften går til null når den relevante karbonprisen blir høyere enn gulvet.

Figur 16: Nåverdi av tiltakskostnader (markør) og kalkulasjonspriser (søyler) for Alternativ 1 og Alternativ 2 i de tre politikkscenarioene ved 5 prosent diskonteringsrente



Tabell 2 oppsummerer netto nåverdi for de to elektrifiseringsalternativene pr. scenario med og uten CO₂-avgift på norsk sokkel. Ved en kalkulasjonspris basert på karbonprisbanene i scenarioene, har Alternativ 1 en negativ netto nåverdi på mellom -1002 og -1211 kroner per tonn CO₂, mens Alternativ 2 har en negativ netto nåverdi på mellom -971 og -1187 kroner per tonn CO₂. Tar man også høyde for CO₂-avgiften i beregningene av kalkulasjonspris, er netto nåverdi på mellom -912 og -1022 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1 og mellom -882 og -958 kroner per tonn CO₂ for alternativ 2. Konklusjonen om at elektrifisering av Snorre er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt, holder dermed på tvers av scenarioene, elektrifiseringsalternativene og valg av kalkulasjonspris.

Tabell 2: Netto nåverdi for Alternativ 1 og 2 per scenario ved kalkulasjonspriser med og uten CO₂-avgift

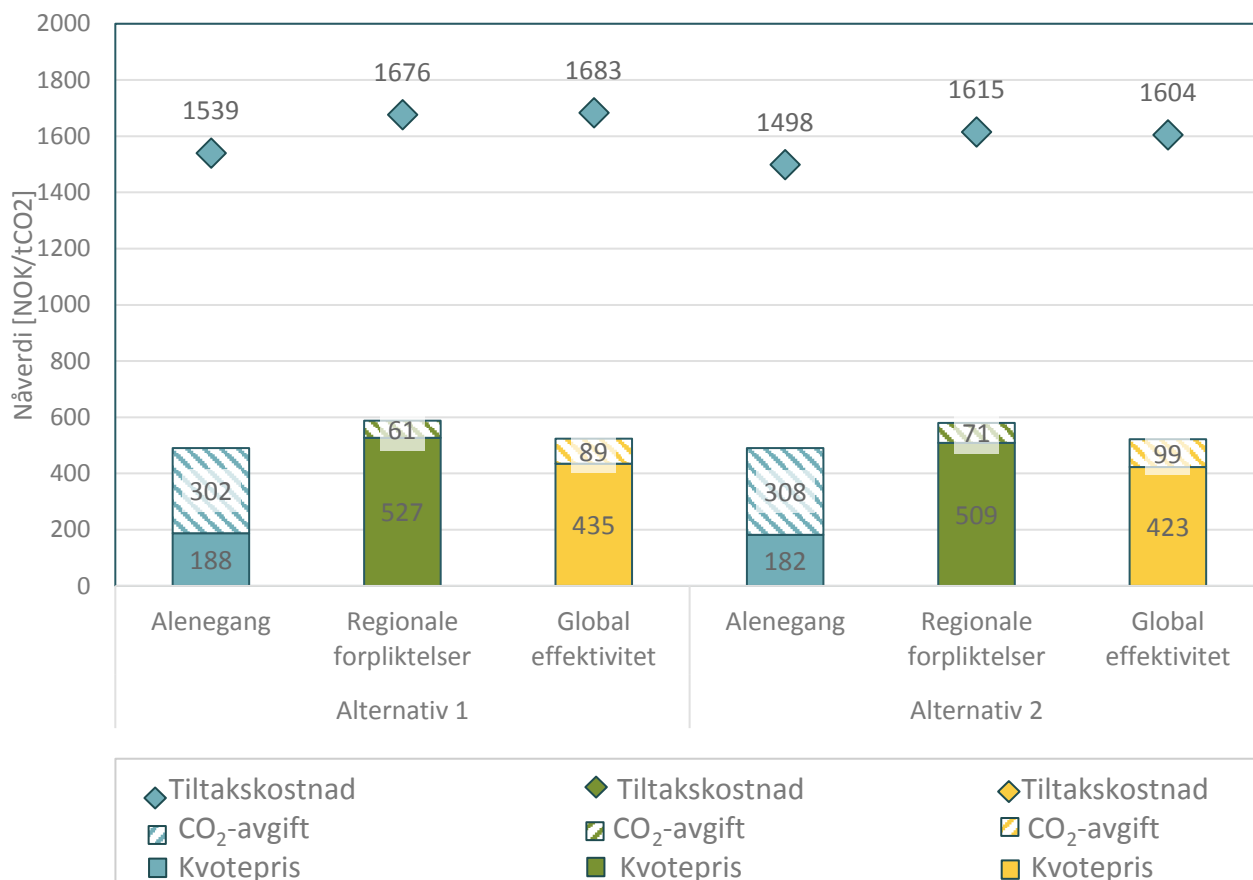
Scenario	Netto nåverdi (kalkulasjonspris uten CO ₂ -avgift)		Netto nåverdi (kalkulasjonspris med CO ₂ -avgift)	
	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 1	Alternativ 2
Alenegang	-1211 NOK/tCO ₂	-1187 NOK/tCO ₂	-912 NOK/tCO ₂	-882 NOK/tCO ₂
Regionale forpliktelser	-1002 NOK/tCO ₂	-971 NOK/tCO ₂	-943 NOK/tCO ₂	-903 NOK/tCO ₂
Global effektivitet	-1107 NOK/tCO ₂	-1053 NOK/tCO ₂	-1022 NOK/tCO ₂	-958 NOK/tCO ₂

Endringer i diskonteringsrente

Tiltakskostnaden og kalkulasjonsprisen avhenger av diskonteringsrenten som anvendes i beregningene. I basisberegningene er det benyttet en diskonteringsrente på fem prosent. En høyere diskonteringsrente betyr at en legger relativt større vekt på kostnader og nytte i dag fremfor i fremtiden. Ved en høyere diskonteringsrente vil tiltakskostnaden øke siden de reduserte CO₂-utslippene, som utgjør nevneren i beregningsformelen, først inntreffer senere i Snorres levetid, mens størstedelen av kostnadene, i form av investeringskostnadene, kommer i de første årene av prosjektet.

For kalkulasjonsprisen vil en høyere diskonteringsrente gi en noe lavere nytteverdi av reduserte CO₂-utslipp fordi verdien av utslippsreduksjonene er høyere senere i perioden under de gitte karbonprisbanene. I sum vil dermed en høyere diskonteringsrente medføre at netto nåverdien av elektrifisering reduseres. Figur 17 viser kalkulasjonsprisene og nåverdien av tiltakskostnadene i de ulike politikkscenarioene ved en diskonteringsrente på seks prosent. Under disse forutsetningene, ligger tiltakskostnadene for alternativ 1 på mellom 1539 kroner per tonn CO₂ i *alenegang* og 1683 kroner per tonn CO₂ i *global effektivitet*. Mens tiltakskostnaden øker med 135 til 139 kroner per tonn CO₂, reduseres kalkulasjonsprisen med tre til åtte kroner per tonn CO₂ i de ulike politikkscenarioene dersom diskonteringsrenten økes fra fem prosent til seks prosent. Tilsvarende vil tiltakskostnadene øke for Alternativ 2 mens kalkulasjonsprisen reduseres dersom en høyere diskonteringsfaktor legges til grunn. I sum reduseres dermed netto nåverdien av begge elektrifiseringsalternativene ytterligere ved en høyere diskonteringsrente.

Figur 17: Kalkulasjonspriser og nåverdi av tiltakskostnad for Alternativ 1 (fullelektrifisering) og Alternativ 2 (delelektrifisering) per scenario ved 6 prosent diskonteringsrente.



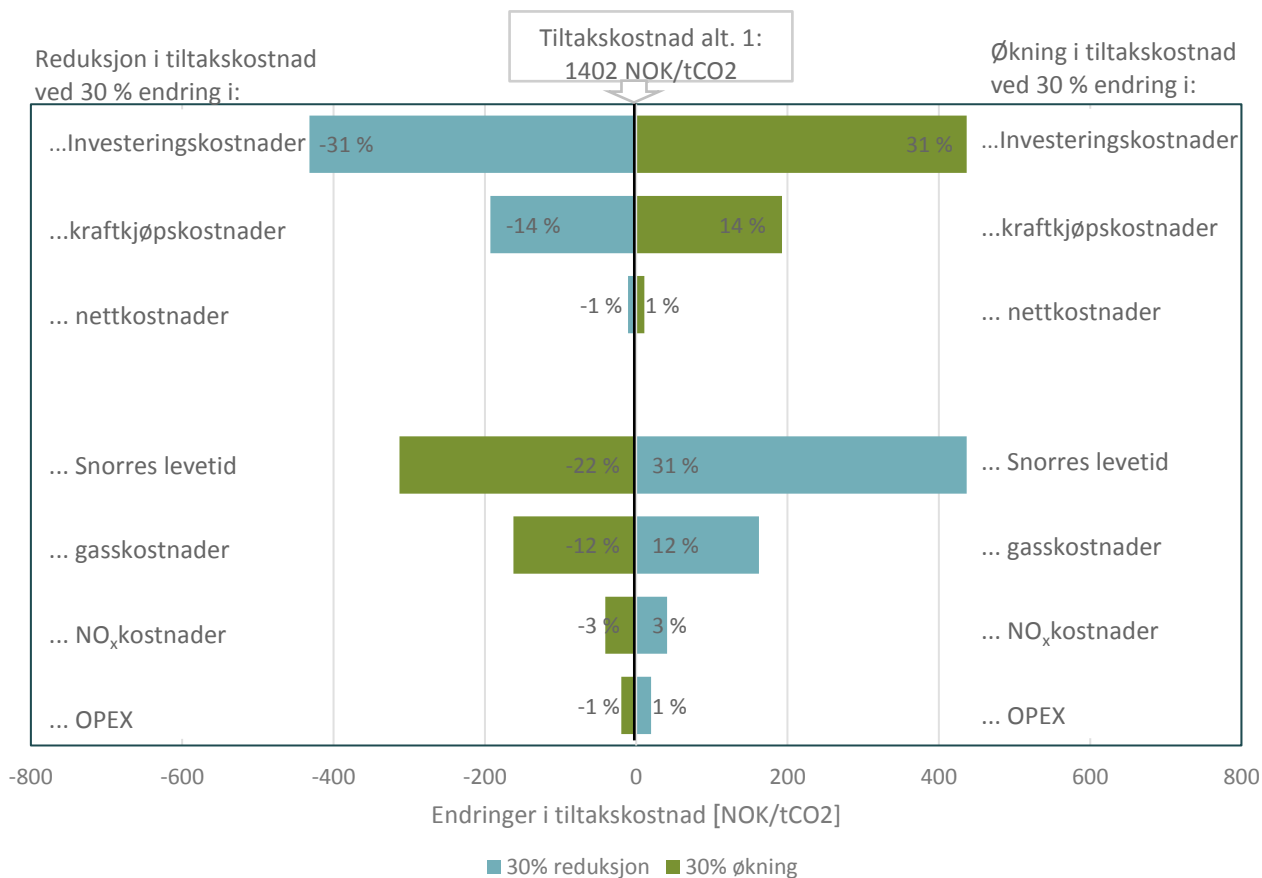
4.3 Sensitivitetsanalyser

Beregningene av både tiltakskostnader og kalkulasjonspris bygger på en rekke antagelser som er usikre. I dette avsnittet viser vi i hvilken grad endringer i forutsetningene for de ulike elementene påvirker resultatet.

4.3.1 Tiltakskostnader

Tiltakskostnaden påvirkes i ulik grad av endringer i forutsetningene for investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, nettkostnader, kraftkjøpskostnader, NO_x-avgift, gasspriser og levetid. Ettersom det er usikkerhet knyttet til hvordan disse kostnadene vil utvikle seg i fremtiden, og levetiden for elektrifiseringsprosjektet kan avvike fra den forventningen man legger til grunn, har vi gjort sensitivitetsanalyser som viser hvordan endringer i forutsetningene slår ut i tiltakskostnaden. Effekten varierer noe mellom de ulike politikkscenarioene, men trendene peker i samme retning. Innenfor hvert scenario er de prosentvise effektene av å endre forutsetningene i stor grad like for de to elektrifiseringsalternativene.

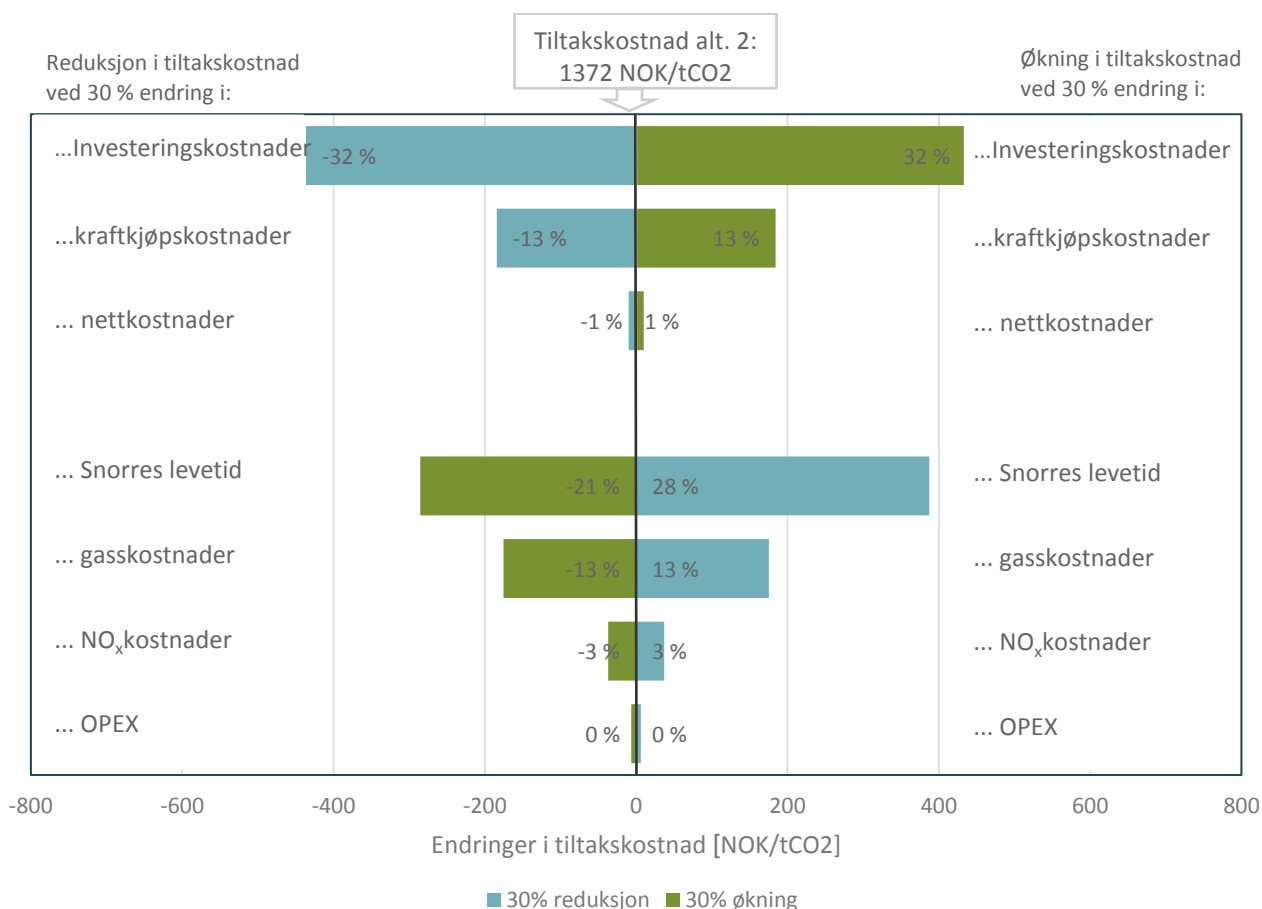
Figur 18 viser effekten på tiltakskostnaden for Alternativ 1 i *alene*gang av å endre de ulike kostnadskomponentene og levetiden med henholdsvis 30 prosent og seks år relativt til de forutsetningene som er lagt til grunn. For de tre øverste elementene i figuren gir en økning høyere tiltakskostnad, mens tiltakskostnaden reduseres når de fire siste elementene øker. Nivået på 30 prosent er tilfeldigvis valgt. Vi har ikke grunnlag for å avgjøre hvor sannsynlig en slik endring er for de ulike elementene.

Figur 18: Effekt på tiltakskostnad for Alternativ 1 i alenegang ved 30 prosent endring i kostnadskomponenter

Som Figur 18 viser, er det forutsetningene for investeringskostnadene, kraftkjøpskostnadene og levetiden som er mest utslagsgivende for tiltakskostnaden. Siden investeringskostnadene utgjør den største kostnadskomponenten og inntreffer i begynnelsen av levetiden, har endringer i investeringskostnaden stor betydning for tiltakskostnaden. Ved en 30 prosent reduksjon i investeringskostnadene faller tiltakskostnaden med 31 prosent til 962 kroner per tonn CO₂ i *alenegang*, mens den faller med 29 prosent i *regionale forpliktelser* og 28 prosent i *global effektivitet*. Tilsvarende fører en økning i investeringskostnadene på 30 prosent til at tiltakskostnaden øker med 31 prosent i *alenegang*, 29 prosent i *regionale forpliktelser* og 28 prosent i *global effektivitet*.

Tiltakskostnadene er også følsomme for endringer i kraftprisen. Dersom de gjennomsnittlige kraftkjøpskostnadene faller med 30 prosent, reduseres tiltakskostnaden med 14 prosent til 1391 kroner per tonn CO₂ i *alenegang*. I *regionale forpliktelser* og *global effektivitet*, hvor kraftprisene særlig er høyere i begynnelsen av perioden, medfører en 30 prosent reduksjon i kraftkjøpskostnadene at tiltakskostnaden ved full elektrifisering faller med henholdsvis 17 og 19 prosent.

Videre har endringer i levetiden stor effekt. Dersom levetiden for Snorre-feltet forlenges med 6 år, fra 2040 til 2046, vil tiltakskostnaden falle med 22 prosent i alle scenarioer. Under nåverdimetoden, vil imidlertid en reduksjon i levetiden ha en større effekt på tiltakskostnaden enn en økning i levetiden. Dersom levetiden forkortes med 6 år, til 2034, øker tiltakskostnaden med 31 prosent i *alenegang*, 30 prosent i *regionale forpliktelser* og 27 prosent i *global effektivitet*. De prosentvise endringene av å endre kostnadskomponentene er tilnærmet like for tiltakskostnaden ved å deelektrofisere Snorre, som vist i Figur 19.

Figur 19: Effekt på tiltakskostnad for Alternativ 2 i alenegang ved 30 prosent endring i kostnadskomponenter

4.3.2 Karbonprissensitivitet

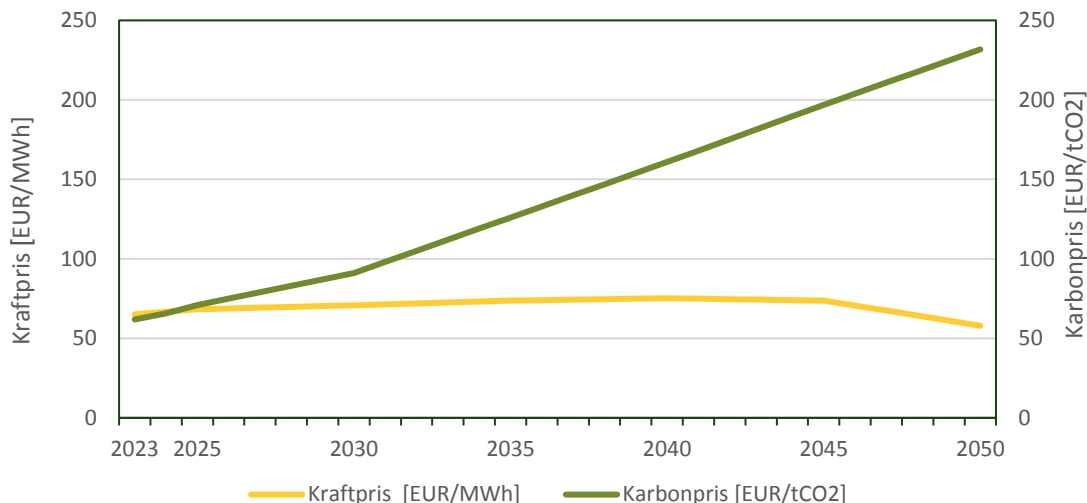
Hagen-utvalget tilrår at det gjøres sensitivitetsberegninger der en legger til grunn en togradersbane over hele levetiden for kalkulasjonsprisen for prosjekter der den samfunnsøkonomiske analysen er særlig følsom for karbonprisen. I beregningene vi har presentert over, har vi allerede lagt til grunn en togradersbane for karbonprisen fra 2030 i *global effektivitet*, mens vi i *regionale forpliktelser* har forutsatt en høyere CO₂-pris i Europa. I alle scenarioene har vi i begynnelsen av perioden lagt inn CO₂-priser som er basert på modellberegningene og er høyere enn dagens forwardpriser.

Men som vist i avsnitt 2.4.2 er det betydelige sprik i anslagene for CO₂-pris som er nødvendige for å nå togradersmålet på en effektiv måte. Ettersom elektrifisering av Snorre er et tiltak som vurderes nettopp i lys av de potensielle miljøgevinstene, har vi utført en sensitivitsanalyse hvor vi legger til grunn en karbonprisbane som er i tråd med gjennomsnittsanslaget fra de studiene som IPCC (2014) refererer til, se avsnitt 2.4.3.

Som nevnt over, påvirker forutsetningene om CO₂-prisen ikke bare kalkulasjonsprisen, men også tiltakskostnaden gjennom påvirkning på kraftprisen. For at sensitiviteten skal være konsistent, har vi også beregnet kraftpriser med justerte karbonprisantagelser. Figur 20 viser utviklingen i den gjennomsnittlige karbonprisbanen justert til EUR₂₀₁₆/tCO₂, og tilsvarende kraftprisutviklingen i EUR₂₀₁₆/MWh i perioden 2023-2050. Med denne karbonprisbanen ligger kraftprisene på et langt høyere og mer stabilt nivå i perioden enn i politikksenarioene. Denne karbonprisbanen er allerede i 2023 tolv ganger høyere enn dagens kvotepris i EU ETS og stiger kontinuerlig til 232 EUR₂₀₁₆/MWh i 2050. I et slikt scenario skyter kraftprisen i Norge til 65 euro per MWh i 2023 og stiger ytterligere til den når et toppnivå på 75 euro per MWh i perioden 2038-2042. Med disse prisnivåene blir imidlertid en rekke fornybare energiprojekter lønnsomme å gjennomføre i Europa, noe som driver en raskere omstilling av kraftsektoren. Etter hvert som fornybar kraftproduksjon i økende grad erstatter termisk

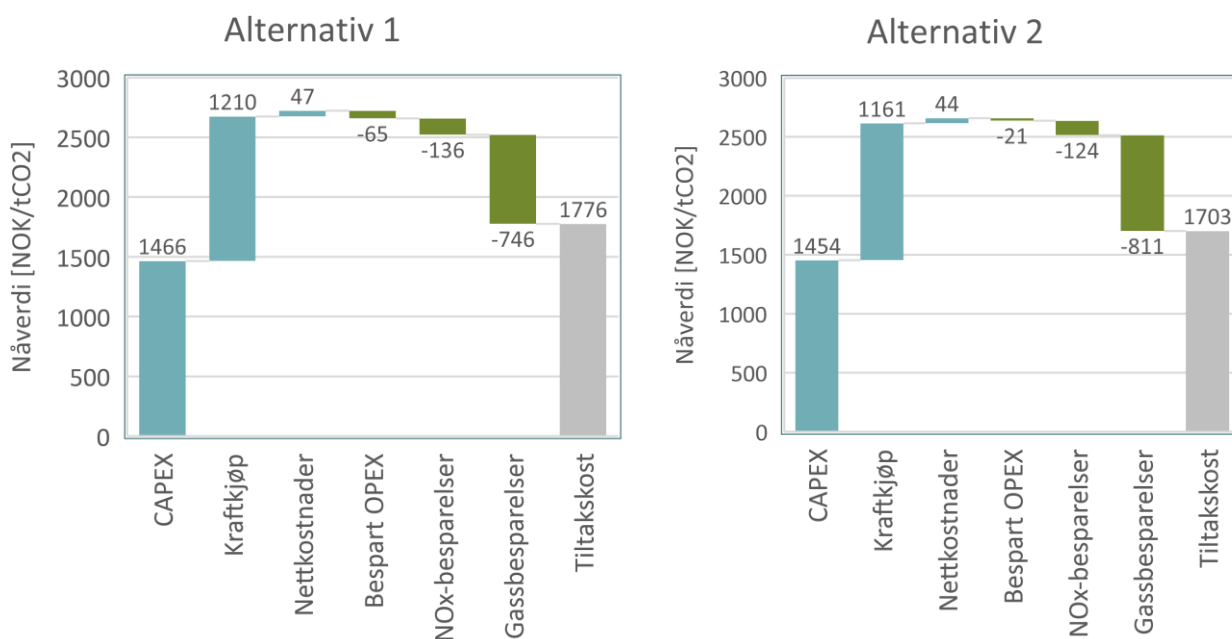
kraftproduksjon får karbonprisen mindre effekt på kraftprisene i Europa og Norge. Mot slutten av perioden medfører den høye fornybarandelen at kraftprisene faller mot 58 euro per MWh i 2050, til tross for at karbonprisen stiger til over 200 euro per MWh.

Figur 20: Kraftpris (venstre akse) og karbonpris (høyre akse) i sensitivitet med karbonprisbane fra IPCC-snitt. Priser i EUR₂₀₁₆.



Figur 21 viser en dekomponering av tiltakskostnaden ved full elektrifisering og delelektrifisering av Snorre og med en diskonteringsrente på fem prosent. Under den gitte karbonprisbanen vil kraftkjøpskostnadene stige til 1210 kroner per tonn CO₂ og dermed tangere mot investeringskostnadene på 1466 kroner per tonn CO₂. Til tross for at effekten blir moderert av at verdien for gass som blir bespart ved elektrifisering øker, stiger tiltakskostnaden til 1776 kroner per tonn CO₂ i denne karbonprissensitiviteten. Tilsvarende øker også tiltakskostnaden ved delelektrifisering av Snorre til 1703 kroner per tonn CO₂.

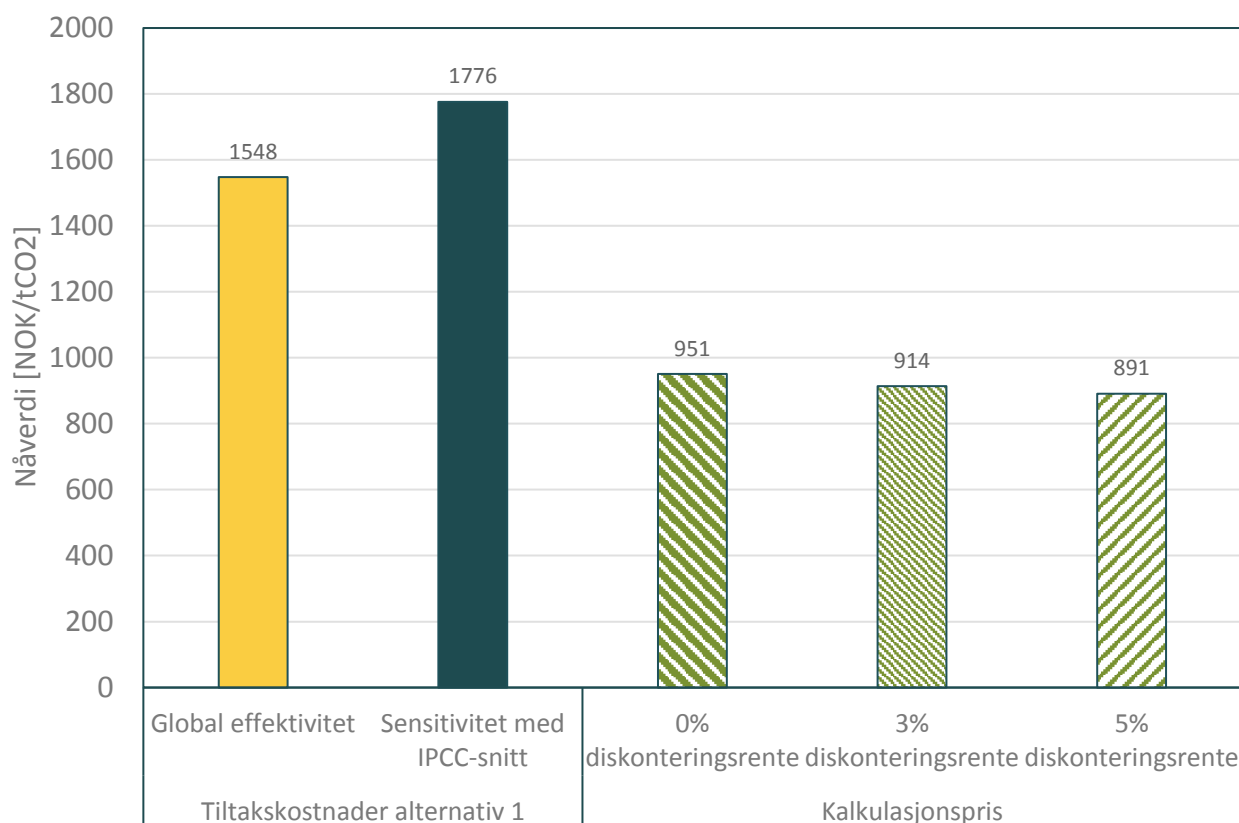
Figur 21: Dekomponering av tiltakskostnad for Alternativ 1 og Alternativ 2 med karbonprisbane tilsvarende IPCC-snitt, 5 prosent diskonteringsrente.



Legger vi IPCC-snitt til grunn for beregningen av nytten ved reduserte klimagassutslipp, får vi en kalkulasjonspris på 891 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1 ved en diskonteringsfaktor på fem prosent. I følge Klimakur 2020 kan det innvendes at miljønyttens burde diskonteres lavere eller ikke diskonteres i det hele tatt, selv om det er vanligst å diskontere miljønytte likt som kontantstrømmene. Vi har derfor også utført sensitivitet hvor vi har benyttet en diskonteringsrente på henholdsvis null og tre prosent med samme karbonprisbane på IPCC-snitt. Dersom vi ikke neddiskonterer miljønyttens, men kun legger til grunn IPCC-snitt for karbonprisen i perioden 2020-2040 blir kalkulasjonsprisen 951 kroner per tonn CO₂.

Figur 22 sammenligner disse kalkulasjonsprisene (skraverte søyler) med tiltakskostnadene for Alternativ 1 i karbonprissensitiviteten (mørkeblå søyle) og i *global effektivitet* (gul søyle). Som Figur 22 viser, er det ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere Snorre under disse kalkulasjonsprisene. Selv hvis karbonprisbanen tilsvarende IPCC-snittet ikke neddiskonteres over levetiden til Snorre, er tiltakskostnadene 597 kroner høyere per tonn CO₂ i *global effektivitet* og 825 kroner høyere per tonn CO₂ i karbonprissensitiviteten enn kalkulasjonsprisen på 951 kroner per tonn CO₂.

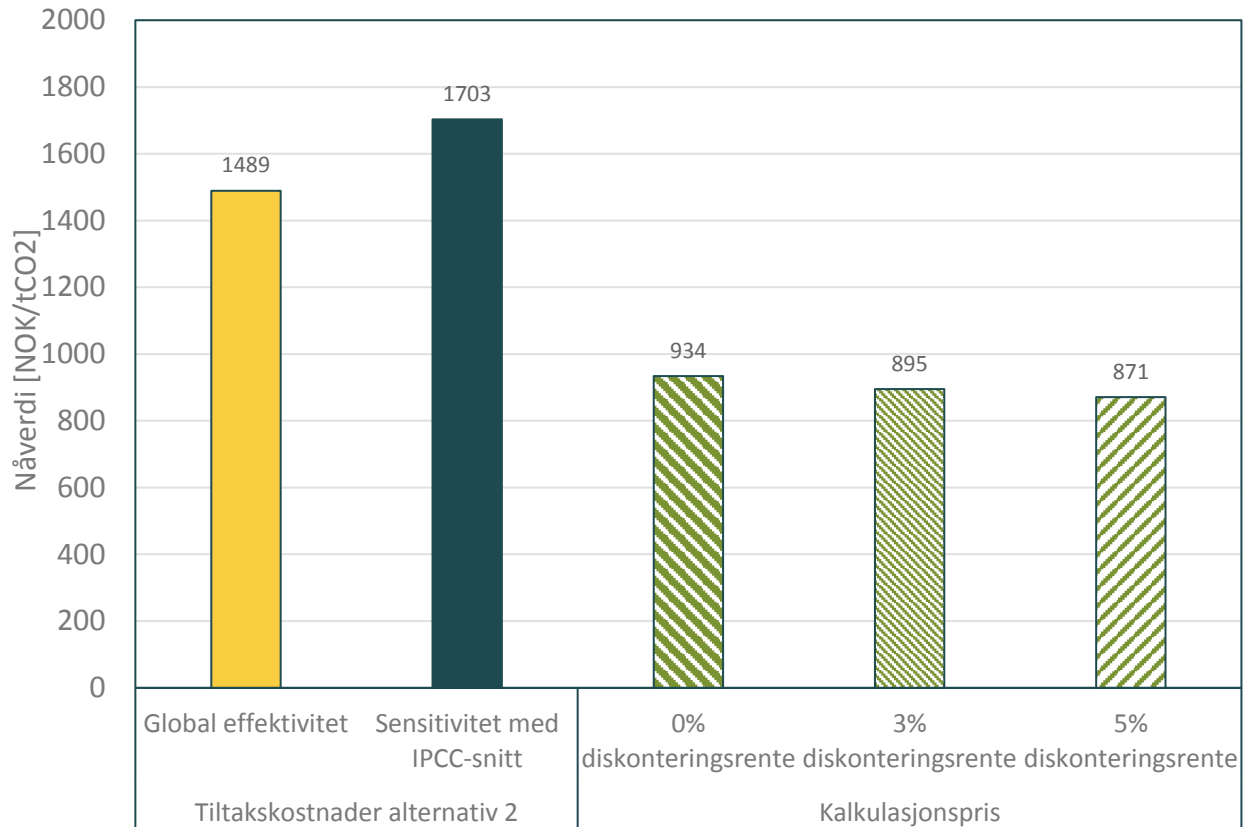
Figur 22: Tiltakskostnader for Alternativ 1 (fargede søyler) og kalkulasjonspris med karbonprisbane lik IPCC-snitt ved 0, 3 og 5 prosent diskonteringsrente (skraverte søyler)



Figur 23 sammenligner tiltakskostnadene for Alternativ 2 i *global effektivitet* (gul søyle) og karbonprissensitiviteten (mørkeblå søyle) med kalkulasjonsprisene gitt en karbonprisbane tilsvarende IPCC-snitt (skraverte søyler). Kalkulasjonsprisene er beregnet med diskonteringsfaktorer på null, tre og fem prosent. I likhet med Alternativ 1, er det heller ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å deelektrifisere Snorre ved disse kalkulasjonsprisene uavhengig av diskonteringsfaktor. Dersom en diskonteringsrente på fem prosent legges til grunn for både kalkulasjonsprisen og tiltakskostnaden, har deelektrifisering en netto nåverdi på henholdsvis -832 kroner per tonn CO₂ i karbonprissensitiviteten og -618 kroner per tonn CO₂ i *global effektivitet*. Selv med en

diskonteringsrente på null prosent for kalkulasjonsprisen og en diskonteringsrente på fem prosent for tiltakskostnaden ved dillelektrifisering i *global effektivitet*, har tiltaket en negativ nåverdi tilsvarende -555 kroner per tonn CO₂. Denne sensitivitetsanalysen støtter opp hovedkonklusjonen om at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere Snorre.

Figur 23: Tiltakskostnader for Alternativ 2 (fargede søyler) og kalkulasjonspris tilsvarende IPCC-snitt ved 0, 3 og 5 prosent diskonteringsrente (skraverte søyler)



5 KONSEKVENSER FOR CO₂-UTSLIPP

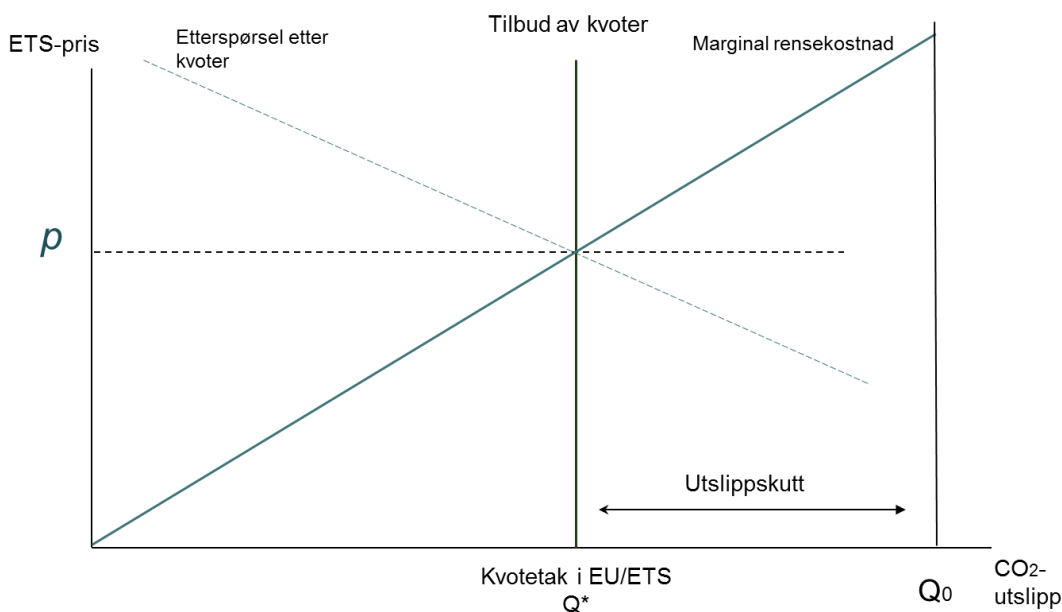
Statoil har også bedt oss analysere hvordan utslippene i andre deler av norsk, europeisk og global økonomi påvirkes av elektrifisering av Snorre. Utslippsvirkningene kommer an på prisvirkningene av den økte kraftetterspørselen i kraftmarkedet, og dermed av markedsdynamikken i kraft- og kvotemarkedene og av de klimapolitiske rammebetingelsene.

5.1 Påvirkning på kvotemarkedet

Elektrifisering påvirker kvotemarkedet som petroleumssektoren og kraftsektoren er underlagt. På den ene siden reduseres etterspørselen etter kvoter fra Snorre, samtidig som kvoteetterspørselen fra kraftproduksjon på land øker.

Figur 24 skisserer hvordan et cap-and-trade kvotemarked som EU-ETS fungerer. Vi antar at uten noen form for avgift vil installasjonene som omfattes av kvotemarkedet slippe ut CO₂ tilsvarende Q_0 . I ETS gjelder dette de sektorene som er inkludert: elektrisitet og oppvarming, olje- og gassproduksjon, utslippsintensive industrier og europeisk luftfart. EU setter et kvotetak basert på sine utslippsmål eller -forpliktelser og utsteder et antall kvoter som tilsvarer kvotetaket. Aktører som har virksomhet som gir utslipp, må skaffe seg kvoter som dekker utslippene. Alternativet er å gjennomføre tiltak som reduserer eller fjerner utslippene.

Figur 24: Prinsippskisse av EU-ETS markedet



Kvoteprisen reflekterer kostnaden ved det marginale tiltaket som må gjennomføres for at kvotetaket skal overholdes, representert ved marginal tiltakskostnad (rensekostnad) i figuren. Aktører som har tiltakskostnader som er høyere enn kvoteprisen, kjøper kvoter for å møte sine utslippsforpliktelser. For aktører som har lavere tiltakskostnader enn kvoteprisen er det derimot lønnsomt å gjennomføre tiltaket. Dersom etterspørselen etter kvoter øker, må flere tiltak gjennomføres, og prisen på kvoter presses opp.

Hvorvidt elektrifisering av Snorre påvirker kvoteprisen avhenger av om tiltaket er kostnadseffektivt og om det gjennomføres. Elektrifisering av Snorre påvirker *ikke* prisen i kvotemarkedet dersom

- Tiltaket er lønnsomt og gjennomføres
- Tiltaket er ulønnsomt og ikke gjennomføres

Motsatt vil elektrifisering *påvirke* prisen i kvotemarkedet dersom

- Tiltaket er lønnsomt, men gjennomføres ikke

- Tiltaket er ulønnsomt, men gjennomføres likevel

Tiltak som ikke påvirker prisen i markedet, påvirker ikke utslippene innenfor kvotemarkedet, men bidrar til kostnadseffektiv gjennomføring av klimapolitikken. Tiltak som påvirker prisen i markedet er ikke kostnadseffektive. Dersom kvoteprisen øker (samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak gjennomføres ikke), svekkes den relative konkurranseevnen til aktivitet som omfattes av ETS og produksjon og forbruk vrir mot sektorer og varer som ikke omfattes av kvotemarkedet. Dette kalles for karbonlekkasje. Tilsvarende fører tiltak som gir en lavere kvotepris (samfunnsøkonomisk ulønnsomt, men gjennomføres likevel), til negativ karbonlekkasje. Et ulønnsomt tiltak er ikke kostnadseffektivt, men kan likevel redusere utslippene.

I avsnitt 5.3 drøfter vi nærmere hvordan effekten av en redusert ETS-pris vil påvirke utslippene i Europa og globalt gjennom karbonlekkasje.

5.2 Karbonutslipp fra kraftproduksjon

I evalueringen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved elektrifisering av Snorre er de økte CO₂-utslippene fra kraftsektoren som følge av økt kraftetterspørsel allerede prissatt gjennom kvoteprisen. Utslippene fra kraftmarkedet burde derfor ikke inkluderes i den samfunnsøkonomiske beregningen, da dette vil medføre dobbeltregnskap av CO₂-utslippene fra kraftsektoren. Som et rent CO₂-regnskap kan det imidlertid være interessant å vurdere hvordan elektrifisering påvirker utslippene. Hovedmotivasjonen for elektrifisering bør imidlertid være å bidra til at utslippskutt gjennomføres mest mulig kostnadseffektivt.

I den sammenheng legger vi til grunn det marginale, fremfor det gjennomsnittlige, utslippet fra kraftsektoren fordi det representerer karbonutslippet som kommer som følge av en *endring* i etterspørselen. Spørsmålet er hvordan utslippene andre steder endres på grunn av elektrifiseringen av Snorre. Ettersom elektrifiseringen av Snorre er en varig etterspørselsøkning som markedet vil forutse, vil produksjonskapasiteten i kraftmarkedet tilpasse seg endringen i etterspørselen. Det er derfor mer relevant å legge til grunn marginale karbonutslippet med investeringer i ny produksjonskapasitet enn det marginale karbonutslippet uten investeringer. Over tid tilpasser kapasiteten i kraftmarkedet seg endringer i etterspørselen ved å justere investeringene (inkludert utfasing av produksjonskapasitet). Disse endringene bestemmes av alle endringene som skjer i markedet, og er en gradvis prosess. Endringene i produksjonskapasiteten påvirker hvordan utslippene fra kraftproduksjon endrer seg.

Det marginale karbonutslippet fra kraftsektoren avhenger i stor grad av sammensetningen av investeringer i ny produksjonskapasitet i Europa. For perioden 2023-2040, som utgjør den forventede levetiden for elektrifisering av Snorre, antar vi at det er solenergi, vindkraftverk og gasskraftverk som utgjør de reelle alternativene for nyinvesteringer i kraftsektoren under de klimapolitiske føringene som ligger til grunn for scenarioene. Vi har valgt å benytte den gjennomsnittlige investeringsmiksen over hele perioden som utgangspunkt for den marginale investeringsmiksen. Tabell 3 viser antagelsene om fordelingen av marginale investeringer i produksjonskapasitet pr. energikilde som følge av en etterspørselsøkning for hvert scenario. I alle scenarioene utgjør vindkraft den største andelen av nyinvesteringene. *Regionale forpliktelser* skiller seg fra de andre scenarioene ved at gasskraft utgjør en betydelig mindre andel av nyinvesteringene.

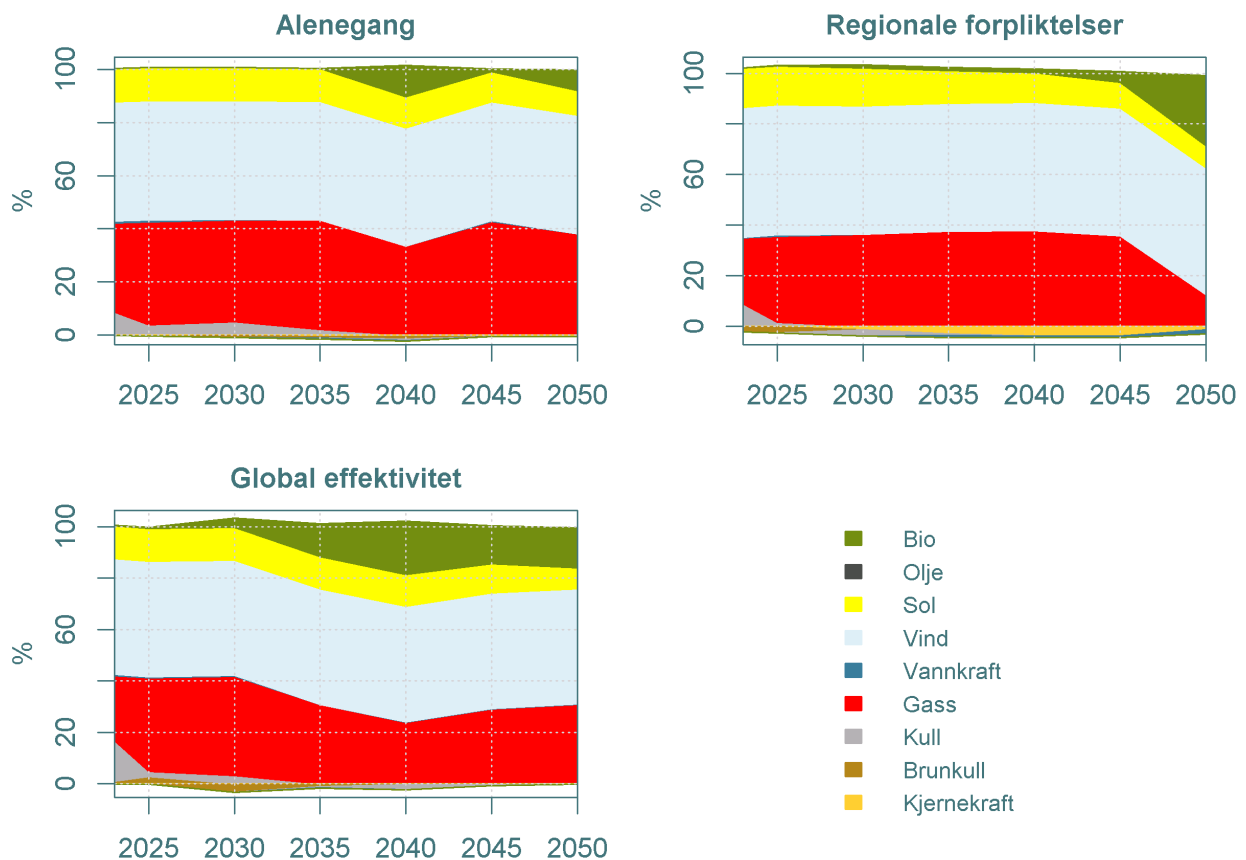
Tabell 3: Fordeling av marginale investeringer i kapasitet ved en økning i etterspørselen

	Alenegang	Regionale forpliktelser	Global effektivitet
Vindkraft	45,6 %	52,2 %	45,7 %
Solkraft	12,6 %	15,4 %	12,9 %
Gasskraft	41,8 %	32,4 %	41,4 %

En endring i kapasitetsmiksen vil ikke nødvendigvis gi en tilsvarende endring i produksjonsmiksen siden kun noen energikilder er fleksible til å justere produksjonen i henhold til etterspørselsendringer. Figur 25 viser modellert økning i produksjon frem til 2050, splittet på energikilde. Som figuren viser, reflekterer marginal økning i produksjon i stor grad den marginale investeringsmiksen som angitt i Tabell 3. Til tross for at vi holder den marginale investerings sammensetningen konstant over tid, varierer den marginale økningen i kraftproduksjon noe i løpet av perioden. Det skyldes at en marginal økning i etterspørselen også påvirker brukstiden til eksisterende termiske kraftverk, i motsetning til brukstiden til sol- og vindkraftverk. I alle scenarioene fungerer gasskraft som svingprodusent i markedet. Mens vi legger inn en installert kapasitet som tilsvarer et potensial for å øke energiproduksjonen med prosentandelene angitt i Tabell 3, blir produksjonen fra termiske kraftverk bestemt av modellen ut fra marginalkostnadene og hvorvidt de har ledig kapasitet.

Dersom det for eksempel er ledig kullkraftkapasitet og kullkraft har lavere marginalkostnad enn gasskraft vil modellen velge å benytte kullkraft i stedet for å investere i ny kapasitet. I begynnelsen av periodene blir noe av etterspørselsøkningen dekket av kullkraft, men dette utgjør under ti prosent i *alenegang* og *regionale forpliktelser* og under 20 prosent i *global effektivitet*. Senere i perioden blir imidlertid store deler av kullkraftkapasiteten i Vest-Europa faset ut. Kullkraft vil dermed ikke tilby ytterligere svingkapasitet fordi den gjenværende kullkraften utnyttes maksimalt så lenge kullkraft er billigere enn gasskraft. Videre antar vi at det er en viss fleksibilitet i kraftverk fyrt på biobrenslar. Dette utgjør en økende andel av produksjonsøkningen i perioden.

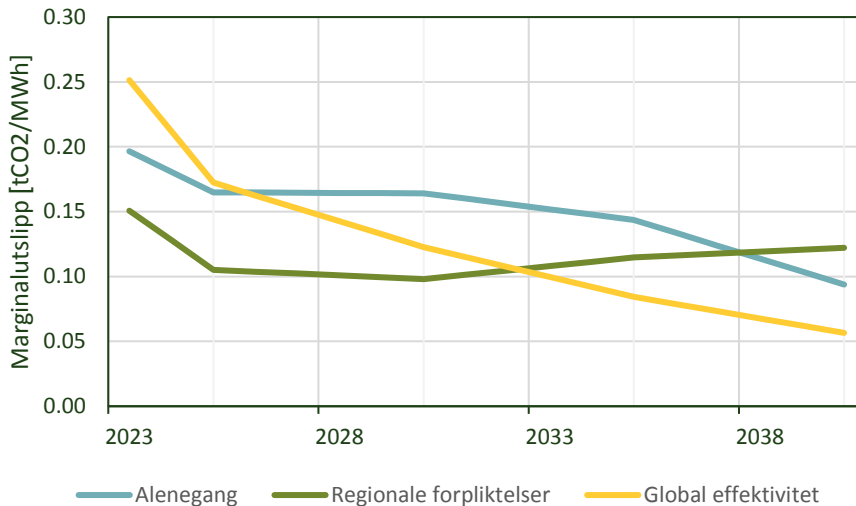
Figur 25: Marginal økning i kraftproduksjon i Vest-Europa gitt en etterspørselsøkning i Norge



Figur 26 viser det marginale karbonutslippet fra kraftproduksjon som følge av en varig etterspørselsøkning per scenario under forutsetningen om at Snorres kraftforbruk utløser

investeringer i ny produksjonskapasitet. Til tross for at vi holder den marginale investerings-sammensetningen konstant, varierer marginalutslippet noe over tid som følge av variasjoner i produksjonen fra termiske kraftverk. Siden *regionale forpliktelser* har den høyeste fornybarandelen av nyinvesteringer og lavest kraftproduksjon fra fossile energikilder, har dette scenarioet det laveste marginalutslippet i snitt over perioden. I *alenegang* og *regionale forpliktelser* er de langsiktige marginale karbonutslippene høyere i begynnelsen av perioden, men faller kraftigere mot 2040.

Figur 26: Marginalt karbonutslipp i kraftsektoren (med nyinvesteringer) i politikksenarioene



Som en sensitivitet har vi også estimert virkningen av en etterspørselsøkning på de marginale karbonutslippene dersom vi antar at tilbudssiden *ikke* responderer med investeringer i ny produksjonskapasitet. I så fall øker utslippene langt mer når kraftetterspørselen øker fordi produksjonsøkningen nesten utelukkende kommer fra termiske kraftverk, særlig gasskraft, med ledig kapasitet. Kullkraft spiller en mindre rolle fordi kullkraftandelen reduseres kraftig utover i perioden. Samtidig blir en større andel av produksjonsøkningen dekket av biobrensler på sikt.

Tabell 4 oppsummerer forskjellen på de marginale karbonutslippene med og uten investeringer i ny produksjonskapasitet i de tre politikksenarioene.

Tabell 4: Marginale karbonutslipp per scenario. tCO₂/MWh

	Alenegang	Regionale forpliktelser	Global Effektivitet
Marginalt karbonutslipp (med investeringer)	0.49	0.41	0.42
Marginalt karbonutslipp (uten investeringer)	0.15	0.12	0.13

5.3 Den samlede utslippseffekten av elektrifiseringsalternativene

Elektrifisering av Snorre er et samfunnsøkonomisk effektivt klimatiltak dersom den estimerte nåverdien av utslippskuttene er høyere enn kostnaden ved elektrifisering. Basert på våre beregninger finner vi at Snorre ikke er et kostnadseffektivt klimatiltak. Vurderingen som gjenstår er imidlertid hvor stor innvirkning et utslippsreducerende tiltak i Norge vil ha på de samlede utslippene i EU og globalt. I dette avsnittet estimerer vi hvordan elektrifisering av Snorre påvirker kvoteetterspørselen fra petroleumssektoren og kraftsektoren. Videre drøfter vi hvordan

prisvirkningene fra en netto endring i kvoteetterspørselen påvirker globale utslipp gjennom effekten på karbonlekkasje fra Europa til andre regioner.

Et argument som har blitt trukket fram av flere, er at økt kraftetterspørsel, som elektrifisering innebærer, vil gi økt kullkraftproduksjon i Europa. Begrunnelsen er at det er kullkraftverkene som utgjør svingproduksjonen i dagens kraftsystem. Når Snorre kjøper færre kvoter, kan de frigjorte kvotene brukes av europeiske kullkraftverk og utslippene reduseres ikke. Analysen i avsnitt 5.2 viser imidlertid at utslippene fra kraftproduksjon ikke øker like mye som reduksjonen i lokale utslipp fra Snorre.

Resonnementet er at siden utslippstaket i EU ETS er gitt, vil utslippskutt i én del av markedet bare gjøre det mulig å øke utslippene i en annen del av markedet. Dyre særnorske tiltak som reduserer ETS-utslippene i Norge, vil derfor ikke være til nytte for klimaet, siden det er de samlede utslippene som avgjør drivhuseffekten. Disse resonnementene tar imidlertid ikke hensyn til prisvirkningene og den langsiktige markedsdynamikken, og samspillet mellom marked, politikk og teknologiutvikling på lang sikt.

I det følgende antar vi at elektrifisering av Snorre er et dyrt klimatiltak som ikke ville blitt gjennomført uten en særnorsk politikk. Med andre ord antar vi i at tiltakskostnaden for elektrifisering er høyere enn karbonprisen, slik våre analyser tilsier. Spørsmålet er altså om tiltaket i så fall har noen effekt på utslippene i det hele tatt. Dersom elektrifisering er et lønnsomt tiltak som likevel ikke gjennomføres, blir effektene de motsatte av det som beskrives under.

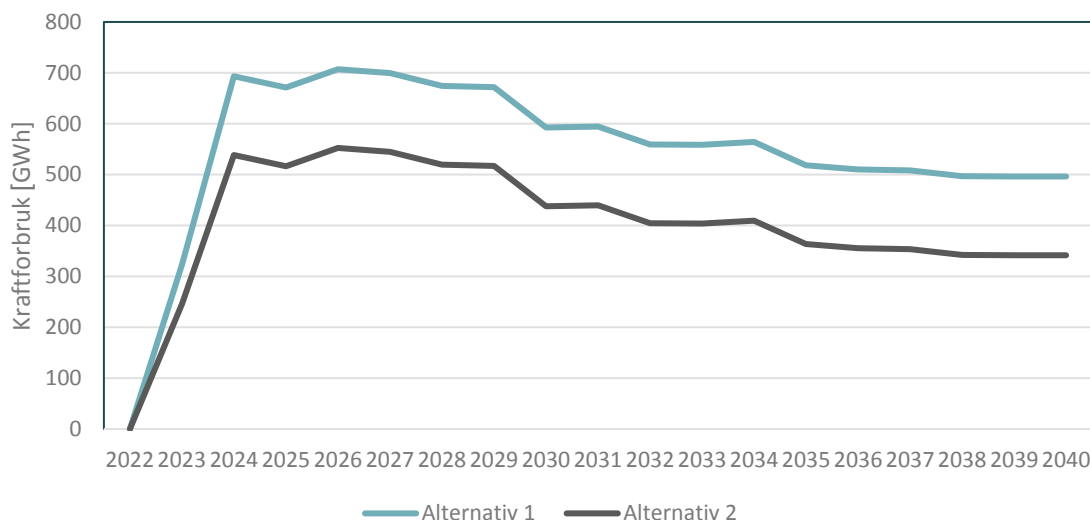
Det er imidlertid viktig å påpeke at utslippene fra kraftmarkedet ikke bør ha noen betydning i evalueringen om hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere eller ikke. Det som har betydning er den estimerte samfunnsøkonomiske nytten av tiltaket og hvorvidt denne er høyere enn kostnaden ved elektrifisering eller ikke. Selv om utslippene fra kraftproduksjon skulle øke ved elektrifisering, kan elektrifisering være et kostnadseffektivt klimatiltak.

5.3.1 Lokale utslippsreduksjoner er større enn utslippene fra kraftmarkedet

Basert på analysene vi har gjennomført i avsnitt 5.2, kan vi vurdere hvilken netto endring i etterspørselen etter kvoter elektrifisering fører til. Vi tar utgangspunkt i data for utslippsreduksjoner for de to elektrifiseringsalternativene og sammenligner utslippsintensitetene på Snorre med utslippsintensitetene i det europeiske kraftmarkedet. Utslippsintensitetene for elektrifiseringsalternativene gjenspeiler den potensielle utslippsreduksjonen man oppnår per MWh landstrøm ved elektrifisering.

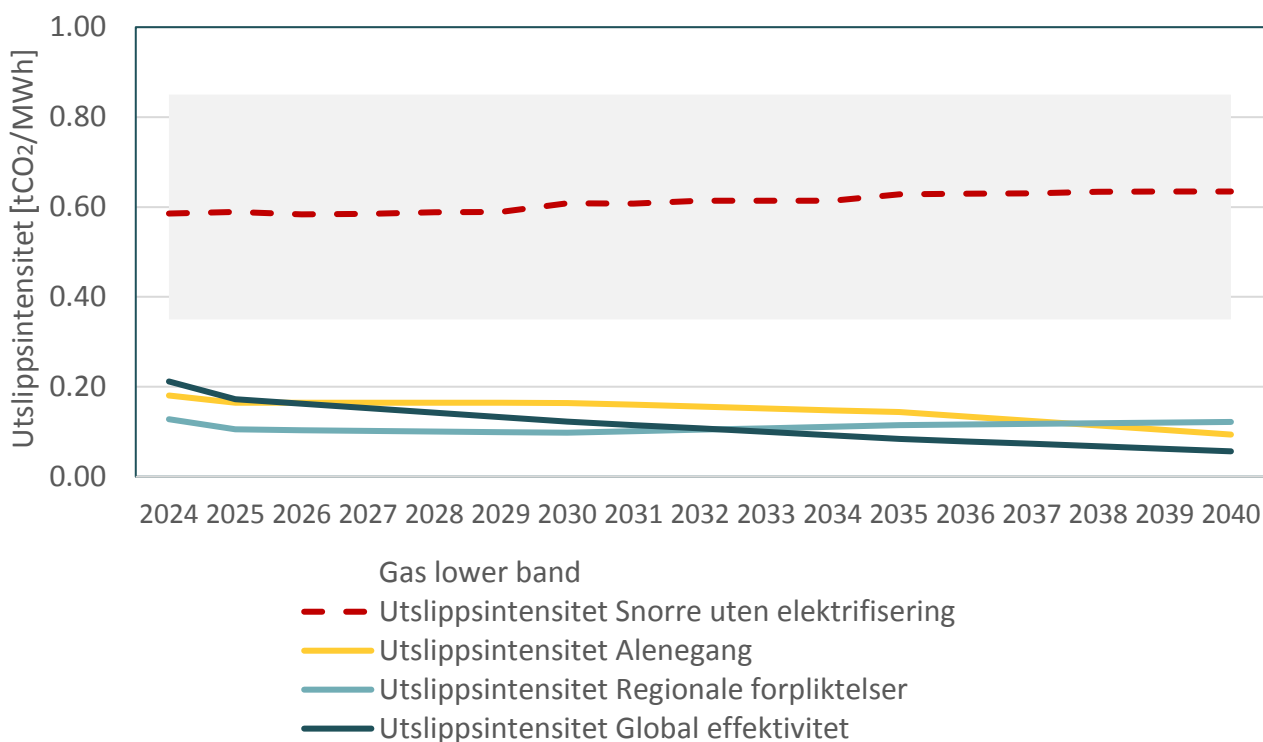
I datamaterialet fra Statoil har vi også mottatt profiler for det årlige energibehovet i MWh, jf. Figur 27, slik at vi har kunnet estimere karbonutslipp per MWh. Vi har korrigert for at det er et tap i elektrisitetsoverføringen på 8,5 prosent.

Figur 27: Snorres elektrisitetsbehov fra landstrøm i de to elektrifiseringsalternativene (GWh/år) inkludert tap



Figur 28 viser utslippsintensiteten i tonn CO₂ pr. MWh fra energiproduksjon på Snorre og i kraftmarkedet (marginale utslipp med investeringer). Den røde linjen representerer utslippsintensiteten per år for nullalternativet uten elektrifisering. De heltrukne linjene viser hvor mye utslippene fra kraftproduksjon på land øker pga. økt etterspørsel etter elektrisitet fra Snorre, for hvert av de tre politikkscenarioene. Den nederste delen av det grå feltet viser utslippsintensiteten fra et moderne gasskraftverk, som slipper ut rundt 0,35 tCO₂ pr. MWh. Et gjennomsnittlig gasskraftverk i dag ligger gjerne litt høyere (rundt 0,4 tCO₂ pr. MWh.), men vi antar at en del av de minst effektive verkene vil være faset ut innen 2023. Den øverste delen av feltet viser utslippsintensiteten fra et gjennomsnittlig kullkraftverk, rundt 0,8 tCO₂ pr. MWh.

Figur 28: Lokale utslippskutt pr. MWh med elektrifisering samt utslipp pr. MWh i kraftmarkedet i hvert scenario



Vi kan dra følgende konklusjoner fra disse tallene:

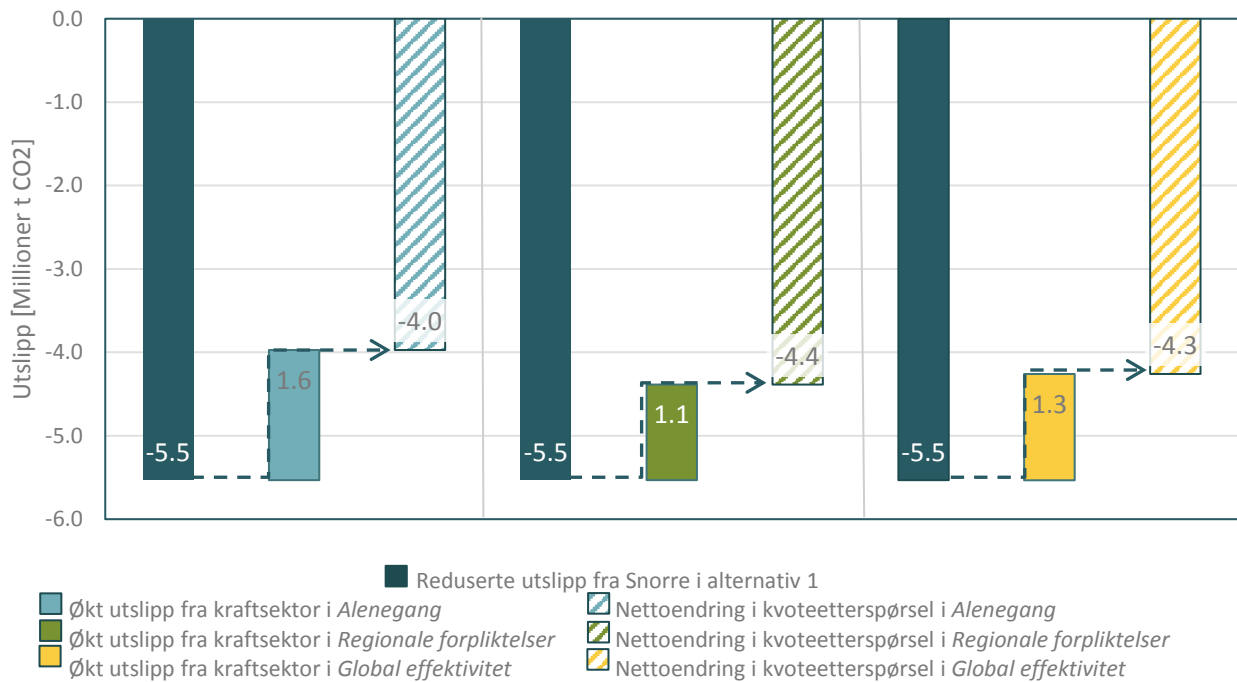
- Utslippsintensiteten til elektrifiseringsalternativene ligger under utslippsintensiteten til et moderne gasskraftverk (grått felt).
- De marginale utlippene i kraftsektoren (med investeringer) ligger langt under utslippsintensiteten på Snorre. Den forventede energimiksen i Europa vil bestå av såpass mye fornybar energi at de samlede utlippene fra kraftsektoren vil være mye lavere enn dersom alt energibehovet på Snorre skulle dekkes av gassproduksjon.
- Figuren viser at utslippsreduksjonen man potensielt kan oppnå fra Snorre er høyere enn utslippsøkningen i kraftsektoren. Dersom man kun sammenligner disse to utlippene, uten å ta hensyn til kvotetaket og karbonlekkasje, er det klart at elektrifisering vil redusere de samlede karbonutlippene, om enn noe mindre enn det lokale utslippskuttet på plattformen.

Men dersom kvotetaket i ETS er fast og bindende på lang sikt, vil kvotene som frigjøres før eller senere bli brukt til å dekke utslipp ett eller annet sted i kvotesystemet.

Figur 29 viser den totale mengden utslipp fra Snorre som kuttes i alternativ 1 (mørkeblå søyle) samt den tilsvarende økningen i utslipp i kraftsektoren som elektrifiseringen fører til i de ulike scenarioene (blå, grønn og gul søyle) i løpet av Snorres levetid når vi tar hensyn til endringene i produksjonsmiksen. Summen av disse utgjør nettoendringen i kvoteetterspørselen i perioden (skraverete søyler). I *alenegang* medfører den økte kraftetterspørselen fra Norge at utlippene fra den europeiske kraftsektoren øker med 1,7 millioner tonn CO₂ i perioden. I *regionale forpliktelser* og *global effektivitet*, hvor en større andel av kraftetterspørselssøkningen dekkes av fornybar energiproduksjon i Europa, er utslippsøkningen fra kraftsektoren på henholdsvis 1,2 og 1,4 millioner tonn CO₂. Avhengig av scenario vil full elektrifisering av Snorre dermed føre til en netto reduksjon i kvoteetterspørselen i kvotemarkedet på mellom 3,5 og 4,0 millioner tonn CO₂ totalt i løpet av Snorres levetid. Nettoendringen utgjør en svært liten andel av den totale kvotemengden. I 2013 ble kvotetaket satt til 2 milliarder kvoter (en kvote gir rett til å slippe ut ett tonn CO₂), for deretter å reduseres med 38 millioner per år i fase III (2013-2020) og 48 millioner per år i fase IV (2021-2030)¹⁵. Netto reduksjonen i kvoteetterspørselen som følge av elektrifisering av Snorre vil derfor trolig ha en begrenset priseffekt i kvotemarkedet, men vil like fullt påvirke hvilke prosjekter som gjennomføres på marginen.

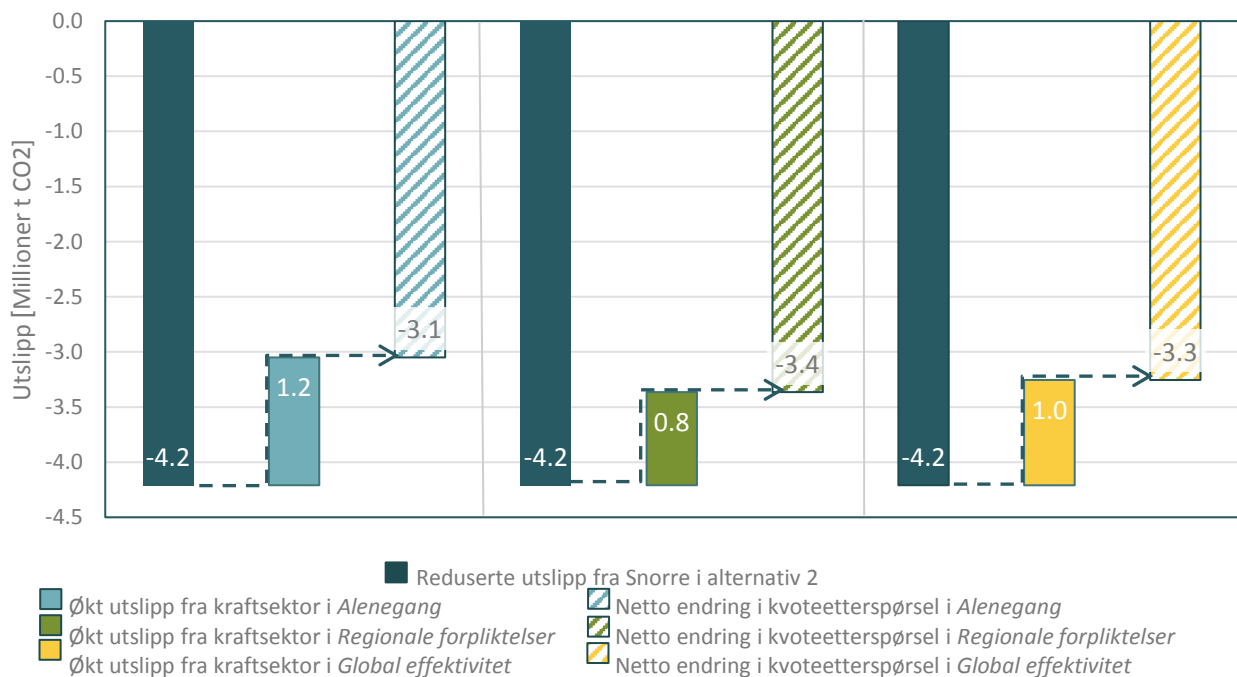
¹⁵ European Commission (2017). "Emissions cap and allowances". https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap_en

Figur 29: Netto endring i kvoteetterspørsel i Alternativ 1 per scenario



Ved deelektrifisering vil utslippene fra Snorre reduseres med 4,2 millioner tonn CO₂ i løpet av perioden, mens utslippene fra kraftsektoren vil øke med mellom 0,8 og 1,2 millioner tonn CO₂ avhengig av scenario. Netto effekten i kvotemarkedet av å deelektrifisere Snorre blir følgelig at kvoteetterspørselen reduseres med mellom 3,1 og 3,4 millioner tonn CO₂ avhengig av scenario, som vist i Figur 30. I begge elektrifiseringsalternativene reduseres dermed utslippene på Snorre mer enn utslippene fra kraftsektoren øker.

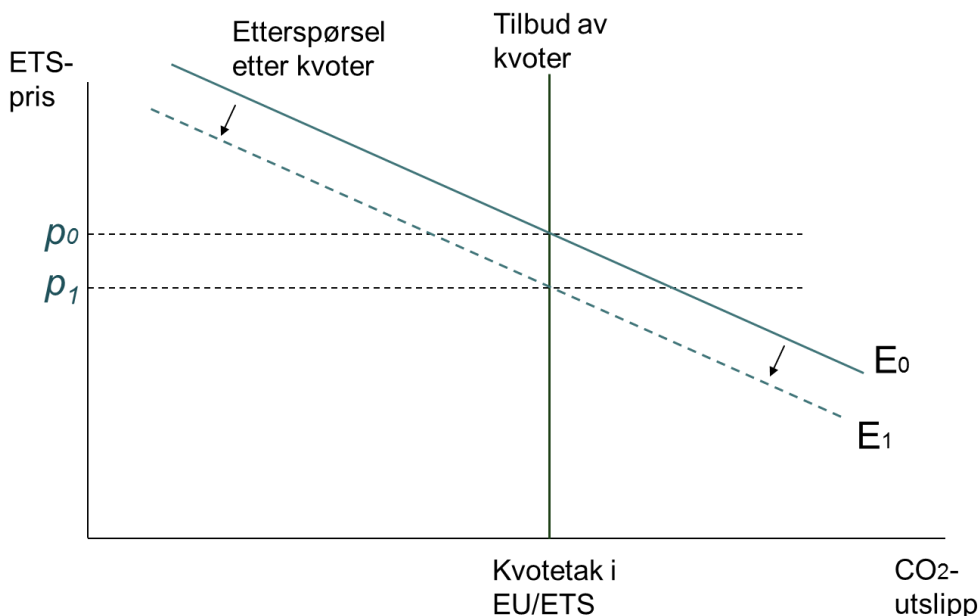
Figur 30: Netto endring i kvoteetterspørsel i Alternativ 2 per scenario



5.3.2 Elektrifisering reduserer etterspørselen etter ETS-kvoter

Siden investeringene i ny kapasitet varierer mellom politikkscenarioene, varierer også effekten av elektrifisering mellom politikkscenarioene. I alle politikkscenarioene er imidlertid den langsiktige nettoeffekten på etterspørselen etter ETS-kvoter negativ: Reduksjonen i utslipp fra Snorre oppveies ikke av økte utslipp fra kraftproduksjon. Gitt at Snorres tiltakskostnad er høyere enn kvoteprisen, vil elektrifisering av Snorre føre til en lavere kvotepris fordi kvoteetterspørselen reduseres.

Figur 31: Priseffekten i ETS-markedet som følge av elektrifisering. Prinsippkisse.



Figur 31 viser dynamikken i ETS-markedet. Dersom vi forutsetter at kvotetaket er gitt (på kort og lang sikt), vil netto reduksjon i kvoteetterspørselen gi lavere kvotepris, noe som betyr at marginale klimatiltak, som ellers ville vært lønnsomme, kan skrinlegges eller utsettes. Kvoteprisen blir lavere, men utslippene innenfor ETS endres ikke.

Det er imidlertid ikke sikkert at kvotetaket er gitt, verken på kort eller lang sikt. Fram til 2030, er antallet kvoter bestemt, men stabilitetsreserven (MSR) innebærer at hvis kvoteoverskuddet øker, kan flere kvoter trekkes ut av markedet. Det innebærer i så fall at det effektive kvotetaket, og utslippene i ETS, for perioden fram til 2030 reduseres.

EUs plan er foreløpig å videreføre tilstramningen i kvotetaket med samme prosent etter 2030, men det kan endre seg. (Fra den tredje til den fjerde handelsperioden ble faktoren økt fra 1,74 til 2,2 prosent for å redusere overskuddet.) Jo billigere klimapolitikken oppleves for Europa, jo større sannsynlighet er det for at kvotetaket strammes ytterligere til. Jo større overskudd og jo lavere kvotepris, desto billigere vil en tilstramming i ETS oppleves. Dersom kvotetaket strammes til, reduseres utslippene i ETS.

5.3.3 Lavere karbonpris reduserer karbonlekkasje

Endringer i kvoteprisen i ETS kan gi karbonlekkasje internt i Europa, mellom ETS-sektorene og ESD-sektorene, og mellom Europa og resten av verden. Karbonlekkasje oppstår ved at en økning i ETS-prisen (eller den relevante karbonprisen) vrir konkurranseforholdet mellom produksjon i ETS-sektorene og i andre sektorer eller globalt. Dersom produksjonen i andre sektorer og land ikke er omfattet av en (like) streng klimapolitikk, betyr det at noe av utslippsreduksjonen ved en tilstramming motvirkes av økte utslipp utenfor ETS. Motsatt vil et tiltak som fører til at ETS-prisen blir lavere, slik elektrifisering av Snorre vil gjøre (dersom det ikke er et lønnsomt tiltak), gi den motsatte effekten: En

lavere ETS-pris styrker konkurranseevnen til virksomhet som omfattes av ETS, og gir dermed lavere utslipp i ESD og globalt.

Dynamikken er forskjellig i de ulike politikkscenarioene, der vi har antatt ulik utvikling av både global og europeisk klimapolitikk:

- I *aleneegang* forutsetter vi at EU fortsetter med ulike rammer for utslipp i ETS- og ESD-sektorene, og at de marginale tiltakskostnadene er høyere i ESD enn i ETS. Det innebærer at vi kan få karbonlekkasje fra ESD til ETS, fordi klimapolitikken fører til relativt større kostnadsøkning i ESD over tid, mens prisen i ETS blir lavere. På sett og vis kan vi si at en større del av utslippene da omfattes av ETS pga. relative endringer i konkurranseevnen mellom virksomhet i ETS og virksomhet i ESD. Redusert ETS-pris betyr da at noen av de dyreste tiltakene i ESD kan unngås – hvis utslippene i ESD er gitt – eller at utslippene i ESD reduseres. Samlet sett gir dette en lavere europeisk karbonpris. Prinsippet er det samme som når to land handler med hverandre der kostnadene for å produsere en vare er ulik. Ved å handle med hverandre vil det landet som produserer varen billigst (eller i dette tilfellet ETS som har lavere tiltakskostnad) kunne produsere mer og eksportere til det landet som har høye produksjonskostnader (ESD), effekten blir da at prisen havner midt i mellom de opprinnelige prisene. Det vil si at prisen i ETS stiger, mens den synker i ESD. Samlet realiseres en effektivitetsgevinst. Også i forhold til resten av verden bedres konkurranseevnen til europeisk industri, noe som reduserer karbonlekkasje mellom Europa og resten av verden.
- I *regionale forpliktelser* forutsetter vi at alle utslipp i Europa omfattes av kvotemarkedet og stilles overfor samme kvotepris. Med full fleksibilitet mellom ulike sektorer, blir det ingen lekkasjeeffekt mellom ETS og ESD fordi forskjeller i tiltakskostandene allerede er utjevnet. Dersom vi forutsetter at kvotetaket er fastsatt og ikke strammes inn, vil ETS-prisen reduseres. I *regionale forpliktelser* forventer vi at resten av verden fører en noe mindre streng klimapolitikk enn Europa. I så fall får vi også i dette tilfellet en motsatt karbonlekkasjeeffekt mellom Europa og resten av verden fordi karbonprisen i Europa blir lavere enn ellers, og de globale utslippene reduseres.
- I *global effektivitet* forutsetter vi at alle utslipp omfattes av den globale karbonprisen. Dersom denne settes i et globalt kvotemarked og er satt effektivt, dvs. som en langsiktig begrensning som styrer mot togradersmålet, vil elektrifisering på Snorre medføre at billigere tiltak med tilsvarende utslippsreduksjon ikke gjennomføres. Uten en mye mer detaljert analyse, kan vi ikke si hvor eller hvilke tiltak det i så fall vil være, og selv en detaljert analyse vil naturligvis være beheftet med stor usikkerhet. Antar vi derimot at den globale karbonprisen er satt som en avgift, vil ikke elektrifisering på Snorre påvirke hvilke andre tiltak som gjennomføres. (Dersom mange dyre tiltak gjennomføres og avgiften ikke settes en gang for alle, kan imidlertid resultatet bli en lavere avgift, og effekten lignende som for et globalt kvotemarked.)

Oppsummert: Selv om vi antar at kvotetaket i ETS er gitt en gang for alle, eller blir det samme uansett, vil elektrifisering av Snorre, selv om det ikke er lønnsomt, ha en positiv effekt på de globale utslippene på grunn av en motsatt karbonlekkasjeeffekt, dvs. at karbonlekkasje fra Europa til andre deler av verden som ikke har en like streng klimapolitikk, vil motvirkes. Utslippene i ETS blir de samme, men globale utslipp reduseres pga. karbonlekkasje.

Det finnes ulike anslag på karbonlekkasjefaktorer. CECILIA 2050 (2015)¹⁶ har anslått lekkasje-effekter mellom 28 og 44 prosent. I teorien kan de globale utslippsreduksjonene dermed være like store som utslippsreduksjonene lokalt. Det er imidlertid betydelig usikkerhet knyttet til estimater på karbonlekkasjefaktorer.

¹⁶ Basque Centre for Climate Change (2015), CECILIA 2050 Assessment of EU Instrumentation Options under Different Supranational Governance Scenarios

6 OPPSUMMERING

Hvorvidt elektrifisering av Snorre er et lønnsomt klimatiltak avhenger av om tiltakskostnaden for elektrifisering er lavere enn kalkulasjonsprisen. Den samfunnsøkonomiske verdien av utslippskutt (kalkulasjonsprisen) bestemmes av den marginale tiltakskostnaden. Den marginale tiltakskostnaden avhenger av de klimapolitiske rammebetingelsene på lang sikt.

Vi beregner følgende tiltakskostnader for elektrifiseringsalternativene til Snorre ved en diskonteringsfaktor på fem prosent:

- Netto nåverdien av tiltakskostnaden ved full elektrifisering av Snorre ligger på mellom 1402 og 1548 kroner per tonn CO₂ avhengig av politikksenario.
- Netto nåverdien av tiltakskostnaden ved delelektrifisering av Snorre ligger på mellom 1372 og 1489 kroner per tonn CO₂ avhengig av politikksenario.

Utviklingen i klimapolitikken de neste tiårene påvirker tiltakskostnaden både gjennom kraftkjøpskostnadene og markedsprisen for frigjort gass i løpet av levetiden. I alle scenarioene forventer vi at den norske kraftprisen stiger betydelig fra dagens nivåer som følge av at karbonprisene øker og at gasskraftverk i større grad blir prissettende i Europa. Likevel er det et stort utfallsrom for kraft- og gassprisutviklingen mot 2040 som må sees i sammenheng med den internasjonale klimapolitikken:

- Tiltakskostnadene for full elektrifisering av Snorre er høyest i *global effektivitet* hvor et internasjonalt kvotemarked blir opprettet fra 2030 og karbonprisen konvergerer mot den globale marginale skadekostnaden. I dette scenarioet fører høye gasspriser og økende karbonpriser til at kraftprisen stiger kontinuerlig mot 2040.
- Tiltakskostnadene for delelektrifisering av Snorre er høyest i *regionale forpliktelser* hvor EU påtar seg en lederrolle i den internasjonale klimapolitikken og oppretter et felles kvotemarked for de nåværende ETS-sektorene og ESD-sektorene. Kraftkjøpskostnadene er lavere enn i *global effektivitet* fordi en høy karbonpris i begynnelsen av perioden fremskynder betydelige investeringer i fornybar energi i Europa. Følgelig har brenselprisene etter hvert mindre effekt på kraftprisene og kraftprisene faller mot slutten av perioden.
- Tiltakskostnadene er lavest i *alenegang* hvor EU viderefører dagens kvotemarked. Kraftprisen ligger på et lavere nivå enn i de andre scenarioene som følge av en lavere karbonpris. Kraftkjøpskostnadene utgjør følgelig en mindre andel av tiltakskostnadene.

I tillegg til kraftkjøpskostnadene og markedsprisen for gass som er representert ved de ulike politikksenarioene, er investeringskostnadene og levetiden de viktigste faktorene som påvirker tiltakskostnaden.

- Investeringskostnadene utgjør den største kostnadskomponenten. Tiltakskostnaden er spesielt sensitiv for endringer i investeringskostnadene siden disse kostnadene faller i de første fire årene av levetiden til Snorre. En ett prosents endring av investeringskostnadene fører til en omtrent tilsvarende prosentvis endring av tiltakskostnadene.
- En endring i levetiden vil også ha betydelige konsekvenser for tiltakskostnaden. Dersom Snorres levetid forlenges med to år vil tiltakskostnadene falle med omtrent ni prosent, mens en forlengelse av levetiden på seks år reduserer tiltakskostnadene med 22 prosent. Effekten av forlenget levetid er imidlertid gradvis avtakende fordi verdien av fremtidige CO₂-utslippsreduksjoner neddiskonteres. En reduksjon i levetiden på to år vil øke tiltakskostnaden med seks til syv prosent avhengig av scenario. Denne effekten blir sterkere jo mer Snorres levetid forkortes.

Elektrifisering av Snorre er et langsiktig klimatiltak og må derfor måles mot utviklingen i marginale tiltakskostnader på lang sikt. Vurderingen må ta hensyn til at det vil skje endringer i de klimapolitiske rammebetingelsene og i energimarkedene i tiltaksperioden.

Verdien av utslippsreduksjoner (kalkulasjonsprisen) fra elektrifisering av Snorre er avhengig av politikkscenario. Karbonprisbanene i politikkscenarioene representerer denne verdien. Elektrifisering av Snorre er et effektivt klimatiltak dersom tiltakskostnaden for elektrifisering (per CO₂-enhet) er lavere enn kalkulasjonsprisen (eller øvre grense for den samfunnsøkonomisk effektive tiltakskostnaden). Våre beregninger viser at tiltakskostnadene for full elektrifisering og delelektrifisering av Snorre ligger langt over kalkulasjonsprisene i alle scenarioene.

- I *alenegang*, hvor utslippene fra Snorre er underlagt EU ETS, er kalkulasjonsprisen 191 kroner per tonn CO₂ for Alternativ 1 og 185 kroner per tonn CO₂ for Alternativ 2.
- I *regionale forpliktelser*, der utslippene fra Snorre inngår i et europeisk kvotemarked som inkluderer alle sektorer, er kalkulasjonsprisen 535 kroner per tonn CO₂ for Alternativ 1 og 518 kroner per tonn CO₂ for Alternativ 2.
- I *global effektivitet*, hvor alle globale utslipp er underlagt en felles karbonpris, er kalkulasjonsprisen 441 kroner per tonn CO₂ for Alternativ 1 og 429 kroner per tonn CO₂ for Alternativ 2.

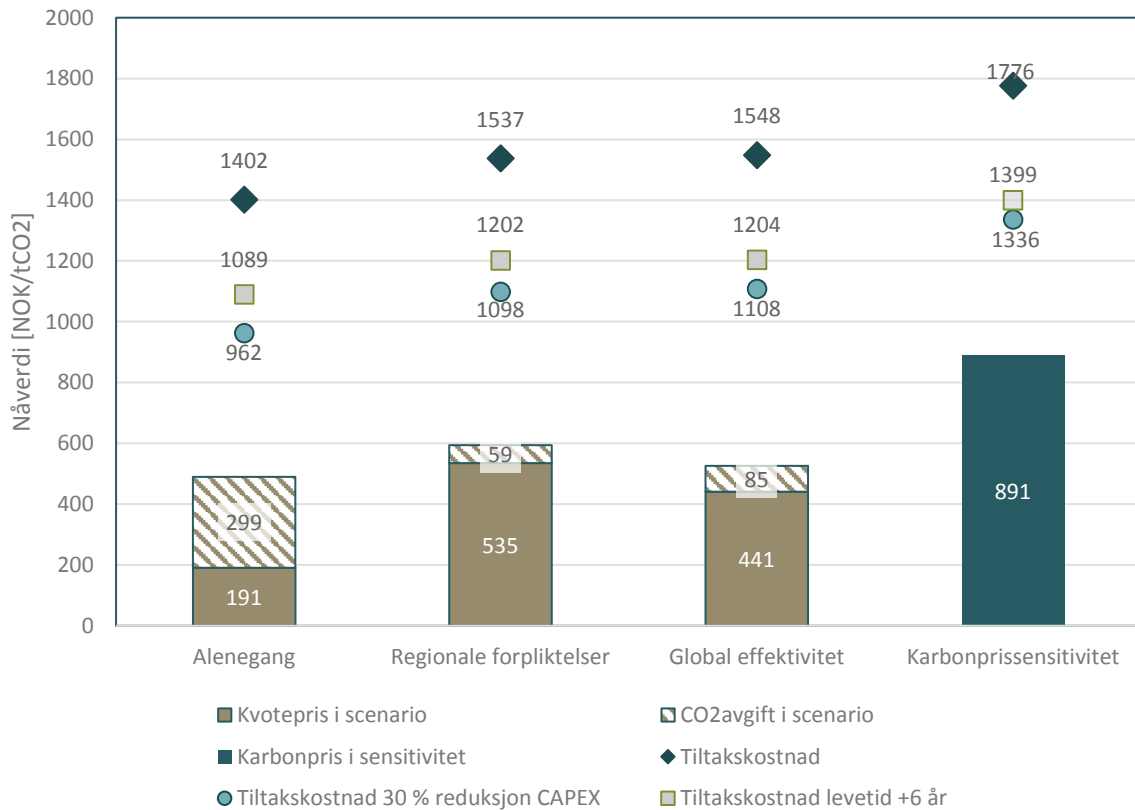
Dette innebærer at Snorre ikke er et kostnadseffektivt miljøtiltak. I tillegg har vi anvendt kalkulasjonspriser som tar høyde for både den særnorske avgiften og kvoteprisen. Da legger vi til grunn at dagens virkemiddelbruk videreføres til 2030 i alle scenarioene, og også etter 2030 i *alenegang*. Det innebærer at CO₂-avgiften på sokkelen settes slik at det i praksis etableres et gulv for karbonprisen. Tiltakskostnaden ved elektrifisering er likevel langt høyere enn disse kalkulasjonsprisene i alle scenarioene.

En naturlig målestokk for verdien av utslippskutt fram mot 2050, er den globale marginale skadekostnaden eller tiltakskostnadskurven for å nå togradersmålet. For å ta høyde for det store utfallsrommet for estimerer for kalkulasjonsprisen for klimagassutslipp, har vi utført en følsomhetsanalyse hvor vi legger til grunn en kalkulasjonspris basert på en betydelig høyere karbonprisbane gjennom hele prosjektets levetid. Med karbonpriser som stiger fra 491 kroner per tonn CO₂ i 2020 til 1450 kroner per tonn CO₂ i 2040, får vi en kalkulasjonspris på 891 kroner per tonn CO₂ for alternativ 1 ved en diskonteringsrente på fem prosent. Denne kalkulasjonsprisen er likevel betraktelig lavere enn tiltakskostnaden i karbonprissensitiviteten og i *global effektivitet*, som er et sammenlignbart scenario.

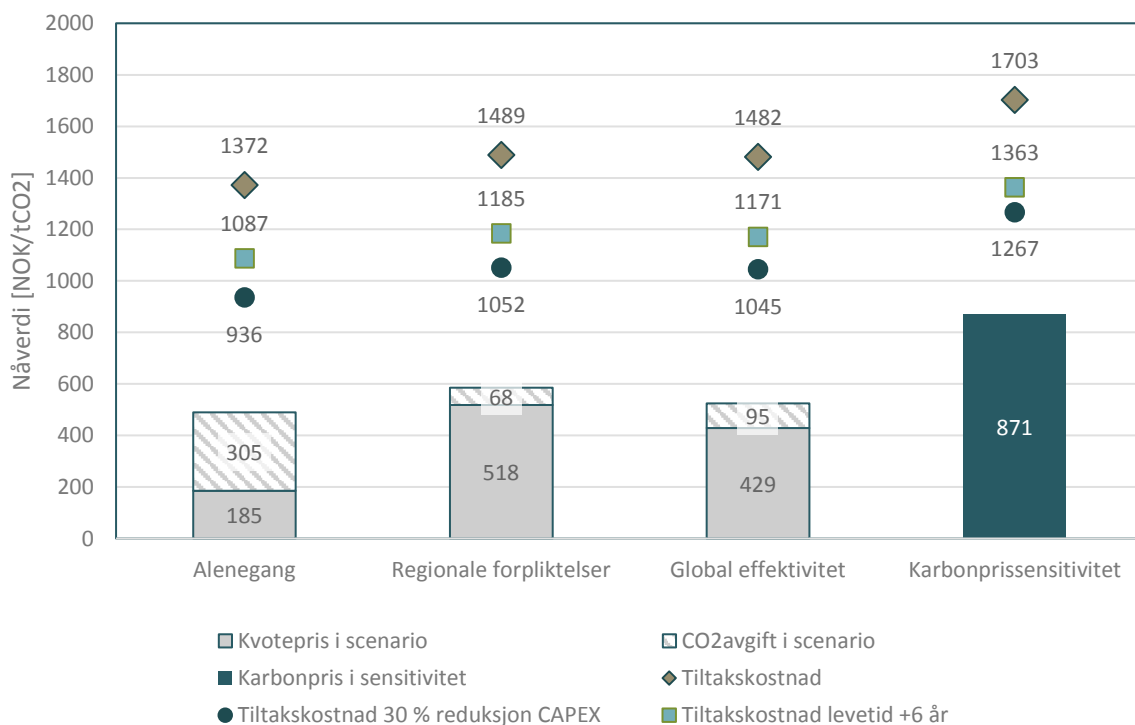
I tillegg har vi utført følsomhetsberegninger for tiltakskostnadene hvor vi endrer forutsetningene for kostnadene og levetiden med opptil 30 prosent. Disse følsomhetsberegningene bekrefter konklusjonen om at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere Snorre.

Figur 32 og Figur 33 viser tiltakskostnadene under politikkscenarioene og ulike sensitivetsberegninger (markør) og karbonprisene i politikkscenarioene og sensitivetsanalysen (søyler). Rutene viser de estimerte tiltakskostnadene, mens firkantene viser tiltakskostnadene under en antakelse om at investeringskostnaden reduseres med 30 prosent. Sirkelene viser tiltakskostnadene gitt at levetiden forlenges med seks år (dvs. 30 prosent). Som figuren viser, er tiltakskostnadene under våre mest ekstreme følsomhetsberegninger fortsatt høyere enn hver av kalkulasjonsprisene vi har beregnet. Dette gjelder for begge elektrifiseringsalternativer.

Figur 32: Kalkulasjonspriser (søyler), nåverdi av tiltakskostnader (ruter) og nåverdi av tiltakskostnader med kostnadsreduserende sensitiviteter (firkanter og sirkler) for Alternativ 1 i de ulike scenarioene ved fem prosent diskonteringsrente



Figur 33: Kalkulasjonspriser (søyler), nåverdi av tiltakskostnader (ruter) og nåverdi av tiltakskostnader med kostnadsreduserende sensitiviteter (firkanter og sirkler) for Alternativ 2 i de ulike scenarioene ved fem prosent diskonteringsrente



Et annet spørsmål er om elektrifisering, selv om det ikke er lønnsomt, vil gi lavere globale utslipp. Det kommer også an på hvilket klimapolitisk scenario vi legger til grunn. Med et effektivt globalt kvotemarked som i *global effektivitet* vil effekten bare være at det gjennomføres færre utslippskutt andre steder. Men dersom klimapolitikken ikke er effektiv, kan elektrifiseringen likevel ha en effekt ved at det reduserer etterspørselen av ETS-kvoter som igjen senker kvoteprisen i ETS. Dette skyldes at energiforbruket som ellers ville dekkes av lokalt produsert gass, vil bli levert av en renere kraftmiks fra land bestående av mye fornybar energi og lite kullkraft. Dermed er nettoeffekten av elektrifisering at etterspørselen etter kvoter reduseres. En lavere kvotepris i EU vil redusere karbonlekkasjen til andre deler av verden og dermed redusere globale utslipp.

Beslutningen om å elektrifisere Snorre må tas under betydelig usikkerhet. Det fremtidige klimapolitiske rammeverket er høyst usikkert, som demonstrert av politikkscenarioene. Dersom Snorre elektrifiseres, selv om det ikke er et samfunnsøkonomisk effektivt tiltak, vil de globale utslippene fortsatt reduseres på grunn av redusert karbonlekkasje, bortsett fra i *global effektivitet*. Ettersom globale utslipp er regulert av et fast tak fra 2030 i dette scenarioet, vil det ikke være noen karbonlekkasje i siste halvdel av Snorres levetid.