




NIRAS



pwc



Samfundsøkonomisk konsekvensvurdering

Vandkraftprojekter i Grønland

NAALAKKERSUISUT, GOVERNMENT OF GREENLAND

OPDATERET 18. MAJ 2021

Indhold

1	Sammenfatning	3
1.1	Samfundsøkonomi	3
1.2	Driftsøkonomi	3
2	Baggrund	4
3	Basisscenarie og alternative scenarier	4
3.1	Basisscenariet	5
3.2	Scenarie A – Etablering af nyt vandkraftanlæg ved Qasigiannuit og Aasiaat	5
3.3	Scenarie B – Udvidelse af Buksefjordsværket ved Nuuk	5
3.4	Scenarie C – Udvidelse af Buksefjordsværket og etablering af vandkraftværk ved Qasigiannuit og Aasiaat	6
4	Samfundsøkonomi	6
4.1	Forudsætninger	6
4.1.1	Forudsætninger for energibehovet i Qasigiannuit og Aasiaat	7
4.1.2	Forudsætninger for energibehovet i Nuuk	9
4.2	Resultater fra den samfundsøkonomiske analyse	12
4.3	Følsomhedsanalyse	12
4.3.1	Brændselspriser	13
4.3.2	Diskonteringsrate og investeringsomkostninger	14
4.3.3	Befolkningsvækst og tidshorisont	15
4.3.4	Indregning af CO ₂ -omkostninger, øget elektrificering og størrelsen af produktionskapaciteten	15
4.4	Konklusion på den samfundsøkonomiske analyse	16
5	Driftsøkonomi	16
5.1	Driftsøkonomisk analyse	16
5.2	Generelle forudsætninger	17
5.3	Resultater 18	
5.4	Følsomhedsanalyser	19
5.4.1	Inflation og diskonteringsrente	19
5.4.2	Brændselspriser og investeringsomkostninger	20
5.4.3	Udlånsrente og befolkningsvækst	20
5.5	Konklusion på den driftsøkonomiske analyse	21
6	Gældsudviklingsanalyse	21

1 Sammenfatning

Formålet med den samfundsøkonomiske analyse er grundlæggende at sikre et gennearbejdet beslutningsgrundlag for, hvorvidt det er hensigtsmæssigt at arbejde videre med planerne om vandkraftprojekterne i Qasigiannuit, Aasiaat og Nuuk.

I analysen sammenlignes tre projektscenarier med et basisscenarie. I basisscenariet gennemføres der ingen vandkraftprojekter. De tre projektscenarier er:

- Scenarie A: Nyt vandkraftværk i Qasigiannuit og Aasiaat
- Scenarie B: Udvidelse af vandkraftværket i Buksefjorden i Nuuk
- Scenarie C: Både nyt vandkraftværk i Qasigiannuit og Aasiaat og udvidelse af vandkraftværket i Buksefjorden i Nuuk (det kombinerede scenarie)

Grundlæggende for alle scenarier er, at de beskriver, hvordan det samlede energibehov fra indbyggere og erhverv dækkes, både ift. varme og elektricitet. Måden hvorpå dette energibehov bliver dækket vil variere mellem de fire scenarier. Scenariet med de laveste omkostninger til at opfylde energibehovet er det samfundsøkonomisk mest rentable.

Den samfundsøkonomiske analyse, udarbejdet af NIRAS, er suppleret med en driftsøkonomisk analyse, som er udarbejdet af PwC.

1.1 Samfundsøkonomi

Samlet set viser den samfundsøkonomiske analyse, at det er forbundet med de laveste samfundsøkonomiske omkostninger at gennemføre det kombinerede scenarium (C), som både omfatter udvidelsen af anlægget i Buksefjorden ved Nuuk og det nye vandkraftværk i Qasigiannuit og Aasiaat. Omkostningerne i dette scenarie er knap 40 % lavere end omkostningerne forbundet med basisscenariet.

Nuuk-udvidelsen (B) alene er forbundet med 35 % lavere omkostninger end basisscenariet og er meget robust overfor ændringer i de centrale parametre, herunder brændselspriser, investeringsomkostninger, befolkningsfremskrivninger mv. Ingen af de gennemførte følsomheder gør Nuuk-udvidelsen samfundsøkonomisk mindre rentabelt end basisscenariet.

Etableringen af vandkraftværket i Qasigiannuit og Aasiaat (A) er forbundet med knap 5 % lavere omkostninger end basisscenariet og er således mindre robust end scenarie B. Der kræves dog en ca. 20 % reduktion i olieprisen eller en stigning på 50% i investeringsomkostningerne, førend Scenarie B er mindre rentabelt end basisscenariet

1.2 Driftsøkonomi

Den driftsøkonomiske analyse viser, at en udvidelse af vandkraftanlægget ved Buksefjorden kombineret med etablering af et vandkraftværk ved Aasiaat og Qasigiannuit (scenarie C) samlet set er det mest rentable for en offentlig forsyningsvirksomhed. Dette stemmer overens med konklusionen fra den samfundsøkonomiske analyse, som viser at samme scenarie er forbundet med de færreste samfundsøkonomiske omkostninger.

Der er tre centrale forhold, som ligger til grund for denne konklusion, og som er afgørende for prioriteringen mellem de analyserede scenarier:

- Øgede indtægter som følge af befolkningsvækst i Nuuk og konvertering fra privat til offentlig varmforsyning.
- Sparede brændselsomkostninger ved overgang fra olie til vandkraft.
- De driftsøkonomiske gevinster overstiger finansieringsomkostninger.

Under de beskrevne forudsætninger vil scenarie B, hvor det alene er vandkraftanlægget i Buksefjorden som udvides, ligeledes have væsentlige positive afledte driftsøkonomiske konsekvenser for en offentlig forsyningsvirksomhed.

Resultaterne er robuste overfor væsentlige ændringer i de anvendte forudsætninger. Det er således kun i tilfælde af, at de forventede anlægsinvesteringer stiger med 50 %, at de driftsøkonomiske gevinster er lavere i scenarie C end scenarie B .

2 Baggrund

Naalakkersuisut har en målsætning om, at den offentlige energiforsyning i videst muligt omfang skal være baseret på vedvarende energi i 2030. De omkring 4.300 indbyggere i Qasigiannuit og Aasiaat forsynes i dag med elektricitet og varme, der hovedsageligt baseres på fossile brændsler, hvor opvarmning i høj grad sker ved hjælp af individuelle oliefyr og -kedler. De to byer står i dag for 20 % af det samlede olieforbrug i den offentlige energiforsyning. I Nuuk kommer 99 % af den offentlige energiforsyning fra vedvarende energi, hvor en stor andel er baseret på el fra vandkraftanlægget i Buksefjorden. Nuuk har dog ligeledes en stor andel opvarmning med individuelle oliefyr, som ikke er en del af en fælles varmforsyning.

Opførelse af et vandkraftanlæg til forsyning af Qasigiannuit og Aasiaat samt en udvidelse af vandkraftforsyningen til Nuuk kan bidrage til et øget brug af vedvarende energikilder og understøtter således Naalakkersuisuts Sektorplan for Energi- og Vandforsynings hovedmålsætning om at anvende vedvarende energi i videst muligt omfang i 2030.

Formålet med den samfundsøkonomiske analyse er grundlæggende at sikre et gennearbejdet beslutningsgrundlag for, hvorvidt det er hensigtsmæssigt at arbejde videre med planerne om vandkraftprojekterne i Qasigiannuit, Aasiaat og Nuuk. I analysen sammenlignes tre projektscenarier med et basisscenarium, hvor de ovennævnte vandkraftprojekter ikke gennemføres.

Endvidere udarbejdes en driftsøkonomisk analyse, der belyser hvordan projekterne påvirker driftsøkonomien i en offentlig forsyningsvirksomhed.

3 Basisscenarie og alternative scenarier

Fire forskellige scenarier analyseres både i den samfundsøkonomiske og den driftsøkonomiske analyse. Det første scenarie er et basisscenarie, som de øvrige scenarier sammenlignes med. I det følgende er der en nærmere beskrivelse af de fire scenarier, og hvordan resultaterne af analyserne skal tolkes. Grundlæggende for alle scenarier er, at de beskriver, hvordan det samlede energibehov fra indbyggere og erhverv dækkes, både ift. varme og elektricitet og de dertilhørende omkostninger. Måden hvorpå dette energibehov bliver dækket vil variere mellem de fire scenarier.

3.1 Basisscenariet

Energiproduktionen i Nuuk er i dag i høj grad baseret på vandkraft fra det eksisterende vandkraftvandværk, fjernvarmeproduktion fra affaldsforbrændingen og varme fra private oliefyr. Produktionen af el til lys og kraft kommer fra vandkraftværket og derudover leveres der el til kunder med fast elvarme. Den resterende del af elproduktionen bliver anvendt til at producere fjernvarme og afbrydelig elvarme.

I Qasigiannguut og Aasiaat er varmeproduktionen baseret på centrale oliekedler og private oliefyr. Elproduktionen er baseret på dieselværker, hvorfra restvarmen bliver udnyttet til fjernvarme.

I basisscenariet antages det, at der ikke laves en udvidelse af det eksisterende vandkraftværk ved Buksefjorden ved Nuuk, eller at der etableres et nyt vandkraftværk til forsyning af Qasigiannguut og Aasiaat. I Nuuk er det endvidere fra analysens start antaget, at elproduktionen fra vandkraftværket sænkes til et lavere niveau for at kunne fastholde den størst mulige elproduktion på langt sigt.

I basisscenariet uden udvidelser af elproduktionen fra vandkraft er der derfor gjort antagelser omkring det fremtidige behov for investeringer i energiforsyningen, som skal imødekomme byernes samlede energibehov. For Nuuk antages det øgede energibehov som følge af befolkningsvækst at betyde øget forbrug af olie, dels i den offentlige varme- og elforsyning og dels i private oliefyr til opvarmning. I Qasigiannguut og Aasiaat, hvor der ikke forventes befolkningsvækst, antages det nuværende olieforbrug i fremtiden at være uændret.

I basisscenariet er der endvidere gjort antagelser omkring investeringer i centrale dieselværker, som skal bidrage til fjernvarmeproduktionen og i nogle tilfælde også elproduktionen i de tre byer i en fremtid, hvor vandkraftproduktionen ikke udvides eller etableres.

3.2 Scenarie A – Etablering af nyt vandkraftanlæg ved Qasigiannguut og Aasiaat

I scenarie A etableres alene et vandkraftanlæg, som skal forsyne byerne Qasigiannguut og Aasiaat. Vandkraftanlægget skal erstatte den nuværende produktion af el og varme fra centrale dieselværker, og erstatte en del af varmen leveret af private oliefyr. Investeringen i vandkraftværket ved Qasigiannguut og Aasiaat indeholder investering i turbiner, transmissionsledninger, netudvidelser samt installation af afbrydelig elvarme hos husstandene i Qasigiannguut og Aasiaat.

I scenarie A vil vandkraftværket gå ind og erstatte produktion af el fra dieselværker og produktionen af varme fra oliekedler. Det antages at indbyggere med fjernvarme vil få installeret afbrydelig elvarme, hvilket også gælder for de indbyggere, som konverteres fra private oliefyr.

3.3 Scenarie B – Udvidelse af Buksefjordsværket ved Nuuk

Scenarie B indeholder alene en udvidelse af Buksefjordsværket ved Nuuk. Udvidelsen består af etableringen af en tunnel op til et nyt vandreservoir for at øge reservoirkapaciteten, en investering i yderligere en turbine, investering i afbrydelig elvarme hos de husstande, som skal konverteres fra private oliefyr, samt en udvidelse af fjernvarmenettet.

Udvidelsen af Buksefjordsværket betyder, at nye indbyggere kan blive forsynet med el til lys og kraft fra vandkraftværket og at indbyggere med private oliefyr desuden kan blive konverteret til afbrydelig elvarme. Installationen af afbrydelig elvarme er indeholdt i investeringsoverslaget over i udvidelsen af Buksefjordsværket, og det antages at kunder med afbrydelig elvarme fortsat skal have et oliefyr som backup-varmeforsyning¹. Eksisterende indbyggere som forsynes af fjernvarme eller fast elvarme vil i Scenarie B fortsat forsynes af dette.

3.4 Scenarie C – Udvidelse af Buksefjordsværket og etablering af vandkraftværk ved Qasigiannuit og Aasiaat

Scenarie A og B er uafhængige af hinanden. Det betyder, at hvis scenarie B gennemføres, så har dette ikke nogen betydning for energiproduktionen i Qasigiannuit og Aasiaat, og omvendt, hvis scenarie A gennemføres, så har det ingen betydning for energiproduktionen i Nuuk.

I scenarie C gennemføres både scenarie A og B det vil sige at Buksefjordsværket udvides, og et nyt vandkraftværk etableres ved Qasigiannuit og Aasiaat. Givet at de to scenarier er uafhængige og såfremt begge scenarier er forbundet med lavere omkostninger end basisscenariet, så vil scenarie C være forbundet med de samlet set laveste omkostninger, og derved være det mest rentable scenarie, når alle fire scenarier sammenlignes. Hvis det fx kun er scenarie B, som er rentabelt, så vil det betyde at scenarie B vil være mere rentabelt end scenarie C, idet det ville være bedre ikke at gennemføre begge projekter, hvis kun det ene er bedre end basis-scenariet.

4 Samfundsøkonomi

4.1 Forudsætninger

Den samfundsøkonomiske analyse baseres på en række grundlæggende forudsætninger. Analysen har en tidshorisont på 80 år med start i 2021 og med sidste år i 2100. Dette er en lang tidshorisont, men den er valgt ud fra den forventede tekniske levetid for vandkraftværkerne. Ifølge Nukissiorfiit er den forventede tekniske levetid for vandkraftanlæggene i Grønland omkring 80-100 år, og der forventes inden for denne periode ikke at være behov for store reinvesteringer i vandkraftværkerne. Der er dog lavet en følsomhedsanalyse på denne centrale forudsætning, således at også tidshorisonter på henholdsvis 30 og 60 år undersøges.

I analysen er der jf. Vejledningen i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger² anvendt en diskonteringsfaktor på 4 %, som er gældende for hele perioden.

I det omfang der i analysen er benyttet danske nøgletal til opgørelse af investeringsomkostninger, er der tilføjet et tillæg på 35 %, som skal tage højde for at anlægsomkostningerne generelt er højere i Grønland set i forhold til Danmark.

¹ Dette gælder i alle scenarier.

² <https://naalakkersuisut.gl/~media/Nanoq/Files/Attached%20Files/Finans/DK/oekonomisk%20politik%202015/Vejledning%20i%20fremstilling%20af%20samfundsokonomiske%20konsekvensvurderinger%20-%20final%20-%20DK%20-%20april%202015.pdf>

Olieprisen er en central forudsætning i analysen, idet forbruget af olie varierer markant imellem scenarierne. I analysen er der taget udgangspunkt i en oliepris på 5,35 kr./liter i 2021 med en forventet prisudvikling.³ Prisudviklingen er baseret på en analyse af udviklingen i oliepriser, som Naalakkersuisut har fået udarbejdet til en anden undersøgelse, der bygger på en række opdaterede scenarier fra forskellige kilder. Naalakkersuisut har ønsket, at der benyttes et ensartet beregningsgrundlag i de forskellige analyser af energipriserne på tværs af undersøgelser. Derfor er samme estimater for olieprisudviklingen lagt til grund for denne undersøgelse. Det betyder, at udgangspunktet for fremskrivning af olieprisudviklingen i denne undersøgelse er lavere end den prisudvikling, der er antaget i den danske Energistyrelses fremskrivning, som er baseret på det Internationale Energiagentur (IEA). Energistyrelsens prisudvikling er anvendt som én af flere følsomhedsberegninger, jf. afsnit 4.3.1.

4.1.1 Forudsætninger for energibehovet i Qasigiannuit og Aasiaat

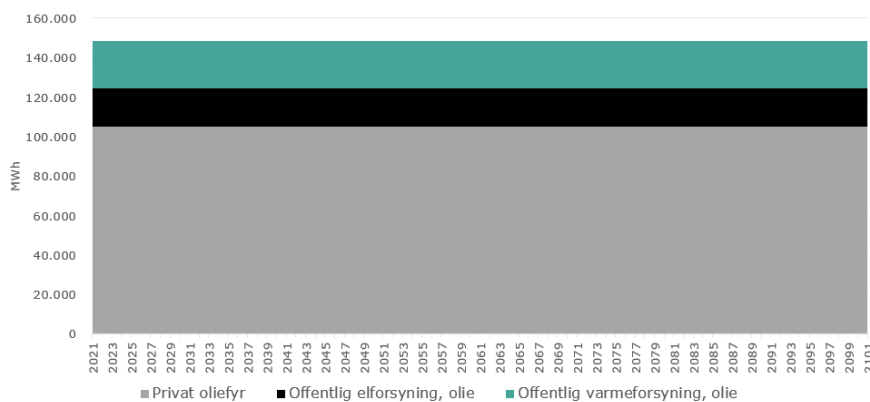
I det følgende afsnit gennemgås forudsætningerne for beregningerne i basisscenarioet for så vidt angår Qasigiannuit og Aasiaat samt Scenarie A, hvor et vandkraftværk etableres til forsyning af de to byer.

I Qasigiannuit og Aasiaat er der antaget den samme konstante befolkningsstørrelse i hele perioden. Dermed er energibehovet også konstant. Antallet af husstande er estimeret på baggrund af et gennemsnitligt antal personer pr. husstand.

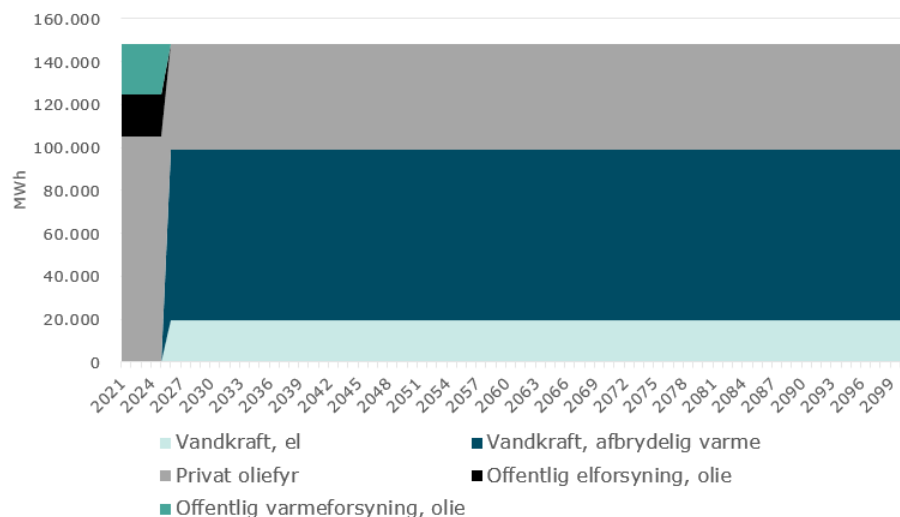
I Qasigiannuit og Aasiaat er der antaget et årligt elforbrug pr. person på ca. 5 MWh og et årligt varmekonsum på ca. 29 MWh. Det er omtrent det dobbelte af varmekonsumet pr. husstand i Nuuk, hvilket af Nukissiorfiit er forklaret ved lavere temperaturer samt et højere antal af selvbygger- og enfamiliehuse, som er dårligere isolerede end husene i Nuuk. I basisscenarioet bliver der leveret omkring 20 GWh el pr. år, og der bliver leveret omkring 24 GWh fjernvarme om året. Produktionen af el og varme er baseret på olie, dog er en del af fjernvarmeproduktionen restvarme fra elproduktionen. Nukissiorfiit estimerer at der er et potentiale for konvertering på omkring 105 GWh varme om året, som bliver produceret på private oliefyr. Det giver et samlet varmebehov på omkring 130 GWh pr. år og et elforbrug på ca. 20 GWh pr. år. Nedenstående figurer viser udviklingen i energiproduktionsbehovet for Qasigiannuit og Aasiaat i basisscenarioet og Scenarie A.

³ I reale priser

Figur 4.1: Energifordeling i Qasigiannuit og Aasiaat, basisscenarie



Figur 4.2: Energifordeling i Qasigiannuit og Aasiaat, scenarie A



I scenarie A investeres der samlet set 1.345 mio. kr. i etableringen af vandkraftværket. Investeringen kan opdeles i 1.095 mio. kr. i vandkraftværket inkl. turbinen, 92 mio. kr. til netudvidelse og 158 til installation af afbrydelig elvarme. Yderligere investeringer i Scenarie A er investeringer i private olieforbrug og elledler til afbrydelig elvarme. Herunder er en oversigt over investeringer og reinvesteringer i Qasigiannuit og Aasiaat i basisscenariet og i Scenarie A.

Tabel 4.1: Investeringssomkostninger, Qasigiannuit og Aasiaat

	Levetid	Basisscenarie	Scenarie A
Vandkraft	80 år for vandkraftværk og 20 år for afbrydelig elvarme.	Ingen investering.	Investering på 1.345 mio. kr. inkl. installation af afbrydelig varme hos eksisterende kunder med olieforbrug. Nutidsværdi på 1.200 mio. kr.

Dieselværker	Antaget 30 år	I 2030 sker en udvidelse af dieselværk i QAS for 80 mio. kr. og i 2040 en udvidelse af dieselværk i AAS med øget effekt på 5 MW til 94 mio. kr. Det giver en samlet nutidsværdi på 135 mio. kr.	Ingen investering.
Private oliefyrr	Antaget 30 år	Reinvestering fra eksisterende indbyggere med oliefyrr. Nutidsværdi på 75 mio. kr.	Investering fra eksisterende kunder med fjernvarme. Reinvestering fra eksisterende husstande med privat oliefyrr. Nutidsværdi på 100 mio. kr.
Afbrydelig elvarme	Antaget 20 år	Ingen investering.	Reinvestering fra eksisterende kunder med fjernvarme og private oliefyrr. Nutidsværdi på 36 mio. kr.

I basisscenariet foretager private husstande reinvesteringer i oliefyrr, og der foretages af Nukissiorfiit investeringer i to dieselværker. Der foretages en investering i et dieselværk i Qasigiannnguit på 80 mio. kr. i 2030, og i Aasiaat foretages en investering i et dieselværk til 94 mio. kr. i 2040.

4.1.2 Forudsætninger for energibehovet i Nuuk

I det følgende afsnit gennemgås forudsætningerne for beregningerne i basisscenariet og scenarie B, der alene indebærer udvidelse af vandkraftværket i Buksefjorden i Nuuk.

For Nuuk er der, i lighed med tidligere analyser foretaget af henholdsvis Nukissiorfiit og det tidligere Departement for Erhverv, Energi, Forskning og Arbejdsmarked (2019/2020), antaget en årlig befolkningsvækst på 1,5 % frem til 2050, hvorefter der ikke antages yderligere befolkningsvækst. Befolkningsvæksten bruges til at fremskrive energibehovet i Nuuk samt til at beregne den forventede udvikling i antallet af husstande. Estimeringen af antallet af husstande baseres på befolkningsudviklingen kombineret med et estimat på det gennemsnitlige antal personer pr. husstand. Antallet af husstande bruges til at estimere antallet af oliefyrr i Nuuk, som igen anvendes som grundlag for at estimere investerings- og driftsomkostninger for de private oliefyrr.

For Nuuk er der antaget et årligt elforbrug pr. person på ca. 5 MWh og et årligt varmeforbrug på ca. 14 MWh. Nukissiorfiit har angivet, at der i Nuuk bliver leveret omkring 82 GWh el til lys og kraft årligt og at den årlige leverede varme er på ca. 177 GWh. Varmen er fordelt på fast elvarme, fjernvarme og afbrydelig elvarme. Nukissiorfiit estimerer at de dækker omkring 60 % af det samlede varmebehov i Nuuk, og på baggrund af dette antages, at de resterende 40 % af varmebehovet i Nuuk dækkes af private oliefyrr. Dette svarer til omkring 120 GWh årligt. Udviklingen i energibehovet i Nuuk antages som ovenfor nævnt at følge befolkningsvæksten.

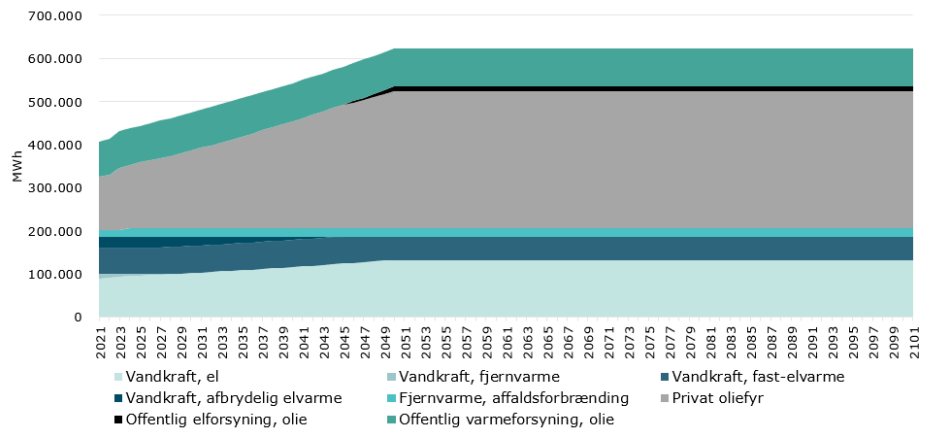
I scenarie B antages det, at nye indbyggere i Nuuk forsynes af el fra vandkraftværket til at dække deres behov for lys og kraft samt afbrydelig elvarme. Til sidstnævnte hører for hver husstand en investering i et anlæg til afbrydelig elvarme samt et individuelt oliefyrr som backup varmeforsyning. I basisscenariet antages det, som i Scenarie B, at nye indbyggere bliver forsynet af el fra vandkraftværket

til lys og kraft. Nye indbyggere skal dog forsynes af varme fra private oliefyr i basisscenariet, idet der fremadrettet ikke er tilstrækkelig kapacitet på vandkraftværket til også at producere afbrydelig elvarme.

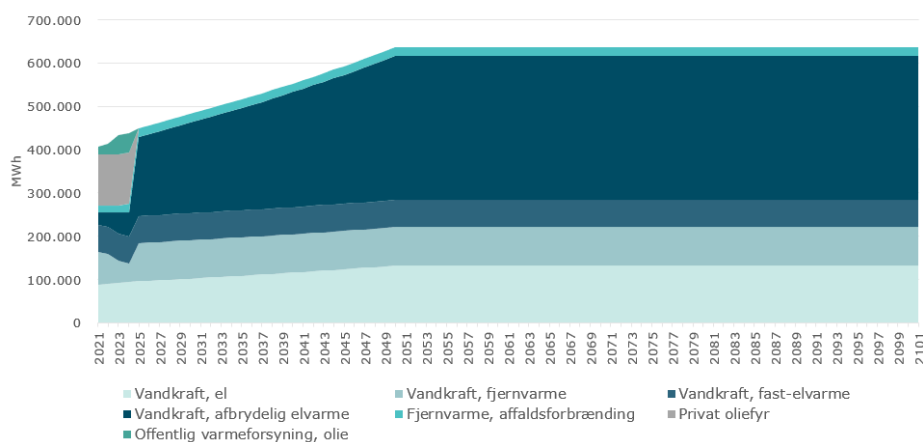
I basisscenariet, hvor der ikke sker udbygning af vandkraftværket, antages produktionen på det nuværende vandkraftværk på 255 GWh/år at blive nedsat til 185 GWh/år for at sikre den maksimale langsigtede energiproduktion fra vandkraftværket. Kapaciteten på vandkraftværket på 255 GWh/år skal tolkes som den maksimale elproduktion givet ubegrænsede vandmængder, hvilket der ikke vil være, hvis værket ikke udbygges og reservoirkapaciteten ikke øges. Det betyder i basisscenariet, at noget af den nuværende varmeproduktion baseret på el over tid flyttes til varmeproduktion baseret på olie.

For at kunne allokere den lavere produktion fra vandkraftværket, er der etableret et energihierarki. Energihierarkiet er en prioriteret rækkefølge for de energibehov som elproduktionen fra vandkraftværket skal forsyne. Elproduktionen fra vandkraftværket anvendes i følgende prioriterede rækkefølge: El til lys og kraft, fast elvarme, afbrydelig elvarme og fjernvarme baseret på el. Den prioriterede rækkefølge betyder, at en nedjustering af elproduktionen medfører, at man først nedjusterer fjernvarmeproduktion baseret på el, herefter den afbrydelige elvarme, så fast elvarme og til sidst el til lys og kraft. I basisscenariet vil fjernvarmen baseret på el blive omlagt til olie, kunder med afbrydelig elvarme vil skulle anvende deres backup oliefyr, og en del af kunderne med fast elvarme vil i takt med det øgede energibehov som følge af befolkningsudviklingen blive forsynet med el produceret på dieselværker. Nedenstående figurer viser udviklingen i energiproduktionsbehovet i Nuuk og den tilhørende allokering i henholdsvis basisscenariet og Scenarie B.

Figur 4.3: Produktionsfordeling i Nuuk, basisscenarie



Figur 4.4: Energifordeling i Nuuk, Scenarie B



Investeringen i udvidelsen af vandkraftværket i Nuuk er inddelt i fire kategorier. En investering i vandkraft udover turbiner, heriblandt tunnelbygningen, til 978 mio. kr., investering i en turbine til 322 mio. kr., investering i afbrydelig elvarme til indbyggere på 126 mio. kr. og en investering i netudvidelse og backup anlæg på 249 mio. kr. En samlet investering på 1.675 mio. kr. Derudover er der i Scenarie B antaget en investering i yderligere backup kapacitet på 90 mio. kr. i form af et dieselværk. For private reinvesteres der i private oliefy og elkedler til afbrydelig varme. Nedenstående tabel giver et overblik over investeringerne i de forskellige scenarier for Nuuk.

Tabel 4.2: Investeringssomkostninger, Nuuk

	Levetid	Basisscenarie	Scenarie B
Vandkraft	80 år for vandkraftværk og 20 år for afbrydelig elvarme	Ingen investering.	Investering på 1.675 mio. kr. inkl. installation af afbrydelig varme hos eksisterende kunder med oliefy. Nutidsværdi på 1.500 mio. kr.
Dieselværker	Antaget 30 år	200 mio. kr. i investering i dieselværk med effekt på 20 MW. Nutidsværdi på 235 mio. kr. inkl. reinvesteringer.	90 mio. kr. til øget backupkapacitet fra dieselværk. Nutidsværdi på 105 mio. kr. inkl. reinvesteringer.
Private oliefy	Antaget 30 år	Investering fra nye husstande. Reinvestering fra nye husstande og eksisterende husstande med privat oliefy og afbrydelig elvarme. Nutidsværdi på 375 mio. kr.	Investering fra nye husstande. Reinvestering fra nye husstande og eksisterende husstande med privat oliefy og afbrydelig elvarme. Nutidsværdi på 375 mio. kr.
Afbrydelig elvarme	Antaget 20 år	Reinvestering fra eksisterende kunder med afbrydelig elvarme. Nutidsværdi på 3,6 mio. kr.	Investering fra nye husstande. Reinvestering fra eksisterende kunder med afbrydelig elvarme og eksisterende



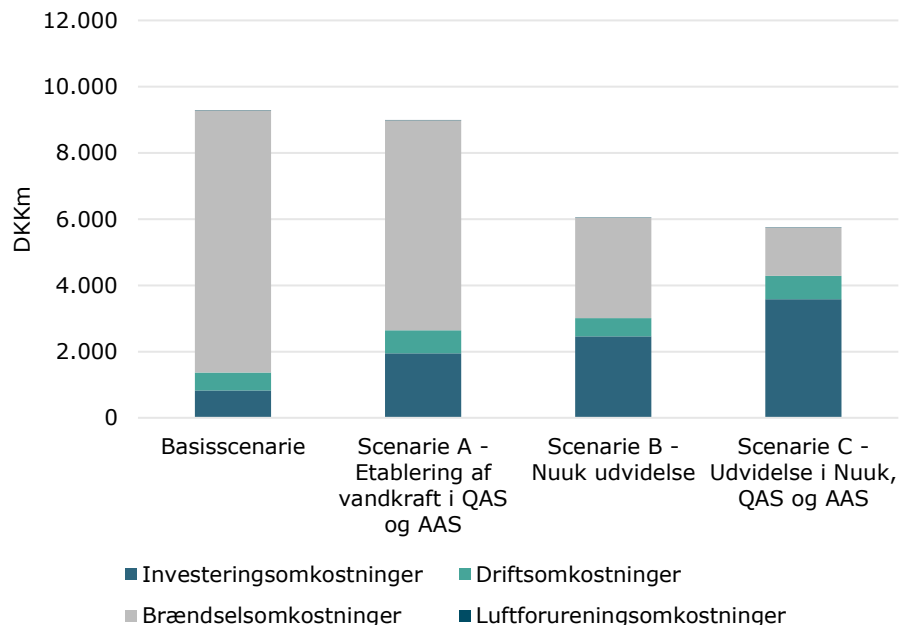
I basisscenariet foretages der en investering på 200 mio. kr. i dieselværker til at imødekomme det øgede behov for oliebaseret varme- og elproduktion. Derudover er der relativt høje investeringer i private olie-fyr i begge scenarier hhv. som primær varmekilde og back-up varmekilde.

4.2 Resultater fra den samfundsøkonomiske analyse

Analyserne viser, at både etableringen af vandkraft i Qasigiannuguit og Aasiaat (A) og udvidelsen i Nuuk (B) er forbundet med lavere samfundsøkonomiske omkostninger til at producere den nødvendige energi end omkostningerne i basisscenariet. Dette betyder, at det kombinerede scenarium (C) er det samlet set mest rentable scenarie. De samfundsøkonomiske omkostninger til det kombinerede scenarie er knap 40 % lavere end i basisscenariet set over en 80-årig periode. Etableringen af det kombinerede scenarium (C) er dog forbundet med kun knap 5 % lavere omkostninger end udvidelsen i Nuuk (B) alene.

Det fremgår af figuren herunder, at brændselsomkostningerne udgør langt den største del af de samlede omkostninger i basisscenariet efterfulgt af investeringer og drift. Samlet set udgør omkostningerne fra luftforurening en meget lille del af de samfundsøkonomiske omkostninger i alle scenarier.

Figur 4.5: Resultater i den samfundsøkonomiske analyse



4.3 Følsomhedsanalyse

Der er gennemført en række følsomhedsanalyser på de centrale forudsætninger for at vurdere resultaternes robusthed.

4.3.1 Brændselspriser

Brændselspriserne (dvs. olieprisen) er en central parameter i analysen. Der er derfor gennemført følsomhedsanalyser med +/- 20 % ændring i prisen, lavt estimat fra Naalakkersuisut samt den danske Energistyrelses forudsætninger om olieprisen. Af følsomhedsanalyserne ses det, at når olieprisen antages at være 20 % lavere end den anvendte fremskrivning vil rentabiliteten for vandkraftværket i Qasi-giannguut og Aasiaat (A) ligge på linje med basissceneriet. Nuuk-udvidelsen alene (B) ses at være meget robust over for alle ændringer i brændselspriserne i følsomhedsanalyserne, og Scenarie B er samfundsøkonomisk rentabelt i alle følsomhedsanalyser, hvor olieprisen ændres, når Scenarie B sammenlignes med basissceneriet. Anvendes den danske energistyrelses fremskrivning af oliepriserne vil den samfundsøkonomiske gevinst ved vandkraftprojekterne stige.

Som et supplement til ovenstående følsomhedsanalyser er muligheden for at anvende PtX (Power to X) i stedet for olie undersøgt. PtX er en ny teknologi, hvor el anvendes til at fremstille brint (eller ammoniak), som efterfølgende kan anvendes til at fremstille forskellige brændstoffer, der kan erstatte olie. Denne teknologi er forbundet med et stort energitab i de forskellige processer og dermed kan det rent prismæssigt kun blive en konkurrencedygtig teknologi, hvis man har adgang til meget billig el. Det er altså et brændstof man kun vil bruge, hvis man skal bruge et lagerbart brændstof, der er fossilfrit.

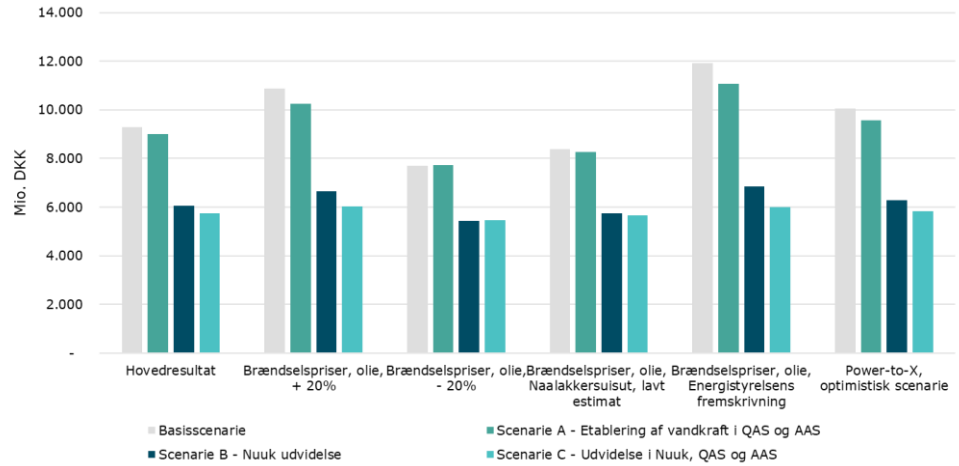
Det vil typisk være mest relevant at fremstille PtX fra overskydende produktion af vind- eller solkraft, som er meget fluktuerende energiformer. Vandkraft er en vedvarende energikilde, som i meget højere grad kan lagres og styres i forhold til forbruget og derfor vil det energimæssigt, hvis det er muligt, altid være mest hensigtsmæssigt og billigere at anvende denne energi direkte frem for at omdanne den til PtX.

Prismæssigt forventes PtX i dag med kendt teknologi at ligge på ca. 1,5 – 2,5 gange olieprisen⁴. En høj pris på brændsel vil alt andet medføre væsentlig større omkostninger i basissceneriet og dermed gøre scenarie A, B og C mere rentable. Derfor er der lavet en følsomhedsanalyse med et mere optimistisk scenarie for PtX-prisen for at se på robustheden over for en lavere pris⁵. Det ses dog, at dette ikke ændrer på konklusionerne fra analysen.

⁴ <https://www.nordicenergy.org/article/on-step-closer-to-sustainable-aviation-fuels/>

⁵ Der antages en pris på 6,6 kr./L fra 2031, hvor det antages at olie erstattes af PtX.

Figur 4.6: Følsomhedsanalyse, brændselspriser

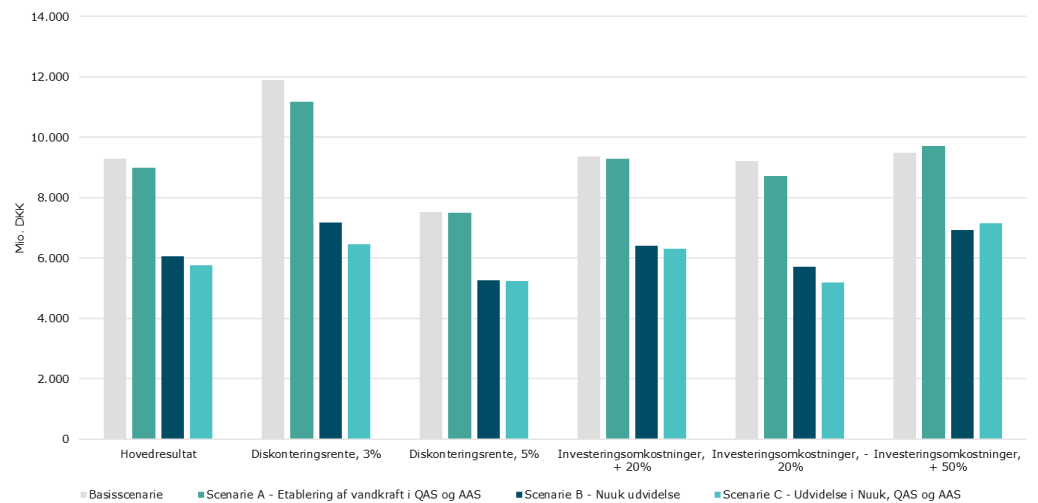


4.3.2 Diskonteringsrate og investeringsomkostninger

Der er lavet følsomhedsanalyser på en diskonteringsrate på hhv. 3 og 5 % samt på +/- 20 % og 50 % på investeringsomkostningerne. Der er her alene set på investeringen i vandkraft, da det anses som at være den investering, der er forbundet med størst usikkerhed. Der er relativt set større sikkerhed for størrelsen af investeringen i oliefyr og dieselværker.

Det ses af nedenstående figur, at resultaterne er ret robuste over for disse ændringer i såvel diskonteringsrenten som investeringsomkostningerne i vandkraftanlæggene. Igen er Nuuk-udvidelsen den mest robuste, mens en diskonteringsrate på 5 % vil betyde at omkostningerne forbundet med scenarie A nærmer sig basisscenariet. En stigning på 50 % i investeringsomkostninger vil betyde, at Scenarie A vil være forbundet med højere omkostninger end basisscenariet. I dette scenarie vil det kun være Scenarie B som skal gennemføres.

Figur 4.7: Følsomhedsanalyse, diskonteringsrate og investeringsomkostninger

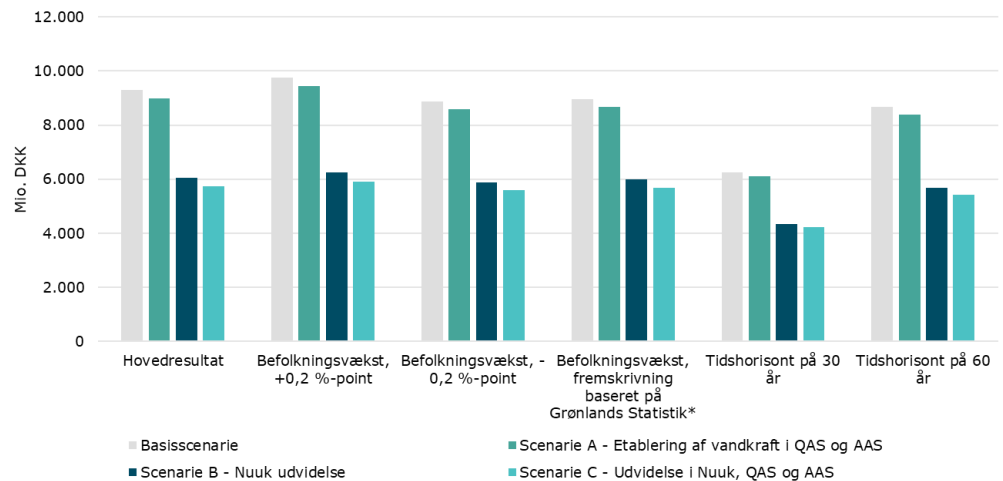


4.3.3 Befolkningsvækst og tidshorisont

Der er lavet følsomheder med +/- 0,2 %-point på befolkningsfremskrivningen samt en noget lavere befolkningsvækst på 0,7 % baseret på Grønlands Statistiks fremskrivninger. Resultaterne ses at være robuste overfor disse ændringer.

En ændring i tidshorisonten til hhv. 30 og 60 år⁶ ændrer heller ikke på rangordningen af scenarierne.

Figur 4.8: Følsomhedsanalyse, befolkningsvækst og tidshorisont



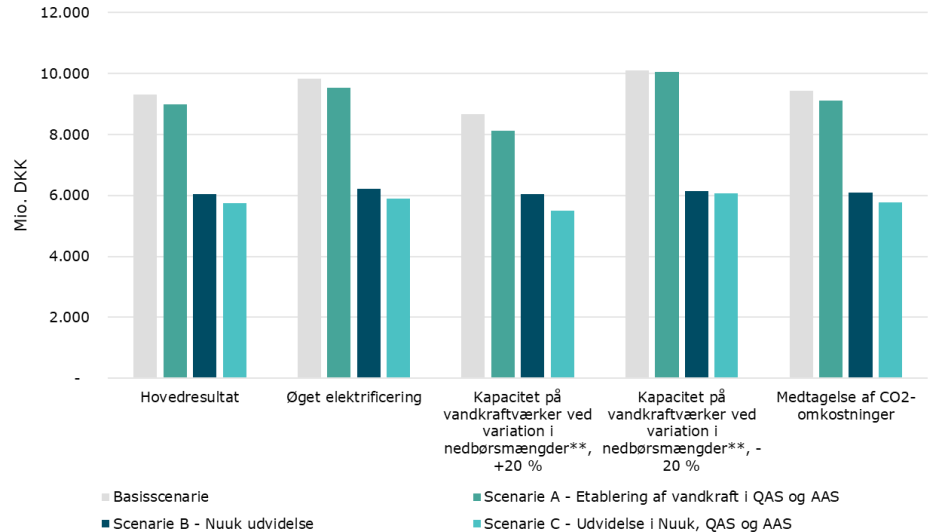
4.3.4 Indregning af CO₂-omkostninger, øget elektrificering og størrelsen af produktionskapaciteten

I endnu en følsomhedsanalyse er betydningen af at medregne den samfundsøkonomiske omkostning fra CO₂ prissat som kvoteprisen, og en øget elektrificering i form af omlægning af alle biler til el i de tre byer undersøgt. Derudover er robustheden overfor ændringer i produktionskapaciteten som følge af ændringer i vandreservoiret ligeledes afdækket. Der er foretaget en følsomhedsanalyse på basisscenariet i Nuuk og Scenarie A i Qasigiannguut og Aasiaat. Der er ikke set på Scenarie B, idet udvidelsen af vandkraftværket i Nuuk vil give adgang til et større vandreservoir, hvorved udsving fra år til år ikke vil have betydning for den samlede produktion af el fra vandkraftværket.

Det ses, at disse ændringer ikke ændrer rangordningen af scenarierne, men en lavere kapacitet bringer scenarie A tæt på basisscenariet.

⁶ Der er stadig antaget en levetid på vandkraftværket på 80 år, dvs. kun den proportionale del af investeringen for hhv. 20 og 60 år er medtaget.

Figur 4.9: Følsomhedsanalyse, CO₂, øget elektrificering og produktion på vandkraftværker



4.4 Konklusion på den samfundsøkonomiske analyse

Samlet set viser den samfundsøkonomiske analyse, at det er forbundet med de laveste samfundsøkonomiske omkostninger at gennemføre det kombinerede scenarium (C), og omkostningerne i dette scenarie er ca. 40 % lavere end omkostningerne forbundet med basisscenariet.

Nuuk-udvidelsen (B) alene er forbundet med 35 % lavere omkostninger end basisscenariet og er meget robust overfor ændringer i de centrale parametre, herunder brændselspriser, investeringsomkostninger, befolkningsfremskrivninger mv. Ingen af de gennemførte følsomheder gør Nuuk-udvidelsen samfundsøkonomisk mindre rentabelt end basisscenariet.

Etableringen af vandkraftværket i Qasigianguit og Aasiaat (A) er forbundet med ca. 5 % lavere omkostninger end basisscenariet og er mindre robust end Scenarie B. Der kræves dog en ca. 20 % reduktion i olieprisen eller en 50 % højere investeringsomkostning, førend Scenarie A er mindre rentabelt end basisscenariet.

5 Driftsøkonomi

5.1 Driftsøkonomisk analyse

Vi har gennemført en analyse, der belyser de forventede driftsøkonomiske konsekvenser for en offentlig forsyningsvirksomhed i de enkelte scenarier. Det er forudsat, at aktiviteterne i den offentlige forsyningsvirksomhed modsvarer de nuværende aktiviteter i Nukissiorfiit.

Med henblik på at beregne de afledte driftsøkonomiske konsekvenser, er der for hvert scenarie foretaget en vurdering af:

- Ændringer i omsætning
- Ændringer i omkostninger til drift- og vedligehold

- Ændringer i brændselsomkostninger
- Ændringer i finansieringsomkostninger

De driftsøkonomiske konsekvenser opgøres alene for en offentlig forsyningsvirksomhed. Dette medfører, at vi ser bort fra de evt. øvrige afledte økonomiske konsekvenser for andre aktører mv.

De driftsøkonomiske konsekvenser opgøres for hvert år i budgetperioden ved sammenligning af et beregnet budget for 2021. De samlede driftsøkonomiske konsekvenser tilbagediskonteres med henblik på at beregne en nutidsværdi.

Vi ser som i den samfundsøkonomiske analyse bort fra de indtægter og omkostninger, der i de fire scenarier vil være identiske – herunder eksisterende indtægter og omkostninger, omkostninger og indtægter relateret til affaldsforbrænding, eksisterende finansieringsomkostninger mv.

I det nedenstående afsnit præsenteres resultaterne af den driftsøkonomiske analyse.

5.2 Generelle forudsætninger

Forudsætningerne i den driftsøkonomiske analyse følger som udgangspunkt de samme forudsætninger som i den samfundsøkonomiske analyse. I det følgende beskrives de centrale forudsætninger som er lagt til grund for beregning af de driftsøkonomiske konsekvenser for en offentlig forsyningsvirksomhed og som samtidig afviger fra forudsætningerne i den samfundsøkonomiske analyse.

Jf. 'Vejledning i fremstilling af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger' sker den driftsøkonomiske analyse i løbende priser, således de gældende økonomiske konsekvenser for den offentlige forsyningsvirksomhed er opgivet i de faktiske niveauer som virksomheden vil stå overfor på det pågældende tidspunkt. Der er forudsat en konstant årlig inflationsstigningstakst på 1,5 %.

Mens der i den samfundsøkonomiske analyse anvendes en budgetperiode på 80 år, anvendes der i den driftsøkonomiske analyse en budgetperiode på 30 år med første budgetår i 2021.

Til beregning af finansieringsomkostninger er der forudsat en lånerente på 1,5 %. Beregning af finansieringsomkostningerne er nærmere beskrevet i afsnit 6.

I den driftsøkonomiske analyse anvendes en diskonteringsrente på 2,5 %. Diskonteringsrenten er blandt andet fastsat under hensyntagen til de gældende regulatoriske forhold, som den offentlige forsyningsvirksomhed forventeligt er underlagt – herunder en forudsætning om at aktiviteterne i forsyningsvirksomheden vil være underlagt "hvile-i-sig-selv" princippet.

Følgende tre forudsætninger ligger til grund for estimering af ændringer i omsætningen:

- Forventet fremtidig energiproduktion
- Ledningstab fra produktion til slutbruger
- Den af slutbrugeren betalte tarif

Den forventede fremtidige energiproduktion tager udgangspunkt i energiproduktionen givet af den samfundsøkonomiske analyse. Der er forudsat et ledningstab på 4 % og 15 % for hhv. el og fjernvarme. Salg af el og varme er forudsat at ske til en tarif på hhv. 1.650 kr. og 740 kr. pr. leveret MWh. Ved salg afbrydelig elvarme er der forudsat en tarif på 640 kr. pr. leveret MWh.

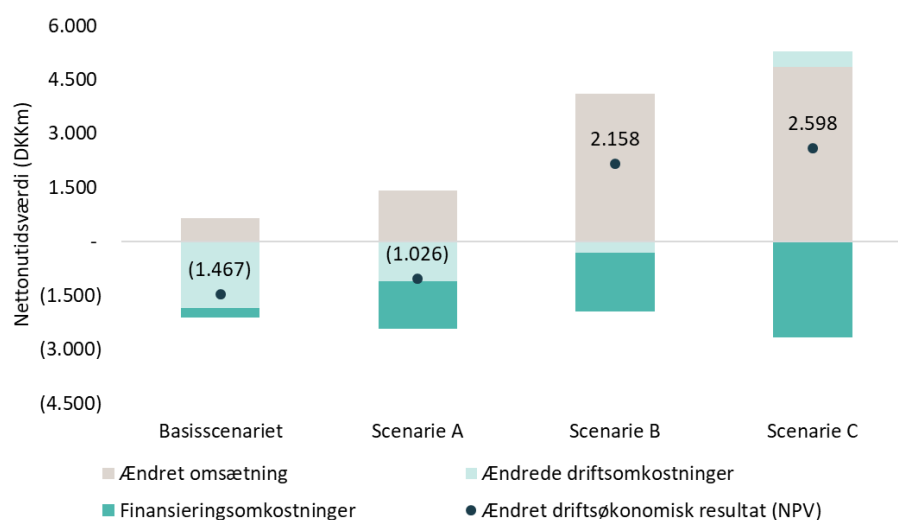
Beregning af brændselsomkostningerne sker på baggrund af et forventet fremtidigt brændstofforbrug og en forventet fremtidig oliepris. Forudsætningerne, der ligger til grund for den fremtidige oliepris følger forudsætningerne i den samfundsøkonomiske analyse. Dvs. prisen pr. liter olie er i 2021 forudsat at være 5,4 kr. og en årlig realprisstigning som følger Naalakkersuisuts egne beregninger fra 2021.

Afskrivningsperioden for de enkelte aktiver er fastsat med baggrund i dialog med Nukissiorfiit. Omkostninger til afbrydelige varmeinstallationer hos eksisterende indbyggere afholdes af en offentlig forsyningsvirksomhed og afskrives over 10 år. Der er forudsat en lineær afskrivning for alle anlægsinvesteringer. Det er yderligere forudsat, at investeringsomkostninger vedr. vandkraftanlæg afskrives fra 2027, hvor anlægsprojekterne i Nuuk, Aasiaat og Qasigiannuit forventes at være færdigetablerede, mens investeringsomkostninger til backup-anlæg afskrives fra samme år som investeringen finder sted.

5.3 Resultater

De overordnede resultater af den driftsøkonomiske analyse følger resultaterne af den samfundsøkonomiske analyse. Nutidsværdien af de samlede driftsøkonomiske ændringer fremgår af nedenstående figur, mens en detaljeret oversigt er vist i Tabel 5.1.

Figur 5.1: Driftsøkonomiske resultater



Som det fremgår, er scenarie C samlet set det mest rentable scenarie for den offentlige forsyningsvirksomhed. Dette skyldes primært følgende forhold:

- Væsentligt forhøjede indtægter fra salg af afbrydelig elvarme, som følge af befolkningsvækst i Nuuk og konvertering fra private oliefyr.

- Væsentlig besparelse i brændselsomkostningerne som følge af etableringen af et vandkraftværk i Aasiaat og Qasigianguit.
- De forhøjede indtægter overstiger væsentligt de samlede finansieringsomkostninger samt øgede afledte drift- og vedligeholdelsesomkostninger.

Både scenarie B og C er væsentligt bedre end basisscenariet. Det er således i høj grad udvidelsen af værket i Buksefjorden, der driver de positivt afledte driftsøkonomiske konsekvenser.

At scenarie A ikke er så rentabelt som scenarie B og C skyldes primært de afledte højere brændselsomkostninger vedrørende varmforsyning i Nuuk samt en manglende stigning i indtægtsgrundlaget som følge af en konvertering af private oliefyr i Nuuk.

Table 5.1: Driftsøkonomiske resultater

Nutidsværdien af ændrede driftsøkonomiske resultater (mio kr.)	Basis scenariet	Scenarie A	Scenarie B	Scenarie C
Ændret omsætning, Nuuk	646	646	4.094	4.094
Ændret omsætning, QAS-AAS	-	766	-	766
Ændret omsætning, total	646	1.412	4.094	4.860
Ændrede driftsomkostninger (eksl. brændsel), Nuuk	272	272	154	154
Ændrede driftsomkostninger (eksl. brændsel), QAS-AAS	4	165	4	165
Ændrede driftsomkostninger (eksl. brændsel), total	276	436	158	319
Ændrede brændselsomkostninger, Nuuk	1.486	1.486	76	76
Ændrede brændselsomkostninger, QAS-AAS	84	(808)	84	(808)
Ændrede Brændselsomkostninger, Total	1.570	678	160	(732)
Finansieringsomkostninger, Nuuk	170	170	1.522	1.522
Finansieringsomkostninger, QAS-AAS	97	1.153	97	1.153
Finansieringsomkostninger, Total	267	1.323	1.619	2.675
Ændret driftsøkonomisk resultat, Nuuk	(1.282)	(1.282)	2.342	2.342
Ændret driftsøkonomisk resultat, QAS-AAS	(185)	256	(185)	256
Ændret driftsøkonomisk resultat, Total	(1.467)	(1.026)	2.158	2.598
<i>Forskel fra basisscenarie</i>	-	441	3.624	4.065

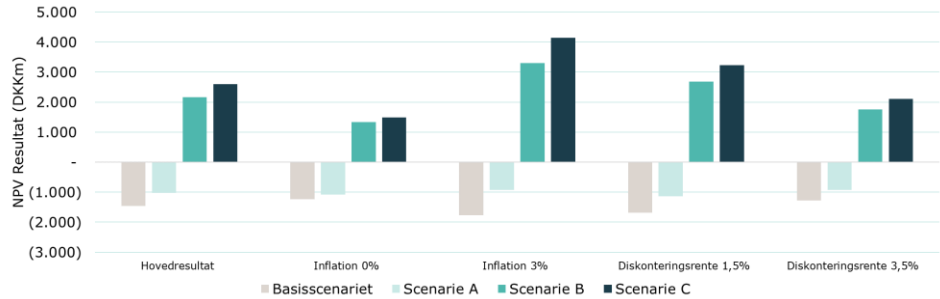
5.4 Følsomhedsanalyser

Der er gennemført en række følsomhedsanalyser på centrale forudsætninger for at vurdere robustheden af den driftsøkonomiske analyse. I det følgende er udvalgte følsomhedsanalyser nærmere beskrevet.

5.4.1 Inflation og diskonteringsrente

Der er lavet følsomhedsanalyser på forskellige inflationsniveauer (0 % og 3 %) og diskonteringsrenter (1,5 % og 3,5 %), idet disse forudsætninger ofte har stor indflydelse på driftsøkonomiske konsekvensvurderinger.

Figur 5.2: Følsomhedsanalyse, inflation og diskonteringsrate

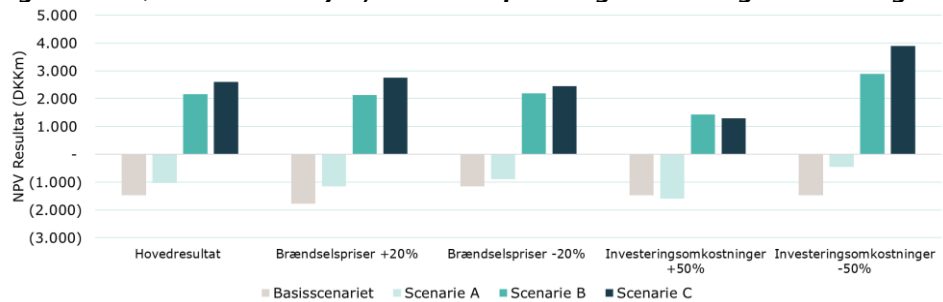


I Figur 5.2 er nettonutidsværdien af det driftsøkonomiske resultat vist med de beskrevne ændringer i forudsætningerne. Som vist påvirker følsomhedsanalyserne i relation til inflation og diskonteringsrente ikke prioriteringen mellem scenarierne.

5.4.2 Brændselspriser og investeringsomkostninger

Brændsels- og investeringsomkostninger er jf. de overordnede resultater centrale forudsætninger ved opgørelse af den beregnede driftsøkonomiske påvirkning. Det er derfor også relevant at forstå, hvis - og i givet fald hvornår - ændringer i disse forudsætninger ændrer prioriteringen mellem scenarierne.

Figur 5.3: Følsomhedsanalyse, brændselspriser og investeringsomkostninger

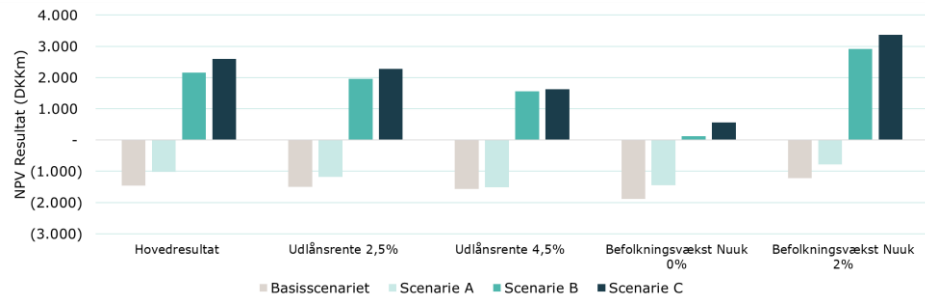


Som vist i Figur 5.3 vil forøgede investeringsomkostninger til vandkraftanlæg alt andet lige udjævne forskellen i det driftsøkonomiske resultat mellem scenarie B og C. Såfremt investeringsomkostningerne til vandkraftanlæg stiger med 50 %, vil scenarie B være mere rentabelt end scenarie C.

Faldende brændselspriser udjævner også forskellen mellem scenarie B og C – dog i mindre grad end øgede investeringsomkostninger. Selv ved en stigning i brændselsomkostningerne på 20 % er scenarie C således fortsat mere rentabelt end B.

5.4.3 Udlånsrente og befolkningsvækst

Der er ligeledes foretaget følsomhedsanalyser på de anvendte forudsætninger i relation til finansieringsomkostninger (2,5 % og 4,5 %) samt følsomhedsanalyser på befolkningsvæksten i Nuuk (0 % og 2 %).

Figur 5.4: Følsomhedsanalyse, lånerente og befolkningsvækst

Som vist vil en antagelse om finansieringsomkostninger på 4,5 % have en væsentlig betydning for den samlede rentabilitet – den ændrede antagelse vil dog ikke påvirke prioriteringen mellem de opstillede scenarier.

Forudsætninger relateret til befolkningsvækst i Nuuk har ligeledes en meget stor indflydelse på den samlede rentabilitet af scenarie B og C. Således vil en forudsætning om en befolkningsvækst i Nuuk på 0 % medføre, at den driftsøkonomiske gevinst i scenarie B forsvinder samt væsentligt reduceres i scenarie C. Begge scenarier vil dog fortsat være mere rentable end basisscenariet.

5.5 Konklusion på den driftsøkonomiske analyse

Den driftsøkonomiske analyse viser, at en udvidelse af vandkraftanlægget ved Buksefjorden, kombineret med etablering af et vandkraftværk ved Aasiaat og Qa-sigiannuit, samlet set er det mest rentable for en offentlig forsyningsvirksomhed. Dette stemmer overens med konklusionen fra den samfundsøkonomiske analyse, som viser at samme scenarie er forbundet med de færreste samfundsøkonomiske omkostninger.

Der er tre centrale forhold som ligger til grund for denne konklusion, og som er afgørende for prioriteringen mellem de fire scenarier:

- Øgede indtægter som følge af befolkningsvækst i Nuuk og konvertering fra privat til offentlig energiforsyning.
- Sparede brændselsomkostninger.
- Afledte driftsøkonomiske gevinster overstiger finansieringsomkostninger.

Under de beskrevne forudsætninger vil scenarie B, hvor det alene er vandkraftanlægget i Buksefjorden som udvides, ligeledes have væsentlige positive afledte driftsøkonomiske konsekvenser for en offentlig forsyningsvirksomhed.

Resultaterne er robuste overfor væsentlige ændringer i de anvendte forudsætninger. Det er således kun i tilfælde af, at de forventede anlægsinvesteringer stiger med 50 %, at de driftsøkonomiske gevinster er lavere i scenarie C end scenarie B.

6 Gældsudviklingsanalyse

Som beskrevet ovenfor er der en væsentlig forskel mellem de opstillede scenarier i relation til størrelsen af de påtænkte investeringer. På denne baggrund er der som led i arbejdet foretaget en beregning af hvordan investeringerne i de opstillede scenarier påvirker landskassens samlede gældsoptag.

Det er som forudsætning for de gennemførte beregninger antaget at Selvstyret optager lånene efter gældende regler, samt efterfølgende stiller et Statskasselån til rådighed for en offentlig forsyningsvirksomhed. Statskasselånet stilles til rådighed for en offentlig forsyningsvirksomhed på samme vilkår som er gældende for Selvstyret ved lånoptag.

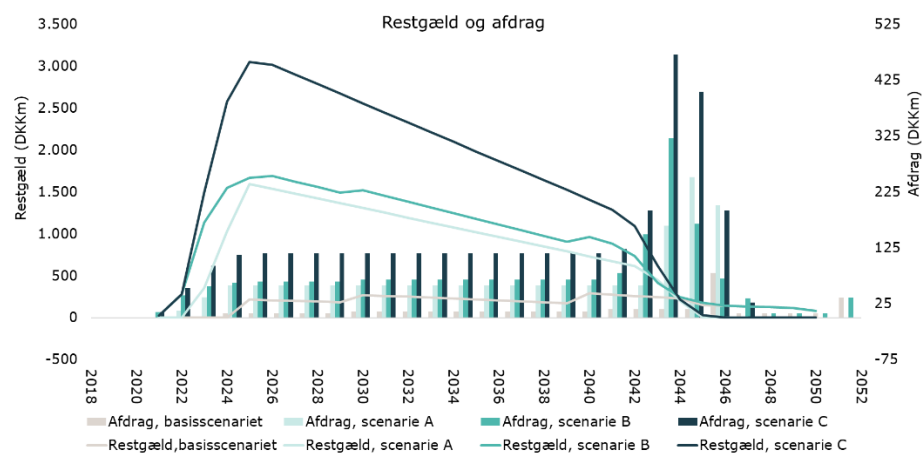
Vi har i beregningerne nedenfor alene inkluderet de afledte konsekvenser af de påtænkte investeringer i de fire scenarier – i beregningerne er der således ikke taget højde for omfanget af eksisterende gæld.

Den fremtidige gældsudvikling er beregnet for hver af de fire scenarier under de nedenfor beskrevne forudsætninger.

- Det er forudsat at 30 % af lånoptaget sker som stående lån med en løbetid på 20 år, mens de resterende 70 % optages som serielån med løbende afvikling og en løbetid på 20 år.
- Lånene optages på tidspunktet for investeringen – der er således ikke medregnet omkostninger til mellemfinansiering.
- Lånoptag sker til en rente på 1,5 %.

Baseret på den i afsnit 4 viste investeringsoversigt er udviklingen i restgælden frem mod 2050 vist i figuren nedenfor.

Figur 6.1: Gældsprofil



Som det ses af figuren, er der væsentlig forskel på, hvordan de fire scenarier påvirker størrelsen af den samlede restgæld. Særligt scenarie C medfører en væsentlig forøgelse af det samlede gældsoptag.

Størstedelen af gældsætningen finder sted i forbindelse med anlægsinvesteringerne frem mod 2026. Med de opstillede forudsætninger relateret til løbetid og afdragsprofil, vil niveauet for den netto rentebærende gæld i 2050, som er det sidste budgetår, derfor være tæt på eller lig 0. I basisscenariet og scenarie B er det nødvendigt at foretage en væsentlig investering til vedligehold af eksisterende dieselværker i 2040, hvorfor hovedstolen i disse scenarier i 2050 vil være 82 mio. kr. I scenarie A og C er hovedstolen fuldt ud afdraget i hhv. 2045 og 2046.

Table 6.1. Gældssætning

Hovedstol (mio. kr.)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Basis- scenariet	-	-	-	-	215	208	200	193	185	271	217	289	149	82
Scenarie A	-	-	356	1.030	1.594	1.537	1.479	1.422	1.364	1.307	1.019	732	-	-
Scenarie B	25	282	1.135	1.546	1.668	1.688	1.623	1.558	1.493	1.521	1.179	965	176	82
Scenarie C	25	282	1.491	2.576	3.047	3.017	2.902	2.787	2.672	2.557	1.982	1.407	27	-