

# Kystkrafta

Mulighetsstudie, Ny fornybar kraftproduksjon Aure



## *Gammel kraftstasjon i Vågoselva*

*I drift fra ca 1932 til 1967, med en 20 kW likestrømsgenerator.*

*Brukt til drift av mølle samt lys til innbyggerne i Vågosbukta.*

*(Foto: Peder Aresvik)*



Møre og  
Romsdal  
fylkeskommune



Aure  
kommune



## Innhold

<b>1</b>	<b>Introduksjon .....</b>	<b>5</b>
1.1	Hovedkonklusjoner og sammendrag .....	5
<b>2</b>	<b>Bakgrunn for initiativet og om prosjektet .....</b>	<b>8</b>
2.1	Bakgrunnen for initiativet .....	8
2.2	Om prosjektet .....	9
<b>3</b>	<b>Status energibruk og fornybar produksjon i Aure .....</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Planer om nytt større forbruksuttak i Aure .....</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>Status for nett og planer for nettutvikling i Aure .....</b>	<b>13</b>
5.1	Nettilknytning .....	13
5.2	Prosess mot Statnett .....	13
5.3	Begrensninger i kraftnettet .....	13
5.4	Dagens status for nett i Aure .....	14
5.5	Mulig utvikling, ytre del av nordre Nordmøre .....	14
5.6	Barrierer mot økt nettutbygging .....	14
5.7	Hva kan mulige forbrukskunder gjøre? .....	15
<b>6</b>	<b>ENØK og ny fornybar-potensial for Aure kommune .....</b>	<b>16</b>
6.1	Oppsummering av teknisk potensial for ENØK og ny fornybar produksjon .....	16
6.2	ENØK .....	17
6.2.1	Om ENØK .....	17
6.2.2	Utnyttelse av kjølevann fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden .....	17
6.2.3	Ny EU-regler for energieffektivisering er vedtatt .....	18
6.2.4	Kartlagt teknisk potensial, ENØK .....	18
6.3	Solkraft på tak og gråarealer .....	21
6.3.1	Om solenergi .....	21
6.3.2	Metode .....	21
6.3.3	Kartlagt teknisk potensial, solenergi .....	22
6.4	Bioenergi .....	24
6.4.1	Om bioenergi .....	24
6.4.2	Metode / forutsetninger og estimater .....	24
6.4.3	Kartlagt teknisk potensial, bioenergi .....	28
6.5	Vindkraft, spredte anlegg .....	28
6.5.1	Om distribuert vindkraft .....	28
6.5.2	Eksempel 1: 25 kW vindturbin .....	29
6.5.3	Eksempel 2: 250 kW vindturbin .....	29
6.5.4	Estimert LCOE for småskala vindkraft .....	30
6.5.5	Estimert energipotensiale for Aure kommune .....	30
6.6	Tjeldbergodden industriområde, kombinert vind/solkraft .....	31
6.6.1	Om kombinasjon vind/sol i Tjeldbergodden industriområde .....	31
6.6.2	Spesielle muligheter for industrikraft .....	31
6.6.3	Kartlagt teknisk potensial .....	32
6.7	Vannkraft/småkraft .....	35
6.7.1	Om vannkraft/småkraft .....	35
6.7.2	Kartlagt teknisk potensial, vannkraft/småkraft .....	36
6.7.3	Vannkraftressurser sortert på LCOE .....	37
6.7.4	Oppdemming .....	38
<b>7</b>	<b>Barrierer for realisering .....</b>	<b>39</b>
7.1	Energieffektivisering (Enøk) .....	39
7.2	Solenergi .....	40

7.3	Bioenergi / biogass.....	40
7.4	Vindkraft .....	41
7.5	Små vannkraftanlegg .....	42
<b>8</b>	<b>Samfunnsverdi av energiltak (Enøk og ny produksjon).....</b>	<b>43</b>
8.1	Ringvirkninger ENØK.....	44
8.2	Ringvirkninger bioenergi.....	44
8.3	Ringvirkninger ny kraftproduksjon.....	44
<b>9</b>	<b>Videreføringsplaner for Kystkrafta .....</b>	<b>46</b>
<b>Appendix 1: Status for nett og planer for nettutvikling i Aure .....</b>		<b>47</b>
<b>10</b>	<b>Praksis angående nettilknytning.....</b>	<b>47</b>
<b>11</b>	<b>Prosess mot Statnett.....</b>	<b>47</b>
<b>12</b>	<b>Begrensninger i kraftnettet .....</b>	<b>48</b>
12.1	Lokalt, i distribusjonsnett eller på transformatorstasjon .....	48
12.2	Mindre skala regionalt .....	48
12.3	Større skala regionalt.....	48
<b>13</b>	<b>Dagens status for nett i Aure.....</b>	<b>49</b>
<b>14</b>	<b>Mulig utvikling, ytre del av nordre Nordmøre.....</b>	<b>49</b>
14.1	Trinn 1: Ny trafostasjon på Tjeldbergodden: .....	50
14.2	Trinn 2: 132 kV-linje til Tjeldbergodden.....	50
14.3	Trinn 3: Utbygging av transmisjonsnett på 420 kV .....	50
<b>15</b>	<b>Barrierer mot økt utbygging av nett .....</b>	<b>51</b>
<b>16</b>	<b>Hva kan mulige forbrukskunder gjøre?.....</b>	<b>51</b>
<b>Appendix 2: Utfyllende underlag, vannkraft / småkraft.....</b>		<b>52</b>
<b>17</b>	<b>Vann – prospekter .....</b>	<b>52</b>
17.1	Tustna .....	52
	17.1.1 Jørevågaelva .....	52
	17.1.2 Linvågaelva .....	52
17.2	Ertvågsøya .....	53
	17.2.1 Sagosen / Vinsterneselva [4] .....	53
	17.2.2 Ytter Sagelva [3].....	53
	17.2.3 Inner Sagelva / Ålmo [2].....	54
	17.2.4 Skausetelva .....	54
	17.2.5 Vågoselva [1] .....	54
	17.2.6 Gjerdeelva .....	55
	17.2.7 Krovassbekken.....	55
	17.2.8 Kvernstadelva.....	56
	17.2.9 Fuglvågen.....	56
	17.2.10 Kvennaelva.....	57
	17.2.11 Sagelva / Storvika.....	57
17.3	Grisvågøya .....	57
	17.3.1 Gjerdebekken .....	57
17.4	Aure øst .....	58
	17.4.1 Åsgårdselva.....	58
	17.4.2 Gjelaelva .....	58
	17.4.3 Haugaelva.....	59
	17.4.4 Melaelva .....	60
	17.4.5 Aureelva .....	60
	17.4.6 Torsetelva.....	61

	17.4.7 Bjøringelva .....	62
	17.4.8 Sagelva / Vik.....	62
	17.4.9 Todalselva .....	63
17.5	Skardsøya.....	65
	17.5.1 Buktelva .....	65
	17.5.2 Ulvsneselva .....	65
17.6	Aure Nord .....	66
	17.6.1 Ledalselva.....	66
	17.6.2 Reinsjøelva .....	66
	17.6.3 Ledalssaga / Lonene.....	67
<b>18</b>	<b>Metodikk.....</b>	<b>68</b>
18.1	Datakilder .....	68
18.2	Kostnadsestimering .....	68
	18.2.1 Anleggskostnader.....	68
	18.2.2 Kostnad per års-kWh.....	68
18.3	Effekt og energi.....	68
18.4	LCOE – Levelized Cost Of Energy .....	69
18.5	Usikkerheter i estimatene.....	70

## 1 Introduksjon

Etter initiativ fra Aure Næringsforum (ANF) ble det høsten 2022 tatt initiativ til gjennomføring av en mulighetsstudie for økt lokal energiproduksjon i Aure. Bakgrunnen for initiativet var basert på kunnskap om en utfordrende kraft- og nettsituasjon for regionen samt tidligere kartlegging om kraftbehov på kysten av Nordmøre i regi av ON Ocean Network (ON). I en dialog med Tjeldbergodden Utvikling om deltakelse i prosjektet, foreslo de at mulighetsstudiet burde gjennomføres som videreføring av arbeidet utført under "Kystkrafta-paraplyen". De ulike interessentene ble raskt enige om at dette var beste fremgangsmåte. Mulighetsstudiet som ble initiert av Aure Næringsforum er derfor gjennomført i regi av ON, med støtte fra Tjeldbergodden Utvikling, Equinor, Aure kommune og Møre og Romsdal fylkeskommune. På denne måte er utført prosess naturlig koblet opp imot arbeidet som ON har drevet for å sikre nok kraft til kysten for omstilling og vekst i havnæringene.

### 1.1 Hovedkonklusjoner og sammendrag

Det må tas forutsetninger og gjøres forenklinger i en mulighetsstudie. Alle resultater må vurderes i lys av dette.

Mulighetsstudien har konkludert med et potensial på 504 GWh/år fra industrivind, sol, vannkraft, bio, gårdsvind og ENØK. Vindkraftpotensial er basert på installasjon av et antall frittstående turbiner tilknyttet bedrifter eller gårdsbruk (nærvind) og 2 såkalte industrivindanlegg tilknyttet større industriområder. Sol inkluderer takarealer og installasjon av solkraft på såkalte gråarealer, dvs. ubrukte industriområder mv. Vannkraftpotensialet omfatter det meste av større og mindre elver og bekker, der mange selvsagt vil være for små, uaktuelle av naturhensyn, kompliserte og/eller ikke aktuelle av andre årsaker. Potensial innen bioenergi er det beregnet ut fra årlig tilvekst fra skog pluss omdanning av møkk fra oppdrettsnæringen og gårdsbruk. ENØK-potensial er stipulert fra statistikk for ENØK-potensial sett opp mot eiendomsmassen i Aure.

Segment	Teknisk potensial [GWh/år]
2 stk industrielle vind/sol hybridanlegg	214
Solenergi, tak og gråarealer	105
Vannkraft / småkraft	89
Bioenergi, kommende	39
Bioenergi, eksisterende	21
ENØK	30
Vindkraft, spredte anlegg	5,80
<b>Sum</b>	<b>504</b>

Som det fremgår av tabellen, utgjøres det største potensialet av 2 kombinerte sol/vindparkerlegg på områder regulert for industri. Vann, bio, og spesielt sol og ENØK innebærer gjennomføring av svært mange små investeringer, der svært mange beslutningstakere må involveres for å forløse et potensiale.

I første fase av Kystkrafta-prosjektet ble det avdekt et mulig effektbehov på ca. 160 MW frem mot 2035 i Aure. Hoveddelen av behovet er relatert til stegvis elektrifisering av Equinors anlegg på Tjeldbergodden, som fortsatt ikke er besluttet. Som kjent er det nå besluttet å foreta en elektrifisering av gassanlegget på Melkøya, forutsatt at man greier å løse kraftforsyningsutfordringen for området. I tillegg omfatter det økte behovet utvidelser og ny planer for landbasert oppdrett, elektrifisering ferger, offshoreforsyning, forsyning til næringspark på Taftøyan samt økte behov i forbindelse elektrifisering innen transport, se [www.kystkrafta.no](http://www.kystkrafta.no).

Et jevnt fordelt effektuttak på 160 MW over året gir et strømforbruk på om lag 1 400 GWh/år, med andre ord tilnærmet 1 % av dagens totale strømforbruk i Norge.

For å fylle et gap opp til 1 400 GWh/år, mangler om lag 900 GWh/år. For eksemplifisering av størrelsen på gapet, så tilsvarer dette behovet en utbygging av 3 vindparker på størrelse med vindparken som var planlagt på Skardsøya, eller to kombinerte sol-/vindpark tilsvarende utbygging foreslått av Fred. Olsen Renewables i Tingvoll.

Segment	Teknisk potensial [GWh/år]
2 stk vindparker m/solkraft (hybrid)	900
2 stk industrielle vind/sol hybridanlegg	214
Solenergi, tak og gråarealer	105
Vannkraft / småkraft	89
Bioenergi, kommende	39
Bioenergi, eksisterende	21
ENØK	30
Vindkraft, spredte anlegg	5,80
<b>Sum</b>	<b>1404</b>

Dersom det ikke tilgjengeliggjøres betydelig mengder ny kraft, vil konsekvensene av en så stor økning i forbruket få store konsekvenser både for kraftbalansen og el-nettet i regionen.

Kraften som trengs må komme fra et sted, og innenfor en 10 års periode er det kun vindkraft på land som er et realistisk fornybart alternativ som monner, selvsagt i tillegg til ENØK og realisering av gjennomførbare småskala muligheter som vist i denne studien. Når man er kjent med at hele Norge og naboland står overfor samme utfordringer relatert til behov for mer fornybar kraft, sier det seg selv at krafttilgang vil være den største hemskoen for industriell omstilling og utvikling i området vårt. Manglende kraft- og nettilgang vil stoppe omstillingen og vanskeliggjøre ny industriutvikling i hele regionen.

I tillegg til å avdekke muligheter for fremskaffing av mer energi, har studien også avdekt og beskrevet barrierer som hindrer eller forvansker investeringer. Det er blant annet foretatt intervjuer med aktører som besitter fallrettigheter, og oppsummert dreier barrierene seg om manglende innsikt, dels uoversiktlige prosesser, kapasitet/prioritering, kapital/lønnsomhet, nett-tilgang samt risikoforhold.

Prosjektet er gjennomført med bruk av ulike eksterne bidragsyttere, og har vært ledet av en aktiv styringsgruppe.

Det er ønske om å få i gang liknende kartlegging i andre kommuner. Det pågår nå blant annet et nasjonalt kartleggingsprosjekt i regi av LO/NHO (Kraftløftet)<sup>1</sup>, som også vil belyse potensial. Videre foreligger også en rekke andre kartlegginger, som f. eks av solkraftpotensial (Multi-consult<sup>2</sup>). I stedet for å bruke ressurser på å få i gang flere kommuner med kartlegging, ble det ansett som viktigere å finne ut mer om hvordan en kan bruke avdekt potensial som grunnlag for å få fortgang i konkrete prosjekter. Denne diskusjonen har ledet frem til forslag om en videreføring av arbeidet i form av et konkret forprosjekt der mulighet og interesse for å få etablert et eget selskap som bistår med kompetanse og eventuelt investerer i lønnsomme energiprojekter.

---

<sup>1</sup> <https://www.nho.no/tema/energi-miljo-og-klima/kraftloftet/>

<sup>2</sup> <https://www.multiconsult.no/sol-kan-bli-like-stort-som-vannkraft-i-norge/>

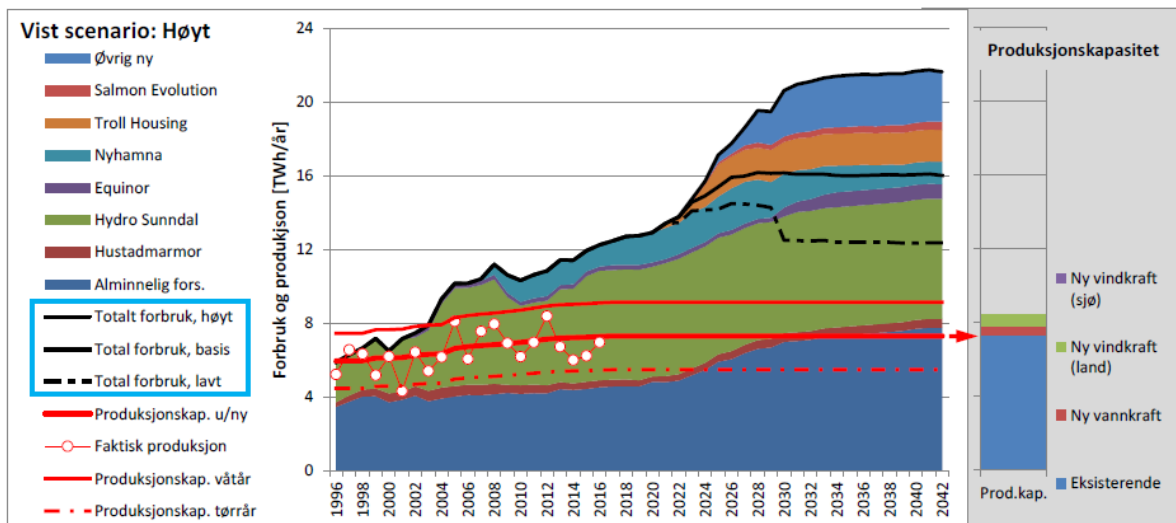
## 2 Bakgrunn for initiativet og om prosjektet

### 2.1 Bakgrunnen for initiativet

Nasjonalt pekes det på at tilgang til mer fornybar kraft er avgjørende betydning for omstilling og videre utvikling i industrien. Ifølge Statnett ventes et nasjonalt kraftunderskudd i løpet av de neste 4-5 årene, avhengig av omstillingstakt og omfang av nysatsinger. Det er også stort etterslep på nettinvesteringer og svært lite ny fornybar produksjon under planlegging i perioden frem med 2030.

Situasjonen i Møre og Romsdal er spesielt utfordrende, da regionen har en svak energibalanse i utgangspunktet. Foreliggende analyser i regional kraftsystemutredning tilsier at situasjonen vil forverres ytterligere, da kraftbehovet ventes å økes betydelig mens kraftproduksjonen nærmest står på stedet hvil. Allerede i dag har vi en ubalanse mellom produksjon og forbruk på 5,5 TWh, og med allerede foreliggende etterspørsel etter ny kraft vil balansen svekkes ytterligere i tiden som kommer. Både nåsituasjon og utfordringsbildet er godt beskrevet i den regionale kraftsystemutredningen for Møre og Romsdal.<sup>3</sup>

## Energibalanse for Møre og Romsdal, historisk og scenarier



Fremtidig energibalanse for Møre og Romsdal. Fra Regional Kraftsystemutredning 2022.

Videre har LO, NHO og regjeringen utarbeidet kartlegginger av kraftbehov, nettutvikling og planer for ny kraftproduksjon i Norge, og det er nylig lagt fram en rapport for situasjonen i Møre og Romsdal.<sup>4</sup> Der vises det blant annet en oversikt over foreliggende tilknytningsforespørsler i området på totalt mer enn 1000 MW. Flesteparten av forespørslene vurderes som foreløpig umodne, men dette gir uansett klare indikasjoner på et svært stort behov for økt kapasitet.

<sup>3</sup> [https://www.elinett.no/resources/uploads/images/Dokumenter/KSU2022\\_Hovedrapport\\_220624.pdf](https://www.elinett.no/resources/uploads/images/Dokumenter/KSU2022_Hovedrapport_220624.pdf)

<sup>4</sup> <https://www.lo.no/contentassets/d760d8ebcd27421481e666c4fae8af01/sluttrapport---more-og-romsdand.pdf>



Det finnes også tilsvarende rapport for Trøndelag.<sup>5</sup> Utviklingen i Trøndelag vil ha svært stor betydning for utviklingen i Møre og Romsdal, og da spesielt for de nordlige deler av fylket.

Med denne kraftsituasjonen som fremtidsutsikt, næringslivets behov for forutsigbare rammebetingelser, mulig behov/ krav om elektrifisering av eksisterende industri samt utvikling av ny industri i regionen, har ANF sett behov for å utrede hvilke muligheter vi har for å møte fremtiden proaktivt for å adressere utfordringene fra lokalt hold. På denne basis har ANF tatt initiativ til gjennomføring av dette mulighetsstudiet for ny fornybar produksjon i Aure, med klar oppfordring til at tilsvarende kartlegginger foretas i andre kommuner. For å underbygge den regionale tilnærmingen har ANF valgt å overlate prosjektansvaret til ON Ocean Network / Kystkrafta, for på den måte å bygge opp under arbeidet som utføres her og koble sammen mulig økt produksjon med tidligere kartlagte behov for energi i regionen.

## 2.2 Om prosjektet

Mulighetsstudiet for økt lokal energiproduksjon i Aure kom i gang etter initiativ fra Aure Næringsforum (ANF), og er gjennomført i regi av ON Ocean Network. Arbeidet er koblet opp til ONs vedvarende innsats i det såkalte Kystkrafta-initiativet, som er et langsiktig arbeid for å sikre tilstrekkelig kraft og nett til omstilling og vekst i havnæringene i kystregionen mellom Romsdalsfjorden og Trondheimsfjorden.

Prosjektet har hatt en ramme på 1 million kroner, som er finansiert av Møre og Romsdal fylkeskommune, Aure kommune, Equinor og Tjeldbergodden Utvikling. Styringsgruppen for prosjektet har bestått av:

- Per Oterholm, Møre og Romsdal fylkeskommune
- Ivar Torseth, Aure kommune
- Arve Goa, Tjeldbergodden utvikling
- Jan-Einar Gjerde, Aure Næringsforum

Prosjektledelse og sekretariat er utført av Nils Erik Pettersen i ON Ocean Network.

Prosjektet omfatter flere delutredninger som er utført av ulike aktører som prosjektet har hyret inn. Aktører som har bidratt er:

- Multiconsult, sol
- COWI , kombinert sol & vind
- M&E Consult, vannkraft og bio
- Jan-Einar Gjerde, kjentmann m.m, vann
- aPOINT, utfyllende småskala vind, bio, vann
- Solli Bioenergi, bio

---

<sup>5</sup> <https://www.lo.no/contentassets/d760d8ebcd27421481e666c4fae8af01/kraftloftet-trondelag---regionalt-kunskapsgrunnlag.pdf>

### 3 Status energibruk og fornybar produksjon i Aure

Ifølge Statnett og NVE vil det mot 2030 og videre til 2040 bli et tidvis nasjonalt underskudd av både effekt og energi. Nord for Møre og Romsdal er det overskudd, men det forventes at det vil bli underskudd i fylket i tiden som kommer.

Det er stor ubalanse i produksjon og forbruk av strøm både internt i regionen og mellom regionene. Ubalansen mellom regionene har gitt tidvis svært store prisforskjeller mellom regionene. Årsaken er at strømmettet mellom regionene ikke har tilstrekkelig kapasitet, slik at det oppstår flaskehals.

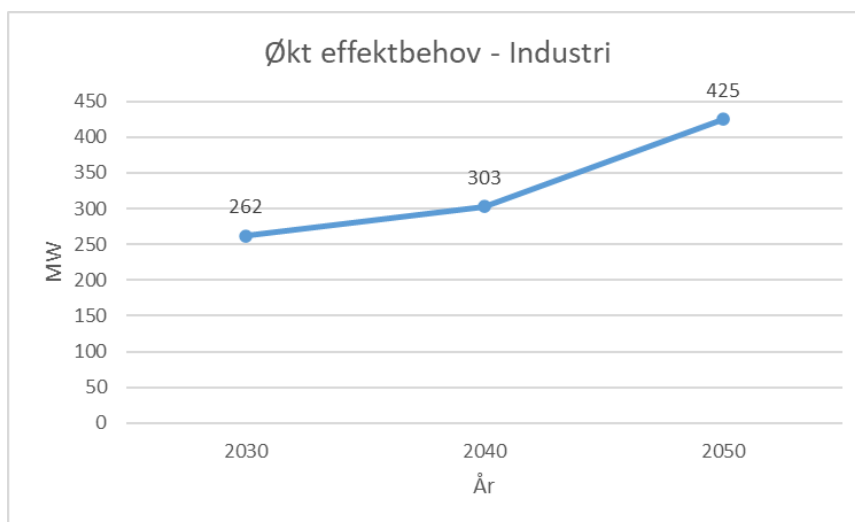
Statnett har lagt fram planer for forsterking av overføringslinjer mellom Sør-Norge og Midt-Norge. Utbyggingen vil føre til at vi får konkurranse fra sør om eventuell ledig kapasitet, og om alle sentrale flaskehals fjernes vil vi få samme kraftpriser som i sør.

Forbruket av elektrisk energi i Aure er om lag 90 GWh/år, mens dagens produksjon er på ca 4 GWh. Dagens eneste fornybare kraftproduksjon i Aure kommer fra Ålmo Kraftverk, som produserer ca 4 GWh/år.

Den desidert største kraftproduksjonen (ikke-fornybar) er på Tjeldbergodden, i form av en gassfyrte kjel. Den står for utslipp av ca. 200 000 t/CO<sub>2</sub> /år, noe som er fylkets nest største punktutslipp etter Hydro Sunndal. En elektrifisering av produksjonen ved Tjeldbergodden vil anslagsvis kreve minst 150 - 200 MW, avhengig av hvilke strategier som velges. Dette tilsvarer et årsforbruk på 1,5 TWh, som tilsvarer om lag 1 % av Norge totale strømforbruk. Et slikt uttak på Tjeldbergodden vil kreve tosidig forsyning av sterkt nett og tilgang på store mengder ny fornybar kraft. Mer om forbruksplaner i neste kapittel.

## 4 Planer om nytt større forbruksuttak i Aure

I første fase i prosjektet Kystkrafta ble planer for nytt kraftuttak i regionen kartlagt, inkludert Aure. I undersøkelsen ble det avdekt en potensiell økning i effektbehovet på opp mot 250 MW i 2030 i Aure og omkringliggende områder, og videre opp mot 425 MW frem mot 2050.



Omstilling av Equinors metanolfabrikk utgjør omtrent halvparten av behovet. Øvrige planer omfatter landbasert oppdrett, offshore forsyning, forsyning til Taftøyan, fergelading og elektrifisering for øvrig. Senere har det kommet signaler om store effektbehov og/eller mulig kraftproduksjon på industriområdet på Taftøyan, da det her kan være aktuelt med fabrikk for underleveranser til batteriindustri og kjernekraftverk. Dette er ikke hensyntatt i tallene ovenfor. Det forventes ikke at alle planer realiseres. Uten nettoppgraderinger og nok kraft vil mange av planene uansett måtte forkastes. Dette kan få negative konsekvenser for næringsutviklingen i området.

Det som vil være spesielt viktig, og på mange vis avgjørende for utviklingen, er hva som besluttes for metanolfabrikken og når beslutningen tas. Dette vil være definerende både for hvor store kraftutfordringene blir, og hvilket nettutviklingsprogram som vil kreves. I tillegg vil situasjonen i Aure også påvirkes av beslutninger i naboregioner. Det er allerede tatt beslutninger om en etappe for utbygging og omstilling hos Wacker Chemicals på Holla, og det pågår utredning av nettutbygging for forsyning til fabrikk, men utbygging er ikke besluttet. Videre foreligger også tidlige planer om etablering av batterifabrikk i Orkland (Elinor)<sup>6</sup>, noe som i så fall vil få betydning for krafttilgang i hele Midt-Norge. Fullt utbygd vil fabrikken legge beslag på et energiforbruk som tilsvarer Trondheim by sitt forbruk. Det sier seg selv at en slik satsing vil få stor betydning for kraftsituasjonen i Møre og Romsdal, i og med at fylket i dag er avhengig av kraft som flyter inn i nettet både fra nord og sør.

<sup>6</sup> <https://www.elinorbatteries.no/>

Videre planlegges det for landbaserte oppdrettsanlegg i Aure og hydrogenproduksjon på Hitra. I tillegg kommer behov for energistasjoner/lading til landbasert og sjøbasert transport og øvrig omstilling i industrien etter hvert som olje/gass fases ut.

Det er uomtvistelig at vi vil få en betydelig økning i kraftbehovet, men hvor stort behovet faktisk blir er vanskelig å vite i dag, da dette på mange måter også er en «høna og egget»-problematikk. I tillegg til tilgang til nett og kraft vil kraft/CO<sub>2</sub>-priser, kunde-/myndighetskrav til industri og internasjonale markedsforhold påvirke behovet. Videre vil politiske prioriteringer, utviklingen i opinionen samt hvilke avveininger som gjøres i forholdet mellom nedbygging av natur og omstilling/vekst ha betydning for fremtidig kraftbehov.

Det finnes flere vindkraftanlegg i regionen, både på Smøla, Hitra, Frøya og i Heim/Orkland. For vindparkene på Smøla og Hitra pågår vurdering om fornying. Konesjonen løper til 2035, og innen den tid må Statkraft ha bestemt hvorvidt og hvordan parkene skal oppgraderes. Ut over en eventuell oppgradering av eksisterende vindparker planlegges ingen større nye kraftproduksjonsinvesteringer i området, men det pågår diskusjoner omkring prosjekt for kombinert sol/vindkraft på Smøla samt vindkraft i Heim. Videre har Aure og Heim inntatt en aktiv rolle for utbygging av kjernekraft i Norge, og har sammen med selskapet Norsk Kjernekraft sendt inn forslag til myndighetene om å starte et utredningsprogram for etablering av ny kjernekraft i Norge.

## 5 Status for nett og planer for nettutvikling i Aure

Tilgang på kraftnettet (nettilknytning) kan være en vesentlig barriere for nye prosjekter. Dette gjelder både ny energiproduksjon som skal inn i nettet, og også nye energiforbrukere ved etableringer/næringsutvikling.

Problemstillingen er sammenfattet i Appendix 1 av Mellom AS v/ Olav Egil Hoem, som oppsummeres som følger:

### 5.1 Nettilknytning

- Nettselskapene har tilknytningsplikt
- Nettselskapene har plikt til å kreve inn anleggsbidrag
- Det må være en tilknytning/kunde som bestiller kraft og virker utløsende for tiltak for at nettselskap skal kunne kreve anleggsbidrag.
- Nettselskap kan ikke forskuttere utbygginger, og deretter kreve anleggsbidrag av disse.
- Minst én enkeltkunde må virke utløsende for en utbygging av nettanlegg.

### 5.2 Prosess mot Statnett

- Siden 2020 må alle ønskede tiltak i eksisterende anlegg på 1 MW eller mer inn til Statnett for godkjenning.
- Statnett har nylig angitt modenheitskriterier (se lenke i Appendix 1) som må oppfylles for å få reservert tilknytning til nettet.

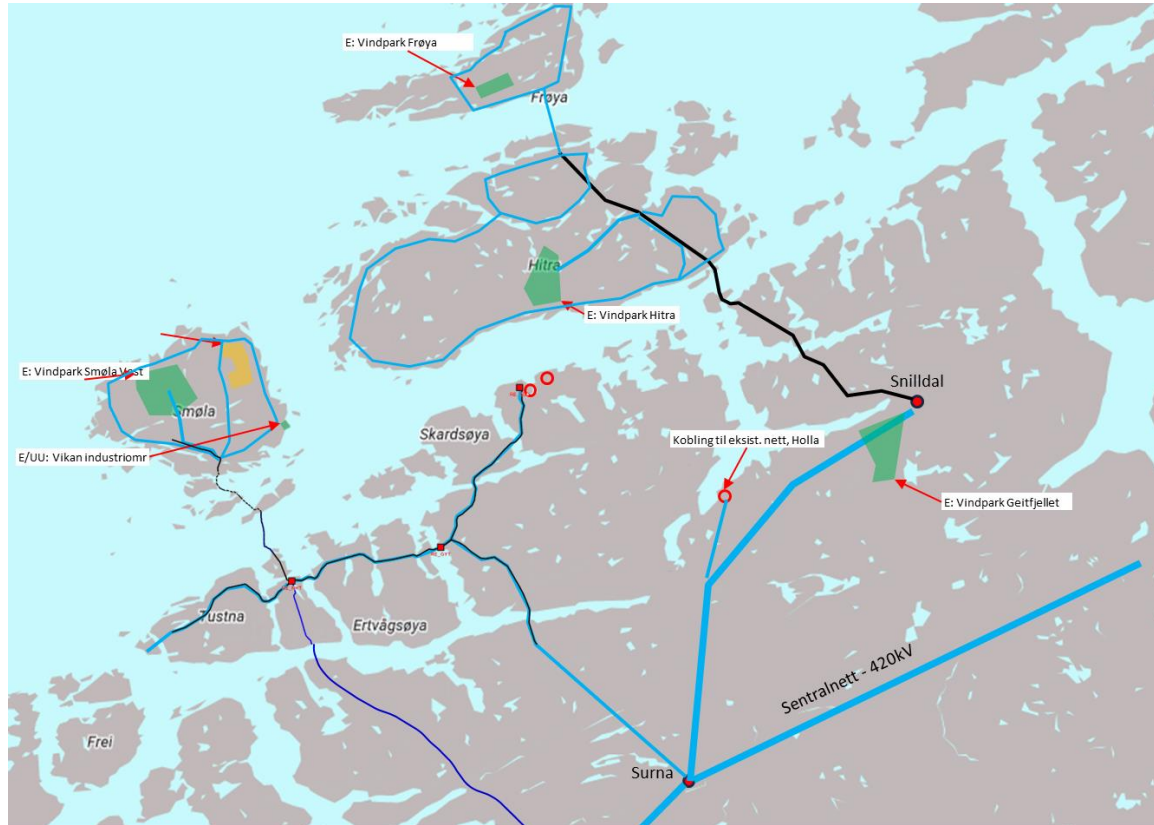
### 5.3 Begrensninger i kraftnettet

- Lokalt, i distribusjonsnett eller på transformatorstasjon
- Mindre skala regionalt  
Kan typisk være overføringskapasitet på regionalnett eller Statnett innmatingspunkt
- Større skala regionalt  
Kan typisk være begrensninger mot en hel landsdel, i vårt tilfelle sydlige del av prisområde NO3, hvor Statnett har angitt begrensninger inn mot prisområdet. Nett kunder fra nord i Trøndelag til Sognefjorden vil måtte «kjempe» om den samme kraften, dette kan bli en viktig begrensning om noen år.

## 5.4 Dagens status for nett i Aure

Bildet under viser den sentrale nettinfrastrukturen i Aure og naboerområder.

En betydelig økning i forbruket i Tjeldbergodden-området vil utfordre dagens nettkapasitet og være problematisk fordi det ikke finnes alternativt nett ved evt. linjeutfall, dersom dagens linje skulle falle ut. Ytre nordre Nordmøre vil utvilsomt være tjent med en mere robust infrastruktur.



## 5.5 Mulig utvikling, ytre del av nordre Nordmøre

Eventuelt fremtidig behov ved Equinors anlegg på Tjeldbergodden vil være dimensjonerende for utviklingen, og antakelig avgjørende/utløsende.

Vesentligste utbyggingstrinn kan bli:

- Trinn 1: Utbygging av ny transformatorstasjon på Tjeldbergodden
- Trinn 2: Fortløpende utbygging av distribusjonsnett etter som nye kunder tilknyttes
- Trinn 3: Ny 132 kV-linje til Tjeldbergodden, sannsynligvis fra Holla/Kyrksæterøra
- Trinn 4: Eventuell utbygging av transmisjons-/sentralnett til Tjeldbergodden

## 5.6 Barrierer mot økt nettutbygging

- Betalingsvilje hos kunde
- Mange prosjekter som er mindre realistiske
- Formelle prosesser, deriblant konsesjon hos NVE
- Mange forespørsler og stort press i markedet
- Forventet krevende marked hos entreprenører og leverandører

## 5.7 Hva kan mulige forbrukskunder gjøre?

- Velge lokasjoner hvor det finnes kraft, eller kan bygges ut til moderat kr/MW-pris
- Tidlig dialog med nettselskaper
- Jobbe frem modne og realistiske prosjekter
- Ta risikoen med å forsere prosjektering før konsesjon for nettprosjektet er gitt
- Godta «tilknytning på vilkår», enten midlertid eller permanent

## 6 ENØK og ny fornybar-potensial for Aure kommune

I dette kapitlet vurderes mulighetene for å endre Aure kommunes energibalanse, slik at kommunen kan øke sin selvforsyningsgrad for elektrisitet.

Dette kan dels gjøres ved å redusere forbruket i eksisterende installasjoner ved energiøkonomisering (ENØK), dels ved å utnytte ulike fornybare energikilder i kommunen.

Energiestimaten som presenteres er **teknisk potensiale**, som kan avvike betydelig fra hva som faktisk er gjennomførbart av ulike årsaker (økonomiske, regulatoriske osv).

Barrierer for gjennomføring i de ulike segmentene er diskutert kapittel 7.

### 6.1 Oppsummering av teknisk potensial for ENØK og ny fornybar produksjon

Kartleggingen viser at det totale tekniske potensialet for ENØK og ny fornybar produksjon i Aure kommune er estimert til **516 GWh/år**. Store deler av dette er vanskelig realiserbart, se kapittel 7 "Barrierer for realisering".

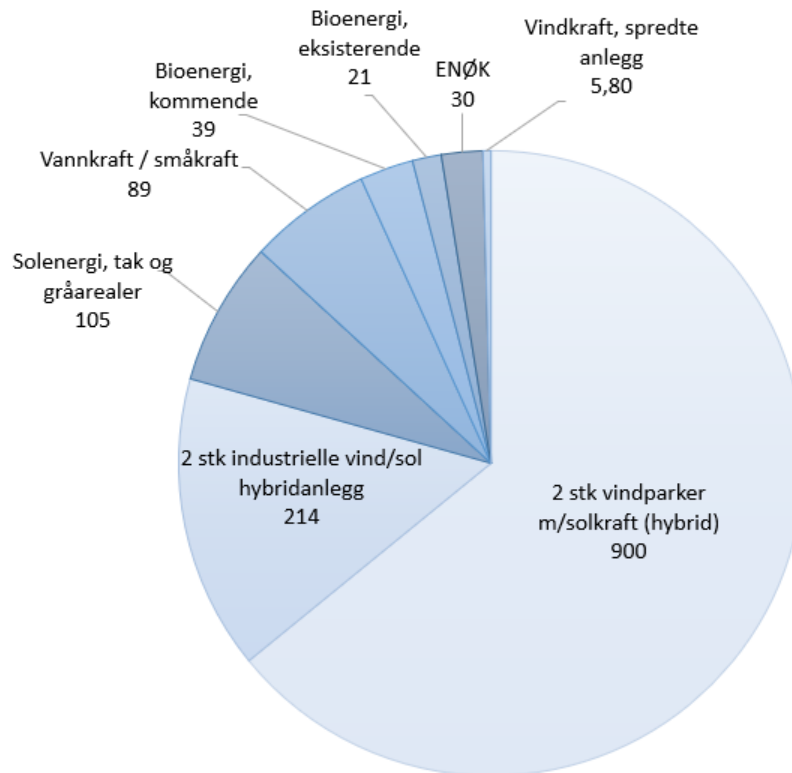
Dersom Equinor velger å elektrifisere hele produksjonen ved Tjeldbergodden så er det oppgitt at det gir et effektbehov på opp imot 150 - 180 MW. Dersom vi antar et behov på 165 MW, så tilsvarer et dette et årsforbruk på 1 445 GWh/år. Et slikt kraftbehov vil gi store utfordringer både for kraftbalansen og nettutviklingen i regionen. Kraften som trengs må produseres ett sted, og verken havenergi eller kjernekraft anses å være realistiske alternativer det nærmeste tiåret. For å møte et behov i denne størrelsesorden må det igangsettes en forsterkning av nettet til Tjeldbergodden og i tillegg investeres betydelig i ny kraftproduksjon.

Om vi tar med totalt avdekt potensial på 516 GWh/år så trengs anslagsvis ytterligere 900 GWh/år i produksjon for å møte kraftbehovet. Den mest realistiske løsning på kort til mellomlang sikt for realisering av en produksjon på 900 GWh/år, vil være utbygging av vindparker og/eller kombinerte sol-/vindparker. Eksempelvis vil to kombinerte vindparker av dimensjoner som tilsvarer foreslått utbygging på Fløystadjellet i Tingvoll gi anslagsvis 900 GWh/år.

Segment	Teknisk potensial [GWh/år]
2 stk vindparker m/solkraft (hybrid)	900
2 stk industrielle vind/sol hybridanlegg	214
Solenergi, tak og gråarealer	105
Vannkraft / småkraft	89
Bioenergi, kommende	39
Bioenergi, eksisterende	21
ENØK	30
Vindkraft, spredte anlegg	5,80
<b>Sum</b>	<b>1404</b>



Teknisk potensial [GWh/år]



## 6.2 ENØK

### 6.2.1 Om ENØK

Norge har et mål om å redusere klimagassutslipp med minst 50 % i 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Energieffektivisering vil bidra til et mer balansert energisystem, bedre ressursutnyttelse og muligheter for reduksjon av fossil energibruk i andre sektorer. Energieffektivisering kan derfor være ett av flere viktige virkemidler for å nå de ambisiøse utslippsmålene. Energibruken i bygninger i Norge utgjør rundt 80 TWh (av totalt ca. 210 TWh<sup>7</sup>), det er derfor viktig å ha god oversikt og kunnskap om denne. Mange av byggene har en eldre energitilstand, og effektivisering kan oppnås gjennom tiltak i bygningsmassen.

### 6.2.2 Utnyttelse av kjølevann fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden

Selv om metanolfabrikken på Tjeldbergodden var den mest energieffektive metanolfabrikken i verden da den ble bygget og stod ferdig i 1992, er det en rest-energi man ikke får til å utnytte på fabrikken. Ved full drift av metanolanlegget blir det tilført opptil 200 MW energi til kjølevannet, teoretisk blir dette inntil omlag 1,5 TWh/år. Energien som tilføres gjennom prosessen, hever temperaturen på kjølevannet med 12 grader ved normal drift.

Tjeldbergodden er det eneste ilandføringsstedet av gass i Norge hvor det er lagt til rette for å utnytte kjølevannet til biologisk produksjon i stor skala.

<sup>7</sup> <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/>

I normalsituasjon er det en temperaturforskjell på 12 grader, oppvarming fra ca 6°C til ca 18 °C. I praksis vil en del av denne energien forsvinne på veien. Det er etablert en avtale mellom Equinor og Tjeldbergodden Utvikling om uttak og bruk kjølevann. I tillegg setter overføringsanlegget fra fabrikk til forbrukere i Bioparken visse begrensninger.

I de senere år er det bygd varme-gjenvinning på deler av avløpsvannet i Bioparken slik at utnyttelsen av energien er blitt bedre. Andel som benyttes avhenger av mange forhold, som f. eks temperaturen i sjøen og lufta, mengden biomasse i anlegget og hvilke temperaturer som er optimale for produksjonen som pågår i Bioparken. Aktørene som i dag har avtale om bruk av kjølevann har rett til å ta ut en avtalt mengde. All disponibel mengde er avtalefestet.

Verdien av kjølevannet består av følgende 3 komponenter:

1. Verdien av energien som er tilført vannet
2. Fallhøyden for vannet som overføres fra metanolfabrikk over til Bioparken som er på ca 17,5 m
3. Selve vannet som etter lufting er så rent at det kan brukes direkte i biologisk produksjon

### 6.2.3 Ny EU-regler for energieffektivisering er vedtatt

For næringseiendom er det bestemt at alle nye bygg skal være klimanøytrale innen 2028 (også kalt nullutslippsbygg). For offentlige bygg gjelder kravet innen 2026.

For bolig har EU nettopp vedtatt det såkalte bygningsenergidirektivet. Målet med dette direktivet er å oppnå kutt på 16% av energiforbruket i boliger innen 2030, og videre målsatte kutt deretter. Halvparten av kuttene skal komme fra de minst energieffektive byggene i dag.

Det er opp til hvert enkelt land å etablere planer, ordninger etc. som gjør det mulig å levere på målsettingene, f. eks gjennom bruk av tilskudd, skattefritak eller annet.

ENOVA har tilskuddsordninger for energieffektivisering både for offentlig virksomhet, bedrifter og husholdning. Dessuten har Møre og Romsdal fylkeskommune en gratis rådgivingstjeneste for husholdninger som søker ENØK-råd.

### 6.2.4 Kartlagt teknisk potensial, ENØK

Dette avsnittet gir et estimat over potensialet for energiøkonomisering (ENØK) i Aure kommune.

Estimeringen er gjort ved å skalere tall fra nasjonale estimater utført av NVE.

Estimatet for Aure kommune er et totalt ENØK-potensiale på ca. 30 GWh/år.

#### 6.2.4.1 Bakgrunn

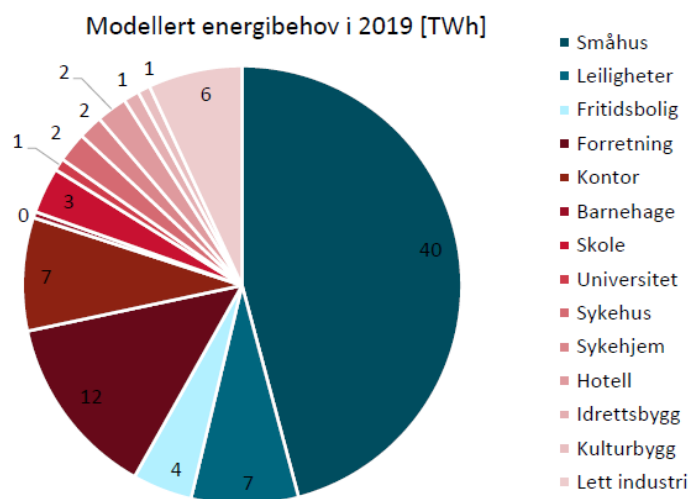
NVE har estimert potensialet for lønnsom ENØK i bygg i Norge<sup>8</sup>, og funnet at det nasjonale potensialet for tiltak med kostnad (LCOE) inntil 1 kr/kWh er ca. 13 TWh, som tilsvarer ca. 12% av det totale energibehovet.

Forutsetninger i NVEs estimater:

- Vi antar at en del av arealet allerede er rehabilitert og at noen enkle enøk tiltak har blitt gjennomført
  - besparelspotensialet er redusert for denne typen areal
- Vi antar at hvis flere tiltak implementeres samtidig, reduseres besparelspotensialet pga. overlapp
- Vi beregner LCOE med vanlig rente (6%) og økt rente (9 og 12 %) for å fange opp at private boligeiere har andre prioriteringer enn f.eks. næringsaktører
- Vi bruker medium kostnad i LCOE beregning – valg av normal løsning og/eller normal materialkvalitet

Se ellers NVEs presentasjon for ytterligere detaljer (lenke i fotnote).

I NVEs rapport "Underlag for langsiktig strategi for energieffektivisering ved renovering av bygninger" (31.3.2022, revidert 24.6.2022)<sup>9</sup> er det samlede energibehovet beregnet til 88,2 TWh for boliger, fritidsboliger og yrkesbygg.



Figur 1: Fordeling av modellert energibehov på ulike bygningskategorier i 2019. Tallene for fritidsboliger er energibruk. Tall i TWh. Kilde: NVE.

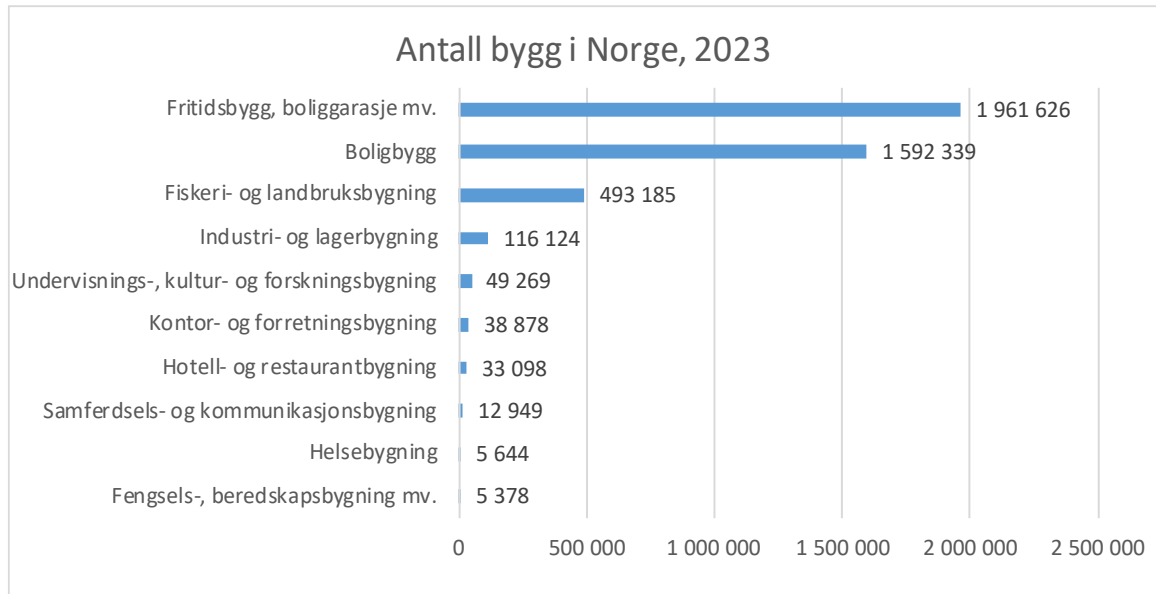
De viktigste bygningskategoriene boliger, næringsbygg (forretning og kontor) samt lett industri.

Antall bygg per kategori finner vi i Statistikkbanken (SSB)<sup>10</sup>:

<sup>8</sup> <https://www.nve.no/media/11978/energieffektiviseringspotensiale-i-bygg-med-bakgrunn.pptx>

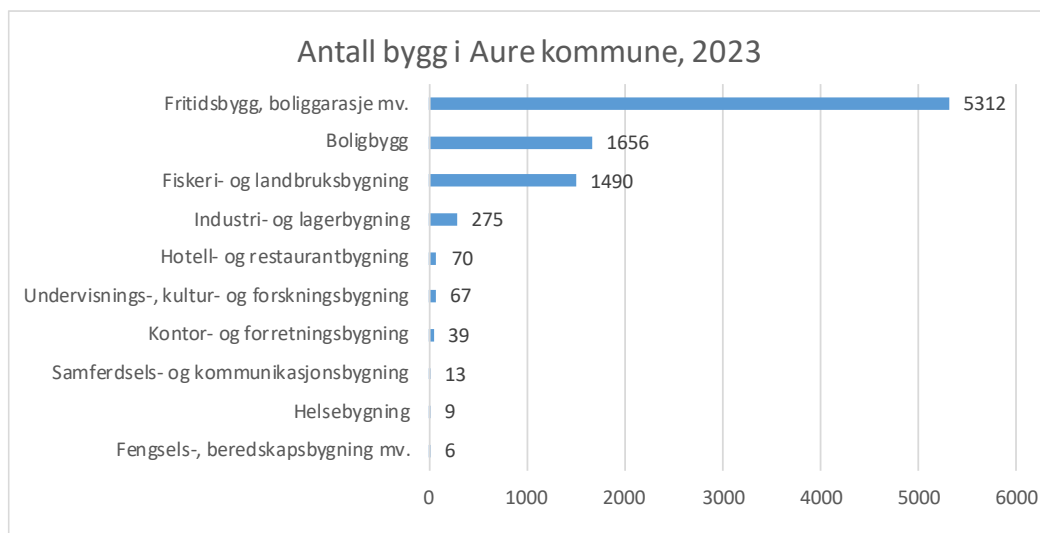
<sup>9</sup> <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2022/Underlag.for.langsiktig.strategi.for.energieffektivisering.ved.renovering.av.bygninger2022.pdf>

<sup>10</sup> <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/bygg-og-anlegg/statistikk/bygningsmassen>



#### 6.2.4.1.1 ENØK-estimat for Aure kommune

Vi finner tall for bygningsmassen i Aure kommune hos SSB/Statistikkbanken<sup>1112</sup>:



Vi antar at ENØK-potensialet for kategorien "Fritidsbygg, boliggarasje mv." er lavt, og fokuserer derfor estimatet på disse kategoriene:

1. Boligbygg 1656 stk
2. Fiskeri- og landbruksbygning 1490 stk
3. Industri- og lagerbygning 275 stk

Det totale nasjonale energibehovet i kategoriene Småhus og Leiligheter er på ca. 47 TWh. Om vi antar at boligbygg i Aure kommune har samme energistandard som landet for øvrig kan vi estimere energibehovet for slike bygninger til ca. 49 GWh/år.

Det totale nasjonale energibehovet i kategoriene Forretning, Kontor og Lett industri er på ca. 25 TWh/år. Om vi antar at Fiskeri- og landbruksbygninger samt Industri- og lager-

<sup>11</sup> <https://www.ssb.no/statbank/table/03158>

<sup>12</sup> <https://www.ssb.no/statbank/table/03173>

bygninger i Aure kommune har tilsvarende energistandard kan vi estimere energibehovet for slike bygninger til ca. 38 GWh/år.

NVE har beregnet<sup>13</sup> det nasjonale ENØK-potensialet til:

- 11,8 TWh/år for Boligbygg
- 11,8 TWh/år for Yrkesbygg

Om vi skalerer disse tallene ved hjelp av tilsvarende bygningskategoriers estimerte forbruk i Aure kommune gir dette følgende ENØK potensiale i Aure kommune:

- |             |           |
|-------------|-----------|
| • Boligbygg | 12 GWh/år |
| • Yrkesbygg | 18 GWh/år |

**Konklusjon: Estimert ENØK-potensiale i Aure kommune er ca. 30 GWh/år.**

### 6.3 Solkraft på tak og gråarealer

Multiconsult har fått i oppdrag å kartlegge teknisk potensial for solkraft i Aure kommune.

#### 6.3.1 Om solenergi

Interessen for å installere solcelleanlegg på tak og gråarealer i Norge har økt betydelig de siste årene.

Norge har gode solenergiressurser, spesielt i sommermånedene. Teknologisk utvikling har gjort solcelleanlegg mer effektive og kostnadseffektive. Det er dessuten en økende bevissthet om behovet for å redusere avhengigheten av fossile energikilder (det grønne skiftet), ved å gå over til mer bærekraftige energikilder.

Solcelleanlegg gir en utmerket mulighet til å produsere ren, fornybar energi lokalt. Dette kan bidra til å redusere klimagassutslipp, og støtte Norges mål om å bli et lavutslippssamfunn. Solcelleanlegg på gråarealer (som parkeringsplasser og ubrukte tomter) gjør det mulig å utnytte underutnyttede områder og skape energi uten å forstyrre naturlige habitater eller landbruksarealer.

Lokal, distribuert produksjon av energi som forbrukes lokalt kan dessuten bidra til å redusere belastningen på både det sentrale og det regionale strømforsyningsnettet, ref. problemstillingen i kapittel 5.

#### 6.3.2 Metode

Underlagsdataene er innhentet ved bruk av geografiske kartdata med programvaren ArcGIS Pro. For hvert bygg er det innhentet arealtall for fotavtrykk og antall etasjer som igjen er omgjort til tak- og fasadeareal. Videre er nyttbart solcelleareal beregnet. Produksjonspotensial for solkraft er beregnet med PVsyst.

Arbeidet bygger videre på arbeidet for Solenergiklyngen. En nærmere beskrivelse av datagrunnlag, antagelser og beregninger er gitt i rapporten «Markedsrapport: Norsk

<sup>13</sup> Avsnitt 2.3.1 i denne rapporten:

<https://publikasjoner.nve.no/diverse/2022/Underlag.for.langsiktig.strategi.for.energieffektivisering.ved.renovering.av.bygninger2022.pdf>

solkraft 2022 innenlands og eksport». Denne rapporten er tilgjengelig for nedlastning på Solenergiklyngens hjemmeside: <https://www.solenergiklyngen.no/rapporter/>

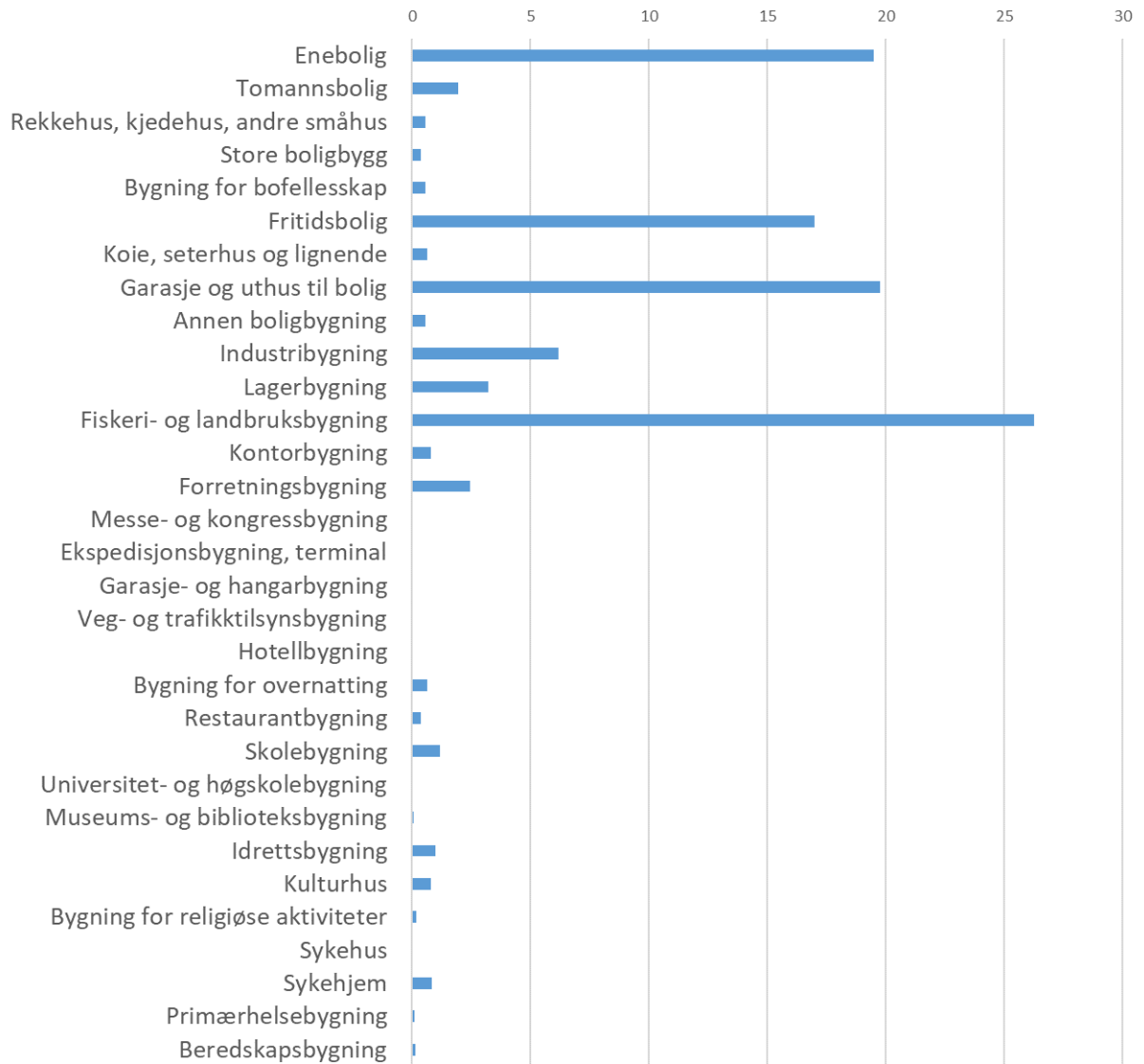
### 6.3.3 Kartlagt teknisk potensial, solenergi

Tabell og grafer viser teknisk potensial for solkraft per byggtipe for Aure kommune.

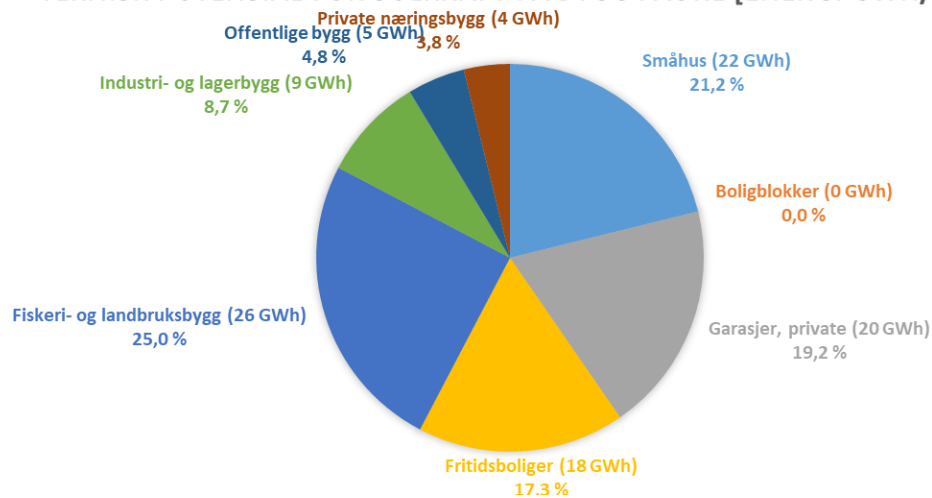
Det totale tekniske potensialet er estimert til ca. 105 GWh/år.

BYGGTYPE	Energi (GWh/år)			Effekt (MWp)		
	Vegg	Tak	Sum	Vegg	Tak	Sum
Enebolig	0,0	19,5	19,5	0,0	24,4	24,4
Tomannsbolig	0,0	1,9	1,9	0,0	2,4	2,4
Rekkehus, kjedehus, andre småhus	0,0	0,6	0,6	0,0	0,7	0,7
Store boligbygg	0,2	0,2	0,4	0,2	0,3	0,5
Bygning for bofellesskap	0,2	0,4	0,6	0,3	0,5	0,8
Fritidsbolig	0,0	17,0	17,0	0,0	21,3	21,3
Koie, seterhus og lignende	0,0	0,6	0,6	0,0	0,8	0,8
Garasje og uthus til bolig	0,0	19,8	19,8	0,0	24,8	24,8
Annen boligbygning	0,0	0,5	0,5	0,0	0,7	0,7
Industribygning	1,0	5,2	6,2	1,5	7,1	8,7
Lagerbygning	0,7	2,5	3,2	1,1	3,4	4,5
Fiskeri- og landbruksbygning	3,1	23,1	26,2	4,8	31,9	36,6
Kontorbygning	0,2	0,6	0,8	0,3	0,8	1,1
Forretningsbygning	0,5	1,9	2,4	0,8	2,6	3,4
Messe- og kongressbygning	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ekspedisjonsbygning, terminal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Garasje- og hangarbygning	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Veg- og trafikktilsynsbygning	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hotellbygning	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bygning for overnatting	0,2	0,5	0,6	0,3	0,6	0,9
Restaurantbygning	0,1	0,3	0,4	0,1	0,4	0,5
Skolebygning	0,3	0,9	1,2	0,4	1,3	1,7
Universitet- og høyskolebygning	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Museums- og biblioteksbygning	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
Idrettsbygning	0,4	0,6	1,0	0,6	0,8	1,4
Kulturhus	0,2	0,6	0,8	0,3	0,9	1,1
Bygning for religiøse aktiviteter	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
Sykehus	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sykehjem	0,2	0,7	0,8	0,3	0,9	1,2
Primærhelsebygning	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Beredskapsbygning	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2
<b>SUM</b>	<b>7</b>	<b>98</b>	<b>105</b>	<b>11</b>	<b>127</b>	<b>138</b>

Teknisk potensial solkraft i Aure fordelt på byggtipe [energi GWh/år]



TEKNISK POTENSIAL FOR SOLKRAFT PÅ BYGG I AURE [ENERGI GWH/ÅR]



## 6.4 Bioenergi

### 6.4.1 Om bioenergi

Bioenergi representerer en mulighet for bærekraftig energiproduksjon i kommuner som Aure - som har betydelige ressurser fra fiskeoppdrett, jordbruk og skogbruk. Innen fiskeoppdrett kan slam og restråstoff/ensilasje omdannes til biogass. Jordbruksavfall som husdyrgjødsel kan også brukes til å produsere biogass. Skogbruk gir biomasse i form av treavfall, som kan brennes direkte for varmeproduksjon.

Biogassproduksjon krever spesialiserte anlegg, og det kan være gunstig å sentralisere disse for å oppnå stordriftsfordeler. Slike anlegg bør plasseres på steder hvor eventuell luktproblematikk blir til minimal sjenanse for naboer.

Bioenergi kan bidra betydelig til en kommunes energimiks, men den må utnyttes på en bærekraftig måte for å sikre at den ikke fører til uønskede miljøpåvirkninger.

### 6.4.2 Metode / forutsetninger og estimer

Dette avsnittet angir metode og forutsetninger samt estimerer energipotensialet fra disse energikildene:

- Skogbruk
- Husdyrgjødsel
- Havbruk fiskeslam
- Havbruk restavfall/ensilasje

Det planlegges nye, store havbruksanlegg i Aure kommune, disse angis separat i oppsummeringen.

#### 6.4.2.1 Bioenergipotensiell fra skog

Det er her estimert energipotensiale fra estimert årlig skogstilvekst.

- Energiinnhold per type treslag hentet fra [www.norskved.no](http://www.norskved.no)<sup>14</sup>
  - Bjørk 2589 kWh/m<sup>3</sup>
  - Gran 1975 kWh/m<sup>3</sup>
  - Furu 2287 kWh/m<sup>3</sup>
- Andel tilvekst per tresort hentet fra SSB<sup>15</sup>
  - Lauv 25%
  - Gran 44%
  - Furu 31%
- For Gran og Furu antar vi at 20% av årlig tilvekst er tilgjengelig til bioenergi/varme.
- Veid estimat for gjennomsnittlig brutto energiinnhold i ved, skalert med andel 20% tilgjengelig fra Gran og Furu blir da:  
 $2589 * 25\% + 20\% * (1975 * 44\% + 2287 * 31\%) = \underline{963 \text{ kWh/m}^3}$

<sup>14</sup> <https://www.norskved.no/energiinnhold-i-ulke-treslag>

<sup>15</sup> <https://www.ssb.no/statbank/table/06289/tableViewLayout1/>



Aure kommune

- Vi benytter tilgjengelig tall for avvirket volum som estimat for årlig tilvekst (antar altså at det tas ut omtrent det samme som tilveksten).
- Avvirket volum <sup>16</sup> 13 567 m<sup>3</sup>
- Brutto energi i årlig avvirket 13 567 m<sup>3</sup> \* 963 kWh/m<sup>3</sup> = **13 GWh/år**

#### 6.4.2.2 Bioenergiptensial fra husdyrhold

##### Dyrehold, nasjonale tall

Fra rapporten "Fakta om Biogass" (Norges Bondelag, 2011)<sup>17</sup>

- Norges husdyrgjødsel representerer en ressurs tilsvarende 120 - 140 millioner liter diesel
- Kjemisk sammensetting
  - Metan (CH<sub>4</sub>) 55–80 %
  - Karbondioksid (CO<sub>2</sub>) 20–45 %
  - Hydrogensulfid (H<sub>2</sub>S) 0–1 %
  - Vann og flyktige edelgasser
- Energiinnhold
  - 1 m<sup>3</sup> råbiogass (60% metan) = 6,24 kWh

Rapporten "Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030"<sup>18</sup> estimerer Norges realistisk utnyttbare biogasspotensiale til **786 GWh**.

Analysen tar utgangspunkt i nasjonalt antall dyr/dyre plass i 2019: **16 516 691**

##### Dyrehold, Aure kommune

I 2019 laget Aure Bondelag en enkel sammenstilling over landbrukets betydning i Aure som er brukt som basis for stipuleringen.

Samlet er **husdyrholdet i Aure en stor buskap**: 670 mjølkekyr, 1530 ammekyr/andre storfe og 3.150 sau og lam.

Lam på beite bidrar ikke med råstoff til biogass, vi antar derfor at 1200 sau er et godt estimat.

➔ Estimert totalt antall dyr/dyre plass i Aure kommune: **ca 3 400**

##### Energiestimat, Aure kommune

Estimert realistisk utnyttbart biogasspotensiale: 3400 / 16 516 691 \* 786 GWh = **0,16 GWh**

#### 6.4.2.3 Bioenergiptensial fra havbruk fiskeslam, eksisterende anlegg

Vi benytter nasjonale tall for å estimere hvor mye slam som vil genereres fra landbasert havbruksvirksomhet i kommunen.

PWC-rapporten "Ny grønn verdikjede med slam fra havbruk som innsatsfaktor"<sup>19</sup> sier: "...dersom det skal produseres 5 millioner tonn biomasse per år (MTPA) innen 2050 er det mulig å oppnå en høstbar mengde slam på omtrent 1 MTPA, ..."

<sup>16</sup> <https://www.ssb.no/statbank/table/03795/tableViewLayout1/?loadedQueryId=10052674&timeType=top&timeValue=1>

<sup>17</sup> <https://www.bondelaget.no/getfile.php/13123523-1372659898/MMA/Nettbutikk/Kunnskapsmaterie//Biogass fakta.pdf>

<sup>18</sup> [https://uploads-ssl.webflow.com/63e3b74820155d49e193aa74/647b4d53717039c718f88ef4\\_Rapport-biogasspotensial.pdf](https://uploads-ssl.webflow.com/63e3b74820155d49e193aa74/647b4d53717039c718f88ef4_Rapport-biogasspotensial.pdf)

<sup>19</sup> <https://www.pwc.no/no/publikasjoner/ny-groenn-verdikjede-med-slam-fra-havbruk.html>

Høstbar mengde fiskeslam er altså anslått til ca 0,2 tonn per tonn produsert biomasse (20%).

#### Estimat av produsert biomasse i Aure kommune:

Akvakulturregisteret<sup>20</sup> angir ikke biomasse i de landbaserte oppdrettsanleggene, det er i stedet angitt antall fisk:

12415	KJØRSVIKBUGEN	20 000 000 STK	Land	Aure	Møre og Romsdal
12460	SAGOSEN	∞ STK	Land	Aure	Møre og Romsdal
12474	NORDHEIM	∞ STK	Land	Aure	Møre og Romsdal
19855	SEGELRÅA	4 680 TN	Sjø	Aure	Møre og Romsdal
19995	HAGAHAMMAREN	4 680 TN	Sjø	Aure	Møre og Romsdal
29616	TJELDBERGODDEN BIOPARK	16 900 000 STK	Land	Aure	Møre og Romsdal
31338	STORSKJERET	7 800 TN	Sjø	Aure	Møre og Romsdal

Figur 2: Akvakulturregisteret, anlegg i Aure kommune

For å estimere energipotensialet fra slam i eksisterende anlegg vil det derfor være nødvendig å innhente tallunderlag (produsert biomasse) fra aktørene.

Energipotensiale fra fiskeslam i eksisterende havbruksanlegg er derfor **ikke estimert**.

#### 6.4.2.4 Bioenergiptensial fra havbruk fiskeslam, anlegg under utredning

Selskapet Salfjord AS<sup>21</sup> utreder for tiden to store landbaserte produksjonsanlegg i Aure kommune:

- Salfjord I, Tjeldbergodden, 36 500 tonn biomasse
- Salfjord II, Hyttneset. Skal være like stort som Salfjord I

Vi estimerer energipotensialet fra slam i hvert av disse anleggene (ref PWC-rapporten angitt i forrige avsnitt) til:

20% av 36 500 tonn = **7300 tonn**

I en kronikk på fagnettstedet biogassbransjen.no<sup>22</sup> skrevet av forsker Linn Solli, NBIO, estimeres det teoretiske energipotensialet fra fiskeslam:

*To millioner tonn fiskeslam kan produsere biogass med et teoretisk energiinnhold tilsvarende 350-950 gigawatt-timer (GWh) i 2030 og 400-3800 GWh i 2050.*

Kronikkens 2030-estimat utgjør ca. 175-485 kWh per tonn slam.

Vi bruker her **200 kWh/tonn** i de videre estimater.

Hvert av de planlagte Salfjord-anleggene estimeres da til energipotensiale **1,46 GWh/år**.

<sup>20</sup> <https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Registre-og-skjema/Akvakulturregisteret>

<sup>21</sup> <https://salfjord.com/invest/>

<sup>22</sup> <https://biogassbransjen.no/2022/06/03/fiskeslam-for-okt-energiproduksjon/>

#### 6.4.2.5 Bioenergiptensial fra havbruk restråstoff/ensilasje, eksisterende anlegg

Vi benytter nasjonale tall for å estimere hvor mye restråstoff/ensilasje som vil genereres fra landbasert havbruksvirksomhet i kommunen.

Sintef-rapporten "Analyse marint restråstoff 2021"<sup>23</sup> anslår (Tabell 1-1) at 33% av råstoffgrunnlaget fra havbruk (produsert biomasse) blir til restråstoff.

Råstoffgrunnlaget (produsert biomasse) i Aure kommune estimeres fra tall i Akvakulturregisteret, som angir maksimalt tillatt biomasse i tre sjøbaserte anlegg:

Anlegg	Lokalitets-MTB
SEGELRÅA	4 680 TN
HAGAHAMMAREN	4 680 TN
STORSKJERET	7 800 TN

Totalt utgjør dette 17 160 tonn biomasse, vi estimerer derfor restråstoffmengden til: 33% av 17 160 tonn = **5 660 tonn**

Dette er ansett som et konservativt estimat da det ikke omfatter ensilasje fra landbasert produksjon på Kjørsvikbugen, Sagosen, Nordheim og Tjeldbergodden biopark.

Energiinnholdet i restråstoff/ensilasje er estimert i en kronikk på fagnettstedet biogassbransjen.no<sup>24</sup> skrevet av Line Blytt, seniorrådgiver hos Norwaste AS:

*"Fiskeensilasje har et biogasspotensiale på ca.1,49 MWh per tonn..."*

Estimert biogasspotensiale fra restråstoff/ensilasje i eksisterende havbruksanlegg i Aure kommune: 5 660 tonn \* 1,5 MWh/tonn = **8,5 GWh/år**

#### 6.4.2.6 Bioenergiptensial fra havbruk restråstoff/ensilasje, anlegg under utredning

Selskapet Salfjord AS utreder for tiden to store landbaserte produksjonsanlegg i Aure kommune:

- Salfjord I, Tjeldbergodden, 36 500 tonn biomasse
- Salfjord II, Hyttneset. Skal være like stort som Salfjord I

Estimert biogasspotensiale fra restråstoff/ensilasje i hvert av disse anleggene:

36 500 tonn \* 33% \* 1,5 MWh/tonn = **18 GWh/år**

<sup>23</sup> <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/3013196>

<sup>24</sup> <https://biogassbransjen.no/2022/08/02/fiskeensilasje-til-biogassanlegg-er-det-konkurransavidende-praksis-i-norden/>

### 6.4.3 Kartlagt teknisk potensial, bioenergi

Energikilde	Energibærer	Energipotensiale	Merknad
Skogstilvekst	Ved / flis	13 GWh/år	
Avfallstreverk	Flis	Ikke estimert	Antatt beskjedent volum
Husdyrgjødsel	Biogass	0,16 GWh/år	
Havbruk slam, dagens anlegg	Biogass	Ikke estimert	Må evt. innhente slam-mengde fra aktørene
Havbruk restråstoff/ensilasje	Biogass	8,5 GWh/år	Landbasert produksjon ikke med i estimatet
<b>Kommende anlegg (under utredning)</b>			
Salfjord I, Tjeldbergodden, slam	Biogass	1,46 GWh/år	
Salfjord I, Tjeldbergodden, ensilasje	Biogass	18 GWh/år	
Salfjord II, Hyttneset, slam	Biogass	1,46 GWh/år	
Salfjord II, Hyttneset, ensilasje	Biogass	18 GWh/år	

Det totale potensialet fra eksisterende anlegg er estimert til ca **21,5 GWh/år**.

Hvert av de to prosjekterte landoppdrettsanleggene Salfjord I og II vil gi en betydelig økning, hvert på nesten 20 GWh/år.

## 6.5 Vindkraft, spredte anlegg

### 6.5.1 Om distribuert vindkraft

Landbasert vindkraftproduksjon representerer en interessant mulighet for bærekraftig energiproduksjon i Aure kommune. Med distribuert produksjon, snarere enn store vindturbinfarmer, kan mindre vindturbiner installeres på strategiske steder for å gi energiproduksjon med minimal miljømessig belastning.

Dette innebærer at mindre vindturbiner installeres på gårder, små bedrifter og industrielle anlegg. Slik distribuert produksjon gir kortreist strøm som kan avlaste distribusjonsnettverket, samt gi økt forsyningsikkerhet ved at strømmen produseres lokalt.

Aure kommune, med sin varierte topografi og kystklima, kan være godt egnet for distribuert vindkraftproduksjon. Det kan gjennomføres en kartlegging for å identifisere de gunstigste stedene for slike turbiner.

Distribuert vindkraftproduksjon kan ha mange fordeler, men det må tas hensyn til potensielle utfordringer, som støy, visuell innvirkning og innvirkning på dyrelivet. Dette må vurderes nøye i planleggings- og godkjeningsprosessen.

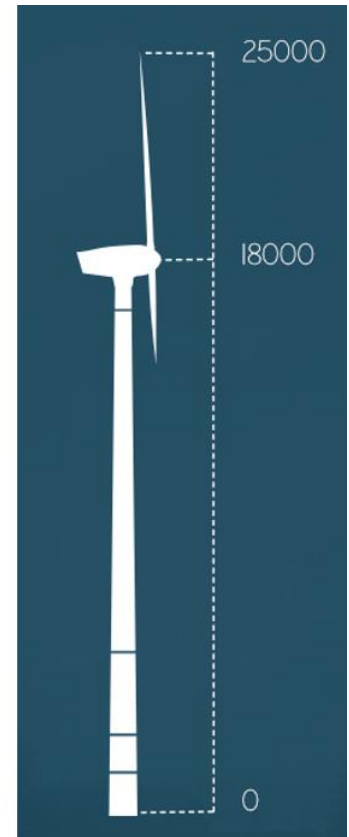
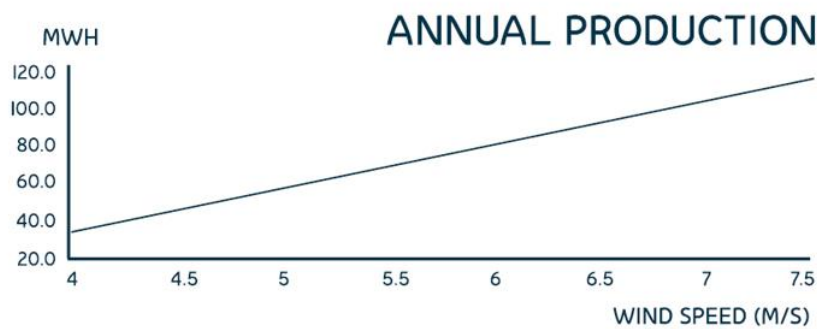
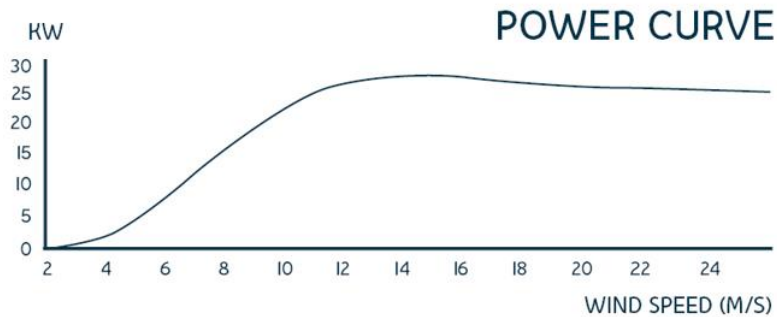
En privat vindmølle kan produsere strøm til eget hus, hytte eller bedrift. Ved å kombinere med solceller, kan det oppnås bedre produksjon og redusert forbruk fra strømmettet.

Plassering av vindkraftanlegg spiller avgjørende rolle for produksjonen, og åpne terreng med god vindstrøm gir best resultat. Produksjonen avhenger blant annet av vindhastighet, rotorstørrelse og virkningsgrad for valgt generator. Jo kraftigere vind, desto mer strøm kan genereres. På samme måte kan større rotor og mer effektiv generator øke produksjonen.

### 6.5.2 Eksempel 1: 25 kW vindturbin

Den danske produsenten Solid Wind Power tilbyr modellen SWP-25kW<sup>25</sup>, som de beskriver som "a rock solid Class 2 wind turbine", utviklet for lokasjoner med mye vind.

Den har rotordiameter 14 meter, og total høyde 25 meter.

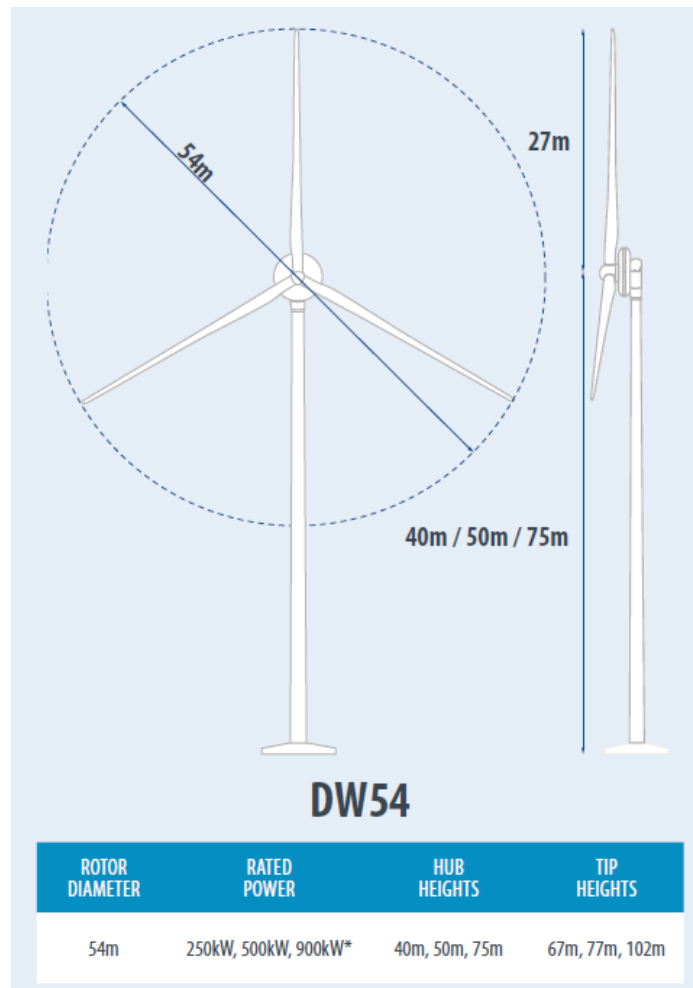


### 6.5.3 Eksempel 2: 250 kW vindturbin

Den nederlandske produsenten Emergya Wind Technologies (EWT) tilbyr modellen DW54, hvor den minste varianten er på 250 kW.

Den har rotordiameter 54 meter, og total høyde 67 meter.

<sup>25</sup> [https://www.solid-group.dk/media/1991/swp-25kw-folder-a4-10\\_v1\\_web.pdf](https://www.solid-group.dk/media/1991/swp-25kw-folder-a4-10_v1_web.pdf)



#### 6.5.4 Estimert LCOE for småskala vindkraft

Estimering av LCOE for småskala vindkraftanlegg er basert på innhentet prisinformasjon fra en norsk leverandør av småskala vindkraftanlegg på 25 kW.

Installasjonskostnaden er anslått til 1,7 mill NOK. Årsproduksjon ved middelvind 5 m/s estimeres til 72 600 kWh opp til 98 100 kWh ved 6 m/s. Ved middelvind på 9 m/s vil årsproduksjonen kunne bli 143 900 kWh. Mange steder i kommunen har gode vindforhold.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er anslått til ca 40 000 NOK/år. Levetiden er satt til 20 år.

Årsmiddelvind på 5 m/s og kalkulasjonsrente på 2% gir LCOE i området 1,50 – 2,00 kr/kWh. Samme parametere og kalkulasjonsrente på 5% gir LCOE i området 2,00 – 2,50 kr/kWh.

#### 6.5.5 Estimert energipotensiale for Aure kommune

Antakelse, antall installasjoner:

- Ca 100 aktuelle gårdsbruk og industrianlegg i kommunen
- 50% av disse installerer vindturbin, hvorav:
  - 80% er små turbiner, 25 kW
  - 20% er større turbiner, 250 kW

Produksjonsestimat per turbin

- **25 kW turbin:** Solid Wind Power angir 0,04 til 0,1 GWh/år for sin turbin, avhengig av vindforhold. Alle aktuelle installasjonssteder i kommunen er ikke like vindutsatt, vi antar derfor 0,07 GWh/år som gjennomsnitt.
- **250 kW turbin:** Anlegget Rye Vind er en 225 kW gårdsvindturbin på Byneset ved Trondheim som er registrert hos NVE<sup>26</sup> med gjennomsnittlig årsproduksjon 0,3 GWh, vi velger å benytte dette tallet da det er basert på erfaringsdata fra regionen.

Med disse forutsetninger får vi følgende resultat:

- 40 turbiner 25 kW / 0,07 GWh/år
- 10 turbiner 250 kW / 0,3 GWh/år

Totalt estimat: **5,8 GWh/år fra mindre, spredte vindkraftanlegg.**

## 6.6 Tjeldbergodden industriområde, kombinert vind/solkraft

Cowi har fått i oppdrag å kartlegge teknisk potensial for et anlegg på Tjeldbergodden industriområde som kombinerer vindturbiner med bakkemonterte solkraftpaneler.

### 6.6.1 Om kombinasjon vind/sol i Tjeldbergodden industriområde

Det er forventet en betydelig vekst i forbruk ved Tjeldbergodden, særlig i sammenheng med elektrifisering av Equinor sin Metanolfabrikk. Kraftnettet i området er ikke dimensjonert til å kunne håndtere denne økningen, samt at det regionale kraftunderskuddet økes. Dette gir behov for ny produksjon i området.

Der er ubenyttet areal inne på Equinors industriområde som ligger relativt skjermet, og hvor man kan vurdere en kombinert installasjon av vindturbiner og bakkemonterte solcellepaneler.

Fordelen med et hybridanlegg bestående av både vind- og solkraft er at de utfyller hverandre godt. Dette vil gi gunstige økonomiske effekter av felles infrastruktur. Vindkraftanlegg produserer mest på vinteren og om natten, mens solkraftanlegg produserer mest på dagen og om sommeren.

### 6.6.2 Spesielle muligheter for industrikraft

Både teknisk og politisk er kraftproduksjon nært større kraftuttak ønskelig. Etablering av et industrikraftanlegg på et område regulert til industriformål ved Tjeldbergodden fremstår derfor som en interessant mulighet. Også i forhold til en eventuell utbygging vil et slikt anlegg ha svært mange fordeler, i og med at etablert infrastruktur kan utnyttes og marginale inngrep vil være nødvendig. Etablering tett ved etablert industrianlegg vil også minimere nettutbyggingsbehov. Å levere kraft direkte inn til industrien på Tjeldbergodden kan representere en mulighet for forutsigbare kraftsalgavtaler direkte med industrien på området, noe som kan være redusere økonomisk risiko.

<sup>26</sup> <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/utbygde-vindkraftverk/vindkraftverk/?id=9998>

Vindkraftverk over 1 MW eller med mer enn 5 turbiner, krever anleggskonsesjon etter energiloven. Før konsesjon kan søkes må tiltaket være planavklart av kommunen etter plan- og bygningsloven.

På bestilling fra Stortinget utreder energimyndighetene for tiden en såkalt nærenergireform som blant annet omfatter kartlegging og vurdering av rammevilkår, regulatoriske hindringer, spesielle tiltak, virkemidler m.m. Den politiske målsettingen er gjøre slike etableringer enklere og mer attraktive. Resultatene fra utredningene skal foreligge tidlig i 2024, og planer for en nærenergireform skal foreligge i løpet av 2024.

### 6.6.3 Kartlagt teknisk potensial

Forutsetninger og metoder er angitt i rapport fra COWI.

COWI har vurdert to alternative løsninger:

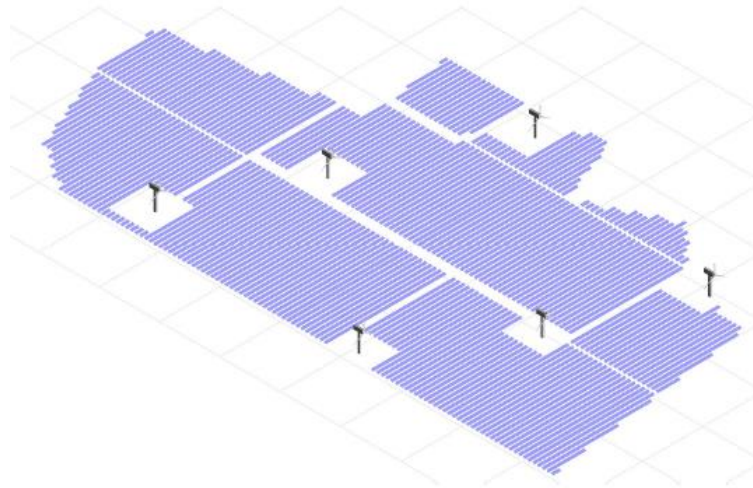
#### Alternativ 1

- Seks 1 MW vindturbiner
  - Årsproduksjon 15,4 GWh
  - Levesykluskostnad (LCOE) 0,64 NOK/kWh
- Solcelleanlegg 63,83 MWp
  - Årsproduksjon 60,5 GWh
  - Levesykluskostnad (LCOE) 0,61 NOK/kWh
- Totalt
  - Årsproduksjon 75,9 GWh
  - Levesykluskostnad (LCOE) 0,62 NOK/kWh



Figur 3: Alternativ 1 med seks 1 MW vindturbiner





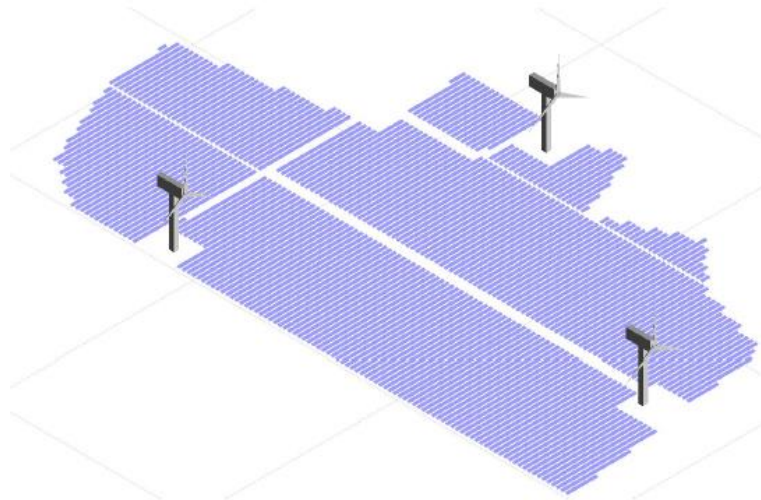
Figur 4: Alternativ 1 solcellepaneler

## Alternativ 2

- Tre 4 MW vindturbiner.
  - Årsproduksjon 44,8 GWh
  - Levesykluskostnad (LCOE) 0,48 NOK/kWh
- Solcelleanlegg 66,32 MWp
  - Årsproduksjon 62,2 GWh
  - Levesykluskostnad (LCOE) 0,62 NOK/kWh
- Totalt
  - Årsproduksjon 107 GWh
  - Levesykluskostnad (LCOE) 0,56 NOK/kWh



Figur 5: Alternativ 2 med tre 4 MW vindturbiner

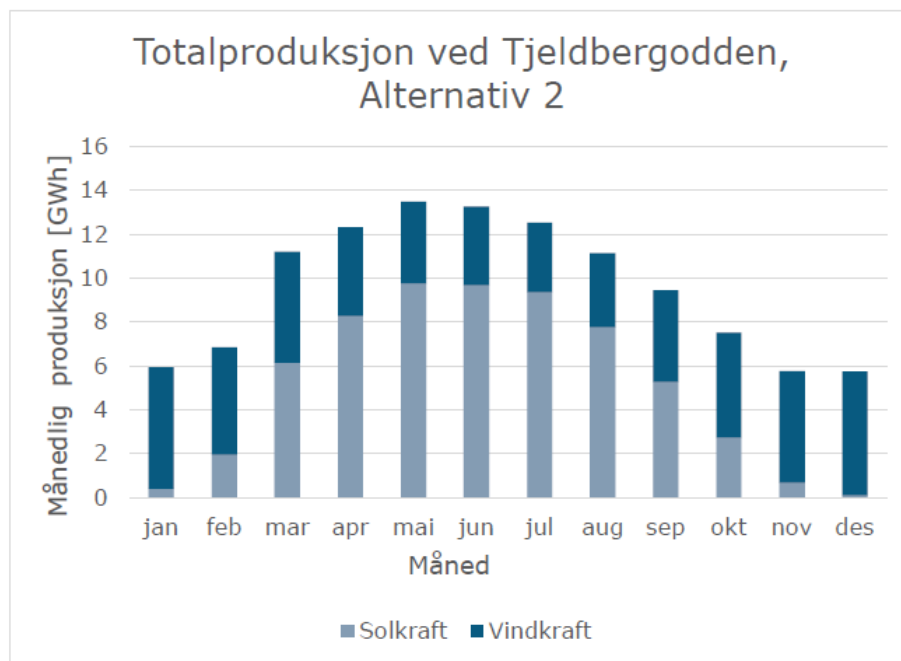


Figur 6: Alternativ 2 solcellepaneler

NVE anslår strømprisen til 0,49 NOK/kWh i 2025 og 0,50 NOK/kWh i 2040.

Alternativ 2 anses derfor som det økonomisk mest interessante, og benyttes derfor som utgangspunkt for videre vurderinger og oppsummeringer.

Produksjonen fordeler seg over året som vist i Figur 1. Grafen illustrerer hvordan et slikt hybridanlegg bestående av både vind- og solkraft utfyller hverandre, idet vindkraftanlegg produserer mest på vinteren og om natten, mens solkraftanlegg produserer mest på dagen og om sommeren. Solkraftanlegget er større enn vindkraftanlegget, produksjonskurven fra solcelleanlegget vil derfor dominere. Uten vindkraft ville infrastrukturen vinterstid ikke blitt utnyttet.



Figur 7: Månedlig vind- og solkraftproduksjon gjennom året

Estimat fra COWI for Alternativ 2:

Vindpark		
Installert effekt	12	MW
Årlig produksjon, første året	44,80	GWh
Kapasitetsfaktor	42,58%	
Investeringskostnad	241,6	MNOK
Årlige drift- og vedlikeholdskostnader	129,2	MNOK
LCOE	0,48	NOK/kWh

Bakkemontert solcelleanlegg		
Installert effekt	66,32	MWp
Årlig produksjon, første året	62,2	GWh
Investeringskostnad	530	MNOK
Årlige drift- og vedlikeholdskostnader	5,3	MNOK
LCOE	0,62	NOK/kWh

Totalt, vindpark og solcelleanlegg		
Årlig produksjon, første året	107,00	GWh
LCOE	0,56	NOK/kWh

COWI påpeker: "Det er mye som tyder på at prisen for bakkemonterte solcelleanlegg skal reduseres ytterligere", det er derfor tenkelig at livssyklus kostnaden for et solcelleanlegg også kan komme ned mot 0,50 kr/kWh.

Vi antar i potensial-oppsummeringen at det kan realiseres to kombinerte sol/vind anlegg på områder som allerede er regulert til industriformål i kommunen.

## 6.7 Vannkraft/småkraft

### 6.7.1 Om vannkraft/småkraft

Små vannkraftanlegg representerer en betydelig mulighet for bærekraftig energiproduksjon i Aure kommune. Disse anleggene, som ofte har en installert kapasitet på under 1 MW, kan utnytte lokale vassdrag for å produsere ren, fornybar energi.

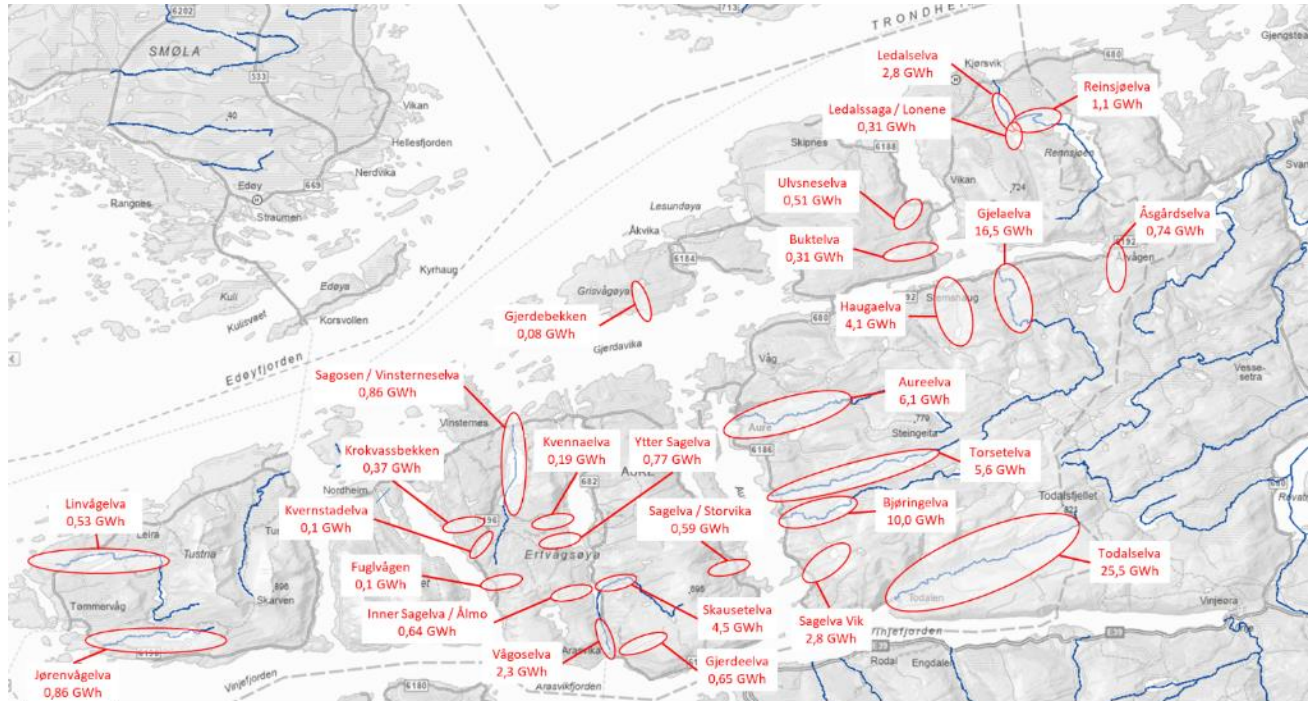
Små vannkraftanlegg kan utformes for å være skånsomme mot miljøet. Ved å bruke moderne teknologi og designprinsipper kan disse anleggene minimere innvirkningen på vassdragets økosystem og landskap. For eksempel kan turbiner designes for å tillate fisk å passere trygt, og inntaks- og utløpsstrukturer kan plasseres for å minimere forstyrrelser av vannstrømmen og sedimentering.

I tillegg kan små vannkraftanlegg bidra til lokal økonomisk utvikling ved å generere inntekter fra salg av elektrisitet. De kan også bidra til økt energisikkerhet ved å produsere strøm lokalt og derved gjøre lokalsamfunnet mer motstandsdyktig mot strømbrudd.

En annen fordel med vannkraft er at den gir kontinuerlig produksjon. I motsetning til sol- og vindkraft, som er intermitterende og avhenger av værforholdene, kan vannkraftanlegg produsere strøm kontinuerlig så lenge det er tilstrekkelig vannføring i vassdraget. Dette gjør vannkraft til en pålitelig og forutsigbar kilde til fornybar energi. Moderat oppdemming kan øke anleggenes fleksibilitet ytterligere ved at nedbør kan magasineres slik at strømproduksjonen kan produseres når behovet er størst og prisen høyest.

Planlegging og implementering av små vannkraftprosjekter må gjennomføres med omhu for å sikre at de er økologisk bærekraftige og sosialt akseptable. Dette inkluderer grundig miljøvurdering, hensynsfullt design og konstruksjon, og effektiv drift og vedlikehold.

### 6.7.2 Kartlagt teknisk potensial, vannkraft/småkraft



			Fallhøyde [m]	Vannføring [m <sup>3</sup> /s]	Estimert effekt [kW]	Driftstimer per år	Estimert produksjon [GWh/år]	Total kostnad [Mkr]	Kostnad per års- kWh [kr]	Oppdemningsmulighet?
Tustna	5.1.1	Jørenvågaelva	65	0,22	98	8760	0,86	9,4	10,90	Ja
	5.1.2	Linvågaelva	12	0,74	61	8760	0,53	6,4	12,10	Ja
Ertvågsøya	5.2.1	Sagosen / Vinsterneselva [4]	25	0,57	98	8760	0,86	4,5	5,20	Er oppdemmet, kan demmes opp mer
	5.2.2	Ytter Sagelva [3]	126	0,10	88	8760	0,77	4,2	5,50	Ja, tre steder
	5.2.3	Inner Sagelva / Álmo [2]	215	0,30	-	8760	0,64	0,1	0,20	Ja, mer oppdemming
	5.2.4	Skausetelva	150	0,50	514	8760	4,5	13,2	2,90	Ja, forsinkelsesdammer
	5.2.5	Vågoselva [1]	32	1,17	257	8760	2,3	8,8	3,80	Ja
	5.2.6	Gjerdeelva	444	0,02	74	8760	0,65	7,1	10,90	Ja
	5.2.7	Krokvasbekken	234	0,03	43	8760	0,37	4,5	12,20	Ja
	5.2.8	Kvernstadelva	74	0,02	11	8760	0,1	3,2	33,30	Ja
	5.2.9	Fuglvågen	27	0,06	12	8760	0,1	3,4	34,00	Ja
	5.2.10	Kvennaelva	151	0,02	21	8760	0,19	3,3	17,40	Ja
	5.2.11	Sagelva / Stovrika	58	0,17	67	8760	0,59	4,0	6,80	Ja
Grisvågøya	5.3.1	Gjerdebeekken	23	0,06	9	8760	0,08	3,3	42,30	Ja
Aure øst	5.4.1	Åsgårdselva	216	0,06	84	8760	0,74	5,5	7,40	Ja, eksisterende
	5.4.2	Gjelaelva 1	90	1,36	840	8760	7,4	19,8	2,70	Ja, forsinkelsesdammer
		Gjelaelva 2	75	2,01	1037	8760	9,1	19,7	2,20	Ja, forsinkelsesdammer
	5.4.3	Haugaelva	200	0,34	467	8760	4,1	11,3	2,80	Ja
	5.4.4	Melaelva	83	0,06	33	8760	0,29	4,0	13,80	Ja
	5.4.5	Aureelva 1	100	0,22	151	8760	1,3	5,2	4,00	Ja, eksisterende
		Aureelva 2	50	1,58	544	8760	4,8	13,4	2,80	Ja, forsinkelsesdemning
	5.4.6	Torsetelva 1	60	0,25	104	8760	0,91	6,8	7,50	Ja
		Torsetelva 2	200	0,39	534	8760	4,7	13,2	2,80	Ja
	5.4.7	Bjøringelva	274	0,61	1155	8760	10,0	21,5	2,20	Ja
5.4.8	Sagelva / Vik	417	0,11	320	8760	2,8	9,8	3,50	Ja	
	Todalselva 1	300	0,58	1192	8760	10,0	18,5	1,90	Ja	
		Todalselva 2	250	0,23	401	8760	3,5	8,3	2,40	Ja
Todalselva 3	300	0,65	1348	8760	12,0	31,0	2,60	Nei		
Skardsøya	5.5.1	Buktelva	113	0,05	35	8760	0,31	4,7	15,20	Ja
	5.5.2	Ulvsneselva	137	0,06	58	8760	0,51	4,4	8,60	Ja
Aure Nord	5.6.1	Ledalselva	38	1,24	324	8760	2,8	11,3	4,00	Ja
	5.6.2	Reinsjøelva	24	0,75	123	8760	1,1	7,4	6,70	Ja
	5.6.3	Ledalssaga / Lonene	16	0,32	35	8760	0,31	4,2	13,50	Ja
<b>Sum</b>							<b>89,2</b>	<b>295,4</b>	<b>3,30</b>	

### 6.7.3 Vannkraftressurser sortert på LCOE

LCOE er en beregning av kostnaden for å produsere hver kWh over anleggets levetid, og viser derved hvilken strømpris som trengs for at anlegget skal være økonomisk lønnsomt - se avsnitt 18.4.

		Estimert effekt [kW]	Estimert produksjon [GWh/år]	Total kostnad [Mkr]	LCOE [kr/kWh]
5.2.3	Inner Sagelva / Ålmo [2]	-	0,64	0,1	0,06
5.4.9	Todalselva 1	1192	10,0	18,5	0,13
5.4.7	Bjøringelva	1155	10,0	21,5	0,15
5.4.2	Gjelaelva 2	1037	9,1	19,7	0,15
5.4.9	Todalselva 2	401	3,5	8,3	0,16
5.4.9	Todalselva 3	1348	12,0	31,0	0,17
5.4.2	Gjelaelva 1	840	7,4	19,8	0,17
5.4.3	Haugaelva	467	4,1	11,3	0,18
5.4.5	Aureelva 2	544	4,8	13,4	0,18
5.4.6	Torsetelva 2	534	4,7	13,2	0,18
5.2.4	Skausetelva	514	4,5	13,2	0,18
5.4.8	Sagelva / Vik	320	2,8	9,8	0,21
5.2.5	Vågoselva [1]	257	2,3	8,8	0,22
5.4.5	Aureelva 1	151	1,3	5,2	0,23
5.6.1	Ledalselva	324	2,8	11,3	0,23
5.2.1	Sagosen / Vinsterneselva [4]	98	0,86	4,5	0,29
5.2.2	Ytter Sagelva [3]	88	0,77	4,2	0,30
5.6.2	Reinsjøelva	123	1,1	7,4	0,36
5.2.11	Sagelva / Storfika	67	0,59	4,0	0,36
5.4.1	Åsgårdselva	84	0,74	5,5	0,39
5.4.6	Torsetelva 1	104	0,91	6,8	0,39
5.5.2	Ulvsneselva	58	0,51	4,4	0,44
5.2.6	Gjerdeelva	74	0,65	7,1	0,55
5.1.1	Jørenvågelva	98	0,86	9,4	0,55
5.1.2	Linvågelva	61	0,53	6,4	0,60
5.2.7	Krokvassbekken	43	0,37	4,5	0,60
5.6.3	Ledalssaga / Lonene	35	0,31	4,2	0,67
5.4.4	Melaelva	33	0,29	4,0	0,68
5.5.1	Buktelva	35	0,31	4,7	0,74
5.2.10	Kvennaelva	21	0,19	3,3	0,84
5.2.8	Kvernstadelva	11	0,1	3,2	1,57
5.2.9	Fuglvågen	12	0,1	3,4	1,60

#### 6.7.4 Oppdemming

De fleste av de vurderte småkraftressursene kan optimaliseres ved å enten etablere oppdemming på inntaksreservoaret eller etablere forsinkelsesdammer som jevner ut avrenningen ved nedbør, og dermed øker produksjonspotensialet.

Der kan ligge betydelig verdi i selv moderat oppdemming, hvor mekanismene er:

##### **Økt produksjon**

I nedbørsperioder vil oppdemming vil kunne jevne ut avrenningen til kraftstasjonen, slik at mindre vann går til overløp, og renner utenom kraftstasjonen. Man fyller da opp en reserve, som kan produseres når det ikke er nedbør.

##### **Samfunnsnytte**

Med stadig mer uregulerbar kraft i nettet er oppdemming viktig. Å kunne magasinere vannet for å produsere strøm når storsamfunnet har økt forbruk vil være med på å utjevne pris og tjene forbruker godt. Like viktig er at det er med på å optimalisere bruk av nett som vi vet er en begrensning faktor i distriktene. Frem i tid vet vi at det blir mer bruk av kunstig intelligens for å styre både forbruk og produksjon, og da vil det å ha en liten dam der vannet kan magasineres bidra til økt bærekraft.

##### **Økt pris**

Det kan være betydelige variasjoner på strømprisen gjennom et døgn fordi prisen gjenspeiler etterspørselen. Ved å magasinere kan man velge å produsere mer når etterspørselen og prisen er høyest.

Eksempel på økt produksjonspotensial:

I det eksisterende småkraftanlegget Inner Sagelva / Ålmo er det foreslått en økt oppdemming kostnadsestimert til 100 000 kr. En slik ekstra oppdemming vil kunne øke årsproduksjonen med 640 MWh, og er vurdert som svært lønnsomt (LCOE 6 øre/kWh).

## 7 Barrierer for realisering

Dette kapittelet drøfter barrierer for realisering av de ulike energiltakene.

De foreslåtte tiltakene kan bidra betydelig til å bedre Aure kommunes energibalanse som beskrevet i rapportens innledning. De kan dessuten være et viktig bidrag til energiomstilling for eksisterende industri (f.eks. Equinor Tjeldbergodden) og ny planlagt industri (f.eks. Salfjord oppdrettsanlegg). Slike lokale tiltak kan også bidra til å redusere belastningen både på det regionale og det sentrale strømforsyningsnettet.

Imidlertid er der en rekke generelle og spesifikke barrierer som kan vanskeliggjøre iverksetting.

### Generelle barrierer

- **Lønnsomhet**  
Kombinasjonen høy investeringskostnad samt usikkerhet om fremtidige energipriser utgjør en vesentlig generell barriere for realisering av energiprojekter.
- **Kunnskap og ressurser**  
Hver av de beskrevne tiltakene krever tilgang på spesifikk spisskompetanse for planlegging, prosjektering, implementering og (for noen tiltak) drift av anleggene.
- **Beslutningsutfordringer**  
De beskrevne tiltak innebærer ofte en rekke mindre og større beslutninger. Dette kan være tidkrevende og komplekst – og kan være spesielt utfordrende for privatpersoner, gårdbrukere og mindre industrielle aktører, som kanskje ikke har tid eller ekspertise til å prioritere og iverksette slike tiltak effektivt.
- **Regulatorisk**  
Dette kan være Bygningsforskrifter, Miljøstandarder etc – samt generelle økonomiske rammebetingelser.

De følgende avsnittene diskuterer spesifikke barrierer for hvert av tiltaksområdene.

### 7.1 Energieffektivisering (Enøk)

Energieffektivisering (Enøk) er et viktig tiltak for å redusere energiforbruket, men flere barrierer kan hindre implementering.

**Kunnskap:** Mange personer og organisasjoner (særlig ofte de mindre) er ikke klar over de mulige fordelene med Enøk, eller hvordan slike tiltak kan iverksettes effektivt.

**Lønnsomhet:** Selv om Enøk-tiltak kan gi betydelige kostnadsbesparelser over tid, kan oppstarts-kostnadene være høye

**Regelverk:** Bygningsforskrifter eller miljøstandarder kan begrense hvilke tiltak som kan tas i bruk.

**Annet:** Andre barrierer kan være teknologiske begrensninger, manglende opplæring og utdanning, og motstand fra interessenter som kanskje ikke støtter eller forstår den fulle nytte av Enøk-tiltak.

For næringseiendom er den viktigste barrieren manglende felles incentiver for interessentene. For svært mange bygg med felles tekniske anlegg for varme og ventilasjon blir energikostnadene fordelt som del av byggets felleskostnader. I og med at kostnadene fordeles på denne måte, har byggeier begrenset incentiv til å investere i energieffektiviseringstiltak. Nye krav fra EU, gjennom det såkalte Energieffektiviseringsdirektivet for bygg (Energy Performance of Buildings Directive) kan sette fart i energieffektiviseringen for næringseiendom. Enova har også lansert en ny tilskuddsordning for energieffektivisering i næringseiendom som kan bidra til økt takt for energieffektivisering av næringseiendom.

## 7.2 Solenergi

**Kunnskap og ressurser:** Det kan være nødvendig å bygge opp lokal installatørkompetanse som kjenner og hensyntar lokale klimatiske forhold, så som vindbelastning. Lokal installatørkompetanse med vellykket implementerte pilotanlegg kan utgjøre en viktig impuls for andre som vurderer tilsvarende installasjoner i samme område. Mangel på informasjon om mulighetene ved solenergi kan hindre personer og organisasjoner i å vurdere slike anlegg.

**Klimatiske forhold:** Solenergi er sterkt avhengig av værforholdene. I perioder med lite sollys, som vintermånedene, kan produksjonen av solenergi være betydelig redusert. Til gjengjeld er det på våre breddegrader et betydelig potensial i sommermånedene. Vellykkede pilotinstallasjoner kan imidlertid gi viktig impuls for nye utbygginger.

**Estetiske hensyn:** For noen kan estetiske hensyn være en barriere. Solpaneler har et distinkt utseende, som ikke liker. Dette kan være en utfordring i områder med spesifikke retningslinjer for bygningers utseende. En hytteeier i Øyer kommune fikk for eksempel ikke lov av kommunen til å installere solceller; kun torv- eller skifertak var tillatt i området<sup>27</sup>.

## 7.3 Bioenergi / biogass

Der er spesifikke barrierer for implementering av biogassproduksjon som bruker husdyrgjødsel og slam og restråstoff/ensilasje fra fiskeoppdrett som ressurser.

**Kunnskap og ressurser:** Det kreves spesifikk teknisk kunnskap for å bygge og drive et biogassanlegg. Dette inkluderer forståelse av biomassebehandling, biogassproduksjon, og håndtering av biprodukter. Mangel på slik spesifikk kompetanse kan være en betydelig hindring.

**Lønnsomhet:** Lønnsomhet i bioenergi prosjekter har vist seg å være krevende, og kan derfor være en vesentlig barriere for investorer og prosjektutviklere. Et nesten nytt biogassanlegg på Stord ble nylig stengt<sup>28</sup>, det pekes der på flere utfordringer:

- Anlegget er blant de mest moderne i landet, likevel har man kun klart å produsere 20% av de mengder biogass som ble forventet. Dette tyder på at teknologien ikke er moden, og derved blir lønnsomheten usikker.
- Det trengs antakelig bedre støtteordninger for å hjelpe fram umoden teknologi. Eierne av anlegget på Stord mener dagens støtteordninger er for dårlige, og at Norge bør lære av våre naboland og endre dagens ordninger.

<sup>27</sup> <https://www.nrk.no/innlandet/john-ravlo-fikk-nei-da-han-monterte-solcelleanlegg-pa-hytta-i-hafjell.-han-haper-oyer-kommune-snur-1.16042302>

<sup>28</sup> <https://www.nrk.no/vestland/nesten-nytt-biogassanlegg-pa-stord-stenger-1.16610050>



- Det etterlyses et velfungerende marked for biogass.

**Regelverk:** I Norge er det spesifikke regler for håndtering av slam og gjødsel som kan påvirke hvordan biogassanlegg kan utnytte disse ressursene.

**Lokalisering:** Valg av sted for et bioenergianlegg kan være utfordrende. Ved det nevnte biogassanlegget på Stord som ble stengt henviser artikkelen til en rekke naboklager grunnet luktplager.

**Annet:** Andre barrierer kan være utfordringer knyttet til infrastruktur, som frakt og lagring av biomasse på stedet.

## 7.4 Vindkraft

For vindkraft har det først og fremst bygd seg opp en betydelig motstand mot vindkraft generelt, herunder både nasjonale og lokale motstandsgrupper. Den største motstandsgruppen mot vindkraft generelt er Motvind Norge som har ca 18 000 medlemmer. Sentrale myndigheter, en rekke næringsorganisasjoner som f. eks NHO og LO og miljøorganisasjoner som Zero og Bellona peker på vindkraft på land, kombinert med energieffektivisering og oppgradering av vannkraft som viktigste bidragsyttere til økt produksjon av ny fornybar kraft i Norge på kort sikt.

Motstanden mot vindkraft utgjør utvilsomt en sterk stemme, og gjennom sitt brede nedslagsfelt og store medlemsmasse kan motstand i ulike former raskt mobiliseres, da først og fremst gjennom avisinnlegg og sosiale medier. Den sterke motstanden utgjør utvilsomt en sosial barriere, enten det er snakk om storskala vindparker, industrivind eller frittstående småskala vindkraft. I Aure ble det i 2019 gjennomført en folkeavstemming i forbindelse med at kommunen skulle ta stilling til utbygging av en større vindpark på Skardsøya. Her var det nær 70% som stemte imot denne utbyggingen, noe som førte til at planene ble lagt på is.

I tillegg til denne motstanden og de sosiale barrierer som dette medfører, så gjelder for øvrig også følgende barrierer for småskala vindkraft:

**Kunnskap og ressurser:** Det kreves spesifikk teknisk kunnskap for å planlegge, omsøke, prosjektere, bygge og drive vindkraftanlegg. Dette inkluderer forståelse av meteorologiske forhold, analyse av vindforhold og plassering, valg av teknologi samt håndtering nett og tilkobling. I tillegg er prosjektledelse og økonomi viktige kunnskapsområder ved planlegging og gjennomføring av prosjekt. Mangel på slik kunnskap kan være en betydelig hindring.

**Beslutningsutfordringer:** Etablering av et frittstående vindkraftanlegg har en høy kostnad, f. eks anslagsvis 1,5 - 2 millioner kroner for installasjon av et anlegg med installert effekt på 25 kW. For privatpersoner, mindre bedrifter kan slike investeringer være krevende å ta, og man må ikke minst være rimelig sikker på at investeringen kan forsvares. Til dette kreves god innsikt og et godt beslutningsunderlag.

**Lønnsomhet:** Småskala vindkraftprosjekter er på mange vis enklere og mer oversiktlige sammenlignet med småskala vannkraft. Hva som oppnås er selvsagt avhengig av vindressursen, investeringen og om kraften som produseres i hovedsak kan gå til eget forbruk. Dersom kraften går til eget forbruk, så spares både kraftinnkjøp og nettleie, noe som kan ha svært stor betydning for lønnsomheten.

**Regulatorisk:** Etablering av småskala vindkraftanlegg under 1 MW og/eller med færre enn 5 turbiner krever ikke konsesjon og kan behandles etter plan- og bygningsloven. Dette innebærer at utbygger av vindkraftanlegg under konsesjonsgrensen må søke kommunen om byggetillatelse, før tiltaket eventuelt kan iverksettes. For større vindkraftanlegg er det gjort flere endringer den senere tiden, som oppsummert kan sies å ha gitt kommunene en langt større medvirkning i beslutningsprosessen. Uten aksept i aktuell kommune, blir det ikke utbygging av større anlegg.

**Nettilgang:** Tilgang til strømmettet kan være en avgjørende faktor for eventuell distribusjon av overskuddsenergi fra småskala vindkraftanlegg. Eget bruk reduserer nettproblematikken.

**Sosial aksept:** Viser til innledning. For vindkraft kan sosial aksept utgjøre en betydelig barriere.

## 7.5 Små vannkraftanlegg

Implementering av små vannkraftanlegg møter flere barrierer:

**Kunnskap og ressurser:** Det kreves spesifikk teknisk kunnskap for å planlegge, omsøke, prosjektere, bygge og drive små vannkraftanlegg. Dette inkluderer forståelse av geografiske forhold, analyse av vassdrag og vanntilgang, valg av turbin- og generatorteknologi samt håndtering av miljøforhold. Mangel på slik kunnskap kan være en betydelig hindring.

**Beslutningsutfordringer:** Små vannkraftverk eies gjerne av små, private eller industrielle aktører som trenger kompetent veiledning i beslutningsprosessen.

**Lønnsomhet:** Småskala vannkraftprosjekter kan være kostnadsnevende, og lønnsomheten kan være usikker, blant annet grunnet varierende klimatiske forhold hvor både for lite og for mye nedbør kan være et problem. Er det for lite nedbør får man ikke produsert, er det for mye nedbør kan strømprisen gå mot null. Dette kan være en barriere for investorer og prosjektutviklere.

Mange land har med hell innført ordninger hvor småskala vannkraftverk får en fast pris for all levert energi i for eksempel 20 år ("feed-in tariff"). Slike ordninger reduserer økonomisk usikkerhet, og bidrar til å realisere anlegg som ellers ikke ville blitt bygget – og gir dermed samfunnet tilgang på fornybarressurser som ellers ikke ville blitt utnyttet.

**Regulatorisk:** Det krever godkjenning fra både sentrale (NVE) og lokale myndigheter (kommunene) for å få tillatelse til å bygge små vannkraftverk. Samfunnets nytteverdi skal veies mot ulempene – og prosessen kan oppleves som kompleks og langtekkelig.

**Nettilgang:** Tilgang til strømmettet er avgjørende for distribusjon av energi fra småskala vannkraftanlegg. Nettilgang har forsinket eller forhindret mange småkraftutbygginger.

**Sosial aksept:** Estetiske hensyn, som endringer i landskapet når vannveier legges i rør, kan påvirke sosial aksept. Det generelle ønsket om å bevare uberørt natur kan også være en barriere.

## 8 Samfunnsverdi av energiltak (Enøk og ny produksjon)

Den samfunnsmessige verdien av energiltak er betydelig, og spenner over et vidt spekter:

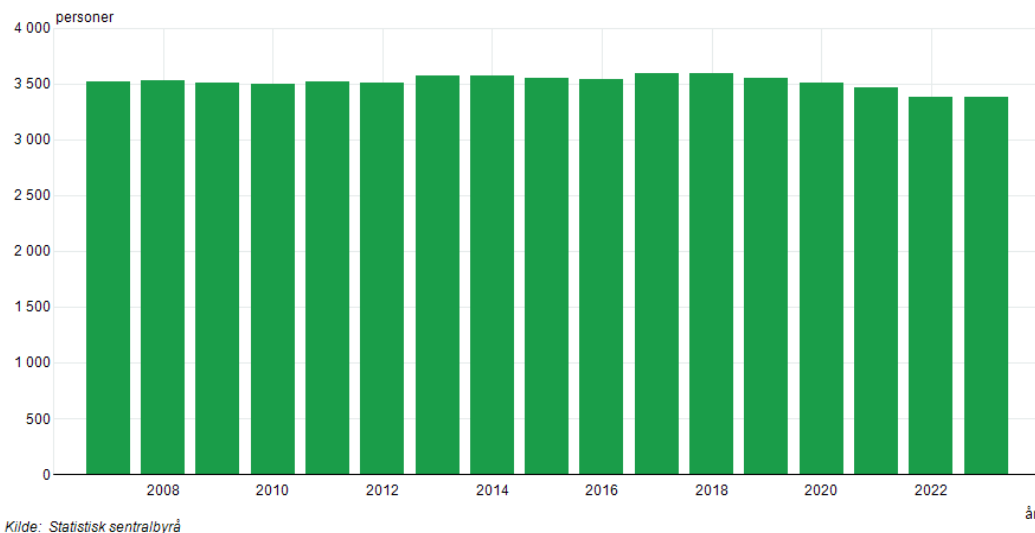
**Arbeidsplasser i implementeringsfasen** kan gi viktige inntekter for lokale entreprenørselskaper, og medføre økte skatteinntekter for kommunen.

**Lokal verdiskaping** ved at lønnsomme produksjonstiltak gir inntekter og overskudd hos lokale aktører/eiere.

**Kompetansearbeidsplasser** i driftsfasen på de teknisk mest komplekse anleggene (f.eks. Biogass) kan være et interessant insentiv for utkantkommuner som Aure, som ønsker å tiltrekke seg kompetansearbeidskraft.

**Forsyningsikkerheten** for strøm vil styrkes når den lokale produksjonen økes.

**Kommunale skatteinntekter** på arealkrevende anlegg vil gi kommunen Eiendomsskatt som vil bli et gode for kommunens innbyggere. Kommunale tjenester kan derved styrkes, og kommunen blir mer attraktiv. Dette kan gi grunnlag for vekst i folketallet – og derved snu den negative trenden vi har sett i Aure kommune over de siste år<sup>29</sup>:



### Eksempel:

Et hybrid sol/vindkraftverk som utredes i Tingvoll kommune kan gi kommunale årlige skatteinntekter på ca. 25 millioner kr.

Selvsagt vil utbygginger og tiltak også ha negative virkninger, eksempelvis for miljøet og personer og/eller bedrifter som påvirkes negativt av naturinngrep, støy eller annet. Analyse av slike forhold er utenfor denne rapportens mandat å belyse.

<sup>29</sup> <https://www.ssb.no/statbank/table/11342/chartViewColumn/>

## 8.1 Ringvirkninger ENØK

ENØK-tiltak frigjør energi som i dag f. eks benyttes til oppvarming i dårlige isolerte bygg. Om bygget isoleres vil det brukes mindre energi til oppvarming. I tillegg kan også typiske ENØK-tiltak føre til forbedret inneklime og legge til rette for smartere styring av forbruk sett i forhold til strømpris. For byggeier økes verdien av eiendommen, spesielt om det oppnås bedre klassifisering. For leietakere vil ENØK-tiltak kunne redusere strømutgiftene. For større næringseiendommer kan utskifting av tekniske anlegg være en svært aktuelt, da svært mange bygg har utdaterte styrings- og reguleringsystemer. I tillegg er fysiske tiltak også svært aktuelle for mange næringseiendommer, f. eks etterisolering, automatisk styring av ulike laster, utskifting av belysning. Svært mange ENØK-prosjekter både for privat og næring kan vise til varige kutt på opp mot 30% reduksjon i energibruken.

Mange aktuelle ENØK-tiltak kan utføres med relativt enkle midler, som f. eks etterisolering av loft. Andre tiltak krever større investeringer og hjelp fra profesjonelle som eksempel installasjon av varmpumpe, utskifting av vindu, ombygging av sentral driftskontroll og etterisolering av vegger. Etterspørsel etter bistand til gjennomføring av energieffektiviseringstiltak vil gi gode ringvirkninger lokalt, i og med at mange av behovene kan dekkes av lokale håndverkere og elektrofirma.

Generelt ventes lavere byggeaktivitet for nye boliger og næringseiendom. Økt satsing på ENØK fra nasjonalt hold, kan resultere i at ENØK-markedet tar seg opp og blir et kjærkomment bidrag for mange større og mindre selskaper som jobber inn mot bygg og eiendomssektoren.

## 8.2 Ringvirkninger bioenergi

I SINTEF-rapport A26699 <sup>30</sup> fra 2014 er det foretatt en lokal analyse av ringvirkninger for et utvalg bioenergianlegg. I analysen fremkommer tall for mindre varmeanlegg med en lokal innkjøpsandel på over 70% for mindre anlegg og større andel for større anlegg. Innkjøp av råstoff utgjør størsteparten av innkjøpet. I tillegg har etablering og drift av anlegg en lokal verdiskapnings- og sysselsettingseffekt avhengig av anleggets størrelse og kompleksitet. Ved etablering og drift av flere bioenergianlegg i Aure, kan innkjøp av brensel fra skogeier utgjøre en interessant ekstraintekt.

Et lønnsomt bioenergianlegg vil i tillegg gi skatteinntekter og kan også bidra til å utsette eller redusere behov for nettinvesteringer som følge av at oppvarming av eiendommer i et område gjøres ved bruk av bioenergi.

## 8.3 Ringvirkninger ny kraftproduksjon

Det er foretatt en rekke analyser av ringvirkninger ved utbygging av ny fornybar kraft. For solkraftutbygging har vi sett på tall og underlag fra rapporten «Verdiskaping og

---

<sup>30</sup> <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2499896/Lokale%2Bringvirkninger%2Bfra%2Bbioenergianlegg.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

ringvirkninger av solkraftutbygging i Norge»<sup>31</sup> fra Solenergiklyngen og rapporten «Samfunnsnytte av småkraft»<sup>32</sup>, utarbeidet på oppdrag for Småkraftforeningen.

For solkraftutbygging har NVE utarbeidet et basisscenario med mål om utbygging av 7TWh solkraft nasjonalt innen 2040. I rapporten fra Solenergiklyngen er sysselsettingseffekten av dette scenarioet anslått til 18 000 årsverk og en verdiskaping på nær 20 mrd. kroner. Med et anslått potensial på ca 100 GWh i Aure og en forholdsmessig betraktning vil dette utgjøre et totalt bidrag på om lag 257 årsverk og en verdiskaping på anslagsvis 30 millioner kroner over perioden frem mot 2040. Størrelsen på den lokale andelen kan også være betydelig, avhengig av utførende, eierskap og hvordan drift og vedlikehold organiseres. Lokale solkraftanlegg kan også gi andre verdifulle bidrag blant annet i samspill med lokal lagring (f.eks. med batterier), smarte styringssystemer og ladeløsninger for elbiler. Godt planlagte løsninger kan bidra til å redusere topplasten i nettet, som igjen kan redusere behov for nettinvesteringer.

For et gjennomsnittsmåskraftverk er det i rapporten Samfunnsnytte av småkraft er den lokale andelen anslått til å være i underkant av 60 000/GWh produsert i årlig leie av fall og 10 000/GWh i lokal skatt. I mange tilfeller er det lokale aktører både som eiere og på driftssiden, som øker andelen lokal sysselsetting og verdiskaping ytterligere. I mulighetsstudiet er det anslått et totalt potensial på 90 GWh vannkraft i Aure, og med bruk av forholdstallene som angitt impliserer dette et potensial lokalt bidrag på 5,4 millioner og leieinntekter på 0,9 millioner. I rapporten Samfunnsnytte av småkraft er det nevnt et eksempel som viser hvordan et småskala kraftverk både kan bidra til å opprettholde lokal bosetning og gi ekstra inntekter i form av falleie, og etter 40 år kan anlegget kjøpes av grunneierne for halvparten av teknisk verdi.

Småkraftverkprosjekter kan også gi andre positive impulser til lokalområdet i form av utbygging av veier og annen infrastruktur, styrking av kraftnettet, flomvern og økt leveringssikkerhet. Dette kommer både lokalbefolkning, lokalt næringsliv, grunneiere og andre interessenter til gode.

For vindkraft finnes også flere ulike rapporter om ringvirkninger, eksempelvis rapporten Grønn omstilling og landbasert vindkraft i Norge – En studie av verdiskaping og samfunnsøkonomi<sup>33</sup> som ble utarbeidet Tema på vegne av NORWEA i 2019. Her beregnes sysselsetting og verdiskaping i form av bruttoprodukt på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå for et fiktivt norsk vindkraftprosjekt på 330 MW. Utrengningen baseres på tall hentet fra fire prosjekter. Estimater gir en verdiskaping i Norge på 2,2 millioner kroner /MW, som tilsvarer 725 millioner for vindkraftverket på 330 MW. Sysselsettingseffekten for det tenkte vindkraftprosjekt på 330 MW er anslått til 367 årsverk lokalt, 198 årsverk regionalt og 166 årsverk nasjonalt. Rapporten viser at andelen av verdiskapingen av vindkraftverket som var internasjonal var 58 prosent, norsk andel var 42 prosent, regional andel var 31 prosent og lokal andel av verdiskapingen var 20 prosent. Dersom samme forholdstall benyttes for de to industrikraftanlegg a 12 MW, så tilsvarer dette en verdiskaping i Norge på 26,5 millioner, hvorav den lokale effekten blir i overkant av 2 millioner.

<sup>31</sup> <https://susoltech.no/ny-rapport-om-verdiskaping-og-ringvirkninger-i-norge-mot-2040/>

<sup>32</sup> <https://www.regjeringen.no/no/dokument/dep/lmd/horinger/horingsdokumenter/2018/horing---nou-201811-ny-fjellov/Download/?vedleggId=aa988351-1781-4cf8-8a51-6ab738f72948>

<sup>33</sup> [https://assets-global.website-files.com/59b10230fddece0001f6ab8c/5d038eb5a4e5d6b1b35caf27\\_THEMA%20rapport%202019-05%20Siste%20\(1\).pdf](https://assets-global.website-files.com/59b10230fddece0001f6ab8c/5d038eb5a4e5d6b1b35caf27_THEMA%20rapport%202019-05%20Siste%20(1).pdf)

## 9 Videreføringsplaner for Kystkrafta

Kystkrafta programmet vil arbeide videre for å sikre sterkt nett og nok kraft til videre utvikling og vekst i havnæringene i regionen. For tiden er følgende videreføringsplaner under bearbeidelse:

- Forprosjekt for avklaring om etablering av et lokalt fundert kraftutbyggingselskap som kan bidra med kompetanse og eventuelt kapital i lokale energiutbyggingsprosjekter. Målet er å få gjennomført forprosjektet i første halvår 2024.
- Regionalt samarbeid om fremtidsrettet nettutvikling i kystområdet nord for Talgsjøen opp imot Trondheimsfjorden. Nettet lengre sør er nå under utvikling. Her pågår utbygging, med forsterking av nett fra Romsdal, over Averøy og til Kristiansund. Gitt forventning om betydelig forbruksvekst i Aure, ytre deler av Heim, Hitra, Frøya og Smøla, så vil det tas nye initiativ for å forsøke å få etablert en felles forståelse om nødvendigheten for en bedre koordinert og mer fremoverlent holdning til nettutviklingen i denne regionen.
- Videre posisjonering og utforsking av muligheter relatert til havenergi. Her er det tatt initiativ til et samarbeid med Renergy-klyngen, der målet er å få i gang konkrete utviklingsaktiviteter og pilotering innenfor havenergi.
- ON Ocean Network arbeider også videre på andre områder som er vesentlig for omstilling og videre utvikling i regionale havnæringer:
  - ON Havkandidat – sikre nok fagarbeidere, gode studietilbud og tilgjengeliggjøring av felles kompetanseutviklingsmuligheter for livslang læring
  - Marin Arena – utvikling av arena for videre utvikling og vekst innenfor marin industri

## Appendix 1: Status for nett og planer for nettutvikling i Aure

Tilgang på kraftnettet (nettilknytning) kan være en vesentlig barriere for nye prosjekter. Dette gjelder både ny energiproduksjon som skal inn i nettet, og også nye energiforbrukere ved etableringer/næringsutvikling.

Problemstillingen er sammenfattet av Mellom AS v/ Olav Egil Hoem.

## 10 Praksis angående nettilknytning

I all hovedsak er praksis rundt nettilknytning regulert gjennom Energiloven<sup>34</sup> og den tilhørende «Kontrollforskriften» (Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier)<sup>35</sup>. I disse er det angitt et par svært sentrale prinsipper.

### 1. Nettselskapene har tilkynningsplikt

Dette er beskrevet som følger:

(fra §3-4)

*Den som gis anleggskonsesjon etter § 3-1 for nettanlegg, har plikt til å tilknytte nye anlegg for uttak av elektrisk energi og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter denne bestemmelsen gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov.*

### 2. Nettselskapene har plikt til å kreve inn anleggsbidrag

Anleggsbidrag skal innkreves fra alle kunder som tilknyttes nettet eller får økt kapasitet eller kvalitet. Dette for at ikke øvrige nettkunder skal belastes med økt nettleie for bygging av nettanlegg som de i realiteten ikke har nytte av.

I tillegg er regelverket formulert og tolket slik at det må være en tilknytning/kunde som bestiller kraft og virker utløsende for tiltak for at nettselskap skal kunne kreve anleggsbidrag av anlegget, både av første kunde og fremtidige kunder. Det betyr at nettselskap ikke kan forskuttere utbygginger hvor de er ganske sikre på at det vil komme mange kunder i fremtiden, og deretter kreve anleggsbidrag av disse. Minst én enkeltkunde må altså virke utløsende for en utbygging av nettanlegg.

## 11 Prosess mot Statnett

I tillegg til praksisen nevnt over, er det siden 2020 kommet en praksis om at alle ønskede tilknytninger eller økning av effekt i eksisterende anlegg på 1 MW eller mer må opp til Statnett for godkjenning. Dette skyldes at det fra 2020 kom en betydelig økning i antall tilknytningssøknader til regionale nettselskaper, med en mulig økning i effektuttak som langt oversteg både kapasiteten til eksisterende nett og kapasitet dersom daværende planer om nettutbygging ble realisert.

<sup>34</sup> <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

<sup>35</sup> <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>

Statnett har i løpet av siste halvår 2022 og første halvår 2023 bearbeidet prosessen med å få godkjent tilknytning på 1 MW eller mer, og angitt klare modenetskriterier<sup>36</sup> som må oppfylles for å få reservert tilknytning til nettet. Dette innebærer at prosjekter som ønsker tilknytning må ha kommet langt i prosessen på en rekke punkter - deriblant teknisk planlegging av prosjektet, modenhet av teknologi som benyttes, offentlige tillatelser, private avtaler og plan om finansiering, samt har en tydelig fremdriftsplan. Samt hvorvidt prosjekter oppviser stillstand i forhold til fremdriftsplanen.

## 12 Begrensninger i kraftnettet

Typiske begrensninger i kraftnettet kan grupperes som følger.

### 12.1 Lokalt, i distribusjonsnett eller på transformatorstasjon

Lokale begrensninger kan medføre oppgraderingsbehov:

- Oppgradering av eksisterende transformatorstasjoner
- Utbygging av lokalt distribusjonsnett for å forsyne hvert enkelt større uttak i MW-klassen.

### 12.2 Mindre skala regionalt

Dette kan gjelde overføringskapasitet på regionalnett eller i Statnett sitt innmatingspunkt mot området, som for eksempel kan komme av manglende redundans i linjekapasitet inn mot området.

### 12.3 Større skala regionalt

Dette kan typisk være begrensninger mot en hel landsdel, i vårt tilfelle sydlige del av prisområde NO3.

Prisområdene er definert geografisk nettopp med begrunnelse i begrensning i overføringskapasitet mellom de ulike landsdelene, og Statnett har angitt begrensninger inn mot prisområde NO3 som helhet. Dette er foreløpig anslått til at det er 1400 MW tilgjengelig for økt kraftuttak, men at noe av dette kan bli holdt igjen for økning i såkalt «alminnelig forbruk». Uansett vil nettkunder helt fra nord i Trøndelag til Sognefjorden måtte «kjempe» om den samme kraften gitt denne begrensningen, og det er ventet at dette kan bli en viktig begrensning om noen år fra nå.

En nåværende begrensning er ved dagens transformeringspunkt fra sentral- til regionalnett i regionen, dvs. transformatorstasjoner ved Ørskog, Trollheim/Surna og Snildal. Disse er imidlertid planlagt kraftig forsterket de nærmeste årene, og når man kommer til 2027-28 er det ikke gitt at dette vil være en like viktig begrensning. Dette vil fjerne et viktig hinder for utbygging av kraft i Møre og Romsdal, og hovedbegrensning mot Statnett vil da sannsynligvis være forbindelsene inn mot prisområde NO3 nevnt ovenfor.

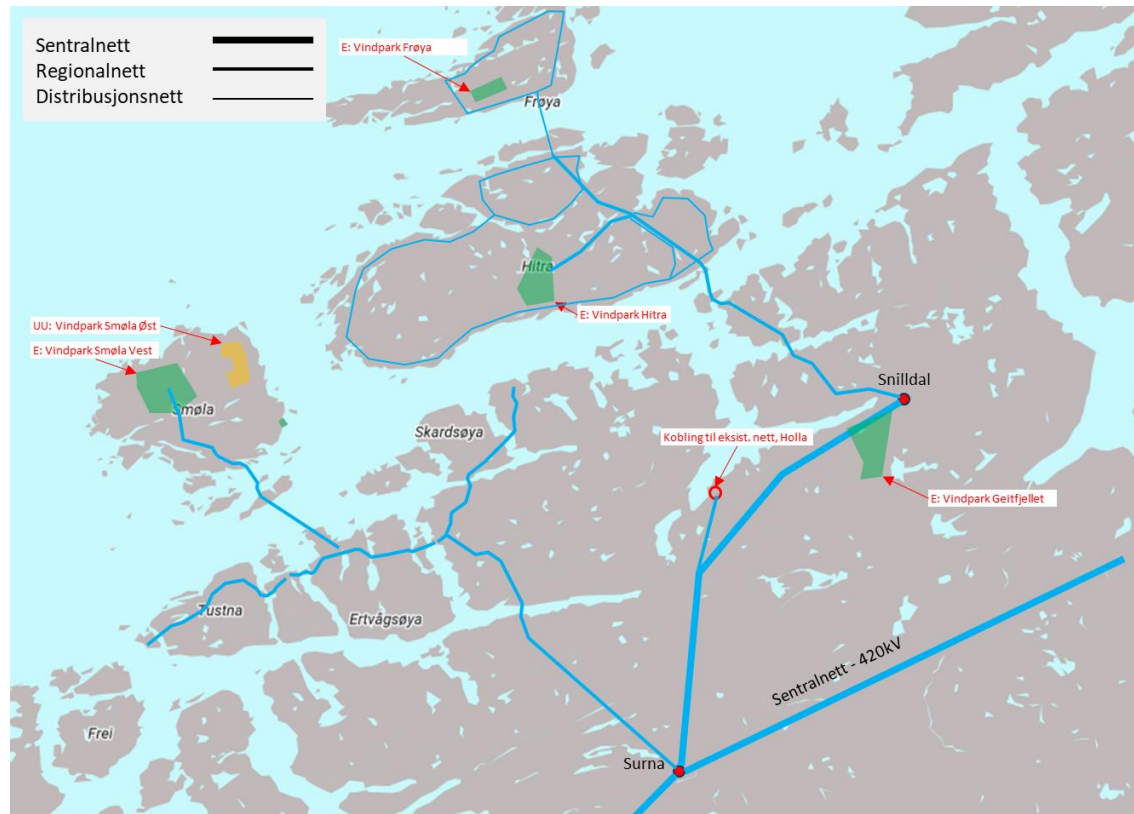
<sup>36</sup> <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tilknytning/2023.04-evalueringskjema2.pdf>



## 13 Dagens status for nett i Aure

Bildet under viser den sentrale nettinfrastrukturen i Aure og naboområdet i dag. Dagens vindparker i området er også vist.

En betydelig økning i forbruket i og omkring Tjeldbergodden vil både utfordre dagens nettkapasitet og være problematisk i og med at det ikke finnes noe alternativt nett dersom dagens linje skulle falle ut. For større industrisatsinger er det ofte avgjørende at man har en forsyning som tåler et utfall, og en videre industriutvikling på ytre nordre Nordmøre vil utvilsomt være tjent med en mer robust infrastruktur.



## 14 Mulig utvikling, ytre del av nordre Nordmøre

Her gis det en kort beskrivelse av hvordan en mulig nettutvikling i ytre del av nordre Nordmøre kan skje. Mulige utbyggingstiltak beskrives, sammen med ledetider for utvikling av prosjekter og veldig grove kostnadsestimater for tiltakene.

Eventuelt fremtidig behov ved Equinors anlegg på Tjeldbergodden vil være dimensjonerende for utviklingen, og antakelig avgjørende/utløsende.

Vesentligste utbyggingstrinn kan bli:

- Utbygging av ny transformatorstasjon på Tjeldbergodden
- Fortløpende utbygging av distribusjonsnett etter som nye kunder knyttes til
- Utbygging av ny 132 kV-linje til Tjeldbergodden, sannsynligvis fra Holla/Kyrksæterøra
- Eventuell utbygging av transmisjons-/sentralnett til Tjeldbergodden.

### 14.1 Trinn 1: Ny trafostasjon på Tjeldbergodden:

Trinn 1 for utvikling av nettet på Tjeldbergodden vil være bygging av en ny transformatorstasjon i området rundt dagens Equinor-anlegg. Mellom AS har allerede planer for dette, og kan ved bestilling raskt sende inn en konsesjonssøknad og igangsette prosjektet. Ledetider for en ny stasjon er estimert til rundt 4 år fra søknad er sendt inn til NVE. Dette kan innkortes noe dersom NVE effektiviserer konsesjonsprosessen og/eller dersom kunde(r) er villige til å ta risikoen med forsert prosjektering på sin kappe.

Dette innebærer at de betaler for prosjektering som om konsesjon blir gitt, med den risikoen at det er mulighet for delvis re-prosjektering som krever mer tid og penger. Dette kan redusere ledetid med fra et halvt til ett år, gitt at man får konsesjon og slipper vilkår som medfører re-prosjektering.

En trafostasjon kan variere kraftig i størrelse og dermed kostnad. En stasjon som forsyner en vesentlig mengde kraft på Tjeldbergodden, kan koste i størrelsesorden 150 MNOK. Av dette vil nettselskapet dekke 50 % og kunde(r) må dekke resterende 50 %. Men det vil være en enhetskostnad i kr per MVA bestilt effekt. Dvs at en kunde som bestiller 50 MVA vil betale 10-gangen en som bestiller 5 MVA. I tillegg kommer kostnader til utbygging av distribusjonsnett som må dekkes i helhet av kunde. Kostnad for dette vil avhenge av plassering, lengde fra trafostasjon og tekniske løsninger på det aktuelle anlegget som skal forsynes av kraft.

### 14.2 Trinn 2: 132 kV-linje til Tjeldbergodden

Ny trafostasjon kan sikre rundt 150 MVA økt effekt til Tjeldbergodden, men kun med N-0 forsyning, dvs. at det ikke er reserve ved utfall av 132 kV-linjen fra Gylthalsen. Reservekapasiteten i dag er kun ca. 3 MVA ved forsyning gjennom eksisterende 22 kV-nett, og det er heller ikke teknisk plausibelt å øke denne i særlig grad. For å sikre reserveforsyning i tilfelle utfall av eksisterende linje, må det derfor bygges ny 132 kV-linje. Det mest sannsynlige endepunktet for denne er i området rundt Holla.

Lengde på denne vil være ca. 30 km, og en kostnad i størrelsesorden 120-150 MNOK. Igjen vil nettselskapet dekke 50 % av denne, mens kunde må dekke resterende halvpart. Ledetid på en slik linje kan være så mye som 6-7 år, og i øvre del av intervallet om det blir protester fra grunneiere og lokalbefolkning og om en konsesjonstildeling blir påklaget til OED. Igjen kan det være mulig med raskere fremdrift ved samme forutsetninger som beskrevet ovenfor, men det er lite sannsynlig at denne kan presses noe særlig lengre ned enn 5 år.

### 14.3 Trinn 3: Utbygging av transmisjonsnett på 420 kV

Dersom nettbehovet blir stort nok, vil det ikke holde med regionalnett til Tjeldbergodden. Typisk vil økt effektbehov særlig større enn 200-250 MW kreve at Statnett bygger ut transmisjonsnett. Noe større behov enn dette kan løses med utbygging av store regionalnettlinjer, men kommer man opp i 400-500 MW vil en Statnett-utbygging være nødvendig. Dette vil medføre lengre ledetider, Statnett opererer selv med oppimot 10 år, og høyere kostnad. I tillegg har Statnett allerede lagt planer for utstrakt utbygging av nett for å forsterke store deler av landet. Selv ved en umiddelbar bestilling av kraft til Tjeldbergodden i denne størrelsesorden, kunne det tatt noe tid før Statnett startet opp et prosjekt og dermed realiserer en utbygging. For et tilfelle ved utbygging av transmisjons-

nett ville det sannsynligvis blitt et anleggsbidrag i mange hundre millioners klassen, kanskje i milliardklassen.

## 15 Barrierer mot økt utbygging av nett

Sett fra et nettselskaps ståsted, har man i 2023 blant annet følgende barrierer for utbygging av kraftnett av ulike størrelser:

- **Betalingsvilje hos kunde:** Manglende forståelse hos kunder for regelverk og hva nett- og kraftutbygging faktisk koster. Som beskrevet i starten av kapittelet er nettselskapet pliktig til å ta anleggsbidrag fra kunder som ønsker tilknytning, og det er ikke forventet at dette endres. Det kan imidlertid være mulig at nettselskap skal kunne forskuttere prosjekter, men dette er ikke nødvendigvis gitt.
- **Mange prosjekter som er mindre realistiske:** Frem til nå har mange kunder etterspurt kraft til mindre modne prosjekter. Dette vil sannsynligvis endres i nær fremtid, da vurdering av prosjekters modenhet for nettilknytning kommer inn i forskrift som nettselskapene skal forholde seg til. Modne prosjekter blir da en forutsetning for å bli tilknyttet nettet, både hos regionalt nettselskap og hos Statnett.
- **Formelle prosesser, deriblant konsesjon hos NVE:** Manglende saksbehandlingskapasitet hos NVE har vært et problem, samt at konsesjonsprosessen for særlig lange linjestrekninger (nye linjer over 15 km) er krevende og langvarig. Det kan bli forbedringer og effektivisering på dette punktet, men foreløpig er dette ikke sikkert.
- **Mange forespørsler og stort press i markedet:** Som nevnt tidligere er det begrensninger på flere nettnivåer, og særskilt kan det på sikt bli et problem dersom nettet inn til prisområde NO3 blir fylt opp. Prosjekter i Trøndelag kan da måtte stå på vent fordi det er bygd ut til mye nytt forbruk i Nordfjord - eller motsatt. Regionale nettselskaper kan vanskelig gjøre noe med dette, og det vil kreve at Statnett bygger nye 420 kV-linjer inn til regionen og/eller at det bygges storstilt ny produksjon.
- **Forventet krevende marked hos entreprenører og leverandører:** Per dags dato (september -23) gjelder dette spesielt for utstyrsleverandørmarkedet (dominert av Siemens og Hitachi samt Nexans for kabler) pga. krigen i Ukraina. På sikt kan det også bli et krevende entreprenørmarked, hvor det ikke er tilstrekkelig kapasitet til å kunne gjennomføre alle ønskede utbygginger samtidig.

## 16 Hva kan mulige forbrukskunder gjøre?

- Posisjonere seg på geografiske lokasjoner hvor det finnes kraft, eller hvor det kan bygges ut relativt effektivt og til en moderat kr/MW-pris.
- Ta tidlig kontakt med nettselskaper for veiledning og jobbe sammen med andre eventuelle kunder i samme område for å kunne fordele kostnader.
- Forstå at nettutbygging koster penger og jobbe frem modne og realistiske prosjekter.

- Ta risikoen med å forsere prosjektering før konsesjon for nettprosjektet er gitt.
- Godta såkalt «tilknytning på vilkår», enten midlertid eller permanent.

## Appendix 2: Utfyllende underlag, vannkraft / småkraft

### 17 Vann – prospekter

Nedbørsfeltstørrelse og gjennomsnittlig årlig avrenning er hentet fra NVEs kartverktøy NEVINA<sup>37</sup>.

#### 17.1 Tustna

##### 17.1.1 Jørenvågelta

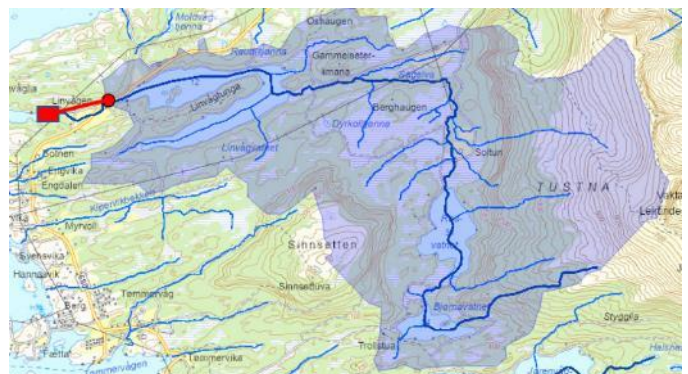
Nedbørsfelt	<b>4,7</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,22</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>65</b>	m
Estimert effekt	<b>98</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,86</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Ja

##### 17.1.2 Linvågelta

Nedbørsfelt	<b>16,3</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,74</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>12</b>	m
Estimert effekt	<b>61</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,53</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Ja

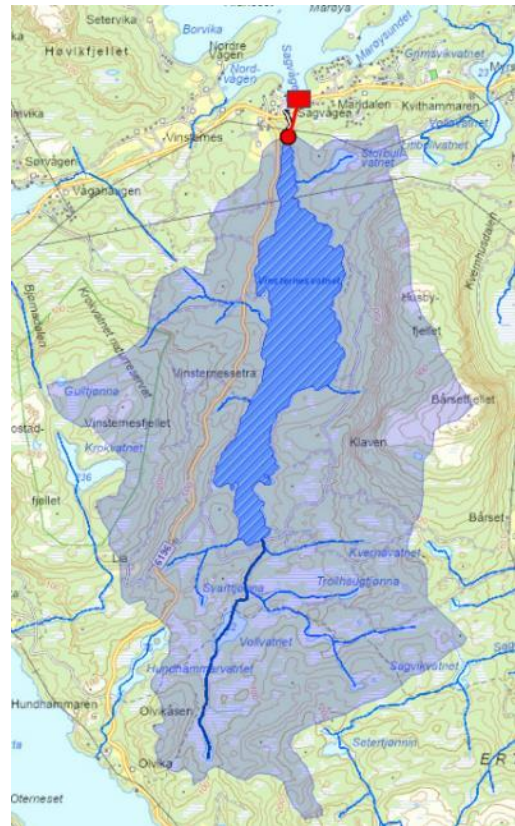
<sup>37</sup> <https://nevina.nve.no/>

## 17.2 Ertvågsøya

### 17.2.1 Sagosen / Vinsterneselva [4]

Nedbørsfelt	<b>15,4</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,57</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>25</b>	m
Estimert effekt	<b>98</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,86</b>	GWh

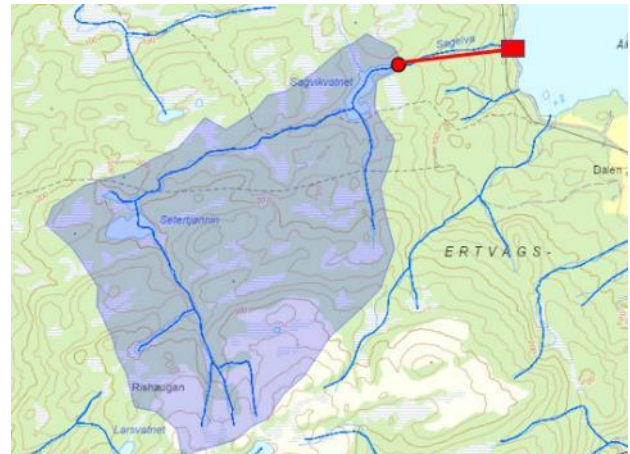
Oppdemningsmulighet Er oppdemmet, kan oppdemmes mer.



### 17.2.2 Ytter Sagelva [3]

Nedbørsfelt	<b>2,3</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,10</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>126</b>	m
Estimert effekt	<b>88</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,77</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja, tre steder

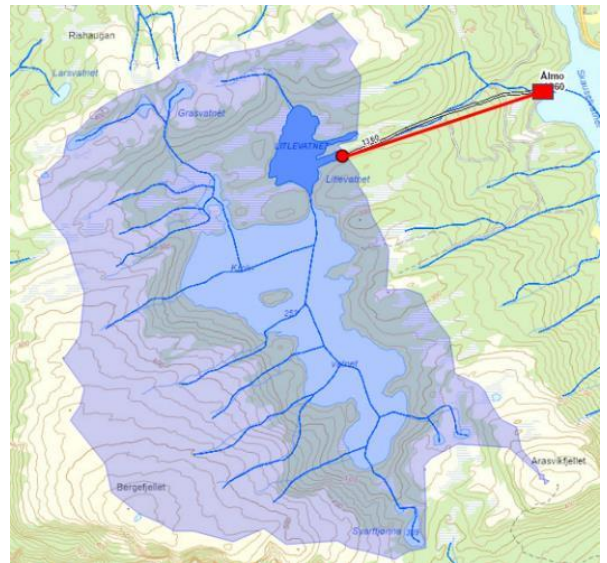


### 17.2.3 Inner Sagelva / Ålmo [2]

Nedbørsfelt	<b>5,7</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,30</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>215</b>	m
Estimat årsproduksjon	<b>0,64</b>	GWh

Antatt produksjonsøkning ved oppgradering av eksisterende småkraftverk

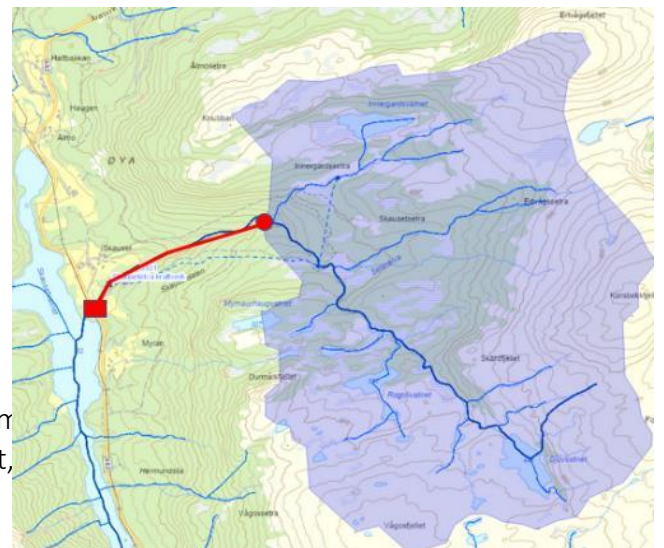
Oppdemningsmulighet Ja, mer oppdemming



### 17.2.4 Skausetelva

Nedbørsfelt	<b>8,5</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,5</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>150</b>	m
Estimert effekt	<b>514</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>4,5</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja, forsinkelsesdammer på Innergardsvatnet, Gjuvatnet og Rognlivatnet.



### 17.2.5 Vågoselva [1]

Nedbørsfelt	<b>23,1</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>1,17</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>32</b>	m
Estimert effekt	<b>257</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>2,3</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



### 17.2.6 Gjerdeelva

Nedbørsfelt	<b>0,4</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,02</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>444</b>	m
Estimert effekt	<b>74</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,65</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



### 17.2.7 Krokvasbekken

Nedbørsfelt	<b>0,6</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,03</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>234</b>	m
Estimert effekt	<b>43</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,37</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



### 17.2.8 Kvernstadelva

Nedbørsfelt	<b>0,6</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,02</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>74</b>	m
Estimert effekt	<b>11</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,1</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



### 17.2.9 Fuglvågen

Nedbørsfelt	<b>1,6</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,06</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>27</b>	m
Estimert effekt	<b>12</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,1</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja

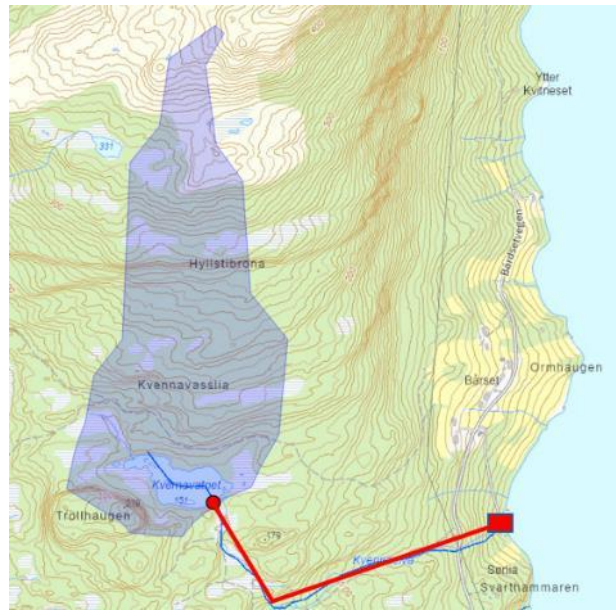




17.2.10 Kvennaelva

Nedbørsfelt	<b>0,5</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,02</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>151</b>	m
Estimert effekt	<b>21</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,19</b>	GWh

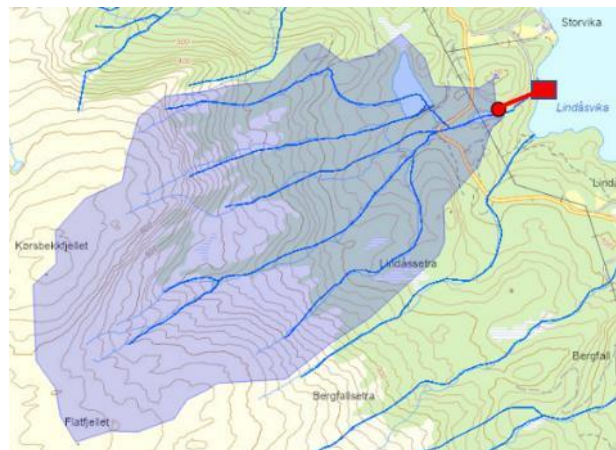
Oppdemningsmulighet Ja



17.2.11 Sagelva / Storvika

Nedbørsfelt	<b>3,1</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,17</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>58</b>	m
Estimert effekt	<b>67</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,59</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



17.3 Grisvågøya

17.3.1 Gjerdebekken

Nedbørsfelt	<b>1,9</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,06</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>23</b>	m
Estimert effekt	<b>9</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,08</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



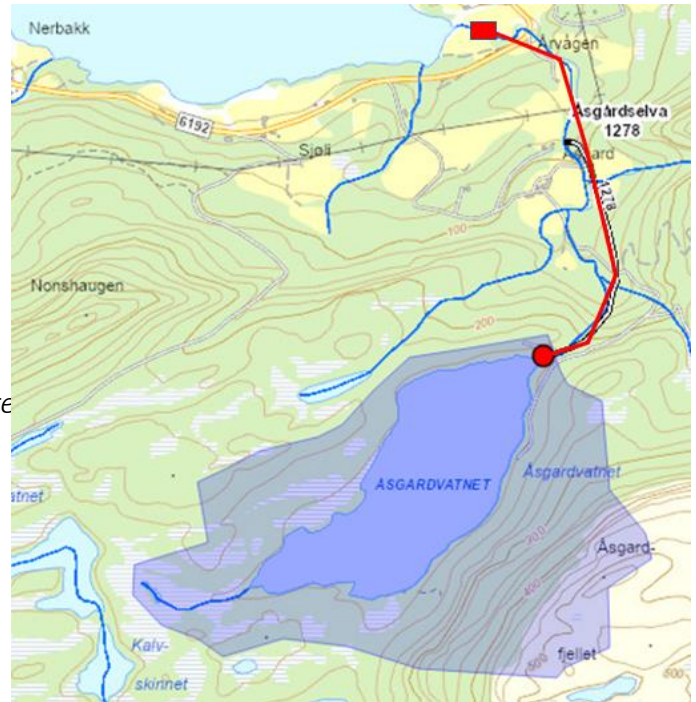
## 17.4 Aure øst

### 17.4.1 Åsgårdselva

Nedbørsfelt	<b>1,4</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,06</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>216</b>	m
Estimert effekt	<b>84</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,74</b>	GWh

Lengre rørgate / mer fallhøyde enn eksisterende småkraftverk (ikke i drift)

Oppdemningsmulighet Ja, eksisterende



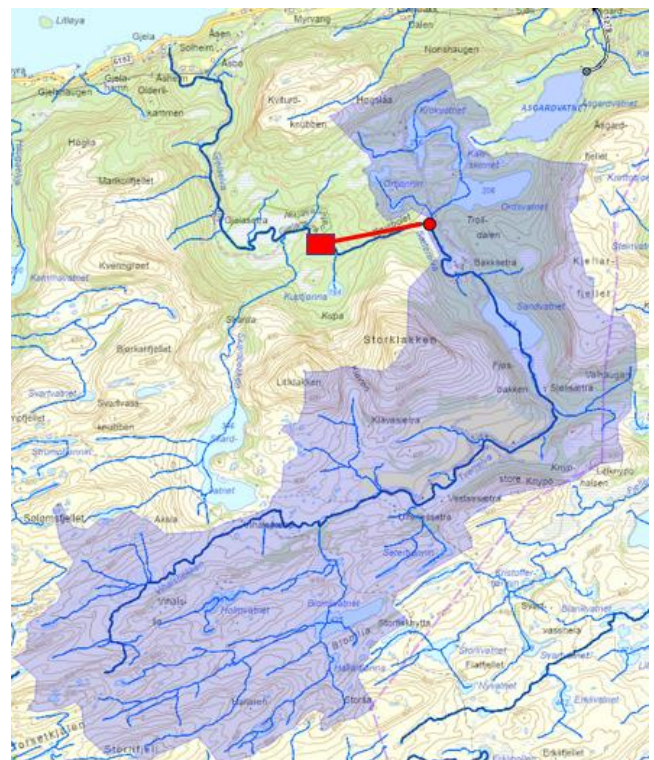
### 17.4.2 Gjelaelva

Flere mulige implementeringer av inntak, rørgate, kraftstasjon – det angitte er ett mulig eksempel for å vise vassdragets produksjonspotensial.

#### 17.4.2.1 Gjelaelva 1

Nedbørsfelt	<b>25,4</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>1,36</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>90</b>	m
Estimert effekt	<b>840</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>7,4</b>	GWh

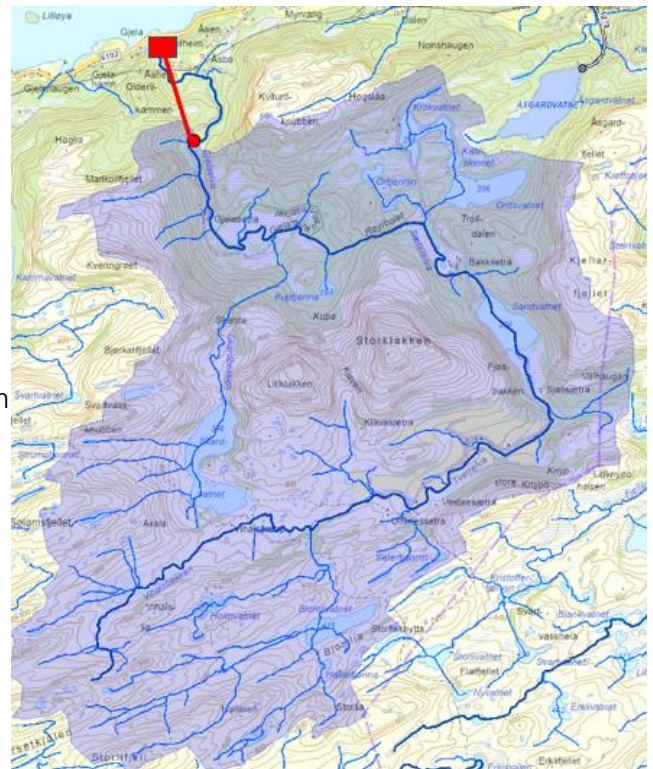
Oppdemningsmulighet Ja, forsinkelsesdammer på Ordsvatnet og Sandvatnet.



17.4.2.2 Gjelaelva 2

Nedbørsfelt	<b>38,8</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>2,0</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>75</b>	m
Estimert effekt	<b>1037</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>9,1</b>	GWh

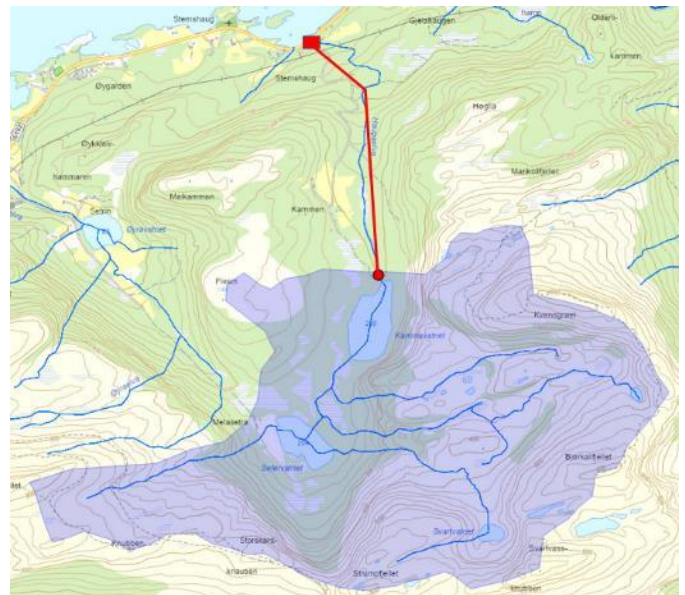
Oppdemningsmulighet Ja, forsinkelsesdam  
på Ordsvatnet,  
Sandvatnet og  
Skardsvatnet.



17.4.3 Haugaelva

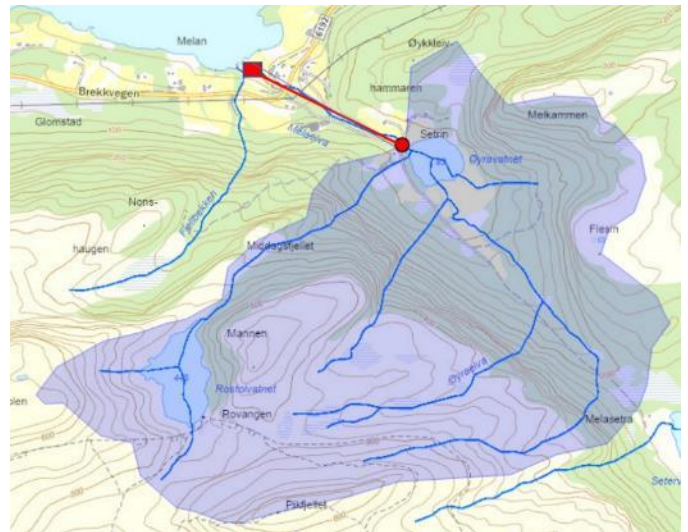
Nedbørsfelt	<b>6,6</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,34</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>200</b>	m
Estimert effekt	<b>467</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>4,1</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



#### 17.4.4 Melaelva

Nedbørsfelt	<b>4,7</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,06</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>83</b>	m
Estimert effekt	<b>33</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,29</b>	GWh



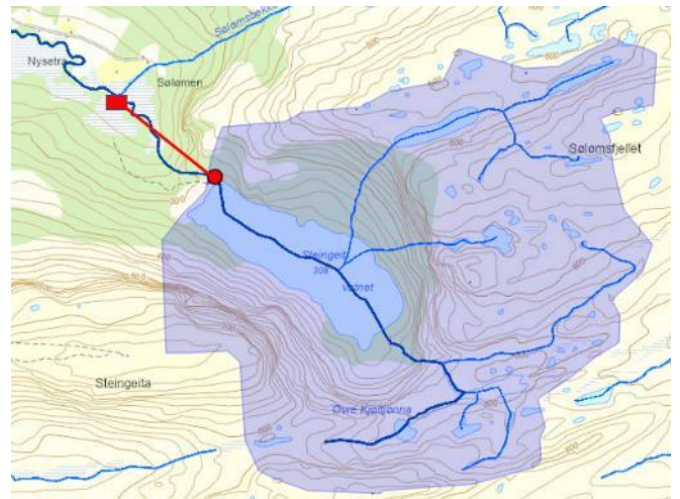
Oppdemningsmulighet Ja

#### 17.4.5 Aureelva

NVE har registrert en trukket søknad fra Clemens kraft AS i 2014 som skal ha vært på 1,4 MW / 3,22 GWh. Clemens kraft kunne på vår forespørsel ikke finne dokumentasjon på denne søknaden.

##### 17.4.5.1 Aureelva 1

Nedbørsfelt	<b>4,1</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,22</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>100</b>	m
Estimert effekt	<b>151</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>1,3</b>	GWh



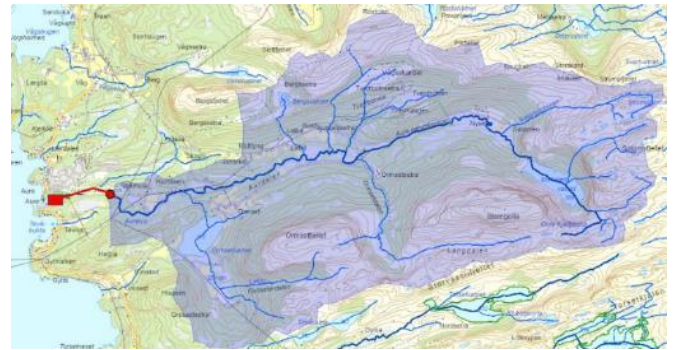
Oppdemningsmulighet Ja, eksisterende demning.

Steingeitvatnet er drikkevannskilde.

Vi antar at 90% av tilsiget kan utnyttes, resten går til drikkevannsproduksjon.

### 17.4.5.2 Aureelva 2

Nedbørsfelt	<b>32,4</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>1,58</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>50</b>	m
Estimert effekt	<b>544</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>4,8</b>	GWh



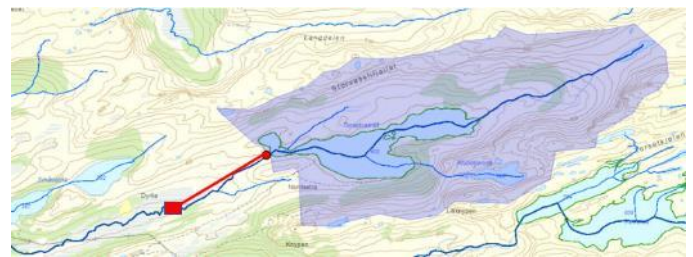
Oppdemningsmulighet Ja, forsinkelsesdemning  
Ormsetvatnet

### 17.4.6 Torsetelva

Flere mulige implementeringer av inntak, rørgate, kraftstasjon – det angitte er ett mulig eksempel for å vise vassdragets produksjonspotensial.

#### 17.4.6.1 Torsetelva 1

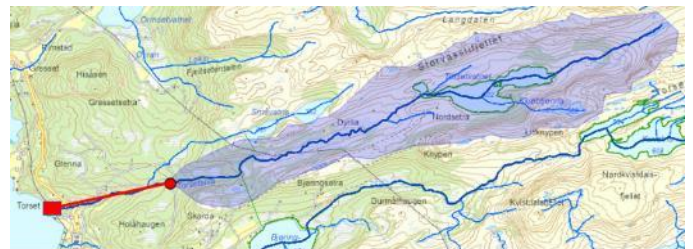
Nedbørsfelt	<b>4,3</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,25</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>60</b>	m
Estimert effekt	<b>104</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,91</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Ja

#### 17.4.6.2 Torsetelva 2

Nedbørsfelt	<b>7,0</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,39</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>200</b>	m
Estimert effekt	<b>534</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>4,7</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Ja

#### 17.4.7 Bjøringelva

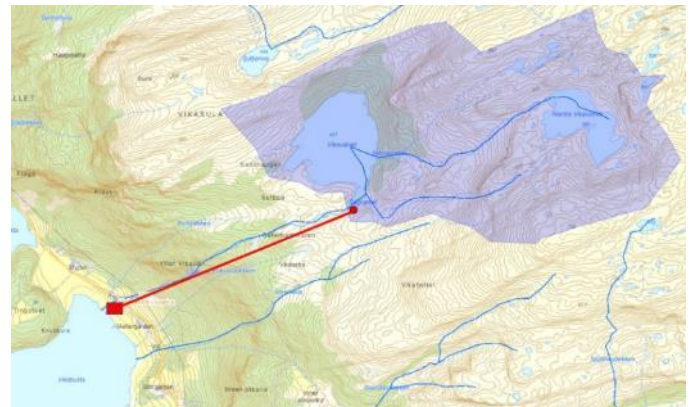
Nedbørsfelt	<b>10,4</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,61</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>274</b>	m
Estimert effekt	<b>1155</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>10,0</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Ja

#### 17.4.8 Sagelva / Vik

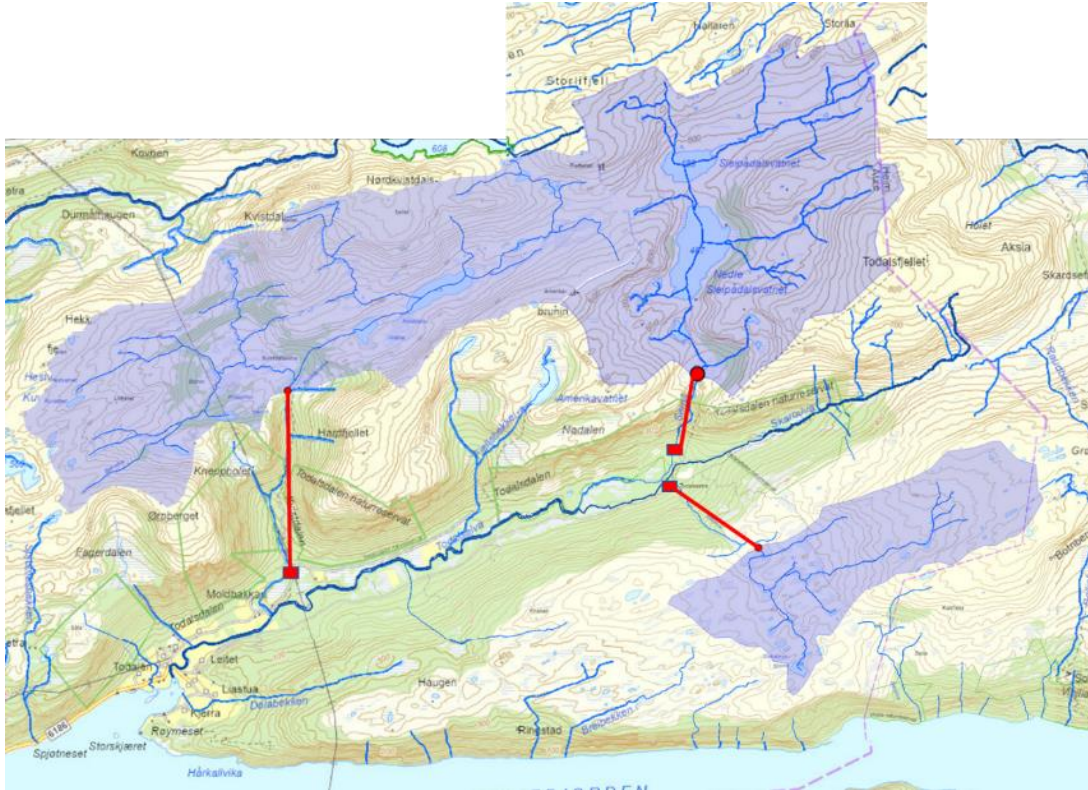
Nedbørsfelt	<b>1,8</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,11</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>417</b>	m
Estimert effekt	<b>320</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>2,8</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Ja

### 17.4.9 Todalselva

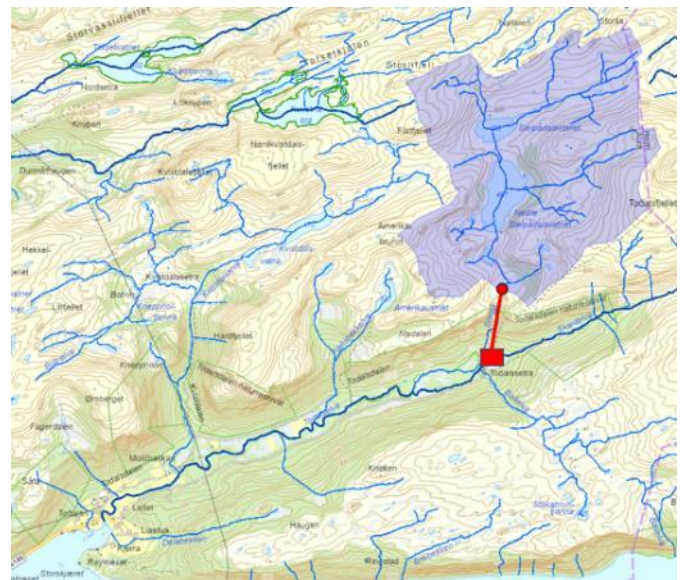
Flere mulige implementeringer av inntak, rørgate, kraftstasjon – det angitte er ett mulig eksempel for å vise vassdragets produksjonspotensial.



#### 17.4.9.1 Todalselva 1

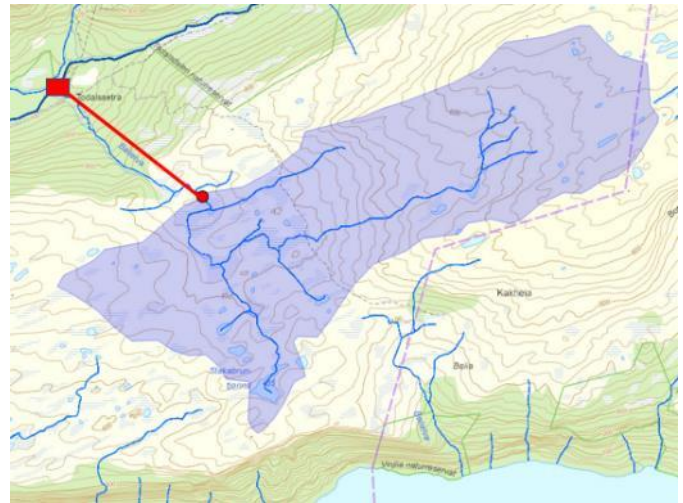
Nedbørsfelt	<b>9,0</b>	km <sup>2</sup>
Avrenning 1961-90 (Q <sub>N</sub> )	<b>64,3</b>	L/s/km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,58</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>300</b>	m
Estimert effekt	<b>1190</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>10,0</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja, forsinkelsesdam  
Sleipådalsvatna



17.4.9.2 *Todalselva 2*

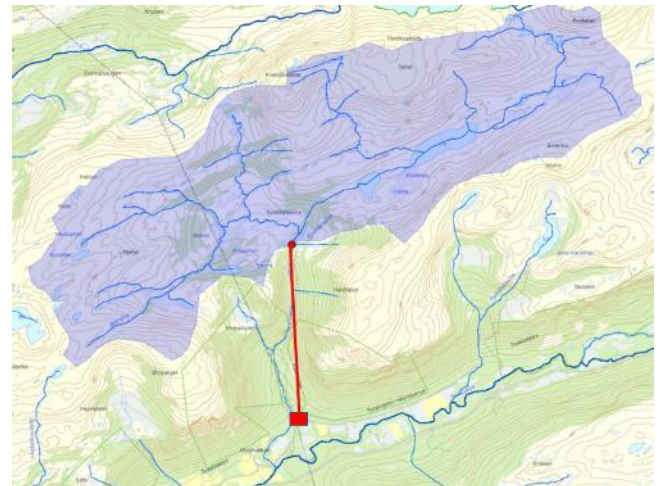
Nedbørsfelt	<b>3,9</b>	km <sup>2</sup>
Avrenning 1961-90 (Q <sub>N</sub> )	<b>59,9</b>	L/s/km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,23</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>250</b>	m
Estimert effekt	<b>400</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>3,5</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Nei

17.4.9.3 *Todalselva 3*

Nedbørsfelt	<b>10,5</b>	km <sup>2</sup>
Avrenning 1961-90 (Q <sub>N</sub> )	<b>62,3</b>	L/s/km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,65</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>300</b>	m
Estimert effekt	<b>1348</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>12,0</b>	GWh



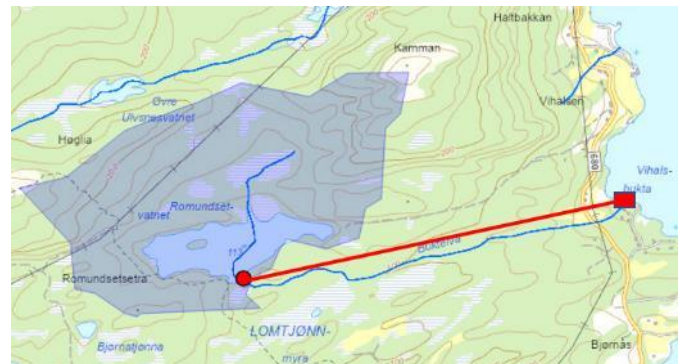
Oppdemningsmulighet Ja, forsinkelsesdammer  
Kvistdalsvatna



## 17.5 Skardsøya

### 17.5.1 Buktelva

Nedbørsfelt	<b>1,4</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,05</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>113</b>	m
Estimert effekt	<b>35</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,31</b>	GWh



Oppdemningsmulighet Ja

### 17.5.2 Ulvsneselva

Nedbørsfelt	<b>1,8</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,06</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>137</b>	m
Estimert effekt	<b>58</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,51</b>	GWh



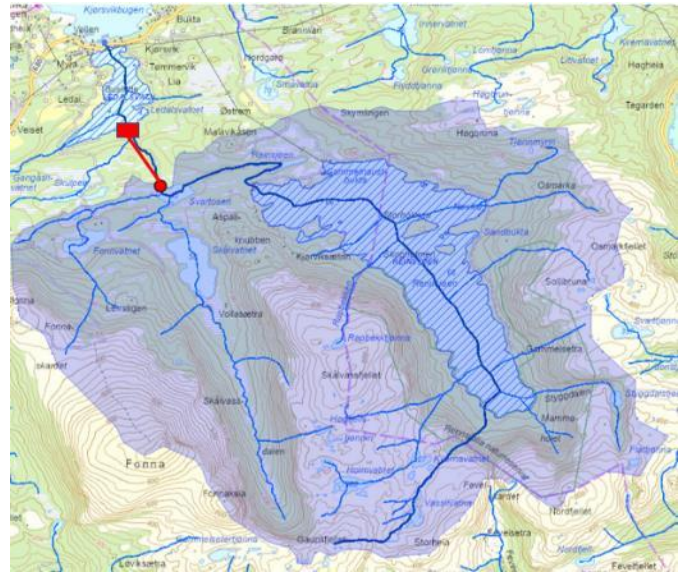
Oppdemningsmulighet Ja

## 17.6 Aure Nord

### 17.6.1 Ledalselva

Nedbørsfelt	<b>31,7</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>1,24</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>38</b>	m
Estimert effekt	<b>324</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>2,8</b>	GWh

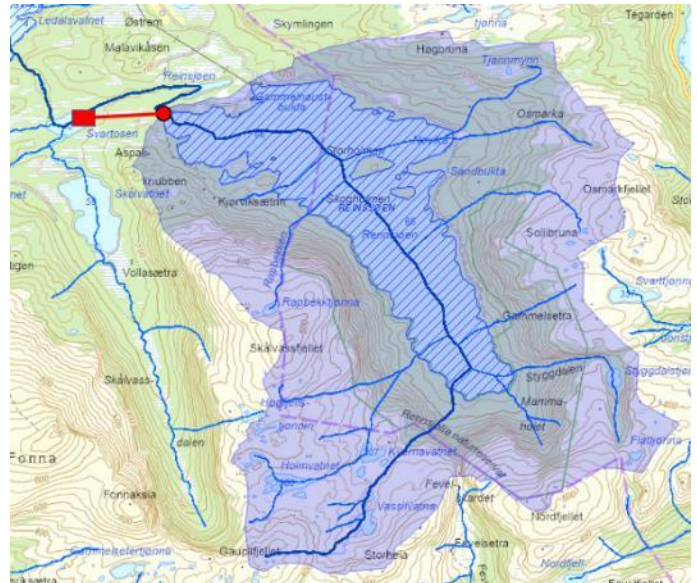
Oppdemningsmulighet Ja



### 17.6.2 Reinsjøelva

Nedbørsfelt	<b>19,0</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,75</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>24</b>	m
Estimert effekt	<b>123</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>1,1</b>	GWh

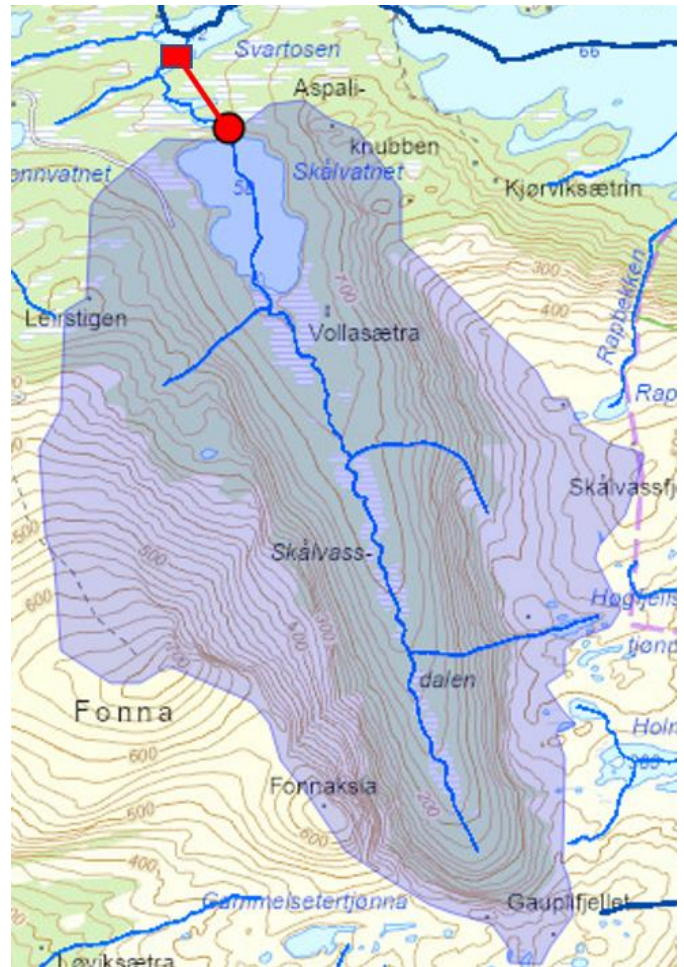
Oppdemningsmulighet Ja



### 17.6.3 Ledalssaga / Lonene

Nedbørsfelt	<b>7,5</b>	km <sup>2</sup>
Middelvannføring	<b>0,32</b>	m <sup>3</sup> /s
Utnyttbar fallhøyde	<b>16</b>	m
Estimert effekt	<b>35</b>	kW
Estimat årsproduksjon	<b>0,31</b>	GWh

Oppdemningsmulighet Ja



## 18 Metodikk

### 18.1 Datakilder

**Nedslagsfelt for nedbør samt estimerer for avrenning** er hentet fra NVE sitt kartverktøy NEVINA<sup>38</sup>.

**Fallhøyde** er estimert ved kotehøyder fra kart.

**Rørgatelengde** er løselig estimert fra kart.

### 18.2 Kostnadsestimering

#### 18.2.1 Anleggskostnader

Anleggskostnadene er estimert ved hjelp av NVE-rapport "Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 MW)" som sist ble oppdatert med kostnadsnivå per 1. januar 2015. Dernest er prisene indeksjustert til 1. januar 2023 ved hjelp av indekser publisert av NVE<sup>39</sup>

Kostnadselement	Indeks 2015	1/1	Indeks 2023	1/1	Korreksjonsfaktor
Maskin	1,46		2,09		1,43
Elektro	1,36		1,97		1,45
Bygg generelt	2,13		2,99		1,40
Dammer	1,79		2,59		1,45

Rørgate er indeksregulert som for Maskin.

Anleggskostnadsestimatene antar Francisturbin for anleggene med lave fallhøyder (hvor Kaplan kan være aktuelt).

#### 18.2.2 Kostnad per års-kWh

Tabellen i avsnitt 6.7 angir "Kostnad per års-kWh".

Dette er totalt estimert anleggskostnad (ref avsnitt 18.2.1) dividert med estimert årsproduksjon.

### 18.3 Effekt og energi

Den teoretisk tilgjengelige effekten av vann som passerer en vannkraftturbin er gitt av:

$$P[kW] = H[m] * Q \left[ \frac{m^3}{s} \right] * g$$

hvor

- P er effekt i kW

<sup>38</sup> <https://nevina.nve.no/>

<sup>39</sup> <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/kostnadsgrunnlag-for-vasskraftverk/>

- H er fallhøyden i meter
- Q er slukeevnen i m<sup>3</sup>/s
- g er tyngdens akselerasjon (9,81 m/s<sup>2</sup>)

Faktisk levert effekt fra kraftverket vil være lavere, fordi ulike tap må regnes inn. De vesentligste er:

- **Generatortap**
- **Turbintap**, fordi turbinhjulet ikke klarer å gjøre om all kraften i det passerende vannet til dreiemoment på turbinens aksling. Vi snakker gjerne da om turbinvirkningsgraden. Ulike turbintyper har ulik evne til å tilpasse seg varierende vanngjennomstrømming, turbinvirkningsgraden er derfor ikke konstant.
- **Rørtap** som i hovedsak skyldes friksjon mellom vannet og trykkrøret

Vi har her gjort en forenkling ved å slå sammen alle disse tapsfaktorene til en **totalvirkningsgrad  $\eta$**  som vi i alle estimatene har satt til 70%. Den forrige ligningen blir da modifisert til:

$$P[kW] = H[m] * Q \left[ \frac{m^3}{s} \right] * g * h$$

Energi er effekt multiplisert med tid, og vi finner anleggets estimerte årsproduksjon ved å multiplisere effekten med antall driftstimer per år:

$$E [kWh] = P [kW] * t [h]$$

hvor

- E er energiproduksjonen i kWh
- P er effekten i kW
- t er antall driftstimer per år

Dessuten brukes begrepene

- Megawattimer: 1 MWh = 1 000 kWh
- Gigawattimer: 1 GWh = 1 000 MWh = 1 000 000 kWh
- Terawattimer: 1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh

## 18.4 LCOE – Levelized Cost Of Energy

LCOE er en beregning av kostnaden for å produsere hver kWh over anleggets levetid. Dette vil også være kraftprisen som trengs for at prosjektets nåverdi skal bli null. Dersom kraftprisen er høyere enn estimert LCOE vil altså prosjektet kunne anses som økonomisk lønnsomt.

Beregning<sup>40</sup>:

$$LCOE = \frac{\text{Sum av kostnader over levetiden}}{\text{Sum av produsert energi over levetiden}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

hvor:

- $I_t$  : Investeringskostnader i år t
- $M_t$  : Drifts- og vedlikeholdskostnader i år t
- $E_t$  : Energiproduksjon i år t
- $r$  : Diskonteringsrente
- $n$  : Anleggets forventede levetid (år)

## 18.5 Usikkerheter i estimatene

Estimatene gjort i denne rapporten er forenklete, men gir likevel et godt inntrykk av størrelsesordenen på småkraftressursene.

De viktigste forenklingene er:

- **Driftstid per år**  
Det er for alle anlegg antatt fullårsdrift ved nominell avrenning. Dette er antatt muliggjort ved at vannføringen reguleres ved oppdemming, se avsnitt 6.7.4. Fullårsdrift vil i mange tilfeller være en noe optimistisk antakelse. Ved en reell prosjektering kan man velge å dimensjonere anlegget annerledes, som kan gi lavere produksjon.
- **Fallhøyde**  
For småkraftverk som i prinsippet kan slippe vann til sjønivå er inntakets kotehøyde benyttet. Der kan være gode praktiske grunner til å plassere en kraftstasjonsbygning noe opp i terrenget, bort fra sjøkanten. Dette vil i så fall redusere produksjonspotensialet.
- **Tap i anlegg**  
Tapene i et vannkraftanlegg domineres av virkningsgraden på turbin og generator samt friksjonstap i rørgata. Stor rørdiameter gir mindre falltap, og ved en prosjektering vil det gjøres økonomisk kost/nytte vurdering for å beslutte økonomisk optimal rørdiameter.  
I estimering av anleggenes effekt er det benyttet en totalvirkningsgrad på 70% for å hensynta alle disse faktorene.
- **Rørgatelengde**  
Reell prosjektert rørgate basert på studie av terrenget kan bli noe lengre enn estimert (høyere kostnad).

<sup>40</sup> [https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized\\_cost\\_of\\_electricity](https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized_cost_of_electricity)

- **Rørdiameter**  
Estimerte anleggskostnader legger til grunn en rørdiameter som gir 4% falltap, som generelt er ansett som akseptabelt. <sup>41</sup>
- **Transportanlegg (anleggsveier etc)**  
Estimerte anleggskostnader omfatter ikke estimat av kostnad for anleggsveier etc, da et slikt estimat krever inngående kjennskap til de lokale forholdene.

---

<sup>41</sup> Forenklet formel for estimering av optimal rørdiameter, som angitt i "Guide on How to Develop a Small Hydro Site", European Small Hydropower Association (ESHA), 2004. Ligning (5.18)