

Opplandskraft DA Øvre Vinstra kraftverk



Forprosjekt Eidsiva Vannkraft

17. oktober 2007

1 Sammendrag

Denne rapporten omhandler alternative tiltak i Øvre Vinstra kraftverk for oppgradering og rehabilitering av eksisterende aggregater med tilhørende kontrollutrustning, samt en helhetlig gjennomgang av hjelpeanlegg og bygningsmessige forhold knyttet mot HMS.

Teknisk tilstand i Øvre Vinstra kraftverk tilsier at kraftverket må rehabiliteres i løpet av de nærmeste årene. Når en først skal rehabiliterer stasjonen, har også oppgradering blitt vurdert. Med lavere brukstid blir fleksibiliteten vesentlig forbedret og mulighetene for prisoptimalisering i spotmarkedet og RKOM er mer til stede enn ved dagens drift av Øvre Vinstra. I tillegg vil dette føre til en gevinst i Nedre Vinstra og Harpefossen kraftverk.

Det er foreslått tre alternativer for rehabilitering/oppgradering, som alle inneholder omfattende vedlikeholdstiltak i tillegg til oppgradering som gir økt effektinstallasjon.

- Alternativ 1 – rehabilitering av aggregater og modernisering av stasjonen. Alternativet har en installert transformatoreffekt på ca 140 MW. Alternativet begrenses effektmessig av eksisterende utløpsdiameter, med tanke på kavitasjon.
 - o Investeringskostnad ca 135 millioner kroner
 - o Økt inntjening ca 3,5 millioner kroner/år
- Alternativ 2 – oppgradering av aggregater til ca 162 MW transformatoreffekt. Alternativet begrenses effektmessig av eksisterende turbinaksel.
 - o Investeringskostnad ca 172 millioner kroner
 - o Økt inntjening ca 6,5 millioner kroner/år
- Alternativ 3 – oppgradering av aggregater til 170 MW transformatoreffekt. Alternativet begrenses effektmessig av innstøpte deler på turbin, størrelse på avslagskammer og generator.
 - o Investeringskostnad ca 190 millioner kroner
 - o Økt inntjening ca 7,4 millioner kroner/år

Forskjellen i investeringsbehov mellom alternativene er knyttet til oppgraderingskostnader. Det er foretatt en økonomisk analyse i form av differanseverdier mellom de 3 alternativene med alternativ 1 som basis. Dette viser at alternativ 3 er mest lønnsomt. Nåverdien til alternativ 3 er 12,5 millioner kroner bedre enn alternativ 1, og 3,4 millioner kroner bedre enn alternativ 2.

Alternativ 3 inneholder følgende hovedpunkter:

- Turbiner og hovedventiler
 - o Nye løpehjul, lokk, lager, pakkboks, ledeskovler og regulator.
 - o Nye kuleventiler
- Generatorer
 - o Nytt statorhus blikkpakke og vikling for gen 1, oppgr. av stator for gen 2.
 - o Nye generatoraksler, revisjon og ombygging av polhjul
- 15 kV apparatanlegg og generatorbrytere
 - o Nye generatorbrytere og skinneanlegg.
- Transformator T1
 - o Revisjon av transformator med nye kjølere og oljepumper..
- 300 kV apparatanlegg
 - o Ny effektbryter og strømtransformatorer.
- Nytt kontrollanlegg
- Bygningsmessige tiltak i hovedsak knyttet mot HMS.

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag	1
2	Innledning.....	4
3	Teknisk status / tilstand i anlegget	6
3.1	Vannvei	6
3.2	Hovedventiler	6
3.3	Turbiner.....	7
3.4	Turbinregulatorer	7
3.5	Generatorer.....	8
3.6	15 kV anlegg	8
3.7	Transformator T1	9
3.8	300 kV kabler	9
3.9	300 kV strømtransformatorer og effektbrytere i friluftsanlegget.....	10
3.10	Hjelpeanlegg.....	10
3.11	Kontrollanlegg.....	12
3.12	HMS - Bygningsmessige forhold	13
4	Alternativer.....	14
4.1	Alternativ 1.....	14
4.2	Alternativ 2.....	15
4.3	Alternativ 3.....	15
4.4	Anleggsvirkningsgrader	16
4.5	Sammenligning tabell.....	17
4.6	Kostnadsoverslag	18
4.7	Usikkerhet	19
5	Energiproduksjon	20
5.1	Kraftproduksjon og inntjening	20
6	Økonomisk analyse	23
7	Konklusjon – Teknisk beskrivelse av valgt alternativ	24
7.1	Vannvei	24
7.2	Hovedventiler	25
7.3	Turbin.....	25
7.4	Regulator	26
7.5	Generatorer.....	27
7.6	15 kV apparatanlegg.....	27
7.7	Transformator.....	27
7.8	300 kV kabelanlegg.....	28
7.9	300 kV apparatanlegg.....	28
7.10	Kontrollanlegg.....	28
7.11	Hjelpeanlegg.....	28
7.12	Bygningsmessige tiltak	29
7.13	Dryppsikring i adkomsttunnel og drenering av kabelkulvert.....	30
7.14	Anleggsforhold.....	30
7.15	Konsesjonsforhold.....	30
7.16	Virkninger	30
7.17	Fremdrift.....	30

Vedlegg

1. Notat EVk (VN) 30.09.07 – Alternativer for turbinrehabilitering/ oppgradering for Øvre Vinstra
2. Notat GE Energy 07.05.07 – Basis for budsjetttilbud.
3. Notat Alstom 29.06.07 – Forprosjekt Generator Øvre Vinstra
4. Notat 21.06.07 ABB tilstandsvurdering og forslag til tiltak for oppradering av transformatorer
5. Notat 21.06.07 ABB tilstandsvurdering og testresultater
6. Notat SINTEF Tilstandsvurdering av 300 kV kabler 15.9.07 og 9.10.07
7. Norconsult13.06.07 – FLACS beregninger og riskovurdering
8. Brev til NVE 31.08.07 - Vurdering om konsesjonsplikt

2 Innledning

Denne rapporten omhandler alternative tiltak i Øvre Vinstra kraftverk for oppgradering og rehabilitering av eksisterende aggregater med tilhørende kontrollutrustning, samt en helhetlig gjennomgang av hjelpeanlegg og bygningsmessige forhold knyttet mot HMS. Rapporten er utarbeidet av Eidsiva Vannkraft.

Øvre Vinstra kraftverk ble bygget i perioden 1955-1960. Aggregat 1 ble satt i drift i 1959 og aggregat 2 i 1960

Tekniske installasjoner:

- Felles trykksjakt ståloret med unntak av de øverste 100 m
- 2 stk sluseventiler levert av Kværner
- 2 stk Francis turbiner på 68,65 MW levert av Kværner
- 2 stk Synkrongeneratorer 75 MVA levert av NEBB
- 3 stk 1 – fase transformatorer 11,5 / 300 kV levert av National Industri
- 1 stk 1 – fase reservetransformator 11,5 / 300 kV levert av National Industri montert i 1984
- 3 stk 1 – fase 300 kV oljetrykkskabler
- 1 stk 1 – fase 300 kV PEX kabel lagt som reserve i 1984.
- Husaggregat med 700 KVA med pelton turbin. (forsyner kraftstasjon og reguleringsanleggene)
- Nedslagsfelt 744 km²
- Magasin volum 537 mill m³
- Årsproduksjon 611 GWh, siste 20 år. Snitt siste 10 år 615 GWh

Anlegget er bygget i fjell med 2 aggregater og felles hovedtransformator 11,5 / 300 kV. Kraften mates inn på sentralnettet i Øvre Vinstra over 300 kV kabler som er forlagt i kabelkulvert i adkomsttunnelen fra kraftstasjon og ut til friluftsanlegget. Sentralnettpunktet i Øvre Vinstra har linjeforbindelse mot Vågåmo og Fåberg. Det er ingen forbruksuttak i anlegget ut over eget forbruk i kraftverket når husaggregatet ikke produserer.

Kraftverket utnytter fallet på 330 meter mellom Øyangen og Slangen. Vannet fra reguleringsanleggene Bygdin, Vinsteren, Heimdalen og Kaldfjorden føres i tunnel over til Øyangen som er inntaksmagasinet for Øvre Vinstra. Slik driften av anleggene er i dag reguleres tappingen fra Kaldfjorden i hovedsak tilsvarende behovet for driftsvann til Øvre Vinstra. Nivået på Øyangen kan reguleres mellom 996,25-998,25 moh, men holdes mest mulig stabilt.

Slangen er ikke regulert og har et nedslagsfelt på ca 242 km² som i hovedsak kommer fra Hinøgla. I tillegg vil overløp på Nedre Heimdalsvann renne i Hinøgla. Undervannet i Øvre Vinstra ligger på ca 668,2 moh, men vil variere ut fra naturlige tilsigsvariasjoner i tillegg til produksjonsvariasjonene i kraftverket.

Mellom Slangen og Olstappen er det en kort elvestrekning. Olsatappen er inntaksmagasinet for Nedre Vinstra. HRV på Olstappen ligger ca 1 m. lavere enn Slangen, og oppstuvning i Slangen medfører tidsforskyvning på vannet mellom Øvre Vinstra og Nedre Vinstra på 4- 6

timer. Dette kompenseres til en viss grad med at Nedre Vinstra bruker magasin vann i Olstappen for å utjevne tidsforskjellen i perioder når dette lar seg gjøre.

Felles utnyttelse av magasin vannet og tilsiget fra de store feltene i Vinstravassdraget gjør at alle tiltak i anleggene som medfører endring av driftsvannsføringen får gjensidig påvirkning for begge kraftverkene. Det er derfor i alle sammenhenger lagt stor vekt på koordinering av alle planlagte inngrep for å hensynta den totale produksjonen i anleggene.

Installasjonen i Øvre Vinstra er til en viss grad begrensende for den totale driften av vannstrengen mellom Kaldfjorden og Lågen. Det er et ønske om økt effektinstallasjon for å øke slukeevnen i Øvre Vinstra. På denne måten vil vi stå friere til å flytte produksjonen innefor døgn og sesonger, og samtidig redusere risikoen for flomtap. Også i Nedre Vinstra og til dels Harpefossen vil kunne oppnå fordeler av dette.

For begge aggregatene må det gjennomføres hovedrevisjoner i løpet av de nærmeste årene. Det ble foretatt skifte av spaltinger i 1973/1974 og 1992/1993 på grunn av økt spaltevannstap. Ut i fra dette ser vi at intervallene mellom spalteskifte har vært 14 og 19 år tidligere. Det er derfor naturlig å planlegge neste skifte i 2011 / 12. Tidspunktet for spaltingsskifte er bestemmende for resterende revisjonsomfang.

På grunn av produksjonsmetoden på løpehjulene med innstøpte skovler i ring og boss er det ikke mulig å fastslå tilstanden med tanke på sprekkutvikling med sikkerhet. Fagmiljøene hos leverandøren, konsulenter og egne ingeniører har felles forståelse om at løpehjulene må skiftes ut i løpet av de nærmeste årene. Revisjon av løpehjulene kan ikke tilrås, og nye løpehjul vil derfor tas med i påfølgende vurdering av tiltak for alle alternativer.

Generatorene kan oppgraderes innfor de begrensninger som ligger i turbiner og vannvei. Det medfører at delkomponenter vil måtte skiftes en del år tidligere enn det som vil være naturlig ved dagens driftsform. Generelt sett vil det også danne grunnlaget for forbedringer i anlegget som har driftsmessige gevinster.

Kontrollanlegg står foran en full modernisering i løpet av de nærmeste årene. Samordning med hovedrevisjoner og større utskiftninger gir store besparelser.

Det ligger betydelig oppgraderingspotensialer i eksisterende hovedkomponenter, og det ser ut som ønske om oppgradering av anlegget ligger godt til rette. Tidspunkt for gjennomføring vil harmonere med revisjonsbehovet sett ut fra tilstand en på turbinanleggene. Med hensyn til leveringstider og mulig fremdrift vil gjennomføring i 2011 eller de første årene deretter være mulig.

3 Teknisk status / tilstand i anlegget

De tekniske anlegget har vært regelmessig vedlikeholdt. I perioden 1978 – 1995 ble det foretatt store investeringer i anlegget. Nye hovedtransformatorer ble montert, og det ble etablering av reserve 1-fase transformator med 300 kV kabeltilknytning. Generatorene ble viklet om, kontrollanlegg ble skiftet, generatorbrytere byttet ut og det ble montert inn ny forstyring på eksisterende regulatorer.

I de siste årene har det vært fokus på å forberede anlegget med tanke på forestående hovedrevisjoner, og en del nødvendige tiltak er satt på vent for å kunne innarbeides i en totalplan for anlegget.

3.1 Vannvei

- Stålforet trykksjakt sandblåst og malt i 1999.
- Betongutbedring i trykksjakt øvre del i 1999 og 2004.
- Rulleluke og varegrind i pådragskammer revidert, sandblåst og malt i 2004
- Avgrening (400 mm) til husaggregatet føres gjennom stasjonen frem til sluseventilen i generatoretasjen uten avstengingsorgan. Arrangementet anses som lite tilfredsstillende med tanke på fare for lekkasjer. Dersom løsningen skal opprettholdes må det monteres avstengningsorgan ved avtappingen, og røranlegget må skiftes eller vedlikeholdes.
- Koter og arealer i fordelingsbasseng ble undersøkt i løpet av forprosjektet. Det ble foretatt dobbeltavslag ved 2x40MW og 2x70MW, og oppsvinget i kammeret ble målt. Beregningene er kalibrert i forhold til dette.

3.2 Hovedventiler

- Sluseventil for turbin 2 ble revidert i 1999 etter at det hadde vært en del problemer med omløpsventiler og styresystemene.
- Sluseventil for turbin 1 ble det foretatt skifte av pakninger på anlegget samtidig.
- Slusene har per i dag eroderinger i overgangen mellom omløpsventil og omløpsrør
- Hovedventilene er de komponentene som skaper mest driftsproblemer i anlegget. Funksjonsfeiler knyttet til start og stopp samt vibrasjonsproblemer i noen tilfeller på enkelte lastområder.

3.3 Turbiner

- Revisjon turbin 2 i 1973 og turbin 1 i 1974, Sørumsand
 - o Bytte av spaltinger
 - o Reparasjonssveising og maskinering av ledeflater og ledeskovler
- Revisjon turbin 1 i 1992
 - o Bytte av spaltinger
 - o Reparasjonssveising av løpehjul på anlegget
- Revisjon turbin 2 i 1993
 - o Bytte av spaltinger
 - o Reparasjonssveising, sandblåsing og maling av løpehjul på verksted
- Tilstand i dag:
 - o Sprekker i rustfri påleggssveis mellom ring og løpeskovler på avløpet
 - o Tæring i overgang rustfri påleggssveis og svart stål i innløpet
 - o Ledeskovlene er hamret inn mot løpehjulet. Dette har vært nevnt i forbindelse med alle kontroller siden 1960. Det spekuleres i om steinene som hamrer skovlen kommer fra skrånjakten opp til avslagskammeret.

3.4 Turbinregulatorer

Turbinregulatorene ble ombygget i 1991. Opprinnelig hydraulisk/mekanisk forstyring er byttet ut med hydraulisk/elektronisk. Opprinnelig servo, hovedsleide og oljetrykksanlegg benyttes fortsatt. Stensli Mekaniske verksted leverte den hydrauliske delen og EB Energi leverte den elektroniske delen. Arbeidstrykk på eksisterende regulator er på ca 15 bar.

- Eksisterende turbinregulatorer har ikke fjernstyrt statikk. Dette er nødvendig for å delta i regulerstyrkemarkedet.
- Det antas at det vil komme en årlig kostnad forbundet med testing av lufttrykktanker. Eksisterende akkumulatortanker er på ca 2 m³
- Eksisterende regulatorer produserer mye oljedamp, dette vil bli borte med nye høytrykks oljetrykksanlegg.
- Eksisterende oljetrykksanlegg er bygget opp av mange spesialkomponenter som kan ta tid å skaffe ved svikt.

3.5 Generatorer

- Generator 2 ble omviklet på anlegget i 1979, mens statoren for aggregat 1 ble transport til NEBB for omvikling 1981. En brann i fabrikkianlegget gjorde at statorblikket ble skadet, og som følge av dette fikk statoren ny blikkpakke og vikling samtidig.
- Polrevisjoner er gjennomført på begge aggregater samtidig med omviklingen.
- Begge aggregater er ombygget til statisk magnetisering i 1986
- Generatorkjølere ble skiftet i 1994

Tilstand

Begge generatorer er i generelt god stand, men det er nødvendig med tiltak for redusere problemer med oljedamp og børstestøv.

For å vurdere oppraderingspotensialer er det foretatt varmeprøver av begge motorene. Basert på disse prøvene foreslås det å endre kjølingen med ny viftering med justerbare vifteblader og nye luftføringskonuser for å bedre luftfordelingen internt i maskinene.

- Blikkpakken for aggregat 2 bærer noe preg av aldring, men anses ikke kritisk med dagens driftsform. Ved forestående hovedrevisjon må det påregnes omkiling, etterstramming av blikkpakke og reingjøring som minimum.
- Restlevetid av statorviklingene er vurdert til minimum 20 år, og for aggregat 2 bør statorhus og blikkpakke fornyes samtidig med omvikling.
- Konstruksjonsløsningen for nedre styrelager skaper en del driftsproblemer.
- Generelt er det mye oljedamp både fra øvre og nedre lager som det bør finnes løsninger for.
- Det bør lages løsninger for oppsamling av børstestøv.

Magnetisering

Begge maskiner ble ombygget til statisk magnetisering i 1986. Oppgradering av motorene medfører at magnetiseringsutrustningen må skiftes ut.

3.6 15 kV anlegg

- Generatorbrytere ble utskiftet i 1995 / 1996. Siemens AS leverte Vaacumbrytere effektbrytere type (4000 A / 15 kV) i Pehla prøvde celler. Ved eventuell oppgradering av aggregatene må bryterne skiftes. Det antas at bryterne representerer en restverdi, og bør kunne tilpasses i andre anlegg.
- 15 kV skinneanlegg på generatorspenning ble ombygget samtidig med skifte av generatorbryterne. I hovedsak var dette utskifting av isolatorer og tilpasning av reaktorer i tilknytning til nytt uttak til stasjonsforsyningen. Skinneanlegget må forsterkes ved eventuell oppgradering av aggregatene.

3.7 Transformator T1

Hovedtransformator T1 består av 3 1-fase transformatorer direkte knyttet mot 300 kV oljetrykkskabler. Transformatorene har vært i drift siden 1979, og har regelmessig vært fulgt opp med oljeprøver og normalt vedlikehold. I 2002 ble det foretatt regenerering av transformatoroljen.

ABB (vedlegg [4] og [5]) har foretatt inspeksjon av anlegget. I henhold til anbefalinger er det tatt ut papirprøver for å vurdere aldringen i papiret. DP-verdiene (DPv 720) viser bedre resultater enn forventet, og ABB gir uttrykk for restlevetid over 20 år. Etter snart 30 års drift må det påregnes å skifte kjølere, samt foreta en del etterstramming og utskifting av pakninger som anses som normalt vedlikehold.

Anlegget er utbygd med 1-fase reservetransformator som er forberedt for lasking mot 11 kV. Transformatoren har ikke vært spenningsatt på anlegget, men kontroll av olje og øvrig vedlikehold har vært fulgt opp tilsvarende de andre transformatorene. Transformatoren anses som fullverdig reserve som forutsatt.

3.8 300 kV kabler

300 kV kabelanlegget består av 3 oljetrykkskabler (OKA 3 x 1 x 250 mm² Cu) og en PEX kabel (TKXP 1 x 630 mm² Al med blykappe). Kablene er forelagt i kabelkulvert med betonglokk i adkomsttunnelen. Som skille mellom kablene er det lagt betongstein, men dette er ikke gjennomført på hele strekningen.

Oljekablene har vært drift siden anlegget var nytt i 1959. De første årene med 220 kV driftspenning før sentralnettet ble oppgradert til 300 kV. PEX kabelen har ligget som ubenyttet reserve siden den ble installert i 1984.

300 kV trykkoljekabler

SINTEF Energiforskning er engasjert for å vurdere tilstand og restlevetid for kabelanleggene. Nexans Norway har foretatt restgassmålinger og oljeprøver for kontroll av dielektriske tap i kabeloljen. Gassanalysene og dielektriske tap viser gode resultater som tilsier restlevetid over 20 år. Sluttrapport fra SINTEF Energiforskning avventes.

300 kV PEX –kabel

Kabelen ble produsert i 1983, og er en svært tidlig leveranse av PEX-kabel på dette spenningsnivået. Det er reist en del tvil om hvorvidt dette er en reell reserve, og det ble valgt å foreta kontroll av 2x1 m prøvestykker fra kabelen (kapprester som var på anlegget) for å vurdere renheten i PEX isolasjonen. Prøvene avdekket uregelmessigheter i PEX materialet som forventet, men størrelsen og formen av disse anses ikke som kritiske for kabelens driftsegenskaper.

- Basert på tilgjengelige driftserfaringer og prøveresultater anses PEX-kabelen fortsatt som fullverdig reservekabel.

3.9 300 kV strømtransformatorer og effektbrytere i friluftsanlegget

Denne delen av anlegget har vært i drift siden anlegget var nytt. Effektbryterne er av type Sprecher & Schuh og er sist revidert i 2001. Det nærmer seg nå neste revisjonstidspunkt, og det foreslås derfor at bryterne og strømtransformatorene skiftes ut til nytt utstyr. Tilsvarende utstyr i andre avganger i anlegget ble skiftet i 1992. Statnett har systematisk gjennomført utskifting av tilsvarende komponenter i sine anlegg.

3.10 Hjelpeanlegg

3.10.1 Reservestrømsforsyning

Reservestrømforsyningen til stasjonen og fjellområdene dekkes fra husaggregatet. Alternativ forsyning fra 11 kV uttak på hovedtransformator, med 0-spennings omkobling. Ved manuell omkobling i linjenettet er det mulig å forsyne stasjonen og fjellområdet fra 22 kV nettet til Gudbrandsdal Energi.

Generatoren for husaggregatet ble revidert i 1998/99. Det er behov for fornying av magnetiseringsutrustningen, samt at turbinregulatoren på sikt må skiftes.

Det er ikke avstengningsorgan ved avgreningen fra turbinrøret. Hovedtilførselen frem til sluseventilen for husaggregatet er en 400 mm rørledning som er forlagt ubeskyttet i stasjonen. Eventuell lekkasjer kan medføre store skader i anlegget. Ombygging som sikrer dette, samt kontroll og korrosjonsbehandling av røret er nødvendig.

3.10.2 Maskinsalkran

Det er foretatt en tilstandsvurdering av maskinsalkrana av Norsk Kranpartner AS. Kontrollen avdekker en del forhold som må utbedres for å få kрана bruksgodkjent for de fremtidige hovedløft og generell bruk under fremtidige revisjoner. Pris fra leverandør på nødvendig rehabilitering og modernisering er innhentet. Det anbefales at arbeidene utføres i løpet av 2008 siden en del av tiltakene er viktige med hensyn til bruksgodkjenning.

3.10.3 Ventilasjonsanlegg

Ventilasjonsaggregatet er etter oppgradering i 1996 av forholdsvis nyere dato og fungerer tilfredsstillende mht temperaturregulering og tåkedannelse (det er i senere tid foretatt noen justeringer av automatikk). Avløpstunnel er som opprinnelig benyttet som rømningsveg. Dette er en god løsning i og med at friskluftinntak skjer her. Løsningen forutsetter at friskluftviften går på fullt turtall i en eventuell rømnings situasjon.

Kraftstasjonene har store mangler mht seksjonering med brann- og røkspjeldspjeld. Det er behov for avfuktig i turbinkjeller og håndtering av oljedamp og kullstøv.

I forbindelse med rehabilitering av anlegget vil det være fokus på brannseksjonering. Det skal legges vekt på sikring av friskluftstilgang i rømningsveger, samtidig som brannområder isoleres.

Stasjonen har høy fuktighet i nedre etasjer, og det er et ønske om at disse områdene avfuktes for å bedre klimaet for komponenter i disse områdene, og dermed redusere vedlikeholdsbehovet.

3.10.4 Kjøle- og lenseanlegg

Kjølevannet går fra tubinens spalter til frekvensregulerte kjølevannspumper som pumper til tank. Tilførselsrøret til tanken har avgreininger til luftkjølere på generator, transformator og lager. Tilbakeslagsventil sørger for at lagrene får kjølevann fra tank hvis pumpene svikter.

Lenseanlegget består av to pumper som står i pumpekummen. Vannet blir pumpet gjennom et innstøpt rør ut bak sugerørslukene.

Kjøle- og lenseanlegget er består av rør i plast, svart- og rustfritt stål. Alle rør bør erstattes med rustfrie. Alle ventiler bør vurderes.

Innstøpte rør delvis sterkt korroderte.

3.10.5 Brannvarslings og slukkeanlegg

Brannvarslingsanlegget ble levert av Eltek i 1995. Det er bygget med adresserbare meldere, og er knyttet sammen med tablå i dagbygget som viser tilstand inne i fjellanlegget. Utvidelser for å tilpasse anlegget til bygningsmessige endringer og seksjoneringer er mulig.

3.10.6 230 V AC / DC fordeling

Stasjonstransoformatorer og lavspennetavla i hovedfordelingen med omkoblingsautomatikk for reserveforsyningen ble skiftet ut i 1999.

Stasjonen har kun ett batterianlegg for styrestrømsforsyning. Ved eventuell ombygging bør det etableres dubleret batteriforsyning for bruk til nødstyring.

3.11 Kontrollanlegg

Kontrollanlegget i Øvre Vinstra ble ombygget i 1983 av Natinal Industri. Anlegget er bygget opp med releteknikk og svakstrøms styretavle i kontrollrommet. Elektronisk vernutrustning er fortsatt i drift, og har i store trekk fungert tilfredsstillende.

- Med elektronisk utstyr med så lang driftstid må det forventes økende driftsmessige problemer de kommende årene.
- Reservedeler er svært vanskelige å fremskaffe, og reparasjonstiden kan medføre at aggregatene vil få lavere tilgjengelighet. Innenfor anlegg som EVk drifter har vi kun Osa og Mesna Kraftverker som har tilsvarende utstyr. Også i disse anleggene er det mangel på reservedeler.
- Ved utskifting av releer må det tas i bruk andre typer sokler som krever større plass. . Dette medfører ombygginger som er kostbare og tidkrevende
- Fornyng av vern vil medføre ombygginger i releskapene, og det kan være problemer med å få plass til erstatningsvern i eksisterende releskap.
- Eventuell utskifting av nye hovedkomponenter og regulatorer i anlegget vil medføre tilpassinger i kontrollanlegget som blir svært kostbare og arbeidskrevende fordi relètavlene er basert på relèutstyr som ikke lenger er tilgjengelig. Det må derfor benyttes ledige plasser i den grad det er mulig med utstyr som ikke vil være tilpasset de tavlene anlegget er bygget opp med.
- De er et ønske om større grad av backupvern, men dette er utsatt i påvente av modernisering av kontrollanlegget.

Ut fra en helhetsvurdering bør det planlegges full utskifting av hele kontrollanlegget. Tidspunkt bør tilpasses andre større investeringer i anlegget som naturlig knyttes til modernisering og oppgradering. Fordeler ved en totalrenovering av anlegget er at man da kan ta i bruk moderne teknikk på alle områder. Det er en betydelig gevinst av felles uttesting av anlegget som i stor grad kan utføres i fabrikk. Total montasjetid og utprøving i anlegget vil bli redusert, og vi vil samtidig unngå alle tilpasninger med delkomponenter av forskjellig årgang.

Kablene i anlegget har PVC isolasjon og bør skiftes ut med nye halogenfrie kabler av hensyn til brannsikkerhet og eventuelle følgeskader av røykutvikling ved brann i anlegget. Forbedringstiltak av denne karakter er kun mulig dersom det gjøres samtidig med en total rehabilitering av anlegget, og bør planlegges sammen med øvrige moderniseringer i anlegget..

I forbindelse med at Statnett overtok 300 kV linjefelter og koblingsbryterfeltet, ble også tilhørende deler av kontrollanlegget overført. Statnett er orientert om våre planer, og er i utgangspunktet innstilt på å samordne modernisering av sine anleggsdeler med våre planer. De tar forbehold om at det blir bevilget midler, men er innstilt på å flytte ut av anlegget og bygge opp sin egen enhet i tilknytning til utendørsanlegget uavhengig av kraftverket.

3.12 HMS - Bygningsmessige forhold

Øvre Vinstra kraftstasjon er bygget som et åpent anlegg med svært få seksjonerings med tanke på brann og røykspredning. Stasjonen har ikke rømningstunnel, men det er lagt opp til rømningmulighet gjennom avløpstunnelen med båt.

Transformatorrommene har tidligere vært sikret med eksplosjonsundertrykkende Halon-slukkeanlegg for kabelboksene på 300 kV kablene. Slukkeanlegget er utfaset i henhold til myndighetskrav.

Det er ønske om å sikre stasjonen mot eventuelle trykkstigninger ved brann og eksplosjon i transformatorrommene. I denne forbindelse er GexCon AS og Norconsult engasjert som sakkyndige. Det er foretatt FLACS-simuleringer for å vurdere trykkstigninger og konsekvenser av eventuelle eksplosjoner i transformatorrommene. Norconsult har utarbeidet en risikovurdering som er lagt til grunn for de tiltak som foreslås for bygningsmessig sikring av stasjonen (vedlegg [7]).

I tillegg til trykksikring av transformatorrommene er det foreslått bygging av redningsrom i stasjonen. Det er også vurdert en del bygningsmessige tiltak med brannseksjonerings på generatorplan og mot trappesjakter og kontrollrommet.

4 Alternativer

Alternativ med forlengelse av driftstunnelen til Kaldfjorden er vurdert tidligere, men etter en overslagsmessig beregning kan det anslås at en utbygging av aggregat 3 i Øvre Vinstra vil beløpe seg til over 350 millioner kroner. Kapitalisert inntekt beløper seg til ca 250 millioner kroner.

Det arbeides med løsninger for bygging av Øyangen kraftverk for å utnytte fallet i overføringstunnelen mellom Kaldfjorden og Øyangen. Slukeevnen for Øyangen vil måtte ses i sammenheng med de valg som gjøres for Øvre Vinstra ved en eventuell oppgradering.

Ønske om økt slukeevne for å stå friere til disponering av vinterproduksjonen gir muligheter for betydelige økte inntekter, samtidig som det reduserer faren for vanntap enkelte år. I tillegg vil Nedre Vinstra og Harpefossen ha gevinst av økt slukeevne i Øvre Vinstra fordi deler av produksjonen vil flyttes til andre perioder med høyere pris innfor dag, uker og sesonger.

Det ble besluttet å arbeide videre med tre alternativer for modernisering og oppgradering av Øvre Vinstra kraftverk. Bakgrunnen for de tre alternativene vises i vedlegg [1], turbinprisene finnes i vedlegg [2]. De tre alternativene presenteres med følgende løsninger:

4.1 Alternativ 1

Ca 138-140MW transformatoreffekt (ca 48,5 m³/s), begrenset av eksisterende utløpsdiameter, med tanke på kavitasjon. Generator begrenset av akseldiameter.

4.1.1 Omfang Alternativ 1

- Sluseventiler skiftes ut med nye kuleventiler
- Turbin
 - Nye løpehjul med moderne design, bedret virkningsgrad og eventuell justering av bestpunkt.
 - Endetettinger på ledeskovler
- Nye regulatorer
 - Ny servo
 - Tilpassing av eksisterende sikkerhetsventil til ny servo/nytt driftstrykk
 - Nytt oljetrykksanlegg
- Generatorer revideres, omkiling, rengjøring og etterstramming av blikkpakke foretas koordinert med revisjon av turbiner. Statorviklinger og kjølere forventes å ha en restlevetid på ca 20 år.
- Levetidsvurderinger med tanke på tidspunkt for utskifting av viklinger, kjølere, etc.
- Transformatorer revideres, kjølere, oljepumper og sirkulasjonsvakter skiftes.
- 300 kV kabelanlegg - oljekabel holdes i drift så lenge feilsannsynlighet er akseptabelt lav. Arbeide med tilstandsvurdering er i gang i samarbeide med Sintef (H. Faremo).
- 300 kV apparatanlegg – Strømstransformatorer og effektbryter skiftes. (Statnett velger full utskifting av lignende utstyr)
- Kontrollanlegg planlegges med full utskifting samtidig med hovedrevisjon av aggregater.

4.2 Alternativ 2

Ca 162MW transformatoreffekt (ca 58 m³/s), begrenset av eksisterende turbinaksel

4.2.1 Omfang alternativ 2

- Som alternativ 1, med følgende endringer
- Turbiner designes for 2 X 83 MW turbineffekt.
 - Ny sugerørskonuser tilpasses ny utløpsdiameter
- Generatorer må oppgraderes tilsvarende.
 - Generatoraksler byttes inkl. nedre styrelager
 - Det gjennomføres polrevisjon med nye feltviklinger tilpasset økt ytelse.
 - Generator 1 som har blikkpakke fra 1958 anbefales det å montere inn nytt statorhus med blikk og nye viklinger.
 - Generator 2 oppgraderes, statorviklinger beholdes. Det antas nødvendig med etterstramming av blikkpakke, rengjøring og omkiling.
 - For begge maskiner må ventilasjonssystemet ombygges og tilpasses økt kjølebehov.

4.3 Alternativ 3

Ca 170MW transformatoreffekt (ca 61 m³/s), begrenset av eksisterende svingekammer, innstøpt del av sugerør samt periferihastigheten på løpehjulsavløpet.

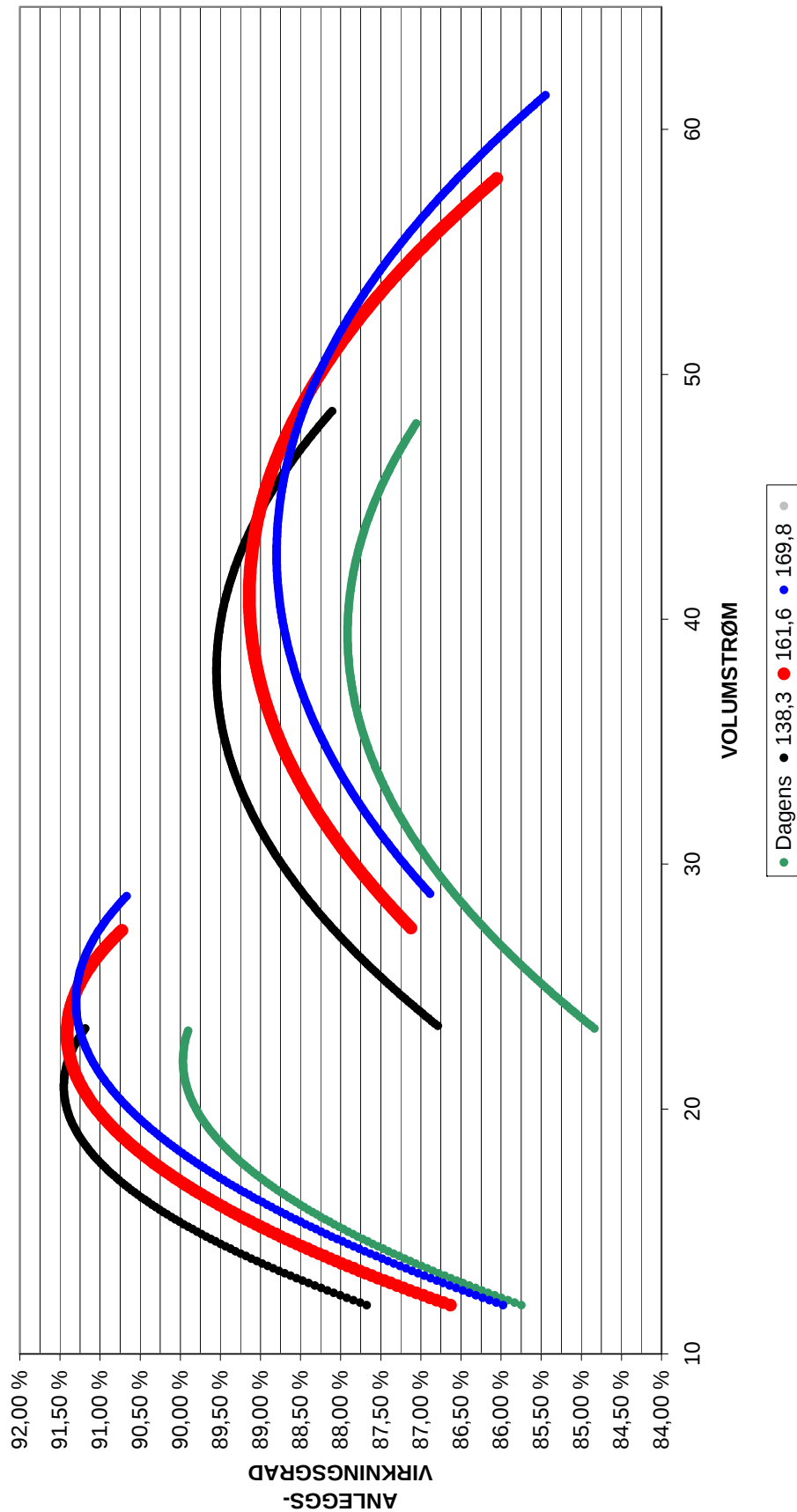
4.3.1 Omfang alternativ 3

- Som alternativ 1 og 2, med følgende endringer
- Turbiner designes for 2 x 87 MW turbineffekt
 - Nye lokk, pakkboks og lager
 - Nye ledeskovler
 - Løpehjul leveres med pumpeplate for kjølevann
 - Stagring må tilpasses ny ledeskovlhøyde.

4.4 Anleggsvirkningsgrader

ALTERNATIVER FOR OPPGRADERING ØVRE VINSTRA

Tallene i forklaringen angir avgitt transformatoreffekt



4.5 Sammenligning tabell

	Alt 1 138-140MW	Alt 2 162 MW	Alt 3 170MW
Vannvei			
Tiltak for lufting av avslagskammer	Nei	Ja	Ja
Hovedventil			
Nye kuleventiler	Ja, likt for alle		
Turbin			
Nye løpehjul	Ja, likt for alle		
Nye sugerørskonuser	Nei	Ja	Ja
Nye lokk	Nei	Nei	Ja
Nye ledeskovler	Nei	Nei	Ja
Nye lager	Nei	Nei	Ja
Ny pakkebokser	Nei	Nei	Ja
Nye turbinaksler	Nei	Nei	Ja
Nye turbinregulatorer	Ja, likt for alle		
Generator 1			
Nytt statorhus blikkpakke og vikling	Nei	Ja	Ja
Rehabilitering stator	Ja	Nei	Nei
Polrevisjon	Nei	Ja	Ja
Generatoraksel	Nei	Ja	Ja
Sprekk kontroll rotor	Nei	Ja	Ja
Generator 2			
Nytt statorhus blikkpakke og vikling	Nei	Nei	Nei
Stator	Rehabilitering	Oppgradering	Oppgradering
Polrevisjon	Nei	Ja	Ja
Generatoraksel	Nei	Ja	Ja
Sprekk kontroll rotor	Nei	Ja	Ja
Transformatorer	Likt for alle		
15 kV apparatanlegg og generatorbrytere			
Nye generatorbrytere	Nei	Ja	Ja
Nye skinneanlegg	Nei	Ja	Ja
300 kV apparatanlegg	Likt for alle		
Kontrollanlegg	Likt for alle		
Kommunikasjon	Likt for alle		
Kjølevannsanlegg	Likt for alle		
Hjelpestrømsforsyning	Likt for alle		
Maskinsalkran	Likt for alle		
Bygningsmessige arbeider	Likt for alle		
Ventilasjonsanlegg	Likt for alle		
Avfukting	Likt for alle		
Brannvarsling og slukkeanlegg	Likt for alle		

4.6 Kostnadsoverslag

Det er vurdert 3 forskjellige alternativ som alle inneholder betydelig grad av nødvendig vedlikehold.

Tabellen under viser beregnede kostnader knyttet til de ulike alternativene. Som det fremgår av tabellen øker kostnaden ved å øke effektinstallasjonen med hhv. ca. 37 mill. kr og 55 mill kr. Disse økte kostnadene må sees i forhold til mulig inntektsøkning som følge av økt fleksibilitet og redusert flomtap.

Kostnadsoversikt	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
	Mill. kr	Mill. kr	Mill. kr
Oppgraderingskostnader		30,7	45,7
Vannvei		0,4	0,4
Turbin			15,0
Generator		22,5	22,5
15 kV apparatanlegg		7,8	7,8
Vedlikeholdskostnader	100,5	100,5	100,5
Vannvei	1,1	1,1	1,1
Hovedventiler	12,7	12,7	12,7
Turbin	38,8	38,8	38,8
Generator	11,5	11,5	11,5
15 kV apparatanlegg	0,0	0,0	0,0
Transformator	3,2	3,2	3,2
300 kV apparatanlegg	2,0	2,0	2,0
Kontrollanlegg	24,8	24,8	24,8
Hjelpesystemer	6,4	6,4	6,4
Bygningsmessige tiltak	8,7	8,7	8,7
HMS og brannforebyggende tiltak	6,5	6,5	6,5
Generelle bygningsmessige vedlikeholdstiltak	2,2	2,2	2,2
Prosjektledelse - planlegging og kontraktsoppfølging	5,0	5,4	5,4
Diverse og uforutsett	20,7	26,9	29,9
Sum	134,9	172,2	190,2
Tilleggs kostnader for oppgradering alt 2 og 3		37,2	55,2

4.7 Usikkerhet

4.7.1 Turbiner

Turbinbetrakningene i forprosjektet er utført som overslagsberegninger kombinert med tall fra leverandører. Om turbinene virkelig vil prestere som forutsatt får en ikke svar på før CFD- / modellresultater foreligger. Særlig viktig er det få undersøkt hvordan eksisterende stagskovler/tromme påvirker virkningsgraden.

Modelltest

Å kjøre modelltest er meget viktig for å kunne avdekke eventuelle feil på et tidlig stadium. En modelltest kan også benyttes for å optimalisere turbinen med tanke på virkningsgrad og kavitasjon.

- Modelltesten gir oss informasjon om når kavitasjon oppstår, altså hvor stor maksimaleffekt turbinen har. Når dette er avdekket kan modellen benyttes for å vurdere hvordan denne kan eventuelt økes.
- Modelltesten gir oss informasjon om hvor høy virkningsgrad vi får på prototypen. Modellen kan også benyttes til å vurdere tiltak for å øke virkningsgraden.
- En modelltest koster ca 5 000 000 kr i uavhengig laboratorium. Det betyr at vi må hente 0,16 % virkningsgrad, eller avdekke et makseffektavvik på ca 1,5 MW for at modelltesten skal bli lønnsom.
- Kostnader for modelltest er ikke tatt inn i kostnadsoverslaget, men dette må diskuteres med valgt leverandør i kontraheringsfasen.

4.7.2 Generatorer

- Tilstanden på viklingene i aggregat 2 antas å være så god at omvikling ikke er aktuelt før i 2027. Eksakt tilstand er vanskelig å fastslå. Når aggregat 1 demonteres kan det imidlertid være mulig å teste tilstanden på generatorviklingen som skal skrotes for å vurdere restlevetid for tilsvarende vikling i generator 2 er som forutsatt.
- Det må foretas en full mekanisk gjennomregning av generatorenes roterende komponenter før vi kan fastslå øvre grense for oppgradering.
- Tilstandskontroll for å sikre at alle roterende tåler de økte påkjenningene ved oppgradering av aggregatene. Kritiske deler må sjekkes spesielt med hensyn på sprekker korrosjon og skader.

4.7.3 Kontrollanlegg

- Statnett forutsetter å flytte sine anlegg ut av kraftstasjonen før ombyggingen av kontrollanlegget i stasjonen starter. Det tas forbehold om at dette anlegget blir prioritert i investeringsplanene. Utsettelse kan medføre tilpasninger mot eksisterende anlegg, og vil medføre kostnadskrevende tilpasninger.

4.7.4 Diverse og uforutsett

- I kalkulasjonsgrunnlaget er det lagt inn poster for diverse og uforutsett med 20 % for anleggsdeler hvor leveransene i stor grad er knyttet mot leveranser som vi tror kan påvirkes av de internasjonale markedene. For øvrige kostnader er det lagt inn 10 % tillegg til beregnede kostnader

5 Energiproduksjon

5.1 Kraftproduksjon og inntjening

Gjennomsnittlig produksjon de siste 10 årene har vært på 615 GWh med en fordeling sommer/vinter på 128/487 GWh.

5.1.1 Dagens produksjonsplanlegging og drift

Maksimal effektutnyttelse i Øvre Vinstra kraftverk er i dag på 140 MW, mens bestpunktproduksjon er på ca. 110 MW.

Ved bestpunktproduksjon om vinteren er brukstiden relativt lang (ca. 4400 timer), og til tider er det ikke mulig å optimere produksjon verken økonomisk eller vannmessig. For å være sikker på å få tømt bakenforliggende magasin om vinteren, planlegges derfor produksjon på dårligere virkningsgrad (130-135 MW) i høylasttimene. Toppeffekten (5-10 MW) blir tilbudt i RKOM og/eller i RK-markedet.

5.1.2 Framtidig produksjonsplanlegging og driftsfilosofi

Ved en rehabilitering eller oppgradering av Øvre Vinstra kraftverk er det mulig å legge ut anlegget for et bestpunkt på 135-140 MW, tilsvarende en brukstid på 3500 timer. Med denne brukstiden er fleksibiliteten vesentlig forbedret og mulighetene for prisoptimalisering i spotmarkedet og RKOM er mer til stede enn ved dagens drift av Øvre Vinstra kraftverk.

Økes slukeevnen til en maksimal effekt på i størrelsesorden 170 MW, ligger det godt til rette for å utnytte både spot- og RKOM/RK-markedet gjennom vintersesongen.

I det følgende er det sett nærmere på en driftsplanlegging i Øvre Vinstra kraftverk som hensyntar produksjonsplanlegging og salg i spotmarkedet i høylasttimene på bestpunkt (135-140 MW). I tillegg er det hensyntatt salg av toppeffekt gjennom vinteren i RKOM og salg av ekstra regulerstyrke i sommerperioden. En eventuell flytting av produksjon til bedre priser innen vintersesongen på grunn av kortere brukstid er inkludert i forutsetningene og beregningene av inntjeningspotensialet. En mer beskrivelse av de mest sentrale forutsetningene er gitt i kapittel 5.1.3.

For nærmere å se de økonomiske virkningene av å installere høyere effekt i Øvre Vinstra kraftverk, i tillegg til virkningsgradforbedringene, er inntjeningspotensialet i forhold til dagens installasjon beregnet for 3 alternative løsninger for rehabilitering/oppgradering av anlegget:

Alt. 1: Maks effekt = 140 MW (lik dagens)

Alt. 2: Maks effekt = 162 MW

Alt. 3: Maks effekt = 170 MW

5.1.3 Forutsetninger

Følgende sentrale forutsetninger er lagt til grunn i beregningene:

- Økt energiproduksjon med ca 7-10 GWh (Der alternativ 3 gir minst økning i produksjon og alternativ 1 gir høyest økning)
- Redusert flomtap med ca. 3-4 GWh (Der alternativ 3 gir mest reduksjon.)
- Salg i Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) til en gjennomsnittlig pris på 1500 kr/MW/uke

5.1.4 Resultater

Med forbedrete virkningsgradskurver og økt slukeevne gis det mulighet for økt energi- og effektsalg fra Øvre Vinstra kraftverk. Tabellen nedenfor viser inntjeningsmulighetene for ovennevnte 3 alternativ i forhold til dagens installasjon, differensiert på energi- og effektsalg.

Tall i millioner kr	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Økt energisalg	3,5	4,8	5,3
Økt effektsalg	0	1,6	2,2
Sum	3,5	6,4	7,5

Økt inntjening i Øvre Vinstra kraftverk

I tillegg til mulighetene for økt inntjening i Øvre Vinstra, vil Nedre Vinstra og Harpefossen kraftverker dra nytte av ovennevnte oppgradering (alternativ 2 og 3). De vil spesielt se en produksjonsgevinst ved flytting av energi innen sesongen og ved salg av regulerkraft i Øvre Vinstra kraftverk, se tabell nedenfor.

Tall i millioner kr	Alternativ 2	Alternativ 3
Nedre Vinstra	1,7	2,3
Harpefossen	0,1	0,2
Sum	1,8	2,5

*Økt inntjening i Nedre Vinstra og Harpefossen kraftverker
(pga. flytting av energi innen sesongen og salg av RK)*

5.1.5 Virkningsgradsforbedringer

Turbiner

Eksisterende turbin har en toppvirkningsgrad på ca 93,4 % snitt for begge turbiner. Ny turbin i et nytt kraftverk uten begrensningen vi har i omløpstall og tromme vil kunne fått en virkningsgrad på 95,4 % (+/- 0,4 %). På grunn av begrensningene på Øvre toppvirkningsgraden bli ca 94,7 %, altså 1,3 % høyere enn eksisterende. Under forsøkes det å adressere hvor de forskjellige økningene fås:

- 0,2 % kan adresseres til bytte av lokk med optimalt antall, plassering og utforming av ledeskovler
- 0,2 % kan adresseres til endetettinger på ledeskovler
- 0,9 % kan adresseres til nytt løpehjul

Eksisterende sluser har et falltap på ca 1 m ved 65 MW, og øker med kvadratet av volumstrømmen. Nye kuleventiler er tilnærmet tapsfrie. Anleggsvirkningsgraden ved 65 MW vil derfor bli forbedret med ca $1/330 = 0,3 \%$

Generatorer

Ombygging av ventilatorer og nye luftføringskonuser vil gi bedre luftfordeling i aggregatene. Ut fra dagens behov for kjøleluft vil dette kunne bidra til å redusere ventilasjonstapene i maskinen med anslagsvis 50 -60 kW per maskin. Oppgraderingen fører imidlertid til økt kjølebehov, men det antas at det kan være mulig å redusere ventilasjonstapet også ved eventuell oppgraderinger.

Ny stator med orientert blikk av dagens kvalitet for aggregat 2 vil gi reduserte jerntap sammenlignet med dagens aggregat på anslagsvis 50 – 60 kW

6 Økonomisk analyse

Den økonomiske analysen som ble gjort i forprosjektet er for intern bruk og er tatt ut i den versjonen av rapporten som legges ved for konsesjonsbehandling.

7 Konklusjon – Teknisk beskrivelse av valgt alternativ

Med bakgrunn i den økonomiske analysen anbefales alternativ 3, oppgradering til ca 170 MW transformatoreffekt.

7.1 Vannvei

Inntaksmagasinet Øyangen reguleres mellom 996-998 moh (iht kotesystem på tegninger fra utbyggingen). Vannet overføres i en tunnel på 32 m², 7700 m fra Øyangen via Falkangerfjell, Rauskaret og til fordelingsbasseng i Finnbølshaugen. Fordelingsbassenget er utført som et pådragskammer i bunnen og avslagskammer i toppen. To sjakter forbinder pådragskammeret og avslagskammeret. I pådragskammeret er det montert en rulleluke som fungerer som rørbruddssikring. Etter rulleluka er det plassert en finvaregrind.

På grunn av at vannet vil svinge høyere ved avslag etter en oppgradering, er det nødvendig å modifisere lufterista og porten inn til avslagskammeret. Dette må gjøres for å forsikre at vannet ikke skal flomme over, eller eventuelt at vannet skal flomme kontrollert over ved oppsving.

Fra fordelingsbassenget går vannet videre inn i en 100 m lang, betongforet, sirkulær sjakt, med 3,5 m diameter. Videre går vannet i en 320 m lang stålforet sjakt med 3 m diameter. Trykksjakta har en helling på 45,5°.

Den stålforede sjakta går så inn på et bukserør som fordeler vannet på de to turbinrørene på 1,6 m i diameter. Senterlinje rør i kraftstasjonen er på kote 665,475 moh.

Fra sugerøret går vannet gjennom to sugerørsluker. Terskelen er på kote 663,15 moh, lukene måler BxH=3m x 3,5m.

Vannet går videre ut gjennom en frispeilstunnel på 940 m med tverrsnitt på 40 m². Klaring mellom vannspeil og hengen når anlegget står er på ca 2,6 m (inne ved stasjon). Ved drift på 60 m³/s vil klaringen være minimum 1,2 m. Tunnelen stiger fra Slangen og inn til stasjonen, med 40cm / 1000m.

Vannveien har følgende falltapskonstanter:

Falltapskonstant Øyangen - Finnbølshaugen	0,003321
Falltapskonstant Finnbølshaugen – Turbin	0,002185
Falltapskonstant i avløpet	0,000235
Falltapskonstant for hele vannveien	0,005740
Falltap ved 60 m ³ /s	20,7 mVS
Vannveivirkningsgrad ved 60 m ³ /s	93,73 %

7.2 Hovedventiler

Det leveres nye kuleventiler. Kuleventilene skal utføres med oppstrøms revisjonstetning og nedstrøms hovedtetning. Demontasjeboksen monteres mellom kuleventil og trommeflens. Dette muliggjør bytte av hovedtetning uten å tømme trykksjakt. Ved arbeid på eksisterende sluse må sjakta tømmes, og begge turbinene blir utilgjengelige.

Hovedventilene leveres med nåleventil i omløpet. Oppstrøms nåleventilen skal det være en revisjonsventil. Eksisterende omløp har ikke revisjonsventil på omløpet. Dette betyr at hvis det blir feil på omløpet må sjakta tømmes.

Dreielegeme skal ha oljehydraulisk pådrag, eventuelt med lodd for selvlukking.

Ved å bytte hovedventil blir en kvitt falltapet som sluseventilen representerer i dag.

7.3 Turbin

Turbinen oppgraderes fra 68,65 MW til 87 MW, altså en effektøkning på ca 27 %. Eksisterende turbinrør, tromme, sugerør og energidreper beholdes, og begrenser oppgraderingens størrelse.

Beste turbinvirkningsgrad forutsettes å være 94,7 %, +/- 0,4 %. Usikkerheten ved termodynamisk virkningsgradsmåling vil være +/- 0,65 %.

7.3.1 Løpehjul og aksel

Nytt løpehjul designes for kavitasjonsfri drift opp til ca 2x87 MW turbineffekt. Løpehjulets bestpunkt bør legges i området 25-27 m³/s. Løpehjulets fartstall er ca 0,33. Dette er et fartstall hvor det er god mulighet for høy virkningsgrad.

- Utløpsdiameteren må økes for å sikre tilstrekkelig trykk slik at kavitasjon unngås.
- Ledeskovlhøyden må økes for å unngå avløsning gjennom hjulet. Forholdet mellom inn- og utløpsareal må ikke komme under 1.
- Løpehjulet utstyres med pumpeplate for å forsyne kraftstasjonen med kjølevann.
- Aksel byttes.

7.3.2 Tromme, sugerør og energidreper

Tromme, sugerør og energidreper sandblåses og males. Stagringen tilpasses ny ledeskovlhøyde. Sugerskonusen byttes, og tilpasses ny utløpsdiameter.

7.3.3 Løkk, pakkboks og lager

Løkk, pakkboks og lager byttes.

Løkkbytte har følgende fordeler:

- Mulighet for å optimalisere antall, samt plassering av ledeskovler. Dette gir høyere virkningsgrad og mindre støy fra turbinen.

- Eksisterende lense-system fra pakkboks skrotes. Styrevannet til eksisterende ejektorer tas direkte fra høytrykksdelen på sluseventilen. Det er derfor en vedlikeholdsmessig, samt sikkerhetsmessig gevinst å bli kvitt disse. Ejektorene skaper også mye støy i turbinetasjen når turbinene står, dette blir borte med ny pakkboks. Ejektorene representerer også et tap, ca 35 000 kr/år/turbin.
- Ny pakkboks monteres på lokket. Pakkboksen leveres med stillstandstetning, samt at lokket dreneres gjennom en stagskovl.
- Nytt lager monteres over pakkboksen. Dette eliminerer muligheten for å få vann i oljen. Det nye lageret kan utføres med stivere lagerhus slik at nedre styrelager avlastes.
- Nytt lokk åpner også muligheten for å kunne ta kjølevann etter spaltingene.
- Nye foringer for ledeskovler utføres smørefrie. Dette har en miljømessig gevinst med tanke på alt fett som presses inn i turbinen og vannveien i dag.

7.3.4 Ledearrapparat

Det skal leveres nytt ledeapparat. De nye ledeskovlene må designes omhyggelig med tanke på støt- og friksjonstap. De største tapene i en turbin med dette fartstallet ligger i ledeskovlene.

- Ledeskovlene utføres med endetetninger
- Annenhver ledeskovl festes med friksjonskoblinger.
- Tapper i lokket skal begrense skovlens maksimale åpningsvinkel slik at ikke skovlen kan komme inn i løpehullet.
- Armer, lenker og reguleringsring leveres nytt.

7.4 Regulator

Det skal leveres nytt oljetrykksanlegg bestående av standard industri komponenter. Elektronisk turbinregulator implementeres i nytt kontrollanlegg. Det skal også leveres ny servo. Sikkerhetsventilen må tilpasses den nye servoens trykk og størrelse.

Driftsikkerheten vil bli betydelig bedret med ny regulator. Eksisterende regulator har spesialproduserte komponenter som kan ta tid å skaffe. Ved feil på ny regulator byttes kun standard komponenter.

Ved å bytte regulator vil en også bli kvitt mye oljedamp i turbinetasjen.

7.5 Generatorer

I samarbeide med Alstom (jamfør vedlegg [3]) er det vurdert muligheter for oppgradering, og det er foretatt beregninger av elektromagnetiske og termiske forhold. Alstom har beregnet alternativer på 90 og 100 MVA og gir uttrykk for at dette kan være mulig.

Beregningene viser temperaturer over det normale i feltviklingen på det største alternativet. Det må foretas kontrollberegning av de mekaniske krefter på roterende deler. Vurderinger av aksel, rotornav og styrelager må foretas så snart ønsket maskinytelse er klarlagt.

Følgende tiltak må gjennomføres:

Generator 1

- Nytt statorhus med blikkpakke og vikling
- Komplette polrevisjon med nye feltviklinger.
- Generator aksel skiftes
- Ny oljekjøler til øvre lager
- Nytt nedre styrelager skiftes til nytt segmentlager
- Forbedret ventilasjonssystem, ny viftering og luftføringskonuser
- Nye luft/vannkjølere
- Nytt magnetiseringsutstyr
- Rehabilitering av bremsesystemet
- Nye signaltermometer og oljenivåmeldere

Generator 2

- Oppgradering av stator, etterstramming av blikkpakke, reingjøring og omkiling
- For øvrig tilsvarende oppgradering som aggr 1.

Løsningen for begge maskiner forutsetter ombygging av ventilasjonssystemet med ny viftering med justerbare blader og nye luftføringskonuser.

7.6 15 kV apparatanlegg

Skinneanlegg og generatorbryetere er ikke dimensjonert for å klare strømmene som oppstår når aggregatene oppgraderes, og de må planlegges med komplett nytt anlegg fra generatoruttakene frem til transformatorene.

7.7 Transformator

I samarbeide med ABB (jamfør vedlegg [4] og [5]) er det gjennomført tilstandsvurdering av transformatorene. Konklusjonene fra ABB er at det er teknisk og økonomisk forsvarlig å foreta en generell rehabilitering og oppgradere transformatorene til det største alternativet for turbinene. Basert på resultat fra oljeprøver og papiranalyser anslår leverandøren restlevetid på minst 20 år selv om transformatorene oppgraderes til 190 MVA.

- Kjølere må skiftes uansett med tanke på normal levetid for slike komponenter.
- Ombygging av kjølesystemet slik at kjølerne arbeider i parallell og gir bedre temperaturfordeling i transformatorene.
- Nye oljepumper er nødvendig av hensyn til behov for økt kjølekapasitet
- Nye strømningsvakter monteres

7.8 300 kV kabelanlegg

- Kabelkulverten dreneres på de punkter hvor det er lekkasjevann fra tunnelen.
- Lokkene fornyes og eventuelt forsterkes på utsatte punkter for å sikre mot mekaniske skader.

7.9 300 kV apparatanlegg

- Ny effektbryter strømtransformatorer bør skiftet ved første driftstans
- Ny strømtransformator

7.10 Kontrollanlegg

Alstom Norway har foretatt en vurdering av kontroll og apparatanlegget i stasjonen og utarbeidet budsjettpris for full utskifting av anlegget. Det forutsettes full utskifting av kontrollanlegget, og kostnader for dette er lagt inn i kalkyle for alle alternativer.

Det vises til kapittel 3.11 for nærmere begrunnelse.

7.11 Hjelpeanlegg

7.11.1 Husaggregat

Husaggregatet demonteres, selges og erstattes med diesel nødstrømsaggregat. Dette har følgende fordeler:

- Turbinrøret som går gjennom store deler av kraftstasjonen (uten revisjonsventil) kan rives, og vi kvitter oss med et vedlikeholdsobjekt
- Aggregatet kan selges på småkraftmarkedet
- Hvis husaggregatet har 5 % dårligere virkningsgrad enn hovedturbinene, kan det anslås at det tapes ca 86 MWh per år i husaggregatet. Kapitalisert blir dette ca 440 000 kr.
- Et nytt dieselaggregat er mye enklere og billigere å vedlikeholde, og det anslås at totale kostnader i forbindelse med installasjon av nytt dieselaggregat beløper seg til 1 million kroner.

7.11.2 Maskinsalkran

Det foretas en komplett rehabilitering og modernisering av maskinsalkrana i henhold til anbefaling fra Kranpartner as.

Det anbefales at arbeidene utføres i løpet av 2008 siden en del av tiltakene er viktige med hensyn til bruksgodkjenning.

7.11.3 Kjøle- og lenseanlegg

Kjøle- og lenseanlegget er består av rør i plast, svart- og rustfritt stål. Alle rør bør erstattes med rustfrie. Alle ventiler bør vurderes.

Flere innstøpte rør har store rustknoller. Det må undersøkes hvilke metoder som finns for å utbedre/bytte innstøpte rør.

Kjølevann hentes fra spaltene på turbinene. Eksisterende kjølevannspumper vil derfor kun stå som reserve.

7.12 Bygningmessige tiltak

Bygningmessige tiltak har hovedfokus på å sikre transformatorromene for å begrense følgeskader ved eventuell brann og eksplosjon. For øvrig er det lagt vekt på å finne hensiktsmessige steder å seksjonere stasjonen for å bedre ventilasjonsforholdene, og samtidig begrense områder som vi ønsker luftavfuking i. Etablering av redningsrom i nær tilknytning til nødutgangen gjennom avløpet anses som viktig.

Bygningmessig forsterkning av transformatorrommene

- Vegg mot adkomsttunnelen forsterkes, port fjernes og erstattes med bjelkestengsel.
- Hovedporter foran transformatorene fjernes.
- Langvegger i transformatorhallen forsterkes med langsgående drager mot fjell.
- Dører erstattes med ny trykksterke dører.

Seksjonerings

- På generatorplan og mellometasje etableres delevegger mot sjakt over sluseventiler for å begrense område som ønskes avfuktet.
- Dører og ventilasjonsåpninger i trappesjakter som ikke tilfredsstillir brannkrav skiftes.
- Glassvegg i kontrollrom forsterkes

Redningsrom

- Det etableres redningsrom i mellomgang mot avløpet.

Ventilasjonsanlegg

- Automatikkutstyret vil være ca 15 år når kraftverket renoveres og teknisk levetid regnes da for utgått. I tillegg vil det være aktuelt å legge styring av brannspjeld inn i ventilasjonsautomatikken og en utskifting er derfor naturlig å utføre i denne sammenheng. Det er forutsatt installasjon av SD-anlegg som forenkler overvåkning og styring av anlegget.
- Tilluft- og avtrekksvifte fra 1996 kan beholdes. Kjølemaskin for avfukting av luft kan være moden for utskifting mht til alder og type kjølemedium. På grunn av liten driftstid er det likevel stor sjanse for at anlegget har en lenger levetid og utskifting er derfor ikke medtatt i kostnadsoverslaget. Tilluftaggregat for kontrollrom er som opprinnelig bygget, men kan beholdes med noe tilpasning av kanalnett og div. rengjøring.
- Ved oppgradering er det planlagt en utvidet seksjonering av kraftstasjon. I tillegg til at kraftstasjonen har lite eller ingen brannspjeld i dag betyr dette fulle rehabilitering med hensyn til brannseksjonering i ventilasjonsanlegget. Dersom transformatorromet skal trykkforsterkes må det installeres sjokkspjeld i ventilasjonsåpninger.

- Ved ny brannseksjonering må det anordnes kortslutning fra tilluftsvifte og direkte til adkomsttunnel slik at draget av friskluft gjennom rømningsveg blir tilstrekkelig.
- Turbinkjeller er fuktig og har mye kondens på kalde overflater. Dette kan løses med installasjon av avfukter og tetting for uønsket luftlekkasjer. Eventuelt problem med oljedamp i turbinkjeller bør løses samtidig slik at avfukter skjermes for dette.
- I redningsrom forutsettes ingen ventilasjon, men montering av kondensavfukter.

Brannvarslings og slukkeanlegg

- Brannvarslingsanlegget tilpasses de bygningsmessige endringer som planlegges.
- Det installeres en egen slukkeanlegg for kontrollrom og hovedfordeling med felles flaskebank.

7.13 Dryppsikring i adkomsttunnel og drenering av kabelkulvert

I forbindelse med fjellrensk i adkomsttunnelen ble en del av drenasjeplatene fra taket fjernet. Dette har medført noe dårligere klima i tunnelen, og noe økt vannsig inn i kabelkulvert. Utbedring av disse forholdene anses nødvendig og bør samordnes med utskifting av lysanlegget i tunnelen. Kostnader er lagt inn i kalkulasjonsgrunnlaget med 0,3 millioner kroner.

7.14 Anleggsforhold

Øvre Vinstra ligger perifert i forhold til fremmøtesteder for de fleste medarbeidere i EVk. Det er begrenset med mulighet for innlosjering nær anleggsstedet, og det må derfor påregnes mye tid til reise til og fra anlegget. Dette vil medføre store kostnader, men også gå ut over kapasiteten på eget personell siden reisetid går til fratrett på tillatt arbeidstid pr. uke.

Det bør i god tid arbeides med muligheter for innlosjering av personell lokalt i den grad det er mulig, alternativt vurdere muligheten for å etablere overnattingskapasitet på anlegget.

7.15 Konesjonsforhold

Det er oversendt brev til NVE med forespørsel om konsesjonsplikt for de tiltakene som planlegges (vedlegg [8]). Det oppgitt en øvre grense for slukeevne i Øvre Vinstra på 60 m³/s. Saken er oversendt Fylkesmannen i Oppland og Nord-Fron, Sør-Fron og Østre-Slidle kommuner for uttalelse med høringsfrist 16.11.2007.

7.16 Virkninger

Økt slukeevne i Øvre Vinstra vil medføre noe økt oppstuvning i Slangen, og det kan tenkes at det er nødvendig med justering av de kanaliseringsarbeidene som ble utført når Øvre Vinstra ble bygget. I kalkulasjonsgrunnlaget er det lagt inn 0,1 mill kr. for slike formål.

7.17 Fremdrift

Turbinleveransene er bestemmende for fremdriften. Det må påregnes minst 2 år leveringstid for hovedkomponenter fra bestilling til at vi kan forvente leveranser til anlegget. Med tanke på optimalisering av turbinene bør det avsettes tid til designsamarbeide / modellkjøring i samarbeide med leverandør for å sikre optimalisering av turbinene.

Under forutsetning av at prosjektering kan starte ved nyttår vil det være mulig å sende ut forespørsler i løpet av april 2008. Med kontraktsinngåelser på høsten 2008 vil det tidligst være mulig å få hovedkomponenter til anlegget våren 2011.

Gjennomføring på anlegget vil medføre 2 mnd full stans i anlegget første året, mens arbeidet med skifte av kuleventil og tiltak i transformatorrommet pågår. Resterende arbeider bør kunne gjennomføres på 3 mnd slik at totalstans begrenses til 5 mnd. Muligheter for forsering bør vurderes.

Andre året vil det trolig være mulig å gjennomføre kortere stans for skifte av hovedventil. Arbeider i transformatorrommet og på 12 kV samleskinner forutsettes gjennomført samtidig for begge maskiner.

GLB har foretatt tappesimulering og beregnet konsekvenser for alle kraftanlegg i vannstrengen, og resultatet viser at minst forventet tap ved oppstart 1. april. Dette betinger full tapping fra Bygdin fra 1. november året før, og gir restmagasin på 5 mill. m³. Kraftanlegg nedenfor Mjøsa vil ikke bli skadelidende i noen tilfeller, men har best resultat ved oppstart 01. april.