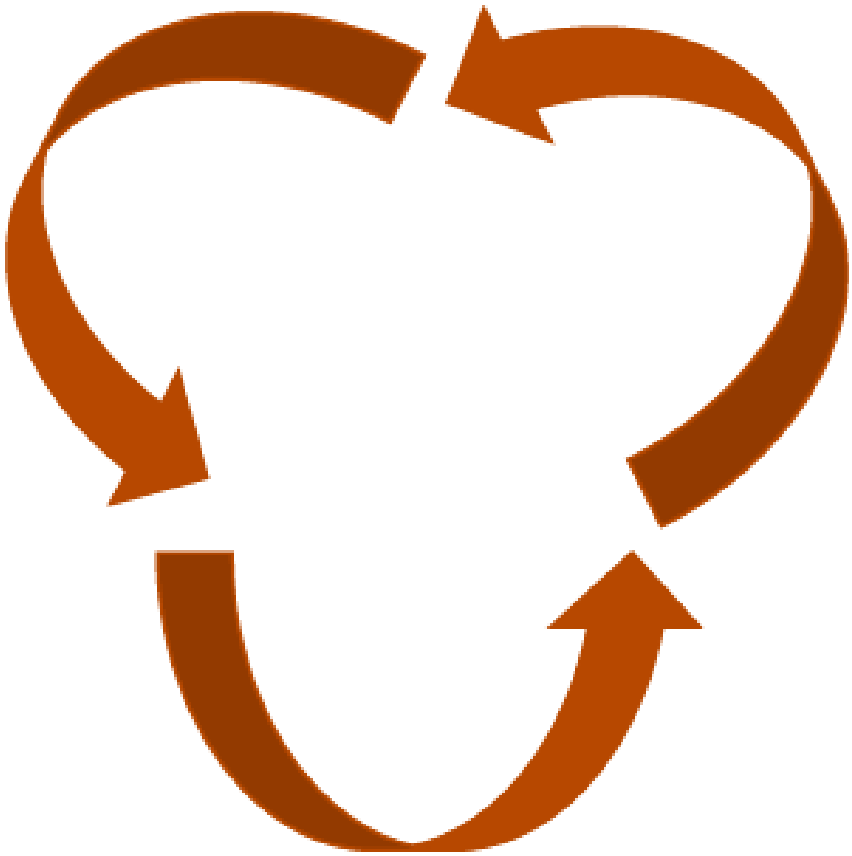
Urban



energi

Skrevet av

Christiansen, Petter
Darre Seip, Harald
Hauge, Caroline
Larsen, Håkon
Lytomt, Hanna Cecilia
Myhrvold, Halvor
Pokriefke Ekeheien, Christina
Uhlen, Christine

23.01.2019

Forord

Traineekullet 2017-2019 fikk i oppdrag av LTTR (Lederforum Tekniske Tjenester Romerike) å skrive en fellesoppgave i løpet av traineeperioden. Oppgaven vår hadde følgende problemstilling: «Problem eller ressurs? Hvordan kan Romerike bli foregangsområde på å utnytte elementer og ressurser som allerede ligger lokalt? Er det mulig å gjøre noe positivt ut av det som i dag blir ansett som negativt?». Dette var en veldig bred og åpen problemstilling. Vi valgte å dele oppgaven i to og fokusere på to caser/fagområder. Begrunnelsen var fordi traineenes bakgrunn dekket flere fagområder: vann og avløp, og energi, klima og miljø. Vi fant det vanskelig å bli enige om kun et felles fagområde, og valgte derfor å se på to potensielle uutnyttede ressurser: trykkreduksjonsturbin og lavtemperatur fjernvarme. Formålet med oppgaven er at den skal være et produkt som kan ha god nytteverdi for kommunene og IKSene som deltar i Romerike Trainee. Det skal være et produkt som kan brukes i arbeidet med å møte fremtidens utfordringer lokalt og globalt.

Klimautfordringene vi står ovenfor i dag er enorme og vil kreve samhandling fra alle. For å nå målene i Paris-avtalen og FNs bærekraftsmål trengs det innovasjon, vilje og gjennomføringsevne. Behovet for nyskapende miljøvennlig teknologi er stort og mulighetene er mange. Det finnes nytenkende løsninger som ikke blir brukt i dag, og disse kan bidra til et mer bærekraftig samfunn. Med oppgaven vår ønsker vi å vise at det ligger et uutnyttet potensiale på Romerike når det kommer til energi.

Traineekullet 2017-2019 vil gjerne takke følgende aktører for hjelp med oppgaven: Akershus Energi og Varme, Oslo VAV, Eidsvoll kommune, NRV, Sea-Lix, LTTR, og ikke minst vår kjære mentor Kristin Lunde Sørdal. Tusen takk for veiledning og informasjon som har gjort oppgaven vår bedre!

Deltakere

Følgende personer har medvirket i fellesoppgaven for kull 2017-2019.

Traineer

Caroline Hauge

Master i industriell økologi - NTNU

Christina Pokriefke Ekeheien

Master i geofag – UiO

Christine Uhlen

Master i miljøteknologi - UiS

Halvor Myhrvold

Master i bygg og miljøteknikk (vassdragsteknikk) - NTNU

Hanna Cecilia Lytomt

Master i miljø- og naturressurser – NMBU

Harald Darre Seip

Master i vann- og miljøteknikk - NMBU

Håkon Larsen

Master i vann- og miljøteknikk - NMBU

Petter Christiansen

Master i energi og miljø - NTNU

Fagveiledere

Hilde Birkeland

Miljørådgiver - Skedsmo kommune

Jan Erik Bøgeberg

Overingeniør - Skedsmo kommune

Liv Thea Hanestad

Ingeniør - Sørum kommune

Vidar Hansen

Ingeniør - Aurskog-Høland kommune

Karine Hauan

Miljø- og kvalitetsleder - ØRAS IKS

Glenn Vidar Lie Karlsen

Avdelingsdirektør deponi og drift – ROAF IKS

Maria Langnes

Seniorrådgiver – Ullensaker kommune

David Saxegaard

Ingeniør - NRV/NRA

Øyvind Wahl

Energi- og klimarådgiver - Skedsmo kommune

Ordliste og symbolforklaring

Ord/symbol	Forklaring
η	Turbinvirkningsgrad
ρ	Vannets spesifikke vekt [1000 kg/m3]
AEV	Akershus Energi Varme
BPT	Trykkutjevningstank
Brukstid	Forholdet mellom årlig produksjon og maksimal ytelse. Det er et uttrykk for kapasitetsutnyttelsen av et energianlegg og angir hvor mange timer anlegget måtte ha vært i drift med full ytelse for å levere oppnådd årsproduksjon.
Diskontering	Omregning av en fremtidig verdi til nåverdi.
E	Energi [kWh]
FITs	Feed-in-tariffs (Støtteordning i Storbritannia)
g	Tyngdens akselerasjon [9,81 m/s^2]
H	Netto fallhøyde [m]
IKS	Interkommunale selskap
'In-line'	I rør. En 'in-line'-turbin kan karakteriseres som en rørdel.
Kontantstrøm	En sum av investeringskostnad og av inn- og utbetalinger i løpet av en begrenset periode man regner for, for eksempel et år
LTFV	Lavtemperatur fjernvarme
LTTR	Lederforum Tekniske Tjenester Romerike
MVA	Megavoltampere
NRV	Nedre Romerike Vannverk IKS
PV	Nåverdi av et beløp
P_i	Effekten som produseres over en viss varighet
P_h	Effekt [W]
Q	Turbinvannføring [m^3/s]
r	Diskonteringsrente
SRV	Høydebasseng
ΔT_i	Varigheten turbinen produserer en viss effekt
T_a	Levetiden til et prosjekt
TRT	Trykkreduksjonsturbin(er)
TRV / PRV	Trykkreduksjonsventil(er)
UPS	Uninterruptible power supply (avbruddsfri strømforsyning)
WWTP	Wastewater treatment plant (avløpsrenseanlegg)

Innhold

Forord ... 3

Deltakere ... 5

Ordliste og symbolforklaring ... 7

Innhold ... 9

Case 1 - Lavtemperatur fjernvarme med lokal energi ... 11

1. Innledning ... 11
   - 1.1. Hva er fjernvarme ... 11
   - 1.2. Eksisterende utnyttelse av fjernvarme på Romerike ... 12
2. Integrasjon av lavtemperatur fjernvarme i nybygg og med fornybar energi ... 14
   - 2.1. LTFV og nybygg ... 14
   - 2.2. LTFV og fornybar energi ... 15
3. Energibesparelse ved bruk av LTFV ... 19
4. Eksempler på bruk av LTFV i Norge og internasjonalt ... 20
   - 4.1. Fremtidig potensial på Kjeller ... 20
   - 4.2. Lørenskog Vinterpark ... 21
   - 4.3. REMA 1000, Trondheim ... 22
   - 4.4. Østre Hageby, Stavanger ... 23
   - 4.5. Brøset, Trondheim ... 23
   - 4.6. Demonstrasjonsprosjekt i Geding ... 23
   - 4.7. Datasenter i Oslo ... 23
5. Diskusjon ... 24
   - 5.1. Utfordringer og forslag ... 24
6. Konklusjon ... 26

Case 2 – Trykkreduksjonsturbiner ... 27

1. Innledning ... 27
2. Teori og beregningsgrunnlag ... 27
   - 2.1. Teori om turbiner ... 27
   - 2.2. Trykkreduksjonsturbiner som erstatning for trykkreduksjonsventiler ... 30
   - 2.3. Lønnsomhetsberegning ... 36
3. Trykkreduksjonsturbiner og trykkreduksjonsventiler på Romerike ... 39
   - 3.1. Trykkreduksjonsturbin på inntaket til Tisjøen vannverk, Eidsvoll kommune ... 39
   - 3.2. Nedre Romerike Vannverks anskaffelse av trykkreduksjonsturbin ... 39
   - 3.3. Trykkreduksjonsventiler på Romerike ... 40

4. Resultater 40
5. Diskusjon 41
6. Konklusjon 42
6.1. Videre arbeid 42
Avslutning 43
Egenevaluering 45
Kilder 47
Vedlegg 1: Overslag for lønnsomhet for TRT. 51

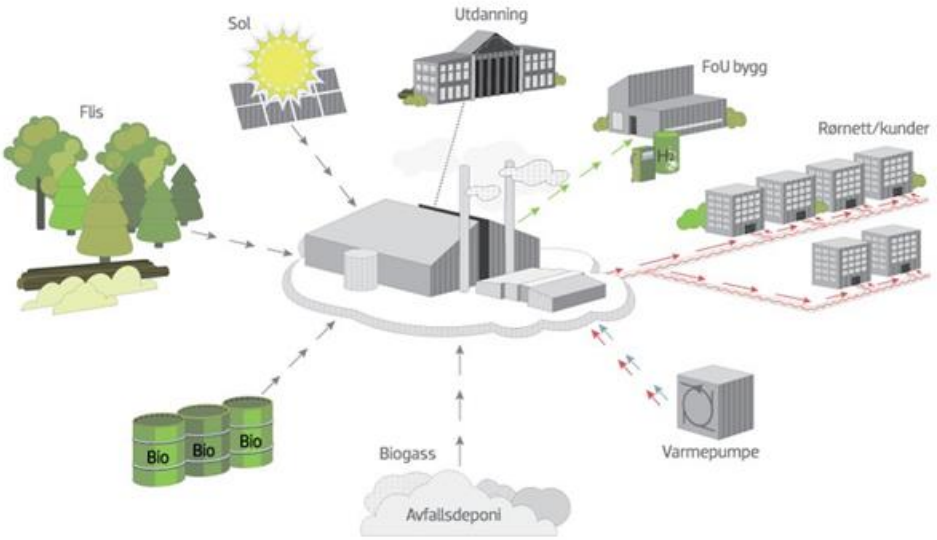
Case 1 - Lavtemperatur fjernvarme med lokal energi

1. Innledning

Denne casen vil ta for seg hvordan man kan forbedre utnyttelsen av fjernvarme i kombinasjon med annen fornybar energi som er tilgjengelig i samfunnet. Lavtemperatur fjernvarme (LTFV) er en form for fjernvarme som er lite utprøvd i dagens samfunn, men som har mye potensiale med tanke på energiutnyttelse. Denne casen vil derfor forklare hva fjernvarme og lavtemperatur fjernvarme er, hvilke fornybare energikilder som kan inkluderes i fjernvarmesystemet, og praktiske eksempler der LTFV er brukt. I tillegg ser vi på hvor potensialet for LTFV ligger på Romerike.

1.1. Hva er fjernvarme

Fjernvarme er et energisystem og en naturlig del av energiforsyningen i norske byer og tettsteder. I et fjernvarmeanlegg sirkulerer varmtvann mellom en varmesentral og tilknyttede hus og bygninger. Varmesentralen varmer opp vannet ved å bruke ulike energikilder som for eksempel overskuddsenergi fra avfallsforbrenning, biobrensel, varmepumper, biogass, solvarme eller elektrisitet. Kombinasjon av ulike energikilder sørger for en stabil og fleksibel forsyning av varme til kunder (Statkraft, 2018). Etterspørselen etter fjernvarme øker stadig, og kraftselskaper er på utkikk etter nye miljøvennlige muligheter for å dekke denne etterspørselen (Sletvold, 2017). Figur 1 viser en prinsippskisse for oppsettet til et fjernvarmeanlegg. Å utnytte eksisterende ressurser er et veldig godt tiltak for miljøvennlig fjernvarme og å få dette inn i sirkulærøkonomien. Spillvarme er varme som blir skapt, men ikke blir utnyttet. Her ligger det stort potensiale for gjenvinning av varme og mindre press på andre ressurser.



Figur 1: Energikilder i et fjernvarmeanlegg (Sagvik, 2018).

I Norge er fjernvarmesystemene stor sett utbygd med én varmesentral som distribuerer varme til forbrukerne (omtalt videre som sentraliserte systemer). Vannet distribueres med en temperatur på mellom 80 og 120 °C ut til kundene (Kauko et al. 2017). Der frigis energi til kundene gjennom

varmevekslere og vannet returnerer til varmesentralen med en temperatur som ofte ligger i området rundt 60 ° C.

I følge Norsk Fjernvarme (2018) bygger konseptet fjernvarme på ideen om å bruke energi som er til overs i samfunnet, og som ellers ville gått til spille. I denne sammenheng vil fjernvarme spille en viktig rolle i fremtidens fossilfrie energisystemer ved å tillate økt utnyttelse av våre ressurser. Halvparten av energibehovet vårt er knyttet til oppvarming og kjøling. Økt bruk av fjernvarme vil gi økte muligheter for å avlaste el-nettet. Dette kan frigjøre bruk av elektrisitet til andre formål, som for eksempel transport. Det er en prioritet å bygge et fjernvarmesystem som ikke benytter seg av ikke-fornybare ressurser, men av overskuddsenergi. I store deler av Norge foregår dette allerede i dag ved brenning av husholdningsavfall, næringsavfall og flis fra skog.

Flere fjernvarmeselskaper, som for eksempel Akershus Energi og Varme (AEV), har kommet langt i å utnytte overskuddsvarme fra avløpsledninger. Fremover vil det bli økt fokus på å utnytte overskuddsvarme fra andre typer kilder. Eksempler på dette er datasenter, næringsbygg, dagligvarebutikker, svømmehaller og industri. I tillegg vil det være fokus på å produsere energi der forbruket er som sol- og geotermisk energi. Dette kalles distribuerte energikilder.

1.2. Eksisterende utnyttelse av fjernvarme på Romerike

Romerike er et distrikt i Akershus fylke bestående av 13 kommuner. Distriktet er i sterk vekst som anses å vedvare og i februar 2018 var det 296 996 innbyggere (Aasum, 2018). Utbygging og næringsliv legger til rette for videre vekst. For området er innovasjon og nyskaping viktige nøkkelord (Michelsen og Solli, 2017). Dette er sterke indikasjoner på at nytenkning og energiutnyttelse er viktig for en god vekst i området, både for private og næring. Fjernvarme er allerede utbredt i noen grad på Romerike, som viser at etterspørselen og tilgjengeligheten er tilstede.

1.2.1. Akershus Energi Varme

Akershus Energi har produsert vannkraft siden 1922, og fjernvarme siden 2005 da AEV ble etablert. AEV har siden da utvidet med flere fjernvarmesentraler, produkter og infrastruktur (Akershus Energi, 2018). Akershus Energi eies av Akershus fylkeskommune, og skal være en regional utviklingsaktør innen energi og miljø.

Akershus EnergiPark ble åpnet i 2011 og er en av Europas mest moderne fjernvarmesentraler. Her ligger også Norges største solvarmeanlegg. Anlegget produserer fjernvarme basert på lokale, fornybare energikilder, som skogsflis fra nærområdet, gass fra lokalt avfallsdeponi, varmepumpe, solvarmeanlegg og bioolje (Akershus Energi, 2018). Anlegget har en produksjonskapasitet på 150 klimanøytrale gigawattimer per år, som tilsvarer varmebehovet til 15 000 husstander. Dette kan redusere CO_2 -utslippet med 30 000 tonn hvert år (Akershus Energi, 2018).

Akershus Energi har også anlegg på i Lørenskog, Sørumsand og Årnes, og kan levere byggvarme, fjernvarme til tappevann og oppvarming, gatevarme/snøsmelting, kjøling, teknisk bistand og varmesentraler.

1.2.2. Aurskog-Høland Nærvarme AS

Aurskog-Høland Nærvarme AS ble etablert i 2008 og eies av fire lokale gårdbrukere. Selskapet startet med et flisfyringsanlegg på Bjørkelangen, som forsynte Bjørkelangen skole med varme. I 2015 etablerte de et anlegg på Aursmoen som overtok varmebehovet på Aursmoen barne- og ungdomsskole (Fjernvarme, 2015). Dette reduserte utslippet med hele 90%. De har nå to bioenergisentraler som leverer varme på Bjørkelangen. Aurskog-Høland Nærvarme fyrer med flis, og eventuelt biofyringsolje som spisslast. Ved å øke avvirkningen av tømmer og bruke deler av trevirket som varmekilde, skaper dette inntekter og omsetning for en hel kjede av lokale leverandører, som blant annet skogeiere, skogsmaskin entreprenører, entreprenører med utstyr for flishogging, transportører mfl. (Granås, 2016) Selskapet bidrar til lokal verdiskapning og lokale arbeidsplasser, og reduserer CO_2-utslippet fra fossile energikilder.

1.2.3. Oplandske Bioenergi AS

Oplandske bioenergi holder til i Gjøvik, men har anlegg på blant annet Eidsvoll, Langset, Øverland og Hemnes. Selskapet leverer bioenergi (termisk energi) i form av varmt vann eller damp (Oplandske bioenergi, u.å.). Energien er basert på kortreist CO_2-nøytral biomasse fra skog- og landbruket. Dette representerer lokal verdiskapning der virksomheten og kompetansen forblir i lokalområdet, og pengene sirkulerer internt istedenfor å gå ut av området (Oplandske bioenergi, u.å.).

2. Integrasjon av lavtemperatur fjernvarme i nybygg og med fornybar energi

For å inkludere mer overskuddsvarme og distribuerte energikilder i fjernvarmesystemet vil det være nødvendig med endringer i forhold til hvordan konvensjonelle fjernvarmesystemer er oppbygd. En forutsetning for økt utnyttelse av overskuddsvarme vil være reduksjon i forsyningstemperaturen i fjernvarmesystemet. Reduksjon av temperaturen i fjernvarmenettet, fra dagens 80-120 °C til 50-60 °C, omtales gjerne som lavtemperatur fjernvarme (LTFV) og kan gi flere fordeler innenfor energieffektivitet, ressursutnyttelse og økonomi. LTFV blir ofte referert til som fjerdegenerasjons fjernvarme. Ved å senke forsyningstemperaturen senker man terskelen for hvilke kilder for overskuddsvarme som kan inkluderes i fjernvarmesystemet. Ved å ytterligere senke temperaturene enda lavere, snakker vi om løsninger i fremtiden som kan kalles femtegenerasjons fjernvarme.

Energisystemet i Europa er i endring og det er derfor behov for å tenke nytt. Det blir stadig installert en større andel distribuerte energikilder. Det vil si at solceller, vindkraft og geotermisk energi bygges ut der forbruket av energi er (Egge, 2017). Samtidig er det gjennom EU en storstilt satsning på energieffektivisering av bygg. Herunder er utnyttelse av overskuddsvarme et viktig område. For å optimalisere integreringen av fornybar energi og overskuddsvarme i fjernvarmesystemet er det sentralt å se på tilpasninger som kan gjøres. Flere forskningsartikler peker på at LTFV kan være en delløsning på flere av utfordringene energisystemet står ovenfor. Ved å senke temperaturen i fjernvarmesystemet oppnås flere fordeler (Kauko et.al. 2017):

- Overskuddsvarme kan i større grad utnyttes ved LTFV.
- Økt produksjonskapasitet og forbedret effektivitet av fornybare varmekilder, som solfangere og varmepumper.
- Varmetapene reduseres betraktelig.
- Varmepumper har høyere effektivitetsgrad ved lavere temperaturer.
- Rørkostnader forbundet med LTFV er lavere enn ved konvensjonell fjernvarme.

Utnyttelse av overskuddsvarme fra for eksempel serverrom og fryselager kan resultere i små urbane kraftverk (Egge, 2017).

2.1. LTFV og nybygg

En av hovedutfordringene for dagens fjernvarmesystem er at nye energieffektive bygninger har lavere varmebehov. Lavere varmebehov i nybygg gir høyere returtemperaturer i fjernvarmesystemet som vanskeliggjør utnyttelse av fornybare varmekilder (Nord et al., 2018). Ved å innføre LTFV vil en mer tilpasset temperatur bli levert til nybygg slik at for høye returtemperaturer unngås.

Ettersom nybygg har lavere varmebehov vil leveranse av varme til varmtvann være dimensjonerende for forsyningstemperatur i fjernvarmesystemet. Det er krav på minst 65 °C på husholdnings-varmtvann i Norge for å unngå legionellasmitte (Kauko et.al. 2017). Legionellabakterien er normalt sett å finne i varmtvann. Bakterien multipliseres i temperaturer mellom 20-45 °C, men overlever ikke temperaturer over 60 °C (Health and Safety Executive, u.å.). Likevel vil en reduksjon av forsyningstemperaturen ned til 60 °C være en stor endring fra dagens forsyningstemperatur, og vil ha alle de overnevnte fordelene ved LTFV (Kauko et.al. 2017). I nye bygninger er varmetapet mye

mindre enn i eldre bygninger, og i tillegg er det ofte gulvvarme i nybygg, som egner seg for lavere temperatur på varmedistribusjon (Egge, 2017).

I følge Sagvik (2018) vil det ikke være effektivt med radiatorer i nybygg, men heller ha ett rørsystem som leverer både varme til varmtvann og oppvarming. Dette kan løses ved å legge gulvvarme i plastrør, som er både økonomisk og ressurssmart ettersom installasjon av ekstra rørsystem, varmeveksler og radiatorer bli spart.

2.1.1. Krav til nybygg

Byggteknisk forskrift (TEK17) er gjeldende for alle nybygg som skal bygges (Direktoratet for byggkvalitet, u.å.). Utbyggere må forholde seg til de krav som er satt her, og dette er en god mulighet til å presse frem høyere krav til nybygg. Kapittel 14 i TEK17 omhandler krav til energi og energiforsyning, og er uendret fra TEK10 (Direktoratet for byggkvalitet, u.å.). Til tross for at det allerede har vært krav om opplegg for lavtemperaturløsninger, har ikke disse kravene blitt strengere. Dette vil si at utbredelsen av LTFV er relativt ukjent som løsning for varme, og det trengs en kunnskapsheving og erfaring innenfor fagområdet for å utnytte spillvarme (Direktoratet for byggkvalitet, u.å.).

Lavtemperatur varmeløsninger er en løsning for å sikre energifleksibilitet, og energifleksible system må dekke minimum 60% av totalt varmebehov iht. TEK17 (Direktoratet for byggkvalitet, u.å.). De resterende prosentene kan dekkes av for eksempel elektrisitet. Plan- og bygningsetaten i Oslo utrykker bekymring for dette kravet, da det kan føre til at utbyggere bare benytter fjernvarme til tappevann, mens elektrisitet blir brukt til oppvarming. Plan- og bygningsetaten anbefaler å vurdere å kontakte statlige myndigheter for å få denne prosentandelen hevet (Plan- og bygningsetaten, 2018). Kapittel 14 sier at dersom et bygg er over 1000 m2 skal det være energifleksible varmesystemer og være lagt opp for lavtemperaturløsninger. Dette gjelder hovedsakelig for leilighetskomplekser eller andre bygg med flere boenheter, da de færreste eneboliger er på størrelsen 1000 m^2.

For bygg under 1000 m2, er det tillatt å dekke varmebehovet kun ved hjelp av elektrisitet. Endringene i TEK 17 viser at det har kommet strengere krav til bedre vinduer (U-verdi 0,8), tetthet (lekkasjetall 0,6), isolerte gulv, høyere tillatt vindusareal og lempede krav til kuldebroverdi (Direktoratet for byggkvalitet, u.å.). Dette betyr at det blir mindre varme som slipper ut grunnet lekkasje. Disse kravene tilsvarer passivhus og vil i stor grad være kompatibelt med LTFV, men kan være utfordrende å få til dersom det ikke blir satt spesifikke krav til bruk av LTFV.

2.2. LTFV og fornybar energi

LTFV regnes som 4. generasjons fjernvarme (Kauko et.al. 2017). Dette vil kunne redusere klimagassutslipp i stor grad, øke påliteligheten til energisystemene, samt bidra til overgangen til fornybarsamfunnet ved å sørge for større integrering av fornybar energi og overskuddsvarme. I tillegg vil LTFV kunne bidra til å tilfredsstille et økende energibehov i framtiden (Nord, Kauko og Tereshchenko, 2018).

Integrasjon av overskuddsvarme og fornybar energi kan gjøres gjennom desentraliserte varmesentraler. I et intervju gjort med Gemini (Egge, 2017) påpeker Kauko at ved innføring av lokale

lavtemperatur varmenett blir begrepet fjernvarme misvisende. Urban energi brukes istedenfor å beskrive at varmen til varmenettet produseres der hvor forbruket er.

Desentraliserte varmesentraler som utnytter fornybar energi og overskuddsvarme vil til tider kunne levere varme til det sentrale fjernvarmesystemet. Denne integreringen av spredte systemer vil være viktig for skiftet til fornybarsamfunnet ved å trygge leveringssikkerheten og sikre nok energi til kommende generasjoner. Dette fordrer at forbrukere av energi også leverer overskuddsenergi fra spredte energikilder enten det er solenergi, varmepumper eller overskuddsvarme. I følge Nord et al. (2018) kan framtidige LTFV-systemer ha varmeproduksjon basert 100% på slike fornybare energikilder.

Overskuddsvarme regnes som varme som i dag ikke blir utnyttet og som vil gå til spille om det ikke blir integrert i fjernvarmesystemet. Andre kilder som kan levere overskuddsvarme kan være industri, næringsbygg, dagligvarebutikker, datasentre, avløpsledninger og offentlige bygg som svømmehaller og skoler.

2.2.1. Solenergipotensial i Norge

Mulige energikilder å integrere med lavtemperatur fjernvarme er solenergi. Hvert år mottar Jorda 15 000 ganger så mye energi som klodens befolkning bruker, og i Norge blir det tilført 1500 ganger mer solenergi enn det som forbrukes (Norsk solenergiforening, u.å.). Energimengden avhenger av jordens plassering i forhold til solen, og energien kan variere mellom 700 – 2 200 kWh/kvm per år. På en horisontal flate er solinnstrålingen mellom 700 – 1000 kWh/kwm per år (Norsk solenergiforening, u.å.). Et normalt, skyggefritt norsk bygg mottar mer energi i form av solinnstråling enn bygget bruker på et år. Den høyeste solinnstrålingen er på Sør- og Østlandet, som mottar omtrent like mye energi som sentrale områder i Tyskland (Norsk solenergiforening, u.å.). Lokale forhold som skydekke og skjerming fra fjell, åser, vegetasjon eller bygninger spiller inn på hvor gode solressursene er for ulike områder. Største solinnstrålingen er mellom mai – juni, og lavest desember – januar (Norsk solenergiforening, u.å.).

Solenergien kan utnyttes på to ulike måter (Norsk solenergiforening, u.å.):

- Produksjon av varme gjennom passiv solvarme og solfangere.
- Produksjon av elektrisk energi ved hjelp av solceller og konsentrert solkraft (termisk solkraftverk).

Solceller har en fordel i Norge da de er mest effektive når de er kalde. De kan gi høy energiproduksjon for eksempel i mars. Det finnes verktøy for å finne solinnstråling på bestemte adresser, som for eksempel PVGIS og Meteonorm, og offentlige og private målestasjoner for solinnstråling. Solceller og solfangere er bærekraftig fordi det ikke slipper ut CO_2 i løpet av driftsårene. Fremstillingen av silisium er energikrevende, men det tar mindre enn to år før solcellene har produsert like mye energi som trengtes til produksjonen (Norsk solenergiforening, u.å). Et solcelleanlegg produserer strøm i 30 år, og har en garantitid på minst 25 år (Norsk solenergiforening, u.å). Det er lave driftskostnader og vedlikehold de neste 20 – 30 årene etter installasjon (Norsk solenergiforening, u.å). Tilbakebetalingstiden for solfangere regnes å være på 5-15 år/20-30 år for anleggene, avhengig av solfangere og systemløsning (Norsk solenergiforening, u.å). Det forekommer moderate drift- og vedlikeholdskostnader i løpet av levetiden etter installasjon.

Det er ikke forbundet større brannrisiko for solcelleanlegg og solfangere i forhold til andre elektriske installasjoner (Norsk solenergiforening, u.å.). Ved installasjon bør man unngå skygge fra terreng, vegetasjon og bygninger som kan redusere den avgitte effekten. Før montering av anlegg bør restlevetiden på taket og fasaden kontrolleres. Det må også kontrolleres at tak og fasade vil tåle vekten av anlegget, og ta høyde for vind- og snøbelastning (Norsk solenergiforening, u.å).

2.2.2. Solceller

Solceller kan levere mellom 100 – 170 kWh strøm/m^2 solcelleareal. Et solcelleanlegg kan til sammenligning levere 700 – 1000 kWh per installert kWp/år. kWp står for kilowatt-peak, som betyr effektkapasiteten ved standard testforhold (Norsk solenergiforening, u.å.). Installert kapasitet for solenergi har hatt en kraftig vekst i det norske markedet de siste årene. I 2017 ble det installert 18 MWp, og Norge hadde da ca. 45 MWp kapasitet for solkraft installert (Multiconsult og Asplan Viak, 2018). Veksten har vært på 366 % fra 2015 til 2016.

2.2.3. Solfangere

Solfangere omdanner solenergi til varme som kan brukes til oppvarming av rom og/eller tappevann. Solfangeranlegg kan levere 3-500 kWh varme/kvm solfangerareal, avhengig av solfangere og systemløsning (Norsk solenergiforening, u.å.). Solfangere kan integreres i bygningsfasaden eller taket, og erstatte andre bygningsmaterialer. I Norge utgjør oppvarming en stor del av energibruken i bygg. For husholdninger går 78% av energibruken til oppvarming av bygg og varmtvann (Norsk solenergiforening, u.å.). En solfanger dekker ikke alt energibehovet til forbruksvann og oppvarming hver dag året rundt, og må da være i en kombinasjon med en annen varmekilde (strøm, varmepumpe, fjernvarme). Solenergipotensialet på sin egen bolig kan kartlegges ved hjelp av for eksempel elektroniske solkart (Solkart, u.å).

2.2.4. Berg/jordvarme

Jord- og bergvarme er solenergi som er lagret i jord eller myr, og som kan benyttes til å varme opp boliger. For bergvarme er temperaturen jevn nesten året rundt hvis varmen hentes fra 10 meters dyp (NOVAP, 2018). Jordvarmepumpe kan spare 60 – 75 % av boligens energiforbruk til oppvarming og varmt tappevann. Bergvarmepumpe kan gi tilnærmet gratis kjøling, fordi temperaturen i bakken er lav nok til å kjøle bygningen om sommeren (NOVAP, 2018). Nedbetalingstiden er 8 – 12 år. Utnyttelse av jord/bergvarme kan kombineres med andre energikilder som for eksempel fjernvarme og varmepumper (NOVAP, 2018).

2.2.5. Varmepumper

Varmepumpens funksjon er å hente energi fra jordvarme, bergvarme, sjøvarme eller luft, ofte i kombinasjon med noe elektrisitet. 1 kWh tilført energi i form av elektrisitet vil produsere 2-5 kWh varmeenergi (NOVAP, 2018). En varmepumpe vil redusere behovet for tilført energi med 40-80% i forhold til et oppvarmingssystem basert på elektrisitet, gass, olje, bio eller fjernvarme. Varmepumpen omdanner energi til kulde eller varme, og avgir mer energi til oppvarming/nedkjøling

enn den forbruker selv (NOVAP, 2018). Det finnes flere ulike typer varmepumper, se tabell 1 (NOVAP, 2018).

Tabell 1: Oversikt over ulike egenskaper til forskjellige varmepumper.

Type varmepumpe	**Luft-til-luft**	**Luft-til-vann**	**Jord/berg**
Egnethet	Eneboliger, tomannsboliger, leiligheter og rekkehus.		
Reduserer energiforbruket med	Man får igjen 2-3 ganger så mye varme ift pumpens strømforbruk ila. 1 år.	70 %. 1 kWh tilført energi gir 3,5 kWh varmeenergi.	Berg: 60-80 % Jord: 60-75 %
Levetid	12-15 år	12-15 år	20 år for begge
Nedbetalingstid	3-6 år	6-10 år	
Investeringskostnader	Moderate	Moderate	Høye
Energikilde	Uteluft	Uteluft	Berg: energibrønn Jord: nedgravde slanger
Tilfører type energi til	Romvarme	Varmtvann og romvarme	Tappevann, vannbåren gulvvarme, radiatorer eller viftekonvektorer

Luft-til-luft-varmepumpe sprer varmen ved hjelp av en vifte og er mest effektiv i boliger med åpen planløsning (NOVAP, 2018). Dette avhenger av husets størrelse, grad av isolasjon, etasjer og avstengte rom. Strøm eller vedfyring kan være nødvendig som supplerende energikilde. Luft-til-vann-varmepumpe dekker energibehovet nesten hele året, utenom på de kaldeste dagene (NOVAP, 2018). For jord/bergvarmepumpe er høy fuktighet viktig og myrjord er den beste varmekilden. Væsken avgir varme fra energibrønnen eller jorda til varmepumpen, og fortsetter tilbake ned i brønnen eller bakken for å hente mer varme (NOVAP, 2018).

2.2.6. Varmepumper og solenergi

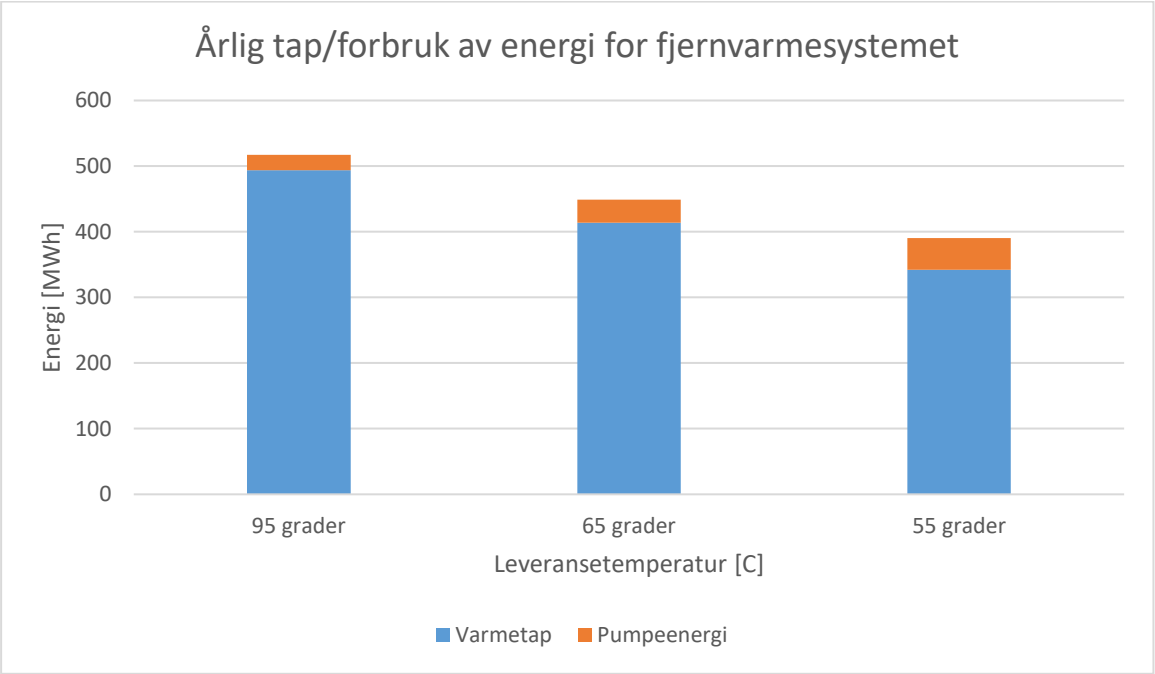
Solfangere har 2-3 ganger større virkningsgrad enn solceller. Solfangere overfører varmen til et lukket væskesystem. Væsken kan brukes til å forsyne et vannbårent varmeanlegg på flere måter; romoppvarming, varmt tappevann, eller begge deler. Solenergi og varmepumper kan kombineres både til luft-til-vann, væske-til-vann-varmepumper eller avtrekksvarmepumper (NOVAP, 2018). Et slikt anlegg vil prioritere solenergien så lenge den leverer tilfredsstillende energi, så vil ikke varmepumpen gå. Dette forlenger varmepumpens levetid. Ved for lite solvarme til at den kan brukes direkte i akkumulatortanken, kan den brukes til å forvarme kaldt tappevann inn på akkumulatortanken (NOVAP, 2018).

Solvarmen kan supplere varmepumpens energikilde. Solvarmen vil øke temperaturen på varmekilden inn til varmepumpen, som får høyere effektfaktor. Varme fra solfangerne kan brukes til å lade energibrønnen med varme om sommeren (NOVAP, 2018). Solen er mest effektiv da, og kan levere mer enn du trenger i en bolig. Overskuddet kan sendes ned i bakken. Fordelen med å kombinere solenergi med varmepumper er at pumpen kan stå og få forlenget levetid ved nok sol. Solenergien

kan effektivisere varmepumpen og bidra til oppvarming en større andel av året. Ulempene er det visuelle med å ha solfangere og/eller solceller montert på taket (NOVAP, 2018).

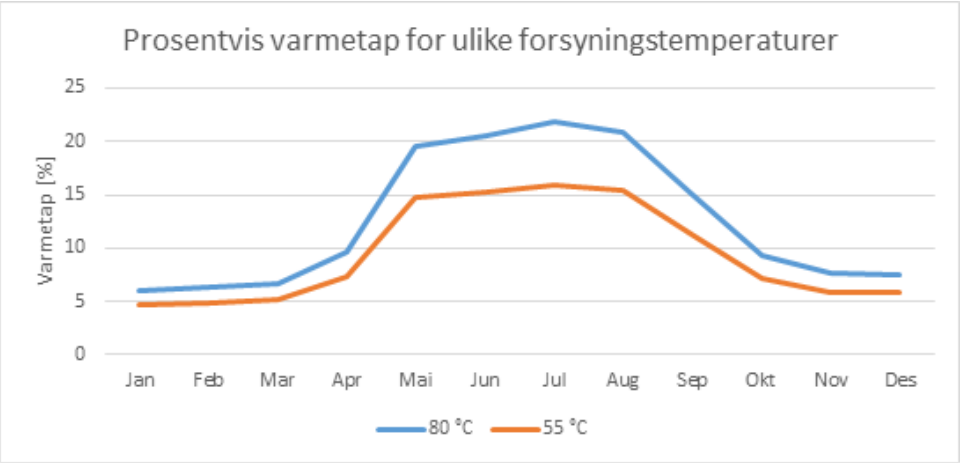
3. Energibesparelse ved bruk av LTFV

Et av de viktigste argumentene for utbygging av LTFV er at varmetapene fra distribusjon av varmtvannet reduseres betraktelig. Artikkelen til Kauko et.al. (2017) presenterer resultater fra en simulert utbygging av fjernvarme i et planlagt boligområde i Trondheim. Resultatene viser at det er mulig å redusere varmetapet fra fjernvarmesystemet med 31 % ved å senke forsyningstemperaturen fra 95 til 55 °C. Reduksjon i forsyningstemperatur betyr en økning i pumpeenergi, ettersom vann med lavere temperatur er mer energikrevende å distribuere. Simuleringen viste at pumpeenergien ble fordoblet ved å endre temperaturen fra 95 til 55 °C, men reduksjonen i varmetap var flere ganger høyere enn økningen i pumpeenergi (Kauko et.al. 2017). Totalt sett resulterte LTVF i en årlig energibesparelse på 120 MWh sammenlignet med konvensjonell fjernvarme (figur 2). Dette tilsvarer årsforbruket til 6 normale norske eneboliger.



Figur 2: Årlig energitap og pumpeenergi for fjernvarmesystemet simulert på Brøset i Trondheim fordelt på ulike levereansetemperaturer i systemet (Kauko et.al. 2017).

Artikkelen til Nord et.al. (2018) har simulert LTFV og sammenlignet med konvensjonell fjernvarme i et annet boligfelt i Trondheim, bestående av en kombinasjon av eksisterende bygg og nye passivhus. Resultatene viser at varmetap er lavere gjennom hele året ved reduksjon av distribusjonstemperaturen (figur 2). Grunnen til det er at det er prosentvis høyere varmetap i løpet av sommeren er som følge av at det leveres mindre fjernvarme om sommeren.



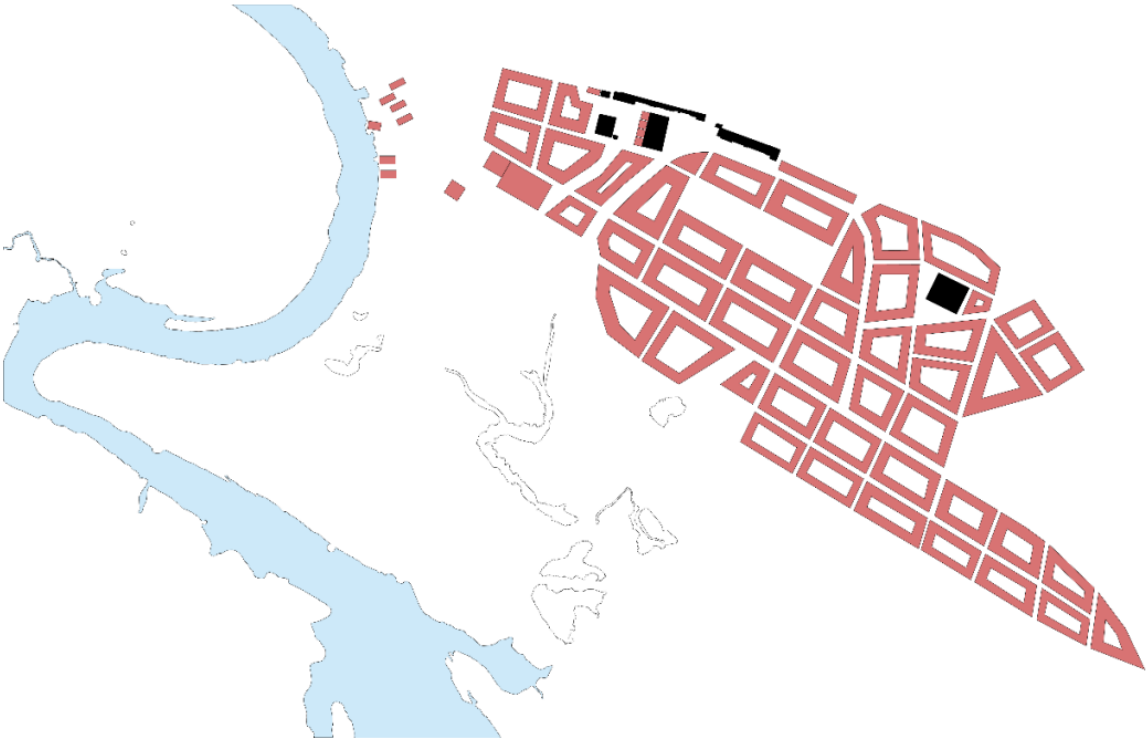
Figur 3: Prosentvis varmetap fra LTFV sammenlignet med konvensjonell fjernvarme. Resultater fra simulering av et variert boligstrøk i Trondheim (Nord, Kauko og Tereshchenko, 2018).

4. Eksempler på bruk av LTFV i Norge og internasjonalt

4.1. Fremtidig potensial på Kjeller

I 1912 ble flyplassen i Lillestrøm åpnet, og siden det har byen vokst rundt flyplassen. Innen 2023 skal Forsvaret sin virksomhet på Kjeller flyplass legges ned. Når denne virksomheten blir avviklet, blir et stort område frigitt rett ved Lillestrøm sentrum. Med den forventede befolkningsveksten som kommer både i Lillestrøm og Oslo, er det stort behov for ny utbygging (Ranum et.al., 2017). Siden Kjeller er et helt ubebygd boligområde grunnet flyplassen, er dette et område som kan bygges ut på en helhetlig og miljøvennlig måte. Dette gir Kjeller en unik mulighet til å bli et foregangsområde på hvordan man kan utnytte LTFV på Romerike.

Med utgangspunkt i rapporten Kjeller 2023 (Ranum et.al., 2017) foreslås det å bygge ut bruksareal til bolig på 136 182 m^2 og bruksareal til næring 220 149 m^2 (figur 3). Sammenlignes dette med Kauko et.al. (2017) sin simulering av utbyggingen av Brøset i Trondheim kan besparelsen som oppnås estimeres ved å velge LTFV på Kjeller fremfor konvensjonell fjernvarme. Utbyggingen på Brøset innebærer 140 898 m^2 bolig og 44 850 m^2 andre bygninger (næring). Boligareal er rimelig likt, mens Kjeller anslås å få større mengde næring (tabell 2). En stor andel næring betyr god tilgang på overskuddsvarme. Dette er enda et argument for at området bør bygges ut med LTFV, som kan sikre at alle ressurser blir utnyttet.



Figur 4: Forslag til utbygging av Kjeller flyplass (Ranum et.al., 2017)

Tabell 2: Boligareal for private og næring i Skedsmo og Trondheim.

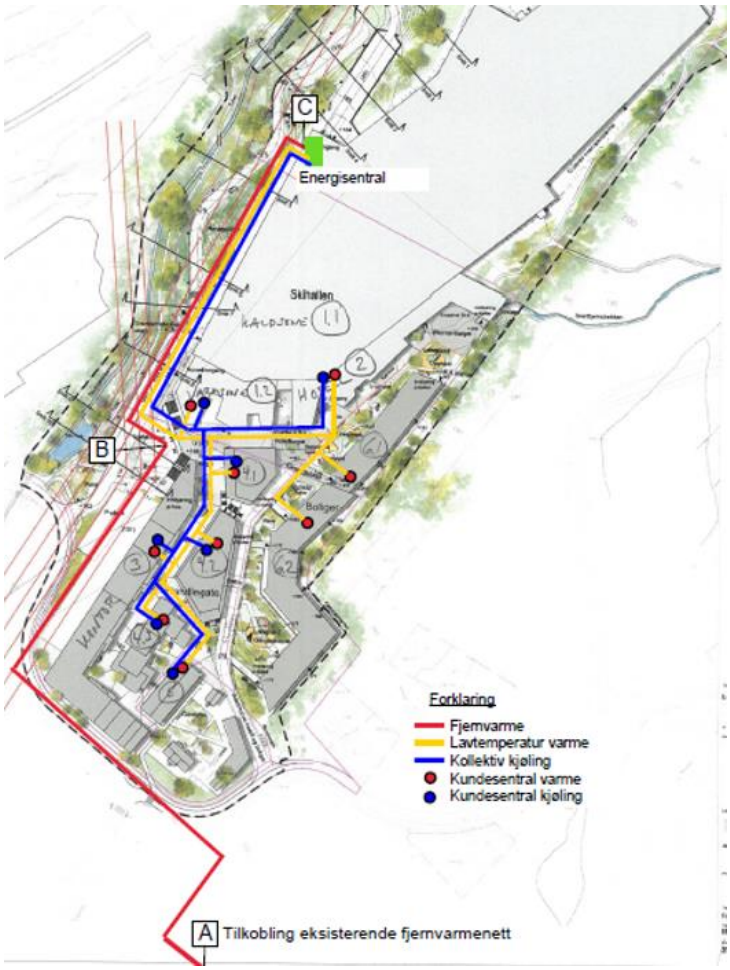
	Bolig (BRA) [m^2]	Næring (BRA) [m^2]	Totalt (BRA) [m^2]
Brøset, Trondheim	140 898	44 850	185 748
Kjeller, Skedsmo	136 182	220 149	356 331

Total varmebesparelse på Brøset ga 120 MWh/år. Et enkelt estimat gir årlig besparelse på 230 MWh ved å anlegge LTFV framfor konvensjonell fjernvarme på Kjeller. Dette tilsvarer strømforbruket til 11,5 norske eneboliger.

4.2. Lørenskog Vinterpark

Lørenskog Vinterpark skal bygges som LTFV-nett som er sammenkoblet med det sentrale fjernvarmenettet. Gul strek i figur 5 viser LTFV-nettet, mens rød strek viser konvensjonell fjernvarme (Sagvik, 2018). Det nye fjernvarmenettet er koblet sammen med det eksisterende fjernvarmenettet på Lørenskog i punkt A. En energisentral (se punkt C i figur 5) kobler LTFV og den konvensjonelle fjernvarmen sammen. LTFV-nettet utnytter overskuddsvarmen fra skihallen ved energisentralen og distribuerer varme og kjøling til nærliggende bygg.

Tanken er at overskuddsvarme skal i første omgang gjenvinnes i den varme sonen i bygget. I fremtiden skal dette også gå til nærliggende bygg og inn på fjernvarmenettet (Sagvik, 2018).



Figur 5: Lørenskog Vinterpark skal bygges som lavtemperatur fjernvarmenett som er sammenkoblet med det sentrale fjernvarmenettet. Gul strek viser LTFV-nettet, mens rød strek viser konvensjonell fjernvarme (Sagvik, 2018).

4.3. REMA 1000, Trondheim

I Trondheim er det bygget en REMA 1000-butikk der overskuddsvarme fra kjølemaskineriet i vanntanker mellomlagres. Videre blir dette levert tilbake til butikken via ventilasjonssystem og gulvvarme når dette trengs. Bakgrunnen for dette bunner i oppnådde resultater fra SINTEF via modellering av lokale varmenett for nye området. Der er planen at spillvarme fra butikker, bygninger og serverrom, og fornybare energikilder som solvarme og varmepumper skal dekke områdets varmebehov. Dette kan gjerne være i kombinasjon med termisk lagring. Resterende varmebehov skal bli levert av det primære fjernvarmenettet. SINTEF sine resultater viser at varmetapet kan reduseres med 1/3 ved bruk av LTFV (Egge, 2017). I tillegg fører dette til at bruk av spisslastkilder (ofte basert på fossile brensler) kan reduseres. Dette indikerer også et samspill med el-nettet, som kan redusere effekttoppene der. Dette viser et godt eksempel på at spillvarmen kan distribueres gjennom LTFV (Egge, 2017).

4.4. Østre Hageby, Stavanger

Østre Hageby i Stavanger er det bygget et rekkehusanlegg som var ferdigstilt i 2016. Dette var et pilotprosjekt i Fremtidens Byer. For rekkehusene er det fire varmekilder å velge mellom; geovarme, kloakk, luft og solfangere. Med fire varmekilder oppnås det en stabil tilførsel for å dekke behovet. Den beregnede effekttoppen på 300 kW har de fått redusert med 90 %. Det brukes da 30 kW på de 66 boligene og snøsmeltingsanlegget. I lavtemperatur nærvarmenettet går alt i to tynne rør, med høyt trykk. Varmevekslere i hver leilighet sikrer mot legionella. Her blir vannet kjørt ut på 55 grader, men kan trolig reduseres til 45. Energitapet ift. tredjegenerasjonsanlegg med fire rør har blitt redusert med 75%. På grunn av mindre installasjoner som rør, er dette et prosjekt som også er billigere enn tradisjonelle installasjoner. I tillegg er dette et pilotprosjekt, og kostnadene forventes å være rundt 25% mindre når neste lignende prosjekt blir igangsatt (Mathisen, 2017).

4.5. Brøset, Trondheim

I Trondheim er det planlagt en miljølandsby på Brøset. Her skal varmen komme fra lokale spillvarmekilder som butikker, bygninger og serverrom, samt fornybare varmekilder som solvarme, varmepumper og fjernvarme. Kauko et.al. (2017) har simulert et utbyggingsprosjekt som et LTFV-område. Målet er at lokale spillvarmekilder og fornybar varmeproduksjon skal fungere i samspill med et overordnet fjernvarmesystem (Egge, 2017).

4.6. Demonstrasjonsprosjekt i Geding

I Geding i Danmark ble det startet et demonstrasjonsprosjekt i 2014. Her var det 25 boliger som hadde fjernvarme i utgangspunktet, og alle disse ble konvertert til ultra LTFV. Prosjektet har en temperatur som er nede i 45 grader om sommeren. Dette har redusert varmetapet med 30 % (KTC, 2018). Fjernvarmenettet i Danmark er basert på lavere temperaturer. Et problem som kan oppstå ved lave temperaturer på vannet, er legionella. Ettersom legionella multipliserer seg ved opptil 45 grader er nok dette muligens en for lav temperatur. Det finnes løsninger som for eksempel varmevekslere som kan hindre legionella selv ved lave temperaturer (Mathisen, 2017).

4.7. Datasenter i Oslo

På Ulven i Oslo har Digiplex et stort datasenter som fungerer som et eksternt datarom for tusenvis av bedrifter og privatpersoner i Norge. Frem til nå har den store mengden overskuddsvarmen som kommer herfra gått til spille. Nå skal Digiplex og Fortum Oslo Varme samarbeide om å gjenvinne denne overskuddsvarmen tilbake til rundt 5000 privatboliger som fjernvarme. Det bli lagt rør i bakken som bygårder og bedrifter kan koble seg på og dermed få gjenvunnet overskuddsvarme til oppvarming. I tillegg vil det i 2019 bli satt opp varmevekslere som vil sende dette ut på fjernvarmenettet (Messel, 2018). Ifølge Sagvik (2018) vil det være aktuelt å se på avtaler for å gjenvinne overskuddsenergi også i Lillestrøm-området, for eksempel å utnytte overskuddsvarme fra industrien på Nesa.

5. Diskusjon

Gjennom oppgaven har det kommet frem potensialet for å utnytte LTFV i stedet for tradisjonell fjernvarme. Siden det er bygget ut en del fjernvarme på Romerike (Akershus Energi Varme, Aurskog-Høland nærvarme AS og Oplandske bioenergi AS), viser dette at potensialet for videre utbygging er tilstede og etterspurt. LTFV egner seg godt til å benyttes på nye boligområder, som ble vist i eksempelet fra Østre Hageby i Stavanger. Det er absolutt en fordel at LTFV kan kobles sammen med eksisterende fjernvarmenett, som det planlegges å gjøre på vinterparken i Lørenskog. Det er både av praktiske og økonomiske hensyn. Tilkobling til eksisterende fjernvarmenett vil være sparsomt med tanke på utbyggingskostnader for infrastruktur. I motsetning kan det ved renovering av bygg være krevende å få dette til, da infrastrukturen mest sannsynlig allerede ligger til rette for tradisjonell fjernvarme.

Når det planlegges nybygg bør det ses i sammenheng om det skal bygges i nærheten av industriområder. Dersom dette skjer, må man se på muligheten for å utnytte spillvarmen som kommer fra industribygg inn i utbyggingsområdet. Hvis det produseres mer spillvarme fra industribygg enn de behøver selv, kan dette brukes til oppvarming av nærliggende boligbygg. Eksempler på dette kan sees fra REMA 1000 i Trondheim, der det er planlagt å kombinere med solenergi og varmepumper for å dekke energibehovet. Samt eksempelet med datasenteret på Ulven i Oslo. I følge SINTEF vil overgangen til LTFV redusere energibehovet til 1/3. Dette er et godt eksempel på hvor LTFV kan benyttes og hvordan det kan kombineres med andre energikilder. Mange har oppfatning av at det ikke er nok solenergipotensial i Norge. I følge daglig leder i Otovo, Andreas Thorsheim, er potensialet tilstede og Romerike er det området som har hatt størst vekst i interesse for solenergi i Norge (Kilde, 2017). Varmepumper er populære både hos privatpersoner og industri, og som kan kobles sammen med LTFV og solenergi. Dette kan bli et viktig tiltak for å redusere energitoppene på strømnettet ved at eneboliger kan produsere egen energi, og frigjør mer kapasitet på strømnettet.

Romerike er et område som vil fortsette å være i sterk vekst. Dette vil medføre økt befolkningstetthet og mer energibehov. Det er derfor viktig at nye boliger bygges så energieffektive som mulig, og at man implementerer nye løsninger. Et område som peker seg ut som egnet for LTFV er planlagt utbygging på Kjeller, nevnt i kapittel 4. Her er det planlagt å bygge moderne bygg med lavt energibehov. Samtidig vil det være næring som har tilgang på overskuddsvarme, og det er gode solforhold som gjør at solfangere kan knyttes til LTFV. En annen fordel er at Kjeller har nærhet til eksisterende fjernvarmenett, som vil gjøre det enklere å koble LTFV til dette. Det vil også være mulig å benytte varmepumper alene eller knyttet til solenergi. Dette tyder på at det er mange muligheter på Kjeller for å utnytte fornybar energi.

Hvis dette eksempelet viser seg å gi gode resultater i form av tilfredsstillende implementering av ulike energikilder, kan dette brukes som et foregangsområde for lignende utbygging og utvikling i andre områder på Romerike. Det er ikke sett nærmere på andre lignende utbyggingsprosjekter i Romerike. Det utelukkes derfor ikke at lignende prosjekter er under planlegging på Romerike.

5.1. Utfordringer og forslag

En av hovedutfordringene med å senke temperaturen på vannet i fjernvarmenettet er risikoen for utvikling av legionella. Legionella utvikler seg raskt hvis temperaturen er 45 grader C. Spesielt i

Danmark har dette blitt et problem (Dyrskov, 2018). Der har forekomsten av legionella økt betraktelig etter at myndighetene senket temperaturen på fjernvarmenettet. Det er derfor viktig at vannet i LTFV ikke har lavere temperatur enn 55 grader, for å sikre at legionella ikke forekommer i vannet. For å motvirke dette har man i Østre Hageby i Stavanger brukt varmevekslere for å forhindre legionellavekst. For videre utbygging av LTFV er det derfor viktig å sikre med liknende tiltak for å hindre bakterievekst.

Det er ikke tatt stilling til om utbygging av LTFV vil gi økte kostnader versus ordinær fjernvarme. Ut i fra dette studiet er det derfor vanskelig å vite om dette er økonomisk lønnsomt med tanke på kostnader for utbygging av LTFV, kontra ordinært fjernvarme-system. Trolig vil kostnadene bli høyere for utbygging av LTFV fordi dette krever mindre og flere rør, enn ordinær fjernvarme som består av et stort rør. Kostnader rundt tilkobling av LTFV og annen fornybar energi er heller ikke tatt med. På den andre siden vil det mest sannsynlig lønne seg i lengden med LTFV hvis dette blir den nye normalen. Dette må tas med i en nærmere vurdering.

For videre utbygging av LTFV er helhetlig planlegging viktig for å klare å utnytte energien som er tilstede i et utbyggingsområde. Utbygginger bør planlegges nabolag for nabolag fremfor bygg for bygg. Et bra eksempel er fra SINTEF sitt forskningsprosjekt «Zero Emission Buildings and Neighbourhoods» som viser riktig tankesett (Gustavsen, 2017). Her har de fokusert på hvordan hele nabolaget kan bli mer energieffektivt. For å utnytte overskuddsvarmen i et område best mulig, må man stille krav til at alle bygg i området skal ha LTFV som varmekilde. Dette gjelder både til oppvarming og varmtvann. Dette vil trolig være utfordrende for planavdelinger i kommunene med tanke på infrastruktur og økonomi. Et mulig tiltak er at man gjennom plan- og byggavdelinger stiller krav til utbyggere om at de skal være «prosumers». Det kan være i form av å levere overskuddsvarme til fjernvarmenettet, eller å bruke fornybar energi til energiproduksjon.

Videre har Plan- og bygningsetaten i Oslo uttrykt bekymring rundt effekten av dagens veileder til teknisk forskrift § 14-4, 2. ledd. I forskriften stilles det krav om at energifleksible systemer må bare dekke 60 % av normert netto varmebehov. Konsekvensen av denne veiledningsteksten kan føre til at utbyggere bare benytter LTFV til tappevann, og bruker strøm til oppvarming. Vi anbefaler derfor at kommunene kan vurdere å komme med et innspill til statlige myndigheter om å få omformulert veiledningsteksten. På den måten kan kravet til prosentandelen økes.

For at dette skal bli mer etterspurt foreslås det at kommunene oppfordrer innbyggere og næring til å koble seg på LTFV-nettet. Et forslag er at kommunene kan etablere en offentlig tilskuddsordning som de kan tilby innbyggere og næring. Dette kan gjøre det mer ønskelig og billigere å investere i fornybare energiløsninger og LTFV. Kommunene bør også fokusere på mer miljø- og klimavennlige løsninger i sine kommunale planer. Samtidig kan eierkommuner til IKSer oppfordre selskapene til å tilpasse seg fremtidige energiløsninger.

6. Konklusjon

Det er tydelig at LTFV er en moderne og energieffektiv løsning for fremtidens fjernvarme. På denne måten kan man på en bedre måte utnytte overskuddsenergi, redusere energitap fra fjernvarme, og dermed trolig spare kostnader. Det anbefales at ved utbygging av fremtidig fjernvarme bør LTFV velges for nye boliger, særlig i områder med høy boligtetthet. Helhetlig planlegging er viktig for å kunne utnytte overskuddsenergien i et område, og for å se på utnyttelsen av flere fornybare energikilder. Man bør planlegge hele nabolag sammen i motsetning til planlegging av hus til hus. En slik planlegging vil være i tråd med vår tids fokus på energieffektivitet og sirkulær økonomi.

Case 2 – Trykkreduksjonsturbiner

1. Innledning

Vann- og avløpsnettet i Norge er en energikrevende infrastruktur. Det er estimert at 2-3 % av energiproduksjonen på verdensbasis går til VA-formål, deriblant rensing og distribusjon av vann og avløp, anlegg av nye rør, og transportering av slam (Olsson, 2012). Norsk Vanns nasjonale bærekraftstrategi for vannbransjen, med forankring i FNs bærekraftsmål for 2030, har som delmål at *"Vannbransjen skal innen 2030 minst halvere sitt energiforbruk basert på 2014-nivået, gjennom tiltak for energieffektivisering og energiproduksjon."* (Norsk Vann, 2017).

Et område på ledningsnettet hvor energien går til spille er i trykkreduksjonsventiler (TRV). TRV er viktig for å regulere vanntrykket og forhindre vannlekkasjer på ledningsnettet, men energien i trykket som reduseres forsvinner til støy, vibrasjoner og varme. Ideen om å utnytte denne energien er ikke ny, men heller ikke utbredt i Norge. Enkelte steder i landet, for eksempel i Eidsvoll, Oslo og Stavanger, og andre steder i verden, blir energi utnyttet ved å erstatte TRV med en trykkreduksjonsturbin (TRT).

Denne casen handler om TRT som alternativ for TRV, spesielt med fokus på Romerike. Formålet med casen er å vurdere hvordan den sløste energien kan utnyttes, om det er økonomisk lønnsomt, og vurdere fordeler og ulemper. Casen er vurdert gjennom kartlegging, litteratur og erfaringer underveis i oppgaveperioden.

2. Teori og beregningsgrunnlag

Teorien nedenfor tar utgangspunkt i litteratur, samt data og erfaringer fra leverandører. Det gjelder teori om turbiner, effekten og energien som kan oppnås fra en turbin, og videre om det vil kunne være lønnsomt.

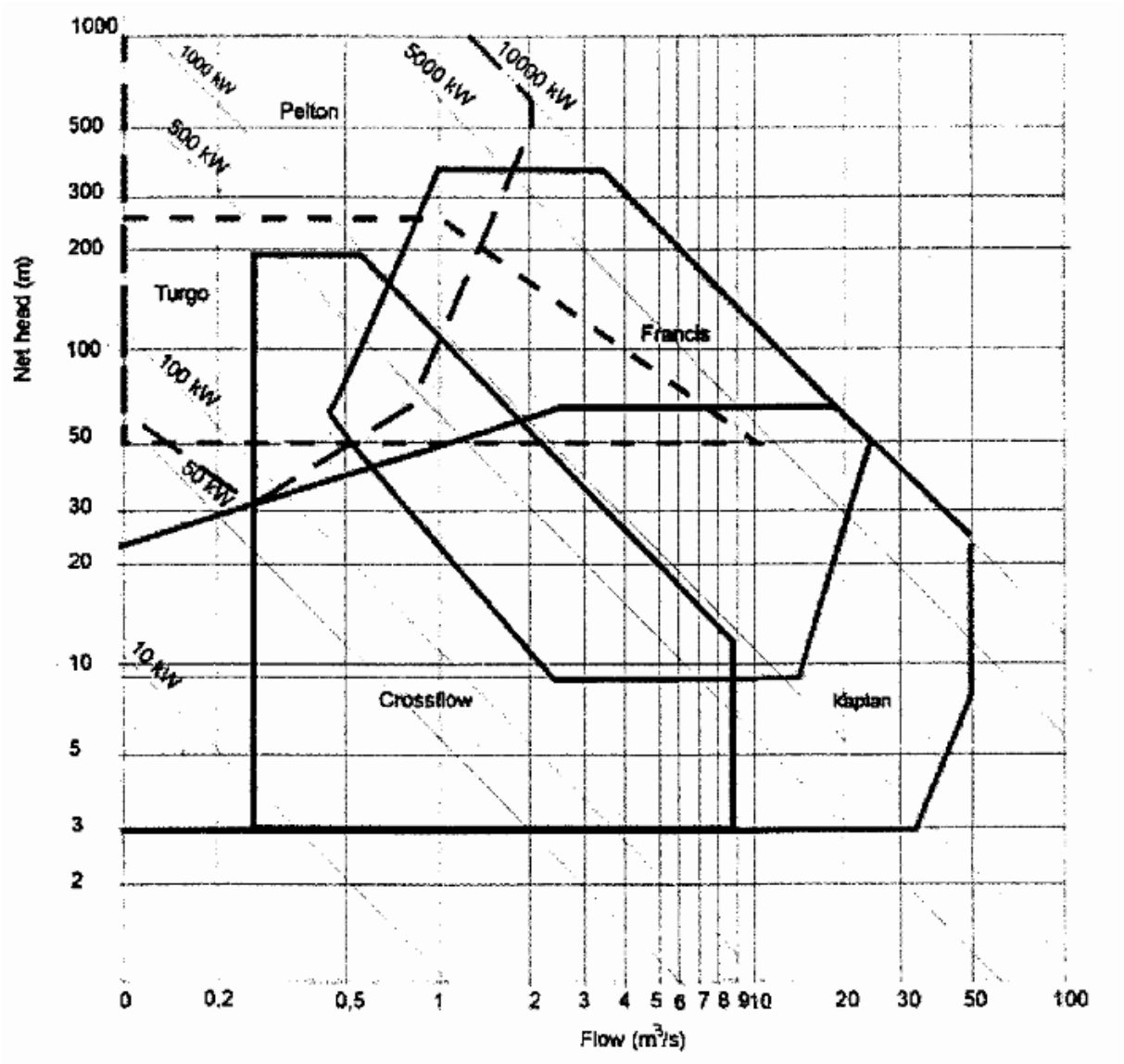
2.1. Teori om turbiner

Turbiner har blitt brukt til vannkraftproduksjon i flere århundrer, og hadde en voldsom utvikling på 1800-tallet, hvor flere typer kom på markedet. Vannturbiner utnytter energien i strømmende vann ved hjelp av roterende løpehjul, som igjen kan omformes til elektrisk energi. Vannkraft er per dags dato den største fornybare energikilden i verden, hvor den bidrar med 13 % av elektrisiteten i Europa (ESHA, 2005). I 2010 var 99 % av elektrisiteten brukt i Norge fra vannkraft (IRENA, 2012).

NVE (2010) skriver at fallhøyde, turtall og vannføring er de tre vesentlige faktorene for valg av turbintype. Ulike typer turbiner passer til ulike forutsetninger, altså størrelsen på variablene gitt i formel 1, er kartlagt i figur 6. Ytelsen til en turbin er gitt ved effekten:

$$P_h = \eta \rho g Q H \; [kW]$$

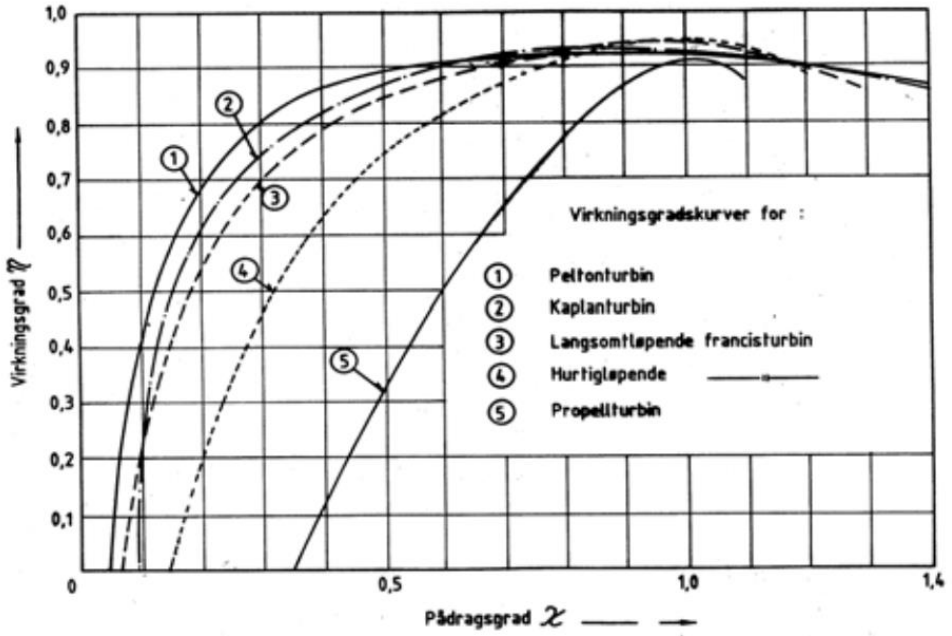
Formel 1: Installert effekt for en trykkreduksjonsturbin.



Figur 6: Typisk diagram som brukes til valg av turbin. Diagrammet viser turbintyper, vannføring, netto fallhøyde og effekt (NVE, 2010).

Virkningsgraden til en turbin er forholdet mellom utnyttet effekt og teoretisk effekt, og avhenger av turbintype, størrelse og fallhøyde (NVE, 2010). Figur 7 viser typiske virkningsgradskurver for ulike turbintyper. Samlet virkningsgrad for elektrisitetsproduksjonen for et system er også avhengig av virkningsgradene til generator og transformator.

Som man ser av figur 7 varierer virkningsgraden også med vannføringen gjennom turbinen. Derfor gjøres det et overslag over turbinens virkningsgrad ved ulike vannføringer ved utregning av hvor stor produksjon som kan oppnås fra systemet i løpet av et år. Ettersom virkningsgraden inngår i formelen for effekt og dermed produksjon, inngår den også i formelen for inntekt og lønnsomhet.



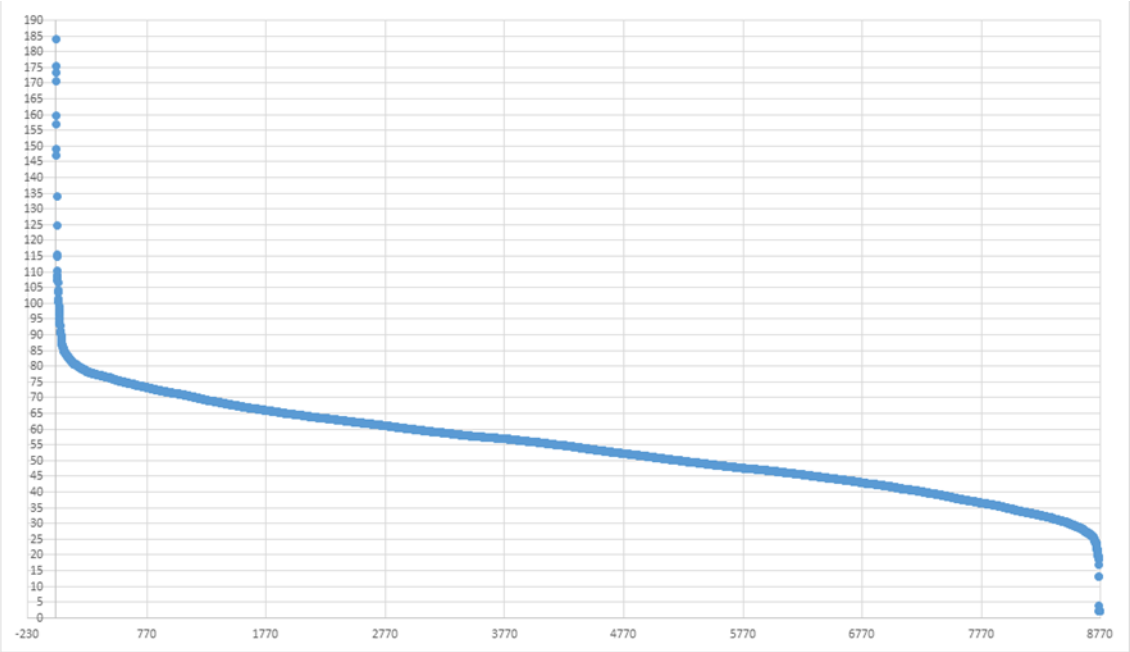
Figur 7: Diagrammet viser virkningsgradskurver for ulike turbintyper der virkningsgrader avhenger av pådragsgrad. Pådraget er hvor mye vann som strømmer gjennom turbinen i forhold til en optimal verdi for vannføringen. Mikroturbiners virkningsgrad er også leverandøravhengig (NVE, 2010).

Energiproduksjonen (formel 2) som oppnås fra en turbin på vannledningsnettet er effekten som genereres, multiplisert med lengden på tidsperioden det genereres en effekt av denne størrelsen. Dette er utgangspunktet for å vurdere lønnsomhet og energiutnyttelse.

$$E = \Sigma P_i \Delta T_i$$

Formel 2: Formel for energiproduksjonen til en TRT.

Vannføring som kan utnyttes av turbinen må måles, forutsatt at et eksisterende vannledningsnett er på plass. Dersom vannledningsnettet ikke ennå er utbygd, må vannføringen estimeres. Brukstiden for en turbin kan beregnes ut fra en varighetskurve når installert effekt for turbinen er bestemt. En varighetskurve er en kumulativ kurve. Der leser man av hvor stor andel av året vannføringen er større eller mindre enn en verdi gitt av kurven. Et eksempel på en varighetskurve er gitt under.



Figur 8: viser et eksempel på en varighetskurve. X-aksen representerer timer og Y-aksen representerer vannføring i l/s.

2.2. Trykkreduksjonsturbiner som erstatning for trykkreduksjonsventiler

Tradisjonelt plasseres TRV på vannledningsnettet der det er fare for overtrykk, for å forebygge rørbrudd og lekkasjer. Både norske og utenlandske leverandører og litteratur viser til mulighetene og utfordringene ved å installere en TRT i stedet for en TRV på vannledningsnettet. For eksempel har Gallagher et.al. (2015), Samora (2016) og Ørke (2009) listet opp følgende sentrale variabler, vist i tabell 3.

Tabell 3: Oversikt over variabler som det må tas hensyn til ved installasjon av trykkreduksjonsturbiner.

Variabler	Forklaring
Vannføring og trykk	Dette er for å vurdere mulig produksjonskapasitet. Vannføringen bør helst være så stabil som mulig for å kunne gi god strømforsyning. Ledningsnettet vil ha variasjoner i løpet av dagen som vil påvirke produksjonen. Det er også viktig å sørge for at abonnentene mottar nok trykk, minimum 2 bar.
Oppsett av vannledningsnettet	Trykksoner. Belastning på rør.
Tilkoblingskostnader til strømnett	
Avstand til eksisterende kraftlinje/kraftkabel, samt tilgjengelig overføringskapasitet	For å vurdere anleggskostnader for nettilknytning.
Avstand til eksisterende vei/adkomst	For å vurdere anleggskostnader for kraftproduksjon i tilførselsledninger i grisgrendte områder.
Tilstrekkelig innvendig plass for montasje av de nødvendige mekaniske og elektriske arrangement (turbin og tilhørende rørarrangement)	For minimalisering av anleggskostnader for kraftproduksjon i sentrale byområder.
Økonomiske insentiver	Støtte fra Enova og grønne sertifikater.

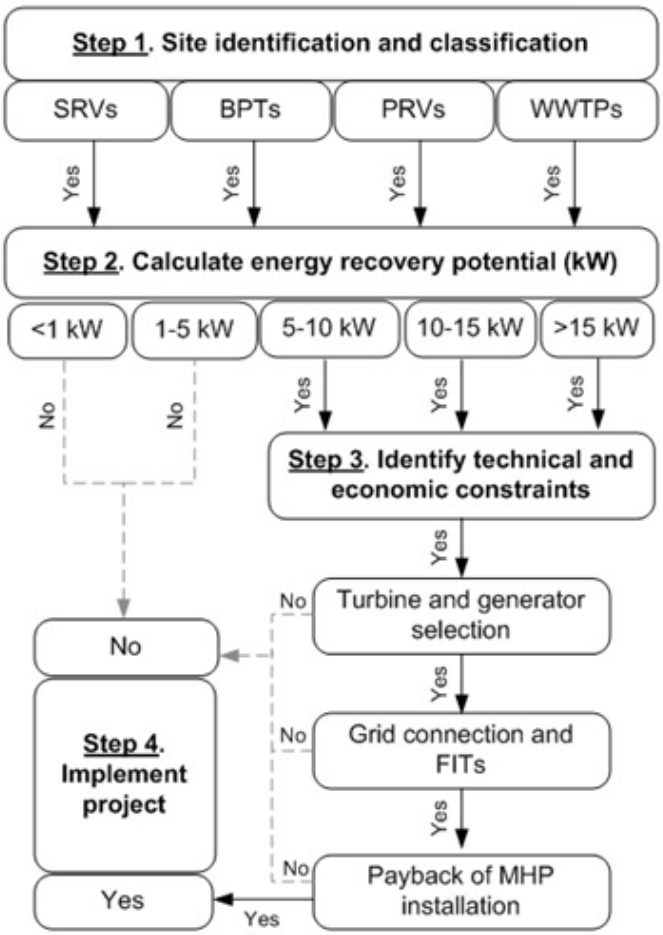
Fontana et al. (2012) skriver at TRT ikke nødvendigvis kan erstatte en TRV på akkurat samme lokasjon. De har to forskjellige fokusområder i ledningsnettet; TRV skal redusere trykk, mens TRT også skal produsere strøm.

Gallagher, J. et al. (2015) har utviklet en 4-stegsplan for å se på lokasjon, lønnsomhet og tekniske utfordringer for å få energi ut av ledningsnettet for både vann og spillvann (tabell 4). De har hatt fokus på ledningsnettet i Wales og Irland.

Tabell 4: Oversikt over 4-stegsplan for energiutnyttelse på ledningsnettet.

Steg	Plan
1	Identifisere alle potensielle steder for energiutvinning i infrastruktur for vann og avløp.
2	Finne de mest gjennomførbare stedene, med et samlet potensiale til å generere 17,9 GWh/år.
3	Se på de tekniske og økonomiske utfordringene relatert til energiutvinning og vurdere utvalg av turbiner, stedegne karakteristikker som vannføring og totalt prosjektkostnader.
4	Gjøre rede for de mest effektive prosjektene for Wales og Irland, med henholdsvis mer enn 4,8 eller 24,8 kW for TRV-lokasjoner.

Figur 9 viser Gallagher, J. et al. (2015) sin 4-stegs plan for energiutnyttelse på vann og spillvannsnettet i et flytskjema. Der er det også inkludert for høydebasseng (SRV), trykkutjevningstank (BPT) og avløpsrenseanlegg (WWTP) i tillegg til TRV (PRV). Støtteordninger for å implementere turbiner i ledningsnettet er også med (FITs – Feed-In Tariffs). I Norge finnes det støtteordninger gjennom Enova. Støtten blir beregnet ut i fra størrelsen på virksomheten og det er viktig å huske å søke om støtte før oppstart av et prosjekt (Enova per telefon).



Figur 9: Oversikt over Gallager, J.et al. (2015) sin 4-stegs plan for å få lønnsom energi ut av vann- og avløpsnettet.

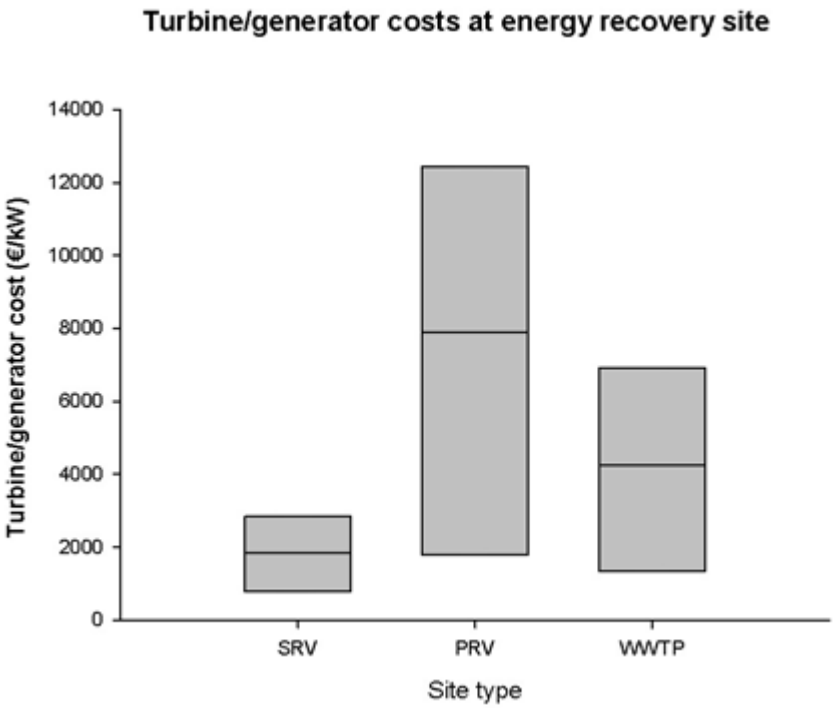
De fire stegene ser på alle faktorer som bidrar til å gjøre en TRV-lokasjon lønnsom for en TRT. Steg en har fokus på lokasjon og klassifisering av hvor bra en lokasjon kan egne seg. Dette var basert på befolkningstetthet og en visuell undersøkelse av hvert aktuelt område. Dette gjør videre analyse lettere for å bestemme tekniske og økonomiske løsninger for å installere en TRT. Faktorene de fant i forhold til å erstatte TRV med en TRT er følgende:

- TRV er ofte plassert på steder med godt strømnett som gjør det mulig å koble på nettet uten store utbedringer.
- TRV som skal erstattes varierer i størrelse, som gir variasjon i hvor mye arbeid som må utføres for å få plass til en TRT.

- Strømoverskuddet som TRT kan få ut ved å erstatte TRV varierer over døgnet og avhenger av å kunne ta av overskuddet.

Steg to kalkulerer energipotensiale for hver lokasjon, som gis av formel 1 og 2. Lokasjonene ble videre gruppert basert på estimert energipotensiale. Basert på tidligere litteratur (EES Consulting, 2009) vil lokasjoner med mindre enn 5 kW ikke være økonomisk å gjennomføre. I noen tilfeller også under 10 kW. I studien til Gallagher så ble 80 av 238 lokasjoner betraktet som lønnsomme, og vil til sammen kunne produsere over 17,9 GWh/år. Totalt så ville dette utnytte 89 % av energipotensiale fra 34 % av lokasjonene. Av disse 80 lokasjonene var det TRV på 2/3 av stedene og nesten 50 % av energipotensialet, men hadde lavere gjennomsnittlig energipotensiale per lokasjon.

Steg tre ser på de tekniske utfordringene hver lokasjon kan stå ovenfor. Det vurderes turbiner, strømnett, vedlikehold, konsulenttjenester og andre kostnader. Spesielt turbinene er avhengig av data fra lokasjonen når det gjelder vannføring og trykk, som nevnt tidligere. Det blir også sett på døgnrytme, ukentlig flyt og sesongvariasjoner. Her er det viktig å tenke langsiktig over behovene ved lokasjonen med tanke på at vannføringen kan endres når det kommer til lekkasjekontroll, vannforbruk, befolkningsvekst osv. Økonomisk sett er det viktig å velge en turbin som tåler påkjenningene den blir utsatt for på hver aktuell lokasjon. Figur 10 nedenfor viser at TRT er dyrest å erstatte ved TRV, sammenlignet med erstatning av SRV og WWTP. Dette på grunn av at hovedfokuset er vannforsyning og ikke energiproduksjon.



Figur 10: Kalkulert turbin/generator kostnader for mikrovannkraft -lokasjoner i vann og spillvannsnettet (inkludert gjennomsnitt, minimum og maksimum kostander, representert i €/kW).

I steg fire blir TRT implementert basert på de beste lokasjonene fra de tidligere trinnene. Økonomisk sett er installasjon av TRT istedenfor TRV sensitivt ved valg av turbin, anleggsarbeid og tilstand på

strømnett i nærheten. Det er viktig å undersøke vannledningsnettet etter de beste lokasjonene og finne den beste TRT for hver enkelt lokasjon.

Både leverandører og litteratur, blant andre Gallagher et.al. (2015), Samora (2016), Sea-Lix (2018) og Ørke (2009) lister opp sentrale fordeler ved installasjon av TRT:

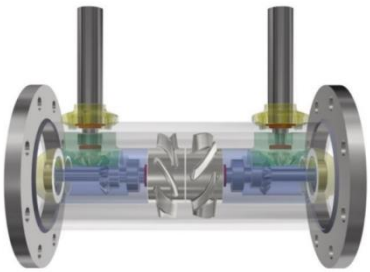
- Påvirker ikke ytre miljø (økosystem).
- Pålitelig produksjon hele året.
- Væruavhengig.
- Bedre overvåkning av drikkevannsnettet.
- Grønn energi.

Ved installasjon av TRT i vannledningsnettet må man være klar over at trykkreduksjon vil påvirke trykk og strømninger andre steder i nettet (Samora, 2016).

2.2.1. 'In-line' turbiner

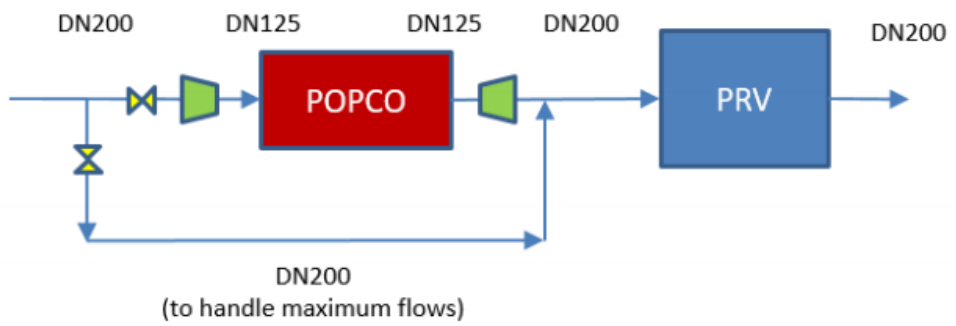
Mange leverandører leverer 'in-line'-turbiner som er tilpasset vannledningsnettet ved at de ikke reduserer trykket for mye. En turbin kan være enten on-grid eller off-grid, altså koblet på strømnettet eller forsyne en UPS.

Én type 'in-line'-turbin, som kalles mikroturbin på grunn av størrelsen, har kontraroterende rotorer og kan produsere elektrisitet uavhengig av strømningsretningen på vannet. Ifølge Sea-Lix (2018) kan turbinen, ved hjelp av dioder og venturimeter, være en selvdreven sensor som overvåker vannføring og trykk, samt vannkvalitetsparametere som pH, temperatur og turbiditet. Strømmen kan også brukes for å automatisere endetapping (Sea-Lix, 2018).

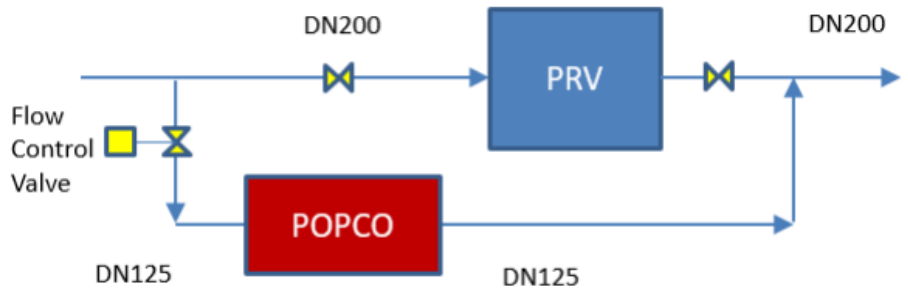


Figur 11: Trykkreduksjonsturbin med kontraroterende rotorer. Skjermbilde fra Sea-Lix (2018).

Ved for lav vannføring vil ikke turbinen fungere, og ved for høyvannføring vil turbinen gå i fri spinn. For ekstra sikkerhet kan en TRT kobles i serie eller parallelt med en TRV, som vist i figur 12 og 13.

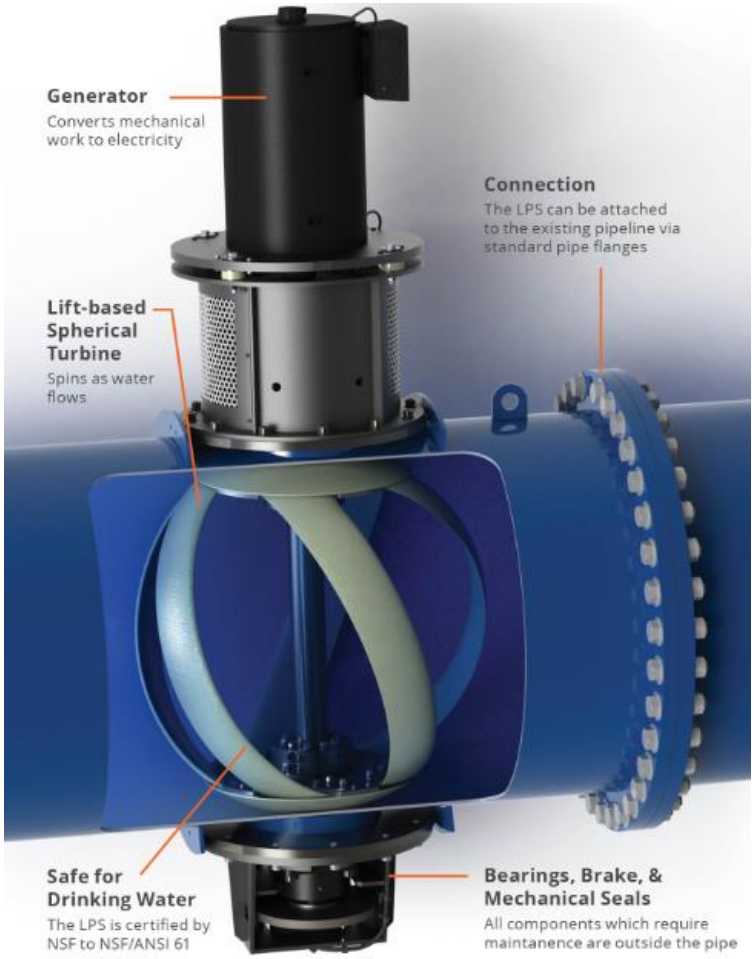


Figur 12: Skjermbilde fra Sea-Lix (2018). Seriekobling av TRT og TRV med bypass. Popco er en turbintype fra Sea-Lix.



Figur 13: Skjermbilde fra Sea-Lix (2018). Parallellkobling av TRT og TRV.

En annen type 'in-line'-turbin er kuleformede turbiner som vist i figur 14. I blant annet Portland og Riverside i USA er det installert slike turbiner på store rørstrekk, og formen gjør at den reduserer trykket i vannstrømmen i liten grad, men genererer strøm på grunn av store dimensjoner og følgelig høy vannføring. Leverandøren bak turbinene, Lucid Energy, skriver at de leverer turbiner til ledninger fra ca. Ø 600 mm til 1500 mm. I Portland og Riverside er produksjonen henholdsvis 60 og 900 MWh/år (Lucid Energy, u.å.).



Figur 14: Skjermbilde fra Lucid Pipeline (Lucid Energy, u.å.).

2.3. Lønnsomhetsberegning

For å gjøre en lønnsomhetsberegning av et TRT-prosjekt, er det her tatt utgangspunkt i en nåverdiberegning. Det er også relevant å se på tilbakebetalingstiden og gjennomsnittlig kostnad per kWh produsert.

Nåverdiberegningen tar utgangspunkt i at kostnader veies opp av inntekter. Begrepet om tid er imidlertid helt sentralt, der fremtidige inntekter og kostnader ikke regnes som like mye verdt som nåværende. Dette er blant annet på grunn av sannsynlighet for inflasjon og at man tar høyde for risiko underveis, som gjør at for eksempel en investering sannsynligvis blir mindre lønnsom (Samora, 2016). For å ta høyde for dette benyttes en diskonteringsfaktor som skalerer ned verdien av en fremtidig kontantstrøm.

Som diskonteringsrente er det her i eksemplet benyttet 4,5%, vist i vedlegg 1. Over 40 år vil det gi en diskonteringsfaktor på 0,172, dvs. at inntekten om 40 år vil være 17,2 % av den samme verdien i dag. Dette er regnet ut fra formel 3 nedenfor

$$PV = \frac{C}{(1+r)^i}$$

Formel 3: Nåverdi for år i med diskonteringsrente r.

En investeringskostnad i et TRT-prosjekt vil foregå tidlig i prosjektet, og samlet inntekt er avhengig av levetiden til installasjonen. Samtidig vil avskrivningen for maskintekniske deler, i henhold til (KPMG, 2018) være 2,5% over 40 år, da med lineære avskrivninger. For byggtekniske installasjoner regner man med andre levetider.

Kontantstrømmen for et kraftverk vil typisk være inntekter minus kapitalkostander, drift- og vedlikeholdskostnader (Samora, 2016). Netto nåverdi for prosjektet vil da bli å legge sammen kontantstrømmen for hvert år og skalere ned denne til starten av prosjektet. Er netto nåverdi positiv vil prosjektet kunne regnes som lønnsomt. Kontantstrømmen for et TRT-prosjekt beskrives mer i detalj i kapittelet under.

Dersom kontantstrømmen antas å være konstant kan formel 4 under benyttes til å beregne netto nåverdi. Dette er imidlertid mer sjeldent, da for eksempel kapitalkostnader vil variere over tid.

$$PV = C\,\frac{(1+r)^{T_a} - 1}{r(1+r)^{T_a}}$$

Formel 4: Nåverdi av en sum av like kontantstrømmer for levetid T_a.

2.3.1 Kontantstrømselementer

Kontantstrømmen utgjøres av kostnader og inntekter for prosjektet. I avsnittene nedenfor er hovedelementene beskrevet.

2.3.1.1. Inntekter

Inntektene for et TRT-prosjekt utgjøres hovedsakelig av sparte strømkostnader for virksomheten, der en slipper å betale for strøm til strømkrevende komponenter, eller ved å selge strøm til et strømnett man er koblet til.

Inntekten fra strømproduksjon utgjøres av effektiviteten på turbinen gitt i formel 1, multiplisert med brukstiden til turbinen og strømprisen som antas. En forenkling er å bruke strømpris for år 0, der 0,45 NOK/kWh er en approksimasjon. Der det bespares elavgift og nettleie ved at man ikke kobler prosjektet til eksisterende strømnett, vil besparelsen være i størrelsesorden 1 NOK/kWh, ut fra oppgitte verdier fra leverandør av TRT. Dette er også med utgangspunkt i dagens strømpriser.

Andre inntekter som kan gjelde for en turbin på et vannforsyningsnett er støtteordninger. Det kan søkes støtte fra Enova til investering. Man kan også søke om grønne sertifikater. Dette legges eventuelt inn i kontantstrømmen for de inntil 15 første årene av kraftproduksjonen.

2.3.1.2. Investeringskostnader

Investeringskostnader for et TRT-prosjekt består av blant annet:

- Turbin og generator med tilhørende utstyr
- Anleggsarbeid
- Prosjektledelse
- Automasjon
- Strøminstallasjoner
- Rigg og drift
- Eventuelle grunnerverv
- Eventuelle bygningsmessige arbeid

2.3.1.3. Skatter

Ulike skatter som gjelder for systemet som installeres tas med i kontantstrømmen som gir grunnlaget for nåverdiberegningen. Av disse gjelder overskuddsskatt, naturressursskatt, eiendomsskatt og grunnrenteskatt.

Overskuddsskatt beregnes ut fra alminnelig inntekt, som regnes som inntektene minus driftskostnader, naturressursskatt og skattemessige avskrivninger (Lia, 2013).

Grunnrenteskatt betales kun for kraftverk som yter mer enn 10 MVA, noe det har vært siden 2015, og før dette var grensen på 5,5 MVA. Der det er driftsstøtte til vannkraftproduksjon inngår dette i grunnlaget beregningen av grunnrenteinntekt. 5,5 MVA tilsvarer omtrent 5 MW, dermed gjelder ikke denne for de fleste kraftverk på vannforsyningsnettet. Til sammenligning yter for eksempel turbinen til Eidsvoll kommune i størrelsesorden 70 kW.

Naturressursskatt svares ikke ovenfor staten dersom det aktuelle kraftverket har en påstemplet merkeytelse på mindre enn 10 MVA i inntektsåret. Denne ligger derimot på 1,3 øre/kWh for kraftverk større enn dette (KPMG, 2018).

Eiendomsskatt beregnes på grunnlag av, for kraftverk med påstemplet merkeytelse på under 10 MVA, skattemessig formuesverdi, der kraftverket blir verdsatt 1. januar, året etter inntektsåret. For kraftverk med påstemplet merkeytelse på over 10 MVA, er det avkastningsbasert metode som brukes (KPMG, 2018).

2.3.1.4. Kapitalkostnader

Kapitalkostnadene, renter på investeringene og avskrivninger, vil inngå i kontantstrømmen, som også avgjør om prosjektet er lønnsomt.

Rentene betales ut fra en viss andel av det som gjenstår av å nedbetale av opprinnelig investering. Avskrivningene regnes lineært, som nevnt i kapittel 2.3.

2.3.1.5. Drift og vedlikehold

Drift og vedlikehold er kostander som er en del av kontantstrømmen for prosjektet. De kan anslagsvis oppgis som en pris per enhet strøm som produseres, eller baseres på erfaring (Lia, 2013). Drift og vedlikehold av selve turbinen og generatoren vil være av mindre betydning per energienhet produsert for et større vannkraftverk enn for et lite vannkraftverk (Sea-Lix, 2018).

3. Trykkreduksjonsturbiner og trykkreduksjonsventiler på Romerike

Gjennom befaringer og diskusjon med leverandører og kommuner, er det kartlagt hva som finnes av TRT og TRV på Romerike.

3.1. Trykkreduksjonsturbin på inntaket til Tisjøen vannverk, Eidsvoll kommune

Eidsvoll kommune har installert en peltonturbin på inntaket til Tisjøen vannrenseanlegg, hvor de har en trykkreduksjon på 10 bar. Turbinen genererer omtrent 432 300 kWh per år. De har lite vedlikehold med service en gang i året og vasker råvannsbassenget fire ganger i året. Med denne turbinen er de selvforsynt med strøm til hele vannrenseanlegget og selger strøm til Hafslund for 6-7000 kr/måned (oppgitt ved befaring februar 2018).

3.2. Nedre Romerike Vannverks anskaffelse av trykkreduksjonsturbin

Nedre Romerike Vannverk (NRV) planlegger å implementere en TRT på sitt vannforsyningsnett i en større kum, der trykkforskjellen i turbinen ville være 1,9 bar. Plasseringen vil være i en kum som vil være på plass uavhengig av om turbinen installeres eller ikke, og det foreligger målingsdata gjennom der turbinen eventuelt vil sitte. Dette gir muligheter for mer nøyaktig planlegging av energiproduksjonen. Vedlegg 1 gir et overslag over lønnsomheten og produksjonen til prosjektet.

3.3. Trykkreduksjonsventiler på Romerike

Vi har sett på vannledningsnettet til LTTR-kommunene og IKS-ene og samlet inn informasjon om trykkreduksjonsventilene på deres nett. Oversikten er vist i tabell 5.

Tabell 5: Oversikt over TRV på Romerike.

Kommune	Antall TRV	Fallhøyde	Vannføring
Aurskog-Høland	8 stk.	2-3 bar	Ingen måling
Enebakk, Flateby vannverk SA	4 stk.	3 bar	Ingen måling
Fet	4 – 5 stk.	4,5 – 9 bar	Vet ikke
Gjerdrum	5 stk. Én stor.	På den største: ca. 10 bar inn	Kan måles
Lørenskog	8, hvor 3 er lukket.	2-3 bar	En med måler, varierer mellom 0 og 10 l/s
Nittedal	10 – 12 stk.		
Rælingen	18 stk.	4-7 bar	Ingen måling
Skedsmo	34 stk. Fra DN 80 - 200		
Sørum	18 stk. Fra DN 80 - 200		
Ullensaker	1 stk. av de med betydelig størrelse	Ingen måling	Ingen måling

4. Resultater

Informasjon fra NRV og Eidsvoll kommune er brukt til å gjøre overslag for lønnsomheten til prosjektene, vist i vedlegg 1. Disse overslagene er basert på formlene i kapittel 3.

I korte trekk viser overslagene at prosjektet til NRV ikke er lønnsomt på grunn av relativt høy investeringskostnad, samt at nettleie og el-avgift må betales. Prosjektet til Eidsvoll kommune er derimot lønnsomt.

I resultatet for NRV sitt prosjekt er det benyttet måledata fra eksisterende ledningsnett med målere. Det er også tatt utgangspunkt i en leverandørs tilbud for karakteristikken til TRT. Produksjonen ble estimert til å være omtrent 53 000 kWh per år og ble brukt i lønnsomhetsoverslaget for prosjektet. Ettersom det ikke blir overskudd fra produksjonen betales heller ikke overskuddsskatt. På grunn av for høy investering i forhold til produksjonen og utgifter spart, blir det ikke lønnsomt. Det er heller ikke søkt støtte fra Enova.

Dersom det er mulig å unngå å betale nettleie og el-avgift for investeringen til NRV, blir det en lønnsom investering, med det utgangspunktet som er brukt her.

Eidsvoll kommune har et annet utgangspunkt for deres peltonturbin, som gir andre inntekter og kostnader. Der NRV har relativt lav produksjon, har Eidsvoll kommune en produksjon på omtrent 432 000 kWh/år. Med en investeringskostnad på omtrent 2 000 000 NOK blir prosjektet lønnsomt (Norsk Vann artikkel). Det er også antatt en besparelse på 1,0 NOK/kWh for prosjektet til Eidsvoll, da de selger strøm og bruker den til egen drift, framfor å kjøpe strøm. Prosjektet hadde også vært lønnsomt med 0,45 NOK/kWh besparelse, men med en annen tilbakebetalingstid.

5. Diskusjon

Litteratur og erfaringer viser at TRT istedenfor TRV kan være lønnsomt, avhengig av mange ulike parametere. En av de mest sentrale gevinstene med TRT er den fornybare energiproduksjonen. Den grønne teknologien er væruavhengig og vil ha forutsigbar produksjon på grunn av stabil vannføring. Dette gjør det lettere å forutse lønnsomheten til prosjektene.

Lønnsomhetsspørsmålet vil også inkludere forutsetninger for prosjektet som blant annet tilgang til strømnett. Ved plassering av TRT nær strømnettet vil det kunne være mer lønnsomt, ettersom investeringskostnadene er mindre. Dette gjelder også andre fysiske forutsetninger ved prosjektet.

Et stort prosjekt koster mindre per kWh produsert, enn et lite prosjekt. Dette er en generell erfaring fra leverandører innen kraftproduksjon på vannledningsnettet. Store prosjekter har som regel lavere investerings-, drift- og vedlikeholdskostnader i forhold til hvor mye strøm som produseres, og dermed hvor mye inntekt som genereres. Det er likevel elementer som gjør at dette forholdet mellom kostnader og energi produsert ikke utvikler seg helt som beskrevet. Blant annet kreves det, ifølge enkelte leverandørers erfaring, mer tilpasning for turbiner og generatorer i tilfeller med over 7 bar trykkforskjell.

Verdien av produsert elektrisitet er høyest der hvor man er uavhengig av annen strømproduksjon. Da blir besparelsen i størrelsesorden 1,0 NOK/kWh. Dersom el-avgift og nettleie må betales, blir besparelse av strømutgifter anslått til 0,45 NOK/kWh. Disse tallene vil variere med markedets strømpris, el-avgift og nettleie.

Et annet aspekt som påvirker lønnsomheten til et TRT-prosjekt er støtteordninger fra Enova, samt støtte gjennom grønne sertifikater. En eventuell søknad til Enova må sendes før prosjektet settes i gang. Implementering av TRT på Romerike vil også kunne være i henhold til Norsk Vanns bærekraftsstrategi som er nevnt i innledningen.

Det finnes mange forskjellige typer turbiner, av forskjellige størrelser og utforminger som passer de fleste kombinasjoner av vannføring og trykk. Ved siden av trykkreduksjon kan turbiner brukes til å overvåke vannledningsnettet. Turbintypene på markedet kan måle mange parametere, blant annet vannføring, trykk og pH, i tillegg til å automatisere endetapping og spyling. Bedre overvåkning av ledningsnettet vil gi et bedre grunnlag for blant annet lekkasjesøking og utbyggingsplanlegging.

Det vil også kunne være ulemper ved å installere turbiner til trykkreduksjon. Først og fremst vil TRT sannsynligvis kreve mer tid til drift og vedlikehold, da de har flere bevegelige deler enn TRV. Videre er ikke turbiner på vannledningsnettet svært utprøvd og teknologien er under utvikling. I tillegg er hovedformålet til eiere av vannledningsnett å levere godt, nok og sikkert drikkevann til abonnentene. Dette kan bidra til at det er lite fokus på TRT og energiproduksjon på vannledningsnettet (Lucid Energy, u.å.; Ørke 2009).

Mulighetene for å implementere TRT på vannledningsnettet på Romerike er avhengig av topografien og mengden vann som til enhver tid transporteres i vannforsyningsnettet. Som middels store kommuner i et område med til dels ujevn topografi vil det være mulig å kunne tjene på å installere turbiner til trykkreduksjon. Det anbefales å vurdere muligheten nærmere i hvert enkelt tilfelle der trykkreduksjon skal foretas.

6. Konklusjon

Å erstatte en TRV med en TRT vil ikke løse et direkte problem for dagens vannledningseiere. Det kan derimot løse noen utfordringer ved å oppnå bedre energiutnyttelse og overvåkning, noe som vil bidra til Norsk Vanns bærekraftmål. En TRT kan også være gunstig økonomisk.

Vi har sett på LTTR-kommunene og hva slags muligheter som finnes der. Det er potensiale for flere kommuner å vurdere en TRT, men flere mangler målinger for å vurdere om det er et lønnsomt prosjekt. Det er også mulighet for å søke om støtte gjennom Enova og grønne sertifikater.

Trykkreduksjon er sløst energi, og vår anbefaling er å alltid vurdere TRT i et prosjekt.

6.1. Videre arbeid

Videre arbeid med temaet TRT på Romerike vil kunne innebære å estimere potensiale for dette i mer konkrete tall. Dette kan eksempelvis gjøres med en vannettmodell.

Det vil også være relevant å se på andre nøkkeltall når det gjelder lønnsomhet, som blant annet tilbakebetalingstid og gjennomsnittlig kostnad for prosjektet per energienhet produsert.

Avslutning

Gjennom disse to casene har trainee-kullet fokusert på fagområdene vann og avløp, og energi, klima og miljø. Begge casene har tatt for seg metoder for å utnytte energipotensialet som allerede eksisterer i dagens samfunn. Ved å gå over til LTFV kan man minke varmetapet ute i nettet, og samtidig koble til andre energikilder som sol og varmepumper. Det anbefales at kommunene oppfordrer næringsvirksomhet og innbyggere til å utnytte disse energikildene. Som et tiltak for at flere skal gå for denne løsningen, kan kommunene eksempelvis se på muligheten for å etablere tilskuddsordninger. Eventuelt kan de oppfordre og informere om andre offentlige tilskuddsordninger. Dette er noe som også IKSer bør kunne benytte seg av. Eierkommunene bør ta initiativ og oppfordre sine selskaper til å tilpasse seg fremtidens energikilder. Kommunene bør i sine kommuneplaner fokusere mer på å benytte seg av fornybare energikilder i etablering av nye næringsbygg og boligblokker.

Samtidig kan kommunene prøve å få gjennomslag for nye måter å utnytte energien i eksisterende ledningsnett. Trykkreduksjon er nødvendig i ledningsnettet, men hvis det ikke blir utnyttet blir det sløst energi. Ved å bruke TRT kan man utnytte potensialet i ledningsnettet og det kan være økonomisk lønnsomt. En stor andel av vann og avløpsnettet i Norge har et sterkt behov for utskiftning. Dette gir derfor en ypperlig mulighet til å erstatte gamle løsninger med ny og mer moderne teknologi.

Egenevaluering

I løpet av arbeidet med oppgaven har traineene avsluttet fellesmøtene med gruppereflekssjon. Dette har gjort oss bevisste på hvordan vi fungerer som et team og hvordan vi utfyller hverandre. Trainee-kullet har vært preget av at vi har ulike studiebakgrunner. Vi fikk presentert et veldig stort og vidt tema å jobbe med. Begge deler gjorde det utfordrende å finne et tema å skrive om som dekker flest mulig sitt interesseområde. Da vi ble enige om oppgavens tema, ble arbeidet noe enklere. Siden vi var så mange i kullet, ble vi enige om å dele oss opp i to grupper for å kunne jobbe mer effektivt. Vi har derfor jobbet både individuelt og gruppevis. Vi føler at begge deler har fungert godt.

Vår erfaring etter gruppemøtene er at alle ble hørt og fikk komme med sine innspill i diskusjonene. Vi har hatt god takhøyde for å si fra hvis man var uenig om noe, og har vært fleksible med tanke på å inkludere flest mulig sine fagområder. I arbeidet har vi erfart både å ligge på forskudd og etterskudd med tanke på egen framdriftsplan. Dette har gitt oss gode erfaringer på hvordan vi arbeidet best med tanke på effektivitet og produktivitet. Samt å variere mellom å ha halve og hele arbeidsdager der vi har møttes for å skrive sammen. Det har også vært viktig å sette delmål underveis i arbeidet for å ha noe konkret å jobbe etter, i tillegg til å fordele ansvarsområder og arbeidsoppgaver til neste møte. Vi har hatt felles gruppemøter på alle sine arbeidsplasser, der verten har vært møteleder. Dette har fungert fint og alle har fått prøve seg som møteledere og referenter. Jevnt over opplevde vi å arbeide bra og har hatt det hyggelig sammen. I tillegg til å ha gruppemøter på hverandres arbeidsplasser har vi også vært på besøk hos andre relevante aktører. De har bidratt med nyttige innspill til oppgaven og nettverksbygging.

I arbeidet med oppgaven har vi møtt på flere utfordringer. I begynnelsen bar møtene preg av beskjedenhet og lite muntlige innspill. Dette gjorde at vi opplevde lite fremgang. En naturlig grunn er at vi ikke kjente hverandre så godt og trengte tid på å bli trygge på hverandre. Forbedringspunktene våre har vært å bli flinkere til å ta beslutninger, og stille forberedt til møter. Etter den andre perioden i programmet sluttet tre av traineene. Dette ga mer tidspress og arbeidsmengde på gjenværende traineer i en allerede hektisk hverdag. Det gjorde det utfordrende å holde seg innenfor tiltenkt tid for oppgaven. Som tidligere nevnt var temaet ganske stort, og omfatter andre fagområder som ikke inngår i traineenes kompetanse.

Det har vært interessant å jobbe med oppgaven, og det har kommet mye kunnskap ut av arbeidet. Samtidig er vårt innspill til neste trainee-periode at LTTR velger et tema som er mer konkret, som kan samle gruppen mer, og som dekker et faktisk behov hos kommunene og IKSene.

Kilder

Aasum, K. (2018). *6191 flere romerikinger*. Tilgjengelig fra https://www.rb.no (Hentet: 29.11.18)

Akershus energi. (2018). *Akershus Energi Varme*. Tilgjengelig fra https://akershusenergi.no (Hentet: 31.01.2018)

Direktoratet for byggkvalitet. (u.å.). *Veiledning om tekniske krav til byggverk*. Tilgjengelig fra https://dibk.no/ (Hentet: 05.08.2018).

Dyrskov, S. E. (2018). *For lav temperatur på fjernvarmen kan give os legionærsyge.* Jyllands Posten. Tilgjengelig fra https://jyllands-posten.dk (Hentet: 04.04.18)

EES Consulting. (2009). *City Of Homer: Water Supply System Micro-Hydro Feasibility Study*. Hentet fra http://akenergyinventory.org/hyd/SSH-2009-0412.pdf

Egge, H. (2016). *Spillvarme inn i norske hjem.* Tilgjengelig fra https://gemini.no/ (Hentet: 14.05.2018)

Egge, H. (2017). *Byene våre er skjulte kraftverk*. Tilgjengelig fra https://gemini.no/ (Hentet: 27.10.2018)

Fjernvarme. (2015). *Mer nærvarme basert på skogsflis i Aurskog-Høland.* Tilgjengelig fra http://fjernvarme.no/ (Hentet: 12.02.2018).

Fontana, N. et al. (2012). *Losses reduction and energy production in water – distribution networks.* Journal of Water Resources Planning and Managment, Vol. 138, Issue 3. https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000179

Gallagher, J. et al. (2015). *A strategic assessment of micro-hydropower in the UK and Irish water industry: Identifying technical and economic constraints.*

Granås, I. (2016). *Nytt bioenergianlegg åpnet i Aurskog-Høland.* Tilgjengelig fra https://www.tekniskenyheter.no (Hentet: 12.02.2018)

Gustavsen, A. (2017, februar). *The Research Centre on Zero Emission Neighbourhoods in Smart Cities – ZEN*. Tilgjengelig fra http://smart-cities-centre.org/wp-content/uploads/7.2-Arild-Gustavsen-NTNU-The-Reserach-Centre-on-Zero-Emission-Neighbourhoods-in-Smart-Cities.pdf (Hentet 23.1.2019).

Health and Safety Executive. (u.å.). *Managing legionella in hot and cold water systems*. Tilgjengelig fra http://www.hse.gov.uk/ (Hentet: 27.10.2018)

IRENA. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issue 3/5 Hydropower*. Tilgjengelig fra https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf

Kauko, H. et al. (2017). Dynamic modelling of local low-temperature heating grids: A case study for Norway. *Energy, 139*, 289-297. http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.086 0360-5442/

Kilde, L. T. (2017). *Investerte 25 millioner i framtidens teknologi.* Romerikes Blad. Tilgjengelig fra https://www.rb.no (Hentet: 19.09.2018)

KPMG. (2018). *Kraftverksbeskatning.* Tilgjengelig fra https://verdtavite.kpmg.no/kraftverksbeskatning.aspx (Hentet: 12.10.2018).

KTC. (2016). *Fremtidens fjernvarme har lav temperatur.* Tilgjengelig fra https://www.ktc.dk (Hentet: 04.04.2018)

Lia, L. (2013). *Forelesning og øving fra universitetsemne ved NTNU, TVM4165.*

Lucid Energy. (u.å.) Tilgjengelig fra http://lucidenergy.com/how-it-works/ (Hentet: 16.01.19)

Messel, J. (2018). *Disse rørene skal varme opp naboens stue når du er på nettet.* Tilgjengelig fra https://www.klimaoslo.no (Hentet: 19.08.18)

Mathisen, G. (2017) *Nærvarme med lav temperatur.* Tilgjengelig fra https://www.norskvvs.no (Hentet: 21.10.18)

Michelsen, Ø. & Solli, A. (2017). *Forskning, innovasjon og vekst på Romerike*. Tilgjengelig fra http://www.fremtidensby.no (Hentet: 29.11.18)

Multiconsult & Asplan Viak. (2018). *Solcellesystemer og sol i systemet*. Rapport. Dokumentkode: 10200404-1080-RAP-001. Tilgjengelig fra http://solenergiklyngen.no (Hentet: 17.06.18).

Nord, Kauko og Tereshchenko. (2018). Challenges and potentials for low-temperature district heating implementation in Norway. *Energy*, 1-43. https://doi.org/ 10.1016/j.energy.2018.03.094

Norsk solenergiforening. (u.å). *Hvorfor solenergi?* Tilgjengelig fra https://www.solenergi.no/ (Hentet: 15.05.18).

Norsk Vann. (2017). *Nasjonal bærekraftstrategi for vannbransjen.* Tilgjengelig fra https://norskvann.no/files/docs/Bærekraftstrategi_2017.pdf (Hentet: 16.01.19)

Norsk Vann. (2013). *Første vannverk med grønne elsertifikater.* Tilgjengelig fra https://norskvann.no/45-forside/521-forste-vannverk-med-gronne-elsertifikater (Hentet: 16.01.2019)

NOVAP. (2018). *Varmepumper*. Tilgjengelig fra https://www.varmepumpeinfo.no (Hentet: 18.11.18)

NVE. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk.* Tilgjengelig fra http://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf (Hentet: 06.02.18)

Olsson, G. (2012). *Water energy: conflicts and Connections*. International Water Association, Water 21, Volume October, pp. 12-16

Oplandske bioenergi. (u.å.). *Bioenergi rett fra skogen!* Tilgjengelig fra http://www.oplandske.no/ (Hentet: 18.02.2018)

Ranum et.al. (2017). *Kjeller 2023* (Sommerprosjekt 2017) Romerike: Sweco og Aspelin Ramm

Sagvik, F. (17.01.2018). Personlig intervju.

Samora, I. A. & Schleiss, A. (2016). Optimization of low head hydropoer recovery in water supply networks. ISSN: 1661-1179 DOI: 10.5075/epfl-lchcomm-65

Sea-Lix. (2018). Personlig kommunikasjon.

Sea-Lix. (2018). http://www.heva.no/innhold/uploads/2018/02/Sea-Lix-presentasjon-2018-02-15-PDF.pdf (Hentet 16.01.18)

Sletvold, E. (2017). *Pemco Energi etablerer fjernvarme på Jessheim.* Tilgjengelig fra http://presse.enova.no/news/pemco-energi-etablerer-fjernvarme-paa-jessheim-249048 (Hentet 04.01.2018)

SNL. (2017). *Særskatter for kraftverk*. Tilgjengelig fra: https://snl.no/s%C3%A6rskatter_for_kraftverk (Hentet 16.01.2019).

Solkart. (2018). *Solkart*. Tilgjengelig fra https://solkart.no/ (Hentet: 14.12.2018)

Statkraft. (2018). *Fjernvarme*. Tilgjengelig fra https://www.statkraft.no (Hentet: 31.01.2018)

Ørke, P. R. (2009). *Produksjon av elektrisk kraft i drikkevannsforsyning.* Tilgjengelig fra https://vannforeningen.no/wp-content/uploads/2015/06/2009_794729.pdf (Hentet: 06.02.18)

Vedlegg 1: Overslag for lønnsomhet for TRT.

	Antall timer [h]	Q [l/s]	Andel av året	η	E [kWh]
	2592	62	0,30	0,71	21267,07
	1174	59,35	0,13	0,74	9610,44
	1000	54,8	0,11	0,8	8171,34
	1000	49,99	0,11	0,815	7593,87
	1013	45,55	0,12	0,74	6364,32
SUM	**6779**	**54,33**	**0,77**	**0,761**	**52241,14**
			SUM E /yr		53007,04

Tabell 1: Sum energi produsert av NRV sin mulige trykkreduksjonsturbin.

Massetetthet, vann	ρ	kg/m³	1000	
Gravitasjonsakselerasjon	g	m/s²	9,81	
Investeringskostnad		[NOK]	595000	
overskuddsskatt		[-]	0,23	
kapitalrente		[-]	0,05	
Avskrivninger, lineære		[-]	0,025	
Grunnrenteskatt		[-]	0,357	økt i 2017, skal evt ikke inkluderes, om MVA<10

Virkningsgrad	Høyde	Vannføring	Estimert installert effekt	Driftstid	Energi produsert årlig	Strømpris	Årlig inntekt, strøm	Diskonteringsrente
η	H	Q	P	t	E	p	i	r
[-]	[m]	[m³/s]	[kW]	[h/yr]	[kWh/yr]	[NOK/kWh]	[NOK/yr]	[-]
0,761	19	0,05	7,0921395	6779	52241,14	0,45	23508,51076	4,50 %

									Unntatt når under 10 MVA.				Unntatt når under 10 MVA.			
	Kapitalverdi	**Gjeld 1.1**	**Brutto inntekt**	**Tilskudd- Enova**	**Grønne sertifikater**	**avskrivninger**	**avdrag**	**driftskostnader**	**Naturressursskatt**	**Årlig leie**	**overskuddsskatt**	**kapitalrente**	**Grunnrenteskatt**	**Eiendomsskatt**	**Kontantstrøm**	
yr nr.	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK)
1	595 000,00	595 000,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	29 750,00	0	0	-24 250,96	-575 503,31
2	580 125,00	580 125,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	29 006,25	0	0	-23 507,21	-556 846,19
3	565 250,00	565 250,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	28 262,50	0	0	-22 763,46	-538 992,48
4	550 375,00	550 375,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	27 518,75	0	0	-22 019,71	-521 907,60
5	535 500,00	535 500,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	26 775,00	0	0	-21 275,96	-505 558,43
6	520 625,00	520 625,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	26 031,25	0	0	-20 532,21	-489 913,29
7	505 750,00	505 750,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	25 287,50	0	0	-19 788,46	-474 941,86
8	490 875,00	490 875,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	24 543,75	0	0	-19 044,71	-460 615,14
9	476 000,00	476 000,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	23 800,00	0	0	-18 300,96	-446 905,35
10	461 125,00	461 125,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	23 056,25	0	0	-17 557,21	-433 785,94
11	446 250,00	446 250,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	22 312,50	0	0	-16 813,46	-421 231,48
12	431 375,00	431 375,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	21 568,75	0	0	-16 069,71	-409 217,65
13	416 500,00	416 500,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	20 825,00	0	0	-15 325,96	-397 721,15
14	401 625,00	401 625,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	20 081,25	0	0	-14 582,21	-386 719,72
29	178 500,00	178 500,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	8 925,00	0	0	-3 425,96	-268 569,36
30	163 625,00	163 625,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	8 181,25	0	0	-2 682,21	-263 129,49
31	148 750,00	148 750,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	7 437,50	0	0	-1 938,46	-257 923,87
32	133 875,00	133 875,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	6 693,75	0	0	-1 194,71	-252 942,42
33	119 000,00	119 000,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	5 950,00	0	0	-450,96	-248 175,48
34	104 125,00	104 125,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	5 206,25	0	0	292,79	-243 613,82
35	89 250,00	89 250,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	4 462,50	0	0	1 036,54	-239 248,59
36	74 375,00	74 375,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	3 718,75	0	0	1 780,29	-235 071,34
37	59 500,00	59 500,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	2 975,00	0	0	2 524,04	-231 073,96
38	44 625,00	44 625,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	2 231,25	0	0	3 267,79	-227 248,73
39	29 750,00	29 750,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	1 487,50	0	0	4 011,54	-223 588,22
40	14 875,00	14 875,00	23 508,51	0	0	14 875,00	14 875,00	3 134,47	0	0	0	743,75	0	0	4 755,29	-220 085,33
			940 340,43			**595 000,00**	**595 000,00**	**125 378,72**	**0**		**0**	**609 875**	**0**		**-389 913,29**	**-220 085,33**

Tabell 2: Overslag for lønnsomhet for NRV sin mulige trykkreduksjonsventil.

Massetetthet, vann	ρ	kg/m³	1000	
Gravitasjonsakselerasjon	g	m/s²	9,81	
Investeringskostnad		[NOK]	2000000	
overskuddsskatt		[-]	0,23	KPMG, 2018
kapitalrente		[-]	0,05	
Avskrivninger, lineære		[-]	0,025	
Grunnrenteskatt		[-]	0,357	KPMG,2018

Virkningsgrad	Høyde	Vannføring	Estimert installert effekt	Driftstid	Energi produsert årlig	Strømpris	Årlig inntekt, strøm	Diskonteringsrente
η	H	Q	P	t	E	p	i	r
[-]	[m]	[m³/s]	[kW]	[h/yr]	[kWh/yr]	[NOK/kWh]	[NOK/yr]	[-]
0,761	85	0,112	71,0707032		432300,5	1	432300,5	0,045

									Unntatt når under 10 MVA.				Unntatt når under 10 MVA.			
	Kapitalverdi	**Gjeld 1.1**	**Brutto inntekt**	**Tilskudd- Enova**	**Grønne sertifikater**	**avskrivninger**	**avdrag**	**driftskostnader**	**Naturressursskatt**	**Årlig leie**	**overskuddsskatt**	**kapitalrente**	**Grunnrenteskatt**	**Eiendomsskatt**	**Kontantstrøm**	
yr nr.	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK]	[NOK)
1	2 000 000,00	2 000 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	-	0	65 923,41	100 000,00	0	0	220 700,10	-1 645 263,06
2	1 950 000,00	1 950 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	66 498,41	97 500,00	0	0	222 625,10	-1 306 328,42
3	1 900 000,00	1 900 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	67 073,41	95 000,00	0	0	224 550,10	-982 492,93
4	1 850 000,00	1 850 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	67 648,41	92 500,00	0	0	226 475,10	-673 084,67
5	1 800 000,00	1 800 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	68 223,41	90 000,00	0	0	228 400,10	-377 461,63
6	1 750 000,00	1 750 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	68 798,41	87 500,00	0	0	230 325,10	-95 010,30
7	1 700 000,00	1 700 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	69 373,41	85 000,00	0	0	232 250,10	174 855,52
8	1 650 000,00	1 650 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	69 948,41	82 500,00	0	0	234 175,10	432 696,00
9	1 600 000,00	1 600 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	70 523,41	80 000,00	0	0	236 100,10	679 046,37
10	1 550 000,00	1 550 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	71 098,41	77 500,00	0	0	238 025,10	914 418,10
11	1 500 000,00	1 500 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	71 673,41	75 000,00	0	0	239 950,10	1 139 299,89
12	1 450 000,00	1 450 000,00	432 300,50	0	30 261,04	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	72 248,41	72 500,00	0	0	241 875,10	1 354 158,72
13	1 400 000,00	1 400 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	65 863,37	70 000,00	0	0	220 499,10	1 546 292,71
14	1 350 000,00	1 350 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	66 438,37	67 500,00	0	0	222 424,10	1 729 842,50
15	1 300 000,00	1 300 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	67 013,37	65 000,00	0	0	224 349,10	1 905 191,12
30	550 000,00	550 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	75 638,37	27 500,00	0	0	253 224,10	3 765 431,48
31	500 000,00	500 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	76 213,37	25 000,00	0	0	255 149,10	3 849 785,37
32	450 000,00	450 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	76 788,37	22 500,00	0	0	257 074,10	3 930 366,21
33	400 000,00	400 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	77 363,37	20 000,00	0	0	258 999,10	4 007 342,53
34	350 000,00	350 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	77 938,37	17 500,00	0	0	260 924,10	4 080 875,34
35	300 000,00	300 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	78 513,37	15 000,00	0	0	262 849,10	4 151 118,46
36	250 000,00	250 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	79 088,37	12 500,00	0	0	264 774,10	4 218 218,87
37	200 000,00	200 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	79 663,37	10 000,00	0	0	266 699,10	4 282 316,98
38	150 000,00	150 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	80 238,37	7 500,00	0	0	268 624,10	4 343 546,92
39	100 000,00	100 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	80 813,37	5 000,00	0	0	270 549,10	4 402 036,86
40	50 000,00	50 000,00	432 300,50	0	0	50 000,00	50 000,00	25 938,03	0	0	81 388,37	2 500,00	0	0	272 474,10	4 457 909,24
			17 292 020,00			**2 000 000,00**	**2 000 000,00**	**1 037 521,20**	**-**		**2 890 555,18**	**2 050 000,00**	**-**		**9 677 076,04**	

Tabell 3: Overslag for lønnsomhet for Eidsvoll sin installerte trykkreduksjonsventil.