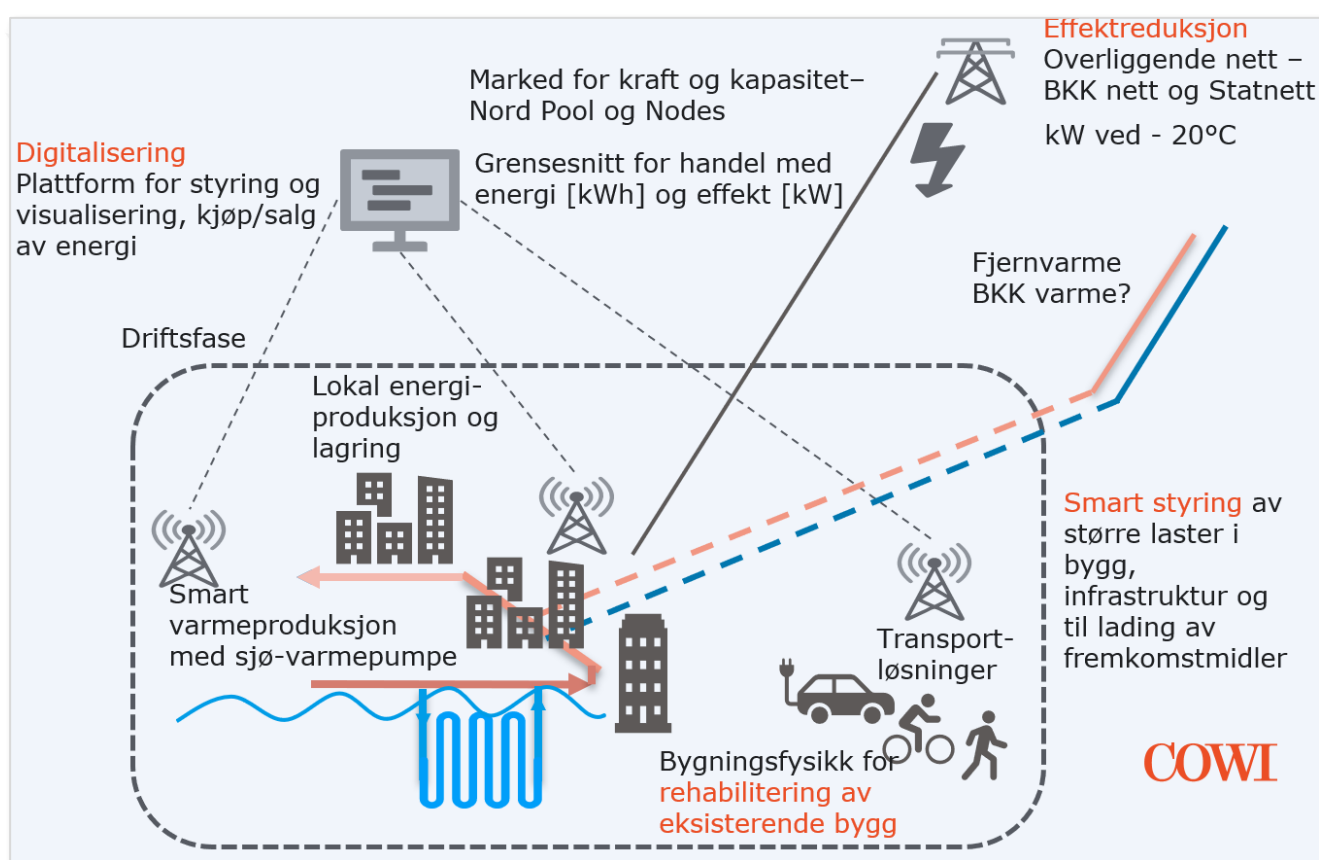


ENERGIUTREDNING



11 2021
HEGRENESET AS

ENERGIUTREDNING FOR HEGRENESET

ENERGIUTREDNING

OPPDAGSNR.

A227976

DOKUMENTNR.

1

VERSJON

B

UTGIVELSESDATO

11.11.2021

BESKRIVELSE

Tidligfase energiutredning for
Hegreneset

UTARBEIDET

MRGR, JOST

KONTROLLERT

AKAM

GODKJENT

HRHE

INNHold

1	Sammendrag	7
2	Formål med utredningen	9
3	Energiforskrifter og krav	10
3.1	Forskriftskrav i TEK17	10
3.2	Nesten nullenergibygge (nZEB)	10
3.3	Krav fra Reguleringsmyndigheten – NVE	11
4	Prosjektbeskrivelse og lokale føringer	12
5	Estimert energi - og effektbehov	14
6	Energikonsept for Hegreneset	15
6.1	Elektrisk energiforsyning	15
6.2	Digitalisering	16
6.3	Helhetlig lokal oppvarmingsløsning	18
6.4	Termisk energiforsyning	18
6.5	Fossilfri eller utslippsfri anleggsfase	26
6.6	Utslippsfri transport	27
7	Anbefalt videre arbeid	28
8	Vedlegg 1 – Grunnlag for energiberegning	29
9	Referanser	30

1 Sammen drag

Hegreneset er et sammensatt område, bestående av vernede bygg og områder som skal utvikles til nye boligområder. Et slikt område stiller større krav til god energiplanlegging, da byggene har ulike kvaliteter som må tas hensyn til, og utbyggingstakten påvirker oppbygningen av energiinfrastrukturen. I tillegg står vi i en teknologisk brytningstid, der kunstig intelligens, avanserte sensorer og ny energiteknologi gir muligheter som kan utnyttes i energisystemet. Forbrukerpreferanser og en samfunnsutvikling som tar mer hensyn til klima og miljø vil også gi en tydelig retning med utslippsfrie og miljøvennlige løsninger i energiplanleggingen.

For de vernede byggene er det spesielt viktig at det utvikles gode fleksible energidesign, der bygningsfysikk-kompetanser involveres tidlig for å oppnå energieffektiv passiv design. For nybyggene er det enklere å oppnå god energieffektivitet, derfor er det andre målsetninger som er mer avgjørende. Grunnet den varierte bygningssammensetningen vil TEK17 være et godt ambisjonsnivå samlet sett for hele området. Passivhusdesign, smart energibruk og en områdetilpasset utslippsfri energiforsyning er avgjørende for et godt energisystem på Hegreneset.

Det anbefales da å utvikle en digital strategi for byggene og området, der viktige funksjoner for flere fag inkluderes, som smart energistyring. Da kan byggene bli mer fleksible og brukertilpasset samtidig som at driftskostnadene og klimabelastningene reduseres. Dette er spesielt viktig i Bergen der elektrisk effekt er en begrenset ressurs som alle må utnytte fornuftig.

Det anbefales å utvikle et felles termisk energisystem som utnyttes i anleggsfase og i driftsfasen. Det ser lovende ut for et sjøvannsbasert varmepumpesystem. Her er det viktig å både utvikle sjøvannsløsninger videre, der arkitekturen ser muligheter for å innpasse en sjøvannsentral for en varmepumpe, og at det avklares videre muligheter for en lokal varmesentral fra BKK eller andre lokale varmeselskap som kan forsyne området med varme. Bruk av indirekte systemløsning med ett varmepumpelegg per bygg (desentral systemløsning) gir langt høyere fleksibilitet mht. trinnvis utbygging. Byggene må tilpasses energisystemet med et lavtemperaturnivå for rom- og ventilasjonsoppvarming for å sikre et helhetlig godt varmesystem for Hegreneset.

Dette er et prosjekt som helt klart kvalifiserer under Enova SF sitt program «Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem», og vil slik kunne utvikle energikonsepter for overnevnte områder som er innovative, klimavennlige og kostnadseffektive.

2 Formål med utredningen

Formålet med energiutredningen er å synliggjøre muligheter for å utvikle et helhetlig økonomisk bærekraftig energikonsept. Energikonsept skal redusere klimagassutslipp og negativ miljøpåvirkning. Energivurdering gjøres på områdenivå slik at det sikres en oversikt på konsekvens for helhetlig grep, og at det utnyttes synergier for å sikre et helhetlig energisystem.

Energivurderingsrapporten vil inneholde et estimat av områdets energi- og effektbehov med overordnede vurderinger av alternativer for termisk og elektrisk energi-produksjon og forsyning. Så vil det kartlegges momenter som har betydning for utvikler, nettselskap, varmeselskap og andre interessenter, slik at man kan utvikle konsepter som sikrer gode energiløsninger.

COWI har på oppdrag fra Hegreneset AS utført en tidligfase-energiutredning i reguleringsarbeid for Hegreneset som denne energiutredningen er en del av.

3 Energiforskrifter og krav

Plan- og bygningsloven (PBL) med tilhørende forskrifter og veiledninger bestemmer hvordan bygninger skal bygges, driftes og vedlikeholdes⁴. De norske standardene er utgitt slik at hvis man følger de løsningene som er beskrevet der, så er man innenfor lovene og kravene som er gitt i Plan- og bygningsloven. Standardene er retningslinjer som kan brukes som grunnlag for oppfølging av nasjonale lover og forskrifter. Kriteriene som er gitt i standarden er bare anbefalinger, og ikke absolutte krav. Derimot er man lovpålagt å overholde kravene i de tekniske forskriftene for alle bygg. De gjeldende tekniske forskriftene er fra 2018 (TEK17), og det kommer stadig nye revisjoner og innstramminger.

3.1 Forskriftskrav i TEK17

TEK17-krav er utgangspunktet for både nybygg og for rehabilitering av vernede bygninger. Da dette kan være teknisk krevende så vil dette kreve en solid prosess med bygningstilpasning der eksperter innenfor bygningsfysikk ser på gode løsninger sammen med arkitekt. Noen momenter i TEK17 er viktig å trekke frem:

- > Fra 2022 er et forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming i anleggsfasen, med mindre det er vanskelig å sikre forsyningssikkerhet
- > Bygninger over 1 000 m² skal oppføres med lavtemperatur vannbåren varme
- > Energifleksible systemer må minimum dekke 60 % av normert netto varmebehov.
- > Tilknytningsplikt til fjernvarme for bygg som oppføres innenfor konsesjonsområdet. Hegreneset ligger utenfor konsesjonsområdet for fjernvarme i dag, men det er mulig at konsesjonsområdet utvides på sikt.
- > Areal til varmesentraler i alle byggene vil være rundt 1 000 m², ekskludert eventuell pumpekum for sjøvannsvarmepumpe beskrevet i kap. 6.4.2.

Det forventes at en ny revisjon av TEK17 vil foreligge i løpet av 2021, og at den vil innføre ytterligere innstramminger av krav til bygningers energieffektivitet og klimagassutslipp, med lavenergi- og passivhus som veiledende bygningskonstruksjon. Passivhus anerkjennes som moderne miljøvennlige bygninger med godt innneklima og svært lavt energibehov¹. Hvilke krav til energiforsyning ny forskrift vil legge til grunn er usikkert, annet enn at det trolig vil være strengere enn dagens krav.

3.2 Nesten nullenergibyg (nZEB)

Det forventes at ved neste revisjon av Byggeteknisk forskrift, vil det stilles krav om 'nesten nullenerginivå' (nZEB – Near Zero Energy Building) i nye bygninger og bygninger som total-rehabiliteres². nZEB er definert som et bygg som over året, totalt sett har et energiregnskap lik (nesten) null. Dette er mulig ved at det lokalt produseres fornybar elektrisitet og termisk energi til å dekke bygningens energibehov. I perioder med overproduksjon i forhold til elektrisk energibehov,

¹ Standard Norge, <https://www.standard.no/fagomrader/bygg-anlegg-og-eiendom/passivhus/>

² Norsk Klimapolitikk, Meld. St. 21, (2011-2012)

eksporteres elektrisk energi til distribusjonsnettet, og motsatt når energiproduksjonen er mindre enn forbruket. Det totale energiregnskapet over året tar da høyde for eksportert energi som fratrekk i energiregnskapet, og man går dermed i (ca.) null. Ved bygging av nZEB er tanken at det bygges en så energieffektiv bygning som mulig, for å oppnå et lavt energibehov og at det produseres energi for å balansere energiregnskapet.

3.3 Krav fra Reguleringsmyndigheten – NVE

Det har i mange år vært et ønske fra nettselskaper og reguleringsmyndigheter om at effekt faktureres i større grad for å synliggjøre kostander for effekt i nettet. Dette er nå vedtatt og blir nå innført fra nyåret.

Følgende er vedtatt gjeldende fra 1.1.2022 - *Effektledet skal baseres på kundens effektuttak i definerte perioder. En periode kan maksimalt gjelde én måned. Effektledet skal tidsdifferensieres*³ Dette tilsier at det vil være et effektledd for byggene på Hegreneset, som utgjør en større andel av energikostnadene enn tidligere. Dette faktureres sannsynligvis som høyeste effekt per måned.

Parallelt utvikles det fleksibilitetsmarkeder for kraft, som gjør at de bygg og områder som har en plan for styring av energibruk, får mulighet til å selge fleksibilitet i et slikt marked på sikt.

³ <https://www.regjeringen.no/contentassets/39bf598aa3d649e18c49d1124db7d5c1/forskrift-om-okonomisk-og-teknisk-rapportering-endelig.pdf>

4 Prosjektbeskrivelse og lokale føringer

Figur 1: Oversikt over bygg som skal forsynes med energi på Hegreneset med arealer

Området som skal utvikles på Hegreneset er et gammelt industriområde ved sjøen som i dag ikke er åpent for normal ferdsel. Tanken er å utvikle Hegreneset til et spennende boområde med kultur og fritidsformål som bidrar til å gjøre det til en interessant bydel folk ønsker å besøke.

Fra et energiståsted vil planlegging av energiløsninger skje parallelt med utarbeidelse av ny bygningsfysikk for rehabilitering av vernede bygg og mer standard energiplanlegging for nye bygg som må følge energikrav definert i TEK 17. Målet om å tiltrekke mennesker vil føre til krav om gode energiløsninger.



Tabell 1: Bygninger som inngår i energiutredningen

Navn	Bygningsformål	AREALER [m² BRA]
A	Boligblokk	19 287
B	Boligblokk	11 812
C - Havnesilo	Boligblokk	7 500
D	Boligblokk	13 919
E – Møllekvartalet	Kontor	5 783
Krutthuset	Kontor	470
Gamle silo	Kontor	2 700
Hegrenes 50	Kontor	629
Totalt	-	62 100

Totalt areal for bygninger som inngår i planen er ca. 62 000 m², fordelt på kontor og boliger. Bygningsmasse som er totalrehabiliteret utgjør mellom 15 000 og 20 000 m². Endelig plan for bruk av vernede bygg, som skal rehabiliteres (fet uthevet) er ikke bestemt, derfor vil både bruk og energibehov endres med utvikling av planen for Hegreneset. Særlig må disse byggene revideres med nye planer. Siden det ikke er en helhetlig energistandard som ligger til grunn for alle byggene er det valgt å benytte TEK17 som et utgangspunkt. Dette fordi nye bygg sannsynlig være bedre enn kravene i TEK17, og rehabiliterte bygg noe dårligere enn TEK17, slik at det er et greit utgangspunkt for å diskutere løsninger. Vi anbefaler å oppdatere beregningene ved et senere stadium, der bygningsutforming er satt. Havn og sjøbasert transport er ikke kartlagt på dette stadiet.

Energisystemet i Bergen

I Bergen er det 2 dominerende energisystem: elektrisitetsinfrastruktur som BKK nett forsyner og fjernvarme som BKK varme forsyner. Begge disse systemene kan ha grensesnitt til planen og vil derfor synliggjøres i dette dokumentet.

Så er det store utfordringer knyttet til å sikre nok kapasitet i strømmettet i Bergens-området noe som fører til et stort behov for å tilby ny fleksibilitet i kraftsystemet lokalt. Dette er noe som Hegreneset kan planlegge for slik at det utarbeides løsninger som kommer beboere og nettselskap til gode. Fjernvarmesystemet er under utvikling med en sannsynlig utvidelse til Hegreneset, enten ved tilknytning til hovednettet for fjernvarme, alternativt med en lokal løsning med en egen varmesentral som dekker behovet for Hegreneset og områder i nærheten.

Energi- og klimaplan i Bergen kommune

For Bergen kommune er det en del føringer gitt i Energi- og klimaplan (Bergen kommune, 2016) når det gjelder klima som vil ha innvirkning på energivurderingen. De viktigste er:

Nøkkelen til et fossilfritt Bergen er fossilfri transport, fossilfri havn, fossilfri oppvarming og fossilfri avfallshåndtering.⁴

Alle de presenterte innsatsområdene for fossilfrie løsninger handler om klima- og energiløsninger som gjør det mulig å realisere løsninger for fossilfri oppvarming, avfallhåndtering, transport og havnetjenester. Skal transport eller havn elektrifiseres, så må det gjøres grep som sikrer dette.

Konseptplan for Hegreneset

I konseptplanen for Hegreneset er det spesifisert en del av de punktene som er fremhevet på energi og klima. Særlig gjelder dette på transport, som påvirker behovet for energitilførsel til transport og den klimabelastningen transporten utgjør. Det planlegges for et gangbasert, bilfritt nabolag. Ved å etablere mobilitets-hubber så vil det bli enklere å ikke velge bil. Her vil et tilbud av diverse fremkomstmidler tilbys som delebil, elsykler, sparkesykler og på sikt autonom transport.

Det er satt som en målsetning at nye boliger skal ha energiklasse A eller B, som skal oppnås med energieffektive bygg og utnyttelse av lokale energikilder.

Så skal fossilfri anleggsplass innføres, gjennom enten elektrifisering eller bruk av annengenerasjons biodiesel.

⁴ KLIMA- OG ENERGIHANDLINGSPLAN - Bergen kommune Energi, miljø og klima - Hordaland fylkeskommune

5 Estimert energi - og effektbehov

Tabell 2: Netto energibehov til oppvarming og elektrisitet

Type energibehov	Netto årlig energibehov [MWh]
Oppvarming totalt	3 400
Elektrisitet totalt	4 000
Elektrisitet til ladepunkter for parkering	700 – 900

Energibehovet til Hegreneset er basert på TEK17 og er summert for alle byggene, selv om hvert bygg vil energiberegnes på et senere stadium. Energibehovet utgjør rundt 3 400 MWh til oppvarming og 4 000 MWh til elektrisk. Totalt vil byggene da ha et behov for energi i overkant av 100 kWh/m² årlig.

Hvis oppvarmingsbehovet dekkes med varmepumper, vil behovet for kraft fra nettet dekke en tredel av oppvarmingsbehovet, og utgjør rundt 1200 MWh i tillegg. Ca. 2 400 MWh med varmeenergi tilføres da varmepumpen fra sjøen. Energibehovet til lading på ca. 700-900 MWh årlig for området som en helhet

påvirkes sterkt av bilbehov og reisevaner. Derfor må dette detaljeres på et senere stadium.

Utendørs energibehov er ikke inkludert, da detaljene ikke er kjent på nåværende stadium.

Effektbehovet påvirkes av bygningsutforming og de tekniske løsningene som velges i byggene. Særlig gjelder dette for oppvarming som krever mye effekt, men det er også avgjørende om det velges smarte løsninger for elektrisk energibruk. Eksempler på dette er smart elbillading, som tilbys fra mange av de etablerte ladeselskapene som BKK, som også leverer til privatmarkedet. Andre løsninger er smart tappevannsoppvarming, smart termostat til luft/luft-varmepumpe i tillegg til en rekke produkter for styring av utstyr i hjemmet.

Med innføring av effekttariffer til husholdninger fra 2022⁵ regnes det også med at effektuttak vil reduseres ytterligere da det gis et incitament til boligeiere om å redusere effekt. Samlet sett mener vi at det er en større sannsynlighet for lavere effektbehov enn det dagens erfaringstall tilsier.

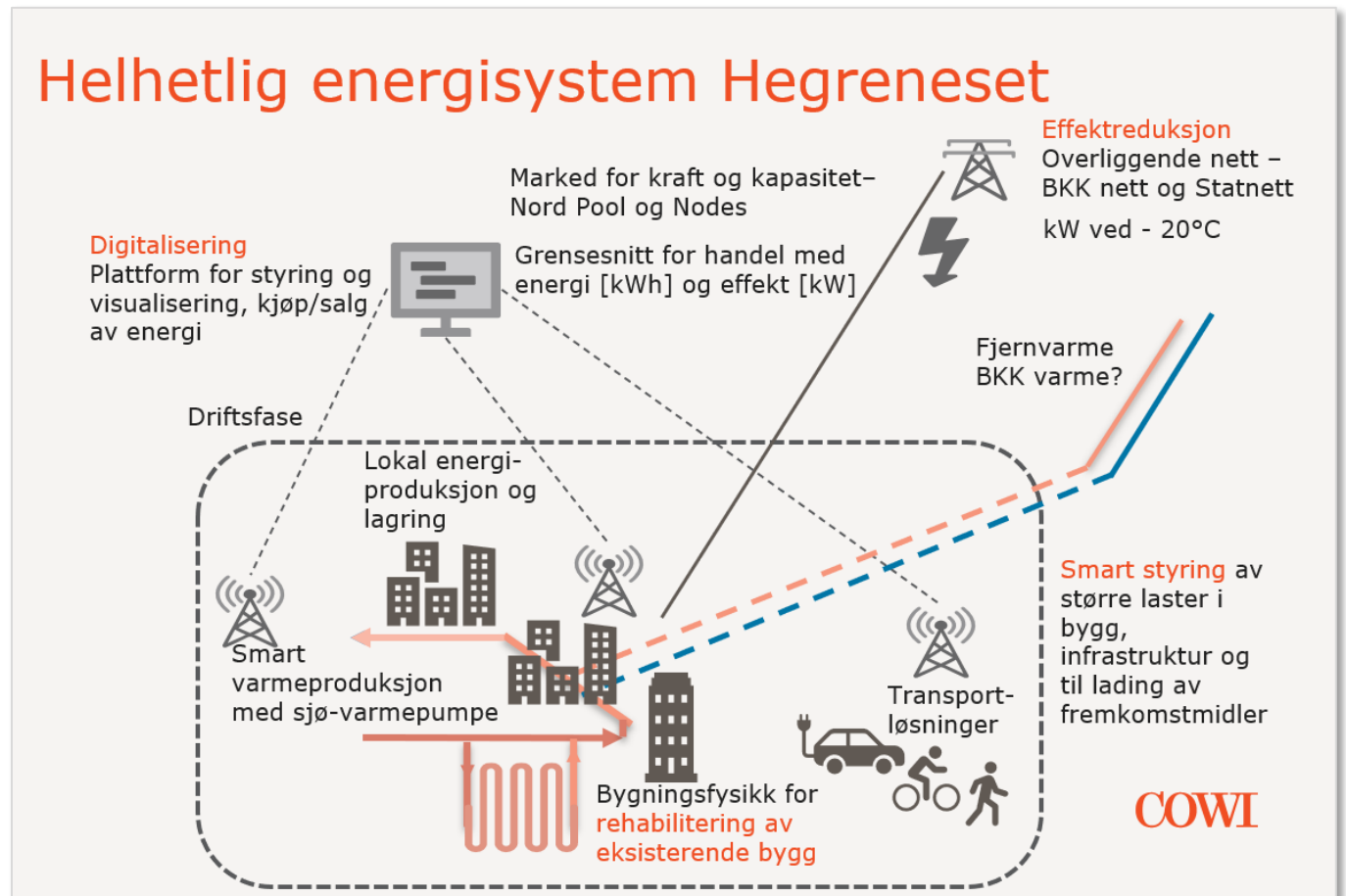
Rundt halvparten av effektbehovet regnes som fleksibelt, i den forstand at det er mulig å regulere effekt uten at det går ut over komforten i boligene. Dette krever en helhetlig energiplanlegging i prosjektet, der det etableres prinsipper for styring av viktige energiposter. Så vil effektbehovet øke noe hvis det tilsvarende gjøres lite for å begrense effektuttak, der lite energibruk styres eller samordnes.

Derfor er det et stort mulighetsrom for å påvirke endelig effektbehov for boligområdet

⁵ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/saker-pa-horing-reguleringsmyndigheten-for-energi-rme/horing-forslag-til-endringer-i-utformingen-av-nettleien/>

6 Energikonsept for Hegreneset

Under er det oppsummert de energiløsningene som er anbefalt å jobbe med i videre arbeid med for Hegreneset.



Figur 2: Presentasjon av tema som er relevant i et energisystem for Hegreneset

6.1 Elektrisk energiforsyning

Det elektriske energisystemet i Europa er i rask endring, med betydelig økning i fornybar energi, høye CO₂- reduksjonsmål og flere utenlandskabler. Elektrifisering av industri, transport og offshore i Norge bidrar til at markedsanalysene for kraft er svært usikre.

EU økte sine utslippsambisjoner til 55 % reduksjon, noe som har ført til en økt forventning om høye CO₂- priser som tilsier høye kraftpriser i Norge.⁶ frem mot 2030. Mer fornybar energi tilsier også at prisene vil øke mye på vinteren når det blåser lite i kuldeperioder og når etterspørselen stor. Slik sett er det fornuftig å kunne begrense energibruk generelt, men særlig for forbruk om vinteren knyttet til termisk energibehov.

⁶ Langsiktig markedsanalyse 2020-2050, Statnett (2021)

I Bergensområdet er det en utfordrende oppgave å forsyne det kraftbehovet som er lokalt i dag, både siden Mongstad legger ned kraftproduksjon, og at forbruket øker mer enn forventet. Bedre nett kan redusere problemet på sikt, men det tar lang tid å forsterke nettet (6- 10 år). Dette tilsier at særlig tiltak for å redusere termisk elektrisitetsbehov, med gode varmepumper eller fjernvarme er svært viktig. I tillegg vil det være avgjørende å redusere effekt til elektrisk energibruk med bruk av smart teknologi.

Solenergi kan forsyne byggene med noe elektrisitet hvis det planlegges godt for det. Problemet er at solenergi produserer lite når behovet er størst. I dette prosjektet er også takflatene prioritert for andre formål, og dette temaet dekkes ikke med inngående analyser.

- > Det er ikke en ambisjon om å prioritere å produsere solenergi fra hele takflater. Det er derimot aktuelt å vurdere solenergi på de flater som ikke utnyttes til opphold, fordrøyning av regn, beplantning osv. Det er ikke undersøkt om fasader egner seg for solenergi, men det vil være et tema som vil synliggjøres i pågående energiutredning.

Egenproduksjon av energi til anleggsarbeider er mindre aktuelt, da det foretrekkes løsninger basert på tilført elektrisitet og flytende biodrivstoff.

6.2 Digitalisering

Ny teknologi, ny myndighetsregulering og nye forbruksvaner, vil sammen påvirke hvilke energiløsninger som er gunstige på Hegreneset. Teknologisk har energieffektiviteten til utstyr, LED-belysning og energieffektive varmegjenvinnere, pumper og vifter bidratt til å redusere elektrisk energibruk mye. Det er nå en rekke smarthus-apper hvor mye av hjemmets installasjoner kan tilknyttes og styres: oppvarming, ventilasjon og lys. Så er det gitt markedsadgang for ulike typer energistyring som blir relevant for Hegreneset. Digitaliseringen av samfunnet gjør at det finnes løsninger som bidrar til å styre energibruk bedre og kan gi muligheter for overvåkning og intelligens som gir en ytterligere reduksjon av energi- og effektbruken. Dette er ofte løsninger som baserer seg på programvare, og gir da typisk mye besparelse for investering, og denne besparelsen er økende med tiden, da systemene og markedene forbedres over tid.

Nye aktører er også kommet på banen, som Tibber og Entelios som er mer opptatt av brukeropplevelse og smart energibruk. Tibber har de seneste årene bygget seg opp til å bli en utfordrer til de tradisjonelle kraftselskapene, og satser sterkt på digitalisering, og en bedre brukeropplevelse, der ENØK-tiltak er naturlig integrert i en app-løsning.⁷ I tillegg er forbruksvanene til folk i ferd med å endres. Teknologiiinteresserte nordmenn, vil nok kreve at et nytt bygg, har nettopp slike smarte løsninger planlagt inn fra start, slik at kostnader kan reduseres, klimagassutslipp kan reduseres og nye tjenester kan utvikles over tid. I blokker og større bygg begynner EOS og SD-anlegg å bli mer intelligente, slik at disse løsningene kan innlemmes her.

7

https://tibber.com/no?utm_source=googleadwords_int&utm_medium=cpc&utm_content=10101279502_104046518569_436361219753&utm_id=g_&gclid=Cj0KCQjwg7KJBhDyARIsAhrAXaEU83UYQ7M0LkGSo56YY_sBDVJMs135RMGNUphuJy9PQqv90tM5dNIaAnIuEALw_wcB

Energi er ett av flere områder som lar seg visualiseres, styres, også tilrettelegges for kjøp/salg da med bruk av kunstig intelligens. Det finnes mange ulike aktører som tilbyr gode løsninger som smart energistyring, og det er viktig at dette er integrerte og åpne løsninger som lett lar seg innlemme i ulike system i driftsfasen. Teknologien kan utnyttes til langt mer enn å styre energi, noe eksempelet under viser, derfor er valg av løsning avhengig av det totale behovet for digitale løsninger. Her vil det de neste årene utvikles nye tjenester som kan utnyttes til å levere en mengde tjenester i fremtiden slik at det er viktig å bygge med gode digitale maskinvare og programvare-løsninger som lar beboere ta i bruk disse tjenestene. Eksempler som kan nevnes er, *booke og ta ut et kjøretøy i transport-hub, et ekstra overnattingsrom, levere hjem varer til felles vareuttak i fellesareal eller sjekke tilstanden i hjemmet* når beboere er vekk. Dette er eksempler på anvendelser av teknologien utover energi, og sier noe om behovet for å utarbeide en overordnet digital strategi som ikke kun handler om energiløsninger.



Figur 3: Eksempel på tjenester fra en smart hjem-leverandør (Futurehome.no, 2021)

Det anbefales fra et energiståsted at det etableres en strategi der regulerbart utstyr utformes på en måte som gjør det lett å regulere i et energisystem. Smart lysstyring og romstyring av oppvarming og ventilasjon er mer kjent, men her kan det legges til nye løsninger for smart effektstyring, der lading av elbiler, oppvarming og akkumulering av varmtvann fungerer som lastutjevning for bygget. Slik begrenses unødvendige kostnader til effekt. Helt konkret må da prinsipper for smart styring av energi utarbeides før elektro og styring, regulering og overvåkning-arbeider kontraheres. Dette vil være viktig for å redusere særlig effektuttak, men også for å redusere klimagassutslipp.

6.3 Helhetlig lokal oppvarmingsløsning

Ulike energiresurser er tilgjengelig i området som sjøvann, grunnvarme og solenergi. Overskuddsvarme fra gråvann, ventilasjonsavkast og kjøling vil også kunne gi et bidrag til oppvarming. Disse vil analyseres, for å se på hva som er teknisk mulig, og økonomisk gjennomførbart. I energiutredningen er det sentralt å undersøke om det er fornuftig å benytte lokal energiløsning for oppvarming og kjøling, eller benytte fjernvarme.

Av de lokale energikildene er et varmepumpeanlegg med sjøvann en veldig aktuell løsning, men det kan også være aktuelt å undersøke energibrønner i fjell, dersom sjøvannsløsning av ulike grunner blir vanskelig å realisere. Dette vil påvirke egenproduksjon for varme og kjøling (termisk energiproduksjon), og tilført energi utenfra til termiske formål.

Det anbefales å etablere en helhetlig lokal energiløsning for oppvarming og kjøling, da det er et betydelig energibehov på et relativt begrenset område. Denne vil enten baseres på varmeproduksjon fra en varmepumpe basert på sjøvann, geobrønner eller fjernvarme forsynt fra BKK varme.

For å sikre at denne løsningen blir gunstig driftet gjennom livsløpet er det en fordel å velge en god eierskapsmodell, gjerne ved at en kompetent 3. part driver energiproduksjonen, og distribusjonen til de ulike byggene som skal tilknyttes energiproduksjonsanlegget ⁸

Infrastruktur for oppvarming kan entes løses med oppvarmet vann som for fjernvarme eller med frostvæske som holder lav temperatur i uisolerte rør (kaldfordelingsløsning).

Det anbefales å planlegge med en vannbåren infrastruktur i byggene basert på lavtemperatursystemer, da med lavtemperatur gulvvarme og ventilasjonsaggregat tilpasset lave temperaturredifferanser.



Figur 4: Illustrasjonsbilde fjernvarme fra BKK

6.4 Termisk energiforsyning

I denne rapporten er det valgt å vurdere 3 alternativer for energiforsyning, ett som baserer seg på fjernvarme levert fra sentrum til oppvarming, og 2 lokale som baserer seg på lokal produksjon til oppvarming. Disse alternativene vil basere seg på elektrisitet for å dekke alle elektriske energibehov fra nettselskapet BKK nett. Det vil analyseres konsekvens for følgende kriterier:

- > Miljøkonsekvenser (CO₂-ekvivalenter og miljørisiko)
- > Økonomi som en energikostnad for varme og elektrisitet (kr/kWh)
- > Teknisk egnethet med risiko og ansvar

⁸ BKK lokale energiløsninger leverer både sjøvannsbaserte systemer samt biobaserte systemer med elkjel.

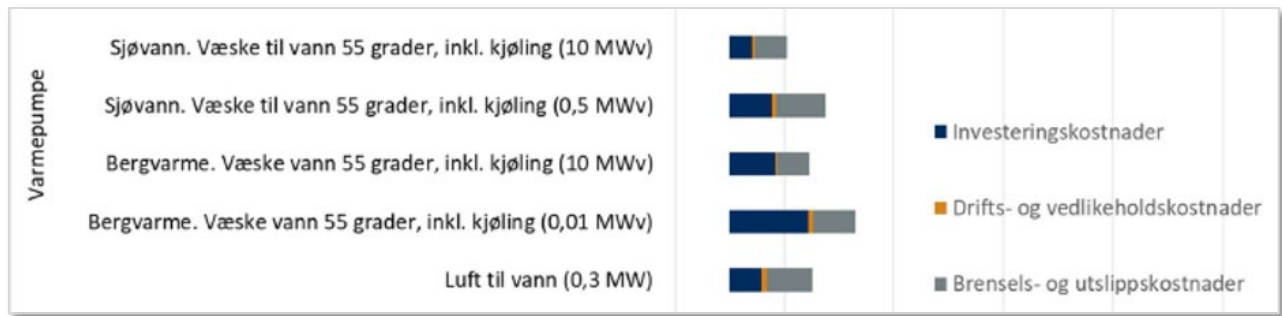
Fjernvarme er forutsigbart, ved at de viktigste parameterne kostnad, fremdrift og miljø/klima er kjent på forhånd, mens for lokale løsninger vil prosjektøkonomien og gjennomførbarhet påvirke lønnsomhet og fremdrift. Prisen for fjernvarme er fra 50-95 øre/kWh i Bergen, med fastprisavtaler på 75 øre/kWh. Det er ikke kjent hva kostnaden er for lokale energiløsninger som kan være en mulighet i dette tilfellet.

Tabell 3: Økonomi og risiko ved ulike alternativer for oppvarming. Dette er anslag i en tidlig fase.

Alternativ Varmeforsyning	Estimert varme- kostnad [øre/kWh]	Teknisk egnethet Ulempe / risiko	Teknisk egnethet Fordel
Fjernvarme	65	- Høy kostnad for distribusjonsnett - Fremdrift for overføring til hovednett er ukjent	- Lite arealbeslag - Driftssikker og fleksibel løsning - Kan lett utvides etter behov - Kan levere i anleggsfasen - Lite administrasjon
Sjøvanns- varmepumpe	42	- Middels kompleksitet ved drift, og en del vedlikehold knyttet til utstyr i sjømiljø. - Vil beslaglegge areal ved sjøen.	- Rimelig varme og kjøling ved levering til et betydelig volum >500 kW. - God tilgang til riktig temperatur i sjø. - Liten miljøpåvirkning
Bergvarme- varmepumpe *	40	- Økt anleggskompleksitet. Ubalanse mellom varmeuttak (oppvarming) og varmetilbakeføring (kjøling). - Utfordrende å skalere gradvis, ved mange utbyggingsetapper. - Krever egnede grunnforhold og plass til boring av energibrønner/brønnpark	- Rimelig varme - Fungerer godt ved et høyt kjølebehov
Bioenergi (fast)	60-80	- Lokal forurensning og behov for tungtransport - Areakrevende	- Krever ikke effekt fra nettet - Rimelig varme for større anlegg
Overskuddsvarme	-	- Krever en del systemtilpasninger med investering i pumper, vekslere og ventiler.	- Gratis ressurs
El-kjel eller direktevirkende el. (panelovner)	50	- Oppfyller ikke krav til energifleksibilitet i større bygg	- Billig - Enkel i drift

* Samlet vurdering med bergvarmepumpe er ikke gjort for dypgeotermiske brønner.

I Figur 5 er det presentert et kostnadsbilde for varmepumper med sjøvann og berg som varmekilde. Driftskostnadene øker med økt strømpris mens spesifikk investeringskostnad (kr/kW) avtar med økt varmeeffekt.



Figur 5: Kostnader for varmeproduksjon [kr/kWh] intervall 50 øre/kWh for ulike varmepumpeløsninger, sjøvann og berg som varmekilde (Nybakke, 2015).

For fjernvarmen regnes avfallsforbrenningens utslipp ulikt, avhengig av systemgrense. Samtidig er BIRs forbrenningsanlegg største CO₂-utslippskilde i Bergen. Fjernvarmen fra BKK Varme AS regnes som en lokal energibærer med fossile og fornybare energikilder i energiproduksjonsmiksen. Elektrisitet har også ulike energiproduksjonskilder som regnes ut ifra en ZEB-metodikk. Det er verdt å merke seg at elektrisitet til en varmepumpe utgjør en liten del av tilført energimengde, der resterende utnyttes fra sjø eller fjell. Derfor vil CO₂-utslippene fra et varmepumpealternativ være en god del lavere enn fjernvarme, så lenge det er fossilt brensel som dominerer i avfallsforbrenningsanlegg.

Tabell 4: Utslippsfaktor for aktuelle energibærere til Hegreneset.

Energibærere	Utslippsfaktor [g/kWh]	Kilde og metode
Elektrisitet	130	Varedeklarasjon fjernvarme BKK- ZEB (2019)
Fjernvarme fra BKK	167	Zero Emission Buildings (ZEB) metode fra prosjektrapport 10-2013 og 29-2016

6.4.1 Fjernvarme eller nærvvarme inkludert kjøling

Fjernvarme og fjernkjøling er en solid og fleksibel form for produksjon og distribusjon av varme og kjøling. Fjernvarme kan dekke ulike behov, og har lokale egenskaper ift. miljø og klima. I Bergen er det BKK varme som har konsesjon for byområdet i Bergen som i dag strekker seg til Skuteviken. Det er foreløpig ikke kjent om det er fornuftig å bygge overføringsledning for fjernvarme fra sentrum, eller om det blir en løsning med midlertidig varmesentral som vil forsyne dette området med en varme og kjøling. Målet for BKK varme på sikt er uansett å sørge for at Hegreneset og områdene rundt er koblet på hovednettet. Hvis det blir fjernvarme er det ønskelig at det går gjennom tunnel slik VA og renovasjon også ønsker å gjøre.

Nærvvarme og nærkjøling er et termisk system der det bygges opp et lokalt system for ett område, der det distribueres varme og kjøling til byggene i området med en felles varme- og kjølesentral. Dette

kan driftes av et selvstendig varmeselskap eller et fjernvarmeselskap med dette som spesialitet, som BKK varme i Bergen.

For kundene er ikke dette så viktig da anleggsbidraget for forsyning av egne bygg blir det viktigste. Det er typisk best økonomi for anlegg med et høyt varmebehov innenfor et begrenset område, der det er enkelt å legge infrastruktur i bakken. Dette er noe som vil utredes i senere faser. BKK er åpne for videre dialog for å se på konkrete muligheter og barrierer.

Prosjektøkonomien rundt fjernvarme og lokal varmesentral er ikke kjent enda, da det er mange forhold knyttet til kundegrunnlaget, infrastrukturen og varmesentral som ikke er kjent i dag.

Strømprisen vil uansett definere et pristak ift. pris for levert varme fra fjernvarme.

BKK varme eller lokale energileverandører leverer og drifter varme- og kjøleanlegg, slik at kunde ikke har behov for å ansette eget driftspersonell. Det viktigste er at det etableres en god konkurranse og kontrakt for termisk energileveranse.

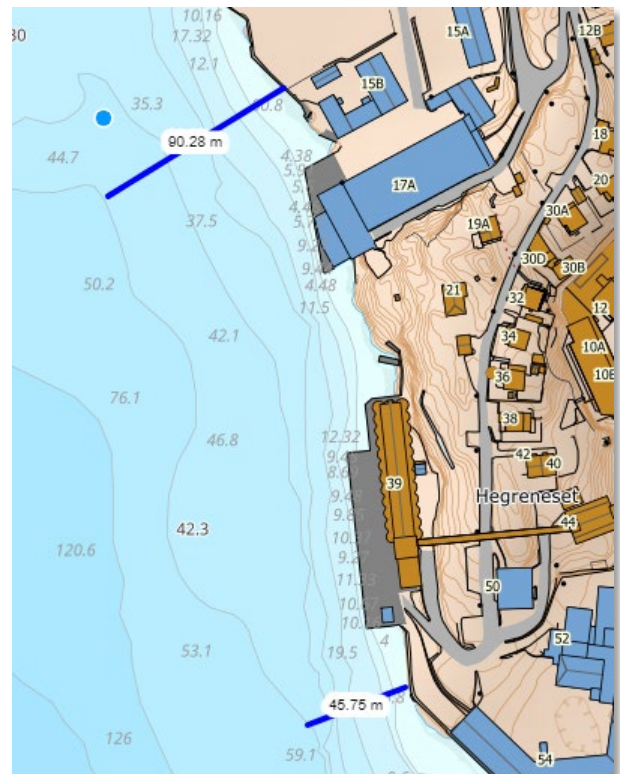
BKK varme kan bistå med leveranse av varme til lokal oppvarming, da enten med mobile løsninger, eller fra varmesentral hvis denne er ferdig. BKK og andre aktører i anleggsbransjen har flere parallelle satsninger som frem mot 2025 sannsynlig gir løsninger for entreprenører og utbyggere som sikrer en smidig leveranse av byggvarme og strøm på byggeplass. Netteier BKK nett vil uansett være en aktør som må involveres tidlig for å sikre elektrisitet på byggeplass.

6.4.2 Sjøvann

Sjøvann kan utnyttes som varmekilde for en varmepumpe og til frikjøling for leveranse av varme og kjøling til ulike typer bygninger. Sjøvann er en meget gunstig varmekilde for varmepumper, særlig om sjøvannet holder stabilt høy temperatur på vinteren, det er kort avstand til et visst dyp (eks. 40 meter) og det ligger til rette for inntak av sjøvann. Avhengig av beliggenhet og dyp er det i Norge typisk 2 til 4 måneders tidsforsinkelse mellom sjøvannstemperaturen og lufttemperaturen. God vannutskiftning er bra for miljø- og temperaturforhold. Optimale temperaturnivå for et sjøvannsbasert varmepumpesystem er vann temperatur høyere enn 5 °C om vinteren (varmekilde) og lavere enn 10-12 °C om sommeren (frikjøling). Dimensjonerende turtemperatur er typisk 12-14 °C for ventilasjons kjølebatterier, og med moderat sjøvannstemperatur vil det være mulig å dekke hele kjølebehovet med frikjøling, dvs. kun ved direkte varmeveksling og uten å drifte varmepumpen som kjølemaskin. Dette gir svært billig kjøleleveranse.

Systemløsning bestemmes bl.a. ut fra varmepumpeanleggets dimensjonerende varme-/kjøleytelse, lokale forhold mht. sjøvannstemperatur, dybder/bunnforhold osv.

Varmepumpebaserte sjøvannssystemer kan utformes på følgende måter:



Figur 6: Sjøvannskart for Heggreneset.

- > Plassering av et gitt antall plastvarmevekslere (trommelkollektorer) på havbunnen (f.eks. 5-10 m dybde) koblet til et lukket rørsystem i plast med sirkulerende frostvæske (sekundærkrets, indirekte systemløsning) for overføring av termisk energi til:
 - > Ett sentralt varmepumpeanlegg for varme- og kjøleleveranse til grupper av bygg (kontorbygg, boligblokker) via et nærvarmenett og et nærkjølenett
 - > Lokale varmepumpeanlegg med varme- og kjøleleveranse til enkeltbygg. For boligblokker vil det pga. høyt varmtvannsbehov være aktuelt for hvert bygg å ha én varmepumpe for oppvarming/kjøling og én varmepumpe for varmtvannsberedning
- > Oppumping av sjøvann fra 20-50 m dyp via en inntaksledning og pumpekum i sjøkanten. Sjøvannet pumpes enten direkte til varmepumpeanlegget (direkte systemløsning) eller det benyttes varmevekslere i pumpekummen tilkoblet et lukket rørsystem med sirkulerende frostvæske (sekundærkrets, indirekte systemløsning) for overføring av termisk energi til:
 - > Ett sentralt varmepumpeanlegg for varme- og kjøleleveranse til grupper av bygg (kontorbygg, boligblokker) via ett nærvarmenett og ett nærkjølenett
 - > Lokale varmepumpeanlegg med varme- og kjøleleveranse til enkeltbygg. For boligblokker vil det pga. høyt varmtvannsbehov være aktuelt for hvert bygg å ha én varmepumpe for oppvarming/kjøling og én varmepumpe for varmtvannsberedning.

Et direkte sjøvannssystem med oppumping av sjøvann til ett sentralt varmepumpeanlegg har først og fremst vært brukt for varmepumper tilkoblet fjernvarmeanlegg eller store bygningskomplekser (sykehus osv.). Bruk av indirekte systemløsning med ett varmepumpeanlegg per bygg (desentral systemløsning) gir langt høyere fleksibilitet mht. trinnvis utbygging, varmeleveranse tilpasset aktuelt temperaturnivå i hvert bygg og optimalisert systemløsning for hvert varmepumpeanlegg. Vellykkede eksempler på denne typen anleggsutforming er Grilstad Marina nærvarmeanlegg i Trondheim (3,5 MW sjøvannssystem, inntak -60 m) og Østmarka nærvarmeanlegg i Trondheim (300 kW sjøvannssystem, inntak -50 m).

Et sjøvannsbasert varmepumpeanlegg som dekker varmebehov, dvs. romoppvarming og oppvarming av ventilasjonsluft, dimensjoneres for å dekke typisk 40-50 % av maksimalt netto effektbehov ved dimensjonerende utetemperatur (DUT⁹). Dvs. ca. 500 kW effekt for et sentralt anlegg eller 500 kW oppdelt på flere anlegg i enkeltbygg ved en desentral systemløsning.

Årlig energibehov til varmtvannsberedning for alle bygningene er estimert til ca. 1 600 000 kWh/år. Hvis det installeres såkalte CO₂-varmepumper for energieffektiv varmtvannsberedning i boligblokkene vil samlet dimensjonerende varmeeffekt være i størrelsesorden 200 kW når en antar at anleggene dekker gjennomsnittlig effektbehov til varmtvann pluss et 20 % påslag. Typisk energidekningsgrad for denne typen varmtvannsanlegg er i størrelsesorden 95 %.

⁹ DUT – laveste 3-døgns middeltemperatur de siste 30 år

Trommelkollektorer – plastvarmeveksler og indirekte systemløsning (mindre aktuelt)

Det enkleste konseptet for et sjøvannsbasert varmepumpesystem for oppvarming og kjøling er bruk av «trommelkollektorer» (plastvarmevekslere) som plasseres på en relativt plan sjøbunn på betongplate på aktuelt dyp, typisk 5-10 m. Figur 8 viser en prinsipiell skisse av et slikt sjøvannsbasert varmepumpeanlegg med trommelkollektorer tilkoblet ett varmepumpeanlegg. Termisk energi (varme) overføres mellom trommelkollektorene og varmepumpesystemet via et lukket rørnett med sirkulerende frostvæske (sekundærkrets). Kollektorene må ikke plasseres i områder hvor de kan bli utsatt for mekanisk skade fra båter, anker osv. og hvor sjøvannet ved fjære sjø ikke vil dekke kollektorene.

Figur 7: Prinsipiell skisse av et sjøvannsbasert varmepumpesystem med trommel-kollektorer. Tilkobling mot varmepumpen via en sekundærkrets med sirkulerende frostvæske (indirekte systemløsning).

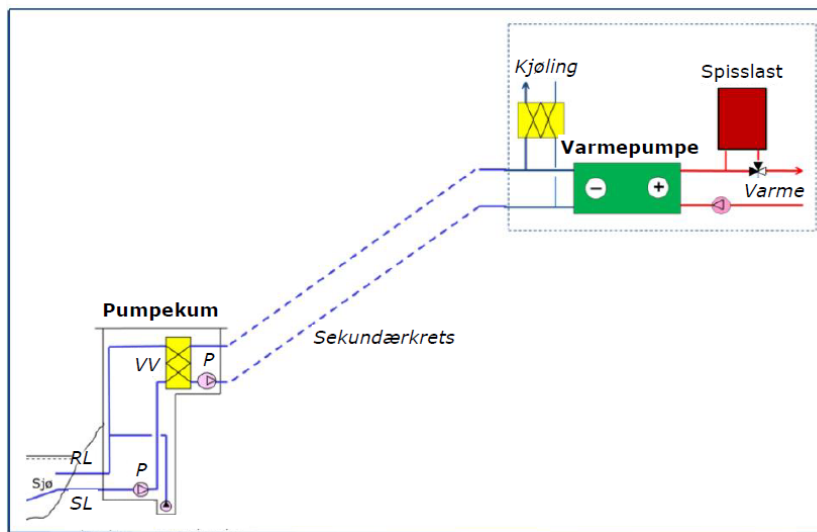
Ettersom trommelkollektor ikke plasseres så dypt vil det være relativt store temperatur-svingninger på vannet gjennom året, dvs. relativt kaldt vann om vinteren og relativt varmt vann om sommeren. Pga. sistnevnte vil det i mange tilfeller ikke være mulig å dekke klimakjølebehov med frikjøling (direkte varmeveksling) slik at varmepumpen må driftes som en kjølemaskin. For anlegg for både oppvarming og kjøling vil trommelkollektorene være utsatt for begroing.

Den største trommelkollektoren har en maks. ytelse på ca. 50-60 kW, slik at det vil være behov for relativt mange kollektorer hvis sjøvannsanlegget skal dekke et varmebehov opp mot 500 kW, anslagsvis 7-8 stk. Det kan bli problematisk å få plassert så mange trommelkollektorer på sjøbunnen ved Hegreneset uten at dette kommer i konflikt med sjøaktiviteter osv. i området. Dvs. at et sjøvannsbasert varmepumpesystem med oppumpet sjøvann er en langt mer aktuell løsning.

Sjøvannssystem med oppumpet sjøvann via sjøvannsledning – indirekte systemløsning

I sjøvannsbaserte varmepumpesystemer for større varme-/kjøleytelser brukes nesten utelukkende en løsning med oppumpet sjøvann og indirekte systemløsning. I pumpekummen i sjøkanten plasseres varmevekslere i titan for overføring av termisk energi til sekundærkretsen med sirkulerende frostvæske. Figur 9 viser en prinsipiell illustrasjon av et slikt sjøvannsbasert anlegg med ett sentralt varmepumpeanlegg. Ved varme- og kjøleleveranse til flere bygninger er vanlig å benytte en desentral

løsning med framføring av sekundærkretsen (rørsystemet) fram til de enkelte bygg og installasjon av lokale varmepumpeanlegg for oppvarming, varmtvannsberedning og kjøling.



Figur 8: Prinsipiell skisse av varmeopptakssystem for et sjøvannsbasert varmepumpeanlegg med sugeledning (SL) og returledning (RL) samt pumpekum (pumper P, varmeveksler VV). Tilkobling mot varmepumpe via lukket rørsystem med sirkulerende frostvæske (sekundærkrets).

Avstanden til sugeledningen til aktuell inntaksdybde er mellom 50-100 meter avhengig av hvor pumpekummen plasseres i sjøkanten. Det ser ut til at det er relativt brådypt langs hele Hegreneset noe som forenkler plassering av pumpekummen. Rørledningen forankres med spesielt utformede betonglodd for å indre oppdrift/avdrift. Figur 10 viser et eksempel på en sjøvanns pumpekum.



Figur 9: Eksempel Grillstad marina- Trondheim av plasstøpt pumpekum i betong med to platevarmevekslere i titan samt tvillingpumper, væskebehandlingsanlegg og trykkløst system for sekundærkrets med sirkulerende frostvæske (QPS AS, 2020 med et sjøvannanlegg på 3-4 MW).

I pumpekummen må tørroppstilte pumper plasseres minimum 1-2 meter (0,10,2 bar) under laveste vannstand, for å hindre kavitasjon (koking) i pumpene.

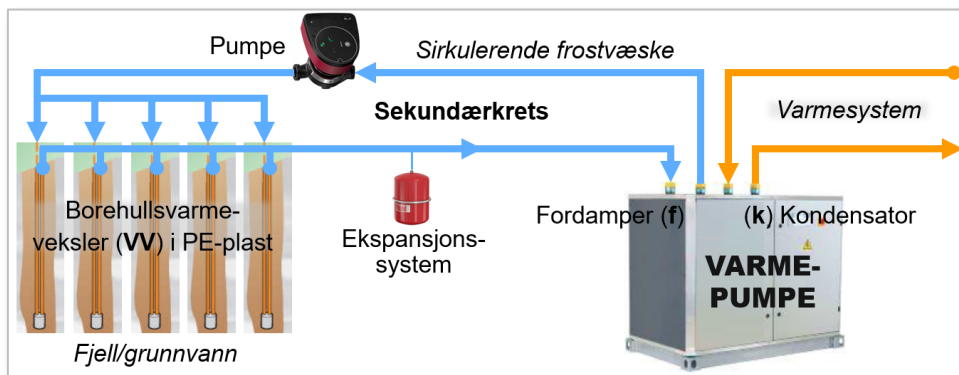
Kostnader for varmeproduksjon med varmepumpe basert på oppumpet sjøvann er i størrelsesorden 40-45 øre/kWh. Kostnaden inkluderer sjøvannsledninger og inntak, sjøvannspumper, titan platevarmeveksler(e), sennesystemer, varmepumper, el-kjel (spisslast) og elektro/automatikk.

6.4.3 Energibrønner i fjell

Anlegg med standard brønndybde

Et varmepumpesystem som utnytter berggrunnen som varmekilde og til kjøling består av et gitt antall vertikale borehull (Ø115 eller Ø140), normalt ned til 250-300 m dybde for energibrønner for større anlegg. En energibrønn på 250 m dybde gir typisk ca. 7,5-8,5 kW varmeopptak og 10-12 kW varmeytelse for varmepumpen, slik at det trengs 8-10 energibrønner per 100 kW varmeytelse for varmepumpeanlegget. For Hegreneset tilsier dette rundt 50 energibrønner for en 500 kW varmepumpe. I hvert borehull plasseres det en kollektorslange (borehullsvarmeveksler) i plast (Ø40-45, PN10, SDR17, PE100). Varmevekslerne i brønnparken parallellkobles og kobles til et lukket rørsystem (sekundærkrets) mot to eller flere varmepumpeaggregater. En sirkulerende frostvæske overfører termisk energi mellom berggrunnen og varmepumpeanlegget. Bergvarmebaserte varmepumpeanlegg er den mest benyttede varme- og kjøleløsningen i nye yrkesbygg i Norge.

For aktuelt området er det undersøkt digitale berggrunns-kart fra NGU (www.ngu.no) med bekreftelse ved observasjoner på befaring¹⁰. Det var fuktig i et bergrom, men sannsynlig ikke noe stort nedbørsfelt. Det var tette sprekker i fjellet, noe som tilsier at det er god kvalitet på fjellet. Berggrunnen består av migmatitt og migmatitt gneis med typisk varmeledningsevne 3,5 W/(mK), hvilket er regnet som god varmeledningsevne som gjør berggrunnen godt egnet for etablering av energibrønner. Det er liten løsmassetykkelse i området.



Figur 10: Prinsipiell skisse av et bergvarmebasert varmepumpeanlegg med varmepumpe tilkoblet energibrønner i fjell med borehullsvarmevekslere (kollektorslanger) via en sekundærkrets med sirkulerende frostvæske.

For et bergvarmebasert varmepumpeanlegg med i størrelsesorden 50 energibrønner (brønnpark) må det gjennomføres boring av 2-3 testbrønner med etterfølgende termisk responstesting (TRT) hvor bl.a. berggrunnens varmeledningsevne, midlere temperatur i borehullene og grunnvannsstand måles.

Hovedutfordringen med etablering av en stor brønnpark i aktuelt område er det betydelige plass-behovet. Hvis brønnparken bygges kompakt med f.eks. 8 m innbyrdes avstand mellom energibrønnene vil en brønnpark med eksempelvis 5 x 10 energibrønner få en utstrekning på 32 x 72 m. Med begrenset plass anbefales det å bore energibrønner med 300 m dybde.

Varmeuttaket i en brønnpark (termisk energilager) vil normalt være mye større enn tilbakeført varme fra kjøling, og da er det svært viktig for en slik kompakt brønnpark at det implementeres kostnads-effektive systemer for tilbakeføring av varme slik at det oppnås årlig termisk energibalanse. Eksempler på aktuelle termiske "ladekonsepter" er varme fra felles gråvannsledning med integrert

¹⁰ Ole Hartvig Skogstad (Asplan Viak) rapporterte på befaring mandag 21.6.2021

varmeveksler og varme fra ventilasjonsluft. Denne typen teknologi har bl.a. vært utprøvd med stor suksess i studentboligprosjektet "Moholt 50|50" i Trondheim i regi av SIT (2017). Termisk balanse kan også løses ved å plassere energibrønnene med større avstand, helst > 15 m. Dette må simuleres/-optimaliseres i detaljeringsfasen.

Anlegg med dype energibrønner

For dypgeotermiske energibrønner er det i Norge gode erfaringer med boring av brønner ned til 1 500 m. Det beste eksempelet er fra Gardermoen og det nye beredskapssenteret for politiet (PNB) der Geothermal Energy Nordic drifter anlegget¹¹. Ved PNB er det boret 6 stk. 1500 m dype borehull for direkte snøsmelting og forvarming av ventilasjonsluft. Vannet som pumpes opp holder ca. 25-30 °C. Dette er en uaktuell løsning for termisk energiforsyning ved Hegreneset da temperaturnivået er for lavt til å kunne dekke oppvarmingsbehov direkte, energibrønnene kan ikke benyttes til frikjøling og temperaturnivået er for høyt til å kunne benyttes som varmekilde i standard varmepumpeaggregater. Prisen per kW levert varme er svært høy, anslagsvis 3 til 4 mill. kr for 100 til 150 kW dvs. i størrelsesorden 25 000 kr per kW. En bergvarmepumpe med 300 m dype energibrønner koster vesentlig mindre. Siden dypgeotermisk energi representerer en ny teknologimulighet som ikke enda er ferdig utviklet, så støtter Enova SF dette i dag.

I kompakte større brønnparker, som i realiteten fungerer som et relativt lukket termisk energilager, vil det normalt være behov for å tilbakeføre en god del varme til energibrønnene for å oppnå årlig termisk energibalanse. Dette er ikke like viktig for dypere brønner der arealet som eksponeres mot grunnen i tverrsnittet er mindre enn for en grunn energibrønn. Aktuelle kilder for tilbakeføring av varme er først og fremst frikjøling og kjølemaskindrift. Da boligene har et lite kjølebehov vil det sannsynligvis være viktig å utarbeide gode prinsipper for å sikre en termisk balanse i energilageret.

6.5 Energi til anleggsfasen

Teknologiutviklingen skjer raskt innenfor utslippsfri løsninger i anleggsbransjen, og det er et langt større tilbud av løsninger og maskiner nå enn for 5 år siden. Hvis vi regner med byggestart rundt 2025 så vil tilbudet av nullutslippsløsninger være ytterligere styrket slik at både transport til/fra byggeplass, gravemaskiner, kraner, material kan elektrifiseres og det finnes løsninger for å skape nok momentan effekt basert på kraft fra nettet inkludert lokale mellomledd som f.eks. drifter battericontainere ved behov.

Det er vanlig å skille på energi til oppvarming, anleggsmaskiner og transport til anleggsfasen. Det er ikke beregnet energibruk for anleggsfasen til Hegreneset, men en tommelfingerregel sier at energibruken ofte er 50 % høyere enn energibruk



Figur 11: Fremstilling av innsatsområder for en utslippsfri/fossilfri anleggsfase

¹¹ Møte med Geothermal Energy Nordic 12.10.

i drift. Da snakker vi i tilfelle om rundt 1 GWh totalt per måned energibehov i byggefasen. Klima-gassutslippene er også høye i denne fasen så er det fornuftig å utarbeide noen strategier for å sikre utslippskutt.

6.6 Energi til transport

Transportbehovet som skapes for Hegreneset er tenkt løst med mest mulig sykkel/gange og kollektivt, i tillegg til individuelle kjøretøy. Med individuelle kjøretøy er det private og delte kjøretøy som vil inngå i mobilitets-hubber.

Elektrifisering av transportløsninger, som transport-hubber, etc. må planlegges godt også med tanke på energi- og effektbehov. Det skal tilrettelegges for lading på alle parkeringsplasser. Alternativt kan det sikres lademulighet i alle parkeringsanlegg, uten å legge infrastruktur til alle parkeringsplassene. Smart styring av elbillading, der lading skjer over natta anbefales tilrettelagt vanlig parkeringsplasser. Det må planlegges større ladekapasitet til felles bilhub enn vanlig privatbilparkering, da brukstiden er langt høyere enn for private kjøretøy, og det kan være behov for hurtiglading > 50 kW. El-sykler og el sparkesykler etc. vil ikke belaste nettet så mye at det trengs å planlegges spesifikt for dette ift. nettplanlegging, men det må tas med i elektroprosjektering.

Innovasjonsarbeid knyttet opp mot energi og klima vil være et viktig aspekt av den ferdige energiløsningen, der det er viktig å ha et bevisst forhold til hvor mye ny teknologi og løsninger som ønskes. Ved innføring av ny teknologi er det mulig å søke om midler gjennom Enova, som er med på å redusere risikoen for nye løsninger. Særlig for effektreduksjon, tiltak i anleggsfasen og innovative områdekonsepter er det mulig å søke Enova om midler. For Hegreneset er Enova sitt program «Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem»¹² svært relevant.

¹² <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/konseptutredning-for-innovative-energi--og-klimalosninger-i-bygg-omrader-og-energisystem/>

7 Anbefalt videre arbeid

På et senere stadium må det utarbeides et reelt anslag for elektrisk energi- og effektbehov som kan koordineres mot netteier og entreprenører som har ansvar for anleggsgjennomføringen. Det anbefales at det innledes en dialog med nettselskap BKK nett. I tillegg er det en fordel å innlede kontakt med lokale entreprenører for å sikre at det er tilbydere som kan levere ønskede nullutslippstjenester.

Bygningsutforming og energieffektivt design. Vernede bygg bør utarbeide gode klimaskall og fleksible oppvarmingsløsninger som reduserer energibruk i drift. Dette er et område der bl.a. bygningsfysiker, arkitekt og energirådgiver må samarbeide for å utvikle gode energiløsninger som fungerer i samspill med den energikilden som velges på Hegreneset. Ofte kan slike bygg få et høyt energibehov.

Digitale løsninger er avgjørende for at byggene og området skal kunne gi mer verdi for beboere og besøkende samt oppleves som attraktivt. Derfor bør det utarbeides en digital strategi som bidrar til å øke utnyttelsen av energiløsningene. Her er det viktig å utarbeide en pakkeløsning som alle bygg og leiligheter kan ta del i og som sikrer f.eks. at effektreduksjon eller lading av transportmidler skjer koordinert og intelligent ved utnyttelse av AI.

Effektreduksjoner i bygningsmassen er viktig i Bergen da dette er strategisk viktig for å sikre tilgang på strøm til nye bedrifter, samt for å forsyne byen på kalde vinterdager. Derfor anbefales det å etablere en digital strategi som inneholder prinsipper for styring av viktige energiposter.

Termisk energikonsept. For å spesifisere kapasiteten til en oppvarmingsløsning, så er det viktig å jobbe videre med bygningsfysikk for bevarte bygg, der det avklares endelig behov for oppvarming og kjøling, og kostnad for at disse tilknyttes et felles varmeproduksjonsanlegg.

Et sjøvannsbasert varmepumpeanlegg med oppumpet sjøvann og indirekte systemløsning er en meget aktuell termisk energiløsning. Det anbefales derfor å utføre målinger av sjøvannstemperatur i aktuelt område/dyp, samt vurdere strømningsforhold. I tillegg bør det avklares detaljer knyttet til aktuell plassering/utlegging av sjøvannsledning utenfor Hegreneset. Et sjøvarmeanlegg krever enten distribusjon av oppvarmet vann og evt. isvann ut til de enkelte bygg eller frostvæske til desentrale varmepumpeanlegg, noe som må koordineres med annen infrastruktur, bl.a. VA og renovasjon.

Grunnvarme er et alternativ og en eventuell brønnpark krever et stort areal på bakkeplan og et volum under bakkeplan som må være fritt for annen infrastruktur. Hvis det velges en slik løsning, må dette koordineres i videre planlegging. Her vil det være aktuelt å vurdere hvor dype brønner som det er behov for. Ved arealbegrensninger så vil energibrønner ned mot 300 m redusere plassbehovet.

Siden det skjer en rask utvikling innenfor nullutslippsteknologi for anleggsplasser er det anbefalt å følge piloter som Bergen kommune og BKK gjennomfører, for å trekke erfaringer inn i videre plan for anleggsgjennomføring. Det meste kan elektrifiseres eller gjøres fossilfritt, men det krever en god plan og en involvering av viktige interessenter som BKK nett, og BKK varme.

8 Vedlegg 1 – Grunnlag for energiberegning

Tabell 5: Netto Energi/effekt-poster for ulike bygningskategorier (per m²)

Energiposter	Boligblokk		Kontor og næring		Mulighetsrom for energiplanlegging
Energi og effekt per areal	kWh	W	kWh	W	
Oppvarming	16	14	29	30	Lavere med bedre bygningsisolering og smart tidsstyring.
Ventilasjon	21	9	10	14	Uendret / Økt noe. Kan reguleres ned i kuldeperioder.
Varmtvann	22	8	5	3	Styringsmulighet med smarthusteknologi på varmtvannsbereder
Vifter og pumper	5	1	21	7	Uendret
Belysning	12	4	20	3	Bedre LED-teknologi og smart styring i dag
Div.	22	6	30	18	Bruk av teknologi for smart strømstyring
Kjøling			6	30	
SUM	98	42	121		
Sum termisk	59	31	44	47	Forsynes med termisk energiløsning
Sum elektrisk	39	11	77	28	Forsynes fra elektrisitetsforsyning

(Walnum, Sørensen, & Stråby, 2021)

(Aarstrand, 2019)

(Langset, 2016)

9 Referanser

(2021, August 18). Hentet fra Futurehome.no:

https://www.futurehome.io/?gclid=CjwKCAjw3_KIBhA2EiwAaAAlimuAUbW_LZNNW2Ps6zLDKII9dGF84Apngx4NKZSkRW2hI8Hb91jhlhoCRu4QAvD_BwE

Langset, B. (2016). *Analyse av energibruk i yrkesbygg*. Oslo: NVE.

Nybakke, K. (2015). *Kostnader i energisektoren*. Oslo: NVE.

Stene, J., Gurholt, M., Selvik, & A.E. (2020). *Energivurdering Vippetangen*. Oslo: COWI.

Todt, C., Olsen, B., Økland, I., Tverberg, J., & Eilertsen, M. (2018). *Resipientovervåkning av fjordsystemene rundt Bergen 2017-2020*. Bergen: Rådgivende biologer.

Walnum, H., Sørensen, Å., & Stråby, K. (2021). *Energibruk til varmtvann*. Oslo: SINTEF akademisk forlag.

Aarstrand, A. (2019). *Referansemodell for pålitelig estimering av energi-og effektbehov for kontorbygninger på områdenivå*. Trondheim: NTNU.