

Innovative og egnede nyere sensorer for kraftverksovervåkning

En veileder ved valg og implementasjon av
sensortechnologi i vannkraftverk: Del 1 av 2

Marius Hauki, Glitre Energi, Truls Ditlefsen, Skagerak Energi,
Ørjan Elvatun Sikveland, NTE Energi og Hans Christian Bolstad, SINTEF Energi



Rapport

Innovative og egnede nyere sensorer for kraftverksovervåkning

En veileder ved valg og implementasjon av sensorteknologi i vannkraftverk: Del 1 av 2

VERSJON

1.0

DATO

2022-06-30

FORFATTER(E):

Marius Hauki | Glitre Energi,
Truls Ditlefsen | Skagerak Energi,
Ørjan Elvatun Sikveland | NTE Energi,
Hans Christian Bolstad | Sintef Energi

PROSJEKT

SmartKraft

ISBN

978-82-693129-4-2

OM RAPPORTEN

Denne rapporten har som formål å gi en kortfattet introduksjon samt være en håndbok og oversikt over noen utvalgte målestrategier og metoder i vannkraftverk.

Den omhandler ulike sensorer for bruk i vannkraftverk og er tett koblet med rapport del II som omhandler målemetodikk.

Håndboken har vært utarbeidet av prosjektet SmartKraft som er et prosjekt støttet av Enova og ledet av Smartgridsenteret. Bidragsyttere har vært deltakende bedrifter med prosessstøtte fra SINTEF.

Rapporten er ment som en praktisk veileder og skrevet med basis i egen erfaring og kunnskap hos de enkelte bidragsyttere fra deltakende bedrifter.

KREDITERING FORSIDEBILDE:

Å Energi Vannkraft pilot: termisk maskinsyn for overvåking av komponenter i kraftverk. Bildet er Å Energis eiendom og kan ikke kopieres eller brukes videre uten tillatelse.

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon	4
2	Behovet for sensorer og sensorteknologi	5
2.1	Tradisjonelle sensorbehov	6
3	Ulike rasjonaler for sensorinvesteringer og sensorbehov	10
4	Innovative og aktuelle sensorteknologier for vannkraft og deres bruksområder	14
4.1	Fiber Bragg sensorer	14
4.2	Partikkeltellere	15
4.3	Gassdeteksjon	16
4.4	Vibrasjon, slag og spenninger	18
4.5	Vann og snømålinger	20
4.6	Elektromagnetiske og akustiske målinger	22
4.6.1	Elektriske feil	22
4.6.2	Feilstrøm som forårsaker elektromagnetisk felt	22
4.6.3	Feil som forårsaker utsendelse av akustisk energi	22
4.6.4	UHF / VHF deteksjon av feil	23
4.6.5	Akustisk deteksjon av feil	24
4.6.6	Deteksjon vha. analyse av elektriske strømmer til og fra komponenter og jordpunkter	25
4.7	Termiske målinger	25
4.8	Børsteovervåking	26
5	Oppsummering og refleksjoner	27

Terminologi og forkortelser

Begrep	Forklaring/informasjon/betydning
AI	Artificial Intelligence, kunstig intelligens
DGA	Dissolved Gas Analysis – Måling av gassopløsning
FPGA	Field Programmable Gate Array. Programmerbar parallell arkitektur for raske beregninger.
FTIR	Fourier Transform InfraRød analyse
IoT	Internet of Things
IR	Infrarødt. Lys/varmestråling med bølgelengde fra 760–780 nm opp til ca 1 mm
Lora (eller Lora Wan)	Long range Radio Wide Area Network. Bygger på tradisjonell radioteknologi mellom enheter i nettverk. Enhetene benytter 868 MHz som standard, men 433 MHz kan også benyttes (såkalt åpne ISO-bånd)
Maskindirektivet	https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-05-20-544
ML	Machine Learning, maskinlæring.
NB-IoT	Narrowband Internet of Things. En laveffekt kommunikasjonsstandard.
NPV	Nåverdi (Eng: Net Present Value)
PAS	Foto Akustisk spektroskopi (Eng: Photo Acoustic Spectroscopy)
PD	Elektriske delutladninger (Eng: Partial discharge, PD)
PQ Kurve	Power-Discharge (P-Q) kurve
PT100	Platina basert temperaturføler med 100 Ohms motstand ved 0 grader C
RPM	Rotasjon pr minutt (Eng: Rotation Pr Minute)
SHOP	SHOP er et programverktøy utviklet av Sintef som brukes til korttids produksjonsplanlegging, typisk en til to uker frem i tid, og som spesielt fokuserer på optimal bruk av vannkraftressursene.
SHyFT	Open-source programvare for tilsigsprognosering som vedlikeholdes av Statkraft. Koden er en videreutvikling av ENKI-programvaren for fordelt hydrologisk modellering som ble finansiert av Statkraft og utviklet ved SINTEF Energi.
UHF	Ultra High Frequency (del av elektromagnetisk spektrum)
UV	Ultrafiolett. Lys med bølgelengde i området 100 – 400 nm
UWB	Ultra-WideBand (Radar-teknologi)
VHF	Very High Frequency (del av elektromagnetisk spektrum)

1 Introduksjon

Nye sensorer og innovasjon innen sensorteknologi gir muligheter for et nivå av overvåkning og tilstandskontroll av kraftverk som tidligere ikke var mulig eller var for kostbart. Bedre tilstandskontroll kan også være med på å hindre katastrofale feil og redusert forsyningsikkerhet. Digitaliseringen av kraftsektoren krever også hele tiden nye og bedre sensorer for å dekke nye behov for informasjon, overvåkning og muligheter blant annet ved maskinlæring.

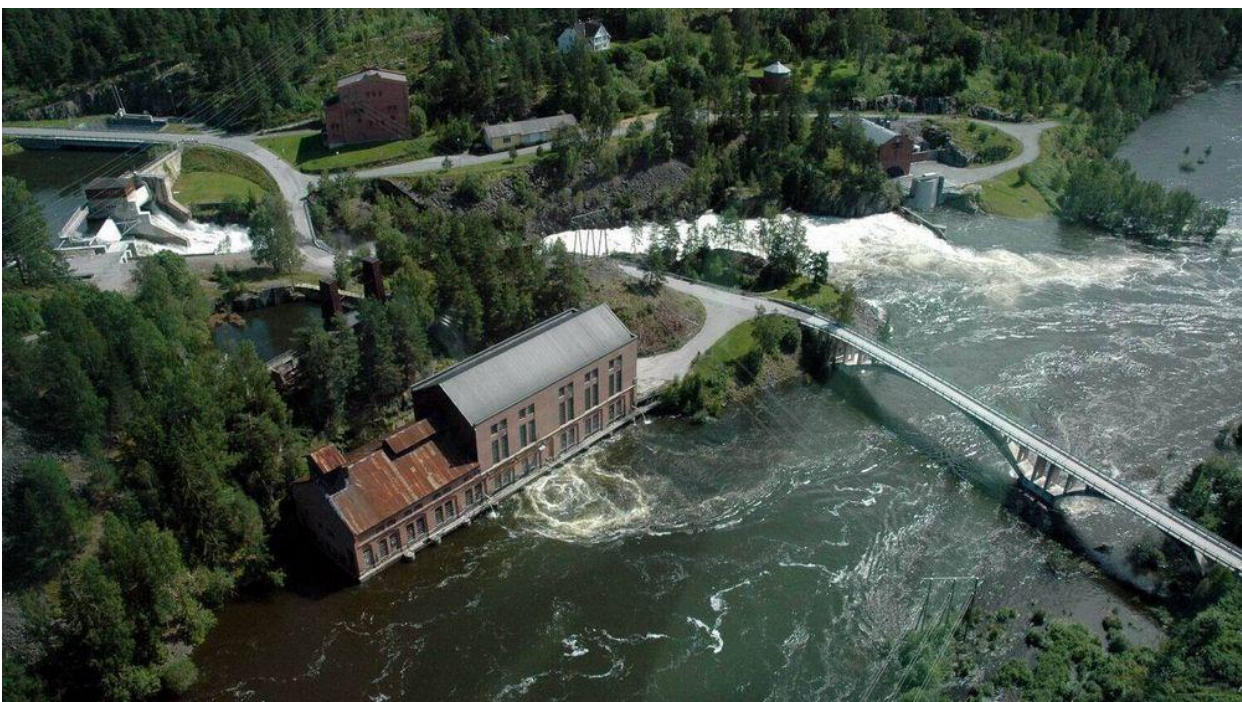
Intensjonen er at denne rapporten vil gi en kortfattet introduksjon og veiledning til kraftselskaper som ønsker å gjøre en vurdering av nye sensorsystemer. Det gjelder både sensortyper, behov, teknologireferanser, bruksområder og vurderinger rundt kompetanse, kost/nytte og andre implementasjonsaspekter. Erfaringer med ulike sensortyper hos deltakerne er en aktivitet som senere vil bli gjennomgått, drøftet og dokumentert i SmartKraft.

I kapittel 2 gis en oversikt over eksisterende og tradisjonelle sensorløsninger i de ulike deler av et vannkraftverk.

I kapittel 3 beskrives noen typiske årsaker og begrunnelser for å ville utvide sensorsystemene i et kraftverk.

I kapittel 4 gis en gjennomgang av nyere, innovative teknologier som kan være med på å styrke og forbedre datagrunnlaget.

I kapittel 5 gis en kortfattet oppsummering og refleksjoner.



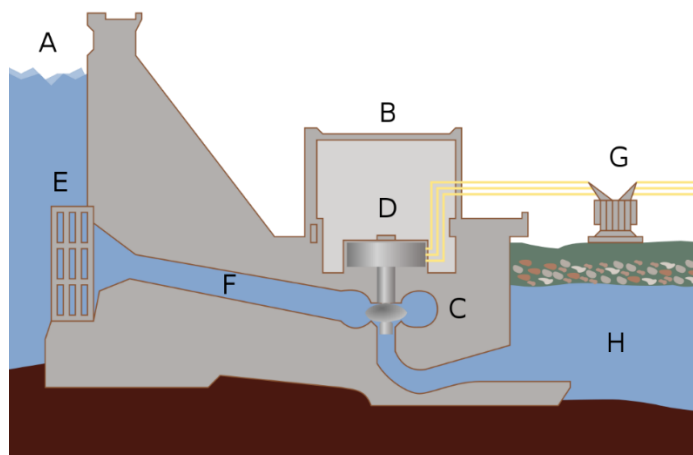
Figur 1 Glitre Energi sitt elvekraftverk Gravfoss i Modum (Kilde : Glitre Energi AS)

2 Behovet for sensorer og sensorteknologi

Et vannkraftverk består av tusenvis av komponenter som skal spille perfekt sammen for at det skal virke¹. Elvevannet som demmes opp i dammen for å skape høydeforskjell slippes gjennom turbinen. Turbinen driver den elektriske generatoren via en akse. Generatoren dytter elektroner gjennom transformatoren som igjen dytter elektroner med høyere potensial ut på nettet. Nettet fører den elektriske energien fram til deg som forbruker. I tilknytning til disse hoveddelene i kraftverket, er det avanserte styre-, kjøle-, smøre- og opplagringssystemer som alle må virke perfekt for at kraftverket skal virke.

De fleste vannkraftverk ble designet for mange tiår siden og for å fungere under andre forhold enn de som kreves for dem i dag. Den massive penetrasjonen som i senere år har kommet fra variabel sol- og vindgenerering gir også utfordringer for det elektriske kraftsystemet. Det er derfor nødvendig med en stor grad av overvåkning av de ulike systemene.

Maskinlæringsalgoritmene som i dag utfører overvåkningen, bruker data fra sensorer. Sensorene blir også ofte kalt «følere» på norsk. Og det er nettopp det de gjør: de føler på «noe» vi vil vite. Det kan være temperatur på kjølevann, vibrasjon i turbinakselen, trykk på smøremedium, strøm og spenning i transformatoren osv. Så sendes disse dataene som tidsserier opp i maskinlæringsalgoritmene. Vi kan ha flere titusen målinger som kommer inn hvert sekund, en oppgave som vi som mennesker må ha datakraft for å håndtere.



Figur 2 Et vannkraftverk, eller vannenergiverk, vist sterkt forenklet for et elvekraftverk der demning og kraftstasjon er del av samme bygningskonstruksjon. Vannets potensielle energi omformes til kinetisk energi i turbinen som driver generatoren [Wikipedia², CC:BY]

Figur 2 viser en oversikt over hovedelementene i et typisk vannkraftverk. Hoveddelene er: A – inntaksmagasinet og B – kraftstasjonen. Videre er: E – varegrinden som forhindrer fremmedlegemer å komme inn i turbinen, F – tilløpstunnelen, C – turbinen, D – generatoren, G – tilhørende transformator som får spenningen opp til et nivå passende for overføringsnett og H – avløpet der vannet føres tilbake til vassdraget lenger ned eller havet.

¹ <https://www.glitreenergi.no/konsern/digitalisering-og-maskinlaering-innen-vannkraft/>

² <https://no.wikipedia.org/wiki/Vannkraftverk>

2.1 Tradisjonelle sensorbehov

I alle vannkraftanlegg er det en serie med sensorsystemer som er nødvendig for å sikre god drift. Mange av disse sensorsystemene er godt etablerte og velfungerende. Samtidig er mange av sensorsystemene gamle løsninger. De oppfyller ikke dagens krav ved å være trådbundne, har langsom eller lav målerate, er store, dyre eller vanskelige å vedlikeholde og erstatte.

I denne seksjonen går vi gjennom de ulike tradisjonelle målebehovene langs vannveien i et typisk vann- eller elvekraftverk. Oversikten er ikke ment å være komplett, men å dekke de mest sentrale elementene i kraftverket. Hver seksjon i vannveien har ulike sensorbehov. For hver delseksjon vises en tabell med to kolonner som dekker målebehov og målemetode som forklart under.

Målebehov	Målemetode
Med målebehov menes bakgrunnen for at måling utføres, enten med hensyn på å unngå feil, eller å optimere drift eller forbruk. Eventuelt hvilken viktig driftsparameter man trenger i systemet.	Med målemetode menes en forenklet beskrivelse av hva som måles for å understøtte behovet, i form av måleprinsipp og sensortyper.

Målinger i damkonstruksjoner

Svekkelse av en damkonstruksjon kan føre til store ødeleggelser dersom det oppstår en dambruddsbølge og/eller oversvømmelser nedstrøms. For å kunne iverksette tiltak tidlig nok er det viktig å overvåke damkonstruksjoner kontinuerlig.

Målebehov	Målemetode
Poretrykk	Det brukes piezometer som måler hydrostatisk væsketrykk i ett gitt punkt i grunnen. For betongdammer måles oppløft og for fyllingsdammer måles falltap i kjernen og vannlekkasjer.
Lekkasjevannmåling	Lekkasje gjennom fyllingsdammer er normalt, men størrelsesforholdet på lekkasjen sier noe om tilstanden på konstruksjonen. Lekkasje måles med trykksonde, ultralydsensor eller piezometer nedstrøms eller i damkonstruksjon.
Forflytninger	Forflytning av fyllingsdammer avhenger av fyllingsgrad og endrer seg ved ulik vannstand. Forflytning over tid er normalt, men målingene gjøres regelmessig for å overvåke større endringer i konstruksjonen. Det måles mot faste målebolter med en totalstasjon.

Målinger i vannvei

Magasin. Overvåkning av krav om reguleringsgrenser LRV/HRV (Laveste/Høyeste Regulerte Vannstand), beregning av vannhusholdning i magasin inkludert forventet snøsmelting.

Målebehov	Målemetode
Snømåling	Snødybde måles med radar, men sier ofte ikke noe om vanninnholdet. Det måles også snøvannekvivalent, det er ofte utført med manuelle målinger eller kostbar snøpute.
Vannstand	Bruker trykksensor direkte i magasin eller via bruk av boblerør. Nøyaktighet på sensor er viktig for gode resultater.
Vannføring	Beregning av forbruk av vann (målinger gjennom turbin i kraftverk), beregning av tilsig inn til magasin / ut av magasin og minstevannføring.

	Bruker måling av vannstand sammen med vannføringskurve hvor det er manuelt målt vannføring på ulike vannstand.
--	--

Luker. Overvåking av tilstand og posisjon på luker.

Målebehov	Målemetode
Lukeposisjon	Lukeposisjon sammen med lukekurver gir gode beregninger på vannføring gjennom luke. Krever måling av vannstand i tillegg for å gi riktig kurve. Lukeposisjon har flere ulike målemetoder med bruk av posisjonsgiver eller antall omdreininger på lukestag.

Lensesystemer / pumper. Overvåking at lensekum ikke går i overløp.

Målebehov	Målemetode
Vannstand lensekum	Mest vanlig er flottør/nivåvippe, det brukes også trykksonde og ultralyd

Inntak og nedstrøms vannivåer og falltap.

Overvåking av produksjonstap som følge av begrensninger i vannveien.

Målebehov	Målemetode
Vannstand før og etter varegrind samt nedstrøms	Måling før og etter varegrind hjelper med å måle behovet for grindrensing. Måles med vannstandssensorer, gjerne trykibaserte eller flottør. Trykkmålinger i sjakt gjøres også. (Turbulens og dynamisk trykk kan føre til feilaktige vannstandsmålinger – sensorene bør derfor skjermes fra direkte vannstrøm).
Falltap varegrind	Beregnet verdi. Forskjell på vannstand før og etter varegrind.
Falltap aggregat	Beregnet verdi. Redusert effektiv fallhøyde. Beregnes ut ifra målinger fra vannstandssensorer på dam og på bakvann samt sjakttrykksmålinger.

Målinger i aggregat

Turbin driftstilstand.

Målebehov	Målemetode
Ledeapparat: - Stilling - Moment	Vinkelgiver, lineær posisjonsgiver Oljetrykkgivere (differansetrykk), streklapper
Turbinblader: - Stilling - Moment	Oljenivågiver, ekstern vinkelgiver Vibrasjonsmåler på sugerør Oljetrykkgivere (differansetrykk)
Pakkbokser / tettinger: - Vannstand turbinlokk - Spaltevannsmåling	Flottør (forvarsel og kritisk), ultralyd avstandsgiver (vann-nivå) Trykk, mengde for å ha kontroll på om tetningene fungerer og tilfredsstillende. Kjølevannsmengde dersom spaltevannet brukes til kjøling

Målinger i generator

Stator og statorvikling. Kontroll av overoppheting og skader på isolasjon og blikk.

Målebehov	Målemetode
Temperaturer	PT100 sensor for statortemperatur
Strøm	Utlesning av vern basert på strømtransformatorer
Spenning	Utlesning av vern som gjør spenningsmåling
Faseforskjell strøm-spenning	Utlesning av vern basert på strømtransformatorer og spenningsmåling kombinert

Rotor. Kontroll av overoppheting og skader på isolasjon samt børster og sleperinger.

Målebehov	Målemetode
Magnetiseringsstrøm	Utlesning av vern basert på strømtransformatorer
RPM	Pick up probe eller optisk spalte
Børstemotstand	Beregnet fra vernet ved å måle strøm per spenning

Opplagring/aksling. Kast, skjevhet og vibrasjon kan føre til kritisk havari.

Målebehov	Målemetode
Oljestrøm	Flowføler
Oljetemperatur	PT100-føler
Lagertemperatur	PT100-følere
Vibrasjon	Akselerometer, posisjonsføler kombinert med vern-enheten
Oljekvalitet	Regelmessige oljeprøver som analyseres av laboratorium

Målinger i kjøleanlegg

Overvåkning av kjøleanlegget er viktig for å sikre at generator og andre komponenter for tilstrekkelig kjøling og kan opereres normalt. God kontroll på kjøleanlegget tilsier at vi kan drifte anlegget bedre.

Målebehov	Målemetode
Varmevekslere	Kjølevannstemperatur inn tilsier forventet kjøleeffekt. Flere anlegg har utfordring på varme sommerdager med høy kjølevannstemperatur inn. Kjølevannstemperatur ut kan hjelpe til å beskrive kjøleeffekt Kjølevannstemperatur inn og ut måles med PT100-element.
Vannstrømning i kjølevannsystemet	Vannstrømning tilsier at det er sirkulasjon i kjølevannsystemet og at lager får kjøling. Ofte brukes kun enkle sensorer som gir et digitalt signal ut for å indikere om det er vannstrømning.
Filter	Det måles differansetrykk for å gi alarm ved tett filter. Det brukes trykksensor før og etter filter.
Vifter	Lufttrykk, og differanse i lufttrykk over kjøler
Lufttemperatur	PT100-element

Målinger i oljetrykksanlegg

Verifisere at oljetrykksanlegget fungerer som normalt og kunne oppdage lekkasjer på anlegget.

Målebehov	Målemetode
Oljenivå	Trykkmåling i reservoartank
Oljetemperatur	PT100-element plassert i reservoartank
Trykk	Systemtrykk ut på leveringslinje med trykkgiver
Strømning	Aktiverer en potensialfri kontakt ved oljestrømning over et gitt nivå

Målinger i elektrisk anlegg

Transformator. Kritisk komponent som i ytterste konsekvens kan eksplodere ved kortslutning internt i transformator. Det er derfor ekstra viktig med overvåkning på oljetilstand og temperaturer.

Målebehov	Målemetode
Temperatur	PT100-element
Gassreleutgang	Her brukes sensoren til å detektere gasser som løser seg opp i oljen ved feil og koples direkte til et oljeuttak. Ofte på faselederne
Strøm	Bruker strømtrafo med indirekte måling på fasene
Spenning	Bruker spenningstrafo med indirekte måling på fasene
Oljeprøver	Manuelle oljeprøver som sendes til analyse på laboratorium
Isolasjon/Isolator	Manuelt bruk av isolasjonstester med testspenning mellom fase og jord

Brytere / koblingsanlegg. Overvåkning av bryterstilling er viktig for å opprettholde god elsikkerhet og se hvilke komponenter som er under spenning, jordet eller annet. Oversikten brukes ofte av driftssentralen for å kunne gjøre riktig kobling av anlegget.

Målebehov	Målemetode
Stilling på brytere / koblingsanlegg	Endebrytere på posisjon med digitalt signal til kontrollanlegg

Vern overvåker flere ulike feilsituasjoner og er en viktig komponent for å koble ut elektrisk anlegg ved feil andre steder i anlegget eller direkte på en komponent.

Målebehov	Målemetode
Generatordata	Måling av strøm og spenning på faseuttak og nullpunktet. I tillegg måles rotorjord. Det brukes måletrafo for indirekte måling på fasene. Vernet er satt opp med flere ulike innstillinger for å detektere ulike feil i henhold til en releplan.
Linjevern	Måling av strøm og spenning med måletrafo for indirekte måling på fasene. Vernet er satt opp med flere ulike innstillinger for å detektere ulike feil i henhold til en releplan.
Differensialvern	Måling av strøm og spenning med måletrafo for indirekte måling på fasene. Vernet er satt opp med flere ulike innstillinger for å detektere ulike feil i henhold til en releplan.
Vern	Effektbrytere m.m. måler termisk overbelastning og kortslutning. Jordfeilovervåkning måler strømtrekk i jordsystemet.

Målinger i nødsystemer

Verifisere at nødsystemene er klare for drift ved behov.

Målebehov	Målemetode
Luftakkumulatorer	Trykkmåling
Nødstrømsforsyning <ul style="list-style-type: none"> - Aggregat - Batterier 	Potensialfrie kontakter for å indikere drift og feil Spenningsmåling for å verifisere tilstand på batteriene

Målinger i kontrollanlegg

Styrer og overvåker kraftverket.

Målebehov	Målemetode
Watchdogsignal	Signal som sendes fra kontrollanlegget for å verifisere at systemet fungerer som normalt

3 Ulike rasjoner for sensorinvesteringer og sensorbehov

Det er flere og mangeartede grunner til å vurdere nye sensorinstallasjoner. Disse vurderingene inkluderer kompleksitet og kompetanse som er nødvendig, investeringskrav, driftskrav og operasjonell og økonomisk nytte for det enkelte selskap. Vi omtaler noen av disse under.

Tidlig feildeteksjon

Vannkraftverk er designet med en lang levetid og har derfor ofte en aldrende infrastruktur. Et eksempel på dette kan være den elektriske infrastrukturen. Aldrende elektriske komponenter øker risikoen for strømbrudd og såkalte "brownouts". En brownout er et forsettlig eller utilsiktet spenningsfall i et elektrisk strømforsynings-system. Slike feil kan være kritiske for både samfunn og kraftprodusentene. Kraftprodusentene står derfor overfor tentativt kostbart ikke-planlagt vedlikehold og generelt økende kostnader for drift i sine anlegg.

Risikoen for strømbrudd og brownouts øker ikke bare som følge av at infrastrukturen eldes, men fordi det er mangel på automatiske systemer for å overvåke tilstanden til kritiske komponenter og utstyr. Som et eksempel kan væskelekkasje fra en transformator eller svikt/brudd i isolasjon forårsake overoppheting som igjen fører til feil. Uansett årsak, så vil en feil i en nettstasjon raskt føre til en rekke følgefeil som i sin tur kan lede til en stor feil hos private brukere, bedrifter og samfunnskritiske systemer som f.eks. banker, produksjonsenheter, kjøleanlegg, kommunikasjons-systemer og trafikkontroll. Kraftprodusenten selv kan også få store inntektstap og store utgifter for å få systemene opp å gå igjen. En liten feil kan derfor utvikle seg til å bli stor ganske fort, og delene i et kraftverk er som regel spesiallaget og kan ikke bestilles over disk. Oppstår et havari på en transformator så kan dette ta ca. ett år å utbedre³. Får man et alvorlig havari på en generator kan det hende at hele generatoren må heises ut av kraftverket og deler sendes til reparasjon et annet sted i landet eller i utlandet i enkelte tilfeller. Det kan ta et par år i verste fall å få kraftverket tilbake i produksjon igjen. Dersom man i stedet kan oppdage en liten feil tidlig før den blir stor, kan man med stor sikkerhet unngå et havari.



Figur 3 Skageraks kraftverk Årlifoss i Tinnelva (Kilde: Skagerak Kraft)

³ <https://www.glitreenergi.no/konsern/digitalisering-og-maskinlaering-innen-vannkraft/>

Eksempler på feil man ønsker å detektere tidlig er:

- Transformatorfeil i interne komponenter og isolatorer som forårsaker gassing, overoppheting, samt pd-utladning
- Statorfeil
- Feil på sleperinger og børster
- Lekkasjer
- Miljølekkasjer til elv
- Ras i tunnel
 - Turbiditetsmåler for å måle grums i vannet.
Grums varer bare en kort periode etter raset.
- Steintransport i elv, ved flomvannføring.
 - Turbiditetsmåler for å måle grums i vannet.
Måler kan plasseres før inntaket

Implementering av gode digitale tvillinger

Bruk av digitale tvillinger er en utvikling som er sannsynlig å akselerere og gir selskapene viktig informasjon. En digital tvilling kan benyttes for å forutse mulige feil og uheldig hendelser ved å bruke erfaringsmateriale og sensormålinger fra kraftverket. Digitale tvillinger kan deles inn i komplette digitale tvillinger som dekker hele kraftverket eller del-tvillinger. En digital tvilling for et helt kraftverk består som regel av flere forskjellige del-tvillinger som modellerer en del eller en kritisk komponent i kraftverket.

Sensorer og målinger som er aktuelle for å utvikle en digital tvilling kan være:

- Turbin kombinasjonskurve.
- Turtall
- Temperaturer
- Sjaktrykk
- Mapping på hvor i PQ-kurve turbinens operasjonspunkt er
- PQ-kurve fra produsent / designbyrå
- Generator-produksjon som følge av vannføring og målinger på ledeapparat og bladstilling
- Generator-karakteristikk
- Vibrasjonsmodell basert på PQ-kurve
- Gangtid per lastområde for å si noe om slitasje og gjenværende levetid
- Hydrauliske trykk og stillinger på hydrauliske komponenter

Utsette investeringer

Ved å ha tett overvåkning og kunne kjøre utstyr til nærmere havari kan investeringen vare lenger og man kan utsette kostbare investeringer som normalt måtte gjøres av «føre var – prinsippet». Videre vil man kunne flytte reduserte kontantstrømmer som følge av nedetid og produksjonstap ved oppgraderinger til lenger ut i tid. For å kunne studere lønnsomheten rundt en slik sensorinvestering bør man trekke inn nåverdi / investeringskostnaden.

Konseptet med netto nåverdi⁴, også kjent som NPV, refererer til et investeringskriterium som innebærer beregning med forventede kostnader og inntekter (kontantstrømmer) i et prosjekt for å evaluere om investeringen vil være lønnsom eller ikke. Netto nåverdi påvirkes mye av å kunne flytte negative

⁴ <https://www.finanssenteret.as/hva-er-netto-naverdi-eller-npv-hvordan-beregne-npv/>

kontantstrømmer framover i tid. Verdien kan finnes ved hjelp av formelen vist i likning 1 (nåverdi – NV- er på engelsk Net Present Value - NPV)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (1)$$

Der

- V_t representerer kontantstrømmene i hver periode t (år)
- I_0 er verdien av det opprinnelige investeringen / kostnaden
- n er antall vurderte perioder (år)
- k er rentesats eller avkastningskravet

Det vil være en avveining mellom risiko og netto nåverdi når en så skal gjøre investeringsbeslutning:

- NPV større enn 0: investeringsprosjektet tillater å oppnå fortjeneste og fordeler
- NPV mindre enn 0: investeringen må avvises ettersom den medfører tap
- NPV lik 0: investeringsprosjektet genererer ikke tap eller fordeler, så utførelsen forårsaker likegyldighet – manglende sensordekning

Augmentering av menneskelige sanser med sensorteknologi

En del feil som kan bli kritiske, men som utvikler seg sakte kan være vanskelig å oppdage. Eksempler på slike feil kan være begynnende brente komponenter, tidlig forløp av brent isolasjon, tidlig fase av overoppheting, gassutslipp fra batterier og akkumulatører, mindre lekkasjer av oljer og liknende. Mange av disse feilene vil kunne avgi en karakteristisk lukt, og et menneske vil kunne oppdage slike feil ved hjelp av denne lukten i en del tilfeller. Å kjenne etter unormal lukt er ofte en del av kraftverksoperatørens rutinejobb. Utfordringen er at kraftverkene ikke besøkes ofte nok, mennesket har en individuell tilnærming til lukt, samt at data ikke lagres kontinuerlig.

En strategi for automatisk deteksjon kan være å etterlikne mennesket ved at man bruker en bredspektret lukt sensor i form av en elektronisk nese og en kraftig datamaskin koplet til denne for lokalt å kjenne igjen luktmønstre og klassifisere disse ved hjelp av maskinlæring.

De menneskelige sansene kan gjøres enda mer følsomme og bedre (forsterkning eller augmentering) ved å benytte sensorutrustning, enten bærbar eller via faste installasjoner. Eksempler på slike sensorsystemer er blant annet:

- Termisk kamera
- Optisk kamera
- Lydkamera
- Elektronisk nese
- Gassensorer

Økt utnyttelse av eksisterende målepunkter

Det er i dag mange støttesystemer i ett kraftverk, hvor det kun er lagt ut enkelte feilsignaler på potensialfrie utganger, og overført enkle målesignaler på analoge inngangskort til lokalkontrollanlegget. Ved å ta i bruk Ethernet basert kommunikasjon kan vi både hente ut mye mer informasjon og mye høyere oppløsning på målepunkter. Typiske systemer kan være vibrasjonsvern, generatorvern, linjevern, ventilasjonsanlegg, ladelikettere, brannvarslingsanlegg, turbinregulator, magnetisering og

adgangskontroll.

- 1) Ventilasjonsanlegg i større kraftverk har et rikt antall temperaturfølere plassert rundt i bygget
- 2) Ladelikerettere kan sende informasjon om batteristatus, forbruk m.m.
- 3) Viberasjonsvern kan gi målinger på høy frekvens for å utføre analyse av turbin m.m.
- 4) Generator- og linjevern kan hente ut høyoppløselige målinger av strøm og spenning

Andre type sensorbehov

Det er også en rekke andre sensorbehov utover selve driften av anlegget som kan være viktig. Et eksempel på dette er miljøpåvirkninger. Sensorer for å dokumentere operasjonelle og nasjonale krav til kontroll på ulike materialer og stoffer. Noen eksempler kan være

- Detektering av liv i vann
 - Fisk og påvirkning av fisk (fiskedød), samt telling av fisk. Her er det flere kjente problemstillinger. Forskningscenteret CEDREN ga i 2017 ut en håndbok for miljødesign av kraftverk⁵
- Utslipp
 - Kjemiske analysatorer for tidlig deteksjon av oljeutslipp og miljøforurensning
 - Oljefilm i lensekummer
 - Oljefilm i elv



Figur 4 Miljømålinger er også en viktig oppgave for vannkraftselskaper i arbeidet med beskyttelse av livet i vannet.

⁵ <https://www.cedren.no/Publikasjoner/Boker>

4 Innovative og aktuelle sensorteknologier for vannkraft og deres bruksområder

Innovative sensorteknologier handler om flere aspekter. På den ene siden har vi helt ny teknologi vi ikke har sett før, og på den andre siden har vi eksisterende teknologi som brukes eller kan brukes på en ny måte.

Av eksisterende teknologi som brukes på en ny måte kan igjen deles inn i flere ulike kategorier. Noe har blitt rimeligere, noe kan implementeres på en enklere måte og andre kan brukes i nye sammenhenger som i kombinasjon av flere eller ved hjelp av databeregninger.

Enkelte typer sensorteknologi har også blitt rimeligere og kan nå vurderes å brukes på en ny måte, f.eks. kan det investeres i flere enheter som gir en annen bruksmulighet enn tidligere. Noen eksempler på teknologier av denne typen er:

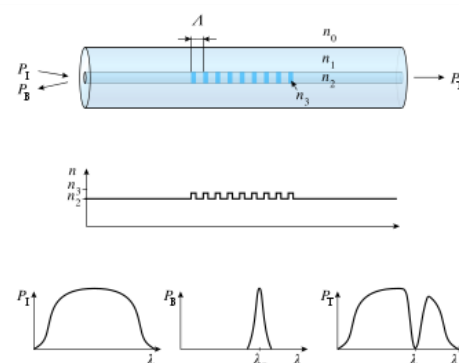
- Kamera / video-sensorer. Stilling, lese av analoge instrumenter, overvåke lekkasjer
- Infrarøde kameraer. Detektere unormalt varme områder
- Infrarød sensor elementer (ikke kamera, men typen som brukes i kontaktløs infrarød IR sensing)
- Radiobaserte sensorer (NB-IoT, Lora / LoraWAN / Wlan etc) for plassering der kabling er ulønnsomt eller vanskelig eller på roterende deler der man ikke har ekstra sleperinger for signaloverføring
- Halvleder temperatursensorer (three wire, one wire)
- Akselerometere / gyro (brukes i mobiltelefoner i stor skala)

Teknologiene som beskrives i de ulike avsnittene er gruppert i kategorier for deres primære anvendelsesområde og/eller teknologitype.

4.1 Fiber Bragg sensorer

Fiber-optisk Bragg-gitter sensorer er optiske fiber som kan detektere svært små endringer i fiberens lengde. Dette oppnås ved at fiberen har innskrevet såkalte gitter som er laserinduserte periodiske brytningsindeksvariasjoner langsmed fiberen. Ved at det er mange slike like periodiske variasjoner i den normale brytningsindeksen i et lite område – et par millimeter typisk – så vil disse danne ett område som effektivt reflekterer en gitt bølgelengde (et smalt spekter) av lyskilden (f.eks en tunebar laser).

Når fiberen strekkes ved ulike metoder, enten gjennom temperatur eller direkte mekaniske strekk så vil avstanden mellom gitrene øke og dermed gi en resonant refleksjon ved en lengre bølgelengde. Ved å skanne lyskilden over en rekke bølgelengder kan man finne refleksjonstoppen og dermed beregne den aktuelle temperaturen fra endringen i bølgelengden for refleksjonstoppen. Det kan ved hjelp av bølgelengde multipleksing (gitter med annen midlere avstand) benyttes flere sensorpunkter langs samme fiber da disse ikke påvirker hverandre. Typisk lys/laser bølgelengde område er i infrarødt område – f.eks. $1.55\mu\text{m}$.



Figur 5 Optisk fiber med Bragg-Gitter struktur

Wikipedia sep-2022, [CC BY-SA 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/)

Ettersom lyskilden normalt er en bredbåndskilde eller tunebar laser må det være en fiberoptisk linje fra interrogatoren (lyskilden) og som er skjøtet med fibersensoren med gitter.

Anvendelsesområdene er flere og hvilken fysisk parameter som måles kan tilpasses ved rett pakking av sensoren. Sensoren kan derfor gjøres følsom for lyd, temperatur, strekk etc. En applikasjon er kontinuerlige temperaturmålinger, f.eks. på en generator⁶ eller i overvåkning av strekk og trykk i store enheter. Man søker da å pakke sensoren slik at den er følsom for kun det som skal måles og ufølsom for andre parametre. Et typisk anvendelsesområde er langtids målinger av strekk, sprekker, lekkasjer og andre irregulareteter i demninger og strukturer der fiberen limes inn i eller på materialet⁷.

Ved måling av temperatur kan bølgelengde-endringen $\Delta\lambda_B$ av det reflekterte lyset i Bragg gitteret som funksjon av temperatur uttrykkes ved

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\lambda_B} = (1 - \rho_e)\epsilon_z + (\alpha + \eta)\Delta T \quad (2)$$

Her er ϵ_z er det longitudinale strekket, ΔT er temperaturvariasjonen som ønskes målt, ρ_e er den fotoelastiske koeffisienten, α er den termiske ekspansjonen av glasset (silisium) og η er den termo-optiske koeffisienten som tar høyde for temperaturvariasjonen av brytningsindeksen. Settes numeriske materialverdier inn gir dette i størrelses området en sensitivitet på ca. 14 picometer pr grad C ved 1550 nm (1.55 μ m). Denne bølgelengdeendringen fanges opp av interrogatoren / målesensoren og nøyaktigheten på temperaturavlesning kan være bedre enn 1/100 grad C.

4.2 Partikkeltellere

Partikkeltellere er optiske instrumenter som er sentrale i tilstandsbasert vedlikehold. Den mest utbredte metoden i dag for å bestemme væskers og oljers renhet er å bruke en automatisk optisk partikkel teller. Det finnes flere kommersielt tilgjengelige instrumenter for optisk telling av partikler; fra bærbare og håndholdte enheter for bruk på stedet til store, sofistikerte laboratoriebaserte instrumenter som kan koste mange hundre tusen kroner. Felles for disse er at de benytter en lyskilde, enten hvitt lys eller smalspektret laser lys.

I et instrument med hvitt lys passerer partikler gjennom en smal kapillær deteksjonssone og danner en liten skygge på en fotocelledetektor. Spenningsfallet produsert av fotocellen er direkte proporsjonal med størrelsen på skyggen og dermed størrelsen på partikkelen som passerer gjennom.

I et laserbasert instrument – og på grunn av laserstrålens nesten parallelle natur (kollimert lys) - er lysspredningen av laserstrålen minimal - helt til en partikkel passerer gjennom instrumentet. Når strålen treffer en partikkel, spres derfor lyset og treffer fotocellen i en avstand fra senter. Akkurat som et instrument med hvitt lys, er endringen i spenning over fotocellen direkte relatert til størrelsen på partikkelen. I det laserbaserte instrumentet ser man derfor på økt signal mot det som skal være – i teorien – en nullbakgrunn. Laseroptiske partikkel tellere anses generelt for å være litt mer nøyaktige og følsomme enn instrumenter med hvitt lys kilde.

⁶ <https://doi.org/10.1049/iet-smt.2012.0064>

⁷ [DOI:10.1109/JLT.2014.2370102](https://doi.org/10.1109/JLT.2014.2370102)

Det er flere aspekter som bør vurderes ved bruk av automatiske optiske partikkeltellerne. For det første er partikler fra brukte oljeprøver for det meste ikke helt perfekt sfæriske. Det brukes et såkalt ISO 4406:99-kodeskjema, men for ikke-sfæriske partikler må det gjøres et beregnet kompromiss om partikkelen f.eks. er mer oval.

4.3 Gassdeteksjon

Svovelheksafluorid (SF_6)⁸ er en isolasjonsgass og har utmerkede lysbueslukkende egenskaper og benyttes i bryteranlegg og transformatorer i høyspentanlegg. Sikker og stabil drift av SF_6 -isolert elektrisk utstyr er derfor avgjørende for effektiv strømforsyning. Under produksjon, installasjon og vedlikehold av SF_6 -isolert elektrisk utstyr er imidlertid isolasjonsfeil pga. ujevnheter samt metallpartikler uunngåelig. Over lang tids drift vil disse defektene føre til delvis utladning (Partial Discharge eller PD). PD kan forårsake dekomponering av SF_6 -gassen, noe som resulterer i dekomponering til ulike sulfider, som SF_4 , SF_3 , SF_2 og S_2F_{10} . På grunn av tilstedeværelsen av små urenheter, f.eks. H_2O og O_2 , i utstyret, vil disse lavfluorholdige sulfidene generere mange mer stabile nedbrytningsprodukter, som f.eks. SOF_2 , SO_2F_2 , SO_2 og H_2S .

PD utvikler seg gradvis og fører derfor til forringelse av utstyrets isolasjon. Reaksjonene som oppstår, produserer blant annet CS_2 og CF_4 . Ved nøyaktig gjenkjenning av disse gassene kan derfor feil på utstyret oppdages tidlig.

SF_6 -gass, eller svovelheksafluorid, er ellers en kunstig fremstilt gass som ikke finnes naturlig i atmosfæren. Gassen gjør en svært viktig jobb som isolasjons- og strømbrytningsmedium i høyspenningsbrytere og -anlegg. Samtidig er SF_6 en av verdens aller kraftigste klimagasser. Om 1 kg SF_6 slipper ut i atmosfæren, er det like skadelig som 22 tonn med CO_2 -utslipp⁹! Gassen er ikke giftig, men helseskadelig ved innånding ved at den forskyver O_2 og kan forårsake pusteproblemer, skade på indre organer, øyne mm.

For å overvåke og detektere gasser oppløst i transformatorolje finnes flere ulike sensor systemer¹⁰.

- Brenselcelle/katalytisk teknologi: Membraner skiller oppløste gasser fra transformatoroljen og produserer spennings signaler proporsjonalt med mengden oppløste gasser. Sammensatt signal av H_2 og CO , sammen med andre hydrokarbongasser.
- Solid state sensor: Enten med membran eller direkte nedsenket i olje. Kun H_2 og CO , begrenset nøyaktighet
- Termisk konduktivitetdeteksjon (TCD): Membraner skiller oppløste gasser fra transformatoroljen og produserer spennings signaler proporsjonalt med mengden oppløste gasser. Bare H_2 og CO .
- Multi-gass online DGA-monitorer: Detekterer alle typer relevante gasser med gasskromatografi, Fourier transform infrarød spektroskopi (FTIR), eller fotoakustisk spektroskopi (PAS). FTIR er ikke egnet til å måle N_2 , O_2 , H_2 , så et annet system brukes vanligvis parallelt for disse gassene (f.eks. galvanisk celle for å måle O_2 og halvleder for å måle H_2).

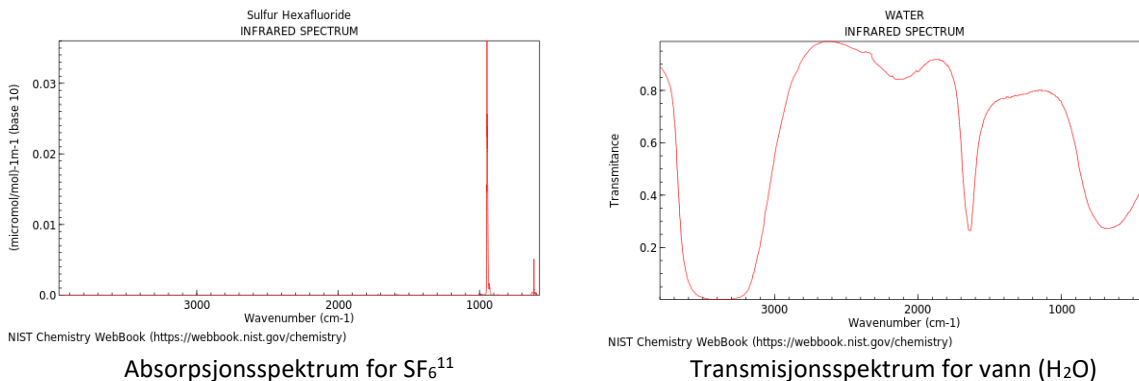
DGA-sensorer kan identifisere viktige feiltyper (f.eks. termiske og interne utladninger) på et tidlig stadium. Overvåkede gasser inkluderer blant annet N_2 , O_2 , H_2 , CO_2 , CO , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 og C_2H_2 . Hydrogen er det mest nyttige å overvåke, da det produseres i alle transformatorfeil som involverer olje. CO produseres i feil som involverer papir og olje. Acetylen- C_2H_2 - indikerer lysbuedannelse og Etylen - C_2H_4 - indikerer

⁸ <https://www.nj.gov/health/eoh/rtkweb/documents/fs/1760.pdf>

⁹ <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/sf6-gassregnskap>

¹⁰ IEEE Std C57143-2012, pp. 1–83, Dec. 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6387561

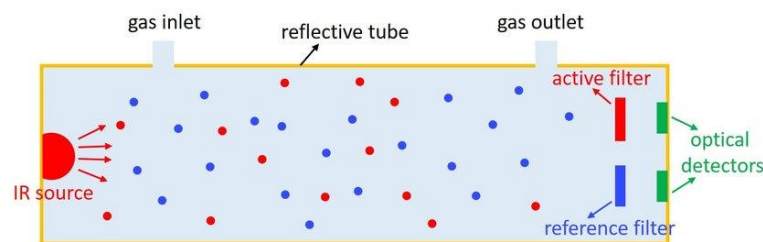
områder med høye temperaturer. Det er derfor mer vanlig å installere DGA-sensorer direkte på transformatorer eller i kabelboksene til transformatoren



Figur 6 Optiske spektra av SF₆ vs H₂O (vann). Som det kan sees absorberer ikke vann i samme spektrale område som SF₆ (høy transmittans). Gjengitt med tillatelse fra NIST

De optiske målemetodene gir god oppløsning og baserer seg på *spektroskopi* som innebærer at en gass (f.eks SF₆) absorberer en spesifikk bølgelengde dersom den belyses med bredbåndet /multispektralt lys. Den manglende bølgelengden i spekteret som følge av absorpsjon kan da identifiseres. De tre mest vanlige optiske gassdeteksjonsmetoden som nevnt over er:

- 1) NDIR (Non-Dispersive Infrared). NDIR-prinsippet to infrarøde (IR) bølgelengder for å overvåke f.eks SF₆. De fleste molekyler i gassene kan absorbere IR lys. Mengden som absorberes er proporsjonal med konsentrasjonen, den såkalte Lambert-Beers lov. Den andre bølgelengden benyttes som referanse i et bånd der gassen ikke har absorpsjon. SF₆ har en sterk absorpsjonstopp på 10,7 μm (947 cm⁻¹) Absorpsjonsbåndet til SF₆ er unikt er derfor svært selektivt og kan ikke forveksles med annen gass.

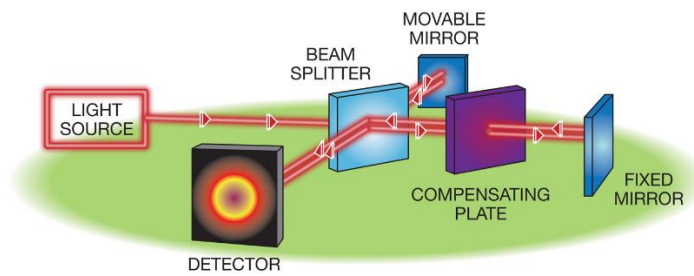


Figur 7 NDIR prinsipp. Fra ¹² CC:BY

- 1) FTIR (Fourier Transform Infrared Radiation). Dette er en variant av infrarød absorpsjon som benytter seg av interferens prinsipper og automatisk analyse av spektralområdet ved hjelp av en matematisk Fourier transform av bildet som oppstår på detektoren og som gir spekteret. Det gir et bedre resultat enn NDIR, men er en mer kompleks konstruksjon.

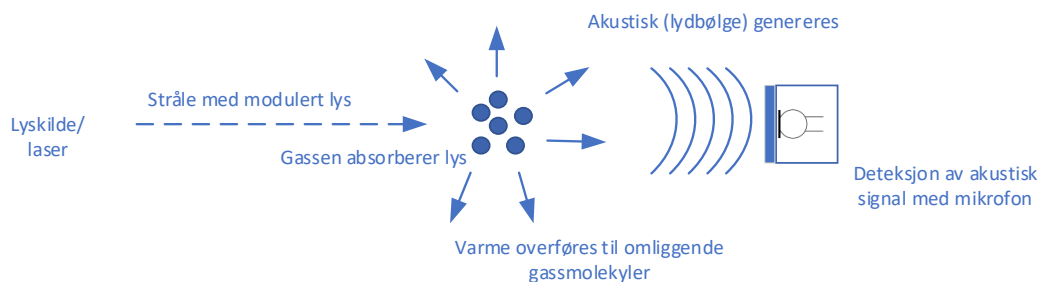
¹¹ <https://webbook.nist.gov/>

¹² [DOI:10.3390/s19194260](https://doi.org/10.3390/s19194260)



Figur 8 Michelson-Morley interferometer komponenter for bruk i FTIR.¹³
Gjengitt med tillatelse fra Hamamatsu Corp

- 2) PAS (Photo Acoustic Spectroscopy). Lyset som sendes ut varmer opp gassen i takt med pulsingen av lyskilden. Gassen i seg selv virker som et bølgelengdefilter ved selektiv absorpsjon i gassen. Varmen skaper så et trykk/lydsignal som fanges opp av mikrofoner. Denne typen sensor kan bygges vesentlig mer kompakt enn de to første prinsippene og kombineres med FTIR. Det finnes flere leverandører av denne typen SF6 deteksjonsutstyr.



Figur 9 Fotoakustisk spektroskopi. Prøvegassen blir bestrålt med modulert lys med en forhåndsdefinert bølgelengde. Jo høyere gasskonsentrasjon, jo mer lys absorberes. Det absorberte lyset forårsaker varme og derfor en trykkøkning. Dette skaper et akustisk signal som kan detekteres av en mikrofon og deretter konverteres til et elektrisk signal.

4.4 Vibrasjon, slag og spenninger

Overvåking av akseldynamikk, akselsystemets rotasjon og vibrasjon er ikke nytt, men utfordringen har vært knyttet til prosessering, overføring og lagring av data. Utfordringen er fortsatt til stede ved høyfrekvente data. Ved å ta utgangspunkt i 8-10 rådatamålinger på et aggregat kan det fort utgjøre 100 MB per minutt som igjen blir omtrent 140 GB per døgn. Det å lagre så store datamengder kan selv i dag bli uhandterlig og kostbart.

Frem til nyere tid har det vært vanlig at man kun tar ut og overfører data for brutte varslings- og stoppgrenser i fra et vibrasjonsvern. For kontrollanlegg installert rundt år 2000 og nyere er det også vanlig at man overfører dødbåndsatte vibrasjonsdata. Dødbåndsetting gjør at datamengden blir kraftig redusert,

¹³ [https://www.photonics.com/Webinars/Fourier Transform Infrared FTIR Spectrometer/w368](https://www.photonics.com/Webinars/Fourier_Transform_Infrared_FTIR_Spectrometer/w368)

men nytteverdien blir også redusert da metoden ikke følger faste samplingsperioder og sammenligning med andre målinger i tidsaspektet blir da mindre presis.

For å gjennomføre detaljert tilstandsanalyse må en tradisjonelt sett befinne seg lokalt ved utstyret eller koble seg til et vern direkte eller via ekstern pc. Data vil da ikke strømme ut av vernet. Når man er kommet til det steget at en brutt grense trigger et analysebehov kan en skade allerede ha utviklet seg ganske mye. Eventuelt må man da inn og analysere data ofte og gjerne daglig, som igjen er ressurskrevende. Man får heller ikke nyttiggjort seg dataene i mer sofistikert analyse som kan varsle før en skade har fått utviklet seg.

Det er mange leverandører av smarte løsninger med lokal prosessering av data, såkalt kantprosessering. Kantprosessering er da innebygd i et vibrasjonsvern eller en del av en enhet som henter data via et vern eller med egne sensorer. Ved kantprosessering unngår man å måtte overføre alt av data til en sentral lokasjon, og kan sende ut ønsket datamengde basert på behov. Behovet kan variere ut ifra ønske om å sammenstille data med andre driftsparametere, ønske om detaljert innsikt ved gitte perioder eller kun ved brudd på fastsatte eller beregnede verdier. Beregnede verdier kan være S_{max} eller, $S_{peak} - S_{peak}$ gitt av ISO 20816-5 eller tilsvarende standarder. S_{max} og $S_{peak} - S_{peak}$ er maksimale forskyvningsverdier per akselrotasjon. Ved brudd på disse kan man da sende ut høyoppløste datapakker for å gi fagpersoner mulighet til å analysere akselrotasjon og fremtredende avvikende frekvenser.

Eksempler på feiltilstander som kan detekteres med kantprosessering i et vibrasjonsvern. Kilde: ABB Norge

Komponent	Måleparameter	Eksempel på feil
Aksel	Akselbevegelse	Sprekk i aksel Bøyd aksel Dårlig akseloppretting
Bærelager	Vibrasjoner	Løst bærehode Skjevt kryss Aksialkrefter i turbin
Generator generelt	Akselbevegelse	Vindingskortslutning rotor Løs pol Dårlig rotorbalansering
	Akselposisjon	Ujevnt luftgap Rotor eksentrisk i stator
	Vibrasjoner	Løs blikkpakke Løse delefensler Løse sporkiler
Styrelager	Akselbevegelse	Lagerslitasje Dårlig smøring
	Akselposisjon	Fundamentforskyving Dårlig lageroppretting
	Vibrasjoner	Løst lagerhus

Vibrasjonsovervåking for kraftverk inkluderer bl.a. sensorer for å måle akselkast og lagerhusvibrasjon i flere retninger. Det brukes avstandsprober og akselerometer for måling på aksel. Akselerometer nært turbin og eller plassert på sugerør kan også benyttes til å fange opp kavitasjon.

Ved høyoppløste data hentet med de overnevnte metodene kan man betrakte frekvensspekter gjennom FFT-analyser relativt til rotasjonshastighet og antall delkomponenter. Ut av et råsignal kan man trekke ut signalområder som gir innblikk i tilstandsutvikling og lastpåvirkning på delkomponenter. Delkomponenter kan være turbinblader/skovler, lagersegmenter eller ledeskovler til et ledeapparat. For en kaplanturbin med fire blader vil det være naturlig å følge med på frekvensutslag ved 4 og 8 ganger rotasjonshastigheten. En kan også gå videre opp i antall orden (multipler av frekvensen), men man kan ikke forvente å hente ut noe særlig mer nyttig informasjon.



Figur 10: Eksempel på vibrasjonsvern med innebygd kantprosessering.
Kilde: Emerson Automation Solutions, Norge

Aktuelle utvidelser av kan være måling av luftgap, magnetisk fluks, endevindinger og rotorpol temperatur. Luftgap overvåking er en kapasitiv måling som overvåker avstanden mellom stator og rotor, målingen kan indikere blant annet mekanisk og magnetisk ustabilitet. Denne brukes gjerne i kombinasjon med rotorpol temperaturovervåking som er en fiberoptisk måling, se 4.1 for mer om målemetode.

Som omtalt i kapittel 4.1 kan fiberoptiske sensorer også benyttes som akselerometre. De er spesielt gunstige å benytte i farlige og eksplosive miljø ettersom de ikke har elektriske spenninger eller strømmer i sensoren. De er også immun mot – dvs påvirkes ikke av - elektriske og magnetiske felt. Fiberoptiske sensorer kombineres ofte med såkalte MOEMS (Micro-Opto-Electro-Mechanical- Systems). Typisk er utsignalet fra fibersensoren proporsjonalt med målt akselerasjon og har et måleområde fra 0 til 40G. Som eksempel kan fiberoptikk benyttes for overvåking av vibrasjoner på generator endevinding. Farlige nivåer av vibrasjoner kan blant annet medføre tap av isolasjon eller utmatting av koppertråder.

4.5 Vann og snømålinger

For vannmålinger har det lenge vært brukt gode trykksensorer for måling av vannhøyde i magasin. Enten med sensor direkte i vannet eller ved hjelp av boblerør. Måleteknikken er godt utbredt og har hatt liten eller ingen utvikling de siste årene. På grunn av begrensninger i tilgang på strøm og/eller dekning har installasjon av sensorer blitt redusert til der det har vært størst behov.

Ved hjelp av NB-IoT og gode skyløsninger, reduseres strømforbruket betydelig og rekkevidde og dekning kan økes betraktelig. Det er mulig å benytte datalogger på størrelse mindre enn en normal matboks,

batteritid på over fem år og rekkevidde på opptil 100 km, med betydelig lavere kostnader enn tradisjonelle innsamlingsenheter.



Figur 11 - Vannmåling av bekkeinntak med IoT-enhet montert på siden av informasjonsskilt.¹⁴

Dette muliggjør instrumentering av bekkeinntak, vannføring i sidevasdrag og flere sensorer i større magasiner. Ved bruk av gode hydrologiske modellverktøy som eksempelvis SHyFT kan det predikeres det hydrologiske bilde i hele reguleringsområdet i mye større grad enn den mye brukte HBV-modellen.

Vannverdiene brukes videre inn i verktøy som eksempelvis SHOP for optimalisering av produksjonsplanlegging. Bedre målinger gir også et bedre og raskere oversiktsbilde ved flom og er et godt hjelpemiddel for å opprettholde krav om minstevannføring i elver. Ved bekkeinntak og andre vannoverføringer gir dette indikasjon på tett varegrind og overløp som gir direkte vanntap.



Figur 12- Snødybde-måler¹⁵



Figur 13 – Snøekivalent-måler¹⁶

For snømålinger møtes samme utfordring som vannmåling, men her er det også vært utfordring å få tak i gode sensorer, spesielt til en fornuftig kostnad. Moderne snødybde sensorer basert på radar gir gode snødybdemålinger også i snøvær, vind, tåke osv. De samme sensorene har i tillegg gode innebygde

¹⁴ Bilde fra Skagerak Kraft AS

¹⁵ <https://sensorlogic.ai/sensor-products>

modeller for estimering av snøvannekvivalent basert på måling av temperatur og snødybde. Moderne snøekvivalent sensor basert på UBW-radar gir gode målinger til en lavere kost og kan erstatte tradisjonelle snøputer. En applikasjon med flere snødybde-sensorer sammen med snøekvivalentsensor som referansepunkt kan sannsynligvis gi en god estimering av snømengder i et større nedslagsfelt med implementering i et modellverktøy som eksempelvis SHyFT.

NVE¹⁷ har også testet ut bruk av måling naturlig gammastråling fra bakken for måling av snødybde. Metodikken fungerer, men testen angir nøyaktighet kun opp til begrensede snødybder på ca. 0.8m.

4.6 Elektromagnetiske og akustiske målinger

4.6.1 Elektriske feil

Forskjellige typer elektriske feil kan oppstå i generator, elektriske ledere, transformator, samt i isolatorer og gjennomføringer. Det som kjennetegner en del av de elektriske feilene som kan forekomme innen vannkraft er at de kan være uregelmessige, samt at de kan være gradvis økende og vanskelig å oppdage tidlig. Inntil det går nok feilstrøm til at et tradisjonelt vern løser ut kan en del skade oppstå da det ofte gjelder et kompromiss mellom hvor følsomt man skal sette vern og hvor stor robusthet mot falske feildeteksjoner man skal ha. En feilstrøm kan overføre mye energi til isolasjonsmaterialer og dermed forårsake termiske skader på både isolatormateriale og tiliggende materialer. Dersom man til slutt har så lite isolasjon igjen at man får en stor feilstrøm så blir feilen kritisk og større følgeskader og lang nedetid kan oppstå. (Et eksempel er havari på en statorvikling eller havari på en effekttransformator. Disse kan i enkelte tilfeller ta over et år å få utbedret i verste fall).

4.6.2 Feilstrøm som forårsaker elektromagnetisk felt

Det som kjennetegner en del elektriske feil er at det vil gå en feilstrøm enten mellom fasene eller til jord. Denne feilstrømmen kan oppstå i isolatormateriale, i kabelisolasjon, imellom viklinger i transformator eller generator, imellom kontaktflater på brytere eller trinn-koblere, fra komponenter til jord eller fra fase til fase. Ved visse typer feil har feilstrømmen en pulserende amplitude versus tid og i disse tilfellene utsendes det elektromagnetisk energi og lederne virker som utsendende antenne. Det har kommet en del måleutstyr og sensorteknologi på markedet som fanger opp elektromagnetisk utstråling fra komponenter i kraftverk varsler om disse har unormal intensitet, frekvens eller periode.

4.6.3 Feil som forårsaker utsendelse av akustisk energi

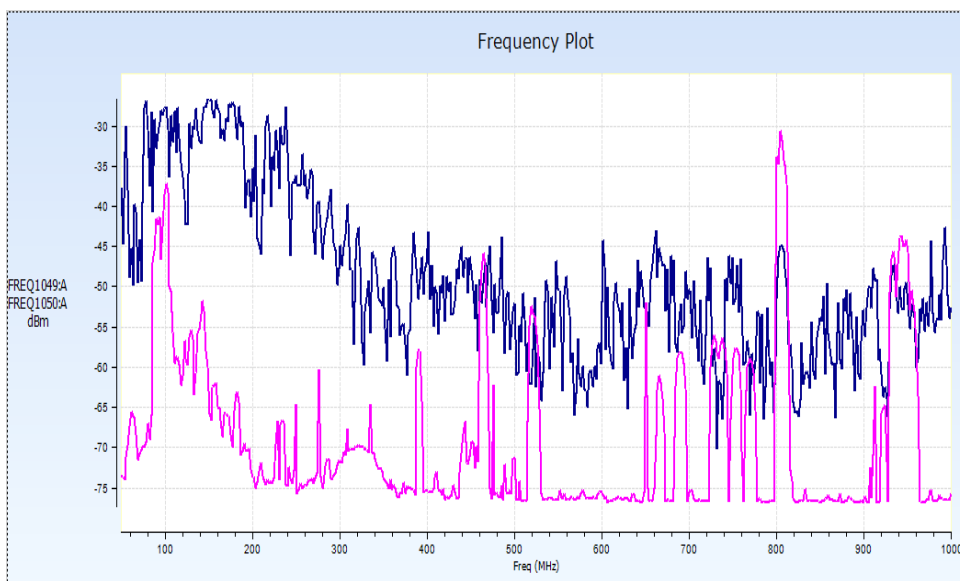
En del feil i høyspenningskretser og isolatorer som isolerer høye spenninger kan også forårsake utsendelse av akustisk energi i ultralydområdet. En utfordring her er at lyden kan være utenfor menneskets hørbare område, samt at det kan være meget vanskelig å klare å avgjøre hvor lyden kommer fra. I mange tilfeller kan det også være svært risikabelt å gå for nærme for å finne ut akkurat hvilket lokale område lyden kommer fra.

Det har i de siste årene kommet teknologi på markedet som kombinerer et optisk bilde med et lydbilde slik at man kan se hvor på bildet en lyd i ultralydområdet kommer fra. Denne teknologien kalles akustisk kamerateknologi.

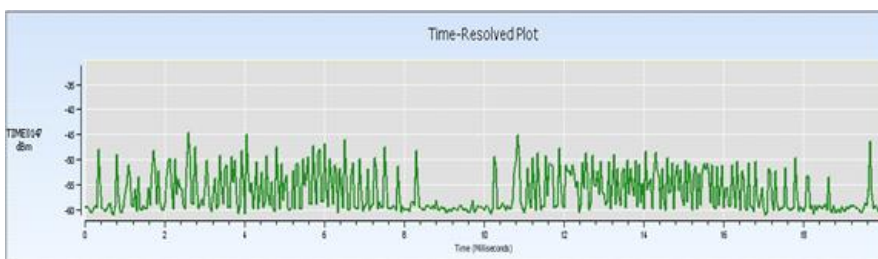
¹⁷ https://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2014/oppdragsrapportA2014_10.pdf

4.6.4 UHF / VHF deteksjon av feil

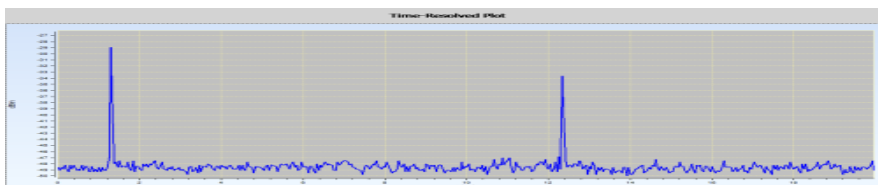
Systemer for deteksjon av partielle utladninger og elektriske isolatorfeil benytter seg ofte av en UHF / VHF antenne og en bredbåndet radiomottaker med et spektrumdisplay. Forskjellige feilmekanismer vil ofte gi forskjellige spektralsignaturer. Intern PD vil for eksempel gjerne avgi økt energi i smale frekvensområder, mens korona-feil og mikro-gap feil ofte vil kunne avgi energi i et bredere frekvensområde. En trent operatør kan skille mellom disse feilene. I Figur 14 er vist frekvensanalyse sammen med kommunikasjonssignaler. I Figur 15 til Figur 18 er vist måleeksempler (kilde: Power Test Norge) og kurvene man ser der er såkalte *Time domain* kurver og viser signalene som oppstår ved en gitt frekvens i en (tids-)periode. Alle disse ulike fenomenene er såkalte bredbåndssignaler (eng: wide band), dvs de genererer pulser i et svært vidt frekvensspekter. Kommunikasjonssignalene derimot er smal båndet (eng: narrow band). Alle de ulike fenomenene gir ulik signalstruktur i Time Domain. En retningsstyrt antenne kan benyttes til å lokalisere feilen til et visst område eller utelukke områder hvor feilen sannsynligvis ikke inntreffer.



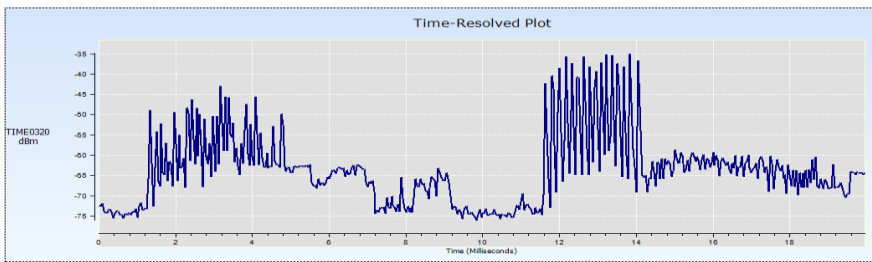
Figur 14 Frekvensanalyse – 50 - 1000 MHz – inkludert de de mest vanlige kommunikasjonsfrekvensene. (kilde figur 14-18: Power Test Norge)



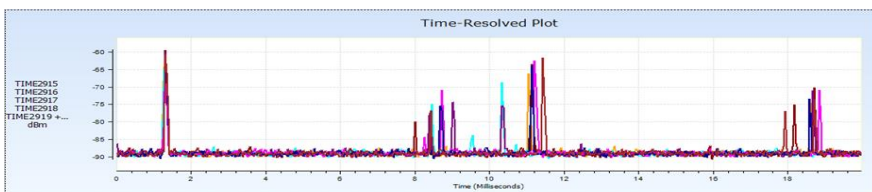
Figur 15
Typisk UHF signaler fra korroderte/oksyderte kontakter/mikro luftgap.



Figur 16 Typisk UHF signaler fra isolasjonsdefekter i en fase.



Figur 17 Typisk UHF signaler fra korona problemer.



Figur 18
Typisk UHF signaler fra isolasjonsdefekter i to faser. De høyeste pulsene tilhører kilden som er nærmest antenna. De to gruppene med lavere pulser, kommer fra en annen fase, lenger fra antenna.

4.6.5 Akustisk deteksjon av feil

Moderne systemer for akustisk deteksjon og lokalisering benytter seg av flere mikrofoner som fanger opp lyd i ultralyd frekvensområdet og måler faseforskjellen mellom bølgefronten fra lydkilden som mikrofonene. På den måten kan et estimat beregnes for hvor lydkilden er lokalisert. Dette estimatet overlages på et videobilde i det synlige lysområdet som er registrert med et pikselbasert videokamera.

Mennesket / operatøren kan nå visuelt se hvor lyden kommer fra (derav navnet akustisk kamera). Slike instrumenter krever en ganske kraftig intern regnekapasitet for sanntidsberegninger på selve instrumentet. Man ønsker resultater der og da, ikke å måtte etterbehandle målingene på kontoret. Såkalt FPGA (Felt Programmerbar Gate Array) teknologi benyttes ofte for å gjøre akustiske beregninger i sanntid og kostnadene på denne teknologien har falt svært mye de siste ca. 5 årene.



Figur 19 Eksempel på akustisk kamera (FLIR.com)

For feil som opptrer inne i lukkede enheter kan det være krevende å bruke portabelt håndholdt utstyr. Her benyttes ofte fastmonterte akustiske sensorer som er mekanisk koplet til det objektet høyfrekvent lyd skal

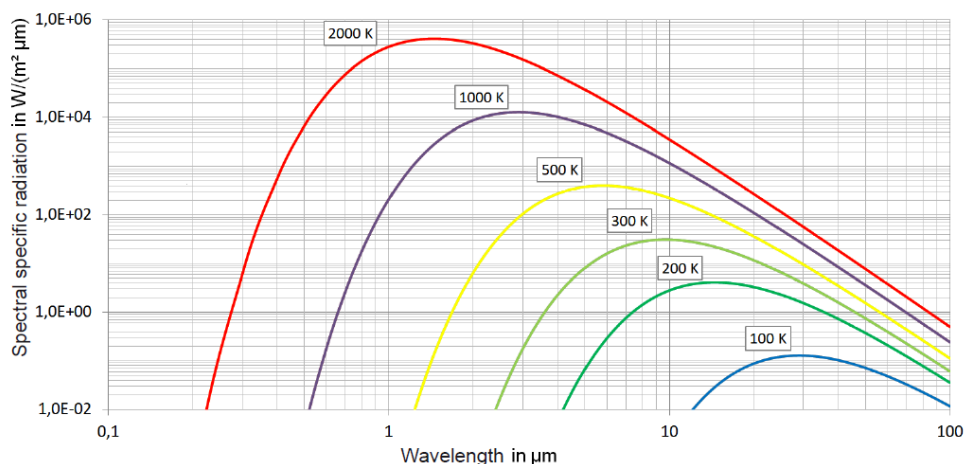
detekteres fra. Her er det en fordel at man kjenner til hvor en slik lydkilde kan oppstå da det er viktig at sensoren plasseres på korrekt sted. Utfordringen med denne type sensorer er at det må kables ut av utstyret og oljelekkasjer eller andre lekkasjer kan oppstå samt at man modifiserer utstyret. Det kan derfor i mange tilfeller være en fordel å arbeide sammen med leverandør av måleobjektet for å avdekke hvor gunstigste akseptable sensorplassering kan være.

4.6.6 Deteksjon vha. analyse av elektriske strømmer til og fra komponenter og jordpunkter

En del feil oppstår internt i komponenter slik som feil mellom statorviklinger, samt mellom rotorviklinger og sleperinger på generatorer. Interne feil er ofte ikke så lett å oppdage ved elektromagnetisk deteksjon vha. en antenne fordi den elektromagnetiske energien ikke stråler ut av komponenten pga. skjerming. For å oppdage denne type feil benyttes ofte en eller flere strømtransformatorer som koples på jordledere, felles/null punkter eller på andre ledere som står i tilknytning til det objektet man vil overvåke. Innovasjonen innenfor dette området de siste årene ligger ikke så mye i strømtransformator og fysiske tilkoplinger (dette har vært gjort rutinemessig lenge), men mer i at signalbehandlingen i de siste årene har blitt betydelig mer potent og avansert. Dette er mulig gjort av at prosesseringskraften i små datamaskiner er betydelig forbedret slik at man nå kan gjøre sanntids frekvens og maskinlærings analyse av feilstrømmer på selve instrumentet og logge data ned på instrumentets datalager.

4.7 Termiske målinger

Termiske kamera fungerer ved at alle objekter som er varme sender ut (emitterer) varmestråling i det infrarøde (IR) området. Jo varmere objektet er jo kortere blir bølgelengden til den emitterte strålingen



Figur 20 Bølgelengden for emittert lys som funksjon av temperatur i Kelvin¹⁸. Et varmt objekt (1000K) sender ut mest stråling rundt 2-3 μm , mens et kaldt objekt (romtemperatur - ca 300 K) har en emisjonstopp rundt 10 μm .

Spektralområdet 8-14 μm kalles ofte langbølge IR, mens området 3-5 μm mellombølge og 1.0 - 1.8 μm kortbølge IR. Det synlige området er fra ca 0.38 μm (Fiolet) til 0.75 μm (Rød). IR kameraene er basert på halvleder materialer som Si og InGaAs med god følsomhet i de respektive spektralbåndene.

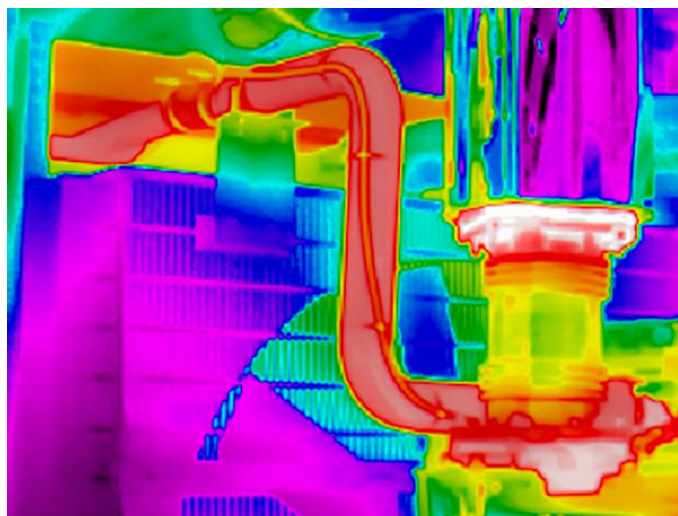
Ved observerte feil og oppvarming av en lokal feilsituasjon, f.eks. ved varmgang i maskineri, varmgang i elektronikk, transformator etc. vil derfor en feil kunne detekteres ved økt intensitet av IR – stråling og

¹⁸ How to find the right Thermal imaging camera. Whitepaper, Dias infrared systems, Germany, 2020.

samtidig ved en endring av bølglengden for strålingstoppen. Det er som regel ikke et behov for kjøling av den termiske sensoren, men en kjølt detektor har større følsomhet pga. mindre termisk støy.

Vanlig industrikamera kommer med typisk pikseloppløsning på 320x240, 384x288, 640 x 480 eller 1024 x 768 HD oppløsning. Stor synsbredde kan oppnås med spesialoptikk som gjør at en kan dekke relativt stor flate eller en stor enhet.

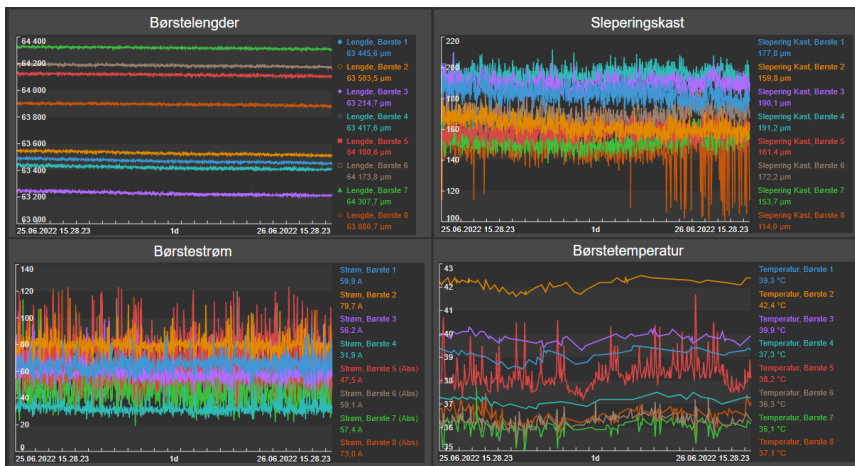
Størrelse på enhetene og kostnad har blitt betydelig redusert over de senere år og kameraene har etter hvert et prisnivå som gjør at et stort antall kamera kan dekke et rom eller en stor enhet og gi automatisk alarm/trigger ved endringer ved bruk av state of the art Region of Interest (ROI) programvare. Prismessig ligger små kamera med 320 X 240 sensorer fra ca 5000 kr og opp til 250.000kr. For sporadisk inspeksjon finnes også moduler for bruk med mobiltelefon og gjør denne til en termisk avbildningsenhet. Aktuelle anvendelsesområder er f.eks. på generator, transformator eller elektronikk.



Figur 21 Termisk avbildning - her fra et kjølesystem.

4.8 Børsteovervåking

Børstebrann er et scenario med noe høy sannsynlighet relativt til konsekvens. Overvåking av børster er derfor et område som ønskes kontroll på, spesielt for anlegg som ikke har hyppige inspeksjonsrunder. Overvåkingssystem for børster kan også være kombinert med børsteavsug, da børstestøv er medvirkende årsak til brann. Systemet kan variere i fra ren børstetemperaturmåling til å tillegg omfatte målinger av børstelengde, sleperingskast og børstestrøm m.m. Temperaturmåling er den nærmest tilknyttet brann og er den mest grunnleggende målingen. Lengdemåling kan si noe om hastigheten en børste reduseres med eller når den bør skiftes ut. Kastmåling kan indikere om det er riktig fjærbelastning, manglende kontakt eller ubalanse. Feil strøm vil påvirke temperaturen og kan gi nedbryting av patina. Problemstillingene kan også være noe mer kompliserte og sammensatte en dette. For kjennskap til hva som blir riktig for en gitt maskin må en ha en del erfaringsdata per maskin. Det finnes flere masteroppgaver skrevet ved NTNU om temaet «Børsteslitasje i vannkraftgeneratorer» som går i dybden på utfordringer og problemstillinger relatert til børster.



Figur 22: Børsteovervåking (kilde: NTE)



Figur 23: Mersen børster med sensorer (kilde: NTE)

5 Oppsummering og refleksjoner

I denne rapporten har det blitt redegjort for ulike sensorløsninger og sensorbehov. De grunnleggende måleteknikkene de siste ti-årene har ikke endret seg i altfor stor grad, men teknologiutviklingen har forbedret de grunnleggende måleteknikkene vesentlig og tilgjengeliggjort dem på en bedre og enklere måte. Videre har intern regnekraft på selve sensorene blitt mer og mer vanlig, slik at kompensasjon, forbehandling og forbedring av data kan gjøres direkte på selve sensoren. Behovet for mer automatisert tilstandsvurdering gjør at sensorbehovet og sensordekningsgraden øker.

Det er også mange andre aspekter som kan komme fram. Er bransjen konservativ? Burde vi lære av hva som benyttes i andre bransjer, f.eks. fly, olje/gass, industri? Hva brukes i andre bransjer og hvorfor brukes det eventuelt ikke det i vannkraft? Overføringsverdien kan være stor fra ulike sektorer.

Samferdselssektoren bruker i stor grad kamera til overvåking av hendelser i tunnel. Kamera sender varslings til driftssentralen (veitrafikksentralen) basert på hendelser som stopp i veibanen, fotgjenger i tunnel, mistet last, røykutvikling osv. Slike systemer kalles AID (Automatic Incident Detection) og er krav på nye og oppgraderte tunneler av en viss lengde eller ved høy trafikk.

Brukonstruksjoner bruker i stor grad fiberteknologi for måling ("Fiber Bragg" teknologi, se kap 4) for å måle strekk og endring i konstruksjoner.

Innenfor infrastrukturbygging og vegbygging i områder med annen eksisterende bebyggelse og infrastruktur benyttes svært nøyaktige digitale posisjonssensorer som måler forflytninger ved hjelp av laser avstandsmålere, vinkelsensorer og prismer som plasseres på måleobjektet (robotic total station). En del av denne teknologien har i de siste årene blitt mulig å automatisere og fjernavlese. Et eksempel på bruksområde er å overvåke forflytninger i damkonstruksjoner, luker og andre komponenter i vannveien samt å sende dataene i sanntid inn i IoT systemene til kraftverkseier. Man kan da tidlig oppdage forflytninger, fare for skakk-kjøring av luker og utglidninger av oppfyllinger.

I framtiden er målet at vi skal kunne avdekke feil tidligere enn i dag. Faktisk før mennesket i en del tilfeller kan oppdage det ved å observere komponentene eller enkeltmålinger. Vi skal også kunne si mer om den

virkelige tilstanden til komponenter i kraftverkene våre, og til og med kunne beregne hvor lang tid det vil ta før en komponent må utbedres eller vil havarere. Dette kalles prediktivt vedlikehold. Vi vil da kunne spare penger så vi kan selge den elektriske kraften til en så god pris som mulig, samt at vi i enda større grad enn i dag sikrer at forbrukeren alltid har tilgang på ren elektrisk energi fra den fantastiske vannkraften.



Figur 24 Nedre Fiskumfoss Kraftverk (kilde: NTE)

Prosjektgruppa vil avslutningsvis rette en takk til alle prosjektdeltakere i Smartkraft samt leverandører for gode presentasjoner, diskusjoner og informasjonsutveksling i møter under utarbeidelse av denne erfaringsrapporten.



SmartKraft er et pilotprosjekt del-finansiert av Enova gjennom Klima- og energifondet i perioden 2021 til 2024.

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, Glitre Energi, Hafslund Eco, Hydro og TrønderEnergi, samt Energi Norge og The Norwegian Smartgrid Centre for pilotering av ny energi og klimateknologi. The Norwegian Smartgrid Centre er prosjektleder og ansvarlig for prosjektet ovenfor Enova.

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