

RAPPORT

KLIMATILTAK INNENFOR KOLLEKTIVTRANSPORT



MENON-PUBLIKASJON NR. 79/2018

Av Astrid Amundsen, Annegrete Bruvoll, Lasse Fridstrøm, Rolf Hagman, Øyvind N. Handberg, Andrea Langli, Nikolai Rivedal, Jon Anders Ryste og Magnus U. Gulbrandsen



Forord

På oppdrag for Samferdselsdepartementet har Menon, TØI og DNV GL i dette samarbeidsprosjektet utredet bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnader ved klimatiltak innenfor kollektivtransporten. TØI er ansvarlig for analysene av busser, DNV GL er ansvarlig for analysene av ferge- og hurtigbåttrafikken, og Menon er ansvarlig for de samfunnsøkonomiske analysene. Magnus Guldbrandsen ved Menon har kvalitetssikret rapporten.

Vi takker Samferdselsdepartementet for et spennende oppdrag. Forfatterne står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

Oktober 2018

Annegrete Bruvoll
Prosjektleder
Menon Economics

Innhold

OPPSUMMERING OG DRØFTINGER	4
Hovedresultater busstransport	4
Hovedresultater ferger og hurtigbåter	5
Drøfting	7
1. INNLEDNING OG BAKGRUNN	8
DEL I: BUSSE	9
2. TEKNOLOGISK MODENHET, BUSSE	10
2.1. Diesibusser	10
2.2. Busser med biodiesel	10
2.3. Busser på biogass	11
2.4. Elektriske busser	12
2.5. Brenselcellebusser	15
2.6. Oppsummering	16
3. BEDRIFTSØKONOMISKE KOSTNADER, BUSSE	18
3.1. Sammensetning kostnader	20
3.2. Bedriftsøkonomiske kostnader per km	22
3.3. Samlede bedriftsøkonomiske kostnader ved nullutslippsbusser	27
4. UTVIKLING I BUSSBESTANDEN	28
4.1. Status quo-alternativet	28
4.2. Trendalternativet	31
4.3. Beregnet utslipp av CO ₂ under status quo- og trendalternativet	33
5. DRØFTING AV USIKKERHET	35
5.1. Usikkerhet teknologi og kostnader for busser	35
5.2. Usikkerhet kostnad for drivstoffer	36
5.3. Usikkerhet og tilgjengelighet til kostnadstall	37
DEL II: FERGER OG HURTIGBÅTER	38
6. METODE OG INPUTDATA	39
6.1. Modellerte tiltak	39
6.2. Modellbeskrivelse	44
6.3. Investeringskostnader	47
6.4. Energipriser	48
7. RESULTATER	51
7.1. Bedriftsøkonomiske tiltakskostnader	51
7.2. Referansealternativet	54
DEL III: SAMFUNNSØKONOMISKE VURDERINGER	55
8. KOSTNADER PER TONN REDUSERT CO₂E	56
8.1. Samfunnsøkonomiske beregningsprinsipper	56
8.2. Kostnader per tonn redusert CO ₂ – buss	57
8.3. Kostnader per tonn redusert CO ₂ – hurtigbåter/ferger	64
8.4. Andre eksterne virkninger ved tiltakene	70
9. AKTUELLE VIRKEMIDLER	72

9.1.	Avgifter	72
9.2.	Subsidier	72
9.3.	Reguleringer	74
9.4.	Vurdering av virkemidler	75
10.	MÅLKONFLIKTER	80
10.1.	Dobbel virkemiddelbruk	80
10.2.	Fordelingseffekter ved finansiering	80
10.3.	Norsk klimaregnskap versus global påvirkning	81
	REFERANSELISTE	83

Oppsummering og drøftinger

Denne analysen beregner bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnader ved anskaffelse av nullutslippsteknologier for busser, ferger og hurtigbåter, med anslåtte kostnader per tonn redusert CO₂. Analyseperiodene er fram mot 2025 og 2030. Utslipp av klimagasser måles i CO₂ eller i CO₂-ekvivalenter (CO₂e) der andre klimagasser også omfattes. Referansealternativet for busstransport er konvensjonelle tolv meter dieselbusser med Euro VI-motorer og standard norsk dieselolje med pålagt prosent innblanding av biodrivstoff (omsettingskrav). Referansealternativet for ferger og hurtigbåter er eksisterende fartøy i fergesamband og hurtigbåter i 2016, der de fleste fergene går på MGO og enkelte på LNG, og alle hurtigbåtene går på MGO. Beregningene omfatter kun klimagassutslipp som regnes med i Norges klimagassregnskap.

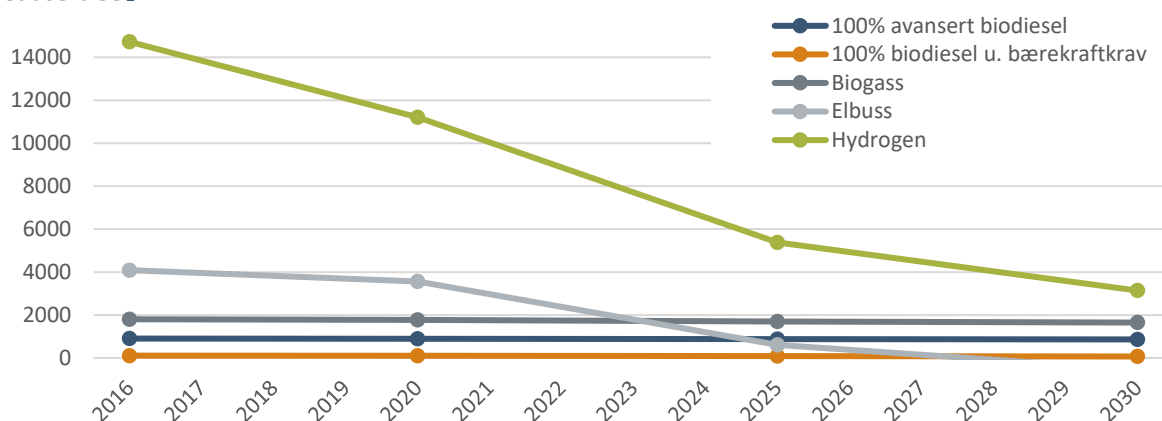
Hovedresultater busstransport

Beregningene av samfunnsøkonomiske kostnader for alternativer ved skifte av teknologi i busstransport anslår at **biodiesel der det ikke stilles bærekraftkrav** har klart lavest kostnader fram mot 2025 (Figur S.1). De samfunnsøkonomiske kostnadene anslås til rundt 100 kroner per tonn redusert CO₂ for 100 prosent innblanding av biodiesel uten bærekraftkrav. **Avansert biodiesel** er beregnet til å ha de nest laveste samfunnsøkonomiske kostnadene. Dette gjelder om en begrenser analysen til virkninger som dekkes av det norske klimaregnskapet, som er mandatet for denne analysen. Virkninger for utslipp knyttet til produksjon av biodrivstoff i Norge eller importert drivstoff regnes ikke med. De samfunnsøkonomiske kostnadene per redusert tonn CO₂ for **biogass** er nesten dobbelt så høye som for **avansert biodiesel**.

De samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂ for **elektriske busser** går ned i perioden. Antar vi en lineær utvikling mellom beregningstidspunktene er kostnadene lavere for elektriske busser enn for biogass rundt 2023, og i 2024-2025 er kostnadene lavere enn for busser på 100 prosent avansert biodiesel. Før 2030 blir de beregnede kostnadene for elektriske busser også lavere enn busser på 100 prosent biodiesel uten bærekraftkrav. Årsaken til kostnadsreduksjonen er i første rekke vesentlige reduksjoner i kapitalkostnadene på grunn av teknologiutvikling som følger en forventet satsing på elbiler og batteriutvikling, i tillegg til antatt reduserte kostnader for ladeinfrastruktur og vedlikehold.

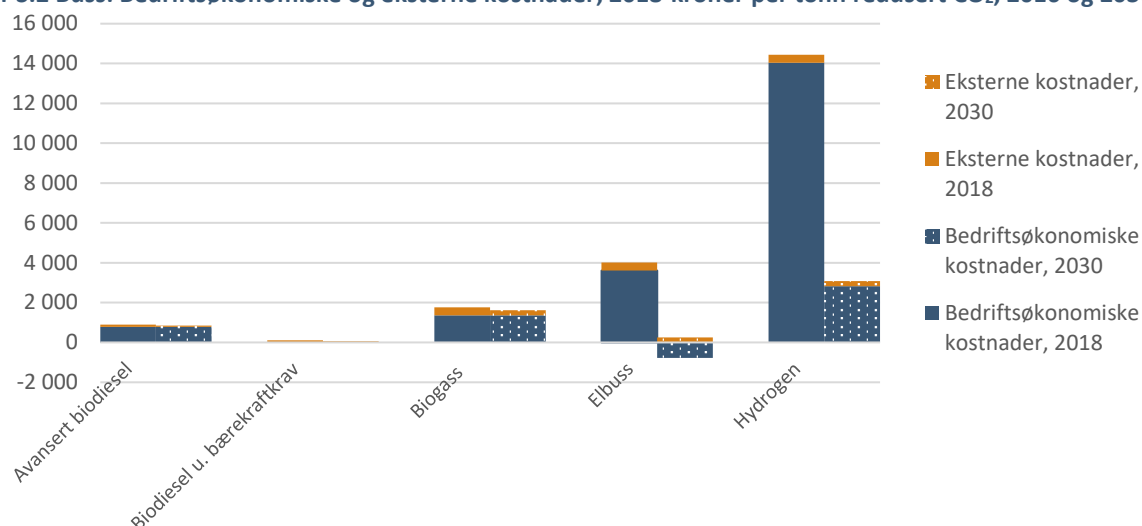
For **hydrogen** forventes også kapital- og vedlikeholdskostnadene å reduseres betydelig fram mot 2030, men kostnadene er likevel for høye til at denne teknologien blir økonomisk lønnsom i analyseperioden, både privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk.

Figur S.1 Buss: Anslåtte samfunnsøkonomiske kostnader (i eksemplet med tettsteder), 2018-kroner per tonn redusert CO₂



De eksterne virkningene inkludert i de samfunnsøkonomiske kostnadsberegningene er reduksjon i negative helse-effekter av reduserte lokale utslipp til luft til (NOx og avgasspartikler) og skaffefinansieringskostnaden ved bortfall av avgiftsinntekter. Deler vi kostnadene i bedriftsøkonomiske kostnader og eksterne virkninger, ser vi at de bedriftsøkonomiske kostnadene i all hovedsak er drivende, både i 2016 og i 2030, se Figur S.2. Nettonytten av eksterne virkninger er negative, noe som betyr at skattefinansieringskostnaden er høyere enn de eksterne nyttevirkningene av reduserte lokale utslipp til luft. De positive nyttevirkningene av reduserte lokale utslipp er relativt små også i forhold til de bedriftsøkonomiske kostnadene. Det kan i stor grad tilskrives at referanseteknologien i 2016 allerede har lave lokale utslipp.

Figur S.2 Buss: Bedriftsøkonomiske og eksterne kostnader, 2018-kroner per tonn redusert CO₂, 2016 og 2030



Siden redusert støy ved lave hastigheter med elektriske busser og hydrogenbusser ikke er inkludert som en ekstern nyttevirkning, er de samfunnsøkonomiske kostnadene noe lavere enn angitt for disse teknologiene, spesielt i byer og tettsteder.

Hovedresultater ferger og hurtigbåter

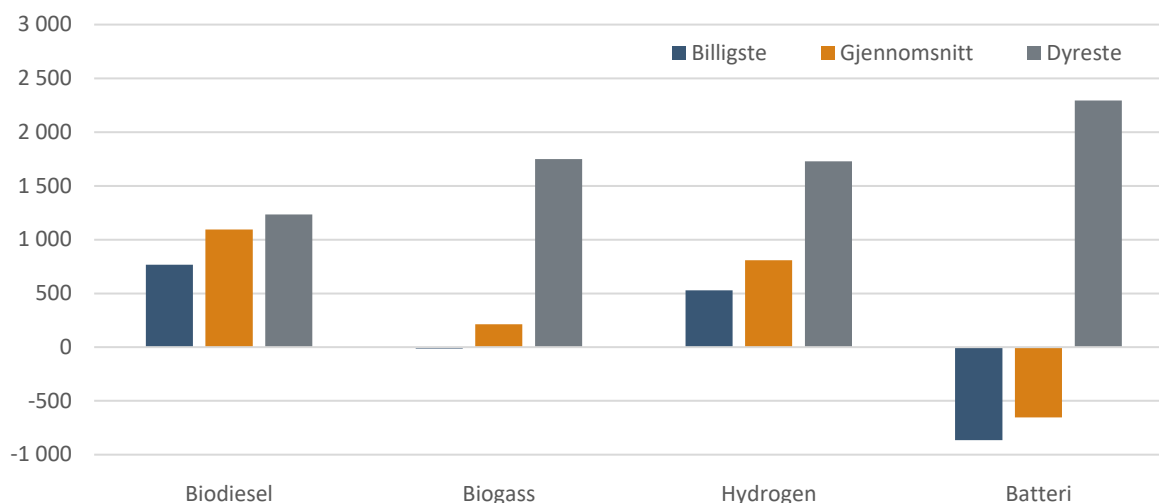
Det er stor spredning i anslagene på samfunnsøkonomiske kostnader for nullutslippsteknologier for ferger og hurtigbåter, som vist i Figur S.3 og Figur S.4.

For ferger anslås **batteri** å ha lavest samfunnsøkonomiske kostnader av de undersøkte teknologiene. Dette gjelder for gjennomsnittsanslagene over tidsperioden 2018-2030. Negativ kostnad betyr at tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt, også når klimagassutslipp holdes utenfor. Det følger av at gevinstene fra reduserte utslipp til luft av NOx, PM og SO₂ overstiger effektivitetstapet av skattefinansieringskostnaden og de bedriftsøkonomiske kostnadene. De relativt lave bedriftsøkonomiske kostnadene i forhold til de positive eksterne nyttevirkningene av teknologien gjør at tiltaket anslås som samfunnsøkonomisk lønnsomt over perioden. Elektrifisering anses som den mest modne teknologien på kort sikt.

Som nest og tredje mest lønnsomt følger **biogass** og **hydrogen**. Hydrogen er ikke en kommersielt moden teknologi i dag, men forventes å være moden for markedet fram mot 2030.

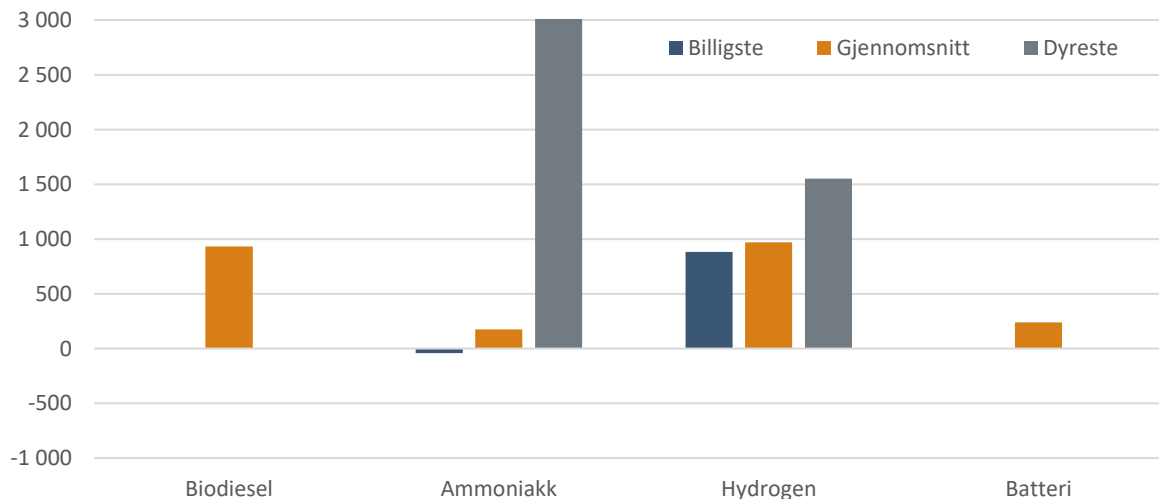
De anslåtte samfunnsøkonomiske kostnadene er høyest for **biodiesel**, selv uten å ta hensyn til eventuelle utslipp ved produksjon i andre land. En viktig grunn til at de anslåtte samfunnsøkonomiske kostnadene ved biodiesel er høyere for ferge enn buss er at de eksterne nyttevirkningene ved reduserte lokale utslipp til luft er større for ferger og hurtigbåter enn for buss. Dette diskuteres under.

Figur S.3 Fergeflåten: Anslåtte samfunnsøkonomiske kostnader for alternative teknologier sammenlignet med referansealternativet, 2018-kroner per tonn redusert CO₂e (2018-2030)



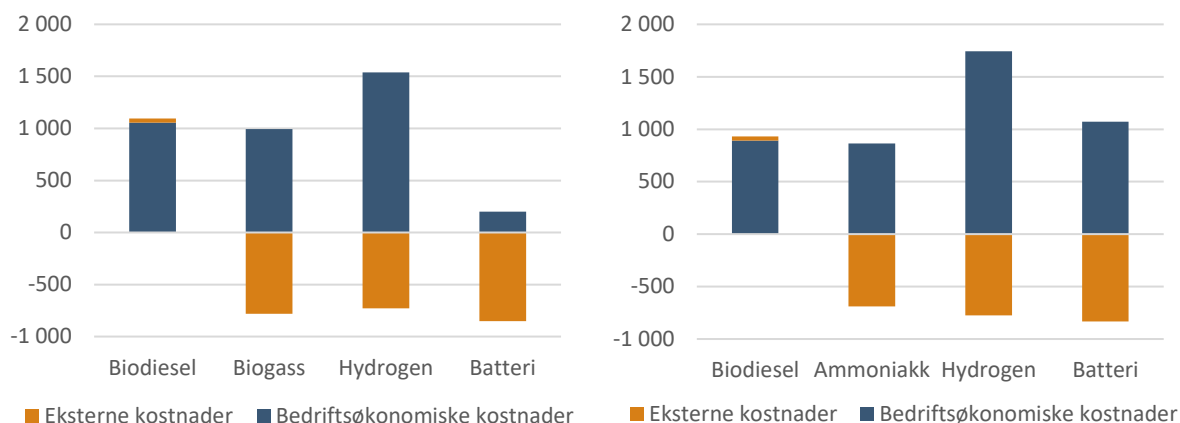
For hurtigbåtflåten (Figur S.4) anslås de samfunnsøkonomiske kostnadene å være lavest for **ammoniakk**, men både ammoniakk og **hydrogen** er å betrakte som umodne teknologier som vil være mer aktuelt senere i perioden mot 2030. Selv om **batteridrift** har lave samfunnsøkonomiske kostnader per tonn redusert CO₂, er teknologien bare aktuell for et fåtall hurtigbåtruter. **Biodiesel** framstår dermed som den mest aktuelle teknologien på kort sikt for hurtigflåten.

Figur S.4 Hurtigbåtflåten: Anslåtte samfunnsøkonomiske kostnader for alternative teknologier sammenlignet med referansealternativet, 2018-kroner per tonn redusert CO₂e (2018-2030)



Figur S.5 viser de gjennomsnittlige kostnadene fra Figur S.3 og Figur S.4, delt opp i bedriftsøkonomiske og eksterne kostnader for fergeflåten (venstre) og hurtigbåtflåten (høyre). Med unntak av biodiesel er altså de eksterne virkningene netto positive, som i hovedsak er pga. reduserte utslipp til luft av NO_x, PM og SO₂. Disse eksterne nyttevirkingene er betydelige for biogass, ammoniakk, hydrogen og batteri, både for ferger og hurtigbåter.

Figur S.5 Ferge- (venstre) og hurtigbåtflåten (høyre): Gjennomsnittlige kostnader for alternative teknologier fordelt som bedriftsøkonomiske og eksterne kostnader, 2018-kroner per tonn redusert CO₂e



Drøfting

Den samfunnsøkonomiske analysen inkluderer nyttevirksomheter av at lokal forurensning reduseres ved mindre bruk av fossile drivstoff, samt redusert risiko for uhellsutslipp til sjø av bunkers.

Det er også andre eksterne virkninger som ikke er inkludert i beregningene. Redusert støy og mulige naturinngrep ved landinstallasjoner nødvendig for å forsyne fartøy med hydrogen eller elektrisitet er ikke inkludert. Videre fanger ikke beregningene opp de potensielt store klimagassutslippene som følger av produksjon av biodrivstoff, siden beregningene bare omfatter utslipp som inngår i det norske klimaregnskapet. Det er betydelig usikkerhet rundt den globale klimapåvirkningen av teknologiene som benytter biodiesel, og beregningene for biodiesel må derfor tolkes med særlig forsiktighet.

Beregningene legger til grunn at den samlede kvoten innenfor EU-ETS ikke påvirkes av etterspørselen etter elektrisitet, og at økt elektrisitetsetterspørsel ved bruk av teknologiene dermed ikke fører til økt forbruk av ikke-fornybar energi. Dette begrunnes i at kraftproduksjonen i EU og EØS er omfattet av det europeiske kvotesystemet EU-ETS, hvilket innebærer at eventuelle utslipp som følger av økt kraftproduksjon vil resultere tilsvarende utslippsreduksjoner i andre kvotepliktige næringer. Med økt etterspørsel etter elektrisitet i transportsektoren kan det også bli press på produksjonen og økt totalkvote.

Sammenlignet med buss er det relativt store eksterne nyttevirksomheter ved de alternative teknologiene for ferge og hurtigbåt. Euro VI-motoren, som er referanseteknologien for buss, gir relativt lave lokale utslipp til luft. Disse er større for ferge og hurtigbåt, og selv om disse i liten grad slippes ut i tettbygde strøk, er de samfunnsøkonomiske kostnadene vesentlige. Dette er hovedårsaken til at de samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn reduserte CO₂ er gjennomgående lavere for ferge- og hurtigbåtflåten enn for bussparken.

Utslippene fra fylkeskommunal kollektivtransport utgjør 680 tusen tonn CO₂e, eller 1,3 prosent av samlede norske utslipp av klimagasser (Menon, DNV GL og TØI 2018). Klimakostnadene fra transportsektoren, så langt en kan anslå dem, er allerede internalisert gjennom CO₂-avgiften på drivstoff. Virkemidler som kommer i tillegg, og som er rettet spesifikt mot enkeltkilder for utslipp, vil øke de samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂ utover den generelle CO₂-avgiften. Det kan også være andre grunner for å redusere utslippene fra kollektivtransporten, som bedre lokal luftkvalitet eller mindre støy. Disse virkningene er også inkludert i våre beregninger. Når nye virkemidler vurderes, bør kostnadene ved tiltakene i denne analysen ses i lys av kostnadene ved tiltak i andre sektorer. Dersom det er andre hensyn som begrunner satsing på teknologiene, bør disse defineres i tiltakskostnadene som vurderes.

1. Innledning og bakgrunn

Denne analysen beregner bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnader ved anskaffelse av nullutslippsteknologier for busser, ferger og hurtigbåter, med anslåtte kostnader per tonn redusert CO₂. Analyseperiodene er fram mot 2025 og 2030. Utslipp av klimagasser måles i CO₂ eller i CO₂-ekvivalenter (CO₂e) der andre utslipp også omfattes. Videre vurderes utviklingen i referansealternativet versus nullutslippsteknologiene, og målkonflikter som oppstår ved de aktuelle teknologiene.

Referansealternativet for busstransport er konvensjonelle tolv meter dieselbusser med Euro VI-motorer og standard norsk dieselolje med pålagt omsetningskrav av biodrivstoff per 2018. Referansealternativet for ferger og hurtigbåter er eksisterende fartøy i fergesamband og hurtigbåter i 2016, der de fleste fergene går på Marine Gas Oil (MGO) og enkelte på flytendegjort gass (LNG), og alle hurtigbåtene går på MGO.

Beregningen dekker klimagassutslipp som regnes med i Norges klimagassregnskap, og i selve beregningene av klimaeffekter tas det ikke hensyn til eventuelle endringer i utslipp i andre land, eller eventuelle virkninger på utslipp utenfor klimaregnskapet i Norge. Vi drøfter denne begrensningen kvalitativt.

Prosjektet er et samarbeidsprosjekt mellom Menon, TØI og DNV GL, der Menon har prosjektledelsen. TØI er ansvarlig for analysene av busser (rapportens Del I), DNV GL for analysene av fergetrafikken (rapportens Del II), og Menon for de samfunnsøkonomiske analysene (rapportens Del III).

I Del I vurderer TØI først i kapittel 2 teknisk modenhet av ulike teknologiske løsninger for buss, med hovedvekt på el- og brenselcelleteknologi. I kapittel 3 beregnes bedriftsøkonomiske kostnader for de ulike teknologiene. Beregningene er utført for den delen av 2016-bussflåten som har fylkeskommunale avtaler, samt anslag for 2025 og 2030. I kapittel 3.3 drøftes utviklingen i bussbestanden framover, og i kapittel 5 drøftes usikkerheten i tallene. I hvilken grad vi tror aktuelle aktører vil ta i bruk nullutslippsteknologi uten statlige tiltak drøftes også.

I Del II beskriver DNV GL aktuell teknologi og bedriftsøkonomiske kostnader for nullutslippsteknologi på ferger og hurtigbåter for perioden 2018-2030, samt enkeltårene 2018, 2025 og 2030. Rapporten baserer seg på utslippskartleggingen tidligere gjennomført for Samferdselsdepartementet (DNV GL 2018a). Metode, inngangsdata og forutsetninger er beskrevet i kapittel 6, herunder en beskrivelse av ulike alternativer for nullutslipp for ferger og hurtigbåter, samt kostnader for drivstoff og teknologi. I kapittel 7 presenteres de bedriftsøkonomiske resultatene for de ulike teknologiene over hele analyseperioden. Effekten på tiltakskostnaden som følge av endringer i forutsetninger for drivstoffpriser og investeringskostnader diskuteres også. Det redegjøres også kort om referansealternativet, dvs. hvilket teknologiopptak som kan forventes uten virkemidler.

I Del III anslår Menon i kapittel 8 de samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn reduserte CO₂ for de ulike teknologiene, der informasjon om de bedriftsøkonomiske kostnadene er hentet fra Del I og Del II. I kapittel 9 vurderes aktuelle utløsende virkemidler og i kapittel 10 drøftes målkonflikter ved de ulike teknologiene.

Del I: Busser

Klimateknologier og tiltakskostnader

2. Teknologisk modenhet, busser

2.1. Dieselbusser

Dieselmotorenes ytelse, levetid og driftssikkerhet har stadig blitt bedre. Høyt dreiemoment og lavt energiforbruk gjør at dieselmotoren har vært den fortrukne kraftkilden i tunge kjøretøy og busser. Med innføring av Euro VI standard har busser nå et svært lavt utslipp av NOx og PM, men CO₂ nivået er ikke redusert tilsvarende.

Avhengig av type drivstoff eller innblandingsandel som benyttes i bussen kan også disse kjøretøyene få svært lave utslipp av CO₂, hvis drivstoffets opptak og utslipp vurderes i et livsløpsperspektiv (jf delkapittel under om busser på biodiesel).

Konklusjon: Dieselbussene har allerede lave utslipp av NOx og PM. Avhengig av innblandingsgrad av biodiesel, og type biodiesel, eller annen form for fornybart dieseldrivstoff kan utslippet av CO₂ også reduseres kraftig i forhold til dagens nivå. Teknologien for dieselmotorer og bruk av fornybare dieseldrivstoffer i dieselbusser er allerede moden.

2.2. Busser med biodiesel

Fornybare og drivstoffer og biodrivstoffer i eksisterende eller lett modifisert forbrenningsmotorer er attraktivt da det ikke er behov for å skifte ut relativt nye kjøretøy, og tiltaket får umiddelbar virkning også i mange eksisterende kjøretøyer.

Klimapåvirkningen fra busser med biodiesel vil være avhengig av type råstoff og produksjonsmetoder. Avanserte biodrivstoff basert på avfall fra skogbruk vil kunne redusere klimapåvirkningen opp mot 80-90 prosent (Melby m. fl. 2017).

Kostnadene på første generasjons (konvensjonelle) biodrivstoff vil i stor grad påvirkes av prisen på råvarene. For avansert biodrivstoff og fornybare dieseldrivstoffer vil kostnader i større grad være forbundet med produksjonsprosessene, spesielt kapitalkostnadene og energibehovet i prosessene. Prisen på både konvensjonelle og avanserte biodrivstoff påvirkes sterkt av tilgang og etterspørsel.

I Norge er det potensial til å produsere avansert biodrivstoff basert på avfall fra skogsindustrien, men dette vil kreve store investeringer i teknologier som enda ikke er helt modne. Avansert biodrivstoff vil koste mer enn dagens konvensjonelle diesel- og biodrivstoff, og er avhenge av et marked som er villig til å betale den ekstra kostnaden. Internasjonalt har flere anlegg for biodrivstoff gått konkurs på grunn av blant annet lave priser på fossilt drivstoff (Global Agricultural Information Network 2016). Økonomisk støtte fra ENOVA og skatte- og avgifts-insentiver kan bidra til å gjøre avanserte biodrivstoffer mer konkurransedyktige i markedet, mens et omsetningskrav vil sikre at en viss mengde drivstoff tas i bruk og omsettes uavhengig av prisnivået.

Norsk produksjon i kommersiell målestokk av avansert biodrivstoff basert på råstoff fra skog er trolig ikke tilgjengelig før i 2025-2030. I og med at de fleste produksjonsanleggene i Norge kun er på planleggingsstadiet, vil Norge i flere år fremover være avhengig av å importere biodrivstoffer (Hagman m. fl. 2017).

Med økte krav til innblanding av avansert biodrivstoff både i Norge og resten av verden vil det på kort sikt kunne være vanskelig å få tilgang på nok avansert biodrivstoff til å tilfredsstille et omsetningskrav. Dette kan bli enda vanskeligere dersom EU og Norge endrer og skjerper definisjonene av hva som kan ansees som avansert biodrivstoff.

Biodrivstoff har potensiale til å fungere som en brobygger inntil elektrisk fremdrift (inkl. brenselcelle) er moden nok til å omfatte flere transportmidler og lengre avstander. Etter dette vil behovet for biodrivstoff reduseres. På sikt vil bruk av biodrivstoff innenfor transportsektoren være mest aktuell innenfor tungtransporten, mellomlange- og lange reiser med buss, samt sjø- og luftfart.

Konklusjon: Biodrivstoffer og fornybare dieseldrivstoffer har den fordel at de kan benyttes i konvensjonelle forbrenningsmotorer, og kan dermed tas i bruk umiddelbart. Første generasjons biodrivstoff er tilgjengelig på dagens marked, men en stor del av dagens første generasjons biodrivstoff gir ikke store reduksjoner i klimapåvirkning i forhold til diesel, om en ser det i et livsløpsperspektiv (f. eks palmeolje produsert i Indonesia). Avanserte biodrivstoff produsert på avfallsprodukter fra skogsdrift mm har derimot et stort reduksjonspotensial m.h.p. klimapåvirkning men har høye produksjonskostnader og produseres foreløpig i en svært begrenset mengde med en til dels ikke helt moden teknologi (avhengig av råstoff og produksjonsmetodikk). Om en ønsker økt produksjon og bruk av avanserte biodrivstoff er det trolig nødvendig med offentlig støtte.

2.3. Busser på biogass

Gassmotorer i busser er dieselmotorer som er konvertert til gassdrift. Produsentene av busser med Euro VI-gassmotorer har forbedret dreiemomentet og effekten på motorene slik at ytelsen i stor grad kan sammenlignes med dieselmotorer.

Moderne gassbusser med biogass er et klima- og miljøvennlig alternativ. Gassbusser kan bli økonomisk konkurransedyktig, hvis prisen på biogass er lav nok i forhold til prisen på fornybart biodrivstoff til dieselmotorer til å kompensere for gassmotorenes lave energieffektivitet og økonomiske merkostnader. En utfordring ved biogass er at det til nå har vært vanskelig å få dokumentasjon på klima- og miljøeffektene (Sund Energy 2017). For biodiesel og elektrisitet er det allerede etablert dokumentasjonsordninger (Hagman m. fl. 2017).

Om en større andel av biogassen kunne produseres basert på husdyrgjødsel, kunne utslipp fra dagens lagring av gjødsel samtidig gått ned (Miljødirektoratet 2013). Produksjon av biogass basert på gjødsel er imidlertid kostbart.

I 2017 var det i overkant av 700 gassbusser i Norge (Sund Energy 2017), men ikke alle disse går på biogass. I følge Avfall Norge (2017) fins det rundt 350 busser i Norge som går på biometan. Produksjonskapasiteten av biogass fra eksisterende anlegg i Norge var på rundt 900 GWh ved utgangen av 2017, men flere av anleggene har ledig kapasitet (Sund Energy 2017). Nye anlegg er også under planlegging flere steder i Norge.

Konklusjon: Gassmotorer til kjøretøy er teknologisk modne, men sammenlignet med dieselmotorer er de energiøkonomisk underlegne omformere av drivstoff til nyttig bevegelse. Metan gir minst CO₂ per energienhet av hydrokarbonforbindelsene ved forbrenning. Metan i form av naturgass er et rimelig, men fossilt, drivstoff. Biogass (inkl biometan) produseres ved hjelp av bakterier og nedbryting av organisk avfall og produksjonen, som er en relativt moden teknologi. Mindre mengder av andre brennbare gasser som propan og hydrogen i metangassen er ingen ulempe og kan forbedre forbrenningsprosessen i gassmotorene.

Busser på biogass er per i dag en moden teknologi, med sterk konkurranse fra el- og hydrogenbusser og busser på biodiesel.

2.4. Elektriske busser

2.4.1. Kjøretøy

Elbusser drives av en elektrisk motor med oppladbare batteri som energibærer. En stor fordel med elbusser er at de ikke slipper ut noen lokalt forurensende avgasser, men svevestøv fra dekk og asfalt vil fortsatt forekomme. I tillegg er elbusser stillegående, noe man kan merke både inne i og utenfor bussen. Lydnivået er viktig for passasjerenes komfort. Lavt støynivå gjør elbussene egnet for kjøring i sentrum og bolignære strøk. Ved hastigheter over ca. 60 km i timen vil dekkstøy være den dominerende støykilden uansett hvilke fremdriftssystemer bussen har.

Siden praktisk talt all produksjon av strøm innen EØS-området er kvoteregulert, er elbussenes klimafotavtrykk å regne som null. Strengt tatt gjelder dette bare fra det tidspunkt utslippene når taket i kvotesystemet. I mellomtiden vil all ny bruk av strøm bidra til å heve kvoteprisen og slik bidra til at energisparing og klimagassreduksjon blir mer lønnsomt i hele EØS-områdets kvoteregulerte sektor. Elektrifisering flytter transportutslipp inn i den kvoteregulerte sektoren.

Elbusser krever mye mindre energi per kilometer enn dieselbusser. Bussens bruksområde begrenses av batterikapasiteten.

I 2018 er innkjøpskostnadene for elbussene høyere enn busser med forbrenningsmotor. Forventningen er at innkjøpsprisen på elbusser vil synke. Prisen på batteriene blir stadig lavere, og i løpet av de siste fem årene er prisen på batterier redusert med rundt 75 prosent (Bloomberg 2018). Når en ser på de totale kostandene ved å eie en buss (innkjøp + drifting), kan elbusser allerede konkurrere med dieselbusser i pris på enkelte busslinjer, se mer om dette i kapittel 3.

Globalt var rundt 386 000 elbusser i drift i 2017 (Bloomberg news 2018), og rundt 98 prosent av disse var å finne i Kina. Det er forventet at Kina vil dominere markedet i lang tid fremover. I 2017 ble rundt 1560 helelektriske busser testet ut i ulike europeiske land (Bloomberg 2018). Produksjonen er i ferd med å ta seg opp, og det forventes en 3-dobling av antallet elbusser innen 2025 (Bloomberg news 2018). I Europa har UK, Nederland, Sveits, Tyskland, Østerrike og Polen flest elbusser.

I Europa startet testingen av elektriske busser opp rundt 2010-15, og mange europeiske og amerikanske byer er fortsatt i pilotfasen. Testingen foregår hovedsakelig i byer, der det på enkelte busslinjer testes ut elektriske busser. De aktuelle busslinjene er vanligvis 10-20 kilometer lange, noe som gir økt fleksibilitet med hensyn til valg av batterikapasitet og ladeløsninger.

Stavanger har fem-seks og Ruter i Oslo seks elbusser i drift. I tillegg fins det noen elektriske minibusser som bl.a. benyttes til skoleskyssordninger. Mange norske byer har bestillinger inne på elbusser av ulike typer, størrelser og med ulike ladeløsninger. Ruter har nylig bestilt 70 elbusser som skal levers i løpet av 2019 (Ruter 2018). Bussene vil driftes av Unibuss, Nobina og Norgesbuss, og benyttes på 13 ulike busslinjer i Osloområdet. Trondheim har kjøpt inn 35 elbusser som skal settes i drift sommeren 2019, også andre byer har bestillinger som skal leveres før 2020. Flere operatører har opplevd forsinkelser i levering av elektriske busser, noe som nok ikke er helt uventet når mange og til dels store ordrer på elbusser kommer i løpet av en kort periode fra flere byer i Europa og resten av verden.

Når det gjelder bybusser har den teknologiske utviklingen allerede hatt et gjennombrudd, og produksjonen av bussene er nå mer eller mindre inne i en fase med serieproduksjon. Men som for dieselbusser blir elbussene

fortsatt i stor grad spesialtilpasset kundenes behov, blant annet mht antallet sitteplasser, batterikapasitet og ladeløsning(er). For langdistanse er elbusser fortsatt på pilotstadiet. På testbaner fins det nå turbusser som har oppnådd rekkevidder på over 300 kilometer på én ladning. En ulempe med busser som krever lang rekkevidde uten mellom-lading er at dette kan kreve tunge batteripakker, noe som vil gå utover antallet passasjerer bussen kan frakte og lønnsomheten.

EU prosjektet ZeEUS om elektriske busser anslår at elektriske busser vil nå sin teknologiske modenhet i 2018-2020 (ZeEUS 2016). Andre anslår at elbusser og tilhørende infrastruktur vil nå sin tekniske og økonomiske modenhet i perioden 2020-2025 (Hagman m. fl 2017, Bloomberg 2018). Bloombergs beregninger indikerer at elbusser kan ha innkjøpspris sammenlignbar med dieselbusser i 2027-2030. Dersom batterienes raske reduksjon i pris fortsetter, kan innkjøpsprisene utlignes tidligere. Fordi energiprisene er lavere enn dieselpriene vil likevel elbussene være konkurransedyktige i forhold til dieselbussene når en ser på total kostnadene. For turbusser, regionale busser og busser som er avhengig av lange rekkevidder med begrenset mulighet for lading underveis, kan det ta noe lengre tid å nå teknisk og økonomisk modenhet.

Teknisk sett er elbusser modne for å tas i bruk i mer omfattende grad enn vi har sett så langt, og de utgjør et klimavennlig alternativ sett i forhold til norsk klimaregnskap. Å øke antallet elbusser og flytte fokus fra pilotprosjekt til et større antall busser i vanlig trafikk er likevel ikke helt uten problemer. Investeringskostnadene for elbusser og ladestasjoner er fortsatt høye, selv om prisen på batterier har sunket kraftig de seineste årene, og forventes å synke ytterligere. Også prisen på bussene og på ladestasjonene forventes å gå ned.

Konklusjon: Elbusser som kan benyttes i bytrafikk er mer eller mindre allerede teknisk modne. Innkjøpsprisen er høyere enn for dieselbusser, driftskostnadene er lavere slik at elbuss i flere tilfeller vill være det billigste alternativet. For langdistansekjøring, med begrenset mulighet for lading, er ikke elbusser tekniske modne enda. Det forventes at disse kan bli teknisk modne etter 2025.

2.4.2. Ladeinfrastruktur for elbusser

Elbusser trenger infrastruktur for lading av batteriene med elektrisitet fra kraftnettet. Oppbygging av en standardisert infrastruktur vil være en forutsetning for gradvis innfasing og langsiktig satsing på elbusser. En infrastruktur for lading av elbusser som er standardisert og installert uavhengig av bussoperatøren, vil kunne gjøre det lettere å skifte operatør for bussdriften ved nye anbudsrunder.

Depotlading

Depotladete busser er enkle å sette i drift og å bruke for operatørene. Bruken skiller seg ikke vesentlig fra dieselbusser. De lades i løpet av natten og kan siden brukes fritt i løpet av dagen så lenge batteriet rekker. Ulempen med disse bussene er at de krever et meget stort batteri for å kunne oppnå en tilstrekkelig rekkevidde. Dette medfører at bussene blir tyngre og forbruker mer energi. Batteriet må dimensjoneres slik at bussen kan kjøre en hel dag selv under de vanskeligst tenkbare forhold. Alternativt kan bussen tas ut av tjeneste et par timer om dagen for lading. Med depotladete elbusser kan en måtte øke selskapets totale antall busser for å sikre en tilstrekkelig transportkapasitet.

Ladeinfrastrukturen for depotladete busser kan være relativt billig gitt et begrenset antall elbusser, og stabil og godt dimensjonert strømforsyning ved depotet. Da bussene bare lades en gang per døgn, kreves ingen automatikk, og man kan bruke faste standard kontakter og kabler. Selv om effektuttaket fra en enkelt buss er lavt, blir den samlede effekten høy når mange busser skal lades samtidig i løpet av noen få nattetimer da bussene ikke er i bruk. I byer med mange busser i hvert depot kan det bli behov for kostbare investeringer i ny kraftforsyning ved overgang til elbusser med depotlading.

Plug-in ladeteknologien er per i dag moden. Ved store depoter kan det bli behov for et system for smart ladestyring for å begrense belastningen på strømnettet. Teknologien for dette er også tilnærmet moden.

Hurtiglading

Busser som hurtiglades på endeholdeplassene i løpet av dagen trenger et vesentlig mindre batteri enn depotladete busser. Dette gjør at bussene vil veie mindre, noe som kan gi rom for større passasjerkapasitet enn for busser som kun depolades. Mindre vekt reduserer også energiforbruket. Hurtigladede busser krever tilgang til ladestasjoner underveis på bussruten. For å unngå at trafikken blir forstyrret av tilfeldige feil på ladestasjonen anbefales at hver buss har tilgang til minst to stasjoner. Ladestasjonene kan med fordel plasseres på endeholdeplasser der bussen uansett står stille i noen minutter. Det er også mulig å plassere ladestasjoner mellom endeholdeplassene.

Internasjonalt pågår det arbeid med standardisering av systemer og løsninger for hurtiglading. En vanlig løsning er en pantograf montert på bussens tak. Flere europeiske produsenter (Volvo, Ebusco, Iveco, Solaris, HeuliezBus, ABB, Siemens, Heliox, Faiveley Stemmann-Technik m. fl) har blitt enige om et system for hurtiglading av elbusser med et konsept hvor den rørlige delen senkes ned fra den stasjonære delen av hurtigladesystemet. Konseptet "OppCharge" med nedsenkbar rørlig pantograf vises i Figur 2.1, og er blant annet en del av Volvos strategi for elbusser. Innen standardiseringsorganisasjonen CEN-CENELEC foregår et aktivt arbeid med målsetting om å kunne presentere en standard eller en anbefaling til standard i 2019.

Figur 2.1 OppCharge system fra ABB.



Kilde: ABB

Induksjonslading er en annen lademulighet. Det testes for tiden også ut løsninger der kjøretøyene kan lades mens de er i trafikk. Dette kan skje via ledninger som henger over vegen (tilsvarende som for trikk), eller ved hjelp av elementer i vegbanen (for eksempel strømførende togsinner). Bytte av batterier er også en løsning som er vurdert, men på grunn av høye kostnader har dette vært lite aktuelt. Batteriene er også tunge, og krever ofte tilgang til løftmekanismer. Men med synkende batteripriser kan dette kanskje på sikt være en aktuell løsning for langdistansebusser.

Flere av ladeløsningene er allerede å ansees som modne, se Tabell 2.1. Pantografer som kan benyttes mens kjøretøyet er i bevegelse, testes ut flere steder. Pantografer som heves opp til overhengende ledninger (lignende som for trikk), er en moden ladeteknologi. Lading ved hjelp av induksjon er også mulig, men det vil ta en stund før induksjonslading kan benyttes av kjøretøy i bevegelse. Dette er også en dyr løsning.

Tabell 2.1 Teknisk modenhet for ulike typer ladeinfrastruktur for elbusser

Lade-alternativer	2018	2030
Plug in		
- ladetid 4+ timer	Moden	Moden
- hurtiglading	Moden	Moden
Pantograf		
- terminal/bussholdeplass el.	Moden	Moden
- in-motion	Nesten moden*	Moden
Induksjon		
- terminal/bussholdeplass el.	Nesten moden	Moden
- in-motion	Ikke moden	?**
Batteribytte	Nesten moden	?***

*Avhengig av kjøretøyets hastighet. Teknologien er allerede moden for kjøretøy i lave hastighet (jf trikk).

**Noe avhengig av om en velger å satse på denne løsningen, er foreløpig et dyrt alternativ.

***Batteriene er redusert kraftig i pris og dette forventes å fortsette. Batteribytte kan da på sikt bli en mer aktuell løsning, særlig om batteriene også blir lettere. Men foreløpig er ikke batteribytte en løsning vi har troen på.

2.5. Brenselcellebusser

Hydrogen kan produseres gjennom elektrolyse av vann. Elektrolyse av vann for produksjon av hydrogen har et energitap på ca. 30 prosent. Alternativet til splitting av vann er at hydrogen produseres av metangass ved partiell oksidasjon eller damp-reforming. Også her er energitapet på ca. 30 prosent.

For bruk som drivstoff må hydrogenet komprimeres (til 350-700 bar) og lagres i trykktanker eller eventuelt i flytende form. I kjøretøyet må hydrogenet gjennom en brenselcelle for å omgjøres om til elektrisk energi og vann. I beste fall er fremdrift med hydrogen produsert fra vannkraft, brenselceller og elektrisk motor halvparten så energieffektiv som elektrisk fremdrift med strøm fra vannkraft.

Kostbar produksjon av brenselceller, lave produksjonsvolumer og høye priser har vært en hindring for vekst i antallet hydrogenkjøretøy både internasjonalt og i Norge. Produksjon, fyllestasjoner og tilgang til hydrogenkjøretøy har tradisjonelt vært en del av den typiske "høna og egget"-problematikken. "Uten kjøretøy ingen fyllestasjoner, og uten fyllestasjoner ingen kjøretøy".

De fleste av dagens brenselcellebusser har også et batteri i tillegg. Batteriet kan gi et ekstra «boost» ved akselerasjoner, og lades underveis. En 12 meter brenselcellebuss har et hydrogenforbruk på i størrelsesordenen 10kgH₂/100km (CHICK 2017). Dette betyr en rekkevidde på over 300 kilometer gitt hydrogentanker på 30-35 kg.

Brenselcellebusser kan brukes på alle typer bussruter, og kan benyttes når det er behov for lengre rekkevidder, når topografien er vanskelig, og i situasjoner der bussrutene ikke er fleksible nok til å tillate lading underveis. Brenselcellebusser har kortere fylltider enn elektriske busser, men de er fortsatt en del lengre enn for tilsvarende dieselbusser.

Erfaring fra pilotstudier med brenselcellebusser i Europa og USA (CHICH 2017, Eudy og Post 2017) er at den begrensede produksjonen av brenselcellebusser er en stor barriere for de bussene som er i drift. Erfaringen med drift og vedlikehold av bussene er begrenset, og det er vanskelig å få tak i deler når noe går i stykker. Ruter i Oslo har testet ut fem brenselcellebusser, med blandede erfaringer. Fire av bussene måtte sendes tilbake til fabrikk for reparasjoner etter en lekkasje. Én av bussene ble levert tilbake etter seks måneder, mens det tok rundt et år å få de resterende tre bussene ferdig reparert (Ruter 2017). I følge deltagerne i EU prosjektet CHICK (2017) må tilgangen til brenselcellebusser og infrastruktur økes betraktelig før disse bussene kan fungere problemfritt i

ordinær drift. Dette omfatter tekniske forbedringer, og bedringer i nettverket rundt (enklere å få tak i deler, raskere responstid, oppgradering av vedlikeholdsfasiliteter m.m.).

Globalt fins det i størrelsesorden 300-400 brenselcellebusser i operasjonell drift. 80-90 av disse er å finne i Europa, se Figur 2.2. Innen 2020 forventes det å være rundt 1000 brenselcellebusser i drift globalt (Ballard 2017).

Figur 2.2 Oversikt over hvor i Europa brenselcellebusser testes ut



Kilde: EU

Konklusjon: Foreløpig er ikke brenselcellebusser teknisk modne til å settes inn i ordinær rutetrafikk, og testing av kjøretøyene vil pågå noen år til. Noe avhengig av internasjonale og nasjonale støtteordninger kan brenselcellebusser og tilhørende teknologi for produksjon og fylling av hydrogen nå teknisk modenhet innen 2025. Innkjøpsprisen er høy i forhold til både diesel- og elbusser.

2.6. Oppsummering

Elbusser og ladeinfrastruktur er allerede mer eller mindre teknisk modent for bruk på middels lange byruter. Selv om innkjøpsprisen er høyere enn for dieselbusser, vil totalkostnadene i flere tilfeller være lavere for elbusser enn for dieselbusser. For lengre reiser med begrensede lademuligheter underveis er teknologien enda ikke helt moden. Behov for store og tunge batteripakker kan begrense antall passasjerer bussen har tillatelse til å frakte, og kan gi behov for flere busser.

Også brenselcellebusser nærmer seg teknologisk modenhet, men de ligger fortsatt litt etter elbusser. For at den teknologiske modenheten skal bedres, er produsentene avhengig av et visst produksjonsvolum. I og med at brenselcellebussene har en høy innkjøpspris og en ikke helt moden teknologi, er videre fremgang avhengig av offentlig støtte. Til nå har EU og lokale myndigheter bidratt med midler. Om støtte videreføres kan brenselcellebusser sannsynligvis nå sin teknologiske modenhet innen 2025. Brenselcellebusser takler lange reiser og kupert terreng, og fylling av hydrogen går raskere enn lading av elbussene. De har derfor potensial til å være mer fleksible enn elbussene, men innkjøpsprisen er fortsatt mye høyere enn for elbusser.

På lengre reiser kan også busser på for eksempel biodiesel være et godt alternativ miljømessig, særlig om bussen går på avansert biodrivstoff.

Tabell 2.2 oppsummerer resultatene i kapittel 2, og gir anslag på når vi anser at teknologien vil være moden i Norge.

Tabell 2.2 Teknisk modenhet for ulike teknologier og drivstoff for busser i dag, 2025 og 2030.

Fremdrift	I dag	2025	2030
Elbuss	Delvis*	Ja	Ja
Brenselcelle/Hydrogen buss	Nei	Tja**	Ja
Buss med dieselmotor, biodiesel	Ja***	Ja	Ja
Buss med gassmotor; biogass	Ja	Ja	Ja
Hybrid/ ladbar el-hybrid	Ja	Ja	Ja
Konvensjonell dieselbuss	Ja	Ja	Ja

Kilde: Hagman m fl (2017)

*Teknologien er tilnærmet moden for bybusser, men er ikke moden for busser som er avhengig av lengre rekkevidde. Teknologien for enkelte lademuligheter er heller ikke helt moden.

**Brenselcellebussene kan nå teknologisk modenhet innen 2025 gitt at finansielle støtteordninger til innkjøp av busser opprettholdes. Etterspørselen må opp på et visst nivå for at nok produsentene skal være villige satse på denne teknologien.

***Teknologien for bussene er modne, men teknologien for produksjon av enkelte typer avanserte biodrivstoff er ikke helt moden.

3. Bedriftsøkonomiske kostnader, busser

I dette avsnittet beregner og estimerer vi de bedriftsøkonomiske kostnadene for bussdrift med diesel fra mineralolje som drivstoff samt for bussdrift med nullutslippsbusser og med drivstoffer som gir null utslipp i det norske klimaregnskapet. Vurderingene og kostnadsanslagene bygger i hovedsak på et større arbeid for NHO transport (Hagman m fl. 2017). For hydrogen og brenselcellebusser har vi oppdatert våre vurderinger med informasjon og hydrogenoptimistiske estimater fra seminaret FCB OSLO18 (Fuel Cell Buses 2018). Rentenivå for beregning av årlige kapitalkostnader er avtalt med samarbeidspartnerne DNV GL og Menon.

Investerings- og driftskostnader har avgjørende betydning for valg av fremdriftssystemer og drivstoffer for bussdrift. Vi beregner de samlede kostnader for de aktuelle alternativene for klimavennlig busstransport i Norge. 2016 er utgangspunkt for beregnet klimapåvirkning fra fylkeskommunal busstrafikk. I tillegg til bedriftsøkonomiske kostnader/km i 2016 estimerer vi disse kostnadene for 2020, 2025 og 2030. **Referansealternativet** er konvensjonelle 12 meter dieselbusser med Euro VI-motorer og standard norsk dieselolje (EN590) med pålagt innblanding av biodrivstoff.

Kostnader og markedspris for konvensjonelle busser med Euro VI-dieselmotorer i 2016 er relativt godt kjent og drøftet med leverandører og bussoperatører. Dieselbusser er produkter i et konkurranseutsatt og velfungerende marked. Busser med andre systemer for fremdrift prises i stor grad i forhold til de prisledende dieselbussene. I våre økonomiske beregninger bruker vi nåværende kjente innkjøpspriser for busser samt andres og egne vurderinger av fremtidig teknologiutvikling, markedsutvikling og estimerte fremtidige kostnader.

Kostnad og markedspris for drivstoff er mer komplisert. Diesel fra raffinert fossil mineralolje har en pris som bestemmes av tilgang og etterspørsel. Prisen på fossil mineralolje styres til dels av at noen aktører med markedsmakt begrenser utvinningen av fossil mineralolje for å holde prisen oppe, og prisen varierer betydelig over tid. Kostnaden for utvinning er så lav at de dominerende aktørene får en gevinst uansett om oljeprisen er 30 \$/fat eller 100 \$/fat. Prisen på alternative og fornybare drivstoffer og energibærere til forbrenningsmotorer relateres til diesel fra fossil mineralolje. Muligheten til å konkurrere med diesel fra fossil mineralolje begrenses av tilgang, og av at produksjonskostnadene for alternative og bærekraftige dieseldrivstoffer som oppfyller bærekraftkravene er minst tre ganger så høye som for fossil diesel.

Produksjonskostnadene for norsk elektrisk energi fra vannkraft som drivstoff og lagret i batterier er svært konkurransedyktig med fossil mineralolje. Her har batterikostnadene vært en utfordring, men batteriteknologien er inne i en utvikling som øker konkurransekraften til elektrisk fremdrift.

I Norge blir hydrogen som drivstoff for busser produsert ved elektrolyse av vann. Siden 2016 har hydrogen til transportsektoren med offentlige tilskudd blitt solgt til en pris per utkjørt kilometer tilsvarende kostnadene for standard norsk autodiesel. NEL, som er en ledende leverandør av elektrolysører og utstyr for distribusjon av hydrogen, mener at de i fremtiden med stor etterspørsel og tilgjengelig rimelig strøm skal kunne tilby hydrogen til denne prisen også uten offentlig støtte (NEL 2018).

Prisene på biogass levert til buss i depot avhenger blant annet av finansieringen av produksjonsanlegget og av mottakskostnadene for avfall og restprodukter. Produksjon og bruk av biogass fra avfall innebærer reduserte utslipp av metan, noe som innebærer en entydig klimagevinst. Med dagens kostnader vil bussdrift med biogass trenge økonomisk støtte.

Kostnadsanslagene for service og vedlikehold av dieselbusser og gassbusser bygger på erfaringer fra norske operatører. Kostnadene for service og vedlikehold av elbusser og hydrogenbusser er relativt høye på grunn av at

teknologiene bussene er nye og til dels umodne. Med fremtidige store produksjonsserier, videre teknisk utvikling og erobring av større markedssegmenter kan elbusser og hydrogenbusser få vedlikeholds- og servicekostnader som kan konkurrere med dieselbusser.

Kostnadene for ladestasjoner og infrastruktur for lading av elbusser og ladbare el-hybridbusser er drøftet med leverandører av ladestasjoner. Kapitalkostnader for ladestasjoner blir tatt med som en egen post i de samlede kostnadene for elbusser. Kostnadene for fyllestasjoner for alle andre drivstoff er innberegnet i kostnaden for drivstoffet.

Referansealternativet er altså dieselbusser og fossil diesel med lavinnblanding av fornybare drivstoffer som følger av omsetningspåbudet for biodrivstoff. I tillegg er det vurdert bussdrift med fornybare drivstoffer som tilfredsstillende EU og Miljødirektoratets bærekraftskriterier. Dieselbusser med importerte biodrivstoffer som ikke tilfredsstillende EU og Miljødirektoratets bærekraftskriterier er et relativt sett rimelig alternativ som gir null bidrag av CO₂e i det norske klimaregnskapet.

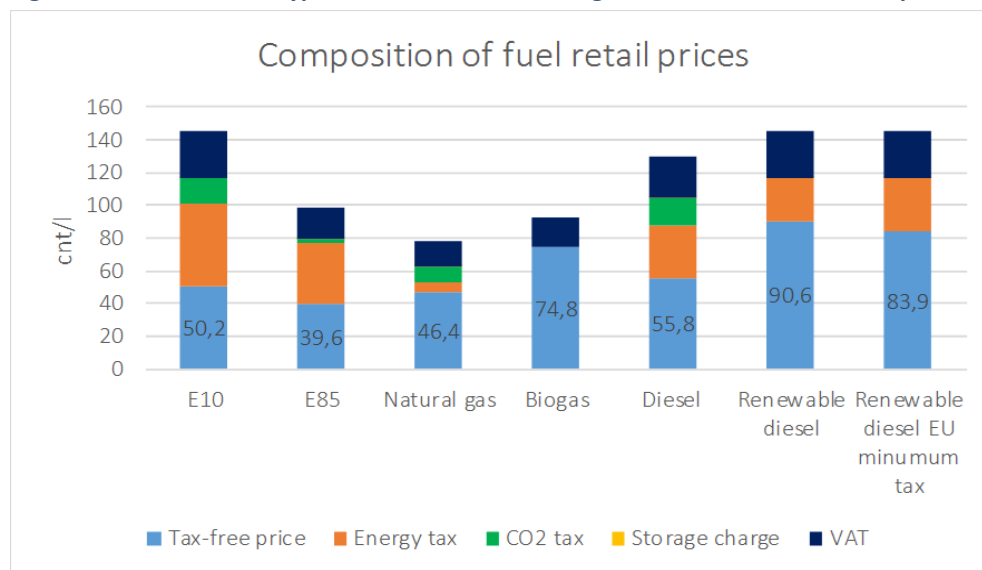
For kjøretøy med nye, alternative fremdriftssystemer og nye drivstoffer kan prisen være satt slik at det skal være mulig å få innpass på markedet, det vil si at de skal kunne konkurrere med dieselbusser og fossil diesel. Prisen kan også være satt slik at den skal dekke produksjonskostnadene, men ikke utvikling og at en stor del av kostnadene blir sett på som en investering i framtidig utvikling.

Her følger noen eksempler på vurderinger av fossile drivstoffer, oppgitte kostnader og priser på fornybare drivstoffer:

Her følger noen eksempler på vurderinger av fossile drivstoffer, oppgitte kostnader og priser på fornybare drivstoffer:

- Tømborg, NMBU: Biomasseprisen vil utgjøre rundt 4 kroner/liter, så kommer produksjon og transport i tillegg på skogbasert drivstoff i Norge.
- Bjart Holtsmark, SSB: Merkostnadene for biodrivstoff i forhold til fossile drivstoffer (uten skatter og avgifter) er på anslagsvis 7 kroner/liter for avansert biodrivstoff og på rundt 4 kroner/liter for første generasjoners biodrivstoffer.
- Börjesson m. fl. (2016) anslår at investeringskostnadene for et biogassanlegg ligger på 60-70 mill. SEK, og på 4-6 mrd. SEK for et storskala forgassingsanlegg for produksjon av flytende biodrivstoff. Distribusjonskostnadene for bensin/diesel i Sverige ligger på 1-1,5 SEK pr liter. Metanol/etanol antas å ha 20-30 prosent høyere distribusjonskostnader.
- Elbilgründer Elon Musk: Det er nødvendig med olje og gass på kort sikt. Fornybare energier er i tidlig fase, og tar tid å skalere opp til store volumer. Det viktige er å prise hydrokarboners klimapåvirkning riktig. Om prisen på olje og gass ikke inkluderer miljøkonsekvensene, er det de facto subsidiering.

Figur 3.1 Priser for ulike typer drivstoff til forbrenningsmotorer i Finland 2015, € per liter



Kilde: VTT (2015)

3.1. Sammensetning kostnader

Vi beregner de samlede kostnader for aktuelle alternativer med norsk busstransport, status for 2016, antatte kostnader i 2020, antatte kostnader i 2025 og antatte kostnader i 2030.

Busser med forbrenningsmotor

For dieselbusser med Euro VI-motorer har vi i 2016 antatt en pris på 2 mill. kroner og at prisen ikke vil forandres frem mot 2030. For gassbusser antar vi at prisen vil ligge 10 prosent høyere enn for dieselbusser. Busser med forbrenningsmotorer antas å bli noe mer energieffektive frem mot 2025 (Hagman m. fl 2017).

Elbusser

Våre kostnadsestimater for prisen på elbusser er basert på at elbusser i 2016 var i en introduksjonsfase men at de ventes å bli kommersielt konkurransedyktige i løpet av få år.

For elbusser med en batterikapasitet på 100-300 kWh har vi i 2016 antatt en pris på 4,5 mill. kroner og vi legger til grunn en gradvis reduksjon i prisen til 4 mill. kroner i 2020, 3 mill. kroner i 2025 og 2,5. mill. kroner i 2030. Vi venter også gradvis mer energieffektive og pålitelige elbusser frem mot 2030 (Hagman m. fl 2017). Elbusser blir foreløpig hovedsakelig produsert med tanke på bytrafikk. Med store bussflåter som hurtiglades mange ganger i løpet av driftsdøgnet (opportunity charging) kan lav batterikapasitet (100 kWh) være optimalt. Alternativt kan batteribusser med stor batterikapasitet (300 kWh) og depotlading én eller to ganger per døgn være optimalt med mindre bussflåter og tilstrekkelig strømforsyning i depotet. Vi vurderer at de to alternativene for elbusser i bytrafikk økonomisk vil komme relativt likt ut, men elbusser med stor batterikapasitet er klart dyrere enn elbusser med lav batterikapasitet. Vi begrunner den kraftige reduksjonen i pris for elbusser frem mot 2030 med en antatt reduksjon i kostnader for batterier med 75 prosent.

Brenselcellebusser (hydrogen)

Vi legger til grunn at brenselcellebusser blir rimeligere i innkjøp frem mot 2030. Vi antar at prisen ikke er rimeligere enn hva Ruter betalte i 2012, og vi har for 2016 antatt en pris på 8 mill. kroner. I våre beregninger regner vi med et gjennombrudd for brenselcelleteknologi i transportsektoren etter 2020. For 2020 bruker vi en

pris på brenselcellebusser som ifølge bussleverandører til EUs JIVE-prosjekt vil være 6,5 mill kroner i 2019. Under forutsetning av kommersielt gjennombrudd etter 2020, bruker vi en pris på 3,5 mill. kroner i 2025 og 3,0 mill. kroner i 2030 (Standen 2018).

3.1.1. Beregningsforutsetninger

Forutsetningene for beregningene av de samlede kostnader for de forskjellige typene av bussdrift 2016, 2020, 2025 og 2030 er som følger:

- Total daglig kjørelengde 280 km, dvs. årlig kjørelengde 80 000 km
- Nedskrivningstid syv år for alle typer busser
- Med 7 års nedskrivningstid for elbusser og hydrogenbusser regner vi ikke med noen kostnader for batteribytte eller bytte av brenselceller i elbusser eller hydrogenbusser. Alternativt at kostnader for dette er inkludert i innkjøpsprisen.
- Nedskrivningstid 14 år for elektriske hurtigladestasjoner.
- Rente på investert kapital 6 prosent.

3.1.2. Busstyper og drivstofftyper inkludert i beregningene:

Vi sammenligner driftskostnadene som inkluderer kapitalkostnader (innkjøp av buss), kostnader for drivstoff, service og vedlikeholdskostnader samt ladeinfrastruktur for elbusser for standard 12 m busser med følgende forskjellige teknologier og drivstoff:

- **Alternativ A (Referansealternativet):** Euro VI dieselbuss, med påbudt innblanding av biodrivstoff (10 prosent i 2018, hvorav minst 3,5 prosent skal være fra (dobbelttellende) avanserte råstoffer)¹
- **Alternativ B (Avansert biodiesel):** Euro VI dieselbuss med 100 prosent avansert fornybart biodrivstoff som tilfredsstiller EU og Miljødirektoratets bærekraftkriterier
- **Alternativ C (Biodiesel uten bærekraftkrav):** Euro VI dieselbuss med 100 prosent fornybart biodrivstoff, som ikke tilfredsstiller EU og Miljødirektoratets bærekraftkriterier
- **Alternativ D (Biogass):** Euro VI gassbuss med biogass
- **Alternativ E (Elbuss):** Elbuss med 100-300 kWh batterier med relevant ladeinfrastruktur
- **Alternativ F (Hydrogen):** Brenselcellebusser med hydrogen

De alternative teknologiene B-F har det til felles at de defineres som utslippsfrie i det norske klimaregnskapet.

3.1.3. Kostnader for drivstoff

Energiforbruk for dieselbusser, gassbusser, elbusser og hydrogenbusser er basert på Braunschweig bykjøresyklus. Merforbruk for oppvarming, kupert terreng og kulde er ikke medregnet.

- Pris for norsk autodiesel med lavinnblanding av fornybart dieseldrivstoff er 10 kroner/liter (eks mva) og prisen antas å holde seg på 10 kroner/liter i 2020, 2025 og 2030.
- Pris for fornybar diesel som oppfyller EU og Miljødirektoratets bærekraftkriterier er 12 kroner/liter og prisen antas å holde seg på 12 kroner/liter i 2020, 2025 og 2030. En merkostnad på 2 kroner/liter for fornybar diesel i forhold til norsk standard autodiesel er vurdert å representere den øvre økonomiske smertegrensen.
- Pris for biodiesel som ikke oppfyller EU og Miljødirektoratets bærekraftkriterier men som gir null bidrag til CO_{2e} i norsk klimaregnskap setter vi til 9,90 kroner/liter. Prisen antas å holde seg på dette nivået i 2020, 2025 og 2030. En marginal lavere pris for dette dieseldrivstoffet enn for norsk standard autodiesel vurderes som nødvendig for at det skal være mulig å selge det.

¹ At avansert biodrivstoff dobbelttelles fører til at kravet om 3,5 prosent innblanding i realiteten er et krav om 1,75 prosent. Det betyr at det reelle omsetningskravet er 8,25 prosent. Dette forklares nærmere i kapittel 8.

- Kostnad for biogass på 9 kroner/m³ (eks mva) Prisen for biogass levert fra fyllestasjon i depot er vanskelig men avgjørende for økonomisk klimavennlig bussdrift med gassbusser.
- Kostnad for elektrisk energi levert fra ladestasjon 1,0 krone/kWh i 2016, 2020, 2025 og 2030.

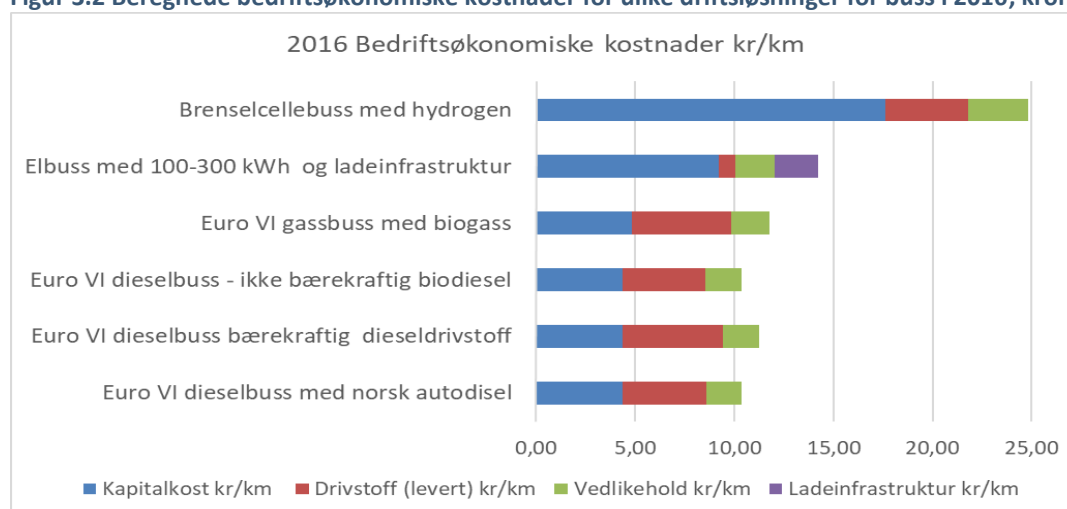
3.2. Bedriftsøkonomiske kostnader per km

3.2.1. Status 2016

Forutsetninger for beregningene:

- Konvensjonell buss med Euro VI-dieselmotor: Kostnad 2,0 mill. kroner
- Buss med Euro VI-gassmotor: Kostnad settes til 2,2 mill. kroner
- Elbuss med 100-300 kWh batterikapasitet: Kostnad 4,5 mill. kroner
- Brenselcellebuss: Kostnad 8,0 mill. kroner
- Total investeringskostnad 4,0 mill. kroner per hurtigladestasjon
- Investeringskostnad for depotlading der hvor depotet allerede har relevant strømforsyningskapasitet for depotlading av et mindre antall el busser med 300 kWh batterikapasitet.
- Antatt kostnad for ladeinfrastruktur 2,2 kr/km og elbuss
- Forbruk av dieseldrivstoff i konvensjonell buss med dieselmotor 0,42 liter/km
- Forbruk av biogass i konvensjonell buss med gassmotor 0,40 kg/km
- Forbruk av elenergi ved elektrisk drift av elbuss 0,9 kWh/km
- Forbruk av hydrogen med hydrogenbuss 0,1 kg/km
- Vedlikehold og service konvensjonell dieselbuss (inklusive AdBlue) 1,80 kroner/km
- Vedlikehold og service elbuss 2,0 kroner/km (høye kostnader grunnet ny teknologi).
- Vedlikehold og service hydrogenbuss 3,0 kroner/km (høye kostnader grunnet ny teknologi).

Figur 3.2 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2016, kroner per km



Tabell 3.1 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2016, kroner per km

Bussteknologi og drivstoff	Kapitalkost	Drivstoff, levert	Vedlikehold	Ladeinfrastruktur	Sum
A Referanse-alternativet	4,4	4,2	1,8		10,4
B Avansert biodiesel	4,4	5,0	1,8		11,2
C Biodiesel uten bærekraftkrav	4,4	4,2	1,8		10,4
D Biogass	4,8	5,0	1,9		11,8
E Elbuss	9,2-10,2	0,8	2,0	1,2-2,2	14,1
F Hydrogen	6,6	4,2	3,0		24,8

Figur 3.2 og Tabell 3.1 sammenfatter resultatene av beregningen: Elbusser og hydrogenbusser er i 2016 dyrere alternativer til bussdrift enn andre aktuelle klimavennlige alternativer. Satsing på en busslinje med elbusser må ses som en investering for å skaffe kunnskap til innkjøp av et større antall elbusser i løpet av noen år. Hurtigladestasjoner og vedlikeholdslading av elbusser med ca. 100 kWh batterikapasitet ved endestasjonene kan være et fremtidsrettet driftsopplegg med tanke på elektrifisering av bussparken i byer. Depotlading én eller to ganger om dagen og elbusser med ca. 300 kWh batterikapasitet kan være den økonomisk minst kostbare måten for å introdusere et mindre antall elbusser (prøvedrift). Investeringene i hurtigladestasjoner vil bli mer lønnsomme med flere busser å fordele kapitalkostnadene på.

Dieselbusser med Euro VI-motorer med norsk autodiesel eller ikke fornybart biodrivstoff er i 2016 de rimeligste alternativene for bussdrift. Dieselbusser med biodrivstoff uten bærekraftkrav er det alternativet som gir null bidrag til CO₂e i norsk klimaregnskap til lavest bedriftsøkonomisk kostnad.

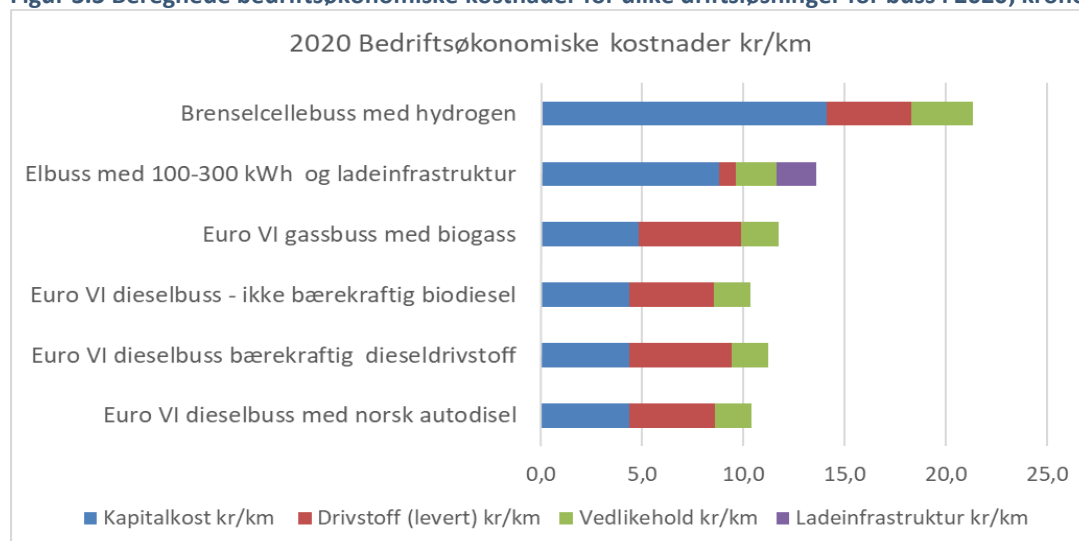
3.2.2. Estimater 2020

Forutsetninger for beregningene:

- Konvensjonell buss med Euro VI-dieselmotor: Kostnad 2,0 mill. kroner (som i 2016)
- Buss med Euro VI-gassmotor: Kostnad settes til 2,2 mill. kroner (som i 2016)
- Elbuss med 100-300 kWh batterikapasitet: Kostnad 4,0 mill. kroner
- Brenselcellebuss: Kostnad 6,5 mill. kroner
- Total investeringskostnad 4,0 mill. kroner per hurtigladestasjon
- Investeringskostnad for depotlading der hvor depotet allerede har relevant strømforsyningskapasitet for depotlading av et mindre antall el busser med 300 kWh batterikapasitet.
- Antatt kostnad for ladeinfrastruktur 2,0 kr/km og elbuss
- Forbruk av dieseldrivstoff i konvensjonell buss med dieselmotor 0,41 liter/km²
- Forbruk av biogass i konvensjonell buss med gassmotor 0,40 kg/km
- Forbruk av el energi ved elektrisk drift av elbuss 0,9 kWh/km
- Forbruk av hydrogen med hydrogenbuss 0,1 kg/km
- Vedlikehold og service konvensjonell dieselbuss (inklusive AdBlue) 1,80 kroner/km
- Vedlikehold og service elbuss 2,0 kroner/km (høye kostnader grunnet ny teknologi).
- Vedlikehold og service hydrogenbuss 3,0 kroner/km (høye kostnader grunnet ny teknologi).

² Altså en liten nedgang fra 2016.

Figur 3.3 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2020, kroner per km



Tabell 3.2 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2020, kroner per km

Bussteknologi og drivstoff		Kapitalkost	Drivstoff, levert	Vedlikehold	Ladeinfrastruktur	Sum
A	Referansealternativet	4,4	4,2	1,8		10,4
B	Avansert biodiesel	4,4	5,0	1,8		11,2
C	Biodiesel uten bærekraftkrav	4,4	4,2	1,8		10,4
D	Biogass	4,8	5,0	1,9		11,8
E	Elbuss	8,8-9,8	0,8	2,0	1,0-2,0	13,6
F	Hydrogen	14,1	4,2	3,0		21,3

Figur 3.3 og tabell 3.2 sammenfatter resultatene av beregningene: Elbusser vil med de gitte forutsetningene i 2020 fortsatt være mer kostbare enn dieseldrift. Batterier antas å bli betydelig rimeligere, lettere og mindre for hvert år fremst som følge av bilindustriens satsing på elbiler, og merkostnadene for elbusser blir mindre i forhold til konvensjonelle busser.

Behovet for antall hurtigladerstasjoner per elbuss minsker når antallet busslinjer blir elektrifisert og antallet elbusser øker. En begrenset reduksjon i kostnadene for hurtigladerstasjoner kan forventes i 2020 i forhold til 2016.

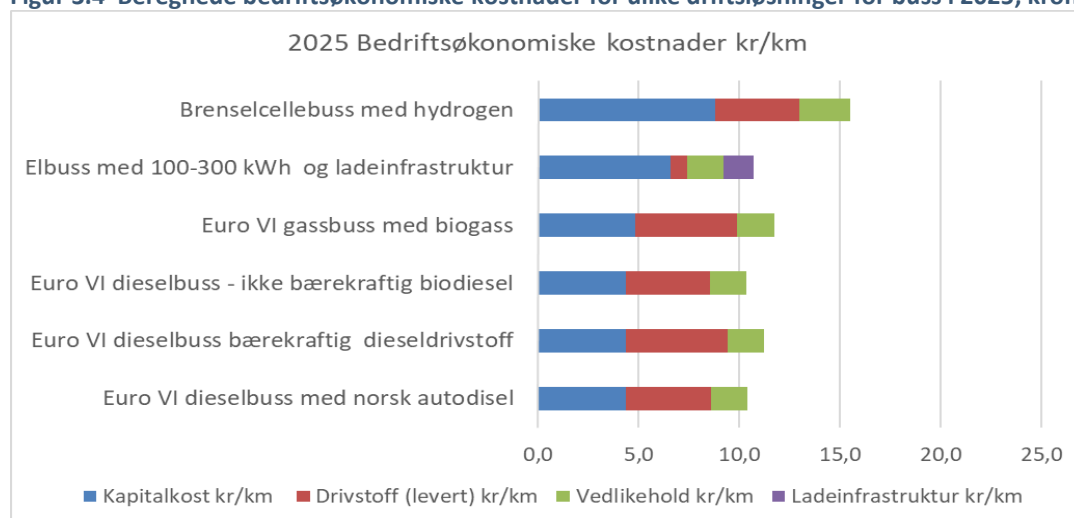
3.2.3. Estimat 2025

Forutsetninger for beregningene:

- Konvensjonell buss med Euro VI-dieselmotor: Kostnad 2,0 mill. kroner (som i 2016)
- Buss med Euro VI-gassmotor: Kostnad settes til 2,2 mill. kroner (som i 2016)
- Elbuss med 100-300 kWh batterikapasitet: Kostnad 3,0 mill. kroner
- Brenselcellebuss: Kostnad 4,0 mill. kroner
- Total investeringskostnad fire mill. kroner per hurtigladerstasjon
- Investeringskostnad for depotlading der hvor depotet allerede har relevant strømforsyningskapasitet for depotlading av et mindre antall el busser med 300 kWh batterikapasitet.
- Antatt kostnad for ladeinfrastruktur 1,5 kr/km og elbuss
- Forbruk av dieseldrivstoff i konvensjonell buss med dieselmotor 0,41 liter/km
- Forbruk av biogass i konvensjonell buss med gassmotor 0,40 kg/km
- Forbruk av el energi ved elektrisk drift av elbuss 0,9 kWh/km

- Forbruk av hydrogen med hydrogenbuss 0,1 kg/km
- Vedlikehold og service konvensjonell dieselbuss (inklusive AdBlue) 1,80 kroner/km
- Vedlikehold og service elbuss 1,8 kroner/km (høye kostnader grunnet ny teknologi).
- Vedlikehold og service hydrogenbuss 2,0 kroner/km (høye kostnader grunnet ny teknologi).

Figur 3.4 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2025, kroner per km



Tabell 3.3 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2025, kroner per km

Bussteknologi og drivstoff		Kapitalkost	Drivstoff, leverert	Vedlikehold	Ladeinfrastruktur	Sum
A	Referansealternativet	4,4	4,2	1,8		10,4
B	Avansert biodiesel	4,4	5,0	1,8		11,2
C	Biodiesel uten bærekraftkrav	4,4	4,2	1,8		10,4
D	Biogass	4,8	5,0	1,9		11,8
E	Elbuss	6,6-7,0	0,8	1,8	1,0-1,5	10,7
F	Hydrogen	8,8	4,2	2,5		15,5

Figur 3.4 og Tabell 3.3 sammenfatter resultatene av beregningene: I 2025 kan elbusser med de gitte forutsetningene være bedriftsøkonomisk konkurransedyktig med alle de andre alternativene for bybusstransport. Det forventes at elbusser i 2025 er en kommersielt moden teknologi med et fungerende marked, og at de store europeiske bussprodusentene i 2025 tilbyr konkurransedyktige elbusser.

Elbusser kan i 2025 erstatte hele bussflåter med konvensjonelle busser, og kostnadene for hurtigldestasjoner per elbuss forventes å kunne bli redusert til 1-1,5 kr/km og buss.

For lengre bussruter er det usikkert om elbusser på grunn av batterier og ladeinfrastruktur vil kunne konkurrere med dieselbusser og brenselcellebusser (hydrogen).

Dieselbusser med Euro VI-motorer og fornybart drivstoff er både i 2020 og 2025 et alternativ som i henhold til beregningene har marginalt lavere kostnader enn biogass. Markedspriser samt små forandringer av nivåene på skatter og avgifter kan lett medføre at det økonomiske konkurranseforholdet mellom de aktuelle busstypene og disse drivstoffene forskyves.

I beregningene av de samlede kostnadene for busser og drivstoff har vi ikke tatt med en sannsynlig fremtidig høyre markedsverdi for brukte dieselbusser enn for brukte gassbusser.

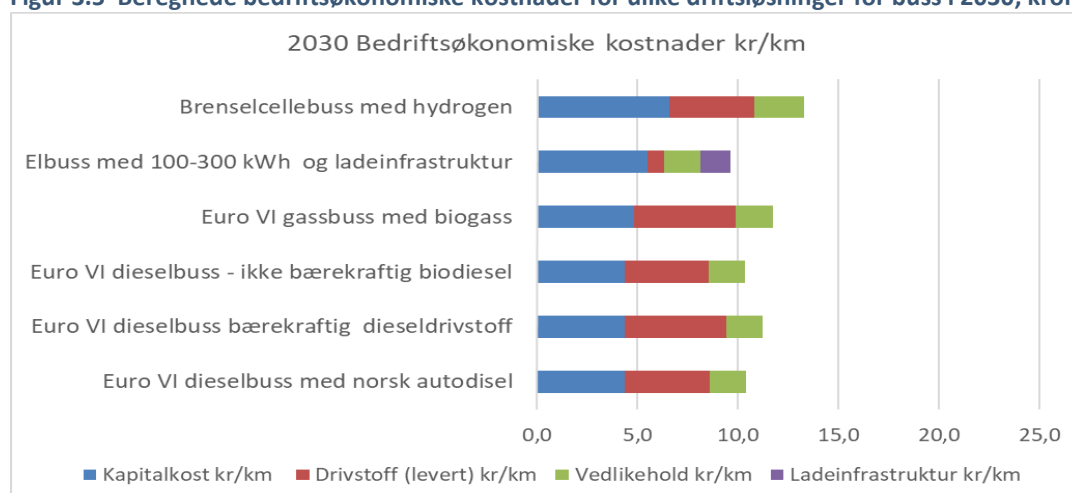
Vi har antatt at Brenselcellebusser med hydrogen som energibærer har begynt å bli et attraktivt og etterspurt alternativ med alt større produksjonsserier i 2025.

3.2.4. Estimert 2030

Forutsetninger for beregningene:

- Konvensjonell buss med Euro VI-dieselmotor: Kostnad 2,0 mill. kroner (som i 2016)
- Buss med Euro VI-gassmotor: Kostnad settes til 2,2 mill. kroner (som i 2016)
- Elbuss med 100-300 kWh batterikapasitet: Kostnad 2,5 mill. kroner
- Brenselcellebus: Kostnad 3 mill. kroner
- Total investeringskostnad fire mill. kroner per hurtigladestasjon
- Investeringskostnad for depotlading der hvor depotet allerede har relevant strømforsyningskapasitet for depotlading av et mindre antall el busser med 300 kWh batterikapasitet.
- Antatt kostnad for ladeinfrastruktur 1,5 kr/km og elbuss
- Forbruk av dieseldrivstoff i konvensjonell buss med dieselmotor 0,41 liter/km
- Forbruk av biogass i konvensjonell buss med gassmotor 0,40 kg/km
- Forbruk av el energi ved elektrisk drift av elbuss 0,9 kWh/km
- Forbruk av hydrogen med hydrogenbuss 0,1 kg/km
- Vedlikehold og service konvensjonell dieselbuss (inklusive AdBlue) 1,80 kroner/km
- Vedlikehold og service elbuss 1,8 kroner/km.
- Vedlikehold og service hydrogenbuss 1,8 kroner/km

Figur 3.5 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2030, kroner per km



Tabell 3.4 Beregnede bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss i 2030, kroner per km

Bussteknologi og drivstoff	Kapitalkost	Drivstoff, levert	Vedlikehold	Ladeinfrastruktur	Sum
A Referansealternativet	4,4	4,2	1,8		10,4
B Avansert biodiesel	4,4	5,0	1,8		11,2
C Biodiesel uten bærekraftkrav	4,4	4,2	1,8		10,4
D Biogass	4,8	5,0	1,9		11,8
E Elbuss	5,5-6,0	0,8	1,8	1,0-1,5	9,6
F Hydrogen	6,6	4,2	2,5		13,3

Figur 3.5 og Tabell 3.4 sammenfatter resultatene av beregningene: Elbusser kan med de gitte forutsetningene i 2030 være det mest økonomiske av alle alternativene for bybusstransport. Det forventes at elbusser i 2030 er

helt kommersielt moden teknologi med et fungerende marked og at de store europeiske bussprodusentene i 2030 tilbyr konkurransedyktige elbusser. At elbusser bedriftsøkonomisk skal bli klart rimeligere enn alle andre alternativer forutsetter en konkurransesituasjon i 2030 med priskonkurranse mellom flere elbussprodusenter.

Elbusser kan i 2030 erstatte hele bussflåter med konvensjonelle busser. Kostnadene for ladeinfrastruktur og hurtigladestasjoner per elbuss forventes å være lave og å stabilisere seg på 1,0-1,5 kr/km.

For lengre bussruter vil hydrogenbusser som produseres i store serier kunne bli et alternativ da de er nullutslippsbusser. Diesellusser med Euro VI-motorer og fornybare drivstoffer samt biogassbusser er alternativer som i henhold til beregningene har lavere kostnader enn hydrogenbusser. Markedspriser samt små forandringer av nivåene på skatter og avgifter kan lett medføre at det økonomiske konkurranseforholdet mellom de aktuelle busstypene og disse drivstoffene forskyves.

Busser med forbrenningsmotorer er per definisjon ikke nullutslippsbusser, men de kan gi null bidrag til CO₂e i norsk klimaregnskap til lavest bedriftsøkonomisk kostnad. Utfordringen er tilgang, bærekraftig høsting av biomasse og økonomisk konkurransedyktig produksjon av biodrivstoff. Med de kostnader vi legger til grunn for hydrogenbusser i 2025 og 2030, er det mulig at krav til nullutslippsbusser er nødvendig for at hydrogenbusser skal erstatte busser med forbrenningsmotorer på lengre bussruter, der hvor elbusser ikke er et mulig alternativ.

3.3. Samlede bedriftsøkonomiske kostnader ved nullutslippsbusser

De bedriftsøkonomiske merkostnadene for null utslipp av CO₂ i det norske klimaregnskapet blir for bruk av busser avhengig av når og hvilke typer busser som skal erstatte busser med fossilt drivstoff (norsk autodiesel). De bedriftsøkonomiske merkostnadene for å erstatte diesellusser med el- eller hydrogenbusser vil synke etter hvert som disse teknologiene forventes å bli alt mer modne og bussene kan produseres i større serier. Av Figur 8.1 fremgår at nullutslippsbusser i form av elbusser og hydrogenbusser kan erstatte diesellusser med fossilt drivstoff og derved gi null utslipp i det norske klimaregnskapet.

I Tabell 8.3 side 59 beregnes kostnadene for de ulike teknologiene per tonn CO₂, og i Menon, DNV GL og TØI (2018) beregnes utslippene fra fylkeskommunale busser i 2016 til 198 500 tonn CO₂-e. Med denne informasjonen kan vi anslå de samlede kostnadene ved over tid å fase inn bussparken med de alternative nullutslippsteknologiene i stedet for at de erstattes med Euro VI dieselmotor som i referansebanen.

Hvis 20 prosent av de 198 500 tonn CO₂-e som ble sluppet ut i 2016 i skal fjernes ved bruk av hydrogenbusser i regionaltrafikk og 80 prosent ved bruk av elbusser i bytrafikk 2020 vil dette gi en merkostnad på 935 mill. kroner per år under bussenes nedskrivningstid. Det samme regnestykket vil i 2025 og 2030 gi en merkostnad på 249 respektive 114 mill. kroner under bussenes nedskrivningstid. Merkostnadene for å oppnå nullutslipp i det norske klimaregnskapet med biodrivstoffer og biogass vil være lavere enn for el og hydrogen i 2020, mens fra 2025 forventes bruk av elbusser å bli økonomisk lønnsomt (negative kostnader).

4. Utvikling i bussbestanden

Utviklingen i bussbestanden og utslippene av CO₂ er framskrevet ved hjelp av en oppdatert rutine innenfor modellsystemet BIG (Fridstrøm og Østli 2016).

BIG-modellen deler bussparken etter alder (31 ettårige klasser), energiteknologi (11 kategorier) og totalvekt (4 grupper) og legger til grunn empirisk observerte overlevelseshaster i hver celle av denne 31x11x4 = 1364-dimensjonale matrisen. For hver celle tilordnes dessuten data om årlig kjørelengde, drivstofforbruk per km og CO₂. Tilgangen på nye kjøretøy i hver kategori hvert år er eksogen og modellens viktigste input. Output genereres i form av samlet bussbestand, trafikkarbeid (utkjørte kjøretøykm) og klimagassutslipp (tonn CO₂e). Systemet er implementert som et sett regneark.

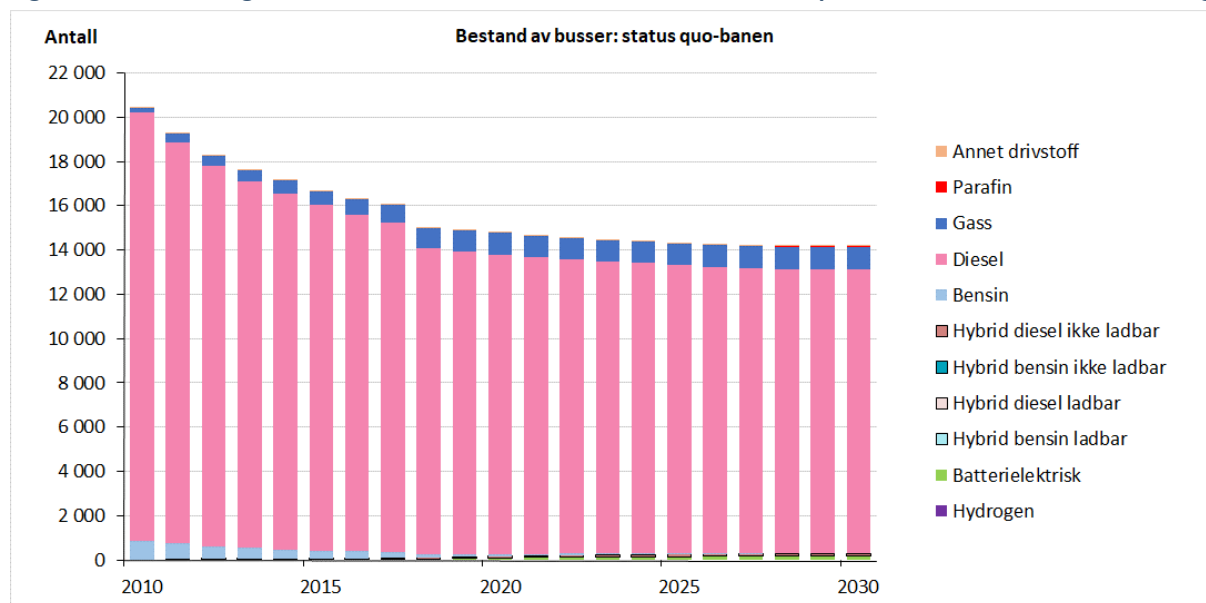
Modellens viktigste trekk er at den på en konsekvent måte sikrer samsvar mellom tilgangen på nye kjøretøy hvert år og bestanden ved utgangen av det enkelte år. En får fram treggheten i utskifting av kjøretøyparken og kan beregne hvor lang tid det tar før ny teknologi får gjennomslag i hele eller en bestemt del av kjøretøybestanden (Fridstrøm og Østli 2016). Ved å utarbeide og sammenlikne ulike framskrivningsbaner kan en få fram den langsiktige konsekvensen av at nye typer teknologi innføres i førstegangsregistrerte kjøretøy.

Modellen omfatter alle kjøretøy registrert som busser på norske skilt. Det innebærer at den framskrevne bestanden består av en god del flere busser enn de som går i fylkeskommunal rute. Det vil si at ekspressbusser og turbusser også er inkludert i analysene under.

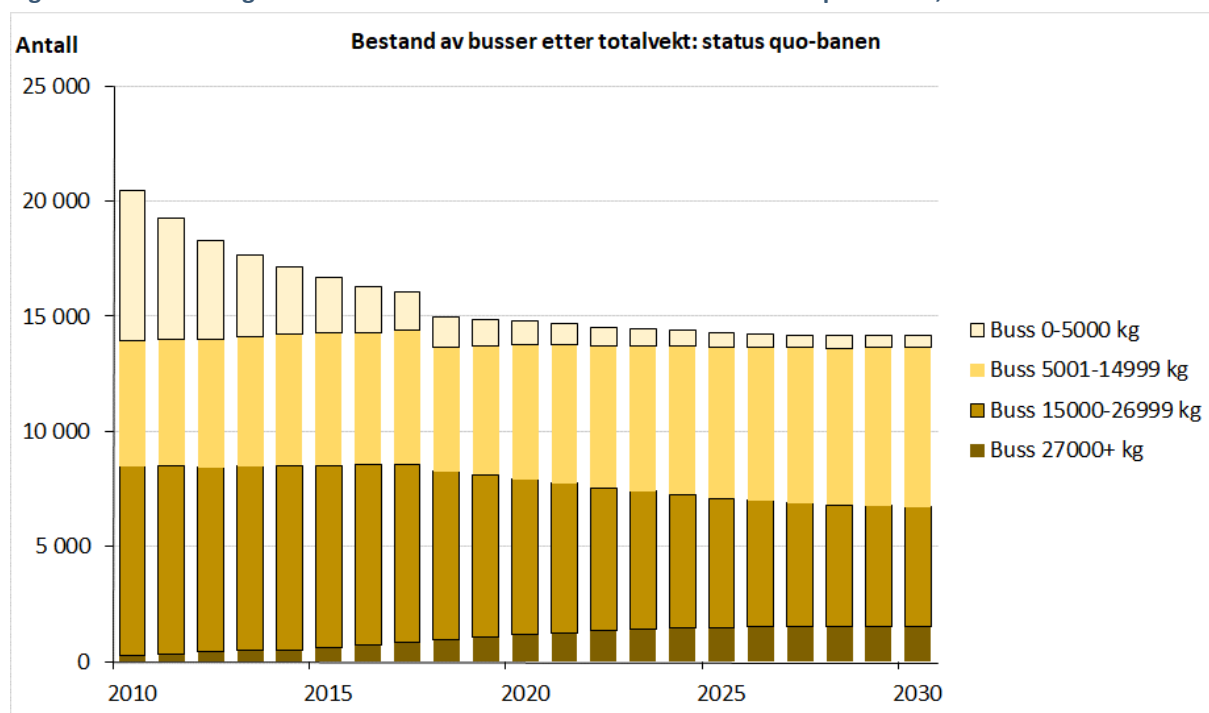
4.1. Status quo-alternativet

Framsrevet utvikling i den samlede bussbestanden er vist i Figur 4.1 og Figur 4.2. Vi kaller denne utviklingen status quo-banen, da den stort sett forutsetter at nye busser i perioden 2018-2050 fordeler seg på vekt- og drivstoffklasser som i 2017, se Figur 4.3 og Figur 4.4.

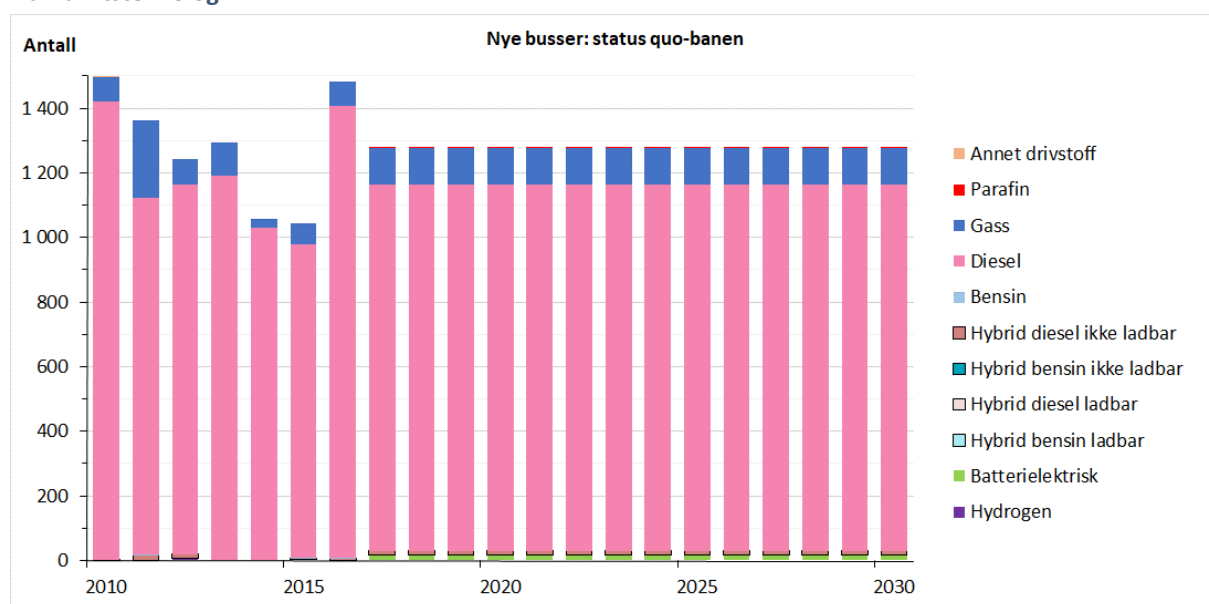
Figur 4.1 Observert og framskrevet bussbestand 2010-2030 under status quo-banen, etter framdriftsteknologi



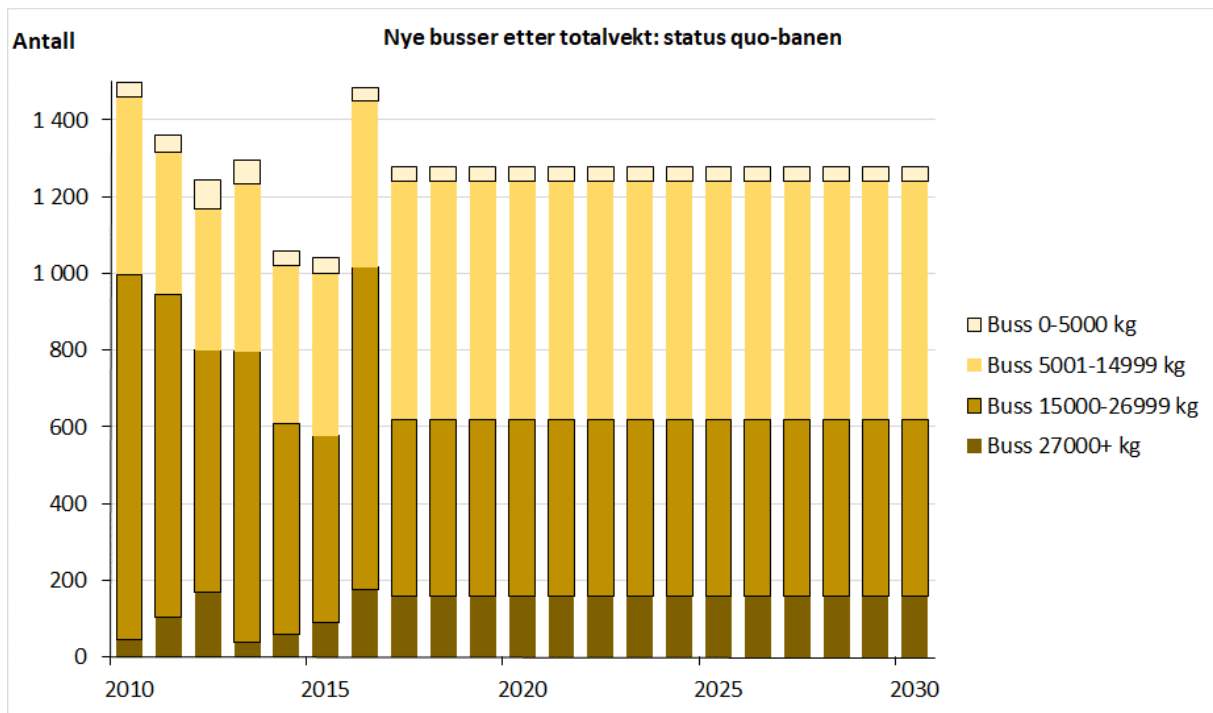
Figur 4.2 Observert og fremskrevet bussbestand 2010-2030 under status quo-banen, etter totalvekt



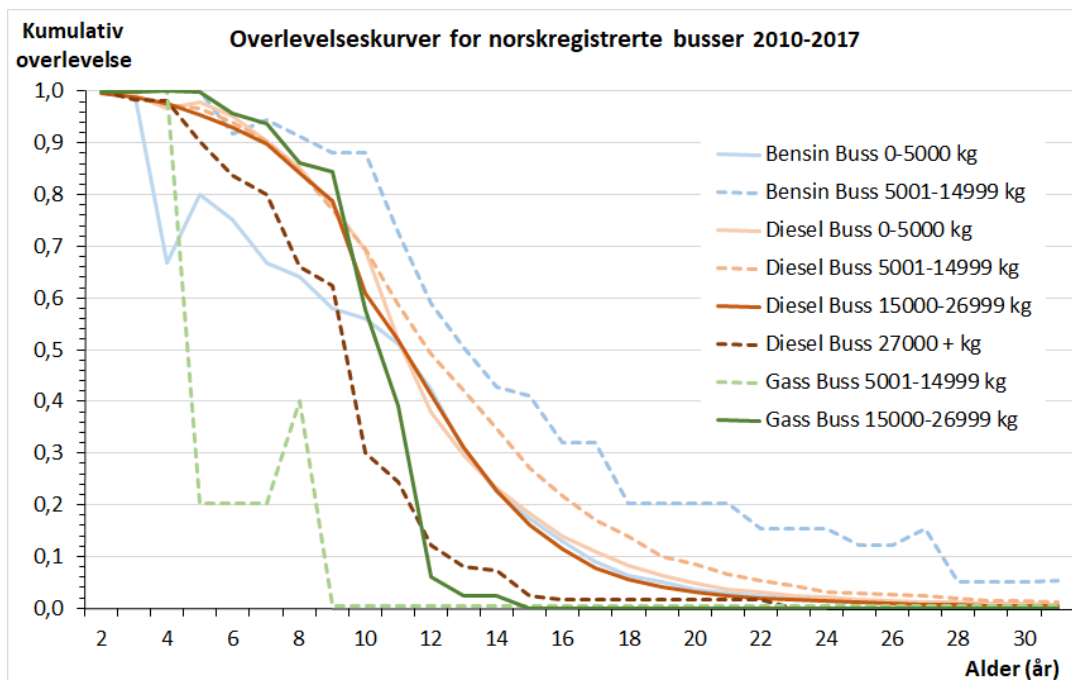
Figur 4.3 Observert og fremskrevet antall nye busser 2010-2030 under status quo-banen, etter framdriftsteknologi



Figur 4.4 Observert og fremskrevet antall nye busser 2010-2030 under status quo-banen, etter totalvekt



Figur 4.5 Empiriske (netto) overlevelseskurver 2010-2017 for åtte kategorier busser



Beregningene legger til grunn at de årlige netto³ avgangsratene for busser i de ulike års-, vekt- og framdriftsteknologiklasser fortsetter som observert i gjennomsnitt i perioden 2010-2017. Vi forutsetter med

³ Med netto avgang menes avgang minus tilgang av brukte busser. Dersom bruktimporten overstiger avregistreringen i en bestemt årsklasse, kan 'overlevelsesraten' være større enn 100 prosent i et enkelt år.

andre ord ingen endring i de enkelte busstypenes levetid. Etter 10 til 13 år er omtrent halvparten av bussenes utrangert eller av andre grunner avregistrert, se Figur 4.5.

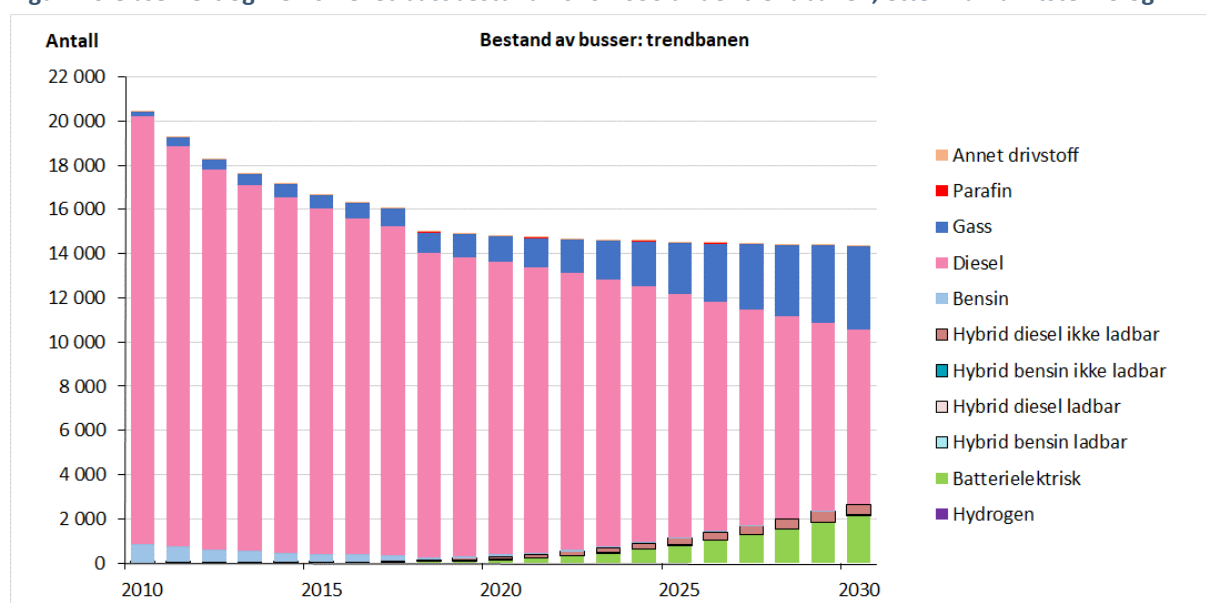
Beregningene antyder at nedgangen i bussbestanden ikke kommer til å fortsette i samme takt som i årene 2010-2017. Det er særlig minibussene som har vært gjennom en langvarig utfasing (Figur 4.2). Per 2018 er det ikke så mange igjen av dem, og nedgangen i den samlede bussbestanden vil derfor ventelig flate ut i årene framover.

Under de ovenfor nevnte forutsetninger vil dieselbussene fortsette å dominere bestanden, selv om andelen gassdrevne busser vil øke svakt.

4.2. Trendalternativet

I Figur 4.6-Figur 4.9 vises en mindre statisk utviklingsbane, som enkelt forklart forlenger trenden observert 2010-2017.

Figur 4.6 Observert og fremskrevet bussbestand 2010-2030 under trendbanen, etter framdriftsteknologi



Med 'trend' menes her de årlige endringene i log-odds-ratene⁴ beregnet for de respektive vektclasser av busser og – innenfor hver vektklasse – for de ulike framdriftsteknologiene. Ved å gå veien om log-odds-rater sikrer vi at alle markedsandelene til enhver tid holder seg mellom 0 og 1.

Trendforlenging vil innebære et jevnt økende innslag av elektriske busser. Også gassbussene blir flere enn i status quo-alternativet.

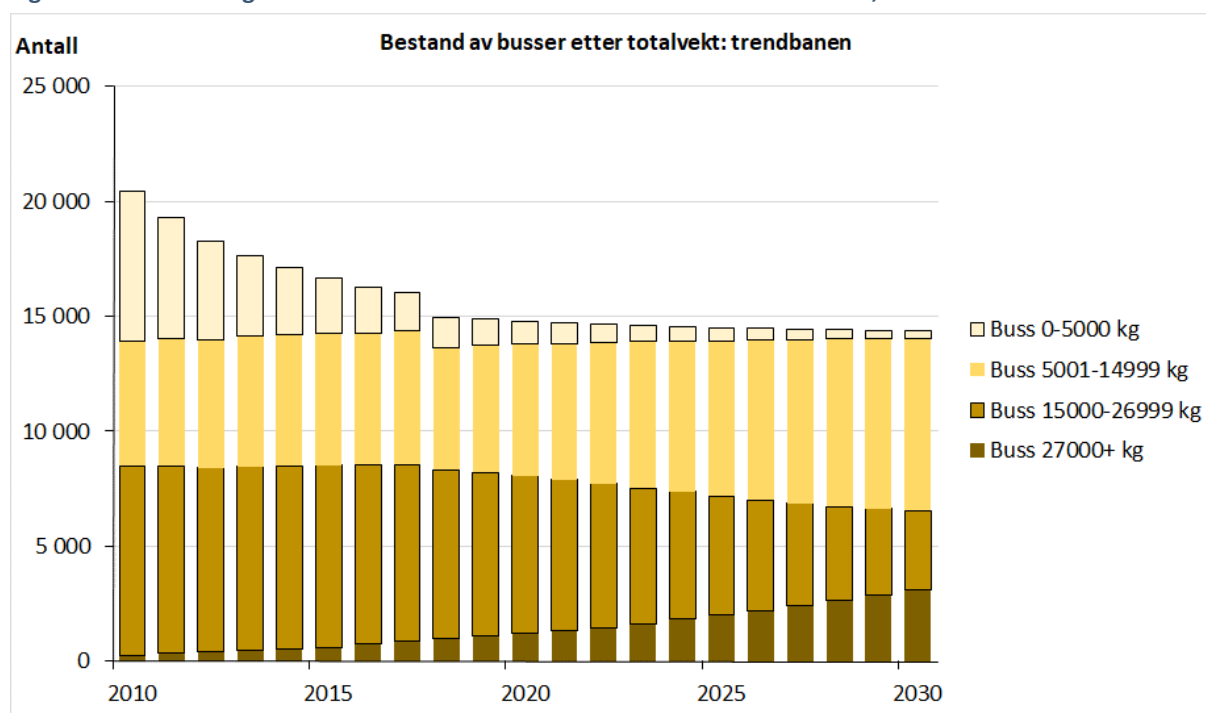
Om trenden fortsetter som i perioden 2010-2017, vil innslaget av busser mellom 15 og 27 tonn totalvekt bli mindre. Det samme gjelder minibussene.

Det er lite erfaring med hvor lenge batteri-, hybrid- eller gassdrevne busser lever. I trendbanen har vi for disse kategoriene busser stort sett kopiert inn avgangsratene observert for dieselbusser 2010-2017.

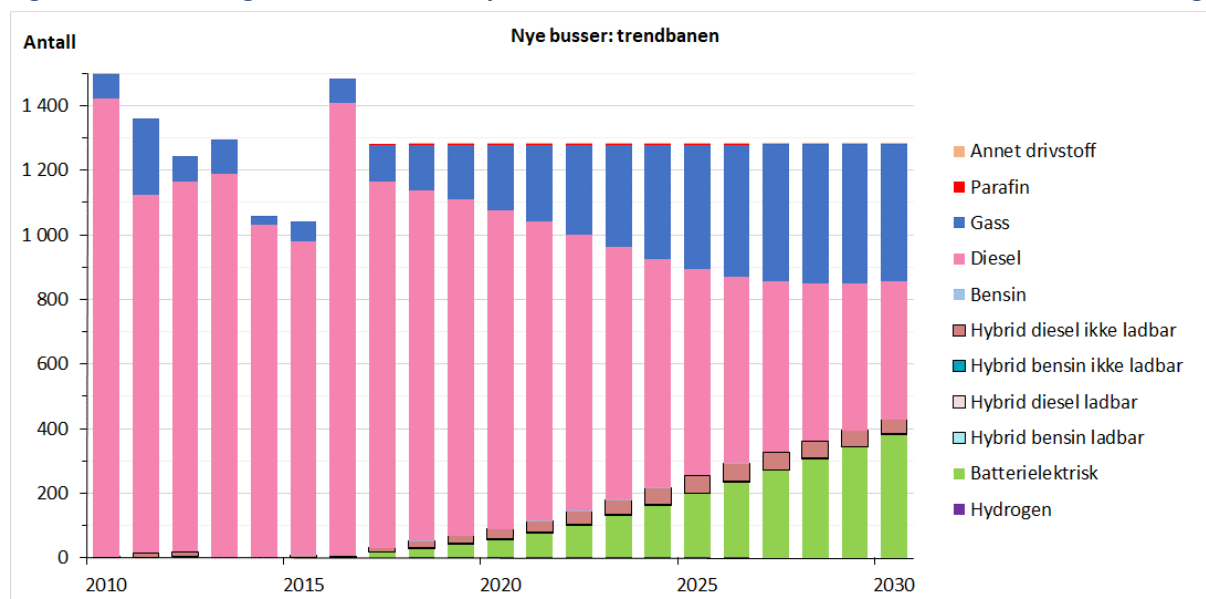
⁴ Dersom markedsandelene for to teknologier er p_1 og p_2 , så er log-odds-raten mellom disse to $\ln(p_1/p_2)$.

Samlet antall nye busser hvert år er satt lik gjennomsnittet for årene 2010-2017.

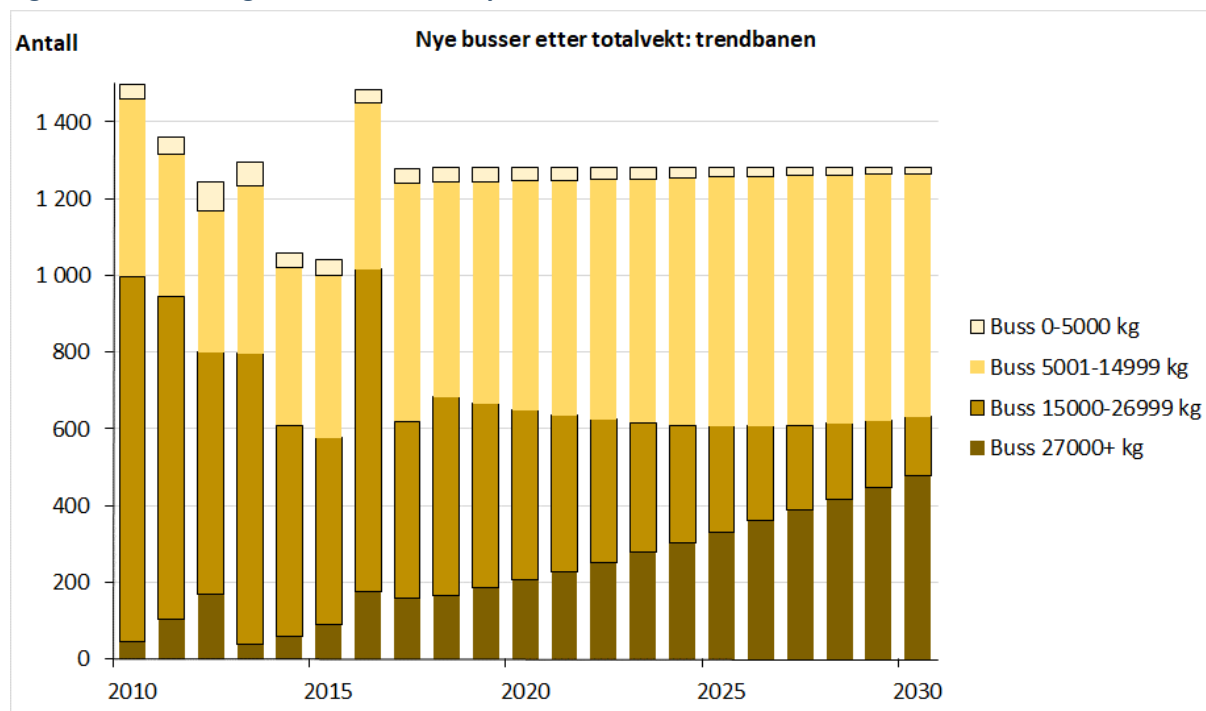
Figur 4.7 Observert og fremskrevet bussbestand 2010-2030 under trendbanen, etter totalvekt



Figur 4.8 Observert og fremskrevet antall nye busser 2010-2030 under trendbanen, etter framdriftsteknologi



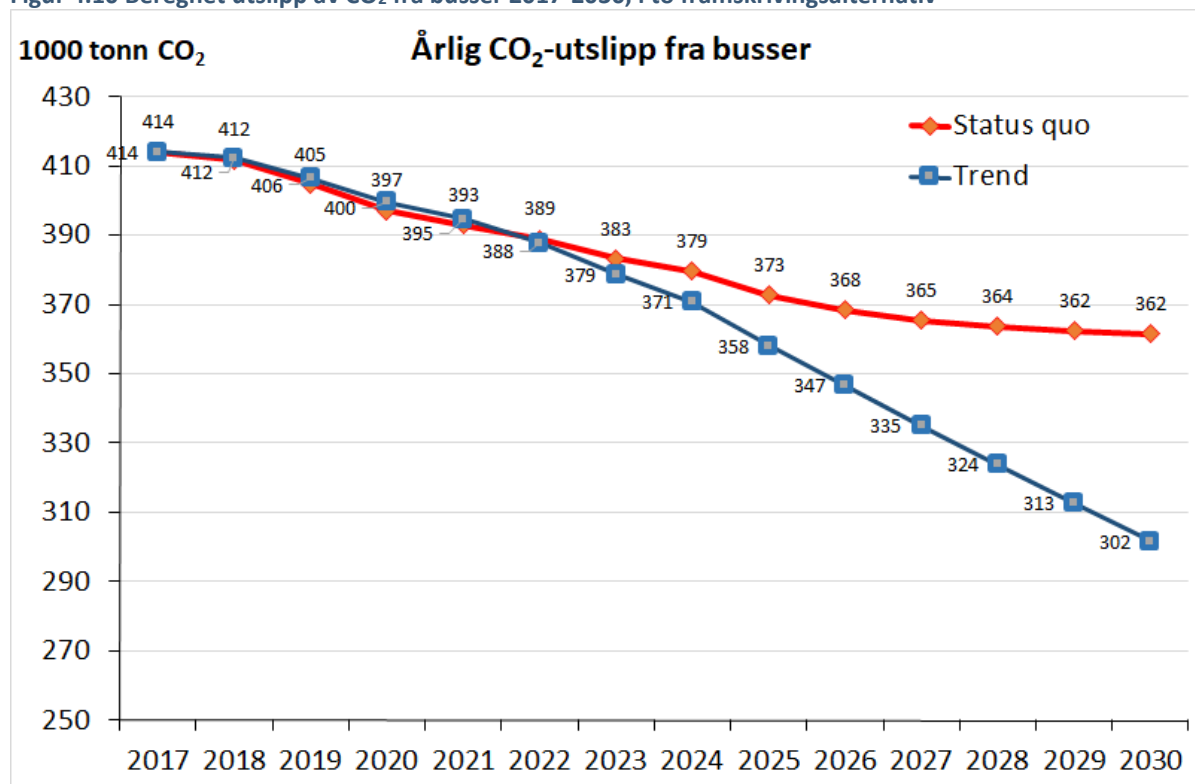
Figur 4.9 Observert og fremskrevet antall nye busser 2010-2030 under trendbanen, etter totalvekt



4.3. Beregnet utslipp av CO₂ under status quo- og trendalternativet

I Figur 4.10 vises beregnet utslipp av CO₂ fra busser under begge framskrivingsalternativene. Det anslås at norske busser stod for 414 000 tonn CO₂ i 2017.

Figur 4.10 Beregnet utslipp av CO₂ fra busser 2017-2030, i to framskrivingsalternativ



Tallene inkluderer utslipp ved forbrenning av biodiesel. Ifølge Miljødirektoratet utgjorde biodrivstoff 18,8 prosent av omsetningen av flytende drivstoff i 2017. Om vi også for bussenes del antar en akkurat like stor andel biodrivstoff, kan en, for å anslå bussenes bidrag i det norske klimagassregnskapet, trekke fra 18,8 prosent. Da kommer vi til 336 000 tonn i 2017.

Tallet er ikke urimelig i lys av de 198 500 tonn som er beregnet for alle busser i fylkeskommunal rute.

Gassdrevne busser er i framskrivingene antatt å ha nullutslipp. Vi regner med andre ord som om alt gassforbruk består av biogass.

Dersom det ikke skjer endringer i sammensetningen av nye busser etter 2017, kan en forvente at utslippet fra busser synker med 13 prosent fra 2017 til 2030. Dette er status quo-alternativet.

Om tilgangen på nye busser utvikler seg i samsvar med trendalternativet, kan en forvente en 27 prosents nedgang i utslippet innen 2030. Men bussene vil fortsatt stå for anslagsvis 302 000 tonn, før korreksjon for biodrivstoff, eller ca. 3 prosent av samlet utslipp i veitrafikken. Ved en raskere overgang til biogass, batteri eller hydrogen enn vi har forutsatt i trendbanen, kan større eller mindre deler av dette utslippet unngås.

5. Drøfting av usikkerhet

Usikkerhet ved de ulike delene for å vurdere utvikling og beregningene av kostnader for busser i fylkeskommunal trafikk er knyttet til:

- teknologiutviklingen
- kostnadsutviklingen
- drivstoffpriser
- tilgjengelighet til kostnadstall

Vi vil i dette kapittel diskutere og vurdere disse usikkerhetene og på samme måte som i kapittel 3 bygger vurderingene i hovedsak på et større arbeid for NHO transport (Hagman m fl. 2017). For hydrogen og brenselcellebusser er våre vurderinger oppdatert med informasjon og hydrogenoptimistiske estimater fra seminaret FCB OSLO18 (Fuel Cell Buses 2018).

5.1. Usikkerhet teknologi og kostnader for busser

5.1.1. Dieselbusser

Busser med dieselmotor og norsk autodiesel er moden teknologi. Fra 2014 har disse bussene motorer som oppfyller Euro VI-kravene til lokalt helseskadelige avgassutslipp. Dieselbusser med Euro-VI motorer beregnes helt å ha erstattet dieselbusser med Euro-V motorer i ordinær fylkeskommunal trafikk i løpet av 2020 og merkostnader for lokalt helseskadelige avgassutslipp vil deretter være marginale. De lokalt helseskadelige avgassene er betydelig høyere med Euro V-motorer, men CO₂-avgassutslipp blir omtrent de samme som med Euro VI-motorer. Avgassmålinger i virkelig trafikk har vist at nye dieselbusser nå har så lave avgassutslipp av NO_x og avgasspartikler (PM) at det med stor sikkerhet hverken er behov for eller kan forventes ytterligere reduksjoner av lokalt helseskadelige avgassutslipp frem mot 2030. Dette forklares nærmere i kapittel 8. Med den effektive avgassrensing som nå finnes i nye dieselbusser er det sannsynlig at energieffektiviteten hos dieselmotorene vil øke med noen prosent og at avgassutslippene av CO₂ vil bli redusert tilsvarende.

Vi forventer kun marginale forandringer og forbedringer av moderne dieselbusser og dermed forventer vi også med stor sannsynlighet at produksjons- og innkjøpskostnadene vil holde seg på samme nivå fram mot 2030 som de er nå 2018.

Busser med dieselmotor og fornybar diesel som enten oppfyller eller ikke oppfyller Miljødirektoratets bærekraftskriterier er de samme bussene som busser med norsk autodiesel og de samme vurderingene av teknologiutvikling og kostnader gjelder for disse bussene.

5.1.2. Busser med gassmotor

Busser med gassmotor og biometan (biogass) er ikke helt i samme forstand som dieselbusser moden teknologi. Gassmotorer til busser bygger i stor grad på dieselmotorer som har blitt tilpasset til gass som drivstoff. Vi ser dog ikke for oss en omfattende og ambisiøs satsing på en fundamental nyutvikling av dedikerte gassmotorer til busser fra bussprodusentenes side frem mot 2030. Nye gassbusser som oppfyller Euro VI- kravene til lokalt helseskadelige avgassutslipp har også vist seg nå har så lave avgassutslipp av NO_x og avgasspartikler (PM) at det med stor sikkerhet hverken er behov for eller kan forventes ytterligere reduksjoner frem mot 2030. I de gassbusser med Euro VI motorer som er testet har motorene betydelig høyere energieffektivitet enn tidligere

generasjoners gassmotorer til busser. Energieffektiviteten hos Euro VI gassmotorer til busser er i så stor grad forbedret at disse bussene har avgassutslipp av CO₂ som i bytrafikk er noe lavere enn for tilsvarende busser med dieselmotorer.

Vi forventer kun marginale forandringer og forbedringer av moderne gassbusser og dermed forventer vi også med stor sannsynlighet at produksjons- og innkjøpskostnadene vil holde seg på samme nivå fram mot 2030 som de er nå 2018.

5.1.3. Elbusser med elektrisk energi lagret i batterier

Elbusser med elektrisk energi lagret i batterier er busser hvor kostnadene for bussene er avhengig av den pågående, den videre utviklingen og masseproduksjon av elbusser. Kinesiske bussprodusenter har for hjemmemarkedet allerede masseproduksjon av elbusser. Takket være en batteriutvikling hvor kostnadene for batteriene til busser vil koste mellom 200 000 og 600 000 kroner i 2030 er det realistisk at elbusser i masseproduksjon vil kunne ha en merkostnad på ca. 25 prosent eller 500 000 kroner i forhold til tilsvarende dieselbusser. Dette er en optimistisk prognose og vi vurderer at merkostnaden også kan bli 1 mill. kroner i 2030.

5.1.4. Brenselcellebusser med hydrogen

Brenselcellebusser med energien for fremdrift lagret i hydrogen og batterier er busser hvor kostnadene for bussene er avhengig av den pågående, den videre utviklingen og masseproduksjon av brenselceller. Teknisk sett synes brenselcelleteknologien å være relativt sett godt utviklet og relativt driftssikker. I 2018/2019 er det i første rekke relativt små bussprodusenter (VanHool og Solaris) som tilbyr brenselcellebusser til en pris av ca. 6,5 mill. kroner. Under forutsetning av et gjennombrudd og bestillinger av ca. 100 brenselcellebusser/år (Solaris) fra 2020 og deretter økende antall er det mulig med en merkostnad på ca. 50 prosent eller 1,0 mill. kroner i forhold til tilsvarende dieselbusser i 2030. Dette er en optimistisk prognose og vi vurderer at merkostnaden også kan bli betydelig større og vi vurderer at det er noe usikkerhet hvorvidt brenselcelleteknologien vil så gjennom som fremdriftssystem for kjøretøy de nærmeste 12 årene.

5.2. Usikkerhet kostnad for drivstoffer

Prisen på norsk autodiesel er våre beregninger og estimater satt til 10 kroner per liter og blir holdt uforandret i perioden 2016 til 2023. Vi har forutsatt at prisen for alle andre drivstoffer unntatt elektrisk energi er relatert til norsk autodiesel. Fornybare drivstoffer er mulige å selge et marked i den grad de har en akseptabel merkostnad i forhold til norsk autodiesel. Med større kostnader for å fremstille fornybare drivstoffer enn hva det koster å produsere norsk autodiesel er det heller ingen grunn til at fornybare drivstoffer bli spesielt mye rimeligere enn diesel fra mineralolje.

Prisen for norsk autodiesel bestemmes til stor del av den internasjonale prisen for råolje og av skatter og avgifter. Prisen for råolje har historisk varier mellom 30 og 100 \$/fat og vi forventer at dette kan skje også i tiden frem mot 2030. Skatter og avgifter reguleres i henhold til politiske målsettinger og vi vurderer det som lite sannsynlig at prisen for norsk autodiesel vil bli lavere enn 10 kroner per liter (eks. mva.) i tiden frem til 2030. Et mulig scenario er at prisen for norsk autodiesel vil kunne stige til 13 kroner per liter, men at prisutviklingen for fornybare drivstoffer i stor grad vil fortsette å være relatert til dieselprisen.

For elektrisk energi har vi forutsatt en pris på 1,0 kr/kWh i perioden frem til 2030. Det finnes estimater både om fremtidig både rimeligere og dyrere elektrisk energi uten at vi her kan vurdere hva som er mest sannsynlig.

For hydrogen har vi i perioden brukt en kostnad som tilsvarer kostnaden for bruk av diesel som drivstoff. Dette er en med offentlige midler subvensjonert pris og tilsvarer ca. 42 kr/kg. NEL oppgir en mulig pris på 50 kr/kg levert ved fyllestasjon med stor produksjon og stor etterspørsel. Om og når vi vil ha en slik situasjon som NEL beskriver er beheftet med en stor grad av usikkerhet.

5.3. Usikkerhet og tilgjengelighet til kostnadstall

Kostnadstall for busser og utgifter relatert til bussdrift er relativt sikre for 2016 og 2020. For 2025 og 2030 blir usikkerheten gradvis større. Konkrete virkemidler for nullutslipp og klimavennlig bussdrift vil påvirke bedrifts- og samfunnsøkonomiske kostnader. Produsenter og forhandlere av busser ønsker vanligvis ikke å informere om ny teknologi og om pris for nye bussmodeller før de nye modellene er tilgjengelige for salg. Grunnen er at informasjon om nye fremtidige busser, bedre teknologi og nye priser vil redusere etterspørselen etter de bussmodeller som er til salgs i dagens marked. Unntatt er ny teknologi hvor utviklere og bussprodusenter føler stor usikkerhet og gjerne presenterer overoptimistiske anslag for gjennombrudd og kostnader. Våre vurderinger av utvikling og kostnadstall vil være sikrere for hvert år. Enten ser vi tegn på gjennombrudd eller også ser vi manglende tegn på gjennombrudd og kan justere vurderinger og kostnadstall etter dette.

Konkrete virkemidler kan fortrinnsvis være forskjellige økonomiske insentiver, men kan også være pålegg som tvinger fylkeskommuner og bussoperatører til å ta i bruk alternativer til busser med norsk autodiesel som drivstoff. Om og når konkrete virkemidler vil bli tatt i bruk er politisk styrt og beheftet med usikkerhet.

Trendalternativet i kapittel 3.3 er en forlenging av utviklingen 2010-2017. Batteriteknologi, biogass og andre fornybare drivstoff har fått økt utbredelse, dels som følge av teknologiutviklingen, dels som følge av beslutninger i politiske styrte, fylkeskommunale innkjøpsorgan. Det er ikke urimelig å tolke trendforlengingen som et bilde på hva som kan skje uten ytterligere statlige tiltak, dvs. som et slags referansealternativ. Denne utviklingen er likevel bare en av mange mulige. Forskjellen mellom trendalternativet og status quo-alternativet gir et inntrykk av hvor stor usikkerheten kan være på 10-12 års sikt.

Del II: Ferger og hurtigbåter

Klimateknologier og tiltakskostnader

6. Metode og inputdata

Dette kapittelet beskriver kort nullutslippsløsningene som analyseres, samt modellen vi har utviklet og anvendt, inkludert vurderinger og forutsetninger rundt modelleringen. Videre presenteres inputdata benyttet i modelleringen (modellerte drivstoff, drivstoffpriser og investeringskostnader).

6.1. Modellerte tiltak

Dette kapittelet tar for seg de ulike teknologiløsningene som skal vurderes for ferger og hurtigbåter i denne studien. Teknologiene som analyseres for ferger er helelektrifisering, biodiesel, biogass og hydrogen. Hurtigbåter er mer sensitive for vekt og volum av teknologiske løsninger. Derfor inkluderes ikke biogass som tiltak på hurtigbåter. For hurtigbåter analyseres helelektrifisering, biodiesel, hydrogen og ammoniakk. Ammoniakk er mer passende enn biogass for bruk på hurtigbåter bl. a. på grunn av andre krav til tanker.

Figur 6.1 illustrerer utslipps-reduksjonspotensialet for helelektrifisering, biodiesel, biogass, hydrogen og ammoniakk, relativt til tradisjonelle drivstoff som Heavy Fuel Oil (tungolje, HFO) og Marine Gas Oil (MGO) (DNV GL 2018c). Reduksjonspotensialet dekker kun utslipp fra tank til propell (dvs. kun utslipp som genereres og slippes ut om bord på fartøyet). Grønn indikerer høyt potensiale, mens rød indikerer lavt potensiale.

Figur 6.1 Reduksjonspotensiale for utslipp (tank til propell) ved bruk av null- og lavutslippsløsningene helelektrifisering, biodiesel, biogass, hydrogen og ammoniakk

Utslipp	Helelektrisk	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Ammoniakk
GHG					
NOx					
SOx					
PM					
Støy					

Med referanse til Figur 6.1 er reduksjonspotensialet for CO₂ (GHG) for de ulike modellerte drivstoffene høyt. I denne studien er alle modellerte tiltak nullutslippstiltak, altså er CO₂-faktoren 0 for strøm, biodrivstoff, hydrogen og ammoniakk. Det er viktig å presisere at dette er innenfor det norske klimagassregnskapet. Potensielle utslipp utenfor diskuteres i kapittel 10.

Teknologiene som vurderes i dette studiet varierer med hensyn på grad av teknisk modenhet på de ulike tidspunktene studien dekker. Figuren under gir en oversikt over hvordan teknologimodenheten blir vurdert i 2018, 2025 og 2030. Modenheten til teknologien reflekteres i hvordan drivstoffet er modellert, gjennom pris og tilgjengelighet på drivstoff, samt investeringskostnaden til teknologiene.

Figur 6.2 Teknologimodenhet for modellerte teknologier ved ulike tidspunkt i analyseperioden

	2018	2025	2030
Elektrifisering			
Biodiesel			
Biogass			
Hydrogen			
Ammoniakk			

6.1.1. Elektrifisering

Med elektrifisering av skip mener vi at hele eller deler av energibehovet dekkes av strøm fra land. En helelektrisk drift av fartøyene vil være en nullutslippsløsning, selv om fergene bygges med dieselsystem for redundans. Elektrisk drift vil også medføre lavere energiforbruk på grunn av økt virkningsgrad i forhold til konvensjonell dieselmotor. Helelektrifisering anses som aktuelt kun for nye skip, mens plug-in hybridisering (delvis elektrisk drift) er mulig både for nybygg og som ombygging av eksisterende skip. Skip med delvis elektrisk drift driftes til dels med batterier ladet fra land, til dels med en forbrenningsmotor. Både fossilt drivstoff og biodrivstoff kan benyttes i forbrenningsmotoren, og batteriene muliggjør mer optimal drift av forbrenningsmotoren. Effekten på utslipp av klimagasser og miljøskadelige stoffer vil være avhengig av andelen elektrisk drift, om fossilt eller biodrivstoff benyttes og om det er gass- eller dieselmotorer.

Elektrifisering av skip krever robuste batteriløsninger og utbygging av infrastruktur for lading på land. Kaiene ligger ofte på radialer («avstikkere» fra hovednettet), hvor nettkapasiteten er lavere enn ved regionalnettet. Sammenlignet med etablert kraftforbruk i området, kan det i mange tilfeller gi store effektbehov på kaiene. Ladeprosessen er effektkrevende og det lavspente forsyningsnettet på kai må vanligvis bygges ut for å levere tilstrekkelig effekt til lading av skip, spesielt dersom direkte lading blir benyttet. Det er også mulig med stasjonære landbaserte batteripakker som benyttes som buffer for lading av batteriene om bord. Dette reduserer behovet for oppgradering av strømmettet. Effektbehovet til en ferge avhenger av ulike parametere som liggetid ved kai, tid til oppkobling til ladestasjon, opptrapping av effekt, selve strømovertøringen, nedtrapping av effekt og frakobling før fergen kan legge fra kai.

Batteridrift av ferger er i dag veletablert i Norge. Det er i 2018 batteridrift ved noen få samband, men med fergekontrakter som er tildelt vil det etter DNV GLs kjennskap være i overkant av 60 ferger som driftes helt eller delvis på batterier på riks- og fylkesvei i 2021.

Hurtigbåter på batteridrift er etter DNV GLs kjennskap per i dag ikke i operasjon i Norge, hvor en forklaring er at det er mer teknisk utfordrende.⁵ Dette skyldes blant annet at hurtigbåtene har strengere plass- og vektbegrensninger enn fergene. Hurtigbåter som bygges for batteridrift vil derfor sannsynligvis være optimalisert for drift på spesifikke samband med relativt lave energibehov. Derfor vurderer vi det også som mest aktuelt at elektrifiserte hurtigbåter i motsetning til ferger *ikke* har redundante systemer (dieselgeneratorer) ombord, og kun opererer på batterier (LMG Marin; CMR Prototech; Norsk Energi 2016).

Modelleringsstilnærming

De følgende forutsetningene er i denne analysen lagt til grunn for modellering av elektrifisering av ferger og hurtigbåter:

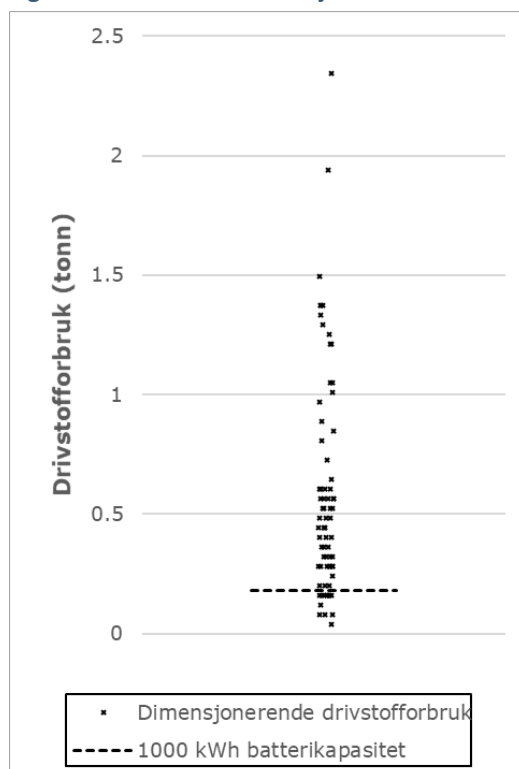
- Batterifergene er modellert også med dieselgeneratorer ombord, i samsvar med hvordan dagens batteriferges er bygget. Dette gjelder også for fergene som opererer helelektrisk på sambandet, og sikrer drift også ved strømvbrudd eller om fergen skal utføre seilaser som ligger utenfor batteriets rekkevidde.⁶

⁵ Det foregår blant annet et EU-støttet F&U-prosjekt for elektriske hurtigbåter i Norge, her omtalt i Teknisk Ukeblad: <https://www.tu.no/artikler/eu-sponser-utvikling-av-norsk-el-hurtigbat-med-110-millioner/427277>

⁶ At fergen bygges med dieselgeneratorer har betydning for investeringskostnaden. Siden forbruket av diesel forventes å være svært lavt for ferger som har forutsetning for å operere helelektrisk, modellerer vi at disse fergene er nullutslippsferger.

- Basert på DNV GLs erfaring antas en maksimal ladeeffekt på 10 MW for overføring av elektrisk energi via ladeplugg til skip. Dette vil for særlig energikrevende samband legge en begrensning i elektrifiseringsgraden. Disse sambandene modelleres da som plug-in hybrid, med operasjon på strøm fra land i kombinasjon med MGO. DNV GLs erfaring er at dette er en ladeeffekt som i dag er teknisk svært utfordrende i dag. Det antas at teknologiutviklingen vil gjøre denne ladeeffekten teknisk gjennomførbart på alle samband.
- Energiforbruket per tur er dimensjonerende for batteristørrelsen og ladeeffekten, og vil variere avhengig av rutestrekningens overfartstid og distanse, samt fartøyets størrelse.
- For ferger beregnes energiforbruket per tur med et verktøy utviklet av LMG Marin (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi 2015), der sentrale inputstørrelser er overfartstid, sambandslengde og fergestørrelse. Denne informasjonen finner vi i fergedatabanken til Statens vegvesen (Statens Vegvesen 2018a).
- For å se på elektrifiseringspotensialet til hurtigbåter gjør vi følgende: Vi går gjennom AIS-tidsseriene fra 2016 for alle hurtigbåtenes trafikk i tre måneder (for å begrense datamengden). AIS-data gir blant annet informasjon om tid og posisjon og dermed også beregnet hastighet. Ut i fra dette beregnes energiforbruket mellom hver gang fartøyet ligger stille (definert som en tur). På denne måten kartlegger vi energiforbruket for i overkant 50 000 hurtigbåtturer. De enkelte skip vil gjennomføre turer med varierende distanser og energibehov. For hvert fartøy blir turen med maksimalt energiforbruk et mål på det dimensjonerende energibehov til skipet, altså hvor stort batteri som kreves ombord. Her ser vi bort fra de 5 prosent mest energikrevende turene, for ikke å ta med «utypiske» turer. Figur 6.3 viser dette dimensjonerende energibehovet for alle hurtigbåtene som vi har kartlagt. Vi modellerer at kun hurtigbåtene med et dimensjonerende energibehov under 1000 kWh kan elektrifiseres, da større batterier kan bli uhåndterlig med tanke på fartøyets vekt og stabilitet. Dette er en overordnet analyse der vi ikke ser på forhold for lading eller potensielle endringer i operasjonelt mønster i forbindelse med elektrifisering, noe som i en mer detaljert analyse må gjøres spesifikt for hvert samband.

Figur 6.3 Estimert for dimensjonerende drivstofforbruk for alle kartlagte hurtigbåter



6.1.2. Biodrivstoff

Biodrivstoff er en fornybar energibærer som utvinnes fra biogent materiale og fremstilles av et vidt spekter av organiske materialer, slik som spiselig avling (f.eks. raps og mais), ikke-spiselig avling (marginal avling som ikke konkurrerer med matproduksjon), slam, trevirke og kompost, matavfall/fett, alger (eksperimentell produksjon). Biodrivstoff kategoriseres som enten konvensjonelt eller avansert avhengig av produksjonsmetoden som benyttes (ETIP Bioenergy, 2018). Ofte omtaler man biodrivstoff som første-, andre- og tredjegerasjons med bakgrunn av råstoffet som benyttes. Bruken av biodrivstoff kan i noen tilfeller foregå som “drop-in fuels”, der drivstoffets egenskaper er kompatibelt med eksisterende infrastruktur og motorsystemer. I andre tilfeller kan det imidlertid være behov for å modifisere infrastruktur og motorsystemer (IEA 2013).

Selv om biodiesel ikke reduserer karbonutslipp direkte, blir det ansett som klimanøytralt, da det organiske råstoffet er en del av kretsløpet og ingen CO₂ tilføres kretsløpet. Vi forutsetter at biodiesel må oppfylle kriteriene for bærekraft.

Biodiesel

Både FAME og HVO⁷ kan være konvensjonelle og avanserte. Førstegerasjons biodrivstoff framstilles med en enklere metode enn andregenerasjons biodrivstoff, og FAME er et eksempel på det, mens HVO er et eksempel på et andregenerasjons biodiesel. For andregenerasjons biodrivstoff er produksjonsprosessene dyrere og mer komplekse, sammenlignet med førstegerasjons biodrivstoff. I denne studien ser vi kun på HVO. Dette blant annet fordi det per i dag er tre ferge som går på HVO i Sognefjorden (Teknisk Ukeblad 2015). Drivstoffet er kvalifisert spesifikt for disse fergerne - altså eksisterer det erfaring med leveranse av HVO til skip i det norske markedet.

HVO har gode egenskaper med henblikk på surhet, lagring og temperaturtoleranse, sammenliknet med fossil diesel (DNV GL 2016). Alle motorfabrikantene er ennå ikke ferdig med uttesting av de nye produktene, men for produkter under CEN TS 15940-spesifikasjonen vil antakelig drivstoffet kunne benyttes på marine dieselmotorer med små eller ingen tekniske tilpasninger av maskineri og drivstoffsistem.

Biogass (LBG)

Biogass er en fornybar energibærer som kan produseres ved nedbrytning av et bredt spekter av biogent (organisk) materiale, dvs. ved anaerob nedbrytning av organiske materialer som slam, trevirke, matavfall, kompost og annet avfall og biprodukter. Biogass er kjemisk sett omtrent gass som naturgass (hovedsakelig metan) og har derfor samme egenskaper som naturgass. For at biogass kan brukes som drivstoff må det oppgraderes og renses til drivstoffkvalitet.

Biogass kan nedkjøles og kondenseres til flytende form på samme måte som naturgass, og anvendes i skip ved de samme tekniske løsningene som er tilgjengelige for LNG-drift. Flytendegjort biogass kalles LBG (liquefied biogas).

6.1.3. Hydrogen (H₂)

Hydrogen er en energibærer som er interessant for lagring av fornybar energi. Dersom det blir brukt i marine brenselceller, er det mulig å oppnå nullutslippsløsninger for skip. En brenselcelle konverterer den kjemiske energien i drivstoffet til elektrisk energi gjennom elektrokjemiske reaksjoner. For enkelhets skyld kan

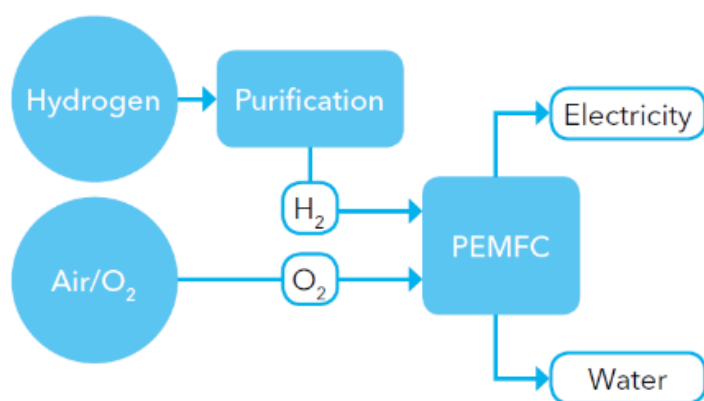
⁷ FAME: Fatty acid methyl esters, HVO: hydrotreated vegetable oil.

energikonverteringen i en brenselcelle sammenlignes med hva som skjer i et batteri, bare med kontinuerlig drivstoff- og lufttilførsel.

Bruk av hydrogen som drivstoff på skip er fortsatt på utviklingsstadiet, og foreløpig er ikke teknologien moden for drift. Den mest sentrale barrieren for drift med hydrogen anses å være mangler i dagens regelverk (DNV GL 2018b). Andre vesentlige barrierer for å ta i bruk hydrogen som drivstoff på skip er sikkerhetsutfordringer relatert til lagring og håndtering av hydrogen, lav tilgjengelighet på drivstoffet, høye investeringskostnader og usikkerhet rundt operasjonelle kostnader. I dag vurderes hydrogen i utgangspunktet mest aktuelt for nybygg, da det er behov for omfattende investeringer og tilpasset design for plassering av tank- og brenselcellesystemer. Vi modellerer at hydrogendrift av ferger og hurtigbåter kan innføres i stor skala fra 2023. Dette er med bakgrunn i pågående utviklingsløp både innen riksvegferge og hurtigbåtkonsept, med realisering rundt 2021. Det antas da at markedet trenger to år modning.

I et skip drevet på hydrogen kan elektrisk energi produseres i brenselceller. Eventuelt kan det være en hybridløsning der man kombinerer hydrogen og batterier. Det finnes ulike typer brenselceller. I en studie gjennomført av DNV GL for EMSA, ble syv ulike brenselcelleteknologier evaluert. Studien konkluderte med at de mest lovende brenselcelleteknologiene til maritim bruk er solid oxide, proton exchange membrane (PEM) og høytemperatur PEM (DNV GL 2017). PEM er så langt den typen som er mest anvendt til transportformål – den anvendes i brenselcellebiler og -busser. Figur 6.4 viser en prinsippskisse av en PEM brenselcelle. Teknologien anses som relativt moden og tilgjengelig, samt at den har god tåleevne for lastvariasjoner og at den er kompakt med lav vekt. Teknologien krever dog bruk av teknologi med høy renhet og et relativt komplekst vannbehandlingssystem.

Figur 6.4 Prinsippskisse for PEM-brenselceller



Kilde: DNV GL (2017)

6.1.4. Ammoniakk (NH₃)

Sammenlignet med hydrogen i væskeform er ammoniakk 50 prosent mer energitett per volumenhet, noe som gjør det lettere å lagre og distribuere. Det er karbonfritt og det blir til væske ved høyere temperaturer enn hydrogen (-33oC vs -253oC). En fordel med ammoniakk er at det allerede eksisterer infrastruktur til gjødselapplikasjoner (NH₃ Fuel Association 2018).

Ammoniakk kan fremstilles fra flere forskjellige energibærere, som i ulik grad kan generere karbondioksidutslipp. Dersom ammoniakk produseres fra for eksempel nafta, HFO eller kull, vil det gi høyere karbondioksidutslipp, sammenlignet med ammoniakk fra for eksempel elektrolyse eller andre fornybare kilder.

Det første rapporterte bruken av flytende vannfri ammoniakk strekker seg tilbake til 1940-tallet, da det ble brukt som drivstoff i busser (DNV GL 2018c). Det er flere som utvikler ammoniakkmotorer, samt at det er store industriprosjekt som er i gang og som skal demonstrere miljøfordelen ved å benytte ammoniakk i dual-fuel forbrenning, som en erstatning for LNG. De første spesifikke data for ammoniakk som marint drivstoff vil trolig bli publisert av forskere i Storbritannia i år, i tillegg til at Japan SIP «Energy Carriers» program forventer å ha resultater i 2020 (Hellenic Shipping News 2017).

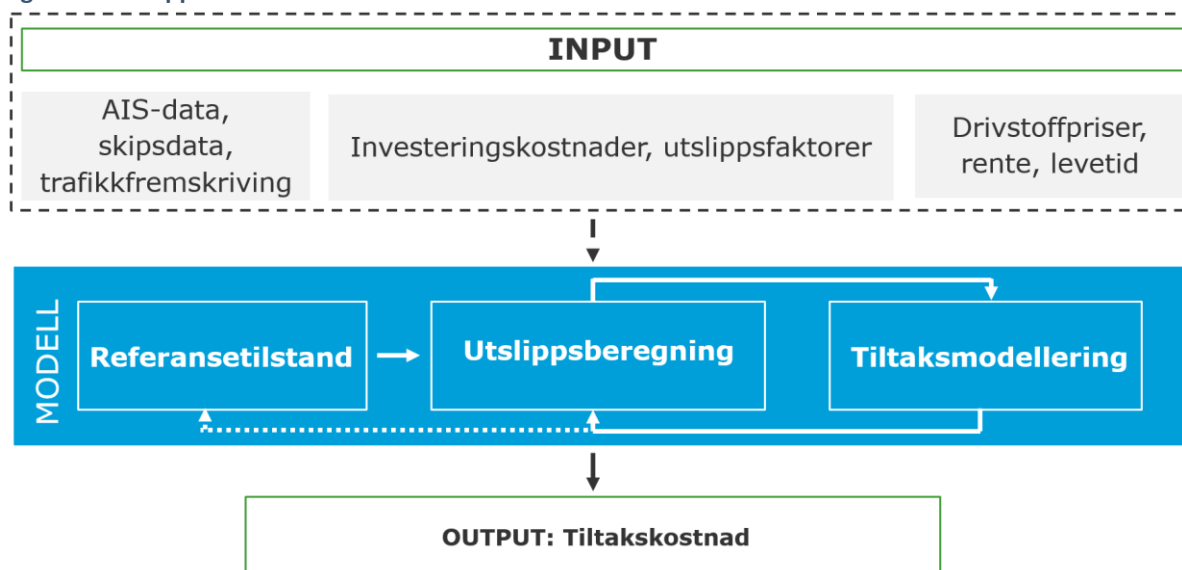
Som nevnt i kapittel 6.1.3 er PEM brenselceller en av de mest lovende brenselcelleteknologiene til maritim bruk. Dersom ammoniakk skal brukes som drivstoff i PEM brenselceller vil det sannsynligvis bryte ned anodekatalysatoren og reagere med nafionmembranen som er sur, og det vil derfor ikke være en god løsning. Ammoniakk kan brukes som en energibærer for hydrogen som kan tilføres PEM brenselcellen. Derimot blir ammoniakk sett på som et potensielt drivstoff for faststoffbrenselceller (Solide Oxide) (Frontiers in Energy Research 2014). Sammenlignet med andre typer, vil et faststoffbrenselcellesystem i utgangspunktet ikke kreve noe forbehandlingsutstyr (Versa Power Systems, 2006). Systemet vil i hovedsak bestå av en drivstoffprosessering, brenselcellestabel, omformer og hjelpeutstyr. Brenselceller vil sannsynligvis være en god løsning på lang sikt.

På kort sikt er det trolig forbrenningsmotorer som vil være den beste løsningen (Lloyd's Register; UMAS 2017). I følge Lloyd's Register og UMAS (2017) vil forbrenningsmotor være en bedre løsning da investeringskostnaden er lavere, sammenlignet med brenselcelleteknologi. At virkningsgraden til en brenselcelle er bedre, vil ikke være tilstrekkelig for at teknologien kommer bedre ut. Det er verdt å merke seg at forbrenning av ammoniakk i konvensjonelle motorer medfører forhøyede utslipp av NO_x (International Transport Forum; OECD 2018), og at dette er en problematikk som forutsettes løst før teknologien tas i bruk. For øvrig må sikkerhetsaspekter ivaretas som for andre gassinstallasjoner, både med hensyn på giftighet og eksplosjonsfare. I denne studien legges det til grunn bruk av ammoniakk i forbrenningsmotorer, da det virker usikkert om utviklingen av faststoffbrenselceller vil være tilstrekkelig for kommersiell bruk i analyseperioden (innen 2030). Vi modellerer at ammoniakkdirift med forbrenningsmotor innføres fra 2025 (International Transport Forum; OECD 2018).

6.2. Modellbeskrivelse

Modellen er skjematisk illustrert i Figur 6.5. Med modellen beregner vi tiltakskostnaden (kr/tonn CO₂ redusert) ved tiltak innført på ferger og hurtigbåter i norske farvann. Viktig input er drivstofforbruksberegninger fra AIS-data, motordata, -størrelse og annen data om fergene og hurtigbåtene i norske farvann, investeringskostnader og levetider for tiltak, drivstoffpriser og CO₂-utslippsfaktorer. I det følgende beskriver vi kort hvordan beregningene gjøres i de modellens tre moduler: *operasjonsprofil*, *utslippsberegning* og *tiltaksmodellering*.

Figur 6.5 Prinsippskisse for modell



6.2.1. Operasjonsprofil

Operasjonsprofilen beskriver antall samband/fartøy og drivstofforbruket i ferge- og hurtigbåtflåten i 2016. Antall skip og drivstofforbruket er holdt konstant i perioden mot 2030. Vi har benyttet følgende tilnærming for å bestemme operasjonsprofilen:

Fergesamband

For fergerne er drivstofforbruket beregnet på sambandsnivå. Beregningen er gjort ut i fra AIS-data, og for enkelte samband basert på DNV GLs utredninger av alternative drivstoff for fergesamband, gjort for Statens vegvesen og fylkeskommuner (DNV GL 2018a). På denne måten er hvert enkelt fergesamband i Norge spesifikt inkludert i modellen.

Hurtigbåter

For hurtigbåtene er det årlige drivstofforbruket utelukkende beregnet basert på AIS-data for 2016 (DNV GL 2018a). På denne måten foreligger årlig drivstofforbruk for de 82 hurtigbåtene identifisert i norske farvann dette året. Siden det beregnede drivstofforbruket ikke nødvendigvis er representativt for et typisk operasjonsår for alle fartøyene – enkelte har for eksempel stort sett ligget stille i 2016 og har dermed et svært lavt drivstofforbruk - modellerer vi heller hurtigbåtene som representative fartøykategorier, eller «gjennomsnittskip». Her etablerer vi åtte gjennomsnittskip. Alle 82 hurtigbåtene er innordnet under ett av disse gjennomsnittskipene basert på dimensjonerende drivstofforbruk, som vist i Figur 6.3. Hver av disse fartøykategoriene representerer da et gitt antall faktiske hurtigbåter, med et gjennomsnittlig drivstofforbruk, gjennomsnittlig installert motoreffekt, gjennomsnittlig dimensjonerende energibehov per tur, etc.

6.2.2. Utslippsberegning

Basert på drivstofforbruket og utslippsfaktorer for de ulike drivstoffene/energibærerne beregnes det årlige utslippet av CO_{2e}. I dagens operasjon går de aller fleste fartøy på MGO, samt enkelte (<4 prosent) på LNG.

6.2.3. Tiltaksmodellering

Kostnaden for hvert tiltak styres hovedsakelig av investeringskostnaden på det tidspunktet tiltaket innføres, samt drivstoffprisen. For ferger modellerer vi at tiltak innføres ved den eksisterende kontraktens utløpsdato, som gitt i fergedatabasen (Statens Vegvesen 2018a). Alle eksisterende fergekontrakter har utløpsdato innen 2030 - dermed er det potensiale for tiltak på alle fergesamband. Data for hurtigbåtkontrakter foreligger ikke. Det er derfor antatt at det i perioden 2018-2030 årlig innføres tiltak på like mange hurtigbåter – altså en konstant innfasingstakt - og at i 2030 har alle hurtigbåter fått tiltak. Vi kunne alternativt benyttet en gradvis økende innfasing – dette ville gitt lavere tiltakskostnader, ettersom flere tiltak hadde blitt faset inn senere i perioden, når investeringskostnaden er billigere. Altså gir den konstante innfasingstakten en mer konservativ kostnadsvurdering.

Beregningen av tiltakskostnad blir gjort etter følgende skritt:

Totale årlige investeringskostnader

Med *investeringskostnad* menes merinvesteringen sammenlignet med et ordinært fartøy uten tiltak. De totale investeringskostnadene $\Delta CAPEX_x$ i et år x vil styres av innfasingen av tiltaket på et antall skip n ved et fergesamband eller fartøykategori, og vil være uttrykt som følger:

$$\Delta CAPEX_x = n \cdot \Delta CAPEX(x) \quad (1)$$

Investeringskostnaden per skip er $\Delta CAPEX(x)$, og vil variere fra samband til samband og fra år til år. Kostnaden er gitt i kroner (2018-tall). Kostnadsbanene mot 2030 er vist i realverdi og er ikke inflasjonsjustert. Investeringskostnadene benyttet i beregningene er beskrevet for de respektive teknologiene i kapittel 6.3.

Årlige operasjonelle merkostnader/besparelser

Årlig operasjonell merkostnad eller besparelse for et gitt samband eller fartøy er bestemt ved det årlige drivstoffbruket før tiltaket D_{basis} , årlig drivstofforbruk etter tiltaket D_{tiltak} og differansen mellom drivstoffprisen p før og etter tiltaket. Den årlige operasjonelle merkostnaden kan da uttrykkes slik:

$$\Delta OPEX = D_{tiltak} \cdot p_{tiltak} - D_{basis} \cdot p_{basis} \quad (2)$$

Drivstoffprisene holdes konstante gjennom perioden. Dette diskuteres i kapittel 6.4.

I tillegg vil det tilfalle en merinvestering hvert $n \cdot t$ år, der n er et heltall, og t den tekniske levetiden. Dette gjelder for batteri- og brenselceller, som har en teknisk levetid på $t=10$ år. Denne «fornyingen av tiltaket» modelleres som en operasjonell merkostnad innenfor tiltakets levetid T :

$$\sum_{0 < n < \frac{T}{t}} \Delta CAPEX_{x+n \cdot t} \quad (3)$$

Netto nåverdi av investering i et gitt år

Netto nåverdi av investeringen gjort i år x er gitt av:

$$NNV_x = \Delta CAPEX_x + \sum_{i \leq T} \frac{\Delta OPEX}{(1+r)^i} + \sum_{0 < n < \frac{T}{t}} \frac{\Delta CAPEX_{x+n \cdot t}}{(1+r)^{n \cdot t}} \quad (4)$$

Dette er en standard nåverdiberegning over tiltakets levetid $T=20$ år med rente $r=6$ prosent.

Tiltakskostnad

Tiltakskostnaden, eller kostnadseffektiviteten, blir beregnet for hvert fergesamband eller hver hurtigbåtkategori. Denne vil være summen av nåverdiene (4) diskontert til 2018-verdier, dividert på total utslippsreduksjon i hele perioden tiltaket har effekt.

$$TK = \frac{\sum_{x=2018}^{2030} NNV_x / (1+r)^{x-2018}}{\sum_{x=2018}^{2030+T} \Delta E_x} \quad (5)$$

Her er ΔE årlig reduksjon i utslipp av CO₂e.

6.3. Investeringskostnader

6.3.1. Elektrifisering

Når et fartøy elektrifiseres må det gjøres investeringer både for batterier ombord og for infrastruktur for lading på land (kraftforsyning).

DNV GL har i tidligere utredninger samlet inn kostnad for nettoppgraderinger for en mengde kaier, samt estimert kostnader for batteribank på land. For å muliggjøre beregning av investeringskostnader på land i denne studien, har vi benyttet tidligere utredninger til å bestemme en gjennomsnittlig investeringskostnad, og denne er inkludert i elektrisitetsprisen som et påslag. Nærmere beskrivelse av dette gis under beskrivelse av elektrisitetspriser i kapittel 6.4.1.

Kostnaden for selve batteriet ombord på fartøyet vil variere avhengig av hva slags batteriteknologi man velger. I denne studien antar vi en batteripris på 12 000 kroner per kWh i 2018. Dette inkluderer kraftelektronikk i tillegg til battericeller. Dette tilsvarer en øvre pris for NMC-teknologi. Vi antar videre at kostnaden for battericellene vil halveres from mot 2025, mens kostnaden for kraftelektronikk holdes lik. Fra og med 2025 antas prisen på cellene også å være konstant. Basert på beregnet energibehov per tur (kWh) og enhetskostnad (kr/kWh) beregnes dermed en spesifikk investeringskostnad for hvert fartøy.

Når det gjelder kostnaden for batteriteknologi baseres denne på lengre erfaring med batterier. Denne teknologien ansees også som relativt moden, og usikkerhet rundt investeringskostnadene er relativt liten. Imidlertid er investeringskostnader i infrastruktur lagt på som et gjennomsnittlig påslag på strømprisen, og fanger ikke opp de til dels store kostnadsvariasjonene mellom ulike samband.

6.3.2. Biodiesel (HVO)

Bruk av HVO som drivstoff på skip vil trolig ikke gi noen direkte investeringer sammenlignet med bruk av MGO. Egenskapene til HVO er relativt like MGO og motoren vil ikke oppleve vesentlige tekniske utfordringer. I utgangspunktet kan fergen eller hurtigbåten skifte over til biodiesel allerede nå. Det kan imidlertid være slik at noen små justeringer er nødvendig for å gjøre biodieselen fullstendig kompatibel med det eksisterende systemet om bord. I denne studien anser vi slike justeringer som kostnadsmessig neglisjerbare, og dermed ansees det ikke å være investeringskostnader tilknyttet denne teknologien. HVO brukes i dag i flere ferger som operer i Norge, uten rapporterte negative effekter. DNV GL (2018d) påpeker imidlertid at kunnskapsgrunnlaget er mangelfullt spesielt mht. langtidseffekter.

6.3.3. Biogass (LBG)

LNG og LBG har de samme tekniske anvendelsesområdene og kan benyttes om hverandre på skip. LBG blir dermed sett på som en god løsning for skip med gassmotor, da det ikke krever oppgradering av skipet. Ved nybygg kreves gassmotor, tanker og gassystem. Investeringskostnaden for dette er basert på erfaringer fra en mengde LNG-nybyggsprosjekter og varierer med installert effekt, mellom 6000-12500 kroner per kW, der lavere installert effekt vil gi dyrere kostnad (kroner) per kW.

6.3.4. Hydrogen

Brenselceller er et relativt dyrt alternativ sammenlignet med konvensjonell fremdriftsteknologi. Dette er fordi investeringskostnaden, samt operasjonskostnadene, er høyere (høyere drivstoffpris, lagringskostnad, nødvendig med bytte av stack etter et visst antall driftstimer). Kostnaden for brenselceller avhenger av installert motoreffekt (kW). Motoreffekter for hurtigbåtene og fergene som i dag trafikkerer de ulike sambandene finner vi fra DNV GLs skipsdatabase. Det antas en kostnad på brenselcelle på 16500 kr/kW i dag, og at denne reduseres lineært til en kostnad på 4000 kr/kW i 2030 (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi 2015). Cellemodulene i brenselcellen antas å måtte skiftes ut etter 10 år, og dette vil koste omtrent halvparten av kostnaden for selve brenselcellen.

For hydrogendrift er komprimert hydrogen vurdert som mest aktuelt for ferger og hurtigbåter, da drivstoffet kan bunkres hyppig. Komprimert hydrogen oppbevares på trykktanker. Bunkringshyppigheten vil bestemme tankstørrelsen, og dermed vektøkningen grunnet hydrogensystem i stedet for konvensjonelt dieselsystem. Ettersom et hydrogensystem gir økt vekt sammenlignet med et konvensjonelt system, øker også energibehovet per overfart. I denne analysen legger vi til grunn daglig bunkring, men at tankene kan lagre det dobbelte av det daglige bunkringsvolumet, som et bufferlager for å sikre retur til havn ved uforutsette situasjoner. Trykktankene er antatt å koste 6000 kroner per kg lagret hydrogen. Dette er basert på kostnader for hydrogentrykktanker fra leverandør Hexagon.

6.3.5. Ammoniakk

Investeringskostnaden for en forbrenningsmotor blir antatt å være i samme størrelsesorden som for LNG. Investeringskostnaden for LNG er basert på erfaring og varierer med installert effekt, mellom 6000-12 500 kroner per kW. Investeringskostnaden inkluderer gassmotor, tanker og gassystemer. Selve drivstofftankene blir trolig billigere enn for hydrogen, da ammoniakk er mer energitett og tankene trenger ikke å holde på like lave temperaturer som er nødvendig for hydrogen (ammoniakk lagres ved -33 grader, i motsetning til LNG som lagres ved -160 grader. Det er stor usikkerhet knyttet til kostnader ved bruk av ammoniakk som drivstoff, da det ikke finnes kommersielle prosjekter med drift på ammoniakk i dag. Ved å bruke kostnader som for LNG ansees investeringskostnadene imidlertid for å være estimert konservativt

6.4. Energipriser

Prisene på energibærerne benyttet i analysen er oppgitt i Tabell 6.1. Prisene er eks. mva og inkluderer avgifter, i tråd med bedriftsøkonomisk beregningsmetode (Miljødirektoratet 2018). Tabellen viser også prisene uttrykt i tonn MGO-ekvivalenter. Her er prisene justert for de ulike energibærernes energiinnhold og virkningsgrader, slik at prisene kan sammenlignes direkte. Elektrifisering vil gi redusert energiforbruk for skipet, på grunn av at fremdriftssystemet har en høyere virkningsgrad enn en tradisjonell diesel- eller gassmotor. Alle de alternative energibærerne er dyrere enn de fossile drivstoffene MGO og LNG, med unntak av elektrisitet.

Tabell 6.1 Priser benyttet i analysen, eks. mva og inkl. avgifter, nettleie og andre eventuelle påslag

Energibærer	B	Pris	Kroner per tonn MGO-ekvivalent
Elektrisitet		0,95 kr/kWh	4 245
Biodiesel (HVO)		10 kr/liter	12 414
Biogass (LBG)		12 500 kr/tonn	10 822
Hydrogen		40 000 kr/tonn	14 233
Ammoniakk		4 500 kr/tonn	10 331
MGO		5 500 kr/tonn	5 500

Prisene som er benyttet i studien er basert på ulike kilder, samt at det har blitt gjort en vurdering i samsvar med Del I (Transportøkonomisk institutt – TØI). Flere av drivstoffene som blir studert er helt nye eller relativt nye for maritim bruk, og prisene på drivstoffene og prisbanen frem til 2030 er svært usikre. Vi holder drivstoffprisene konstante i perioden 2016-2030. Følgende betraktninger ligger bak energiprisene som er brukt.

6.4.1. Elektrisitet

Prisen for elektrisitet (strøm og nettleie) kommer fra Miljødirektoratets veileder for tiltaksanalyser (Miljødirektoratet 2018), med redusert el-avgift (0,50 øre/kWh), som er gjeldende for maritim sektor. Prisen for strøm og nettleie inkludert el-avgift ligger da på 62 øre/kWh. Videre er et påslag lagt på for å ta hensyn til kostnader for oppgradering av infrastruktur på land for elektrifisering av skipsfarten. Dette har vi gjort ved å ta utgangspunkt i kostnader for oppgradering av infrastruktur på rundt 40 fergesamband, der dette er kjent fra tidligere analyser. Disse kostnadene er så regnet om til en kostnad per forbrukt kWh ved hvert samband, over levetiden til tiltaket med 6 prosent rente. Gjennomsnittet av denne kostnaden – rundt 33 øre/kWh - er så lagt til prisen for strøm og nettleie. Vi bemerker at kostnadene til infrastrukturoppgadering vil variere stort fra samband til samband, og at vi ved å inkludere en gjennomsnittlig kostnad i strømprisen ikke fanger opp disse eventuelle store kostnadsvariasjonene mellom ulike samband.

6.4.2. Biodiesel (HVO)

Prisen for HVO kommer fra Miljødirektoratets veileder for tiltaksanalyser (Miljødirektoratet 2018). Andre typer biodiesel er ikke vurdert. Denne prisen baserer Miljødirektoratet på en enkelt priskilde i dagens marked, da det ikke foreligger historiske data på pris på HVO. Det vil derfor være usikkerhet knyttet til faktisk pris levert til det maritime markedet ulike steder i landet. At det er stor usikkerhet tilknyttet prisen på biodiesel, er noe vi også erfarer i vår dialog med aktører i maritim næring.

6.4.3. Biogass

TØI har vurdert biogasspris til buss til å være 9 kr/Sm³, blant annet på bakgrunn av VTT (2017). For busser er det imidlertid mest aktuelt med komprimert biogass, CBG. Kostnad for komprimering pluss transport av CBG tilsvarer kostnad for flytendegjøring pluss transport av flytendegjort gass (LBG) (Sund Energy 2017). Med bakgrunn i dette anslår vi kostnaden for LBG til det samme som for gass levert til buss. Dette tilsvarer 12 000 kr/tonn.

6.4.4. Hydrogen

Prisen på hydrogen (produsert ved elektrolyse) er satt til 50 kr/kg levert hydrogen i henhold til NELs prisopplysninger (NEL Hydrogen 2018). NEL opererer i dagens marked med en kunstig pris på hydrogen for å

tilsvare pris på norsk autodiesel. NEL mener at de ved økt volum vil kunne fortsette å levere til denne prisen, men at dette vil bli en markedsstyrt pris uten subsidiering.

6.4.5. Ammoniakk

Prisen for ammoniakk avhenger, slik som for hydrogen, av fremstillingsmetode og størrelse på produksjonsanlegget. I følge en studie gjennomført av IEA vil prisen for ammoniakk, fremstilt av naturgass med karbonfangst, ligge et sted mellom 2600 og 6200 kroner per tonn (IEA 2017). Fremstilling ved elektrolyse vil avhenge av strømprisen, som basert på samme studie, vil resultere i en produksjonspris på ammoniakk på i overkant av 3000 kroner per tonn med en strømpris på 40 øre per kWh, og 4500 kroner per tonn med en strømpris på ca. det dobbelte. Estimert kraftpris uten merverdiavgift fra Miljødirektoratet ligger på omtrent 35 øre per kWh. I denne studien er det lagt til grunn en ammoniakkpris på 4500 kroner per tonn, som da utgjør et konservativt estimat. Siden ammoniakk som drivstoff ikke er i bruk i dag er usikkerheten rundt prisen på levert ammoniakk stor, og prisen vil kunne endres gitt endring i kostnad på strøm samt etterspørsel.

7. Resultater

7.1. Bedriftsøkonomiske tiltakskostnader

Tabell 7.1 viser beregnede bedriftsøkonomiske tiltakskostnader for fergesamband for hele analyseperioden 2018-2030. Innfasingen av tiltak på de ulike sambandene er gjort ved oppstart av ny kontrakt, som gitt av kontraktsoversikten i fergedatabasen (Statens Vegvesen, 2018a). Dette samsvarer med at de aller fleste av de elektriske ferjene på norske ferjesamband i dag kommer som resultat av miljøkrav i ny kontrakt.

Gjennomsnittlig tiltakskostnad er rundt 1000 kr/tonn CO₂e for biodiesel og biogass. Hydrogen har en tiltakskostnad i overkant av 1500 kr/tonn CO₂e. «Billigste» og «dyreste» impliserer sambandene med lavest/høyest tiltakskostnad. En høy tiltakskostnad vil være grunnet en høy investeringskostnad og/eller en lav reduksjon av CO₂ og eventuelt drivstoffkostnader.

Batteridrift har den laveste gjennomsnittlige tiltakskostnaden for alle samband. Imidlertid er det innen batteridrift en også finner de dyreste sambandene; dette er samband der investeringskostnaden for elektrifisering er særlig høy samtidig som at sambandene har et relativt lavt årlig energiforbruk. Spennet i tiltakskostnad for biogass og hydrogen henger sammen med at det for særlig mindre ferger vil merinvesteringen for gassmotor/brenselcelle være høy samtidig som et lavt årlig forbruk gir relativt små CO₂e-besparelser. Tiltakskostnaden for biodiesel varierer på grunn av diskonteringen, avhengig av når tiltaket fases inn på de ulike sambandene.

Tabell 7.1 Tiltakskostnader for tiltak på fergesamband i analyseperioden 2018-2030, kroner per tonn CO₂e

	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Gjennomsnitt, billigste 10 samband	731	724	1 235	-3
Gjennomsnitt, alle samband	1 054	994	1 538	199
Gjennomsnitt, dyreste 10 samband	1 191	2 536	2 502	3 138

Tabell 7.2 gir merkostnaden (nåverdi av investeringene diskontert til 2018-verdier, som beskrevet i kapittel 6.2.3) for de ulike tiltakene på ferjesambandene. Kostnaden for batteridrift er markant lavere enn alternativene, men det bemerkes at ikke alle sambandene kan driftes helelektrisk og at andre tiltak enn batteri også behøves for å eliminere CO₂e-utslippene fra ferjeflåten.

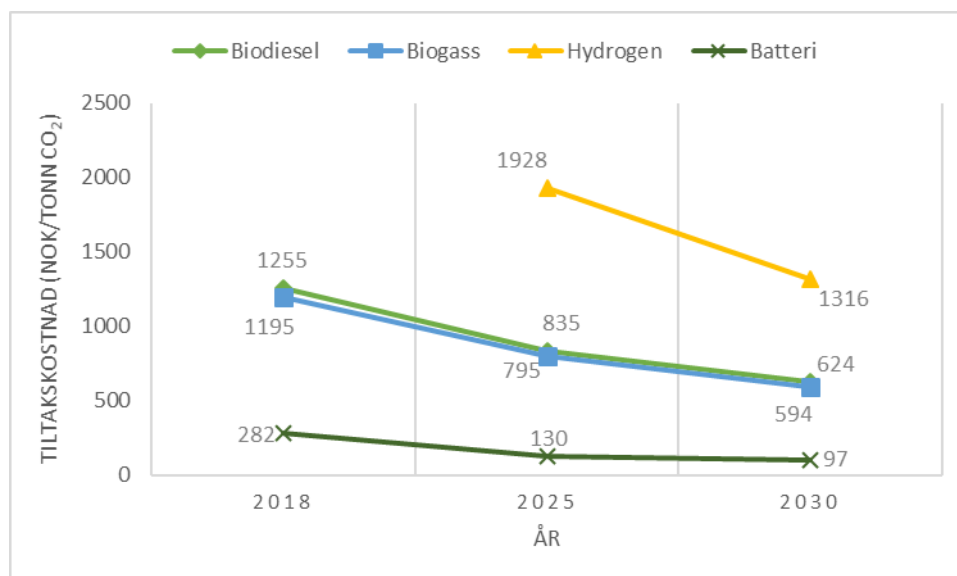
Tabell 7.2 Merkostnader for tiltak på fergesamband i analyseperioden 2018-2030 (rundet opp til nærmeste 10 mill. kroner), diskontert til 2018-verdier i mill. kroner

	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Billigste 10 samband	1 000	1 780	1 900	-2
Alle samband	13 400	12 590	16 280	1 940
Dyreste 10 samband	3 900	150	1 230	170

Tabellene over viser altså resultatene samlet for hele analyseperioden. Hvis vi i stedet for en innfasing som følger kontraktene i ferjeflåten ser på hvordan kostnadene ville vært ved innfasing i spesifikke år, får vi gjennomsnittlige tiltakskostnader som vist i Figur 7.1. Her ser vi hvordan tiltakskostnaden reduseres i perioden, hovedsakelig på grunn av at nåverdiene i de respektive årene er diskontert til 2018-verdier, samt reduksjoner i batteri- og

brenselceller utover i perioden. Hydrogen er ikke inkludert i 2018, ettersom det ikke er modent for maritimt bruk.

Figur 7.1 Gjennomsnittlig tiltakskostnad for ferger, gitt antatt implementering i 2018, 2025 og 2030, uavhengig av inngåelse av nye kontrakter, kroner per tonn CO₂



Tabell 7.4 viser beregnede tiltakskostnader for hurtigbåter, for hele analyseperioden 2018-2030. Det er modellert innføring av tiltak konstant gjennom hele perioden, slik at det hvert år fases inn like mange hurtigbåter med tiltak og alle hurtigbåtene i 2030 har tiltak. For biodiesel varierer ikke tiltakskostnaden mellom de ulike kategoriene, og det er kun én hurtigbåtkategori som benytter batteri.

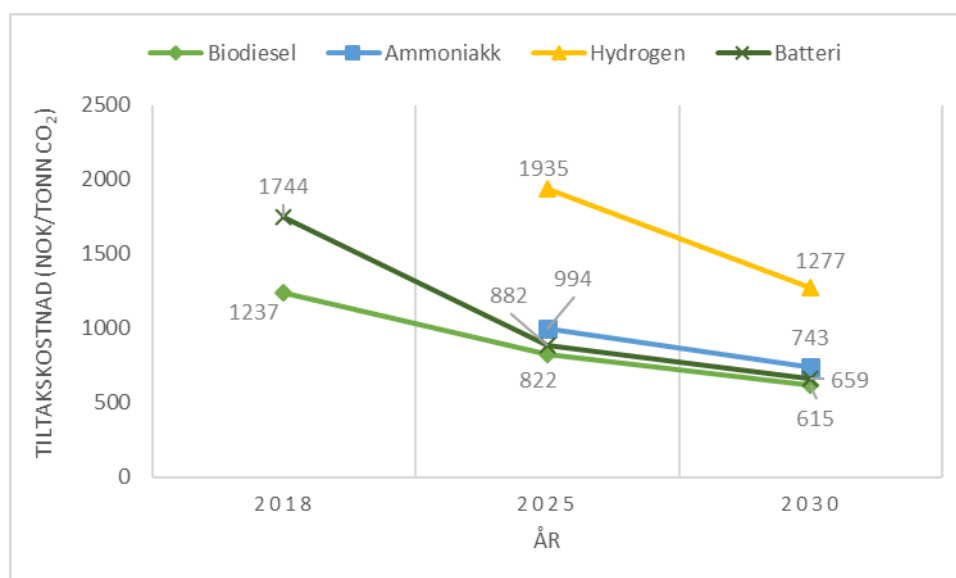
Tabell 7.3 gir merkostnaden (nåverdi av investeringene diskontert til 2018-verdier, som beskrevet i kapittel 6.2.3) for de ulike tiltakene på hurtigbåtene. Batteridrift reduserer kun CO₂e fra en liten andel av hurtigbåtflåten, mens de andre tiltakene eliminerer hele utslippet fra flåten.

Tabell 7.3 Merkostnader for tiltak på hurtigbåtkategorier i analyseperioden 2018-2030 (rundet opp til nærmeste 10 mill. kroner), diskontert til 2018-verdier i mill. kroner

	Biodiesel	Ammoniakk	Hydrogen	Batteri
Billigste hurtigbåtkategori	-	80	200	-
Alle	2800	3020	5470	200
Dyreste hurtigbåtkategori	-	30	70	-

Hvis vi i stedet for en jevn innfasing i perioden 2018-2030 ser på innfasing i spesifikke år, får vi gjennomsnittlig tiltakskostnad for hurtigbåter som vist i Figur 7.2. Her ser vi hvordan tiltakskostnaden reduseres i perioden, hovedsaklig på grunn av at nåverdiene i de respektive årene er diskontert til 2018-verdier, samt reduksjoner i batteri- og brenselceller utover i perioden. Hydrogen og ammoniakk er ikke inkludert i 2018, ettersom det ikke er modent for maritimt bruk.

Figur 7.2 Gjennomsnittlig tiltakskostnad for hurtigbåter i 2018, 2025 og 2030



Batteridrift er betraktelig dyrere her enn på ferger. Kun hurtigbåtene med et lavt energiforbruk per tur kan elektrifiseres. Disse båtene har et lavt årlig drivstofforbruk, og dermed ikke så store besparelser ved å gå over til strøm. Ammoniakk og hydrogen blir faset inn fra 2025 og 2023 respektivt, noe som er med på å redusere tiltakskostnadene for disse tiltakene. For ammoniakk ligger den gjennomsnittlige tiltakskostnaden på i underkant av 1000 kr/tonn CO₂e. De minste hurtigbåtene har den høyeste tiltakskostnaden for ammoniakk. Her er installasjonen av gassystem ombord svært dyrt, mens utslippsreduksjonene er lave på grunn av lavt forbruk. For hydrogen ligger gjennomsnittlig tiltakskostnad rundt 1750 kr/tonn CO₂e, og variasjonene mellom tiltakskostnaden for de ulike hurtigbåtene er mindre enn for ammoniakk.

Tabell 7.4 Tiltakskostnader for tiltak på hurtigbåter i analyseperioden 2018-2030, kroner per tonn CO₂e

	Biodiesel	Ammoniakk	Hydrogen	Batteri
Billigste hurtigbåtkategori	-	648	1 658	-
Gjennomsnitt, alle	893	864	1 744	1 072
Dyreste hurtigbåtkategori	-	4 076	2 326	-

Prisene på drivstoff er svært utslagsgivende for tiltakskostnaden. Tabell 7.5-Tabell 7.6 viser hvordan tiltakskostnaden varierer som funksjon av endringer i drivstoffprisen. Effekten av både 50 prosent reduksjon og 50 prosent økning i referansedrivstoffet (MGO/LNG) er vist (ekvivalent med hhv. økning og reduksjon i drivstoffet i tiltaket). Vi ser at dette får særlig store utslag for batteridriften av ferger, der lønnsomheten er sterkt avhengig av hvordan strømprisen ligger i forhold til alternativet. Ved høyere drivstoffpris (ekvivalent ved lavere strømpris) blir fort mange samband lønnsomme. For hydrogen er den relative effekten av endringer i drivstoffprisen mindre, ettersom tiltakskostnaden domineres av høye investeringskostnader.

Tabell 7.5 Tiltakskostnader for fergesamband, med variasjoner grunnet hhv. 50 % reduksjon og 50 % økning i prisen på drivstoffet i referansealternativet, kroner per tonn CO₂e

	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Gjennomsnitt, alle samband	1054 +/- 430	994 +/- 430	1538 +/- 284	199 +/- 562

Tabell 7.6 Tiltakskostnader for hurtigbåter, med variasjoner grunnet hhv. 50 prosent reduksjon og 50 prosent økning i prisen på drivstoffet i referansealternativet, kroner per tonn CO₂e

	Biodiesel	Ammoniakk	Hydrogen	Batteri
Gjennomsnitt, alle hurtigbåter	893 +/- 355	864 +/- 284	1744 +/- 303	1072 +/- 355

Kostnadsbanene for batteri- og brenselceller er også usikre. Hvis vi benytter konstante cellekostnader i stedet for å anta en kostnadsreduksjon i perioden 2018-2030, endrer tiltakskostnaden seg som vist i Tabell 7.7. Særlig for batteri på hurtigbåter gir dette store utslag, siden investeringskostnaden her utgjør en stor del av tiltakskostnaden, ettersom de har et relativt lavt årlig energiforbruk.

Tabell 7.7 Endringer i tiltakskostnader hvis vi benytter konstante cellekostnader i stedet for å anta en kostnadsreduksjon i perioden 2018-2030

	Batterier, ferger	Batteri, hurtigbåter	Hydrogen, ferger	Hydrogen, hurtigbåter
Gjennomsnitt, alle	35 %	80 %	21 %	22 %

7.2. Referansealternativet

I referansealternativet ligger forbruket til alle landets fergesamband og hurtigbåter i 2016. De aller fleste fergene går på MGO, enkelte går på LNG. Alle hurtigbåtene går på MGO. Vi holder forbruket uendret til 2030. Årlige utslipp av CO₂e er vist i Tabell 7.8. Merk at allerede vedtatte eller inngåtte kontrakter på rundt 60 batteriferger ikke er inkludert i referansealternativet.

DNV GLs vurdering er at det i *svært liten grad* ville blitt tatt i bruk nullutslippsteknologi på ferger og hurtigbåter uten statlige tiltak, som miljøkrav i kontrakter.

Tabell 7.8: Årlige utslipp av i referansealternativet, tonn CO₂e

	2016	2025	2030
Ferger	635	635	635
Hurtigbåter	152	152	152
Totalt	787	787	787

Del III: Samfunnsøkonomiske vurderinger

8. Kostnader per tonn redusert CO₂e

8.1. Samfunnsøkonomiske beregningsprinsipper

I del I og II beregnes bedriftsøkonomiske merkostnader for henholdsvis bussoperatørene og ferge- og hurtigbåtrederiene. De samfunnsøkonomiske kostnadene omfatter i tillegg eksterne virkninger som aktørene ikke tar hensyn til i sine valg av teknologi. Den samfunnsøkonomiske nettokostnaden for et gitt tiltak inkluderer de eksterne virkningene, og anslås som summen av endringer i samlede offentlige og private kostnader og nyttevirksomheter. Merk at endringene måles i forhold til referansebanene, som beskrevet i Del I og II.

8.1.1. Våre beregninger

For tiltakene innen bussteknologi vurderer vi følgende potensielle eksterne effekter:

- Reduksjon i negative helse-effekter av reduserte lokale utslipp til luft til: NOx og avgasspartikler (PM₁₀)⁸
- Reduksjon i støy
- Skaffefinansieringskostnad ved bortfall av avgiftsinntekter

For tiltakene innen ferge- og hurtigbåt vurderer vi følgende potensielle eksterne effekter:

- Reduksjon i helse- og materielle effekter av reduserte utslipp til luft: NOx, SO₂ og svevestøv (PM₁₀)
- Reduserte uhellsutslipp fra bunkers
- Inngrep i natur for ny infrastruktur
- Skaffefinansieringskostnad ved bortfall av avgiftsinntekter

Omlegging til nye teknologier kan redusere statens avgiftsinntekter. For eksempel vil innblanding av biodiesel utover dagens omsetningskrav føre til lavere CO₂-avgift per liter diesel. I tråd med Finansdepartementets (2014) rundskriv om utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyse, legger vi til grunn at avgiftsinntektene må erstattes av andre skatte- eller avgiftsinntekter.⁹ Disse kan føre til samfunnsøkonomiske effektivitetstap (skattefinansieringskostnad). Dette tapet settes til 20 prosent av bortfallet av avgifter (Finansdepartementet 2014).¹⁰

Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved hvert tiltak, målt per tonn redusert CO₂, er da lik de bedriftsøkonomiske kostnadene (k_{bed}), skattefinansieringskostnaden ved de tapte avgiftsinntektene ($0,2 \cdot k_a$) og andre eksterne kostnader (k_x), minus velferdsøkningen grunnet reduserte lokale utslipp ($n_{utslipp}$) og annen ekstern nytte (n_x):

$$\frac{k_{samf}}{t_{CO_2}} = \frac{k_{bed} + 0,2 \cdot k_a + k_x - n_{utslipp} - n_x}{t_{CO_2}}$$

Beregningene vurderer virkninger i de to analyseperiodene 2018-2025 og 2018-2030, og framtidige bedriftsøkonomiske kostnader neddiskonteres til 2018-kroner. De eksterne virkningene diskonteres med fire

⁸ Finere støv (PM_{2,5}) har trolig større skadekostnader enn PM₁₀. Siden det er vanskelig å skille mellom PM₁₀ og PM_{2,5} og PM₁₀ uansett inkluderer PM_{2,5} (Ibenholt m. fl. 2015), behandler vi PM₁₀ for både buss og fartøy.

⁹ Utenom effektivitetstapet vil tapet i avgiftsinntekter for det offentlige være lik den sparte avgiftskostnaden for avgiftsbetaler (produsent, omsetter, konsument, etc.), slik at disse kanselleres mot hverandre.

¹⁰ Vi tar ikke hensyn til eventuelle økte avgiftsinntekter ved skifte av teknologi, slik som økte avgiftsinntekter fra elavgiften ved skifte til elektrisitet eller hydrogen.

prosent kalkulasjonsrente (Finansdepartementet 2014). I tråd med Miljødirektoratet (2018), diskonteres ikke utslipp av klimagasser, slik at alle utslippsreduksjoner vektas likt, uavhengig av når de realiseres.

8.1.2. Avgrensninger

Beregningene er begrenset til klimagassutslipp som inngår i det norske klimagassregnskapet. Endringer i utslipp i andre land – økte eller reduserte utslipp – er derfor ikke inkludert. Disse diskuteres i kapittel 10.3.

I praksis vil det være nødvendig for det offentlige å incentivere private aktører til å velge de aktuelle teknologiene, enten ved subsidier, avgifter eller reguleringer. Dette kan medføre økte forvaltningskostnader. Beregningene inkluderer ikke forvaltningskostnader eller skattefinansieringskostnader knyttet til eventuelle støtteordninger/virkemidler for å utløse de ulike alternativene.

Vi har heller ikke tatt hensyn stilling til eventuelle adferdsendringer. For eksempel vil virkemidler som gir økte billettpriser kunne føre til at transport flytter til privatbiler eller sykkel og gange. Det vil i neste omgang påvirke både utslippene og bedriftsøkonomiske kostnader.

De neste to delkapitlene presenterer de samfunnsøkonomiske kostnadene for hhv. buss og ferger og hurtigbåter. Delkapittel 8.4 presenterer og diskuterer andre eksterne virkninger enn de inkludert i beregningene.

8.2. Kostnader per tonn redusert CO₂ – buss

Basert på de bedriftsøkonomiske kostnadene i Del I beregner vi i dette kapitlet de samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn reduserte CO₂. Først beskriver vi prinsippene og avgrensningene for de samfunnsøkonomiske tiltakskostnadene spesifikke for buss, deretter omregner vi de bedriftsøkonomiske kostnadene til per tonn redusert CO₂, før vi i siste del sammenstiller dette med de eksterne virkningene og beregner de samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂.

8.2.1. Prinsipper og avgrensninger – buss

Kostnadene beregnes per tonn redusert CO₂ fra drift av bussen. Klimagassene metan- og lystgassutslipp er ikke inkludert, da disse utslippene ikke eksisterer i tallgrunnlaget til utslippstestene vi legger til grunn. Dette utgjør dessuten trolig en liten del av klimagassutslippene fra drift av buss. For en dieselbuss med Euro VI-motor, impliserer tall fra VTT (2017) at utslippene av CO₂, metan og lystgass (målt i CO₂e) er 1-2 prosent høyere enn for bare utslipp av CO₂.

I samsvar med klimagassregnskapet legger vi til grunn at utslippene av CO₂ ved drift av elektriske busser, hydrogenbusser og innblandet avansert fornybart biodrivstoff er lik null (se kapittel 10.3 for drøfting av utslipp ved produksjon av drivstoff og elektrisitet). Produktforskriften (§ 3-3) krever 10 prosent innblanding av biodrivstoff i totalt omsatt mengde drivstoff. Innblandingen kan fordele seg ulikt på ulike drivstofftyper og er opp til den enkelte omsetter. I tillegg kreves det at 3,5 prosentpoeng av disse skal utgjøre avansert biodrivstoff. Siden avansert biodrivstoff teller dobbelt, er dette kravet i realiteten 1,75 prosentpoeng. Vi skiller er ikke mellom konvensjonelt eller avansert biodrivstoff og legger derfor til grunn at omsettingskravene fører til en reduksjon

på 8,25 prosent i utslipp av CO₂ per liter drivstoff.¹¹ For enkelhets skyld refererer vi til dette omsetningskravet som 10 prosent. Dette inngår i referansebanen.¹²

Tabell 8.1 viser hvordan vi kobler inndeling av teknologier og bedriftsøkonomiske kostnadsberegninger i Del I med utslippsdata på tilsvarende teknologier.

Tabell 8.1 Sammenkobling av kostnadsberegninger av teknologiene (Del I) og utslippsdata*

Teknologi-alternativer fra Del I		Presisering for utslippsberegninger
A	Euro VI dieselbuss, med påbudt innblanding av biodrivstoff (10 prosent i 2018)	Buss med Euro VI-motor på diesel, to-akslet (10% biodrivstoff)
B	Euro VI dieselbuss med 100 prosent avansert biodrivstoff	Buss med Euro VI-motor på diesel, to-akslet (100% biodrivstoff)
C	Euro VI dieselbuss med 100 prosent fornybart biodrivstoff, uten bærekraftkrav	Buss med Euro VI-motor på diesel, to-akslet (100% biodrivstoff)
D	Euro VI gassbuss med biogass	Buss med Euro VI-motor på gass, to-akslet
E	Elbuss med 100-300 kWh batterier med relevant ladeinfrastruktur	Elbuss, to-akslet
F	Brenselcellebuss med hydrogen	Hydrogenbuss, to-akslet

* Utslipp som ikke inngår i utslippsregnskapet (evt. utslipp fra produksjon av biodrivstoff (A-C), biogass (D), elektrisitet (E) og hydrogen (F)) inkluderes ikke i beregningene.

Teknologi A med pålagt innblanding av biodrivstoff representerer dagens virkemiddelbruk, altså referanse-teknologien. Utslippsreduksjoner og kostnader ved teknologiene B-F måles da mot utslipp og kostnader ved teknologi A. Bussparken i dag består ikke bare av diesel-busser med Euro VI-motor, men vi legger til grunn at teknologien vil være standardvalget ved innkjøp framover (se delkapittel 5.1). Kostnadene og utslippsreduksjonene er dermed beregnet som resultatet av å velge en alternativ teknologi ved innkjøp, ikke å erstatte eksisterende busspark.

I tillegg til utslipp av klimagasser er virkningene for andre utslipp med lokal påvirkning relevante for netto samfunnsøkonomiske kostnader ved å innføre teknologiene. Utslippene med effekter på helse er i hovedsak NO_x og avgasspartikler (PM) (Hagman 2016). Motorstøy er lavere for busser på elektrisitet og hydrogen ved lave hastigheter, mens ved hastigheter over 60 km/t er friksjonsstøy dominerende (Hagman m. fl. 2017). Vi legger til grunn at friksjonsstøyen, komfort, ulykkesrisiko og tidsbruk er like på tvers av teknologiene. Vi drøfter nytten ved redusert støy av elektrisitet og hydrogen kvalitativt i kapittel 8.4.3.

Vi beregner skattefinansieringskostnaden av tapte avgiftsinntektene fra veibruksavgiften, CO₂-avgiften og svovelavgiften.¹³ De eksterne nyttevirkningene som inkluderes omfatter eventuelle reduksjoner i utslipp av NO_x og PM.

8.2.2. Bedriftsøkonomiske kostnader per tonn redusert CO₂ – buss

Hagman (2016, s. 26) oppsummerer utslippsberegninger fra tester av ulike bussteknologier gjennomført av TØI og VTT Technical Research Centre of Finland (VTT). Testene bruker Braunschweig kjøresyklus, som ligner

¹¹ $3,5/2 + (10 - 3,5) = 8,25\%$

¹² Biodrivstoff og konvensjonelt drivstoff har ulik energitetthet, slik at én liter biodrivstoff tilsvarer ikke nødvendigvis én liter konvensjonelt drivstoff. I disse beregningene forenkler vi og legger til grunn at innblandingen biodrivstoff erstatter det konvensjonelle drivstoffet i forholdet én-til-én.

¹³ NO_x-avgiften og engangsgiften er ikke relevant for buss. Forvaltningskostnader er også trolig en ekstern kostnad, men denne avhenger av virkemiddelet.

kjøremønsteret i store norske byer. Testene er som regel utført med oppvarmede motorer og ved en temperatur på omtrent 20 °C. Ved kaldstart og kaldere vær vil særlig NO_x-utslippene kunne være høyere. Utslippsestimatene er derfor å betrakte som nedre estimater for byene.¹⁴ Samtidig har kjøring utenfor byene normalt lavere utslipp per kilometer (VTT 2017).

Alle utslippene er fra forbrenning av diesel eller bensin, se Tabell 8.2. Andre miljøskader, som svevestøv fra friksjon holdes likt for alle teknologiene.

Tabell 8.2 Utslipp, gram per kilometer

Drivstoff	Motor	Ant. akslinger	Motortemperatur	NO _x , g/km	PM, g/km	CO ₂ , g/km
Diesel	Euro VI	2	Varm	0,15	0,014	1 118
Diesel	Euro VI	3	Varm	0,51	0,007	1 383
Diesel	Euro VI	3	Snitt av varm og kald	2,07	0,026	1 439

Kilde: Hagman (2016, s. 26)

Som forklart i delkapitlet ovenfor legger vi til grunn at omsetningskravet gir utslag i en 8,25 prosent reduksjon i utslipp av CO₂ i det norske klimagassregnskapet, slik at utslippstallene i høyre kolonne av Tabell 8.3 justeres ned til hhv. 1026, 1229 og 1320 g/km.¹⁵ I tråd med de bedriftsøkonomiske beregningene (Del I) fokuserer vi på busser med to akslinger. Det er altså disse utslippstallene i rad én som utgjør referansebanen (teknologi A).

Ved å sette sammen CO₂-utslippstallene i Tabell 8.2 med kostnadsanslagene fra Del I (sammenkoblingen beskrevet i Tabell 8.1) anslår vi de bedriftsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂, se Tabell 8.3.

Tabell 8.3 Bedriftsøkonomiske merkostnader per tonn redusert CO₂ ved teknologivalg relativt til A, 2018-kroner

	Teknologi	2016	2020	2025	2030
B for A	Avansert biodiesel	780	780	780	780
C for A	Biodiesel uten bærekraftkrav	0	0	0	0
D for A	Biogass	1 365	1 365	1 365	1 365
E for A	Elbuss	3 607	3 120	292	-780
F for A	Hydrogen	14 038	10 626	4 972	2 827

Anslagene tilsier at de bedriftsøkonomiske kostnadene ved å bytte ut dieselbuss med elektrisk buss synker kraftig fra 2016 og 2020 og fram mot 2025 og 2030. Nedgangen i kostnader drives i hovedsak av teknologisk modning, som beskrevet i Del I. De bedriftsøkonomiske kostnadene av å erstatte dieselbuss med biogassbuss er anslått til å holde seg stabile i tidsperioden, se delkapittel 3.2. De bedriftsøkonomiske kostnadene for hydrogenbuss er gjennomgående høye, men går kraftig ned i 2027 og 2030.

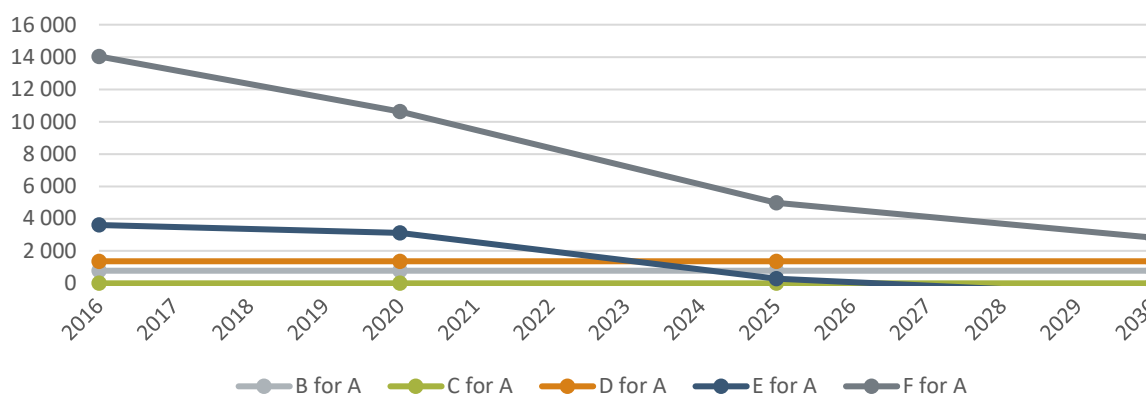
Figur 8.1 illustrerer den anslåtte utviklingen i bedriftsøkonomiske kostnader regnet per tonn redusert CO₂ fram mot 2030, for hvert teknologialternativ. De bedriftsøkonomiske kostnadene for elektriske busser anslås å bli lavere enn for biogass og avansert biodiesel mellom 2020 og 2025, og bli lavere kostnader enn diesel uten

¹⁴ Under testene hadde bussene en vekt som tilsvarer halvfull buss med passasjerer.

¹⁵ I kravet skal 3,5 prosent være fra avanserte råstoffer (avansert biodrivstoff). Dette er dobbelttallende, slik at en innblanding av 3,5 prosent utgjør 7 prosentpoeng av 10 prosentkravet, og at det reelle omsetningskravet av konvensjonelt drivstoff er 3 prosent.

bærekraftkrav mellom 2025 og 2030. Hydrogen har høyeste bedriftsøkonomiske kostnader i hele tidsperioden. Tallene i figuren er forklart i Tabell 8.2-Tabell 8.3.

Figur 8.1 Anslåtte bedriftsøkonomiske kostnader over tid sammenlignet med referansealternativet, 2018-kroner per tonn redusert CO₂



8.2.3. Samfunnsøkonomiske kostnader per tonn redusert CO₂ – buss

Veibruksavgiften på drivstoff er 3,81 kroner per liter for lavsvovlet diesel i 2018.¹⁶ Avgiften er ment å internalisere (deler) av veitrafikkostnadene ulykker, kø, støy, veislitasje og helse- og miljøskadelige utslipp.¹⁷ I tillegg er det en generell CO₂-avgift på 1,33 kroner per liter diesel og en svovelavgift på 13,1 øre per liter for påbegynte 0,1 prosent vektandel svovel over 0,05 prosent. Til sammen utgjør disse avgiftene 5,27 kroner per liter. Biodiesel er unntatt CO₂- og svovelavgift, men er i praksis pålagt veibruksavgiften. Disse avgiftene, samt andre avgifter, er innbakt i driftskostnadene, som presentert i Del I.

Med et drivstofforbruk på 0,42 liter per kilometer (kapittel 3.1.3), blir avgiftene per kilometer 2,15 kr,¹⁸ hvorav 0,5 kr/km er CO₂-avgift og 0,05 kr/km er svovelavgift, som altså kun pålegges den konvensjonelle andelen av dieselen. Bytte av teknologi fra diesel til teknologier som ikke betaler disse drivstoffavgiftene fører til et tilsvarende inntektstap for det offentlige, som vil måtte kompenseres med andre skatter, med effektivitetstap på 20 prosent (Finansdepartementet 2014). Med utslipp per kilometer som vist i Tabell 8.2 gir dette en skattefinansieringskostnad på 427 kroner per redusert tonn CO₂. For biodiesel, som kun er unntatt CO₂- og svovelavgiften, er skattefinansieringskostnaden på 109 kroner per redusert tonn CO₂.

For å beregne den samfunnsøkonomiske nytten av reduksjonen i utslipp av NO_x og PM, som følger av redusert bruk av fossile drivstoff, tar vi utgangspunkt i anbefalte skadekostnader for utslipp av NO_x og PM i Statens

¹⁶ Stortingsvedtak om særavgifter til statskassen for budsjettåret 2018, kap. 5538 post 70, 71 og 72: <https://lovdata.no/dokument/STV/forskrift/2017-12-12-2190> [31.08.18]. Vi antar at dieselen brukt er lavsvovlet (10-50 ppm svovel).

¹⁷ www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/veibruksavgift-pa-drivstoff/id2603482/ [31.08.18].

¹⁸ $(3,81 + (1,33 + 0,131) * 0,90) * 0,42 = 2,15 \text{ kr/km}$

Vegvesen håndbok for konsekvensanalyser (2018b, s. 99-101).¹⁹ I tråd med håndboken beregnes ikke svovelutslipp. Skadekostnadene varierer på tvers av bebyggelse, se Tabell 8.4 .

Tabell 8.4 Skadekostnad, 2018-kroner per kg utslipp

	Oslo	Bergen	Trondheim	Andre større byer	Tettsteder (>15 000 innb.)	Spredt bebyggelse
NOx	253	253	253	127	127	127
PM₁₀	4 864	3 619	4 864	2 047	549	0

Kilde: Statens Vegvesen (2018b, oppdatert til 2018-kr)

Norges befolkning er fordelt på tettstedsstørrelser som gjengitt i Tabell 8.5 (SSB)²⁰.

Tabell 8.5 Fordeling av Norges befolkning på tettstedsstørrelser

Størrelse på tettsted	Antall innbyggere	Andel av total befolkning
Oslo	988 873	19 %
Bergen	254 235	5 %
Trondheim	180 557	3 %
>50 000	2 130 344	13 %
15 000 – 50 000	621 575	12 %
<15 000	1 531 247	29 %
Utenfor tettsted	960 461	18 %

Kilde: SSB

Skadekostnadene i Tabell 8.4 vektet med utslippene i Tabell 8.2 og gir anslåtte kostnader per tonn redusert CO₂ for ulike byer og tettstedskonsentrasjoner.²¹ Dette vektet med befolkningsantallet i Tabell 8.5 for å anslå en forenklet differensiering av kostnadene, som vist i Tabell 8.6. Vi legger til grunn at alle teknologiene utenom biodiesel gir disse reduksjonene i skadekostnader (Weber og Amundsen 2016).

Tabell 8.6 Redusert skade fra utslipp av NOx og PM per tonn redusert CO₂ for ulik bebyggelse, 2018-kroner

Bebyggelse	NOx	PM ₁₀
By	30,9	53,9
Tettsted	9,3	7,5
Spredt	9,3	0

De totale samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂ er lik de bedriftsøkonomiske kostnadene og skattefinansieringskostnaden, minus velferdsøkningen grunnet reduserte utslipp av NOx og PM:

$$\frac{k_{samf}}{t_{CO_2}} = \frac{k_{bed} + 0,2(k_{a_{vei}} + k_{a_{CO_2}} + k_{a_{svov}}) - n_{NOx,PM}}{t_{CO_2}}$$

¹⁹ Tallene for PM antar at utslippene ikke er i rød luftforurensningssone. Det er sannsynlig at bussruter i by-områder er i slik soner. Skadekostnaden er i disse tilfellene tre til fire ganger høyere enn for Oslo og Bergen. Summene er derfor et nedre anslag på kostnadene.

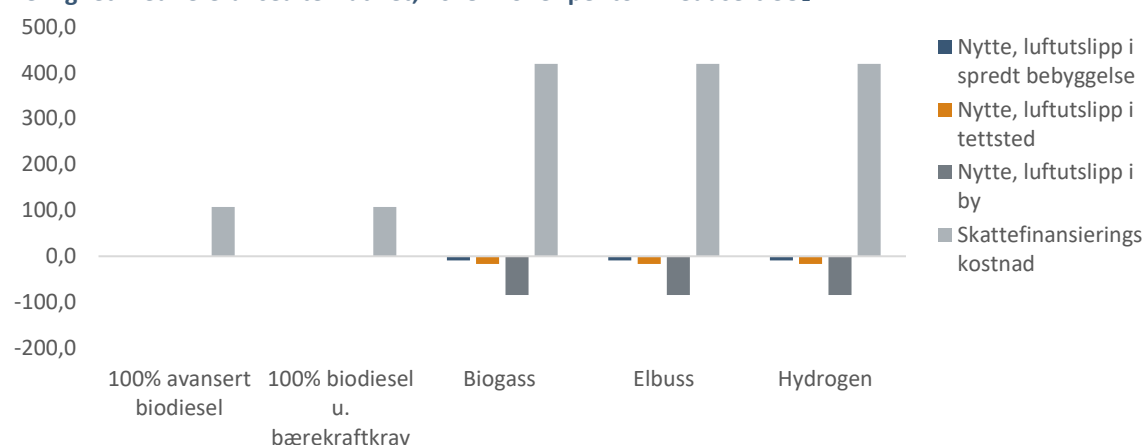
²⁰ Kildetabell ikke angitt: <https://www.ssb.no/333573/tettsteder.folkemengde-og-areal-etter-kommune.1.januar-2017> [04.09.18].

²¹ For eksempel, for NOx blir utregningen: $(kg_{NOx} * km^{-1} / tonn_{CO_2} * km^{-1}) * skadekost_{bebyggelse,NOx} / kg_{NOx}$

De samfunnsøkonomiske kostnadene angis i 2018-kr, som de bedriftsøkonomiske kostnadene. I tråd med Finansdepartementet (2014) bruker vi en kalkulasjonsrente på fire prosent.²²

Figur 8.2 illustrerer de eksterne virkningene i 2016 for de fem alternativteknologiene (teknologiene B-F i stedet for teknologi A). Skattefinansieringskostnadene er langt høyere enn de positive eksterne virkningene ved at lokale utslipp reduseres for alle typer bebyggelse og teknologier. De positive eksterne virkningene inngår i figuren som negative eksterne kostnader.

Figur 8.2 Eksterne kostnader og eksterne nyttevirkinger ved de alternative teknologiene i 2018, sammenlignet med referansealternativet, 2018-kroner per tonn redusert CO₂



Sammenlignet med de bedriftsøkonomiske kostnadene er de eksterne kostnads- og nyttekomponentene relativt lave. De ikke-bedriftsøkonomiske kostnadene er også i stor grad like på tvers av teknologiene, slik at rangeringen av kostnadene for teknologiene forblir som i Tabell 8.3. De samfunnsøkonomiske kostnadene er oppsummert i Tabell 8.7 for bykjøring, i Tabell 8.8 for tettsteder og i Tabell 8.9 for spredt bebyggelse. Kostnadene for byer ligger noe under de andre to bebyggelseskategoriene.

Tabell 8.7 Samfunnsøkonomiske kostnader, byer, 2018-kroner per tonn redusert CO₂

	Teknologi	2016	2020	2025	2030
B for A	Avansert biodiesel	887	879	861	847
C for A	Biodiesel uten bærekraftkrav	107	99	81	67
D for A	Biogass	1 699	1 674	1 619	1 574
E for A	Elbuss	3 941	3 429	547	<0
F for A	Hydrogen	14 373	10 935	5 226	3 036

Tabell 8.8 Samfunnsøkonomiske kostnader, tettsteder, 2018-kroner per tonn redusert CO₂

	Teknologi	2016	2020	2025	2030
B for A	Avansert biodiesel	887	879	861	847
C for A	Biodiesel u. bærekraftkrav	107	99	81	67
D for A	Biogass	1 767	1 737	1 671	1 616
E for A	Elbuss	4 010	3 492	598	<0
F for A	Hydrogen	14 441	10 998	5 278	3 079

²² De framtidige eksterne virkningene av reduserte skadekostnader og økte skattefinansieringskostnader neddiskonteres med fire prosent årlig. Dette er lavere enn renten enn brukt i de bedriftsøkonomiske beregningene, som reflekterer investeringsalternativene til den private aktøren.

Tabell 8.9 Samfunnsøkonomiske kostnader, spredt bebyggelse, 2018-kroner per tonn redusert CO₂

	Teknologi	2016	2020	2025	2030
B for A	Avansert biodiesel	887	879	861	847
C for A	Biodiesel uten bærekraftkrav	107	99	81	67
D for A	Biogass	1 775	1 744	1 676	1 621
E for A	Elbuss	4 017	3 499	604	<0
F for A	Hydrogen	14 448	11 005	5 283	3 083

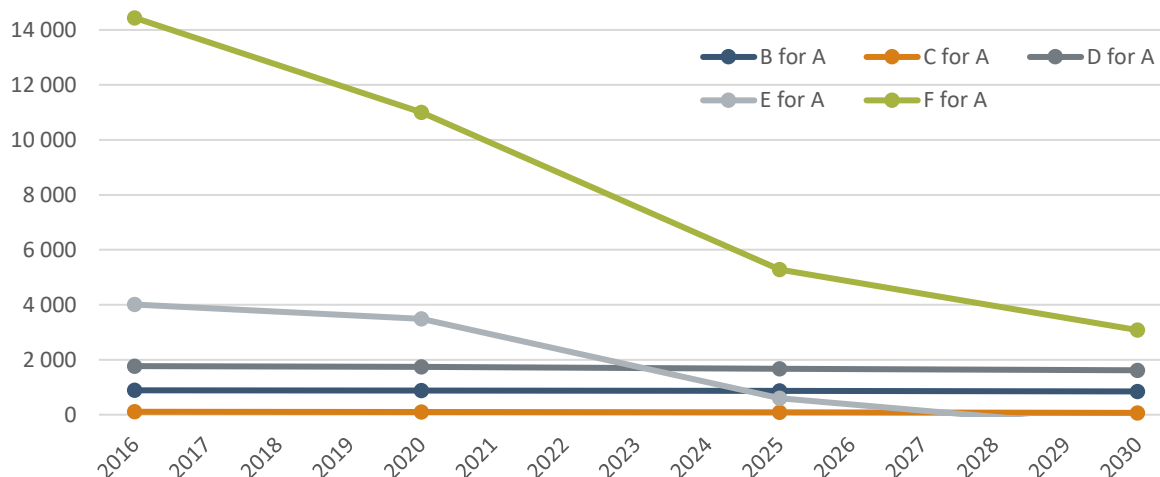
Anslagene illustreres for tettsteder i Figur 8.3. Den samfunnsøkonomiske kostnaden per tonn redusert CO₂ ved å ta i bruk hydrogenbusser framfor dagens Euro VI dieselbusser (F for A) anslås å falle sterkt, men er fortsatt det dyreste alternativet, selv i 2030. Fallet kan forklares med at potensialet for teknologisk utvikling er størst for denne teknologien.

De samfunnsøkonomiske kostnadene ved å ta i bruk elektriske busser framfor dagens Euro VI dieselbusser (E for A) går også ned i perioden. Mellom 2020 og 2025 anslås kostnadene å bli lavere enn for biogass og for busser på avansert biodiesel. Mot 2030 anslås kostnadene for elektriske busser også lavere enn busser på biodiesel uten bærekraftkrav.

Anslagene tar ikke hensyn til at elektriske busser og hydrogenbusser har mindre støy ved lave hastigheter. Det foreligger ikke anslag på disse sparte støykostnadene. De samfunnsøkonomiske kostnadene er derfor mulig overvurdert for disse teknologiene i byer og tettsteder.

Elbuss egner seg bedre i byer og større tettsteder enn i mer spredt bebyggelse, både på grunn av at batterikapasitet og ladetid er foreløpig mest relevant for korte strekninger og siden gevinstene ved reduserte eksterne skadekostnadene ved utslipp til luft og støy er størst i tettere befolkede områder.

Figur 8.3 Anslåtte samfunnsøkonomiske kostnader, tettsteder, 2018-kroner per tonn redusert CO₂



De samfunnsøkonomiske kostnadene er angitt per alternativ til buss med Euro VI-motor på diesel med påbudt biodieselinnblanding. Referansealternativet inkluderer altså ikke at enkelte bussoperatører allerede prøver ut ulike alternative teknologier.

Som nevnt har vi bare beregnet utslipp som omfattes av det norske klimagassregnskapet. Biodiesel-alternativene (B og C) kan medføre betydelige klimagassutslipp i andre land. Sett i en global kontekst kan dermed kostnadene per tonn CO₂ for alternativ B og C være høyere enn det disse anslagene tilsier.

8.3. Kostnader per tonn redusert CO₂ – hurtigbåter/ferger

8.3.1. Prinsipper og avgrensninger – hurtigbåter/ferger

Klimagassutslippsberegningene som ligger til grunn for kostnadsberegningene er presentert i Del II. Utslippene er i CO₂e i henhold til norsk klimaregnskap. Fire alternative teknologier vurderes opp mot konvensjonell MGO: biodiesel, biogass, hydrogen og elektrisitet (batteri). Disse vurderes separat for ferge og for hurtigbåt.

De eksterne nyttevirkningene som vurderes er reduksjoner i helse- og materielle skader som følge av reduserte utslipp av SO₂, NO_x og PM₁₀ og reduserte uhellsutslipp fra bunkers (Ibenholt m. fl. 2015; Magnussen m. fl. 2015; Miljødirektoratet 2018). Skaden av lokale utslipp til luft avhenger av bebyggelsen rundt utslippspunktet. Gitt anslaget at 7 prosent av skipsdrivstoff brukes i havn (DNV GL 2015), legger vi til grunn at 7 prosent av de lokale utslippene foregår jevnt fordelt mellom by og tettsted,²³ mens de resterende 93 prosent slippes ut i spredt bebyggelse (se Tabell 8.5-Tabell 8.6).

Reduserte utslipp til luft kan også gi bedre utsikt og dermed positive estetiske effekter, som er særlig relevant for områder som besøkes av turister (Menon 2018a). Men siden denne nyttevirkingen hovedsakelig er relevant for cruiseskip og i mindre grad for ferger og hurtigbåter (Menon 2018a), ser vi bort fra denne effekten.

Vi legger videre til grunn at sammenlignet med konvensjonelt drivstoff fører elektrisitet og hydrogen til 100 prosent reduksjon og biodiesel til null reduksjon i utslipp av NO_x og PM₁₀, og at biogass innebærer 90 prosent reduksjon i NO_x og 100 prosent reduksjon i PM₁₀ (DNV GL 2018b, s. 15). Utslipp av SO_x (inkludert SO₂) reduseres med 100 prosent sammenlignet med konvensjonelt drivstoff for alle teknologiene (DNV GL 2015, s. 24, 27). Ammoniakk har ingen utslipp av SO_x og PM₁₀ og trolige lave utslipp av NO_x (pers. med., DNV GL). Vi legger derfor også til grunn nullutslipp til luft ved bruk av ammoniakk.

Magnussen m. fl. (2015, s. 82-83) oppgir sannsynligheter for uhellsutslipp av bunkers og anslag på marginal miljøskadestandard ved utslippene. Basert på en betalingsvillighetsundersøkelse beregnes en utslippshendelse med relativt liten miljøskade (utslipp av 0-400 tonn bunkers) til å koste samfunnet omtrent 315 mill. kroner (justert til 2018-kr). Basert på uhellsstatistikk fra DNV GL anslår de videre frekvensen av hendelser til å være 0,5 per år. Vi antar at risikoen for uhell med bunkersutslipp er lik på tvers av skipstyper og bruker DNV GL (2014, s. 17) sin oversikt over andelen totalt utseilt distanse av passasjerskip (23 prosent) til å anslå den årlige frekvensen for uhell med passasjerskip til å være 0,5·0,23=0,115 per år. Dette gir en forventet skadestandard for uhellsutslipp fra passasjerskip i Norge per år på rundt 36 millioner kroner. Som vi beskriver under, bryter vi dette ned per tonn redusert CO₂ gjennom totale utslippstall for innenriks passasjerskiptrafikk i Norge.

Å erstatte ferger og hurtigbåter på konvensjonelt drivstoff med elektrisitet eller hydrogen medfører et inntektstap for det offentlige. Vi legger til grunn at avgiftstapet er lik svovel- og CO₂-avgiftene på det reduserte mineraloljeforbruket og smøreolje-avgiften på det reduserte smøreolje-forbruket.²⁴

For noen virkninger mangler informasjon for å verdsette dem, eller de antas neglisjerbare. Hydrogen, ammoniakk og elektrisitet medfører bygging av infrastruktur for å levere energi til fartøy. Denne infrastrukturen kan føre til inngrep i natur, og dermed føre til samfunnsøkonomiske kostnader som er eksterne for rederiene. Det er stor

²³ Del 8.2.3 greier ut om forskjellene i skadestandard mellom bebyggelsestyper.

²⁴ Vi ser altså bort fra inntekter fra NO_x-avgiften. Dette grunner i at det er nær full oppslutning av NO_x-avgiftspliktige virksomheter i NO_x-fondet (NO_x-fondet 2017), og deltakelse i fondet gir fritak fra NO_x-avgiften. Innbetalinger til fondet er ikke en inntektskilde for staten slik at vi ikke regner skattefinansieringskostnad ved bortfall av disse.

usikkerhet knyttet til hvordan infrastrukturen kan påvirke natur ved hver enkelt utbygging. Vi legger videre til grunn at det er neglisjerbare forskjeller i andre eksterne virkninger på tvers av teknologiene, som støy, utslipp av svartvann og gråvann og omfang av ulykker med menneskelige kostnader. Disse potensielle eksterne virkningene er ikke inkludert i beregningene, men vurderes kvalitativt (se også kapittel 8.4).

8.3.2. Bedriftsøkonomiske kostnader per tonn redusert CO₂ – hurtigbåter/ferger

Del II beskriver beregningene av de bedriftsøkonomiske kostnadene i kroner per tonn reduserte CO₂ for utskiftning av ferge- og hurtigbåtflåten i Norge til hver av de fire alternative teknologiene: biodiesel, biogass/ammoniakk, hydrogen og batteri. Tabell 8.10 og Tabell 8.11 gjengir kostnadene for henholdsvis ferger og hurtigbåter. Investerings- og driftskostnader ved realisering av teknologiene for årene 2018-2030 er angitt som nåverdi i 2018-kroner. Som i Del II angis kun gjennomsnittsanslag for hurtigbåter på biodiesel og batteri, siden tallgrunnlaget er utilstrekkelig for å beregne øvre og nedre kostnadsintervall for disse sambandene.

Tabell 8.10 Bedriftsøkonomiske kostnader for skifte av teknologi i fergeflåten, 2018-kroner per tonn redusert CO₂

Tiltakskostnad, ferger	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Gjennomsnitt, billigste 10 samband	731	724	1 235	<0
Gjennomsnitt, alle samband	1 054	994	1 538	199
Gjennomsnitt, dyreste 10 samband	1 191	2 536	2 502	3 138

Kilde: DNV GL, Tabell 7.1 (Del II)

Tabell 8.11 Bedriftsøkonomiske kostnader, 2018-kroner per tonn redusert CO₂ for skifte av teknologi i hurtigbåtflåten

Tiltakskostnad, hurtigbåter	Biodiesel	Ammoniakk	Hydrogen	Batteri
Billigste	-	648	1 658	-
Gjennomsnitt, alle	893	864	1 744	1 072
Dyreste	-	4 076	2 326	-

Kilde: DNV GL, Tabell 7.4 (Del II)

8.3.3. Samfunnsøkonomiske kostnader per tonn redusert CO₂ – hurtigbåter/ferger

DNV GL (2014, s. 28) beregner utslippene fra innenriks passasjerskip i norske farvann, som gjengitt i første rad av Tabell 8.12. Ved å angi de lokale utslippene (i kg) som andel av tonn CO₂ får vi utslippsfaktorene i rad to av tabellen. Disse faktorene samsvarer med Magnussen m. fl. (2015, s. 43) sine utslippsfaktorer for ulike drivstofftyper. Faktortallene i Tabell 8.12 er trolig mer presise for vårt formål, da de er spesifikke for drivstoffordelingen blant innenriks passasjerskip. Utslippstallene brukes *kun* for å identifisere utslippsfaktorene; andre utslippsberegninger av CO₂ ligger til grunn for tiltakskostnadene i Del II.

Tabell 8.12 Utslipp og beregnende utslippsfaktorer fra innenriks passasjerskip i norske farvann

	CO ₂	NO _x	SO ₂	PM
Tonn utslipp	1 090 083	16 473	2 158	1 107
Utslippsfaktor (kg utslipp per tonn CO₂)		15,11	1,98	1,02

Kilde: DNV GL (2014, s. 28)

Ved å sette utslippsfaktorene sammen med skadekostnadene fra Tabell 8.6 kommer vi fram til skadekostnadene per tonn CO₂ fra innenriks passasjerskip for ulike typer bebyggelse. Med antagelsene om fordelingen av utslippene per bebyggelsestype og reduksjonene i utslipp teknologiene medfører (se delkapittel 8.3.1), kommer vi fram til de sparte skadekostnadene per tonn redusert CO₂ som presentert i Tabell 8.13.

Tabell 8.13 Sparte skadekostnader fra innenriks passasjerskip per teknologi, 2018-kroner per tonn redusert CO₂

Teknologi	NO _x	PM	SO ₂ ²⁵
Biodiesel	0	0	53
Biogass	931	160	53
Hydrogen	1 035	160	53
Batteri	1 035	160	53

Den siste eksterne nytten vi vurderer er sparte skadekostnader ved utslipp av bunkers. Vi legger til grunn at bytte av teknologi til biogass, hydrogen eller batteri eliminerer risikoen for miljøskadelige bunkersutslipp. Det er usikkerhet rundt om skadevirkningene er lavere ved utslipp av biodrivstoff, og vi har ikke informasjon til å regner med eventuelle sparte skadekostnader ved utslipp av bunkers for denne teknologien. For resterende teknologier angir vi den forventede skadekostnaden (som presentert i del 8.3.1) per tonn CO₂ (som presentert i Tabell 8.12). Dette gir en spart skadekostnad per tonn redusert CO₂ på 36,4 kroner.

I tillegg til eksterne nyttevirkninger medfører tiltakene også kostnader eksterne for rederiene. Først medfører bortfallet av avgifter en skattefinansieringskostnad ved lavere inntekter fra CO₂-, svovel- og smøreolje-avgiftene, som beskrevet i del 8.3.1. Avgiftssatsene er gjengitt i første kolonne av Tabell 8.14. Vi legger til grunn at konvensjonell MGO er lavsvovlet (10-50 ppm).

DNV GL (2014, s. 25-26) angir at innenriks passasjerskip brukte omtrent 350 000 tonn drivstoff i 2013, som tilsvarer omtrent 408,5 millioner liter.²⁶ Drivstofforbruk per tonn CO₂ kan dermed anslås ved å sammenstille dette med utslippsberegningen for CO₂ fra samme studie (Tabell 8.2). Vi legger til grunn at forbruket av smøreolje er 3 milligram per gram drivstoff (personlig korrespondanse med DNV GL), noe som med tilsvarende metode som over gir et forbruk på 1,1 liter smøreolje per tonn CO₂.²⁷ Dette gir avgifter per tonn som angitt i høyre kolonne i Tabell 8.14.

Tabell 8.14 Særaggifter relevante for skattefinansieringskostnaden, 2018-kroner

Avgift	Avgiftssats og benevning	Forbruk per tonn CO ₂	Avgift per tonn CO ₂
CO₂-avgift	1,33 kr/liter mineralolje	375 liter mineralolje	498 kr
Svovlavgift	0,131 kr/ liter mineralolje	375 liter mineralolje	49 kr
Smøreolje	2,2 kr/liter smøreolje	1,1 liter smøreolje	2,4 kr

Kilder avgiftssatser: <https://lovdata.no/dokument/STV/forskrift/2017-12-12-2190> [31.08.18].

Ferger og hurtigbåter på hydrogen og batteri er fritatt overnevnte avgifter, slik at skattefinansieringskostnaden per tonn redusert CO₂ er 20 prosent av summen av avgiftene. Ferger og hurtigbåter på biodiesel og biogass er

²⁵ Vi legger til grunn at SO₂ er den dominerende SO_x-gassen. Magnussen m. fl. (2015) fokuserer utelukkende på SO₂.

²⁶ Med konverteringsfaktor 1 167 liter per tonn

(www.eurocbc.org/Standard%20Conversion%20Factors%20dti_converfactors.pdf [07.09.18]). Vi antar dermed av drivstoffstatistikken i DNV GL (2014) tilskrives MGO. Innenriks passasjerskip er både ferger, hurtigbåter og cruiseskip.

²⁷ Med konverteringsfaktor 1 153 liter per tonn

(www.eurocbc.org/Standard%20Conversion%20Factors%20dti_converfactors.pdf [07.09.18]).

fritatt CO₂- og svovelavgift, slik at skattefinansieringskostnaden per tonn redusert CO₂ her er 20 prosent av inntektene fra disse avgiftene.

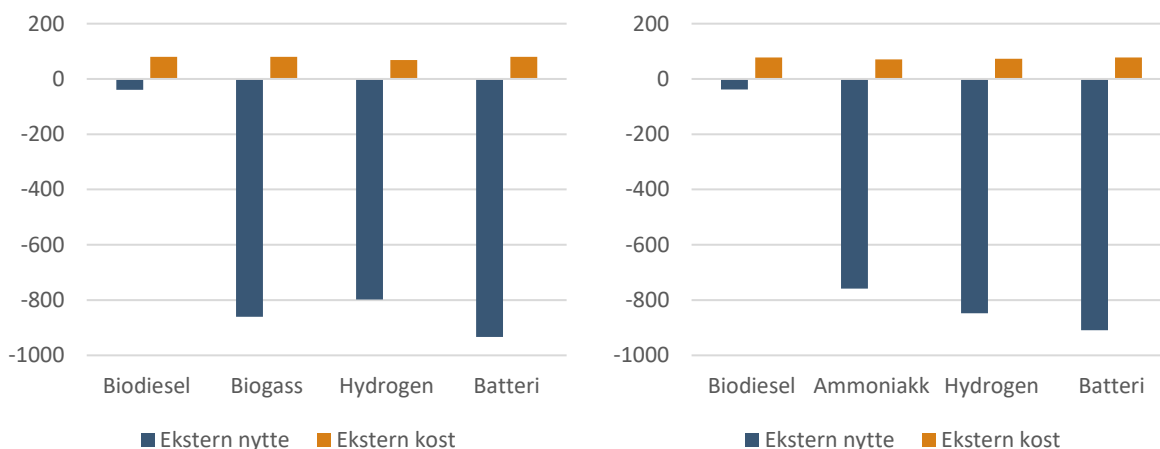
De totale samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂ er lik de bedriftsøkonomiske kostnadene og skattefinansieringskostnaden, minus velferdsøkningen grunnet reduserte lokale utslipp til luft (NO_x, PM og SO₂) og redusert risiko for bunkersutslipp til sjø. De eksterne kostnadene og nyttene varierer mellom teknologiene som beskrevet over.

$$\frac{k_{samf}}{t_{CO_2}} = \frac{k_{bed} + 0,2(k_{aCO_2} + k_{a_{svov}} + k_{a_{smør}}) - n_{NOx,PM,SO_2} - n_{bunk}}{t_{CO_2}}$$

De samfunnsøkonomiske kostnadene angis i 2018-kr, som de bedriftsøkonomiske kostnadene. I tråd med Finansdepartementet (2014) bruker vi en kalkulasjonsrente på fire prosent.²⁸ DNV GLs beregning i utslippsreduksjoner over tid ved de ulike teknologiene og sambandene brukes for å beregne når skattefinansieringskostnaden og de eksterne nyttevirkningene påføres samfunnet. Vi legger til grunn at virkningene påføres samme tidspunkt som reduksjonen i CO₂e.

Figur 8.4 viser de eksterne kostnadene (oransje søyler) og de eksterne nyttevirkningene (negative kostnader, blå søyler). Vi ser at de eksterne nyttevirkningene er langt større enn kostnadene ved alle teknologier utenom biodiesel, både for ferger og for hurtigbåter.

Figur 8.4 Eksterne kostnader og nyttevirkinger (negative kostnader) for alternative teknologier, sammenlignet med referansealternativet for ferge- (venstre) og hurtigbåtflåten (høyre), 2018-kroner per tonn redusert CO₂



Anslagene på de samfunnsøkonomiske tiltakskostnadene for perioden 2018-2030 ved de alternative teknologiene for ferger og hurtigbåter presenteres i henholdsvis

Tabell 8.15 og Tabell 8.16. Forskjellene mellom billigste og dyreste samband for samme teknologi drives i hovedsak av forskjellene i bedriftsøkonomiske kostnader, fordi sambandene i ulik grad er egnet for den gitte teknologien.

²⁸ De framtidige eksterne virkningene av reduserte skadekostnader og økte skattefinansieringskostnader neddiskonteres altså med fire prosent årlig. Dette er en lavere rente enn brukt i de bedriftsøkonomiske beregningene, som reflekterer investeringsalternativene til den private aktøren.

Tabell 8.15 Samfunnsøkonomiske kostnader i fergeflåten, 2018-kroner per tonn redusert CO₂e

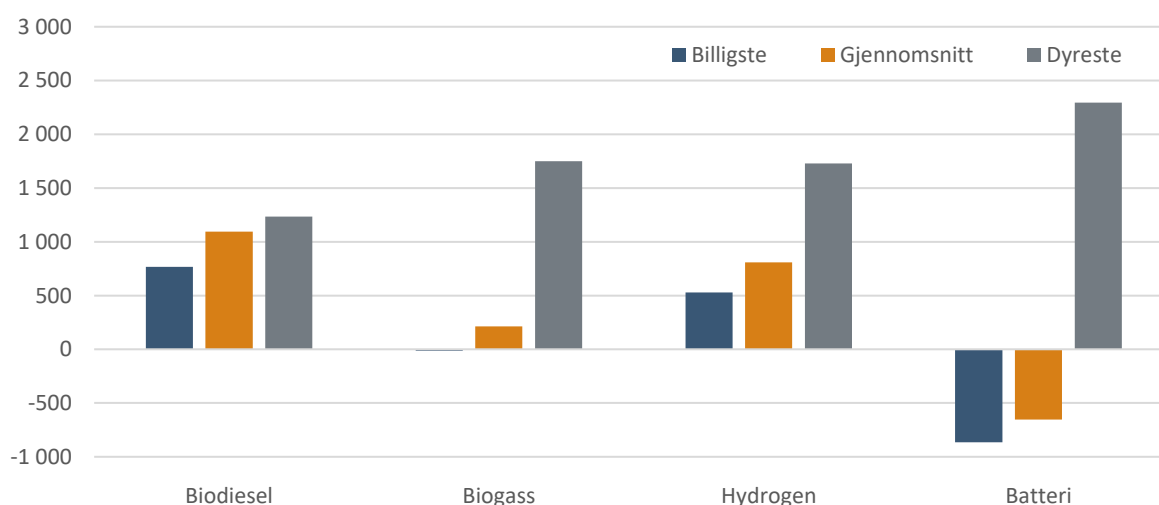
	Billigste 10 samband	Gjennomsnitt av alle	Dyreste 10 samband
Biodiesel	767	1 095	1 233
Biogass	<0	214	1 750
Hydrogen	530	808	1 727
Batteri	<0	<0	2 294

Tabell 8.16 Samfunnsøkonomiske kostnader i hurtigbåtflåten, 2018-kroner per tonn redusert CO₂e

	Billigste samband	Gjennomsnitt av alle	Dyreste samband
Biodiesel	-	933	-
Ammoniakk	<0	176	3 388
Hydrogen	883	969	1 551
Batteri	-	240	-

Anslagene for fergeflåten er illustrert i Figur 8.5. Biodiesel anslås til å ha den høyeste samfunnsøkonomiske kostnaden per tonn redusert CO₂ i gjennomsnitt. At skadekostnadene ved lokale utslipp til luft ikke reduseres ved denne teknologien er en viktig forklaring for kostnaden relativt til de andre teknologiene. Batteri, med lave bedriftsøkonomiske kostnader og ingen lokale utslipp til luft, har den klart laveste samfunnsøkonomiske kostnaden per tonn redusert CO₂. Negativ kostnad betyr at innføring av teknologien er samfunnsøkonomisk lønnsomt, også når nytten av reduserte klimagassutslipp holdes utenfor. Altså gjør den lave bedriftsøkonomiske kostnaden og de positive eksterne nyttevirkningene av teknologien at tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt (også målt per tonn redusert CO₂e). Biogass og hydrogen har også lave kostnader per tonn redusert CO₂e.

For enkelte samband («dyreste») er de bedriftsøkonomiske kostnadene ved å innføre teknologiene så store at også de samfunnsøkonomiske kostnadene blir høye. Dette er spesielt tydelig for batteri. Grunnene til dette diskuteres i Del II. En grunn til at batteri i gjennomsnitt kommer bedre ut enn hydrogen er at utslippsreduksjonene (og dermed reduserte skadekostnader) er lenger fram i tid for hydrogen, og at disse neddiskonteres. Dette diskuteres også i Del II.

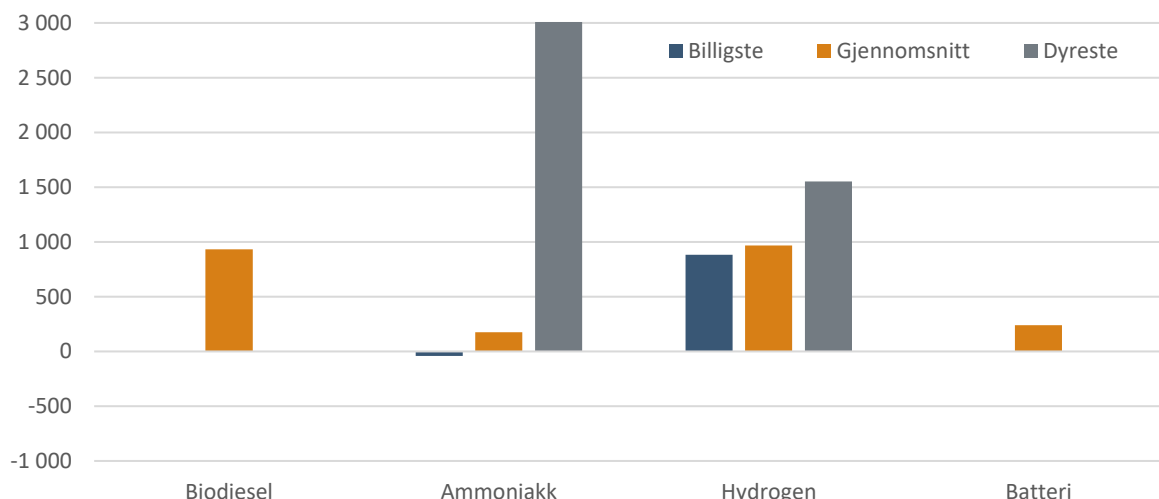
Figur 8.5 Fergeflåten: Anslåtte samfunnsøkonomiske kostnader for alternative teknologier sammenlignet med referansealternativet (2018-2030), 2018-kroner per tonn redusert CO₂e

For hurtigbåter er variasjonen i de samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂ for de ulike teknologiene større, se Figur 8.6. Som for ferger har biodiesel den høyeste gjennomsnittlige kostnaden, hvor en

viktig grunn er at skadekostnader ved lokale utslipp til luft ikke reduseres. De gjennomsnittlige samfunnsøkonomiske kostnadene for hydrogen ligger på omtrent på samme nivå som for biodiesel. Ammoniakk har de laveste kostnadene for de billigste hurtigbåtsambandene og i gjennomsnitt, men har relativt høye kostnader for enkelte samband (som beskrevet i Del II). Batteri har i gjennomsnitt noe høyere kostnader enn ammoniakk, men forskjellen er liten.

De *bedriftsøkonomiske* kostnadene er lavest for biodiesel og ammoniakk, og høyest for hydrogen og batteri. Rangeringen er altså annerledes for de samfunnsøkonomiske kostnadene.

Figur 8.6 Hurtigbåtflåten: Anslåtte samfunnsøkonomiske kostnader for alternative teknologier sammenlignet med referansealternativet (2018-2030), 2018-kroner per tonn redusert CO₂e



Ferger og hurtigbåter på elektrisitet eller hydrogen fordrer investeringer i infrastruktur. De bedriftsøkonomiske kostnadene ved dette er inkludert i beregningene, men eventuelle eksterne kostnader som naturinngrep er ikke inkludert. Slike eksterne kostnader er generelt imidlertid lokal-spesifikke, som vanligvis behandles gjennom konsekvensutredninger.

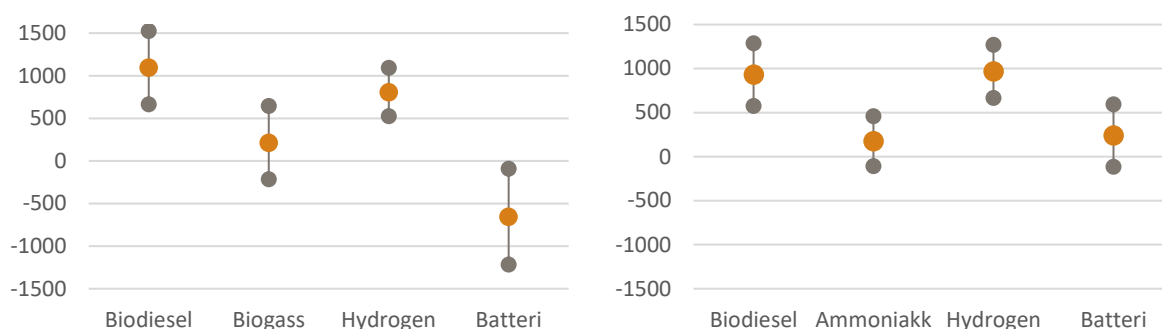
Igjen er en viktig presisering at disse resultatene bare omfatter utslipp innenfor det norske klimagassregnskapet. Spesielt kan biodiesel-alternativet innebære betydelige klimagassutslipp i andre land og i realiteten høyere kostnader per tonn redusert CO₂ enn beregningene viser.

8.3.4. Usikkerhet

Kapittel 7 i Del II diskuterer virkninger av den store usikkerheten rundt framtidige energipriser. Kapittelet vurderer i tillegg hvordan denne usikkerheten kan gi utslag i den bedriftsøkonomiske tiltakskostnaden. Dette har også betydning for den samfunnsøkonomiske kostnaden. Vi vurderer at drivstoffprisen er det største usikkerhetsmomentet som lar seg kvantifisere også for de samfunnsøkonomiske kostnadene. Figur 8.7 gjengir de gjennomsnittlige samfunnsøkonomiske kostnadene per tonn redusert CO₂e fra

Tabell 8.15-Tabell 8.16, og viser hvordan spennet i anslåtte energipriser kan gi utslag i kostnadene. Spennene er noe større for ferger (venstre) enn for hurtigbåter (høyre). Spesielt har usikkerhet i elektrisitetsprisen stor betydning for kostnaden for batterifergene.

Figur 8.7 Gjennomsnittlige samfunnsøkonomiske kostnader for alternativteknologiene med anslått usikkerhet i drivstoffpriser for ferger (venstre) og hurtigbåter (høyre), 2018-kroner per tonn redusert CO₂e



8.4. Andre eksterne virkninger ved tiltakene

Beregningene av de samfunnsøkonomiske kostandene, både for busser og for ferger og hurtigbåter, inkluderer eksterne kostnader der det eksisterer kvantifiserbare anslag på virkninger. I tillegg kommer en del kostnader som ikke er verdsatt og inkludert i beregningene. Vi diskuterer kort grunnlaget for de beregnede virkningene og potensielt andre virkninger her.

8.4.1. Lokale utslipp til luft

Skadekostnader knyttet til utslipp av NO_x, SO_x og avgasspartikler (PM₁₀) er inkludert i beregningene, og anslagene er fra Statens Vegvesen (2018b). Generelt er det stor usikkerhet knyttet til anslagene, og de varierer også avhengig av befolkningstettheten og hvor utslippene skjer, se skadekostnadene for buss (8.2.3) og ferger og hurtigbåter 8.3.3.

Siden de lokale utslippene ved bruk av Euro VI-motor er relativt lave sammenlignet med tidligere Euro-motorer, skadekostnadene begrenset betydning for de samfunnsøkonomiske kostnadene for buss. Selv om det per i dag kun er miljøkrav om Euro V for buss, legger vi til grunn at Euro VI vil innføres relativt raskt (se delkapittel 5.1). Kommuner kan også innføre lavutslippssoner, som dermed indirekte legger føringer for innkjøp (se delkapittel 9.3).

For ferger og hurtigbåter er betydningen av reduksjoner i lokale utslipp til luft større, selv om vi legger til grunn at 93 prosent av de lokale utslippene foregår i områder med lav eller ingen befolkning. Det grunner i at utslippene til luft er store.

8.4.2. Uhellsutslipp i sjø

Det er stor usikkerhet knyttet til de samfunnsøkonomiske kostnadene av utslipp av bunkers i sjø. Vi har basert oss på tilgjengelige anslag (Magnussen m. fl. 2015) som angir nordmenns betalingsvillighet for å unngå utslipp. Siden sannsynligheten for uhellsutslipp er lav og utslipp fra bunkers er relativt beskjedne sammenlignet med tankskip, har denne virkningen liten betydning for skadekostnaden ved bunkersutslipp.

8.4.3. Støy

Motorstøy er lavere for busser på elektrisitet og hydrogen enn for konvensjonelle motorer. Dette gir spesielt utslag ved lave hastigheter i bynære strøk, hvor det påvirker flere enn i mer spredt bebyggelse. Ved høyere hastigheter er friksjonsstøy dominerende, og denne er lik for alle bussteknologiene. Støykostnadene ved lavere

hastigheter er ikke inkludert i beregningene. Dette betyr at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å skifte teknologi til busser på elektrisitet og hydrogen til drift i byer og tettsteder er mulig undervurdert.

Det er også noe forskjell på støy ved de ulike teknologiene for ferger og hurtigbåter. Støypåvirkningen vil være relevant når fartøyene er nær bebyggelse, eksempelvis i byhavner. Dette er anslagsvis 7 prosent av tiden (DNV GL 2015). Studier fra Oslo Havn viser at støypåvirkningen også er lav i havn (Ibenholt m. fl. 2015, s. 59). I tråd med Ibenholt m. fl. (2015) har vi derfor sett bort fra de samfunnsøkonomiske kostnadene ved støy fra båttrafikk.

8.4.4. Naturinngrep

Hydrogen og elektrisitet medfører bygging av infrastruktur for å levere energien. Denne infrastrukturen kan føre til inngrep i natur, og dermed føre til samfunnsøkonomiske kostnader som er eksterne for rederiene. Disse kostnadene er svært stedsspesifikke. Utbygging av infrastruktur vil normalt konsekvensutredes, som inkluderer vurderinger av naturpåvirkninger. Det er derfor sannsynlig at naturinngrep med større samfunnsøkonomiske kostnader vil unngås. Vi legger til grunn at disse kostnadene er internalisert gjennom disse vurderingene.

9. Aktuelle virkemidler

De alternative teknologiene er bedriftsøkonomisk dyrere enn referanseteknologien for både buss og ferge og hurtigbåt. Om bruken av teknologiene skal økes, vil det være nødvendig med virkemidler som utligner kostnadsforskjellene, eller direkte reguleringer med krav i lovverket om bruk/forbud av bruk av teknologier. I dette kapitlet drøftes mulige virkemidler for å stimulere alternativene til dagens referanseteknologier i kollektivtransporten.

9.1. Avgifter

De økonomiske virkemidlene kan deles inn i avgifter og subsidier. For negative eksterne virkninger, som utslipp av klimagasser, vil korrekt satte avgifter gi utslippsreduksjoner til lavest mulig samfunnsøkonomiske kostnader. CO₂-avgiften på drivstoff er et sentralt klimavirkemiddel i klimapolitikken. Avgiften endrer prisforholdene i favør av lav- eller nullutslippsdrivstoff og gir umiddelbare insentiver til mindre bruk av dagens fossile drivstoff (konvensjonell diesel, bensin, MGO og LNG). På lenger sikt gir avgiften insentiver til investeringer i kjøretøy og fartøy basert på lavutslippsteknologier og til teknologiutvikling i retning av klimavennlig transportteknologier.

Utslipp fra transport er ilagt de høyeste satsene for avgift på klimagassutslipp i Norge, med unntak av luftfart og petroleumssektoren. Avgiftsnivået for tunge kjøretøy og innenriks sjøfart (kysttrafikk) på 450 kroner per tonn CO₂ omtales som *den generelle CO₂-avgiften* på mineralolje (herunder autodiesel og bensin). Dersom dette tilsvarer den globale skadekostnaden, betyr det at denne eksterne kostnaden ved transport allerede er internalisert.

9.2. Subsidier

Nedenfor oppsummeres subsidieringsordninger som eksisterer i dag og som vi anser har betydning for innføring av nullutslippsteknologier i kollektivtransporten. Disse virkemidlene ligger dermed inne i referansebanene.

9.2.1. Indirekte subsidier i form av reduserte avgifter

Reduserte avgifter benyttes i mange sammenhenger for å redusere utslippene av CO₂. Dette er i prinsippet *indirekte subsidier*, som er rettet mot alternative energiteknologier og kollektivtransport. Det følgende beskriver eksisterende fritaksordninger.

Fritak veibruksavgift

Biogass, hydrogen, hytan (hydrogenanrikt naturgass) og elektrisitet som benyttes i el- og hybridbiler er unntatt veibruksavgift. Denne avgiften skal dekke de øvrige eksterne kostnader ved miljøskadelige utslipp, helseskader, ulykker og kø, støy i tillegg til veislitasje.

Fritak omregistreringsavgift, engangsavgift og merverdiavgift

Omregistreringsavgiften, engangsavgiften og merverdiavgiften er ikke-bruksavhengige avgifter med unntak eller reduksjoner for å støtte enkeltteknologier som har antatt mindre klimaeffekt enn fossile drivstoff. Fra 2018 er elbiler fritatt fra omregistreringsavgiften. Alle busser (over 6 meter og med mer enn 17 sitteplasser) og el-biler er fritatt for engangsavgift og merverdiavgift (Finansdepartementet 2018). De senere årene er engangsavgiften lagt om fra avgift på effekt og vekt til i større grad å legge avgift på utslipp.

Andre indirekte subsidier til el- og hydrogenbiler

I tillegg til avgiftsfritakene ovenfor, er el- og hydrogenbiler fritatt fra avgifter på de fleste bomstasjoner og flere fergesamband, de har nedsatt parkeringsavgift på offentlige p-plasser i de fleste kommuner, de har halvert firmabilbeskatning, de kan lades kostnadsfritt på offentlig finansierte ladestasjoner og de kan kjøre i kollektivfeltet. Elbiler skal maksimalt betale 50 prosent for ferger, bom og parkering.

Redusert elektrisitetsavgift

Det er redusert sats for levering av elektrisk kraft til bruk om bord i skip i næring.

9.2.2. Direkte støtteordninger

Utover de overnevnte indirekte subsidiene er det en rekke støtteordninger gjennom Enova og Miljødirektoratets Klimasats som stimulerer bruk av alternative teknologier, samt bymiljøavtalene som støtter at veksten i byene skal tas med kollektivtransport.

Bymiljøavtaler, byvekstavtaler og Klimasats

Dette er ordninger som har nullvekst for persontransport med bil som overordnede mål.²⁹ I Nasjonal transportplan 2018-2029 er det satt av vel 66 mrd. kroner til bymiljøavtaler, byvekstavtaler og Belønningsordningen.

Bymiljøavtalene ble introdusert i 2012. Det overordnede målet er nullvekst i persontransport med bil, der veksten i persontransporten i byområdene skal tas med kollektivtransport, sykkel og gange. Målet er lagt til grunn i Nasjonal transportplan. Staten bidrar blant annet til investeringer i kollektivløsninger i de fire største byområdene. Samtidig forventes det at lokale myndigheter fører en målrettet arealpolitikk som bygger opp under investeringene i transportsystemet i tråd med regional eller interkommunal areal- og transportplan. Staten har inngått bymiljøavtaler med Trondheim kommune og Sør-Trøndelag fylkeskommune (2016-2023) og Oslo kommune og Akershus fylkeskommune (2017-2023).

Byvekstavtalene støtter blant annet statlig delfinansiering av store kollektivprosjekter i de fire største byområdene. Staten stiller krav om byutredninger før det blir inngått nye byvekstavtaler.

Klimasats er støtteordning til klimatiltak i kommunene. Ordningen forvaltes av Miljødirektoratet og finansieres gjennom bevilgninger fra Klima- og miljødepartementet. Kommuner, fylkeskommuner og kommunale foretak kan søke om midler. Om lag 60 prosent av bevilgningene er rettet mot utslipp fra vegtransport og reduksjon i bruk av motoriserte kjøretøyer eller økt bruk av ikke-fossile drivstoff (Menon Economics 2018c). Rundt 25 prosent er rettet mot økt bruk av elektrisitet som energikilde, gjennom støtteordningene til ladestasjoner og innkjøp av elvarebiler og elbusser. Samlet sett utgjør støtten til elektrisitet, biogass og hydrogen som energikilder i vegtransport rundt en tredjedel av støtten. Støtte til kollektivtransport og kombinerte prosjekter med sykkel, gange og kollektiv utgjør til sammen rundt 20 prosent.

Støtteordninger gjennom Enova

Noen av ordningene under Enova støtter modne teknologier, mens andre støtter teknologiutvikling, og er mindre relevante som virkemidler for å gjennomføre utslippsreduksjoner på kort sikt.

²⁹ Informasjon om disse ordningene er hentet fra regjeringen.no: <https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/kollektivtransport/belonningsordningen-bymiljoavtaler-og-byvekstavtaler/id2571977/>

Ordningen *Fullskala innovativ energi- og climateknologi i transport* skal øke og framskynde kommersiell bruk av ny og spesielt innovativ teknologi som gir vesentlig reduksjon av klimagassutslipp, effektuttak eller spesifikk energibruk, eller økt produksjon av energi fra fornybare kilder. Ordningen støtter prosjekter som vesentlig forbedrer energi og klimaytelse sammenlignet med eksisterende løsninger, og skal bidra til redusert risiko og til å gjøre prosjektene lønnsomme for investor.

Ordningen *Energiltak i landtransport* gir støtte til nullutslippskjøretøy som elektriske varebiler, lastebiler og anleggsmaskiner, tyngre kjøretøy og anleggsmaskiner som bruker biogass, og hydrogenkjøretøy brukt i nyttetransport. Det kan også gis støtte til effektivisering av eksisterende transportmidler eller logistikk-løsninger. Støtten i 2016 var på 303 mill. kroner. Prosjektene som fikk støtte i 2016 var hovedsakelig knyttet til fergesamband: ladeanlegg og energieffektivisering av kaianlegg.

Støtte til ladeinfrastruktur er rettet mot kommuner, og skal legge til rette for varige markedsendringer innen ladeinfrastruktur og økt kjøp og bruk av elektriske kjøretøy. Det gis støtte til inntil to offentlige hurtigladestasjoner i kommuner der det finnes mindre enn to slike fra før.

Ordningen *Infrastruktur i kommunale og fylkeskommunale transporttjenester* gir økonomisk støtte til investeringer i infrastruktur til elektrifisering av offentlige transporttjenester, der kommunen eller fylkeskommunen er kjøper av transporttjenestene. Støtte gis til *ladeanlegg for ferger, passasjerbåter og tunge kjøretøy*. Ordningen gjelder investeringer i ladeinfrastruktur, dvs. komponenter som er nødvendige for å ta i bruk rene batterielektriske eller ladbare batterihybride løsninger, og er knyttet til nettoppgraderinger, batteribuffer på land, ladeløsninger, automatiske fortløynings-systemer og andre nødvendige kaioppgraderinger. Bevilgningene i 2016 var på 16 mill. kroner og gitt til 40 elektriske busser som skal settes inn i transport fra 2019. Støttebeløp hittil gitt tilsagn på for fergesektoren utgjør over 550 mill. kroner.

Enova gir støtte til havneiere og andre aktører som ønsker å etablere *landstrømanlegg i norske havner*. Bruk av landstrøm bidrar til reduserte utslipp av CO₂ når skip ligger ved kai. Økt tilgjengelighet til landstrøm i norske havner vil bidra til at fartøy bygges eller tilpasses slik at de er tilrettelagt for tilkobling og erstatte energi som normalt produseres ved hjelp av dieseldrevne hjelpemotorer. Støttebeløpet i 2016 var på 220 mill. kroner (Menon Economics 2018a).

Ordningen *Energiltak i skip* er rettet mot offentlige eller private aktører som vil effektivisere egen fartøyflåte. Formålet er at energi- og klimaeffektive løsninger tas i bruk hurtigere og i større omfang enn de ellers ville blitt. Bevilgningene var på 28 mill. kroner i 2016. De fleste prosjektene dreier seg om energieffektivisering og batterihybridisering, som reduserer utslipp fra skipene gjennom redusert bruk av fossil energi. Noen av prosjektene dreier seg om nybygg av skip. Enova stiller som krav teknologien som benyttes ikke skal ha vært tatt i bruk i Norge i fullskala før, i alle fall ikke i det aktuelle segmentet.

9.3. Reguleringer

Reguleringer kan være forbud rettet mot bruk av fossile drivstoff/drivstoffteknologier, eller påbud, rettet mot bruk av lavkarbonholdige drivstoff/drivstoffteknologier.

Omsetningskravet for biodrivstoff til veitransport innebærer at selgere av drivstoff i 2018 må sørge for at ti prosent av drivstoffet de omsetter er biodrivstoff. I tillegg kreves det at 3,5 prosentpoeng av disse skal utgjøre avansert biodrivstoff. Siden avansert biodrivstoff telles dobbelt i klimagassregnskapet, er sistnevnte krav i realiteten 1,75 prosentpoeng. Dersom vi ikke skiller er ikke mellom konvensjonelt eller avansert biodrivstoff er

omsetningskravene i realiteten et krav om 8,25 prosent innblanding i omsatt drivstoff. Kravet er sentralt for å øke bruken av biodrivstoff.

Forskrift om energi- og miljøkrav ved anskaffelse av kjøretøy til veitransport angir miljøkrav ved anskaffelse av personbil, varebil, lastebil og buss. Endringen 1. januar 2018 satt krav om Euro V-motor for buss.

Norske kommuner kan også innføre lavutslippssoner, hvor kjøretøy som ikke følger satte krav må betale et gebyr for å kjøre i geografisk avgrensede områder.³⁰ Oslo kommune har et forslag til en slik sone ute på høring, hvor tunge kjøretøy (buss og lastebil) som ikke har Euro VI-motor må betale gebyr.³¹

Det er ingen direkte forbud mot bruk av fossile drivstoff, men parkeringsreguleringer kan i praksis innebære forbud mot parkering på nye områder, og bidrar å redusere bruk av private kjøretøy med forbrenningsmotor i byer. Parkeringsforskriften pålegger også at det tilbys lademuligheter på parkeringsplasser som et virkemiddel som fremmer utbygging av ladestasjoner.

9.4. Vurdering av virkemidler

Som forklart ovenfor, er klimakostnadene fra transport, så langt en kan anslå dem, allerede internalisert gjennom CO₂-avgiften på drivstoff. I dette prosjektet er fokus hvordan en kan oppnå nullutslipp i kollektivtransport. Da ser en bort fra hensynet til kostnadseffektivitet i klimapolitikken, og betrakter nullutslipp som selve målet. Gitt dette målet, er spørsmålet hvordan nullutslipp kan oppnås til lavest mulig samfunnsøkonomiske kostnader.

Svaret er at en bør ta utgangspunkt i teknologiene med de laveste samfunnsøkonomiske kostnadene. Som anslått i kapittel 8 (gjengitt i tabell under), har biodiesel uten bærekraftkrav de laveste samfunnsøkonomiske kostnadene av alternativene for busstransport i dag og i de neste ti årene. Dette er altså gitt at en ikke tar hensyn til virkningene for utslipp ved produksjon av biodiesel i Norge og i andre land. Mellom 2025 og 2030 vil elbusser ta over med de laveste samfunnsøkonomiske kostnadene, der nettoytten per tonn redusert CO₂ blir positiv utover selve klimaeffekten, som følge av antatt reduserte kapital- og ladekostnader. For ferger vil elektrifisering ha lavest samfunnsøkonomiske kostnader over perioden som helhet, mens for hurtigbåter kommer ammoniakk best ut.

(Tabell 8.8) Samfunnsøkonomiske kostnader, 2018-kroner per tonn redusert CO₂ (tettsteder)

	Teknologi	2016	2020	2025	2030
B for A	Avansert biodiesel	887	879	861	847
C for A	Biodiesel uten bærekraftkrav	107	99	81	67
D for A	Biogass	1 767	1 737	1 671	1 616
E for A	Elbuss	4 010	3 492	598	<0
F for A	Hydrogen	14 441	10 998	5 278	3 079

³⁰ www.vegvesen.no/om+statens+vegvesen/presse/Pressemeldingsarkiv/Vegdirektoratet/regelverk-for-lavutslippssoner [16.09.18].

³¹ www.oslo.kommune.no/politikk-og-administrasjon/etater-og-foretak/bymiljoetaten/kunngjoringer/horing-av-lokal-forskrift-om-lavutslippssone-for-tunge-biler-i-oslo-kommune-article83707.html#gref [16.09.18].

(

Tabell 8.15 og Tabell 8.16) Samfunnsøkonomiske kostnader for skifte av teknologi, gjennomsnitt, 2018-kroner per tonn redusert CO₂e

	Fergeflåten	Hurtigbåtflåten
Biodiesel	1 095	933
Biogass	214	
Hydrogen	808	969
Batteri	<0	240
Ammoniakk		176

For å innfase de nye teknologiene, må de bedriftsøkonomiske merkostnadene nullet ut, enten ved at alternative transportteknologier blir dyrere, de aktuelle teknologiene subsidieres, eller gjennom reguleringer.

For eksempel, om en velger å øke innslaget av avansert biodiesel til 100 prosent (alternativ B) ved økonomisk støtte, må støtten (minst) tilsvare de bedriftsøkonomiske merkostnadene ved å gå over fra referanseteknologien til den aktuelle teknologien. De bedriftsøkonomiske kostnadene ligger 0,8 kroner (8 prosent) over referansealternativet for avansert biodiesel over hele perioden. Det betyr at det ifølge beregningene er nødvendig med en økonomisk støtte tilsvarende 0,8 kr/km, om subsidier skal benyttes, se Tabell 9.1. Tabellen viser forskjellen i bedriftsøkonomiske kostnader for bussteknologiene i kroner per kilometer og i prosent, sammenlignet med referansealternativet, og hvilken støtte som er nødvendig for å utløse alternativene.

Et alternativ er å øke krav om innblanding fra 10 til 100 prosent avansert fornybart biodrivstoff, eller påbud om å bruke de alternative teknologiene, og forbud av konvensjonelt drivstoff. Da veltes hele kostnaden over på operatøren, som i sin tur må øke billett-kostnadene. Dette vil i sin tur gi en viss lekkasje til andre transportformer, herunder privatbiler, noe som gir en viss motsvarende økning i utslippene av CO₂ og annen forurensning. (Slike likevektseffekter er ikke hensyntatt i beregningene.)

Tabell 9.1 Anslått differanse bedriftsøkonomiske kostnader for ulike driftsløsninger for buss, kroner per km og prosent

	Teknologi	2016		2020		2025		2030	
B for A	Avansert biodiesel	0,8	(8%)	0,8	(8%)	0,8	(8%)	0,8	(8%)
C for A	Biodiesel uten bærekraftkrav	0,0	(0%)	0,0	(0%)	0,0	(0%)	0,0	(0%)
D for A	Biogass	1,4	(13%)	1,4	(13%)	1,4	(13%)	1,4	(13%)
E for A	Elbuss	3,7	(36%)	3,2	(31%)	0,3	(3%)	-0,8	(-8%)
F for A	Hydrogen	14,4	(138%)	10,9	(105%)	5,1	(49%)	2,9	(28%)

Kildegrunnlag: Tabell 3.1-Tabell 3.4

I avsnittene under drøfter vi kort virkemidler for hver enkelt teknologi, sett bort fra samfunnsøkonomisk effektivitet.

9.4.1. Nullutslipp busstransport

Avansert biodiesel (B)

Økt innslag av avansert biodiesel kan grovt sett utløses ved å øke andelen påbudt innblanding eller ved subsidier. De bedriftsøkonomiske kostnadene anslås til å ligge 0,8 kroner (8 prosent) over referansealternativet for avansert biodiesel over hele perioden. Om subsidier skal benyttes, vil det ifølge anslagene være nødvendig med en økonomisk støtte tilsvarende 0,8 kr/km.

Alternativet er å øke kravet om innblanding av avansert biodrivstoff fra 3,5 til 100 prosent, og dermed forby konvensjonelt drivstoff. Da veltes hele kostnaden over på operatøren, som i sin tur må øke billettkostnadene. Dette kan gi lekkasje til andre transportformer, her under privatbiler, noe som gir en viss motsvarende økning i utslippene av CO₂ og annen forurensning.

Biodiesel uten bærekraftkrav (C)

Alternativet tilsvarer teknologi uten påbudt innblanding av biodrivstoff. Det aktuelle virkemidlet er å forby konvensjonelt drivstoff og samtidig fjerne kravet om avansert biodiesel. Prisinsentiver kan også være aktuelle, om ikke alternativet er fullt ut konkurransedyktig med konvensjonell diesel. Dette vil være aktuelt dersom det globale klimaregnskapet er negativt ved innblanding av importert første generasjons biodiesel, se 10.3.

Biogass (D)

Kostnadene ved biogass anslås til å ligge 13 prosent over referansealternativet, og det vil være nødvendig med subsidier eller påbud for å øke bruken, både i dag og fram mot 2030.

Elbuss (E)

For elbusser er det forventet at kostnadene knyttet til kapitalutstyr og ladestasjoner vil reduseres tilstrekkelig til at elektrisitet vil bli det foretrukne alternativet for operatørene på sikt. Da vil markedet fase inn elbusser uten behov for særskilte virkemidler. Om det er en målsetting å fase inn elbusser tidligere, vil det være behov for ytterligere offentlig økonomisk støtte til innkjøp av kjøretøy eller etablering av ladestasjoner, evt. i kombinasjon av forbud av konvensjonelle drivstoff.

Hydrogen (F)

Med dagens offentlige tilskudd selges hydrogen til en pris tilsvarende kostnadene for standard norsk autodiesel. De privatøkonomiske kostnadene ved utvidelse av bruken anslås likevel å være over dobbelt så høye som konvensjonell diesel i dag. Alternativet vil derfor kreve et høyt støttenivå for å kunne ta en større del av markedet. Det er betydelige oppstartskostnader knyttet til infrastrukturbygging for at hydrogen skal bli lønnsomt i drift.

9.4.2. Nullutslipp ferger og hurtigbåter

I referansetilstanden til ferger og hurtigbåter går de aller fleste fartøy på MGO, samt enkelte på LNG. Tabell 9.2 viser de bedriftsøkonomiske tiltakskostnadene for gjennomsnittet av alle fergesamband over hele analyseperioden.

Tabell 9.2 Tiltakskostnader for tiltak på fergesamband og hurtigbåter i analyseperioden 2016-2030, gjennomsnitt alle samband, kroner per tonn CO₂e

	Fergeflåten	Hurtigbåtflåten
Batteri	199	1072
Biodiesel	1054	893
Biogass	994	
Hydrogen	1538	1744
Ammoniakk		864

Kilde: Tabell 7.1 og Tabell 7.4

Elektrifisering / batteri

Elektrifisering av ferger og hurtigbåter er i dag i stor grad avhengig av Enova-ordningen *Infrastruktur i kommunale og fylkeskommunale transporttjenester*, som er nevnt under 9.2.2. Det gis inntil 40 prosent støtte til investeringer i infrastruktur (ladestasjoner, batteribank, teknisk utstyr for å kople opp mot høgspenningsnett) i tillegg til anleggsbidrag for utvidelse av nett. Elektrifisering støttes også gjennom NOx-fondet, som dekker inntil 80 prosent av merkostnadene om bord på fartøyene, det vil si investeringer i batterisystem, el-system og maskiner ombord på båtene.

Det er også redusert sats for levering av elektrisk kraft til bruk om bord i skip i næring.

Elektrifisering ansees som den foretrukne løsningen så lenge det er teknisk-økonomisk gjennomførbart. Videre økning i innslaget av elektrifisering vil fortsatt være avhengig av subsidier, enten som direkte støtte til investeringer i infrastruktur og ombygging av båtene, eller gjennom direkte støtte til el-forbruk.

Ofte vil effektbehovene – og dermed kostnadene for nettoppgradering – ved kai kunne reduseres om rutetabeller endres for å gi rom for økt liggetid ved kai. Dette kan medføre økte tidskostnader for kundene.

Biodiesel / HVO

Det er ingen tekniske barrierer mot bruk av HVO. Egenskapene til HVO er relativt like MGO, og det er ikke vesentlige tekniske utfordringer ved overgang mellom disse drivstofftypene. Prisene på HVO er imidlertid høyere, og det er generelt stor prisusikkerhet ulike steder i landet. For å få HVO inn i markedet, må prisen være konkurransedyktig med diesel (MGO).

Aktuelle virkemidler kan være reguleringer / krav om innblanding på samme måten som for biodrivstoff, eller direkte prissubsidier til HVO.

Biogass / LBG

Det er forventet at elektrifisering vil være det foretrukne alternativet framover, og at det ikke kommer flere ferger på LNG. LBG anses som mer miljøvennlig enn LNG, og de to alternativene kan teknisk brukes om hverandre. På grunn av elektriske fartøys begrensede rekkevidde, vil det være behov for alternativer, enten som hybride teknologier eller annet drivstoff, der LBG kan være en løsning.

Aktuelle virkemidler vil være reguleringer / krav om innblanding eller prisstøtte (subsidier), på samme måten som for biodrivstoff.

Hydrogen

Bruk av hydrogen som drivstoff på skip er fortsatt på utviklingsstadiet, og teknologien er ikke moden for drift. Barrierer for å ta i bruk hydrogen som drivstoff på skip er sikkerhetsutfordringer relatert til lagring og håndtering av hydrogen, lav tilgjengelighet på drivstoffet, høye investeringskostnader og usikkerhet rundt operasjonelle kostnader. Det er også mangler i dagens regelverk for maritim bruk av hydrogen. Brenselceller er et relativt dyrt alternativ sammenlignet med konvensjonell fremdriftsteknologi, på grunn av høyere investeringskostnader og operasjonskostnader (høyere drivstoffpris, lagringskostnad og nødvendig vedlikehold).

Det antas at teknologier for hydrogendrift av ferger og hurtigbåter er modne og kan innføres i stor skala fra 2023.

Aktuelle virkemidler kan være kombinasjoner av subsidier til hydrogenprosjekter for bruk av hydrogen, subsidier til produsenter, og reguleringer/påbud i form av kontraktsfestet teknologi.

Ammoniakk

Ammoniakk som drivstoff er ikke i bruk i dag. Teknologien kan brukes i forbrenningsmotorer tilsvarende LNG, og på sikt som brenselcelle for hydrogen. Kostnadene er høye, og bruk av ammoniakk som drivstoff umodent. Markedet er helt i oppstarten som maritimt drivstoff, og det kan være aktuelt med subsidier til både pilotering og produksjon.

10. Målkonflikter

Dette kapitlet vurderer målkonflikter ved virkemidler for innføring av nullutslippsteknologier i kollektivtransporten. Først diskuterer vi overordnet virkemiddelbruk og manglende effektivitet ved dobbel virkemiddelbruk, deretter diskuterer vi fordelingseffekter knyttet til hvem som betaler kostnadene og til slutt i hvilken grad tiltak med betydning for nasjonalt klimaregnskap samsvarer med global klimapåvirkning.

10.1. Dobbelt virkemiddelbruk

Virkemidler som innebærer at marginalkostnaden ved utslipp fanges opp i markedsprisene bidrar til at den nasjonale målsettingen oppnås til lavest mulig kostnader. Prising av utslipp favoriserer heller ikke enkeltteknologier, men gir insentiver til generell utvikling av mindre utslippsintensive løsninger, også nye, ukjente teknologier. Marginalkostnaden for reduksjoner i utslipp av CO₂ ligger på 500 kroner per tonn (Finansdepartementet 2018) som følge av CO₂-avgiften, før særskilte virkemidler rettet mot nullutslipp i kollektivtransporten regnes med.

De samfunnsøkonomiske kostnadene som er anslått i kapittel 8.2.3 og 8.3.3 kommer i tillegg til tiltakskostnadene som allerede er rettet mot utslipp fra transport i form av CO₂-avgiften, påbudt innblanding av biodiesel og støtteordninger. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved de av Enovas støtteordninger nevnt i 9.2.2 er anslått til 600-1200 kroner per tonn CO₂ (Menon 2018a). Flere virkemidler på toppen av hverandre øker de samfunnsøkonomiske kostnadene ved reduksjoner i utslippene og kompliserer anslagene over samlede kostnader av virkemidlene sett under ett. Det er imidlertid ikke opplagt at CO₂-avgiften er satt på et riktig nivå for de globale skadekostnadene ved utslipp. Det begrunner imidlertid justeringer av avgiften, ikke flere virkemidler.

Det kan også være andre typer markedssvikt som begrunner virkemidler i tillegg til CO₂-avgiften, som nettverkseffekter, teknologiutvikling, manglende informasjon, nåtidsskjevhet og (andre) markedssvikter i de ulike fasene av innovasjonskjeden. For eksempel er nettverkseffekter en relevant grunn til å støtte etablering av ladestasjoner. Støtte rettet mot teknologiutvikling på ulike nivå kan bidra til å løse ulike typer markedssvikt knyttet til teknologiutvikling. Innenfor både land- og sjøtransport gis det støtte til både demonstrasjon av teknologier, til pilotering og testing under reelle driftsbetingelser, og støtte til å ta teknologiene i bruk.

Doble virkemidler kan tilsløre sammenhengen mellom virkemidler og mål, og totaleffekten av den samlede politikken blir uklar. Virkemidlene kan motvirke hverandre eller innebære at ett eller flere av virkemidlene svekkes. Bruken av flere virkemidler bør derfor unngås med mindre det foreligger særskilte grunner. I stedet bør en styrke virkemidlene mot markedssvikt i teknologiutvikling og nettverkseffekter som ikke allerede er dekket av CO₂-avgiften eller andre virkemidler.

10.2. Fordelingseffekter ved finansiering

Virkemidlene som velges vil ha betydning for hvem som dekker de samfunnsøkonomiske merkostnadene ved innføring av nullutslipps- teknologiene. Valg av virkemiddel er både et spørsmål om effektivitet, som drøftet ovenfor, og et spørsmål om fordeling.

Generelt vil subsidier og offentlig støtte dekkes av fellesskapet (høyere skatter eller omdisponering av offentlige budsjetter). Støtteordninger medfører også forvaltningskostnader som i mange tilfeller er vesentlige i forhold til støttebeløpet (anslått til 3,3 prosent av norske støtteordninger i klimapolitikken, Menon 2018b).

Kostnadene ved reguleringer og avgifter belastes de som forårsaker utslippene mer direkte (forurensere betaler-prinsippet). CO₂-avgiften treffer alle brukere av fossile drivstoff. Ved påbud av innblanding av biodrivstoff veltes kostnadene over på operatørene og i neste ledd brukerne av kollektivtransport.

10.3. Norsk klimaregnskap versus global påvirkning

I dette oppdraget tar vi utgangspunkt i klimagassutslipp som regnes med i Norges klimagassregnskap. I samsvar med klimagassregnskapet ser vi bort fra alle eventuelle utslipp av CO₂-e ved drift av elektriske-, biodrivstoff-, ammoniakk- og hydrogenbaserte kjøretøy og fartøy. Det betyr at vi ser bort fra positive og negative effekter på utslipp av klimagasser knyttet til produksjon av energi og kapitalutstyr, og drift av disse teknologiene, både i Norge og i andre land.

Teknologiene kan i tillegg i hovedsak føre til endrede klimagassutslipp gjennom (i) utslipp ved produksjon av biodrivstoff, (ii) produksjon av kjøretøy og fartøy og (iii) økning i fossilt basert elektrisitetsproduksjon. Det følgende diskuterer disse tre potensielle påvirkningene.

10.3.1. Biodrivstoff

Utslipp av klimagasser knyttet til bruk av biodrivstoff føres ikke i norsk klimaklimaregnskap. Implisitt legges det til grunn at utslippene fra (norsk) forbrenning motsvares av klimagassopptak ved tilvekst av ny biomasse, og at utslippene fra produksjon reguleres i de landene som produserer biodrivstoff.

De senere årene er det dokumentert at hogst av skog for å lage bioenergi innebærer netto tilførsel av CO₂ til atmosfæren i lang tid fremover (Searchinger m. fl. 2018). Dette er uavhengig av kilden til bioenergien, og omfatter dermed også hogst av skog i Norge. Det er spesielt kontroversielt at importert biodrivstoff er produsert av biologisk materiale dyrket på arealer som tidligere var skog. Palmeolje utgjør nesten halvparten råstoffene som brukes til biodrivstoff i Norge.³² Produksjon av palmeolje er arealkrevende, og har bidratt til avskoging av regnskog og ødeleggelse av naturområder. Det er derfor et åpent spørsmål om satsingen på biodrivstoff heller bidrar til økte globale utslipp, som påpekt i Holtmark (2017), fremfor å bidra til reduksjoner.

De potensielt store klimagassutslippene som følge av produksjon av biodrivstoff fanges ikke opp i det norske klimaklimaregnskapet og dermed ikke i beregningene i denne rapporten. Dette betyr at det er betydelig usikkerhet rundt den globale klimapåvirkningen av teknologiene som benytter biodiesel. Disse beregningene må derfor spesielt tolkes med forsiktighet.

10.3.2. Produksjon av kjøretøy og fartøy

Beregningene i denne rapporten inkluderer virkninger ved *drift* av alternative teknologier, og omfatter ikke klimagassutslipp og andre eksterne virkninger ved *produksjon* av kjøretøyene og fartøyene. De samfunnsøkonomiske kostnadene er undervurdert dersom de alternative teknologiene har større utslipp og annen påvirkning ved produksjon enn referansealternativet. Dette er spesielt relevant for produksjon av batteri, men kan også være relevant for annet materiell. Dersom produksjonen foregår i Norge, vil kostnadene fanges opp i andre deler av klimaregnskapet. Når produksjonen foregår i andre land er det viktig å være klar over de mulige ekstra utslippene ved skifte av teknologi.

³² [http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/2018/Mai-2018/Bruk-av-biodrivstoff-fortsetter-a-oke/\[16.09.18\]](http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/2018/Mai-2018/Bruk-av-biodrivstoff-fortsetter-a-oke/[16.09.18]).

10.3.3. Elektrisitet

I klimaregnskapet legges til grunn at bruk av elektrisitet ikke fører til utslipp av klimagasser. 98 prosent av elektrisitetsproduksjonen i Norge grunner i fornybare kilder.³³ Samtidig er Norge en del av et internasjonalt kraftmarked, som også inkluderer substansielle andeler ikke-fornybar energi. NVEs varedeklarasjon for 2017 viser at den *teoretiske* energimiksen i Norge består av 16 prosent fornybar energi, 27 prosent kjernekraft og 57 prosent fossil energi. Elektrisitetsproduksjonen både i Norge og andre land i Europa inngår i kvotemarkedet EU-ETS. I praksis har vi lagt til grunn at økt etterspørsel etter elektrisitet ikke vil påvirke kvotetaket. Imidlertid vil større økninger i etterspørselen etter elektrisitet i transportsektoren øke presset på produksjonen av elektrisk kraft og de miljømessige konsekvenser det medfører.

³³ www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/fornybar-energiproduksjon-i-norge/id2343462/ [16.09.18].

Referanseliste

- Avfall Norge. 2017. Biogass – verdifullt, effektivt og klimanøytralt. Nyhetsbrev av Kine Martinussen, 18. mai 2017.
- Ballard. 2017. Fuel cell electric buses for sustainable urban mobility.
- Bloomberg 2018. Electric buses in cities. Driving towards cleaner air and lower CO2. Bloomberg, New Energy Finance. Bloomberg report of 29. March 2018.
- Bloomberg news. 2018. Electric buses will take over half the world fleet by 2025. Newspaper article by M. Chediak, 6. February 2018.
- Börjesson, P., Lundgren, J., Ahlgren, S. och Nyström, I. 2016
Dagens och framtidens hållbara biodrivmedel – i sammandrag. F3 rapport 2016:03.CHICK. 2017. Clean Hydrogen in European Cities. Deliverable 5.3. Final report. 28. February 2017.
- DNV GL. 2014. Sammenstilling av grunnlagsdata om dagen skipstrafikk og drivstofforbruk. DNV GL-Rapport, nr. 1667.
- DNV GL. 2015. Vurdering av tiltak og virkemidler for mer miljøvennlige drivstoff i skipsfartsnæringen. DNV GL-Rapport, nr. 0086.
- DNV GL. 2016. Muligheter og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruters båtsamband. DNV GL-Rapport, nr. 1276.
- DNV GL. 2017. EMSA Study on the use of Fuel Cells in Shipping. Hentet August 2018 fra <http://www.emsa.europa.eu/news-a-press-centre/external-news/item/2921-emsa-study-on-the-use-of-fuel-cells-in-shipping.html>.
- DNV GL. 2018a. Analyse av fylkeskommunale klimagassutslipp fra ferjer og hurtigbåter. DNV GL-Rapport, nr. 0073.
- DNV GL. 2018b. Analyse av tiltak for reduksjon av klimagassutslipp fra innenriks skipstrafikk. DNV GL-Rapport, nr. 0181.
- DNV GL. 2018c. Maritime Forecast 2050 - Energy Transition Outlook 2018.
- DNV GL 2018d. Utredning av omsetningskrav for biodrivstoff i skipsfarten. DNV GL-Rapport, nr. 0643.
- ETIP Bioenergy. 2018. Sustainable Feedstock for Advanced Biofuels and Intermediate Bioenergy Carriers Production in Europe. Hentet August 2018 fra www.etipbioenergy.eu/?option=com_content&view=article&id=255.
- Eudy, L. and Post, M. 2017. Fuel cell buses in U. S. transit fleets: Current status 2017. National Renewable Energy Laboratory. Technical report NREL/TP-5400-70075.
- Finansdepartementet. 2014. Rundskriv R: Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv. Oslo: Finansdepartementet.
- Finansdepartementet. 2018. Skatter, avgifter og toll 2019, Prop. 1 LS.
- Frontiers in Energy Research. 2014. Ammonia as a sustainable fuel for fuel cells. Hentet August 2018 fra Ammonia as a suitable fuel for fuel cells: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2014.00035/full>.
- Fridstrøm og Østli. 2016. Kjøretøyparkens utvikling og klimagassutslipp. Framskrivninger med modellen BIG; TØI rapport 1518/2016
- Fuel Cell Buses.2018. White paper, Ballard, NEL, Hydrogen Valley. An attractive Value Proposition for Zero-Emission Buses in Scandinavia - 2nd Edition.
- Global Agricultural Information Network (GAIN). 2016. EU Biofuels Annual 2016. GAIN report NL6021.
- Hagman, R. 2016. Busser, Euro VI og avgassutslipp. Status 2016/2017. TØI-rapport, nr. 1540.

- Hagman, R, Amundsen, A.H., Ranta, M. & Nylund, N.-O. 2017. Klima- og miljøvennlig transport frem mot 2025
Vurderinger av mulige teknologiske løsninger. TØI-rapport, nr. 1571.
- Hellenic Shipping News. 2017. The Maritime Industry Begins Assessment of Ammonia as a Fuel. Hentet fra
Hellenic Shipping News: <https://www.hellenicshippingnews.com/the-maritime-industry-begins-assessment-of-ammonia-as-a-fuel/>.
- Holtmark, B. 2017. Utslipp av CO2 som følge av budsjettavtalen for 2017. En sammenligning med
Miljødirektoratets beregninger, Statistisk sentralbyrå, Documents 18.
- Ibenholt, K., Magnussen, K., Navrud, S. & Skjelvik, J.M. 2015. Marginale eksterne kostnader ved enkelte
miljøpåvirkninger. Vista-rapport, nr. 19.
- IEA. 2013. Alternative Fuels for Marine Applications (Annex 41). Hentet August 2018 fra http://www.iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF_Annex_41.pdf.
- IEA. 2017. Renewable Energy for Industry - From green energy to green materials and fuels. Hentet August
2018 fra
https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Renewable_Energy_for_Industry.pdf.
- International Transport Forum; OECD. 2018. Decarbonising Maritime Transport - Pathways to zero-carbon
shipping by 2035. Hentet August 2018 fra <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/decarbonising-maritime-transport.pdf>.
- Lloyd's Register; UMAS. 2017. Zero-Emission Vessels 2030. How do we get there? Hentet Juli 2018 fra
info.lr.org/zev2030.
- LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi. 2015. Potensialstudie - Energieffektiv og klimavennlig fergedrift
(Dok.nr.: 349008-R-001). Hentet August 2018 fra
https://www.vegvesen.no/_attachment/1159842/binary/1086353?fast_title=SVV+rapport+473+Energieffektiv+og+klimavennlig+ferjedrift.pdf
- LMG Marin; CMR Prototech; Norsk Energi. 2016. Potensialstudie - Energieffektiv og klimavennlig
passasjerbåtdrift (Dok.nr.: 359012-R-001). Hentet August 2018 fra <http://biogassoslofjord.no/wp-content/uploads/2016/05/POTENSIALSTUDIE-ENERGIEFFEKTIV-OG-KLIMAVENNIG-PASSASJERB%C3%85TDRIFT.pdf>
- Magnussen, K., Ibenholt, K. Skjelvik, J.M., Lindhjem, H., Pedersen, S., m. fl. 2015. Marginale eksterne kostnader
ved transport av gods på sjø og bane. Vista-rapport, nr. 54.
- Melby, A. M., Aasheim, K. & Brenna, K. A. 2017. Bærekraftig biodrivstoff. ZERO rapport 2017.
- Miljødirektoratet. 2013. Biogass reduserer klimautslipp. Nyhetsbrev av 10 april 2013.
- Miljødirektoratet. 2018. Metodikk for tiltaksanalyser. Miljødirektoratet-Rapport, no. 1084.
- NEL. 2018. Hydrogen infrastructure and how to implement fuel cell bus fueling in the Nordic cities?
Presentasjon av Jon André Løkke, FCBOsLO18, Oslo -April 17th, 2018
- NH3 Fuel Association. 2018. The Logical Path Forward. Hentet fra <https://nh3fuelassociation.org/comparisons/>.
- NOx-fondet. 2017. Årsrapport 2017: Rapport om oppfyllelse av reduksjonsforpliktelsen for 2017 i henhold til
Miljøavtalen om NOx 2011-2017. Oslo: Næringslivets NOx-fond.
- Menon. 2018a. Samfunnsøkonomisk analyse av miljø- krav til fartøy i Verdensarvfjordene. Menon-publikasjon,
nr. 3.
- Menon. 2018b. Områdegjennomgang av støtteordninger i klimapolitikken, Menon rapport 1, forfattere: A.
Bruvoll, K. Midttømme, B. Tennbakk, S. Fjose, K. Høiseth-Gilje, A. Myklebust, K. E. Rosendahl, S. Skjeflo, R.
Sjoner Syrstad og O. M. Stokke.
- Menon 2018c. Evaluering av Klimasats, Menon rapport 23, forfattere: A. Bruvoll, K. Høiseth-Gilje, C. Grorud og
S. Pedersen.
- Menon, DNV GL og TØI. 2018. Fylkeskommunenes klimagassutslipp fra lokale ruter, Menon rapport 22,
forfattere: M. Sandmyr Eide, Ø. Endresen, R. Hagman, A. Mjelde, S. Pedersen og J. Aarhaug.

Ruter. 2017. Hydrogenbussprosjektet som del av CHIC. Sluttrapport. 24. august 2017.

Ruter. 2018. 70 nye batterielektriske busser til Oslo neste år. Pressemelding av 12. april 2018.

Searchinger, T.D, Beringer, T., Holtsmark, B., Kammen, D.M., Lambin, E.F., m.fl. 2018. Europe's renewable energy directive poised to harm global forests. Nature Communications. 9: 3741.

Standen, E. 2018. Presentation FCBOSLO18, A commercially competitive zero emission bus solution?

Statens Vegvesen. 2018a. Ferjedatabanken. Hentet fra <http://fdb.triona.no/>.

Statens Vegvesen. 2018b. Håndbok V712 - Konsekvensanalyser.

Sund Energy. 2017. Muligheter og barrierer for økt bruk av biogass til transport i Norge. Hentet Juni 2018 fra <http://presse.enova.no/documents/muligheter-og-barrierer-for-oekt-bruk-av-biogass-til-transport-i-norge-69550>.

Teknisk Ukeblad. 2015. De blir verdens tre første på kun biodrivstoff. Hentet september 2018 fra <http://www.tu.no/artikler/de-blir-verdens-tre-forste-ferger-pa-kun-biodrivstoff/275609>

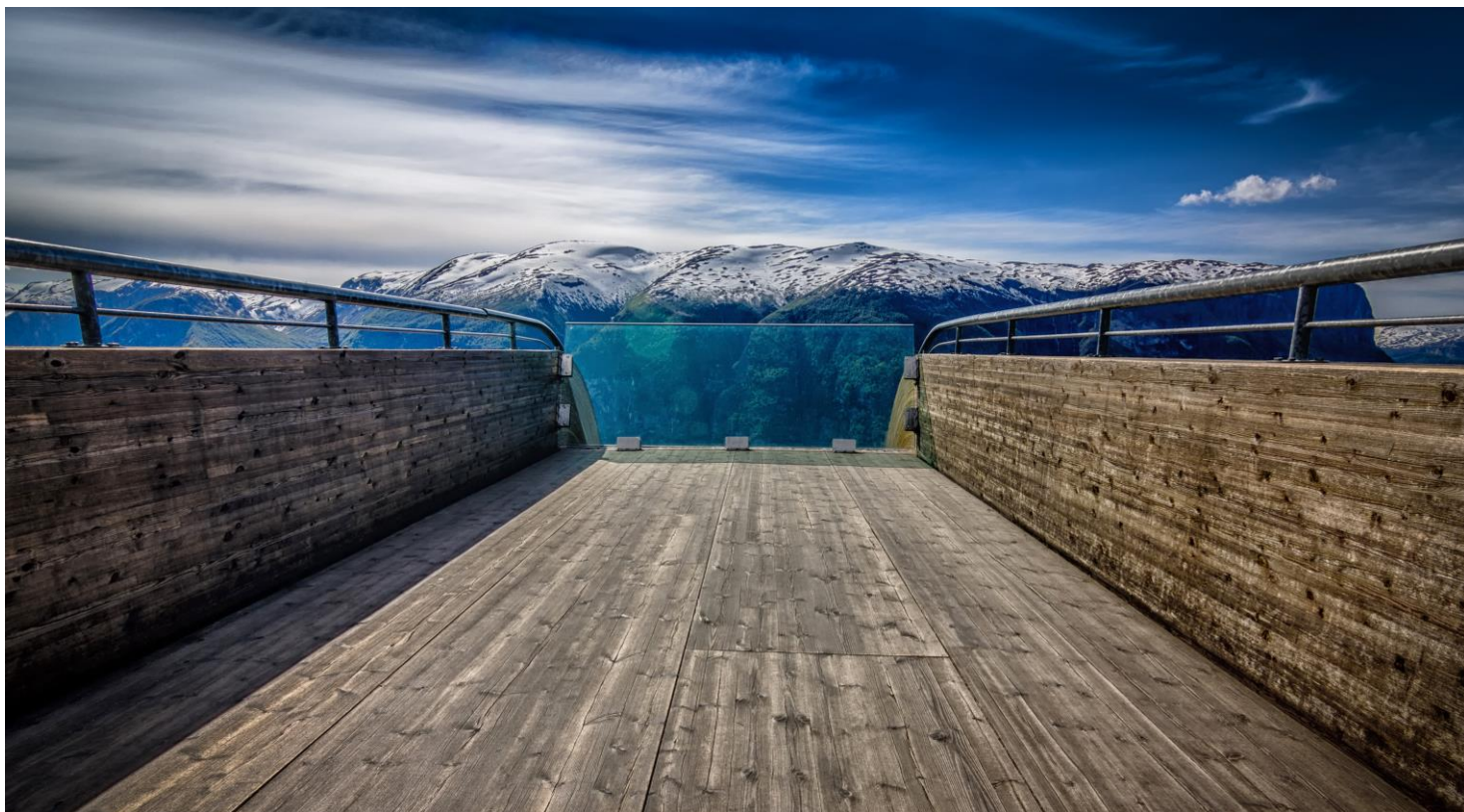
Versa Power Systems. 2006. Co-production of Electricity and Hydrogen Using NH3-Fueled SFOC Systems (Ammonia Fuel Conference 2006 Golden, CO). Hentet August 2018 fra <https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2012/05/versapower.pdf>.

VTT. 2017. LIPASTO unit emissions -database. Esbo: VTT Technical Research Centre of Finland Ltd.

Weber, C. & Amundsen, A.H. 2016. Fornybare drivstoffer – Fornybar diesel: HVO. TØI-rapport, nr. 1475.

VTT 2015. VTT report R-00752-15. How to Reach 40% Reduction in Carbon Dioxide Emissions from Road Transport by 2030: Propulsion Options and their Impacts on the Economy.

ZeEUS. 2016. An overview of electric buses in Europe. ZeEUS eBus report.



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter.

Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked.

Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside www.menon.no.

+47 909 90 102 | post@menon.no | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | menon.no