

Erfaringer med sensorer i pilotene

En oppsummering av erfaringer med enkelte sensorteknologier i vannkraftverk

Marius Hauki, Å Energi Vannkraft, Truls Ditlefsen, Skagerak Energi,
Ørjan Elvatun Sikveland, NTE Energi, Martin Håberg, Helgeland Kraft og
Hans Christian Bolstad, SINTEF Energi



The Norwegian
Smartgrid Centre
c/o SINTEF Energi AS
Postboks 4761
Torgarden
7465 TRONDHEIM
Sentralbord: 45456000
Organisasjonsnummer
913 463 900

Rapport

Innovative og egnende nyere sensorer for kraftverksovervåking – erfaringer med sensorer i pilotene

En oppsummering av erfaringer med enkelte sensorteknologier i vannkraftverk

VERSJON

1.0

DATO

2024-11-30

FORFATTER(E)

Marius Hauki | Å Energi Vannkraft
Truls Ditlefsen | Skagerak Energi
Ørjan Elvatun Sikveland | NTE Energi
Martin Håberg | Helgeland Kraft
Hans Christian Bolstad | SINTEF Energi

PROSJEKT

SmartKraft

ISBN 978-82-693129-6-6

OM RAPPORTEN:

Rapporten har vært utarbeidet av SmartKraft som er et pilotprosjekt støttet av Enova og ledet av Smartgrid senteret. Bidragsytere har vært deltakende bedrifter med prosessstøtte fra SINTEF.

Dette er den tredje og siste rapporten i en serie om innovative sensorer. Den oppsummerer erfaringer med sensorer i pilotene i SmartKraft. Det gis også en kort beskrivelse av utformingen av de ulike pilotprosjektene, de viktigste målsettingene, metodikk og erfaringer som er gjort. Det henvises også til Rapport 1 og 2 som omhandler ulike fysiske sensorprinsipper og målestrategi.

KREDITERING FORSIDEBILDE:

Byafossen Kraftstasjon.
Bildet er NTE Energis eiendom og kan ikke kopieres eller brukes videre uten tillatelse.

Innholdsfortegnelse

1	Forord	4
2	Pilot Skagerak Kraft	5
2.1	Innledning	5
2.2	Valgt anlegg.....	5
2.3	Datakilder og sensorer	5
2.4	Arkitektur	5
2.5	Beregningsmoduler og input i piloten	6
2.6	Resultater og erfaringer	7
3	Pilot Å Energi	9
3.1	Innledning	9
3.2	Beskrivelse av pilot.....	9
3.3	Utfordringer	12
3.4	Resultater oppnådd	13
3.5	Kost/nytte betraktninger	13
3.6	Videre planer i vannkraft	13
4	Pilot NTE Energi	14
4.1	Innledning	14
4.2	Pilotanlegget	14
4.3	Infrastruktur og datakilder.....	14
4.4	Sensorer	15
4.5	Vibrasjonsovervåking.....	15
4.6	Termodynamisk tilstandskontroll	17
4.7	Utfordringer	19
4.8	Kost/nytte	19
5	Helgeland Kraft	20
5.1	Erfaringer med sensorer hos Helgeland Kraft.....	20
6	Referanser	21
7	Kreditering	21

Terminologi og forkortelser

Begrep	Forklaring/informasjon/betydning
3D	Tredimensjonal
Aggregat	En samlebetegnelse på enhetene turbin og generator.
aiKnow	Å Energi Vannkraft sitt IoT system for vannkraft
AI/ML	Eng: Artificial Intelligence og Machine Learning. Også benevnt på norsk som KI = Kunstig intelligens og Maskinlæring
Azure	En skytjeneste fra Microsoft
FMU	Functional Mock-up Interface (eller FMI) definerer et standardisert grensesnitt som skal brukes i datasimuleringer for å utvikle komplekse cyberfysiske systemer.
HMI	Eng: human-machine interface. HMI er et grensesnitt for menneske-maskin-interaksjon eller et operatørpanel.
IEC-104	IEC 104 eller IEC 60870-5-104 er en protokollstandard for telekontroll, telebeskyttelse og andre telekommunikasjonsfunksjoner for elektriske kraftsystemer.
IOT	Internet of Things
JPG	JPEG (ofte forkortet til JPG) er et elektronisk bildeformat utviklet av Joint Photographic Experts Group
Kaplan	Kaplanturbin er en vannturbin der løpehjulet er formet som en propell. Kaplanturbinen brukes for små og varierende fallhøyder og store vannføringer og mye brukt i elvekraftverk.
KI	Kunstig Intelligens
MET	Meteorologisk Institutt
NTU	Number of Transfer units. En dimensjonsløs parameter for forholdet mellom faktisk varmeoverføring og maksimalt mulig varmeoverføring for en varmeveksler.
NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
OPC UA	OPC UA er en åpent tilgjengelig, plattformuavhengig kommunikasjonsprotokoll. Ofte brukt til å styre og overvåke kontrollere fra et overordnet system som via SCADA eller HMI.
Pelton	En peltoneturbin er en vannturbin av impulstypen som brukes i vannkraftverk med stor fallhøyde.
PT 100	Pt-100-element er en temperaturføler som er basert på at den elektriske motstanden (resistansen) i metallet platina (Pt) forandrer seg med temperaturen. Klasse A har en nøyaktighet på +/- 0.15°C ved 0°C. (Se f.eks. NEK EN IEC 60751:2022)
SCADA	Eng: Supervisory Control and Data Acquisition. En betegnelse for systemer for styring og overvåking.
USN	Universitetet i Sørøst-Norge

1 Forord

Vannkraft er en av de mest pålitelige og bærekraftige kildene til fornybar energi. I takt med økende krav til energieffektivitet, sikkerhet og miljøhensyn, har bruken av sensorteknologi blitt stadig viktigere i anleggene. Gjennom nøyaktig overvåking og sanntidsdata muliggjør sensorer optimalisering av drift, tidlig varsling av feil samt forebygging av miljøskader.

De ulike sensorene må kunne operere under krevende forhold inkludert høy fuktighet, trykkvariasjoner og ekstreme temperaturer. Videre må de oppfylle strenge krav til datasikkerhet og integrasjon med eksisterende systemer. Det krever derfor kontinuerlig innovasjon og tilpasning av sensorteknologi hos det enkelte selskap for å møte kravene i en stadig mer digitalisert og automatisert energisektor.

I Rapport 1 [1] har vi beskrevet ulike typer sensorer og målebehov som finnes og teknologier som kan benyttes i vannveien og kraftverket. I Rapport 2 [2] er det beskrevet målemetodikker samt generelle måletekniske aspekter. Det er også beskrevet øvrige operasjonelle krav som må oppfylles for å sikre best mulig drift og vedlikehold inkludert forhold som kompetanse, sikkerhet og nettverkstilkobling.

I denne tredje og siste rapporten beskriver deltakende selskap i SmartKraft erfaringer de har hatt med bruk av sensorer i pilotene. Fokuset har ikke vært på sensorer i alle pilotene, men alle unntatt én pilot i SmartKraft har benyttet sensorer i uttestingen.



Figur 1 Tverråa kraftverk i Brønnøy kommune, som ble satt i drift i 2018 som en del av Tosbotn-utbyggingen. Foto: Helgeland Kraft Vannkraft

2 Pilot Skagerak Kraft

2.1 Innledning

Skagerak Kraft har gjennomført en pilot på Digital Tvilling for produksjonsoptimalisering sammen med selskapet EDR Medeso. Piloten er gjennomført på Grunnåi kraftverk. Det er implementert flere ulike fysikkbaserte beregningsmodeller for å vurdere tilstanden på utstyret ved et gitt kjøremønster.

Læringsmålet i piloten har vært å få erfaring med hvordan fysikkbaserte beregningsmodeller kan implementeres for eksisterende kraftverk. Man ønsket å evaluere hvordan modellene kan brukes som et verktøy for å vurdere skade, utmatting og beregne gjenværende levetid på ulike komponenter. Videre var det ønskelig å teste om modellene kan brukes til scenariotesting av fremtidige kjøremønstre for å vurdere kostnad ved ulike driftsmønstre.

Dette kapitlet tar for seg erfaringer med sensorer i piloten. For mer detaljert beskrivelse av piloten og erfaringer henvises det til «*Erfaringsrapport - Digital tvilling for produksjonsoptimalisering SmartKraft arbeidspakke 3.2*»

2.2 Valgt anlegg

Beregningsmodellene er implementert på Grunnåi Aggregat 2, som ble etablert som et forskningsaggregat da det ble ferdigstilt i 2019. Aggregatet har en installert effekt på 10,2 MW og en årsproduksjon på 11 GWh. Kraftverket har svært begrenset reguleringsgrad, noe som gjør at det er å anse som et elvekraftverk. Magasinet på om lag 0,21 Millioner m³ tømmes på litt over en time ved full produksjon. Turbinene er femstrålede Pelton-turbiner som reguleres av vannstanden i inntaksmagasinet og tilhørende tilsig.

2.3 Datakilder og sensorer

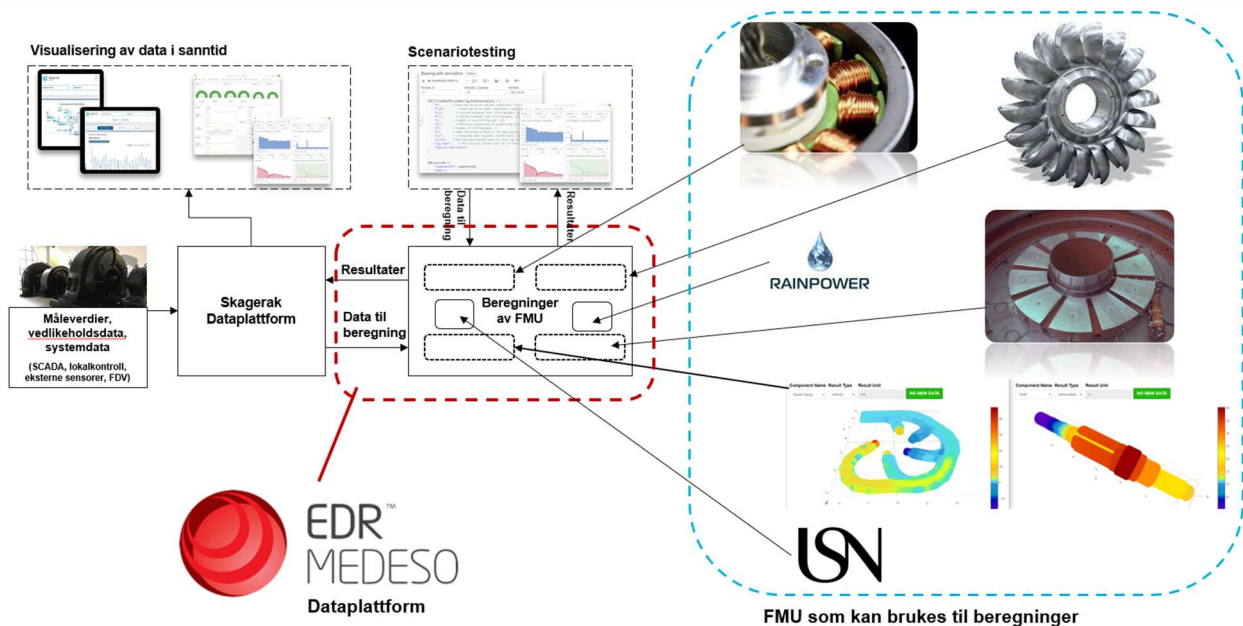
Datakildene til beregningsmodellene er SCADA-data og HydroCord. HydroCord er et produkt utviklet for å gjøre utvidet tilstandsovervåking av vannkraftmaskineri og tilhørende vannveier. Det ble anskaffet og installert på Grunnåi av selskapet Flow Design Bureau (FDB) før SmartKraft-prosjektet startet. HydroCord har høy intern samplingsrate og har tilkoblet noe tilleggsinstrumentering som ikke inngår i lokalkontrallanlegget.

HydroCord gjør enkle beregninger på tidsseriene og sender aggregerte verdier ved faste tidsintervall med maks, min, middelværdi, dominerende frekvens og amplitude. Verdier fra SCADA er basert på IEC-104 og inneholder dødbånd på tidsseriene. Felles for begge er at de hentes ut via OPC UA inn til dataplattformen i Microsoft Azure. Fordelen med å ha data i skyen i piloten er at det har vært enklere å dele data med eksterne brukere.

2.4 Arkitektur

I Figur 2 vises en prinsippskisse av dataflyten: Data samles inn fra kraftverkene inn til en felles dataplattform for Skagerak. Fra Skagerak sin dataplattform sendes utvalgte data videre til selskapet EDR Medeso hvor beregningsmodellene er installert som en FMU. Etter at beregningene er kjørt sendes resultatene fra beregningene tilbake til Skagerak dataplattform. Her kan data brukes videre og visualiseres for brukere. Ettersom de ulike beregningsmodulene er bygd opp som FMU, betyr det at en leverandør

trygt kan levere fra seg en modell på ulike komponenter uten å avsløre tekniske detaljer omkring hvordan den faktisk er laget.



Figur 2. Prinsippkisse av dataflytarkitektur med illustrasjon av beregningsmoduler

2.5 Beregningsmoduler og input i piloten

Tabell 1: Generiske modeller i Skageraks pilot

	Komponent	Beregningsmodell	Leverandør
Generiske modeller	Løpehjul	Spenning	EDR Medeso
	Løpehjul	Utmatting i sveis	EDR Medeso
	Løpehjul	Spenninger	Rainpower
	Generator/ Transformator	Restlevetid i viklinger	EDR Medeso
	Bærelager	Oljefilmtykkelse	EDR Medeso

Tabell 2: Spesifikke modeller for Grunnåi aggregat 2

	Komponent	Beregningsmodell	Leverandør
Spesifikke modeller for Grunnåi aggregat 2	Generator	Temperaturer i rotor og stator, både kjerne og viklinger	USN
	Turbin/Generator	Rotasjons hastighet	USN
	Aksling	Deformasjon	EDR Medeso
	Aksling	Spenninger	EDR Medeso
	Spiraltromme	Hastighet	EDR Medeso
	Spiraltromme	Erosjon	EDR Medeso

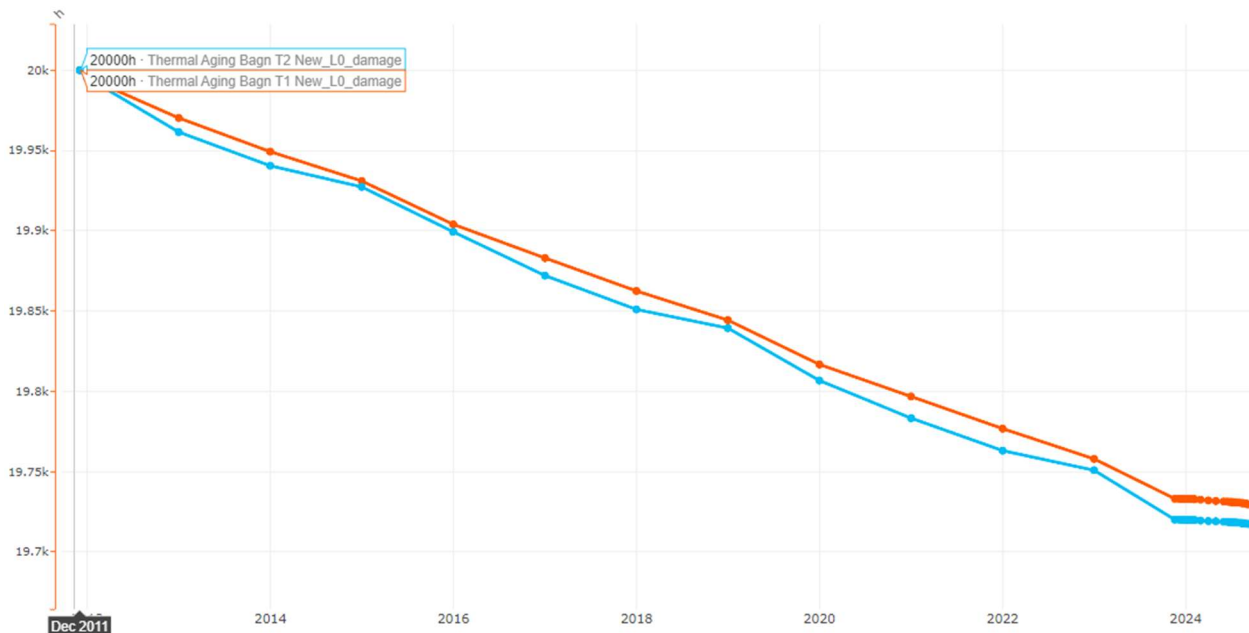
Tabell 3 Functional Mock Up datasensorinput, oppløsning og kilde.

Løpehjulspenninger - runner damage		
Sensorinput	Oppløsning	Kilde
Beregnet volumstrøm til aggregat	15 min	HydroCord
Beregnet fallhøyde	15 min	HydroCord
Nålposisjon	15 min	SCADA
Turtall	15 min	SCADA
Resultat	Modulkjøring	
Sigma [MPa]	Per døgn	
Løpehjulutmattning i sveis - weld fatigue		
Sensorinput	Oppløsning	Kilde
Sigma [MPa]	15 min	Løpehjulspenninger Modul
Resultat	Modulkjøring	
Nåverdi skade [D]	Per døgn	
Akkumulert skade [Sum D]		
Restlevetid i viklinger - thermal aging		
Sensorinput	Oppløsning	Kilde
Temperatur i statorvikling	15 min	SCADA
Temperatur i maskinsal	15 min	SCADA
Resultat	Modulkjøring	
Gjenværende levetid [h]	Per døgn	
Redusert levetid ved siste kjøring [h]		
Oljefilmtykkelse - tilted pad thrust bearing		
Sensorinput	Oppløsning	Kilde
Lagertemperatur bærelager	15 min	SCADA
Turtall	15 min	SCADA
Resultat	Modulkjøring	
Oljefilmtykkelse [μm]	Per døgn	
Redusert levetid ved siste kjøring [h]		

2.6 Resultater og erfaringer

Resultatene tilsier at det kan gi stor verdi med få sensorer og lite data. Flere av modulene har ingen krav til høy samplingsrate. Det har ikke vært behov for å bruke noen av de mer avanserte beregningene fra HydroCord til piloten. Modulene setter dermed høyere krav til nøyaktighet ved bruk av anleggsdata som input til modellene. *Thermal aging* er en modul som beregner restlevetid på isolasjonen i viklinger på generator og transformator. For denne modulen brukes det temperaturmåling fra sensorer i statorviklingene som input. Temperatursensorene er ikke plassert på det varmeste punktet i viklingene og det brukes dermed en «Hot-Spot»-faktor for å *estimere* hvor varmt det er på det varmeste punktet. Denne

faktoren kan oppgis av leverandør eller beregnes med en 3D-modell. Vi ser at verdien blir svært utslagsgivende for resultatet i beregningen.



Figur 3. Eksempel på kjøring av Thermal Aging for Bagn Kraftverk T1 og T2

Figur 3 viser et slikt eksempel med *Thermal Aging* for Bagn Kraftverk på T1 og T2 siste 12 år. Her er de første 11 årene kjørt én gang i året og deretter én gang i døgnet det siste året. Vi ser at forventet levetid for begge transformatorene starter på 20.000 timer i 2011 og går ned til 19.700 timer i 2024. Ifølge kjøringen er det da forbrukt kun 300 timer med levetid på 11år, det skal tilsi - om modulen har korrekte data - at vi har driftet transformatoren med lave temperaturer som ikke har påvirket levetiden betydelig.

Etter at alle modulene på Grunnåi var implementert ble det gjennomført en workshop hos Skagerak med flere av deltagerne i SmartKraft-prosjektet. Målet var å få innspill på hvilken verdi beregningene kan gi, hva de kan brukes til og hva som er lettest å oppskalere. Det ble her besluttet å oppskalere *Thermal Aging* modulen til alle generatorer og transformatorer Skagerak selv drifter. Bakgrunnen var at det er enkelt å fremskaffe alle parametere til modulen og vi har riktige målinger på alle våre anlegg. Utfordringen er at Skagerak startet innsamling av driftsdata i 2019 og dermed ikke har full historikk for hele driftsperioden til alle generatorer og transformatorer. Driftsdata ble dermed ekstrapolert bakover ved å repetere driftsmønsteret fra 2020 til 2023 bakover i tid til den datoen komponentene ble installert, selve beregningen ble deretter kjørt år for år.

Vi ser at resultatene fra beregningene i modulene kan ikke brukes som en fasit på levetid for komponent, men som et verktøy i verktøykassa for en ingeniør som skal vurdere tilstanden på en komponent har det absolutt sin plass. Modulene gir en god indikasjon på om komponentene har hatt større eller mindre driftsbelastning enn normalt. Eksempelvis vil en generator som har blitt kjørt på maks effekt en varm sommer med varme omgivelsestemperaturer og varmt kjølevann gi tydeligere estimert kortere levetid. Dette vil kunne vises i resultatet for en modul kjøring og ingeniøren vil kunne ta dette med i totalt vurderingen for tilstanden av komponenten.

3 Pilot Å Energi

3.1 Innledning

Glitre Energi gikk inn som deltaker i SmartKraft-prosjektet ved oppstart og piloten omfatter bruk av varmekamera og maskinlæring for å oppdage anomalier i hovedkomponenter i vannkraftverk. (Å Energi er det senere sammenslåtte selskapet som følger av fusjonen mellom Agder Energi og Glitre Energi).

Hovedgrunnen til at selskapet ønsket å pilotere bruk av varmekamera i SmartKraft er at det i mange tilfeller er vanskelig å plassere temperatursensorer på spenningsatte komponenter slik som transformatorer, bryteranlegg, generatorer osv. Ved bruk av varmekamera kan man fjern-avlese temperaturer på en sikker måte, samtidig som man får svært god arealmessig dekning rent måleteknisk med en enkelt sensor. Videre får man kontinuerlig overvåkning i stedet for stikkprøver som ofte tas på forskjellige tidspunkter i året.

AI/ML modellbasert anomalitetsdeteksjon i varmespekteret er ikke utbredt tilgjengelig som kommersielle produkter og det har derfor vært interessant å utvikle denne teknologien selv. Vi har valgt å legge selve AI/ML-modellene og beregningene i Å Energi sin Industri 4.0-teknologi som heter aiKnow. Dette har vi gjort slik at vi fritt kan velge leverandører av varmekamerateknologi og utvikle algoritmer med moderne programmeringsspråk. Dette er et ledd i selskapets modulære strategi for teknologiutvikling og pilotering.

3.2 Beskrivelse av pilot

Piloten til Å Energi er en termisk tvilling som sammenlikner en termisk modell med reelle målinger tatt med et stasjonært montert varmekamera i et virtuelt rutemønster. Hver rute inneholder en modell som sammenliknes med målinger i tilsvarende rute på kameraet, se Figur 4.

Hvis modellen og målingene ikke samsvarer så er det grunn til å anta at man kan ha en termisk anomalitet i det området som ruten dekker. Teknologien kan benyttes på en rekke forskjellige objekter og man kan bestemme hvor store rutene skal være. Bildet under viser innledende tester som ble gjort på et hydraulisk system der rutestørrelsen er forholdsvis liten (høy oppløsning).

Piloten er testet ut på en transformator som står på Pikerfoss kraftverk i Kongsberg-området. Målet er å kunne si om det er en unormal temperatur på objekter i en rute når man tar hensyn til last over transformatoren (strømstyrke), samt lufttemperatur og vanntemperatur som brukes til kjøling i stasjonen. Aktuelle objekter å overvåke kan være isolatorer, strømskinner, gjennomføringer osv., se Figur 5.

Flere modeller – mindre ruter – mer regnekraft kreves
Mindre ruter, mer finmasket deteksjon – mindre feil fra bakgrunn



Figur 4. Finmasket termisk tvillingmodell. En modell per rute.

Transformator i et vannkraftverk:
Koplingskinnene og isolatorene skal overvåkes (markert med gult)

Å
ENERGI



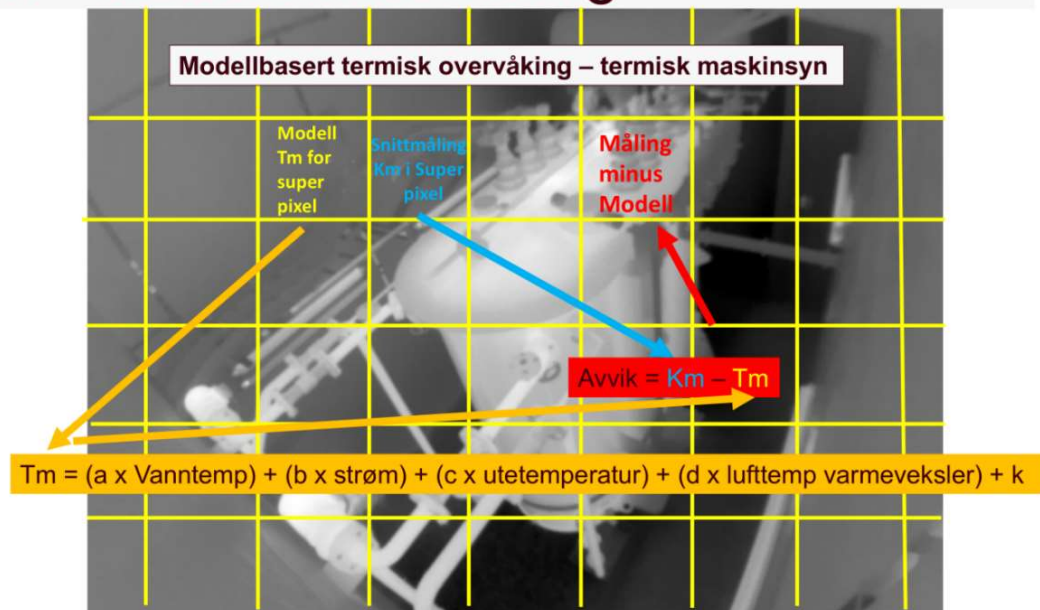
Figur 5. Aktuelle objekter å overvåke i piloten

Måleinstrumenteringen består av et varmekamera fra selskapet Flir som er laget for permanent montasje. Kameraet har optikk som slipper igjennom varmeenergi og tilpasser bildeutsnittet til det objektet man skal overvåke. Varmekameraet har et nettverksgrensesnitt (Ethernet) som gjør kameraet tilgjengelig på et dedikert og sikkert sensornettverk. Dataene fra kameraet er tilgjengelig både i Azure og på kontorlokasjonene og dermed i aiKnow IoT-systemet til Å Energi Vannkraft. Kameraet har et

webgrensesnitt der man kan hente ut et varmebilde som et JPG-bilde i råformat med et tilleggsfelt som inneholder kalibreringsinformasjon. Dette bildet lagres i Azure som en fil med tidsstempel. Bildet i råformat konverteres så til et varmebilde som er et bilde der hvert punkt (piksel) har en varmeverdi i grader C.

Modellene som kjøres på aiKnow-plattformen er lineære eller ML-modeller som er trent med data fra varmebildet i en normalsituasjon over en periode på ca. ½ år. Som nevnt over er det en modell per rute. Størrelsen kan justeres programmatisk. Det tas gjennomsnittsverdier fra hver rute. Har man 100 punkter i en rute så blir disse regnet ned til en enkelt snittverdi.

Avvik = Modell minus måling

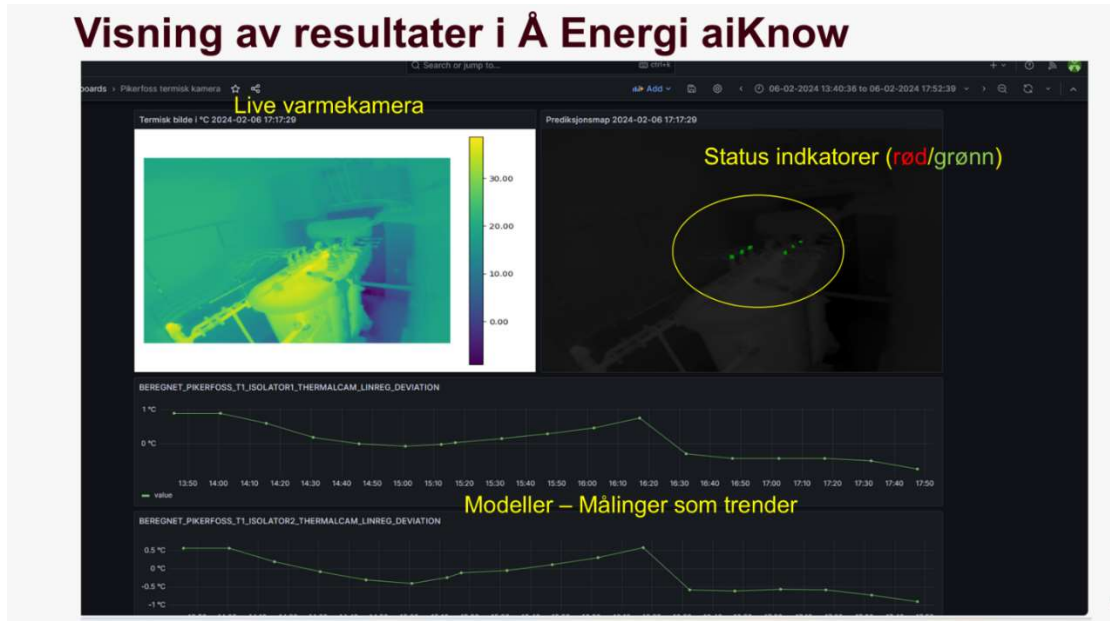


Figur 6. Modell sammenliknes med målinger i superpikselområder.

Modellene trenger strøm (last) over transformatoren og disse hentes fra aiKnow tidsseriedatabase. Vi trenger også ellevannstemperatur og utendørstemperatur og dette hentes fra aiKnow som først har hentet dette fra MET og NVE.

Et brukergrensesnitt viser varmebildet i gråskala med overlagt prikker i farger - som indikerer samsvar eller ikke samsvar mellom måling og modell - samt grafer som viser aktuell forskjell i grader mellom modell og måling. Dette gir den som overvåker objektet en rask måte å undersøke om noe er unormalt.

Visning av resultater i Å Energi aiKnow



Figur 7. Visninger av overvåkningen og status i Å Energi aiKnow 4

3.3 Utfordringer

Når man skal trene AI/ML modeller eller lineære modeller så er det viktig at treningen foregår med et datasett som har god kvalitet. I forbindelse med Å Energi sin pilot trenes mange modeller med data fra varmekameraet. Hver rute må ha en modell. En utfordring vi oppdaget var at varmekameraet flyttet på seg midt under treningsperioden. Dette skyldes at vi hadde benyttet glassfiberrør og et teleskopisk arrangement for å montere kameraet høyt nok og for å ivareta sikkerheten i transformatorrommet. Det viste seg at dette ikke var godt nok. Resultatet ble at vi fikk uforklarlige anomaliteter som ikke kunne forklares. Det viste seg at vi målte på forskjellige steder etter hvert som kameraet flyttet seg. Løsningen på dette ble at vi utarbeidet en forbedret montasjebrakett med vinkeljern som ble boltet i vegg.



Figur 8. Forbedret montasjebrakett til varmekamera

Andre utfordringer var at strømtilførselen på en kraftstasjon av og til får korte avbrudd dersom man går fra intern til ekstern forsyning og utstyret er tilkoplek ikke-prioriterte kurser. Dette forårsaket i vår pilot at kameraet ikke restartet etter et strømavbrudd og at vi måtte gjøre tiltak for å sikre at kameraet alltid kom i drift igjen etter et avbrudd.

Ytterligere utfordringer vi opplevde var at hvis superpiksel størrelsen er for stor så vil man kunne få med en kald vegg i bakgrunnen i den beregnede verdien for gjennomsnittstemperatur for en superpiksel. Da vil temperaturen kunne bli trukket ned. Det er derfor viktig at man justerer størrelsen på superpiksler til den aktuelle situasjonen. Vi eksperimenterte med forskjellige teknikker for å automatisk bestemme superpikselstørrelsen, forskjellige former på superpikselene (sirkulær, firkant, multikant osv).

Det ble også konstatert at enkelte dataserier fra MET og NVE ikke alltid er ubrutte slik at vi måtte håndtere dette. Å skrive inn null i temperatur tidsseriedata når man ikke har en gyldig verdi kan trekke gjennomsnitt ned, samt fore modellene med for lave temperaturdata, noe som vil kunne føre til for høyt normaltemperaturestimat.

Vi så i tillegg at dersom kjølespjeld åpnes, vifter starter, dører åpnes osv så kunne modellen vise feil. Det ble senere instrumentert opp med ytterligere sensorer: lufttemperatur i transformatorrommet og luftinntakstemperatur på oljekjøleren til transformatoren. (Denne transformatoren kjøles ved hjelp av en olje-til-luft kjøler som står i et separat rom. Det er derfor viktig å kjenne den reelle temperaturen på kjøleluften.)

3.4 Resultater oppnådd

Per august 2024 har piloten kjørt ganske stabilt over en forholdsvis lang periode. Vi ser at vi er i stand til å estimere transformortemperaturen ned til ca +/- 3 grader Celsius over lange perioder med noen avvik med ganske enkle modeller. Det er vist at konseptet virker som først tenkt og at vi har regnekraft nok til å kjøre slike overvåknings i produksjon på vår aiKnow 4 IoT- og overvåkningsplattform.

3.5 Kost/nytte betraktninger

For tiden er det lange leveringstider på transformatorer av en viss størrelse grunnet situasjonen i Ukraina og ettervirkninger etter koronapandemien. Et havari på en større effekttransformator vil kunne føre til betydelige økonomiske tap pga tapt produksjon og nedetid, spesielt på anlegg der det ikke er dublerede konfigurasjoner. Kostnadene for slik nedetid antas å langt overskride kostnadene på overvåkningssystemet som her er pilotert. Vi anser at kost/nytte-forholdet er betydelig.

3.6 Videre planer i vannkraft

Planene videre er å forbedre tilleggsinstrumenteringen, industrialisere programvaren, konfigurering og brukergrensesnitt og sette opp flere overvåknings. I første omgang er dette planlagt på enkelte prioriterte anlegg. På sikt planlegges det å vurdere investeringer på en større del av vår transformatorportefølje. Videre er det planlagt å også teste systemet på effektbrytere, børster og andre hovedkomponenter.

4 Pilot NTE Energi

4.1 Innledning

NTE har gjennomført en pilot for å finne relevante tilstandskontrollmetoder for hovedkomponenter i et kraftverk, og å bygge analyser på et lag over tilstandskontrollene. Formålet med analysene er å sammenstille ulike tilstandskontrollberegninger opp imot driftsdata som eksempelvis generatorlast - og dermed kunne varsle om avvik i god tid før eventuelle feil inntreffer. Hvilke hovedkomponenter som ble prioritert i piloten var basert på 1) gjennomgang av flere år med feildata og 2) hvilke feil som gikk igjen av en viss betydning. Hovedfokus for tilstandskontroll var vibrasjonsovervåking og termodynamiske analyser av kjøling.

I likhet med Skagerak benyttet også NTE HydroCord fra FDB til datainnsamling i tillegg til data som hentes fra SCADA. Det har ikke vært et samarbeid med Skagerak som gjorde at NTE gikk for løsninger fra FDB, dette er mer tilfeldig. Valget var basert på at FDB er et norsk selskap som leverer relativt åpne løsninger. I et prosjekt som dette ønskes det ha kontroll på så mange faktorer som mulig for å forstå resultatene; proprietære løsninger var derfor ikke ønsket.

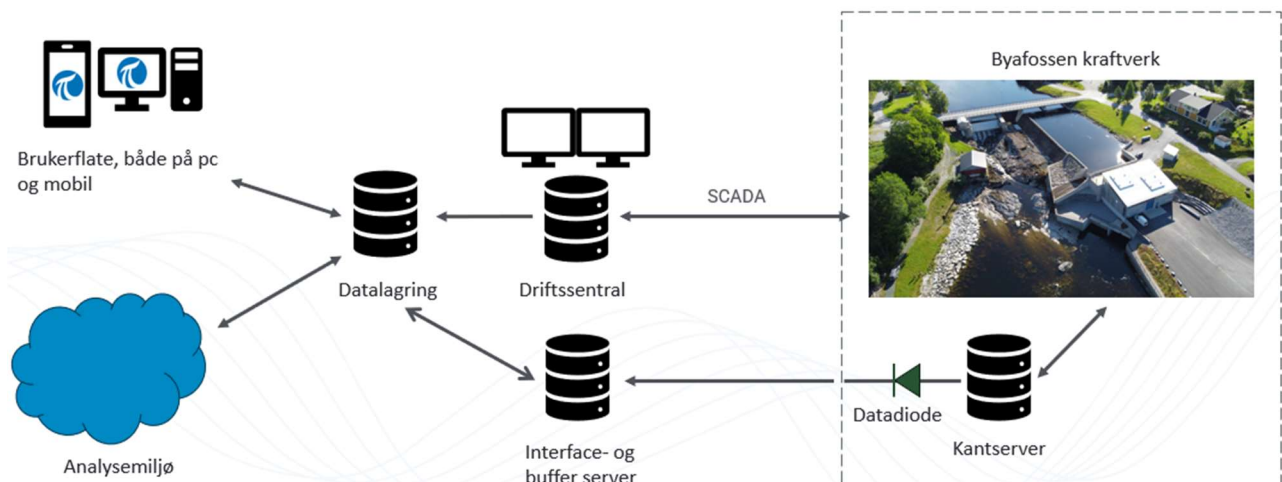
4.2 Pilotanlegget

Piloten ble avgrenset til Byafossen kraftverk. Dette er et elvekraftverk med vertikale Kaplan-turbiner som ble valgt grunnet nærheten til hovedkontoret til NTE, samt at kraftverket er lavt klassifisert og har dermed få begrensinger med hensyn på besøk. En annen viktig grunn for valget var at kraftverket har to like aggregat, som ga gode muligheter for sammenligning av analyseresultater underveis i prosjektet.

4.3 Infrastruktur og datakilder

Før piloten var SCADA den eneste kilden inn imot NTE sin datalagringsplattform. Henting av SCADA-data er i utgangspunktet en billig løsning for å tilgjengeliggjøre data for innsikt, beslutningstøtte og analyse ettersom dataene allerede finnes. Ulempen er imidlertid at kostnaden for å legge til sensorer i etterkant har høy enhetspris, da flere aktører må inn per transportsteg fra sensor og inn mot datalageret. Et annet forhold er at dødbåndet som komprimerer dataene via SCADA ikke er ønskelig på alle signaler.

I piloten ble det satt inn en kantserver i kraftverket for datainnsamling. På utsiden av denne er det plassert en optisk datadiode som sikrer enveistrafikk ut av serveren. Datatransporten fra serveren var mye enklere å sette opp enn via SCADA. Det var mulig å gjøre det slik da signalene lagt til i piloten ikke benyttes til styring. Ulempen er at man må fysisk på plassen for å nå kantserveren, dersom man ikke har etablert alternative veier i nettet for å nå serveren fra innsiden. I tiden systemet har vært i drift har det ikke vært nedetid på serveren, men det har flere ganger vært behov for å justere målområdene for sensorer eller endre andre parametere. I en pilot må det forventes en større andel tilpasninger enn ved gjennomføring av tilsvarende prosjekt i etterkant. Det har heller ikke vært prioritert å minimere antall besøk på grunn av lokasjonen til anlegget. Skulle man detaljplanlagt med hensyn på færrest antall besøk ville timeantallet til planlegging overskredet reisetid.



Figur 9. Infrastruktur for datatransport fra Byafossen kraftverk

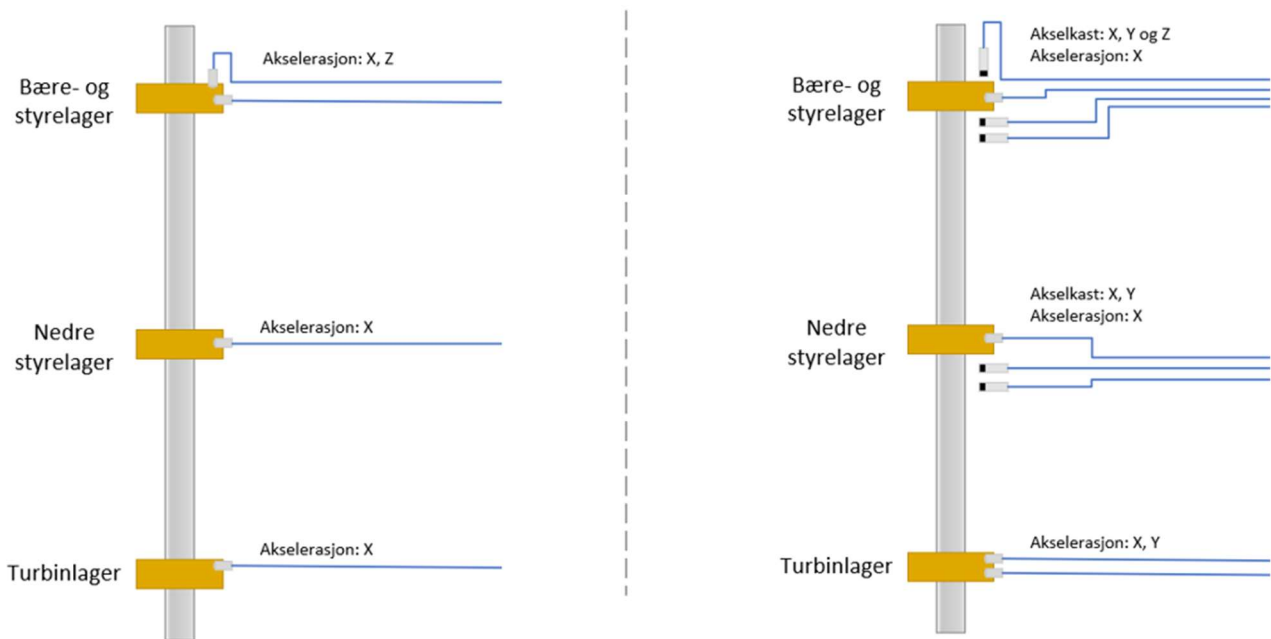
4.4 Sensorer

Sensorer montert i prosjektet ble hovedsakelig levert av selskapet MC-monitoring - en underleverandør av FDB. De ulike sensorene var avstandssensorer, akselerometre, fasegivere/hastighetssensorer, trykksensorer, amperemetre og PT100-elementer. Det ble også benyttet skilleforsterkere for kopiering av signal i styresløyvene for turbinbladene. Skilleforsterkerne blir i så måte betraktet som sensorer. Alle sensorene var kablede. Det ble også vurdert å montere trådløse sensorer, men det var for få sensorer som var egnet for trådløs overføring som inngikk i selve caset. Det å øke omfanget var ikke ønskelig da piloten var omfattende nok.

Alt av sensorer, maskinvare og programvare finnes kommersielt. Det vil si at de enkelte komponentene benyttet i prosjektet er kommersielt tilgjengelige, men at sammensetningen og kombinasjon av disse var skreddersøm.

4.5 Vibrasjonsovervåking

Byafossen kraftverk er kategorisert som småkraft og benytter flere kompakte løsninger. For vibrasjonsovervåking og vern var den opprinnelige installasjonen enkelt bestykket med kun akselerometre på lagrene. I piloten var det ønskelig å teste vibrasjonsovervåking utover det som er standard, både for små og store kraftverk. Det ble vurdert om man skulle hente data fra eksisterende vern inn mot HydroCord, i tillegg til å bestyke med avstandssensorer koblet direkte mot HydroCord. Grunnet proprietære vern med begrensede utganger ble en kombinert løsning vurdert som lite hensiktsmessig, og ville gitt dårlig kost-nytteverdi. I piloten ble det derfor montert vibrasjonssensorer i et eget parallelt system bestående av både avstandssensorer og akselerometre. For et større anlegg med mer konvensjonelle vibrasjonsvern ville man heller hentet målerverdier direkte fra vernet. Det er ganske vanlig at større vern har egne utganger for analog rådatatapping, og da kunne man oppnådd det samme uten en parallell installasjon. Til venstre i Figur 10 vises instrumentering til vernet og til høyre instrumentering som går mot HydroCord. Fasegiverne er ikke tegnet inn.



Figur 10. Skisse av vibrasjonssensorer mot vern (venstre) og mot HydroCord (høyre)

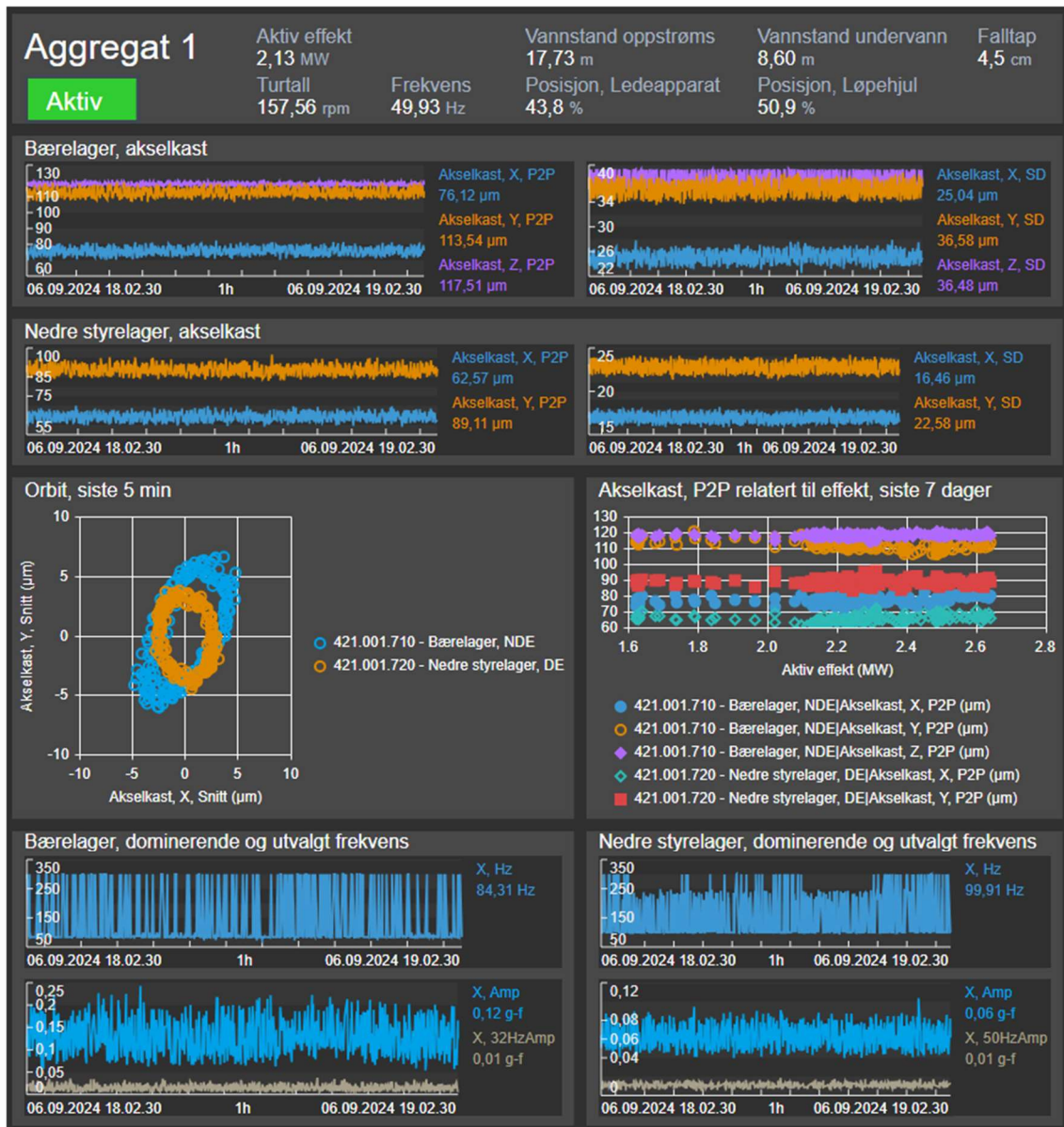
I HydroCord defineres det hvilke data som skal sendes ut. Disse publiseres hvert sekund på OPC UA og overføres deretter til datalagringsplattformen. For avstandsverdier sendes det ut den maksimale forskyvning fra topp til topp i hver retning og gjennomsnittlig avstandsfor skyvning per sensor.

Målesystemet registrerer og overfører den dominante målte frekvensen og tilhørende amplitude. I tillegg overføres amplitude for forhåndsdefinerte frekvenser som opptrer ved nominelt turtall som samsvarer med antall bærelagersegmenter, turbinblader, pøltall, ruller i turbinlageret. Ledeskovlens passeringfrekvens er også en aktuell frekvens, men den ble ikke forhåndsdefinert da det er den mest dominerende frekvensen i normal driftstilstand.

Det er kun 1. ordens frekvenser som er valgt ut til publisering på OPC UA, men det kan være aktuelt å legge på 2. ordens og 3. ordens frekvenser senere. Dominerende frekvenser kan opptre med høyeste amplitude over 1. orden, men amplituden er normalt avtagende ved stigende orden. En utvalgt frekvens er ikke kun den eksakte frekvensen, men et smalt bånd rundt den valgte frekvensen. For de fleste frekvensene er det valgt ut et bånd på +/- 2% av verdien, for å hensynta mindre turtallsendringer.

I Figur 11 er det visualisert hvordan akselen roterer med et 1. ordens orbit, men dataene er basert på gjennomsnittlig forskyvning. Dette er ikke representativt for fysiske lagerklaringer ettersom det er gjennomsnittsverdier. Det skal jobbes med å se hvordan det heller kan sendes ut flere faktiske X-Y koordinater per sekund for presentasjon av et mer reelt orbitplot. Det ønskes ikke å sende disse kontinuerlig grunnet datamengden. Utsendelse blir betingelsesstyrt av f.eks. brudd på analysegrenser og viktige sekvenser som start og stopp. Det kan da også sendes ut større datamengder periodevis, eksempelvis noen få akseleotasjoner hvert femte minutt for overvåking i normal driftstilstand.

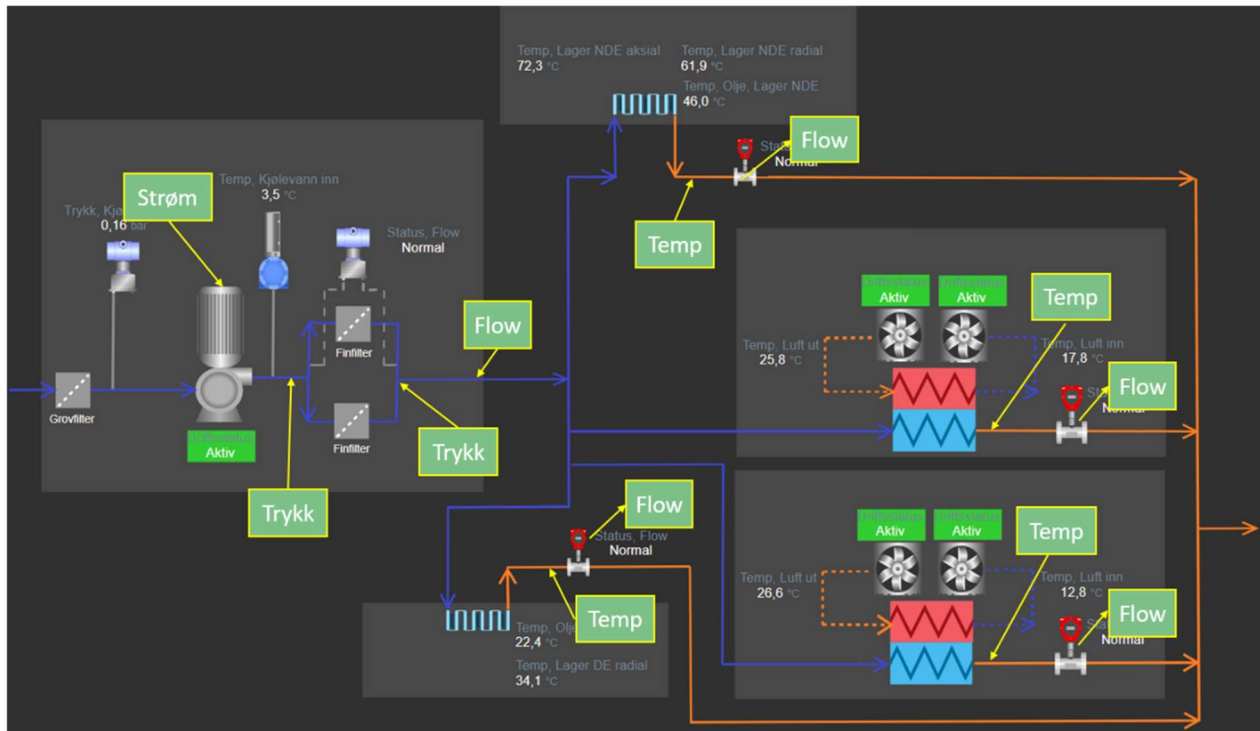
Det er per dags dato ikke satt på noe filtrering eller komprimering på dataene som sendes ut, men målte verdier for trykk, temperatur og strøm i ampere komprimeres i datalagringsplattformen. Vibrasjonsdata har ikke komprimering. Hvilke endelige komprimeringsvalg som blir tatt avhenger av analysene.



Figur 11. Vibrasjonsdata for Generator 1 i datalagringsplattform

4.6 Termodynamisk tilstandskontroll

Til forskjell fra vibrasjonsovervåkingen sammenstilles data fra både SCADA og HydroCord i de termodynamiske tilstandskontrollene. De termodynamiske prosessene endres tregt, og kontrollanleggets dødbånd spiller derfor liten rolle for bruken av disse dataene. Nøyaktigheten er allikevel viktig, og måleavdrift kan ha en svært negativ betydning for tilstandsberegningene. Eksempelvis vil 1°C målefeil på vanntemperaturen inn på kjøleanlegg gi et høyt prosentvis avvik når den reelle temperaturredifferansen mellom innløp og utløp på en av de kjølte komponentene er rundt 10°C. Dødbånd på 0,1°C har i så måte liten betydning.

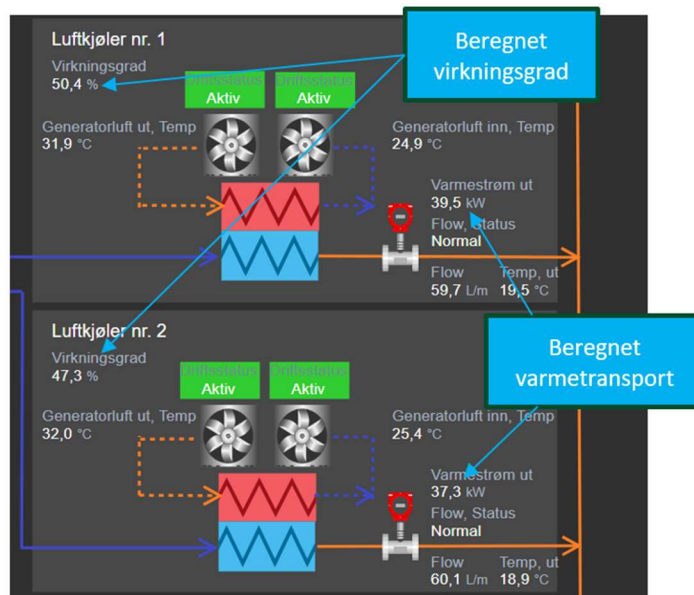


Figur 12. Prinsippskisse av kjølevannsanlegg

I kjølevannsanleggene ble det installert trykkmålere, termometerer (PT100-elementer) og strømmålere/ampere-metre. Det fantes allerede strømningsmålere, men det var kun digital utgang per instrument som var koblet mot kontrollanlegget, og ikke den analoge måleverdien som var ønsket til tilstandskontrollformål. Disse målerne hadde to programmerbare utganger. Utgangen som var ledig ble programmert til å gi ut måleverdi for strømming, som igjen ble koblet mot HydroCord. Alle måleverdiene som ble tilgjengelige fra kjølevannsanleggene ved disse endringene vises i de grønne boksene i prinsipp-skissen i Figur 12.

Måleverdiene fra opprinnelig og ny instrumentering inngår i tilstandskontroller på enkeltkomponentnivå, og aggregert opp på systemnivå. Sammenstilt med øvrige driftsparametere som ikke inngår direkte i tilstandskontrollene benyttes disse i analyser for å detektere avvik ved komponentene i kjølevannsanlegget eller komponentene de kjøler.

På komponentnivå ble det opprettet kalkulasjoner for virkningsgrad for pumpeaggregatene og luftkjølere. For lagrene ble dette for omfattende da avgrensning av hva som kan defineres som kjøler i et lager er utfordrende, all oljen i lagrene og oljens kontaktpunkter blir nærmest å betrakte som en oljekjøler. For lagrene ble det beregnet varmetransport ut av kjølerne. Varmetransporten beregnet sammen med last og lagerets temperaturer ble brukt som helseindikator for selve lageret. Varmetransport beregnes også ut av luftkjølerne hvor disse inngår i avviksdeteksjon for generatorviklingstemperaturer. I Figur 13 vises luftkjølere med virkningsgradsberegning og varmetransport ut av kjølerne. Ved lav virkningsgrad gis en alarm i skjermbildet.



Figur 13. Utsnitt i operatørskjerm bilde fra kjølesystemet

4.7 utfordringer

Behov for høy målenøyaktighet øker i mange tilfeller ved tilstandskontroller ned på enkeltkomponentnivå. Måleavvik som tidligere ikke har blitt fanget opp fikk stor betydning for virkningsgradmålingene på luftkjølerne på det ene aggregatet. Innløpstemperaturen på kjølevannet ble målt 1,6°C for høyt, og skulle ha vist 6°C ved et gitt tidspunkt. Avviket er lavt, men når utløpstemperaturen ved samme tidspunkt er rundt 20°C vil avviket i differansetemperatur over kjøleren bli prosentvis veldig høyt. Et måleavvik på +/- 0,2°C var forventningen som ble lagt til grunn for valg av instrument ved definisjon av tilstandskontrollen. Dette er innenfor nøyaktighetsområdet for et PT-100 element i klasse A. Et totalt avvik på +/- 0,5°C var høyeste grense som var akseptabelt for at tilstandsberegningen kunne benyttes. Dette inkluderer avvik i signalomforming og påvirkning av instrumentets plassering.

Det var vanskeligere enn forventet å få teknisk informasjon fra leverandørene om komponentene i anlegget. Som eksempel gjorde manglende NTU-verdi for luftkjølerne at beregningen måtte benytte en forenklet formel for kjølerens virkningsgrad. Har man allerede gjort seg disse erfaringene bør den type teknisk informasjon legges til som krav i kontraksunderlag for nybygg og rehabilitering. Dette er enkel informasjon å skaffe for anleggsleverandørene, men utfordrende å skaffe for kunden i ettertid.

4.8 Kost/nytte

Ved gjennomgang av feildata fra vedlikeholdssystemet fant prosjektgruppen ut at en betydelig andel feilregistreringer er relatert til opplagring og kjøling. En feil som inntraff på et veldig ugunstig tidspunkt kunne vært identifisert tidligere, og gitt et bedre handlingsrom for å ta aggregatet ut av drift ved en lavere kraftpris. Slike feil opptrer ikke ofte og det er vanskelig tallfeste reell kost/nytte ved å skalere opp overvåking som gjort i piloten på alle aggregat. Prosjektgruppen mener at det mest hensiktsmessige er å vekte kraftverk og aggregat ut fra hvilken betydning de har for selskapet, slik at betydning av uforutsett utetid på aggregater samsvarer med investeringen i overvåking.

5 Helgeland Kraft

5.1 Erfaringer med sensorer hos Helgeland Kraft

Helgeland Kraft Vannkraft AS er driftsansvarlig for 18 egne og 3 deleide vannkraftverk på Helgeland. Anleggene varierer i effekt fra 128 MW ned til 1,5 MW, og i et gjennomsnittlig år produserer disse kraftverkene til sammen om lag 1,7 TWh. Flere av produksjonsanleggene er veiløse eller har vanskelig tilkomst, og den kontinuerlige driften overvåkes av selskapet Vakinn gjennom deres driftssentral i Fauske.

Vannkraftverk er relativt teknisk kompliserte, og sensorer brukes til å skaffe informasjon om tilstand og mulig havarifare i generatorer, turbiner, transformatorer og tilhørende systemer. På Helgeland Kraft har tilnærmingen til instrumentering gjennom flere år vært preget av en nøktern holdning: det skal installeres tilstrekkelig med sensorer til å drive stasjonen på en god måte, men ikke noe mer.

Et nylig prosjekt illustrerer hvordan dette ambisjonsnivået spilles ut i praksis. De siste par årene har Grytåga kraftverk gjennomgått en større oppgradering. Med nytt aggregat og ny hovedtransformator ble maksimal effekt økt fra 48 til 62 MW, og den gamle stasjonen ble fullstendig modernisert med nytt kontrollanlegg og instrumentering. Sammenlignet med tidligere har det blitt installert en rekke ekstra sensorer som forbedrer overvåkingen på mange områder. I tillegg til seismiske vibrasjonssensorer på aggregatet og flere strømningsmålinger av kjølevannskretsen er det blant annet satt opp ekstra termometer for luft, kjølevann, olje, lager og transformator.

De nye temperatursensorene til transformatoren bruker fiberoptisk teknologi og henter ut en rekke temperaturer fra sensorer plassert inni selve viklingene. Kvaliteten på målingene har vært gode og vi ser på muligheten for å sette opp tilsvarende overvåking på flere lokasjoner. Systemet er levert av Qualitrol. De største utfordringene knyttet til nye sensorer har dreid seg om strømningsmålere for kjølevann. Det ble installert en mekanisk sensor, produsert av Eletta, og den viste seg at den stadig måtte renses på grunn av urenheter. Ultralydsensorer ble senere installert som erstatning, og disse har fungert så godt at ingeniørene endte opp med å sette opp flere enn de opprinnelig hadde planlagt.

Helgeland Kraft opererer med krav til minstevannføring i over halvparten av sine vassdrag. I sin tid ble ultralydmålere valgt på bakgrunn at de skulle være kostnadseffektive, enkle å vedlikeholde og ikke kreve ledeevne i vannet. Likevel har ultralydsensorene støtt på pålitelighetsproblemer. Sensorene står i miljøer med hard miljøbelastning, de blir druknet, utsatt for is og kondens, og de trenger flere meter med rett rørlengde uten svinger. I dialog med Scanmatic har problematiske ultralydsensorer blitt skiftet mot elektromagnetiske sensorer. Disse måler strømmingen ved å sende vannet gjennom et magnetfelt og måle den induerte spenningen på tvers. De nye sensorene er av typen Siemens Sitrans og har vist seg mye mer pålitelige i våre vassdrag.

6 Referanser

[1] Rapport 1 Innovative og egnede nye sensorer for kraftverksovervåkning, del 1 av 2 (2023)

https://smartgrids.no/app/uploads/2024/01/SmartKraft_rapport_AP2.1_1_innovative_og_egnede_nyere_sensorer_for_kraftverksovervakning.pdf

[2] Rapport 2 Innovative og egnede nye sensorer for kraftverksovervåkning, del 2 av 2 (2023)

https://smartgrids.no/app/uploads/2024/01/SmartKraft_rapport_AP2.1_2_innovative_og_egnede_nyere_sensorer_for_kraftverksovervakning.pdf

7 Kreditering

Forfatterne ønsker å takke prosjektdeltakere fra øvrige arbeidspakker i SmartKraft for gode innspill, bidrag og kommentarer under utarbeidelsen av denne rapporten.



SmartKraft er et pilotprosjekt del-finansiert av Enova gjennom Klima- og energifondet i perioden 2021 til 2025.

Det overordnede målet med SmartKraft er uttesting og implementering av nye digitale verktøy for tilstandsovervåking, prediktivt vedlikehold og driftsoptimalisering i vannkraftverk.

SmartKraft samler vannkraftprodusentene Statkraft, Skagerak Energi, Sira-Kvina Kraftselskap, NTE Energi, Å Energi, Hafslund Eco, Hydro, TrønderEnergi, Akershus Energi og Helgeland Kraft.

Fornybar Norge og The Norwegian Smartgrid Centre tilrettelegger for pilotering av ny energi og klimateknologi med bistand fra SINTEF Energi for prosessledning. The Norwegian Smartgrid Centre er prosjektleder og ansvarlig for prosjektet ovenfor Enova.

<https://smartgrids.no/smartkraft/>