



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2024 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Sesonglagring av kraftoverskudd i termisk borehullslager

Seasonal storage of power surplus in borehole
thermal energy storage

Siri Holm Stråbø
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på min fem år lange studietid ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Oppgaven er utarbeidet våren 2024 og har et omfang på 30 studiepoeng.

Studietiden min startet høsten 2019. Jeg hadde ingen anelse om at jeg hadde startet på et studie med fysikk som hovedemne. Da jeg var ferdig med Fysikk 2 ved Sauda Videregående skule, skulle jeg nemlig aldri bruke fysikk igjen. Jeg fikk mildt sagt hakeslepp, da de i fadderuken sa at vi skulle bli fysikere. Likevel har jeg trivdes med valget, og ser nå frem til å anvende kunnskapene mine i arbeidslivet.

Jeg fant aldri "Ås-bobla", og jeg tror jeg har vært mer borte fra Ås enn på Ås i løpet av studietiden min. Dette er også tilfelle mens jeg har arbeidet med denne oppgaven. Jeg vil derfor rette en stor takk til hovedveilederen min ved NMBU, Petter H. Heyerdahl, for god veiledning og hyggelige samtaler over Teams og telefon. Hans lidenskap for temaet er virkelig inspirerende. Oppgaven har vært spennende å jobbe med, og jeg har lært utrolig mye underveis. Jeg er takknemlig for at jeg endte opp med dette temaet.

Jeg vil takke veilederen min fra Nordkraft, Matthew Homola, for å skaffe datasett og for å gi verdifulle innspill. Til slutt vil jeg takke samboer og venner for god støtte under hele denne perioden, og da spesielt den siste tiden. Jeg vil også takke mamma og pappa for hjelp til korrekturlesing, og for å ha støttet meg gjennom hele studieperioden.

Oslo, 14.mai 2024

Siri Holm Stråbø

Sammendrag

Denne masteroppgaven skal undersøke om det er en god løsning eller ikke, å benytte en elektrisk kjel i sammenheng med termisk sesonglagring av kraftoverskudd og lave priser, i Narvik by. Sesonglageret skal lagre varme for å dekke totalt oppvarmingsbehov til et nabolag bestående av 35 boliger. Resultatene tilsier at nødvendig varmemengde for lagringsvolumet vil bli omtrent 850 MWh/år.

Det har blitt utført kostnadsestimater for hva en gjennomsnittlig boligeier i nabolaget må betale for to alternativ til oppsett av elektrisk kjel. Basert på kostnadsestimatene viser det seg at alternativ 1 ikke vil være økonomisk lønnsomt for forbrukerne, da det vil øke de totale strømkostnadene med 2 200 kr/år sammenlignet med direkte bruk av elektrisitet. Alternativ 2 fremstår derimot som en lønnsom løsning, da det potensielt kan redusere strømkostnadene med 3 100 kr/år. Kostnadsforskjellene ser ut til å skyldes MVA fritaket for husholdninger i NO4, og kostnader forbundet med varmetap fra lageret.

Det konkluderes med at kombinasjonen av sesonglager og elektrisk kjel kan tilby fleksibilitet, og at systemet har potensiale for å frigjøre nettkapasitet i vintermånedene, ved å lagre kraftoverskuddet som oppstår under snøsmeltningen i vår- og sommermånedene. Elektrisk kjel egner seg som utkoblbar last, og kan bidra til stabilitet for kraftsystemet. Dette kan potensielt gi redusert nettleie etter avtale med TSO.

Kombinasjonen av elektrisk kjel og sesonglager har også sine ulemper. Den største ulempen er økningen i elektrisitetsforbruket som oppstår på grunn av varmetap fra lageret. Det økte forbruket gir en motsatt effekt av det som er ønskelig, med tanke på lastforflytning, nettkapasitet og nettap.

Abstract

This master's thesis aims to investigate whether it is a feasible solution or not, to utilize an electric boiler in conjunction with a thermal seasonal storage of surplus power and low prices in the city of Narvik. The seasonal storage is intended to cover the total heating demand for a neighborhood consisting of 35 homes. The results suggest that the required heat energy for the storage volume will be approximately 850 MWh/year.

Cost estimates have been performed to assess what average homeowners in the neighborhood would need to pay, for two alternative setups of the electric boiler. Based on the cost estimates, it appears that alternative 1 would not be economically viable for consumers, as it would increase the total electricity costs by 2 200 NOK/year compared to direct electricity usage. However, alternative 2 appears to be a profitable solution, potentially reducing electricity costs by 3 100 NOK/year. The differences in costs seem to be due to the VAT exemption for households in NO4 and costs associated with heat losses from the storage.

In conclusion, the combination of seasonal storage and an electric boiler can offer flexibility, with the potential to release grid capacity in the winter months by storing surplus electricity generated during snow melting in the spring and summer months. The electric boiler is suitable as a controllable load and can contribute to system stability. This could potentially lead to reduced grid fees through agreements with the TSO.

However, the combination of an electric boiler and seasonal storage also has its drawbacks. The main disadvantage is the increase in electricity consumption resulting from heat loss from the storage. The increased consumption has the opposite effect of what is desired in terms of load shifting, grid capacity, and grid losses.

Symbolliste med enheter

Symbol	Forklaring	Enhet
α	Termisk diffusivitet	m^2/s
A	Areal	m^2
A_s	Overflateareal	m^2
C_p	Effektkoeffisient for vindkraft	-
c_p	Spesifikk varmekapasitet	J/kgK
c_{pv}	Volumetrisk varmekapasitet	$\text{kWh}/\text{m}^3\text{K}$
D	Diameter	m
dT	Temperaturendring	K
dx	Avstandsending	m
ΔT	Temperaturdifferanse	K
Δx	Materialets tykkelse	m
E	Elektrisk spenning	V
ε	Emissiviteten til objektets overflateareal	-
η	Virkningsgrad	-
η_{ek}	Virkningsgrad elektrisk jel	-
η_{fv}	Virkningsgrad fjernvarmenett	-
η_{sl}	Virkningsgrad sesonglager	-
η_{sys}	Total gjenvinningsgrad for systemet	-
h	Varmeoverføringskoeffisient for konveksjon	$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$
h	Dybden/høyden til lageret	m
H_n	Netto fallhøyde	m
I	Strøm	A
k	Termisk konduktivitet	W/mK
P	Effekt	W
P_{vann}	Effekt fra vannkraft	W
P_{vind}	Effekt fra vindkraft	W
P_{tap}	Effekttap	W
Q	Slukeevne	m^3/s

Symbol	Forklaring	Enhet
Q_{BTES}	Varmemengde som kan lagres i et lager	kWh
Q_{Tap}	Varmetap fra systemet	kWh
\dot{Q}_{kond}	Varmeoverføring ved konduksjon	W
\dot{Q}_{konv}	Varmeoverføring ved konveksjon	W
$\dot{Q}_{strål}$	Varmeoverføring ved stråling	W
\dot{Q}_{Tap}	Konduktive varmetap fra lager	W
ρ	Tetthet	kg/m ³
ρ_l	Tettheten til luft	kg/m ³
ρ_r	Materialets resistivitet	Ω m
ρ_v	Tettheten til vann	kg/m ³
R	Elektrisk motstand	Ω
R_T	Materialets termiske motstandsevne	Km/W
R_{Total}	Veggens totale motstandsevne	Km/W
T	Temperatur	K
T_d	Døgnmiddeltemperatur	°C
T_o	Omgivelsestemperatur	K
T_s	Overflatetemperatur	K
u	Vindhastighet	m/s
V	Volum	m ³

Konstanter

Konstant	Forklaring	Verdi	Enhet
g	Tyngdens akselerasjon	9,81	m/s ²
π	Forholdstall	3,14	-
σ	Stefan-Boltzmanns konstant	$5,67 \cdot 10^{-8}$	W/m ² K ⁴

Forkortelser

Forkortelse	Forklaring
BHE	Borehole Heat Exchanger
BRA	Bruksareal
BTES	Borehole Thermal Energy Storage
EFTA	European Free Trade Association
EGT	Energigradtall
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive
EU	Den europeiske union
EØS	Det europeiske økonomiske samarbeidsområde
FF	Formfaktor
GWh	Gigawatttimer (10^6 kWh)
kV	Kilo (10^3) volt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatttimer
MVA	Merverdiavgift (moms)
MW	Megawatt
MWh	Megawatttimer (10^3 kWh)
NGU	Norges geologiske undersøkelser
NOK	Norske kroner
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
RME	Reguleringsmyndigheten for energi
SSB	Statistisk sentralbyrå
TEK	Byggteknisk forskrift
TSO	Transmission System Operator (systemansvarlig)
TWh	Terrawatttimer (10^9 kWh)

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Sybolliste med enheter	iv
Konstanter	v
Forkortelser	vi
Figurer	xi
Tabeller	xii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Avgrensning	3
2 Teori	4
2.1 Termodynamikk	4
2.1.1 Varmeroverføring	4
2.1.2 Konduksjon	4
2.1.3 Konveksjon	5
2.1.4 Stråling	6
2.2 Kraftnettet	6
2.2.1 Elektrisk effekt	7
2.2.2 Resistiv oppvarming	7
2.2.3 Nettap	8
2.3 Energibehov	8
2.3.1 Energigradtall	8

2.4	Fornybar energi	9
2.4.1	Vannkraft	11
2.4.2	Vindkraft	11
2.5	Kraftmarked og prisområder	12
2.5.1	Nordisk og europeisk kraftmarked	14
2.5.2	Sluttbrukerpris	15
2.5.3	Fremtidige markedsanalyser	15
2.5.4	Fleksibilitet	17
2.6	Lover og forskrifter	19
2.6.1	EU-regelverk	19
2.6.2	Bygningsenergidirektivet	19
2.6.3	Energimerking av bygninger	20
2.6.4	Energiloven	21
3	Teknologi	23
3.1	Elektrisk kjel	23
3.1.1	Elementkjel	23
3.1.2	Elektrodekjel	23
3.1.3	Drift av elkjel	23
3.2	Fjernvarme	24
3.3	Vannbåren varme	26
3.4	Sesonglager for energi	26
3.5	Borehullslager for termisk energi - BTES	27
3.5.1	Geologiske forhold og berggrunnens egenskaper	27
3.5.2	Varmeoverføring fra BTES	28
3.5.3	Lagerets varmemengde	29
3.5.4	Varmetap fra lageret	30
3.5.5	Utforming av sesonglager	31
4	Oppgave spesifikk	34
4.1	System	34

4.2	Lokasjon	35
4.2.1	Nordkraft	35
4.2.2	Nabolaget	35
4.3	Klima i Narvik	36
4.3.1	Temperatur og energigradtall	36
4.3.2	Tilsig av vann i NO4	37
4.3.3	Vindkraftproduksjon	39
4.4	Geologiske forhold sentralt i Narvik	39
4.4.1	Berggrunn	39
4.4.2	Løsmasser	41
5	Metode	42
5.1	Forbruksdata	42
5.1.1	Oppdeling av Nabolagets strømforbruk	42
5.2	Utforming av system	43
5.2.1	Gjenvinningsgrad	43
5.2.2	Sesonglager	44
5.3	Spotpriser	44
5.4	Elkjel	45
5.4.1	Forbruksfordeling elkjel	46
5.5	Kostnadsberegninger	46
5.5.1	Nettleie	46
5.6	Lastforflytning	47
6	Resultater	48
6.1	Forbruksfordeling for Nabolaget	48
6.2	Sesonglagerets dimensjoner	50
6.3	Varighetskurve for spotpriser	51
6.4	Effektområder for elkjel alternativene	53
6.4.1	Forbruksfordeling elkjel	53
6.5	Kostnader med og uten lager	55

6.6	Lastforflytning	55
6.6.1	Nabolaget	55
6.6.2	Transformatorstasjon	56
7	Diskusjon	58
7.1	Forbruksfordeling Nabolaget	58
7.2	Utforming av sesonglager	58
7.2.1	Berggrunn	58
7.3	Spotpriser	59
7.4	Elkjel og forbruksfordeling	59
7.5	Kostnadsestimat for alternativene	60
7.5.1	Total strømpris	60
7.5.2	Nettleie	60
7.6	Lastforflytning	61
7.6.1	Lastforflytning i Nabolaget	61
7.6.2	Lastforflytning ved transformatorstasjonen	61
7.6.3	Nettap	62
7.7	Fremtidsutsikter	62
7.7.1	Fleksibilitet	62
7.7.2	Markedsanalyser	62
7.8	Lover og forskrifter	62
7.8.1	Bygningsdirektivet	62
7.8.2	Støtteordninger i Energiloven	63
8	Konklusjon	64
	Referanser	65
	Vedlegg	74
	A Nettleiepriser 2024 Noranett Hålogaland	74

Figurer

2.1	Sesongvariasjon for fornybar energi i Norge	10
2.2	Prisområdene i Norden	13
2.3	Markedskryss	14
2.4	Statistikk og prognose for europeisk kraftproduksjon	16
2.5	Peak shaving og valley filling	18
2.6	Energimerking	21
3.1	Fjernvarme	25
3.2	U-rør varmeveksler	29
3.3	Driftstemperatur og stabil tilstand for BTES	31
3.4	Formfaktor	32
3.5	Borehullsskjema Drake Landing Solar Community	33
4.1	Skisse av systemet	34
4.2	Nyttbart tilsig	38
4.3	Energiinnhold i snømagasin	38
4.4	Vindkraftproduksjon driftet av Nordkraft	39
4.5	Berggrunskart Narvik	40
4.6	Løsmassekart Narvik	41
5.1	Forbruk transformatorstasjon	42
5.2	Timespriser NO4 2021-2023	45
6.1	Forbruk per måned for Nabolaget	50
6.2	Sesonglagerets dimensjoner	51
6.3	Varighetskurve for 2021-2023	52
6.4	Fordeling under 20 øre/kWh per måned	54
6.5	Forbruksfordeling med og uten lager	56
6.6	Forbruksflytting med 1 nabolag	56
6.7	Forbruksflytting med 20 nabolag	57
6.8	Forbruksflytting med 35 nabolag	57

Tabeller

2.1	Energigradtall for klimasonene i Norge	9
4.1	Informasjon om boligene i Nabolaget	36
4.2	Middeltemperatur og energigradtall Narvik sentrum	37
4.3	Egenskaper glimmergneis	40
6.1	Gjennomsnittlig strømforbruk for Nabolaget	48
6.2	Forbruksfordeling Nabolaget	49
6.3	Antall timer med spotpris under 15-20 øre/kWh	52
6.4	Gjennomsnittlige spotpriser	53
6.5	Kostnadsestimat for mai 2022 til april 2023	55

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

I 2021 hadde Norge et samlet energiforbruk på 326 TWh. Litt over 50% av dette forbruket var fossilt [1]. Klimaendringene har begynt å sette sine spor, både i Norge og i utlandet. Det er blitt flere og flere tilfeller med ekstremvær i form av flom, skred, hetebølger og tørke. Menneskelige aktiviteter som forårsaker klimagassutslipp er driveren bak klimaendringene og global oppvarming. I perioden mellom 2011-2020 nådde global overflatetemperatur 1,1 °C over 1850-1990 nivå. CO₂-konsentrasjonen som ble målt i 2019 var den høyeste i løpet av de siste to millioner år [2].

EU har en målsetning om at Europa skal bli det første klimanøytrale kontinentet innen 2050. Frem mot 2030 er målet å redusere klimagassutslippene med 55% sammenlignet med nivået fra 1990. Dette skal blant annet skje ved å bytte ut regulerbare, fossile brensler med solcellepanel og vindturbiner [1].

I takt med det grønne skiftet og utbygging av ny fornybar kraft, forventes en forbruksvekst. Industri, næring og transport skal elektrifiseres, samtidig kommer det nye næringer. Med dagens kraftnett er Norge avhengig av vedfyring for å dekke oppvarmingsbehovet på de kaldeste vinterdagene, og det antas at kraftforbruket skal øke med 40% frem mot 2040 sammenlignet med 2022. Fra 2022 til 2030 kommer forbruket til petroleumssektoren og transport til å øke mest. Frem mot 2040 forventes det hovedsakelig å se en vekst i batterifabriker, datasentre og landbasert industri [3].

Når kraftsystemet blir mer væravhengig og etterspørselen øker, vil det bli behov for mer fleksibilitet. Det vil bli behov for både kortsiktig og langsiktig fleksibilitet. Batterier og smarte forbruksløsninger, som mobilapplikasjoner, gir kortsiktig fleksibilitet ved å justere forbruksmønstre. En langsiktig kilde til fleksibilitet er integrasjon mellom kraft- og varmesektoren, der varme produseres med elektrisitet i perioder med lav pris og kraftoverskudd [3].

Et alternativ for lagring av varmeenergi er termisk borehullslager i bakken. Dette kan brukes til sesonglagring. Drake Landing Solar Community (DLSC) i Canada benytter dette til å forsyne et boligfelt på 52 hus. Lageret lades med solenergi, og leverer varme til oppvarming av vann og rom [4]. En annen lignende løsning er bergvarme. I Narvik sentrum er det bygget et nytt sykehus som bruker bergvarme til oppvarming. Sykehuset sender overskuddsvarme fra kjøleanlegg ned i 37 energibrønner med en dybde på 300 m. Energien kan de hente opp når det er behov for oppvarming [5].

1.2 Problemstilling

Prisen på solceller faller. Dette kan presse kraftprisene nedover i sommerhalvåret, i samme periode som det norske vannkraftsystemet får mest tilsig. Utover sommeren blir magasinene fulle. Nordkraft ønsker å finne en løsning for sesonglagring av energi fra sommer til vinter i Nord-Norge [6].

Denne oppgaven undersøker muligheten for å etablere et termisk borehullslager for sesonglagring i tilknytning til et nabolag på 35 boliger nært Narvik sentrum. Det vil bli benyttet forbruksdata for nabolaget levert av Nordkraft og spotpriser for NO4 fra Nord Pool. Analyseperioden legges til 2021-2023.

Lageret skal lades ved å bruke en elektrisk kjel i timer med lave priser og kraftoverskudd. Det vil vurderes to alternativ for oppsett av elektrisk kjel. Det vil bli utført et kostnadsestimat for begge alternativene. Varmen fra lageret vil overføres til boligene via vannbåren varme som overføres via et fjernvarmenett.

Hensikten med oppgaven er å finne en løsning som bidrar til fleksibilitet, og som er lønnsom for forbruker. Det er også mål om at det kan bidra til redusert belastning av strømmettet i vintermånedene.

1.3 Avgrensning

Oppgaven vil ikke gå i detalj på beregning av varmetap og gjenvinningsgrad for systemet. Dermed vil det heller ikke tas hensyn til en initiell oppstartsperiode før lageret når stabil tilstand. I forhold til utforming av lager og berggrunn vil det ikke tas hensyn til grunnvann da det ikke bestemmes en spesifikk lokasjon for lageret. Det vil ikke bli utført investeringsberegninger for systemet.

En andel av energien kan gå direkte til boligene. Denne kan bli funnet ved å se på det faktiske forbruket under ladetimen. Det antas da at alt oppvarmingsforbruk som skjer samtidig som elkjelen er i bruk, vil bli dekket direkte. Denne oppgaven velger derimot å ikke inkludere direkte forbruk i beregningene.

Om ikke annet er presisert, vil ordet forbruk alltid omhandle forbruk av strøm. Flere av ligningene som presenteres benyttes ikke direkte til beregninger, men er valgt å inkluderes for å utfylle teorien.

2 Teori

Dette kapittelet gir en oversikt over teori som er relevant for oppgaven. Det blir presentert begreper som brukes i sammenheng med valg av teknologi og problemstilling, hvilket inkluderer varmetransport, kraftnett, kraftmarked og energibehov.

2.1 Termodynamikk

2.1.1 Varmeoverføring

Varme defineres som energi som overføres fra ett system til et annet på grunn av temperaturforskjell. I følge termodynamikkens andre lov, kan varmeoverføring bare oppstå fra et medium med høyere temperatur til et medium med lavere temperatur. Overføringen av varme opphører når det er oppnådd termisk likevekt mellom mediumene. Varmeoverføring måles i watt. De tre grunnleggende varmeoverføringsmekanismene er konduksjon, konveksjon og stråling [7].

2.1.2 Konduksjon

Konduksjon, også kalt varmeledning, er varmeoverføring fra et molekyl med høy energi til et nærliggende molekyl med mindre energi. Varmeledning kan oppstå under kontakt mellom molekyler i faste stoffer, væsker eller gasser. Graden av varmeledning gjennom et medium avhenger av mediets geometri, tykkelse og materiale, samt temperaturdifferansen over mediet. Fouriers lov beskriver konduksjon ved

$$\dot{Q}_{kond} = -kA \frac{dT}{dx} \quad (1)$$

hvor \dot{Q}_{kond} er netto overført termisk energi, k er den termiske konduktiviteten til mediet, A er tverrsnittarealet hvor varmen utveksles, og $\frac{dT}{dx}$ er temperaturgradienten over mediet. Det negative fortegnet indikerer at varmen strømmer i retning av lavere temperatur [7].

I tillegg til termisk ledningsevne har alle medier en termisk motstandsevne. Termisk motstandsevne defineres som et mediets evne til å motstå varmeledning, og er gitt ved

$$R_T = \frac{\Delta x}{kA} \quad (2)$$

hvor R_T er mediets termiske motstandsevne og Δx er materialets tykkelse. Varmeoverføring gjennom et materiale skjer som regel ved konduksjon, og da kan materialets totale termiske motstand beskrives ved

$$R_{Total} = \frac{T_1 - T_2}{\dot{Q}_{kond}} \quad (3)$$

hvor R_{Total} er totale termiske motstandsevne, T_1 og T_2 er henholdsvis start- og slutttemperatur for varmeoverføringen. Den totale termiske motstandsevnen for et materiale beregnes på samme måte som total motstand i en elektrisk krets [7].

2.1.3 Konveksjon

Konveksjon er varmeoverføring mellom en væske eller en gass i bevegelse, og en nærliggende fast overflate. Det fungerer altså som en kombinasjon av konduksjon og væskebevegelse. Jo raskere fluidet beveger seg, desto mer varme overføres [7].

Konveksjon finnes i to varianter. Tvungen konveksjon er når fluidet tvinges til å strømme over overflaten ved hjelp av eksterne drivkrefter. Fri konveksjon skyldes derimot oppdriftskrefter som oppstår ved tetthetsforskjeller på grunn av temperatursvingninger i fluidet. Varmeoverføring via konveksjon er proporsjonal med temperaturforskjellen, og uttrykkes ved Newtons avkjølingslov som

$$\dot{Q}_{konv} = hA_s(T_s - T_o) \quad (4)$$

hvor \dot{Q}_{konv} er varmeoverføringsraten mellom overflaten og fluidet, h er varmeoverføringskoeffisienten, A_s er overflatearealet der varmen overføres, T_s er overflatetemperaturen og T_o er omgivelsestemperaturen [7].

2.1.4 Stråling

Stråling er termisk energi i form av elektromagnetiske bølger eller fotoner som sendes ut fra materie. Alle objekter med en temperatur over absolutt nullpunkt emitterer og absorberer termisk strålingsenergi. Stråling er den eneste varmeoverføringsmekanismen som ikke trenger tilstedeværelse av et mellomliggende medium, som betyr at det også fungerer i vakuum. Stefan-Boltzmanns lov angir netto termisk stråling fra et objekt som

$$\dot{Q}_{strål} = \varepsilon\sigma A_s(T_s^4 - T_o^4) \quad (5)$$

hvor $\dot{Q}_{strål}$ er netto utstrålt effekt, ε er emissiviteten til objektets overflate, σ er Stefan-Boltzmanns konstant, A_s og T_s er respektivt objektets overflateareal og temperatur, og T_o er omgivelsestemperaturen [7].

2.2 Kraftnettet

Strømmen som forbrukes i husholdninger og næring transporteres fra produsenter via kraftnettet. I Norge deles kraftnettet i tre deler: transmisjons-, regional- og distribusjonsnettet. Transmisjonsnettet frakter strømmen mellom ulike deler av landet, og inkluderer også overføringskabler med andre land, hvor det eksporteres og importeres kraft. Kraftledningene i transmisjonsnettet er i spenningsområde fra 132-420 kV. Regionalnettet er koblingen mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, med spenningsnivåer på normalt 66 og 132 kV. Distribusjonsnettet går frem til sluttbrukerne, som består av husholdninger, tjenesteytende næring og industri. Spenningsnivået til distribusjonsnettet er fra 22 kV og ned til 230 V, som er lavspenningsnettet [8]. Større forbrukere

og kraftstasjoner kan være tilkoblet høyspentnettet, enten direkte til transmissjonsnettet eller regionalnettet [9].

2.2.1 Elektrisk effekt

Effekt defineres ved energi per tidsenhet, som videre kan forklares som hastigheten av energiforbruk eller -produksjon. Elektrisk effekt beskrives av forholdet mellom strøm og spenning ved

$$P_{el} = EI \quad (6)$$

hvor P_{el} er elektrisk effekt, E er spenning og I er strøm [10],[11].

2.2.2 Resistiv oppvarming

Når elektrisk strøm går gjennom en leder som har motstand vil det oppstå varme. Varmen som oppstår kalles resistiv oppvarming, og er et resultat av motstand i lederens materiale. Resistiv oppvarming beregnes ved

$$P_{tap} = I^2 R \quad (7)$$

der P_{tap} er effekttap i lederen og R er resistans.

Når strømmen passerer gjennom ledningen møter elektronene motstand i møte med atomene i ledermateriale. Motstanden fører til kollisjoner og vibrasjoner som genererer varme [10]. Motstanden kan beregnes som

$$R = \frac{\rho_r}{A} \quad (8)$$

hvor ρ_r og A er lederens resistivitet og tverrsnittareal. Ved å kombinere *ligning 7* og *ligning 8*, kan effekttapet defineres ved

$$P_{tap} = \frac{\rho_r}{A} I^2 \quad (9)$$

hvor det kommer frem at tapet kan begrenses ved å øke lederens tverrsnittareal eller redusere strømmen, da lederens resistivitet er konstant under gitte forhold [11].

2.2.3 Nettap

I kraftledninger er det ugunstig med resistiv oppvarming, da det anses som tap, også kalt nettap. Energien tapes hovedsakelig ved varmeledning gjennom ledermateriale, før varmen videre kan overføres via stråling eller konveksjon til omgivelsene. Resistiv oppvarming i luftledninger er også uønsket på grunn av termisk ekspansjon, som kan få de til å henge nedover og komme nært bakken. I ekstreme tilfeller av resistiv oppvarming kan ledere smelte [10].

2.3 Energibehov

I 2021 hadde norske boliger et samlet årlig energibehov på ca. 48 TWh. Av denne energien gikk to tredjedeler til romoppvarming, hvor elektrisitet utgjorde rundt 24 TWh, bioenergi 6 TWh og fjernvarme 2 TWh. Omtrent 12 prosent av energibruken gikk til oppvarming av tappevann. Den resterende energien gikk til el-spesifikk forbruk, og utgjorde ca. 21 prosent. El-spesifikk forbruk betyr apparater som må ha elektrisitet for å fungere, som for eksempel hvitevarer, belysning og diverse underholdningsenheter [1]. Ifølge Statistisk Sentralbyrå (SSB), var landsgjennomsnittet på strømforbruk for en vanlig husstand omtrent 15 MWh/år [12].

2.3.1 Energigradtall

Energigradtall er en beregningsmetode som finner hvordan oppvarmingsbehovet i bygninger påvirkes av utetemperatur [13]. En komfortabel innnetemperatur ligger på normalt rundt 21-23 °C. Inne i bygninger vil det som regel befinne seg objekter som avgir termisk stråling til omgivelsene, som for eksempel mennesker, belysning og diverse maskiner. Behovet for tilleggsvarme vil oppstå ved utetemperaturer lavere enn 17 °C. Energigradtall for et døgn heter graddags-

tall, og er da gitt ved

$$EGT = \sum_{d=1}^n 17 - T_d \quad (10)$$

hvor EGT står for energigradtall og T_d er døgnmiddeltemperaturen. Om døgnmiddeltemperaturen overstiger $17\text{ }^\circ\text{C}$, er det ikke behov for oppvarming og energigradtallet settes lik null [14]. Energigradtall for måneder eller år blir summen av alle graddagstallene i den aktuelle perioden. Høyere energigradtall indikerer større behov for oppvarming. Gjennomsnittet for ulike klimasoner i Norge står i *tabell 2.1* [14].

Tabell 2.1: Energigradtall i sum per år for ulike klimasoner i Norge med klimanormal 1981-2010. Verdiene er hentet fra Enovas byggstatistikk 2017 [14]

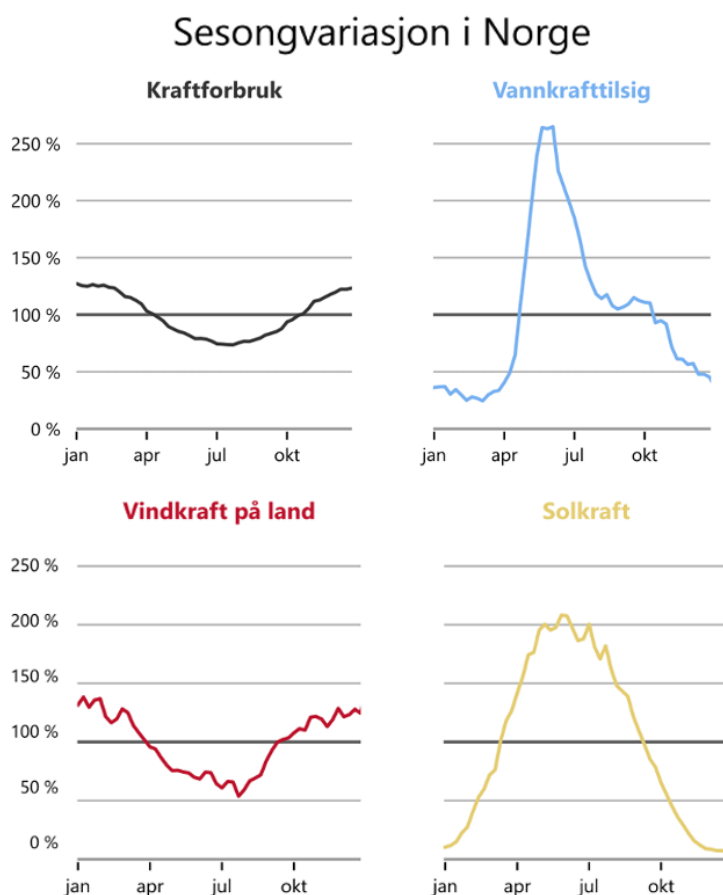
Klimasone	Normal 1981-2010
1. Sør-Norge, innland	4 113
2. Sør-Norge, kyst	3 629
3. Sør-Norge, høyfjell	5 106
4. Midt-Norge, kyst	4 289
5. Midt-Norge, innland	5 041
6. Nord-Norge, kyst	4 996
7. Finnmark + innlandet Troms	5 777
Gjennomsnitt for Norge	4 351

2.4 Fornybar energi

NVE skriver i en rapport hvordan det svinger mer med fornybar energi [15]. I denne rapporten beskrives blant annet sesongvariasjoner for vind, vann og sol, sammenlignet med forbruk. Hvordan det varierer med sesongene i Norge vises i *figur 2.1*. Norge er plassert på de nordligste breddegradene og får derfor

lite solinnstråling på vinteren. Ved breddegrader nær ekvatorer er det derimot solinnstråling stortsett hele året [15].

På vinteren vil konveksjon føre til at varm luft fra de sørligere breddegradene beveger seg mot den kaldere luften på de nordlige breddegradene, som gjør at Norge opplever mer vind i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret. Dette passer bra sammen med forbrukskurven, som også vises i *figur 2.1* [15].



Figur 2.1: Kurvene viser hvordan tilgangen på fornybare energiresurser varierer med årstider, sammenlignet med forbruk. Bildet er lånt fra NVE [15, s.10].

Vannkraft er avhengig av tilsig som kommer fra nedbør. Dette gjør at vannkraft har en tilnærmet motsatt profil fra vindkraft. Nedbør faller ofte som snø på vinteren på grunn av kaldere temperaturer, og lagres da i snømagasin [15]. Når våren kommer begynner snøen å smelte, og da leverer snømagasinene nyttbart

tilsig [16]. Tilsiget er derfor størst om våren.

2.4.1 Vannkraft

Vannkraft dekker rundt 88% av den totale norske normalårsproduksjonen som er på 156 TWh. Dette utgjør litt mer enn 137 TWh. Norge har nesten 1800 vannkraftverk og over 1200 tilhørende vannmagasin. Dette tilsvarer halvparten av hele Europas magasinkapasitet. Lagringskapasiteten er på ca. 87 TWh, og bidrar til at Norges produksjonskapasitet er i overkant av 75% regulerbar [17]. Uregulerte kraftverk produserer etter tilsiget, og er også kjent som elvekraftverk [1].

Vannkraftverk konverterer vannets potensielle energi til mekanisk energi, som videre genereres til elektrisitet. Effekten som produseres av et vannkraftverk defineres ved

$$P_{vann} = \rho_v \eta g Q H_n \quad (11)$$

hvor P er avgitt effekt fra kraftverket, ρ_v er tettheten til vann, g er tyngdens akselerasjon, η er virkningsgraden til alle komponentene i kraftverket, Q er kraftverkets slukeevne og H_n er vannets netto fallhøyde [18].

2.4.2 Vindkraft

Vindkraft dekker rundt 11% av normalårsproduksjonen med 65 vindkraftverk. Dette tilsvarer rundt 17 TWh. Kraftproduksjonen fra vind endrer seg med været, hvor vindforholdene kan variere mellom dager, uker, måneder og år [17].

Vindkraft fungerer ved å omdanne den kinetiske energien i vinden til mekanisk energi ved hjelp av vindturbiner. Når vinden blåser, setter den vindturbinens blader i bevegelse. Dette får rotoren til å rotere, og den mekaniske energien overføres til en generator inne i vindturbinen. Generatoren omdanner deret-

ter den mekaniske energien til elektrisk energi. Den produserte elektrisiteten sendes deretter ut til strømmettet for distribusjon til forbrukere.

Vindkraft konverterer vindens kinetiske energi til mekanisk energi ved hjelp av vindturbinene, som videre genereres til elektrisk energi. Effekten som produseres av vindkraftverk er gitt ved

$$P_{vind} = \frac{1}{2}\eta C_p A \rho_l u^3 \quad (12)$$

hvor η er den samlede virkningsgraden for vindkraftverket, C_p er effektkoeffisienten, A er arealet over luftsylinderen som treffer rotorbladene, ρ_l er tettheten til luft og u er vindhastigheten som treffer rotorbladene [18].

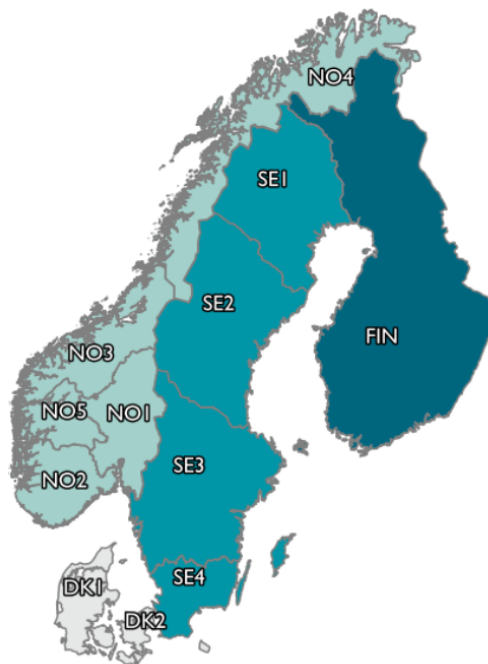
2.5 Kraftmarked og prisområder

Kraftmarkedet er viktig for å opprettholde balansen mellom forbruk av strøm og produksjon av kraft. Kraftbalansen er viktig siden strøm er ferskvare, og må brukes samtidig som den produseres. Det må også produseres akkurat like mye strøm som det som forbrukes [19]. I Norge og Europa defineres kraftbalansen ved en frekvens på 50 Hz. Dette betyr at vekselspenningen og vekselstrømmen i strømmettet følger en sinuskurve og gjennomfører 50 svingninger per sekund [20]

Kraftmarkedet bestemmer strømprisene. Dette gjøres ved å finne et punkt der forventet forbruk møter tilgjengelig produksjon. Strømlleverandørene forteller hvor mye forbrukerne etterspør til en gitt pris, og kraftprodusentene forteller hvor mye de kan produsere til en gitt pris. Strømprisen gir en god indikasjon på gjeldende kraftsituasjon. Høy pris oppstår vanligvis når det er begrenset tilgang på kraft, og lav pris når det er rikelig tilgang på kraft i et bestemt område [19].

Norge har en strømproduksjon som er omlag 98% fra fornybare energikilder [17]. Dette betyr at kraftsystemet er avhengig av været. Norge er et langstrakt land med fjell og fjorder, som betyr at været er variert fra område til område innad i landet. Dette betyr videre at kraftsituasjonen også vil variere på tvers av de ulike områdene. Strømnettet har ikke nok kapasitet til å utjevne kraftsituasjonen i alle områder, og det er derfor nødvendig å dele nettet inn i prisområder, også kalt spotprisområder. Norge har fem spotprisområder. Disse er delt inn i NO1 Østlandet, NO2 Sørlandet, NO3 Midt-Norge, NO4 Nord-Norge og NO5 Vestlandet [21],[22].

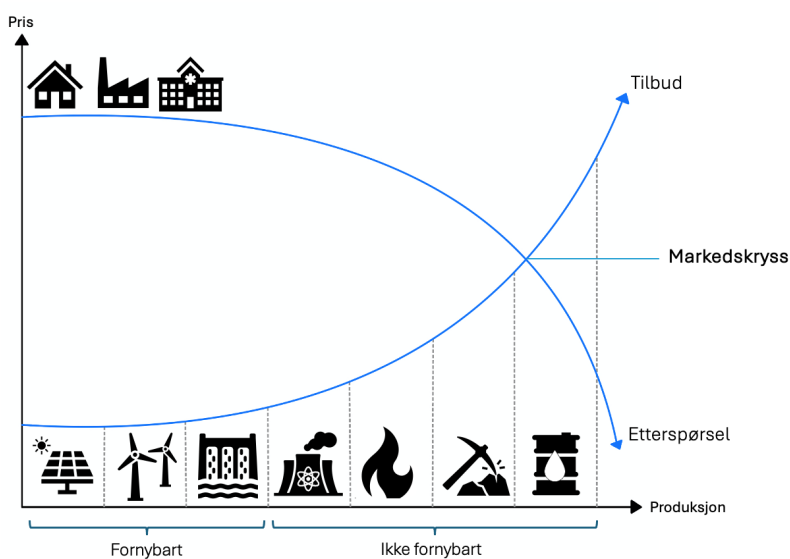
I *figur 2.2* vises en kartoversikt av prisområdene i Norden. Mellom prisområdene oppstår det flaskehalsen når nettkapasiteten ikke er stor nok til å overføre etterspurt effektmengde [3].



Figur 2.2: Inndeling av prisområdene i Norden. Norden er totalt delt inn i 12 prisområder, hvor Norge har fem, Sverige har fire, Danmark har to og Finland har ett. Bildet er lånt fra en rapport utgitt av NVE [3, s.86].

2.5.1 Nordisk og europeisk kraftmarked

Norge er en del av både det nordiske og det europeiske kraftmarkedet, og som nevnt i *avsnitt 2.2* har Norge overføringskabler med utlandet [23],[22]. I Europa bruker fortsatt noen land kull, gass, olje og kjernekraft til strømproduksjon. Råvareprisen på kull, gass, olje og uran påvirker strømprisen ved at markedskrysset flyttes høyere opp. Markedskrysset er hvor tilbud og etterspørsel møtes i døgnet, og det bestemmer markedsprisen. Døgnet er satt opp slik at produsentene angir sine salgspriser, og leverandørene sine kjøpspriser. Markedskrysset sikrer at den billigste tilgjengelige energien prioriteres først, se hvordan dette fungerer i *figur 2.3*. Markedsprisen reflekterer vanligvis nivået av etterspørsel, hvor lav etterspørsel gir lav pris og høy etterspørsel gir høy pris [19].



Figur 2.3: Markedskrysset settes for der tilbud og etterspørsel er i balanse. På x-aksen rangeres energiresursene etter hvor dyre de er. Rangement går fra fornybar til ikke-fornybar. Bildet er inspirert fra et bilde på NVE sine nettsider [19].

2.5.2 Sluttbrukerpris

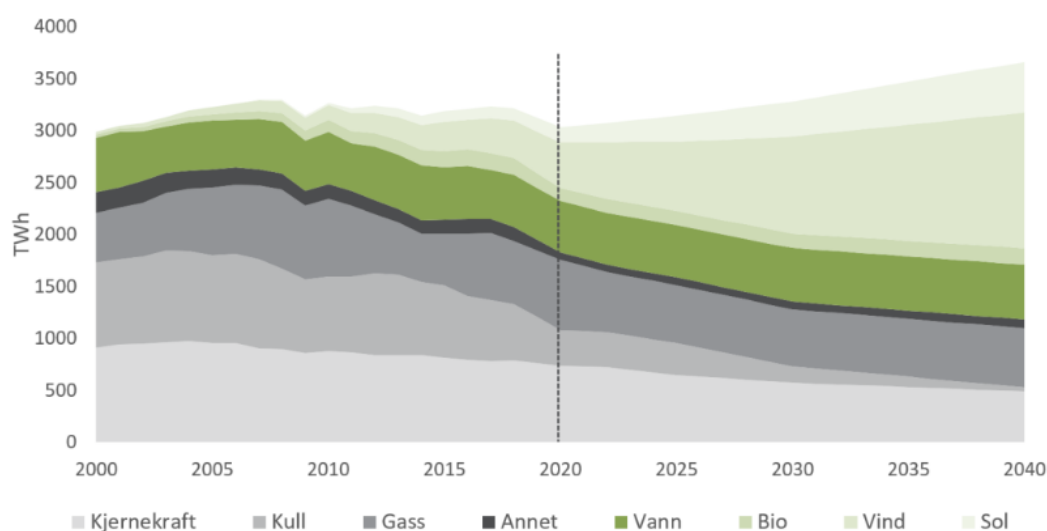
Sluttbrukerpris er den totale prisen på strømregningen, som inkluderer kraftpris, nettleie, elavgift og mva. I tillegg skal det betales for elsertifikater, og en Enova-avgift som går til klima- og energifondet. Kraftprisen er råvarepris på elektrisk kraft, og hvor mye den utgjør av strømregningen avhenger av kraftmarkedet, slik som nevnt i *avsnitt 2.5*. Elavgiften, også kalt forbruksavgift, er sammen med Enova-avgiften politisk bestemt [23]. Merverdiavgift (MVA) gjelder for all forbruk og kjøp av elektrisitet, for både husholdningskunder og næring. Husholdningskunder i NO4 er derimot fritatt MVA. Satsen for MVA ligger normalt på 25% [24].

Nettleien inkluderer kostnadene for tilknytning til strømmettet, og for overføring av strøm til sluttbrukeren. Det lokale nettselskapet, som eier nettet, tarifferer nettleien ut fra RME sine inntektsrammer og prinsipper [23],[25]. Nettleien består av et fastledd og et variabelt ledd som varierer med forbruk. På fakturaen inkluderes også forbruksavgiften, som nettselskapet betaler videre til staten [25].

2.5.3 Fremtidige markedsanalyser

Statnett publiserte i september 2023 en kortsiktig markedsanalyse for 2023 til 2028. Hovedpunktene fra analysen trekker blant annet frem at mot 2028 vil det europeiske markedet se en kraftig økning i utbyggingen av vind- og solkraft [26]. I *figur 2.4* vises antatt utvikling i kraftproduksjon helt frem til 2040 [15]. Denne utviklingen kan potensielt gi økning i timer med nullpriser og overproduksjon, som vil gi et større behov for fleksibilitet. Veksten av fleksibilitet og lagring er usikker på grunn av umodne teknologier og høye kostnader. Energikrisen i 2021 og 2022, som oppstod på grunn av krig og fravær av russisk gass, skapte et ustabilisert energimarked i Europa med høye og svingende priser. I løpet av 2023 avtok derimot energikrisen, og prisene for råvarer ble redusert. Det antas derfor, og på grunn av mer fornybar produksjon, at hele Europa vil oppleve

lavere og mer variable kraftpriser de fem neste årene [26].



Figur 2.4: Før den stiplede linjen vises statistikk for kraftproduksjon fordelt på energiresurser i Nord- og Vest Europa for 2000-2018 i TWh. Etter stiplede linje vises prognose for utvikling i kraftproduksjon for 2020-2040. Bildet er lånt fra NVE [15].

I Norge kommer etterspørselen av kraft til å øke. Økning drives av elektrifiseringprosjekter for å kutte utslipp og en industriell vekst. Basisprognosene anslår at forbruket vil øke med over 26 TWh frem mot 2028 [26]. Dette tilsvarer en økning på over 19%, sammenlignet med årsforbruket i 2023 som var på 136 TWh [27]. Samtidig antas det liten vekst av ny produksjon, og da spesielt regulerbar produksjon, noe som kan skape utfordringer for den norske energibalansen. I 2028 antas den nasjonale balansen å være omtrent null, hvor Sør- og Midt-Norge har underskudd, mens Nord-Norge har overskudd.

I Norden vil det bli en vekst av kraftproduksjonen med sol- og vindkraft, men også her vil det bli utfordringer på grunn av sterk forbruksvekst og kraftbalansen kan bli svakere. I kuldeperioder når forbruket er på sitt høyeste kan det oppleves mer knapphet på effekt, både i Norge og i Norden. Norden vil på lik linje med Europa erfare utfordringer knyttet til overproduksjon fra fornybar kraft, som vil føre til økt behov og lønnsomhet av å tilrettelegge fleksibilitet

[26].

Prisområdene i Norge vil få mer like priser, men forskjellen mellom nord og sør vil opprettholdes. Prisen i NO₂ forventes å bli lavere fordi Sør-Norge er nært tilknyttet det europeiske markedet, og vil gjenspeile prisutviklingen der. I NO₄ vil gjennomsnittsprisen øke på grunn av økt forbruk. Prisen vil likevel fortsette å være lavere enn i sør, på grunn av positiv energibalanse lokalt og energioverskudd i Nord-Sverige. Reduksjon i energiunderskudd i Finland på grunn av vekst i vindkraft spiller også en rolle [26].

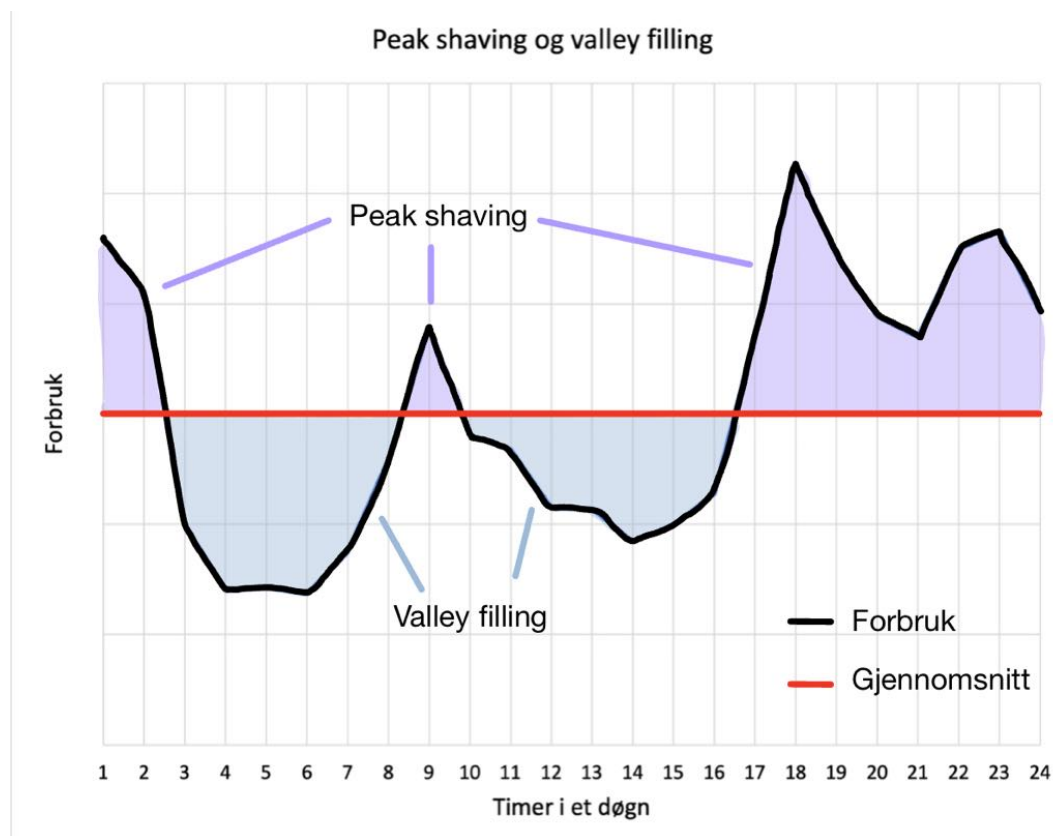
2.5.4 Fleksibilitet

I et fornybart kraftsystem og i ubalanserte kraftsystem vil det være behov for fleksibilitet. Forbrukstopper kan reduseres ved lastforskyvning og forbrukerfleksibilitet [15]. Forbrukerfleksibilitet referer til forbrukernes evne til å justere strømforbruket når det oppstår endringer i tilbud eller etterspørsel på strøm [28]. Uten fleksibilitet i overskuddstimer må produksjonen begrenses ved å koble ut solcellepanel, slippe vann over demninger eller stoppe vindturbiner [15].

Lastforskyvning gjør det mulig å utnytte eksisterende kraftnett og energiresurser på en mer lønnsom måte. Strømforbruket vårt svinger opp og ned. I løpet av et døgn er det vanlig å se forbrukstopper på morgenen og kvelden, og forbruksbunner på natta og midt på dagen. I Norge i løpet av et år kommer forbrukstoppene på de kaldeste dagene på vinteren, og forbruksbunnene inntreffer på varme sommerdager [1].

Prinsippet med lastforskyvning er å utjevne det totale forbruket ved å kutte en del av toppunktene og flytte dem til tider med bunnpunkt. Peak shaving og valley filling som vises i *figur 2.5* er begrep som ofte benyttes i sammenheng med lastforskyvning og forbrukerfleksibilitet. Peak shaving handler om å redusere den totale etterspørselen av energi i perioder med høy belastning på nettet. Dette kan minske behovet for å ta i bruk kraftreserver. Valley filling

handler derimot om å utnytte tidspunkt med lav etterspørsel og overskudd på nettkapasitet. Dette kan gjøres ved for eksempel energilagring [29].



Figur 2.5: Svart kurve illustrer en realistisk forbrukskurve for en vanlig husholdning i Norge. Rød linje viser gjennomsnittet til den svarte kurven. Lilla farge indikerer peak shaving, og lysblå indikerer valley filling.

Et bidrag til fleksibilitet er utkoblbart forbruk, som betyr forbruk som kan kobles ut på kort varsel [30]. Store industrielle aktører har for eksempel avtaler med Statnett (TSO) om redusert nettleie på kraftforbruk som kan kobles ut i perioder med høy etterspørsel. Fremover vil det bli mer aktuelt å tilby slike avtaler også til små strømkunder [28].

2.6 Lover og forskrifter

2.6.1 EU-regelverk

Norge er ikke medlem av EU, men har siden 1994 vært en del av EØS-avtalen, som er et samarbeid mellom medlemslandene i EU og tre EFTA-land: Norge, Island og Liechtenstein. EØS-avtalen sikrer at Norge er en del av EUs indre marked for varer, tjenester, arbeid og kapital. Avtalen omfatter også forskrifter innen sosialpolitikk, forbrukerbeskyttelse, miljøvern og likestilling [31]. I tillegg skal EØS-landene ta inn EØS-relevant EU-regelverk. Selv om ikke all miljølovgiving er relevant for EØS-avtalen, omfattes miljøregelverk i avtalen [32].

Før EU-regelverk eventuelt gjelder i norsk rett, må det gjennom en EØS-prosedyre. Dette innebærer at norske myndigheter og andre EØS- og EFTA-land tar en vurdering på om regelverket er relevant. Etter EFTA har tatt sin vurdering, blir det utarbeidet et utkast til EØS-komitebeslutning, hvor det avgjøres formelt om regelverket skal innlemmes i avtalen. Deretter skal regelverket gjennomføres i norsk lov eller forskrift, og dette skjer samtidig med innlemmelsesarbeidet. Kravene vil først gjelde for norske aktører når forslaget til norsk regelverk har vært ute på offentlig høring [32].

2.6.2 Bygningsenergidirektivet

Et av EU sine regelverk som er blitt tatt inn i norsk lov er bygningsenergidirektivet (EPBD). I 2003 vedtok EU det første EPBD, og i 2010 ble det tatt inn i norsk lovverk. I 2010 vedtok EU direktiv II, som ble tatt i bruk i Norge fra 1.mars 2024. Direktivet er et politisk virkemiddel fra EU med mål om å øke energieffektiviteten, og redusere energiforbruket og klimagassutslippene fra bygningsbransjen. Sentrale punkter fra EPBD er [33]:

1. Metode for å beregne energiytelsen i bygninger
2. Minimumskrav for energitilstanden i nye og renoverte bygninger (jf. TEK)

3. Energimerking av bygg

4. Vurdering av energibruken i varme- og klimaanlegg

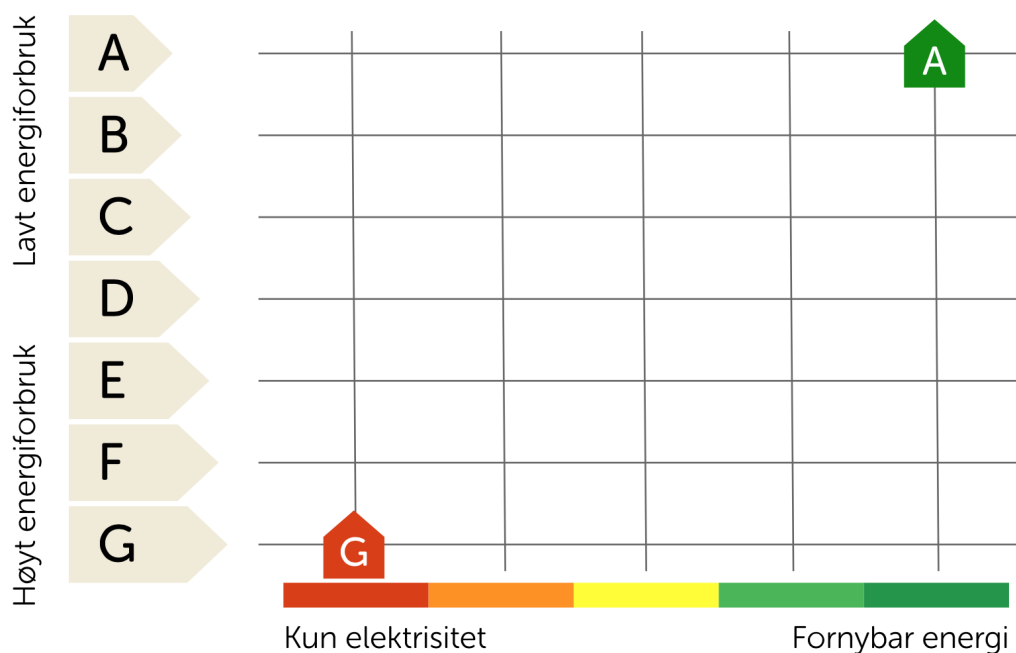
7. desember 2023 kom Europa-kommisjonen ut med en pressemelding om at det er politisk enighet om nye regler for energieffektivitet i bygninger. Den reviderte versjonen av EPBD sier blant annet at hvert medlemsland skal vedta sine egne nasjonale tiltak, for å redusere energiforbruket i boligbygg med 16% innen 2030 og 20-22% innen 2035. Tiltakene skal også sikre at 55% av reduksjonen oppnås ved renovering av allerede eksisterende boligbygg som scorer lavt på energieffektivitet [34]. I en artikkel publisert av Nettavisen anslår Huseierne at en slik renovering, der energikarakteren skal heves flere nivå, vil koste fra 500 tusen norske kroner [35].

2.6.3 Energimerking av bygninger

Fra 1. juli 2010 ble energimerkeordningen innført som et resultat av EPBD. Da ble det obligatorisk med energiattest for alle boliger og yrkesbygg som skal selges, leies eller bygges nytt. Målet med kravet er å fremme energieffektiv drift og forvaltning av bygninger, samt å oppmuntre til gjennomføring av energieffektive tiltak. I tillegg gir energimerket det lettere å vurdere byggets energitilstand for kjøpere og leietakere. Energimerkeforskriften ble i tråd med Norges implementering av EU direktiv II endret 1. mars 2024 [36].

Energimerking består av en oppvarmingskarakter og en energikarakter, som er uavhengig av hverandre [37]. Oppvarmingskarakteren er fargekoder fra rød til grønn, hvor grønn indikerer mest miljøvennlig oppvarmingsmetode. Se *figur 2.6* for hvordan fargene deles inn i nivå. For å få grønn i karakter må en større andel av oppvarmingsbehovet dekkes av solenergi, varmepumper, fjernvarme eller ved. De fleste boliger har oransje oppvarmingskarakter, som betyr at boligen har elektrisk oppvarming og lukket vedovn. Rødt betyr at en større andel av oppvarmingen dekkes av olje, gass eller elektrisitet, og kan f.eks. være et hus som bruker kun panelovner til oppvarming [37].

Energikarakteren har syv nivå fra A til G, hvor A er den beste karakteren, se *figur 2.6*. Bokstaven forteller hvor stort energibehov boligen din har. A og B gis til passivhus og lavenergibygg, C gis til nye bygninger med et effektivt varmesystem, D og E er de vanligste karakterene, og F og G gis til eldre hus uten etterisolering [37].



Figur 2.6: Diagram for energimerking. Oppvarmingskarakter med fargekoder vises på x-aksen, og energikarakter med bokstaver vises på y-aksen [38].

2.6.4 Energiloven

Norge har Energiloven for å regulere produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi, for elektrisk kraft og fjernvarme. Lovens formål er å sikre en samfunnsmessig rasjonell gjennomføring av energiproduksjon og -bruk, ettersom kraftforsyning defineres som kritisk infrastruktur. Her legges det stor vekt på samfunnsøkonomi, men hensyn til natur og miljø kan også inkluderes. Loven ble utarbeidet for å samle og forenkle energiregelverket, som tidligere bestod av flere ulike lover. Det var også et mål om å sette regler for å effektivisere kraftmarkedet og forbedring av organisering rundt energi-

forsyning. Loven gjelder ikke for produsenter som bruker egenprodusert energi til egen virksomhet [39]. Mer om hvilke bestemmelser som gjelder for denne oppgaven vil omtales i et senere avsnitt om fjernvarme.

3 Teknologi

I dette kapittelet presenteres teori om teknologien som skal benyttes i denne oppgaven.

3.1 Elektrisk kjel

Elektriske kjeler, også kalt elkjel, bruker elektrisitet til produksjon av varmt vann eller damp. Elkjeler blir som regel benyttet som spisslastkilder, slik som olje- eller gasskjeler, men de kan også brukes som grunnlastkilde. Virkningsgraden til en elkjel er høy, og konverteringen fra elektrisitet til termisk energi skjer ved en effektivitet på ca. 99%. Det finnes to hovedtyper av elkjel, som er elementkjel og elektrodekjel [40].

3.1.1 Elementkjel

Elementkjel har oppvarmingselementer som bruker elektrisk motstand, altså resistiv oppvarming, på samme måte som en varmtvannsbereder du finner i husholdninger. Disse kobles til lavspenningsnettet, og har vanligvis en effekt på opptil 1-2 MW [40].

3.1.2 Elektrodekjel

En elektrodekjel har et høyere effektområde på vanligvis 5 til 80 MW. Disse kobles til høyspentnettet. Vannet varmes opp mellom elektrodestaver som står ned i vannet [41].

3.1.3 Drift av elkjel

Elektriske kjeler har et enkelt design som gjør dem pålitelige i drift og enkle å vedlikeholde. Kjelen bruker ikke noe form for forbrenning under drift. Det betyr at det ikke trengs pipe og det oppstår ikke lokale utslipp. Kjelen reagerer raskt ved oppstart og lastrespons, og moderne elkjeler har god reguleringskapasitet [40].

Elektriske kjeler kan bidra til både opp- og nedregulering. Moderne elektrodekjeler har minimalt forbruk i standby når de benyttes som frekvensstyrte reserveløsninger for nedregulering. Standby-forbruket varierer ut fra typen elkjel og kapasitet. For eksempel kan en elektrodekjel med 12 MW kapasitet ha et strømforbruk på bare noen få kW og ingen forbruk ved høy spenning. De moderne elektrodekjelene kan opprettholde spenningen i kjelen uten tilførsel av strøm, og da vil standby-forbruket kun gå til interne pumper, og elkjelen kan starte fra et forbruk som nesten er lik null. Siden forbruket kan holdes lavt i standby er det mange anlegg som velger å drifte kjelen i standby-modus for å kunne utnytte kjelene umiddelbart ved behov. Det er også mulig å tilby regulerings-effekt ved kaldstart med en oppstart på rundt 5 minutter. Lastendring fra 0-100% av nominell kapasitet tar ca. 30 sekunder [40].

Elkjeler bruker som nevnt elektrisitet, noe som gjør at driftskostnadene avhenger av strømprisene [40].

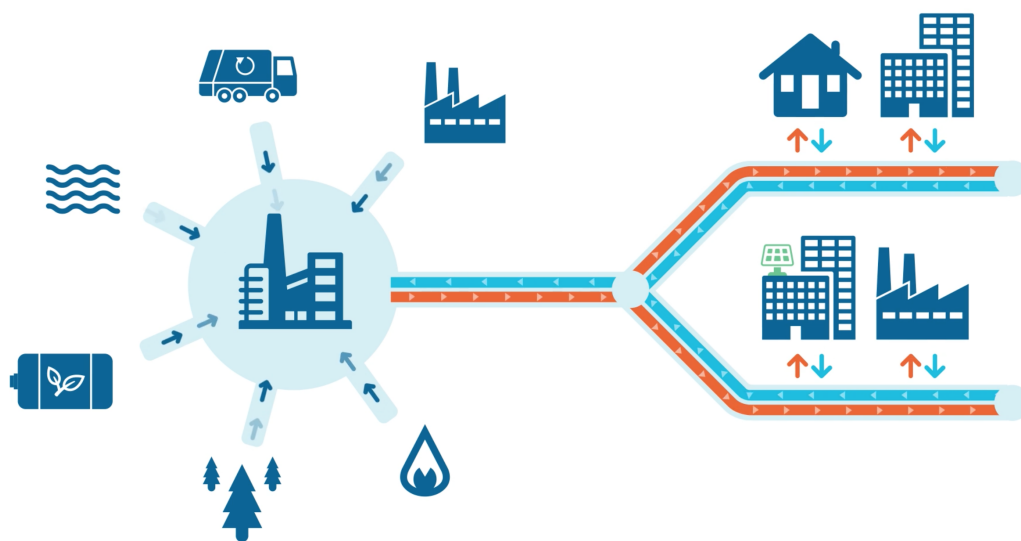
3.2 Fjernvarme

Et fjernvarmesystem fungerer på samme måte som et sentralvarmeanlegg som forsyner varmeenergi gjennom et rørrnettverk til et helt nabolag eller flere bygninger. Varmen kan brukes til tappevann, oppvarming og til industrielle formål [42]. Sentralvarmeanlegg kan kun klassifiseres av myndighetene som fjernvarme om det leverer til eksterne kunder. I følge Energiloven, som ble omtalt i *avsnitt 2.6.4*, blir ikke egenprodusert varme definert som fjernvarme [42].

Ifølge Energiloven skal anlegg med over 10 MW installert effekt ha konsesjon, men mindre anlegg kan også søke om konsesjon. Kommuner kan pålegge tilknytningsplikt til lokal fjernvarme for nybygg. Da vil kunden være beskyttet av maksprisbestemmelsene i Energiloven, og de kan klage til NVE hvis de mener prisen bryter med bestemmelsene. Små fjernvarmeanlegg kan ofte bli omtalt som nærvarme, men Energiloven har ingen bestemmelse for størrelse. I 2023 definerte Olje- og energidepartementet nærvarme som fjernvarme uten konsesjon

i forbindelse med utarbeidelse av en strømstøtteordning for nærvarmekunder [42].

Distribusjonen av varme skjer gjennom isolerte rør, se *figur 3.1*, som legges i grøfter på samme måte som telelinjer og strømkabler. Disse rørene har normalt et varmetap på fem prosent. Kundene får installert kundesentraler med varmevekslere for overføring av energi fra fjernvarmenettet til kundens varmesystem. Kundens oppvarmingsystem er vannbåren varme i form av radiatorer, gulvvarme eller vannbaserte varmebatterier i ventilasjonsanlegg. Varmen kan reguleres via termostater, og forbruket måles med energimålere på samme måte som elektrisitet. Når det er varmt ute kan fjernvarmen brukes til kjøling. Fjernvarme har blitt etablert eller er under etablering i 92% av byer med over 10 tusen innbyggere i Norge, og i 2022 ble det levert 7,1 TWh varme [42].



Figur 3.1: Illustrasjon av hvordan et fjernvarmenett fungerer. De røde rørene er fremløp, og de blå er returløp. Bildet er lånt fra en video laget av Statkraft Varme [43].

3.3 Vannbåren varme

Vannbåren varme er sirkulasjon av oppvarmet vann. Vannet varmer opp boligen og tappevann. For å varme opp et rom kan vannet transporteres gjennom radiatorer, viftekonvektorer eller i rør under gulvet. Ønsket temperatur kan styres via en termostat [44].

Radiatorer varmer luften i rommet direkte, og vil derfor varme rommet opp raskt. Gulvvarme fordeler oppvarming jevnt i rommet ettersom hele gulvflaten benyttes. En kombinasjon av radiator og gulvvarme vil derfor resultere i rask og jevn oppvarming. Viftekonvektor vil gi en rask og jevn oppvarming, siden viften gjør at den varme luften fordeles ut i rommet. De krever lite ombygging, og vil derfor være godt egnet for eksisterende boliger [45].

Vannet, som sirkulerer gjennom valgt oppvarmingsenhet, vil overføre varme til rommet fordi det har høyere temperatur enn lufttemperaturen i rommet. Ettersom rommet blir oppvarmet eller avkjølt, vil varmeoverføringen naturlig avta eller øke. For å maksimere varmeoverføringen er det viktig med lav termisk motstand mellom vannet i oppvarmingsenheten og gulvet eller luften [46]. Etter at vannet har passert gjennom oppvarmingssystemet, vil det sirkulere tilbake til varmekilden for å bli varmet opp på nytt [45].

3.4 Sesonglager for energi

Hensikten med sesonglagring er å lagre energi fra perioder med overskudd av kraft og lite energibehov, til perioder med underskudd av kraft eller større energibehov. Det vanligste er å lagre varme eller energi fra sola om sommeren, for å bruke det på vinteren. Sesonglager for energi kan bidra til bedre utnyttelse av energiresurser og et mer fleksibelt kraftsystem [47].

3.5 Borehullslager for termisk energi - BTES

BTES lagrer termisk energi, som regel fra solvarme, via borehull i bakken ved å utnytte den naturlige varmekapasiteten til jord eller stein. Prinsippet går ut på å varme opp berggrunnen for deretter å kjøle den ned igjen ved å sirkulere en væske i U-rør, som er plassert i lukkede borehulls varmevekslere (BHE) [48]. Et BTES vil fungere som en stor varmeveksler under bakken. Lageret er opprinnelig konstruert for sesonglagring av sommervarme fra sol, som skal tas opp på vinteren til oppvarmingsformål. Lageret består av flere borehull, også kalt energibrønner, som kan minne om konvensjonelle borebrønner. Nedi borehullene blir det plassert plastikkør med U-form. Rundt rørene fylles hullet med materialer av høy termisk ledningsevne, for å sikre god varmeoverføring til omgivelsene [4].

Brønnene kan bores ved bruk av tradisjonell synkebor eller ved topphammer. Topphammer kan benyttes ved boredybder ned til 30 m. Synkebor kan bore dypere. Fordelen med topphammer er at den er mer effektiv. Dette gjør den til et billigere og mer miljøvennlig alternativ, ettersom den vil ha et mindre dieselforbruk enn synkebor [49].

Ytelsen til lageret avhenger av flere faktorer, blant annet de termiske egenskapene til berggrunnen og utformingen av lagringsvolumet [48].

3.5.1 Geologiske forhold og berggrunnens egenskaper

Berggrunnen går fra jordoverflaten og nedover mot jordas kjerne. Den består av fast fjell dannet av ulike bergarter, og utgjør det geologiske fundamentet for løsmasser, som kan bestå av jord, leire, sand, grus og stein [50]. Bergarter og løsmasser har ulike termiske egenskaper, og det vil påvirke utformingen av lageret [51].

Termisk konduktivitet k , som inngår i *ligning 1* i *avsnitt 2.1.2*, måler hvor effektivt et materiale leder varme. Volumetrisk varmekapasitet angir mengden

energi et materiale kan lagre per enhetsvolum, og er gitt ved

$$c_{pv} = \rho c_p \quad (13)$$

hvor c_{pv} er volumetrisk varmekapasitet, ρ er tetthet og c_p er spesifikk varmekapasitet. Videre kan termisk diffusivitet tolkes som hvor raskt varmeoverføringen til berggrunnen skjer ved konduksjon. Følgelig kan termisk diffusivitet defineres som forholdet mellom varmeledningen gjennom materialet og varmen lagret i volumet, gitt ved

$$\alpha = \frac{k}{c_{pv}} \quad (14)$$

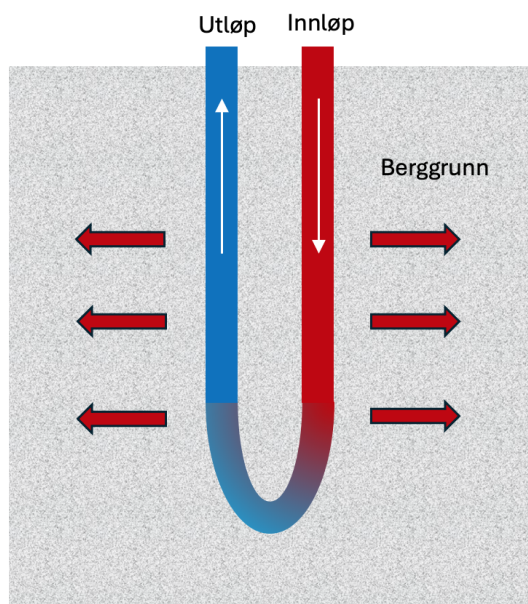
hvor α er termisk diffusivitet [7]. Temperaturen i den dypere berggrunnen rundt lageret holdes tilnærmet stabil hele året. Den avhenger av årsmiddeltemperaturen ved jordoverflaten og den geotermiske gradienten. Normalt vil temperaturen ligge rundt 1-2 °C høyere enn midlere lufttemperatur på lokasjonen. Ved de 10 til 20 øverste meterne av løsmasser og berggrunn, endres temperaturen i takt med årstidene og overflatetemperatur [52].

3.5.2 Varmeoverføring fra BTES

BTES fungerer, som nevnt, som en stor varmeveksler i bakken. Under lading av lageret sirkuleres en arbeidsvæske med høy temperatur ned til sentrum av lageret og gjennom U-rørene. Væsken har en høyere temperatur enn berggrunnen, og det vil oppstå varmeoverføring fra energibrønnene til berggrunnen. Dette vises i *figur 3.2*. Når arbeidsvæsken sirkulerer gjennom U-rørene, vil den gradvis kjøles ned etter hvert som den beveger seg mot ytterkanten av lageret [4].

Når forbrukerne trenger oppvarming, pumpes kjøligere væske ned i lageret. Denne væsken føres inn langs ytterkantene før den beveger seg mot sentrum.

Når væsken strømmer gjennom lageret, absorberer den varme, som deretter transporteres gjennom et fjernvarmenett til forbrukeren [4].



Figur 3.2: Enkel fremstilling av hvordan varme overføres fra U-rør varmeveksler til berggrunnen.

Det vil være termisk motstand mellom veggene i U-rørene og arbeidsvæsken, samt gjennom veggene i U-rørene, og mellom veggene i U-rørene og berggrunnen. Ved å bruke U-rør med høy termisk konduktivitet vil den totale mostanden reduseres, og mer varme vil kunne overføres [46]. Dette stemmer overens med *ligning 2*.

3.5.3 Lagerets varmemengde

Etter at varmen har blitt overført fra varmeveksler til berggrunn vil den spres videre inn i berggrunnen. Hvor mye varme som kan lagres i bakken avhenger av sammensetningen til berggrunnen [46]. I en homogen berggrunn uten sprekker vil det oftest skje konduktiv varmeoverføring. I et fjell med sprekker fylt med vann eller luft, eller begge deler, vil varmeoverføring kunne oppstå både som konduksjon og konveksjon. Berggrunnen kan også ha områder med grunnvannstrømning hvor det kan oppstå naturlig konveksjon [53].

Varmemengden som kan lagres i BTES er gitt ved

$$Q_{BTES} = V c_{pv} \Delta T \quad (15)$$

der V er volumet til lageret og ΔT er temperaturdifferansen som tillates under drift av lageret [54].

BTES vil fungere best om det plasseres i et område med høy volumetrisk varmekapasitet. Når lagringsvolumet har lav termisk konduktivitet øker gjenvinningsgraden, men hastigheten for lading og utladning, termisk diffusivitet, vil også bli lav. Om lagringsvolumet derimot har høy termisk konduktivitet, vil termisk diffusivitet være høy, men det kan redusere gjenvinningsgraden. Derfor vil det foretrekkes et lagringsvolum med middels termisk konduktivitet, da det gir en balanse mellom gjenvinningsgrad og termisk diffusivitet [48].

3.5.4 Varmetap fra lageret

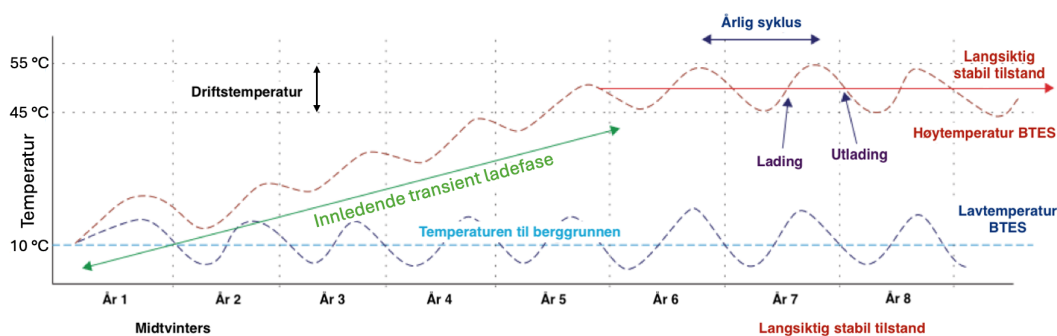
Varmetap fra sesonglager i bakken vil hovedsakelig dreie seg om konduktive varmeoverføringer til fjell fra sideveggene i lagringsvolumet, men også fra toppen og bunnen av lageret. Dersom toppen isoleres, vil utvekslingsflaten begrenses til lagerets sidevegger og bunn. En måte å redusere varmetap på er derfor ved å holde overflatearealet for varmeutveksling mellom lagringsvolumet og ytre miljø på det minimale [55]. Varmetapet kan beregnes ved

$$\dot{Q}_{Tap} = \frac{\Delta T}{R_{Total}} \quad (16)$$

hvor \dot{Q}_{Tap} er varmetap, ΔT er temperaturdifferansen mellom lageret og omgivelsene, og R_{Total} er total termisk motstand for sylindrerens vegger, topp og bunn [46].

Varmetap avhenger av driftstemperaturen og de geologiske forholdene. Høy driftstemperatur kan gi høyere varmetap, på grunn av høyere temperaturdifferanse med berggrunnen, som fører til økt varmeoverføring. I *figur 3.3* vises

temperaturutviklingen for hvert driftsår etter oppstart for høy- og lavtemperatur BTES. Figuren viser blant annet hvordan ytelsen til høytemperatur BTES vil øke de første driftsårene før den stabiliseres. Under balanserte driftsforhold vil stabil tilstand normalt oppnås etter tre til seks år. De høyeste gjenvinningsgradene som er registrert ligger på 70-90% [56]. Gjenvinningsgraden bestemmes av forholdet mellom tilført energi til, og utvinnnet energi fra, lageret. Et større lager vil ha høyere gjenvinningsgrad [57].



Figur 3.3: Kurvene viser hvordan driftstemperatur oppnås over tid for BTES-systemer. Rød kurve representerer høytemperatur BTES, og blå kurve viser lavtemperatur BTES [56].

3.5.5 Utforming av sesonglager

Designet av BTES vil påvirke varmetap og kostnader. Formen på sesonglageret bør være en sirkulær sylinder, da dette kan maksimere forholdet mellom lagringsvolum og overflateareal, samtidig som varmetap minimeres [48]. Volumet til en sylinder gis ved

$$V = Ah = \pi r^2 h \quad (17)$$

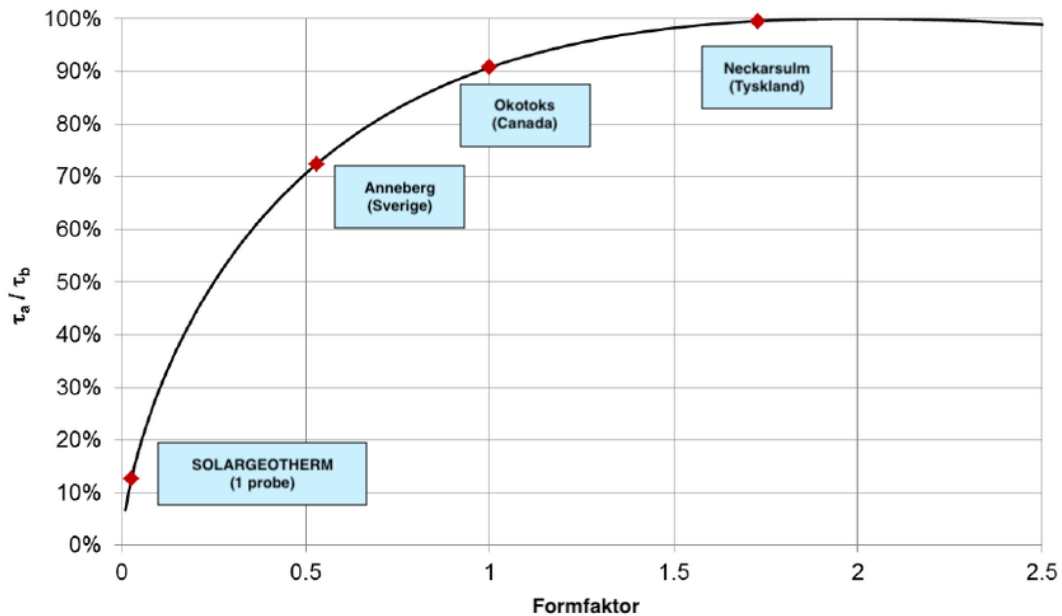
hvor A er arealet til sylinderens sirkelbase, r er radiusen til sirkelbasen og h er høyden til sylindren [58]. Videre kan *ligning 15* gjøres om for å finne volumet som trengs for å lagre ønsket mengde varme:

$$V = \frac{Q_{BTES}}{c_{pv}\Delta T} \quad (18)$$

I en artikkel av Lanini et al. mener de å ha bevist at varmetapet er lavest for et isolert sylindrisk lagringsvolum med en formfaktor lik 2. I *figur 3.4* vises resultatet av beregningene deres sammenlignet med eksisterende anlegg. Formfaktor er gitt ved forholdet mellom lagerets høyde og diameter, ved

$$FF = \frac{D}{h} \quad (19)$$

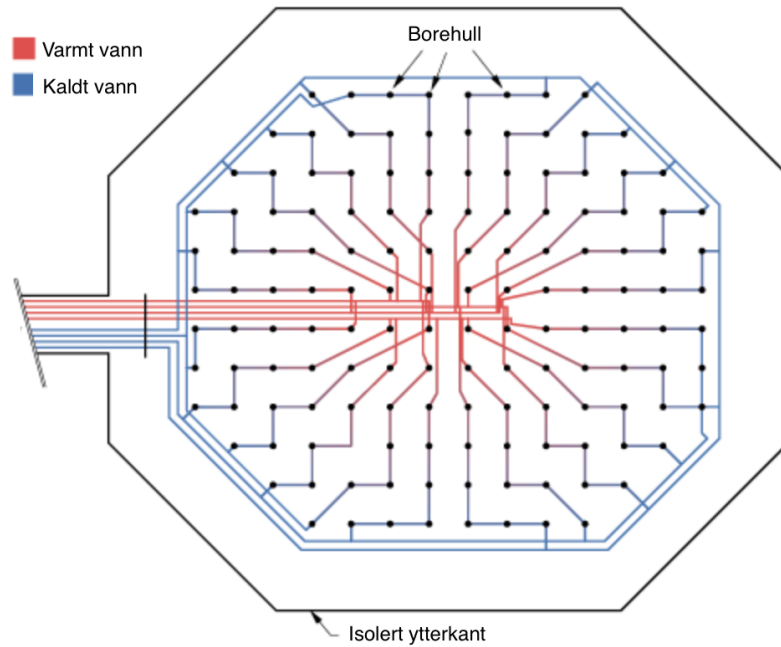
hvor FF står for formfaktor, D og h er diameteren og dybden til lageret [55].



Figur 3.4: τ_a er karakteristisk varmelagringsstid for en BTES i forhold til dens formfaktor. τ_b er karakteristisk varmelagringsstid for en optimalisert BTES med formfaktor lik 2. På y-aksen vises forholdstallet mellom disse for utvalgte anlegg i drift [55].

Borehullene bores vanligvis med en avstand på 2-5 m, og med en dybde på 20-200 m. Hvor mange hull som skal bores avgjøres av avstanden mellom hullene og arealet av sylinderens sirkelbase. Rørene til BHE er vanligvis koblet

sammen slik at de skal varme opp lageret fra midten og utover, og motsatt ved utladning, for å redusere varmetapet. Hvordan brønnene er koblet sammen i et eksisterende anlegg vises i *figur 3.5* [48].



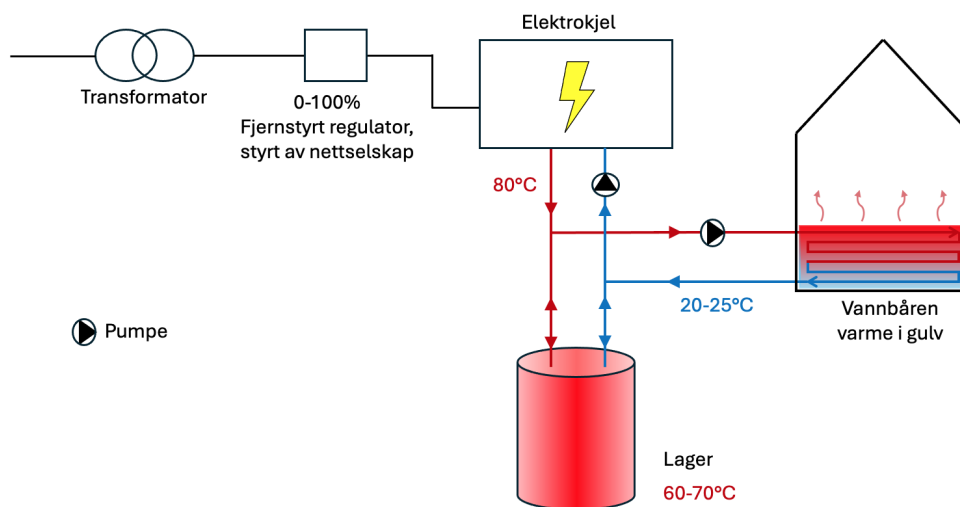
Figur 3.5: Skjematisk fremstilling av oppsettet til borehullene ved Drake Landing Solar Community i Canada [4].

4 Oppgave spesifikk

Dette kapitlet representerer informasjon som er spesifikk for denne oppgaven.

4.1 System

Systemet skal bestå av en elkjel, et BTES og et fjernvarmenett. Elkjelen er koblet til en regulator som styres av nettselskapet. Det betyr at nettselskapet kan koble ut elkjelen om det trengs. Skisse av systemet vises i *figur 4.1*. Systemet skal dekke 100% av Nabolagets forbruk til oppvarming av rom og tappevann. Elkjelen skal alene varme opp vannet, til for eksempel 80°C, før det lagres i sesonglageret, og fjernvarmenettet skal forsyne boligene med oppvarming av rom og tappevann. Dette kan skje både direkte fra elkjel og via lageret. Når vannet har varmet opp boligene blir det sendt i retur til elkjelen for å varmes opp på nytt.



Figur 4.1: Skisse av systemet. Elkjelen bruker strøm fra kraftnettet til å varme opp vann før det sendes ned i lageret eller direkte til boligene via fjernvarmenett.

4.2 Lokasjon

I denne oppgaven er tiltenkt lokasjon, for lager og system, i Narvik by. Dette er fordi oppgaven gjøres i samarbeid med Nordkraft.

4.2.1 Nordkraft

Nordkraft konsernet har siden 1910 hatt en forretningsmodell basert på utvikling, produksjon og distribusjon av fornybar energi. Hovedkontoret er plassert i Narvik i Nordland. De har også flere avdelinger som er plassert rundt i Ofoten, Vesterålen og Sør-Troms. Konsernet har totalt rundt 270 ansatte. Årlig strømproduksjon er rundt 2,4 TWh, hvor omtrent halvparten av produksjonen er fra egne anlegg. Nordkraft drifter daglig 70 vann- og vindkraftverk. Vannkraftverkene er både regulerte og uregulerte. Konsernet distribuerer strøm til rundt 52 000 nettkunder. Nordkraft har, gjennom sine forretningsutviklings- og innovasjonsprosjekter, som mål å skape verdi for hele regionen [59].

Kraftverkene de drifter befinner seg fra Lindesnes i Sør-Norge til Lyngen i Nord-Norge. Mot 2030 har Nordkraft som mål å etablere 1 TWh ny fornybar energi, doble energidriften til 4 TWh, og tilrettelegge for 1 000 MW nytt forbruk [59].

Nordkraft har bidratt med forbruksdata som brukes til beregninger. Oppgavens hovedfokus ligger på forbruksdata for et nabolag i nærheten av Narvik sentrum. Dette nabolaget vil videre omtales som *Nabolaget*.

4.2.2 Nabolaget

Nabolaget er et boligfelt sentralt i Narvik bestående av 35 boliger. Boligene ble bygget fra 1950 til 2017, hvor 33 av boligene ble bygget før 1980 og 2 av boligene etter år 2000. Gjennomsnittlig byggeår er 1965. BRA er på mellom 115 til 316 m^2 , hvor gjennomsnittet er på cirka 200 m^2 . Boligfeltet består av 25 eneboliger, 8 tomannsboliger og 2 leiligheter. Det oppgis energikarakter for

10 av boligene, som varierer fra B til G, hvor gjennomsnittet av disse tilsvarer karakter E [60]. Gjennomsnittsverdiene for byggeår, BRA og energimerking er listet i *tabell 4.1*.

Tabell 4.1: Informasjon om boligene i Nabolaget [60].

Kategori	Intervall	Gjennomsnitt
Byggeår	1950 - 2017	1965
Energimerking	B til G	E
BRA	115 - 316 m ²	200 m ²

4.3 Klima i Narvik

4.3.1 Temperatur og energigradtall

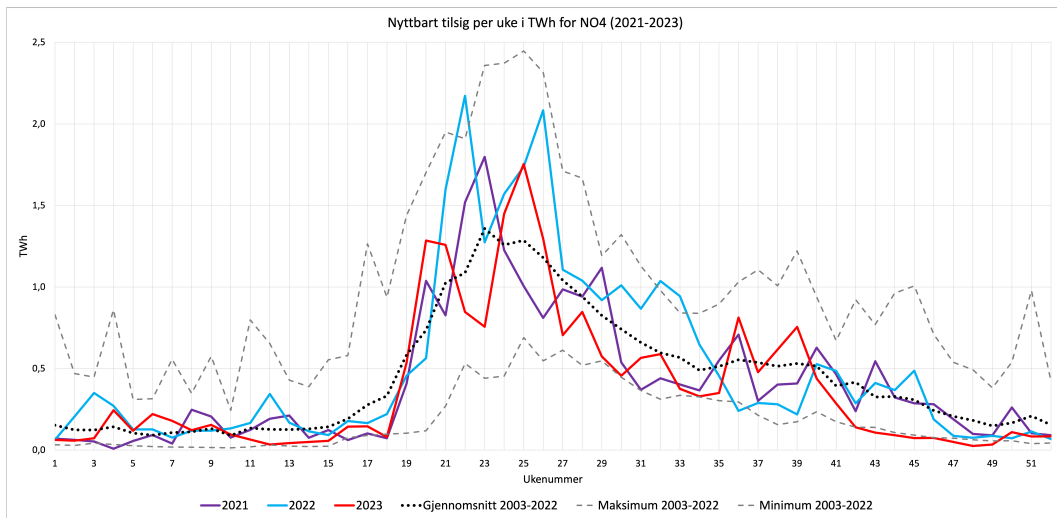
I *tabell 4.2* vises gjennomsnittlig middeltemperatur og EGT per måned for 2021 til 2023. Verdiene er målt ved Narvik Sentrum målestasjon. Målestasjonen er, som navnet tilsier, plassert sentralt i Narvik. Den har stasjonsnummer SN84701, og har vært i drift siden 13. desember 2018. Døgnmiddeltemperaturen ved Narvik Sentrum målestasjon beregnes ut fra et aritmetisk gjennomsnitt av døgnetts 24 timesverdier [61].

Tabell 4.2: Gjennomsnittlig middeltemperatur og energigradtall per måned for 2021 til 2023 ved Narvik Sentrum målestasjon [62].

Måned	Middeltemperatur (°C)	Energigradtall
Januar	-2,7	612
Februar	-2,3	541
Mars	-0,9	554
April	2,2	443
Mai	6,6	323
Juni	12,3	156
Juli	14,8	87
August	13,6	113
September	9,3	231
Oktober	3,9	406
November	-0,8	534
Desember	-4,3	662
Årsgjennomsnitt	4,3	388
Sum årsgjennomsnitt	-	4662

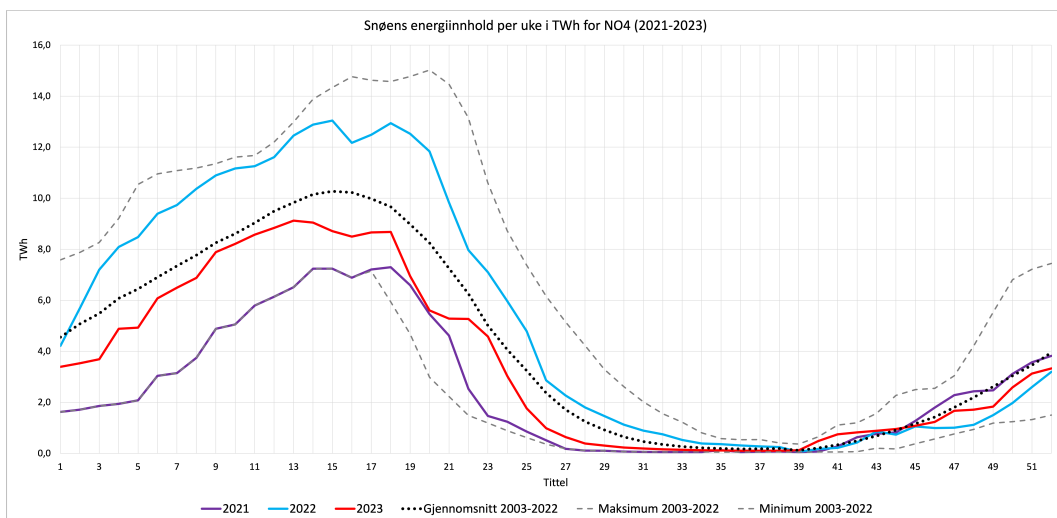
4.3.2 Tilsig av vann i NO4

Narvik er en del av NO4. I figur 4.2 vises nyttbart tilsig i NO4 for årene 2021 til 2023. Figuren viser også gjennomsnittlig, minimum og maksimum tilsig for tjueårsperioden 2003-2022. Dataene er lastet ned fra NVE sin nettside med tittel: *Hydrologiske data til kraftsituasjonsrapporten* [16]. Energimengdene som NVE oppgir er fratrukket flomtap og vannslipp til minstevannsføring, som betyr at det er kun energien som faktisk går til kraftproduksjon som inkluderes. Dataene beregnes ved hjelp av HBV-modeller, som beskriver hendelsesforløpet for vann i nedbørsfeltet. Nedbøren som lander i nedbørsfeltet kan lagres i snømagasin, markvann eller grunnvann, eller det kan fordampe, før det når magasin eller turbin som tilsig [16].



Figur 4.2: Nyttbart tilsig per uke oppgitt i TWh for 2021-2023 i NO4. De stiplede linjene viser gjennomsnitt, maksimum og minimum for tjuårsperioden 2003-2022 [16].

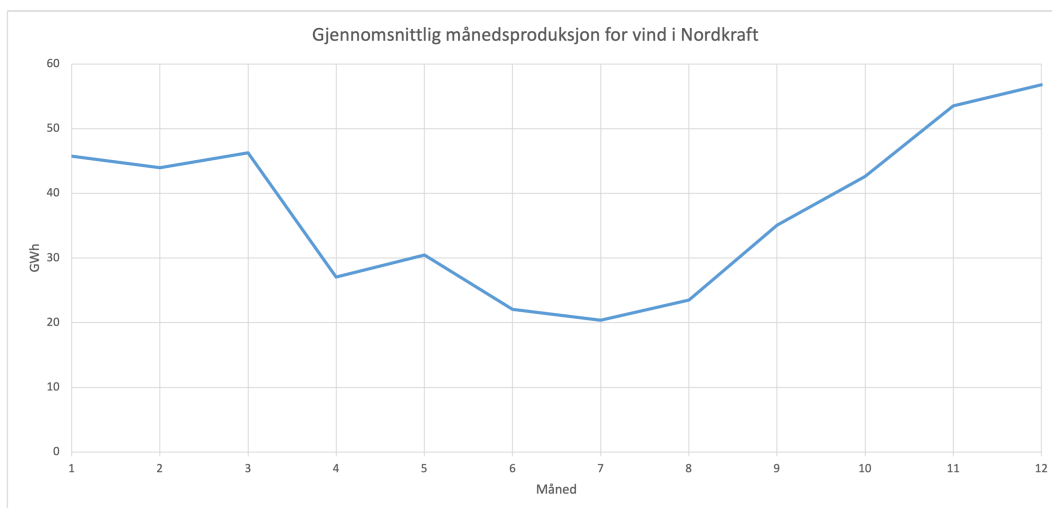
På våren smelter snømagasinene. I figur 4.3 vises snøens energiinnhold per uke for NO4 i årene 2021 til 2023.



Figur 4.3: Energiinnhold i snømagasinene per uke oppgitt i TWh for 2021-2023 i NO4. De stiplede linjene viser gjennomsnitt, maksimum og minimum for tjuårsperioden 2003-2022 [16].

4.3.3 Vindkraftproduksjon

Nordkraft drifter tre vindkraftverk, med samlet installert effekt på over 180 MW [63]. Total gjennomsnittlig produksjon per måned for disse kraftverkene vises i *figur 4.4*. Produksjonsdataene er hentet fra NVE sin vindkraftdatabase [64].



Figur 4.4: Kraftproduksjon fra vindkraftverk driftet av Nordkraft. Produksjonstallene er oppgitt i GWh, og de viser gjennomsnittlig produksjon per måned for perioden 2021-2023 [64].

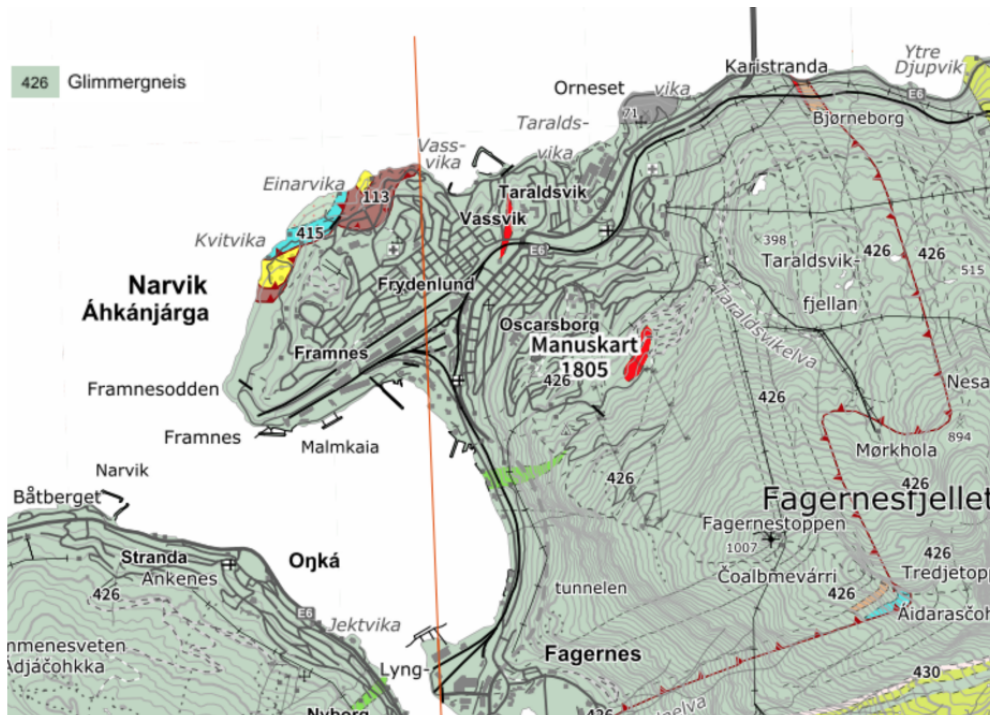
4.4 Geologiske forhold sentralt i Narvik

De geologiske forholdene er funnet fra NGU sine kartdatabaser for berggrunn og løsmasser [65],[66].

4.4.1 Berggrunn

Figur 4.5 viser utsnitt av et berggrunnskart fra sentrale deler av Narvik. Berggrunnen her domineres av en hovedbergart med kode 426 glimmergneis, som vises med en lysgrønn farge på kartet.

Glimmergneis er en sedimentær bergart, og i Narvikdekkekomplekset er den ofte kyanittførende [67]. Kyanitt er et mineral som finnes i omdannende berg-



Figur 4.5: Kart over berggrunnen i Narvik [65].

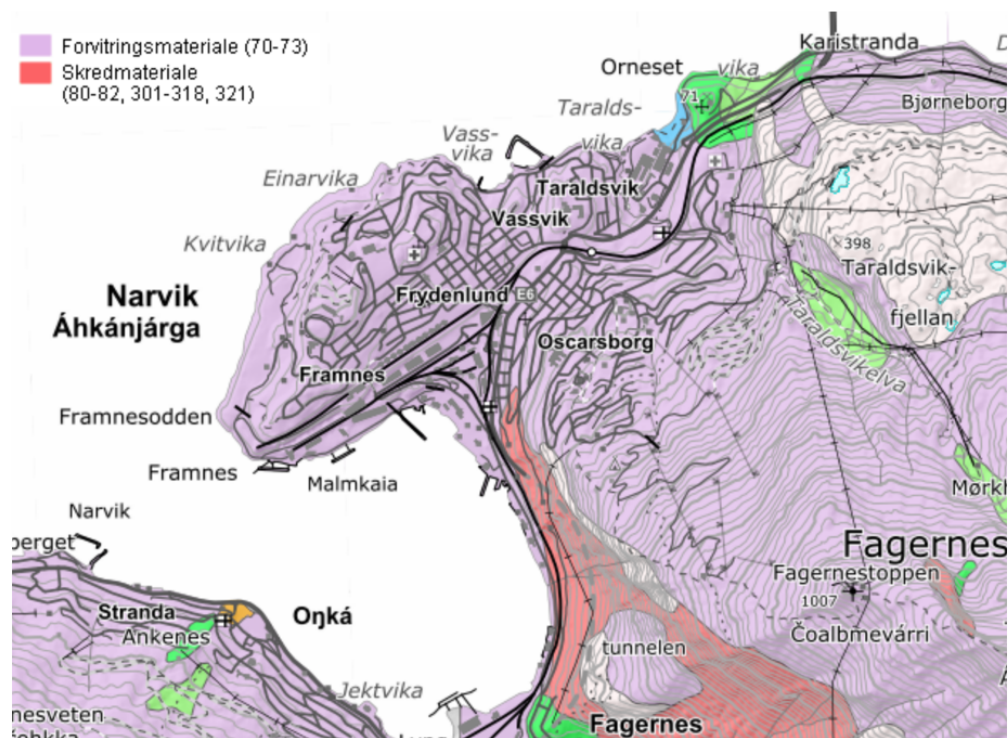
arter [68]. I en rapport av Midttømme et al. ble det tatt prøver for å kartlegge varmeledningsevnen til ulike bergarter. Rapporten inneholder 13 prøver av glimmergneis. I *tabell 4.3* oppgis et gjennomsnitt av de målte verdiene for glimmergneis. Prøvene ble tatt i berggrunnen på kartblad Bekkestua i Bærum kommune.

Tabell 4.3: Gjennomsnittet av målte, og beregnede egenskaper for glimmergneis [51].

Størrelse	Forklaring	Verdi	Enhet
k	Termisk ledningsevne (målt)	3,13	W/mK
c_p	Spesifikk varmekapasitet (målt)	0,90	kJ/kgK
ρ	Tetthet (målt)	2 700	kg/m ³
c_{pv}	Volumetrisk varmekapasitet (beregnet)	2,43	MJ/m ³ K
α	Termisk diffusivitet (beregnet)	1,29	mm ² /s

4.4.2 Løsmasser

Figur 4.6 er et utsnitt av kartdatabasen for løsmasser i Narvik sentrum. Den rosa fargen, som er mest dominerende for lokasjon, indikerer forvittringsmateriale med tallkoder fra 70 til 73. Disse kodene beskriver løsmasser, som er dannet på stedet under fysisk eller kjemisk nedbrytning av berggrunnen [69].



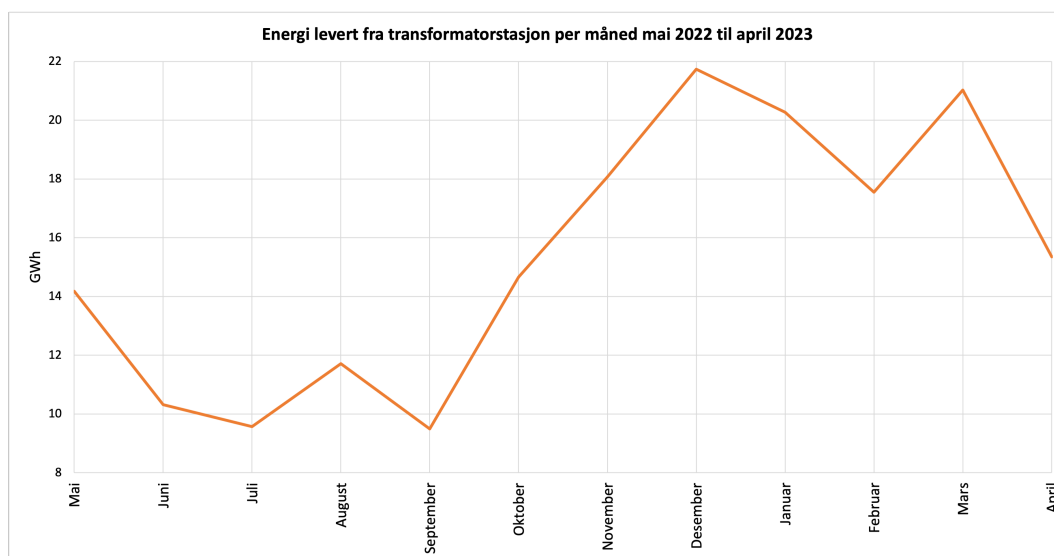
Figur 4.6: Kart over løsmasser i Narvik [66].

5 Metode

I dette kapitlet presenteres metodene som er valgt for å komme frem til oppgavens resultater.

5.1 Forbruksdata

Nordkraft har bidratt med forbruksdataene som brukes til beregninger. Hovedfokus for beregninger er, som nevnt, på forbruksdata tilhørende et nabolag i nærheten av Narvik sentrum. Det er også benyttet data fra en transformatorstasjon, som representerer strømforbruket til en større del av Narvik, hvor det antas at forbruket til Nabolaget er inkludert. Mengden strøm levert fra transformatorstasjonen vises i *figur 5.1*.



Figur 5.1: Forbruket som ble levert fra transformatorstasjonen i perioden mai 2022 til april 2023. Forbruket er gitt i GWh [70].

5.1.1 Oppdeling av Nabolagets strømforbruk

Beregningene av Nabolagets oppvarmingsbehov er basert på teorien fra *avsnitt 2.3*, som indikerer at to tredjedeler av det totale energibehovet for norske boliger benyttes til romoppvarming og 12% til varmt tappevann. I denne oppgaven blir det sett bort fra andre energikilder til oppvarming, og det antas at all rom-

oppvarming utføres ved hjelp av elektrisitet. Dermed antas at to tredjedeler av Nabolagets strømforbruk er romoppvarming, mens 12% er oppvarming av tappevann og el-spesifikk er 20% av strømforbruket.

Begrunnelsen for disse antagelsene er at boligene er gamle med dårlig energimerking. Fra *tabell 6.1* fremgår det at Nabolaget har et høyere gjennomsnittlig strømforbruk per år sammenlignet med hele Norge. Energigradtallet er også høyere, enn for hele Norge, som kan sees ved å sammenligne *tabell 2.1* og *tabell 4.2*.

5.2 Utforming av system

5.2.1 Gjenvinningsgrad

I denne oppgaven blir varmetap og gjenvinningsgrad beregnet på en forenklet måte, ved å benytte dokumenterte gjenvinningsgrader fra andre eksisterende anlegg. Den totale gjenvinningsgraden for systemet kan beregnes ved å multiplisere virkningsgradene for hver av systemkomponentene. Den totale gjenvinningsgraden, η_{sys} , er da gitt ved

$$\eta_{sys} = \eta_{sl}\eta_{fv}\eta_{ek} \quad (20)$$

hvor η_{sl} , η_{fv} og η_{ek} er henholdsvis virkningsgrad for sesonglageret, fjernvarmenettet og elkjelen. Varmetapene fra systemet, Q_{Tap} , kan da beregnes ved

$$Q_{Tap} = 1 - \eta_{sys} \quad (21)$$

De høyeste dokumenterte gjenvinningsgradene er oppgitt å ligge mellom 70-90%. Det velges å anta en gjenvinningsgrad på 70% for sesonglageret, en virkningsgrad lik 99% for elkjelen og 95% for fjernvarmenettet. Dette gir η_{sys} tilnærmet lik to tredjedeler, og Q_{Tap} lik en tredjedel.

5.2.2 Sesonglager

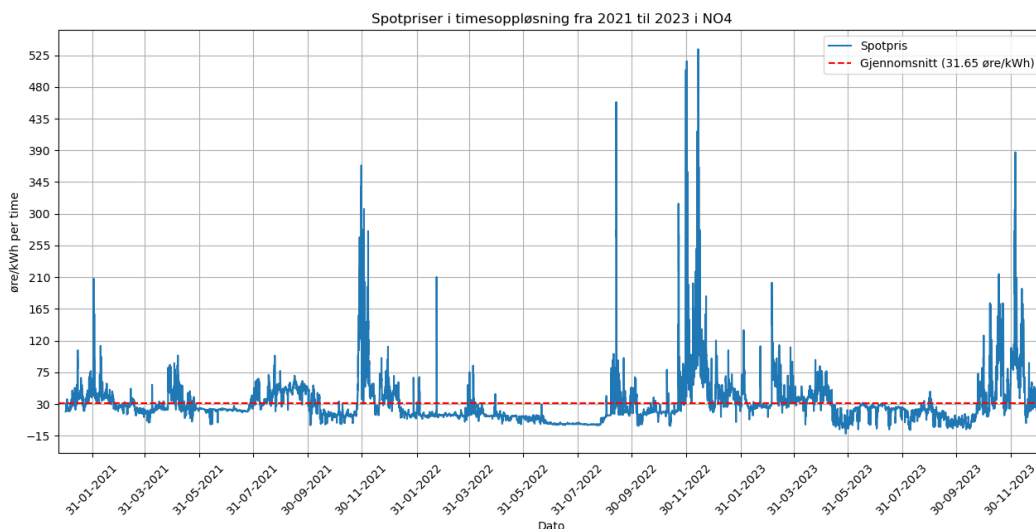
Det skal bygges et felles sesonglager for Nabolaget. Sesonglageret blir designet for å kunne lagre beregnet oppvarmingsbehov til rom og varmt tappevann for hele Nabolaget. For å finne nødvendig lagringskapasitet multipliseres Nabolagets oppvarmingsbehov med den inverse av total gjenvinningsgrad. Den inverse av total gjenvinningsgrad er tre todeler.

Når den nødvendige lagringskapasiteten er funnet, vil lagringsvolumet bestemmes ved *ligning 18*, med verdi for volumetrisk varmekapasitet hentet fra *tabell 4.3*, og med ΔT satt til 30 K. ΔT ble fastsatt etter rådgivning fra veileder Petter H. Heyerdahl [57].

Lagringsvolumet vil ta en sylindrisk form. Når volumet er funnet, beregnes areal av toppen til lageret ved å dele lagringsvolumet på lagerets dybde. Dybden til lageret planlegges å være 30 m, og er tiltenkt å bores ved å bruk av topphammer. Arealet til toppen av lageret vil være lik sirkeloverflaten til sylinderen. Videre kan radiusen og diameteren til sirkelflaten beregnes ved hjelp av formel for arealet til en sirkel. Deretter bestemmes lagerets formfaktor ved *ligning 19*. For å bestemme antall energibrønner som trengs vil det bli tatt utgangspunkt i at hver brønn opptar 20 m².

5.3 Spotpriser

For at overgangen til lagerbasert varmforsyning skal lønne seg, har det blitt gått ut fra at spotprisen skal holdes under 15-20 øre/kWh per time med lading, etter anbefaling fra biveileder på Nordkraft [71]. Det blir laget en varighetskurve, med verdiene fra *figur 5.2*, for å fastslå hvor mange timer i løpet av et år det er vanlig med priser under 15-20 øre/kWh. I *figur 5.2* vises spotprisene i NO4 i timesoppløsning fra 2021 til 2023. Datasettene med spotpriser er levert av Nord Pool [72].



Figur 5.2: Den blå grafen viser spotpriser per time for NO₄ [72]. Den rød stiplede linjen viser gjennomsnittet av alle timesprisene.

5.4 Elkjel

Det er satt opp to alternativ for oppsett av elkjel:

1. En større felles elkjel for hele nabolaget, som er koblet til høyspentnettet og driftes av ekstern aktør.
2. Hver bolig drifter sin egen elkjel som er koblet til husholdnings strømforsyning.

Hvor mye effekt elkjelene skal trekke bestemmes ved å se på hvor mange lavpris timer som kan forventes ut fra varighetskurven. Det vurderes også hva som kan være rimeligst i forhold til nettleie.

Elkjelene antas å fungerer optimalt under oppstart for å forenkle beregningene. Hvilket betyr at det ikke blir tatt hensyn til eventuelle oppstartstider, og om den startes fra standby eller ved kaldstart.

5.4.1 Forbruksfordeling elkjel

Det er planlagt at sesonglageret skal lades når strømprisene er på sitt laveste, siden det vil minimere kostnadene ved bruk av elkjel. Forbruket som behøves for å fylle opp lagervolumet vil bli fordelt ut over antall timer som kreves med valgt effekt for elkjel. Når antall timer er funnet vil en sammenhengende periode på seks måneder bli valgt. Timesprisene i denne perioden sorteres fra lavest til høyest, hvor forbruket vil fordeles på de laveste timene. I disse timene skal sesonglageret lades.

5.5 Kostnadsberegninger

Kostnadsberegningene tar for seg estimerte strømkostnader for en gjennomsnittlig bolig i Nabolaget, både med og uten de to alternativene for oppsett av sesonglager. Det undersøkes om det vil være mest lønnsomt med alternativ 1 eller alternativ 2, eller ingen av dem.

I alternativ 1 må kostnadene, som den eksterne aktøren betaler for spotpris og nettleie, multipliseres med den inverse av total gjenvinningsgrad. Det må også legges til 25% MVA. Den eksterne aktøren tjener på å ta betalt for varmetap.

Uten lager beregnes strømprisen for oppvarming ved å multiplisere faktisk forbruk til oppvarming med faktisk spotpris for valgt periode.

5.5.1 Nettleie

Narvik ligger innenfor forsyningsområdet til Noranett Hålogaland. Nettleieprisene deres for 2024, som er benyttet i beregningene, er lastet ned fra nettsiden til Noranett og oppført i vedlegg A [73].

Elkjelen i alternativ 1 antas å plasseres i nettnivå 3. Fastbeløp per måned blir da 2 500 kr/måler. Det antas at det bare trengs en måler. Effektleddet for sommer er på 47 kr/kW og for vinter er det på 124 kr/kW per måned. Energiledet tar 16,44 øre/kWh i alle måneder utenom januar til og med mars,

da er det 9,51 øre/kWh. Til slutt må det legges til en ENOVA-avgift på 800 kr/år for nettnivå 3.

Elkjelene i alternativ 2 kobles på nettet slik som husholdningene ellers er koblet til nettet på nettnivå 5. Fastbeløpet per bolig beregnes ved å summere effekten til elkjelen og antatt konstant forbruk til el-spesifikk. Energiledet blir 18,24 øre/kWh, utenom fra januar til og med mars, da blir det 11,31 øre/kWh.

For begge alternativ vil det beregnes nettleie for boligens el-spesifikke forbruk i hele perioden.

5.6 Lastforflytning

Når Nabolaget benytter seg av sesonglagring, vil alt strømforbruk til oppvarming av rom og tappevann for året flyttes til den seks måneders ladeperioden. Det eneste strømforbruket som blir tilnærmet konstant gjennom året for boliger med lager, er det el-spesifikke forbruket. Det vil undersøkes hvordan forbruket ved transformatorstasjonen blir fordelt når Nabolaget går over til lager, og hvor mange nabolag tilsvarende Nabolaget med sesonglager som er mulig å etablere uten å overskride eksisterende forbrukstopper ved transformatorstasjonen.

6 Resultater

I dette kapittelet presenteres oppgavens resultater.

6.1 Forbruksfordeling for Nabolaget

Nabolaget hadde et samlet strømforbruk på 700 MWh/år for 2021 til 2023. Det høyeste totale timesforbruket var 8.desember 2021 klokken 23.00 på 180 kWh/h, og det laveste var 18.september klokken 09.00 på 14 kWh. Det høyeste samlede månedsforbruket var desember 2023 med nesten 86 MWh/måned, og det laveste var august 2023 på rundt 31 MWh/måned. I *tabell 6.1* vises gjennomsnittsverdiene for strømforbruk for Nabolaget og per bolig i Nabolaget for 2021 til 2023, og landsgjennomsnittet fra 2022.

Tabell 6.1: Informasjon om gjennomsnittlig strømforbruk for Nabolaget og per bolig i Nabolaget fra 2021 til 2023 [74]. Landsgjennomsnittet per bolig i 2022, med tall fra SSB, er også inkludert [12].

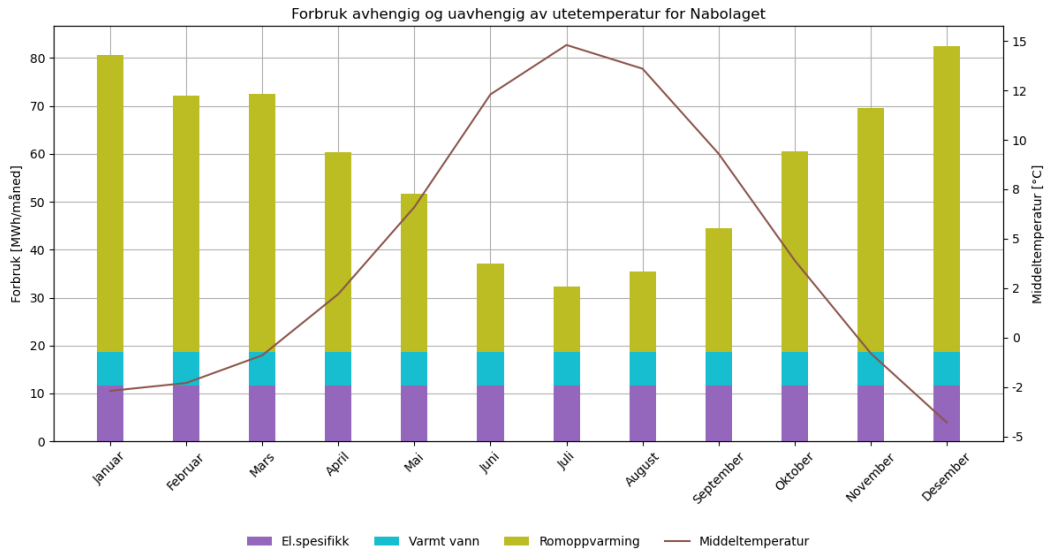
Strømforbruk	Nabolaget	Bolig	Norge
Time (kWh/h)	80	2,3	1,7
Døgn (kWh/døgn)	1 900	55	41
Måned (MWh/måned)	58	1,7	1,3
År (MWh/år)	700	20	15

I *tabell 6.2* vises estimert forbruksfordelingen for Nabolaget per måned. Verdiene er oppgitt i MWh/måned og MWh/år. De representerer et gjennomsnitt per måned og år for årene 2021 til 2023. Fra tabellen beregnes totalt oppvarmingsbehov, som betyr summen av forbruk til romoppvarming og varm tappevann, til å være 560 MWh/år.

Tabell 6.2: *Forbruksfordeling per måned og år for Nabolaget i perioden 2021 til 2023. Enheten for forbruket er MWh.*

Måned	Totalt	Romoppvarming	Varmt tappevann	El-spess
Januar	81	62	7	12
Februar	72	54	7	12
Mars	73	54	7	12
April	60	42	7	12
Mai	52	33	7	12
Juni	37	18	7	12
Juli	32	14	7	12
August	36	17	7	12
September	44	26	7	12
Oktober	60	42	7	12
November	70	51	7	12
Desember	83	64	7	12
Årstotal	700	476	84	140

Forbruksfordelingen per måned, som er oppgitt i *tabell 6.2*, er plottet i *figur 6.1*. Figuren inkluderer også en kurve for middeltemperatur per måned, hvor hensikten er å sammenligne forbruk mot temperatur.



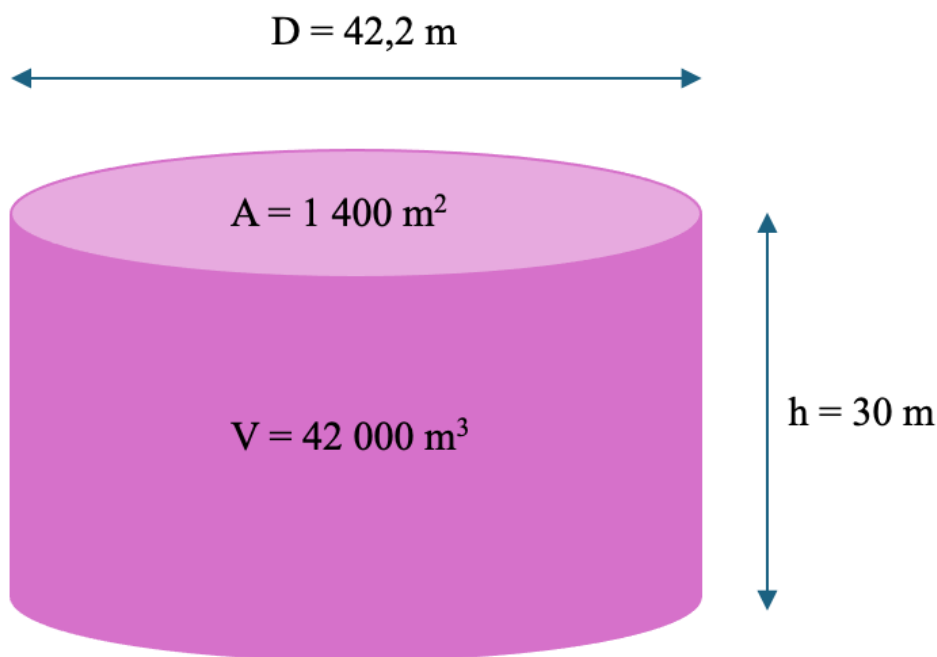
Figur 6.1: Gjennomsnittlig forbruksvariasjon per måned i forhold til utetemperatur for årene 2021 til 2023. Forbruk uavhengig av utetemperatur utgjør summen av forbruket til el.spesifikk og varmt vann. Middeltemperaturen per måned for 2021 til 2023 er beregnet med data hentet fra *seklima.met.no* [62].

6.2 Sesonglagerets dimensjoner

Volumet til lageret skal kunne lagre hele Nabolagets årsforbruk til oppvarming av rom og tappevann. Fra *avsnitt 6.1* er det totale oppvarmingsbehovet per år lik 560 MWh. Dette gir en nødvendig varmemengde, Q_{BTES} , på omtrent 850 MWh. Volumet som trengs for å lagre 850 MWh beregnes til 42 000 m³, ved å benytte *ligning 18*, ΔT lik 30 K og volumetrisk varmekapasitet for glimmergneis gitt i *tabell 4.3*.

Når volumet divideres med energibrønnenes dybde på 30 m, blir arealet til sirkeloverflaten lik 1 400 m². Dette gir en radius lik 21,1 m og en diameter lik 42,2 m. Lagerets utforming oppsummeres i *figur 6.2*. Formfaktoren beregnes

ved *ligning 19* til 1,4. Ved å dele arealet til sirkeloverflaten med 20 m^2 per energibrønn, blir antall brønner lik 70.

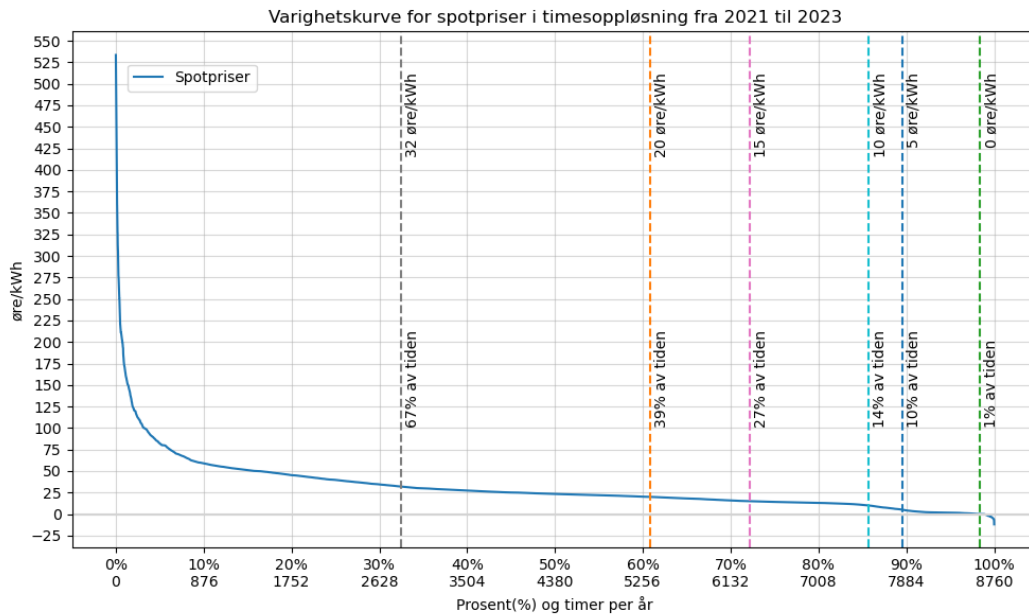


Figur 6.2: Lagerets nødvendige dimensjoner for å dekke ønsket varmemengde. Siden energibrønne skal bores med topphammer er dybden begrenset til 30 m.

6.3 Varighetskurve for spotpriser

I denne delen presenteres varighetskurve for spotpriser per time. Varighetskurve for hele analyseperioden, 2021 til 2023, vises i *figur 6.3*. Figuren skal representere et gjennomsnittså. Gjennomsnittlig spotpris for analyseperioden var 32 øre/kWh. I et gjennomsnittså var spotprisen lavere enn 32 øre/kWh i 67% av årets timer. Dette tilsvarer ca. 5 870 timer.

Figuren tilsier at i gjennomsnitt, for 2021 til 2023, var spotprisene under 15 øre/kWh i 27% av tiden. Dette tilsvarer ca. 2 400 timer hvert år. Den viser



Figur 6.3: Varighetskurve for spotpriser per time fra 2021 til 2023. De stiplede linjene viser hvor stor prosent av tiden spotprisen var under gitt pris.

også at spotprisene var under 20 øre/kWh i 39% av tiden, som tilsvarer litt over 3 400 timer hvert år. Det ble også laget tilsvarende varighetskurver for hvert år i analyseperioden. Disse velges å oppsummeres i *tabell 6.3*.

Tabell 6.3: Antall timer per år og i gjennomsnitt med spotpriser under 15-20 øre/kWh.

Øre/kWh	2021	2022	2023	Gjennomsnitt
15	613	4 730	1 752	2 365
20	1 489	6 395	2 278	3 416

I tabell 6.4 oppsummeres gjennomsnittlig spotspris og varighet per år i analyseperioden.

Tabell 6.4: Gjennomsnittlig spotspris per år i analyseperioden. Hvor stor andel av tiden spotprisene er under gjennomsnittet vises i prosent og timer.

År	Gjennomsnitt spotpris	Andel under gjennomsnitt
2021	36 øre/kWh	63% - 5 520 timer
2022	25 øre/kWh	78% - 6 830 timer
2023	34 øre/kWh	63% - 5 520 timer

6.4 Effektområder for elkjel alternativene

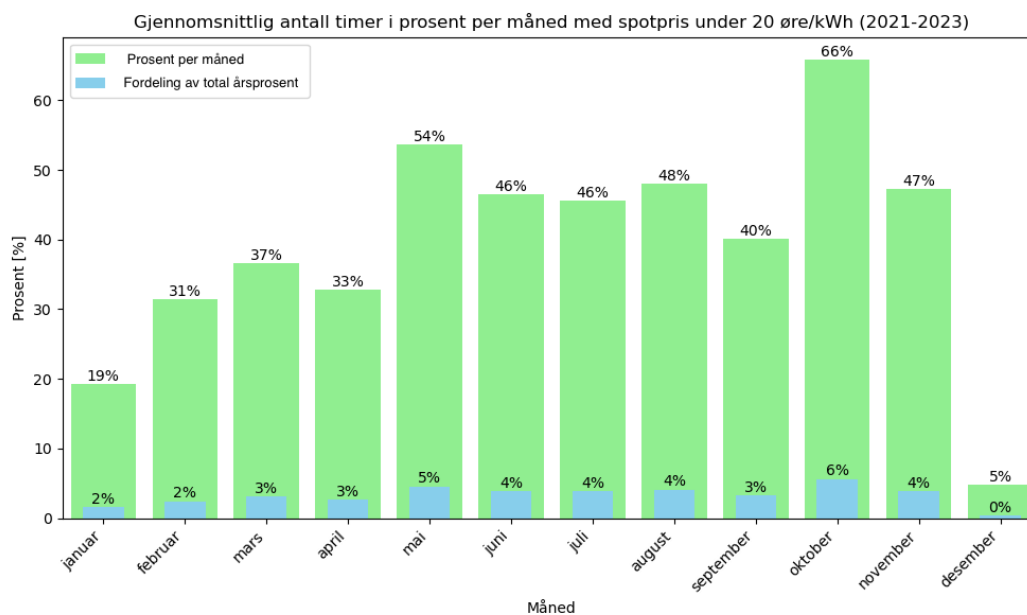
Effekten som skal trekkes av elkjelene er bestemt ut fra varighetskurven i figur 6.3, tabell 6.3 og Q_{BTES} . I tillegg er det tatt hensyn til at det skal betales nettleie og at det er ønskelig å oppnå lastforflytning.

Effekten som skal trekkes av elkjelen i alternativ 1 bestemmes til 500 kW. 850 MWh dividert med 500 kW tilsvarer 1 700 driftstimer.

Effekten som skal trekkes per elkjel i alternativ 2 bestemmes til 15 kW. Dette tilsvarer en samlet effekt på 525 kW fra 35 elkjeler. 850 MWh dividert med 525 kW gir 1 620 driftstimer.

6.4.1 Forbruksfordeling elkjel

Forbruket til elkjelen velges å fordeles utover en periode på 6 sammenhengende måneder. Perioden velges ut fra figur 6.4. Figuren har grønne søyler som viser hvor mange prosent av tiden per måned timesprisen er under 20 øre/kWh. De blå søylene viser hvordan årsandelen for timespriser under 20 øre/kWh fordeler seg per måned. Årstotalen er som nevnt lik 39%.



Figur 6.4: Søylediagrammet viser fordelingen av timespriser under 20 øre/kWh per måned. Det viser også hvordan den totale andelen for året fordeles per måned.

Det viser seg at for et gjennomsnittsår vil mai til oktober utgjøre den sammenhengende perioden på seks måneder med høyest andel spotpriser under 20 øre/kWh. Disse seks månedene har totalt ca. 2 300 timer med spotpriser under 20 øre/kWh. I gjennomsnitt er 50% av timesprisene hver måned under 20 øre/kWh i denne perioden.

tabell 6.4 viser at 2022 var et år med lave strømpriser for NO4, og 2023 var nærmest et gjennomsnittsår. Forbruket til elkjelen velges derfor å fordeles på mai 2022 til oktober 2022.

6.5 Kostnader med og uten lager

Det har blitt gjort kostnadsestimat for en gjennomsnittlig bolig i Nabolaget for perioden mai 2022 til april 2023 med og uten lager. Kostnadsestimatene vises i *tabell 6.5*.

Tabell 6.5: *Kostnadsestimat, med og uten lager, for en gjennomsnittlig bolig i Nabolaget perioden mai 2022 til april 2023.*

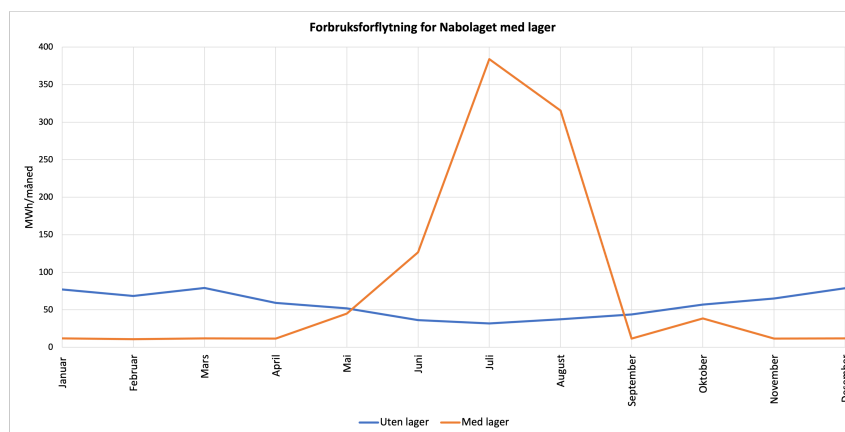
	Uten lager	Elkjel alt. 1	Elkjel alt. 2
Spotpris elspess		1 307	1 307
Spotpris elkjel		932	405
Spotpris totalt	7 672	2 239	1 712
Nettleie elspess		4980	
Nettleie elkjel		12 618	
Nettleie totalt	9 901	17 598	12 762
Strømpris totalt	17 573	19 837	14 474
Avrundet sum	17 600	19 800	14 500

Alternativ 1 koster ca. 2 200 kr/år mer enn uten lager. Den eksterne aktøren vil tjene omtrent 160 000 kr/år. Alternativ 2 koster ca. 3 100 kr/år mindre enn uten lager.

6.6 Lastforflytning

6.6.1 Nabolaget

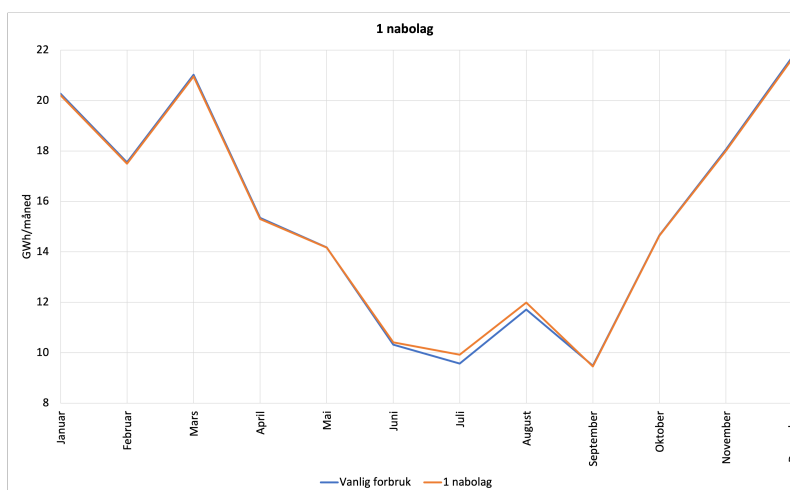
Figur 6.5 illustrerer hvordan Nabolagets strømforbruk til oppvarming av rom og tappevann fordeler seg gjennom simuleringsåret. Blå kurve er forbruk uten lager, og oransje er forbruk med lager alternativ 2.



Figur 6.5: Forbruksfordelingen til Nabolaget med og uten lagerløsning.

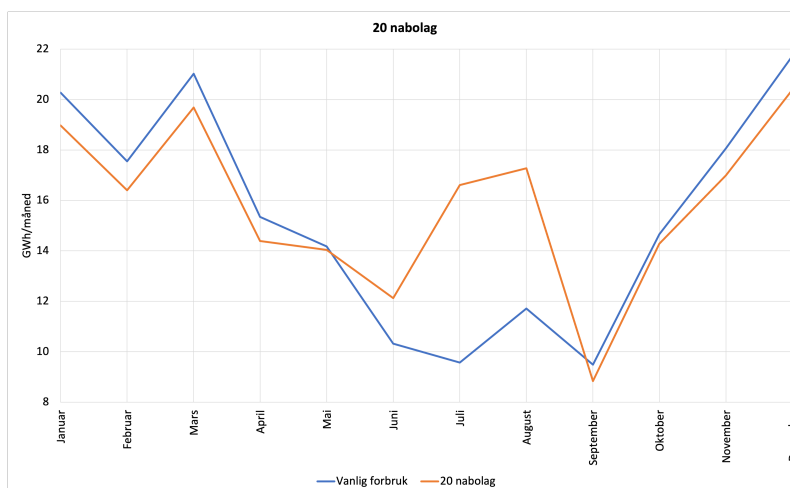
6.6.2 Transformatorstasjon

Figur 6.6 viser hvordan forbruket flyttes ved transformatorstasjonen når Nabolaget benytter seg av sesonglager. Blå kurve viser det faktiske forbruket ved transformatorstasjonen. Oransje kurve viser hvordan forbruket vil se ut dersom Nabolaget hadde lagerløsning alternativ 2.



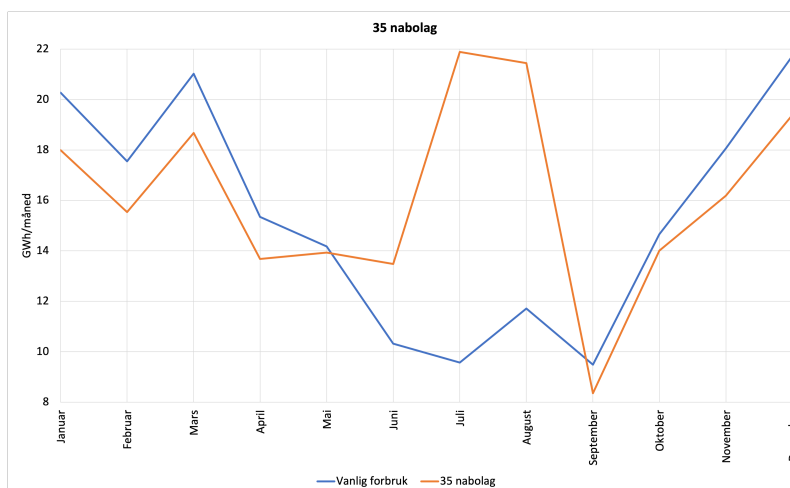
Figur 6.6: Sammenligning mellom vanlig forbruk fra transformatorstasjon og 1 nabolag.

Figur 6.7 viser hvordan forbruket fra transformatorstasjonen flyttes når 20 nabolag tilsvarende Nabolaget har lagerløsning. Dette tilsvarer totalt 700 boliger.



Figur 6.7: Sammenligning mellom vanlig forbruk fra transformatorstasjon og 20 nabolag.

Figur 6.8 viser hvordan forbruket fra transformatorstasjonen flyttes når 35 nabolag tilsvarende Nabolaget har lagerløsning. Dette tilsvarer totalt 1 225 boliger.



Figur 6.8: Sammenligning mellom vanlig forbruk fra transformatorstasjon og 35 nabolag.

7 Diskusjon

I dette kapitlet diskuteres oppgavens resultater og funn.

7.1 Forbruksfordeling Nabolaget

Resultatene viser at Nabolaget har betydelig høyere strømforbruk om vinteren når utetemperaturen er lavere. Dette samsvarer godt med teorien. Imidlertid er det usikkert hvor godt forbruksfordelingen stemmer med virkeligheten, da dette er basert på antagelser. Nabolaget forbruker i gjennomsnitt 700 MWh/år med strøm i analyseperioden. For en gjennomsnittlig bolig i Nabolaget tilsvarer dette totalt strømforbruk på 20 000 kWh/år. Dette tallet er en tredjedel høyere enn landsgjennomsnittet for 2022, som ifølge SSB var på 15 000 kWh/år [12].

Det høye forbruket kan forklares ved at boligene er i gjennomsnitt av eldre standard og har dårlig energimerking. Årsmiddeltemperaturen i Narvik er også litt lavere enn landsgjennomsnittet, noe som også vises igjen i at energigradtallet er høyere enn landsgjennomsnittet. Ut fra antagelser beregnes det totale oppvarmingsbehovet til 560 MWh/år.

7.2 Utforming av sesonglager

Sesonglageret er utformet for å dekke Nabolagets totale oppvarmingsbehov per år. For å finne varmemengden som skal lagres, må det tas hensyn til varmetap. Til dette ble det benyttet en forenklet gjenvinningsgrad, noe som gir en usikkerhet knyttet til beregnet varmemengde. Nødvendig varmemengde ble beregnet til 850 MWh. I virkeligheten vil nødvendig varmemengde kunne reduseres noe ved å ta hensyn til forbruk som kan dekkes direkte fra elkjelen.

7.2.1 Berggrunn

Det er ikke mye informasjon å finne om glimmergneis, og det er derfor usikkert hvor godt den egner seg for boring og BTES. Det er likevel rimelig å anta at

berggrunnen burde ha gode nok egenskaper, ettersom det finnes eksempler på bruk av bergvarme på 300 m dybde i Narvik sentrum.

Det er også verdt å nevne at verdiene for glimmergneis som brukes i beregningene, er fra prøver som er tatt i Bærum kommune. Det er anbefales å gjøre undersøkelser av berggrunnen på spesifikk lokasjon før lagerets utforming beregnes. Glimmergneis er hovedbergart, men det kan også finnes andre typer bergarter med ulike termiske egenskaper i berggrunnen.

Dybden på løsmassene over fast fjell er ikke kjent, og derfor er betydningen av løsmasselaget usikker.

7.3 Spotpriser

Spotpriser fra 2021 til 2023 benyttes for å finne en rimelig periode for lading, og for å velge en årsperiode for kostnadssimulering. Basert på varighetskurven og tilhørende tabeller, velges det å legge simuleringsperioden fra mai 2022 til april 2023. Resultatene viser at 2022 var et år med høy andel lave priser. Dette kan muligens gi noe lavere kostnadsestimat enn det som er realistisk å forvente for et år med normale priser. Dersom 2021 hadde blitt valgt til simulering ville det gitt høyere kostnader, basert på at gjennomsnittsprisen var høyere enn for 2022. 2021 var, som nevnt i teorien, et år preget av energikrise og høye strømpriser, og derfor en dårlig egnet periode for kostnadssimuleringen.

7.4 Elkjel og forbruksfordeling

Alternativ 1 trenger 1 700 driftstimer og alternativ 2 trenger 1 620 driftstimer. Forbruksfordelingen for elkjelene tildeles de timene med de absolutt laveste spotprisene i perioden mai 2022 til oktober 2022. Denne fordelingen er enkel å gjøre når beregningene benytter spotpriser fra fortiden. I en reell driftssituasjon vil det være utfordrende å velge ut disse tidspunktene, og kostnadene ville sannsynligvis overstige estimatene gjort i denne oppgaven.

7.5 Kostnadsestimat for alternativene

7.5.1 Total strømpris

Resultatene viser at for alternativ 1 vil boligene måtte betale 2 200 kr mer per år. Dette skyldes at næringskunder må betale MVA, noe som husholdningskunder i NO4 slipper. Dersom husholdningskundene også måtte betale MVA, ville total strømpris uten lager tilsvare 22 000 kr/år. Boligene ville da spart 2 200 kr/år med alternativ 1.

Alternativ 1 gir en god inntektskilde for den eksterne aktøren, som vil tjene omtrent 160 000 kr/år. Disse pengene kan brukes til å nedbetale investeringskostnadene for systemet.

Med alternativ 2 vil boligene kunne spare ca. 3 100 kr/år. Dette skyldes at de da slipper å betale ekstra for varmetap og MVA, og det trengs 80 færre driftstimer. Alternativ 2 er 5 300 kr billigere per år enn alternativ 1, men for dette alternativet er det usikkert hvordan investeringskostnadene dekkes.

7.5.2 Nettleie

Ladeperioden er satt til en periode på seks sammenhengende måneder for å minimere nettleien. Effektleddet, som beregnes for alternativ 1, er redusert fra mai til oktober med en differanse på 67 kr/kWh per måned. Hvis ladingen utføres utenom disse månedene, vil nettleien øke.

I alternativ 2 blir nettleien per bolig lavere sammenlignet med alternativ 1. Dette skyldes at de unngår ekstra kostnader knyttet til varmetap og er fritatt for MVA. I alternativ 2 må de heller ikke betale en separat nettleie for elspesifikt forbruk, samtidig som de må dekke nettleien til en ekstern aktør. Nettleien blir imidlertid dyrere enn for vanlig strømforbruk i månedene med lading, da timesmaksene blir høyere med elkjelen, som gir et høyere fastledd. I månedene elkjelen ikke brukes vil nettleien reduseres i forhold til vanlig strømforbruk, da de kun betaler nettleie for el-spesifikt forbruk.

7.6 Lastforflytning

Resultatene presenterer figurer med potensiell lastforflytning ved transformatorstasjonen.

7.6.1 Lastforflytning i Nabolaget

Strømforbruket som går til elkjelen gir en betydelig forbrukstopp i juli. Det har blitt antatt at nettkapasiteten bort til Nabolaget tåler dette, men dette kan virke lite realistisk da forskjellen viser seg å være stor. Forbruket til elkjelen i juli blir i simuleringen litt over 12 ganger større enn vanlig forbruk. I virkeligheten, vil som nevnt, forbruket til elkjelen mest sannsynlig fordele seg jevnere utover året, da det ikke er mulig å forutsi når de absolutt laveste spotprisene inntreffer.

7.6.2 Lastforflytning ved transformatorstasjonen

Forbruket ved transformatorstasjonen blir ikke betydelig redusert i vinterperioden når Nabolaget har lager. På sommeren økes forbruket litt. Lastforskyvningen blir tydeligere desto fler nabolag tilsvarende Nabolaget med lager er tilkoblet til stasjonen. Det observeres peak shaving og valley filling, hvor de høyeste forbrukstoppene reduseres med ca. 1 GWh/måned, og den laveste forbruksbunnen økes med 5-6 GWh/måned. Denne effekten oppstår også med 35 nabolag, men her blir eksisterende forbruksbunn byttet ut med en forbrukstopp som er høyere enn de eksisterende forbrukstoppene.

Realistisk sett, dersom flere nærliggende nabolag skulle ha lager, ville det nok heller blitt bygget et større lager som kunne dekke oppvarmingsbehovet til flere boliger. Dette ville også kunne redusere varmetapene, da større lager gir høyere gjenvinningsgrad.

7.6.3 Nettap

Når forbruket forflyttes er det muligheter for at nettapene på vinteren kan reduseres, ettersom mindre forbruk betyr at mindre strøm må flyte gjennom nettet. I teorien vises det med ligninger hvordan en reduksjon av strømforbruket kan minske nettapene. Det er ikke utført beregninger på dette, og det vil derfor ikke diskuteres videre i denne oppgaven.

7.7 Fremtidsutsikter

7.7.1 Fleksibilitet

Opgaven er basert på å bruke de timene med lavest pris i en begrenset periode, men elkjelen fungerer hele året så lenge det er tilgang på strøm, noe som betyr at den kan brukes i alle perioder av året når det oppstår lave priser og kraftoverskudd. Dette kan være nyttig i kraftsystemet fremover.

7.7.2 Markedsanalyser

Fremtidige markedsanalyser antyder en økning i antall timer med nullpriser og overproduksjon, når fossil energi skal erstattes av fornybar energi i hele Europa. Det forventes også at prisområdet NO4 vil opprettholde lavere strømpriser sammenlignet med resten av landet. Dette peker i en positiv retning for bruk av elkjeler.

7.8 Lover og forskrifter

7.8.1 Bygningsdirektivet

Den reviderte versjonen av EPBD sier at energiforbruket i boligbygg skal reduseres med 16% innen 2030, og at 55% av reduksjonen skal skje ved renovering av gamle bygg [35]. Boligene i Nabolaget er gamle, og renovering for å redusere energiforbruket kan bli dyrt. Vannbåren varme er en del av systemløsningen, noe som potensielt kan bidra til å redusere energibruken. Dersom oppvarmingsbehovet reduseres kan det være mulig å få en bedre bokstav i energikarakter.

Hvorvidt vannbåren varme spiller en rolle for oppvarmingskarakteren i denne oppgaven er uklart, ettersom det blir benyttet elektrisitet som en indirekte, primær energikilde. Dersom energikarakteren kan bli bedre ved bruk av vannbåren varme, er det potensielt penger å spare, for eksempel ved å installere viftekonvektorer istedenfor å måtte etterisolere.

7.8.2 Støtteordninger i Energiloven

Hvis Narvik kommune velger å pålegge nye bygg å koble seg til et fjernvarmenett skal de beskyttes av maksprisbestemmelsene i henhold til Energiloven. Da kan ikke alternativ 1 bli dyrere enn vanlig strømforbruk. I Energiloven defineres også strømstøtteordninger for fjernvarme både med og uten konsesjon.

8 Konklusjon

Oppgaven har vurdert to alternativ for sesonglagring med elkjel til et nabolag på 35 boliger i Narvik. Med bakgrunn i kostnadsberegningen som er utført i denne oppgaven, vurderes alternativ 1 til å ikke være lønnsomt for forbrukerne, da det vil gi økte energikostnader med 2 200 kr/år sammenlignet med å bruke elektrisitet direkte. Alternativ 2 vurderes derimot som en lønnsom løsning for Nabolaget, da det kan redusere kostnadene med 3 100 kr/år. Alternativet gir også boligeierne en større frihet til å styre selv når elkjelen skal benyttes. Forskjellene i kostnader mellom de to alternativene oppstår på grunn av at husholdningskunder i NO4 er fritatt MVA på alt strømforbruk, og på grunn av at den eksterne aktøren antas å ta betalt for varmetap.

Det konkluderes med at BTES og elkjel bidrar til fleksibilitet. Systemet kan frigjøre nettkapasitet i vintermånedene, ved å lagre overskuddet av nyttbart tilsig under snøsmeltingsperioden i vår- og sommermånedene. Elkjelene, som primært er brukt som spisslast, og til opp- og nedregulering ved behov, tilbyr forbrukefleksibilitet med minimalt energitap under drift og muligheter for minimalt eller null forbruk i standby. Når elkjel benyttes i kombinasjon med sesonglagring, kan de brukes som utkoblbar last. I tillegg til å bidra til stabilitet på nettet, kan det også være økonomisk gunstig, spesielt med tanke på potensielle avtaler med TSO om redusert nettleie for utkoblbar last.

På en annen side er det tvilsomt at elkjel alene egner seg som et godt alternativ for lading av lageret. Kombinasjonen med at elkjelen bruker elektrisitet som energikilde og at lageret har varmetap, gjør at årsforbruket av strøm til oppvarming vil øke fra estimert 560 MWh/år til 850 MWh/år. Dette uheldig med tanke på lastforflytning, nettkapasitet og nettap. Basert på dette, og sett vekk fra kostnadsestimatet, vil det heller anbefales å benytte sesonglager i kombinasjon med solenergi, da dette kan potensielt gjøre Nabolaget selvforsynt med strøm og varme hele året, samtidig som det kan frigjøre nettkapasitet.

Referanser

- [1] NOU 2023. *Mer av alt - raskere*. Norsk. Tekn. rapp. 2023:3. Oslo, Norge: Energikommisjonen, 2023. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000ddd.pdf> (sjekket 09.04.2024).
- [2] H. Lee og J. Romero et al. *IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. en. Tekn. rapp. Edition: First. Geneve, Sveits: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), jul. 2023, s. 1–34. DOI: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (sjekket 13.05.2024).
- [3] Jon Gustav Kirkerud et al. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*. Norsk. Rapportnr. 25/2023. Oslo, Norge: Norges vassdrags- og energidirektorat, nov. 2023. ISBN: 978-82-410-2285-2. (Sjekket 03.05.2024).
- [4] Drake Landing Solar Community. *Borehole Thermal Energy Storage: DLSC*. Engelsk. URL: <https://www.dlsc.ca/borehole.htm> (sjekket 07.05.2024).
- [5] Oddny Johnsen. *Sykehuset skal varmes opp av fjell - Pingvinavisa*. Norsk. Nov. 2023. URL: <https://www.pingvinavisa.no/sykehuset-skal-varmes-opp-av-fjell/> (sjekket 13.05.2024).
- [6] Nordkraft. *Klar til å skrive hovedoppgave?* Norsk. Feb. 2019. URL: <https://www.nordkraft.no/om-nordkraft/utdanning/student/klar-til-a-skrive-hovedoppgave> (sjekket 13.05.2024).
- [7] Yunus A. Cengel og Afshin J. Ghajar. *Heat and Mass Transfer: Fundamentals & Applications*. Engelsk. 5.utgave. New York: McGraw-Hill Education, 2015. ISBN: 978-0-07-339818-1.
- [8] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Nett*. Norsk. Mar. 2024. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/> (sjekket 01.05.2024).

- [9] Noranett. *Prinsipper*. Norsk. Feb. 2021. URL: <https://www.noranett.no/prinsipper/category2414.html> (sjekket 01.05.2024).
- [10] Alexandra von Meier. *Electric Power Systems - A Conceptual Introduction*. Engelsk. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2006. ISBN: 978-0-471-17859-0. (Sjekket 03.05.2024).
- [11] REJLERS. *Rapport – termiske forhold ved ulike spenningsnivåer og koblingsbilder for ny kabelforbindelse Lundevågen-Lista flyplass*. Norsk. Tekn. rapp. Feb. 2022. URL: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/5b719527-f826-44d8-be11-c34cb7cd8503/201904243/3427877> (sjekket 05.05.2024).
- [12] Ann Christin Bøeng. *Hva er gjennomsnittlig strømforbruk i husholdningene?* Norsk. Des. 2023. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/artikler/hva-er-gjennomsnittlig-stromforbruk-i-husholdningene> (sjekket 11.05.2024).
- [13] Enova Kunnskap. *Graddagstall gjør det mulig å sammenligne energibruk i bygg*. Norsk. 2024. URL: <https://www.enova.no/kunnskap/graddagstall/> (sjekket 12.03.2024).
- [14] Enova SF. *Enovas byggstatistikk 2017*. Norsk. Tekn. rapp. 21. Trondheim: Enova SF, 2017, s. 6. URL: https://www.enova.no/download?objectPath=upload_images/5C6245BC2AD74248BB629BFA95145AA3.pdf&filename=Enovas%20byggstatistikk%202017.pdf (sjekket 12.03.2024).
- [15] Valentin Koestler et al. *Det svinger med med fornybar strøm*. Norsk. Tekn. rapp. 44/2020. Oslo, Norge: Norges vassdrags- og energidirektorat, 2020. (Sjekket 05.05.2024).
- [16] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Hydrologiske data til kraftsituasjonsrapporten*. Norsk. Mar. 2024. URL: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/hydrologiske-data-til-kraftsituasjonsrapporten> (sjekket 09.03.2024).

- [17] Energifakta Norge. *Kraftproduksjon*. Norsk. Apr. 2024. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (sjekket 23.04.2024).
- [18] John Twidell og Tony Weir. *Renewable Energy Resources*. Engelsk. 3.utgave. New York, USA: Routledge, 2015. ISBN: 978-1-315-76641-6. (Sjekket 23.04.2024).
- [19] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Hvordan fungerer kraftmarkedet?* Norsk. Okt. 2022. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hvordan-fungerer-kraftmarkedet/> (sjekket 02.05.2024).
- [20] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *I kraftsystemet handler mye om fysikk - NVE*. Norsk. Apr. 2024. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/i-kraftsystemet-handler-mye-om-fysikk/> (sjekket 02.05.2024).
- [21] Statnett. *Derfor har vi prisområder for strøm i Norge*. Norsk. Okt. 2024. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/> (sjekket 02.05.2024).
- [22] Eget arbeid. *Upublisert semesteroppgave i FYS377 - "Kraftflytens påvirkning på strømprisene i NO1 og NO2"*. Norsk. Tekn. rapp. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), 2023.
- [23] Energifakta Norge. *Kraftmarkedet*. Norsk. Feb. 2024. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> (sjekket 01.05.2024).
- [24] Polar Kraft. *Offentlige avgifter*. Norsk. URL: <https://polarkraft.no/informasjon/offentlige-avgifter/> (sjekket 01.05.2024).
- [25] Forbrukerrådet. *Ordliste*. Norsk. URL: <https://www.forbrukerradet.no/forside/bolig/strom/ordliste/> (sjekket 01.05.2024).
- [26] Gunnar Løvås et al. *Kortsiktig markedsanalyse 2023-28*. Norsk. Tekn. rapp. Oslo, Norge: Statnett, sep. 2023. URL: <https://www.statnett.no>

- no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/ (sjekket 03.02.2024).
- [27] Statnett. *Kraftåret 2023 – året som understreket at tempoet må økes*. Norsk. Jan. 2024. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2024/kraftaret-2023--aret-som-understreket-at-tempoet-ma-okes/> (sjekket 03.05.2024).
- [28] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Forbrukstopper og fleksibilitet i strømmettet - NVE*. Norsk. Aug. 2023. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/forbrukstopper-og-fleksibilitet-i-stroemnettet/> (sjekket 06.05.2024).
- [29] Stephen Turner og Suleyman Uludag. “Towards Smart Cities: Interaction and Synergy of the Smart Grid and Intelligent Transportation Systems”. Engelsk. I: *Smart Grid*. Department of Computer Science, Engineering, og Physics: The University of Michigan - Flint, jul. 2015. ISBN: 978-1-315-21422-1.
- [30] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Utkoblbart forbruk*. Norsk. Jun. 2021. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/utkoblbart-forbruk/> (sjekket 13.05.2024).
- [31] Stortinget. *EU/EØS-arbeidet*. Norsk. Artikkel. Feb. 2023. URL: <https://www.stortinget.no/no/Stortinget-og-demokratiet/Arbeidet/EUEOS-arbeid/> (sjekket 19.04.2024).
- [32] Miljødirektoratet. *EUs regelverksprosess kort forklart*. Norsk. Nov. 2023. URL: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/internasjonalt/eu-regelverk/eus-regelverksprosess/> (sjekket 20.04.2024).
- [33] Enova. *Bygningsenergidirektivet*. Norsk. URL: <https://www.enova.no/energimerking/om-energimerkeordningen/bygningsenergidirektivet/> (sjekket 20.04.2024).

- [34] Europa Kommissjonen. *New rules to boost energy performance of buildings*. Engelsk. Text. Des. 2023. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6423 (sjekket 20.04.2024).
- [35] Inga Holst. *EU har bestemt seg: Saftig regning til norske boligeiere*. Norsk. Avis. Apr. 2024. URL: <https://www.nettavisen.no/okonomi/eu-har-bestemt-seg-saftig-regning-til-norske-boligeiere/s/5-95-1763410> (sjekket 20.04.2024).
- [36] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Energimerking av bygninger og energivurdering av varme- og klimaanlegg*. Norsk. Mar. 2024. URL: <https://www.nve.no/energi/virkemidler/energimerking-av-bygninger-og-energivurdering-av-varme-og-klimaanlegg/> (sjekket 07.05.2024).
- [37] MinBolig. *Hva betyr energimerkingen på hus og leiligheter?* Norsk. Mar. 2022. URL: <https://minbolig.no/fasade/dette-betyr-energimerking-bolig> (sjekket 08.04.2024).
- [38] Sparebank 1. *GRØNT LÅN: Hva betyr energimerkingen?* Norsk. Feb. 2022. URL: <https://www.sparebank1.no/nb/hallingdal/privat/kundeservice/lan/hva-betyr-energimerkingen.html> (sjekket 07.05.2024).
- [39] Lovdata. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*. Norsk. Jan. 2024. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/> (sjekket 07.05.2024).
- [40] Dansih Energy Agency. *Technology Data - Generation of Electricity and District Heating*. Engelsk. Jun. 2017. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf (sjekket 22.04.2024).
- [41] Norsk Energi. *Elektrokjeler*. Norsk. URL: <https://energi.no/elektrokjeler> (sjekket 22.04.2024).
- [42] Norsk Fjernvarme. *Fjernvarme*. Norsk. Jul. 2023. URL: <http://www.fjernvarme.no/fakta/fjernvarme> (sjekket 07.05.2024).


- [43] Statkraft Varme. *Statkraft fjernvarme_short_1920x1080 on Vimeo*. Aug. 2020. URL: <https://vimeo.com/447460087> (sjekket 07.05.2024).
- [44] Enova. *Vannbåren varme*. Norsk. Des. 2016. URL: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/varmepumper/vannbaren-varme-/> (sjekket 09.05.2024).
- [45] Byggstart. *Vannbåren varme: En komplett guide (pris, tips, alternativer)*. Norsk. URL: <https://www.byggstart.no/guide/vannbaren-varme> (sjekket 09.05.2024).
- [46] Maja Selmer Thorgersen. *Sesonglagring av solenergi på Skoppum*. Norsk. Masteroppgave i Miljøfysikk og fornybar energi. Båndlagt, ikke publisert. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Ås, Norge, 2023. (Sjekket 08.05.2024).
- [47] Kun Sang Lee. *Underground Thermal Energy Storage*. Engelsk. 1.utgave. Hanyang University, Seoul, South Korea: Springer-Verlag, 2013. ISBN: 978-1-4471-4272-0. (Sjekket 08.05.2024).
- [48] A.J. Kallesøe og T. Vangkilde-Pedersen. *Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-of-the-art, example cases and lessons learned*. Engelsk. Tekn. rapp. ERANET GEOTHERMICA, apr. 2019, s. 130. URL: https://www.heatstore.eu/documents/HEATSTORE_UTES%20State%20of%20the%20Art_WP1_D1.1_Final_2019.04.26.pdf (sjekket 07.05.2024).
- [49] Wilhelm Huus-Hansen. *Telefonsamtale om boring*. Apr. 2024.
- [50] Tine Larsen Angvik. *Om berggrunn / NGU*. Norsk. URL: <https://www.ngu.no/om-geologi/om-berggrunn> (sjekket 08.05.2024).
- [51] Kirsti Midttømme et al. *Kartlegging av energipotensialet i berggrunnen på kartblad Bekkestua, Bærum kommune: Varmeledningsevnen til bergarter*. Norsk. Geologisk undersøkelse. Trondheim, Norge: Norges geologiske undersøkelse (NGU), mai 2000. URL: https://www.ngu.no/upload/Publikasjoner/Rapporter/2000/2000_036.pdf (sjekket 08.05.2024).

- [52] Norges geologiske undersøkelser (NGU). *Lukkede systemer*. Norsk. URL: <https://www.ngu.no/geologiske-ressurser/lukkede-systemer> (sjekket 08.05.2024).
- [53] Even Brekke. *Termisk responstest*. Norsk. Prosjektoppgave. Trondheim, Norge, 2002. URL: https://www.ngu.no/filearchive/91/termisk_responstesting_fou.pdf (sjekket 08.05.2024).
- [54] Arno Smets og Klaus Jäger et al. *Solar Energy - The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and system*. Engelsk. 1.utgave. Cambridge England: UIT Cambridge Ltd, 2016. (Sjekket 08.05.2024).
- [55] Sandra Lanini og Fabien Delaleux et al. "Improvement of Borehole Thermal Energy Storage Design Based on Experimental and Modelling Results". I: *Energy and Buildings* 77 (jul. 2014). DOI: 10.1016/j.enbuild.2014.03.056. URL: https://www.researchgate.net/publication/261918312_Improvement_of_Borehole_Thermal_Energy_Storage_Design_Based_on_Experimental_and_Modelling_Results (sjekket 08.05.2024).
- [56] Wu Gao, Meysam Qadrdan og Modassar Chaudry. *Seasonal Storage of Heat in Boreholes*. Engelsk. Tekn. rapp. Cardiff, Wales: Cardiff University, feb. 2023. URL: https://d2e1qxpsswcpgz.cloudfront.net/uploads/2023/02/UKERC_WP_Seasonal-storage-of-heat-in-boreholes.pdf (sjekket 08.05.2024).
- [57] Petter Hieronymus Heyerdahl. *Veiledning med hovedveileder fra RealTek, NMBU*. Apr. 2024.
- [58] Matematikk.org. *En sylinder*. Norsk. URL: https://www.matematikk.org/artikkel.html?tid=154998&within_tid=154319 (sjekket 09.05.2024).
- [59] Nordkraft. *Nordkraft - Green Finance Framework*. Engelsk. Tekn. rapp. Narvik, Norge, mai 2024. URL: <https://www.nordkraft.no/getfile.php/1324574-1714722524/Nordkraft%20dokumenter/Arsrapporter/Nordkraft%20Green%20Finance%20Framework%20May%202024%20-%20final.pdf> (sjekket 09.05.2024).

- [60] Hjemla. *8515 Narvik*. Norsk. Feb. 2024. URL: <https://www.hjemla.no/norge/narvik/8515-narvik/> (sjekket 29.02.2024).
- [61] Meteorologisk institutt (MET). *Stasjonsinformasjon - Narvik Sentrum*. Norsk. Mar. 2024. URL: <https://seklima.met.no/stations/> (sjekket 21.03.2024).
- [62] Meteorologisk institutt (MET). *Observasjoner og værstatistikk*. Norsk. Feb. 2024. URL: <https://seklima.met.no/observations> (sjekket 29.02.2024).
- [63] Nordkraft. *Kraftverksoversikt - Nordkraft*. Norsk. Mar. 2020. URL: <https://www.nordkraft.no/kraftverk/kraftverksoversikt/> (sjekket 10.05.2024).
- [64] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Norsk. Mar. 2024. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/> (sjekket 10.05.2024).
- [65] Norges geologiske undersøkelser (NGU). *Berggrunn - Nasjonal berggrunnsdatabase*. Norsk. 1991. URL: https://geo.ngu.no/kart/berggrunn_mobil/ (sjekket 09.05.2024).
- [66] Norges geologiske undersøkelser (NGU). *Løsmasser - Nasjonal løsmasse-database*. Norsk. URL: https://geo.ngu.no/kart/losmasse_mobil/ (sjekket 10.05.2024).
- [67] T. H. Bargel mfl. *Geologisk kart, Narvik kommune M 1:100.000*. 1995. URL: <https://www.ngu.no/upload/Publikasjoner/Kart/NarvikKommune.pdf> (sjekket 09.05.2024).
- [68] Norges geologiske undersøkelser (NGU). *Kyanitt*. Norsk. URL: <https://www.ngu.no/geologiske-ressurser/kyanitt> (sjekket 10.05.2024).
- [69] Norges geologiske undersøkelser (NGU). *<<CodeList>> Losmasstype/JORDART*. Norsk. (Sjekket 10.05.2024).
- [70] Nordkraft. *Forbruk transformatorstasjon 01.01.2020-21.02.2024*. Data-sett. Feb. 2024. (Sjekket 29.02.2024).
- [71] Matthew Homola. *Veiledning over e-post*. Mar. 2024.

- [72] Nord Pool. *Spotpriser fra Nord Pool*. Norsk. Feb. 2024. (Sjekket 15.02.2024).
- [73] *NETTLEIE FRA 01.01.2024*. Norsk. 2024. URL: <https://www.noranett.no/getfile.php/1323306-1704953748/Noranett/Filer/Nettleie%202024%20-%20H%C3%A5logaland%20pdf.pdf> (sjekket 15.03.2024).
- [74] Nordkraft. *Forbruk 35 boliger Nabolaget 01.12.2020-21.02.2024*. Datasett. Feb. 2024. (Sjekket 29.02.2024).

A Nettleiepriser 2024 Noranett Hålogaland

NETTLEIE FRA 01.01.2024						Inkl. Forbruksavgift og ENOVA avgift for husholdningskunder
Gjelder forsyningsområdet til Noranett Hålogaland						
	kW fra	kW til	Fastbeløp kr/måler/mnd	Effektledd kr/kW/mnd	Energiledd øre/kWh	Energiledd øre/kWh
Nettnivå 5 - Husholdning/fritidsbolig/liten næring - anlegg tom 3 x 125 A	0	2	360			
	2	4	510			
	4	6	620			
	6	8	700			
<i>Fastbeløp pr mnd beregnes ut fra gjennomsnittet av de tre høyeste målte timesforbruk/timesmax, foregående måned.</i>	8	10	780			
	10	15	860			
	15	20	1 030		0,8	18,24*
Kunder uten fjernavlest måler vil få et fastledd basert på 32 A	20	25	1 400			
hovedsikring -> 700,-/mnd	25	30	1 600			
Kunder uten fjernavlest måler vil bli fakturert et gebyr på 125 kr/mnd	30	35	1 900			
	35	40	2 200			
	40	45	2 500			
	45	50	2 700			
	50	75	4 100			
	75	100	6 200			
	100	125	8 200			
	125	150	10 300			
	150	175	12 300			
	175	200	14 400			
	200		20 600			
Nettnivå 4/5 Stor Næring lavspent over 3x125 A						
Vinter**	0	9 999	1 330	124	0,8	
Sommer**	0	9 999	1 330	47	0,8	
Nettnivå 3 Stor næring høyspent						
Vinter			2 500	93	0,0	16,44*
Sommer			2 500	26	0,0	16,44*
T6-4 - Gatelysnett målt			525		0,0	16,44*
T6-5 - Gatelys beregnet forbruk			216		0,8	17,24*
<p>Nettselskapene er ansvarlig for innkreving av forbruksavgift på elektrisk kraft. Fom. 1.4.2024 er denne på 16,44 øre/kWh. *I perioden 1.1-31.3 er det redusert sats på forbruksavgiften og satsen er da 9,51 øre/kWh</p> <p>Husholdningskunder betaler en avgift på 1 øre/kWh til Energifondet/Enova. Alle andre nettkunder betaler en avgift til Energifondet/Enova på 800 kr pr. målepunkt per år.</p> <p>Priser for næringskunder er eks. mva. **Sommerpriser gjelder 1.5-1.11. Vinterpriser gjelder 1.11-1.5</p>						
						
Noranett Hålogaland Tlf: 77 04 26 26						

Lånt fra Noranett sine nettsider [73].



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway