
RAPPORT

Energikonsept Fjordbyen

OPPDRAAGSGIVER

Eidos Eiendomsutvikling AS

EMNE

Energikonsept Fjordbyen

DATO / REVISJON: 11. november 2022 / 03

DOKUMENTKODE: 10208614-05-RIEn-RAP-001



Denne rapporten er utarbeidet av Multiconsult i egen regi eller på oppdrag fra kunde. Kundens rettigheter til rapporten er regulert i oppdragsavtalen. Hvis kunden i samsvar med oppdragsavtalen gir tredjepart tilgang til rapporten, har ikke tredjepart andre eller større rettigheter enn det han kan utlede fra kunden. Multiconsult har intet ansvar dersom rapporten eller deler av denne brukes til andre formål, på annen måte eller av andre enn det Multiconsult skriftlig har avtalt eller samtykket til. Deler av rapportens innhold er i tillegg beskyttet av opphavsrett. Kopiering, distribusjon, endring, bearbeidelse eller annen bruk av rapporten kan ikke skje uten avtale med Multiconsult eller eventuell annen opphavsrettshaver.

RAPPORT

OPPDRAAG	Fjordbyen Enova konseptutredning	DOKUMENTKODE	10208614-05-RIEn-RAP-001
EMNE	Energikonsept Fjordbyen	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAAGSGIVER	Eidos Eiendomsutvikling AS	OPPDRAAGSLEDER	Carl Godager Kaas
KONTAKTPERSON	Geir Hagehaugen	UTARBEIDET AV	Carl Godager Kaas, Anders Meinert, Bjørn Thorud, Håkon Duus
KOORDINATER		ANSVARLIG ENHET	Multiconsult Norge AS
GNR./BNR./SNR.			

SAMMENDRAG

Eidos Eiendomsutvikling AS utfører arbeid med områderegulering av Fjordbyen Lier og Drammen (Fjordbyen), på oppdrag for Lier kommune. Ferdig utbygd om noen tiår skal Fjordbyen gi plass til ca. 16.000 innbyggere og ca. 16.000 arbeidsplasser. Det planlegges med en nullvisjon for klimagassutslipp, lav energibruk og lavt transportbehov i det nye og attraktive byområdet i overgangen mellom Drammensfjorden og kulturlandskapet i Lier og Drammen sentrum.

Denne rapporten oppsummerer arbeidet fra en Enova-støttet konseptutredning der fokuset har vært å belyse sentrale elementer og innovative muligheter som grunnlag for et helhetlig energikonsept for Fjordbyen, som svarer ut områdets klima- og energiambisjoner. Utredningen utgjør et dybdesøk utover arbeidet som er utført med konsekvensutredning for klima og energi for Fjordbyen. Lønnsomhetsberegninger og kostnadsoptimalisering har vært en viktig del av arbeidet. Arbeidet har blant annet omfattet beregninger for ulike scenarier for produksjon/leveranse av varme og kjøling til det lokale lavtemperatur nærvarme- og nærkjølenettet. Ovennevnte lønnsomhetsberegninger er viktige for å danne et best mulig beslutningsgrunnlag for konkrete føringer og investeringer i tiltak innen områdets energisystem. Beregningene tjener også som viktig underlag for vurdering av ulike forretningsmodeller i Fjordbyen fremover. Målet har vært å finne den optimale balansen mellom lønnsomhet veid opp mot områdets klima- og energiambisjoner. Tilpasning av løsninger til utbyggingstakt har også vært et viktig element.

Termisk energisystem. Det termiske energisystemet står sentralt i energikonseptet. Fjordbyen ligger ved sjøen og utnyttelse av fjordvarme til både varme og kjøling vil være et naturlig valg. Hovedalternativet er et lavtemperatur fjernvarmesystem (5G) med 45 °C turtemperatur, med bruk av varmepumper som grunnlast med sjøen som energikilde. Hovedalternativet er sammenliknet med et mer konvensjonelt fjernvarmenett hvor temperaturen også er forholdsvis lav, kun 75°C på tur (3G), tilsvarende det Drammen Fjernvarme nå prosjekterer til Drammen Sykehus.

Lokal solstrømproduksjon. For på sikt å kunne oppnå nullvisjonen er det avgjørende med et betydelig omfang lokalprodusert elektrisitet. Solceller er vurdert som best egnet teknologi for Fjordbyen. Det er lagt til grunn solstrømproduksjon på alle tilgjengelige takflater, egnede fasadearealer, tak over sykkelvei langs jernbanen og et flytende solkraftverk i Drammensfjorden. Total solstrømproduksjon over året for Fjordbyen ferdig utbygd er beregnet til ca. 15,9 GWh/år. Dette utgjør ca. 30 % av beregnet totalt elektrisitetsbehov for området.

Effektstyring. I utredningen har det videre blitt gjort vurderinger knyttet til effektstyring og – reduksjon, med fokus på (1) dimensjonerende effektbehov for området og konsekvens for kraftnettet, (2) mulighet for å realisere et

03	11.10.2022	Revisjon ifm oppdatering av KU Klima og energi	CGK	HD	CGK
02	30.06.2021	Revisjon etter tilbakemelding fra og gjennomgang med Eidos	CGK	BT	CGK
01	18.06.2021	Oppdatert etter gjennomført Enova konseptutredning. Utkast ferdig rapport, til gjennomlesing og kommentarer for Eidos.	ANM, CGK, BT, HD	Bjørn Thorud	
00	28.08.2020	Energikonseptrapport. Vedlegg til KU-rapport klima og energi. Dokumentasjon på BREEAM Communities RE01.	Carl Godager Kaas (CGK) Bjørn Thorud (BT) Stian Bjørnes Anders Meinert (ANM) Johannes Øverland Håkon Duus (HD)	Bjørn Thorud	
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

gevinstpotensial opp mot regulerkraftmarkedet og (3) ulike muligheter for energilagring på områdenivå som kan skape verdi innenfor punktene over, eller tilføre Fjordbyen verdi på andre områder.

Verdien av effektstyring er størst der den representerer et alternativ til for eksempel en kostbar nettutbygging, og for Fjordbyen har nettanalysene vist at det vil være nok tilgjengelig effekt i kraftnettet. Vi har gjennom utredningen også lært at markedet for effekt og energistyring er mer umodent enn det bransjen selv gir inntrykk av, i hvert fall på aggregert nivå, og at det er vanskelig å finne gode praktiske løsninger og systemer som er modne i dag for et område-/byutviklingsprosjekt av vår størrelse. Det er likevel viktig å ha gjennomført diskusjonen slik at man er forberedt på den utviklingen som vi er overbevist om at kommer – særlig med tanke på utbyggingsperioden vi står overfor.

Forretningsmodeller. I arbeidet med forretningsmodeller har hovedfokuset hele tiden vært å identifisere en forretningsmodell som underbygger de overordnede målsetningene innen energikonseptet for Fjordbyen. Forretningsmodellen skal dermed bygge opp under ambisjonen om en nullenergibydel, men for at den skal være bærekraftig må den også ha en fornuftig inntjening. I diskusjonene om forretningsmodell har ulike perspektiver og målsettinger blitt valgt, deriblant (1) utnyttelse av synergier på tvers av ulike tradisjonelle skillelinjer, som for eksempel elektrisitet, fjernvarme, kjøling, matavfall/biogass osv., (2) eierstruktur, som for eksempel energiselskap/-tjenester vs. infrastrukturselskap, (3) utbyggingsplan for Fjordbyen og koordinering med utbygging av energiløsninger, med (4) utbyggere og/eller innbyggere som målgruppe. Et energisamvirke (kooperativ), som finansieres ved at hver enkelt bolig og næringseiendom må kjøpe en andel i kooperativet, har gjennom arbeidet trådt frem som en spennende og aktuell forretningsmodell for Fjordbyen.

Opparbeidelse og deling av kunnskap/ideer. Det har gjennom utredningen blitt opparbeidet og delt mye kunnskap og ideer, blant annet ved å involvere mange parter og interessenter i prosjektet. Etablert praksis knyttet til helhetlig tenkning rundt bærekraftig energisystem har blitt utfordret, blant annet ved å hente inspirasjon fra utlandet. Utredningen har gitt rom for å få utredet energiløsningene veldig grundig og gå vesentlig mer i dybden enn det som ellers ville vært tilfellet. Dette har gitt både Eidos og andre involverte i utredningen, og hele Fjordbyen-prosjektet, mange nyttige svar, blant annet med tanke på hva som bør inkluderes i planer og forankres i konseptet tidlig. Samtidig er det avdekket muligheter som er litt for umodne men som kan bli mer aktuelle på et senere tidspunkt i utbyggingen samt løsninger som etter nærmere studier ikke vurderes aktuelle for Fjordbyen.

Generelt kan vi konkludere **hovedfunnene fra utredningen** som følger:

- Utstrakt bruk av solceller er viktig for å oppnå høy grad av lokal energiproduksjon og dermed også ambisjonen om å skape en nullutslippsbydel. Lokal energiproduksjon med biogass basert på svartvann og eventuelt matavfall er interessant, men også en løsning som må koordineres med kommunens øvrige planer. Bruk av biogass i Fjordbyen kan være mulig dersom dette passer inn i Lier Kommunes planer for nytt renseanlegg på Gullaug.
- Et flytende solkraftverk er realiserbart i Drammensfjorden, og vil øke andelen lokalprodusert kraft og kan benyttes til grønn byggestrøm/energiforsyning.
- Behovet for smart energi- og effektstyring er mindre enn antatt på grunn av høy kapasitet på nettet lokalt. Vi klarer ikke å se noen tydelig nytteverdi med dagens forutsetninger og rammebetingelser, men dette kan endre seg over tid. Etablering av kooperativ kan gi mulighet for helhetlig, felles styring på områdenivå i rollen som aggregator, noe som gjør det mulig å hente ut gevinster dersom endrede rammebetingelser gjør at nytteverdien stiger.
- Synergier mellom solkraft og fjernvarme er fortsatt krevende å utnytte med dagens regelverk. Den kanskje beste løsningen for å posisjonere seg for å muliggjøre synergier på sikt er å etablere energisystemet som et samvirke. Vi tror også at en samvirkemodell kan virke attraktiv for boligkjøpere ettersom dette er en mer kundeorientert forretningsmodell sammenlignet med hva dagens energiselskaper tilbyr.
- Analysene viser at et fjernvarmesystem med lavtemperatur 45 °C eller tilsvarende (5G) er å foretrekke. Høye kapitalkostnader kan riktignok være en utfordring, men dette kan løses med tilpassede/egnede forretningsmodeller. Det anbefales å gjennomføre et detaljert forprosjekt som grunnlag for en slik investeringsbeslutning. Et lavtemperatur fjernvarmesystem vil også resultere i lavest mulig energiforbruk og legger best til rette for måloppnåelse av Fjordbyen som nullutslippsbydel.
- Fremtidig forbedring av teknologi og løsninger, som for eksempel økt virkningsgrad og lavere investeringskostnader innen solcelleteknologien, kan gjøre det mulig å nå nullutslippsvisjonen i utbyggingsperioden da det er et stykke igjen med dagens teknologi og forutsetningene lagt til grunn i foreliggende rapport. Et viktig premiss er da at det videre i prosjektutviklingen for Fjordbyen stilles krav til å ta i bruk ny energiteknologi og nye energieffektive energiløsninger når disse blir kommersielt tilgjengelige.

- Energilagring i stor skala vurderes som unødvendig inntil videre på grunn av god kapasitet i nettet. Men reduserte batterikostnader og eventuelt nye markedsmekanismer for et kommende effektmarked kan endre dette. Man kan ellers merke seg at distribusjonsnettet for fjernvarme vil ha litt lagringskapasitet som kan utnyttes til fleksibilitet.

Vi har også følgende **anbefalinger for videre arbeid**:

- Det anbefales å jobbe videre med et konsept med lavtemperatur fjernvarme (5G). En intensjonsavtale med en eller flere aktører blir viktig å få på plass raskt. Dette er spesielt viktig dersom Drammen Fjernvarme blir tiltenkt en rolle, slik at den nye energisentralen kan tilpasses lavtemperatursystemet og at den designes for riktig kapasitet for leveranse av både varme og kjøling til Fjordbyen.
- Samvirkemodellen anbefales utredet videre og det bør tas en konklusjon før første byggetrinn.
- Det er viktig at det gjennom privatretslige avtaler legges til rette for medlemskap i energisamvirket, samt settes krav til implementering av solceller der det er mulig.
- Det bør søkes konsesjon for fjernvarmeanlegget.

Fjordbyen som foregangseksempel. Lykkes Fjordbyen med å realisere et holistisk, tekno-økonomisk gunstig energisystem, med et tydelig kundeorientert fokus, et grønt mobilitetskonsept og som et ledd i en helhetlig sirkulærtankegang rundt lokal ressursutnyttelse, vil Fjordbyen bli et foregangseksempel og gi en oppskrift for fremtidig områdeutvikling i Norge og internasjonalt. Markedspotensialet anses å være betydelig.

Kommentar oktober 2022: Med strømprisene vi har sett i 2021 og 2022 er det grunn til å tro at NVE sine fremskrivninger kan ligge på et for lavt nivå mtp fremtidig strømpris. Både NVE og Statnett har allerede justert opp sine fremskrivninger i oppdatert kraftmarkedsanalyse høsten 2021, og det forventes at nye oppdateringer vil komme med ytterligere oppjusteringer i forventet fremtidig strømpris. Lønnsomhetsberegningene er ikke oppdatert basert på nye data på grunn av den store usikkerheten som ligger i fremtidig strømpris, men generelt vil høyere forventede strømpriser gi bedre lønnsomhet for lokal energiproduksjon og ENØK-tiltak som er lagt til grunn i foreliggende energikonsept. Dette vil styrke konseptet ytterligere.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	Innledning	8
1.1	Eidos Eiendomsutvikling AS	8
1.2	Beskrivelse av planlagt hovedprosjekt – Fjordbyen	8
1.3	Ambisjonsnivå – klima og energi	11
1.4	Bakgrunn for og beskrivelse av Enova-støttet konseptutredningsprosjekt	12
1.5	Prosess – gjennomføring av utredningen	13
1.6	Aktuelle partnerskap/intensjonsavtaler med teknologileverandører	14
1.6.1	Glitre Energi	14
1.6.2	Drammen Fjernvarme	15
1.6.3	Cognite	15
1.6.4	Alpha Venturi	15
1.6.5	Sunlit Sea AS - Flytende solkraftverk	16
1.6.6	Kommersiell aktør ifm. mulig etablering av datasenter på området	16
1.7	Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering	16
2	Grunnlag for energikonsept	18
2.1	Metodikk – helhetlig energikonsept	18
2.2	Energi- og effektbehov	19
2.2.1	Anbefalinger for reduksjon i energibehov for Fjordbyen sammenliknet med referansescenario	19
2.2.2	Energi- og effektbehov el-biler	23
2.2.3	Energibehov andre laster	25
2.2.4	Oppsummering energibehov	27
2.3	Grunnlag for lønnsomhetsberegninger	28
3	Termisk energiforsyning	28
3.1	Innledning	28
3.2	Alternativer for termisk energiforsyning	32
3.3	Utnyttelse av overskudds-/restenergi fra avfall, gråvann og spillevarme fra næring/datasenter	35
3.4	Tilpasning til utbyggingstakt	37
3.5	Lønnsomhetsberegninger (LCC-analyse)	39
3.5.1	Bakgrunn	39
3.5.2	Forutsetninger	40
3.5.3	Resultater av LCC analyse	42
3.5.4	Følsomhetsanalyse	45
3.6	Anbefaling om veien videre	47
4	Lokal produksjon av elektrisitet	48
4.1	Solstrømproduksjon i Fjordbyen	48
4.1.1	Solceller på tak	48
4.1.2	Solceller i fasade	49
4.1.3	Solceller på støyskjerm	50
4.1.4	Flytende solkraft (FPV)	51
4.1.5	Solstrømproduksjon oppsummert	53
4.1.6	Lastprofiler og egenforbruk av lokalprodusert solstrøm	54
4.1.7	Lønnsomhetsberegninger solceller	55
4.2	Andre former for lokal elektrisitetsproduksjon	59
5	Effektstyring termisk og elektrisk	60
5.1	Arbeidsmetodikk effektstyring	60
5.2	Kraftdistribusjon	60
5.2.1	Dimensjonerende elektrisk effektbehov for Fjordbyen	60
5.2.2	Status og planer for kraftnettet i området	61
5.3	FFR-marked	62
5.4	Lagring	64
5.5	Konklusjon/oppsummering effektstyring	64
6	Forretningsmodeller	65
6.1	Introduksjon – prosess	65
6.2	Energisamvirke (Kooperativ)	65
6.3	Forretningsmodeller termisk	68
6.3.1	Konsesjon og potensielle aktører	68
6.3.2	Energi- og servicetjenester	69

7	Prosjektets antatte energi- og klimagassresultat.....	70
7.1	Energiresultat	70
7.2	Klimagassresultat.....	71
7.3	Vurdering opp mot nullvisjonen	73
8	Løsningens-/teknologiens markedspotensial	77
9	Diskusjon og forslag til videre arbeid	78
10	Referanser	80
11	Appendix	81
A.1	Prosjektgruppe fagområde klima og energi - energispesialister	81
A.2	Lokal fornybar energiproduksjon – ikke valgte teknologier/løsninger.....	81
A.3	ZEN-definisjon på nullutslippsområdet	83
A.4	Input og forutsetninger for LCC-analyse for termisk energisystem	83

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet som en del av en Enova-støttet konseptutredning og bygger på arbeidet med konsekvensutredning for fagområdet klima og energi i forbindelse med områderegulering for Fjordbyen Lier og Drammen. Rapporten er et vedlegg til fagområdets konsekvensutredningsrapport og har til hensikt å gi en grundigere innføring i overordnet energikonsept for området, gi anbefalinger til løsninger samt å svare ut krav i BREEAM Communities, emne RE 01, til utarbeidelse av energikonseptrapport.

Bykonseptet har blitt videreutviklet noe etter at studien ble gjennomført, noe som har medført et noe høyere BRA (940.000 m²) sammenliknet med det som er lagt til grunn i energikonseptstudien (864.000 m²). Det er besluttet ikke å oppdatere tallene i energikonseptstudien ettersom disse endringene vurderes å påvirke resultatene i liten grad, og ikke vil påvirke hovedkonklusjonene i energikonseptstudien.

1.1 Eidos Eiendomsutvikling AS

Eidos Eiendomsutvikling AS (Eidos) har kontoradresse i Drammen, men har all virksomhet i Lier kommune.

Eidos er den største grunneieren på Lierstranda hvor de eier 500 dekar med beliggenhet ned mot Drammensfjorden. De har mange leietakere innenfor logistikk hvor majoriteten av alle bilene som importeres til Norge blir lagret. Også landets største tømmerhavn holder til på området. Lierstranda skal forvandles til Fjordbyen Lier og Drammen. Det er et av de største byutviklingsprosjektene i Norge i tiden som kommer og kan bli et pilotprosjekt for bærekraftig byutvikling på internasjonalt nivå.

Selskapet ble stiftet i 1971 og er organisert som konsern med 11 eiendomsaksjeselskaper hvorav 10 selskaper er 100 % eid av Eidos. Eidos' miljøprofil skal være tydelig, og selskapet legger stor vekt på å ta samfunnsansvar.



Figur 1-1: Selskapsstruktur for Eidos Eiendomsutvikling AS

1.2 Beskrivelse av planlagt hovedprosjekt – Fjordbyen

Ny fjordby innerst i Drammensfjorden kan doble Lier kommunes innbyggertall. Strandlinja blir igjen tilgjengelig. Stikkord for planarbeidet er nullutslipp, bærekraft, grønn, urban og fremtidsrettet.

Høsten 2019 startet Sykehusbygg grunnarbeidene for nye Drammen sykehus. Drammen Helsepark ble påbegynt i 2021. Brakerøya stasjon rustes opp av BaneNor. Fjordbyområdet er totalt på 1,2 km² med en ny og opprustet strandlinje på 2,5 km. Helseparken og sykehuset utgjør 200.000 m² av den nye fjordbyen.

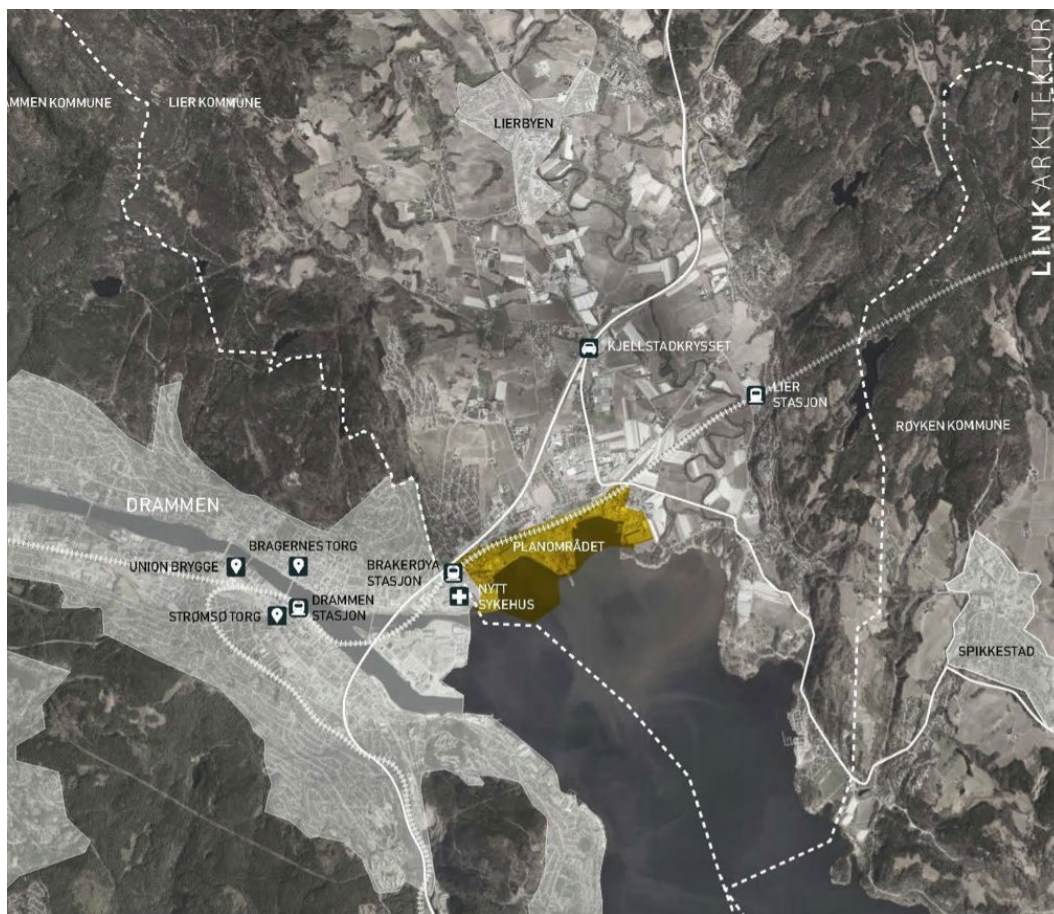
Arbeidet med områderegulering av resten av Fjordbyarealet på nærmere en million kvadratmeter, er godt i gang. Det utføres av Eidos Eiendomsutvikling AS på oppdrag for Lier kommune. I 2022 skal forslaget til områderegulering legges fram. Det er gjort mye miljøoppdrydding på området som skal transformeres fra gammel industri til en moderne og urban fjordby. Undersøkelser av grunnforholdene viser at Lierstranda er godt egnet for den kommende utbyggingen av Fjordbyen som skal være sosialt, økonomisk og miljømessig bærekraftig.

Det planlegges med en nullvisjon for klimagassutslipp, lavt energibruk og transportbehov i det nye og attraktive byområdet i overgangen mellom Drammensfjorden og kulturlandskapet i Lier og Drammen sentrum. Stikkordene er urban, knytte sammen land og sjø og bærekraft.

Bydelen skal bli levende. Strandlinja skal igjen bli tilgjengelig. Gange, sykkel og kollektivtransport skal bli de foretrukne alternativene. Bydelen skal bli trygg og levende og få god tilknytning til skoler og andre tilbud. Ferdig utbygd om noen tiår gir Fjordbyen Lier Drammen plass til ca. 16.000 innbyggere og ca. 16.000 arbeidsplasser.

«Fjordbyen - der folk, fjord og fremtid møtes»

For mer informasjon om Fjordbyen, se <https://www.fjordbyenlierdrammen.no/> og <https://www.eidos.no/>. Kartene i bildene under viser Fjordbyens geografiske beliggenhet.



Figur 1-2: Fjordbyens plassering og området rundt



Figur 1-3: Fjordbyens plassering og nærmeste område rundt

1.3 Ambisjonsnivå – klima og energi

Fjordbyen har en nullutslippsvisjon og planlegges i tråd med FNs mål for bærekraft. Områdereguleringen for Fjordbyen pågår med utgangspunkt i følgende vedtatte visjoner (Strategisk plattform med Masterplan for planlegging og realisering av Fjordbyen, vedtatt i Drammen bystyre februar 2015 og Lier kommunestyre i mars 2015): «*Sosial, økonomisk og miljømessig bærekraft skal være styrende. Det innebærer en 0-visjon for utslipp av klimagasser; stasjonært energiforbruk og energiforbruk til transport i balanse med lokal energiforsyning.*» Det planlegges dermed for lavt energibehov, betydelige mengder lokalprodusert fornybar energi, fremtidsrettede mobilitetsløsninger og lave klimagassutslipp. Videre er BREEAM Communities innarbeidet i prosjektet, allerede i planprosessen.

Som en konsekvens av nullutslippsvisjonen er det også ambisjoner om å skape Fjordbyen som en null- eller plussenergibydel. Det innebærer at det ikke kun er energiytelsen til de enkelte byggene som skal innfri kravet til energiytelse, men energibruken til det samlede området. Som følge av dette skal energiforbruk til eksempelvis transport, gatevarme og -belysning, og vann og avløp inkluderes i energiregnskapet.

Visjonen om nullutslipp av klimagasser og null- eller plussenergibydel er i føringene foreløpig ikke knyttet opp mot en tydelig definisjon med tellekanter og målbare resultater som gjør at målbildet kan etterprøves. Et eksempel på en tilsvarende definisjon er utviklet gjennom forskningssenteret Zero Emission Buildings (ZEB, nullutslippsbygg) ved NTNU. I definisjonsarbeidet er det utformet flere versjoner av ZEB-definisjonen, avhengig av hva som inkluderes i utslippsregnskapet. Det finnes for eksempel en ZEB-definisjon hvor utslippsregnskapet er beregnet utelukkende basert på driftsfasen av bygget, mens man i en strammere definisjon også inkluderer utslipp som følge av produksjon og transport av byggematerialer.

Forskningssenteret Zero Emission Neighbourhoods (ZEN) ved NTNU representerer en videreføring av ZEB-forskningen, men i forhold til ZEB ser man nå på områder og ikke enkeltbygg. ZEN-senteret publiserte i 2018 en rapport¹ som beskriver definisjonen, nøkkelindikatorer og vurderingskriterier som benyttes i forskningssenteret for nullutslippsområde i smarte byer (ZEN senteret). I mangel av en tydelig definisjon eller henvisning til definisjon på hva Lier Kommune oppfatter som et nullutslippsområde har vi derfor valgt å legge oss opp til definisjonen som er utarbeidet av ZEN:

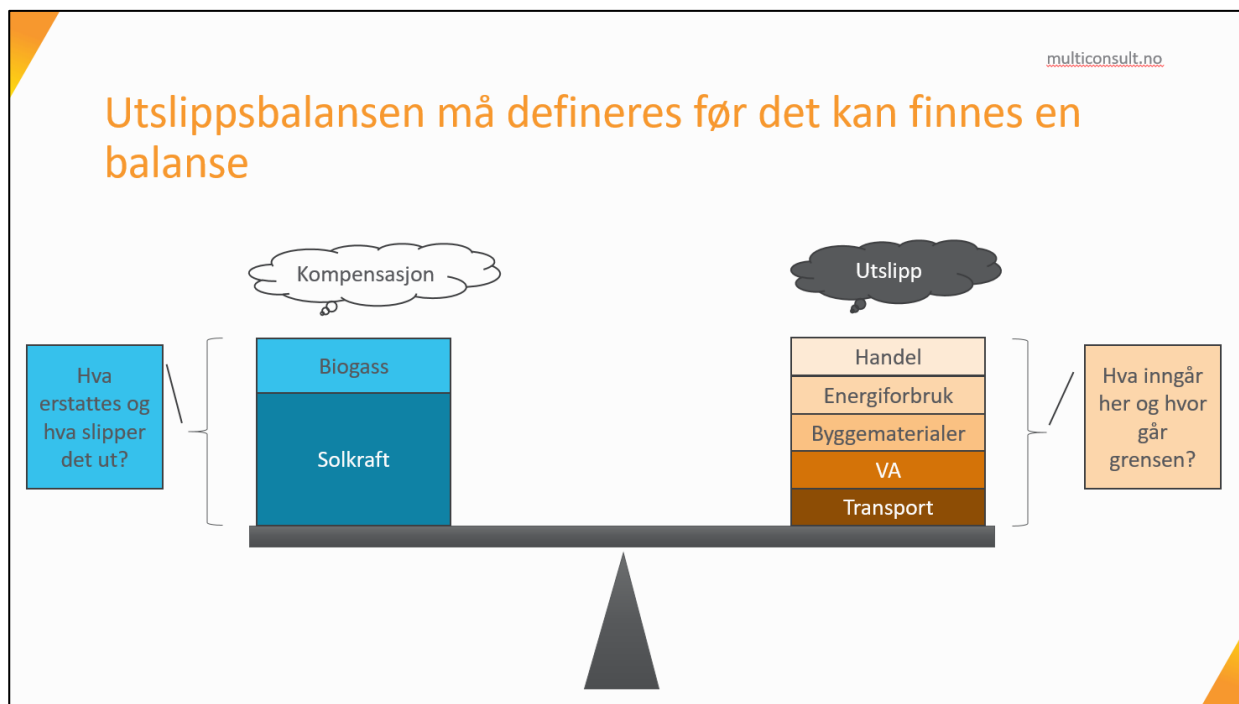
«Et nullutslippsområde har som målsetting å redusere sine direkte og indirekte utslipp av drivhusgasser mot null innenfor en gitt tidsperiode»

En mer utførlig beskrivelse av definisjonen er vist i appendix A.3.

Rammebetingelser for hva som skal inkluderes i utslippsregnskapet og for hvilke direkte og indirekte utslipp som skal inkluderes (ambisjonsnivå) vil både legge føringer for regnskapsføringen av utslipp og for hva som skal inkluderes.

Ingen menneskelige aktiviteter er i utgangspunktet utslippsfrie, og et viktig element i nullutslipps-tankegangen er at man skal kompensere for aktiviteter som genererer utslipp, med tiltak som reduserer utslipp. For at et område skal kunne falle inn under definisjonen «nullutslippsområde» må regnskapet mellom faktiske utslipp og kompenserende tiltak gå i null slik som illustrert i figuren nedenfor:

¹ <https://fmezen.no/wp-content/uploads/2018/11/ZEN-Report-no-7-Bilingual.pdf>



Figur 1-4: Utslippsbalansen må defineres før det kan finnes en balanse.

1.4 Bakgrunn for og beskrivelse av Enova-støttet konseptutredningsprosjekt

I forbindelse med arbeider med konsekvensutredninger for områderegulering av Fjordbyen ble det våren 2020 avdekket potensiale for nye bærekraftige forretningsmodeller. En realisering av disse mulighetene lå utenfor selve reguleringsoppdragets bestilling. Eidos sitt rasjonale var derfor å undersøke mulighetene for om vi kan bidra til å skape ny vekst i design av et energisystem som utnytter ressurser på tvers av ulike energiformer og ressurser. Gevinstrealisering vil være kapitalisering på forretningsmodeller som utvikles parallelt med det teknologiske konseptet. For å kunne utrede disse mulighetene trengtes midler utover allerede forpliktet budsjetttramme på 30 MNOK til rådgivende ytelser med reguleringsoppdraget. Konseptutredningen ble da en realitet.

Målet med konseptutredningen var at den skulle danne grunnlaget for bindende beslutninger knyttet til sentrale elementer i energisystemet, som skal bli realisert allerede i de første byggetrinnene med byggestart tidligst i 2023/2024. Resultatene fra konseptutredningen vil supplere områdeplanen.

Multiconsult Norge AS har vært teknisk og kommersiell rådgiver i utredningen. Videre ble det innledningsvis i utredningen trukket inn tung kompetanse på Plan -og bygningsloven (PBL), privatrettslige avtaler og det juridiske rammeverket gjennom **DLA Piper Norway**. Rasjonale bak å involvere juridisk kompetanse var at slike helhetlige løsninger ikke direkte kan overføres på utviklere av de berørte eiendommene med hjemmel i PBL, samt at det er en del regulatoriske hindre som må håndteres. LINK Arkitektur var tiltenkt en rolle i utredningen mtp. koordinering mot hovedkonseptet, men dette har det ikke vært behov for blant annet fordi Eidos har vært meget delaktig og bidratt med dette perspektivet gjennom utredningen.

Hovedelementene i konseptutredningen har vært følgende:

1) Helhetlig energidesign/energikonsept.

Energi planlegges som en integrert del av utbyggingen. Som en del av helheten har det bl.a. blitt fokusert på følgende tiltak:

- Tiltak for å redusere områdets energi- og effektbehov
- Energiutveksling mellom bygg (nærvarmenett). Termisk energidistribusjon og lav temperatur vannbåren oppvarming og kjøling i bygg.

- c. Utnyttelse av overskudds-/restenergi (gråvann, spillvarme fra datasenter m.m.)
- d. Lokal/sentral energiproduksjon på området (flytende solkraft, bygningsintegreerte solceller varmepumpe med varmeproduksjon og kjøling fra sjøvann, bioenergi)
- e. Mobilitet
- f. Effektstyring termisk og elektrisk
- g. Lønnsomhetsberegning/kostnadsoptimalisering av ulike scenarier for lokal energiproduksjon.
- h. Klimafotavtrykk for Fjordbyen sammenliknet med et referanseprosjekt.

2) Praktisk gjennomførbarhet, tilpasse energikonseptet til utbyggingstakt

Utbyggingen kommer til å foregå over en periode på ca. 60 år, med en antatt utbyggingstakt på 100 boliger per år lagt til grunn i denne utredningen. Det har vært fokus på å tilpasse energikonsept til utbyggingstakten, dvs. å begrense behov for større midlertidige løsninger eller overinvesteringer i tidlige faser, samtidig som sluttresultatet er et integrert, helhetlig energikonsept når området er ferdig bygget ut. I arbeidet har det også blitt tatt høyde for at det vil skje en utvikling i rammeverk og teknologi gjennom utbyggingsperioden.

3) Forretningsmodeller.

Det er lagt stor vekt på å finne gode løsninger rundt eierskap av teknisk infrastruktur og kjøp/salg av energi. Utnyttelse av synergieffekter innen energiproduksjon, energilagring og energiforbruk på tvers av ulike energiformer og teknologier er en utfordring som må løses. I utredningen har det vært hovedfokus på følgende:

- a. Utarbeidelse av skisse til et tekno-økonomisk gunstig energisystem der både termisk og elektrisk energi kan sees i sammenheng.
- b. Forretningsmodeller/-strukturer som legger best mulig til rette for realisering og drift av energisystem.
- c. Bruk av jurister for å finne gode løsninger knyttet til eierskap, sett i lys av nåværende/fremtidig regelverk. Vurdering av muligheten for å utfordre regelverket.

1.5 Prosess – gjennomføring av utredningen

Utredningen har vært gjennomført med et stort fokus på å involvere aktuelle aktører og potensielle fremtidige partnere. Nullutslippsvisjonen for området Fjordbyen er et ambisiøst mål. Det involverer etablering av bygg og infrastruktur i tillegg til de aktivitetene som vil foregå i bydelen etter at den er ferdig. For å lykkes med denne på mange måter altomfattende definisjonen som vil kreve innovasjoner på både enkeltteknologier og tjenester, er det viktig at Eidos som utvikler knytter til seg partnere med kompetanse og teknologi på enkeltområder som i sum bidrar til den overordnede måloppnåelsen.

Covid-19 pandemien har satt sitt preg på gjennomføringen av utredningen, med noe mer fokus på kortere møter med én aktør enn felles fysiske workshops. Heldigvis tillot smittesituasjonen at vi tidlig i arbeidet med utredningen, 3. september 2020, fikk avholdt en workshop på Quality Hotel River Station i Drammen, med til sammen 14 deltakere. Sintef/FME ZEN og Arca Nova Gruppen var invitert for å bringe inn erfaringer og refleksjoner fra andre klima- og energiambisiøse prosjekter, og holdt både egne presentasjoner og var aktive deltakere i arbeidsgrupper. Drammen Fjernvarme og Glitre Energiløsninger var representert med hhv. 3 og 2 personer, og brakte inn nyttig innsikt i egne planer og tanker om fremtidige energiløsninger og forretningsmodeller. Øvrige deltakere var Eidos, DLA Piper og Multiconsult. Hovedhensikten med workshopen var å bringe inn muligheter og perspektiver knyttet til temaene under og ble opplevd som inspirerende og utbytterik takket være alle deltakers vilje til å dele og bidra aktivt i diskusjoner:

- Kundeorientert tilnærming og reduksjon i energibehov
- Scenarier for termisk energisystem

- Løsninger for elektrisk energisystem og samspill mellom ulike teknologier

Basert på resultatene fra workshopen ble videre fokus i utredningen planlagt. Det ble tydelig at det var to hovedspor å følge videre; (1) å skaffe bedre grunnlag rundt beslutning for termisk energisystem og (2) å få et tydeligere bilde av hvilke konkrete muligheter som finnes for gevinstrealisering gjennom smart styring og innovative forretningsmodeller knyttet opp mot det elektriske energisystemet.

Som et ledd i det videre arbeidet ble det avholdt separate digitale arbeidsmøter både med Glitre Energiløsninger og Drammen Fjernvarme. Videre ble også Cognite og Alpha Venturi trukket inn i utredningen, for å bringe inn nye perspektiver knyttet til smart styring og nye forretningsmodeller, og som mulige partnere på området. Det ble avholdt separate digitale møter med Cognite og Alpha Venturi, for å gjøre dem kjent med prosjektet og få deres blikk på mulighetene i prosjektet og en indikasjon på om de kan og ønsker å være teknologiske partnere inn i prosjektet. Dette møtet var planlagt fulgt opp med en digital workshop, som en kobling mellom Glitre Energi, Cognite og Alpha Venturi for sammen å se hvilken merverdi som kan tilføres Fjordbyen, men foreløpige resultater fra utredningen førte til at det ble besluttet i denne omgang ikke å gå dypere inn i områdene der disse aktørene kunne vært en aktuell aktør.

1.6 Aktuelle partnerskap/intensjonsavtaler med teknologileverandører

Under er de mest aktuelle aktørene som ble koblet på konseptutredningen presentert.

1.6.1 Glitre Energi

Glitre Energi er det lokale energiselskapet i Drammen og Lier. Det har derfor vært naturlig for Eidos å involvere dem i konseptutredningen for å undersøke muligheter for samarbeid eller partnerskap. Den lokale kraftproduksjonen som er planlagt i Fjordbyen vil bli betydelig i urban sammenheng og det kan være synergier med Glitres øvrige virksomheter. Glitre Energi er organisert i følgende forretningsområder:



Figur 1-5: Forretningsstruktur i Glitre Energi

Gjennom hovedprosjektet har det blitt avholdt flere møter med Glitre Energi Nett, som er netteier i Lier kommune. Med nytt sykehus og store utbygginger i Fjordbyen vil det være behov for å øke kapasiteten inn til området, og det er derfor viktig med god dialog med netteier tidlig i prosessen. Inn mot energikonsept og energiutredning har dette hovedsakelig dreid seg om å kartlegge i hvilken grad lokal energiproduksjon og

energilagring kan være et kostnadseffektivt alternativ til nettførsterkninger. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 5.2.

Hovedbidraget til Glitre Energi inn i utredningen har vært gjennom forretningsområdet Glitre Energiløsninger. Flere representanter fra Glitre Energiløsninger har deltatt både i workshop og i digitale arbeidsmøter der innovative forretningsmodeller har vært tema. Det er per i dag ikke et formalisert samarbeid med Glitre Energi, men mulighetene for samarbeid vil bli fulgt opp.

1.6.2 **Drammen Fjernvarme**

Drammen Fjernvarme er en viktig interessant og mulig leverandør av den termiske delen av oppvarmingssystemet i Fjordbyen. De har også solide og dyktige eiere i ryggen, hhv. Glitre og Oslofjord Varme, sistnevnte med driftserfaring på lavtemperatur fjernvarme i Sandvika og på Fornebu/Lysaker. Varme- og kjølesentralen til Drammen Fjernvarme ligger ca. 500 m vest for Fjordbyen, og de har nå pågående et prosjekt for å utvide kapasitet på varme- og kjøleproduksjon for å kunne forsyne Drammen Sykehus.

Det har gjennom utredningen vært avholdt flere digitale møter og holdt jevnlig dialog med Drammen Fjernvarme. De var også en aktiv deltaker og bidragsyter i workshop i september 2020. Drammen Fjernvarme kan bli en sentral aktør inn mot termisk energikonsept for Fjordbyen. Se kapittel 6.3.1 om strategi for veien videre og aktuelle samarbeidspartnere.

1.6.3 **Cognite**

Cognite er selskap som jobber med innsamling og strukturering av store datamengder for å optimalisere industriprosesser og bedre planlegge vedlikehold. Hovedkundene til Cognite har tradisjonelt vært oljenæringen og shipping, da Cognite startet som en spin-off fra Aker.

Cognite ble trukket med i konseptutredningen grunnet deres ekspertise på innsamling av store datamengder fra ulike sensorer og enheter, noe det vil være behov for i Fjordbyen som en levende smartby. Disse dataene kan bl.a. brukes til bedre planlegging av energiforbruk, lading av elbiler, bedre mobilitetsløsninger, og Cognite ble trukket inn blant annet for å utforske dette mulighetsrommet.

Det har blitt avholdt ett møte mellom Cognite, Multiconsult og Eidos som et første ledd i å se på mulighetene for et framtidig samarbeid. Dette møtet var planlagt fulgt opp med en digital workshop, men foreløpige resultater fra utredningen førte til at det ble besluttet i denne omgang ikke å gå dypere inn i områdene der Cognite kunne vært en aktuell aktør.

1.6.4 **Alpha Venturi**

Alpha Venturi er et selskap som utvikler digitale sikkerhetsløsninger basert på block-chainteknologien IOTA. En viktig fordel med IOTA er at løsningen har ekstremt lavt energiforbruk i motsetning til andre mer kjente teknologier. Dette muliggjør såkalte mikrotransaksjoner som for eksempel elektrisitetshandel direkte mellom husholdninger. Systemet er under uttesting i demonstrasjonsprosjektet +CityxChange i Trondheim hvor IOTA bidrar med sin plattform for transaksjoner.

Alpha Venturi ble trukket inn i utredningen for å undersøke om systemet som er utviklet gjennom +CityXchange kunne være aktuelt for Fjordbyen.

Det har blitt avholdt ett møte mellom Alpha Venturi, Multiconsult og Eidos som et første ledd i å se på mulighetene for et framtidig samarbeid. Dette møtet var planlagt fulgt opp med en digital workshop, men foreløpige resultater fra utredningen førte til at det ble besluttet i denne omgang ikke å gå dypere inn i områdene der Alpha Venturi kunne vært en aktuell aktør. Hovedårsaken til dette er regulatoriske rammebetingelser som foreløpig står i veien for å realisere en slik løsning. Samarbeidet kan imidlertid gjenopptas dersom regelverket endres slik at det er mulig å ta systemet i bruk.

1.6.5 *Sunlit Sea AS - Flytende solkraftverk*

Det pågår et parallelt prosjekt rundt potensiell etablering av et flytende solkraftverk i Fjordbyen. Innenfor flytende solkraft er det inngått en intensjonsavtale med Sunlit Sea AS. Sunlit Sea er et norsk oppstartsselskap som har utviklet en teknologi for flytende solkraftverk spesielt for sjø og hav. Dette produktet er rettet mot et internasjonalt marked, men for å lykkes i hard internasjonal konkurranse er Sunlit Sea helt avhengig av å demonstrere teknologien i større skala. For Eidos er det viktig å få etablert et lokalt kraftverk tidlig slik at det både kan leveres lokalprodusert grønn kraft til pågående byggearbeider (grønn byggeplass) og som samtidig legger til rette for varig lokal kraftproduksjon ut over det som er mulig å oppnå på tak og fasader.

Rollen til et flytende solkraftverk inn i energikonseptet er nærmere beskrevet kapittel 4.1.4.

1.6.6 *Kommersiell aktør ifm. mulig etablering av datasenter på området*

Eidos er allerede i dialog med en aktør i forbindelse med et mulig datasenter på området og for å etablere en «digital grunnmur», men har på nåværende tidspunkt ikke anledning til å gå ut med mer informasjon rundt dette. Inn mot energikonseptet kan dette bl.a. gi en spennende mulighet for å se på utnyttelse av overskuddsvarme til oppvarmingsformål i Fjordbyen. Ettersom dette på nåværende tidspunkt er løse planer er dette ikke medregnet i foreløpig energikonsept, men det nevnes likevel ettersom det i bykonseptet legges til rette for å utnytte overskuddsvarme. En energieffektiv utveksling av energi- og kjøleleveranse vil kunne utføres ved å levere kjøling fra fjernkjølenettet som vil ha stor overkapasitet.

1.7 **Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering**

Det har før og gjennom utredningen blitt gjennomført flere aktiviteter for spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering. I tillegg har lokale aktører og andre interessenter blitt involvert i aktiviteter der de har tydelige interesser. Dette innebærer bl.a. følgende aktiviteter:

Workshop 03.09.2020

Det er gjennomført en workshop med fysisk tilstedeværelse underveis i utredningen, der relevante aktører ble invitert. Hensikten med workshopene blir i hovedsak å informere om status og fremdrift i utredningen, involvere relevante aktører og interessenter i utredningen og få opp premisser og løsninger innenfor sentrale områder i utredningen. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 1.5.

Møter med aktuelle partnere

Det er gjennomført en rekke møter med aktuelle partnere. Disse aktørene er nærmere beskrevet i kapittel 1.6.

Deltakelse i ulike fora

Multiconsult er involvert i flere ulike fora og har både hentet ut og brakt inn erfaringer fra Fjordbyen i arrangementer eller samlinger i disse forumene. Multiconsult ved Bernt Sverre Mehammer og Carl Godager Kaas holdt 28.04.2021 et lunsjforedrag om Fjordbyen for FME ZEN.

Eidos vil se på muligheten for å delta på relevante konferanser eller fagsamlinger også etter utredningens ferdigstillelse for å innhente relevant kunnskap og dele erfaringer fra Fjordbyen.

Sluttrapport og sluttpresentasjon

Sluttrapporten fra utredningen blir offentlig tilgjengelig. I tillegg til sluttrapport søkes det etter muligheter for å presentere resultatene fra utredningen i ett eller flere egnede fora, f.eks. relevante konferanser.

Studiebesøk

Deler av prosjektgruppen var før utredningen startet på relevante studiebesøk bl.a. i Greencity i Zürich (<http://www.greencity.ch/de/>) og Vauban i Freiburg. Begge disse bydelene har vært forbildeprosjekter på hver sin måte. Vauban er kanskje det mest kjente eksemplet på grønn og bærekraftig byutvikling med sitt lave energibruk og sine løsninger for overvannshåndtering og mobilitet. Greencity i Zürich har mange lignende løsninger, men en mer bedriftsøkonomisk tilnærming (mindre idealisme). Det mest interessante med GreenCity Zürich er imidlertid utformingen av fjernvarmenettet som et lavtemperatursystem og forretningsmodellen til energiselskapet.

Hjemmeside Fjordbyen

Informasjon om Fjordbyen kan både finnes på en egen prosjektside og på nettsiden til Eidos:

Fjordbyen Lier og Drammen, prosjektside: <https://www.fjordbyenlierdrammen.no/>.

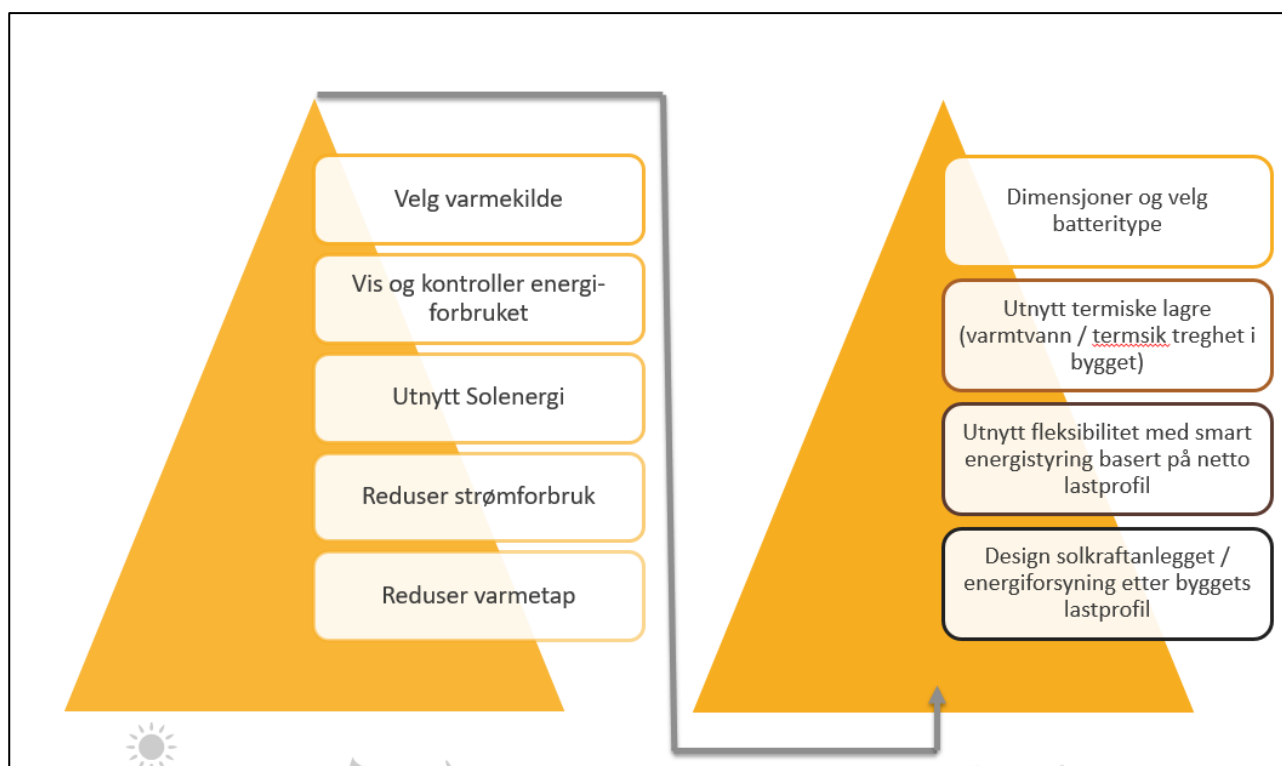
Eidos Eiendomsutvikling AS: <https://www.eidos.no/>.

2 Grunnlag for energikonsept

2.1 Metodikk – helhetlig energikonsept

Som en konsekvens av nullutslippsvisjonen er det også ambisjoner om å skape Fjordbyen som en null- eller plussenergibydel. Det innebærer at det ikke kun er energiytelsen til de enkelte byggene som skal innfri kravet til energiytelse, men energibruken til det samlede området. Som følge av dette skal energiforbruk til eksempelvis transport, gatevarme og -belysning, vann og avløp inkluderes i energiregnskapet. En slik helhetlig tilnærming til utarbeidelse av energikonseptet innebærer et større kartleggings- og koordineringsarbeid av all infrastruktur og aktiviteter som medfører energibruk og energiproduksjon.

Metodikken som er benyttet i arbeidet med helhetlig energikonsept er vist i figuren nedenfor. Denne metoden er en videreføring av en metode som er benyttet tidligere på bygg med høy energiytelse, energilagring og smart energistyring, slik som eksempelvis Login Vagle² og Login Vinterbro.



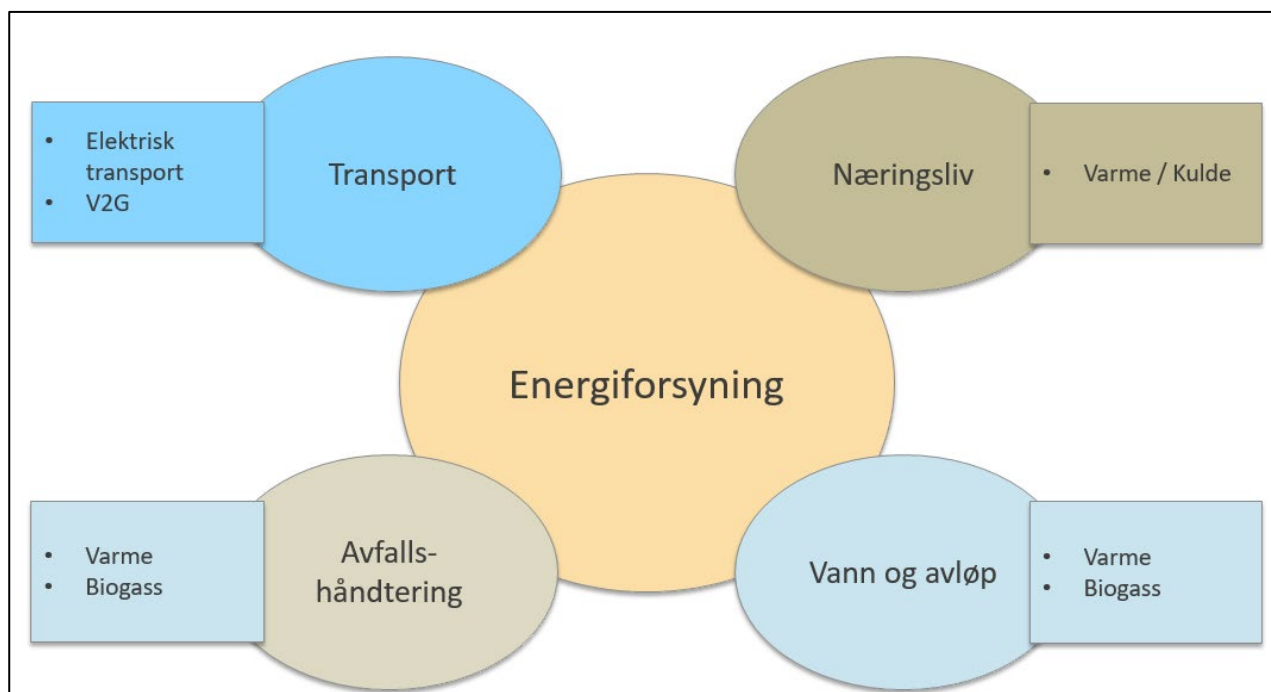
Figur 2-1: Arbeidsmetodikk med en to-trinns Kyoto-pyramide. Del 1 er den «tradisjonelle» Kyoto-pyramiden som angir prioriteringsrekkefølge for bygg med høy energiytelse, mens del 2 bygger videre på samme metode brukt for smart energistyring og energilagring.

Selv om metodikken som er beskrevet i figuren ovenfor er utviklet for bygg så kan den også benyttes for områder slik som i Fjordbyen. En viktig forskjell mellom enkeltstående bygg og områder med flere bygg er at man for områder også må gjøre en vurdering av sammenlagringseffekter som gjør at toppeffektene blir noe redusert i forhold til en direkte summasjon av alle byggene.

Selv om det gjennom mobilitetsplanen legges til rette for mest mulig av transportaktivitetene skal skje til fots, med sykkel og kollektivtrafikk vil det bli behov for biler og vare-/lastebiler. Det antas at alle kjøretøy etter hvert vil bli fullelektriske og dermed vil lading av kjøretøy skje innenfor området. Energibruken til dette er også hensyntatt og inngår i energiregnskapet. Effektforbruk til lading av kjøretøy vil også bli inkludert og det vil bli vurdert som en fleksibel last.

² Energikonsept forklart på film: <https://www.youtube.com/watch?v=oYYpQ8FaeZU>

De ulike bygningskategoriene og aktivitetene i Fjordbyen vil medføre ulike former for energibehov og forbruk av energi på ulike tider gjennom døgnet og året. I arbeidet med energikonsept er det lagt vekt på å identifisere disse synergiene slik at disse, dersom det viser seg hensiktsmessig, kan utnyttes optimalt og inkluderes i energikonseptet. I figuren nedenfor er det forsøkt å trekke opp en skisse over noen mulige synergier. Kompostering av biologisk avfall og svartvann fra toaletter kan for eksempel benyttes til produksjon av biogass som kan benyttes til produksjon av kraft og varme. Slik det er tenkt nå vil imidlertid eventuell gassproduksjon finne sted på Gullaug ressursenter, som nå er under prosjektering med planlagt oppstart i 2026. Det bør videre bli gjort en vurdering av om gassen skal benyttes direkte i Fjordbyen eller indirekte som drivstoff. Samtidig vil både avløps- og avfallshåndtering ha behov for energi til transport og pumping.



Figur 2-2: Illustrasjon av mulige tekniske synergier og samspill mellom ulike energiforbrukere og infrastrukturtiltak.

2.2 Energi- og effektbehov

2.2.1 Anbefalinger for reduksjon i energibehov for Fjordbyen sammenliknet med referansescenario

BREEAM Communities, emne RE01, stiller krav til vurdering av passive tiltak for å redusere energibehov. Dette omfatter bl.a. (1) *site layout*, (2) *use of topography*, (3) *shading*, (4) *solar orientation*, (5) *use of daylighting*, (6) *wind management* og (7) *natural ventilation*. Videre beskrives hvordan dette er ivarettatt i arbeidet med energikonsept, i tillegg til tiltak som går på byggenes energistandard.

Site layout

Ut fra et energiperspektiv er det viktig at det legges inn tilstrekkelig fleksibilitet/areal til at lokale energiløsninger, som ulike former for lokal energiproduksjon og lokal distribusjon av termisk og elektrisk energi, kan implementeres i konseptet. Områdets lokasjon, nær sentrale kollektivknutepunkt, gjør at høy arealutnyttelse er et naturlig og viktig grep i et byutviklingsperspektiv. Dette gir begrenset handlingsrom mtp. site layout og legger naturligvis føringer for energikonseptet. Gjennom arbeidet har det derfor vært fokus på å avdekke om det er elementer i Fjordbyen som gir klare begrensninger på energikonseptet og som med enkle grep kan justeres for å optimalisere konseptet. Det er ikke avdekket noen områder der slike grep knyttet til site layout anbefales; snarere spiller mange av konseptvalgene i Fjordbyen, som for

eksempel kompakte bygningskropper og tilpasninger for å optimalisere dagslys/soltilskudd, på lag med et godt helhetlig energikonsept.

Use of topography

Området har få og små høydeforskjeller og dermed lite å spille på inn mot energikonseptet på dette området. Topografi i videre forstand omfatter også bl.a. bebyggelse, kommunikasjonsårer, vannsystemer m.m. Med sin sentralt urbane lokasjon er forholdene for offentlig transport godt tilrettelagt, og det er i arbeidet med konseptet for Fjordbyen blitt lagt vekt på å legge til rette for god mikromobilitet på området. Det har i utarbeidelse av bykonseptet blitt utført vind-, sol- og skyggestudier for å optimalisere dagslysforhold og unngå negative konsekvenser fra vind, samt at det legges opp til høyere bebyggelse i nord mot jernbanen enn i sør mot sjøen. Dette samspiller godt med den viktigste påvirkningen på energikonseptet, som er å optimalisere forholdene for lokal solstrømproduksjon.

Shading, solar orientation, use of daylighting

Sol- og skyggestudier er gjennomført for å optimalisere konseptet mtp. dagslys (se *KU lokalklima og solforhold*). Målet med disse analysene samspiller godt med den viktigste påvirkningen på energikonseptet, som er å optimalisere forholdene for lokal solstrømproduksjon (økt dagslystilgang gir økt solstrømproduksjon).

Solinnstråling påvirker også oppvarmings- og kjølebehov for bygget i form av varmetilskudd. Det er videre i prosjektet viktig å vurdere og implementere passive og aktive tiltak for å redusere kjøle- og oppvarmingsbehov, som å vurdere utnyttelse av termisk masse til lagring av varme og passive/aktive solskjermingsløsninger for å redusere kjølebehov. Utvendig solskjerming er i beregningene lagt til grunn for næringsbygg men ikke i boligbygg. Dette er tiltak som i liten grad påvirker valg av hovedkonseptet i denne fasen, men som blir viktige å følge opp når detaljeringen i konseptene/delkonseptene øker.

Wind management

Det har blitt gjennomført vindanalyser med hensikt å avdekke kritiske funn og kartlegge hvor utbedringer må gjøres for å kunne hensynta lokalklima på bakkeplan og takflater i den videre utviklingen av prosjektet (se *KU lokalklima og solforhold*). Lokal vindkraftproduksjon er vurdert som lite aktuell basert på områdets lokasjon, karakter og topografi (se appendix A.2.), og ytterligere studier/vurderinger av vindforhold opp mot energikonsept er derfor ikke utført.

Naturlig ventilasjon

Naturlig ventilasjon kan være en aktuell løsning som et av flere ventilasjonsprinsipper for bygg i Fjordbyen. En kombinasjon av mekanisk og naturlig ventilasjon, kalt hybrid ventilasjon, er erfaringsmessig en gunstigere løsning enn kun å basere seg på naturlig ventilasjon. Et fornuftig prinsipp er da å dimensjonere mekanisk ventilasjon for krav på vinteren (basislast). Naturlig eller hybrid ventilasjon kan både bidra til redusert energibehov og reduksjon i effektbehov til kjøling. Redusert energibehov oppnås i hovedsak gjennom redusert energibruk til vifter i sommerhalvåret, erfaringsmessig kan dette utgjøre opp mot 10 % reduksjon sammenliknet med mekanisk ventilasjon. Termisk lagring i bygget kan bidra til å redusere effektbehovet. Naturlig ventilasjon kan være en del av løsningen for reduksjon i kjølebehov, ved at den termiske massen i bygget kjøles ned over natta i sommerhalvåret ved å kjøre naturlig ventilasjon nattestid.

Ved å designe for naturlig ventilasjon for bolig kan man løse kjølebehov for boliger. Basert på dagens forskriftskrav og standarder er det ikke lagt til grunn kjølebehov til boliger i foreliggende energikonsept, men med utviklingen mot tettere boliger, varmere klima og opplevd økt etterspørsel etter komfort i boliger, kan kjøling bli en naturlig del av energikonseptet også for boliger.

Støy kan også være en begrensning med tanke på naturlig ventilasjon, ettersom man er avhengig å åpne vinduene så mye som man ønsker.

Naturlig eller hybrid ventilasjon er ikke lagt til grunn i foreløpig energikonsept, men det anbefales å utrede muligheten spesielt for hybrid ventilasjon i senere faser av prosjektet.

Energistandard – passivhusstandard eller bedre

Lavt energibehov for byggene er avgjørende for å kunne oppnå null- eller plussenergi for området. I foreløpige energiberegninger legges det til grunn at byggene oppføres i passivhusstandard, noe som reduserer energibehovet til byggene betydelig sammenliknet med bygging etter dagens forskriftskrav (TEK17). Det forventes imidlertid at energikravene i teknisk forskrift blir strammet inn i tiårene som kommer. For et område med såpass lang horisont som Fjordbyen kan man gå ut ifra at mange av feltene derfor vil måtte tilfredsstille en del strengere energikrav i fremtiden enn dagens gjeldende energikrav. Samtidig forventes at Fjordbyens overordnede ambisiøse energimål gjør at man strekker seg noe lenger enn til enhver tid gjeldende minimumskrav i forskrift.

EU har blant annet vedtatt et direktiv om bygningers energiytelse (EPBD – Energy Performance Directive of Buildings) med målsetting om at alle bygg skal ha en energiytelse tilsvarende «nesten nullenergi». Normalt implementeres slike direktiver også i det norske lovverket, men dette direktivet er fortsatt under behandling i Norge. Den norske fortolkningen av direktivet vil legge nye føringer for teknisk standard og det forventes at dette er en innstramming i forhold til dagens regler.

Passivhusstandard vurderes på bakgrunn av dette som et hensiktsmessig nivå på nåværende tidspunkt, men det er viktig å legge til rette for muligheten til å stille strengere energikrav til bygg i senere faser av områdeutviklingen dersom utviklingen går i retning av at mer energieffektive bygg blir bransjestandard. I kapittel 7.3 er det nærmere vurdert hva dette kan bety for energibehovet for Fjordbyen.

Beregningene er gjennomført i simuleringsprogrammet SIMIEN for typiske bygg for de respektive bygningskategoriene. Bygningsmodellene som er benyttet i beregningene er de samme som de som ligger til grunn for beregning av energirammene i TEK, med unntak av boligblokk der modellen er endret fra 3 til 6 etasjer, da det i foreløpig bykonsept legges til grunn at gjennomsnittlig høyde på boligbyggene på området er på ca. 6 etasjer. Det er i beregningene benyttet standardverdier for tekniske installasjoner iht. NS 3031. For varmt tappevann, belysning og utstyr er det benyttet noe mer realistiske forutsetninger iht. SN-NSPEK 3031. Lastprofilene for varmt tappevann er jevnet ut noe sammenliknet med SN-NSPEK 3031 pga. forutsetning om en viss grad av akkumulering, men heller ikke flatet helt ut over døgnet.

Forutsetningene rundt antatt fordeling mellom ulike bygningstyper på området er vist i Tabell 3-1. I tillegg til arealene under er det planlagt for noen barnehager, sykehjem, hotellbygning, noen flerbrukshaller (idrettsbygning) og midlertidig renseanlegg (lett industri). Arealene for ovennevnte bygg utgjør en så liten andel av totalt oppvarmet BRA at de ikke er medtatt som egen bygningskategori i energiberegningene, men arealene er medtatt i bygningskategorien som forventes å ha best samsvar i energibehov og forbruksmønster.

Tabell 1: Foreløpige arealer og andel av bebyggelse i Fjordbyen for ulike bygningskategorier.³

Bygningskategori	Totalt oppvarmet BRA	Andel
Boligblokk	617 000 m ²	69 %
Kontorbygning	157 000 m ²	19 %
Skolebygning (inkl. barnehager)	41 000 m ²	5 %
Forretningsbygning	40 000 m ²	5 %
Annet	19 000 m ²	2 %
Totalt	863 000 m ²	100 %

Foreløpige beregninger av energibehov for planlagt bebyggelse i Fjordbyen er vist i Tabell 2.

Tabell 2: Foreløpige beregninger av netto energibehov for planlagt bebyggelse i Fjordbyen

	Netto energibehov romoppv. totalt [GWh/år]*	Netto energibehov ventilasjonsoppv. [GWh/år]*	Netto energibehov varmt tappevann [GWh/år]*	Netto energibehov kjøling [GWh/år]*	Netto energibehov el-spesifikt [GWh/år]*	Netto energibehov totalt [GWh/år]*
Boligblokk	11,4	0,2	15,9	0,0**	22,2	49,7
Kontorbygning	2,3	0,3	1,0	1,1	5,8	10,5
Skolebygning	0,6	0,1	1,0	0,2	0,5	2,4
Forretningsbygning	0,1	0,1	0,5	0,7	3,5	4,9
Totalt	14,4	0,7	18,4	1,9	32,1	67,5

*Energibehov for kategorien «annet» er medtatt i bygningskategorien som forventes å ha best samsvar i energibehov og forbruksmønster

**Det er ikke lagt til grunn kjølebehov for boliger iht. standard praksis i dag, men dette kan endre seg med tettere bygg og økt fokus på komfort.

For å vurdere klimagass- og energieresultatet for foreløpig energikonsept for Fjordbyen er det utført beregninger av energibehov for et referansescenario. Følgende hovedforutsetninger er lagt til grunn for referansescenariet:

- Byggene bygges etter minstekrav iht. byggteknisk forskrift (TEK17).
- Det er i beregningene benyttet standardverdier for tekniske installasjoner iht. NS 3031. For varmt tappevann, belysning og utstyr er det benyttet noe mer realistiske forutsetninger iht. SN-NSPEK 3031.
- Varmebehov dekkes av fjernvarme fra Drammen Fjernvarme.
- Kjølebehov dekkes av lokale kjølemaskiner.
- Ingen lokal solenergiproduksjon eller utnyttelse av spillvarme.
- Alle elektrisitet leveres fra eksternt nett.

Tabell 3 viser en sammenlikning mellom forutsatt energistandard for byggene i Fjordbyen (passivhus) og for referansescenariet (TEK17).

³ Bykonseptet har blitt videreutviklet noe etter at studien ble gjennomført, noe som har medført et noe høyere BRA (940 000 m²) sammenliknet med det som er lagt til grunn i energikonseptstudien (864.000 m²). Det er besluttet ikke å oppdatere tallene i energikonseptstudien ettersom disse endringene vurderes å påvirke resultatene i liten grad, og ikke vil påvirke hovedkonklusjonene i energikonseptstudien.

Tabell 3: Netto energibehov for byggene i Fjordbyen, sammenlikning mellom forutsatt energistandard for byggene i Fjordbyen (passivhus) og referansescenario (TEK17).

	Netto energibehov TEK17 [GWh/år]	Netto energibehov Fjordbyen (passivhus) [GWh/år]	Netto energi-behov differanse [GWh/år]	Reduksjon netto energiebehov [%]
Boligblokk	52,9	49,7	3,2	6 %
Kontorbygning	14,6	10,5	4,1	28 %
Skolebygning	4,3	2,4	1,9	45 %
Forretnings-bygning	6,9	4,9	1,9	28 %
Totalt	78,7	67,5	11,2	14 %

2.2.2 Energi- og effektbehov el-biler

Det er i forbindelse med arbeidet med områderegulering av Fjordbyen utarbeidet en mobilitetsplan som bygger på definerte effektmål for bærekraftig mobilitet. For å nå disse målene er det utviklet en strategi basert på et sett med hovedpunkter, der følgende anses å være av vesentlig relevans for energikonseptet:

- Utvikle et overordnet veinett med tre langsgående korridorer prioritert for henholdsvis gåing, kollektivtransport og sykling/bilkjøring.
- Bussholdeplasser med maks avstand 500 meter fra boliger og arbeidsplasser og med godt tilbud for «first og last mile» transport (sykler og mikromobilitet) i sentre for grønn mobilitet
- Maksnorm for parkering for ferdig utbygd Fjordby er krevende å forutsi. Det legges til grunn i mobilitetskonseptet strenge parkeringsreguleringer og -begrensninger, men at maksnormene skal vurderes gjennom utbyggingsperioden. I beregningene er det lagt til grunn at gjennomsnittlig maksnorm for bilparkering trappes ned over tid mot et mål om 0,1 parkeringsplass per bolig når Fjordbyen er ferdig utbygd.
- Det skal tilrettelegges for økt bruk av delt mobilitet: bysykler, mikromobile kjøretøy og delingsbiler
- Varedistribusjon med vare- og lastebiler begrenses til et minimum ved etablering av konsolideringssentre langs Terminalen og distribusjon med miljøvennlige mikromobile kjøretøy

For en mer utfyllende beskrivelse av mobilitetskonseptet henvises det til *Mobilitetsplan for Fjordbyen Lier – Drammen*.

Den delen av mobilitetskonseptet som påvirker energikonseptet i størst grad er lading av el-kjøretøy. I estimering av energi- og effektbehov for el-kjøretøy når Fjordbyen er ferdig utbygd er følgende forutsetninger lagt til grunn:

- Antall biler som har sin faste parkeringsplass (og dermed lader) i Fjordbyen: 800 biler
- Årlig kjøre lengde per bil: 30 000 km/år (Forutsetter bildeling)
- Gjennomsnittlig el-forbruk: 0,16 kWh/km
- Batterikapasitet: 60 kWh (= Rekkevidde fulladet: ca. 375 km)
- Normal lading natte tid: 4 kW

Følgende andre forutsetninger er lagt til grunn ved beregning av energi- og effektbehov til mobilitet:

- Privatbilparken er helelektrisk når Fjordbyen er ferdig utbygd
- Det er ikke gjennomført beregning på antall mikromobile kjøretøy (elsparkesykler, elsykler m.m.), men på grunn av liten batterikapasitet/lav energibruk per enhet forutsettes dette å ha liten påvirkning på totalt energibehov for Fjordbyen.
- Elektriske busser tas ikke med i energibehovsberegninger for Fjordbyen da det forutsettes at bussrutene er gjennomgående og at lading dermed skjer utenfor planområdet.
- Fredag ettermiddag, spesielt før ukesferier som høst-, vinter- og påskeferie, antas å være tidspunktet med størst behov for fulladede biler (og dermed størst behov for lading i forkant). Det forutsettes at hovedandelen av ladingen kan gjennomføres natt til fredag⁴.
- Ettersom hoveddelen av ladingen kan gjennomføres nattetid forutsettes det at lading av el-biler ikke påvirker dimensjonerende effekt for området som forventes å forekomme ca. kl. 17 - 19 (evt. på morgen ca. kl. 7 – 9) på de kaldeste vinterdagene).

For å synliggjøre energi- og effektbesparelsen ved Fjordbyens planlagte bærekraftige mobilitetskonsept er også energi- og effektbehov for el-kjøretøy for en mer tradisjonell byutvikling estimert. Følgende forutsetninger er lagt til grunn i disse beregningene:

- Antall biler som har sin faste parkeringsplass (og dermed lader) i Fjordbyen: 3000 biler⁵
- Årlig kjøre lengde per bil: 15 000 km/år⁶
- Resterende forutsetninger forutsettes uendret mellom de to scenariene.

I Tabell 4 vises estimert energi- og effektbehov for Fjordbyen ferdig utbygd ved hhv. Fjordbyens planlagte bærekraftige mobilitetskonsept og en mer tradisjonell mobilitetsplanlegging for et byområde.

⁴ Det forutsettes at batterikapasiteten skal opp fra gjennomsnittlig ca. 60 % torsdag kveld til 100 % fredag formiddag. Dette gir et ladebehov på 24 kWh/bil som betyr 6 timers lading per bil ved gjennomsnittlig 4 kW ladeeffekt per bil.

⁵ Med utgangspunkt i maksnorm for Oslo indre by på 0,35 - 0,7 biler per 100 m² BRA legger det til grunn 0,5 biler per 100 m² bolig. Med totalt ca. 600 000 m² bolig i Fjordbyen ferdig utbygd gir dette: 0,5 biler / 100m² * 600 000 m² = ca. 3 000 biler)

⁶ Det forutsettes her en miks med flest delte biler og noe private biler. Betydelig kortere kjøre lengde per bil som følge av at det er flere bildelingsbiler tilgjengelig (lavere belegg per bil), samt enkelte privatbiler med kortere kjøre lengde.

Tabell 4: Estimert energi- og effektbehov for elbiler i Fjordbyen ved hhv. Fjordbyens bærekraftige mobilitetskonsept og en mer tradisjonell mobilitetsplanlegging for et byområde.

	Estimert energibehov elbiler	Dimensjonerende ladeeffekt elbiler
Mobilitetskonsept Fjordbyen	3,84 GWh	3,2 MW ⁷
Tradisjonell mobilitetsplanlegging	7,20 GWh	12 MW ⁸
Reduksjon sammenliknet med tradisjonell mobilitetsplanlegging	-3,36 GWh	-8,8 MW

2.2.3 Energibehov andre laster

Gatevarme

Fjordbyen ligger som navnet tilsier ved sjøen som ofte medfører isete veier/fortau pga. lave tåkeskyer og fuktig luft. Det er foreløpig antatt et behov på å legge ca. 19 000 m² gatevarme i viktige ferdselsårer for gående/syklist, derav en hurtigsykkelvei og i begge fortau i kollektivgata.

Gatevarmeanlegget vil bli bygget som et termisk anlegg med PEX-sløyfer og vann/glykolblanding for å kunne utnytte varme fra sjøen/fjernvarmeanlegget.

Erfaringstall viser at gatevarmeanlegg har et effektbehov på ca. 250 W/m² og ved god styring et årlig energibehov på 120 kWh/m²/år. Dette gir i Fjordbyen et maks effektbehov på 4,7 MW og et årlig energibehov på ca. 2,3 GWh. Effektbehovet vil være dimensjonerende ved 0 - 10 °C, og trappes ned til ett minimum ved kaldere vær, hvor det som regel er tørt og ikke snø. Energiforbruket kan «enkelt» bli 100 - 200 % høyere og forbruket vil derfor avhenge av god drift og styring. Erfaring viser også at selv om man har gatevarme så bør det ved store snøfall i tillegg benyttes måke/kostemaskiner for å få hurtig respons samt redusere problem med store isdannelser pga. smeltevann samt redusere energiforbruket.

Investering i gatevarmeanlegg velges i hovedsak fordi man sparer penger på vedlikehold av veier og fortau, og pga. uhell og skader ved bruk av store brøytetraktorer.

Det er verdt å nevne at PEX-sløyfene i bakken også har den fordel at det kan benyttes som solfangere i sommerhalvåret og levere energi til geobrønner og/eller forvarming av tappevann. Potensialet for å utnytte gatevarmeanlegget som solfangere er ikke inkludert i energiberegninger i denne analysen i hovedsak fordi temperaturen er lav (antatt maks 15-18°C) og at vi allerede har valgt å bruke sjøen og varmpumper som grunnlast for termisk energi. Bruk av gråvann til gjenvinning vil ha et større potensiale pga. at dette er tilgjengelig hele året/døgnet. Fordelen med å gjenvinne solvarme fra gatevarme er at dette krever veldig små merinvesteringer for å kunne unytte dette.

En utfordring med veldig store gatevarmeanlegg (ref. Karl Johan i Oslo) så er det pga. graving i gatene gjennom mange år «alltid» lekkasjer i rør slyngene (Ø25mm pex). Dette oppstår i skjøtene som lages når man graver for å reparere /vedlikeholde annen infrastruktur, legge ny gatestein etc. På to av de største anleggene har de gått bort ifra å bruke glykolblanding da dette koster for mye å etterfylle pga. lekkasjene. Her er det etablert en spesialavtale på kjøp av vann fra Oslo Kommune som er medeier i anlegget. Man kan evt. vurdere å bruke sjøvann som medium i Fjordbyen, frysepunktet er litt lavere, dette er «gratis», man sparer både kostnader og miljø versus bruk av vann/glykol blanding. Det vil på den annen side gi utfordringer mht. korrosjon samt større investering på mekanisk og termisk utstyr med bruk av sjøvannsbestandig materialer.

⁷ Estimert samlet ladeeffekt når alle bilene lader samtidig: 4 kW * 800 biler = 3,2 MW.

⁸ Estimert samlet ladeeffekt når alle bilene lader samtidig: 4 kW * 3 000 biler = 12 MW.

Gatebelysning

Det er lagt til grunn 0,5 W/m² opplyst areal som går på etter solnedgang og slår seg av ved soloppgang. Antatt areal som krever gatebelysning er estimert til ca. 6 % av hele Fjordbyen-området. Totalt beregnet energibruk til gatebelysning for Fjordbyen er dermed på ca. 2,4 GWh/år.

Pumpedrift

Beregninger utført i forbindelse med LCC-analysen (presentert i kapittel 3.5) for hele Fjordbyen viser at det totale elkraftforbruket til pumper for alle distribusjonssystemene til fjernkjøling, sjøvann- og fjernvarme vil øke med ca. 90% (1,9 GWh) fra ca. 2,2 GWh til ca. 4,1 GWh ved valg av et fjernvarmesystem med 45–35 °C (DT10) vs. 75-35 °C system (DT40). Hovedårsaken er at energiforbruket til distribusjonspumpene på fjernvarmenettet har en økning på 1,8 GWh fra ca. 0,6 GWh for DT40 til 2,4 GWh for DT10.

En ulempe med lavtemperatur fjernvarmesystem med DT10 er altså at det vil ha ca. fire (4) ganger høyere vannmengde og elkraftforbruk enn ett med DT40.

Ved valg av lavtemperaturanlegg på varmeanlegg i bygg vil dette også kunne medføre noe økning i energiforbruket til pumpedrift. I et senere forprosjekt bør det vurderes løsninger og tiltak for å øke DT på et lavtemperaturnett fra DT10 (45-35 °C), til for eksempel DT15 (46-31 °C). Det vil redusere pumpekostnadene med 50 %, senke investeringer på VVS-anlegg og gjøre anlegget mer robust. Samtidig setter dette større krav til sekundærsiden ved at returen på byggene må ned fra 30 °C til 26-27 °C.

Avfallsbehandling

Det er vurdert to ulike løsninger for avfallsbehandling for Fjordbyen; avfallssug og nedgravde containere. For avfallssug forutsettes et årlig energibehov (elektrisitet) på ca. 60 kWh/tonn avfall, tilsvarende ca. 200 000 kWh/år for de avfallsmengder som kan forventes fra ca. 15 000 innbyggere.

Til sammenligning er energibehovet (i form av biogass som drivstoff) for tømning med kranbil estimert til ca. 15 000 kWh/år.

Tallene over representerer kun energibehov for transport av avfall ut av området. Utnyttelse av matavfall til energiproduksjon er ikke vurdert i forbindelse med denne konseptutredningen.

Vann og avløp

I KU-rapport for fagområde vann og avløp (med tilhørende teknisk rapport som vedlegg) presenteres flere alternativer for behandling av gråvann og svartvann, da det på nåværende tidspunkt ikke er besluttet hvilken løsning som skal benyttes i Fjordbyen. Beregninger av forventet energibruk viser en betydelig differanse mellom de ulike alternativene, fra ca. 2,8 GWh/år for en tradisjonell løsning til 1,7 GWh/år for en lokal, bærekraftig løsning der gråvann og svartvann separeres og gråvannet behandles lokalt i Fjordbyen. Det pågår pt. arbeid for å utrede sistnevnte løsning nærmere, med støtte fra klimasats. I vurdering av energibehov til vann og avløp legges det i foreliggende energikonsept til grunn at løsning for separering av gråvann og svartvann velges.

Det er et energigjenvinningspotensiale i å forvarme tappevann med gråvann fra dusj og oppvaskmaskiner. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 3.3.

Som en del av sirkulærtankegangen i Fjordbyen er muligheten for å utnytte svartvann til biogassproduksjon blitt vurdert. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 7.3.

Legionella

En mulighet som også bør utredes nærmere i et senere forprosjekt er at det bygges et eller flere sentrale renseanlegg, f.eks Apurgo eller tilsvarende, på inntakspunktene for drikkevann/byvann til området. Dette for å unngå at legionella kommer i inn rørsystemene på både kaldt og varmtvannsystemet helt fra starten av i

ett nytt rørnett. Med dette sentrale tiltaket kan vi redusere energibruken og senke tappevannstemperatur på varmtvann i bygg fra ca. 65 °C til 52 - 55 °C. Dette vil dog ikke redusere energiforbruket på varmtvannsforbruket, men effektbehov og energikostnad på produksjon samt varmetap på distribusjonen vil bli redusert.

Videre vurdering av dette tiltaket anbefales å inngå i et senere forprosjekt. Et alternativ som da bør vurderes er ett lavtemperatur fjernvarmenett (45 - 35 °C) uten satellittvarmepumper. Antall varmtvannsberedere og akkumulatorvolum må da økes og kan plasseres i hvert bygg (kundesentral) og brukes til å heve temperaturen på tappevann fra ca 42 °C til 52 - 55 °C varmtvannsberedere vil i sommerhalvåret produsere varmtvann med energi fra batterier, PV sol og i vinterhalvåret bruke utkopplbar nettleie når dette er tilgjengelig. I perioder uten utkopplbar nettleie eller tilstrekkelig solstrøm (eller batterikapasitet) i sommerhalvåret må fjernvarmenettets temperatur heves til ca. 55 °C ved bruk av energisentralens varmepumper eller multifuel biogasskjeler. Alternativt lokale biogasskjeler fra lokalt avfall (ref. kapittel 3.3 om biogass).

Kjøling

Det er i denne rapport og i LCC analyse (kap 3-termisk) kun inkludert effekt og energibehov for komfortkjøling til nærings- og offentlige bygg.

Potensialet er stort for å kunne øke fjernkjølesalget ved å også å levere fjernkjøling til:

- Datarom for næringsdrivende (og datasenter)
- Komfortkjøling i boliger

Dette tiltaket vil også fungere som et energieffektiviserende tiltak samt redusere elkraftbehovet som er til boliger og næring.

2.2.4 Oppsummering energibehov

Totalt energibehov for Fjordbyen er oppsummert i tabellen under. Det er viktig å merke seg at dette ikke representerer levert energi til Fjordbyen, men energibehovet, det vil si at det ikke er medregnet systemvirkningsgrad på energikildene som benyttes. Beregnet levert energi for de ulike scenariene er presentert i kapittel 7.1.

Tabell 5: Energibehov for Fjordbyen sammenliknet med referansescenario

	Energibehov Fjordbyen [GWh/år]	Energibehov referansescenario [GWh/år]	Differanse [GWh/år]	Differanse [%]
Bygg	67,5	78,7	-11,2	-14 %
El-kjøretøy	3,8	7,2	-3,4	-47 %
Gatevarme	2,3	2,3	0,0	0 %
Gatebelysning	2,4	2,4	0,0	0 %
Pumpedrift nærvarme/- kjøling	4,1	2,2	1,9	86 %
Avfall	0,2	0,0	0,2	>100%
Vann og avløp	1,7	2,8	-1,1	-39 %
Totalt	82,0	95,6	-13,6	-14 %

2.3 Grunnlag for lønnsomhetsberegninger

I lønnsomhetsberegningene i utredningen er det lagt til grunn strømpriser iht. NVE sin langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2020-2040⁹. Her presenteres tre ulike baner for kraftprisutvikling, hhv. lav, basis og høy. I basisbanen øker kraftprisen i Norge fra 38 øre/kWh i 2022 til 41 øre/kWh 2040. For lav og høy bane er strømprisen i 2040 fremskrevet til hhv. 25 øre/kWh og 48 øre/kWh.

Med de store endringene vi ser i kraftmarkedet i dag er det en betydelig usikkerhet knyttet til denne utviklingen. Dette viser også den store variasjonen i NVE sine framskrivninger.

Dagens situasjon med foreløpig stopp i vindkraftutbygging, utsikter mot høyere energiforbruk til kraftintensiv industri, planer om flere store batterifabrikker og utbygging av fornybar kraft til sokkelen kan føre til økte kraftpriser. NVE vurderer i sin analyse at dette ikke vil påvirke strømprisen i betydelig grad, bl.a. fordi høyere kraftpris forventes å dempe veksten i prisfølsomt forbruk som hydrogenproduksjon og datasentre.

I LCC-analysen for termisk energiforsyning (kapittel 3.5) er det brukt en fast pris på strøm i hele analyseperioden, mens det i lønnsomhetsberegning for solceller (kapittel 4.1.7) vises resultater for alle NVE sine baner for kraftprisutvikling.

Kommentar oktober 2022: Med strømprisene vi har sett i 2021 og 2022 er det grunn til å tro at NVE sine framskrivninger kan ligge på et for lavt nivå mtp fremtidig strømpris. Både NVE og Statnett har allerede justert opp sine framskrivninger i opdatert kraftmarkedsanalyse høsten 2021, og det forventes at nye oppdateringer vil komme med ytterligere oppjusteringer i forventet fremtidig strømpris. Lønnsomhetsberegningene er ikke oppdatert basert på nye data på grunn av den store usikkerheten som ligger i fremtidig strømpris, men generelt vil høyere forventede strømpriser gi bedre lønnsomhet for lokal energiproduksjon og ENØK-tiltak som er lagt til grunn i foreliggende energikonsept. Dette vil styrke konseptet ytterligere.

3 Termisk energiforsyning

3.1 Innledning

Utgangspunktet for arbeidene var å utvikle Fjordbyen som et komplett nytt byområde med lavest mulig energibruk og klimafotavtrykk. Fjordbyen ligger ved sjøen og utnyttelse av fjordvarme til både varme og kjøling vil være et naturlig valg.

Fjordbyen ligger som kjent på grensen til Drammen kommune hvor også det nye sykehuset i Drammen vil ligge som nærmeste nabo. Sykehuset skal driftsettes ca. 2024.

Bakgrunnen for prosjektet og ideen med ett lavtemperatur fjernvarmsystem kommer fra EU og det kalles 5. Generasjon Fjernvarme (5G)¹⁰. Se figur Figur 3-2 som viser utviklingen fra 1G til 5G¹¹.

Prosjektet har hentet inspirasjon fra Zurich i Sveits hvor også prosjektgruppen har vært på besøk hos Green City Zürich som i 2017 har bygget et 5G lavtemperatur fjernvarmeanlegg med turtemperatur på ca. 35 °C og hvor lokale varmepumper i hvert bygg sørger for å løfte temperaturen på tappevannet¹². Fjernvarmenettet stoppes dessuten på sommeren og i denne perioden kjøles byggene ned med tappevannsvarmepumpene slik at overskuddsvarmen fra kjøling overføres til tappevannet. I dette systemet skjer primær varmeforsyning fra grunnvannet, og sekundært fra jordbrønner. Strøm fra solceller benyttes til direkte el og drift av varmepumpene. Spisslasten for fjernvarmen er biogass.

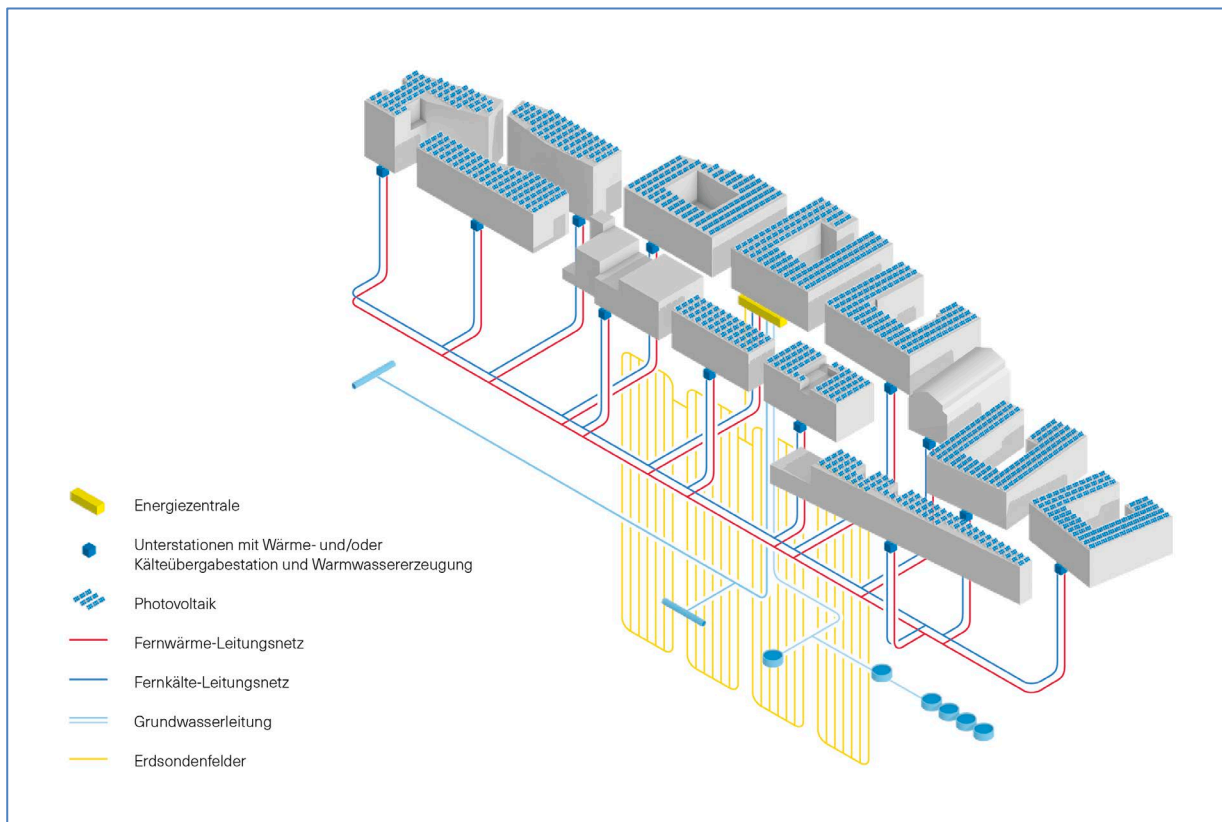
⁹ https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf

¹⁰ <https://www.4dh.eu/index.php/about-4dh/in-danish>

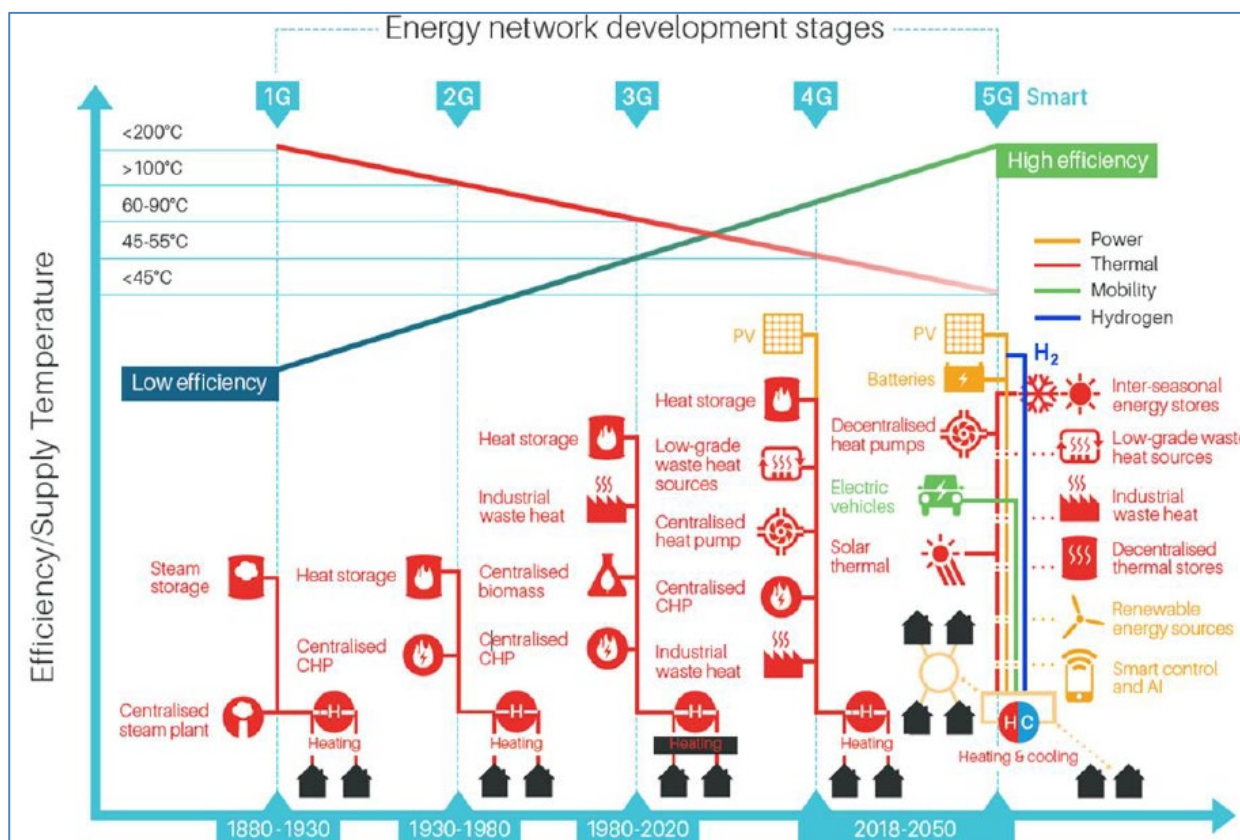
¹¹ Se også <https://smartenergysystems.eu/2020-2/>

¹² <https://www.ewz.ch/edl/de/home/projekte/greencity.html>

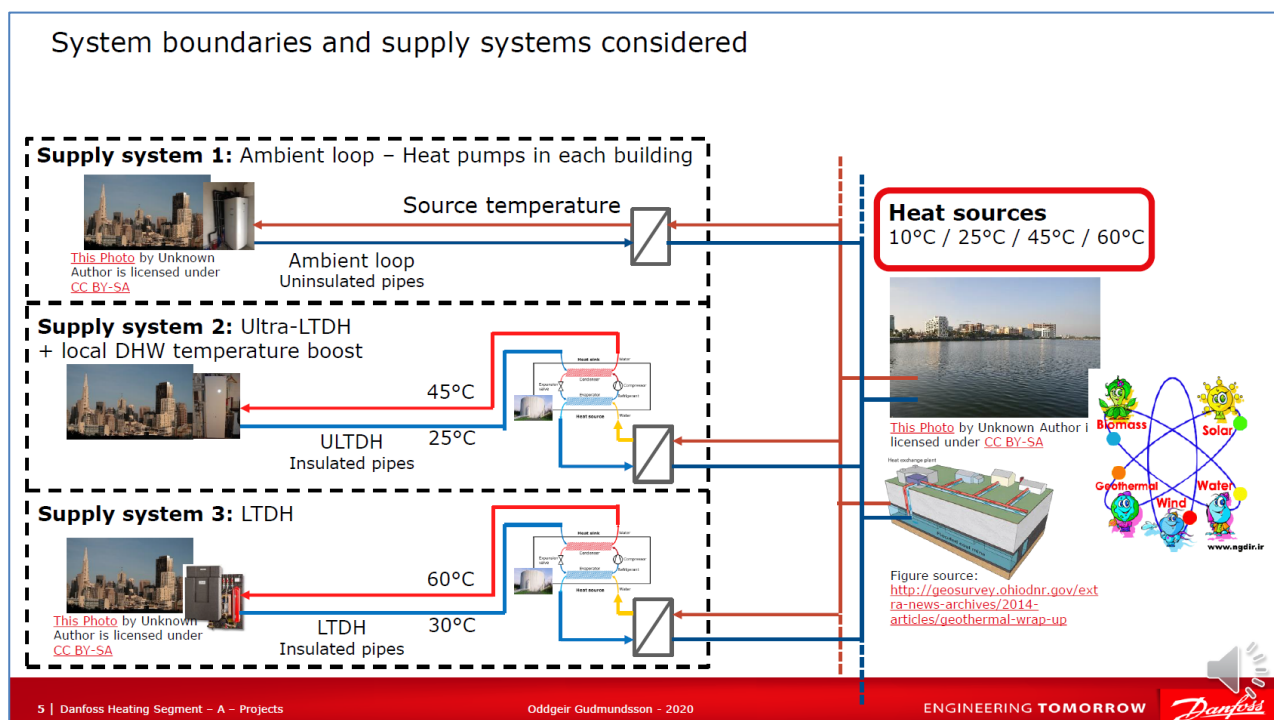
Energiselskapet EWZ (Energiewerke Zürich) er eier av hele energisystemet, med unntak av solcellene hvor hver enkelt boligeier har hatt anledning til å kjøpe sin egen andel. EWZ eier og drifter også varmepumpene i byggene og har inngått en tjenestekontrakt for leveranse av energi, etter den såkalte ESCO-modellen (Energy Service Company).



Figur 3-1: Energikonseptet i GreenCity Zürich illustrert. Systemet er basert på utnyttelse av varme fra grunnvann og energibrønner, samt strømproduksjon med solceller. Spisslasten i fjernvarmenettet dekkes med biogass. (Kilde: <https://www.ewz.ch/edl/de/home/projekte/greencity.html>)



Figur 3-2 viser utviklingen fra 1G til 5G. Med lokale produksjonskilder og smarte og integrerte løsninger med byggets elkraftsystem så kalles det 5G. (Kilde: <https://smartenergysystems.eu/wp-content/uploads/2021/02/0053.pdf>)



Figur 3-3 viser tre alternative lavtemperatur fjernvarmesystemer 3 - 5G, hvor vi i dette prosjektet har valg å lage en LCC analyse av de to nederste prinsippene. (Kilde: <https://www.iea-ebc.org/Data/Sites/4/media/events/2020-10/presentations/2.4--gudmundsson--district-energy-resilience.pdf>)

Det nærmeste vi kommer ett 5G fjernvarmeanlegg i Norge er i Nordfjordeid hvor de har bygd et fjordvarme/fjernkjøleanlegg basert på sjøvann som energikilde, med kjøleleveranse kombinert med

desentrale varmepumper lokalisert i byggene¹³. Dette er bygd likt prinsippet for «supply system 1» vist i Figur 3-3.

Vi har gjort et forsøk på å kartlegge kostnadstall for lønnsomhet av drift og vedlikehold av anlegget uten å lykkes. Årsaken til dette er at varmeselskapet «Fjordvarme» kun drifter og eier sjøvann -og kjøledistribusjonssystemet, mens eier av bygg (kundene) har investert i kundesentraler, lokale varmepumper og kjeler til spisslast og reserve. Alle kundene må også ha back-up løsninger for å tilfredsstille N-1-kriteriet. Sistnevnte er hovedargumentet for å se bort fra denne type system i Fjordbyen Lier.

Det er også andre parallelle prosjekter som er under utvikling og som vil være av interesse for Fjordbyen. Dette gjelder blant annet «Felles energiløsning for Ulvenområdet» i Oslo (DigiPlex/Ulven AS)¹⁴ Mikrogridenergisystem på Furuset i Oslo¹⁵ og utvikling av lokalt lavtemperaturnett ved Leangen i Trondheim (Koteng Eiendom, Statkraft Varme og Trondheim kommune)¹⁶. Vi har i løpet av denne prosjektperioden ikke fått tak i informasjon fra disse utbyggere da de er i utviklingsfasen. Det anbefales kartlagt ifm. senere forprosjektfase.

Det vi har fått i opplysning fra Hafslund Oslo Celsio (tidligere Fortum Oslo Varme) om Ulvenprosjektet (Oslo) er at det er bygget ett «konvensjonelt» lavtemperatur fjernvarmenett på 85 °C og at spillvarme (17 °C) fra DigiPlex datasenter løftes opp til 85 °C ved hjelp av fire varmepumper (medium 1234) i serie. Denne energien blandes inn på fjernvarme tur hovednettet til Hafslund Oslo Celsio. Videre bygges et eget fjernkjølenett til bygg med behov for kjøling. Ingen av de øvrige tiltakene som er foreslått i tidligfase studier har blitt realisert, etter det vi kjenner til.

Mikrogridenergisystemet på Furuset i Oslo, som har fått ca. 36,8 mill kr i Enova-støtte, er under prosjektering. Iht. Enova's prosjektbeskrivelse gjennomføres prosjektet som en storskala demonstrasjon av et mikroenergisystem på Furuset. Systemet skal bygges opp og styres på en måte som gjør at området trekker minst mulig energi og effekt fra det omkringliggende kraftnettet. Det skal etableres ett høytemperatur sesonglager for termisk energi som utnytter spillvarmen fra avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud på sommerstid og sesonglagring av denne. Dette, i kombinasjon med et lavtemperaturfjernvarmenett og energidistribusjonssystem i byggene, reduserer behovet for effektilførsel fra kraftsystemet på vinterstid. I tillegg vil bruk av batterier kombinert med sol innlemmes i systemet. Dette vil også redusere behovet for fossile energikilder som spisslast i fjernvarmenettet.

Når det gjelder utvikling av lokalt lavtemperaturnett ved Leangen i Trondheim så er de i samme fase og har tilnærmet like løsninger som Fjordbyen. De har i første fase bygd et konvensjonelt fjernvarmenett frem til første byggetrinn og boligblokkene skal gjenvinne gråvann til forvarming av tappevann. Satellittvarmepumper skal brukes til å heve tappevannstemperaturen etter forvarming med gråvann fra dusj, badekar og vaskemaskiner¹⁷.

Mikroenergiystem på Furuset er et prosjekt som er i oppstartsfasen også med Hafslund Oslo Celsio som aktør. Dette er også veldig likt vårt konsept i Fjordbyen hvor målet med prosjektet er å demonstrere en ny metodikk for organisering av energisystemet der lokalt samspill mellom produksjon og forbruk, digitalisering og helhetlig infrastrukturbygging står sentralt. Det skal etableres et høytemperatur sesonglager for termisk energi som utnytter spillvarmen fra avfallsforbrenningsanlegget på Klemetsrud på sommerstid og sesonglagrer denne. Dette, i kombinasjon med et lavtemperaturfjernvarmenett og energidistribusjonssystem i byggene, reduserer behovet for effektilførsel fra kraftsystemet på vinterstid. I

¹³ <https://www.fjordvarme.no/referansar/fjordvarmeanlegget-pa-nordfjordeid---utbygging/>

¹⁴ <https://www.fortum.no/media/2018/08/digiplex-og-fortum-oslo-varme-inngar-samarbeid-overskuddsvarme-fra-datasenter-skal-varme-opp-tusenvis-av-oslo-leiligheter>

¹⁵ <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/mikroenergisystem-pa-furuset/>

¹⁶ https://www.vvsaktuelt.no/slik-skal-framtidens-byer-bli-energismarte-175116/nyhet.html?newsletterid=11096&utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=2020-08-13

¹⁷ <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/slik-skal-framtidens-byer-bli-energismarte/>

tillegg vil bruk av lagring i batterier kombinert med sol implementeres og integreres i systemet. Dette vil også redusere behovet for fossile energikilder som spisslast i fjernvarmenettet.

Høsten 2020 ble det avholdt en workshop med Glitre, Drammen Fjernvarme (Drammen FV) mfl. hvor det ble diskutert alternative løsningsforslag. Bruk av overskuddsvarme fra Drammen FV med bruk av returvann ble diskutert, men løsningen ble forkastet på grunn av usikkerhet knyttet til driften. Denne løsningen vil kreve at alle kundene i Fjordbyen måtte ha egne pumper for å sirkulere vannet tilbake til Drammen FV, som på sin side måtte installere varmepumper i serie og løfte temperaturen opp til normal retur. Drammen FV så det ikke hensiktsmessig å gå videre med dette alternativet.

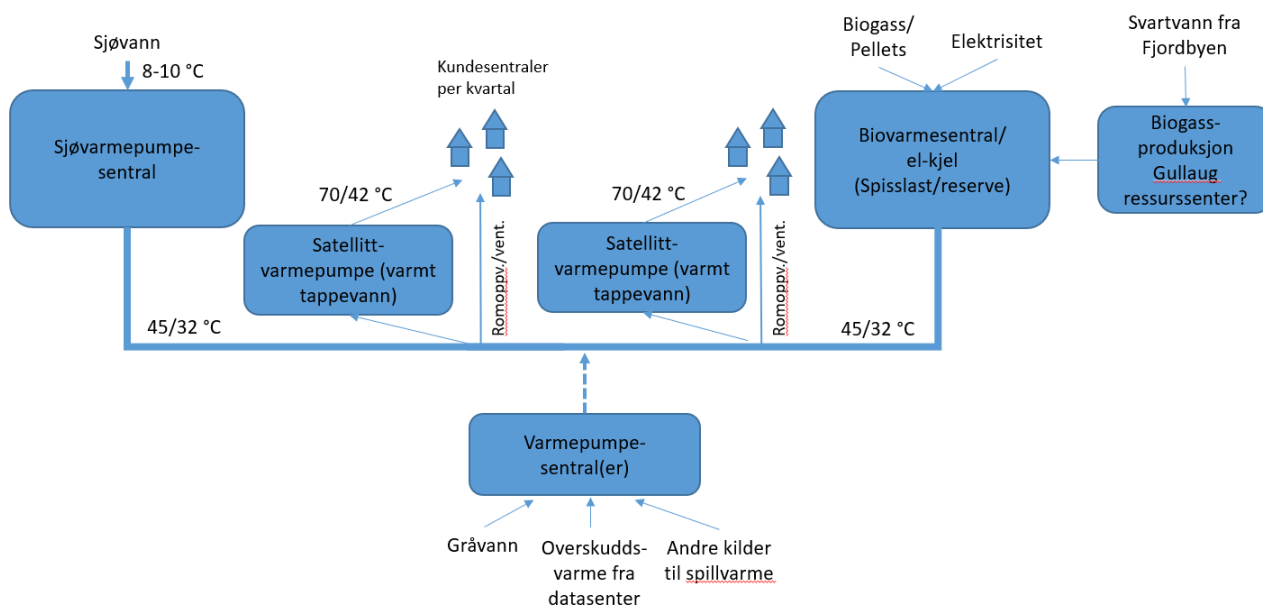
Drammen FV har i dag et fjernvarmenett i hele byen som driftes på maks ca. 100°C med varmepumper og biopellets som grunnlast. Til sykehuset og Fjordbyen planlegger de å bygge ett lavtemperatur fjernvarmenett med maks 75 °C fra samme energisentral som dagens høytemperatur varmepumper er installert.

Dette er bakgrunnen for de to valgte alternative løsningene som har blitt utredet nærmere i denne konseptutredningen og sammenlignet i en LCC-analyse. Alternativene beskrives nærmere i kapittel 3.2.

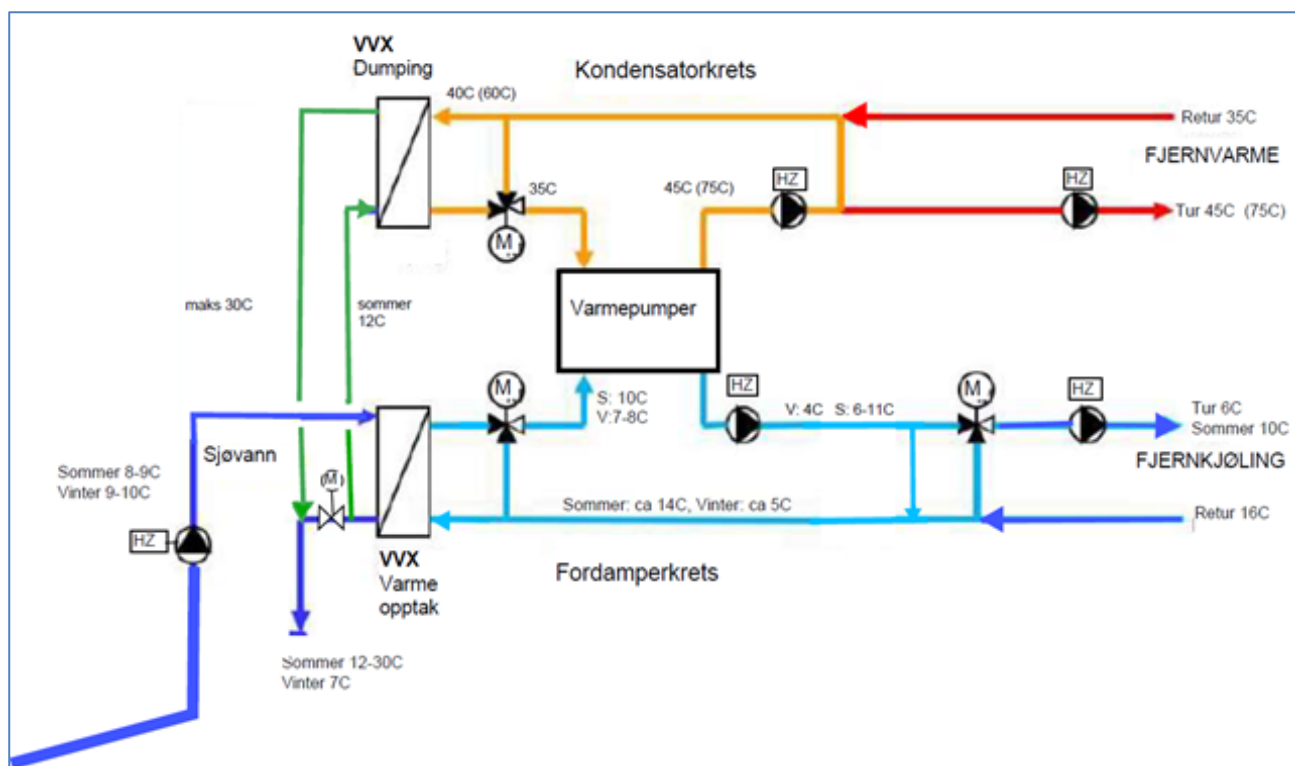
3.2 Alternativer for termisk energiforsyning

Hovedalternativet er ett lavtemperatur fjernvarmesystem (5G) med 45 °C turtemperatur, med bruk av varmepumper som grunnlast med sjøen som energikilde. Prinsippskisse for termisk energikonsept for Fjordbyen er vist i Figur 3-4. Prinsippskisse for sjøvarmepumpesentral er vist i Figur 3-5.

Prinsippskisse termisk energisystem alternativ A



Figur 3-4: Prinsippskisse for termisk energisystem alternativ A (hovedalternativet)



Figur 3-5: Prinsippskjema for grunnlast i energisentralen med sjøvannsinntak og varmepumper som produserer fjernvarme og fjernkjøling. Prinsippet for bruk av spisslastkjeler (biogass og elektrokjeler) er ikke vist.

Hovedalternativet sammenliknes med et mer konvensjonelt fjernvarmenett hvor temperaturen også er forholdsvis lav, kun 75°C på tur (3G). De fleste fjernvarmeselskaper operer i dag med turtemperatur på mellom 90 og 120 °C og ofte retur på 45-55 °C. Hovedforutsetningene i de to alternativene er vist i Tabell 6.

Tabell 6: Forutsetninger lagt til grunn i hovedkonsept (alternativ A) og konvensjonelt konsept (alternativ B) for termisk energiforsyning i Fjordbyen

Forutsetninger lagt til grunn i hovedkonsept (alternativ A) og konvensjonelt konsept (Alternativ B)			
		Alternativ A – Nærvarmenett med tur/retur 45/35 °C + satellitt-VP	Alternativ B – Nærvarmenett med tur/retur 75/35 °C
Produksjon nærvarmenett	Grunnlast	Varmepumpesentral som henter varme fra sjøvann, løfter sjøvannstemperaturen fra 8-10 °C opp til 45 °C (COP 4,8).	Varmepumpesentral som henter varme fra sjøvann, løfter sjøvannstemperaturen fra 8-10 °C opp til 45 °C (COP 3,6).
	Spisslast og backup	Gass og elektrokjeler benyttes til spisslast og reserve (n-1) og skal levere maks 45 °C.	Gass og elektrokjeler benyttes til spisslast og reserve (n-1) og skal levere 75 °C.
	Kjøling	Kjøling leveres med varierende temperatur (maks 10 °C) ved frikjøling for begge alternativer. Det er forutsatt sjøvannstemperatur 8-9 °C på sommeren.	
Distribusjon nærvarmenett	Fjernvarme	Tur/retur primær/sekundær 45-32°C	tur/retur primær/sekundær 75-32°C
	Fjernkjøling	Tur/retur primær/sekundær 10-16/11-17 °C	Tur/retur primær/sekundær 10-16 /11-17°C
Kundesentraler og varmeanlegg i bygg/kvartal (totalt 35 stk)	Varme og ventilasjonsanlegg VVX	Tur/retur primær/sekundær 45-32/42-30 °C. (Gulvvarme på bad 38-33 °C, i andre rom 33-27 °C; Ventilasjon og ev. radiator/konvektor ovner 42-27 °C).	Tur/retur primær/sekundær 75-35/60-30 °C. (Gulvvarme på bad 38-33 °C, i andre rom 33-27 °C; Radiatorer 50-30°C, Ventilasjon 60-30°C).
	Varmt tappevann	Lokale energisentraler med varmepumper (NH3), "Satellittvarmepumper", etableres felles for 3-4 kvartaler (Totalt 12 stk). Forvarming tappevann fra nærvarmenett (45-15 °C/ 42-7,5 °C). Satellittvarmepumper designes for 45-35°C /70-42°C (COP 8,9).	Direkteveksling fra nærvarmenett. VVX designes for 75-20 °C/ 65-5 °C.
	Varmt tappevann backup	Varmtvannsberedere med elektrisk reserve (n-1) brukes når satellitt varmepumpe må tas ut av drift ved årlig service.	Backup i nærvarmenett. Ingen lokale varmtvannsberedere.
	Distribusjon varmt tappevann	Etableres lokal distribusjon fra satellittvarmepumpene frem til de 2-3 andre «kundene"/kvartalene med felles måling (energimåler på både vv og vvc).	Direkteveksling fra nærvarmenett ved hver kundesentral. Ikke behov for ekstra lokal distribusjon mellom kvartaler.

Felles for begge alternativene er at det legges til grunn returtemperatur på 35°C (30°C i bygg). Begge har også fjernkjøling som ett parallelt distribusjonssystem til alle næringsliv/offentlige bygg med behov for kjøling.

Fordelene med lavtemperatur distribusjonssystemer (45 °C) er lavt varmetap på distribusjonssystemene både utomhus og innomhus, samt reduserte produksjonskostnader med billigere varmepumper og høy systemvirkningsgrad. Varmepumper som brukes til å produsere både varme og kjøling får høyere årsvirkningsgrad (COP 4,8) på 45 °C system enn på 75 °C (COP 3,6). Dette tiltaket tilsvarer ett energieffektiviseringstiltak på ca. 33 % og man vil med lave merkostnader og høy virkningsgrad uten store temperaturøkninger kunne bruke nærvarmedistribusjonssystemet til å utveksle varme fra næring/industri, for eksempel næringsmiddel fryseanlegg og datahaller. Prinsippet er vist i Figur 3-4.

En ulempe med lavtemperatursystem er at drift og vedlikeholdskostnader øker. Grunnet liten delta T og store vannmengder øker distribusjonskostnadene (pumpeenergi) i forhold til konvensjonelle løsninger. Videre gir det høyere investeringskostnader på distribusjonsrør og kundesentraler, samt økte kostnader på VVS distribusjonssystemet i bygg (lavtemperatur varmeanlegg). På 45 °C systemet er det spesielt kritisk med

returtemperaturen på fjernvarmenettet (maks 35 °C) og i byggene for å redusere vannmengder og pumpeenergi så mye som mulig.

For begge alternative systemer har vi forutsatt at det bygges et parallelt fjernkjølenett. Temperaturnivået på kjøleanlegg i bygg bør legges så høyt som mulig for å kunne utnytte frikjøling fra sjøen i størst mulig grad. Historisk sett har kjøleanlegg i bygg vært designet for t/r 9-16 °C. I dette systemet forutsetter vi at byggene dimensjoneres for 12-18 °C og at fjernkjøledistribusjonssystemet designes for maks t/r 11-17 °C.

Fjernkjølebehovet for hele Fjordbyen er estimert til ca. 8MW (effekt) men kun ca. 1,7 GWh energisalg. Forholdet mellom maks effekt og årlig energiforbruk gir en såkalt driftstid på ca. 210 timer i året (forholdet mellom årlig energibehov og maks effekt). Dette betyr at det er stor kapasitet i de resterende 8 500 timene i året.

Energisentralen vil om sommeren med kun bruk av frikjøling ha litt overkapasitet og kan totalt levere ca. 8,5 MW med 10 °C sjøvannstemperatur. Med bidrag fra varmepumpene kan kjølekapasiteten økes opp mot totalt ca. 15MW, ved kun å senke turtemperaturen på fjernkjøling fra 11 °C til 6 °C. Det kan være usikkerhet med sjøvannstemperaturen som iht. Drammen fjernvarme skal være lavere om sommeren 8-9 °C enn om vinteren 10 °C. Dette kan bli verifisert nå i forbindelse med utvidelse av Drammen Fjernvarmes energisentral som i hovedsak skal levere til det nye sykehuset på grensen til Fjordbyen.

Det vil derfor være tilstrekkelig kapasitet på fjernkjølenettet til å levere fjernkjøling til et større datasenter eller annen datakjøling, samt ev. komfortkjøling i boliger, med effektbehov opp til 6-7 MW uten ytterlige tiltak og merinvesteringer.

Iht. Oslofjord Varme har de en driftstid på 800 - 1000 timer per år. Bakgrunnen for dette er at de også leverer mye kjøling til datarom etc. til næringsbygg også i vintersesongen. Vi kan dermed oppsummere at det er stort potensiale for at fjernkjølebehovet vil bli høyere, kanskje 300 – 400 % høyere per år.

Varmtvannsberedere i alternativ A kan alternativt også brukes til å akkumulere solvarme/strøm. Forvarming med gråvann kan benyttes som alternativ til forvarming med nær/fjernvarme i sommerhalvåret. Varmtvannsbereder kan kombineres med dette formål og kan alternativt også brukes til å akkumulere solstrøm eller overskuddsvarme (sol) fra gatevarmeanlegget. Her er det flere muligheter for fleksibilitet og energigjenvinning uten større merkostnader. Dette er ikke medtatt i beregninger og LCC i foreliggende rapport, men er muligheter som anbefales utredet nærmere i senere faser av prosjektet.

3.3 Utnyttelse av overskudds-/restenergi fra avfall, gråvann og spillevarme fra næring/datasenter

Biogass

Det har i arbeidet med konsekvensutredning for Fjordbyen vært sett på mulighet for etablering av ett eget renseanlegg på området, som også inkluderer mulighet for lokal produksjon av biogass fra svartvann.

Slik det er tenkt nå vil eventuell biogassproduksjon finne sted på Gullaug ressurscenter, som er under prosjektering med planlagt oppstart i 2026 og vil være lokalisert litt utenfor Fjordbyen. Det har blitt diskutert om gassen skal benyttes direkte i Fjordbyen til biogasskjeler som spisslast for fjernvarme, eller indirekte som drivstoff til busser og andre tyngre kjøretøy. Stortinget har besluttet å sidestille biogass med elektrisitet og hydrogen som «nullutslippstransportmidler»¹⁸. Dette skaper en forventning om at flytende biogass til transport blir mer attraktivt i årene som kommer, spesielt for tungtransport. Hvorvidt det besluttes å produsere flytende biogass til transport eller biogass for kjelanlegg som kan benyttes i fjernvarmeanlegget i Fjordbyen er etter det vi kjenner til foreløpig ikke klart. Energiproduksjon i form av biogass fra svartvann er

¹⁸ <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=84342>

på grunn av denne usikkerheten ikke medtatt i energiregnskapet for Fjordbyen, men det er i kapittel 7.3 gjennom et regneeksempel vist hvilke energimengder det kan være snakk om.

Det kan også være aktuelt å benytte biogass på lokale gasskjeler kombinert med VVB og elektrisk solkraft, for å heve temperaturen fra 42 til 65 °C, som et alternativ til satellittvarmepumper og som erstatning for elkraftreserve på varmtvannsberedere. Bruk av lokale biogasskjeler vil kreve en gassinfrastruktur for distribusjon av gass (gassledninger). Dette må ev. utredes nærmere. Se også kapittel 2.2.3 om legionella hvor dette er diskutert.

Spillvarme fra gråvann

Det er utført en enkel vurdering og analyse mht. utnyttelse av overskuddsvarme og gjenvinning av energi i avløpsvannet fra Fjordbyen. I vurderingen forutsettes at gråvann og svartvann skal splittes ved at det bygges et vakuumanlegg for toaletter (svartvann). Den totale energimengden og potensialet for energigjenvinning av gråvann er estimert til totalt ca. 4,1 GWh, omtrent 20 % av det totale varmtvannsforbruket i Fjordbyen (21,5 GWh).

Potensialet for energigjenvinning fra gråvann vil avhenge av bl.a.:

- 1) Kaldtvannstemperaturen, som kan variere over året, fra for eksempel 4 °C til 16 °C (Ref. Fornebu).
- 2) Temperaturen på avløpsvannet fra gråvann.
- 3) Virkningsgraden på varmevekslingen mellom gråvann og kaldt byvann.

En utfordring med energigjenvinning fra gråvann er at det vil kreve vedlikehold, fordi det kommer såpe og «urent vann» fra dusj, vaskemaskiner og oppvaskmaskiner etc. med i gråvannet. Varmeveksler må derfor være enkel å rengjøre.

En annen utfordring er at det går mye kaldtvann i avløpet som gjør at temperaturen i perioder kan være veldig lav på gråvannet.

Det er også vanskelig å få god økonomi (payback) med dette konseptet når vi allerede har investert i et fjernvarmesystem med varmepumper sentralt og lokalt, der vi enkelt kan forvarme tappevannet helt opp til ca. 42 °C uten større merinvesteringer.

Vi har hentet inn informasjon fra ett Enova-støttet referanseprosjekt i Nordre gate 20-22 med blokker i Oslo (Aspelin Ramm). De har problem med driften av anlegget og utfører nå nye tiltak for å få dette til å fungere. Det er stor usikkerhet rundt teknologi og kompetanse på dette. Enova støtter denne type prosjekter som vi kan få lærdom av om 3-5 år.

Dette tiltaket er ikke inkludert i LCC analysen. Videre vurdering av dette tiltaket anbefales å inngå i en forberedelsesfase før et senere forprosjekt.

Datasenter

I LCC-analysen for termisk fjernvarme er det ikke inkludert leveranse av kjøling eller bruk av datasenteret for å levere overskuddsvarme til fjernvarmenettet. Det er ikke aktuelt både å bruke fjernkjøling og å utnytte spillvarme da den ene utelukker den andre. Videre vil begge alternativene kort bli omtalt.

Fordelen med fjernkjøleanlegg er tilnærmet «gratis energi», da vi kan levere såkalt «frikjøling» fra sjøvann (8-10 °C) til et datasenter store deler av året, uten å senke temperaturen med lokale eller sentrale varmepumper. Et datasenter vil sannsynligvis kreve bare 12-14 °C kjølevann, i tillegg til at det kan kjøles enten med naturlig ventilasjon og/eller adiabatisk kjøling (befuktning av luft). Dette vil kunne redusere energibruken betydelig sammenliknet med andre, tradisjonelle kjøleløsninger.

I tilfeller hvor man ikke har et potensiale for å bygge fjernkjøling vil spillvarme fra datasenter, i kombinasjon med et lavtemperatur fjernvarmenett, inneha en fordel gjennom å levere grunn- og spisslast inn på fjernvarmenettet, enten via en satellitt kjølemaskin/varmepumpe eller via direkte varmeveksling dersom temperaturen på overskuddsvarmen er tilstrekkelig høy. Denne vil også kunne fungere som reserve og sikkerhet for fjernvarmenettet som en adskilt energisentral med en egen transformator og høyspenttilførsel. Se referanseprosjekt på Ulven, beskrevet i kapittel 3.1.

Jo lavere temperatur på fjernvarmenettet desto bedre virkningsgrad og lavere drift og vedlikeholdskostnader kan man oppnå. Hvis vi tar for oss ett eksempel og forutsetter at datahallen har et kjølesystem på 13-17 °C så vil en kjølemaskin/varmepumpe (ett eller to trinn -NH₃) kunne løfte 17 °C spillvarme temperatur med følgende årsvirkningsgrader sammenliknet med å bruke sjøvann:

Alt A: 45-35°C: COP = 6,2 versus COP = 4,8 (sjøvann) gir 30 % lavere elkraftforbruk på VP.

Alt B: 75-35°C: COP = 4,0 versus COP = 3,6 (sjøvann), gir 10 % lavere elkraftforbruk på VP.

Det vil derfor kunne være god lønnsomhet i å hente varme fra et datasenter sammenlignet med sjøvann, hvis vi ser bort fra at vi allerede har investert i et fjernkjøleanlegg. Man vil her kunne kutte installert varmepumpeeffekt (for eksempel 3MW) i energisentralen, samt investeringskostnader i sjøvannsanlegget og størrelse på bygg, men dette vil gi marginale innsparinger.

Det er viktig å få klarhet i omfanget av et eventuelt datasenter og potensialet for dette på et tidlig tidspunkt for å utføre nødvendige energi- og effektsimuleringer for å kunne finne den mest gunstige løsningen.

Spillvarme fra andre kilder

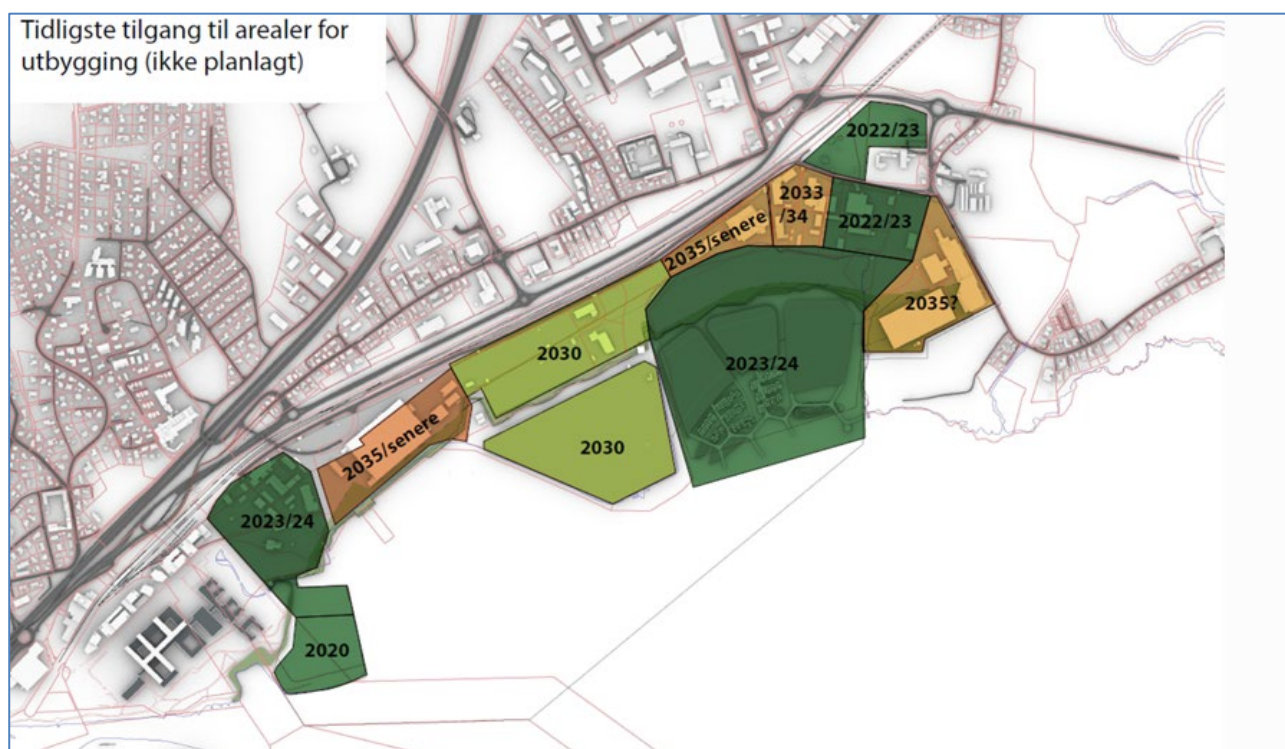
Spillvarme fra andre kilder vil her være for eksempel store fryselager eller butikker med fryselager. Et fjernkjøleanlegg vil ikke kunne levere kaldt nok vann til et fryselager som vil kreve glykol/vann ned mot minus 20 – 30 °C. Dette medfører at fryselager må ha kjølemaskiner til dette formål og vil kunne levere spillvarme på mellom 20 og 30 °C. Varmen utnyttes oftest internt til defrosting av kjøleenheter i fryselager og til varme i butikken om vinteren, men også store deler av varmen kastes over tak med frikjøling, spesielt om sommeren.

Fordelen med lavtemperatur fjernvarme er her også lik som for datahaller at man vil bruke mindre energi på å løfte temperaturen til 45 °C versus 75 °C med varmepumper. En varmepumpe på et fryselager vil komme som et tillegg til kjølemaskiner som leverer kaldt glykol/vann og det vil derfor være mindre lønnsomt sammenlignet med en datahall.

3.4 Tilpasning til utbyggingstakt

Økonomisk så vil det bli en stor utfordring med å bygge ut infrastruktur til fjernvarme/fjernkjøling til ett komplett nytt byområde som Fjordbyen. Det er antatt at utbygning vil skje over en tidsperiode på ca. 70 år med 100 boenheter per år, med totalt ca. 7 160 boenheter.

I den økonomiske LCC-analysen så er det forutsatt en konservativ og forsiktig utbyggingstakt hvor distribusjonsnett og kundesentraler bygges ut likt hvert år fra 2025 til 2085, totalt 61 år. Virkeligheten vil nok se annerledes ut og hovedledninger vil i praksis bygges 3-5 år før mange av kundene/byggene kan tilkoples og inntektene for varme/kjølesalg kan realiseres. Dette vil også gjelde for annen infrastruktur som elektro, VA og avfallssug.



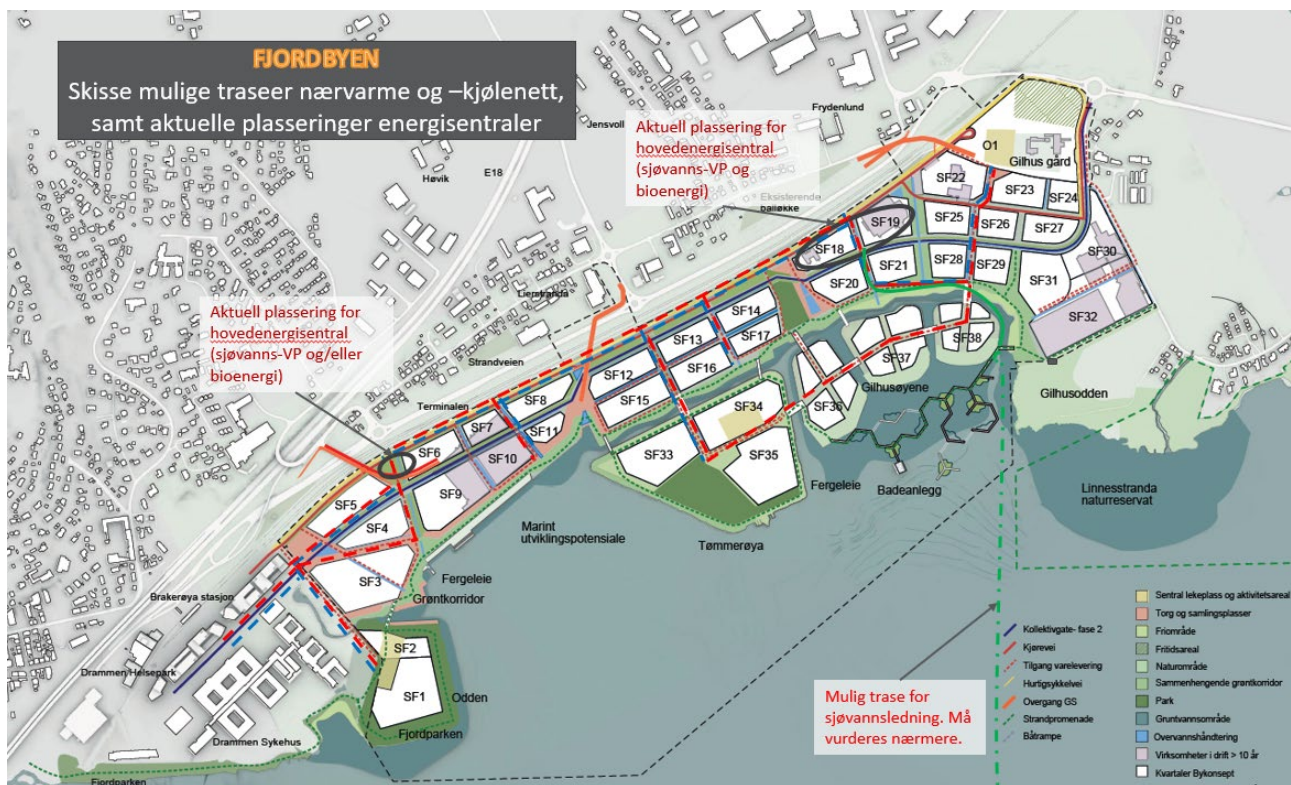
Figur 3-6: Kart over Fjordbyen som indikerer når de forskjellige områdene er tilgjengelig for oppstart av renovering og byggearbeider.

Det legges i konseptet og økonomisk analyse til grunn at det bygges en ny energisentral med sjøvannsinntak i nordøst med oppstart i år 2034. Hensiktsmessig/optimal plassering må avklares nærmere.

I den økonomiske analysen (LCC) er det lagt til grunn at utbygning starter i 2025, og det foreslås etablert kontainer for biogass-/elektrokjeler som eventuelt kan flyttes på for å levere varme de første 10 årene. Det legges til grunn at det kun bygges én energisentral, som vil starte varme og kjøleleveransen i 2035. Energisentralen kan bygges ut trinnvis i tre omganger (2034-2044-2058) med nye varmepumper som grunnlast samt multifuel gass og elektrokjeler som spisslast og reserver etter hvert som effektbehovet øker. Ulempen med denne trinnvise utbygning er at fjernkjøleleveransen først kommer i gang i 2035 og at de ti første årene dermed blir uten omsetning av kjøling. Disse bygg må ha midlertidige kjøleløsninger, som for eksempel med geobrønner (om egnet) som senere kan inkluderes i fjernvarme eller fjernkjølesystemet og fungere som akkumulator for termisk effektstyring. Disse ekstra kostnadene er ikke inkludert i analysen.

LCC-analysen omfatter kun østre del av byen, i hovedsak fordi området som er merket «2035/senere» ikke vil være tilgjengelig før i 2035 og vil sperre for fremføring av distribusjonsrør frem til dette er «frigjort». Området vest for «2035/senere» må derfor få varme (og kjøling) fra en annen energisentral i perioden 2024 og mulig frem til 2040. Dette kan enten bli i regi av Eidos med kontainer biogassskjel/elektrokjeler og midlertidige kjølemaskiner, eller at Drammen Fjernvarme leverer både varme og kjøling til dette området. Effekt og energibehovet til dette området, med ca. 790 boenheter, er estimert til 5,8 MW / 5,2 GWh varmebehov og 2,2 MW / 0,5 GWh kjølebehov. Med en utbygningstakt på 75 boenheter i året i denne vestre delen av byen vil utbygningen kunne bli ferdigstilt i år 2035 forutsatt oppstart i 2024.

Å velge Drammen Fjernvarme som samarbeidspartner vil være en fordel mht. reduserte investeringskostnader i energisentralen i Fjordbyen, det vil gi bedre leveransesikkerhet og redusere bruk av spisslast når utbygningen og fjernvarme/fjernkjølenettene senere kan koples sammen i år 2040-45. Drammen Fjernvarme kan trolig levere fjernvarme og fjernkjøling til vestre del av byen allerede fra år 2022-23 eller senest når Drammen Sykehus skal idriftsettes 2024-25.



Figur 3-7 viser mulige traseer for FV (rød stiplet) og FK (blå stiplet) ledninger samt plassering av energisentral.

Det bør vurderes å etablere kulverter i bygg (som i hovedsak planlegges bygget uten kjellere). Dette for fremføring/plassering av byggenes VVS, VA og trafoer og felles infrastruktur. Dette vil høyst sannsynlig øke investeringskostnadene, men på lang sikt mest sannsynlig redusere drift og vedlikeholdskostnader, da man vil redusere graving og reparasjoner i grunnen. Kostnaden er ofte høyere for fjernvarme og fjernkjølerør som monteres i kulvert/innvendig i kjellere. Det vil også bli en ekstra drift- og vedlikeholdskostnad ved å være medeier/leietager i en felleskulvert.

En viktig forutsetning for å oppnå god økonomi både mht. investeringer og drift er derfor at utbyggingsrekkefølgen av Fjordbyen styres aktivt for å unngå unødvendige store investeringer i et distribusjonsnett per GWh varme og kjøling.

3.5 Lønnsomhetsberegninger (LCC-analyse)

3.5.1 Bakgrunn

I arbeidet med denne rapporten er det utført en økonomisk analyse, en såkalt Life Cycle Cost Analysis (LCC), for de to alternativene for lavtemperatur fjernvarme som er beskrevet i kapittel 0, hhv. 45 - 35 °C vs. 75 - 35 °C. Det er viktig å understreke at analysen i hovedsak er utført for å sammenligne de to systemene opp mot hverandre, og ikke som grunnlag for en investeringsbeslutning.

Beregningene er utført for østre del av Fjordbyen, med ca. 700 000 m² oppvarmet BRA og ca. 6 100 boenheter i tillegg til næring og offentlige bygg. Denne delen av Fjordbyen tilsvarer ca. 85 % av totalt levert varmeenergi. De to grønne feltene i vest på Figur 3-6 (merket «2023/24» og «2020») er ikke medtatt i LCC. Totalt i Fjordbyen er det planlagt 863 000 m² eiendomsmasse og ca. 7 160 boenheter.

Bakgrunnen for analysen er tekno-økonomisk optimalisering av termisk energisystem med mål om høyere systemvirkningsgrad, og dermed betydelig lavere energiforbruk, sammenlignet med konvensjonelle fjernvarmeanlegg med temperatur normalt mellom 75 °C og 120 °C.

3.5.2 Forutsetninger

Det er i LCC-analysen forutsatt oppstart i år 2025, og at utbygninger skjer med gjennomsnittlig 100 boligheter per år, som medfører at utbygging av fjernvarme -og fjernkjøledistribusjonsnett vil skje over ca. 61 år og ferdigstilles i år 2085. Utbygging av hele Fjordbyen vil ta ca. 70 år med denne utbyggingstakten. Det er i beregningene forutsatt at prisindeksen ikke endres på energipriser og investeringskostnader i hele analyseperioden.

Det er videre forutsatt i analysen at alle bygg skal varmes og kjøles med termiske fornybare energiløsninger med lavtemperatur vannbåren varme. Varmepumper med ammoniakk eller annet miljøvennlig kuldemedium skal benyttes for både varme og kjøleproduksjon og sjøen skal utnyttes som energikilde for begge alternativene. Kjølebehovet i analysen er begrenset til komfortkjøling for offentlige -og næringsbygg.

Følgende forbruk av termisk energi og evt. merinvesteringer er ikke inkludert i analysen:

- Gatevarme på sentrale og viktige gågater/sykkelveier samt oppvarming av idrettsanlegg (undervarme på fotballbaner, svømmebasseng etc.)
- Bygg- og anleggstørk i byggefasen.
- Datakjøling og eventuelt komfortkjøling av boliger.

Tabell 7 viser hovedforutsetningene som er brukt som input/grunnlag for LCC-analysen. Input i tabellen er lik for begge alternativer. En nærmere beskrivelse av inputdataene og øvrige forutsetninger er gitt i appendix A.4.

Tabell 7: Input til LCC-analysen (hovedscenariet). Input er lik for begge alternativer.

Grunnlag for LCC analysen	Input	Forklaring og kommentarer
Sensitivitet endring i FV salg	0 %	Snøsmelt er ikke med (2,3 GWh)
Sensitivitet endring i FK salg	0 %	Datakjøling og boliger er ikke med
Sensitivitet andel finanskostnad (annuitetslån)	50 %	Andel finanskostnad med annuitetslån inkl avdrag og renter ,50% anbefales brukt
Sensitivitet rente på lån/kapital	4,0 %	Annuitetslån. Det brukes mellom 3-7% rente på offentlige prosjekter
Enova støtte % av nettoinvesteringer	0,0 %	Støtte imf bygging av energisentral 2035
Strømpris inkl nettleie og avgifter (øre/kWh)	90,0	Øre/kWh NB! snittpris over året
Biogasspris (øre/kWh)	110,0	Øre /kWh iht budsjettpris fra Air Liquid mars 2021
Naturgass pris, de første 10 årene (øre/kWh)	75,0	Budsjettpris fra Air Liquid mars 2021, inkl CO2 avgift (10øre/kWh)
Strømpris elektrokjel utkoblbar nettleie (øre/kWh)	70,0	Tariff med utkolpebar nettleie er forusatt å ligge 20 øre under "standard" strøm pris (90
Effekt, andel VP grunnlast	40,0 %	60% effekt på spisslastkjeler
Andel spisslast biogass vs elektrokjel med utkoplbar nettleie	75,0 %	Spisslastkjeler
Sammenlagringsfaktor i FV nett (45-35C)	90,0 %	75-35C er satt til 85%'
Andel VP grunnlast vs spisslast	90,0 %	Drammen FV har 75%
Fjernvarmepris (øre/kWh)	86	95 %
Fjernkjølepris (øre/kWh)	180	200 %
COP NH3 varmt tappevann Varmepumpe (VP)	8,9	Satellitt VP (45-40C/42-65C)
COP NH3 varme-kjøling VP	4,8	Energisentral VP (8-4C/ 45-35C)
COP NH3 varme-kjølingVP	3,7	Energisentral VP (8-4C/ 75-35C)

3.5.3 Resultater av LCC analyse

Tabell 8 Viser hovedscenariets årsresultat og akkumulert årsresultat ved år 61 (år 2085) i mill. NOK

Inntekter- energisalg (mill kr/år) 2085	Alt. A 45-35	Alt. B 75-35C	DIFF
Inntekter fjernvarme	27,8	27,8	0,0
Inntekter snøsmeltanlegg	0,0	0,0	0,0
Inntekter fjernkjøling	2,2	2,2	0,0
Sum årsinntekter (mill kr/år)	29,9	29,9	0
Årskostnader- utgifter (mill kr/år)	Alt. A 45-35	Alt. B 75-35C	DIFF
Finanskostnader	5,7	5,0	0,7
Adm, drift og vedlikeholdskostnader	6,4	6,1	0,2
Energikostnader	11,4	13,5	-2,1
Sum årskostnader	23,5	24,6	-1,2
Årsresultat år 2085 (mill kr/år)	6,5	5,3	1,2
Resultatgrad % (årsresultat/årsinntekter)	21,7 %	17,8 %	3,9 %
Driftsresultat (uten finanskostnader) (mill kr/år)	12,1	10,3	1,9
Driftsmargin (driftresultat/årsinntekter)	40,6 %	34,3 %	6,2 %
Årsresultat akkumulert år 2085 (mill kr/år)	77,2	26,5	50,7
Inv. kostnad Næring/offentlig bygg (kr/m ²)	309	269	40
Inv. kostnad per boenhet leilighet i snitt (kr/stk)	26 790	23 304	3 486

Tabell 8 viser beregnet årsresultat når anlegget er ferdig utbygget i 2085, etter en anleggstid på 61 år. Den viser at lavtemperatursystemet alt A (45-35 °C) kommer ut med best årsresultat på ca. 6,5 mill. kr per år versus 5,3 mill. kr for Alt B (75-35 °C). Lavtemperatur gir også 3,9 % bedre resultatgrad.

Driftsresultatet (EBIT) uten skatt, finansielle og ekstraordinære poster som renteinntekter og reinvesteringer (5,7 versus 5,0 mill. NOK/år) vil nesten bli doblet fra 6,5 til 12,2 versus fra 5,3 til 10,3 mill. NOK/år for de to systemene. Driftsmarginen som er forhold mellom driftsresultat og driftsinntekter før skatt gir 6,2 % bedre margin for lavtemperatursystemet.

Det er verdt å merke seg at ved en eventuell etablering av et fjernvarmeselskap med kooperativt eierskap, der utbyggingen finansieres med innskudd fra kjøpere av næringseiendom og eiere av boliger, så vil prisen være å betale seg inn ca. 309 kr/m² for alt A versus 269 kr/m² for Alt B. Hvis man antar en 86 m² leilighet som et snitt i Fjordbyen så vil hver eier av leilighet betale ca. 27 800 kr for Alt A eller ca. 23 300 kr for Alt B, og vil være medeier i fjernvarmeselskapet og få utbetalt sin andel av årsoverskuddet som er ca. 700 kr/år eller 9 kr/m² for hhv. offentlige og næringseiendom.

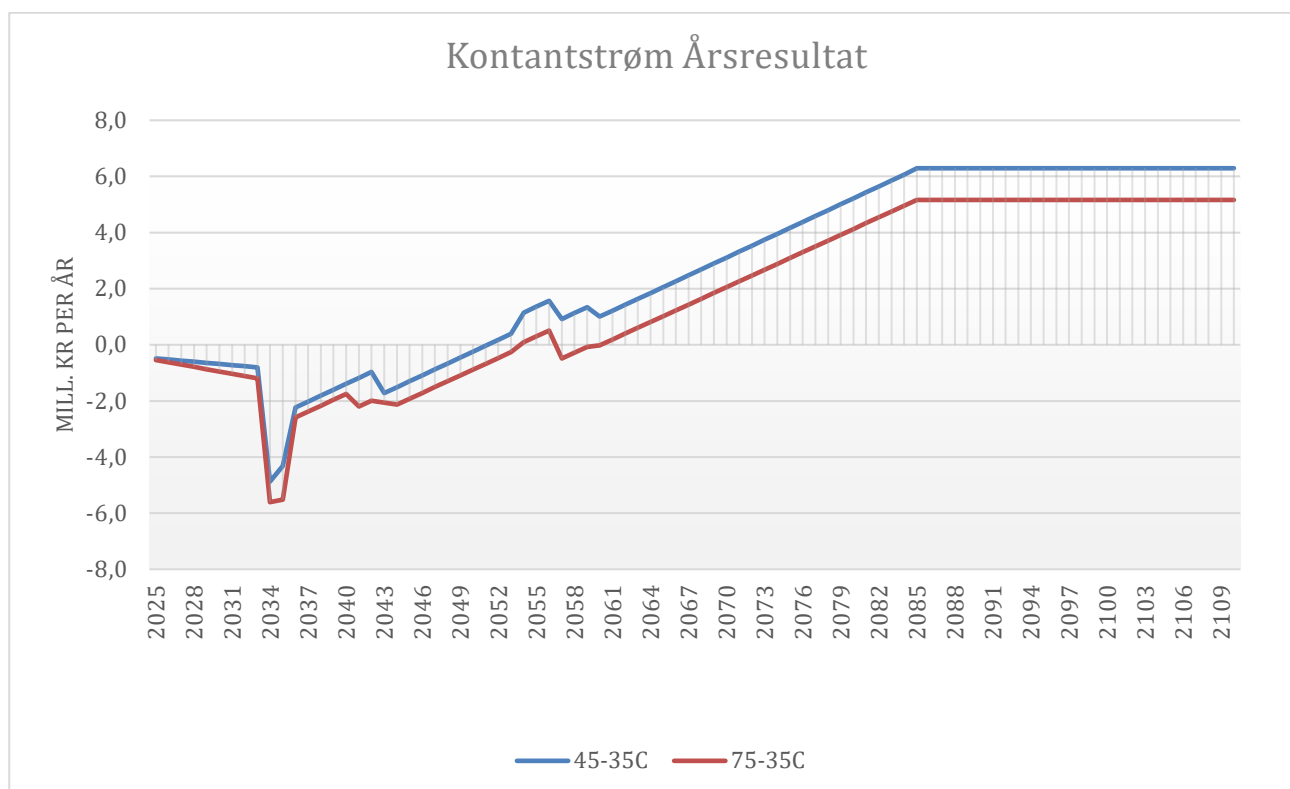
Tabell 9: Årlige produksjonskostnader i øre/kWh (år 2085) og tilbakebetalingstid år

Årlige produksjonskostnader 2085	ALT A 45-35C øre/kWh	ALT A 75-35C øre/kWh	DIFF
Kapitalkostnader	16,8	14,7	2,1
Adm, drift og vedlikeholdskostnader	18,9	18,2	0,7
Energikostnader	33,9	40,1	-6,2
Sum produksjonskostnader	69,6	73,1	-3,5
Tilbakebetalingstid (år)	44	54	-10

Tabell 9 viser de relative investeringskostnadene i forhold til omsetning levert energi eller sum termisk salg av varme og kjøling. Dette er ofte måltall som benyttes i bransjen.

Det er igjen viktig å gjøre oppmerksom på at denne LCC-analysen primært er utført for å sammenligne de to fjernvarmesystemene og temperaturnivåene som grunnlag for å gå videre med dette i et senere forprosjekt.

På figurene under er kontantstrømmen for årsresultatet og akkumulert årsresultat for perioden 2025-2085 med etterfølgende år presentert.

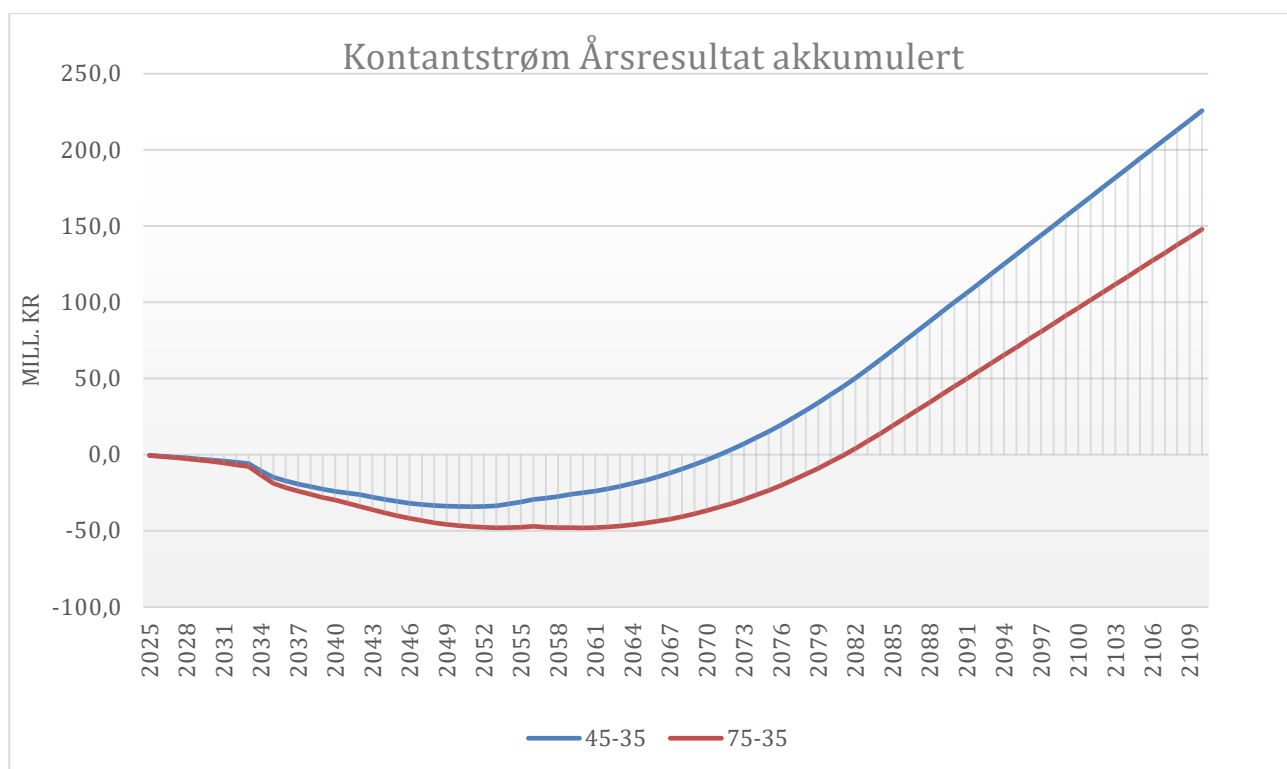


Figur 3-8: Kontantstrøm for årsresultater i hele byggefasen i perioden 2025-2085 samt etterfølgende år.

De observasjonen vi kan kommentere Figur 3-8 er følgende:

- Vi ser tre store investeringsperioder i 2034, 2044 og 2056/58 hvor det er planlagt en trinnvis utbygging av grunnlast varmepumper og spisslastkjeler.
- Årsresultatet øker jevnt hvert år og utbygningen går i årlig underskudd frem til år 2052 for Alt A og 2055 for Alt B. Alt B dukker ned igjen og går noen år underskudd etter at det blir investert i ny produksjon i år 2056-58.

- Utbygningen er ferdig i år 2085, da er alle inntekter drift, vedlikehold og kapitalkostnader forutsatt like hvert år. Når anlegget er ferdig fortsetter kapitalkostnadene i samme takt som før for reinvesteringer i ny produksjon og kundesentraler. Rørnettet for fjernvarme og fjernkjøling vil i praksis ha «evig liv» så lenge det er godt vedlikehold med vannbehandling og overvåkning utvendig (isolasjonen) med fuktalarm. Andelen av investeringene for utstyr med «lang levetid» (rør) er over 50%.



Figur 3-9: kontantstrømanalyse for akkumulert årsresultat i perioden 2025-2085 samt etterfølgende år

Observasjonen vi kan kommentere i Figur 3-9 er følgende

- Figuren viser at alt. A, system 45-35 °C er tilbakebetalt i år 2067 og System B 75-35 °C er tilbakebetalt i 2077

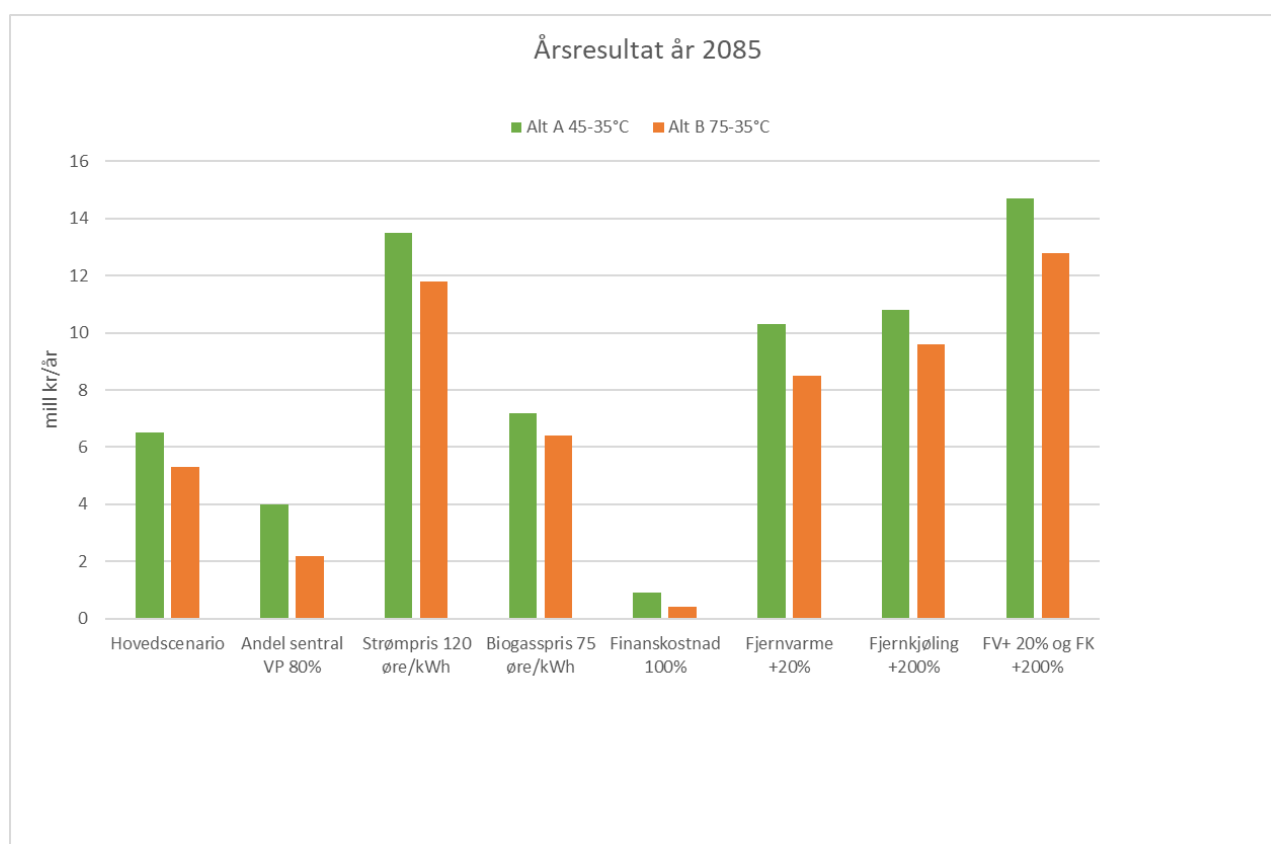
Se kapittel 3.5.4 hvor det er utført en sensitivitets-/følsomhetsanalyse for endring i omsetning og økt strømpris etc.

3.5.4 Følsomhetsanalyse

Tabell 10 under viser resultater for følsomhetsanalyse for årsresultat år 2085 når hele utbygningen er ferdigstilt etter 61 års utbygning.

Tabell 10: Følsomhetsanalyse årsresultat 2085 og årene fremover

FØLSOMHET	Årsresultat år 2085				Kommentar
	Alt A 45-35°C		Alt B 75-35°C		
	mill kr/år	% endring	mill kr/år	% endring	
Hovedscenario	6,5		5,3		
Andel sentral VP 80%	4,0	-38 %	2,2	-58 %	Andel hovedscenario er 90% Andel grunnlast VP og 10% andel Spisslast bioolje
Strømpris 120 øre/kWh	13,5	1,1	11,8	123 %	Strømpris økt fra 90 øre/kWh til 120 øre/kWh. Dette påvirker inntektene for både fjernvarme og fjernkjøling.
Biogasspris 75 øre/kWh	7,2	11 %	6,4	21 %	Biogasspris redusert fra 110 øre/kWh til 75 øre/kWh (tilsvarende naturgass).
Finanskostnad 100%	0,9	-0,9	0,4	-92 %	I hovedscenario er finanskostnadene satt til 50 %.
Fjernvarme +20%	10,3	58 %	8,5	60 %	20% økt fjernvarmesalg
Fjernkjøling +200%	10,8	0,7	9,6	81 %	200% økt fjernkjølesalg
FV+ 20% og FK +200%	14,7	126 %	12,8	142 %	20% økt varme og 200% kjølesalg



Figur 3-10: Søylediagram for følsomhetsanalyse årsresultat 2085 og årene fremover

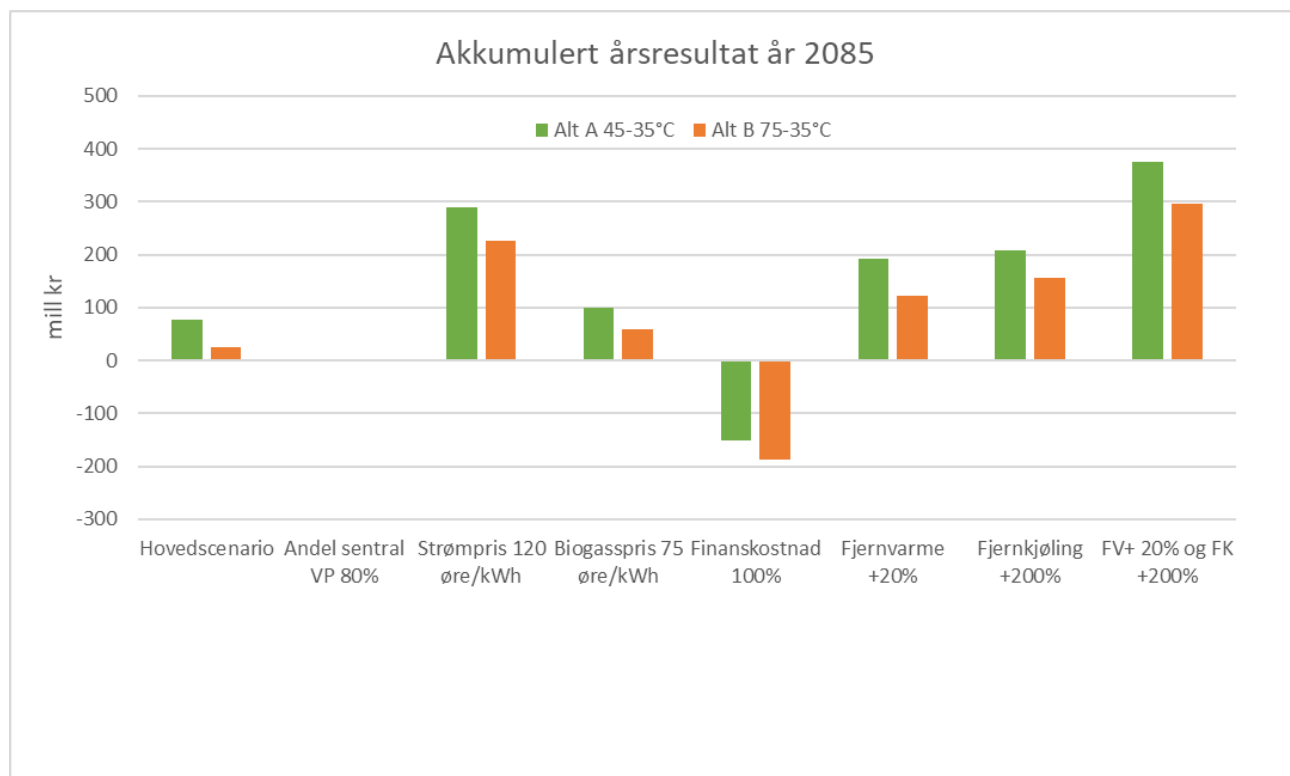
Søylediagrammet viser hvordan årsresultatet forandrer seg i år 2085 ved endring av forutsetninger i dette året som beskrevet over i tabell. Tallene taler for seg selv. Det er stor sannsynlighet for økt omsetning på

både varme og kjøling. I varmebehovet er det ikke inkludert varmesalg til gatevarmeanlegg (ca. 2,5 GWh) eller byggvarme/byggtørk. Erfaringsmessig så bruker bygg i dag 10 – 25 % mer energi til oppvarming, ventilasjon og tappevann enn teoretiske TEK 17 tall. Kjøling kan fort bli 3-4 ganger høyere det som er lagt til grunn i LCC, med erfaring fra Oslofjord Varme i Bærum og Akershus Varme, Lillestrøm. I hele byggeperioden vil energiandelen på varmepumpene ligge nærmere 80 % enn de 90 % vi har forutsatt i analysen.

Akkumulert årsoverskudd/-resultat

Tabell 11 Akkumulert følsomhetsanalyse årsresultat 2085 og årene fremover

FØLSOMHET	Akkumulert årsresultat år 2085				Kommentar
	Alt A 45-35°C		Alt B 75-35°C		
	mill kr	% endring	mill kr	% endring	
Hovedscenario	77,2		26,2		
Andel sentral VP 80%	1,7	-98 %	2,2	-92 %	Andel hovedscenario er 90% Andel grunnlast VP og 10% andel Spisslast bioolje
Strømpris 120 øre/kWh	290,4	2,8	225,9	762 %	Strømpris økt fra 90 øre/kWh til 120 øre/kWh. Dette påvirker både inntekt fjernvarme og fjernkjøling.
Biogasspris 75 øre/kWh	100,7	30 %	59,3	126 %	Biogasspris redusert fra 110 øre/kWh til 75 øre/kWh (tilsvarende naturgass).
Finanskostnad 100%	-152,2	-3,0	-187,4	-815 %	I hovedscenario er finanskostnadene satt til 50 %.
Fjernvarme +20%	192,8	150 %	122,2	366 %	20% økt fjernvarmesalg
Fjernkjøling +200%	207,3	1,7	156,5	497 %	200% økt fjernkjølesalg
FV+ 20% og FK +200%	374,8	385 %	295,6	1028 %	20% økt varme og 200% kjølesalg



Figur 3-11 Søylediagram for følsomhetsanalyse akkumulert årsresultat 2085 og årene fremover

Søylediagrammet viser hvordan det akkumulerte årsresultatet endrer seg i år 2085. Akkumulert verdi gir et bilde av tilbakebetalingstiden (payback). Her forutsettes det at endringene har vært lik gjennomsnittet for utbygningsperioden.

Se kapittel 3.6 som beskriver den videre veien med anbefalinger om aksjoner som skal utføres før og i et forprosjekt som skal danne grunnlag for en endelig beslutning om systemvalg.

3.6 Anbefaling om veien videre

Dette dokumentet skal være grunnlaget for å få inn aktør(er) fra energibransjen som kan ta ansvar for energiforsyningen til området. Dette kan være norske og/eller utenlandske aktører, der Drammen Fjernvarme er nærmest og mest aktuell. Skagerak Energi, Statkraft Varme og Oslofjord Varme er også alle aktuelle og har flere selskaper i nærområdet Bærum/ Skien /Tønsberg. Oslofjord Varme med utenlandsk investoreierskap er vel den som besitter høy kompetanse på lignende anlegg. Viser for øvrig til kapitel 6 Forretningsmodeller hvor forslag til organisering og eierstruktur er diskutert.

Analysene viser at et fjernvarmesystem med lavtemperatur 45 °C eller tilsvarende (5G) er å foretrekke. Høye kapitalkostnader kan riktignok være en utfordring, men dette kan løses med tilpassede/egne forretningsmodeller. Etter at eierstruktur er besluttet og det er laget en byggherreorganisasjon, anbefales det å gjennomføre ett detaljert forprosjekt som grunnlag for investeringsbeslutning.

Følgende tiltak bør vurderes nærmere.

- Vurdere alternativ løsning til Satellitt varmepumper som spisslast på tappevann – for eksempel VVB med solstrøm sommer kombinert med biogasskjel vinter.
- Sentralt legionella renseanlegg.
- Termisk lagring av varme og kjøling i bygg
- Kartlegging av markeds- og kjølepotensialet i boliger.
- Kartlegge utfordringer og kostnadsnivå med lave temperaturnivåer på varmeanlegg i bygg (42-30 °C (eventuelt 43-28 °C) vs. 60-40 °C som er vanlig idag).
- Kartlegge utfordringer og kostnadsnivå med høye temperaturnivåer på kjøleanlegg i bygg (12-18 °C vs. 9-16 °C som er vanlig i dag).

Flere av disse arbeider bør utføres som studentoppgaver før oppstart av forprosjektet, med veiledning av for eksempel Multiconsult.

4 Lokal produksjon av elektrisitet

4.1 Solstrømproduksjon i Fjordbyen

Det er gjennomført en vurdering av områdets egnethet for solenergi basert på lokale klimadata og tilgjengelig areal til solceller på tak og i fasade for bygg, samt støyskjerm mot E18. Simuleringer er utført i PVSyst, basert på lokale klimadata hentet fra Meteonorm. For solcellepaneler er det i beregningene lagt til grunn Sunpower A-serie, med en ytelse på 400 Wp per modul. Disse panelene finnes på markedet i dag, men har en ytelse noe over tradisjonelle paneler (340 - 360 Wp per modul). Det er valgt å legge seg på 400 Wp ettersom det forutsettes en teknologiutvikling og kostnadsreduksjon fram til utbyggingen i Fjordbyen finner sted, slik at det forventes å gi et mer realistisk bilde av forventet ytelse.

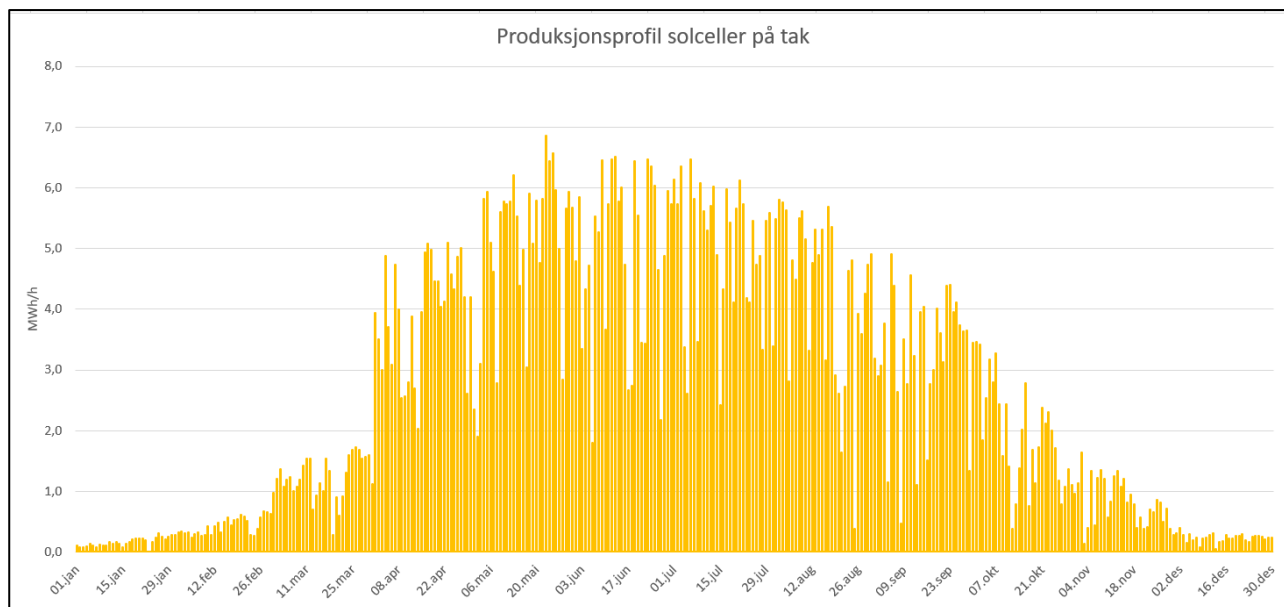
Med fremtidig teknologiutvikling og kostnadsreduksjon må det forventes at de senere byggetrinnene i Fjordbyen kan ha høyere solenergiproduksjon per areal, til en lavere investeringskostnad enn de tidligere byggetrinnene. Kostnader og teknologi i de følgende avsnittene presenterer situasjonen for de tidlige byggetrinnene, og vil således bare bli bedre i årene fremover. Hvordan økt virkningsgrad på solcellepanelene påvirker energikonseptet er illustrert i kapittel 7.3.

4.1.1 Solceller på tak

Takarealene i Fjordbyen skal brukes til mange formål, og gode kompromisser må gjøres for å finne rom til de beste helhetlige løsningene. En del av takarealene må benyttes som uteoppholdsareal (MUA), og er dermed lite egnet for solstrømproduksjon. Videre er overvannshåndtering et viktig aspekt. Det legges til grunn at solceller kan kombineres med grønne tak, noe det allerede finnes eksempler på i Norge i dag.

Det er i bykonseptet avsatt ca. 50 000 m² takareal til solceller. I beregningene er det forutsatt et effektivt areal til solceller på 80 % for tilgjengelige takarealer.

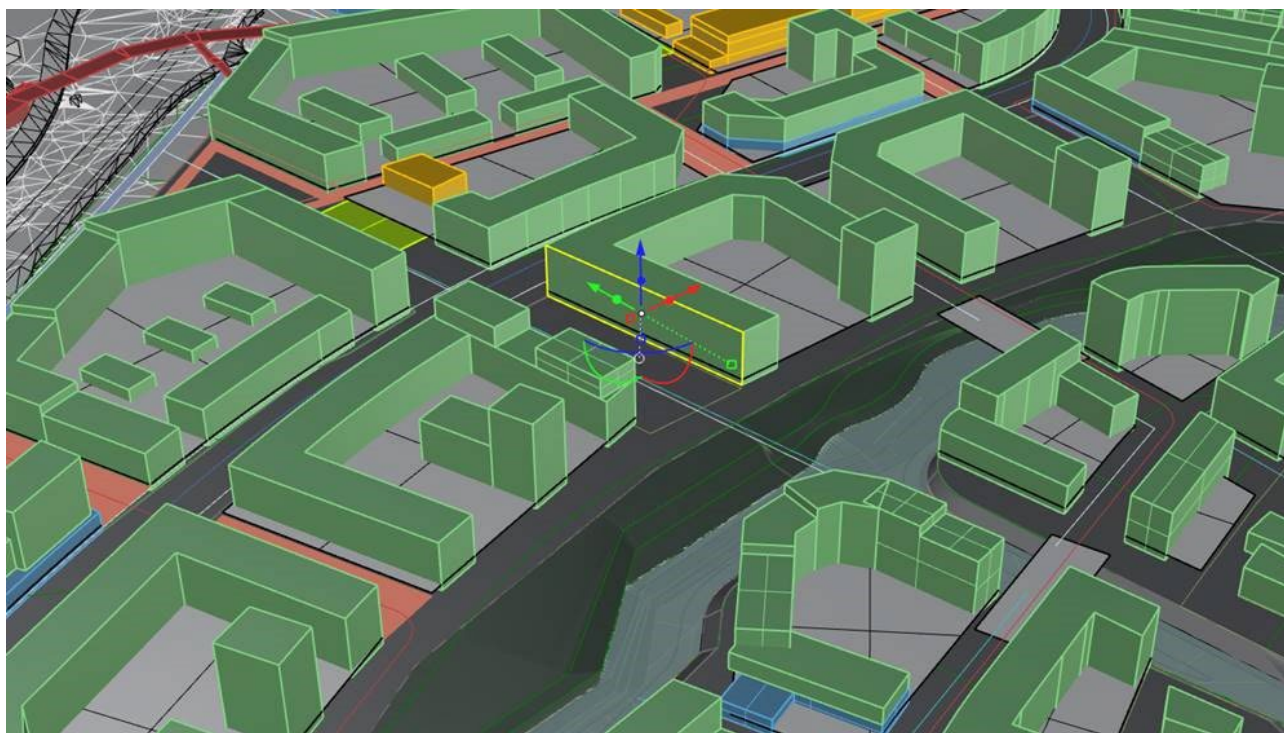
Total beregnet solstrømproduksjon fra solceller på tak er vist i figuren under.



Figur 4-1: Beregnet potensiale for solstrømproduksjon på tak for Fjordbyen – produksjonsprofil på timesbasis over året. Figuren viser at hoveddelen av produksjonen fra solceller på tak kan forventes mellom april og oktober. Maksimal estimert produksjon er på ca. 7 MW.

4.1.2 Solceller i fasade

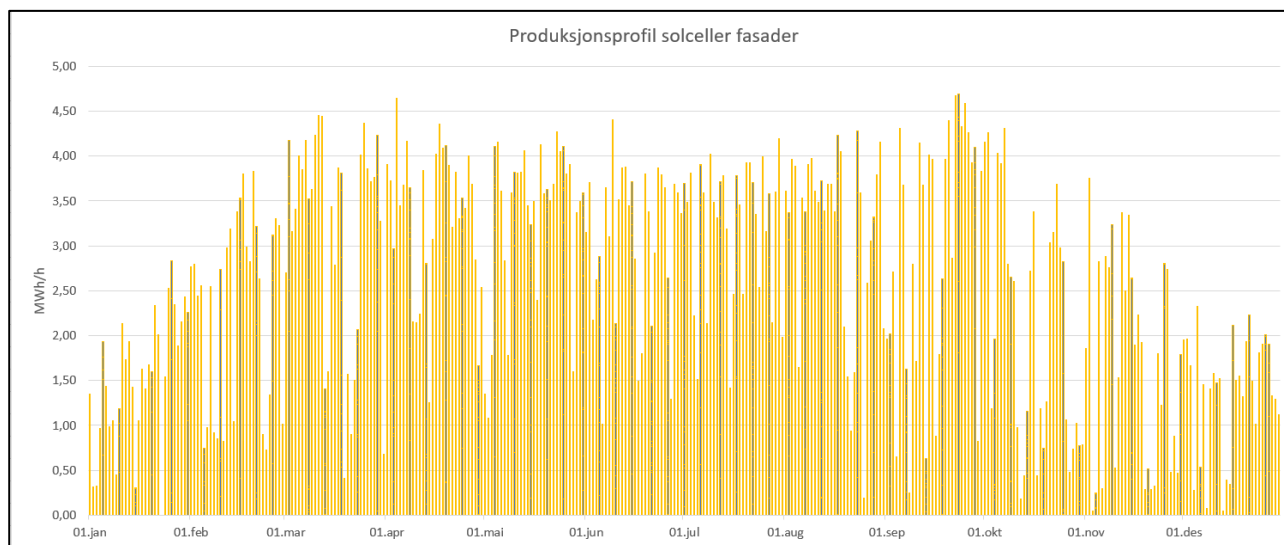
Det planlegges for at hvert hovedbygg (hestesko) skal ha ca. 1 200 - 1 250 m² tilgjengelig fasadeareal for bygningsintegrerte solceller. Med totalt ca. 40 hovedbygg/kvartaler på området gir dette et totalt areal til solceller på ca. 50 000 m². Figuren under gir en indikasjon på hvor stor andel av et kvartals fasader som er forutsatt å ha solceller. Arealet som er gulmarkert er på ca. 1 400 m².



Figur 4-2: Indikasjon på hvor stor andel av fasadene som er forutsatt å ha solceller. Gulmarkert område viser ca. omfang av BIPV solceller per kvartal (Kilde: Utklipp fra tidligfase områdemodell utarbeidet av LINK Arkitektur).

Det er i foreløpige beregninger forutsatt en jevn fordeling mellom sør-, øst- og vestvendte fasader. I beregningene er det forutsatt et effektivt areal til solceller på 90 % for fasadearealer. For fasadearealer er det forutsatt skyggetap på ca. 15 % for øst- og vestfasader og 20 % for sørfasader.

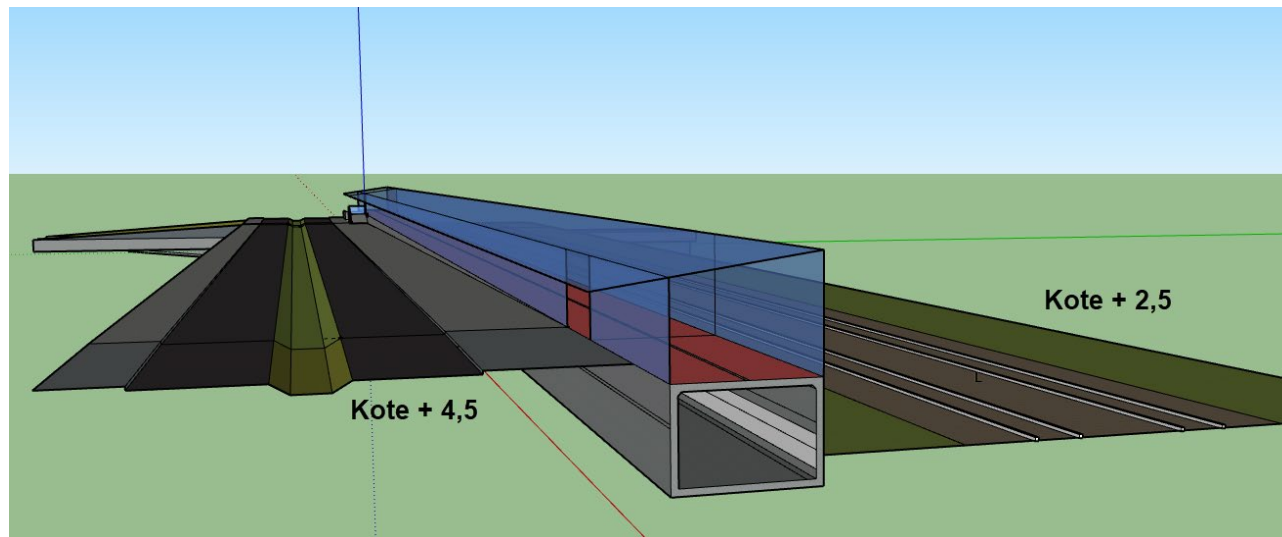
Total beregnet solstrømproduksjon fra solceller på fasade er vist i figuren under.



Figur 4-3: Beregnet potensiale for solstrømproduksjon på fasader for Fjordbyen – produksjonsprofil på timesbasis over året. Figuren viser at potensiell produksjon fra solceller på fasader er godt fordelt over året, inklusiv vintermånedene. Maksimal estimert produksjon er snaut 5 MW.

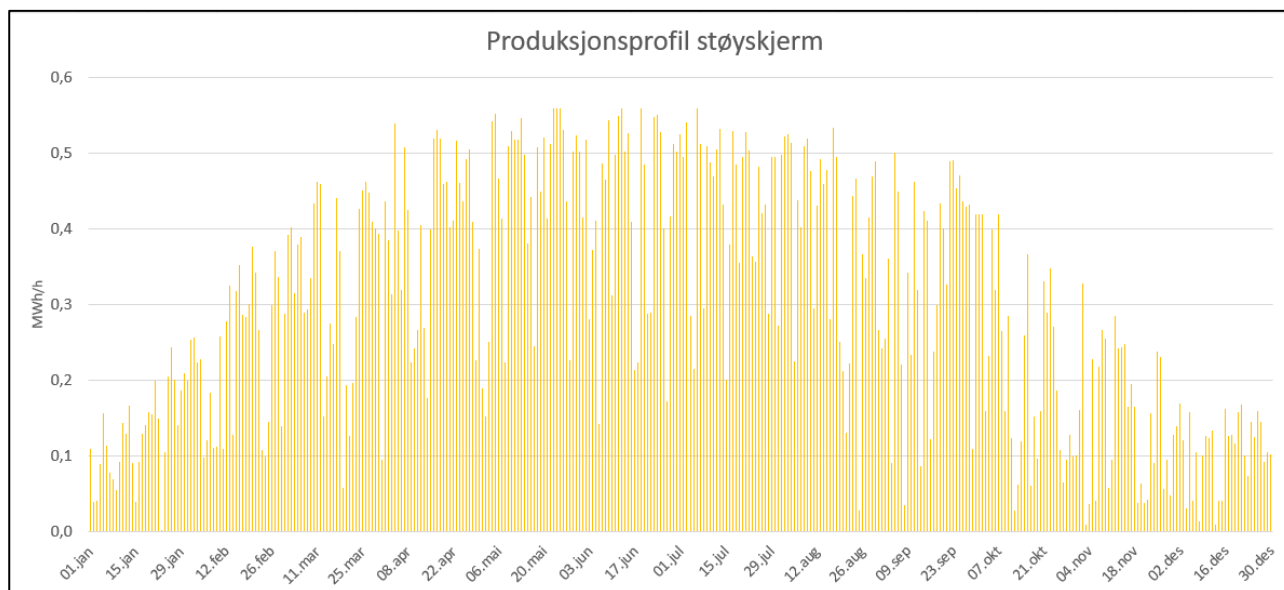
4.1.3 Solceller på støyskjerm

Det planlegges for etablering av en kulvert for rør og kabler, som også skal fungere som støyskjerm mot E18 og togtraséen langs hele Fjordbyen. Taket over sykkelveien forutsettes utnyttet til solstrømproduksjon. Støyskjermen vil være ca. 2,5 km lang og 3 m bred, og skal også brukes som sykkelvei. En foreløpig prinsipiell skisse er vist i Figur 4-4.



Figur 4-4: Viser kulvert og støyskjerm mot toget og E18 (Illustrasjon: Multiconsult).

Det legges til grunn et effektivt areal for solceller på ca. 80 % av totalt areal for støyskjermen, samt et skyggetap pga. tilliggende bygg på ca. 30 %. Skyggetap er en veldig usikker faktor som avhenger av høyde og plassering på byggene nærmest togtraséen, og må vurderes nærmere i senere faser. Beregnet produksjon fra solceller på støyskjerm er på 0,7 GWh/år. Figur 4-5 viser produksjonsprofil på timesbasis over året. Figuren viser at potensiell produksjon fra solceller på støyskjerm er forholdsvis godt fordelt over året og at maksimal beregnet produksjon er snaut 0,6 MWh/h.



Figur 4-5: Beregnet potensiale for solstrømproduksjon på støyskjerm – produksjonsprofil på timesbasis over året. Figuren viser at potensiell produksjon fra solceller på støyskjerm er forholdsvis godt fordelt over året. Maksimal estimert produksjon er snaut 0,6 MW.

4.1.4 Flytende solkraft (FPV)

Visjonen for Fjordbyen er «Der folk, fjord og fremtid møtes». Som en del av fremtidsvisjonen ønsker Fjordbyen å bidra til innovasjon av grønne teknologier som kan bidra til oppnåelse av nullutslippsvisjonen.

Et av tiltakene for å nå nullvisjonen er installasjon av et flytende solkraftverk (FPV – floating PV) i Terminalbukta ved Bring-bygget. Det forutsettes at et FPV-anlegg etableres når det er regningsssvarende. I prosessen må hensyn til utvikling av småbåthavn og andre forhold vurderes nærmere.

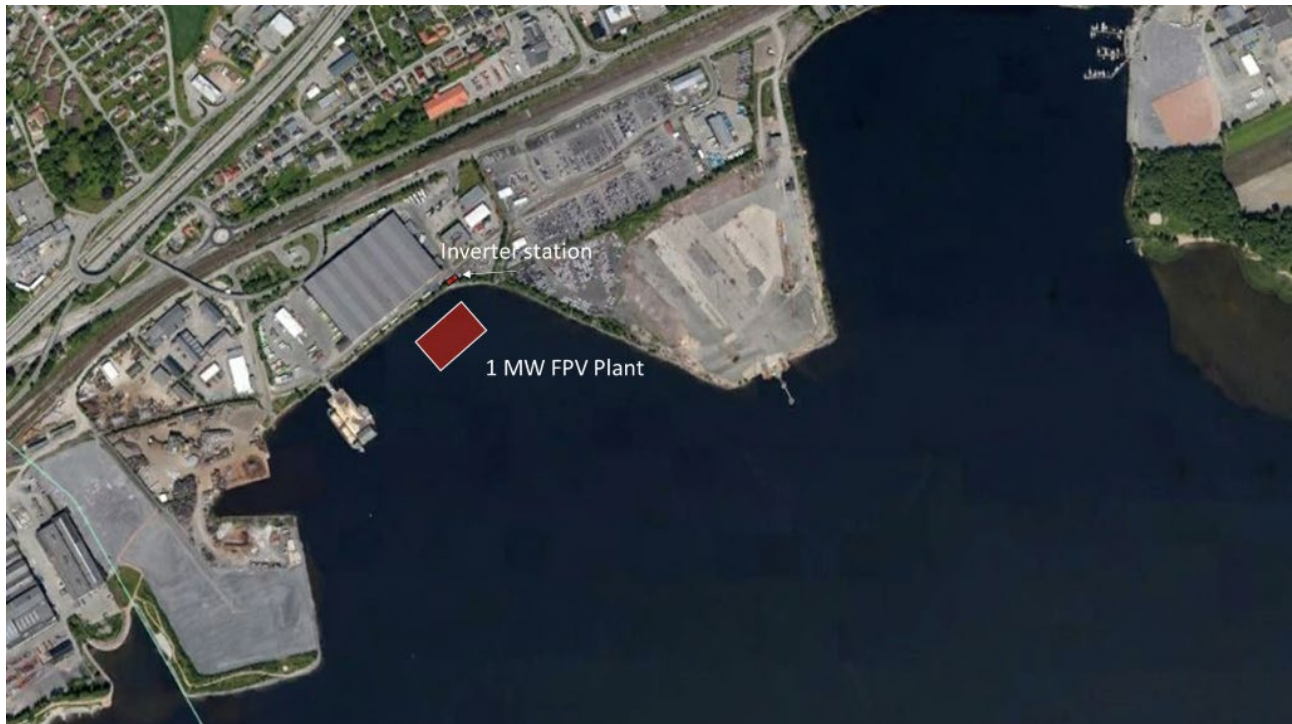
Det flytende solkraftanlegget som er lagt til grunn gir en forventet årsproduksjon på omkring 1 GWh/år. Det forventes da at flytende solenergi vil utgjøre snaut 10 % av all lokal solenergiproduksjon når Fjordbyen er ferdig utbygget, og utgjør dermed en betydelig del av den totale kraftproduksjonen i området, og er ikke minst viktig på veien mot nullvisjonen. Slike anlegg er modulære, mobile og skalerbare så FPV har et stort potensial for økning av lokal strømproduksjon i framtiden om ønskelig.

Videre er flytende solenergi en relativt ny teknologi internasjonalt, med enormt potensiale. Med et område avsatt til flytende solcelleanlegg i Terminalbukta etablerer man et attraktivt testområde for flytende solkraft i sjø, samtidig som man åpner muligheten for å vise frem norsk teknologi i verdensklasse.

Proessen rundt realisering av flytende solcelleanlegg i Fjordbyen er påbegynt, og relevante aktører er kontaktet for innspill. Dispensasjonssøknaden for etablering av et flytende solcelleanlegg i Terminalbukta er godkjent av Lier kommune.

Innenfor flytende solkraft er det inngått en intensjonsavtale med Sunlit Sea AS. Sunlit Sea er et norsk oppstartsselskap som har utviklet en teknologi for flytende solkraftverk spesielt for sjø og hav. Dette produktet er rettet mot et internasjonalt marked, men for å lykkes i hard internasjonal konkurranse er Sunlit Sea helt avhengig av å demonstrere teknologien i større skala. For Eidos er det viktig å få etablert et lokalt kraftverk tidlig slik at det både kan leveres lokalprodusert grønn kraft til virksomheter eller pågående byggearbeider (grønn byggeplass) og som samtidig legger til rette for varig lokal kraftproduksjon ut over det som er mulig å oppnå på tak og fasader.

Det finnes per i dag flere store selskaper internasjonalt som bygger og leverer flytende solcelleanlegg.

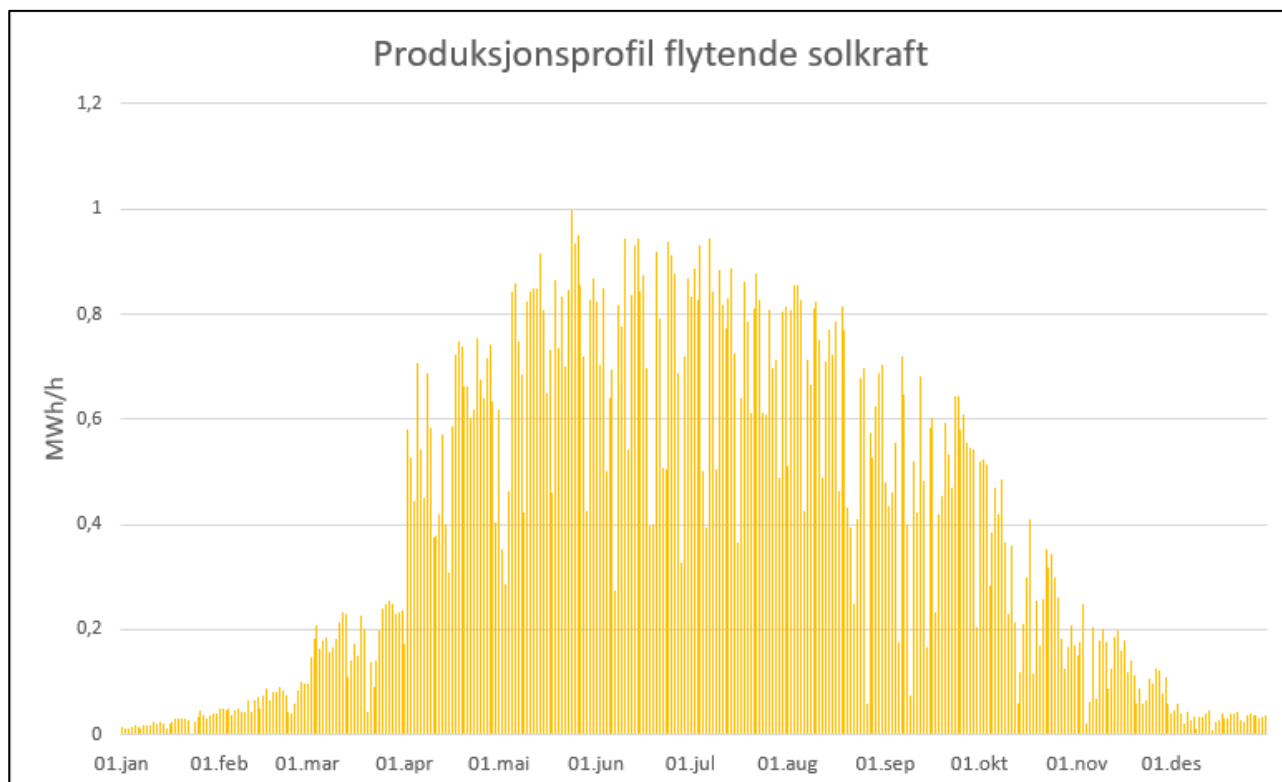


Figur 4-6: Mulig plassering og omfang av et flytende solkraftverk tilknyttet Fjordbyen (Kilde: Utklipp fra .

Følgende hovedforutsetninger er lagt til grunn for beregning av solstrømproduksjon fra flytende solkraftverk:

- Klimadata fra Meteonorm versjon 7.3.3
- Solcellemodul: Trina Solar Duomax Half Cell 144 cell module (435 Wp)
- Størrelse: ca. 1 MWp
- Forventet årsproduksjon: ca. 1,1 GWh/år

Figur 4-7 viser produksjonsprofil på timesbasis over året for det flytende solkraftverket.



Figur 4-7: Beregnet potensiale for solstrømproduksjon for 1 MW flytende solkraftverk. Produksjonsprofil på timesbasis over året. Figuren viser at hovedandelen av produksjonen finner sted i april til oktober.

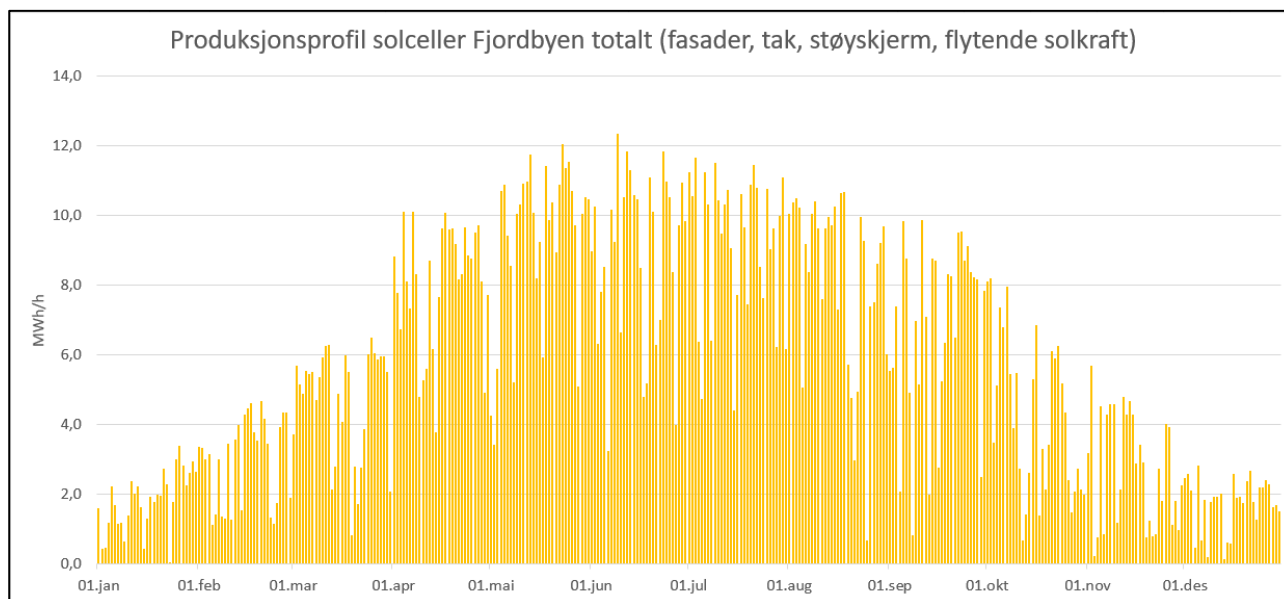
4.1.5 Solstrømproduksjon oppsummert

Tabell 12 viser tilgjengelig areal for solceller og estimert årlig og maksimal solstrømproduksjon dersom det installeres solceller på disse arealene.

Tabell 12: Tilgjengelig areal for solceller på land og estimert årlig og maksimal solstrømproduksjon

	Areal tilgjengelig for solceller [m ²]	Estimert solstrømproduksjon [GWh/år]	årlig maksimal solstrømproduksjon [MWh/h]
Øst/vest på tak	50 800	7,2	6,8
Fasader totalt	50 000	6,9	4,7
Støyskjerm	7 500	0,7	0,6
Flytende solkraft	-	1,1	1,0
Totalt	108 300	15,9	12,3

Figur 4-8 viser produksjonsprofil for solceller på land på timesbasis over året. Figuren viser at hovedandelen av produksjonen skjer mellom april og oktober, men at det er en betydelig solstrømproduksjon gjennom hele året. Maksimal produksjon fra solceller på tak, fasader, støyskjerm og flytende solkraft for Fjordbyen er på ca. 12 MWh/h.

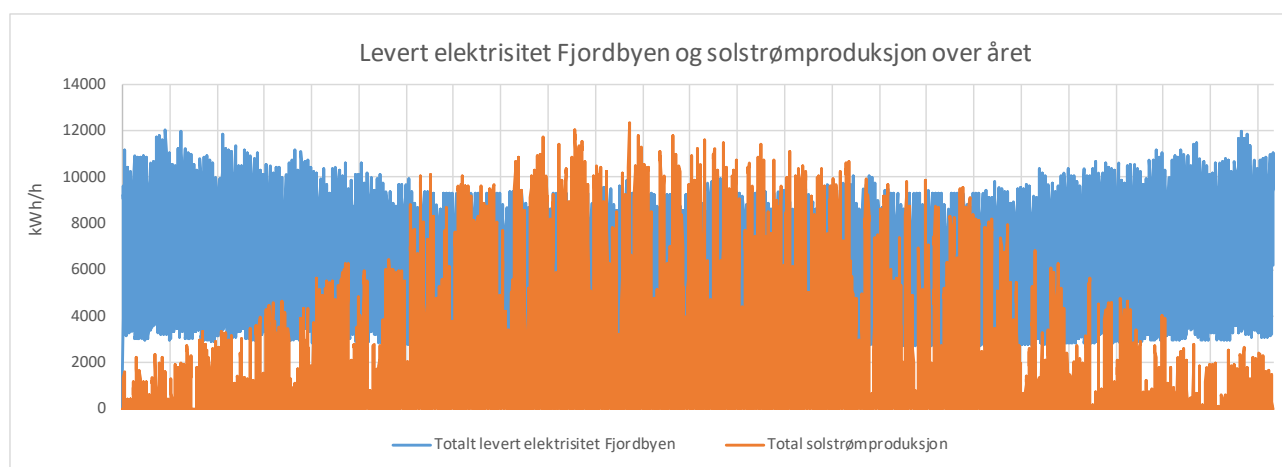


Figur 4-8: Estimert potensiale for solstrømproduksjon totalt for tak, fasader, støyskjerm og flytende solkraft for Fjordbyen – produksjonsprofil på timesbasis over året. Figuren viser at hovedandelen av produksjonen skjer mellom april og oktober, men at det er en betydelig solstrømproduksjon gjennom hele året. Maksimal produksjon fra solceller er på ca. 12 MWh/h.

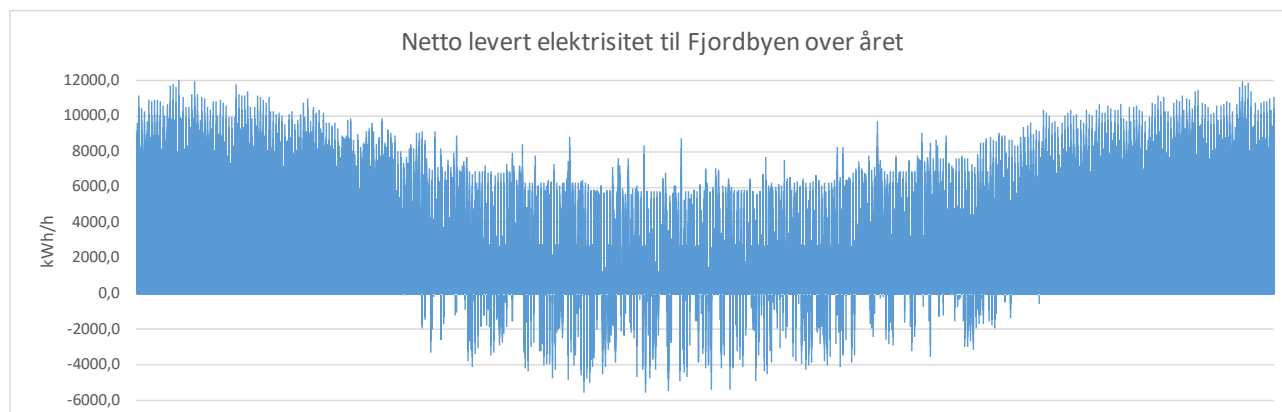
4.1.6 Lastprofiler og egenforbruk av lokalprodusert solstrøm

Det er utarbeidet lastprofiler for elektrisitetsbehov for de planlagte byggene på området og produksjon av elektrisitet fra solceller på tak og fasader. Lastprofilene er basert på forutsetninger rundt energibehov (kapittel 2), med forutsatt systemytelse for termisk energiforsyning som beskrevet i kapittel 3 og beregninger av potensialet for lokalprodusert elektrisitet fra solceller som beskrevet i kapittel 4.

Samlet solstrømproduksjon fra solceller på tak, i fasader og på støyskjerm, samt flytende solkraft, er beregnet til 15,9 GWh/år, ca. 30 % av beregnet totalt elektrisitetsbehov for byggene på området. På sommeren viser beregningene en liten overproduksjon av solstrøm sammenliknet med byggenes el-behov, totalt ca. 2 GWh over året.



Figur 4-9: Beregnet levert elektrisitet til Fjordbyen over året sammenliknet med solstrømproduksjon over året. Det er en liten overproduksjon av solkraft på sommeren.



Figur 4-10: Netto levert elektrisitet til Fjordbyen over året. I tillegg kommer biogass som spisslast, det er ikke medtatt i denne figuren.

Profilene for solkraftproduksjon og elektrisitetsforbruk gir et utgangspunkt for vurdering av samsvar mellom lokal kraftproduksjon og kraftforbruk, men metoden som er benyttet i de innledende studiene tar ikke fullt hensyn til sammenlagringseffekter som kan redusere forbrukstoppene noe. Brukerstyrte laster er videre vanskelig å simulere og det gir ytterligere usikkerheter i beregningene. Videre er det heller ikke tatt hensyn til smart energistyring av for eksempel varmepumper og andre fleksible laster som kan bidra til å redusere eksporttoppene.

4.1.7 Lønnsomhetsberegninger solceller

Solceller på tak

Helt siden den fornybare energiloven (EEG – Erneuerbare Energiengesetz) ble innført i Tyskland for mer enn 20 år siden har solcelleteknologien gjennomgått et kraftig prisfall som gjør at solceller nå begynner å bli lønnsomt i Norge uten subsidier. Kostnadene for solceller er forventet å falle ytterligere i tiden fremover, og det er foreløpig ingen tegn på at denne utviklingen vil stoppe.

For Fjordbyen som skal bygges ut over et lengre tidsrom og hvor store deler av utbyggingen vil finne sted flere år frem i tid kan man anta at solceller vil være like naturlig å inkludere i byggene som det er for ventilasjonsanlegg.

Solcelleanlegg har høye investeringskostnader i forhold til driftskostnadene og derfor vil innkjøpsprisen for en stor grad avgjøre lønnsomheten for solcelleanleggene.

Det er ikke gjennomført detaljerte analyser av lønnsomheten for hvert enkelt tak i Fjordbyen, men det er gjort en overslagsberegning med følgende inngangsverdier og antagelser:

Tabell 13: Grunnlag for lønnsomhetsanalyse av solcelleanlegg på tak.

Enhet		
Spesifikk ytelse	kWh/kWp	740
Spesifikk investeringskostnad	NOK/Wp	7
Årlige driftskostnader	% av investeringskostnader	0,5
Degraderingsrate	%/år	0,2
Økonomisk levetid	År	25

Diskonteringsrate	%	4
Andel egenforbruk	%	80

Energiprisene som er lagt til grunn for lønnsomhetsberegningene er basert på framskrivninger utført av NVE, og det er gjort analyser for alle scenarioene for NVE.

Tabell 14: Resultater av lønnsomhetsanalyse for solceller på tak.

	NVE – Lav	NVE Basis	NVE Høy
Internrente (%)	3,5	5,4	6,4
Tilbakebetalingstid (diskontert) (år)	> 25	14	13

Med 7 NOK/Wp som spesifikk investeringskostnad for solceller på tak er det valgt en investeringskostnad som er oppnåelig i dagens marked (2021) for større takanlegg. De laveste prisene som er oppnådd i markedet ligger allerede godt under dette nivået, men det er valgt å gjennomføre analysen med et kostnadsnivå som tar hensyn til at man på solcellene i Fjordbyen også vil vektlegge krav til estetikk og kombinasjoner med sedum.

Lønnsomhetsberegningene viser at solcelleanleggene på tak vil være lønnsomme dersom utviklingen av strømprisen følger basis-scenariet fra NVE eller om den blir høyere. Tar man samtidig høyde for at de spesifikke investeringskostnadene for solkraft synker over tid er det svært sannsynlig at solceller vil være en svært lønnsom investering i Fjordbyen. Over tid er det for eksempel ikke usannsynlig at den spesifikke investeringskostnaden vil synke til 6 NOK/Wp og da vil solcelleanleggene være lønnsomme selv for NVE-scenariet med lavest prisvekst for strømprisene (NVE-lav).

Bygningsintegreerte solceller i fasader

Solceller som både har en bygningsteknisk funksjon som eksempelvis klimaskall kan erstatte ordinære byggematerialer. Dette er særlig relevant for skråtak og fasader. I slike tilfeller må en lønnsomhetsberegning gjøres med utgangspunkt i hvilke bygningsmaterialer som representerer alternativet til solcellene. For vedlikeholdsfrie fasadematerialer viser erfaringer at kostnaden for bygningsintegreerte solceller ofte har en kostnad på samme nivå eller litt over de alternative bygningsmaterialene. En teglstensfasade koster eksempelvis det samme som en enkel solcellefasade. Med en markedstrend som viser kontinuerlig nedadgående kostnadskurve for solceller er det svært sannsynlig at bygningsintegreerte solceller på fasadene i Fjordbyen vil være lønnsomme sammenlignet med ordinære bygningsmaterialer, men det er svært vanskelig å gjøre en lønnsomhetsberegning uten å ha kjennskap til hvilke bygningsmaterialer som representerer alternativet. For enkelthets skyld kan man derfor anta at merkostnaden for solceller i fasadene er på 650 NOK/m² i forhold til ordinære bygningsmaterialer og gjennomføre lønnsomhetsberegningen med dette som utgangspunkt.

Spesifikk ytelse for fasademonterte solceller i Fjordbyen er beregnet til følgende:

- Østvendt: 600 kWh/kWp
- Sørvendt: 810 kWh/kWp
- Vestvendt: 530 kWh/kWp

Hvis man antar at fasadearealene er relativt likt fordelt mellom de ulike himmelretningene får vi en gjennomsnittlig spesifikk ytelse på 645 kWh/kWp.

Hvis man i tillegg legger til grunn at ytelsen for fasademonterte solceller er 220 Wp/m² (Tilsvarende en modulytelse på 350 Wp for en 60-cellers solcellemodul) blir merkostnaden for BIPV integrert i fasaden på 3 NOK/Wp. Det gir følgende inngangsverdier for den lønnsomhetsberegningen.

Tabell 15: Inngangsverdier for beregning av lønnsomhet for BIPV fasader

Enhet		
Spesifikk ytelse	kWh/kWp	645
Spesifikk investeringskostnad (merkostnad)	NOK/kWh	3
Årlige driftskostnader	% av investeringskostnader	0,5
Degraderingsrate	%/år	0,2
Økonomisk levetid	År	25
Diskonteringsrate	%	4
Andel egenforbruk	%	80

Tabell 23: Lønnsomhet for BIPV-fasader ved ulike prisutviklingsbaner iht NVEs framskrivninger

	NVE – Lav	NVE Basis	NVE Høy
Internrente (%)	12	15	17
Tilbakebetalingstid (diskontert) (år)	9	8	6

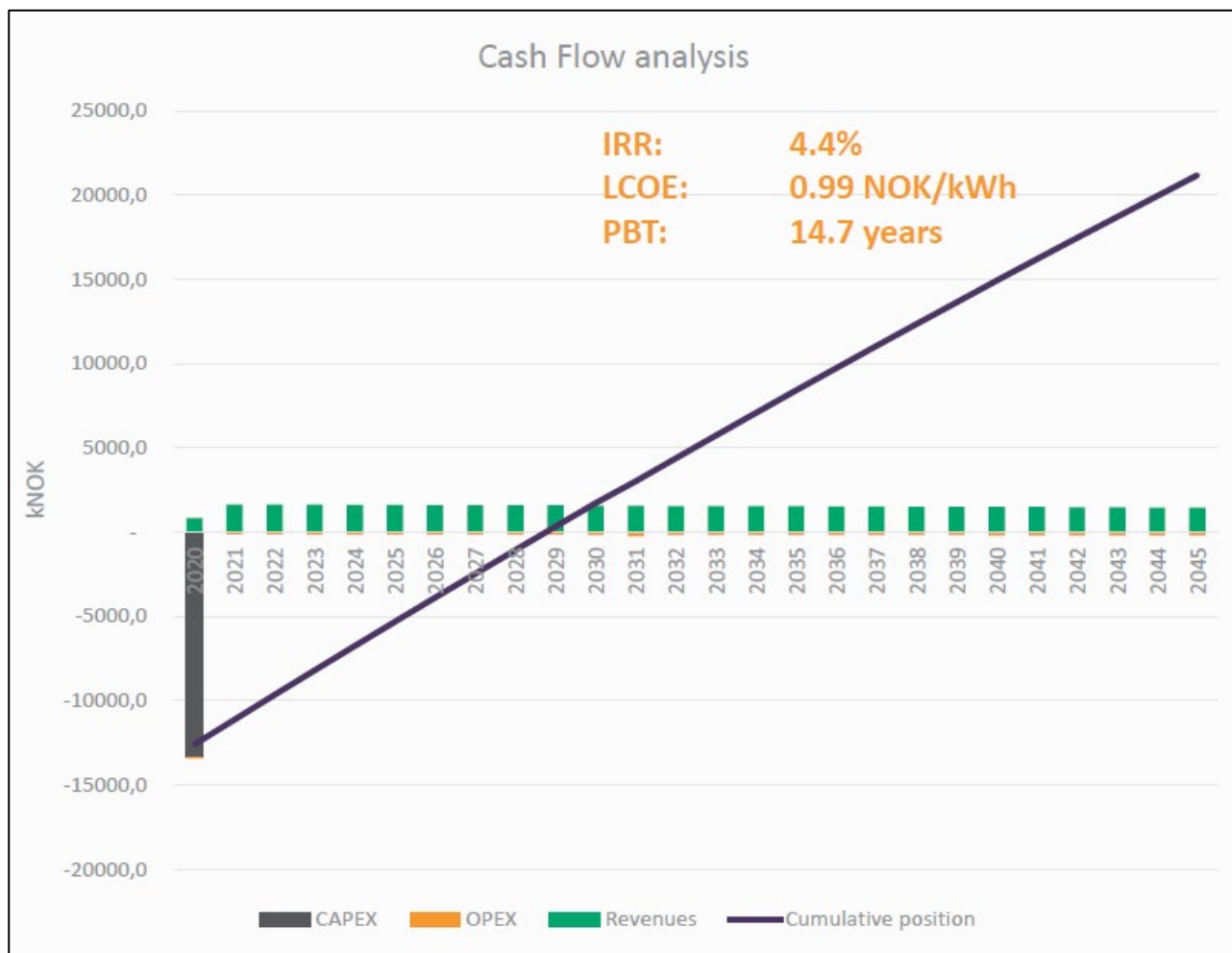
Lønnsomhetsberegningene for fasadeintegrerte solceller viser at det er svært god lønnsomhet i denne løsningen. Det er imidlertid viktig å understreke at lønnsomheten er sterkt avhengig av alternativkostnaden for fasadematerialene. I vår forutsetning med 650 NOK/m² har vi lagt til grunn at alternativt fasademateriale er teglstein til ca. 3500 NOK/m² og en systemkostnad for solcellene på 4150 NOK/m². En lønnsomhetsvurdering basert på vesentlig rimeligere fasadematerialer vil naturligvis resultere i redusert lønnsomhet for solcellene. Her er usikkerheten veldig stor ettersom ingen av byggene i Fjordbyen er ferdig tegnet.

Flytende solkraft (FPV)

Det er gjort innledende beregninger av lønnsomheten for et 1 MW flytende solkraftverk i Fjordbyen. Med forutsetninger som vist i Tabell 16 oppnås en tilbakebetalingstid på 14,7 år og internrente på 4,4 % (se Figur 4-11).

Tabell 16: Forutsetninger for lønnsomhetsberegning for flytende solkraftverk

	Unit	Base Case	Source
Technical			
Required Area	ha	1.03	Analysis
Nameplate Power	kWac	1,000	Defined Limit
Nominal Power	kWp	1,336	Analysis
Specific production	kWh/kWp/yr	817	Analysis
Total generated power	MWh/yr	1,092	Analysis
Performance Ratio	%	81 %	Analysis
Financial			
Assumed Tariff	NOK/kWh	1	Assumption based on alternative cost of energy for construction
Unit Cost	NOK/kWp	10,000	Estimate from CEO of Sunlit Sea
Cost Total	NOK	13,360,000	Analysis
O&M Costs	NOK/Year	150,000	Estimate from Sunlit Sea, benchmarked against rooftop systems



Figur 4-11: Resultater fra lønnsomhetsanalyse for flytende solkraftverk

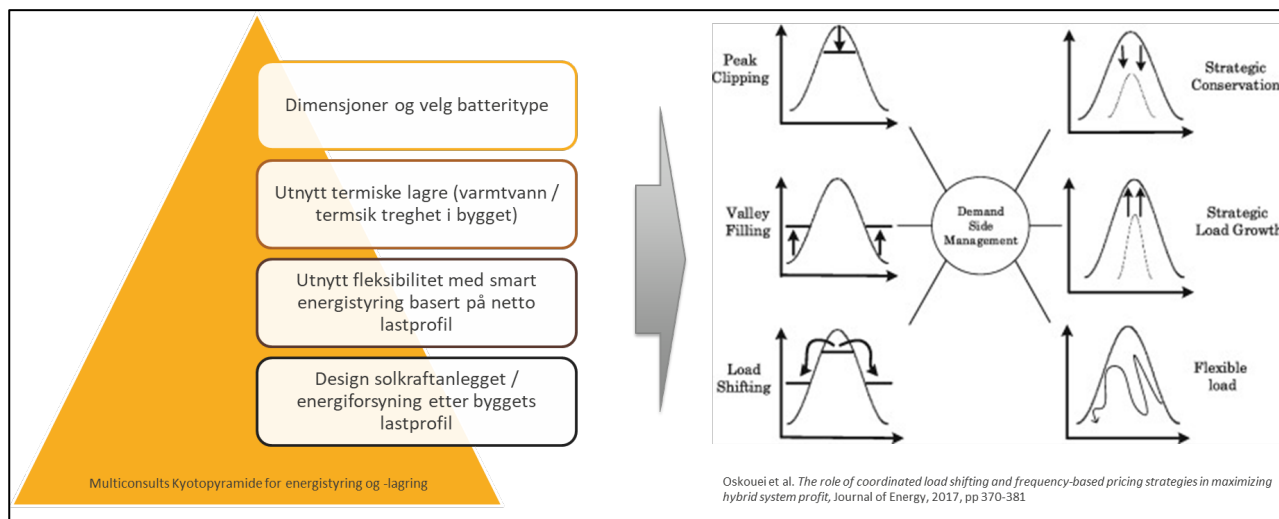
4.2 Andre former for lokal elektrisitetsproduksjon

Det er i energikonseptet ikke lagt til grunn andre former for lokal elektrisitetsproduksjon enn solkraft, enten på grunn av egnethet eller økonomiske hensyn. En begrunnelse for bortvalg av ulike teknologier for lokal energiproduksjon er gitt i appendix A.2.

5 Effektstyring termisk og elektrisk

5.1 Arbeidsmetodikk effektstyring

Effektstyring innebærer regulering av effektforbruket slik at det blir lettere å tilfredsstille et eller flere forskjellige mål uten bruk av energilager. Et eksempel på et slikt mål kan være reduserte effekttariffer, utnyttelse av billig overskuddskraft eller frigjøring av effekt slik at andre prioriterte laster kan få den effekten som trengs. Det er flere metoder for effektstyring og noen av disse er illustrert i figuren nedenfor.



Figur 5-1: Prioriteringspyramide og metoder for effektstyring.

Effektstyring kan bidra til en jevnere belastning av kraftnettet slik at utnyttelsesgraden av både kraftnettet og lokalprodusert solkraft økes med reduserte driftskostnader som resultat. Som det også fremgår av figuren ovenfor vil effektstyring prioriteres foran energilagring. Digitale styringsløsninger vil være en forutsetning for å kunne hente ut tilstrekkelig effekt fra metoden som er skissert ovenfor.

Effektstyring er i dag lite utbredt i Norge og det finnes nok flere grunner til dette, men en viktig årsak er nok at lave energipriser og små forskjeller i pris gjennom døgnet bidrar til lang økonomisk inntjening. Videre eksisterer det få gode tekniske løsninger for slike systemer.

Denne utfordringen har blitt analysert nærmere i konseptutredningen med mål om å finne frem til en forretningsmodell som gir økt nytteverdi og inntjening. Dette kan for eksempel oppnås dersom man lykkes i å etablere flere inntektsstrømmer som kanskje er små hver for seg, men som til sammen blir tilstrekkelig store til å forsvare en investering.

I utredningen har det blitt gjort vurderinger knyttet til følgende områder:

- dimensjonerende effektbehov for området og konsekvens for kraftnettet (kap 5.2)
- mulighet for å realisere et gevinstpotensial opp mot regulerkraftmarkedet (kap 5.3)
- ulike muligheter for energilagring på områdenivå som kan skape verdi innenfor punktene over, eller tilføre området verdi på andre områder (kap 5.4)

5.2 Kraftdistribusjon

5.2.1 Dimensjonerende elektrisk effektbehov for Fjordbyen

Det er gjennomført overordnede vurderinger for dimensjonerende effektbehov for elektriske laster for området. Aspektet anses som viktig å belyse fordi elektrifisering kan antas å fortsette gjennom byggeårene.

Eksempler er et energisystem som krever bare elektrisitet som levert energi (varmepumpeløsning) eller tilnærmet 100 % andel av elbiler.

Beregning av effektbehov er viktig for å kunne vurdere en eventuell konsekvens på kraftnettet, som igjen kan være førende i vurdering av ytterligere effektreduserende tiltak. Basert på lastprofiler på timesbasis over året for de ulike lastene på området er dimensjonerende effektbehov for elektriske laster beregnet til ca. 12 MW for området ferdig utbygd. Det er forutsatt at elbillading kan styres for å unngå lading ved effekttopper for området.

For referansescenariet, med bygging etter TEK17-standard, er dimensjonerende effektbehov for Fjordbyen innenfor de geografiske systemgrensene beregnet til ca. 12 MW, tilsvarende som for foreliggende energikonsept. Men ettersom referansescenariet baserer seg på tradisjonell fjernvarme fra Drammen Fjernvarme, vil det i tillegg medføre et økt elektrisk effektbehov for Drammen Fjernvarme, grovt estimert til ca. 7 MW¹⁹. Dette gir et dimensjonerende elektrisk effektbehov ved tradisjonell utvikling av Fjordbyen på ca. 19 MW for det utvidede Fjordbyen-området.

Beregningene over viser at tiltak for reduksjon i energibehov, samt energieffektivt oppvarmings- og kjølekonsept, fungerer som effektive effektreduserende tiltak for området. Passivhusstandard på bygningskroppen bidrar ikke kun med redusert energiforbruk, men det reduserer også effektbehovet til oppvarming. I kombinasjon med vannbåren varmedistribusjon og varmepumpe gir dette en vesentlig reduksjon i effektforbruket sammenlignet med referansescenariet.

5.2.2 Status og planer for kraftnettet i området

Det har blitt avholdt et innledende møte med Glitre Energi Nett vedrørende de overordnede planene de har for området i årene fremover. Med nytt sykehus og store utbygginger vil det være behov for å øke kapasiteten inn til området, og det er derfor viktig med god dialog med netteier tidlig i prosessen.

Det er i dag begrenset med kapasitet i området, og forsyningen må derfor forsterkes for å tillate nye tilknytninger til strømmettet. Glitre Energi Nett har planer om å legge nye kabler fra Spikkestad transformatorstasjon over området Lierstranda i løpet av de neste årene i forbindelse med forsyning av det nye sykehuset på Brakerøya. Det vil da være aktuelt at det samtidig avsettes egne kabler til Fjordbyen når disse kablene skal legges.

¹⁹ Med et beregnet dimensjonerende termisk effektbehov på ca. 31 MW for dette scenariet vil dimensjonerende elektrisk effektbehov for Drammen Fjernvarme være på ca. 7 MW gitt dagens produksjonsmiks og ytelse på varmepumpe.



Figur 5-2: Kart med oversikt over transformatorstasjoner

For Fjordbyen vil det ifølge Glitre Energi Nett ha liten konsekvens om effektbehovet økes eller reduseres med et par MW i forhold til dimensjoneringen av høyspenningsnett. Som følge av trinnvis utvikling av Fjordbyen vil det ifølge Glitre Energi Nett være mest aktuelt med forsyning med egne kabler fra Spikkestad transformatorstasjon i første fase av utbyggingen.

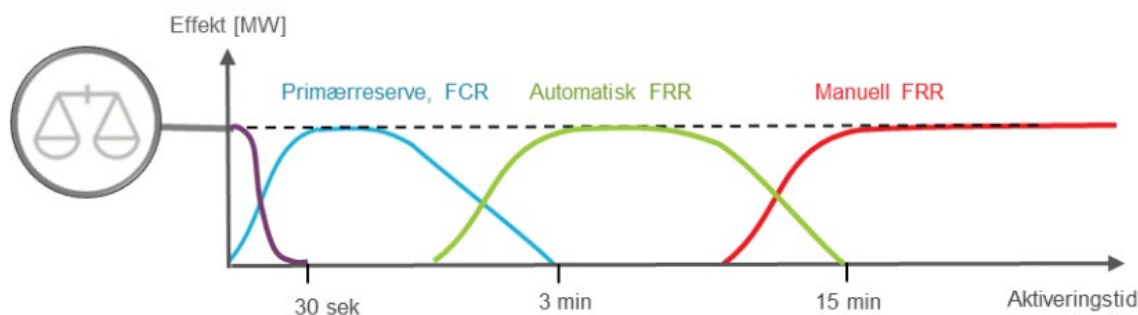
I et lengre perspektiv har de planer om å reinvestere Fjellheim transformatorstasjon, hvor det da kan bli aktuelt at denne plasseres i nærområdet, og at deler av Fjordbyen får forsyning herfra. Ved tradisjonell utbygging av Fjordbyen med det økte effektbehovet for Drammen Fjernvarme kan det medføre at reinvesteringen av denne fremskyndes tidligere enn planlagt.

Basert på ovennevnte vurderinger og informasjon fra Glitre Energi Nett, er det valgt ikke å gå videre med analyse av konkrete tiltak for å redusere dimensjonerende effekt ytterligere da det ikke anses å ha noe betydelig lokalt gevinstpotensial. Så lenge det er tilstrekkelig kapasitet på krafttilførselen til Fjordbyen vil det være vanskelig å finne en god inntjeningsmodell for ytterligere effektreduserende tiltak.

5.3 FFR-marked

For å til enhver tid sikre at kraftsystemet stabilt ligger på 50.0 Hz er man avhengig av tilgjengelig reservekraft. Denne reservekraften er gjort tilgjengelig gjennom ulike markeder, og er inndelt etter hvor raskt reservene

kan aktiveres. Dette er enkelt skissert i Figur 5-3.



Figur 5-3 Grafisk fremstilling av ulike reservemarkeder, og responstiden til disse. Kilde: Statnetts systemsdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2025

Disse markedene er litt i endring, og Statnett som balanseansvarlig ser økende behov for raskere reguleringskraft, samtidig som de ønsker å åpne for å delta i markedet med mindre volumer. I dag er grensen for markedsdeltagelse 10 MW, men denne er planlagt senket til 1 MW.

Med økt behov for reservekraft, og et marked mer tilpasset mindre volumer, blir det enklere for sluttbrukere å delta i slike markeder, enten med batterier eller med å koble ut laster. Konseptet har allerede blitt testet ut i flere piloter, blant annet av Statnett og kraftleverandøren Tibber i oktober 2020²⁰

For å undersøke om det finnes et kommersielt interessant gevinstpotensial innen reservekraftmarkedet for Fjordbyen, har det blitt utført en grov beregning basert på sentralt styrte laster som kan være aktuelle for (elbil-lading, varmepumper og ventilasjonsaggregater).

Beregningene tok utgangspunkt i de beregnede lastene for elbiler, varmepumper og ventilasjon, som utgjør de største lastene med reguleringspotensiale. Det ble videre lagt til grunn at deler av lasten kunne kobles ut i en periode, og på denne måten delta i FCR-N-markedet.

Beregningene ble utkoblet med følgende utkoblingsandeler:

- 75 % for elbiler
- 25 % for varmepumper
- 30 % for ventilasjon

Prisene for den tilbudte fleksibiliteten var basert på de oppgitte prisene for reservekraft fra Statnetts FCR-N-marked i område NO1 (Østlandet). Gjennomsnittet for året var ca. 42 NOK/MW.

Basert på disse prisene ble det beregnet en årlig inntekt fra FCR-N markedet på omkring 350 000 NOK / år.

Våren 2021 kjørte Statnett en ny pilot for raskere reservekraftmarkeder, som betaler bedre. Prisene i dette markedet lå på litt over 100 NOK / MW. Med slike priser vil de fleksible lastene i Fjordbyen få en inntjening på snaut 800 000 NOK/år.

Kostnader for eventuell administrasjon av deltagelse i et slikt marked er ikke medregnet.

Tatt i betraktning det store antallet boenheter, innbyggere og øvrig aktivitet i Fjordbyen som skulle dele på denne inntekten ble det besluttet å ikke gå videre med å undersøke mulighetene for deltagelse i et frekvensmarked nå. Inntjeningen blir for liten.

Det er mulig at disse markedene endrer seg i fremtiden, og at smarte elektriske enheter blir kompatible for direkte deltagelse i slike reguleringsmarkeder på sikt, som igjen fører til at forretnings-caset ser mer positivt

²⁰ <https://www.tu.no/artikler/brukte-hundrevis-av-panelovner-til-a-regulere-stromnettet/507237?key=fkWBwKX1>

ut. I et slikt scenarie kan den enkelte sluttkunden selv velge om de ønsker å delta, enten selv eller via en eventuell aggregator, men per dags dato er det liten gevinst å rulle ut en slik løsning for hele Fjordbyen som «standard».

5.4 Lagring

I dagens marked har energilagring i form av batterier først og fremst nytte der hvor batteriet kan benyttes til flere formål og der hvor et batteri for eksempel også kan erstatte / utsette vesentlige investeringer i kraftnettet. For Fjordbyen er det nok kapasitet tilgjengelig i kraftnettet og et batteri vil dermed ikke bidra til redusert anleggsbidrag. Et batteri vil dermed kun generere inntekter gjennom lastflytting mellom høye og lave kraftpriser og her er forskjellene i dag for små til å gi god nok lønnsomhet. Inntektsgrunnlaget fra et ev. effektmarked (FFR) vil også være for små, se kapittel 5.3. Et batterilager kunne eventuelt også bidratt til reduserte effekttariffer, men da må batteriet plasseres bak sluttbrukerens måler. For Fjordbyen vil dette i praksis bety at det må etableres mange tusen mindre batterier og vi har vurdert det slik at dette ikke er hensiktsmessig i dagens situasjon. Et stort og sentralt batteri ville vært mest teknisk- og økonomisk hensiktsmessig («Nabolager»), men med dagens reguleringer for kraftnettet vil det ikke være lønnsomhet i å etablere et slikt lager. Dette ble igjen vurdert i oktober 2022, og selv med de økte kraftprisene og prisvariasjonene i 2021 og 2022 vil batteriet erfaringsmessig kun marginalt være lønnsomt, og vurderingen om at et batteri ikke vil være lønnsomt i Fjordbyen står seg foreløpig.

Bruk av elbilbatterier som energilager, såkalt V2G (Vehicle to Grid), kunne også vært en interessant løsning for energilagring. Mange elbiler står stille og tilkoblet ladeboksen en stor andel av tiden og de representerer derfor en mulig lagringsløsning. Denne løsningen er ikke kommersielt tilgjengelig i dag, men det forventes at det vil komme slike løsninger på markedet de neste årene. For Fjordbyen er det imidlertid lagt begrensninger på antall parkeringsplasser samtidig som at det er bestemt at bilkollektiver skal få førsterett på parkeringsplassene. Erfaring fra bilkollektivet i Oslo tilsier at dele-biler brukes mer enn privatbiler og de vil derfor ha behov for mer lading på høyere effekt enn privatbiler. De vil også totalt sett bruke mer strøm og dermed også være mindre tilgjengelige for V2G-løsninger. V2G er derfor ikke vurdert som en god løsning for Fjordbyen.

Vurderingene som er gjort for Fjordbyen har heller ikke resultert i lønnsomhet for et større termisk energilager. Fjernvarmenettet representerer imidlertid et stort volum som delvis kan benyttes som en fleksibilitetsressurs. Med prediktiv styring av varmepumpesentralen kan for eksempel temperaturen i fjernvarmenettet økes i forkant av kommende forbrukstopper slik at fjernvarmenettet fungerer som et lite energilager. Dette gjøres allerede flere steder i dag og vi tror det enkelt kan implementeres også i Fjordbyen. Rørdistribusjonsnettet må da designes for høyere temperatur.

5.5 Konklusjon/oppsummering effektstyring

Forbrukerfleksibilitet og effektstyring er av mange blitt spådd til å utgjøre et potensial for en mer effektiv drift av kraftnettet. Gjennom arbeidet med konseptutredningen har det blitt belyst hvordan samspill mellom lokal energiproduksjon, energilagring og forbrukerfleksibilitet kan føre til redusert effektbelastning av kraftnettet. Verdien av effektstyring er imidlertid størst der den representerer et alternativ til for eksempel en kostbar nettutbygging og for Fjordbyen har nettanalysene vist at det vil være nok tilgjengelig effekt i kraftnettet. Dermed bortfaller det foreløpige grunnlaget for utstrakt bruk av effektstyring og energilagring.

Gjennom arbeidet med konseptutredningen har det også vært avholdt flere møter med mulige leverandører av teknisk utstyr for effektstyring. På disse møtene har ulike teknologier og praktisk implementering blitt diskutert og oppsummert har vi følgende betraktninger:

- Det teoretiske grunnlaget for effektstyring eksisterer, men utvalget av produkter er foreløpig veldig begrenset.

- Mange produkter er proprietære og for et område vil man være avhengig av at samtlige beboere og bedrifter har samme type smart styringssystem.
 - I praksis betyr dette at utbygger eller nettselskap må ta ansvaret for utrulling av smart styringssystem. I dagens marked med fritt valg av strømleverandør vil det bli mange ulike strømleverandører med potensielt ulike styringssystemer i Fjordbyen hvis det er strømleverandøren som eier det smarte styringssystemet.
 - Alternativt må det etableres en standard for kommunikasjon mot aggregatorer som kan styre effektforbruket på områdenivå. Denne standarden må gjelde alle typer smart styringsutstyr.
- Både fagfeltet og produktene er i veldig rask utvikling og det er svært vanskelig å trekke konklusjoner i dag for noe som skal bygges såpass langt frem i tid.

Den foreløpige konklusjonen av arbeidet med effektstyring er at dette ikke får høy prioritet i det videre arbeidet. Teknologi for effektstyring bør imidlertid vurderes for hver enkelt utbyggingsfase. Markedet er i rask utvikling og det forventes at det vil være bedre produkter til lavere priser på markedet i fremtiden.

6 Forretningsmodeller

6.1 Introduksjon – prosess

I arbeidet med forretningsmodeller for energiforsyningen til Fjordbyen har hovedfokusert hele tiden vært å identifisere en forretningsmodell som underbygger de overordnede målsetningene for Fjordbyen. Forretningsmodellen skal dermed bygge opp under ambisjonen om en nullenergibydel, men for at den skal være bærekraftig må den også ha en fornuftig inntjening.

I diskusjonene om forretningsmodell har ulike perspektiver og målsettinger blitt valgt og noen er listet opp nedenfor.

- Utnyttelse av synergier på tvers av ulike tradisjonelle skillelinjer, som for eksempel elektrisitet, fjernvarme, kjøling, matavfall/biogass osv.
- Eierstruktur, som for eksempel energiselskap/tjenester vs. infrastrukturselskap.
- Målgruppe: utbyggere og/eller innbyggere.
- Utbyggingsplan for Fjordbyen og koordinering med utbygging av infrastruktur.

Arbeidet med forretningsmodeller for energisystemet i Fjordbyen samt konseptutredningen for øvrig har resultert i at følgende elementer anses som lite aktuelle i verdikjeden til et fremtidig energiselskap i Fjordbyen:

- Manglende lønnsomhet / mulighet til lokal produksjon av biogass fra svartvann og matavfall gjør at verdikjeder basert på biogass foreløpig ikke anbefales/er inkludert.
- Gjenvinning av energi fra gråvann hvor det ennå er umoden teknologi og at denne type investering ikke gir god lønnsomhet sammenlignet med utnyttelse av varme fra sjøen.
- God nettkapasitet inn til Fjordbyen begrenser behovet for smart energistyring og lokal energilagring. Verdiskapningen fra disse teknologiene er dermed (foreløpig) ikke bærekraftig.

6.2 Energisamvirke (Kooperativ)

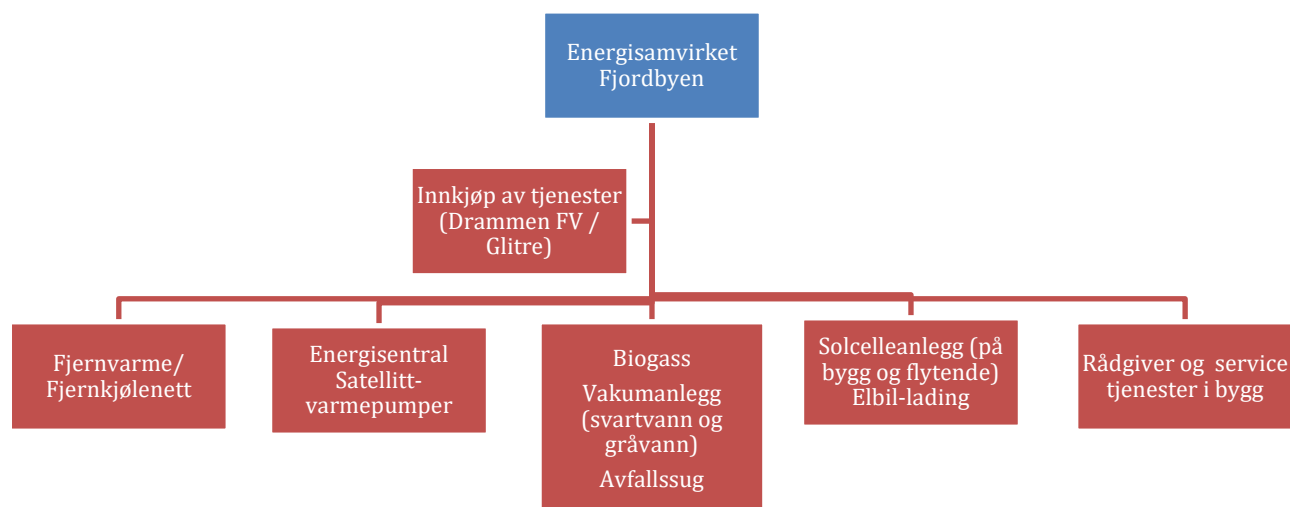
Uansett hvilket alternativ som velges for termisk distribusjonssystem i Fjordbyen vil det være nødvendig med betydelige infrastrukturinvesteringer før salg av boliger resulterer i inntekter fra varme og kjøling. Når Fjordbyen er ferdig bygget ut viser resultatene fra LCC analysen at det vil være en fordel å ha et

fjernvarmenett med lav distribusjonstemperatur i forhold til målsettingen om lavest mulig energibruk og klimautslipp.

Med utbygging over mange år kan det være økonomisk krevende å løfte investeringer som må gjøres tidlig, men som man først kan høste av etter at senere byggetrinn er realisert. Best lønnsomhet får man dog allikevel for distribusjonssystemet med lavest driftstemperatur (Tabell 8 Alt A (45C), kapittel3.5.3), men lønnsomheten er relativt lav (kun 21,7%) pga. høye kapitalkostnader, men dog bedre enn 75C systemet med 17,8%. Det er også dette utbyggingsalternativet som krever de høyeste investeringene. Uten kapitalkostnader er driftsmarginen 40,6 % vs. 34,3 % som dog kan betegnes som en bedrift med god avkastning.

En mulig organisasjonsform som kan sikre tilgang på rimelig kapital til utbygging av fjernvarmenettet gjennom alle byggetrinn er om det etableres et lokalt energisamvirke som tar ansvaret for fjernvarmenettet og ev. energisentralen. Et slikt kooperativ kan finansieres ved at hver enkelt bolig og næringseiendom må kjøpe en andel i kooperativet. Andelen kan for eksempel være basert på en fordelingsnøkkel på kvadratmeter bolig eller næringsbygg (ca. 270 - 310 kr/m² (Tabell 8)). Investeringsbehovet for fjernvarmenettet vil i et slikt tilfelle tilsvare ca. 23 000 – 27 000 kr per planlagt boenhet (Tabell 8). For ordens skyld bør eierandelen i samvirket tinglyses som en del eiendommen slik at eierskapet i samvirket følger eierskapet på eiendommen.

Med tanke på at fjernvarmenettet utgjør den største infrastrukturinvesteringen i Fjordbyen bør energisamvirket ha sin hovedaktivitet tilknyttet fjernvarmen, men samvirket kan også ha eierskapet i solcelleanlegg, elbilladere, biogassproduksjon og satellittvarmepumpene som skal plasseres ut i Fjordbyen. En skisse til organisasjonsform er vist i figuren nedenfor.



Figur 6-1: Forslag til organisasjonsform for et energisamvirke i Fjordbyen. Samvirket kjøper inn tjenester til utbygging og drift for hvert byggetrinn og kan også sitte på eierskapet av solcelleanlegg, biogassproduksjon og distribuert tappevannproduksjon (satellittvarmepumper). Samvirket eies av innehaverne av de ulike eiendommene.

For solcelleanleggene kan det være mest fornuftig å lease anleggene til hvert enkelt sameie istedenfor å selge strøm. På denne måten kan man oppnå fordelene ved å produsere kraft bak forbruksmåleren i hver enkelt bruksenhet. Alternativt kan solcelleproduksjonen knyttes direkte mot satellittvarmepumpene eller VVB slik at strømmen konverteres til varme før den selges. Samvirket kan også stå som eier og utbygger av ladestasjoner for elbiler.

Alternativet til et samvirke er at kostnadene for infrastruktur betales som et anleggsbidrag til et fjernvarmeselskap som står for utbyggingen. I et slikt tilfelle vil kostnader til infrastruktur betraktes som en ren utgift, mens det for en samvirkemodell vil være en investering som sikrer eierskapet i den lokale

energileverandøren. Samvirkemodellen kan derfor være mer attraktiv for Fjordbyens beboere enn om fjernvarmenettet finansieres ved anleggsbidrag.

For solcelleanlegg, satellittvarmepumper og ladepunkter til elbiler er alternativet at hvert enkelt sameie investerer og eier disse anleggene. Investeringsbehovet til denne typen infrastruktur er vesentlig lavere enn for fjernvarmen og det kan godt hende at disse investeringene ikke er nødvendige å ta gjennom samvirket. Fordelen med å samle de ulike infrastrukturinvesteringene i ett enkelt selskap er imidlertid at selskapet lettere kan opptre som en aggregator i energimarkedet. En enkelt eier for all infrastruktur gjør det også enklere å sørge for at alle solcelleanlegg, elbilladere og varmepumper benytter samme overvåknings- og styringsteknologi slik at all infrastruktur kan driftes via en og samme driftssentral. Drift vil også effektiviseres dersom alt teknisk utstyr er likt, da det vil være mindre behov for opplæring og lager for reservedeler.

Selv om en forretningsmodell for et energisamvirke ikke er fullstendig utviklet viser innledende diskusjoner og analyser at det kan være fordelaktig å utrede denne forretningsmodellen nærmere.

Tabell 17 angir fordeler og ulemper ved å organisere energiselskapet i Fjordbyen som et samvirke.

Tabell 17: Fordeler og ulemper ved å organisere energiselskapet i Fjordbyen som et samvirke

	Fordeler	Ulemper
Investeringsbehov	Investeringsbehov for hvert enkelt byggetrinn finansieres gjennom salg av eierandeler i samvirket knyttet til tomter / eiendommer	Utgifter til infrastruktur må løftes av utbyggere / kjøpere av eiendom og kan ikke løftes ut av CAPEX for byggeprosjektene.
	Forutsigbarhet i forhold til hvordan økt krav til egenkapital skal finansieres	Oppstart av samvirket vil kreve litt ekstra egenkapital for de første byggetrinnene.
	Kan være attraktivt for kjøpere av boliger og næringseiendom	Ny forretningsmodell for energiselskap i Norge, men noe inspirasjon kan hentes fra Danmark
Drift	Sentralisert drift av hele energiinfrastrukturen i Fjordbyen. Enhetlig bruk av teknologi og systemkomponenter muliggjør enklere og mer effektiv drift	Ny driftsmodell for norske energiselskap i Norge. Denne er kjent og godt utbredt i Danmark og lærdom kan hentes derfra.
	Et samvirke kan ta lavere marginer enn et kommersielt selskap og dette vil komme innbyggerne (eierne) i Fjordbyen til gode	

Alternativet til en samvirkemodell er å velge tradisjonelle forretningsmodeller for hver enkelt del av infrastrukturen. En slik tilnærming vil være basert på rene kommersielle vilkår hvor en eller flere deler samles på en eier. For eksempel:

Fjernvarme og kjølesystem: Etableres som et eget selskap eller som en utvidelse av Drammen Fjernvarme eller for eksempel Statkraft Varme. Fjernvarmeselskapet står ansvarlig for all investering og drift til og med kundesentraler og satellittvarmepumper

Solceller: Bygges og eies av hvert enkelt sameie, eller leases fra en tredjepart. Produsert solkraft går til sameiets beboere eller selges til nettet.

Elbilladere: Bygges og eies av hvert enkelt sameie, bilkollektivet eller en tredjepart som står ansvarlig for både utbygging og fakturering.

Den største fordelen ved å samle alle infrastrukturinvesteringer på ett enkelt selskap er at det muliggjør standardiserte innkjøp og større innkjøpermakt som potensielt kan føre til lavere innkjøpspriser på investeringene. Videre vil standardisering av teknisk utstyr og drifts- og overvåkningsløsninger muliggjøre en enklere og mer effektiv drift. Sentralisert eierskap og drift muliggjør også sentralisert styring slik at Fjordbyen lettere kan styres som et mikronett. Dette vil være uavhengig av om infrastrukturselskapet er et samvirke eller et rent kommersielt selskap. Men for kapitaliseringen og lokal forankring vil det være en fordel om infrastrukturselskapet er et samvirke.

Mye arbeid gjenstår før det kan etableres et samvirke, men det anbefales at denne muligheten utredes nærmere. Med en utbygging over et lengre tidsrom i en periode hvor energimarkedet gjennomgår store endringer vil det også være naturlig at en del løsninger utformes etter hvert. Slik kan man ta høyde for både teknologisk utvikling og eventuelle endringer i rammevilkår.

6.3 Forretningsmodeller termisk

6.3.1 Konsesjon og potensielle aktører

Fjernvarmeanlegg er omfattet av energiloven, og konsesjonsplikten utløses dersom anlegget forsyner eksterne forbrukere og har en ytelse på over 10 MW. Fjernkjøling omfattes ikke av energiloven og er ikke konsesjonspliktig uansett størrelse på anlegget.

I Fjordbyen er maks varmeeffekt til kunder/bygg estimert til ca. 34 MW hvorav 29 MW til oppvarming og 5 MW til varmt tappevann. Fjernkjølebehovet vil bli minimum ca. 8 MW. Potensialet er opp til 14 – 15 MW uten ekstra investeringer i energisentralen. I tillegg vil Drammen Fjernvarme kunne tilby fjernkjøling (og varme).

I en fjernvarmekonsesjon gir NVE tillatelse til bygging og drift av varmesentraler og hovedrørnett innenfor et geografisk avgrenset konsesjonsområde. Øvrig rørnett kan konsesjonær etablere i samråd med kommune, eier av vei og de som blir påvirket av utbyggingen. Konsesjonær kan ikke bygge og levere varme utenfor konsesjonsområdet.

Det kan bare gis konsesjon til ett fjernvarmeanlegg i et område, men det er fullt mulig for andre utbyggere å etablere fjernvarmeanlegg under konsesjonspliktig grense innenfor et konsesjonsområde. Kommunen kan da bare gi tilknytningsplikt til det konsesjonsbehandlede fjernvarmeanlegget. Hvordan samkjøring med Drammen Fjernvarme skal fungere innenfor konsesjonen må avklares med NVE.

Varmer-/energisentraler som konsesjonsbehandles av NVE er unntatt fra søknadsplikt og en rekke andre bestemmelser i byggesaksdelen av plan- og bygningsloven. Unntaket innebærer blant annet at tiltakshaver ikke skal søke kommunen om byggetillatelse²¹.

Det er i dag noen få fjernvarmeselskap som opererer og søker om konsesjon over forskjellige deler av landet som kan være av interesse for dette prosjektet i tillegg til Drammen Fjernvarme. Dette er:

- Statkraft Varmer, (SVAS)
- Oslofjord Varmer (Sandvika, Fornebu, Mosjøen, A-Hus, Oslo)
- Skagerrak Varmer
- Agder Energi Varmer (Arendal, Grimstad, Kristiansand)

²¹ <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonsbehandling-av-fjernvarme/?ref=mainmenu>

- Eidsiva Bioenergi
- Akershus Energi Varme

I tillegg til Drammen Fjernvarme og Oslofjord Varme er Skagerak Varme og SVAS de aktører som kan være aktuelle partner for Eidos og for Fjordbyen. Både Agder, Akershus og Eidsiva konsentrerer seg om byer i det geografiske nærområdet hvor de har hovedkontor. SVAS eier og drifter anlegg fra Harstad i nord til Sandefjord i Syd + Sverige, samt Gardermoen, Namsos, Sjørdalen, Moss, Ås og i Trondheim hvor de har hovedkontor. Glitre og Oslofjord Varme har tidligere søkt om konsesjon i Lier. De er begge også medeiere i Drammen Fjernvarme.

Veolia er en aktør (fransk eier) som i årene 2007-2009 var aktive med å søke om konsesjoner over hele landet. Per i dag har de kun en (1) konsesjon på Raufoss. Dette er ett service/vaktmester selskap som kan være av interesse som aktør.

Informasjon om de forskjellige selskapene og hvilken andel de har av fornybar produksjon av varme og kjøling finner man her <https://www.fjernkontrollen.no/> Det er per i dag ingen selskaper om har kooperative eierskap. Svalbard er det nærmeste eksemplet i Norge hvor beboere på øya frem til i dag har hatt «gratis varme».

En intensjonsavtale med en eller flere aktører blir viktig å få på plass raskt. Dette er spesielt viktig dersom Drammen Fjernvarme blir tiltenkt en rolle, slik at den nye energisentralen kan tilpasses lavtemperatursystemet og at den designes for riktig kapasitet for leveranse til Fjordbyen.

6.3.2 **Energi- og servicetjenester**

Uansett valg av temperaturnivå på fjernvarme og fjernkjølenett vil god drift av anlegget bli viktigere enn på konvensjonelle varme- og kjøleanlegg. Det vil dog ved valg av lavtemperatur 45C system bli relativt store vannmengder, høye pumpekostnader og det vil derfor være viktig å holde returtemperatur på fjernvarme så lav som mulig, helst ned mot 27 - 28 °C i byggene mot normal 30 °C i dag. Dette gjelder også kjøleanlegg som normalt driftes med 16 - 17 °C hvor vi setter krav til 18-19 °C. Dette vil også kreve nytekning og utvikling i VVS bransjen.

Det vil fremover bli enda større behov for «interne» servicetjenester fordi leiligheter og bygg proppes full av avansert teknologi for styring av lys, utvendig og innvendige persienner samt styring av termisk lagring av varme og kjøling internt i bygningskroppen etc.

Et utbredt problem i dag og en stor utfordring med både å levere varme og kjøling, er at byggene bruker dette samtidig, for eksempel vest fasade er varm og trenger kjøling, mens øst og nord er kald og trenger varme.

Et verktøy for å oppnå dette vil være å etablere energi- og effekt tariffer som gir kundene lavere energikostnader hvis bygget har et varme/kjølesystemsystem som kan styres og holde seg innenfor gitt temperaturgrenser både ved sommer og vinterdrift.

Et annet verktøy også for å alltid ha fornøyde kunder vil bli å tilby både rådgiver- og servicetjeneste overfor beboere, næring og på valg av komponenter (ventiler/automatikk). Dette kan ev. tilbys som en fast pris per mnd/år eller inkluderes i energiprisen (øre/kWh). Her kan man også med disse tjenester tilby kunden en fast lav energipris.

Noen fjernvarmeselskaper tilbyr i dag rådgivertjenester inn mot kunder og bygg (Hafslund Oslo Celsio).

7 Prosjektets antatte energi- og klimagassresultat

7.1 Energieresultat

Det er utført beregninger av levert energi for hhv. energikonseptet i Fjordbyen og referansescenariet. Beregningene er basert på energibehov presentert i kapittel 1.1.1 og systemvirkningsgrad (inkl. distribusjonstap) for energiforsyningsløsningene for de respektive scenariene som presentert i kapittel 3 og kapittel 4.

Tabell 18 viser beregnet total levert energi for byggene på området for begge scenariene, fordelt på bygningskategorier. I beregningene er solstrømproduksjon fra solceller på fasader og tak medtatt. Tabellen viser at energikonseptet for Fjordbyen gir en reduksjon i levert energi på 59 %.

Tabell 18: Beregnet levert energi til byggene i Fjordbyen, gitt forutsetningene i foreliggende energikonsept. Sammenlikning mot referansescenariet.

	Total levert energi referansescenario [GWh/år]	Total levert energi for energikonsept Fjordbyen [GWh/år]	Reduksjon levert energi [GWh/år]	Reduksjon levert energi [%]
Boligblokk	60,1	34,2	25,9	43 %
Kontorbygning	17,1	9,6	7,5	44 %
Skolebygning	4,3	2,4	1,9	44 %
Forretningsbygning	6,8	4,4	2,4	35 %
Solkraft bygg²²	0	-14,1	14,1	
Totalt	88,3	36,5	51,8	59 %

Tabell 19 viser beregnet levert energi for alle laster i Fjordbyen, både i og utenfor bygg, for både energikonseptet for Fjordbyen og referansescenariet. Beregnet levert energi for energikonseptet er på 49 GWh/år mot 113 GWh/år for referansescenariet. Dette innebærer en reduksjon i levert energi på 53 %.

²² Solstrømproduksjon fra tak og fasader er medtatt i beregningene for levert energi til byggene på området.

Tabell 19: Beregnet levert energi for alle vesentlige laster i Fjordbyen. Sammenlikning mellom energikonsept for Fjordbyen og referansescenario.

	Total levert energi referansescenario [GWh/år] ²³	Total levert energi for energikonsept Fjordbyen [GWh/år]	Reduksjon levert energi [GWh/år]	Reduksjon levert energi [%]
Bygg (inkl. solkraft tak/fasader)	88,3	36,5	51,8	59 %
El-kjøretøy	7,2	3,8	3,4	47 %
Gatevarme	2,3	2,3	0,0	0 %
Gatebelysning	2,4	2,4	0,0	0 %
Pumpedrift nærværme/-kjøling	2,2	4,1	-1,9	-86 %
Avfall	0,015	0,2	-0,185	<-100 %
Vann og avløp	2,8	1,7	1,1	39 %
Solkraft utenom bygg	0,0	-1,8	1,8	-
Totalt	105,2	49,2	56,0	53 %

7.2 Klimagassresultat

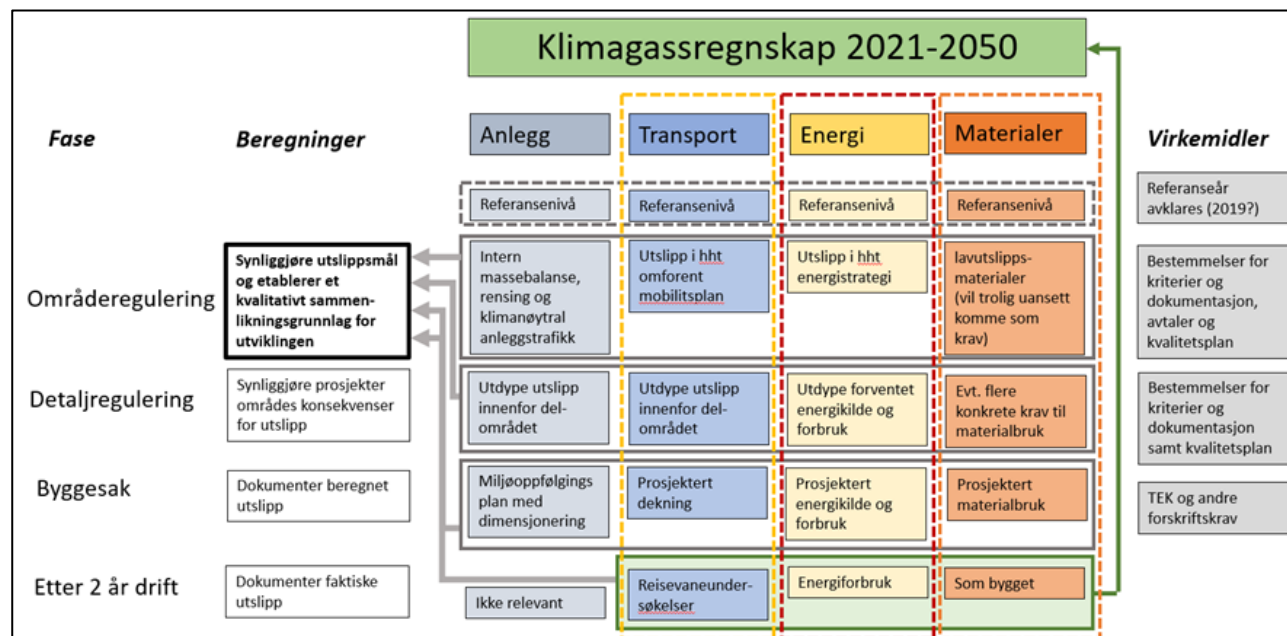
Nullvisjonen for utslipp av klimagasser vil konkretiseres i form av mål, særlig med fokus på energibærere og -bruk, samt innen hver sektor. Arbeidet med definisjons- og forankringsprosess for å ta visjonen over i et konkret og forpliktende ambisjonsnivå for Fjordbyen vil være et viktig første steg for å definere det konkrete målet for utslippsreduksjon. ZEN-definisjonen, som beskrevet i kapittel 1.3, vil være førende i dette arbeidet.

Områdereguleringen gir mulighet for å legge føringer til en rekke av de valgene som både detaljert regulering og tekniske planer må forholde seg til i årene fremover. I forbindelse med oppfølging av ambisiøse og konkrete klimamål, er det nødvendig å etablere et system for vurdering av både referansenivå for utslipp samt effekten av de løsninger som kan velges. Dette systemet må etableres tidlig, og likeså vil konseptuelle valg allerede på dette stadiet kunne medføre delvis måloppnåelse. Det er grunnleggende nødvendig å kjenne effektene av de konseptene det planlegges for, samt i senere faser av de tekniske valg som prosjekteres, for å kunne gjøre de riktige valgene og dermed nå målene. Systematisk oppfølging og dokumentasjon av klimamålene er nødvendig for å gjøre klimamålene virkningsfulle i planleggingen.

Systemet for vurdering av referansenivå og utslipp i ulike faser av planleggingen må ha en livssyklusstilnærming, og helst være i henhold til gjeldende standarder og «beste praksis», da uten å maksimere omfanget av utredningene forbi hva som er formålstjenlig.

Klimafotavtrykk som del av foreliggende rapport har hovedfokus på klimagassutslipp knyttet til energisystemet, der også mobilitet inngår som en viktig premissgiver. Dette er vurdert opp mot referansescenariet, for å synliggjøre klimagassreduksjon som følge av de tiltakene som skal utredes. Det vil også synliggjøre energisystemets sentrale rolle i forbindelse med den overordnede nullvisjonen, som i tillegg til transport og energi også innebærer utslipp knyttet til materialbruk og anlegg, som vist i figuren under.

²³ Pumpeenergi er forutsatt besørget av Drammen Fjernvarme og følgelig lagt inn som en del av energibehov til bygg.



Figur 7-1: Grov skisse for hvordan oppfølging og dokumentasjon (i form av beregninger og vurderinger) er tenkt for Fjordbyen.

Det er gjennomført beregninger av klimagassutslipp knyttet til energibruk i drift for energikonseptet sammenliknet med referansescenariet. Beregningene baserer seg på utslippsfaktorer fra BREEAM-NOR 2016 for nybygg (teknisk manual)²⁴, som igjen henviser til utslippsfaktorer fastsatt av det nasjonale forskningssenteret ZEB²⁵.

Tabell 20: Utslippsfaktorer benyttet i klimagassberegningene

Utslippsfaktor [g/kWh levert energi til bygget]	
Elektrisitet fra nettet:	132
Biobrensel:	14
Naturgass:	211

Drammen Fjernvarme hadde i 2019 følgende sammensetning av energikilder, som er lagt til grunn ved beregning av utslipp knyttet til fjernvarmeleveranse i referansescenariet. Dette gir en gjennomsnittlig utslippsfaktor for fjernvarme fra Drammen fjernvarme på ca. 75 gCO₂-ekv/kWh levert energi.

Tabell 21: Energikilder for Drammen fjernvarme i 2019. Andel av total og spesifikke klimagassutslipp.

	Andel av total	Spesifikke klimagassutslipp [gCO ₂ -ekv/kWh]
Sjøvarme	42 %	0
El til varmepumpe	20 %	25,8
LPG	4 %	8
Naturgass	16 %	34,2
Pellets	14 %	2
Fleksibel el	4 %	5,3
TOTALT	100 %	75,3

²⁴ <https://byggalliansen.no/wp-content/uploads/2019/12/KOPI-SD-5075NOR-BREEAM-NOR-2016-Nybygg-Version-1.2.pdf>

²⁵ <https://www.zeb.no/index.php/no/om-zeb/about-the-zeb-centre>

Tabell 22 viser forskjellen i klimagassutslipp for energibruk i drift mellom energikonsept for Fjordbyen og referansescenariet. Beregningene av levert energi for energikonseptet er basert på energibehov presentert i kapittel 2.2 og systemvirkningsgrad (inkl. distribusjonstap) for energiforsyningsløsningene for de respektive scenariene som presentert i kapittel 3 og kapittel 4. I beregningen av klimagassutslipp er beregnet levert energi delt inn i elektrisitet, bioenergi og ekstern leveranse av fjernvarme. Det er også valgt å skille ut levert elektrisitet til oppvarming for Fjordbyens energikonsept som en egen post, ettersom det gjør sammenlikningen mellom de to scenariene mer oversiktlig. I tillegg er det lagt inn en egen linje med lokalprodusert solstrømproduksjon.

Beregningene viser at energikonseptet for Fjordbyen gir en reduksjon i klimagassutslipp på ca. 45 % sammenliknet med referansescenariet. Dette gir 5 poeng i BREEAM Communities RE01.

Tabell 22: Reduksjon i klimagassutslipp for energibruk i drift for energikonsept Fjordbyen sammenliknet med referansescenario.

	Total levert energi for referanse-scenario [GWh/år]	Total levert energi for energikonsept Fjordbyen [GWh/år]	Totale klimagass-utslipp for referanse-scenario [tonn CO ₂ -ekv/år]	Totale klimagass-utslipp for energikonsept Fjordbyen [tonn CO ₂ -ekv/år]	Reduksjon klimagass-utslipp energibruk i drift [tonn CO ₂ -ekv/år]	Reduksjon klimagass-utslipp energibruk i drift [%]
Elektrisitet (eks. oppvarming)	53,6	48,2	7 077	6 362		
Elektrisitet til varmeproduksjon lokalt i Fjordbyen	0,0	10,9	0	1 439		
Bioenergi lokalt i Fjordbyen	0,0	4,1	0	57		
Ekstern leveranse fjernvarme	51,6	0,0	3 885	0		
Lokal solstrømproduksjon	0,0	-14,0	0	-1 848		
Totalt	105,2	49,2	10 963	6 011	4 952	45 %

7.3 Vurdering opp mot nullvisjonen

Resultatene presentert i foreliggende energikonsept for Fjordbyen er ambisiøst og bærekraftig, men at det likevel er et stykke unna at 0-visjonen om at «*stasjonært energiforbruk og energiforbruk til transport i balanse med lokal energiforsyning*» oppfylles. På grunn av meget høy arealutnyttelse på området, og dermed høyt energibehov per areal, har det vist seg krevende å oppfylle nullvisjonen med et tekno-økonomisk gunstig energisystem basert på dagens teknologi og kostnadsbilde.

Fjordbyen er planlagt bygget ut over flere tiår og det forventes at teknologiutviklingen i perioden vil resultere i bedre og billigere teknologiske løsninger med høyere virkningsgrader. Grunnleggeren av et av verdens fremste analyseselskaper innen fornybar energi, Michael Liebreich, har for eksempel kommet med følgende utsagn:

«By 2030 erecting a new building without integrating solar power, without equipping it with battery and a heat pump, without capturing rain water, will be an act of deliberate economic self harm»

Dersom det videre i prosjektutviklingen for Fjordbyen stilles krav til å ta i bruk ny energiteknologi og nye energieffektive energiløsninger når disse blir kommersielt tilgjengelige, vil Fjordbyen utover i utbyggingsperioden kunne nærme seg nullvisjonen ytterligere, og kanskje også oppfylle nullvisjonen, når Fjordbyen er ferdig utbygd.

For å vise hvilke muligheter som finnes for at Fjordbyen skal nærme seg nullvisjonen er det på noen aktuelle områder gjennomført overordnede beregninger/vurderinger rundt hvilket potensial som ligger i strengere krav til energieffektivitet, økt utnyttelse av spillvarme/overskuddsenergi og fremtidig teknologiutvikling.

Energibehov for bygg i Fjordbyen i fremtiden

Det er stor sannsynlighet for at passivhus, og trolig også enda mer energieffektive bygg, vil bli bransjestandard i løpet av utbyggingsperioden for Fjordbyen. Historien viser at energikravene i TEK har blitt stadig strengere. Dagens energikrav i TEK17 skal iht. DiBKs konsekvensutredning representere et energiøkonomisk optimalt nivå i dagens marked. Men det må forventes en stadig teknologiutvikling og prisutvikling / markedsendring som driver utviklingen fremover, samtidig som Norge må ta inn over seg EUs bygningsenergidirektiv (som bl.a. sier at nybygg fra 2020 skal være «nesten nullenergibygninger»), og det forventes derfor at energikravene i teknisk forskrift fortsetter å bli strammet inn i tiårene som kommer. For et område med såpass lang horisont som Fjordbyen kan man gå ut ifra at mange av feltene derfor vil måtte tilfredsstille en del strengere energikrav i fremtiden. Med Fjordbyens høye energi- og bærekraftambisjoner bør det tilstrebes kontinuerlig å ligge foran bransjestandard, dvs. å planlegge for mer energieffektive bygg enn gjennomsnittet i markedet på tidspunktet for utbygging. For å synliggjøre hvordan gradvis økt energieffektivitet gjennom utbyggingsperioden vil påvirke energibehov og nullutslippsvisjonen, er det gjennomført en overordnet beregning av energibehov i bygg med standard tilsvarende plussenergibygger i dag. Dette tilsvarer anbefalt ambisjonsnivå i *Energiutredning Fjordbyen, Lierstranda* (Asplan Viak, 2015).

Tabell 23 viser netto energibehov benyttet i beregningene for plussenergibygger, hentet fra ovennevnte energiutredning.

Tabell 23: Netto energibehov for bygg med standard tilsvarende plussenergibygger (Hentet fra energiutredning Fjordbyen, Lierstranda (Asplan Viak, 2015)).

Plusshus			
Energibehov [kWh/m ²]	Boligblokk	Kontorbygning	Forretningsbygg
Oppvarming (rom + vent)	11	19	19
Tappevann	30	5	8
Kjøling	0	2	15
Vifter/pumper	4	5	15
Belysning	9	10	20
Teknisk utstyr	15	9	4
Totalt	69	50	81

Tabell 4 Spesifikt energibehov til ulike energiformål/energiposter for bygg basert på energibudsjett for Powerhouse Kjørbo (Kilde: Powerhouse Kjørbo) og plussshus ByBo (Kilde: T. H. Dokka).

Tabell 24 viser estimert netto energibehov for byggene i Fjordbyen ved utførelse i plussenergistandard, samt levert energi til bygg med plussenergistandard sammenliknet med passivhusstandard (som er lagt til grunn i foreliggende energikonsept). Det er i beregningene forutsatt at skolebygning har tilsvarende energibehov ved plussenergistandard som kontorbygg.

Tabell 24: Energibehov bygg ved plussenergistandard og levert energi til bygg for plussenergistandard sammenliknet med passivhusstandard

	Totalt netto energibehov bygg plussenergi [GWh/år]	Totalt levert energi bygg - passivhus [GWh/år]	Totalt levert energi bygg - plussenergi [GWh/år]	Reduksjon levert energi bygg [GWh/år]	Reduksjon levert energi bygg [%]
Boligblokk	42	36,5	34,7	1,8	5
Kontorbygning	7,9	10,5	6,1	4,4	42
Skolebygning	3,2	2,6	1,6	1,0	38
Forretnings-bygning	2,1	4,4	2,2	2,2	50
Totalt	55,2	54,0	44,6	9,4	17

Økt ytelse for solceller i fremtiden

I beregningene av solstrømproduksjon for Fjordbyen er det lagt til grunn en ytelse på 400 Wp per solcellepanel, betydelig bedre enn bransjestandarden på solcellepaneler i dag (ca. 340 Wp). Teknologiutviklingen for solceller har gått raskt fremover de siste årene; mens en ytelse på 300 Wp var standard for solcellepaneler for 3 år siden, er en ytelse på 340 Wp standard ytelse for solcellepaneler i dag, en forbedring i ytelse på 10 Wp per år. For 10 år siden var standard ytelse på et solcellepanel ca. 210 Wp. Dersom vi legger til grunn en tilsvarende teknologiutvikling i årene som kommer, noe som vurderes som en realistisk utvikling, er det ikke usannsynlig at standard ytelse om 20 år (i 2040) er opp mot 500 Wp.

Dersom vi legger til grunn at Fjordbyen blir bygget over 70 år, vil det godt før halvveis i utbyggingsperioden kunne være standard med 500 Wp ytelse for solcellepaneler. Det vurderes derfor relevant å vurdere økt solstrømproduksjon for solcellepaneler med denne ytelsen, sammenliknet med 400 Wp som er lagt til grunn i foreliggende energikonsept.

Tabell 25: Estimert årlig strømproduksjon for 400 Wp vs. 500 Wp solcellepaneler

	Areal tilgjengelig for solceller [m²]	Estimert solstrømproduksjon [GWh/år]	Maksimal solstrømproduksjon [MWh/h]
Ytelse 400 Wp	108 300	14,1	10,9
Ytelse 500 Wp	108 300	17,7	13,6
Økt solstrømproduksjon		3,6	2,7

Biogassproduksjon av svartvann fra Fjordbyen og gjenvinning av gråvann

Svartvann er en ressurs som inneholder mye energi som bl.a. kan benyttes til produksjon av biogass. Som en del av sirkulærtankegangen for Fjordbyen har det i arbeidet med konsekvensutredning for Fjordbyen vært utredet mulighet for etablering av egne renseanlegg på området, som også inkluderer mulighet for lokal produksjon av biogass fra avfall og svartvann. Slik det er tenkt nå vil imidlertid gassproduksjon finne sted på Gullaug.

Det er gjort en overordnet beregning av hvor mye biogass som potensielt kan produseres fra beregnede svartvannsmengder fra Fjordbyen. Mengde svartvann fra Fjordbyen er estimert til ca. 66 000 m³, med forutsetning om vakuumsug toaletter med 1 liter per spyling. Med en forutsetning om tørrstoffinnhold på 8,5 kg/m³ er totalt biogassproduksjon estimert til ca. 1,1 GWh/år.

Tilsvarende beregning er gjennomført for matavfall. Mengde matavfall er estimert til totalt ca. 1 100 tonn per år for hele Fjordbyen. Med forutsetning om tørrstoffinnhold på 30 % og VS på 85 % av tørrstoffinnhold er beregnet energimengde i form av biogass på ca. 1,3 GWh/år.

Totalt vil svartvann og matavfall kunne gi en biogassressurs på ca. 2,4 GWh per år for hele Fjordbyen, en betydelig energimengde. Det anses som en naturlig utvidelse av systemgrensene at biogass som blir produsert av svartvann og/eller matavfall fra Fjordbyen kan regnes inn i energi- og klimagassregnskapet for Fjordbyen, spesielt dersom denne biogassen brukes på egne energisentraler på Fjordbyenområdet.

Gjenvinning av varme fra gråvann

Energigjenvinning av varme fra gråvann vil kunne redusere levert energi til oppvarming og være et ledd i å nærme seg nullvisjonen for Fjordbyen. Den totale energimengden og potensialet for energigjenvinning av gråvann er estimert til totalt ca. 4,1 GWh, omtrent 20 % av det totale varmtvannsforbruket i Fjordbyen (21,5 GWh) (se kapittel 3.3). Ettersom det i foreliggende konsept legges opp til et energieffektivt nærvarmenett basert på sjøvarmepumper med COP opp mot 5, som også kan brukes til forvarming av varmt tappevann, vil den reelle gevinsten i form av redusert levert energi til Fjordbyen være betydelig lavere enn energigjenvinningspotensialet, anslagsvis 0,5-1 GWh.

Gatebelysning med solceller

Det finnes flere leverandører som leverer gatebelysning drevet på solceller, med batterier ladet av solcellene som backup. I flere tilfeller har dette vist seg å være økonomisk lønnsomt sammenliknet med tradisjonell gatebelysning, fordi man da unngår betydelig investeringskostnader knyttet til teknisk infrastruktur. Løsningen er riktignok avhengig av at solforholdene er tilstrekkelige gode, dette må evt. undersøkes nærmere for Fjordbyen. Potensiale for energibesparelse er betydelig dersom dette viser seg å være en aktuell løsning for Fjordbyen; dersom f.eks. halvparten av gatebelysningen kan etableres som solcelledrevet vil det redusere levert energi til Fjordbyen med ca. 1,2 GWh/år.

8 Løsningens-/teknologiens markedspotensial

Tradisjonelt er det et klart skille mellom produksjon og forbruk av energi/kraft. Dette er en veldig etablert tankegang som har vist seg krevende å rokke ved, men den utfordres nå gjennom teknologiutvikling og nye måter å tenke energisystem på. Fokuset endres gradvis mot å se på utnyttelse av lokale, lønnsomme energiressurser, og gjennom en helhetlig og tekno-økonomisk vurdering. Dette gjør at tradisjonelle forbrukere ikke lenger kun vil forbruke energi, men også være kraftprodusenter og –eksportører (prosumers).

I denne utredningen har vi sett på en samlet planlegging med kobling mellom forbruk og produksjon, og vurdert behov for nettkapasitet og ekstern varmeløseleveranse ut fra det, med mål om at rimeligst totalløsning skal realiseres. En slik holistisk tilnærming er fremtidens metode for byplanlegging, og Fjordbyen vil kunne være et viktig foregangsområde både i norsk og internasjonal målestokk som en «living lab» for en slik tilnærming.

Det er høyt internasjonalt fokus på denne typen holistisk områdetenkning. Et eksempel er Greencity i Zürich (<http://www.greencity.ch/de/>), en ny bydel i Zürich der lokal fornybar energiproduksjon, forretningsmodeller rundt kjøp og salg av strøm og grønn mobilitet er nøkkelkomponenter. Prosjektgruppa for Fjordbyen var på prosjektbesøk her i 2019 for å hente inspirasjon og ideer som kan tas med i det videre arbeidet med Fjordbyen.

Lykkes Fjordbyen med å realisere et holistisk, tekno-økonomisk gunstig energisystem, som et ledd i en helhetlig sirkulærtankegang rundt lokal ressursutnyttelse og et grønt mobilitetskonsept, vil Fjordbyen bli et foregangseksempel og gi en oppskrift for fremtidig områdeutvikling i Norge og internasjonalt. Markedspotensialet er dermed betydelig.

9 Diskusjon og forslag til videre arbeid

Lønnsomhetsberegninger og kostnadsoptimalisering har vært en viktig del av arbeidet i denne konseptutredningen. Dette har bl.a. omfattet beregninger for ulike scenarier for produksjon/leveranse av varme og kjøling til det lokale lavtemperatur- nærvarme- og nærkjølenettet. Ovennevnte lønnsomhetsberegninger er viktige for å danne et best mulig beslutningsgrunnlag for konkrete føringer og investeringer i tiltak innen området energisystem. Beregningene tjener også som viktig underlag for vurdering av ulike forretningsmodeller for Fjordbyen fremover. Målet har vært å finne den optimale balansen mellom lønnsomhet veid opp mot området klima- og energiambisjoner.

Det har gjennom utredningen blitt opparbeidet og delt mye kunnskap og ideer, blant annet ved å involvere mange parter og interessenter i prosjektet. Etablert praksis knyttet til helhetlig tenkning rundt bærekraftig energisystem har blitt utfordret, blant annet ved å hente inspirasjon fra utlandet. Utredningen har gitt rom for å få utredet energiløsningene veldig grundig og gå vesentlig mer i dybden enn det som ellers ville vært tilfellet. Dette har gitt både Eidos og andre involverte i utredningen, og hele Fjordbyen-prosjektet, mange nyttige svar, blant annet med tanke på hva som bør inkluderes i planer og forankres i konseptet tidlig. Samtidig er det avdekket muligheter som er litt for umodne men som kan bli mer aktuelle på et senere tidspunkt i utbyggingen samt løsninger som etter nærmere studier ikke vurderes aktuelle for Fjordbyen.

Vi har gjennom utredningen også lært at markedet for effekt og energistyring er mer umodent enn det bransjen selv gir inntrykk av, i hvert fall på aggregert nivå, og at det er vanskelig å finne gode praktiske løsninger og systemer som er modne i dag for et område-/byutviklingsprosjekt av vår størrelse. Det er likevel viktig å ha gjennomført diskusjonen slik at man er forberedt på den utviklingen som vi er overbevist om at kommer – særlig med tanke på utbyggingsperioden vi står overfor.

Generelt kan vi konkludere hovedfunnene som følger:

- Utstrakt bruk av solceller er viktig for å oppnå høy grad av lokal energiproduksjon og dermed også ambisjonen om å skape en nullutslippsbydel. Lokal energiproduksjon med biogass basert på svartvann og eventuelt matavfall er interessant, men også en løsning som må koordineres med kommunens øvrige planer. Bruk av biogass i Fjordbyen kan være mulig dersom dette passer inn i Lier Kommunes planer for nytt renseanlegg på Gullaug.
- Et flytende solkraftverk i Drammensfjorden vil øke andelen lokalprodusert kraft og kan benyttes til grønn byggestrøm/energiforsyning.
- Behovet for smart energi- og effektstyring er mindre enn antatt på grunn av høy kapasitet på nettet lokalt. Vi klarer ikke å se noen tydelig nytteverdi med dagens forutsetninger og rammebetingelser, men dette kan endre seg over tid. Etablering av kooperativ kan gi mulighet for helhetlig, felles styring på områdenivå i rollen som aggregator, noe som gjør det mulig å hente ut gevinster dersom endrede rammebetingelser gjør at nytteverdien stiger.
- Synergier mellom solkraft og fjernvarme er fortsatt krevende å utnytte med dagens regelverk. Den kanskje beste løsningen for å posisjonere seg for å muliggjøre synergier på sikt er å etablere energisystemet som et samvirke. Vi tror også at en samvirkemodell kan virke attraktiv for boligkjøpere ettersom dette er en mer kundeorientert forretningsmodell sammenlignet med hva dagens energiselskaper tilbyr.
- Analysene viser at et fjernvarmesystem med lavtemperatur 45 °C eller tilsvarende (5G) er å foretrekke. Høye kapitalkostnader kan riktignok være en utfordring, men dette kan løses med tilpassede/egnede forretningsmodeller. Det anbefales å gjennomføre et detaljert forprosjekt som grunnlag for en slik investeringsbeslutning. Et lavtemperatur fjernvarmesystem vil også resultere i

lavest mulig energiforbruk og legger best til rette for måloppnåelse av Fjordbyen som nullutslippsbydel.

- Fremtidig forbedring av teknologi og løsninger, som for eksempel økt virkningsgrad og lavere investeringskostnader innen solcelleteknologien, kan gjøre det mulig å nå nullutslippsvisjonen i utbyggingsperioden da det er et stykke igjen med dagens teknologi og forutsetningene lagt til grunn i foreliggende rapport. Et viktig premiss er da at det videre i prosjektutviklingen for Fjordbyen stilles krav til å ta i bruk ny energiteknologi og nye energieffektive energiløsninger når disse blir kommersielt tilgjengelige.
- Energilagring i stor skala vurderes som unødvendig inntil videre på grunn av god kapasitet i nettet. Men reduserte batterikostnader og eventuelt nye markedsmekanismer for et kommende effektmarked kan endre dette. Man kan ellers merke seg at distribusjonsnettet for fjernvarme vil ha litt lagringskapasitet som kan utnyttes til fleksibilitet.

Anbefalinger for videre arbeid:

- Det anbefales å jobbe videre med et konsept med lavtemperatur fjernvarme (5G). En intensjonsavtale med en eller flere aktører blir viktig å få på plass raskt. Dette er spesielt viktig dersom Drammen Fjernvarme blir tiltenkt en rolle, slik at den nye energisentralen kan tilpasses lavtemperatursystemet og at den designes for riktig kapasitet for leveranse av både varme og kjøling til Fjordbyen.
- Samvirkemodellen anbefales utredet videre og det bør tas en konklusjon før første byggetrinn.
- Det er viktig at det gjennom privatrettslige avtaler legges til rette for medlemskap i energisamvirket, samt settes krav til implementering av solceller der det er mulig.
- Det bør søkes konsesjon for fjernvarmeanlegget.

10 Referanser

1. ZERO EMISSION NEIGHBOURHOODS IN SMART CITIES. Definition, key performance indicators and assessment criteria. Version 1.0. (ZEN REPORT No. 7 – 2018) (<https://fmezen.no/wp-content/uploads/2018/11/ZEN-Report-no-7-Bilingual.pdf>)
2. Mobilitetsplan for Fjordbyen Lier – Drammen (Multiconsult, 2020)
3. LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2020 – 2040 (NVE, 2020) (https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf)
4. Greencity Zürich (www.ewz.ch, sist besøkt 28.06.2021): (<https://www.ewz.ch/edl/de/home/projekte/greencity.html>)
5. Exploring 5th Generation Integrated energy systems: project GreenSCIES (Presentasjon på “6th International Conference on Smart Energy Systems”, Maidment & Revesz, 2020) (<https://smartenergysystems.eu/wp-content/uploads/2021/02/0053.pdf>)
6. District Energy - the resilient energy infrastructure (Presentasjon, Gudmundson, 2020) (<https://www.iea-ebc.org/Data/Sites/4/media/events/2020-10/presentations/2.4--gudmundsson--district-energy-resilience.pdf>)
7. Sjøvannsdistribusjonsnett basert på fjordvarmeprinsippet (www.fjordvarme.no, sist besøkt 28.06.2021) (<https://www.fjordvarme.no/referansar/>)
8. DigiPlex og Fortum Oslo Varme inngår samarbeid: Overskuddsvarme fra datasenter skal varme opp tusenvis av Oslo-leiligheter (www.fortum.no, sist besøkt 28.06.2021) (<https://www.fortum.no/media/2018/08/digiplex-og-fortum-oslo-varme-inngar-samarbeid-overskuddsvarme-fra-datasenter-skal-varme-opp-tusenvis-av-oslo-leiligheter>)
9. Mikroenergisystem på Furuset (www.enova.no, sist besøkt 28.06.2021) (<https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/mikroenergisystem-pa-furuset/>)
10. Slik skal framtidens byer bli energismarte (www.vvsaktuelt.no, sist besøkt 28.06.2021) (https://www.vvsaktuelt.no/slik-skal-framtidens-byer-bli-energismarte-175116/nyhet.html?newsletterid=11096&utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=2020-08-13)
11. Representantforslag om å fjerne de statlige barrierene for økt produksjon og bruk av biogass (Stortingsvedtak, Dokument 8:231 S (2020-2021), Innst. 468 S (2020-2021)) (<https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=84342>)
12. Brukte hundrevis av panelovner til å regulere strømmettet (www.tu.no, sist besøkt 28.06.2021) (<https://www.tu.no/artikler/brukte-hundrevis-av-panelovner-til-a-regulere-stromnettet/507237?key=fkWBwKX1>)
13. BREEAM-NOR 2016 for nybygg. Teknisk manual. (Grønn byggallianse, 2016) (<https://byggalliansen.no/wp-content/uploads/2019/12/KOPI-SD-5075NOR-BREEAM-NOR-2016-Nybygg-Version-1.2.pdf>)
14. The research center on Zero Emission Buildings (www.zeb.no, sist besøkt 28.06.2021) (<https://www.zeb.no/index.php/no/om-zeb/about-the-zeb-centre>)
15. Energiutredning Fjordbyen, Lierstranda (Asplan Viak, 2015).

11 Appendix

A.1 Prosjektgruppe fagområde klima og energi - energispesialister

Følgende personer har vært hovedbidragsyttere i arbeidet med energikonsept. Dette tilfredsstiller kriterium 1 i BREEAM Communities Technical Manual 2012 om krav til at energistrategien skal være utarbeidet av en energispesialist:

- Dr. Ing. Bjørn Thorud, Seniorrådgiver og faglig leder solenergi, smart styring og energilagring, Multiconsult
- Siv. Ing. Håkon Duus, Rådgiver Solenergi og smart styring, Multiconsult
- Siv. Ing. Carl Godager Kaas, Rådgiver Energi- og miljø, Multiconsult
- Siv. Ing. Stian Bjornes – Rådgiver Elkraft, Multiconsult
- Johannes Øverland – Seniorrådgiver kulde- og varmepumpeteknikk, faglig leder kulde, Multiconsult
- Siv. Ing. Anders Meinert – Seniorrådgiver, fagansvarlig fjernvarme/fjernkjøling, Multiconsult
- Dr. Ing. Wolfgang Kappel – Rådgiver energi, Multiconsult

A.2 Lokal fornybar energiproduksjon – ikke valgte teknologier/løsninger

Kraftvarmeproduksjon (CHP)

Ved kraftvarmeproduksjon produseres både elektrisitet og varme samtidig ved forbrenning av en energikilde, i dette tilfellet biogass. Fordelen ved denne teknologien er først og fremst optimal utnyttelse av råvaren. Teknologien er velprøvd, men lite utbredt i Norge. En viktig forutsetning for lønnsomhet i slike prosjekter er muligheten for salg av all varmen og det er derfor viktig at et slikt anlegg integreres med nærvarmesystemet.

Foreløpig er kraftvarmeproduksjon ikke lagt til grunn i energikonseptet. Det vil i konseptutredningen gjennom vurdering av last- og produksjonsprofiler gjøres vurderinger i hvilken grad elektrisitet fra kraftvarmeproduksjon kan gi et positivt bidrag inn i energisystemet og om det kan være behov for lagring av gass slik at produksjonen bedre kan tilpasses forbruket. En lønnsomhetsvurdering sett i lys av aktuelle forretningsmodeller vil avgjøre om lokal kraftvarmeproduksjon er aktuelt som en del av et helhetlig energisystem i Fjordbyen.

Vindkraft

Vindkraft er en teknologi som er mindre egnet for urban energiproduksjon. Effektiv utnyttelse av vindkraft forutsetter relativt høye vindturbiner (opp til 200 m) og slike store vindturbiner kan skape en del støy som ikke er forenelig med urbane bokvaliteter. Mindre vindturbiner kan derimot være aktuelt, men slike vindturner kan også skape støy og de gir normalt en vesentlig lavere kraftproduksjon. Det kan være aktuelt å benytte vindturbiner i Fjordbyen, men i så fall vil dette være mindre turbiner som etableres langs med strandpromenaden eller på bygg, og som ikke vil levere et vesentlig bidrag til det relativt sett store energiforbruket i Fjordbyen. Det anbefales likevel å følge med på teknologiutviklingen innenfor mindre vindturbiner (spesielt byggmonterte), slik at det evt. kan tas inn i konseptet dersom det viser seg at teknologien i fremtiden utvikler seg slik at det blir et tekno-økonomisk godt alternativ for lokal energiproduksjon og dermed kan gi et ytterligere bidrag til å redusere netto energibruk for området.

Solvarme

Termisk solenergi har blitt kort vurdert, men basert på erfaringer fra tidligere systemer, og kostnader tilknyttet termisk solenergi ble det vurdert for dyrt sammenliknet med å benytte takarealene til fotovoltaisk solenergi. Termisk solenergi ble derfor ikke tatt med videre i beregningene. Areal til solfangere vil dessuten komme på bekostning av solelleareal og de vil levere mest termisk energi i en periode på året hvor det er lite bruk for den.

Bergvarme

Utnyttelse av bergvarme til oppvarmingsformål ble tidlig lagt til side som alternativ på grunn av lite gunstige grunnforhold og ikke minst at Fjordbyens kystnære plassering gir enkel tilgang til å utnytte sjøvarme i energikonseptet.

A.3 ZEN-definisjon på nullutslippsområdet

ZEN Definisjon

Forskningssenteret for nullutslippsområder i smarte byer (ZEN) definerer et "område" som en samling bygninger med tilhørende infrastruktur ¹⁾, lokalisert innenfor et avgrenset geografisk område ²⁾. Et **nullutslippsområde** har som målsetning å redusere sine direkte og indirekte **utslipp av klimagassutslipp** mot null innenfor sin analyseperiode ³⁾, i tråd med et **valgt ambisjonsnivå** med hensyn til hvilke livsløpsmoduler og bygnings- og infrastrukturelementer som inkluderes ⁴⁾. Området bør ha fokus på følgende, der de fire første punktene har direkte konsekvens for energi og utslipp:

- Planlegging, design og drift av bygninger og deres tilhørende infrastruktur komponenter med sikte på **null klimagassutslipp** over livsløpet.
- Oppnåelse av høy **energieffektivitet** og en høy andel av **ny fornybar energi** i områdets forsyningssystem for energi.
- Smart styring av energiflyten i området (i bygg og mellom bygg) og av utvekslinger med det omkringliggende energisystemet, som sikrer **fleksibilitet** ⁵⁾.
- Fremme **bærekraftige transportmønstre** og smarte mobilitetssystemer.
- Planlegging, design og drift med hensyn på **økonomisk bærekraft**, ved minimerte levetidskostnader.
- Arealplanlegging sikrer gode **stedskvaliteter** og stimulerer bærekraftig atferd.
- Utviklingen av området er preget av innovative prosesser som benytter nye former av samarbeid mellom de involverte aktører som fører til **innovative løsninger**.

¹⁾ Bygninger kan være av ulike typer, f.eks. nye, eksisterende, energiopgraderte eller en kombinasjon. Infrastruktur inkluderer nettverk og teknologier for utveksling, produksjon og lagring av elektrisitet og varme. Infrastruktur kan eventuelt også inkludere nettverk og teknologier for vann, avløp, avfall, mobilitet og IKT.

²⁾ Området har en definert fysisk grense til eksterne nettverk (elektrisitet og varme, og hvis inkludert, vann, avløp, avfall, mobilitet og IKT). Systemgrensen for vurdering av energianlegg som betjener området er derimot ikke nødvendigvis lik den geografiske områdeavgrensningen.

³⁾ Analyseperioden er normalt 60 år, der det antas 60 år levetid for bygning og 100 år for infrastruktur, samt relevant levetid for komponenter som skiftes ut.

⁴⁾ Standarden NS-EN 15978 "Bærekraftige byggverk – Vurdering av bygningers miljøprestasjon – Beregningsmetode" og den foreslåtte nye standarden NS 3720 "Metode for klimagassberegninger for bygninger", definerer et sett av livsløpsmoduler; produkter (A1-A3), gjennomføringsfase (A4-A5), bruksfase (B1-B7 i NS-EN 15978 og B1-B8 i NS 3720), livsløpets slutfase (C1-C4), og fordeler og ulemper utover systemgrensen (D). NS 3451 "Bygningsdelstabell" fastlegger inndeling i bygnings- og installasjonsdeler for systematisering, klassifisering og koding av informasjon som omfatter de fysiske delene av bygningen og de tilhørende utvendige anlegg. Et gitt ZEN-prosjekt bør ha et definert ambisjonsnivå med hensyn til hvilke av disse livsløpsmodulene som inkluderes, og hvilke infrastrukturelementer som inkluderes. Det er opp til eieren av et ZEN prosjekt å beslutte slikt ambisjonsnivå, men dette bør være entydig definert i henhold til modulprinsippet i NS-EN 15978 og NS 3720. I FME-ZEN senteret arbeides det videre med avklaringer om hva som bør være anbefalt minimumsambisjonsnivå for ZEN pilotprosjekter. Det arbeides også videre med å avklare hvordan beregne CO₂-utslippsgevinster av lokal fornybar energiproduksjon, og FME-ZEN binder seg per i dag ikke til metodikken for utslippsberegninger i NS-EN 15978 og NS 3720.

⁵⁾ Fleksibilitet bør legges til rette for overgangen til et utslippsfritt energisystem og reduksjon av effektbehov.

A.4 Input og forutsetninger for LCC-analyse for termisk energisystem

I det følgende gis en helhetlig og mer utdypende beskrivelse av input og forutsetninger for LCC-analysen som sammenlikner de to alternativene for lavtemperatur fjernvarme (hhv. 45-35 °C vs. 75-35 °C).

A.4.1 Forutsetning rundt varme- og kjøleproduksjon

Følgende er likt for begge alternativer:

- Varmepumpene i energisentralen for fjernvarme/kjøling er designet for en grunnlast på 40 % av maks effekt i fjernvarmenettet.
- Varmepumpene forutsettes å dekke 90 % av energibehovet.
- Prisen for elkraft (standard strømpris til næring er satt til 90 øre/kWh inkl. nettleie og avgifter er forutsatt brukt til varmepumper og distribusjonspumper.
- Spisslastkjeler er designet for 60 % av maks effekt for fjernvarmenett og 10% av energiproduksjonen, Det er forutsatt bruk av multifuel gasskjeler.
- Air Liquid har i dag en 150 m³ gasstank i området merket "2035 senere" og kan levere både naturgass og biogass. De leverer i dag naturgass til DF og til et vaskeri lengre øst i område. Det er eget naturgassrørnett i området. Det er derfor ikke inkludert investeringskostnader til biogass tankanlegg for gasskjelene.
- Prisen for biogass er idag satt til 110 øre/kWh og 65 øre for naturgass + 10 øre avgifter
- Det er i investeringskostnaden lagt inn ca 25 % ekstra effektkapasitet på reservekjeler med en kombinasjon av elektro og gass. Andel energi på bruk av spisslastkjelene er 75 % biogass og 25 % elektrokjeler med utkopplbar nettleie.
- Prisen for elkraft med utkopplbar nettleie er «låst» til å være 20 øre/kWh lavere enn standard strømpris
- Fjernvarmeprisen er «låst» til 95 % av standard strømpris inkludert nettleie og alle avgifter. Det er ikke brukt effektledd som i dag er mye brukt. Fjernvarmeselskapene har ofte helt lik tariff som på strømsiden, men at de ofte gir noe rabatt i forhold til strøm
- Fjernkjøleprisen er «låst» til 200 % av fjernvarmeprisen. Det er verdt å merke seg at fjernkjøling ikke konsesjonsbelagt og man må i hvert tilfelle forhandle med kunden.
- Det er forutsatt en stor grad (100 %) av frikjøling om sommeren også ved høyt kjølebehov fordi kjølevannstemperaturen for tur vannet på fjernkjøling er forutsatt høyere (11 °C) enn varmeste sjøvannstemperatur (10 °C). Det er ikke lagt inn bruk av ekstra strømforbruk til varmepumper for å produsere fjernkjøling når varme må dumpes i sjøen. I virkeligheten vil det mest sannsynlig brukes elkraft til dette formål, men forbruket vil bli forholdsvis likt for begge systemene. I et senere forprosjekt bør virkelige sjøvannsmålinger legges til grunn for denne vurdering. Dagens sjøvannstemperaturer er opplyst muntlig av Drammen Fjernvarme.
- Det er i analysen forutsatt at det ikke omsettes fjernkjøling og produksjon av varme i de 10 første årene. Varme produsere da med 50 % naturgass og 50 % utkopplbar nettleie på elektrokjel.

Følgende er ulikt for de to systemene:

- Varmepumpenes virkningsgrad COP er 4,8 for 45-35 °C versus 3,7 for 75-35 °C.
- Det er kun Alt 45-35 °C som har satellitt varmepumper med COP 8,9.

A.4.2 Forutsetninger bygg/kundesentraler inkl. energi- og effektbehov

Krav og forutsetninger for fjernvarme og fjernkjøleanlegget er beskrevet i kapittel A.4.1.

For grunnlag for byggenes energi -og effektbehov er det tatt utgangspunkt i passivhusstandarden NS3700/NS3701.

A.4.3 Distribusjonsanlegg

- Faktor for sammenlagring av effekt i fjernvarmedistribusjonsnettet er satt til 90% på 45-35°C og 85% for 75-35°C. Dette er en faktor som også inkluderer overkapasitet/overdimensjonering. Denne faktor er antatt ut ifra erfaring med andre fjernvarmenett og temperaturnivå på fjernvarmenett.
- For utomhus distribusjonssystem på fjernvarme er det i analysens kostnadskalkyle forutsatt at det benyttes preisolerte stålrør serie 2 med tilhørende investeringskostnader samt varmetap. Det er et potensiale for å redusere investeringskostnadene på røret med ca. 10% ved velge serie 1 for 45-35 °C systemet. Ved å velge serie 1 fjernvarme rør på 45-35 °C så vil dette medføre ca 0,5GWh økning i energitap på distribusjonsrørene, som tilsvarer ca. 27% økning i varmetap på distribusjonsnettet.
- På fjernkjøle distribusjonssystemet er det utvendig forutsatt brukt preisolerte stålrør (serie 1) som kan være noe mer kostnadskrevende enn å bruke PE rør. Sistnevnte gir samme besparelse for begge alternativer, men fordelene er at preisolerte stålrør har fuktalarm overvåkning og skader lekkasjer kan raskere kartlegges.

A.4.4 Finans, drift og vedlikeholdskostnader

- Kalkulasjonsrenter benyttes vanligvis mellom 3-7%. Finansdepartementets rundskriv R-109/14 gir føringer for kalkulasjonsrenter i offentlige prosjekter. For årlige kapitalkostnader i LCC analysen er det tatt utgangspunkt i et annuitetslån med 4% rente samt nedbetaling over teknisk levetid. Vi har valgt å presentere LLC resultatene i hovedscenariet med kun 50% av prosjektets kapitalkostnader fordi en 100% lånebelastning ikke er vanlig for denne type investering.
- 100% Anleggsbidrag på kundesentraler og stikkledning er lagt inn i analysen. Enova-støtte er ikke inkludert.
- Administrative driftskostnader er satt til 1,5%
- Årlige vedlikeholdskostnader er lagt inn med en % av investeringskostnadene. For varmepumper er det brukt kostnader gitt av VP leverandør for bytte av kompressor og service kostnader angitt per driftstime mm.
- Investeringskostnader på energisentral og utvidelse av denne kommer året før energisalget. Kostnader for utbygging av fjernvarmenett og kundesentraler skjer med en jevn årlig utbygging, samme år som kunden tilknyttes. Reinvesteringer er lagt inn i hele perioden.
- For en ny energisentral (bygg) er det lagt til grunn en byggekostnad: 50 000 kr/m² eks. mva. inkl. kostnader for opparbeiding av tomt inkl. trafokostnader og VA kostnader. Det er ikke tatt med tomtkostnad for energisentral.
- Den økonomiske situasjonen er forutsatt å være stabil og at alle type kostnader og inntekter følger samme konsumsindeks.
- Det er lagt til usikkerhet/uspesifisert på 10 % på alle investeringskostnader
- Kalkylene er forventet å være innenfor en usikkerhet på +/- 30 %.

Teknisk levetid er brukt som grunnlag for kapitalkostnader iht. tabellen under. Tabellen viser også årlige vedlikeholdskostnadene som % av de årlige investeringskostnadene.

Investeringer hovedkomponenter	Teknisk levetid År	Årlig Vedlikholds kostnad i % av Investeringskostnad
Fjernvarme -og fjernkjøleledninger	70	0,3 %
Kundesentraler	25	1,0 %
VP tappevann satellitt-sentraler	25	4,3 %
Energisentral (bygg)	50	1,0 %
Sjøvannsanlegg	30	1,2 %
VP energisentral	25	2,2 %
Spisslast bio -og elektrokjeler	40	1,2 %

Bakgrunnen for at vi har valgt å bruke «teknisk» levetid i stedet for «normalt» med økonomisk levetid er at analysen går over en veldig lang periode. Normalt så vil en slik analyse være på maks 20-30 år hvor alle investeringer utføres i år 0. Det som er «vanlig» å benytte som økonomisk levetid er 30 år for distribusjonsrør, 20 år for en energisentral og 15 år for en kundesentral.

En grunn er at i praksis så vil man ikke gjennomføre 100 % reinvestering etter at den økonomiske levetiden er over. Store deler av investeringskostnaden for eksempel på en varmepumpe og kjel vil ha mye lengre økonomisk og praktisk levetid. Alle fjernvarme- og kjølerør og ikke bevegelige installasjoner vil ha veldig lang teknisk levetid forutsatt at alt utstyr vedlikeholdes jevnlig, har god vannbehandling og det overvåkes med utvendig fuktalarm (i preisolerte rør). Utvendig hovedrør og stikkledninger samt innvendige rør tilsvarer ca. 50-60 % av Investeringskostnadene.

A.4.5 Effektbehov som ligger til grunn for LCC-analysen

Termiske og elektriske effektbehov som ligger til grunn for LCC-analysen er vist i tabellen under.

Effektinstallasjoner (MW) 2085	Alt. A 45-35C	Alt. B 75-35C	DIFF
KS varme og ventilasjon i bygg	22,9	22,9	0,0
KS varmt tappevann inkl. samtidighet	5,7	5,7	0,0
SUM effektbehov KS i bygg (MW)	28,6	28,6	0,0
Satellittvarmepumper tappevann (NH3, COP 8,9)	-2,3	0,0	-2,3
Totalt Effektbehov fjernvarmenett (MW)	26,4	28,6	-2,2
Faktor for sammenlagring i fjernvarmenett	90 %	85 %	5 %
Totalt effektbehov Fjernvarme inkl. sammenlagring (MW)	23,7	24,3	-0,6
Totalt effektbehov Fjernkjølenett og bygg (MW)	5,8	5,8	0,0
Produksjonsanlegg termisk (MW)			
Varmepumper grunnlast (NH3 SCOP 4,8 vs 3,7)	9,5	9,7	-0,2
Gasskjeler spisslast fjernvarme inkl. reserve (n-1)	14,2	14,6	-0,3
SUM produksjon termisk (MW)	23,7	24,3	-0,6
Elektrokjeler spisslast utkoplebar nettariff	5,8	6,0	-0,2
Totalt termisk produksjon (MW)	29,5	30,3	-0,8

Tabellen viser en sammenstilling av beregnede effektbehovet for fjernvarme -og fjernkjøledistribusjon, produksjonsanlegg med grunnlast (40 % effekt) og spisslast (60 % effekt). Dette er et resultat av det spesifikke effektbehov for bygningsmassen som er planlagt i Fjordbyen.

Effektbehovet for fjernvarmenettet for Alt A blir noe lavere (23,7MW) med satellitt varmepumper versus Alt B 75-35 °C med 24,3MW hvor hele effektbehovet for tappevann leveres via fjernvarmenettet. Der er i disse tall tatt høyde for 85 % sammenlagring/akkumulatorfaktor for Alt B (med snittemperatur på 55 °C) vs. 90 % for Alt A (snittemperatur på 40 °C).

Dimensjonering av elektrokjelene (5,8/6,0 MW) er gjort med utgangspunkt i å sikre lav energikostnad ved billig elkraft samt sikre effektleveransen hvis største biogasskjel (n-1) faller ut. Dette er en forenklet vurdering og må gjennomgås mer detaljert i et senere forprosjekt.

Energibehov som ligger til grunn for LCC-analysen

Tabellen under viser en oppsummering av årlig termisk energiproduksjon og energibehov (omsetning/salg) til kundegrunnlaget i Fjordbyen, i år 2085 og fremover når byen er ferdig utbygget.

Beregningene er basert på passivhusstandard for effekt -og energitall.

Varmetapet på distribusjonssystemet for fjernvarme og varmtvann (vv +vvc) er estimert til henholdsvis 2,9 GWh for Alt A og 3,8 GWh for Alt B, som gir en differanse på 0,9 GWh til fordel for lavtemperatursystemet.

Årlig energibalanse (GWh) 2085	Alt. A 45-35C	Alt. B 75-35C
Energiproduksjon FV- VP sentral inkl. distribusjonstap	25,0	32,7
Spisslast FV, biogass/naturgass/elektrokjel inkl. tap	2,8	3,6
Sum produksjon sentral energisentral GWh	27,8	36,3
Energiproduksjon satellitt VP inkl. tap	7,6	0,0
Sum distribuert termisk varmeenergi GWh	35,4	36,3
<i>Fjernkjøling (varmetap er ikke inkludert) GWh</i>	1,2	1,2
Totalt termisk energisalg (GWh) 2085	Alt. A 45-35C	Alt. B 75-35C
Fjernvarmebehov- varme	14,6	14,6
Fjernvarmebehov- varmt tappevann	17,9	17,9
Sum fjernvarmesalg GWh	32,5	32,5
Sum fjernkjølesalg GWh	1,2	1,2
SUM termisk energisalg GWh	33,7	33,7
<i>Varmetap fjernvarmenett og distribusjonstap vv+vvc i bygg</i>	2,9	3,8

A.4.6 Energiforbruk til produksjon av fjernvarme og fjernkjøling

Tabellen under viser energiforbruket for de individuelle produksjonsanleggene, varmepumper, satellittvarmepumper og spisslastkjeler (gass og elektro). Vi ser at energiforbruket til de sentrale varmepumpene er 8,9 GWh for Alt B mot 5,2 GWh for Alt A. Systemvirkningsraden for Alt A er ca. 18 % bedre enn Alt B, hhv. 287 % og 249 %. Virkningsgraden er forholdet mellom energi levert (33,7GWh) og energiforbruket i produksjonsanleggene hvor begge inkluderer varme og kjøling.

Tabellen viser også strømforbruket til sirkulasjonspumper på Alt A er ca. 1,5 GWh høyere enn for Alt B (3,2 vs 1,7GWh). Det totale energiforbruket til produksjon av termisk energi med varmepumper/ gasskjeler og

distribusjon sirkulasjonspumper til både fjernvarme og fjernkjøling blir dog redusert med 2,3 GWh (14,6 vs. 12,3 GWh).

Energiforbruk produksjonsanlegg (GWh) 2085	Alt. A 45-35C	Alt. B 75-35C
Elkraft-VP energisentralen (grunnlast)	5,2	8,9
Elkraft- VP satellitt (grunn/spisslast)	0,9	0,0
Elkraft- Elektrokjel utkoplebar nettleie (spisslast)	0,7	0,9
Elkraft sirkulasjonspumper sjøvann, FV og FK	3,2	1,7
Sum elkraft GWh	10,0	11,5
Biogass/Naturgass Energibehov (spisslast)	2,3	3,0
Totalt energiforbruk elkraft og biogass GWh	12,3	14,6
<i>System 75-35 har % høyere energiforbruk vs 45-35</i>		17,9 %
<i>Systemvirkningsgrad %</i>	287 %	249 %

A.4.7 Hovedscenariets investeringskostnader og andel anleggsbidrag på kundesentraler

Tabellen under viser investeringer fordelt på hovedpostene, energisentral (produksjon), distribusjonsanlegg og kundesentraler for henholdsvis fjernvarme og fjernkjøling. I LCC analysen er det forutsatt at 100 % av investeringskostnadene for kundetilknytning (kundesentraler og stikkledninger) blir dekket av et anleggsbidrag. Dette gjelder for både fjernvarme og fjernkjøling. Siden fjernkjøling ikke er konsesjonsbelagt må dette forhandles med de enkelte kunder.

Det er som det fremkommer av tabellen ikke lagt inn Enova-støtte i LCC analysen.

Investeringer (mill.kr) 2025-2085	Alt. A 45-35C	Alt. B 75-35C	DIFF
Sjøvannsanlegg	27,7	27,2	0,5
Energisentral bygg og VP	65,6	77,4	-11,7
Spisslast biogass og elektrokjeler	25,1	25,3	-0,2
Sum produksjon (Mill kr)	118,5	129,9	-11,4
FV Kundesentraler (35stk) og stikkledninger	36,9	21,9	14,9
FV Hoveddistribusjonsledninger i grøft og kulvert	54,7	34,8	19,9
Sum distribusjon (Mill kr)	91,6	56,8	34,8
VP satellittsentraler tappevann (12 stk)	19,6	0,0	19,6
FK kundesentraler (26 stk) og stikkledninger	8,5	8,5	0,0
FK Hoveddistribusjonsledninger i grøft og kulvert	23,3	23,3	0,0
Sum kundesentraler (Mill kr)	51,4	31,8	19,6
Totalt investeringer Mill kr	261,4	218,4	43
Anleggsbidrag- FV og FK Kundesentraler-stikkledninger	-45,4	-30,5	-14,9
Investeringer inkl. anleggsbidrag (Mill. kr)	216,1	188,0	28,1
ENOVA STØTTE	0,0	0,0	0,0
Øre/kWh	0,00	0,00	0,0
Investeringskostnader inkl Enova støtte Mill kr	216,1	188,0	28,1

A.4.8 Administrative, drift- og vedlikeholdskostnader

Tabellen under viser at de årlige energiproduksjonskostnadene for Alt A er 3,4 mill. kr lavere (for varmepumpene og spisslast) enn for Alt B.

Vi ser også at pumpekostnadene for distribusjon av sjøvann, fjernvarme og fjernkjøling er 1,3 mill. kr høyere. Årsaken til dette er i hovedsak sirkulasjonspumpene til fjernvarmeanlegget på 45-35 °C systemet som har fire ganger høyere vannmengder enn 75-35 °C pga. lav DT (10 °C vs. 40 °C).

Alt A har også noe større sjøvannsvannmengder fordi årsvirkningsgrad (SCOP) er høyere, og forbruker dermed mindre andel elkraft til kompressor og større andel sjøvarme og dermed økt andel elkraft til sjøvannspumper.

Drift- og energikostnader (mill. kr /år) 2085	Alt. A 45-35C	Alt. B 75-35C	DIFF
Adm kostnader	3,9	3,9	0,0
Vedlikeholdskostnader Varmepumper	1,0	0,9	0,1
Drifts- og vedlikeholdskostnader bygg mekanisk	1,4	1,3	0,1
Energikostnader elkraft VP sentral og satellitt	5,5	8,0	-2,5
Energikostnader spiss-kjeler (bio/natur/elektro)	3,0	4,0	-0,9
Energikostnader pumpedrift (sjøvann, FV og FK)	2,9	1,6	1,3
Sum drift og energikostnader (mill kr/år)	13,9	15,7	-1,9