



Research Centre on  
ZERO EMISSION  
NEIGHBOURHOODS  
IN SMART CITIES



# NYHAVNA – ET NULLUTSLIPPSNABOLAG MED SYSTEMSMART ENERGIFORSYNING

Studie av alternative løsninger for det lokale energisystemet

ZEN RAPPORT No. 64 – 2024



Hanne Kauko, August Brækken og Magnus Askeland | SINTEF Energi



Research Centre on  
ZERO EMISSION  
NEIGHBOURHOODS  
IN SMART CITIES

## **ZEN Report No. 64**

Hanne Kauko, August Brækken og Magnus Askeland | SINTEF Energi  
**Nyhavna – et nullutslippsnabolag med systemsmart energiforsyning**

Nøkkelord: Nullutslippsnabolag; Integrert energisystem; Energisystemmodellering;  
Lavtemperatur fjernvarme; Sesongvarmelagring; Sjøvannsvarmepumpe  
ISBN 978-82-536-1845-6

Norwegian University of Science and Technology (NTNU) | [www.ntnu.no](http://www.ntnu.no)  
SINTEF Community | [www.sintef.no](http://www.sintef.no)

<https://fmezen.no>

## Innledning

Denne rapporten er utarbeidet av Forskningscenteret for nullutslippsområder i smarte byer (FME ZEN). Forfatterne setter pris på støtten fra Norges forskningsråd, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), SINTEF, Oslo, Bergen, Trondheim, Bodø, Bærum, Elverum og Steinkjer kommune, Trøndelag fylke, Statsbygg, Norges vassdrags- og energidirektorat, Direktoratet for byggkvalitet, ByBo, Elverum Tømteselskap, TOBB, Snøhetta, AFRY, Asplan Viak, Multiconsult, Civitas, FutureBuilt, Heidelberg Materials, Skanska, GK, NTE, Smart Grid Services Cluster, Statkraft Varme, Fornybar Norge og Norsk Fjernvarme.

### **Forskningscenteret for nullutslippsområder i smarte byer (ZEN).**

Forskningscenteret for nullutslippsområder i smarte byer (ZEN-senteret) bidrar til lavutslippssamfunnet ved å utvikle løsninger for fremtidige bygninger og områder med null utslipp av klimagasser.

I ZEN-senteret samarbeider forskere, kommuner, industri og statlige organisasjoner om å planlegge, utvikle og drifte områder med null klimagassutslipp. ZEN-senteret har ni pilotprosjekter fordelt over hele landet. Pilotprosjektene omfatter til sammen et areal på mer enn 1 million m<sup>2</sup> og mer enn 30 000 innbyggere.

ZEN-senteret har satt seg høye ambisjoner, og sammen med sine samarbeidspartnere skal senteret:

- utvikle verktøy for design og planlegging av nullutslippsområder på grunnlag av vitenskapsbasert kunnskap om klimagassutslipp
- skape nye forretningsmodeller, roller og tjenester som bidrar til fleksibilitet i markeder og fremmer utvikling av innovasjoner til bredere offentlig bruk, innbefattet studier av politiske virkemidler og markedsdesign
- skape kostnads-, ressurs- og energieffektive bygninger ved å utvikle lavkarbonteknologier og -konstruksjonssystemer på grunnlag av designstrategier for lang levetid
- utvikle teknologier og løsninger for design og drift av energifleksible områder
- utvikle beslutningsstøtteverktøy for optimalisering av lokale energisystemer og disses interaksjon med det overordnede energisystemet
- opprette og lede en rekke områdeskalerte levende laboratorier som skal fungere som innovasjonssentre og testområder for løsninger utviklet av ZEN-senteret. Pilotprosjektene er på Furuset i Oslo, Fornebu i Bærum, Sluppen og NTNUs campus i Trondheim, Mære landbruksskole i Steinkjer, Ydalir i Elverum, Campus Evenstad, NyBy-Ny Flyplass Bodø og Zero Village Bergen.

ZEN-senterets arbeid skal pågå i åtte år (2017-2024). Det har et budsjett på rundt 380 millioner kroner og er finansiert av Norges forskningsråd, forskningspartnerne NTNU og SINTEF samt av brukerpårtnerne fra privat og offentlig sektor. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) er vertsinstitusjon og leder senteret sammen med SINTEF.



<https://fmezen.no>



@ZENcentre



FME ZEN (page)

## Oppsummering

### Nullutslippsnabolag med et integrert energiforsyningssystem

Nyhavna er et område i Trondheim som per i dag hovedsakelig brukes til industrielle formål, men som skal utvikles til et attraktivt boligområde i de kommende tiårene. Ifølge kvalitetsprogrammet skal området ikke føre til økt energibehov, effektbehov eller klimagassutslipp i byen; og bygningene og energisystemet på Nyhavna skal samhandle med hverandre, og med omkringliggende energisystem. Siden bygningsmassen på Nyhavna vil bestå hovedsakelig av boliger, dominerer oppvarming det totale energibehovet. Hensikten med studien var da å identifisere den mest kostnadsoptimale løsningen for energisystemet, med fokus på varmforsyning, som minimerer det totale behovet og spesielt topplastbehovet for energi levert til Nyhavna. Det studerte energiforsyningssystemet besto av et lokalt lavtemperatur-varmenett, et sesonglager for lagring av overskuddsvarme fra sommeren, en storskala varmepumpe med sjøvann som varmekilde, og strømproduksjon integrert i bygningene. I studien ble det antatt at sesonglageret hadde stor nok kapasitet til å dekke hele varmebehovet på Nyhavna.

---

*Det framtidige energisystemet på Nyhavna kan bli et eksempel på et lokalt integrert energisystem, der høy andel lokal strømproduksjon kan balanseres gjennom integrasjon mot varmepumper og termisk energilagring.*

---

Studien viser at et energiforsyningssystem på Nyhavna basert på lokal produksjon av varme kombinert med sesonglagring er mer kostnadseffektivt enn hvis varmebehovene skulle dekkes gjennom import fra fjernvarmenettet. Det ble evaluert to scenarier for turtemperatur i det lokale varmenettet: mellom- (70 °C) og lavtemperatur (45 °C), som begge ga en betydelig reduksjon i energikostnadene. Lavtemperaturscenariet kom ut som det mest kostnadseffektive scenariet, men forskjellen mellom totale kostnader i disse to alternativene er liten, og gitt usikkerhetene i investeringskostnadene er det vanskelig å trekke en endelig konklusjon for hvilket scenario som er mest kostnadseffektivt.

Lavtemperaturscenariet har noen tydelige fordeler med tanke på: (i) mer effektiv utnyttelse av sesonglageret, slik at området kan være tilnærmet selvforsynt med oppvarming; (ii) mest effektiv drift av varmepumper, som minimerer etterspørselen etter importert elektrisitet; og (iii) mer fleksibilitet på timenivå gjennom tappevannsvarmepumpene og -tankene i bygningene. Lavtemperatursystemet er da mest i tråd med kravene til kvalitetsprogrammet, men vil imidlertid kreve mer teknisk utstyr i bygningene, noe som vil øke kompleksiteten til det lokale energisystemet. For å oppnå best mulig utnyttelse av lokale fleksibilitetsressurser, bør energisystemet på Nyhavna ha en forretningsmodell som tillater fri deling av lokalprodusert strøm innenfor området.

I land som Norge med høyt behov for oppvarming, er effektiv varmforsyning og samspill mellom strøm- og varmesystemer avgjørende for å redusere effekttopper og øke fleksibiliteten i energisystemet. Studien viser at i nullutslippsnabolag med mye lokal strømproduksjon, er varmforsyning via et lokalt lavtemperatur-nett spesielt gunstig, da dette tillater effektiv integrasjon med strømmettet ved hjelp av varmepumper og termisk lagring. Et lavtemperatur-varmesystem muliggjør i tillegg effektiv utnyttelse av overskuddsvarmekilder, som er viktig for å redusere kostnader og utslipp fra varmeproduksjon.

## Summary

### Zero emission neighbourhood with an integrated energy system

Nyhavna is an area in Trondheim which, as of today, is primarily used for industrial purposes but is planned to be developed into an attractive residential area in the coming decades. According to the quality program, the area should not lead to increased energy demand, power demand, or greenhouse gas emissions in the city; and the buildings and energy system at Nyhavna should interact with each other and with surrounding energy systems. Since the building stock at Nyhavna will consist mainly of residential buildings, heating dominates the total energy demand. The purpose of the study was therefore to identify the most cost-optimal solution for the energy system, focusing on heat supply, which minimizes the total demand and especially the peak demand for energy supplied to Nyhavna. The studied energy supply system consisted of a local low-temperature heating network, a seasonal thermal energy storage for storing surplus heat from summer, a large-scale heat pump using seawater as a heat source, and PV power production integrated into the buildings. The study assumed that the seasonal storage has a capacity large enough to cover the entire heat demand at Nyhavna.

---

*The future energy system at Nyhavna could become an example of a locally integrated energy system, where a high proportion of local electricity production is balanced through integration with heat pumps and thermal energy storage.*

---

The study shows that an energy supply system at Nyhavna based on local heat production combined with seasonal storage is more cost-effective than if heat demands were to be met through import from the district heating network. Two scenarios for supply temperature in the local heat network were evaluated: intermediate (70°C) and low temperature (45°C), both of which resulted in a significant reduction in energy costs. The low-temperature scenario emerged as the most cost-effective scenario, but the difference in total costs between these two alternatives is small. Given the uncertainties in investment costs, it is difficult to draw a final conclusion regarding which scenario is most cost-effective.

The low-temperature scenario has some clear advantages in terms of: (i) efficient utilization of the seasonal storage, allowing the area to be nearly self-sufficient in heating; (ii) more efficient operation of heat pumps, minimizing the demand for imported electricity; and (iii) higher short-term flexibility due to the tap water heat pumps and hot water tanks in the buildings. The low-temperature system is thus most in line with the requirements of the quality program, but will, however, require more technical equipment in the buildings, increasing the system complexity. To achieve the best possible utilization of local flexibility resources, the energy system at Nyhavna should have a business model that allows for the free sharing of locally produced electricity within the area.

In countries like Norway with a high heating demand, efficient heat supply and interaction between electricity and heating systems are essential to reduce power peaks and increase flexibility in the energy system. The study shows that in zero-emission neighbourhoods with a lot of local electricity production, heat supply via a local low-temperature grid is particularly beneficial, as this allows efficient integration of heat and electricity supply through heat pumps. Low-temperature heating systems also enable efficient utilization of excess heat surplus heat sources, which is important for reducing costs and emissions from heat production.

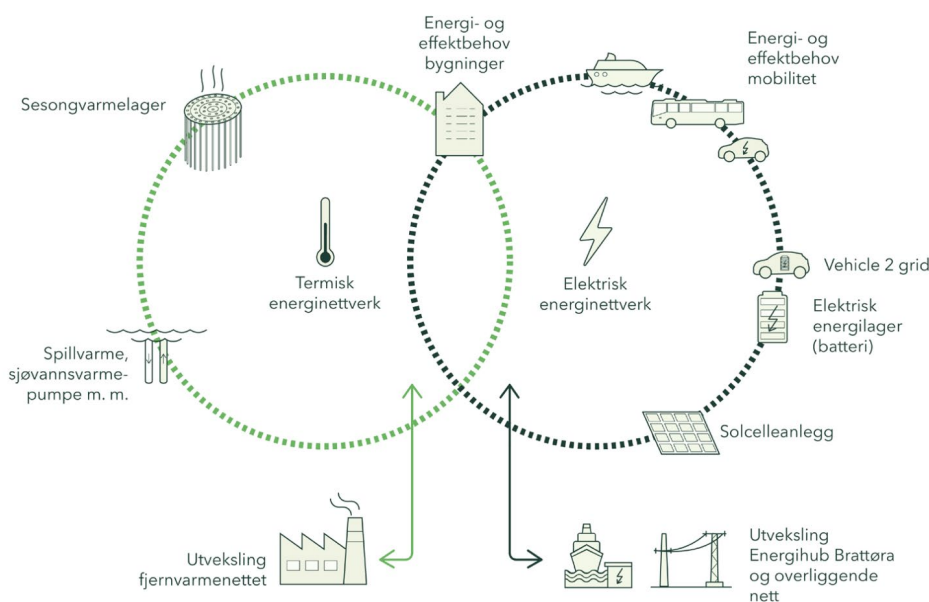
## Innhold

Oppsummering .....	4
Summary .....	5
1 Introduksjon .....	7
2 Metodikk .....	9
3 Beskrivelse av case .....	10
3.1 Systemgrenser .....	10
3.2 Tidsplan og planleggingsperiodene .....	10
3.3 Energibehov .....	11
3.3.1 Strøm, romoppvarming og tappevann.....	12
3.3.2 Kjøling.....	14
3.3.3 Lading av elbiler .....	16
3.4 Energiforsyning .....	17
3.4.1 Strømproduksjon med solceller .....	17
3.4.2 Varme og kjøling .....	18
3.4.3 Sesonglager for varme .....	19
3.4.4 Tappevannsproduksjon.....	20
3.5 Energipriser.....	21
3.5.1 Strøm.....	21
3.5.2 Fjernvarme .....	22
3.6 Investeringsalternativene .....	24
4 Resultater .....	26
4.1 Sammenlikning mellom scenarier.....	26
4.1.1 Investeringsanalyse.....	26
4.1.2 Energibalanse for varme og strøm.....	27
4.2 Referansescenario .....	30
4.3 Mellomtemperatur .....	30
4.4 Lavtemperatur .....	33
4.4.1 Begrenset deling av elektrisitet .....	35
5 Diskusjon .....	37
6 Konklusjoner .....	39
Referanser.....	40

## 1 Introduksjon

Nyhavna er et område i Trondheim som per i dag hovedsakelig brukes til industrielle formål, men som skal utvikles til et attraktivt boligområde i de kommende tiårene. Nyhavna skal planlegges og bygges som nullutslippsområde i henhold til ZEN-definisjonen (Wiik et al., 2022), som forutsetter høy andel lokal fornybar energiproduksjon, og lave energi- og effektbehov. Ifølge kvalitetsprogrammet for Nyhavna skal området «ikke føre til økt energibehov, effektbehov eller klimagassutslipp i byen. Alle klimagassutslipp knyttet til aktiviteter som anleggsfase, oppføring, drift, vedlikehold og bruk av bygninger og felles infrastruktur, skal kompenseres for gjennom produksjon av utslippsfri energi innenfor samme område. I tillegg må bygningene og energisystemet på Nyhavna samhandle med hverandre, og med omkringliggende energisystem» (Trondheim Kommune, 2022).

Mesteparten av den planlagte bygningsmassen på Nyhavna vil være boliger, og som følge av dette vil mesteparten av energibehovet gå til oppvarming. Det er derfor viktig å ha et bærekraftig varmforsyningssystem som påfører minst mulig belastning på de omkringliggende strøm- og fjernvarmenettene, som begge er høyt belastet om vinteren. For varmforsyning planlegges det et lokalt lavtemperatur-varmenett, med varme levert primært fra et sesonglager som lagrer overskuddsvarme fra avfallsforbrenningsanlegget på Heimdal. I tillegg vil det implementeres en storskala varmepumpe med sjøvann som varmekilde, som skal levere varme primært til fjernvarmenettet i Trondheim. Den foreslåtte utformingen av energisystemet er basert på en tidligere konseptstudie om Nyhavna som nullutslippsnabolag (Asplan Viak, 2021).



**Figur 1** Konseptuell illustrasjon for det framtidige energisystemet på Nyhavna (Asplan Viak, 2021).

For det lokale varmenettet vurderes to ulike turtemperaturnivåer: mellomtemperatur (MT, 70 °C), der både rom- og tappevannsoppvarming dekkes gjennom det lokale nettet; og lavtemperatur (LT, 45 °C), med tappevanns-varmepumper for produksjon av varmt tappevann i bygningene. For strømproduksjon vil det være solcellepaneler integrert i de fleste bygningene, og investering i batterier er vurdert.

For å tillate høyest mulig fleksibilitet for energisystemet i og rundt Nyhavna, med best mulig utnyttelse av lokale energiressurser, vil det være en fordel om de termiske og elektriske energisystemene spiller mest mulig sammen (Bloess et al., 2018). Dette betyr eksempelvis at tappevannsvärmepumpene i LT-scenariet kan produsere mer varmtvann som lagres i akkumuleringstanker, eller at sjøvannsvärmepumpen kan produsere mer varme som lagres i sesonglageret, når det er mye strøm tilgjengelig. Et slikt energisystem forutsetter også at strøm kan deles fritt innenfor området, for å tillate best mulig utnyttelse av tilgjengelige fleksibilitetsressurser (Askeland et al., 2021). I denne studien har vi sett på to ulike scenarier i forhold til deling av strøm: fri deling innenfor området, og begrenset deling slikt at de sentraliserte værmepumpene ikke kan benytte seg av lokalprodusert elektrisitet.

Målet med studien er å identifisere den mest kostnadsoptimale løsningen for energisystemet, som minimerer det totale behovet og spesielt toppplastbehovet for energi levert til Nyhavna. De to alternative løsningene for varmforsyning sammenliknes mot et høytemperatur-referansescenario, der alt av varme- og strømbehov dekkes med henholdsvis importert fjernvarme og strøm. Studien har som mål å evaluere effekten av fleksibelt samspill mellom de eksterne energisystemene (kraft- og fjernvarmenett) og energisystemet på Nyhavna, med lokal kraftproduksjon og et lavtemperatur-varmenett inkludert værmepumper og termisk lagring.

Rapporten er organisert som følger. Seksjon to forklarer metodikken, og da spesielt modelleringsverktøyene som ble benyttet i analysen. Seksjon tre beskriver caset, og presenterer input-dataene og avgrensningene som ble benyttet. Resultater presenteres i seksjon fire, og konklusjoner og videre arbeid i seksjon fem.

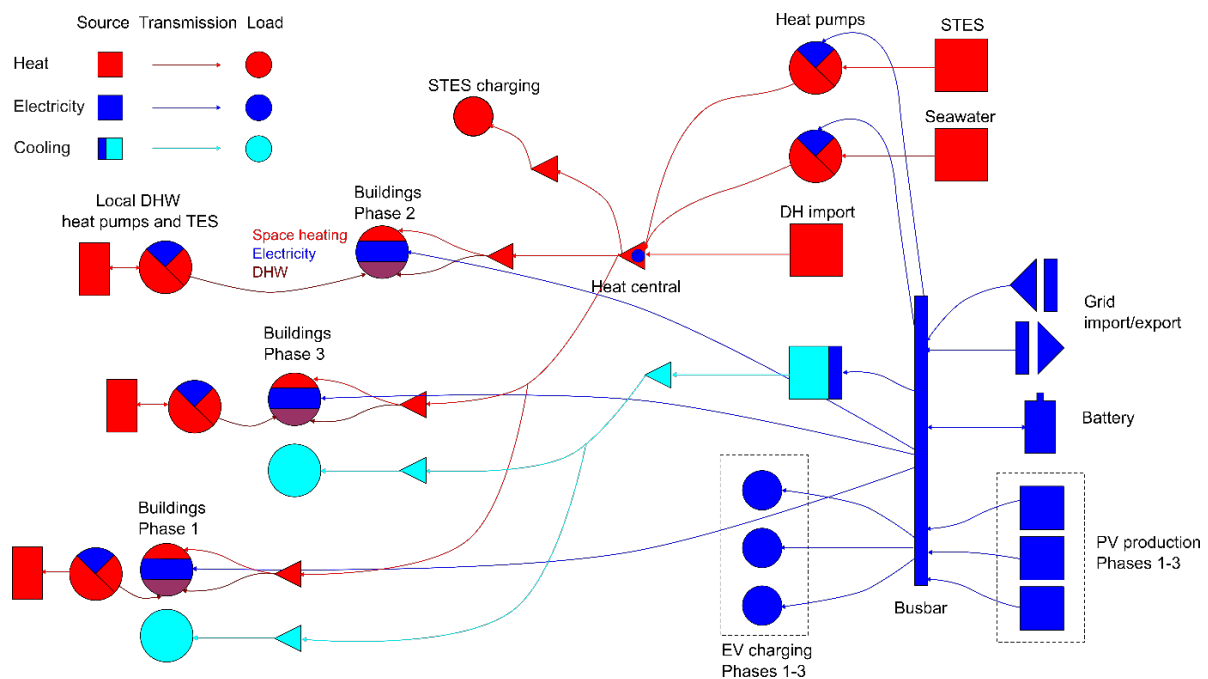


## 2 Metodikk

Modellering av energisystemet til Nyhavna ble utført ved bruk av Integrate-verktøyet<sup>1</sup> utviklet av SINTEF Energi (Bakken et al., 2007). Verktøyet muliggjør modellering av produksjon, distribusjon og lagring av ulike energibærere, inkludert strøm og fjernvarme, i tillegg til konvertering mellom de ulike energibærerne. Integrate optimaliserer driften og planleggingen av et energisystem, samtidig som det tar hensyn til endringer i energibehov og kostnadene for energiforsyning over tid. En detaljert beskrivelse av verktøyet og optimaliseringsmetoden finnes i (Bakken et al., 2007, Kauko et al., 2022).

Energibehov er den viktigste input-dataen for Integrate, sammen med kostnadene for energi og ulike investeringer i energisystemet. For å generere behovsdata for strøm, romoppvarming og tappevann i Integrate, ble det utviklet en applikasjons-grensesnitt (API) mot lasteprofilgenerator-verktøyet PROFet, utviklet av SINTEF Community (Heimar Andersen et al., 2021; Lindberg et al., 2019). PROFet predikerer aggregerte timelastprofiler for romoppvarming, varmtvann og strøm for en gitt bygningstype, eller en kombinasjon av bygninger, og en utetemperaturprofil. Prediksjonen er basert på målte data fra 2,5 millioner m<sup>2</sup> eksisterende bygninger i Norge. Med PROFet-grensesnittet produserer Integrate automatisk sesongbaserte behovsprofiler for strøm og varme til ulike bygningsområder.

Figur 2 viser modellen i Integrate. Modellen inkluderer: laster som fargede sirkler til varme (rødt), kjøling (turkis) og strøm (blått); kilder (firkanter i tilsvarende farger); distribusjonsledninger til de ulike energibærerne; lagringsenheter for strøm og varme; og varmepumper, både sentraliserte (koblet til sjøvann og sesonglageret) og desentraliserte (for tappevannsproduksjon). De trefargede sirklene er grensesnittet til PROFet-verktøyet. I tillegg viser figuren grensesnittet mot eksterne energisystem gjennom import og eksport av elektrisitet, og import av fjernvarme.



Figur 2 Modellen til energisystemet på Nyhavna i Integrate.

<sup>1</sup> <https://www.sintef.no/en/software/integrate/>

### 3 Beskrivelse av case

#### 3.1 Systemgrenser

Studien dekker hele det planlagte området for Nyhavna, vist i Figur 3. Strømproduksjon vil være integrert i bygningene, og varmeproduksjon med sjøvannsvarmepumper og sesongvarmelagret vil være sentralisert nord i området, som vist i figuren.



**Figur 3 Områdeavgrænsning for Nyhavna med plassering av sesongvarmelagret med mer (Trondheim Kommune, 2022).**

#### 3.2 Tidsplan og planleggingsperiodene

Utbygging av Nyhavna er planlagt å begynne i 2025 og skal gjennomføres i tre faser. Fase II er estimert å begynne i 2030, og Fase III rundt 2035-40. Det er stor usikkerhet knyttet til timingen av utbyggingsfasene, da utbyggingstakten avhenger av flere faktorer, ikke minst salgstakten. Området er estimert til å være ferdigbygd rundt 2045. Startåret for modellering blir da 2025, med en planleggingshorisont fram til 2045. Det er brukt følgende planleggingsperioder: {2025-2029, 2030-2034, 2035-2045}. Tabell 1 viser hvilke delområder (se Figur 4) som skal bygges i hver av planleggingsperiodene, og hvor stort areal dette utgjør. Hver utbyggingsfase tilsvarer ett lastepunkt i modellen, med et gitt behov for strøm, romoppvarming, tappevannoppvarming og kjøling. Planleggingsperiodene brukes til investeringsplanlegging i Integrate.

**Tabell 1 Planleggingsperiodene og delområdene som skal bygges i hver periode.**

	<b>Periode</b>	<b>Delområdene</b>	<b>BRA [m<sup>2</sup>]</b>	<b>Andel av total BRA</b>
Fase I	2025-2029	DO 1, 2, 9 og 10	146 220	35 %
Fase II	2030-2034	DO 5, 7, 7b og 11	102 506	24 %
Fase III	2035-2045	DO 3, 4, 6 og 8	174 702	41 %

Driftsoptimalisering i Integrate gjøres innad i et bestemt tidsrom (typisk 24 eller 168 timer), og for et bestemt antall representative perioder over året. Siden investering i batterier og termisk energilagring er relevant på Nyhavna, ble det bestemt å bruke en uke (168 timer) som representativ periode. Dette for å bedre få frem variasjonen i energibehov mellom ukedager og helg, og potensielle konsekvenser av dette i investeringsbeslutningene.

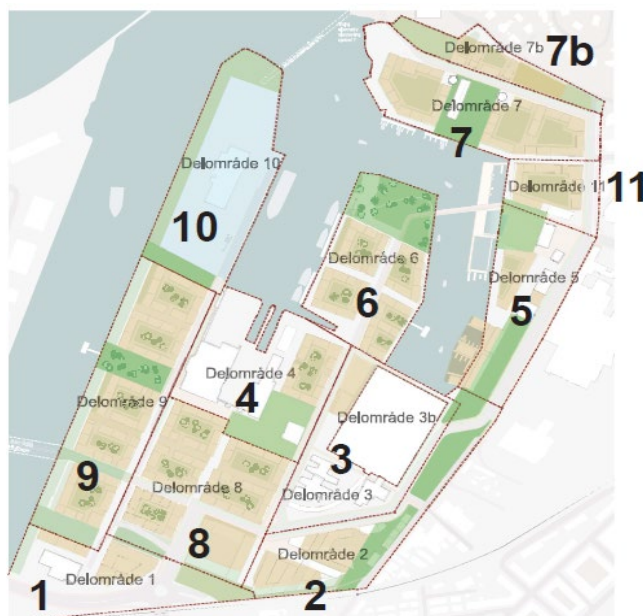
De representative periodene består typisk av sesongene over et år, i tillegg til en toppplastperiode (den kaldeste vinterdagen/-uken) om vinteren. Ettersom forsyning av kjøling er relevant på Nyhavna, ble det i tillegg tatt med en toppplastperiode for sommeren. Tabell 2 viser de valgte periodene og deres varighet.

**Tabell 2 Representative perioder for modellen i Integrate.**

	<b>Start</b>	<b>Slutt</b>	<b>Varighet (uker)</b>
<b>Vinter</b>	05.11.	11.03.	17
<b>Vår</b>	12.03.	03.06.	12
<b>Sommer</b>	04.06.	02.09.	12
<b>Høst</b>	03.09.	04.11.	9
<b>Vinter topp</b>	01.01.	07.01.	1
<b>Sommer topp</b>	29.06.	05.07.	1
<b>Totalt</b>			<b>52</b>

### 3.3 Energibehov

Nyhavna er delt i 12 delområder, vist i Figur 4. Tabell 3 viser den nåværende planen for bygningsmassen i de ulike delområdene. Ifølge denne planen er andelen boliger på 76 % av arealet, noe som har en stor påvirkning på det termiske energibehovet. I den nåværende planen er det ingen skole i området, men dette kan endre seg. En eventuell skolebygning vil ligge i område 9, 8 eller 4. Det er mulig at det kommer endringer i den viste inndelingen og bygningssammensetningen i hvert av delområdene.



Figur 4 Områdeplan for Nyhavna, fordelt i 12 delområder (Pir II AS, 2022).

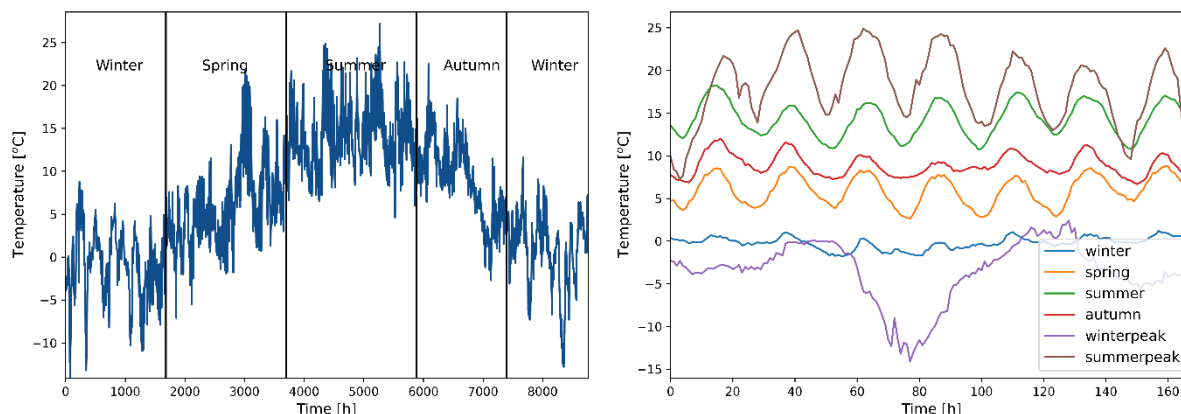
Tabell 3 Beskrivelse av planlagt bygningsmasse i de ulike delområdene (DO). BRA er gitt i m<sup>2</sup>.

D O	Navn	Bolig (BRA)	Næring (BRA)	Totalt (BRA)	Beskrivelse	Kategori i PROFet (næring)
1	Brannstasjonen	5 155	17 540	22 695	Næringsbygg, brannstasjon	Office
2	Hotelltomta	12 750	26 650	39 400	Hotell og kontor	Hotel, Office
3	Dora I	1	9 863	9 864	Eksisterende	Office
4	Dora II	16 389	2 685	19 074	Urban utnyttelse med både bolig og næring	Culture, sport
5	Strandveikaia sør	17 858	4 402	22 260	Hovedvekt på boligformål; bydelstorg, mobilitetspunkt	Shop
6	Kullkranpiren	51 329	1 955	53 284	Overvekt av boliger, næring	Shop
7	Ladehammerkaia sør	49 860	221	50 081	Bolig med næring på bakkeplan, barnehage	Kindergarten
7 b	Ladehammerkaia nord	8 372	1	8 373	Bolig	-
8	Båtmannsgata	62 640	29 840	92 480	Urban utnyttelse med både bolig og næring	Office
9	Transittgata	76 695	7 430	84 125	Bolig med innslag av næring på bakkeplan, barnehage	Kindergarten
10	Havna	0	0	0	Strandpromenade	-
11	Strandveikaia nord	20 372	1 420	21 792	Hovedvekt på boligformål	Shop
	<b>Totalt</b>	<b>321 421</b>	<b>102 007</b>	<b>423 428</b>		

### 3.3.1 Strøm, romoppvarming og tappevann

Behovsprofiler for strøm, romoppvarming og tappevann for hver utbyggingsfase ble generert med PROFet-grensesnittet i Integrate, som forklart i seksjon 2. Input-data til grensesnittet er utetemperatur, bygningsstandard og areal per bygningskategori, gitt i Tabell 3. Alle bygningene ble satt til den mest

energieffektive kategorien i PROFet, som tilsvarer passivhus-nivå. For utetemperatur ble det brukt typisk meteorologisk år (typical meteorological year, TMY) data for Voll målestasjon i Trondheim fra perioden 2004-2021. Voll ligger noe høyere enn Nyhavna, og klimaet på Voll er dermed ikke helt likt klimaet på Nyhavna. Data fra Voll ble likevel benyttet fordi det er den nærmeste værstasjonen med TMY-data tilgjengelig. Figur 5 viser den årlige temperaturprofilen og sesonginndelingen, sammen med resulterende profiler for de representative ukene. Temperaturprofilen brukt her viser et normalt driftsår og ikke ekstremtilfeller: dimensjonerende utetemperatur for Trondheim er  $-19\text{ }^{\circ}\text{C}$ , mens laveste temperatur i TMY-profilen er  $-14.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ .



**Figur 5** Årlig temperaturprofil basert på TMY-data for Voll, med sesongene benyttet i analysen (venstre) og temperaturprofiler for de representative ukene (høyre).

For topplast-ukene om sommeren ble uken med nest høyest temperatur ( $24.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) benyttet, da denne hadde flere varme dager enn uken med høyest timesverdi. For topplast-ukene om vinteren ble uken med lavest timesverdi ( $-14.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) benyttet. Temperaturprofilene for de resterende periodene ble generert via time-per-time gjennomsnitt over alle ukene som tilhører perioden. Dette betyr at for eksempel for vårprofilen beregnes verdien for en spesifikk time (av 168) som middelverdien for denne spesifikke timen i de respektive 12 vårukene. Ulempen med denne tilnærmingen er at variasjonene blir dempet noe. Perioder med høy variabilitet er likevel ivarettatt i topplast-ukene, som vil være definerende for dimensjonering av energiforsyningssystemet.

Tabell 4 viser årlig totale energibehov og maks effekt basert på den brukte temperaturprofilen (i.e., for et typisk driftsår) for de ulike bygningsfasene og totalt for Nyhavna. Verdiene viser totale energibehov for bygg, uten nettap, som tas hensyn til i simuleringene (se seksjon 4). Behovet for strøm, romoppvarming og tappevann er basert på resultatene fra PROFet, som beskrevet over. Tilnærmingen for estimering av kjølebehovet er beskrevet i neste seksjon. Det totale varmebehovet estimert med PROFet overskrider Statkraft Varme sine estimater, mens maks effekt er noe lavt, noe som fører til urealistisk høy brukstid (totalt behov delt på maks effekt). Årsaken til høyt varmebehov kan være at datagrunnlaget for passivhus i PROFet er begrenset og at dataene som ligger til grunn overestimerer framtidig behov. Lavt effektbehov kan skyldes det at PROFet tar hensyn til samtidighetseffektene for flere bygg i et område. Ved eventuell revidering av analysen, bør behov og tilnærming for nedskaleringen av det totale varmebehovet vurderes.

**Tabell 4 Total årlig energibehov og maks effekt for et typisk driftsår per energivare for de ulike bygningsfasene og totalt for Nyhavna.**

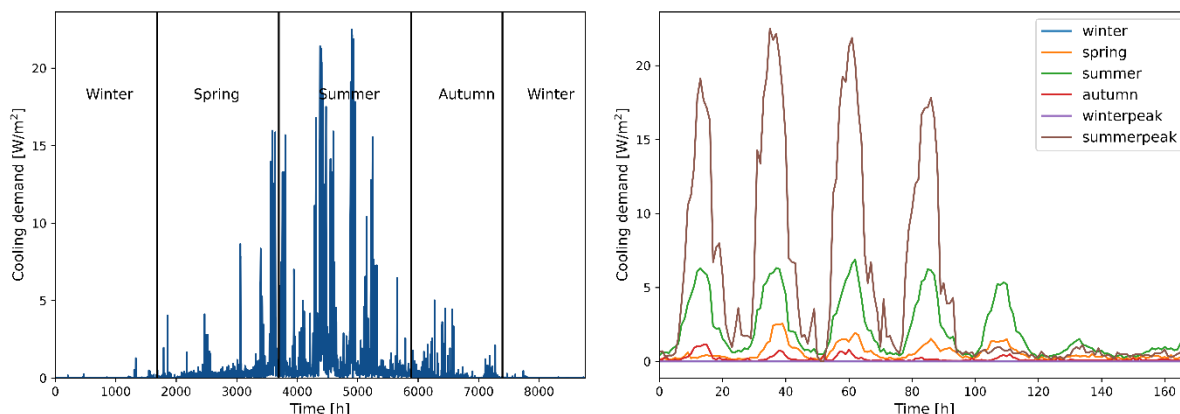
	Andel av BRA		Strøm	Rom- oppvarming	Tappevann	Kjøling
Fase 1	35 %	Total [GWh/år]	10.7	6.3	4.8	0.3
DO 1, 2, 9, (10)		Maks [MWh/h]	1.7	2.3	0.9	1.0
Fase 2	24 %	Total [GWh/år]	5.2	5.1	4.0	0
DO 5, 7, 7b, 11		Maks [MWh/h]	0.9	1.5	0.8	0
Fase 3	41 %	Total [GWh/år]	11.6	7.6	5.8	0.3
DO 3, 4, 6, 8		Maks [MWh/h]	1.9	2.7	1.1	1.0
<b>Totalt for Nyhavna</b>		Total [GWh/år]	<b>27.5</b>	<b>19.1</b>	<b>14.5</b>	<b>0.6</b>
		Maks [MWh/h]	<b>4.4</b>	<b>6.5</b>	<b>2.8</b>	<b>1.9</b>

### 3.3.2 Kjøling

#### Næringsbygninger

Kjølebehov for næringsbygninger er basert på data fra fjernkjølenettet på Solsiden som driftes av Statkraft Varme, for perioden april 2021 - oktober 2022. Nettet leverer fjernkjøling til seks næringsbygninger med et samlet areal på ca. 47 500 m<sup>2</sup>. Dataene inneholder behov for serverkjøling som er mer eller mindre konstant på 45 kW (0.95 W/m<sup>2</sup>), som ble trukket fra gjennom hele året. Kjølebehovet ble satt til 0 for vinter og vintertopp-ukene. Sommertopp-uka ble satt til uka med høyest kjølebehov, mens for resterende sesonger ble det beregnet time-for-time gjennomsnitt over alle ukene i sesongen. Figur 6 viser årlig data og de resulterende ukesprofilene for hver sesong. Kjølebehovet er betydelig lavere om helgene enn i ukedagene, som gir mening siden kjølingen er ment til næringsbygg.

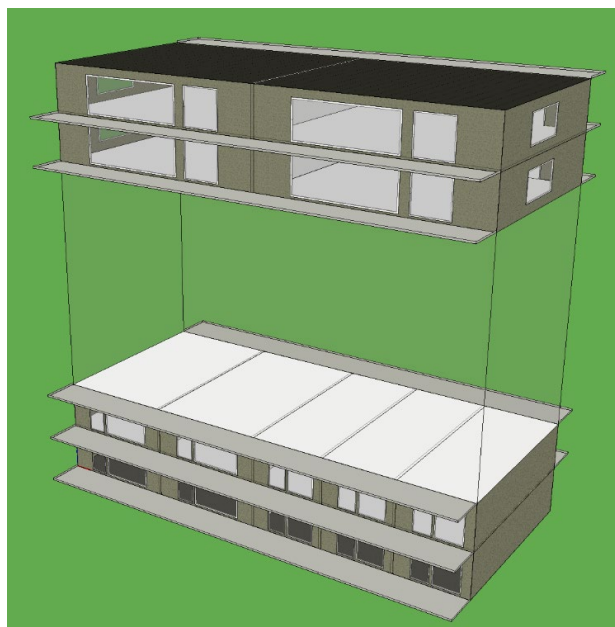
Det ble antatt at alle næringsbygninger på Nyhavna vil ha kjøling, bortsett fra barnehager, og butikker, som er antatt å ha eget kjølesystem. Kjølebehovet for disse bygningene ble beregnet ut ifra på ukesprofilene vist i Figur 6, med resulterende totalt behov som gitt i Tabell 4. I Fase 2 er det ingen bygninger med kjølebehov.



**Figur 6** Årlig data (venstre) og ukesprofiler (høyre) for kjølebehov i næringsbygninger.

### Boligbygninger

Grunnet manglende data for kjølebehov i boligbygninger ble det laget en bygningssimuleringsmodell i IDA ICE for å estimere kjølebehovet i en "gjennomsnittlig" boligblokk. Blokken ble antatt å ha med 9 etasjer og et grunnareal på 240 m<sup>2</sup> (24 m x 10 m), basert på de planlagte boligblokkene i delområde 7b. Boligblokkens konstruksjon ble basert på passivhusstandarden NS 3700. Hver leilighet ble modellert som én sone, uten individuelle rom. Grunnet varmetransport gjennom utvendige konstruksjoner, ble 1. og 9. etasje modellert for seg selv, mens resterende leiligheter ble slått sammen i én etasje med leiligheter på 120 m<sup>2</sup> og én etasje med mindre leiligheter. Dette kan ses i 3D-modellen i Figur 7. Resultatene for de representative leilighetene ganges opp i modellen for å estimere energibehovet til hele boligblokken.



**Figur 7** 3D-modell av boligblokk i IDA ICE.

IDA ICE inkluderer varmetilskudd fra mennesker, elektrisk utstyr og belysning. Gjennomsnittlig antall beboere ble antatt å være 1 for leiligheter på 40 m<sup>2</sup>, 1,33 for leiligheter på 60 m<sup>2</sup> og 2,67 for leiligheter på 120 m<sup>2</sup>. Effekt og timeplan for belysning og elektrisk utstyr, samt forbruk av varmtvann, ble tatt fra



SN-NSPEK 3031 (boligblokk). Boligblokken ble antatt å ha balansert ventilasjon med konstant luftmengde, og virkningsgraden i varmegjenvinneren ble satt til 80 % basert på NS 3700.

For å oppnå tilfredsstillende kjøling i leilighetene er det antatt at de vil ha lokal kjølig i hver boenhet, for eksempel i form av en viftekonvektor. Varme- og kjølebehovene i boligblokken ble derfor estimert ved hjelp av ideelle oppvarmings- og kjøleenheter med "uendelig" kapasitet.

Med TMY-temperaturdata for Voll, ga modellen et svært lavt årlig kjølebehov på 132 kWh. Det var kun behov for kjøling én dag i august, som var dagen med høyest temperatur. Her var maks kjølebehov 84 kW, eller 39 W/m<sup>2</sup>. Siden kjølebehovet var for lavt, ble kjøling til boligblokker ikke tatt med i modellen. Andre temperaturdata med hensyn til framtidens klima bør potensielt brukes for å få et mer realistisk estimat av kjølebehovet i hele sommerperioden.

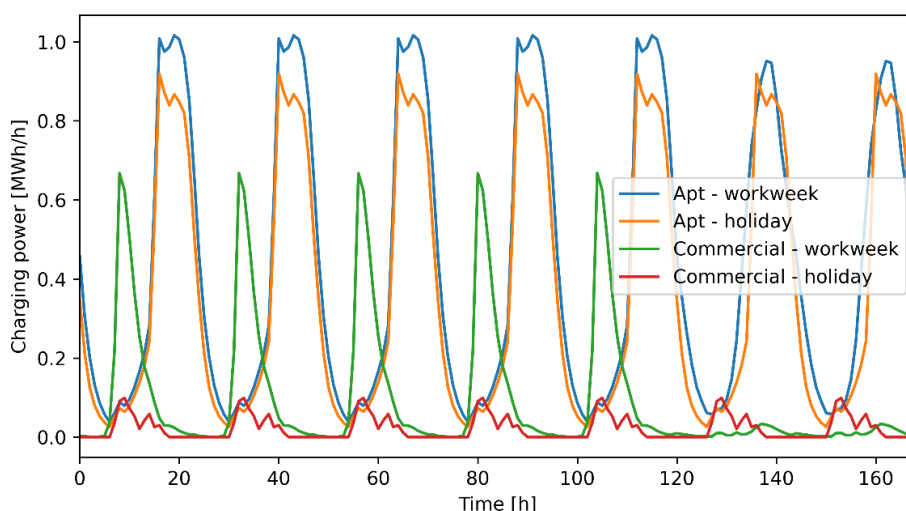
### 3.3.3 Lading av elbiler

Strømbehov for lading av elbiler ble basert på arbeid gjennomført av Sørensen et al. (2023) for samling av reelle data for elbillading i boligbygninger, og senere for næringsbygg i Norge. Dataene er brukt i en regresjonsmodell, som produserer en timesbasert strømbehovsprofil for et gitt antall boenheter og parkeringsplasser i boligbygg, og et gitt antall ladepunkter knyttet til næringsbygg. Modellen skiller mellom ukedag og helg, og ferieperioder. For Nyhavna ble antallet leiligheter estimert til 4000 (basert på en gjennomsnittlig leilighetsstørrelse på 80 m<sup>2</sup>), og P-normen (antall parkeringsplasser per boenhet) ble satt til 0.4. I den nåværende mobilitetsplanen for Nyhavna er P-normen satt til 0.5, men dette vil sannsynligvis gå ned. Antallet ladepunkter ved næringsbygg ble estimert til 150. Både antallet leiligheter, P-normen og antall ladepunkter knyttet til næringsbygg er grove første estimater, og tallene bør justeres når mer nøyaktige estimater er tilgjengelige. Det planlegges også et mobilitetshus på Nyhavna, men det er uvisst hvor stort dette huset vil være, og hvor mange ladepunkter for elbiler det eventuelt kommer til å ha.

Figur 8 viser resulterende ladeprofiler totalt for Nyhavna, delt mellom leiligheter og næringsbygg, og arbeidsuke og ferie. Ved generering av representative ukesprofiler for de ulike sesongene, ble sommersesongen antatt til å være ferie, og for våren var det antatt ei uke med ferie. Vinteren og høsten ble antatt å bestå av kun arbeidsuker. Det totale årlige strømbehovet for elbillading ble 4.3 GWh, tilsvarende 16 % av strømbehovet til bygg (se Tabell 4), og 14 % av det totale strømbehovet, inkludert elbillading.

Som man ser fra Figur 8 er ladebehovene for leilighetsbygg og næringsbygg i motfase, hvor elbilene knyttet til leiligheter lades om natten og bilene knyttet til næringsbygg lades på dagen. Balansen mellom ladepunkter i næringsbygg og leiligheter vil da ha stor betydning for den totale belastningen i strømmettet. For leilighetsbygg er forskjellen mellom ukedag og helg, og mellom arbeidsuke og ferie, relativt liten; mens for næringsbygg er strømbehovet mye lavere i helgene og i ferieperiodene. I et ev. mobilitetshus på Nyhavna, vil en mest sannsynlig ha flere biler knyttet til bildelingsløsninger, men det er vanskelig å forutsi hva slags ladeprofil disse bilene vil ha.





**Figur 8** Elbil-ladeprofiler for leiligheter (apt) og næringsbygg (commercial) for en typisk arbeidsuke og ferie.

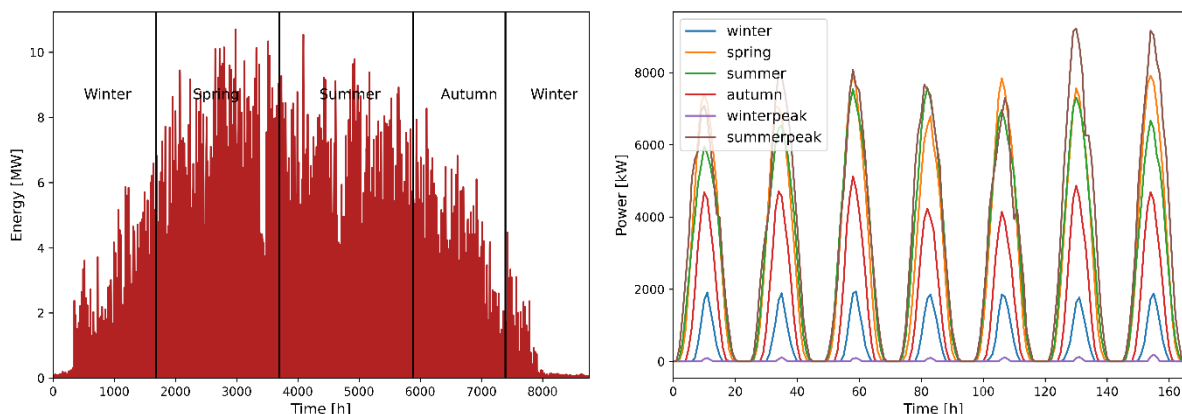
### 3.4 Energiforsyning

#### 3.4.1 Strømproduksjon med solceller

For å oppnå nullutslippsmålet skal det legges til rette for utstrakt lokal strømproduksjon fra solceller. I konseptutredningen fra Asplan Viak (2021) ble fire ulike scenarier for lokal strømproduksjon evaluert. I vår studie har vi benyttet scenariet med maks utnyttelse uten å utforme byggene med tanke på solceller. Scenariet legger til grunn at alle nybygg og eksisterende bygg får solcelleinstallasjoner som dekker 50 % av takarealene (totalt 52 000 m<sup>2</sup>), og alle solutsatte fasader mot sør og øst er 50 % dekket med solcellepaneler (totalt 51 000 m<sup>2</sup>). Det vil være minimalt med arealer tilgjengelig for takterrasser og grønne tak. Den totale årlige solstrømproduksjonen i dette scenariet er 14.2 GWh. Årlig solstrømproduksjon, vist i Figur 9 (venstre), ble beregnet ved hjelp av et Excel-basert verktøy laget av Asplan Viak. Ukentlige profiler (Figur 9, høyre) ble generert fra årsprofilen med samme metodikk som ble benyttet for utetemperatur (se seksjon 3.3.1). Det er interessant å legge merke til at solstrømproduksjon på våren er på lik nivå eller høyere enn produksjonen på sommeren.

Det ble i tillegg vurdert investering i sentralisert batteri, med to alternative størrelser tilsvarende lite og medium batteri i (Asplan Viak, 2021):

- Lite batteri: 1 MWh, maks ladeeffekt: 560 kW, maks utladingseffekt: 560 kW
  - Tilsvarende et batteri på størrelse med Norges største nettbatteri per i dag (Skagerak Arena). Installasjonen er på størrelse med en standard 40-fots container.
- Stort batteri: 10 MWh, maks ladeeffekt: 1500 kW, maks utladingseffekt: 1500 kW
  - Tilsvarende en større sentral batteriinstallasjon, eller at alle nybygg i området får hvert sitt batteri i størrelsesorden 100-200 kWh, tilsvarende et stort kjøleskap i utstrekning.



**Figur 9** Årlig (venstre) og ukentlige (høyre) strømproduksjonsprofiler for Nyhavna.

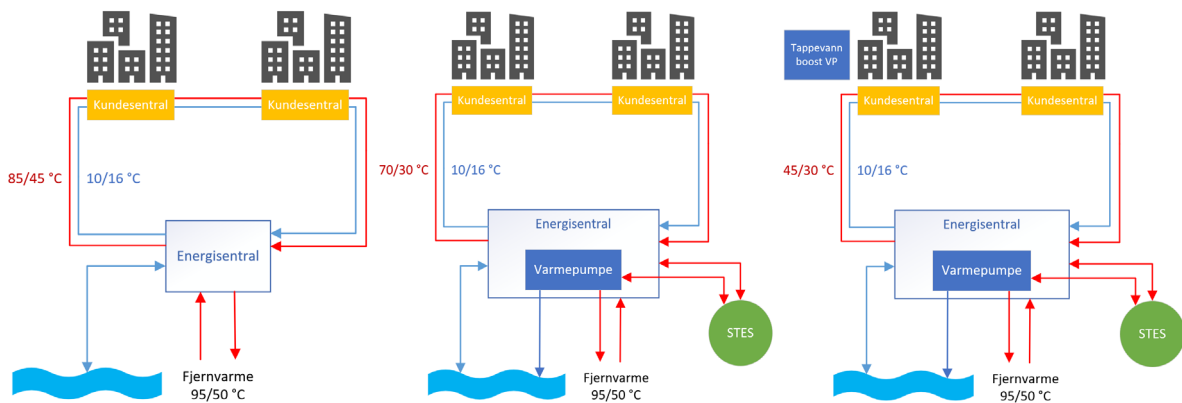
### 3.4.2 Varme og kjøling

For forsyning av varme skal det bygges et lokalt lavtemperatur-varmenett, kombinert med et sesonglager for varme som lades med overskuddsvarme fra søppelforbrenning i sommerhalvåret. I tillegg er det planlagt å installere en sjøvannsvarmepumpe med total kapasitet på 30 MW, som skal levere varme til det primære fjernvarmenettet, og det lokale varmenettet ved behov. På denne måten kan varmeleveransen potensielt redusere det totale klimaavtrykket til området. Det ble evaluert tre ulike scenarier for produksjon og distribusjon av varme, illustrert i Figur 10 og med detaljer som følger:

- Referanse
  - Tur-/returtemperatur 85/45 °C
  - Alt varmebehov dekkes med fjernvarme fra primærnettet
- Mellomtemperatur (MT)
  - Tur-/returtemperatur 70/30 °C
  - Varmebehovet dekkes primært med varme fra sesonglageret, oppgradert med varmepumpe.
  - Sjøvannsvarmepumpe leverer til fjernvarmenettet, og til Nyhavna ved behov
- Lavtemperatur (LT)
  - Tur/retur for varme: 45/30 °C
  - Varmebehovet dekkes primært med varme fra sesonglageret, oppgradert med varmepumpe ved behov (senere på våren når temperatur i lagret er lav).
  - Tappevannsproduksjon lokalt i bygninger med varmepumper som benytter varmenettet som varmekilde.

Disse scenariene er basert på konseptutredningen og dialog med Statkraft Varme. Kjølenettet er basert på fri kjøling fra sjøen, med tur-/returtemperatur på 10/16 °C i alle scenariene.

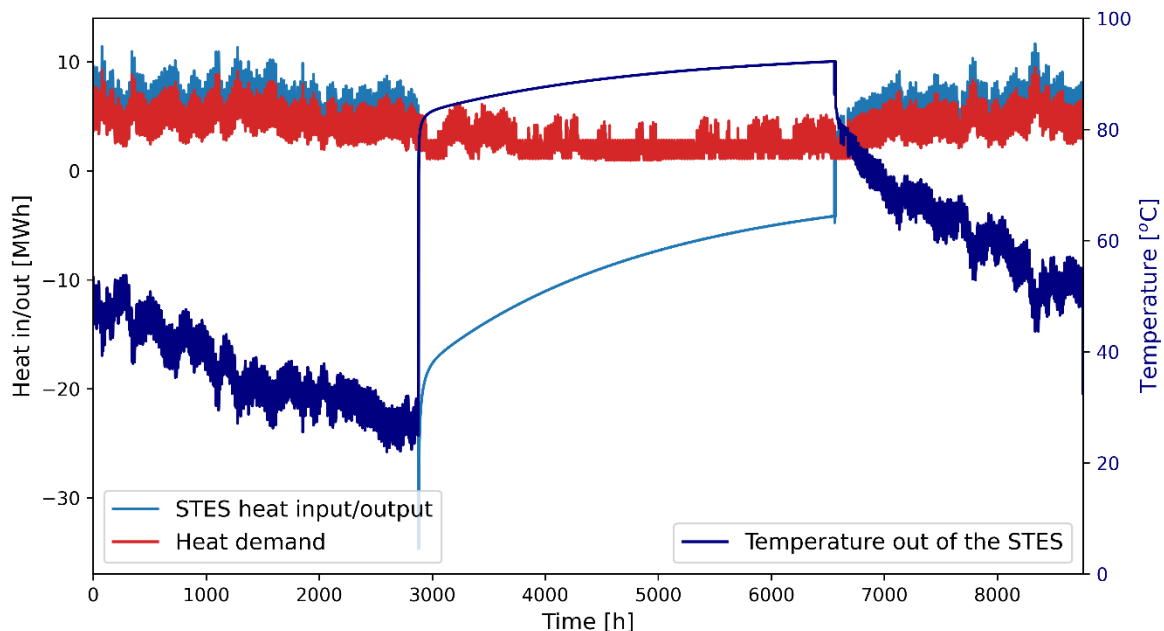
I modellen er sjøvannsvarmepumpen delt i to, med to ulike kondenseringstemperaturer: 100 °C (HT) for lading av sesonglageret (se seksjon 3.4.3), og 75/50 °C (LT) for leveranse i det lokale varmenettet i MT/LT-scenariet. Fordampningstemperatur var satt til 0 °C, og den totale kapasiteten til 30 MW. COP var 1.9 for høytemperatur-delen, og 2.3/3.2 for MT/LT leveransen med en Carnot-effektivitet på 0.5. COP-verdiene er noe underestimert med vilje for å øke andelen fjernvarme ved lading av sesonglageret til fordel for sjøvannsvarmepumper (se seksjon 4.3). En mer detaljert arbeid for design av varmepumpeløsningen ble gjennomført parallelt på vegne av masterstudenter (Querner, 2024).



**Figur 10** Scenarier for produksjon av varme og kulde: referanse (venstre), MT (midten) og LT (høyre). STES = sesonglager (seasonal thermal energy storage).

### 3.4.3 Sesonglager for varme

I denne studien er sesonglageret dimensjonert slik at det skal kunne dekke omtrent hele varmebehovet på Nyhavna, selv om det per i dag er svært usikkert om det skisserte området på Ladehammeren er egnet til en så stort brønnpark. Brønnparken som er lagt til grunn består av 300 brønner med dybde på 200 m hver. En slik brønnpark har et årlig varmeuttak på 30 GWh basert på beregninger fra Asplan Viak gjennomført med den dynamiske simuleringmodellen TRNSYS. Ladetemperaturen var 95 °C. Figur 11 viser simulert varme hentet fra og lagret inn i sesonglageret time for time over et år, sammen med temperatur ut fra lageret og det endelige varmebehovet for Nyhavna.



**Figur 11** Varme ut fra/inn til (positiv/negativ) sesonglageret sammen med temperatur ut fra sesonglageret og det endelige varmebehovet for Nyhavna.

Selv om varmen tilgjengelig fra sesonglageret overstiger varmebehovet i vinterhalvåret, er temperaturen ut fra sesonglageret under turtemperaturnivået i MT-scenariet mesteparten av året. En varmpumpe er derfor nødvendig for å oppgradere varmen. For LT-scenariet er temperaturen fra sesonglageret nær eller tilstrekkelig til å tilfredsstille turtemperaturnivået mesteparten av året, bortsett fra våren. For å ta

hensyn til temperaturkravene og nødvendig strømbehov til varmpumpene, ble integreringen av sesonglageret i Integrate utført ved bruk av varmpumpemodulen i begge scenariene. Varmeuttak til varmpumpen ble for hver sesong satt lik varmen tilgjengelig fra sesonglageret delt på antall timer i den gitte sesongen. Kondenseringstemperaturen ble satt til ønsket turtemperatur pluss 5 K for varmeveksling. Fordampningstemperaturen ble satt lik gjennomsnittlig utløpstemperatur fra sesonglageret for sesongen minus 5 K. COP per sesong beregnes da ut fra

$$COP = \eta_{HP} \frac{T_{cond} + 273}{T_{cond} - T_{evap}} = \eta_{HP} \frac{T_{sup} + 278}{(T_{sup} + 5) - (T_{STES,out} - 5)}$$

Hvor  $\eta_{HP}$  er varmpumpe-effektivitet, satt til 0.50,  $T_{cond}$  er kondenseringstemperatur i °C,  $T_{evap}$  er fordampningstemperatur,  $T_{sup}$  er turtemperatur i varmenettet, og  $T_{STES,out}$  er gjennomsnittlig utløpstemperatur fra sesonglageret per sesong.

På høsten, når utløpstemperaturen er høyere enn fordampningstemperaturen i LT-scenariet, ble fordampningstemperaturen satt 1 K under nødvendig turtemperatur, noe som ga en høy COP og dermed minimalt strømbehov. Tabell 5 viser varmpumpekaraktistikene for fyringssesongene i MT- og LT-scenariene.

**Tabell 5 Uttak fra varmpumpe knyttet til sesonglageret i fyringssesongene sammen med fordampningstemperatur og COP i MT- og LT-scenariene, med kondenseringstemperatur på henholdsvis 75/50 °C.**

Sesong	Varmeuttak [MWh/h]	Fordampningstemperatur [°C]	COP <sub>MT</sub>	COP <sub>LT</sub>
Vinter	6.42	43.5	5.52	24.7
Vår	3.24	25.0	3.48	6.4
Høst	2.57	66.4	20.3	161.5
Vintertopp	7.14	41.3	5.16	18.5

#### 3.4.4 Tappevannsproduksjon

I referansescenariet og MT-scenariet blir tappevannet forsynt direkte fra det lokale varmenettet. I LT-scenariet med turtemperatur på 45 °C, er det lagt til grunn bruk av tappevannsvarmepumper kombinert med varmtvannsberedere for produksjon av tappevann. Det er antatt at tappevannsvarmepumpene bruker returlinja fra det lokale varmenettet som varmekilde, med antatt temperatur på 30 °C. Fordampningstemperatur ble da satt på 25 °C. Kondenseringstemperatur ble satt på 75 °C, for å kunne levere varme på 70 °C. COP for tappevannsvarmepumpene ble estimert til 4.0, tilsvarende varmpumpe-effektivitet på 0.58. Kapasitet til varmtvannsberederen var satt til halvparten av topplastbehovet for tappevann for hvert område.

## 3.5 Energipriser

### 3.5.1 Strøm

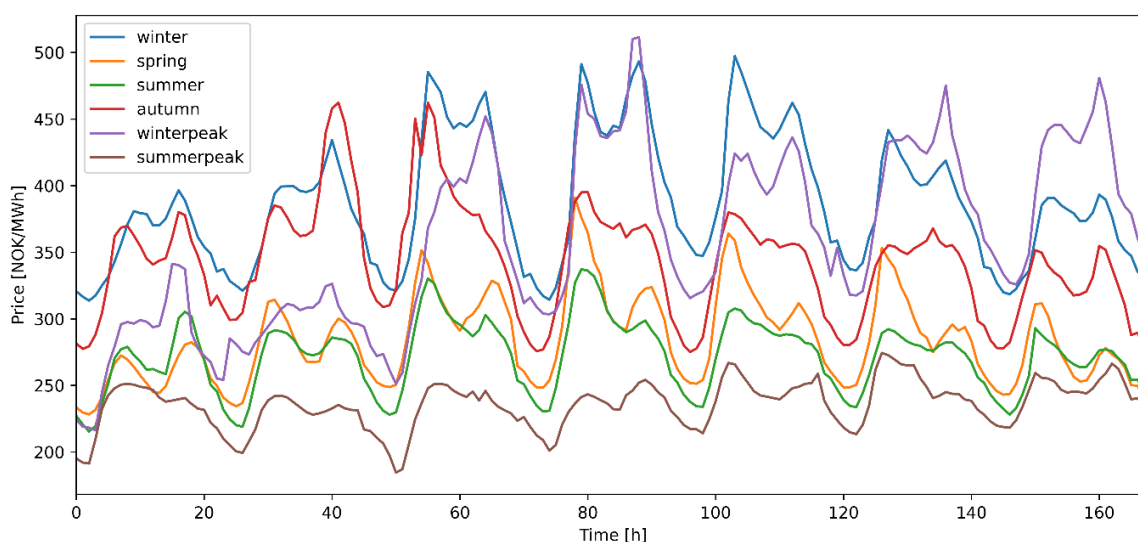
Strømprisen i Integrate består av følgende elementer:

- Spotpris (el cost), i NOK/MWh
- Energiledd (volumetric tariff), i NOK/MWh
- Effektledd (capacity tariff), i NOK/MWh/h

I tillegg settes det er begrensning for maksimalt uttak og en straff (overusage tariff) for eventuell overskridelse av denne begrensningen. For Nyhavna var maksimalt uttak satt på 10 GW, noe som er mye høyere en maksbehovet. Det vil si at nettkapasiteten var antatt til å være ubegrenset i modellen.

For spotpris ble det benyttet historiske data fra NordPool for perioden 2017-2022 (ENTSO-E, 2021). Data fra disse årene ble først omorganisert slik at første dag for hvert år var mandag, og deretter ble det beregnet time-for-time gjennomsnitt for å generere en referanseprofil for startåret. Denne profilen ble da skalert for de ulike planleggingsperiodene basert på base-scenariet fra NVE sin langsiktige kraftmarkedsanalyse (Birkelund et al., 2021). For NO3 betyr dette 1 % økning i priser innen 2030, og 9 % økning innen 2040.

Figur 12 viser ukentlige strømprisprofiler for de ulike sesongene for den siste planleggingsperioden. I alle sesongene er det tydelige pristopper på morgenen og ettermiddagen, og lav pris om natten. Framtidige strømpriser er vanskelig å spå, men det er viktig at denne prisvariasjonen kommer tydelig fram, for å redusere strømforbruk i høyprisperioder i modellen. Det er generelt lite forskjell mellom helg og ukedag. For vintertopplastperioden er prisene i starten av uken lavere enn vinter- og høstprisene. Dette er forståelig: topplastperioden ble valgt basert på lavest utetemperatur og dermed høyest varmebehov, men det er ikke gitt at dette sammenfaller med uka med de aller høyeste prisene.



**Figur 12 Spotpris for strøm for de ulike representative ukene i den siste planleggingsperioden.**

Når det gjelder energi- og effektledd, samt betingelsene for eksport av strøm, så avhenger dette av hvilken type kunde Nyhavna er, og hvor stort det årlige forbruket er. Dette avhenger igjen av hva slags regulering som gjelder for Nyhavna med tanke på deling av strøm. Tre ulike alternativer er skissert:

A. Dagens regulering:

- Energisentralen til Statkraft Varme har egen måler og grensesnitt mot strømmettet, boliger har sine egne grensesnitt
- Ingen kobling mellom lokal strømproduksjon og behov

B. Fri flyt:

- Nyhavna har ett grensesnitt mot omkringliggende system - fri deling innenfor
- Felles avregningspunkt for strøm. Modellen vil søke å redusere toppplastbehov i området.

C. Begrenset deling:

- Fri deling mellom bygningene; varmesentralen må importere fra nettet

Av disse er alternativ B, Fri flyt, det beste alternativet med tanke på sektorkobling. Dette alternativet vil gi samfunnsøkonomisk optimalisering, og selv om det kanskje ikke er realistisk, gir det et bilde på en teoretisk optimal løsning for området. Alternativ B er også enklest å modellere. Dette alternativet ble derfor valgt som utgangspunkt for evaluering av de ulike scenariene. Scenario C, begrenset deling, der de sentraliserte varmepumpene ikke har tilgang til den lokalt produserte elektrisiteten, ble evaluert i tillegg for LT-scenariet.

Under disse forutsetningene kan Nyhavna anses som én bedriftskunde. Med årlig forbruk over 100 000 kWh, er gjeldende verdier for fast-, effekt- og energiledd i nettleien vist i Tabell 6 (Tensio, 2023). Maksbehovet for Nyhavna totalt sett er over 400 kW året rundt, og da gjelder de laveste effektleddene. Merk at framtid utvikling i prisene for nettleie er ikke hensyntatt i studien.

**Tabell 6 Fast-, effekt- og energiledd for bedriftskunder i Sør-Trøndelag med årlig forbruk på over 100 000 kWh (Tensio, 2023).**

Fastledd		Effektledd		Energiledd
[kr/år]	Max behov [kW]	Tariff vinter [kr/kW/mnd]	Tariff sommer [kr/kW/mnd]	[øre/kWh]
4 923	0 - 99	58	38	4.9
4 923	100 - 399	48	33	4.9
4 923	over 400	38	27	4.9

For eksport av strøm er det en maksimumsgrense på 100 kW for plusskunder (gjelder ett enkelt målepunkt), og eksport over denne grensen vil innebære økte kostnader for forbrukeren. Den totale eksportgrensen for Nyhavna ble satt til 60 MWh/h, forutsatt at det eksisterer en hensiktsmessig forretningsmodell for fordeling av strøm og at det er minst 600 måleenheter som inngår en delingsordning.

### 3.5.2 Fjernvarme

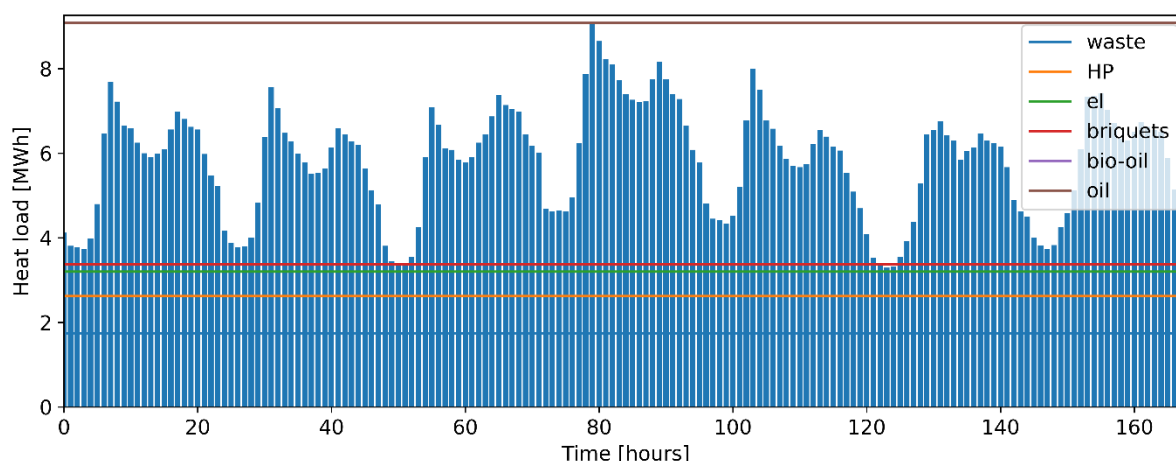
Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved varmeleveranser fra fjernvarmenettet i Trondheim er den ekstra kostnaden (marginalkostnaden) som påløper for hele systemet som følge av leveransene til Nyhavna. Vi har derfor estimert hvilke teknologier vil bli brukt i totalsystemet dersom det skal produseres mer varme i en gitt time og sesong. De billigste teknologiene er allerede fullt utnyttet i toppplastperiodene, og marginalkostnaden for systemet vil typisk være kostnaden for den dyreste teknologien som er i bruk i den aktuelle timen.

Grovt sett vil fjernvarmesystemet i Trondheim ha overskuddsvarme fra avfallsforbrenning fra mai til september, tilsvarende sommerperioden i denne studien. Andre varmeproduksjonsteknologier inkluderer elkjeler og varmepumper, samt kjeler fyrt med briketter, bio-olje og fossil gass (LNG). De fossile kildene skal fases ut i nær framtid; Statkraft Varme har et mål om å nå minimum 98 % fornybar produksjon innen 2028. Denne utviklingen er reflektert i produksjonsmiksen som ble brukt for å beregne fjernvarmekostnadene.

Den marginale teknologien per time ble anslått med følgende metode:

- Vi tar utgangspunkt i forbruksprofilen på Nyhavna, per time og sesong.
- Kapasiteten for hver teknologi for leveranser til Nyhavna er skalert slik at den prosentvise bruken blir den samme som gjelder for totalsystemet når en summerer over 168 timer. Dette gjøres for hver sesong.
- Kostnaden for varmeleveranser settes lik den dyreste teknologien som er i bruk.

Figur 13 viser eksempelvis varmebehovet for vintertopp-uke for siste utbyggingsperiode (inkludert varmebehovet til alle bygningene på Nyhavna), sammen med maks effekt tilgjengelig fra de ulike kildene basert på denne tilnærmingen. Marginalkostnaden defineres her i de fleste timene av bio-olje (kapasitetsgrensen til bio-olje er bak den brune linjen til olje, som ikke blir brukt). Merk at Figur 13 viser maksbehovet i vinteren på et normalt driftsår, ikke på et ekstremår (se seksjon 3.3.1).



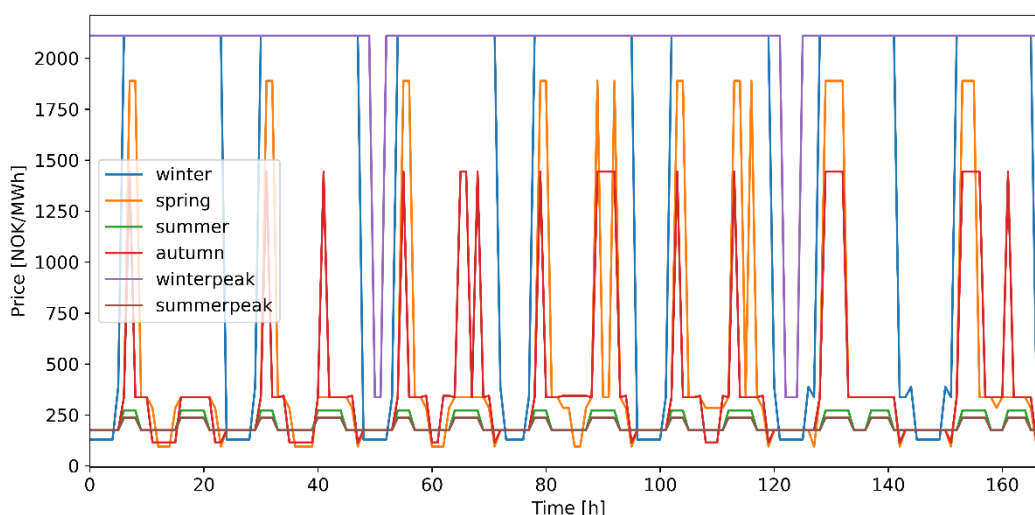
**Figur 13 Varmebehov (inkl. romoppvarming og tappevann) og kapasitet for de ulike energikildene for vintertopp-uke i den siste planleggingsperioden.**

For produksjon av varme med elkjeler og varmepumper, er prisen basert på spotpriser for strøm. For briketter, bio-olje og fossil olje, ble det benyttet tall fra (EnergiAktuelt, 2023), gitt i Tabell 7. Prisene for bio-olje og fossil olje er inkludert en kjelvirkningsgrad på 0.9, siden disse kjelene ikke har røykgasskondensering, i motsetning til brikettkjeler. Sesongvariasjonen vist i tabellen er grovt estimert basert på tallene for 2023. For restvarme fra avfallsforbrenning, ble prisen estimert basert på dialog med Statkraft Varme. På grunn av manglende data tilgjengelig, ble det ikke tatt hensyn til mulige framtidige prisendringer, selv om for eksempel bio-olje kan ha betydelig kostnadsreduksjon pga. økt marked og produksjon. Prisøkningen på grunn av endring i produksjonsmiksen ble inkludert.

**Tabell 7 Priser i NOK/MWh for energikilder benyttet for fjernvarmeproduksjon, basert på (EnergiAktuelt, 2023).**

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
<b>Briketter</b>	337	337	337	337
<b>Bio-olje (FAME)</b>	2111	1889	1444	1444
<b>Fossil olje</b>	1444	1333	1222	1333

Figur 14 viser resulterende profiler for fjernvarmeprisene i de ulike sesongene, i den siste planleggingsperioden. Prisene er omtrent fire ganger strømprisene de fleste timene om vinteren (Figur 12), og dobbelt så høye i topplastperiodene i vår og høst. Dette skyldes de høye kostnadene til de marginale teknologiene, spesielt bio-olje.



**Figur 14 Ukesprofiler for fjernvarmepriser i de ulike sesongene i den siste planleggingsperioden.**

### 3.6 Investeringsalternativene

Tabell 8 viser de ulike investeringene i energisystemet. I dimensjonering og kostnadsestimering er det tatt følgende hensyn og antakelser:

- **Energisentral:** Kapasitet er basert på maksimum levert energi fra energisentralen for scenarier MT og LT. Kostnaden er estimert basert på erfaringstall fra Statkraft Varme, og inkluderer alt: varmepumpene, varmevekslere, pumper, og nødvendig automatikk, samt bygg og prosjektering.
- **Varmenett:** Kostnadene er basert på lengden til røret, estimert til 4500 m (inkludert stikkledninger), samt gjennomsnittlig kostnad per trasemeter. Kostnadene er ulike for LT- og MT-scenariene grunnet høyere massestrøm i LT-distribusjon, dermed større rørdimensjoner. Kostnad for varmenettet i referanse-scenariet er estimert til å være det samme som i MT-scenariet. Investeringen i kjølenettet er lik i alle scenarier og ble derfor ikke tatt med i analysen.
- **Kundesentraler:** Antall og kostnad er basert på erfaringstall fra Statkraft Varme. LT-scenariet vil kreve større varmevekslere, dermed høyere kostnad.
- **Tappevannsvarmepumper:** Antall og kostnad er basert på budsjettanslag fra Statkraft Varme. Kostnad per installert kapasitet var i samme størrelsesorden som prisene for småskala (< 1 MW) varmepumper med overskuddsvarme som varmekilde fra (Danish Energy Agency, 2020).



- Akkumuleringstanker: Kapasitet for akkumuleringstanker tilsvarer halvparten av maksbehovet for tappevann (se Tabell 4). Pris er basert på data fra (Danish Energy Agency, 2020) for småskala varmtvannstanker.
- Sesonglager: Dimensjonering er satt slik at sesonglageret skal kunne dekke hele varmebehovet på Nyhavna (se seksjon 3.4.3). Kostnaden er basert på et estimat fra Asplan Viak på 700 kr/meter brønn.
- Solcellepaneler: Investeringskostnaden forutsettes å være dekket av byggeiere, ikke energisystemansvarlig, og ble derfor ikke tatt med i analysen.
- Batterier: Investeringskostnaden ble satt til prisen for nye litiumbatterier fra (Danish Energy Agency, 2020). Kostnaden reduseres i de to siste periodene pga. forventet teknologiutvikling.

I modellen ble investeringene tilhørende et nærvarmesystem (LT eller MT) slått sammen. Levetiden  $N_{tot}$  ble da beregnet som vektet gjennomsnitt:

$$N_{tot} = \frac{\sum_i (N_i \cdot I_i)}{\sum_i I_i}$$

hvor  $N_i$  og  $I_i$  er henholdsvis levetiden og investeringskostnaden til enkeltkomponentene. Resulterende levetid for nærvarmesystemet var 44.4 år i referansescenariet, 35.2 år i MT-scenariet og 35.1 år i LT-scenariet.

Driftskostnader som er angitt i Tabell 8 er service- og vedlikeholdskostnader til varmepumpene, estimert til å være lik 4% av investeringskostnadene for både energisentral og tappevannsvarmepumper.

**Tabell 8 Investeringene i energisystemet, og tilhørende kapasitet, kostnad og levetid. X/(X) indikerer nødvendig/valgfri investering.**

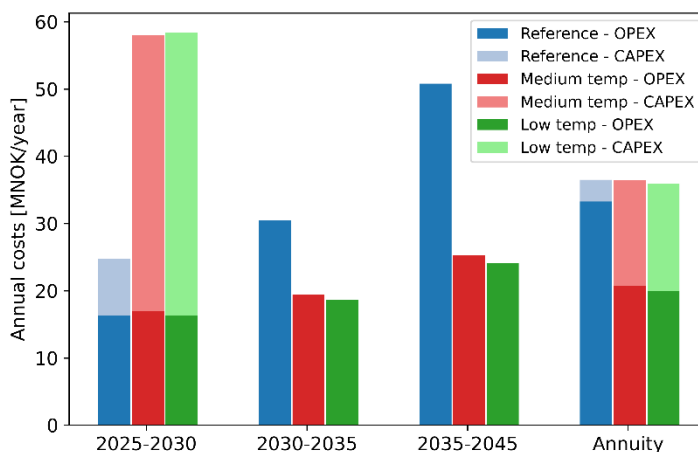
	Scenario			Kapasitet/ størrelse	Antall	Investering [MNOK]	Driftskostnad [MNOK/år]	Levetid [år]
	Ref	MT	LT					
<b>Energisentral, inkl. varmepumpe (sjøvann/STES)</b>		X	X	10 / 7 MW (MT / LT)	1	150 / 105 (MT / LT)	6 / 4.2 (MT / LT)	25
<b>Nærvarmenett</b>	X	X	X	4500 m	1	38.3 / 45.0 (Ref&MT / LT)		50
<b>Kundesentraler</b>	X	X	X		60	15.0 / 17.3 (Ref&MT / LT)		30
<b>Tappevannsvarmepumper</b>			X	40 kW	60	36	1.44	20
<b>Akkumuleringstanker</b>			X	1.41 MWh	60	5.78		30
<b>Sesonglager</b>		X	X	30 GWh	1	42		60
<b>Solceller</b>		X	X					30
<b>Batterier (lite/stort)</b>		(X)	(X)	1 / 10 MWh	1	3.83 / 27.25		25

## 4 Resultater

### 4.1 Sammenlikning mellom scenarier

#### 4.1.1 Investeringsanalyse

Figur 15 viser resultatene fra investeringsanalysen for alle perioder, inkludert annuitet, dvs. neddiskonterte årlige kostnader for hele perioden. I denne sammenligningen er investering i batterier ikke tatt med. Figuren viser tydelig den høye investeringskostnaden som kommer i første periode for MT- og LT-scenariene ved investering i energisentral, varmepumper og sesonglager. Denne investeringen fører derimot til at disse scenariene får et redusert behov for import av fjernvarme i oppvarmingssesongen, noe om gir store reduksjoner i driftskostnadene, spesielt i siste periode når hele området er bygget ut. Den store forskjellen i driftskostnader fører til at referansescenariet er minst lønnsomt over områdets levetid, selv med lite forskjell til de andre scenariene. LT-scenariet er noe mer lønnsomt enn MT-scenariet pga. høyere effektivitet og redusert behov for varmepumpene, dermed lavere driftskostnader.



**Figur 15 Resultater fra investeringsanalysen for de tre scenariene for alle tre for alle planleggingsperioder og annuitet, dvs. neddiskonterte årlige kostnader for hele perioden.**

Tabell 9 viser annuitetsverdiene fra investeringsanalysen. LT-scenariet har 1.5 %, og MT-scenariet 0.1 %, lavere totale kostnader enn referansescenariet. Reduksjonen i driftskostnader fra referansescenariet er betydelig: 37.6 % i MT-scenariet, og 40.2 % i LT-scenariet. Dette skyldes primært reduksjonen i energikostnader som et resultat av økt bruk av lokalprodusert varme i stedet for import av fjernvarme, som nevnt over.

**Tabell 9 Neddiskonterte årlige kostnader (annuitet) for drift og investering i de tre scenariene. Driftskostnadene inkluderer energikostnadene og driftskostnader til varmepumper (se Tabell 8).**

	Drift [MNOK/år]	Investering [MNOK/år]	Total [MNOK/år]	Reduksjon fra referansescenariet
<b>Referanse</b>	33.28	3.23	36.51	-
<b>MT</b>	20.78	15.69	36.47	-0.1 %
<b>LT</b>	19.90	16.07	35.98	-1.5 %

#### 4.1.2 Energibalanse for varme og strøm

Tabell 10 viser det totale årlige varmebehovet, sammen med varmetilførsel fra de ulike kildene, i den siste planleggingsperioden (2035-2045) med alle framtidige behov til stede på Nyhavna. Det totale varmebehovet er høyere i LT- og MT-scenarier sammenlignet med referansescenariet på grunn av lading av sesonglageret. For LT-scenariet er tappevannsbehovet i forhold til varmebalansen til systemet lik varmebehovet til tappevannsvarmepumpene, derfor lavere enn i MT og referansescenariene.

Fra varmetilførselen kan man se at modellen velger i stor grad å bruke sjøvanns-varmepumpen i tillegg til fjernvarme for lading av sesonglageret. Varmetapene er små i alle scenarier på grunn av nettstørrelsen på kun 4500 m (varmebehovstetthet 7.5 MWh/m), og klart lavest i LT-scenariet grunnet lav turtemperatur og det at tappevannsbehovene dekkes lokalt. Varmetap i LT- og MT-scenariene er beregnet uten lading av STES, fordi rørstrekningen til STES er veldig kort (10 m) mot en stor mengde tilført varme.

**Tabell 10** Årlig varmebalanse for de ulike scenariene i siste planleggingsperiode i GWh/år.

		REF	MT	LT
<b>Behov</b>	Romoppvarming	19.1	19.1	19.1
	Tappevann	14.5	14.5	10.9
	Lading av STES	0	34.0	34.0
	<b>Sum</b>	<b>33.6</b>	<b>67.7</b>	<b>64.1</b>
<b>Tilførsel</b>	Fjernvarme	35.1	12.4	12.0
	Sjøvanns-VP HT	0	22.2	22.2
	Sjøvanns-VP LT	0	8.2	5.4
	Sesonglager-VP	0	26.0	24.7
	<b>Sum</b>	<b>35.1</b>	<b>68.8</b>	<b>64.3</b>
<b>Varmetap</b>		1.5 (4.5 %)	1.1 (3.3%)	0.3 (0.9 %)

Tabell 11 viser effektbalansen for varme for topplasttiden i vinter og sommer. I LT-scenariet dekkes nesten alt av varmebehovet på topplasttiden fra lokale kilder: sesonglager- og tappevannsvarmepumpene, med et lite bidrag fra (LT-)sjøvannsvarmepumpen. Varmtvannstankene bidrar i tillegg til en betydelig effektreduksjon, og LT-scenariet har lavest vintertopplastbehov fra de tre scenariene. I MT-scenariet trengs det mer bidrag fra sjøvannsvarmepumpen. I topplasttiden i sommeren brukes fjernvarme og HT-sjøvannsvarmepumpen til lading av sesonglageret nesten likt i LT- og MT-scenariene, mens behovet for bidrag fra LT-sjøvannsvarmepumpen er lavere i LT-scenariet grunnet lavere varmebehov til tappevannsproduksjon.

**Tabell 11 Effektbalanse for varme for timen med høyest behov i vinter og sommer i MWh/h.**

		Vintertopp			Sommertopp		
		REF	MT	LT	REF	MT	LT
<b>Behov</b>	Romoppvarming	6.4	6.4	6.4	0.04	0.04	0.04
	Tappevann	2.7	2.7	1.0	2.8	2.8	2.0
	Lading av STES	0	0	0	0	15.6	15.6
	<b>Sum</b>	<b>9.1</b>	<b>9.1</b>	<b>7.4</b>	<b>2.9</b>	<b>18.4</b>	<b>17.6</b>
<b>Tilførsel</b>	Fjernvarme	9.2	0	0	3.0	2.6	2.7
	Sjøvanns-VP HT	0	0	0	0	13.0	12.9
	Sjøvanns-VP LT	0	2.1	0.2	0	3.0	2.1
	Sesonglager-VP	0	7.1	7.1	0	0	0
	<b>Sum</b>	<b>9.2</b>	<b>9.2</b>	<b>7.4</b>	<b>3.0</b>	<b>18.6</b>	<b>17.7</b>
<b>Varmetap</b>		0.2 (2 %)	0.1 (1.3 %)	0.03 (0.4 %)	0.2 (5.2 %)	0.1 (4.1 %)	0.03 (1.3 %)

Tabell 12 viser tilsvarende totalt årlig behov og forsyning av strøm. Det laveste totale strømbehov oppnås i referansescenariet, der importert fjernvarme dekker hele oppvarmingsbehovet, og elektrisitet brukes kun til applikasjoner og elbillading. MT og LT-scenariene krever mer strøm, men mesteparten av dette behovet oppstår om sommeren grunnet bruken av (HT-)sjøvannsvarmepumpen til lading av sesonglageret. Det totale strømbehovet for pumper i det lokale varmenettet er 2.3/4.1 ganger høyere i MT/LT-scenariet sammenlignet med referansescenariet, men dette behovet er svært lavt (under 1 % i alle scenarier) i forhold til det totale strømbehovet.

**Tabell 12 Årlig energibalanse for strøm i de ulike scenariene i siste planleggingsperiode i GWh/år.**

		REF	MT	LT
<b>Behov</b>	Bygninger	27.5	27.5	27.5
	Kjølenett	0.06	0.1	0.1
	Elbiler	4.3	4.3	4.3
	Sjøvanns-VP HT	0	11.9	11.9
	Sjøvanns-VP LT	0	3.5	1.7
	Sesonglager-VP	0	4.9	1.6
	Tappevanns-VP	0	0.0	3.6
	Pumpe varmenett	0.04	0.09	0.16
	<b>Sum</b>	<b>31.8</b>	<b>52.3</b>	<b>50.8</b>
<b>Tilførsel</b>	Strømnett	31.8	38.8	37.4
	PV	0	14.3	14.3
	Eksport PV	0	0.8	0.8
	<b>Sum (minus eksport)</b>	<b>31.8</b>	<b>52.3</b>	<b>50.8</b>

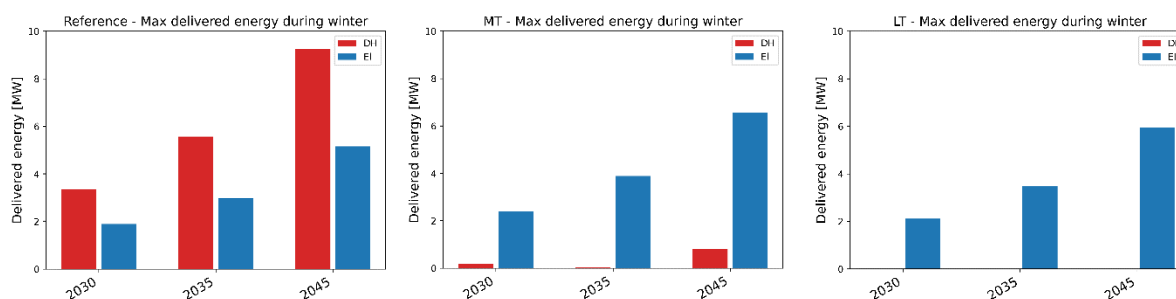
Topplastbehovene for elektrisitet vises i Tabell 13. Topplastbehovet om sommeren er høyere enn om vinteren, primært på grunn av bruk av sjøvannsvarmepumpen for lading av sesonglageret som nevnt over, og høyere strømbehov til kjøling (pumper). Selv om bruk av sjøvannsvarmepumpe for lading av sesonglageret er kostnadsoptimalt i modellen med de gitte energiprisene, vil i praksis overskuddsvarmen

fra avfallsforbrenning (importert fjernvarme) prioriteres. Resultatene viser likevel at kostnadseffektiv ladestrategi for sesonglageret er sterkt avhengig av nettopp strømprisene og prising av overskuddsvarmen. Topplastbehovet for strøm om vinteren er høyest i MT-scenariet på grunn av lavere COP for varmpumper sammenlignet med LT-scenariet. Topplastbehovet er lavest i referansescenariet, hvor alt av varmebehov dekkes fra fjernvarmenettet.

**Tabell 13 Effektbalanse for strøm for timen med høyest behov i vinter og sommer i MWh/h.**

		Vintertopp			Sommertopp		
		REF	MT	LT	REF	MT	LT
<b>Behov</b>	Bygninger	4.1	4.1	4.1	4.4	4.4	4.4
	Kjølenett	0	0	0	0.1	0.1	0.1
	Elbiler	1.1	1.1	1.1	0.9	0.9	0.9
	Sjøvanns-VP HT	0	0	0	0	5.3	5.9
	Sjøvanns-VP LT	0	0.2	0	0	1.0	0.2
	Sesonglager-VP	0	1.4	0.4	0	0	0
	Tappevanns-VP	0	0	0.4	0	0	0.2
	Pumpe varmenett	0.008	0.008	0.02	0.004	0.02	0.04
<b>Sum</b>	<b>5.1</b>	<b>6.7</b>	<b>6.0</b>	<b>5.5</b>	<b>11.8</b>	<b>11.8</b>	
<b>Tilførsel</b>	Strømnett	5.1	6.7	6.0	5.5	8.0	8.0
	PV	0	0	0	0	3.8	3.8
	Eksport PV	0	0	0	0	0	0
	<b>Sum (minus eksport)</b>	<b>5.1</b>	<b>6.7</b>	<b>6.0</b>	<b>5.5</b>	<b>11.8</b>	<b>11.8</b>

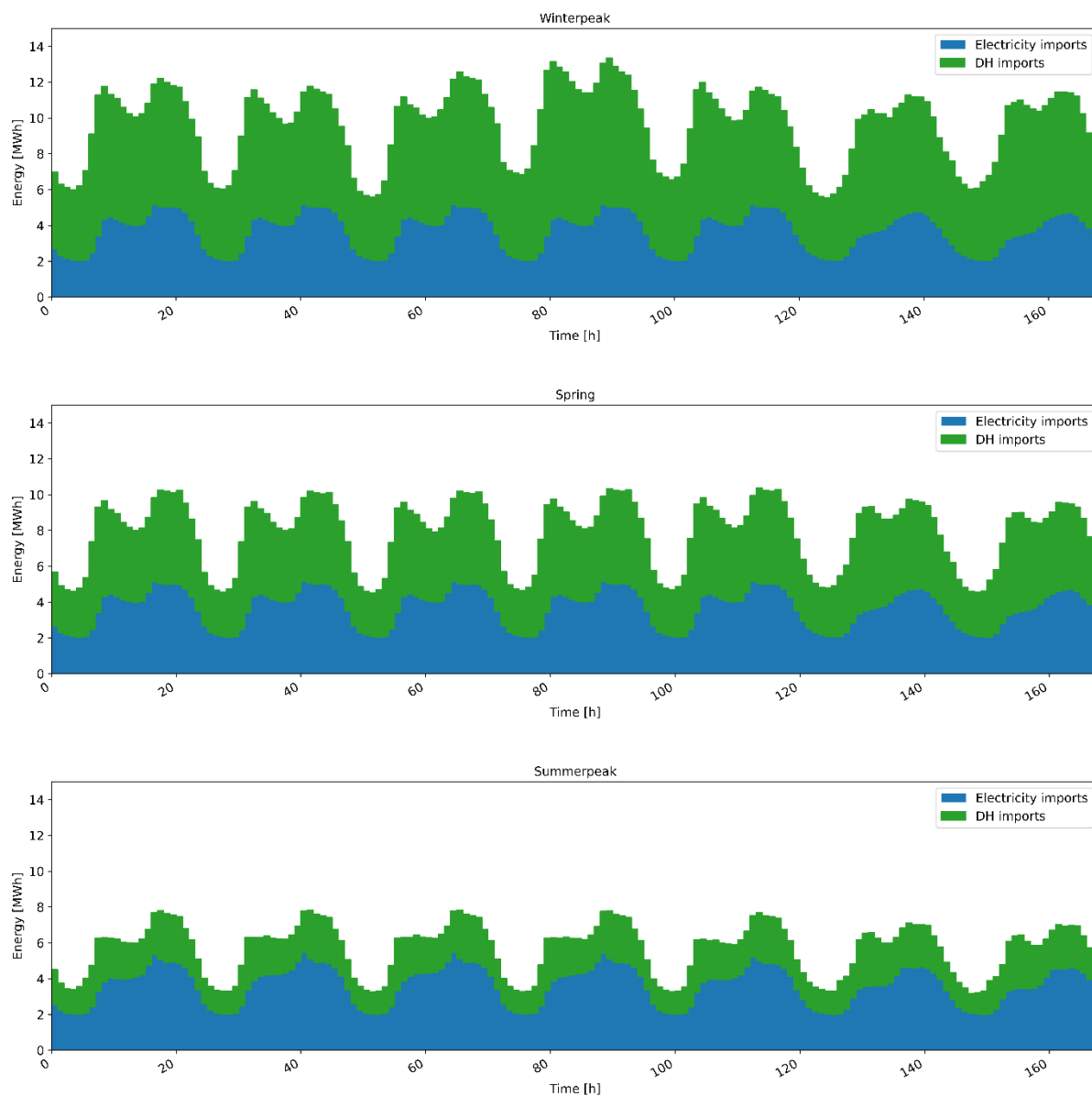
Figur 16 viser utviklingen i maks levert energi fra fjernvarme- og strømnett. Merk at verdiene vist i figuren for siste periode ikke nødvendigvis er lik timen med høyest behov i vinteren, vist i Tabell 13. I LT-scenariet er det ingen bruk av fjernvarme om vinteren, da hele varmebehovet dekkes fra sesonglageret. I MT-scenariet er det også svært lite fjernvarme levert. Resultatene viser at utviklingen av et nullutslippsområde på Nyhavna vil ikke, med forutsetningene som er tatt i studiet i forhold til for eksempel dimensjonering av sesonglageret, føre til økte topplastbehov for fjernvarme i Trondheim. Topplastbehovet for strøm vil likevel øke noe grunnet de lokale varmpumpene.



**Figur 16 Maks levert energi fra fjernvarme og strømnettet i de tre scenariene.**

## 4.2 Referansescenario

Figur 17 viser energitilførselen time-for-time i referansescenariet i den endelige planleggingsperioden for tre utvalgte uker: vintertopp, vår og sommertopp. I dette scenariet importeres all forsyning til varme og strøm fra henholdsvis fjernvarme- og strømmettet. I vintertopp- og vårukene ser man typiske topplastbehov for både strøm og fjernvarme morgen og ettermiddag/kveld. I sommertoppuken er det en klar topp for strømbehov på ettermiddagen, sannsynligvis på grunn av kjølebehovet.

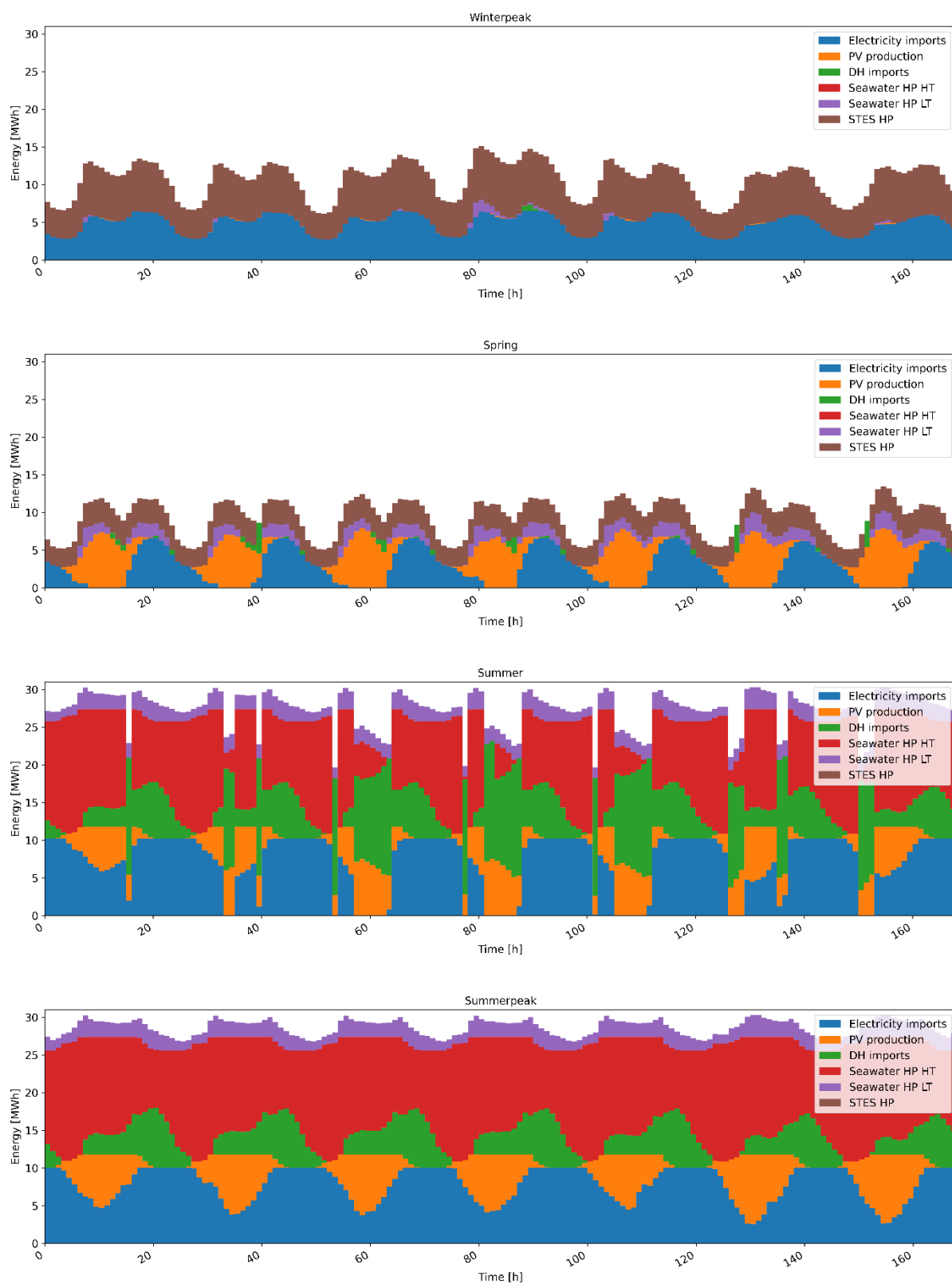


**Figur 17** Energiforsyning til Nyhavna i referansescenariet under vinter-topplastuka (øverst), vår (midt) og sommer-topplastuka (nederst) for siste planperiode.

## 4.3 Mellomtemperatur

Figur 18 viser ukentlige energiforsyningsprofiler for vintertopp-, vår-, sommer- og sommertoppuken i MT-scenariet. I vintertoppuken kommer det meste av varmetilførselen fra sesonglager-varmepumpen, med noe tilleggsforsyning fra sjøvannsvarmepumpen og fjernvarme i topplasttimene. Strømforsyningen

er nesten utelukkende basert på import, med mindre bidrag fra lokal PV-produksjon. På våren kreves det ekstra varmetilførsel fra sjøvannsvarmepumpen (seawater HP LT) mesteparten av døgnet, og fra fjernvarme i toppplasttimene. Lokal strømproduksjon er betydelig om våren og sommeren: den dekker 54 % av strømbehovet på våren, og 28 % om sommeren (ekskludert eksport av strøm).



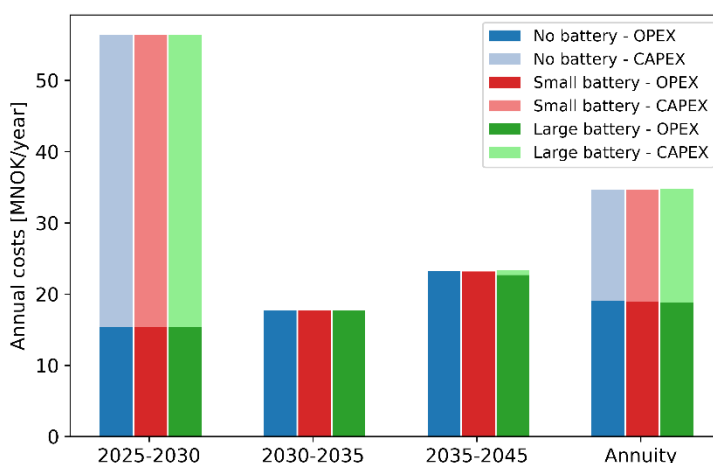
**Figur 18** Energiforsyning til Nyhavna i MT-scenariet under vinter-topplast (øverst), vår (midten øverst), sommer (midten nederst) og sommertopp uka (nederst) for siste planleggingsperiode.



Om sommeren dominerer varmforsyning fra sjøvannsvarmepumpen (seawater HP HT) og fjernvarmenettet for lading av sesonglageret det totale energibehovet. Mengden elektrisitet importert fra nettet er betydelig høyere om sommeren (1198 MWh/uke), sammenlignet med våren (446 MWh/uke) nettopp grunnet bruken av sjøvannsvarmepumpen til lading av sesonglageret. Valg av ladekilde i modellen er sterkt avhengig av prisen på elektrisitet og fjernvarme. Dette kommer tydelig fram i grafen til sommeren i Figur 18. På sommeren er prisen på strøm (delt på COP til varmpumpen) nært prisen til fjernvarmen, og bruken av fjernvarme øker momentant i timene rett før fjernvarmeprisen øker. I sommertopplast-uken er strømprisen betydelig lavere (se Figur 12), og bruken av sjøvannsvarmepumpe som ladekilde dominerer. Totalt sett over sommeren brukes sjøvannsvarmepumpen klart mer enn fjernvarme: 22.3 GWh vs. 11.7 GWh. Dette tross en noe underestimert COP for sjøvannsvarmepumpen (se seksjon 3.4.2).

Figur 19 viser investeringsresultatene for MT-scenariet med de ulike batterialternativene. For begge batteristørrelsene velger modellen å gjøre investeringen i siste periode. Dette skyldes at investeringskostnadene til batteriene reduseres med tiden, samt det at batterier gir større besparelser når områdets bygninger og solcelleanlegg er ferdigstilt. Endringen i total kostnadene er svært liten mellom de ulike alternativene. Batteriene fører til en liten reduksjon i driftskostnadene, men ikke nok til at det veier opp for den ekstra investeringskostnaden. Med de antatte batterikostnadene er denne investeringen dermed ikke lønnsom. Det kunne derimot ha vært lønnsomt med brukte litiumbatterier, grunnet lavere investeringskostnader.

En årsak til at investering i batterier ikke lønner seg er at mesteparten av den lokalproduserte elektrisiteten blir brukt til å dekke laster i området (inkl. drift av sjøvannsvarmepumpen), sammen og den relativt høye eksportgrensen for elektrisitet på 60 MWh/h for området (se seksjon 3.5.1). Den høyeste effekten for eksport av elektrisitet er på 3.2 MWh/h, som er langt unna denne grensen. Høyest eksport oppstår på våren. Et scenario med begrenset deling av elektrisitet er evaluert for LT-scenariet (se seksjon 4.4.1).



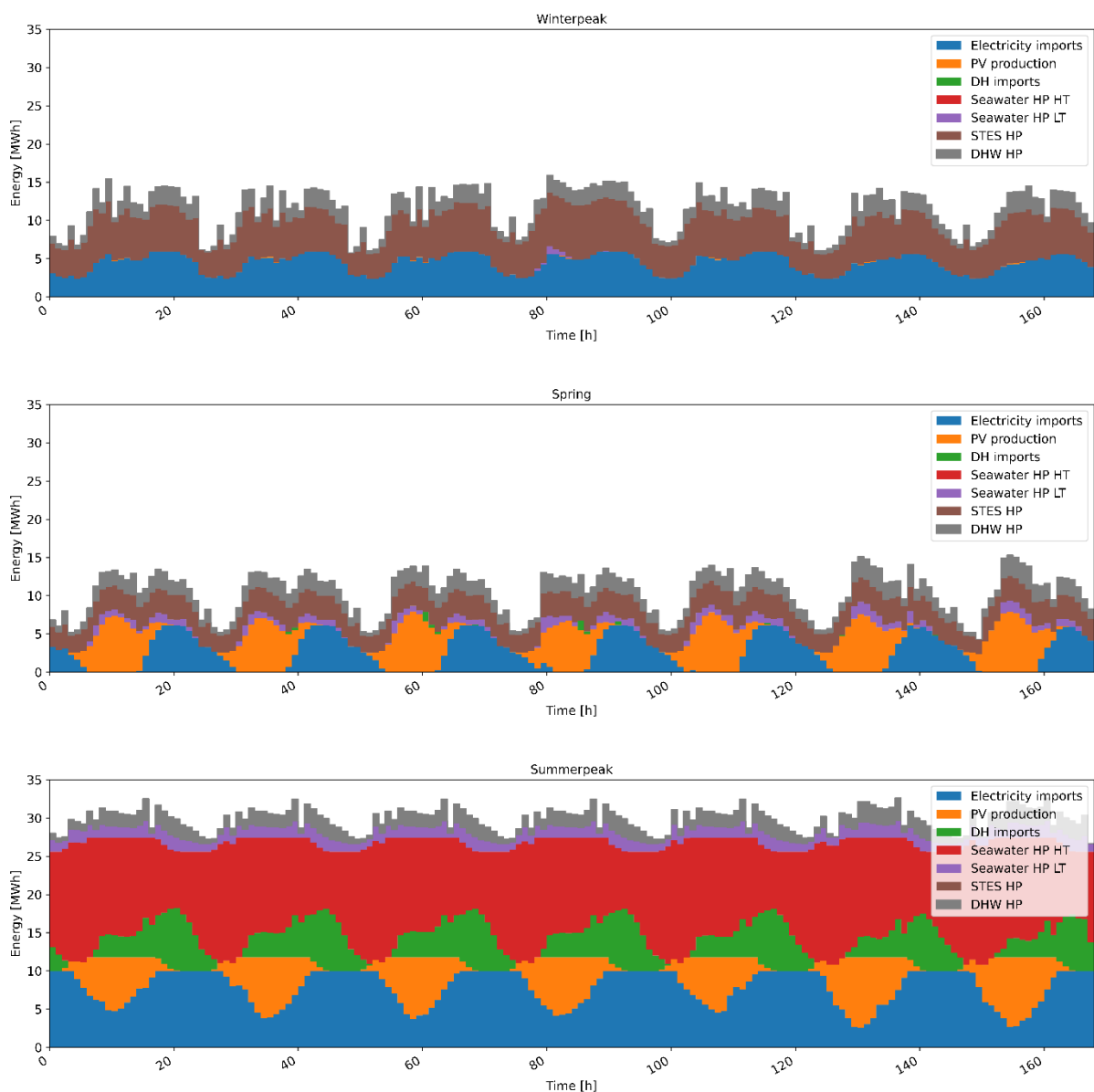
**Figur 19** Investeringsresultater for MT-scenariet med ulike batterialternativer.

#### 4.4 Lavtemperatur

Figur 20 viser de timesbaserte energiforsyningsprofilene for vintertopp-, vår- og sommertoppuker i LT-scenariet. Oppvarmingsbehovet dekkes for det meste med sesonglager- og tappevannsvarmepumper,

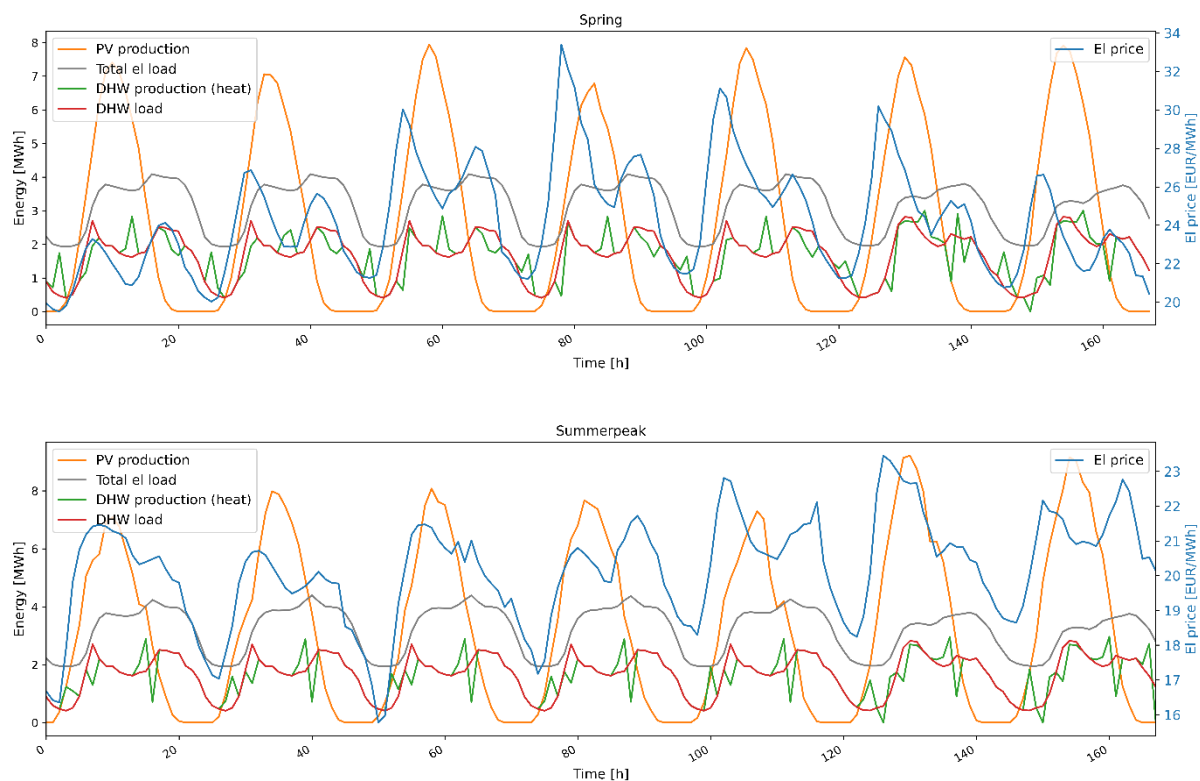
bortsett fra små bidrag fra LT-sjøvannsvarmepumpen og noen få timer i våruken med neglisjerbare bidrag fra fjernvarme. Også i dette scenariet dominerer bruken av sjøvannsvarmepumpe over fjernvarme til lading av sesonglageret over sommeren (inkludert sommer- og sommertopplastukene): 22.2 GWh dekkes med varmepumpen og 11.8 GWh med fjernvarme.

Mengden elektrisitet importert fra nettet er 1203 MWh/uke om sommeren, og 417 MWh/uke om våren, noe som er en del lavere enn i MT-scenariet. Det lavere strømbehovet om våren skyldes lavere turtemperatur i det lokale varmenettet, derav lavere strømbehov for sesonglager- og sjøvannsvarmepumpene. Lokal strømproduksjon dekker 56 % av det totale strømbehovet om våren, og 28 % om sommeren.



**Figur 20** Energiforsyning til Nyhavna i LT-scenariet under vinter-topplastuka (øverst), vår (midten) og sommertopp-uka (nederst) for siste planleggingsperiode.

I tillegg til den overordnede energiforsyningen, er det interessant å undersøke hvordan modellen håndterer variasjonene i tilgjengelighet og priser for strøm lokalt. Figur 21 viser timesbasert tappevannsbehov og -produksjon sammen med PV-produksjon, totalt strømbehov og strømpriser for vår- og sommertoppuker. Tappevannsvarmepumpene har høy produksjon når strømprisene er lave, og/eller når det er høy tilgjengelighet på elektrisitet fra solcelle-panelene. Dette demonstrerer viktigheten av den kortsiktige fleksibiliteten som er tilgjengelig gjennom tappevannsvarmepumpene og varmtvannstankene.



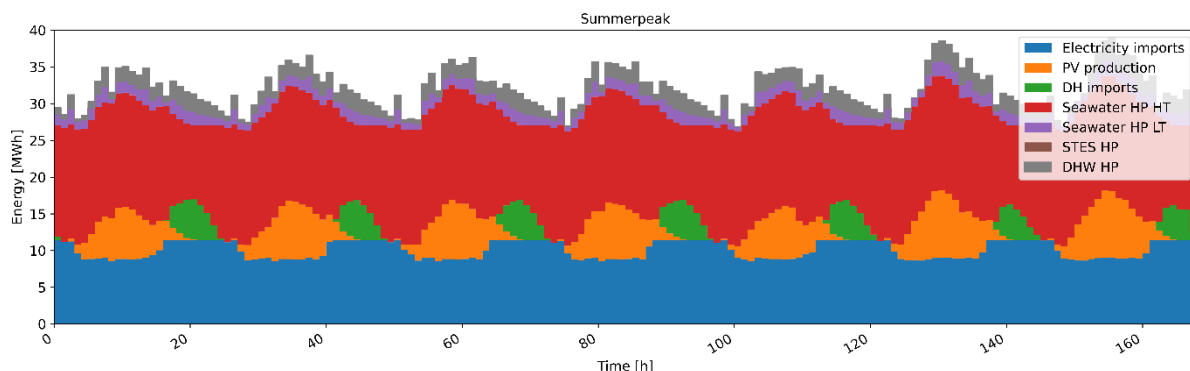
**Figur 21 Solstrømproduksjon sammen med totalt strømbehov, varmtvannsbehov og -produksjon med varmepumper, og strømpriser for vår (øverst) og sommertoppuker (nederst).**

#### 4.4.1 Begrenset deling av elektrisitet

Et scenario der de sentraliserte varmepumpene (sjøvanns- og sesonglagervarmepumpe) ikke er en del av det lokale strømmettet på Nyhavna ble evaluert for å se om dette påvirker ladestrategien til sesonglageret. Figur 22 viser timesbasert energiforsyning i sommertoppuken i dette scenariet. Overraskende nok brukes importert fjernvarme enda mindre til lading av sesonglageret; 6.4 GWh vs. 27.6 GWh fra sjøvanns-varmepumpen over sommeren. Valg av varmekilde bestemmes i modellen av prisene, og på sommeren er prisen på strøm, delt på COP til varmepumpen, i de fleste timene lavere enn prisen på fjernvarme.

Mengden eksportert elektrisitet øker betydelig når fri deling ikke er tillatt: 2.74 GWh/år mot 0.85 GWh/år ved fri deling av strøm. Dvs. at når elektrisitet ikke kan brukes til å drifte de store varmepumpene, eksporteres det mer strøm. Eksporten overskrider imidlertid aldri grensen på 60

MWh/h. Den høyeste eksporten som er observert i sommertopp-perioden er i LT-scenariet 5.1 MWh/h med begrenset deling, og 3.2 MWh/h med fri deling. En viktig forskjell er likevel at effekttoppen for eksport av elektrisitet oppstår på sommertopplastuken ved begrenset deling, og på våren ved fri deling. Med dette kan man argumentere at fri deling tillater mer effektiv lokal bruk av elektrisitet på sommeren når behovet er lavest; og bedre muligheter for eksport av elektrisitet på våren når behovet er høyt.



**Figur 22 Energiforsyning til Nyhavna i LT-scenariet i sommertoppuken, når lokalprodusert elektrisitet ikke kan brukes til å drifte de sentraliserte varmepumpene.**

Tabell 14 viser investeringsresultatene for LT-scenariet med de ulike batterialternativene, både for fri og begrenset deling av elektrisitet. I begge alternativene er totalkostnaden lavest uten batterier, selv om forskjellen til alternativet med et lite batteri er marginalt. Driftskostnadene øker noe når lokalprodusert elektrisitet ikke er tilgjengelig for de sentraliserte varmepumpene, grunnet økt mengde importert elektrisitet for drift av sjøvannsvarmepumpen for lading av sesonglageret.

**Tabell 14: Neddiskonterte årlige kostnader for drift og investering for de tre batterialternativene i LT-scenariet [MNOK/år], med fri og begrenset deling av lokalprodusert strøm.**

	Fri deling av strøm			Begrenset deling		
	Drift	Investering	Total	Drift	Investering	Total
<b>Uten batteri</b>	19.90	16.07	<b>35.98</b>	19.92	16.07	<b>36.00</b>
<b>Lite batteri</b>	19.88	16.11	<b>35.99</b>	19.90	16.11	<b>36.01</b>
<b>Stort batteri</b>	19.71	16.40	<b>36.11</b>	19.72	16.40	<b>36.12</b>

## 5 Diskusjon

Studien viser at energiforsyning for Nyhavna basert på lokal produksjon av varme kombinert med sesongvarmelagring er mer kostnadseffektivt enn hvis varmebehovene skulle dekkes gjennom import fra fjernvarmenettet. Det ble evaluert to alternativer for varmforsyning i det lokale varmenettet: mellomtemperatur med en turtemperatur på 70 °C, og lavtemperatur med turtemperatur på 45 °C.

Laveste totale årskostnader oppnås med LT-scenariet, med 1.5 % reduksjon i totale årlige kostnader, og 40.2 % reduksjon i driftskostnader sammenliknet med et referansescenario med importert elektrisitet og varme. Forskjellen fra MT-scenariet er likevel liten; dette scenariet ga 0.1 % reduksjon i totale kostnader og 37.6 % reduksjon i driftskostnader. Det ligger en del usikkerhet spesielt knyttet til investeringskostnadene i LT- og MT-scenariene da den endelige utformingen av for eksempel varmesentralen ennå ikke er bestemt. Investeringskostnadene for varmedistribusjonssystemer innad i bygningene er ikke hensyntatt i studien, og her kan det være forskjeller mellom LT- og MT-scenariene. LT-distribusjon kan føre til høyere kostnader gjennom større forsyningsrør og radiatorer, hvis ikke gulvvarme benyttes.

Prising av fjernvarme er en annen, viktig usikkerhetsfaktor i studien. Fjernvarmeprisen var beregnet ut ifra den ekstra kostnaden (marginalkostnaden) som påløper for fjernvarmesystemet i Trondheim som følge av leveransene til Nyhavna. Marginalkostnaden er typisk kostnaden for den dyreste teknologien som er i bruk i den aktuelle timen, noe som ga veldig høye fjernvarmepriser i studien, særlig for vinter- og topplastperioden. Overskuddsvarme fra avfallsforbrenning, som er marginalteknologien på sommeren, var heller ikke gratis. Om sommeren var strømprisen delt med varmepumpe-COP til tider lavere en prisen for denne overskuddsvarmen, noe som førte til at bruken av sjøvannsvarmepumpe ble i perioder prioritert for lading av sesonglagret. Dette tross at sjøvannsvarmepumpen hadde en nokså lav COP: 1.9 for høytemperatur-leveranse. En høyere COP (2.5) ble testet, og dette førte til at modellen brukte kun sjøvannsvarmepumpe for lading av sesongvarmelagret. Et viktig budskap fra studien er da at den mest lønnsomme strategien for lading av sesonglagret er avhengig av prissetting. Fjernvarmeprisingen burde muligens ha reflektert strategien som skal gjennomføres i virkeligheten, med lav eller 0-pris for overskuddsvarme fra avfallsforbrenning om sommeren. Dette ville allikevel ikke ha vært realistisk, siden forbrenning av avfall i et komplekst anlegg er heller ikke gratis.

Det var også antatt at Nyhavna kommer til å ha en stor andel lokal strømproduksjon med solcellepaneler integrert i bygningene. Investeringskostnader for solcellepanelene var ikke inkludert i studien, da disse kostnadene er tenkt å tilhøre byggeieren og ikke den som eier energisystemet. Tilgjengelig lokal, gratis elektrisitet har likevel en betydning for varmforsyning med varmepumper. I de fleste land, Norge inkludert, kan ikke lokalprodusert elektrisitet deles fritt innenfor et distrikt eller nabolag, noe som kan begrense bruken av tilgjengelige fleksibilitetsressurser (Askeland et al., 2021). Denne studien har tatt utgangspunkt i fri deling av elektrisitet innenfor Nyhavna, som er det beste alternativet med tanke på sektorkobling da det oppstår et sterkt insentiv til å benytte lokalt produsert energi direkte. Dette alternativet er ikke realistisk med tanke på dagens grensesnitt for avregning av energi, men gir et bilde på en teoretisk optimal løsning for området.

For å se på konsekvensene av begrenset deling har vi evaluert et scenario der de sentraliserte varmepumpene ikke kan utnytte den lokalproduserte elektrisiteten. Denne begrensningen påvirket imidlertid ikke resultatene fra optimaliseringen i forhold til driften av varmepumpene eller de totale

kostnadene. Hvis solcelleanlegget hadde vært en investeringsopsjon i modellen, ville det muligens blitt investert i en lavere kapasitet ved begrenset deling på grunn av lønnsomhetsvurderinger. Det er verdt å bemerke at i lavtemperaturscenariet var tappevannsvarmepumpene og akkumuleringstankene i bygningene en viktig fleksibilitetsressurs som vil være tilgjengelig også hvis deling av elektrisitet mellom bygningene ikke er tillatt.

Investering i storskala, sentraliserte batterier er ikke kostnadsoptimalt verken i lavtemperatur- eller mellomtemperaturscenariet, verken med fri eller begrenset deling av lokal elektrisitet. Årsaken til dette var at mengden overskuddsstrøm aldri oversteg den antatte maksgrensen for eksport, gitt at fri deling av elektrisitet mellom bygningene fortsatt var mulig. En viktig forskjell er likevel at ved fri deling av elektrisitet var eksporten høyest på våren, mens ved begrenset deling oppsto høyest eksport på sommeren. Man kan dermed argumentere med at fri deling fremmer mer effektiv lokal bruk av elektrisitet på sommeren når behovet er lavest, og bedre muligheter for eksport av elektrisitet til nærliggende forbruk på våren når behovet er høyt.

Ulike eierskapsstrukturer for solcellepaneler på Nyhavna er hovedtemaet til en annen ZEN-rapport (Vergerio et al., 2024). En mer detaljert vurdering av ulike begrensninger og forretningsmodeller for det lokale elektrisitetsmarkedet bør inkluderes i en fremtidig modelleringsstudie for å bedre forstå prismetanismenes effekt på kostnader og effektbehov.

## 6 Konklusjoner

Det framtidige energisystemet på Nyhavna er et eksempel på et lokalt integrert energisystem, der høy andel lokal strømproduksjon kan balanseres gjennom integrasjon mot et lokalt varmenett med varmpumper og termisk energilagring. Det er planlagt at Nyhavna vil ha et sesongvarmelager for lagring av overskuddsvarme fra avfallsforbrenningsanlegget på Heimdal om sommeren, som skal brukes til oppvarming av området om vinteren. Denne studien viser at et energiforsyningssystem på Nyhavna basert på lokal produksjon av varme kombinert med termisk energilagring er mer kostnadseffektivt enn hvis varmebehovene skulle dekkes gjennom import fra fjernvarmenettet. Reduksjon i totale neddiskonterte årskostnader er kun 1-2 %, men reduksjonen i energikostnader er betydelig, opptil 40 %.

Det ble evaluert to alternativer for turtemperatur i det lokale varmenettet, mellom- (70 °C) og lavtemperatur (45 °C). Lavtemperaturscenariet kom ut som det mest kostnadseffektive scenariet, men forskjellen mellom totale kostnader i disse to alternativene er liten, og gitt usikkerheten i investeringskostnadene er det vanskelig å trekke en endelig konklusjon på hvilket scenario som er mest kostnadseffektivt. For både lav- og mellomtemperaturscenariet er kostnadsreduksjonen et resultat av redusert behov for importert energi i oppvarmingsseksjonene, og dermed reduserte energikostnader.

Lavtemperaturscenariet har noen tydelige fordeler med tanke på: (i) mer effektiv utnyttelse av sesonglageret, slik at området kan være tilnærmet selvforsynt med oppvarming; (ii) mest effektiv drift av varmpumper, som minimerer etterspørselen etter importert elektrisitet; og (iii) mer fleksibilitet på timenivå gjennom tappevannsvarmepumpene og -tankene i bygningene. Lavtemperaturscenariet vil da gi et energisystem som er mest i tråd med kravene til kvalitetsprogrammet for Nyhavna. Et lavtemperatursystem vil likevel kreve mer teknisk utstyr (tappevannsvarmepumper og akkumulerings-tanker) i bygningene samt styring av dette, noe som vil øke kompleksiteten til det lokale energisystemet.

Et sesonglager for varme med kapasitet stor nok til å kunne dekke varmebehovet på Nyhavna var et viktig premiss i denne studien. Med prisene brukt for strøm og fjernvarme var det ikke kostnadsoptimalt å lade sesonglageret med kun overskuddsvarme fra avfallsforbrenning importert gjennom fjernvarmenettet, men heller med en kombinasjon av importert fjernvarme og varme produsert med sjøvannsvarmepumpen. I praksis vil lading med overskuddsvarme være prioritert, men studien viser at prisene på overskuddsvarme, og de gjeldende strømprisene, er avgjørende faktorer for kostnadseffektiv drift av et sesonglager.

Et annet viktig premiss var en forutsetning av fri deling av lokalprodusert elektrisitet på Nyhavna. For å se på konsekvensene av begrenset deling ble det i tillegg vurdert et scenario der de sentraliserte varmpumpene ikke kan utnytte den lokalproduserte elektrisiteten, mens fri deling mellom bygningene fremdeles var mulig. En mer detaljert vurdering av ulike begrensninger og forretningsmodeller for det lokale elektrisitetmarkedet bør inkluderes i en fremtidig studie for å bedre forstå prismekanismenes påvirkning på kostnader og effektbehov.

## Referanser

- Askeland, M., Backe, S., Bjarghov, S., & Korpås, M. (2021). Helping end-users help each other: Coordinating development and operation of distributed resources through local power markets and grid tariffs. *Energy Economics*, 94, 105065. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105065>
- Asplan Viak. (2021). *Nyhavna som nullutslippsområde: Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem*. Trondheim Kommune.
- Bakken, B. H., Skjelbred, H. I., & Wolfgang, O. (2007). eTransport: Investment planning in energy supply systems with multiple energy carriers. *Energy*, 32(9), 1676–1689. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.01.003>
- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, Silje, Aulie, F. H., & Haukeli, I. E. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040* (29/2021). Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/>
- Bloess, A., Schill, W.-P., & Zerrahn, A. (2018). Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. *Applied Energy*, 212, 1611–1626. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>
- Danish Energy Agency. (2020). *Technology Data – Energy storage*. Danish Energy Agency. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>
- EnergiAktuelt. (2023). *EnergiRapporten* (25). EnergiAktuelt AS.
- ENTSO-E. (2021). *SFTP Guide*. [https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static%20content/knowledge%20base/SFTP-Transparency\\_Docs.html](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/knowledge%20base/SFTP-Transparency_Docs.html)
- Heimar Andersen, K., Krekling Lien, S., Byskov Lindberg, K., Taxt Walnum, H., & Sartori, I. (2021, September 1). *Further development and validation of the 'PROFet' energy demand load profiles estimator*. 2021 Building Simulation Conference. <https://doi.org/10.26868/25222708.2021.30159>
- Kauko, H., Pinel, D., Graabak, I., & Wolfgang, O. (2022). Assessing the potential of seasonal thermal storage for local energy systems: Case study for a neighborhood in Norway. *Smart Energy*, 6, 100075. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100075>
- Lindberg, K. B., Bakker, S. J., & Sartori, I. (2019). Modelling electric and heat load profiles of non-residential buildings for use in long-term aggregate load forecasts. *Utilities Policy*, 58, 63–88. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.03.004>
- Querner, V. (2024). *Design and Investigation of a Heat Pump System for the future heat supply at Nyhavna* [Master's Thesis]. NTNU.
- Sørensen, Å. L., Sartori, I., Lindberg, K. B., & Andresen, I. (2023). A method for generating complete EV charging datasets and analysis of residential charging behaviour in a large Norwegian case study. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 36, 101195. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101195>
- Tensio. (2023). *Nettleie, priser og avtaler*. <https://ts.tensio.no/kunde/nettleie-priser-og-avtaler>
- Trondheim Kommune. (2022). *Kvalitetsprogram for Nyhavna. Ti strategiske virkemidler for utviklingen av en sentrumsbydel på Nyhavna*. Trondheim Kommune.
- Vergerio, G., Kandpal, B., & Backe, S. (2024). *Who should own the PV? Assessment of ownership structures for local energy production in zero emission neighbourhoods* (ZEN Report 55). SINTEF akademisk forlag.



Wiik, M. K., Fjellheim, K., Vandervaeren, C., Krekling, S., Lien, Meland, S., Nordström, T., Cheng, C., Brattebø, H., & Thiis, T. K. (2022). *Nullutslippsområder i smarte byer. Definisjon, vurderingskriterier og nøkkelindikatorer.* (46). FME ZEN.





**VISION:**

**«Sustainable  
neighbourhoods  
with zero  
greenhouse gas  
emissions»**

# Z E N

Research Centre on  
ZERO EMISSION  
NEIGHBOURHOODS  
IN SMART CITIES



<https://fmezen.no>