

Martin Duvsethe
Sondre Aleksander Steen
Vegard Hestnes Snerthammer
Sondre Hansen Stormli

Forsinket utkobling av feltbryter for synkrongenerator i vannkraftverk

Delayed disconnection of field breaker for synchronous generator in hydroelectric powerplants

Bacheloroppgave i Bachelor i ingeniørfag, elektro
Veileder: Hans Kristian Høidalen
Mai 2022

Martin Duvsethe
Sondre Aleksander Steen
Vegard Hestnes Snerthammer
Sondre Hansen Stormli

Forsinket utkobling av feltbryter for synkrongenerator i vannkraftverk

Delayed disconnection of field breaker for synchronous generator in hydroelectric powerplants

Bacheloroppgave i Bachelor i ingeniørfag, elektro
Veileder: Hans Kristian Høidalen
Mai 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk

| | |
|---|---|
| Oppgavens tittel: Forsinket utkobling av feltbryter for synkrongenerator i vannkraftverk Delayed disconnection of field breaker for synchronous generator in hydroelectric powerplants | Gitt dato: 13.12.2021 |
| | Innleveringsdato: 20.05.2022 |
| | Antall sider/vedlegg: 96/4 |
| Gruppedeltakere: Vegard Hestnes Snerthammer (VHS) Tlf. +47 99429006 e-post: vegarhsn@stud.ntnu.no Sondre Hansen Stormli (SHS) Tlf. +47 95259970 e-post: sondrhst@stud.ntnu.no Sondre Aleksander Steen (SAS) Tlf. +47 90223161 e-post: sondrast@stud.ntnu.no Martin Duvsethe (MD) Tlf. +47 98065603 e-post: martidu@stud.ntnu.no | Veileder: Hans Kristian Høidalen (HKH) Tlf. +47 73594225 e-post: hans.hoidalen@ntnu.no |
| Institutt/studieretning: Norges teknisk naturvitenskapelige universitet | Prosjektnummer: E2237 |

| | |
|--|--|
| Institutt for elkraft Elkraft og bærekraftig energi | |
| Oppdragsgiver: Statkraft Energi AS | Kontaktperson hos oppdragsgiver: Ronny Goin Tlf. +47 91783804 e-post: ronny.goin@statkraft.com |

Lukket oppgave: ja Nei Ikke bestemt enda

Innholdsfortegnelse

| | |
|--|----|
| 1 Innledning..... | 14 |
| 1.1 Bakgrunn | 14 |
| 1.2 Problemstilling..... | 15 |
| 2 Teori..... | 16 |
| 2.1 Vannkraftverk..... | 16 |
| 2.2 Synkrongeneratoren..... | 17 |
| 2.2.1 Generell teori om synkronmaskinen | 17 |
| 2.2.2 Effektbalanse synkrongenerator | 20 |
| 2.2.3 Magnetisering og avmagnetisering | 24 |
| 2.3 Klarering av feil..... | 29 |
| 2.4 Vernsystem..... | 31 |
| 2.4.1 Valg av vern | 31 |
| 2.4.2 Utløsemetoder for vern..... | 36 |
| 3 Metodikk | 38 |
| 3.1 Lab utførelse..... | 38 |
| 3.1.1 Laboratorieforsøkets hensikt | 38 |
| 3.1.2 Laboratorieutstyr..... | 38 |
| 3.1.3 Cassy | 42 |
| 3.1.4 Lab fremgangsmåte..... | 42 |
| 3.2 Simulering i ATPDraw | 43 |
| 3.4 Feilstatistikk og håndtering av feil..... | 47 |
| 3.5 Studie av vernsystem | 48 |
| 4 Resultater | 50 |
| 4.1 Laboratorieforsøk..... | 50 |
| 4.2 Simulering..... | 54 |
| 4.2.1 Simulering av forsinket utkobling av feltbryter ved jordfeil, før og etter transformator, på en fase. | 54 |
| 4.2.2 Feltstrøm som feltbryteren må bryte..... | 55 |
| 4.2.3 Aktiv- og reaktiv effekt, spenning og turtall..... | 55 |
| 4.2.4 Simuleringer av det som er gjort på lab | 55 |
| 4.3 Feilstatistikk..... | 56 |
| 4.4 Vernfunksjoner | 58 |
| 4.4.1 Vernfunksjoner med utkobling til feltbryter | 58 |
| 5 Diskusjon | 60 |

| | |
|---|----|
| 5.1 Diskusjon lab..... | 60 |
| 5.2 Diskusjon simulering..... | 61 |
| 5.2.1 Feltstrøm | 61 |
| 5.2.2 Effekter, spenning og turtall..... | 61 |
| 5.2.3 Simulering av lab | 62 |
| 5.3 Diskusjon av feilsituasjoner og vernfunksjoner..... | 62 |
| 5.4 Diskusjon problemstilling | 64 |
| 6 Konklusjon | 66 |
| 7 Referanser | 68 |
| 8 Vedlegg..... | 70 |
| Vedlegg 1 – Laboratoriejournal - tap av feltstrøm | 70 |
| Vedlegg 2 – Grafer fra simulering..... | 77 |
| Vedlegg 3 – Beskrivelse av vernfunksjoner | 83 |
| Vedlegg 4 – Artikkel..... | 92 |

Forord

Denne rapporten markerer avslutningen på et bachelorløp i studieretning elektroingeniør ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet i Trondheim. Resultatet av rapporten er bygget på det gruppen har lært de tre siste årene og er produktet av en problemstilling som gruppen har vært interessert i å undersøke. Temaet vi valgte å se inn i var noe alle i gruppen var interessert i å lære mer om, ettersom kunnskap rundt synkrongeneratorers virkemåte er veldig interessant og verdifull kunnskap å ha med seg ut i arbeidslivet.

Først og fremst vil vi takke Hans Kristian Høidalen som har vært vår veileder gjennom prosjektet. Takk for all hjelpen vi har fått til å forstå problemstillingen og hvordan vi best kunne jobbe med den. I tillegg vil vi takke for veiledningen og støtten med simuleringsdelen av oppgaven. For gjennomføring av simulering har du vært til stor hjelp for gruppen og gitt oss innsikt og data som kunne brukes i oppgaven.

En stor takk vil vi også gi til Trond Leiv Toftevaag og Svein Erling Norum som har vært til stor hjelp ved utførelse og dokumentering av laboratorieforsøk. Med deres hjelp fikk vi satt opp og utført et laboratorieforsøk som ga god innsikt for problemstillingen vår og fikk dokumentert data som har vært veldig nyttig i rapporten. Ettersom gruppen ikke var godt kjent med laboratoriestyret, sparte Trond og Svein Erling oss for mye tid ved å veilede og hjelpe gruppen gjennom laboratorieforsøket. I tillegg fikk vi hjelp til teorien rundt laboratorieforsøket som hjalp gruppen til å forstå grundig hva som skjedde på laboratoriet. Dette hjalp oss til å kunne diskutere rundt problemstillingen bedre.

Vil også gi en takk til Statkraft som er oppdragsgiveren for oppgaven. Statkraft har gitt relevant fagstoff og litteratur for studiet som har vært meget nyttig. Spesielt takker vi Ronny Goin som har vært ansvarlig fra Statkrafts side til å hjelpe gruppen gjennom prosjektet. Statkraft arrangerte en ekskursjon ved et av sine vannkraftverkanlegg, Leirfossene vannkraftverk, hvor gruppen fikk en bedre og mer praktisk innsikt i hvordan vannkraftverk driftes og hvordan problemstillingen er relevant praktisk i arbeidslivet. Det var god motivasjon for gruppen og viser at problemstillingen vi har sett inn i er særdeles relevant. Takker også Statnett som har bidratt med taushetsbelagt informasjon som gruppen har benyttet seg av i undersøkelsen av problemstillingen. Den taushetsbelagte informasjonen ble anonymisert og deler av den finnes i rapporten.

Sammendrag

Ved normal stans av synkrongeneratoren blir først effektbryteren koblet ut, og med sikker utmelding fra effektbryter legger feltbryteren ut. På denne måten blir synkrongeneratoren raskere avmagnetisert, grunnet vekselretting. Ved feil i anlegget legger effektbryter og feltbryter ut samtidig. Når dette skjer, vil ikke synkrongeneratoren kunne nytte seg av vekselretting og strømmen blir utladet i en utlademotstand. Dersom effektbryteren ikke løser ut mens feltbryteren løser ut vil generatoren risikere asynkron drift, dette kan være skadelig for generatoren.

Rapporten er i hovedsak bygd opp i tre deler. Del én er et laboratorieforsøk som fokuserer på konsekvensene av asynkron drift og når dette oppstår. Del to er simulering som ser nærmere på utkobling av feltet og hvordan verdiene for strøm, spenning, aktiv effekt, reaktiv effekt og turtall oppfører seg. Her vil det i tillegg bli sett på forsinkelser av utkobling av feltbryteren. Siste del inneholder feilstatistikk fra Statnett og vurderinger av denne statistikken opp mot hvilke vern og vernfunksjoner som er relevante for forsinket utkobling av feltbryter.

Ved laboratoriet ble det funnet ut at synkronmaskiner med utpregede poler vil kunne driftes synkront selv om feltet har blitt koblet ut, men dette gjelder bare ved lave pådrag. Grunnen til dette er fordi synkronmaskiner med utpregede poler har et reluktansmoment som er uavhengig av feltstrømmen. Reluktansmomentet vil da holde generatoren synkron. For synkrongeneratoren på 1kW ved laboratoriet, holdt generatoren seg synkron helt opp til omtrent $-3,0\text{Nm}$. Selv om den er synkron, trekker den store mengder reaktiv effekt når feltet ikke er inne. Dersom pådraget øker nok til at reluktansmomentet ikke greier å holde generatoren synkron, vil maskinen gå over til asynkron drift og turtallet vil akselerere. Dette vil medføre pendlinger i effekten. Dette skjedde med pådrag over $-3,0\text{Nm}$, ca. $-3,5$ til $-4,0\text{Nm}$. I motsetning til maskin med upregede poler har ikke maskiner med sylindrisk rotor noe reluktansmoment som hindrer asynkron drift ved lave pådrag. Dersom feltstrømmen fjernes, vil den uansett pådrag gå over til asynkron drift.

Det er bygget en simuleringspakke basert på tre modeller. En nettmmodell, der utgangspunkt for effektflyt og ønsket innmating fra maskinen stilles. Nettmmodellen ordner en spenning og vinkel som føres inn i neste modell, maskinmodellen, her settes frekvens, spenning, effekt,

turtall, effektfaktor og reaktanser inn. Siden det ikke er tilgang til magnetiseringskretsen i denne modellen, må elektriske parameter hentes ut fra denne, og settes inn i neste modell, som er rå-data modellen. Her er det tilgang til magnetiseringskrets, og det er satt opp fem bryte-funksjoner. Disse brytefunksjonene representerer at jordfeil legges inn, effektbryter legges ut, ulineær motstand legges inn, feltbryter legges ut og at regulatorer setter referanser til null. Med denne pakken ser vi hva som skjer med maskinen sine effekter, spenning og turtall ved jordfeil på en fase, både ved å ha den på lavspent side og i et annen situasjon på høyspent side. I feilsituasjonen trekker transformatoren reaktiv effekt, turtallet går ned, dette gjør at transformator går i metning. Det er målt og sett på feltspenning og feltstrøm. Her er det sett at ved en feilsituasjon så vil regulatorer justere opp spenning for å kompensere for skjeve spenninger i fasene. Da øker feltstrømmen, og feltbryteren må bryte en høyere strøm enn nominell drift strøm hvis den legger ut rett etter effektbryter. Siden regulatorer kjører seg ned til null i det effektbryteren går, viser at feltstrømmen vil synke etter en tid, og da kan det være mer hensiktsmessig å legge ut feltbryter.

Bryting av feltet selv om effektbryter ligger inne er også simulert i denne pakken, her blir det observert at maskinen klarer å holde seg stabil ved lave pådrag, selv om feltet blir tatt. Ved høyere pådrag vil maskinen få problemer med utkoblet felt. Levert effekt begynner å svinge, og maskinen kan gå over i asynkron drift.

Analyse av feilstatestikk ble brukt for å kartlegge de mest vanlige driftsforstyrrelsene i vannkraftverk. Feilstatestikken ble innhentet fra Statnett sine nettsider og ved forespørsel på e-post. Feilstatestikken inneholdt to diagrammer, en med informasjon om antall driftsforstyrrelser fordelt på årsak ved produksjonsanlegg, og en med informasjon om antall driftsforstyrrelser fordelt på anleggsdel i vannkraftverk. Sistnevntes figurdata ble videre brukt til en tabell over de hyppigste driftsforstyrrelsene uavhengig av anleggsdel i perioden 2019 til 2021. De syv hyppigste driftsforstyrrelsene ble nærmere diskutert i en diskusjonsdel, med tanke på utløsemetode. En studie fra BC Hydro ble brukt som grunnlag for diskusjonen rundt bruk av forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting. Med studiet som grunnlag ble det i denne rapporten konkludert med at alle driftsforstyrrelser, som ikke hindrer sikker vekselretting, anbefales å bruke forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting fordi denne metoden gir raskest avmagnetisering av generator.

Summary

During normal stop of the synchronous generator the circuit breaker is disconnected, and with “safe disconnect confirmation” from the circuit breaker, the field breaker is disconnected. Using this method, the synchronous generator is demagnetized faster, due to use of inversion. In the event of a fault in the system, both the circuit breaker and the field breaker, switches off at the same time. The synchronous generator will not be able to take advantage of inversion and the current will be discharged through a discharge resistor. If the circuit breaker does not trip while the field breaker trips, the generator will risk asynchronous operation, this can be harmful for the generator.

The report does mainly consist of three parts. The first part is a laboratory experiment that focuses on the consequences of asynchronous operation and when this occurs. The second part is a simulation that looks more closely at switching off the field and how the values for current, voltage, active power, reactive power, and RPM. In addition to delays in switching off the field breaker. The last part contains error statistics from Statnett and assesses these statistics against which protection and protection functions are relevant for delayed switch-off of the circuit breaker.

At the laboratory, it was found that synchronous machines with distinct poles can be operated synchronously even if the field has switched off, but only at low torque. This is because synchronous machines with pronounced poles have a reluctance torque that is independent of the field current, which will keep the generator synchronous. For the 1kW synchronous generator at the laboratory, it was up to approximately -3Nm that the generator remained synchronous. Although synchronous, it draws large amounts of reactive power when the field is not inside. If the application increases enough that the reluctance torque fails to keep the generator synchronous, the machine will switch to asynchronous operation and the RPM will accelerate. This will result in fluctuations in power. This happened with applications above -3.0Nm, approx. -3.5 to -4.0Nm. Unlike machines with unpolished poles, machines with a cylindrical rotor do not have any reluctance torque that prevents asynchronous operation at low applications, so if the field current is removed, it will switch to asynchronous operation regardless of the application.

A simulation package based on three models has been built. A network model, where the starting point for power flow and the desired input from the machine is set. The voltage obtained from the mains model is entered into the next model, the machine model, where frequency, voltage, power, RPM, power factor and reactances are set. Since one does not have access to the excitation circuit in this model, electrical parameters must be retrieved from this, and inserted into the next model, the raw data model. Where it is access to the excitation circuit, and five switching functions have been set up. These switch functions represent that an earth fault is connected, circuit breaker disconnects, non-linear resistance is connected, field breaker is disconnected and that regulators set references to zero. With this package, we see what happens to the machine's effects, voltage, and RPM in the event of a ground fault in a phase, both by having it on the low voltage side and in another situation on the high voltage side of the transformer. In the fault situation, the transformer draws reactive power, the RPM decreases, this causes the transformer to saturate. It is measured and looked at field voltage and current. Here it is seen that in the event of a fault situation, regulators will adjust up voltage to compensate for skewed voltages in the phases. Then the field current increases, and the field breaker must break a higher current than nominal operating current, if it lays out directly after the circuit breaker. Since regulators run down to zero as the circuit breaker runs, it shows that the field current will decrease after a while, and then it may be more appropriate to lay out the field breaker.

Breaking the field even if the circuit breaker is connected, is also simulated in this package, here you see that the machine manages to remain stable at low torque, even if you take the field. At higher torque, the machine will have problems with the disconnected field.

Delivered power starts to fluctuate and the machine may go into asynchronous operation.

Analysis of fault statistics was used to map the most common operational disturbances in hydropower plants. The error statistics contained two diagrams, one with information on the number of operational disruptions by cause of production plant, and one with information on the number of operational disruptions distributed by plant part in hydropower plants.

The latter figure data were further used for a table of the most frequent operational disruptions independent of the construction part in the period 2019 to 2021. The seven most common operational disruptions were discussed in more detail in a discussion part, with a view to the trigger method. A study from BC Hydro was used as a basis for the discussion

about the use of delayed disconnection of field breakers with alternating correction. Based on the study, it was concluded in this report that all operational disturbances, which do not prevent safe alternating rectification, are recommended to use delayed disconnection of the field breaker with alternating rectification as this method provides the fastest demagnetization of the generator.

Tabelliste

| | |
|--|----|
| TABELL 1: SKADEFØREBYGGEMDE RV I PRODUKSJONSANLEGG | 35 |
| TABELL 2: SKADEFØREBYGGEMDE RV I PRODUKSJONSANLEGG | 35 |
| TABELL 3: SKADEFØREBYGGEMDE RV I PRODUKSJONSANLEGG | 36 |
| TABELL 4 MERKESKILT 1KW MASKIN | 39 |
| TABELL 5 MÅLINGER FRA LAB - CASSY | 51 |
| TABELL 6 MÅLINGER FRA LAB - MULTIMETER..... | 51 |
| TABELL 7: OVERSIKT OVER DRIFTSFORSTYRRELSER | 57 |
| TABELL 8: OVERSIKT OVER UTVALGTE VERN OG DERES UTLØSER-LOGIKK MED TANKE PÅ FELTBRYTER FOR TRE GENERATORSTØRRELSER. | 59 |
| TABELL 9: MÅLINGER UTFØRT MED CASSY. "FØR" OG "ETTER" UTTRYKKER OM MÅLINGEN BLE GJENNOMFØRT FØR ELLER ETTER FELTET BLE KOBLET UT..... | 71 |
| TABELL 10: MÅLINGER UTFØRT MED MULTIMETER. "FØR" OG "ETTER" UTTRYKKER OM MÅLINGEN BLE GJENNOMFØRT FØR ELLER ETTER FELTET BLE KOBLET UT..... | 72 |

Figurliste

| | |
|---|----|
| FIGUR 1: SNITT AV VANNKRAFTVERK..... | 17 |
| FIGUR 2 STATOR OG ROTOR VIKLINGER FOR SYNKRONGENERATOR | 17 |
| FIGUR 3 SYLINDRISK OG FREMTREDENDE POLER FOR ROTOR | 19 |
| FIGUR 4 KRETSTEGNING FOR SYNKRONGENERATOREN | 20 |
| FIGUR 5 EKVIVALENTSKJEMA SYNKRONGENERATOR | 22 |
| FIGUR 6 SYLINDRISK ROTOR | 22 |
| FIGUR 7 P-Q DIAGRAM SYNKRONMASKIN MED SYLINDRISK ROTOR..... | 23 |
| FIGUR 8 ROTOR MED UTPREGEDE POLER | 24 |
| FIGUR 9 P-Q DIAGRAM SYNKRONMASKIN MED UTPREGEDE POLER..... | 24 |
| FIGUR 10 STATISK MAGNETISERINGSSYSTEM | 25 |
| FIGUR 11 STARTMAGNETISERINGSFORLØP AV MAGNETISERING AV SYNKRONGENERATOR | 26 |
| FIGUR 12 INNSIDEN AV SPENNINGSREGULATORSKAP I LEIRFOSSENE VANNKRAFTVERK | 27 |
| FIGUR 13: AVMAGNETISERINGSFORLØPET VED EN NORMAL STANS | 28 |

| | |
|---|---|
| FIGUR 14: AVMAGNETISERINGSFORLØPET VED PARALLELL UTKOBLING AV EFFEKTBRØYTER OG FELTBRYTER VIA UTLADEMOTSTAND | 29 |
| FIGUR 15: VERNSYSTEM OG ENHET | 32 |
| FIGUR 16: PRINSIPPSKISSE FOR ET TYPISK VANNKRAFTVERK MED STOR GENERATOR > 120MVA | 34 |
| FIGUR 17 OPPSETT LAB | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 19 SYNKRONISERINGSINSTRUMENT | 40 |
| FIGUR 20 MÅLEINSTRUMENT | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 22 KONTROLL INSTRUMENT | 41 |
| FIGUR EKSITASJON INSTRUMENT | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 22 NETTMODELL | 44 |
| FIGUR 23 START-UP VINDU | 44 |
| FIGUR 24 MASKINMODELL | 45 |
| FIGUR 25 UTKLIPP FRA TABELL I BOKA POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL | 46 |
| FIGUR 26 RÅDATA-MODELL | 47 |
| FIGUR 27 VINDUER FOR ELEKTRISKE PARAMETER PÅ MASKINEN | 47 |
| FIGUR 28 GRAF FOR EFFEKT, MOMENT -0,5NM | 52 |
| FIGUR 29 GRAF FOR EFFEKT, MOMENT -2NM | 53 |
| FIGUR 30 GRAF FOR EFFEKT, MOMENT -4NM | 53 |
| FIGUR 32 UTLEGGING AV FELTBRYTER VED 5,1 SEKUNDER (0,1 SEKUNDER ETTER EFFEKTBRØYTER. EKSTERN JORDFEIL | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 33 UTLEGGING AV FELTBRYTER VED 5,1 SEKUNDER (0,1 SEKUNDER ETTER EFFEKTBRØYTER. EKSTERN JORDFEIL | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 34 TURTALL VED UTLEGGING AV FELTBRYTER 0,1-1,3 SEKUNDER ETTER EFFEKTBRØYTER. EKSTERN FEIL. | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 34 DIAGRAM OVER ANTALL DRIFTSFORSTØYRELSER, FORDELT PÅ ÅRSÅK VED PRODUKSJONSANLEGG | 56 |
| FIGUR 28 36: GJENNOMSNITTLIG ANTALL FEILFUNKSJONERING AV VERN, FORDELT PÅ ÅRSÅK, I PERIODEN 2009 TIL 2018 | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 29 37: ANTALL FEILFUNKSJONERINGER, FORDELT PÅ VERNFUNKSJONER, I PRODUKSJONSANLEGG .. | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 30 38: ANTALL FEILFUNKSJONERINGER AV EFFEKTBRØYTER FOR FORSKJELLIGE SPENNINGSNIVÅ | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |

| | |
|--|-------------------------------------|
| FIGUR 31 39: GJENNOMSNIITTLIG ANTALL FEILFUNKSJONERINGER AV EFFEKTBRUYTER, FORDELT PÅ ÅRSK OG SPENNINGSNIVÅ. | ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED. |
| FIGUR 40: GRAFING -0,5NM, UTKOBLING AV FELT VED T= CA. 4 SEKUNDER, RE-INNKOBLING AV FELT VED T= CA. 15 SEKUNDER..... | 74 |
| FIGUR 41: GRAFING -2,0NM, UTKOBLING AV FELT VED T = CA. 2 SEKUNDER, RE-INNKOBLING AV FELT VED T= CA. 11 SEKUNDER..... | 74 |
| FIGUR 42: GRAFING -4,0NM, UTKOBLING AV FELT VED T= CA. 1 SEKUND, RE-INNKOBLING AV FELT VED T= CA. 22 SEKUNDER..... | 75 |
| FIGUR 32:42 SPENNING(GRØNT) OG RPM(BLÅTT)..... | 77 |
| FIGUR 33:43 FELTSPENNING(BLÅTT) OG FELTSTRØM(RØDT) | 77 |
| FIGUR 34:44 FELT-SPENNING OG STRØM. INTERN FEIL. | 78 |
| FIGUR 35:45 FELT-SPENNING OG-STRØM. EKSTERN FEIL. | 78 |
| FIGUR 36:46 EFFEKTER OG SPENNING VED INTERN FEIL..... | 79 |
| FIGUR 37:47 TURTALL VED INTERN FEIL. | 79 |
| FIGUR 38:48 EFFEKTER OG SPENNING VED EKSTERN FEIL. | 80 |
| FIGUR 4939: TURTALL VED EKSTERN FEIL. | 80 |
| FIGUR 40:50 FULLT PÅDRAG (80MW). FELTBRYTER LEGGES UT VED 5 SEKUNDER (1 SEKUND ETTER EFFEKTBRUYTER). | 81 |
| FIGUR 41:51 75% PÅDRAG (60MW). FELTBRYTER LEGGES UT VED 10 SEKUNDER, DA MASKINEN TRENGER LITT TID PÅ Å JUSTERE SEG TIL 75%. | 81 |
| FIGUR 42:52 50% PÅDRAG (40MW). | 82 |
| FIGUR 43:53 30% PÅDRAG (24 MW). | 82 |
| FIGUR 44:54 10% PÅDRAG (8MW). | 82 |

Symbolliste

| Symbol | Enhet | Forklaring |
|--------|---------------------------|-----------------------------------|
| U | Volt [V] | Spenning |
| I | Ampere [A] | Strøm |
| P | Watt [W] | Effekt |
| Q | Volt-Ampere reaktiv [VAr] | Reaktiv effekt |
| X_S | Ohm [Ω] | Synkron reaktans sylindrisk rotor |
| X_d | Ohm [Ω] | Reaktans direkte akse |
| X_q | Ohm [Ω] | Reaktans kvadratur akse |

Definisjoner

ATP: Alternative Transient Program

Moment/pådrag: med moment og pådrag menes kraften som blir påført rotoren, ettersom rotoren blir tilført moment/pådrag blir den ofte betegnet negativt, men i teksten refereres den ofte til bare som moment, så vær oppmerksom på at moment/pådrag betyr negativt moment/pådrag.

1 Innledning

Denne rapporten er svar på bacheloroppgave gitt av Statkraft. Den er utarbeidet av fire avgangselever ved bachelorstudiet elektroingeniør med retningsvalg Elkraft og bærekraftig energi hos NTNU. I denne bacheloroppgaven ønsker vi å undersøke bruk av forsinket utkobling av feltbryter for generator i vannkraftverk. Dette innebærer å undersøke i hvilke feilsituasjoner og ved utløsning av hvilke vern, forsinket utkobling kan benyttes. Det skal vurderes bruk av vekselretting og utlademotstand. Resultatene fra rapporten er ment som et grunnlag for Statkraft når dette skal vurderes videre.

Utførelse av oppgaven deles i tre hoveddeler. Del én er laboratorieforsøk, som innebærer fysiske tester på en generator i laboratoriet på Gløshaugen i samarbeid med NTNU. Laboratorieforsøket vil ta for seg problematikken rundt utkobling av feltbryter når effektbryter får utløsning, men ikke åpnes. Del to er simulering i programmet ATPDraw. Simuleringene vil ta for seg forsinkelse på utløsning av feltbryter ved jordfeil i en fase, både på lav- og høyspent side av transformatoren. Del tre er analyse og bearbeiding av feilstatistikk fra aggregat og tilknyttet nett i vannkraftverk. Denne dataen brukes for å koble vern mot feilsituasjoner, samt få en oversikt over mest hyppige feil.

Dokumentasjon og administrasjon gjennomføres gjennom hele oppgaven i form av to ukers rapporter, laboratorierapport, sluttrapport, møteinnkallelser, møtereferat, føring av timer og planlegging av arbeidet. Dokumentasjonen ligger åpen for veileder og oppdragsgiver i programmet Microsoft teams.

Oppgaven begrenses til vannkraftsaggregat og tilknyttet nett innenfor vannkraftverk. Det undersøkes kun aggregat med synkrongenerator. Vernene som brukes i undersøkelsene begrenses til dem gitt av Statkraft sine generelle retningslinjer for oppsett av vern for et vannkraftsaggregat.

1.1 Bakgrunn

Under normal stans av vannkraftaggregat vil effektbryter kobles ut først. Feltbryter kobles først ut etter sikker utmelding fra effektbryter og avmagnetisering av generator. Ved

elektrisk feil gis det parallell utløsning til effektbryter og feltbryter. Da åpner effektbryter og feltbryter tilsvarende likt. Tanken bak parallell utkommando for begge bryterne er at den elektriske energien kobles ut raskest mulig. Fordelen med denne løsningen er at feltstrømmen fra magnetiseringstransformatoren brytes tilsvarende momentant og dette kan redusere konsekvensene av eventuelle feil. Hvis effektbryter svikter under utkobling og henger på, mens feltbryteren kobler ut, vil dette føre til en rekke ulemper. En av ulempene denne situasjonen kan føre til, er drift som asynkrongenerator eller motor. En annen ulempe er at vekselretting for raskere avmagnetisering, ikke er mulig ved parallell utkobling. En tredje ulempe er at feltbryter må bryte full feltstrøm, og feltstrømmen lades ut gjennom utlademotstand på rotorsiden.

1.2 Problemstilling

I oppgaven gitt av Statkraft ble det bedt å se på alternativer til vern-utløsningsmetoder til en synkrongenerator ved feil. Det er bedt om å undersøke for hvilke feilsituasjoner, og hvilke vern utløsninger forsinket utkobling av feltbryter kan benyttes. Se på hva som skjer med synkronmaskinen når feltet tas, selv om effektbryter ligger inne. Hva som skjer med effekter, spenning, turtall, feltspenning og feltstrøm under en feilsituasjon. Hvilke vern som er i et aggregat system, og om de gir vern utløsning til feltbryteren. Se på hvor ofte, og hvilke feil, som vern løser ut på i systemet.

2 Teori

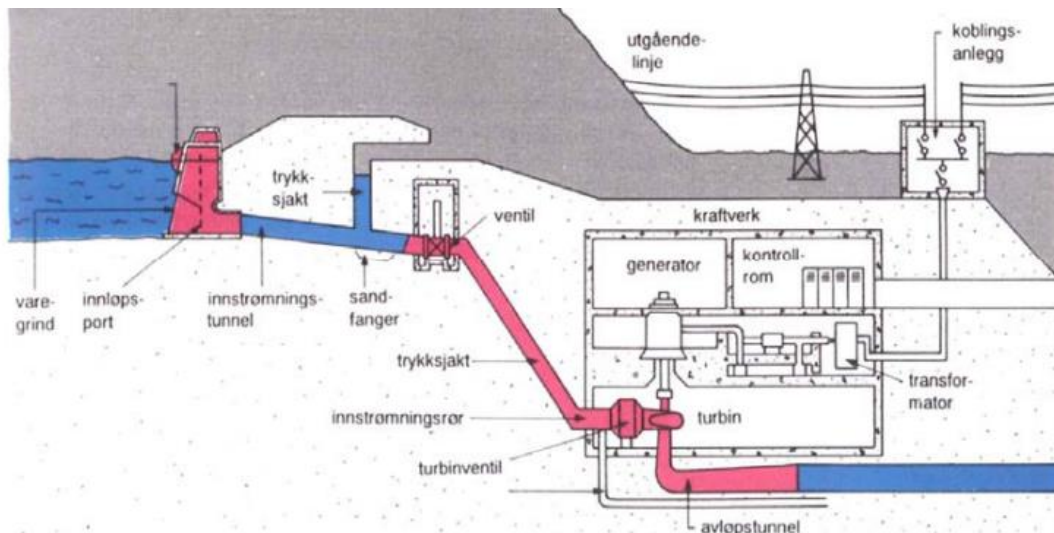
2.1 Vannkraftverk

Vannkraft er en av de viktigste fornybare energikildene og utgjør rundt 16% av kraftproduksjonen på verdensbasis (1). Fordeler med vannkraft er at den er ren, fornybar, fleksibel, relativt forutsigbar og kan gi energi til flere generasjoner. Vannkraft er den energikilden med lavest utslipp av drivhusgasser (2). Ulemper med vannkraftverk er at bygging av vannkraftverk krever store inngrep i naturen. Oppdemming av vann, endring av vannveier, og bygging av elektrisk nett og bilveier er noen av konsekvensene et vannkraftverk medfører. I dag antas det at omkring 70% av alle vassdrag i Norge er berørt av kraftproduksjon (1).

Vannkraft er en energiform hvor potensiell energi, vann i vannmagasin, omformes til kinetisk energi, ved hjelp av fall. Den kinetiske energien til vannet omdannes deretter til mekanisk rotasjonsenergi i turbinen. Turbinen driver en generator og overfører da mekanisk rotasjonsenergi til elektrisk energi. Den elektriske energien transformeres deretter opp og sendes ut på nettet (3). En stor fordel med vannkraftverk som energikilde er at energiproduksjonen kan reguleres etter behov. Vann kan lagres i vannmagasin, og energi kan på den måten lagres fram til den trengs.

Norge benytter seg av vannkraft i stor grad, grunnet naturlige forutsetninger. Norge er rikt på høyt terreng, og nedbørsmengden er stor. Konsekvensen av dette er mye vann med stillingsenergi, som kan utnyttes til vannkraft. Ifølge Statkrafts nettsider kommer 90% av Norges kraftproduksjon fra vannkraft (2). Det estimeres at Norge totalt, per 2021, har over 1600 vannkraftstasjoner (1). Kraftselskapet Statkraft har ifølge deres nettsider 347 vannkraftverk i Norge (2).

Vannkraftverks oppbygning varierer, men hovedprinsipper er gjeldene for alle. Kraftverket må ha tilgang på en kilde av vann, i form av vannmagasin eller vassdrag, en vannvei, med fall, og et aggregat. Aggregatet består av turbin og generator hvor generator er tilkoblet ytre nett via en transformator (3). Figur 1 viser snittet av et vannkraftverk og er hentet fra EnergiNorges rapport om relevern i høyspente forsyningsanlegg- produksjonsanlegg (3).

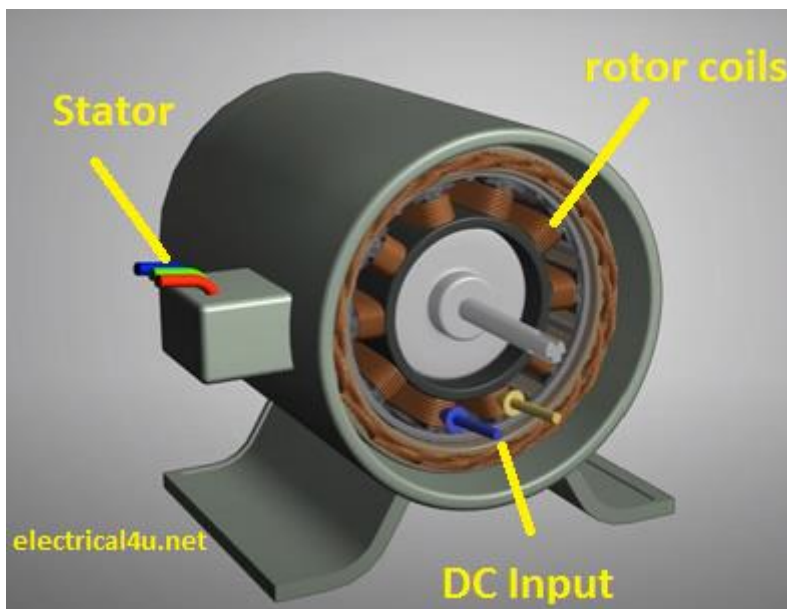


Figur 1 Snitt av vannkraftverk

2.2 Synkrogeneratoren

2.2.1 Generell teori om synkronmaskinen

En synkrogenerator er en maskin som, ved hjelp av elektromagnetisk induksjon, konverterer mekanisk energi til elektrisk energi i form av AC- spenning. Maskinen kalles synkron fordi den drives ved et konstant turtall kalt synkronturtallet. Synkrogeneratoren består i hovedsak av to komponenter, statoren og rotoren.



Figur 2 Stator og rotor viklinger for synkrogenerator

Rotoren består av poler som igjen består av viklinger. Disse viklingene blir tilført en DC-spenning enten fra en ekstern kilde eller hovedkilden selv som kan være vannkraft for eksempel. Når disse viklingene tilføres DC-spenning, blir magnetiske felt opprettet i hver pol. På grunn av hovedkilden vil rotoren også rotere ved et gitt turtall. Når rotoren roterer, beveger magnetfeltet som blir induisert. Magnetfeltet som beveger seg, inducerer spenning i statorens viklinger gjennom elektromagnetisk induksjon. Dersom synkrongeneratoren er enfaset har statoren bare ett sett viklinger, men dersom den er trefase har den tre viklingssett i statoren som er 120° forskjøvet i forhold til hverandre. Dette gjør det slik at når rotoren roterer, får vi trefasespenning ut av generatoren. Frekvensen generatoren driftes ved er avhengig av antall poler og turtall. Gitt med formelen:

$$f = \frac{PN}{120} \quad (1)$$

f = frekvens

P = poler

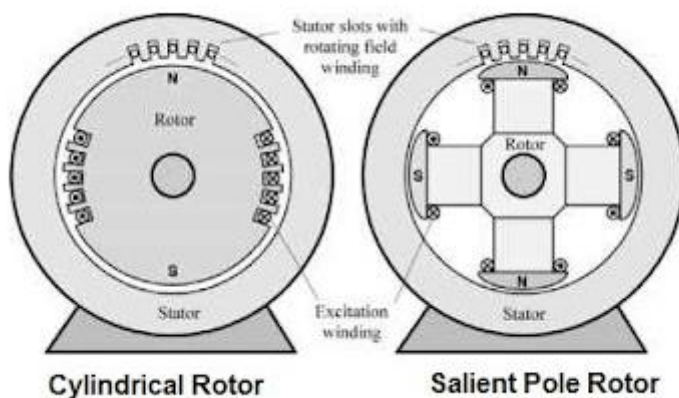
N = turtall

120 = grader mellom viklingssett

For å oppnå ønsket frekvens og lavt turtall blir det ofte benyttet flere poler. En generator med 24 poler kan driftes på 250rpm, mens en med fire poler må driftes på 1500rpm for samme frekvens. Ofte brukes en spenningsregulator for å kontrollere både frekvens og spenning slik at generatoren gir rett spenning til nettet. For å kontrollere både frekvens og turtall vil spenningsregulator (AVR) regulere strømmen til rotorviklingene, som da enten øker eller senker den magnetiske feltstyrken, slik at induisert spenning enten øker eller synker.

DC-strømmen til rotorviklingene blir gitt gjennom sleperinger og børster. Ettersom rotoren roterer, er det ikke mulig å bare feste ledninger til rotorviklingene. Sleperinger brukes for å få kontakt med rotoren. Børstene har kontakt med sleperingene, som da gir strøm til rotorviklingene. Det finnes to typer rotor å velge mellom: sylindrisk rotor eller rotor med

utpregede poler. En sylindrisk rotor er som navnet sier, en helt sylindrisk rotor der viklingene er en del av cylinderen inni rotoren. En rotor med upregede poler har viklingene fremtredende, det vil si at de stikker ut fra rotoren. Den sylindriske rotoren brukes som regel bare i situasjoner der det er fire eller to poler i rotoren. Dette er på grunn av at det ikke er praktisk å lage sylindrisk rotor med flere enn fire poler, selv om det er teoretisk og mekanisk mulig. Maskiner med fremtredende poler egner seg bedre konstruksjonsmessig når flere enn fire poler er involvert, og er vanligere i større anlegg der flere poler blir brukt.

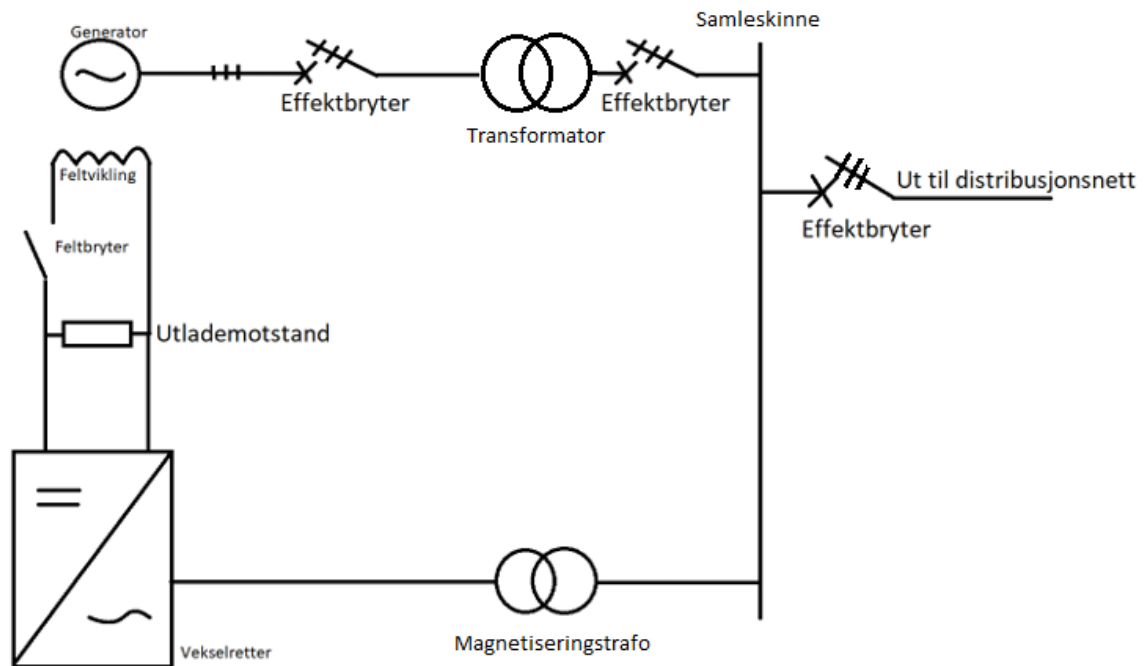


Figur 3 Sylindrisk og fremtredende poler for rotor

Generell kretstegning synkrongenerator

En generell kretstegning for synkrongeneratoren vil se ut som vist i figur 4. Synkrongeneratoren er separert fra hovednettet med en effektbryter. Denne effektbryteren kobles ut når synkrongeneratoren skal kobles av nettet. Spenningen fra nettet blir transformert ned til ønskelig verdi og går gjennom likeretteren, hvor den blir omgjort fra AC til DC. Slik blir feltviklingene magnetisert.

Når rotoren blir magnetisert vil det kunne bli induisert strøm i statorsens viklinger og generatoren vil produsere strøm til nettet. Feltbryteren er koblet opp slik at den kan bryte feltstrømmen i feltviklingene. Sammen med feltbryteren ligger også utlademotanden og vekselretteren. Disse vil kunne avmagnetisere rotorviklingene. I tilfeller hvor feltbryteren holdes inne etter effektbryteren er utkoblet vil vekselretter hjelpe til raskere avmagnetisering, mens dersom effektbryter og feltbryter går samtidig vil ikke vekselretting kunne utnyttes og strømmen fjernes med utlademotanden.



Figur 4 Kretstegning for synkrongeneratoren

2.2.2 Effektbalanse synkrongenerator

Utkobling av feltet

En situasjon hvor feltbryter løser ut, men effektbryter henger på, kan få uønskete effekter på synkronmaskinen, som kraftselskap helst vil unngå. Når denne situasjonen inntreffer, vil synkronmaskinen gå til asynkron drift og trekke reaktiv effekt fra nettet kontra å produsere reaktiv effekt til nettet. Da kan både rotor- og statorviklinger bli skadet på grunn av overoppheting, og i tilfeller for rotor med utpregede poler, kan rotoren få økt mekanisk stress på grunn av svingninger i effekten. For nettet vil nettspenningen synke, og for svake nett kan nettet kollapse helt. Når generatoren forbruker reaktiv effekt, vil de andre generatorene på nettet måtte levere økt reaktiv effekt og kraftlinjene kan bli overbelastet, og ustabiliteten i nettet på grunn av svingningene i effekt og spenningens fall kan få andre generatorer til å falle ut av synkronisme med nettet. Alt dette viser til hvorfor det er viktig at synkrongeneratoren ikke mister feltet. (4)

Forutsetninger for laboratorieforsøket

For laboratorieforsøket er det et par antagelser og forutsetninger som ble gjort for å gjøre laboratoriegjennomføringen enklere. For det første ble det bare gjort stasjonær betraktning av synkrongeneratoren, og ikke transiente betraktninger. I tillegg blir det antatt at nettet er stivt, det vil si 400V konstant, og at verdien anker-resistansen R_a kan neglisjeres.

Maskin med sylindrisk rotor

For synkrongeneratorer med sylindriske rotor, vil reluktansen X_S være eneste verdi i nevner som er med i beregningen av den elektriske effekten. Ettersom cylinderen er helt rund er reluktansen uniform rundt hele rotoren, formelen (5) for elektrisk effekt er dermed:

$$P_{el} = 3 \cdot \frac{(E_f \cdot V_t)}{X_S} \cdot \sin \delta \quad (2)$$

Dersom feltet fjernes, vil effekten E_f også falle bort og likningen for elektrisk effekt vil bli lik null. Når P_{el} blir lik null, vil ikke den mekaniske effekten P_m ha noe mot moment, og begynne og akselerere.

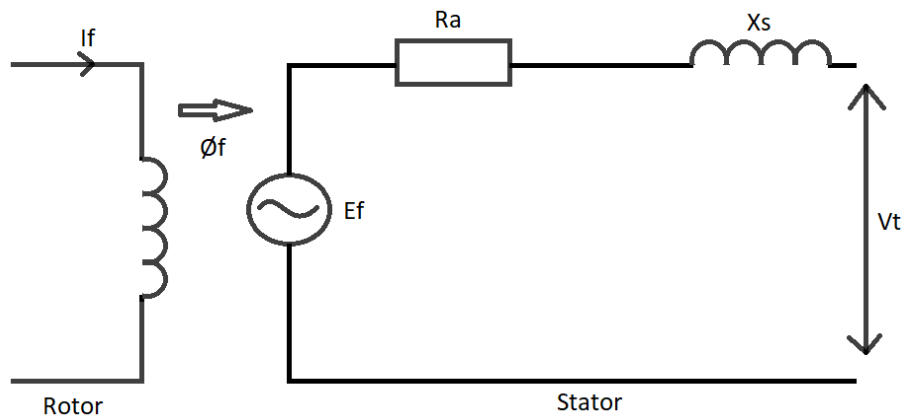
Dette vil skje dersom:

$$E_f = K_1 \cdot \Phi_f \quad (3)$$

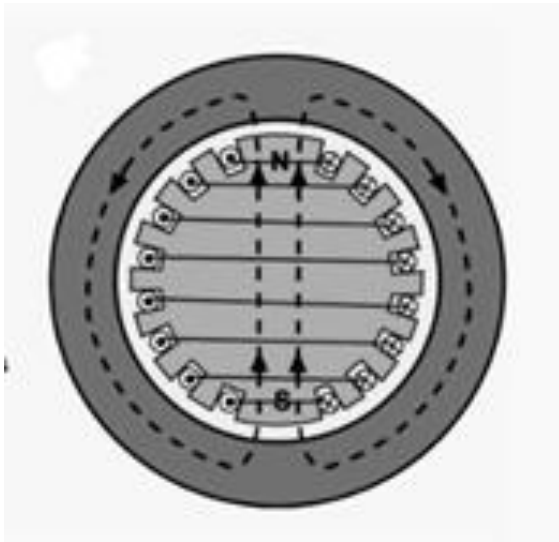
$$\Phi_f = K_2 \cdot I_f \quad (4)$$

Φ_f = magnetisk fluks

K_1 og K_2 = viklingstall

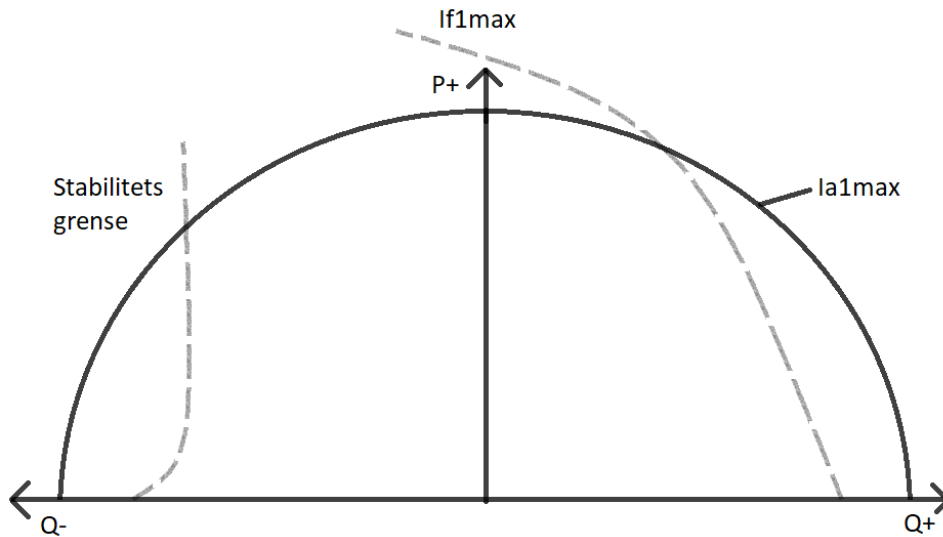


Figur 5 Ekvivalentskjema synkrogenerator



Figur 6 Sylindrisk rotor

Når maskinen går fra synkron drift til asynkron drift, vil maskinen gå fra å gi reaktiv effekt til å trekke reaktiv effekt. Maskinen vil da bevege seg over til andre kvadrant i P-Q diagrammet. Da er maskinen undermagnetisert. For sylindrisk rotor vil den da umiddelbart gå over til asynkron drift ettersom det ikke er noe annet reluktans moment som stopper dette. Ved asynkron drift trekker maskinen store mengder reaktiv effekt, som medfører at maskinen har store tap.



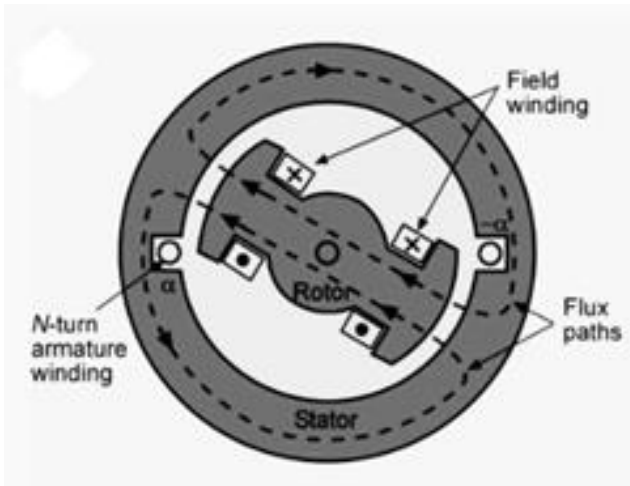
Figur 7 P-Q diagram synkronmaskin med sylindrisk rotor

Maskin med utpregede poler

Mye av teorien for utpregede poler er likt som for sylindriske, forskjellen kommer av at reluktansen for rotoren ikke er uniform og det vil forekomme få flere reluktansverdier. Mer spesifikt gjelder dette verdiene X_d og X_q . X_d er reluktansen for den direkteaksen, det vil si aksene som går i samme retning som rotoren. X_q er reluktansen for kvadraturaksen og er mellom direkteaksene. Disse aksene gjør det vanskeligere å beregne effekten, ettersom de to verdiene fører til en ny elektrisk effekt formel (5) gitt ved:

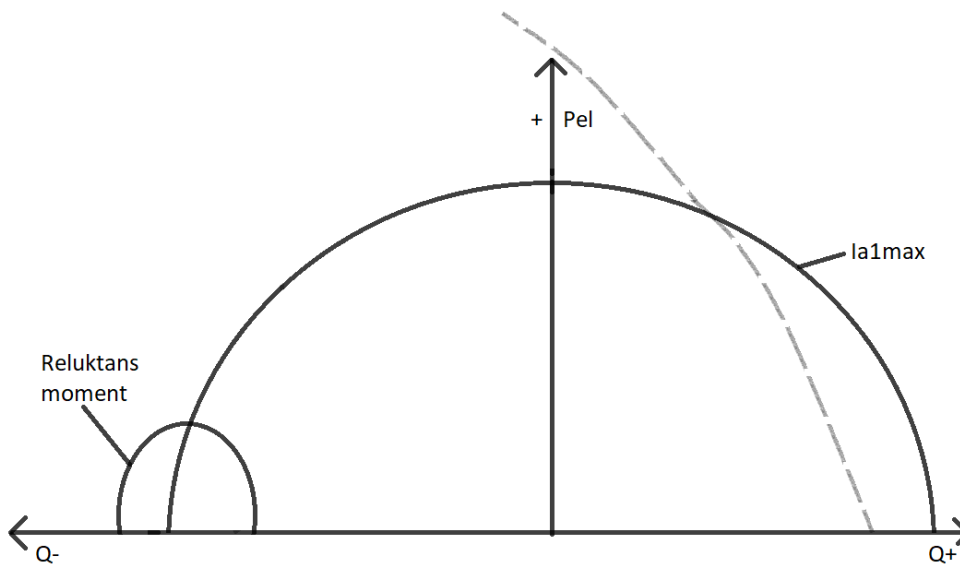
$$P_{el} = 3 \cdot \frac{(E_f \cdot V_t)}{X_d} \sin \delta + \frac{V_t^2}{2} \cdot \frac{(X_d - X_q)}{X_d X_q} \sin 2 \delta \quad (5)$$

I tilfellet hvor E_f faller bort vil fremdeles ledd nummer to som er reluktansmomentet gi en viss motstand mot den mekaniske effekten P_m . Dette betyr at opp til et gitt pådrag vil maskinen kunne henge med i det elektriske nettet uten at feltet er koblet inn.



Figur 8 Rotor med utpregede poler

I P-Q diagrammet blir det vist at reluktansmomentet, gitt av ledd to i formel 4, vil gjøre slik at generatoren kan driftes synkront ved veldig lave pådrag. Maskinen vil driftes undermagnetisert, men vil holde det synkrone turtallet. Dersom pådraget øker, vil maskinen gå over til asynkron drift og akselerere.

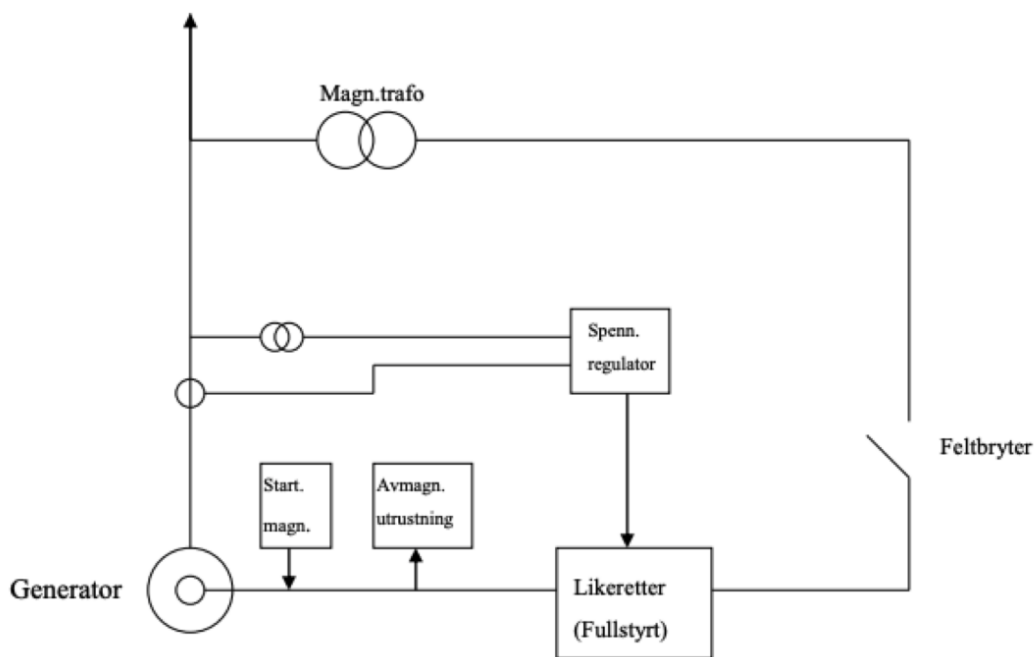


Figur 9 P-Q diagram synkronmaskin med utpregede poler

2.2.3 Magnetisering og avmagnetisering

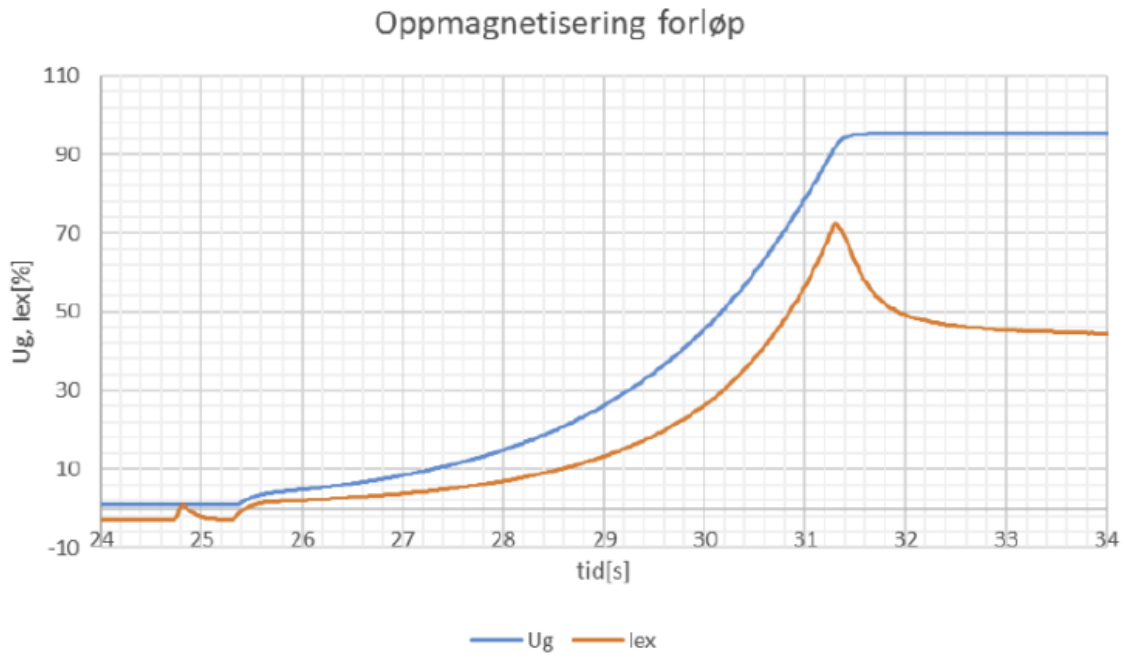
Magnetiseringssystemet er en viktig del av synkrogeneratoren. Det er dette systemet som tilfører energi og skaper et magnetfelt i rotorviklingene. Spenning og strøm blir generert i

statorviklingene når rotoren roterer på grunn av magnetfeltene som blir skapt i rotorviklingene (6). Det finnes tre hovedtyper magnetiseringssystemer. Statisk magnetisering, roterende magnetisering med mekanisk likeretter og roterende magnetisering med diodebro. Sistnevnte er børsteløs. Det vil her bli tatt for seg statisk magnetisering fordi dette magnetiseringssystemet er krav ved maskiner over 25MVA. Ved bruk av synkrongeneratorer som bruker statisk magnetisering kan det bli oppnådd raskere regulering og avmagnetisering (7). Feltstrømmen som inducerer de magnetiske feltene i rotorviklingene, blir matet fra magnetiseringstransformatoren via tyristorlikerettingen. I figur 10 vises hovedsakelig hvordan et statisk magnetiseringssystem ser ut. Det er verdt å merke seg at feltbryteren her er plassert på AC-siden av likeretteren, selv om det også kan bli plassert på DC-siden.



Figur 10 Statisk magnetiseringssystem

Oppstart av generator skjer ved hjelp av en startmagnetiseringsenhet. Denne tilfører en kortvarig magnetisering fra et stasjonsbatteri. Startstrømmen vil ligge på omtrent 10% av nominell feltstrøm (6). Startmagnetiseringsforløp av synkrongenerator vises i figur 11.



Figur 11 Startmagnetiseringsforløp av magnetisering av synkrongenerator

Figur 12 viser innsiden av spenningsregulatorskap i Leirfossene vannkraftverk. Ut ifra figuren kan det blant annet bli sett likeretteren, som er omtrent midt i skapet, og utlademotstanden, som er oppe til høyre. Likeretteren består av tyristorer. De har høy virkningsgrad og lang levetid, samtidig som at de har rask reguleringsrespons og kan føre feltstrøm direkte til sleperingene. Utlademotstanden brukes ved kritiske feil. Den blir da koblet inn i feltkretsen via en tyristor. Det er etter at utlademotstanden har blitt koblet inn i feltkretsen at feltbryteren kan bli lagt ut (6).

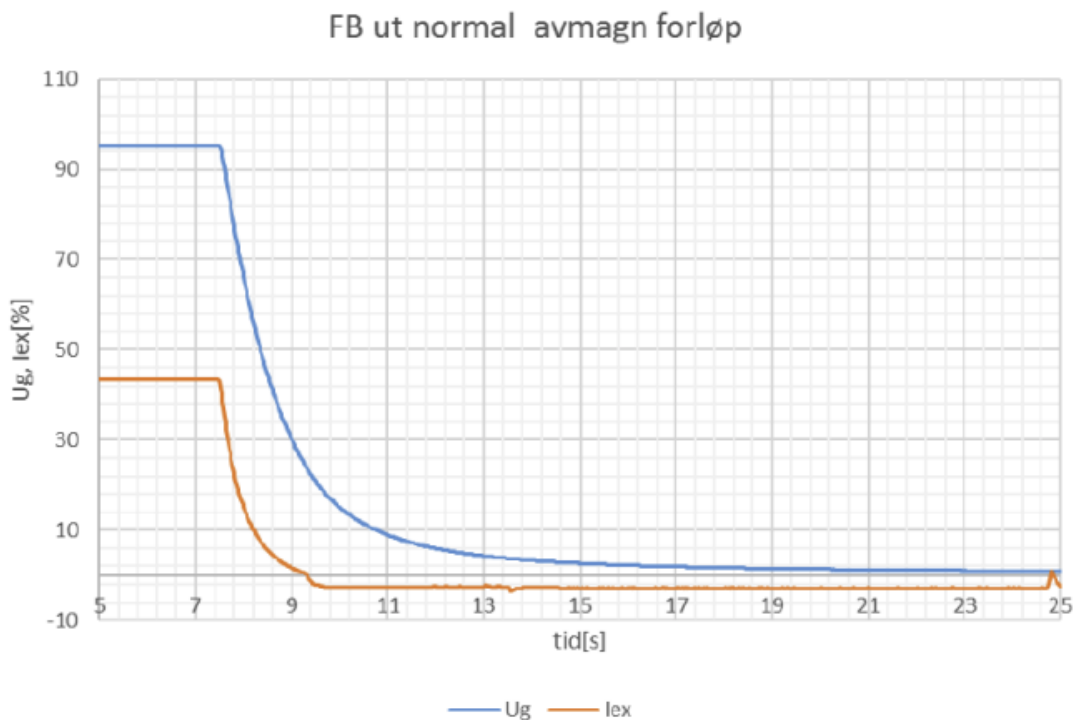


Figur 12 Innsiden av spenningsregulatorskap i Leirfossene vannkraftverk

Det er mulig å avmagnetisere rotor på to forskjellige metoder. Den ene er med vekselretting via tyristorbroen, den andre er med parallell utkobling med effektbryter og feltbryter via utlademotstand. Avmagnetiseringen av rotor kan ikke skje umiddelbart, men den vil avmagnetiseres over tid. Dette er grunnet at rotorviklingene er utformet som spoler og har høy induktans og derfor motvirker brå endringer i feltstrømmen (6). Det er vanlig praksis i dag å bruke parallell utkobling når feil oppstår, men det er også mulig å bruke vekselretting selv ved feil. Noen feil vil derimot føre til at sikker vekselretting ikke kan gjennomføres. Noe som igjen kan føre til lengre avmagnetisering enn ved parallell utkobling av effektbryter og feltbryter. Vekselretting fungerer kun ved gunstige magnetiseringsspenninger. Slike feil kan føre til en ugunstig magnetiseringsspenning. Med ugunstig spenning menes det at amplituden

og fasen ikke er normal i alle tre faser. Moderat ugunstig spenning vil føre til en moderat lengre avmagnetiseringstid og en alvorlig ugunstig spenning kan føre til store problemer med vekselretting og gi en drastisk lengre avmagnetiseringstid. Det er derfor ikke gitt at vekselretting gir raskere avmagnetisering ved alle typer feil (8).

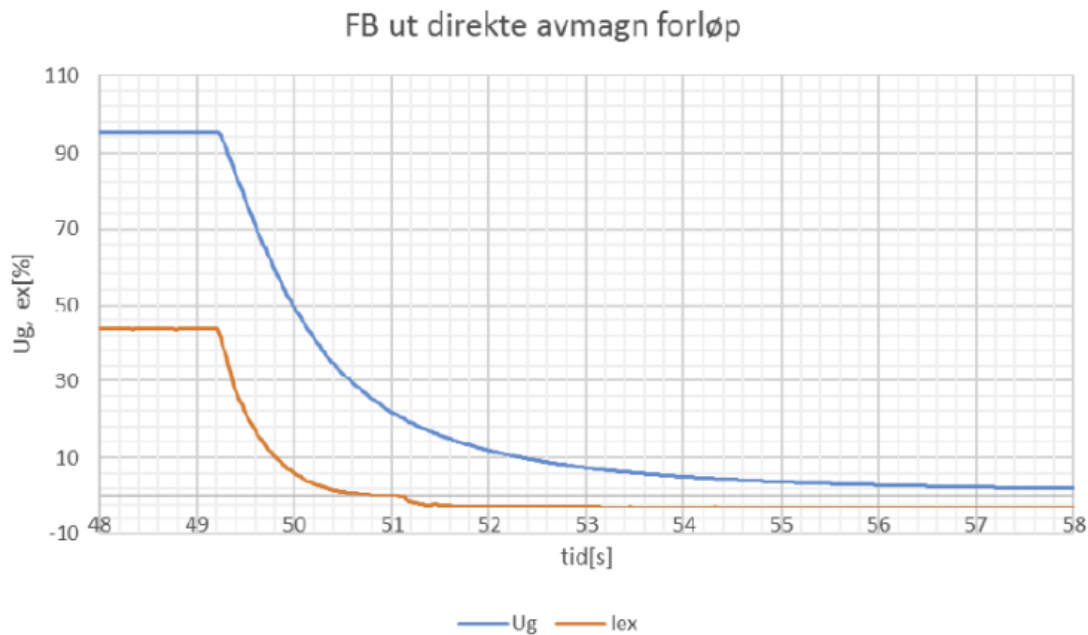
En normal stans av generator vil avmagnetiseres på en annen måte enn avmagnetiseringen ved kritisk feil. Ved normal stans vil effektbryteren blir koblet ut og det blir benyttet vekselretting. Dette skjer ved bruk av thyristorbroen. Styrevinklene på thyristorene blir satt til omtrent 150 grader, og da blir thyristorbroen styrt til en negativ takspenning på omtrent 80%. Dette vil føre til at etter omtrent fem sekunder, vil generatoren være spenningsløs og feltbryteren kan bli åpnet. Avmagnetiseringsforløp ved en normal stans blir vist i figur 13.



Figur 13 Avmagnetiseringsforløpet ved en normal stans

Ved en kritisk feil vil denne typen normal stans ikke gjennomføres. Da vil feltbryteren utløses samtidig som effektbryteren i en parallell utkobling. Det vil derfor ikke skje noe vekselretting via thyristorbroen for å avmagnetisere rotor før feltbryteren kobles ut. Selv om feltbryteren løses ut og kobler vekk feltstrømsmatingen fra magnetiseringstransformatoren, vil strømmen

i rotorviklingen derimot ikke brytes momentant, men skje etter en naturlig utladetid i rotorkretsen via utlademotstanden. Dette tar normalt 2-8 sekunder. Avmagnetiseringstiden kan da bli lenger som følge av at det ikke blir vekselrettet via thyristorbroen. Avmagnetiseringsforløp ved parallell utkobling av effektbryter og feltbryter via utlademotstand er vist i figur 14.



Figur 14 Avmagnetiseringsforløpet ved parallell utkobling av effektbryter og feltbryter via utlademotstand

2.3 Klarering av feil

I dette kapitlet vil de to mest populære metodene for klarering av feil i og rundt generator presenteres med utgangspunkt i et studium gjort av BC Hydro. Studiet er utført på en 180MVA dampturbingenerator (8). Studiet viser effektene av parallell og forsinket utkobling av feltbryter med og uten vekselretting. Rapporten fra studiet argumenterer for hvilken metode som er best for ulike feilsituasjoner. Feilsituasjonenes risiko er hovedsakelig basert på alvorligheten av feilen, og ikke hvor ofte feilen oppstår. Sannsynligheten for feil er basert på erfaringer fra forfatterne av studiet (8).

I studiet av BC Hydro ble det studert fem forskjellige utløsemetoder for feltbryter. Det ble testet tre forskjellige forsinkelser: 3 sekund, 1 sekund og 0,4 sekund forsinkelse av feltbryter

med vekselretting. I tillegg ble det testet ingen forsinkelse og 3 sekunder forsinkelse av feltbryter uten vekselretting. Vekselrettingen ble blokkert for å simulere en situasjon hvor ugunstige spenninger i magnetiseringskretsen er til stede (8).

Det ble observert at ved gunstige spenninger var vekselretting den raskeste måten å avmagnetisere generatoren på. Forsøkene viste også at det var neglisjerbar forskjell på om feltbryter koblet ut etter 3, 1 eller 0,4 sekunder ved vekselretting. I forsøkene uten vekselretting var det ingen forsinkelse av feltbryter som ga best avmagnetisering. Undersøkelsene viser derfor at hvis vekselretting ikke er mulig, burde ikke feltbryter forsinkes. Dette vil være tilfelle ved feil nær, eller i magnetiseringstransformatoren, eller magnetiseringssystemet (8).

For å indentifisere hvilke feil som kan benytte forsinket utkobling av feltbryter, må det vurderes ved hvilke feil vekselretting kan benyttes. Som nevnt, kan vekselretting kun benyttes ved gunstige spenninger. Det er derfor relevant å se på hvilke feil som påvirker spenningen i magnetiseringskretsen til den grad at vekselretting ikke er mulig. Studiet konkluderer med at feil hvor det er stor sannsynlighet for gunstige spenninger, anbefales det å benytte forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting. Dette kan være feil som generator- eller transformator-viklingsfeil, jordfeil osv. Videre konkluderer studiet at parallell utkobling av feltbryter alltid skal benyttes ved feil detektert av overstrømsvern på magnetiseringstransformatoren. Den samme metoden anbefales å bruke i magnetiseringskretsen, hvor fase-til-fase feil på høyspentsiden av magnetiseringstransformator er den mest alvorlige feilen. For feil i feltviklingene kan begge metodene for utkobling av feltbryter benyttes. Den mest alvorlige feilen i dette området er dobbel jordfeil, og generator avmagnetiseres derfor ofte ved enkel jordfeil. Slike feil fører ikke til ugunstige spenninger i magnetiseringstransformator, og vekselretting kan dermed benyttes. Parallell utkobling kan også benyttes, da deteksjon av slik feil kan ha en tidsforsinkelse over 10 sekunder. Forsinket utkobling og vekselretting vil dermed ikke ha noen fordeler over parallell utkobling. I tillegg kan vekselretting føre til at en enkel jordfeil blir en dobbel jordfeil. For feil i generator og «step up» transformatoren, er det uklart hvilken utløsemetode som er mest gunstig. Det er dobbel jordfeil på lavspentsiden og enkel jordfeil på høyspentsiden av «step up» transformator som har størst risiko. Studiet

konkluderer at utløsemetoden brukt i dette området er påvirket av flere faktorer, og blir derfor en vurderingssak i hvert enkelt tilfelle (8).

2.4 Vernsystem

Vernsystem for generator og tilkoblet nett varierer fra ulike kraftstasjoner. Riktig kombinasjon av vernfunksjoner er nødvendig for en sikker operasjon av kraftverket. Statkrafts «General Technical Requirements – Protection Relays» er et dokument som viser hvilke vernfunksjoner forskjellige størrelser av generator og ulike turbiner skal ha (9). I de generelle kravene for vern inngår 17 generatorvern, 6 transformatorvern, magnetiseringstransformatorvern og bryterfeilvern. Disse vernfunksjonene er beskrevet i vedlegg 3. Dette kapitlet vil presentere viktige momenter rundt valg av vern og hvilke utløsemetoder som er mest populære.

2.4.1 Valg av vern

Riktig vern for generator og tilknyttet nett velges med tanke på selektivitet og tilstrekkelig beskyttelse. Selektivitet er viktig for at feil klareres så nærme feilpunktet som mulig slik at uberørt nett kan fortsette å fungere som normalt (3). Fordelen med at uberørt nett opererer normalt er at komponenter, som ikke er påvirket av feilen, kan hjelpe aggregatet til en rolig og kontrollert stans. Dette bidrar til raskere oppstart etter feilen er rettet opp (10).

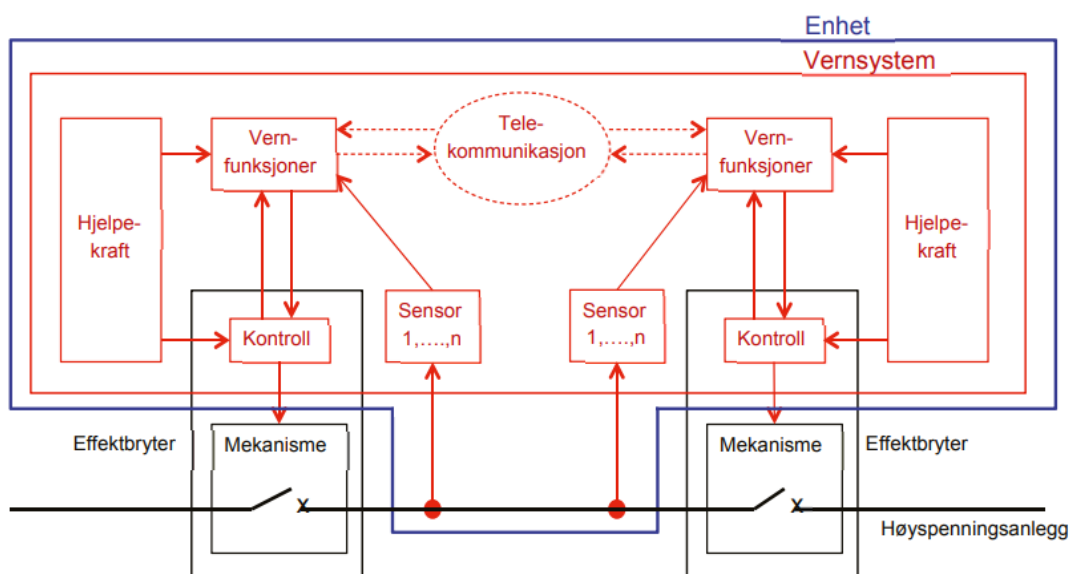
Det er krav om at en feilfunksjon av en komponent ikke skal hindre vernsystemet i å fungere. Hvis et vern får utkommando, men ikke kobler ut, vil selektivitet sørge for at neste vern kobler ut etter en tidsforsinkelse. Dublering av vernfunksjoner brukes også slik at det er flere vernfunksjoner som verner over like feil. På denne måten oppnås det en dobbel sikring (10).

Tilstrekkelig beskyttelse innebærer at vernområdet har riktige type vern som kan detektere og koble ut feil eller unormale driftstilstander som kan oppstå i det området. For å oppnå selektivitet og tilstrekkelig beskyttelse trengs det kompetanse om innstilling av vern og kjennskap til feiltyper som kan oppstå på generator og tilknyttet nett. For den beste løsningen må vernområder avgrenses og et kompromiss mellom selektivitet, lavest mulig

kortslutningsstrøm, og kortest mulig utkoblingstid finnes. Det finnes krav til selektivitet, kortslutningsstrømmer og utkoblingstid fra myndigheten og andre normgivende organer (3).

Et vernsystem i dag består av flere numeriske vern enn analoge. Numeriske vern har flere valgmuligheter med tanke på funksjon og muligheten til å kommunisere med andre vern og sentralenheter. Selvovervåking brukes for å redusere behovet for inspeksjoner og vedlikehold. Grunnet økningen i valgmuligheter kreves det høy kompetanse for å stille inn et vernsystem i dag (3).

Figur 15 er hentet fra en rapport fra EnergiNorge, som omhandler Relevern i forsyningsanlegg (3). Figuren viser et blokk skjema over en enhet og et vernsystem. Enheten består av vernsystemet og tilhørende sensorer. Effektbrytere inngår ikke i enheten. Figuren viser hvordan vernfunksjoner detekterer feil ved hjelp av sensorer og har mulighet for utløsning av effektbrytermekanismen ved deteksjon av feil. I tillegg vises det at vernfunksjoner kommuniserer med hverandre.



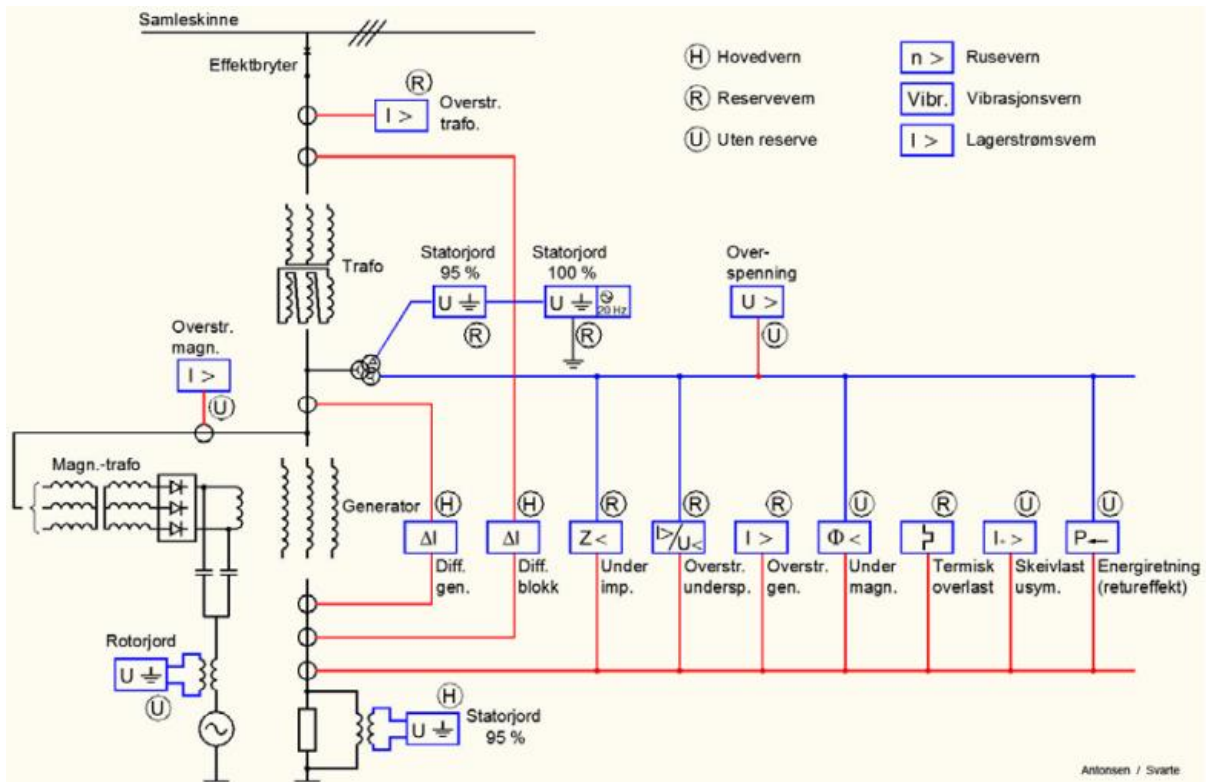
Figur 15 Vernsystem og enhet

For generator velges vernsystemet ut fra hvilke feiltyper og unormale driftstilstander som oppstår i det avgrensede området. Med generator menes da stator og rotor med

magnetiseringskretsen. Et aggregat består videre av generator og turbin. Valg av vern for aggregat har flere momenter som skal vurderes. Listen under viser hvilke momenter som vurderes:

- Kortslutningseffekten
- Jordslutningsstrøm
- Plassering av brytere
 - o Effektbrytere
 - o Måletransformatorer
- Om det er installert
 - o Generatorbryter
 - o Stasjonsforsyning
 - o Hoved-transformator
- Generatorstørrelse
 - o Liten – 1 til 30 MVA
 - o Middels – 30 til 80 MVA
 - o Stor – 80 til 120 MVA
 - o Større enn 120MVA
- Plassering av aggregat
 - o Fjellrom
 - o Daganlegg
 - o Industrianlegg

Figur 16, fra rapporten til EnergiNorge, viser et eksempel på et vernsystem i et vannkraftaggregat større enn 120 MVA. Figuren viser forskjellige vern og hvor de har sine målepunkter, samt om de er hovedvern, reservevern eller uten reserve (3).



Figur 16 Prinsippskisse for et typisk vannkraftverk med stor generator > 120MVA

Et eksempel på en vernfunksjon presentert i skjemaet er undermagnetiseringsvernet. Av skjemaet kan det bli observert at dette vernet er uten reserve, og måler både strøm (rød linje) og spenning (blå linje). Tabell 1 viser noe av den samme informasjonen som figur 16, men i tabellform. Tabellen er hentet fra samme rapport som de to foregående figurene (3) og er presentert i form av tre separate bilder. Tabell 1 er en oversikt over skadeforebyggende relevern (RV). Tabellen inneholder IEC 60617 symboler og ANSI C37-2 koder, som er standardiserte symboler og funksjonskoder for ulike vernfunksjoner. For hver vernfunksjon er det krysset av om dem er strømmålende, spenningsmålende eller mekanisk-målende, og om det er et hovedvern eller reservevern. Hvilke feilarter som detekteres av hver vernfunksjon er også inkludert.

Utløsemetoder for feltbryter på synkrongeneratorer

Tabell 1 Skadeforebyggende RV i produksjonsanlegg

| KLASSIFISERING AV RV for generator, trafo og kraftlinjer | | | | | Kilder: -RV i kraftstasjoner EBL 2001. -IEC 60617 Symboler, International Electrotechnical Commission. -ANSI C37-2 Funksjonskoder, American National Standard, se faktarute. | | | | |
|---|--------------------|------------------|---------------|------------------|---|-----------|--------------|---|---------------------|
| Skadeforebyggende RV | IEC 60617 Symboler | ANSI C37-2 Koder | Strøm-målende | Spenningsmålende | Mekaniskmålende | Hovedvern | Reserververn | Feilart som (detekteres) dekkes | Selektivtetsanalyse |
| Vibrasjon-RV | | | | | Akserometer. (Approx i-meter). | x | | Skadelige vibrasjoner på rotor, stator, lager og turbin. | nei |
| Ruse-RV | n>> | | | | Mekanisk sentrifugalpendel | x | | Unormale (mekaniske påkjenninger) sentrifugal krefter. | nei |
| Turtall-RV | ω> | 12 | | | Takometer-skive | | x | Unormale (mekaniske påkjenninger) sentrifugal krefter. | nei |
| Frekvens-RV -over, -under | f> f< | 81H 81L | | x | | x | x | Unormale over-/ underfrekvenser til sluttbruker. Benyttes som nettvern. | ja |
| Lagerstrøm-RV | | | x | | | x | | Defekt oljefilm i bærelager (hovedlager) som kan føre til lagerhavari. | nei |
| Overspenning-RV | U> | 59 | | x | | x | | Unormale overspenninger som kan føre til isolasjonsskader på generatorvikling og trafovikling og andre komponenter. | nei |

Tabell 2 Skadeforebyggende RV i produksjonsanlegg

| Skadeforebyggende RV | IEC 60617 Symboler | ANSI C37-2 Koder | Strøm-målende | Spenningsmålende | Mekaniskmålende | Hovedvern | Reserververn | Feilart som (detekteres) dekkes | Selektivtetsanalyse |
|---|--------------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|-----------|--------------|--|---------------------|
| Underspenning-RV | U< | 27 | | x | | x | | Unormale underspenninger som kan føre til skadelige overtemperatur på motorer. | nei |
| Termisk-RV | I ² t | 49 | | | | x | | Unormale temperaturer i viklinger og blikkpakke (generator, trafo, reaktor). | nei |
| Skjevlast-RV. Usymmetri-RV Minusstrøm-RV | I ₂ > | 46N | x | | | x | | Fasebrudd eller usymmetriske fasestrømmer i generator eller motor som kan gi overoppheting av poler (dempevikling). | nei |
| Asynkron-RV. Tap av magnetisering-RV Undermagnetisering-RV | Q< | 40 | x | (x) | | x | | Manglende magnetiseringsstrøm for generator og motor. Kan føre til tap av synkronisme, og lokal oppvarming i stator. | nei |
| Polslipp-RV | Ucos | 78 | x | x | | U | | Polslipp på grunn av pendlinger i tilsluttet nett, eller manglende magnetiseringsstrøm. | |
| Retureffekt-RV. Tilbakewatt-RV (-P) | -P | 32R | x | x | | x | | Uønsket motordrift av generator pga av utfall av turbin eller diesellaggregat. | nei |
| Over magnetisering-RV. Kombinasjon av øket spenning og frekvens. | V/f | 24 | | x | | x | | Magnetiseringsblikk: kan føre til overoppheting av blikkpakke i generator og trafo pga. økte jerntap. | nei |

Utløsemetoder for feltbryter på synkrongeneratorer

Tabell 3 Skadeforebyggende RV i produksjonsanlegg

| Skadebegrensende RV | IEC 60617 Sym-bolier | ANSI C37-2 Koder | Strømmå-lende | Spenningsmå-lende | Mekanisk-må-lende | Hoved-vern | Reserve-vern | Feilart som (detekteres) dekkes | Selektivtets-analyse |
|--|----------------------|------------------|---------------|-------------------|----------------------------|------------|--------------|---|----------------------|
| Statorjordfeil-RV 95 %, Jordfeil-RV (3Vo, nullpunkts forskyving) | Uo> | 59N | | x | | x | x | Generelt jordfeil i alle typer elektriske anlegg. Dekker ca 95 % av viklingen fra uttaket på generator. | nei |
| Statorjordfeil-RV 100 % (20Hz injiseringsspenning) | RSEF< | 64G(100 %) | | | | | | Jordfeil på stator. Dekker hele statorviklingen inkludert nøytralpunkt. | nei |
| Jordfeil-RV (Io>, overstrøm) | Io> | 64G | x | | | x | | Jordfeil (hovedsakelig) i ledninger og kabler, retningsbestemt jordfeil-deteksjon. | ja |
| Rotorjordfeil-RV (injiseringspenning, fn) | R< | 64R(fn) | | | | | | Jordfeil i rotorviklingen og DC side av magnetiseringskrets. | nei |
| Differensial-RV | ΔI | 87 | x | | | x | | Kortslutning i generator og trafo. | nei |
| Distanse-RV (Impedansvern) | Z< | 21 | x | x | | x | | Kortslutning i høyspente nett. | ja |
| Underimpedans-RV med overstrøm-underspenningsstart (I>+V<) | Z< | 21 | x | x | | | x | Kortslutning i generator, trafo og tilknyttede anleggsdeler. | ja |
| Overstrøm + underspenning-RV | I> +U< | 51 | x | x | | | x | Kortslutning i generator, trafo og overliggende nett. Reservevern for underimpedansvern. | ja |
| Overstrøm-/kortslutning-RV | I> | 50 | x | | | x | x | Unormale strømmer større enn laststrøm: overlast -> kortslutning. | ja |
| Overlast-RV (tilknyttet temperatursentral) | θ> | 26 | x | | Pt100-element | | | | nei |
| Buchholz- relé (gassvakt integrert i oljefyllt trafo). | | 63 | | | Gass-/oljestrøm. Oljenivå. | x | | Intern trafofeil: gassutvikling pga. feil på isolasjon, dårlig forbindelse, feil på trinnkopler. | nei |

2.4.2 Utløsemetoder for vern

Utløsemetoder for vern avhenger av kravene til vernfunksjonene, som nevnt tidligere i rapporten. Vernfunksjoner grupperes etter hvilket område dem verner, og hvilke feilsituasjoner de verner mot. Gruppering av fysiske vern løses ved å koble sammen utløsermekanismene. På denne måten kan det bli lagd et system for hvilke vern som skal kobles inn sammen og for hvilke vern som skal kobles ut sammen. Gruppering av analoge vern løses ved å koble sammen vernene med en pinnematrise. Numeriske vern grupperes sammen av programmerbar logikk (10). De mest vanlige utløsemetodene er parallell utløsning, sekvensiell utløsning, generatorutløsning og aggregatseparasjon.

Parallell utløsning er en utløsemetode som innebærer parallell utløsning av generator, magnetfelt og stans av turbin. Ved bruk av effektbryter på generatorsiden må denne også kobles ut. Parallell utkobling benyttes ved interne feil, som krever rask utkobling av all energi. Dette fører med en risiko for opprusing av aggregatet, fordi aggregatet mister magnetfeltet og vil gå i asynkron drift (10).

Generatorutløsning er lik parallell utløsning i virkemåte utenom at turbinen ikke stanses. Denne utløsemetoden benyttes ved forstyrrelser i tilknyttet nett og ikke ved interne feil i generator. At turbinen ikke stanses resulterer i at generatoren raskere kan kobles til nettet igjen dersom forstyrrelsene rettes opp. Denne utløsemetoden kan ikke benyttes hvor det er fare for stor opprusing av aggregat, som for eksempel ved dampturbiner og Francis turbiner (10).

Aggregat med effektbryter på lavspenningssiden med full utkoblingsmulighet og hjelpetransformator tilkoblet mellom bryter og «step up» transformatoren kan benytte generatorutløsning. Generator isoleres med effektbryter på lavspenningssiden og feltbryter i magnetiseringskretsen. Turbinen frakobles i dette tilfellet også, så rask oppstart er ikke å forvente. Ved isolasjon av generator vil effektbryter på høyspentsiden fortsatt være lukket. På denne måten fortsetter transformatorer og hjelpetjenester å operere matet av høyspenningsnettet (10).

Aggregatseparasjon er en utløsemetode, som benyttes ved eksterne feil i høyspenningsnettet. Utløsemetoden vil kun koble ut effektbryter på høyspenningssiden. Metoden anbefales hvor «runback», som følge av lastavisning er mulig. Ved å operere aggregatet som normalt oppnås det mulighet for rask tilkobling til høyspenningsnettet hvis den eksterne feilen klareres (10).

Sekvensiell utløsning er en utløsemetode som benyttes i kraftstasjoner med damp eller Francisturbin. Metoden brukes i anlegg hvor høyhastighets avmagnetisering ikke er en nødvendig funksjon. Ved frakobling kobles turbinen ut, men generator forblir magnetisert for å unngå overhastighet. Før generator kan kobles ut må strømmen av vann/damp til turbinen reduseres tilstrekkelig. For å forsikre om dette benyttes et retureffektvern. Vernet bruker logikk for utkobling og for å sjekke om ventilene til turbinen er tilstrekkelig stengt (10). For å sikre mot feilfunksjonering av retureffektvernet dubleres det med et tilsvarende retureffektvern med lengre tidsforsinkelse. Ved feilfunksjonering av retureffektvernet vil derfor backup-vernet koble ut etter en tidsforsinkelse. Verdi for utkobling kan være likt eller høyere for backup-vernet. Utkoblingsverdien må være lavere enn den laveste turbinmotoreffekten (10).

3 Metodikk

Prosjektarbeidet er delt inn i 7 arbeidspakker, som ble laget under planleggingen av prosjektet. Av disse arbeidspakkene er laboratorieforsøk, simulering og analyse av feilstatistikk hovedaktivitetene, mens de 4 siste aktivitetene utføres parallelt med hovedaktivitetene gjennom hele prosjektet. Disse parallelle aktivitetene er lesing og forståelse, dokumentering, administrasjon og befaring til relevant vannkraftverk. Lesing og forståelse av relevant litteratur ble gjort for å kunne forstå og jobbe med problemstillingen. Den relevante litteraturen ble gitt av Statkraft. Dokumentering av aktiviteter ble gjort gjennom skriving av befarringsrapport, laboratoriejournal, simuleringsjournal og hovedrapport for prosjektet. Administrasjon av prosjektet ble gjort ved å skrive toukersrapport, møteinnkallelser og møtereferat. Det ble holdt jevne møter kun internt, med veileder og med oppdragsgiver. Befaring til relevant vannkraftverk ble arrangert av Statkraft. Resten av metodekapitlet vil beskrive metoden for de tre hovedaktivitetene laboratorieforsøk, simulering og analyse av feilstatistikk. Kapitlet vil også ta med metoden brukt for innhenting av informasjon om vernsystem da dette var en omfangene aktivitet.

3.1 Lab utførelse

3.1.1 Laboratorieforsøkets hensikt

I planleggingsfasen av prosjektet ble gruppen enig om å kjøre et laboratorieforsøk rundt synkrongeneratoren og utkobling av feltet. Det ble fort oppdaget at laboratorieforsøk ikke kunne gi direkte svar på konsekvensene av utkoblingen av feltbryter på grunn av sikkerhet for utstyr, men det ble likevel bestemt å ha laboratorieforsøk for å se nærmere på effekten av feilsituasjonen rundt effektbryteren og feltbryteren. Mye tid har blitt brukt på å planlegge laboratorieforsøk og alt laboratoriearbeid er dokumentert. Laboratorieforsøket med 1kW maskin fant sted ved elektromaskinlabben ved NTNU Gløshaugen rom E-151.

3.1.2 Laboratorieutstyr

Liste over laboratorieutstyr som ble brukt under labben.

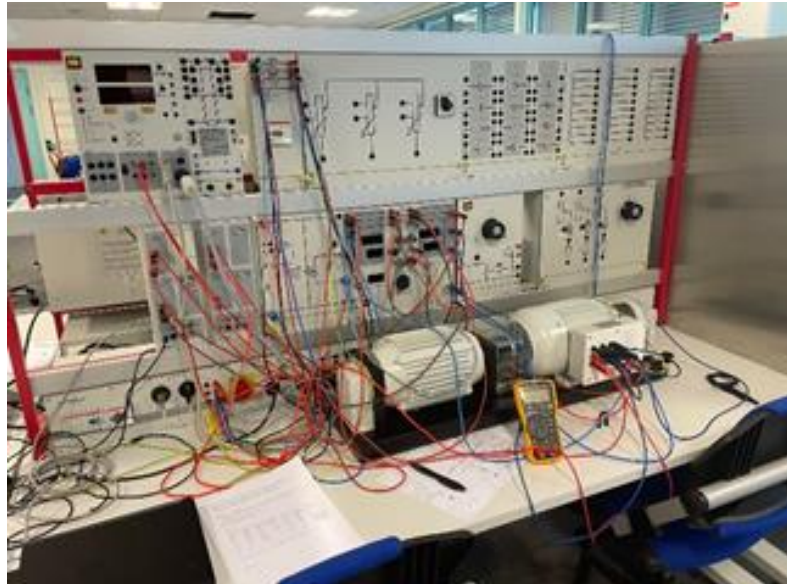
Synkronmaskinen

Laboratoriet som ble brukt har 400V linje til linje og 50Hz frekvens.

Synkrongeneratoren brukt i laboratorieforsøkene består av en synkrongenerator koblet til en asynkronmotor som har samme aksling. Når den asynkrone motoren får spenning vil den starte som motor og drive rotoren til det bestemte turtallet på 1500rpm, slik at synkrongeneratoren driftes ved synkront turtall.

Tabell 4 Merkeskilt 1kW maskin

| Symbol | Verdi |
|----------------|-----------|
| U_n | 400V |
| S_n | 1kVA |
| $\cos \varphi$ | 0.8-1-0.8 |
| I_s | 1.52A |
| f | 50Hz |
| n_s | 1500rpm |
| I_r | 400mA |
| U_r | 220V |



Figur 17 Laboratorieoppsett

Tavle

I elektromaskinlabben E-151 er det flere tavler som har instrumenter brukt for måling og kontrollering av maskiner som synkronmaskinen. Flere av disse instrumentene ble brukt for å måle verdiene for labben.

Synkroniseringsinstrument

For å kunne koble maskinen på strømmettet brukes dette instrumentet. Den viser nettets fase og lar maskinen koble seg på uten problemer når den har nådd synkront turtall, som her er 1500rpm ettersom motoren har 4 poler.



Figur 18 Synkroniseringsinstrument

Måleinstrument

For å måle synkrongeneratorens effekt ble dette måleinstrumentet brukt. Instrumentet ble tilkoblet datamaskin og får både strøm og spenning målt ved statoren. Disse verdiene kan videre brukes til beregning av effekt som bruker ekte verdi for φ .



Figur 19 Måleinstrument

Kontrollinstrument

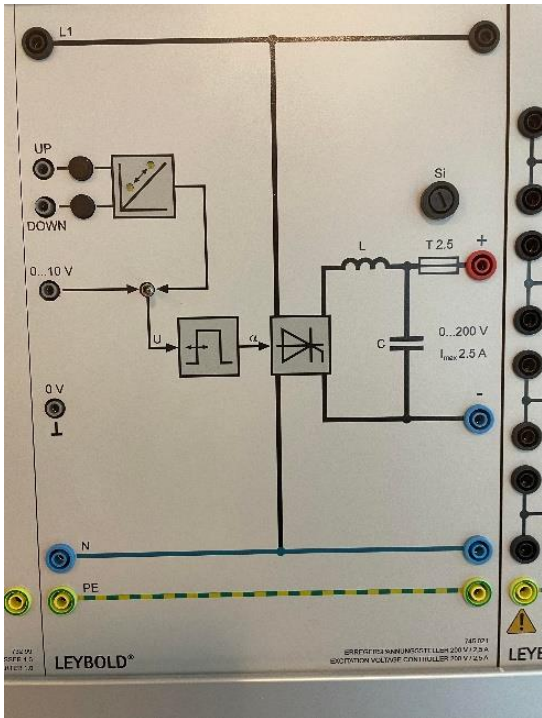
Kontrollinstrumentet blir brukt til å kontrollere synkronmaskinen slik at den oppfører seg slik den skal under laboratorieforsøket. Instrumentet gjør det mulig å bestemme om maskinen skal drives som generator eller motor. Den har også flere moduser som gjør det mulig å holde turtallet konstant og se hvordan økt pådrag forandrer strøm og spenning.



Figur 20 Kontroll instrument

Kontroll av eksitasjons-instrument

Denne enheten styrer eksitasjonen til rotoren og gjør det mulig til å justere feltet for synkrongeneratoren. Sammen med et multimeter observeres rotorviklingenes strøm og blir justert til det maskinen er beregnet for eller det som er ønsket.



Figur 21 Eksitasjon instrument

3.1.3 Cassy

Cassy er et dataprogram som blir brukt til å aktivere og styre måleinstrumentene brukt for laboratorieforsøket. Programmet gjør det mulig å fremvise målingene som instrumentene måler og ut fra disse, lage grafer i et gitt tidsrom og regne ut verdier som effekt i sanntid. For alle målinger som ble gjort i Cassy ble det målt RMS-verdier og målingenes område ble automatisk tilpasset av programmet.

3.1.4 Lab fremgangsmåte

For gjennomføring av målingene var det to stykker i laboratoriet som samarbeidet med å få målt og notert resultater. Da maskinen var skrudd på ble det kontrollert at turtallet og feltstrømmen stemte. Følgende ble utført for å kunne måle:

1. Moment ble valgt (-0,5Nm, -1,0Nm, -2,0Nm, -3,0Nm, -3,5Nm, -4,0Nm)
2. Verdier for statorstrøm, effekt og $\cos\phi$ /effektfaktor ble notert ned, før feltet ble tatt.

3. Ledning som var tilkoblet eksitasjonsinstrumentet ble dratt ut, vist i figur 16. Dermed ble feltstrømmen brutt til rotorens viklinger.
4. De nye verdiene for statorstrøm, effekt, φ og effektfaktor ble notert ned.

3.2 Simulering i ATPDraw

Simuleringen er gjort i programmet ATPDraw, utviklet av Hans Kristian Høidalen. Data fra simuleringen plottes i grafer, der det kan bli lest av verdier. Grafene ligger som vedlegg, og analysen er gjort i resultater.

For å se hva som skjer med maskinen ved en forsinket utkobling av feltbryter under feil har vi en simuleringspakke. Denne pakken representerer en synkrongenerator på 80MVA som forsyner en spenning på 12kV til en transformator som transformerer opp til et 400kV nett modellert med 100km linje.

Med denne pakken kan vi se på hva som skjer med maskinen sine effekter, spenninger, magnetiseringskrets og komponenter ved jordfeil på en fase. Med denne pakken kan det ses på hva som skjer med maskinen sine effekter, spenninger, magnetiseringskrets og komponenter ved jordfeil på en fase. Det er sett på jordfeil både på intern side (12kV) og ekstern side (400kV).

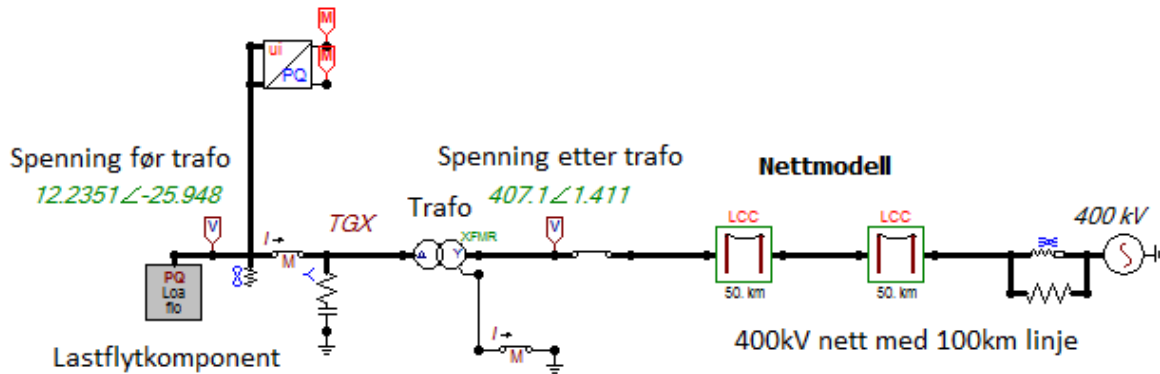
For et feilfritt system og med ingen brytere som legger inn eller ut, er det sett at systemet ikke har blitt stabilt før det har gått 4 sekunder. Derfor velges det ikke å legges inn noe feil før det har gått denne tiden.

Denne simuleringspakken er også brukt for å støtte opp for det som er utført på laboratoriet, med å la effektbryter ligge inne mens feltet blir utkoblet.

«Simuleringspakken» er bygget opp av tre modeller.

Første modell er «Nettmodellen»

Her settes utgangspunktet for effektflyt og ønsket innmating fra maskinen, og modellering av nettet gjøres her. Maskinen er erstattet av en lastflytkomponent som stilles inn til ønsket aktiv- og reaktiv effekt. Spenningen og vinkel dannes fra denne modellen og kan så kopieres inn i neste modell under oppstart.



Figur 22 Nettmodell

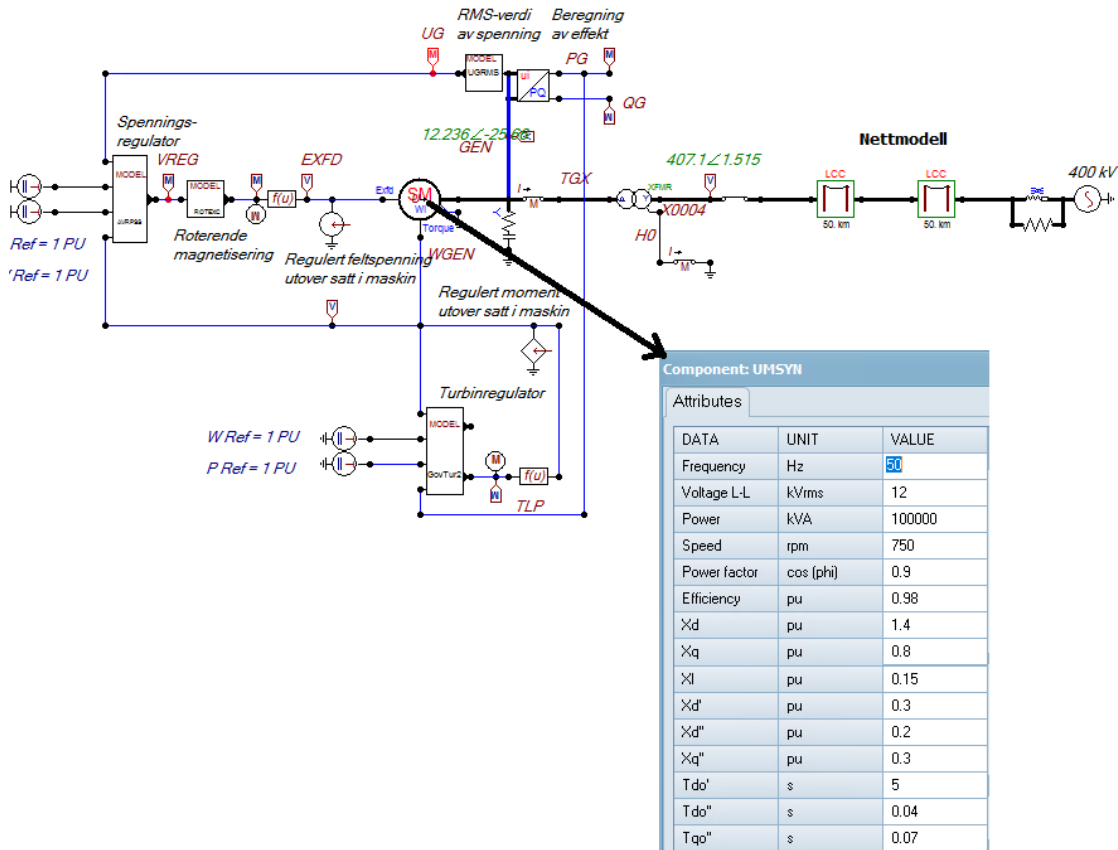
Her gjøres spenning om til % og føres inn i neste modell.

| Model | Start-up | Output |
|----------------------|----------|--------|
| Initial voltage [%]: | 101.959 | |
| Initial angle [deg]: | -25.6 | |

Figur 23 Start-up vindu

Andre modell er «Maskinmodellen»

Modelleringen for selve maskinen skjer her. Dette innebærer frekvens, spenning, effekt, fart, effektfaktor, effektivitet og reaktanser. Her kan åpning av effektbryter studeres, men ikke magnetiseringskretsen.



Figur 24 Maskinmodell

Maskindata er hentet ut fra tabell 4.2 på side 153 i boka til Prabha Kundur: «Power System Stability and Control» (11).

Table 4.2

| Parameter | | Hydraulic Units | Thermal Units |
|-------------------------------|-------------|-----------------|----------------|
| Synchronous Reactance | X_d | 0.6 - 1.5 | 1.0 - 2.3 |
| | X_q | 0.4 - 1.0 | 1.0 - 2.3 |
| Transient Reactance | X'_d | 0.2 - 0.5 | 0.15 - 0.4 |
| | X'_q | - | 0.3 - 1.0 |
| Subtransient Reactance | X''_d | 0.15 - 0.35 | 0.12 - 0.25 |
| | X''_q | 0.2 - 0.45 | 0.12 - 0.25 |
| Transient OC Time Constant | T'_{d0} | 1.5 - 9.0 s | 3.0 - 10.0 s |
| | T''_{d0} | - | 0.5 - 2.0 s |
| Subtransient OC Time Constant | T''_{d0} | 0.01 - 0.05 s | 0.02 - 0.05 s |
| | T'''_{d0} | 0.01 - 0.09 s | 0.02 - 0.05 s |
| Stator Leakage Inductance | X_l | 0.1 - 0.2 | 0.1 - 0.2 |
| Stator Resistance | R_a | 0.002 - 0.02 | 0.0015 - 0.005 |

Notes: 1. Reactance values are in per unit with stator base values equal to the corresponding machine rated values.
2. Time constants are in seconds.

Figur 25 Utklipp fra tabell i boka Power System Stability and Control

Tredje modell er «Rådatamodellen»

Her oppgis elektriske parameter direkte og hentes fra maskinmodellen, denne modellen gir direkte tilgang til magnetiseringskretsen. De elektriske parameter fås ut fra forrige modell.

Det er satt opp 5 forskjellige bryte-aksjoner som er definert som variabler

TFON – Feilen legges inn

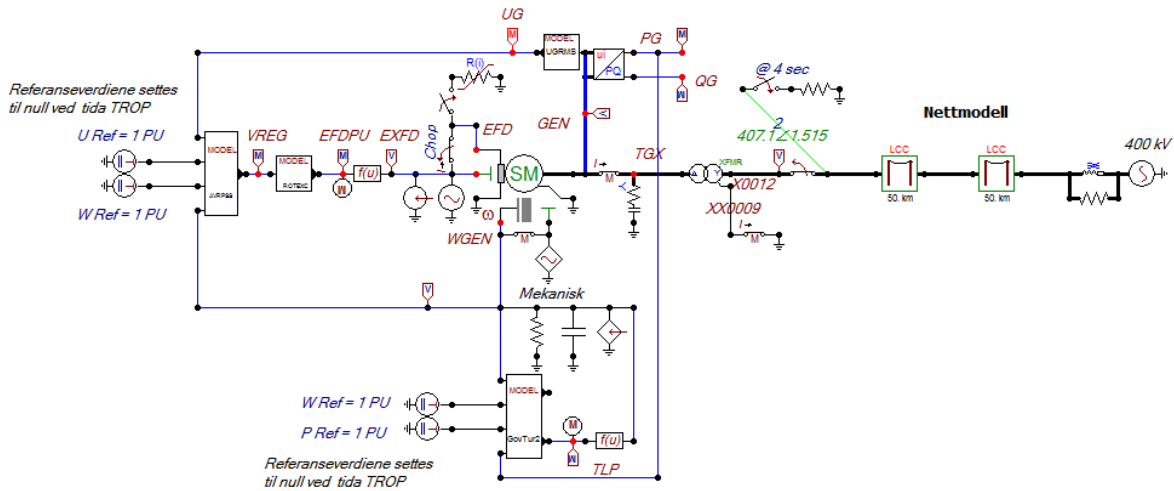
TBOP – Effektbryter legges ut

TFRIN – ulineær motstand i feltkretsen legges inn

TFOUT – Feltbryteren legges ut

TROP – Regulatorer setter referanser til null

Utløsemetoder for feltbryter på synkrongeneratorer



Figur 26 Rådata-modell

Her er maskindata hentet fra maskin-modellen, og ført inn i rådata-modellen.

General Magnet Stator Rotor Init

| | R [ohm] | L [H/pu] |
|---|-----------|-----------|
| 1 | 0.0013021 | 0.0009576 |
| 2 | 0.1518338 | 0.0003437 |
| 3 | 0.0572957 | 0.0010313 |

General Magnet Stator Rotor Init

| | R [ohm] | L [H/pu] |
|---|---------|-----------|
| 0 | 0 | 0 |
| d | 0.0288 | 0.0006875 |
| q | 0.0288 | 0.0006875 |

General Magnet Stator Rotor Init

Automatic

AMPLUM [V]: 9989.909

ANGLUM [deg]: -25.6

Figur 27 Vinduer for elektriske parametere på maskinen

3.4 Feilstatistikk og håndtering av feil

Under forprosjektet ble det laget 7 arbeidspakker, hvorav arbeidspakke 2 innebar feilstatistikk og håndtering av feil. Arbeidspakken sier at det skal bli sjekket feilstatistikk i forhold til vern og dagens håndtering av forskjellige feil. Metoden brukt for innhenting av feilstatistikk var litteratursøk på internett og forespørsel om statistikk fra Statnett etter anbefaling fra oppdragsgiver.

Metoden litteratursøk på internett, ble brukt siden den virket hensiktsmessig, og det ble tenkt at det var gode muligheter for å finne feilstatistikk på denne måten. Til litteratursøkene ble det søkt i søkemotoren Google og det ble brukt søkeord som «feilstatistikk Statnett», «driftsforstyrrelser vannkraft» og «fault statistics hydro

powerplant», hvor det første søkeordet førte fram til en rekke årsrapporter over driftsforstyrrelser fra Statnett. Disse lå tilgjengelig på Statnett sine nettsider, og noe av denne statistikken ble brukt i denne oppgaven for å vise hvilke typer driftsforstyrrelser en kan forvente i et vannkraftverk.

Den andre metoden brukt for innhenting av feilstatistikk, var å forespørre statistikk fra Statnett via e-post. Dette ble gjort etter et møte med oppdragsgiver hvor dette ble anbefalt. Fra Statnett ble det sendt statistikk i form av et diagram og to Excel-filer. En av Excel-filene inneholdt en liste over driftsforstyrrelser i perioden 2019 til 2021. Listen inneholdt informasjon over antall feil under driftsforstyrrelser for anleggsdeler knyttet til vannkraftaggregater, inkludert vannvei.

Den andre Excel-filen inneholdt en oversikt i tabellform over antall feil fordelt på anleggsdeler. Anleggsdelene var generator, magnetiseringsutstyr, turbin, vakt/giver produksjonsanlegg og vannvei. Denne oversikten ble brukt som grunnlag for å vise hvilke typer feil en kan forvente i et vannkraftverkaggregat med tilhørende vannvei og med det hvilke feil forsinket utkobling av feltbryter kan benyttes ved.

3.5 Studie av vernsystem

Studie av vernsystem inngår ikke i en av arbeidspakkene beskrevet i forprosjektet, men er vesentlig for å løse problemstillingen, og er derfor tatt med. Metoden brukt for studie av vernsystem er litteraturstudie. Litteraturen brukt for innhenting av informasjon om vernsystem er primært gitt av oppdragsgiver. Litteraturen blir ansett som pålitelig, da den kommer direkte fra oppdragsgiver. Noen litteratursøk på internett er i tillegg gjort. Litteratursøkene ble gjort for å få mer informasjon om noen av vernfunksjonene beskrevet i teoridelen. Denne litteraturen ble innhentet for å gi en bedre forståelse av virkemåten og bruksområdene for ulike vernfunksjoner.

Den valgte litteraturen er i hovedsak tre dokumenter laget av Statkraft, som omhandler tekniske krav til vernfunksjoner og prinsipp tegninger av vernsystem. Andre dokumenter som har blitt brukt, er en internasjonal guide over beskyttelse av synkrongenerator, og en rapport over relevern i produksjonsanlegg. Sammen har disse dokumentene blitt brukt som

grunnlag for å si noe om hvilke vernfunksjoner et vannkraftverk har, og hvilke vernfunksjoner som kan benytte forsinket utkobling av feltbryter.

4 Resultater

4.1 Laboratorieforsøk

I laboratorieforsøket ble det fokusert på å dokumentere de ulike konsekvenser av utfall av felt på synkrongeneratorer. Det ble testet flere forskjellige pådrag ved samme turtall på 1500rpm i generatormodus. Ettersom asynkron drift kan være særdeles skadelig for anlegget ble det bestemt at konsekvenser av tap av feltet kan ha skulle bli undersøkt. Maskinen som ble brukt er en 1kW maskin med 4 utpregede poler og det ble brukt en feltstrøm på omtrent 400mA. Laborariejournal er lagt til som vedlegg.

Ved lave moment på $-0,5\text{Nm}$ til $-2,0\text{Nm}$ kan det observeres at generatoren driftes synkront. Teorien sier at maskiner med utpregede poler har et reluktansmoment som vil gjøre det mulig for maskinen å driftes synkront. Dette ble bevist i laborarieøkten. Ifølge tabell 5 og tabell 6 blir det observert at turtallet holder seg synkront selv om feltet forsvinner. Den økte strømmen kommer av at maskinen trekker store mengder reaktiv effekt, mens den aktive effekten som synkrongeneratoren leverer synker. Dette er fordi selv om statorstrømmen øker, går denne strømmen til tap som varmetap i stator og rotor. Selv om strømmen øker, synker effekten betraktelig når feltstrømmen forsvinner. Når synkrongeneratoren nærmer seg $-3,0\text{Nm}$ vil den komme i et område hvor den nesten går fra synkront til asynkront. På grunn av at $\cos(-90^\circ) = 0$ skjer det noe med effektberegningene ved dette punktet. Det er derfor blitt gjort målinger med både Cassy og multimeter, for tabellen med multimeter viser at effekten følger trenden av tidligere målte verdier. Når pådraget øker, øker også effekten som synkronmaskinen leverer. Ved $-3,5\text{Nm}$ og $-4,0\text{Nm}$ er ikke reluktansmomentet nok til å holde maskinen synkron lenger og den går over til asynkron drift. Maskinen akselererer, noe som målingene av turtallet støtter opp, og effekten begynner å pendle. Tabellene viser at pendlingen skjer med ganske høye verdier, fra -200 til 500W ved $-4,0\text{Nm}$.

Utløsemetoder for feltbryter på synkrongeneratorer

Tabell 5 Målinger fra lab - Cassy

| Moment [Nm] | Turtall etter [rpm] | Strøm stator før [A] | Strøm stator etter [A] | Effekt stator før [W] | Effekt stator etter [W] | φ før | φ etter |
|-------------|---------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------|-----------------|
| -0,5 | 1500 | 0,29 | 2,02 | -201 | -70 | 4,5 | -87 |
| -1,0 | 1500 | 0,33 | 2,1 | -225 | -120 | -10 | -85 |
| -2,0 | 1500 | 0,55 | 2,37 | -370 | -155 | -16 | -85 |
| -3,0 | 1500 | 0,8 | 2,97 | -510 | 60 | -23 | -91 |
| -3,5 | 1675 | 0,94 | 3,4 | -570 | 200 – 500 Varierer | -30 | -95 |
| -4,0 | 1720 | 1,07 | 3,5 | -640 | 200 – 500 Varierer | -31 | -92 |

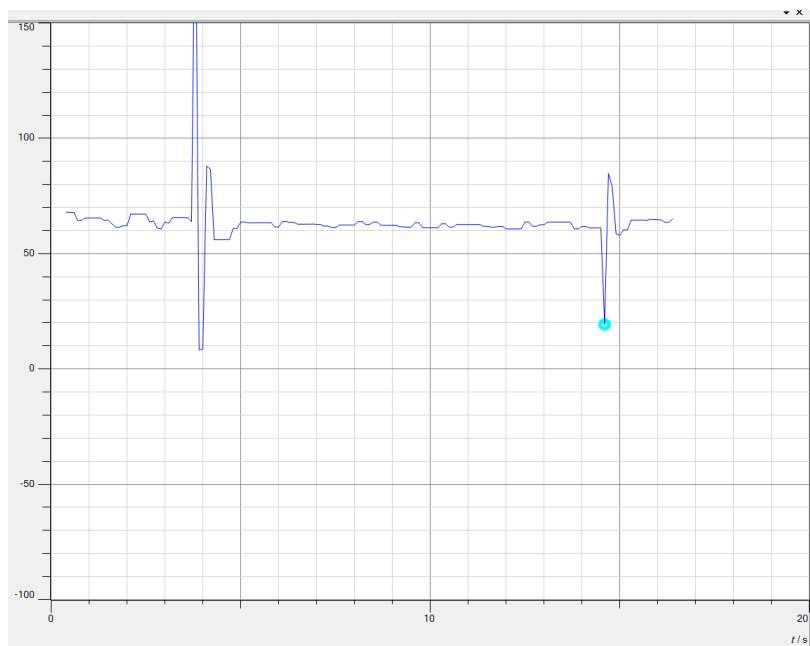
Tabell 6 Målinger fra lab - multimeter

| Moment [Nm] | Turtall etter [rpm] | Strøm stator før [A] | Strøm stator etter [A] | Effekt stator før [W] | Effekt stator etter [W] | Effektfaktor før | Effektfaktor etter |
|-------------|---------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|------------------|--------------------|
| -0,5 | 1500 | 0,31 | 2,02 | -96,6 | 33 | 0,48 | 0,02 |
| -1,0 | 1500 | 0,33 | 2,1 | -177 | -30 | 0,77 | 0,02 |
| -2,0 | 1500 | 0,55 | 2,38 | -327 | -138 | 0,85 | 0,08 |
| -3,0 | 1500 | 0,8 | 2,96 | -471 | -174 | 0,84 | 0,08 |
| -3,5 | 1675 | 0,94 | 3,4 | -537 | -150 Varierer | 0,82 | 0,06 |
| -4,0 | 1720 | 1,06 | 3,48 | -594 | -180 - -204 Varierer | 0,81 | 0,07 - 0,09 |

Grafene som blir vist her viser effektførlopet som generatoren har ved tre gitte pådrag, - 0,5Nm, -2,0Nm og -4,0Nm. Disse målingene ble ikke tatt av gruppemedlemmene selv, men ble gjort for dem av medhjelpere på lab, grunnen for at gruppemedlemmene ikke gjorde

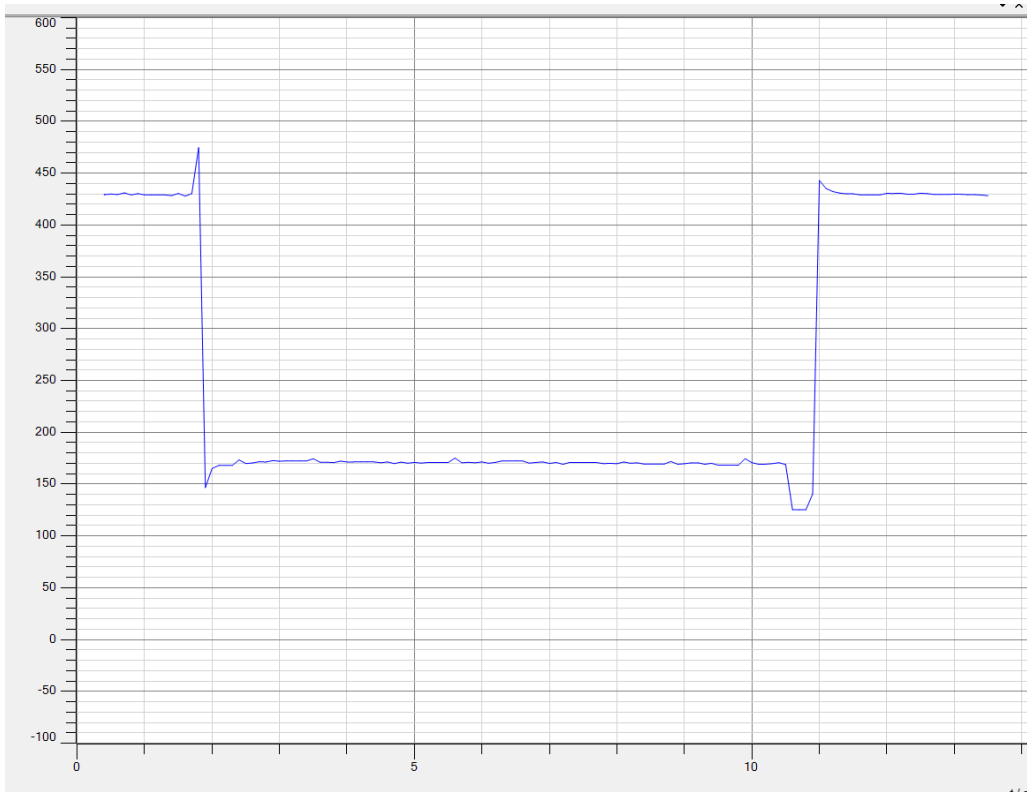
dette selv var fordi gruppen begynte å gå tom for tid og oppdaget litt for sent feil i sine egne målinger. Lab-medhjelperne testet ut feilene gruppemedlemmene kunne gjort på lab og fikk nye grafer som kunne brukes. Disse målingene ble gjort med en feltstrøm på 440mA så vil være annerledes fra tabellene.

Grafene viser mye av det samme som tabellen. Effekten holdes stabilt til feltstrømmen fjernes. Så vil effekten falle når den driftes synkront uten feltstrømmen. Siste graf viser pendlingene effekten gjør når den går over til asynkron drift.

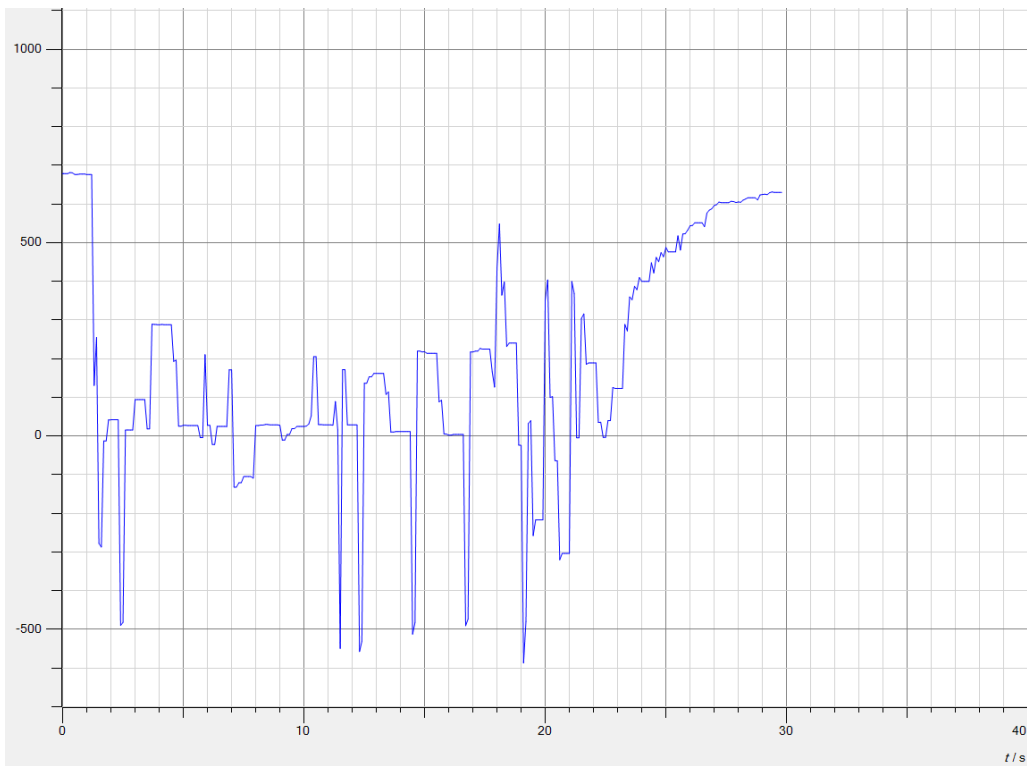


Figur 28 Graf for effekt, moment $-0,5Nm$

Utløsemetoder for feltbryter på synkrogeneratorer



Figur 29 Graf for effekt, moment -2.0Nm



Figur 30 Graf for effekt, moment -4.0Nm

4.2 Simulering

Til analyse er det valgt å se på generatoren sin aktive- og reaktive effekt, spenning, feltspenning, feltstrøm og turtall.

For målingene av feltspenning og feltstrøm, sees det at verdiene ikke helt stemmer overens med det som vil være reelt for en 80 MW generator. For en synkrongenerator generelt (3-fase) kan det regnes med at magnetiserings-behovet (for nominell drift) er på ca. 0.6 – 2.5 % av nominell effekt for generatoren. Dersom det antas 1 %, vil magnetiseringsbehovet for denne maskinen i nominell drift være 800 kW. Magnetiseringsspenningen for en så stor generator vil ligge i området 400 V til «et par kV». Dersom det antas at magnetiseringsspenningen er på 800 V, vil feltstrømmen være på 1000 A. (Her forutsettes det hele tiden nominell drift for generatoren, dvs. 80 MVA). Men i simuleringen er feltspenningen bare ca. 13V og feltstrømmen er ca. 9800 A. Grunnen til dette kan være at den maskinen som modellen er bygget opp på er ikke en generell vannkraft generator på 80 MW, men en nedskalert synkronmaskin til et varmekraftverk på 600MVA, 60 Hz, 22kV og rund rotor. Det kan fortsatt være interessant å se hvordan feltspenningene og feltstrømmene oppfører seg ved de tilfellene maskinen utsettes for, selv om ikke tall verdiene er gode representanter på en reell maskin.

4.2.1 Simulering av forsinket utkobling av feltbryter ved jordfeil, før og etter transformator, på en fase.

De feilsituasjonene som er sett på er ved jordfeil på en fase, både på intern siden og ekstern siden. Intern siden er på 12kV siden av transformator, og ekstern er på 400kV siden.

Feilen legges inn ved 5 sekunder.

Et sekund etter feilen, ved 6 sekunder skjer disse bryte-aksjonene:

- Ulineær motstand for avmagnetisering legges inn.
- Spenningsregulatoren kjører ned spenninga.
- Effektbryteren legges ut.

Et sekund etter disse bryte-aksjonene legges feltbryter ut.

4.2.2 Feltstrøm som feltbryteren må bryte

Denne kretsen har utlademotstand som legger inn et sekund etter feilen, men kretsen har ikke noe vekselretting som kan hjelpe på å avmagnetisere.

Ved jordfeil på en fase ses det at hvis feltbryteren forsinkes, så vil bryteren bryte en lavere feltstrøm. Feltstrømmen og spenningen skyter til værs i det feilen legges inn. Her er det snakk om en feltstrøm som er fem ganger større enn nominell verdi hvis feltbryter skal legges ut innen et sekund etter at effektbryter har gått. Ventes det to sekunder med å legge ut feltbryter etter effektbryter er feltstrømmen tre ganger nominell verdi i bryteøyeblikket. Holdes feltbryteren tre sekunder er feltstrømmen 1,5 ganger nominell verdi i bryteøyeblikket. Ventes fem sekunder etter med å legge ut feltbryter, så bryter feltbryteren bare halvparten av nominell feltstrøm. Å vente noe lengre vil ikke ha betydning for størrelsen på strømmen feltbryteren måtte bryte, da den blir noe lavere, men ikke mer enn 5% (fra 5 sek til 15 sek). Figur 34 og 35 i vedlegg 2.

4.2.3 Aktiv- og reaktiv effekt, spenning og turtall

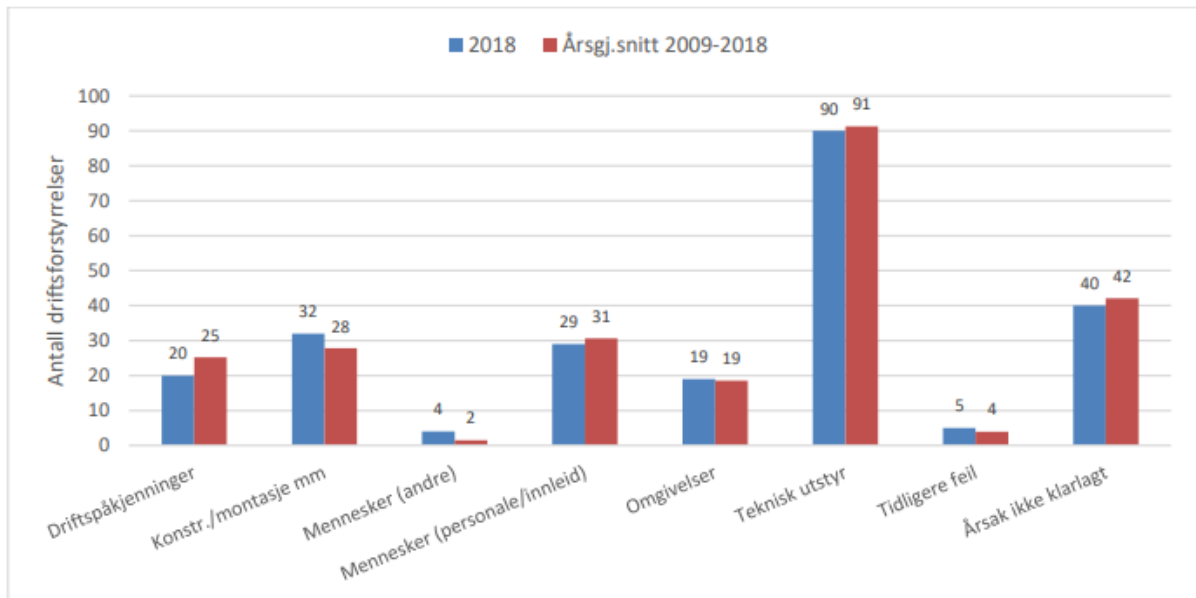
Da skal det sees på hva som skjer med maskina når man legger ut feltet et sekund etter de andre bryte sekvensene. Altså etter effektbryter har gått, ulineær motstand har lagt inn og regulatorer kjører seg ned. Det første man ser er at grafene er «hårete», som forteller oss at det ikke er en ren 50 Hz situasjon. Transformatorene trekker reaktiv effekt, og det brukes noe tid på å bli spenningsløst. Forløpet varer i 6 sekunder etter at feltbryter er tatt. Figur 36 og 38 i vedlegg 2 viser effektene og spenning, figur 37 og 39 viser turtall.

4.2.4 Simuleringer av det som er gjort på lab

For simulering av det som er gjennomført på lab ble variablene for feil, effektbryter, regulatorer og motstand satt til en verdi høyere enn målingstida. Da kan vi observere hva som skjer med generatorens effekt og spenninger når man tar feltet. Turbinregulator justeres for å se hva som skjer ved forskjellige pådrag. Det man ser er at ved 30% pådrag og større, altså der maskina genererer 24MW-80MW, får maskinen problemer med å holde seg stabil. Man får svingninger i spenning og effekt leveringa. For et pådrag på bare 10%(8MW), ser man at maskina klarer å holde seg stabil selv om feltet er tatt. Figur 40 til 44 i vedlegg 2.

4.3 Feilstatistikk

Figur 31 viser statistikk for antall driftsforstyrrelser for et produksjonsanlegg i perioden 2009 til 2018. Figuren viser gjennomsnittlig antall driftsforstyrrelser i perioden 2009 til 2018 og antall driftsforstyrrelser i 2018, fordelt på årsak. Figuren er hentet fra Statnett sin årsstatistikk over driftsforstyrrelser og feil, i 33 til 420 kV nett, i 2018 (12).

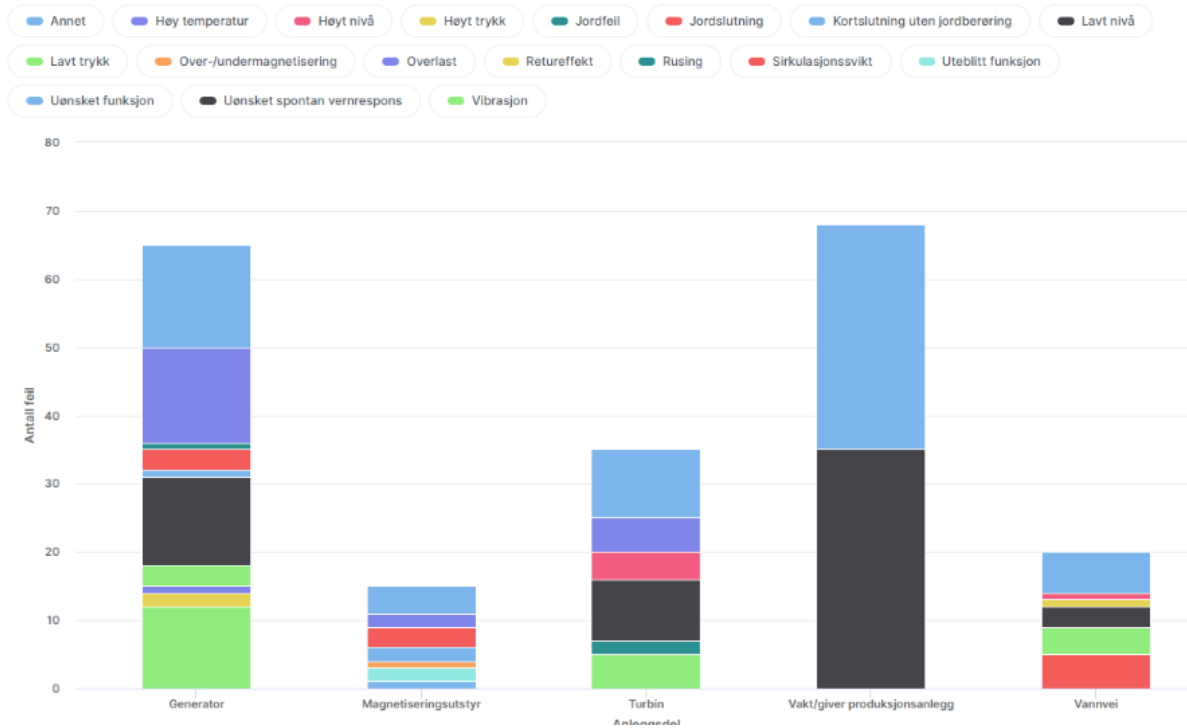


Figur 31 Diagram over antall driftsforstyrrelser, fordelt på årsak ved produksjonsanlegg

Den hyppigste driftsforstyrrelsen i produksjonsanlegg er, ifølge figuren, teknisk utstyr og ikke kartlagte årsaker. Figuren viser også at det er lite endring i antall driftsforstyrrelser og kilden til dem i 2018.

Figur 32 viser feilstatestatikk fra norske vannkraftverk i perioden 2019 til 2021. Figuren er gitt av Statnett feilanalyse på e-post etter forespørsel. Feilstatestatikken viser driftsforstyrrelser tilknyttet vannkraftaggregat inkludert vannveien. Vannkraftaggregat deles opp i anleggsdelene generator, magnetiseringsutstyr, turbin og vakt/giver produksjonsanlegg.

Utløsemetoder for feltbryter på synkrongeneratorer



Figur 32 Driftsforstyrrelser 2019-2021 vannkraftaggregat inkludert vannvei

Feilstatestikken viser at den hyppigste driftsforstyrrelsen er innenfor kategorien «annet» (33,5% av totalt antall driftsforstyrrelser på 203). Figur 32 figurdata benyttes for å lage tabell 7, som viser en oversikt over hyppigheten av driftsforstyrrelser i gjennomsnitt per år, i perioden 2019 til 2021, og prosentandel av totalt antall driftsforstyrrelser.

Tabell 7 Oversikt over driftsforstyrrelser

| Driftsforstyrrelse kategori | Driftsforstyrrelser per år gjennomsnitt (2019-2021) | Prosentandel av totalt antall driftsforstyrrelser |
|-----------------------------|---|---|
| Annet | 22,7 | 33,5% |
| Uønsket spontan vernrespons | 11,7 | 17,2% |
| Lavt nivå | 8,3 | 12,3% |
| Høy temperatur | 7,0 | 10,3% |
| Feil Vibrasjon | 5,7 | 8,4% |
| Lavt trykk | 2,3 | 3,4% |

Utløsemetoder for feltbryter på synkrongeneratorer

| | | |
|--------------------------------|-----|------|
| Jordslutning | 2,0 | 3,0% |
| Høyt nivå | 1,7 | 2,5% |
| Sirkulasjonssvikt | 1,7 | 2,5% |
| Kortslutning uten jordberøring | 1,0 | 1,5% |
| Retureffekt | 0,7 | 1,0% |
| Rusing | 0,7 | 1,0% |
| Uteblitt funksjon | 0,7 | 1,0% |
| Høyt trykk | 0,3 | 0,5% |
| Jordfeil | 0,3 | 0,5% |
| Over-/undermagnetisering | 0,3 | 0,5% |
| Overlast | 0,3 | 0,5% |
| Uønsket funksjon | 0,3 | 0,5% |

Tabellen viser antall driftsforstyrrelser i synkende rekkefølge etter hyppighet. Det er benyttet et desimal. Tabellen viser at de 7 hyppigste driftsforstyrrelser utgjør rundt 88% av alle feil i perioden på tre år. Av disse kan uønsket spontan vernrespons, lavt nivå, høy temperatur, vibrasjoner og lavt trykk kategoriseres som primært mekaniske feil. Jordslutning er en elektrisk feil.

4.4 Vernfunksjoner

4.4.1 Vernfunksjoner med utkobling til feltbryter

Resultater for litteraturstudie av vern er presentert under. Tabell 8 viser en oversikt over utvalgte vernfunksjoner og om vernfunksjonene gir utkobling av feltbryter ved utløsning. Tabellen tar utgangspunkt i Statkrafts prinsippsskisser for vernsystemer ved tre generatorstørrelser. Skissene brukt i oversikten er hentet fra Statkrafts prinsippsskisser for vernsystem (13). Generatorene i de utvalgte tre skissene er tilknyttet nett >36 kV med høyohmig jording og er dubberte, to vernsystemer per generator.

Utløsemetoder for feltbryter på synkrongeneratorer

Tabell 8 Oversikt over utvalgte vern og deres utløser-logikk med tanke på feltbryter for tre generatorstørrelser.

| Generatorstørrelse | | ≥150MVA | ≥25MVA | <25MVA |
|--|-----------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Vern | ANSI | Utkobling av feltbryter | Utkobling av feltbryter | Utkobling av feltbryter |
| Frekvensvern | 81 | X | X | X |
| Lagerstrømsvern | 51Ns | X | X | X |
| Overspenningsvern | 59 | X | X | X |
| Underspenningsvern | 27 | X | X | X |
| Termisk vern | 49 | X | X | X |
| Skjevlastvern vern Usymmetri vern Minusstrøm vern | 46N | X | X | X |
| Asynkronvern Tap av magnetisering vern Undernagnetiseringsvern | 40 | X | X | X |
| Polslipp vern | 78 | - | - | Ingen data |
| Retureffektvern | 32R | - | - | - |
| Overmagnetiseringsvern U/f | 24 | X | X | Ingen data |
| Statorjordfeilvern 95%, Jordfeilvern | 59N | X | X | X |
| Statorjordfeilvern 100% | 64S(100%) | X | Ingen data | Ingen data |
| Feilfasing | - | - | Ingen data | Ingen data |
| Rotorjordfeil | 64R | X | X | X |
| Jordfeil HS-side transient | 67NI | X | X | X |
| Differensialvern | 87 | X | X | X |
| Distansevern | 21 | X | X | X |
| Underimpedansvern med overstrøm- underspenningsstart | 21 | X | X | X |
| Overstrøm + underspeningvern | 51 | X | X | X |
| Overstrøm/ kortslutningvern | 50 | X | X | X |
| Bryterfeilvern | 50BF | X | X | X |
| Overstrøm magnetiseringtrafo | 50/51 | X | X | X |

5 Diskusjon

5.1 Diskusjon lab

Labbens hensikt var å se nærmere på situasjonen når effektbryteren ligger inne og feltbryteren legger ut. I begynnelsen av prosjektet var det ønskelig å se om labben kunne vise noe mer om feltbryterens effekt på avmagnetiseringen dersom den ble forsinket en gitt tid og hvordan utlademotstand og vekselretting kunne utnyttes. Det viste seg fort derimot at dette ikke lot seg gjøre på lab med det utstyret som var tilgjengelig. Det ble likevel bestemt at det skulle gjennomføres en lab for å bedre forstå risikoen rundt asynkron drift.

Ved synkrondrift uten feltstrøm eller med asynkron drift blir store mengder reaktiv effekt trukket og ikke levert til nettet slik P-Q diagrammet i figur 9 viser. Denne reaktive effekten som synkrongeneratoren nå forbruker går til tap i maskinen som kan medføre store problemer. Overoppheting av rotor- og statorviklinger, maskin med utpregede poler får økt mekanisk stress, strømmettet vil få et spenningsfall og kan risikere å kollapse og kraftlinjene blir belastet ekstra på grunn av den ekstra reaktive effekten den nå må håndtere. Det er denne risikoen som kommer av at feltstrømmen faller ut.

På selve labben ble det vist at for en maskin med utpregede poler ville maskinen greie å holde seg synkront på grunn av reluktansmomentet som kommer av direkte aksene og kvadratur aksene. Når maskinen overstiger det reluktansmomentet greier å motarbeide, vil synkronmaskinen akselerere og driftes asynkront. Da vil synkronmaskinen få de problemene nevnt ovenfor. Dette ble bevist ettersom med pådrag på $-3,5\text{Nm}$ og over ville synkronmaskinen gå til asynkrondrift som målingene fra tabell 5 og tabell 6 viser sammen med grafene.

Selv om labben er en god indikasjon til hvordan denne feilen vil påvirke generatoren og dens elektriske anlegg er det flere detaljer som gjør den mindre troverdig. For det første har vannkraftverkanlegg flere komponenter som ikke er tatt med i labben. Turtallsregulator, spenningsregulator, vekselretter og utlademotstand er noen av de komponenter som vil ha en viss påvirkning på effekten og strømmen som generatoren vil danne. Utlademotstand og likeretter vil i virkeligheten ha en påvirkning på avmagnetiseringen av feltviklingene og når disse ikke er tatt med i labben får en ikke helt det rette bildet som er ønskelig.

For det andre er maskinen relativt liten og instrumenteringen ikke den mest nøyaktige. Ingen ved laboratoriet viste om motoren brukt i forsøket hadde dempeviklinger eller ikke, og dette vil ha en effekt på målingene som vil være ganske vesentlige. Ettersom med dempeviklinger vil generatoren ikke akselerere etter nytt likepunkt dersom lasten skulle endres og maskinen mister synkronisme. Samtidig er ikke instrumentene til målingene helt pålitelige heller. Tabell 5 og 6 har lik strøm, men ulik effekt. De følger samme trend og viser til det samme resultat, men grunnen til at effektene blir så annerledes fra hverandre er måten de velger å beregne den, for Cassy ble formelen nevnt i kapittel 3.1.3 brukt for beregning av effekt, mens for multimeteret beregnet den interne effekten basert på strøm, spenning og effektfaktor. Dette førte til forskjellige svar som da lager usikkerhet rundt resultatene. Men uansett usikkerhet er nok trenden til resultatene en god indikasjon til hvordan systemet vil oppføre seg i virkeligheten.

5.2 Diskusjon simulering

5.2.1 Feltstrøm

Økningen av feltstrømmen som skjer i det feilen legges inn skyldes at spenningsregulatoren ser at spenningen på en av fasene blir lavere og vil justere seg opp for å prøve å korrigere for feilen.

Det er sett at hvis man holder litt på feltbryteren så slipper den å bryte den store feilstrømmen som blir i feltet.

5.2.2 Effekter, spenning og turtall

Forskjeller på reaktiv effekt og spenningen ved de to feilsituasjonene er ved feil på ekstern side, så trekker trafoen en del mer reaktiv effekt, og høyere spenning. Forskjellen på turtall for de to feilsituasjonene er at ved feil på intern side, så faller turtallet fra 750 og nedover, for feil på ekstern side, skyter turtallet opp til 782 RPM, for å så dette ned. Transformatorene trekker reaktiv effekt, som gjør at magnetfeltet i transformatorene går i metning. Det at turtallet detter påvirker også at transformatorene drives letter i metning.

5.2.3 Simulering av lab

Grafene fra simuleringen når man tar feltet, og effektbryter ligger inne, stemmer godt overens med de resultatene som er funnet på lab. Ved lave pådrag klarer maskinen å drifte, selv om feltet er tatt. For pådrag på 30% og høyere får maskina problemer med å holde seg synkron med utenpåliggende nett, og vil ikke klare å levere til nettet.

5.3 Diskusjon av feilsituasjoner og vernfunksjoner

Feilstatistikk er også et element som ble brukt for å besvare problemstillingen. Målet var å avdekke hvilke feil som kan oppstå i et vannkraftverk, og hvordan disse feilene blir håndtert av vernsystemet. På denne måten skulle gruppen vurdere hvilke feil og vernfunksjoner som kan benytte forsinket utkobling av feltbryter. Resultatene for hvilke feil som kan oppstå i et vannkraftverk ble, som beskrevet i metoden, innhentet fra Statnett sine nettsider og ved forespørsel på e-post. Dataen som er brukt i rapporten kommer direkte fra Statnett, og anses derfor som troverdig.

Figur 31 i resultatdelen viser statistikk over antall driftsforstyrrelser for et produksjonsanlegg fordelt på feilkilder i perioden 2009 til 2018. Figuren viser at den hyppigste årsaken til driftsforstyrrelse er feil i teknisk utstyr. Dette er sant både for 2018 og gjennomsnittlig for perioden 2009 til 2018, som innebærer at årsaker til driftsforstyrrelser ikke har endret seg med tiden. Med teknisk utstyr tolkes det at det menes anleggsdeler som generator, transformator, effektbryter, feltbryter, turbin også videre. Det ble derfor forespurt mer detaljert statistikk av Statnett innenfor dette, som er presentert i figur 32. Figur 32 viser antall feil i perioden 2019 til 2021 fordelt på feilkilde og anleggsdel. Statistikken viser at den hyppigste feilkilden, uavhengig av anleggsdel, er kategorien «annet». Dette gjør det vanskelig å bruke denne statistikken for å finne de hyppigste feilene i vannkraftverk. Figur 32 viser også at anleggsdelene generator og vakt/ giver produksjonsanlegg er mest utsatt for driftsforstyrrelser. Tabell 7 er en oversikt over antall feil i hver feilkategori, uavhengig av anleggsdel i perioden 2019 til 2021, som ett gjennomsnitt i en kolonne. Den andre kolonnen viser prosentandelen av totalt antall feil i perioden 2019 til 2021. Tabellen viser at 33,5% av feilene i perioden var kategorisert som «annet». Dataen fra denne kategorien kan ikke brukes til å besvare problemstillingen, men viser at rapporteringssystemet kan forbedres i forhold til kategorisering av feil. Ut fra tabellen kan en også se at de 7 hyppigste

driftsforstyrrelsene utgjør 88 prosent av alle driftsforstyrrelsene i perioden 2019 til 2021.

Diskusjonen videre vil derfor ta utgangspunkt i disse 7 driftsforstyrrelsene.

Den nest hyppigste feilårsaken etter kategorien «annet», er uønsket spontan vern-respons, som innebærer at vern gir feil respons. Eksempel på dette kan være at effektbryter får utløsning fra undermagnetiseringsvern, uten at generator faktisk er undermagnetisert. Siden det ikke er en reell feil i noen anleggsdeler eller nett, men en vernfunksjon som feilopererer, vil det være vanskelig å diskutere hvilken utløsemetode som burde benyttes.

Tredje hyppigste feilen er kategorien «lavt nivå» med 8,3 hendelser i gjennomsnitt per år i perioden 2019 til 2021. Med lavt nivå menes det lavt væsknivå av for eksempel olje i transformator eller generatorlager. Vernfunksjon mot lavt nivå vil få utløsning hvis væsknivået er under en nedre grenseverdi. Da dette ikke er en elektrisk feil, kan det antas at begge utløsemetodene kan benyttes. Siden vekselretting gir raskere avmagnetisering, vil forsinket utkobling med vekselretting kunne være et godt valg. I tillegg kan feltbryter bryte en mindre feltstrøm med denne metoden.

Overtemperatur i generator, magnetiseringsutstyr og turbin er den fjerde hyppigste feilårsaken med et gjennomsnitt på 7,0 feil per år i perioden 2019 til 2021. Det vernes derfor mot slike situasjoner med termiske vern. Termiske vern, som vist i tabell 8, kobler ut feltbryter ved alle de tre generatorstørrelsene. Det er derfor grunnlag for å anta at dette er en vernfunksjon som kan benytte forsinket utkobling av feltbryter, hvis en slik feil ikke påvirker spenningen slik at vekselretting ikke er mulig.

Feil grunnet vibrasjoner er den femte hyppigste feilen med 5,7 hendelser per år i gjennomsnitt for treårsperioden. Vibrasjonsvernet kan benyttes i kombinasjon med rotorjordfeilvern for å detektere doble rotorjordfeil. Vibrasjonsvernet vil da utløse feltbryter og generator effektbryter (10). Det kan derfor antas at denne feilårsaken og vernfunksjonen kan benytte forsinket utkobling så fremst vekselretting er mulig. Som nevnt i kapitlet om studiet til BC Hydro, konkluderer de med at feil på feltviklinger kan benytte parallell og forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting. Forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting gir raskere avmagnetisering av generator, og kan derfor argumenteres for å være den beste løsningen.

Feil grunnet lavt trykk er den sjette mest hyppige feilen med 2,3 hendelser per år i gjennomsnitt for treårsperioden. Med lavt trykk menes det primært lavt trykk i brytere, eller i andre anleggsdeler. Vernfunksjon mot lavt trykk vil få utløsning når trykket når en nedre grenseverdi, da dette kan føre til feilfunksjonering av brytere. Høyspentbrytere bruker ofte gass for å bryte strømmen. Det kan derfor tenkes at for lite gass kan føre til at en bryter ikke klarer å koble fra. Dette vil oppdages av bryterfeilvern hvis det er installert for den vernfunksjonen. Hvilken utløsemetode som burde benyttes i en situasjon med lavt trykk i en bryter eller annen anleggsdel, er noe usikkert. Det kan argumenteres for at forsinket utløsning av feltbryter med vekselretting er best, siden denne metoden gir raskest avmagnetisering av generator. Raskere avmagnetisering av generator betyr mindre energi inn i eventuell bryter med for lite gass. Vekselretting burde fortsatt være mulig, siden det ikke foreligger forstyrrelser av spenning.

Jordslutninger er den syvende hyppigste feilen i vannkraftverk med et gjennomsnitt på 2,0 hendelser per år. Jordslutninger vernes med jordfeilvern, og disse gir ofte utløsning av feltbryter som vist i tabell 8. Det kan derfor antas at denne vernfunksjonen og feilsituasjonen kan benytte forsinket utkobling av feltbryter, så lenge vekselretting er mulig. Som nevnt i studiet fra BC Hydro, er det uklart hvilken utløsemetode som egner seg best for jordfeil. Dette avhenger av flere faktorer, og blir derfor en vurderingssak for hvert enkelt vannkraftverk.

5.4 Diskusjon problemstilling

I denne rapporten er det forsøkt å finne ut om forsinket utkobling av feltbryter ved feil er mer gunstig enn parallell utkobling, som er praksisen i dag. For å finne svar på dette er det gjort laboratorieforsøk, simuleringer og analyser av feilstatistikk og vernfunksjoner. Hensikten med laboratorieforsøket var å se på feilsituasjonen hvor effektbryter får utløsning, men fortsetter å henge på, og feltbryter kobler ut. Denne feilsituasjonen er som beskrevet i teoridelen av denne rapporten ikke heldig og kan føre til store skader på anleggsdeler og tilknyttet nett. Forsøket viste at ved lave pådrag vil synkrongeneratoren holdes synkron selv om feltet faller bort. Ved større pådrag, opp mot halvparten av nominell effekt, viste forsøket at synkrongenerator vil gå over i asynkron drift. Dette stemmer overens med teori og simuleringer, selv om dette forsøket ble gjort på en mindre maskin og uten alle

komponenter et vannkraftverk vil ha, er det grunn til å tro at dette vil skje på større maskiner også. Det vil av denne grunn ikke anbefales at feltbryter kobler ut uten at effektbryter gjør det samme.

Simuleringen i ATP viser at ved parallell utkobling av feltbryter og effektbryter bryter feltbryter 5 ganger høyere feltstrøm enn nominell verdi ved jordfeil på en fase. Når feltbryter forsinkes opp til 5 sekunder synker feltstrømmen som må brytes ned til halvparten av nominell feltstrøm. Simuleringen viser derfor at med tanke på bryting av feltstrøm er det gunstig å forsinke feltbryteren opp til 5 sekunder.

Hvilke feilsituasjoner og vernfunksjoner som kan benytte forsinket utkobling av feltbryter er basert på analyse av hyppige driftsforstyrrelser i vannkraftverk og litteraturstudie om vernfunksjoner. Det er også tatt utgangspunkt i studiet fra BC Hydro for å svare på dette, som tidligere nevnt i rapporten under feilklaringskapitlet konkluderte studien at forsinket utkobling av feltbryter uten vekselretting kun har negative effekter på avmagnetiseringen av generator. Det anbefales derfor at forsinket utkobling av feltbryter ikke benyttes i feilsituasjoner som hindrer sikker vekselretting, som beskrevet tidligere er ved ugunstige spenninger. En forsinket utkobling av feltbryter med usikker vekselretting kan resultere i lengre avmagnetiseringstid enn parallell utkobling. Ifølge studien fra BC Hydro er avmagnetisering raskere ved forsinket utkobling av feltbryter og vekselretting kontra parallell utkobling og utlademotstand. Forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting kan derfor anses som den beste løsningen. Derfor vil spørsmålet rundt hvilken utløsemetode en feilsituasjon kan og bør benytte koke ned til om feilen hindrer sikker vekselretting eller kan ta skade av vekselretting.

6 Konklusjon

Laboratorieforsøket viste at for synkrongeneratorer med utpregede poler vil den kunne driftes synkront ved lave pådrag på grunn av reluktansmomentet. For synkrongeneratorer med sylindrisk rotor vil den ikke ha dette reluktansmomentet og vil med en gang gå over til asynkron drift. Når maskinen driftes synkront på lave turtall henger den fremdeles med på nettet, men trekker store mengder reaktiv effekt i stedet for å levere reaktiv effekt. Ved et gitt pådrag vil ikke reluktansmomentet greie å holde synkronmaskinen synkron lenger og den går over til asynkron drift. Generatoren vil akselerere og effekten vil oscillere, asynkron drift er ikke bra for synkrongeneratoren.

Simuleringen viser den store feltstrømmen som oppstår når det legges inn en jordfeil på en fase både før og etter transformator. Det man kan tjene på å ha en forsinket utkobling av feltbryter er at den slipper å bryte den forhøyete feltstrømmen som kommer av at spenningsregulatoren justerer opp spenninga for å kompensere for skjevfordelingene i fasene. Transformator trekker reaktiv effekt, turbinregulator justerer ned turtall, som gjør at transformator går i metning i feilforløpet. Simulering av labben ga lignende resultater som man fikk i lab. Ved lave pådrag kan maskina operere når man tar feltet. For pådrag på 30% og over, når man tar feltet uten at effektbryter har lagt ut, vil effektene begynne å pendle, og maskina kan gå over i asynkron drift.

Feilstatistikken viser at de hyppigste driftsforstyrrelsene i vannkraftverk er på teknisk utstyr. Den viser også at 88% av alle driftsforstyrrelser i vannkraftverk faller innenfor 7 feilkategorier, hvor de fleste kan anses som mekaniske feil. Om disse driftsforstyrrelsene kan benytte forsinket utkobling med vekselretting ble ikke funnet noe definitivt svar på. Generelt kan det konkluderes med at avmagnetisering av generator er raskere ved forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting. Denne metoden kan anbefales for alle driftsforstyrrelser, som ikke hindrer vekselretting eller tar skade av den, av den grunn.

Anbefalinger:

Laboratorieforsøket benyttet bare en liten maskin på 1kW til målingene, det kunne vært interessant og sett nærmere på forsøket med en større maskin. NTNU har tilgang til større maskiner på 20-200kVA størrelse som har bedre instrumentering og data tilgjengelig. På

denne måten kunne forsøket vært dokumentert enda bedre og data om reaktiv og aktiv effekt kunne dokumenteres.

For simuleringen kunne en bedre oppbygning av spenning- og turbinregulator vært studert, for å få det til å være en bedre representasjon på en synkrongenerator i et vannkraftverk. I et vannkraftverk har man åpning og lukking av sluser til turbin som er mye tregere enn hva nedstengingen i simuleringen er. Utladingskrets med vekselretting har også vært interessant å få med i kretsen. Det kunne også vært interessant å simulere en 3-fas kortslutning, ikke bare jordfeil på en fase, for å se hvordan maskina oppfører seg da.

For analyse av feilsituasjoner kan det være interessant undersøke mer rundt konsekvenser ulike driftsforstyrrelser har på vekselretting. Med en slik kunnskap kan forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting bli mer brukt som utløsemetode også ved driftsforstyrrelser.

7 Referanser

1. **Hofstad, Knut og Halleraker, Jo Halvard.** vannkraft. *snl.no*. [Internett] 12 mai 2022. <https://snl.no/vannkraft>.
2. **Statkraft.** Vannkraft. *statkraft.no*. [Internett] 12 mai 2022. <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vannkraft/>.
3. **Energi Norge AS.** *Relevvern i Høyspente forsyningsanlegg- Produksjonsanlegg*. Oslo : Energi Norge AS-EnergiAkademiet, 2016.
4. **Shi, Zhanpeng.** *Investigation on Generator Loss of Excitation protection in generator protection coordination*. Stockholm : Royal Institute of Technology, 2010.
5. **Li, Jicheng.** *Design and application of modern synchronous generator excitation systems*. s.l. : Wiley-IEEE press, 2019.
6. **Fossen, Kjell Erik, et al.** *Deexcitation of synchronous generator*. Trondheim : Høgskolen i Sør-Trøndelag, 2007.
7. **Glimen, Pål.** *Magnetisering og spenningsregulering*. [PDF] s.l. : Statkraft Energi AS, Statkraft Energi AS, 2019.
8. **Mutukutti, Ravi, Apps, David og Henville, Charles.** *ieeexplore.ieee.org. Field Breaker Tripping Options For Generator Static Excitation Systems with AC Field Circuit Breakers- A Case Study*. [Internett] 30 September 2010. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5589566>.
9. **Goin, Ronny.** *General Technical Requirements - Protection Relays*. s.l. : Head of PTP - Process Control, 2021.
10. **Working Group B5.04.** *International Guide on the Protection of Synchronous Generators*. s.l. : CIGRE, 2011.
11. **Kundur, Prabha.** *Power System Stability and Control*. 1994.
12. **Statnett SF.** *Årsstatistikk 2018 Driftforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet*. Oslo : Statnett, 2019.
13. **Goin, Ronny.** Principle drawings protection relays. s.l. : Statkraft, 02 September 2021.
14. **Rosvold, Knut A.** Jordfeilvern. *snl.no*. [Internett] 22 april 2022. <https://snl.no/jordfeilvern>.
15. **Store norske leksikon.** *snl.no. overstrømvern*. [Internett] 22 april 2022. <https://snl.no/overstr%C3%B8mvern>.
16. **Rosvold, Knut A.** *snl.no. differensialvern*. [Internett] 22 april 2022. <https://snl.no/differensialvern>.
17. —. *snl.no. distansevern*. [Internett] 22 april 2022. <https://snl.no/distansevern>.
18. **Goin, Ronny.** Vern og kontrollanlegg 2021. s.l. : Statkraft, 2021.
19. **Rosvold, Knut A.** *snl.no. selektivitet - i elektriske anlegg*. [Internett] 23 april 2022. https://snl.no/selektivitet_-_i_elektriske_anlegg.
20. **Øverland, Rune.** *Trainor.no. Retureffektvern*. [Internett] 18 august 2016. <https://www.trainor.no/cms/Forum/Automasjon/Retureffektvern>.
21. **Saugstad, Kjell.** *snl.no. effektbryter*. [Internett] 29 april 2022. <https://snl.no/effektbryter>.

22. **Noregs-vassdrag-og energidirektorat.** NVE.no. *Hvor kommer strømmen fra?* [Internett] 01 04 2022. <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/>.

23. **Statkraft.** Statkraft.no. *Vannkraft.* [Internett] 02 14 2022. Statkraft. (2022, 02 14). Vannkraft. Hentet fra Statkraft.no: <https://www.statkraft.no/varvirksomhet/vannkraft/>.

24. —. Statkraft. *Statkraft.no.* [Internett] 19 Mai 2022. <https://www.statkraft.no/varvirksomhet/vannkraft/#:~:text=I%20Norge%20kommer%2090%20prosent,sjattedel%20av%20den%20totale%20kraftproduksjonen..>

8 Vedlegg

Vedlegg 1 – Laboratoriejournal - tap av feltstrøm

Innledning

Ved utløsning av elektriske vern for synkrongenerator er det vanlig å koble både effektbryteren og feltbryteren ut samtidig. Grunnen til dette er for å minimere skadeforekomster i generatoren, men denne måten kan også føre til utilsiktede ulemper. Hvis effektbryter svikter, vil bare feltbryter koble ut. Dette kan blant annet føre til at generatoren kan bli drevet i asynkron drift eller drevet som motor. Det mekaniske stresset på generatoren øker også hvis turtallet øker. For å teste ut hva som skjer når en generator i drift mister feltstrømmen ble det derfor utført et laboratorieforsøk.

Formål

Målet med testene var å få bedre teknisk forståelse for hva som skjer med en generator hvis det blir gitt parallell utkommando for effektbryter og feltbryter, men bare feltbryteren blir utløst. Scenarioet ble simulert ved å la en synkronmaskin stå i generatordrift ved forskjellige pådrag, for så å koble ut feltet. Testene ville da vise hva som skjer med maskinen når bare feltbryteren blir utkoblet.

Arbeidsbeskrivelse

Laboratorieforsøket ble utført med en 1kW synkronmaskin med 4 utpregede poler. Synkronmaskinen var festet til en aksling hvor en asynkronmaskin også var festet på. Asynkronmaskinen ble brukt til å påføre pådrag på akslingen slik at rotor i synkronmaskinen roterte. Maskinene ble synkronisert med ytre nett på 50Hz og synkronmaskinen ble matet med en feltstrøm fra ytre nett, som ved hjelp av et multimeter, ble satt til omtrent 400mA. Turtallet for synkronmaskinen var på 1500rpm. Simulasjonen av utkommando for feltbryter ble utført manuelt ved å trekke ut feltstrømstilkoblingen. Dette ble gjort for seks forskjellige

dreiemoment: -0,5Nm, -1,0Nm, -2,0Nm, -3,0Nm, -3,5Nm og -4,0Nm. Både Cassy og et multimeter ble koblet til for å lese av måleverdier.

Resultat

Resultatene av målingene er presentert i to tabeller. I tabell 9 er strøm, aktiv effekt og φ målt i Cassy. I tabell 10 er strøm, aktiv effekt og effektfaktor målt med multimeter. Turtallet i begge tabellene ble lest av på et display.

Målinger utført med Cassy

Tabell 9 Målinger utført med Cassy. "Før" og "etter" uttrykker om målingen ble gjennomført før eller etter feltet ble koblet ut.

| Moment [Nm] | Turtall etter [rpm] | Strøm stator før [A] | Strøm stator etter [A] | Effekt stator før [W] | Effekt stator etter [W] | φ før | φ etter |
|-------------|---------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------|-----------------|
| -0,5 | 1500 | 0,29 | 2,02 | -201 | -70 | 4,5 | -87 |
| -1,0 | 1500 | 0,33 | 2,1 | -225 | -120 | -10 | -85 |
| -2,0 | 1500 | 0,55 | 2,37 | -370 | -155 | -16 | -85 |
| -3,0 | 1500 | 0,8 | 2,97 | -510 | 60 | -23 | -91 |
| -3,5 | 1675 | 0,94 | 3,4 | -570 | 200 – 500 Varierer | -30 | -95 |
| -4,0 | 1720 | 1,07 | 3,5 | -640 | 200 – 500 Varierer | -31 | -92 |

Målinger utført med multimeter

Tabell 10 Målinger utført med multimeter. "Før" og "etter" uttrykker om målingen ble gjennomført før eller etter feltet ble koblet ut.

| Moment [Nm] | Turtall etter [rpm] | Strøm stator før [A] | Strøm stator etter [A] | Effekt stator før [W] | Effekt stator etter [W] | Effektfaktor før | Effektfaktor etter |
|-------------|---------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|------------------|--------------------|
| -0,5 | 1500 | 0,31 | 2,02 | -96,6 | 33 | 0,48 | 0,02 |
| -1,0 | 1500 | 0,33 | 2,1 | -177 | -30 | 0,77 | 0,02 |
| -2,0 | 1500 | 0,55 | 2,38 | -327 | -138 | 0,85 | 0,08 |
| -3,0 | 1500 | 0,8 | 2,96 | -471 | -174 | 0,84 | 0,08 |
| -3,5 | 1675 | 0,94 | 3,4 | -537 | -150 Varierer | 0,82 | 0,06 |
| -4,0 | 1720 | 1,06 | 3,48 | -594 | -180 - -204 Varierer | 0,81 | 0,07 - 0,09 |

Effektmålingene ble multiplisert med 3 fordi multimeteret bare måler effekten som 1-fase.

Sammenligning av målinger

Turtallet, som ble målt etter at feltet ble koblet ut, er de samme i begge tabellene grunnet at målingene ble gjort samtidig. Det blir observert at turtallet holder seg på 1500rpm ved lave dreiemoment. Ved dreiemoment på -3,5Nm og høyere, øker turtallet etter at feltet ble koblet ut.

Det blir observert at statorstrømmen både før og etter utkobling av feltet er relativt lik ved målinger gjort med både Cassy og med multimeter. Statorstrømmen øker både før og etter utkoblingen av feltet. Den er derimot betraktelig større etter at feltet ble koblet ut, enn før feltet ble koblet ut.

I tabell 9 holder φ seg for det meste i 4. kvadrant. Det er noen unntak fra dette. Ved -0,5Nm før feltet blir koblet ut, og ved -3,0Nm, -3,5Nm og -4,0Nm etter at feltet ble koblet ut. Her ligger φ i henholdsvis 1.kvadrant og 3.kvadrant. Ved φ i 3.kvadrant vil dette utgjøre en

forskjell for effektmålingene fordi fortegnet da vil snus og effektmålingene blir da positive og ikke negative.

I tabell 10 blir det observert tydelige trender for effektfaktor både før og etter feltet ble koblet ut. Før feltet blir koblet ut ligger effektfaktor på rundt 0,80. Et unntak fra dette er at ved dreiemoment på -0,5Nm, ligger effektfaktor på 0,48. Etter feltet ble koblet ut ligger effektfaktor relativt stabilt nærme 0. Det ble observert litt svingninger av effektfaktor ved dreiemoment på -4,0Nm.

Aktiv effekt er en parameter som det blir observert at målingene i Cassy og med multimeter skiller litt ut fra hverandre. Effektmålingene utført i Cassy ble utregnet fra formelen:

$$P = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad (6)$$

mens effektmålingene utført av multimeter ble utregnet fra formelen:

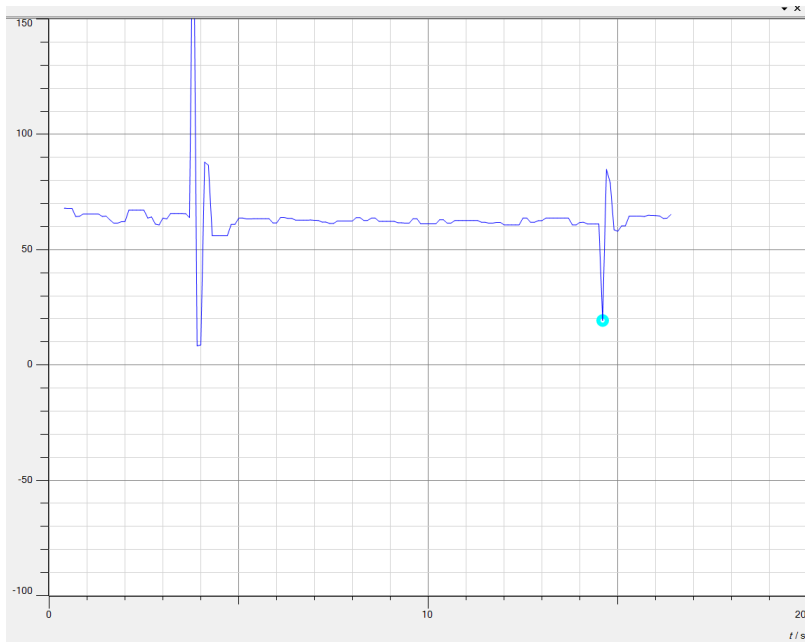
$$P = 3 \cdot U \cdot I \cdot PF \quad (7)$$

Før feltet ble koblet ut blir det observert at effekten både målt i Cassy og målt med multimeter er negative. Målingene i Cassy har dog en lavere verdi ved lave moment i forhold til målingene med multimeter. Ved høyere moment er målingene omtrent de samme. Etter feltet ble koblet ut er målingene forskjellige fra hverandre. Effektmålingene i Cassy er negative ved lave moment, mens de er positive ved høyere moment. I kontrast til målingene med Cassy viser målingene med multimeter en tydelig trend. Her er aktiv effekt positiv ved moment på -0,5Nm, for så å synke til negativ effekt ved de resterende målingene.

Det er også verdt å merke seg at ved moment på -3,5Nm og -4,0Nm varierer effekten målt både med Cassy og multimeter, til det punkt at det nesten er særdeles vanskelig å sette en skikkelig tallverdi på dem.

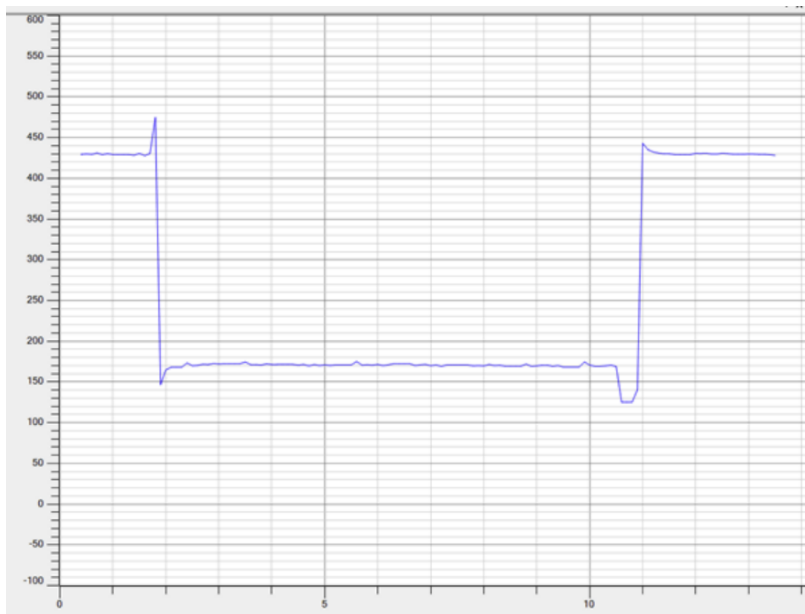
Grafiing av aktiv effekt

Grunnet mye kluss ved forsøk på egen grafiing av aktiv effekt ble grafiingen utført av Trond Leiv Toftevaag og Svein Erling Norum. Den eneste forskjellen ved oppsettet ved grafiing av aktiv effekt utført av Toftevaag og Norum, og målingene utført i laboratorieforsøk, er at feltstrøm ble satt til omtrent 440mA, kontra omtrent 400mA i laboratorieforsøket.



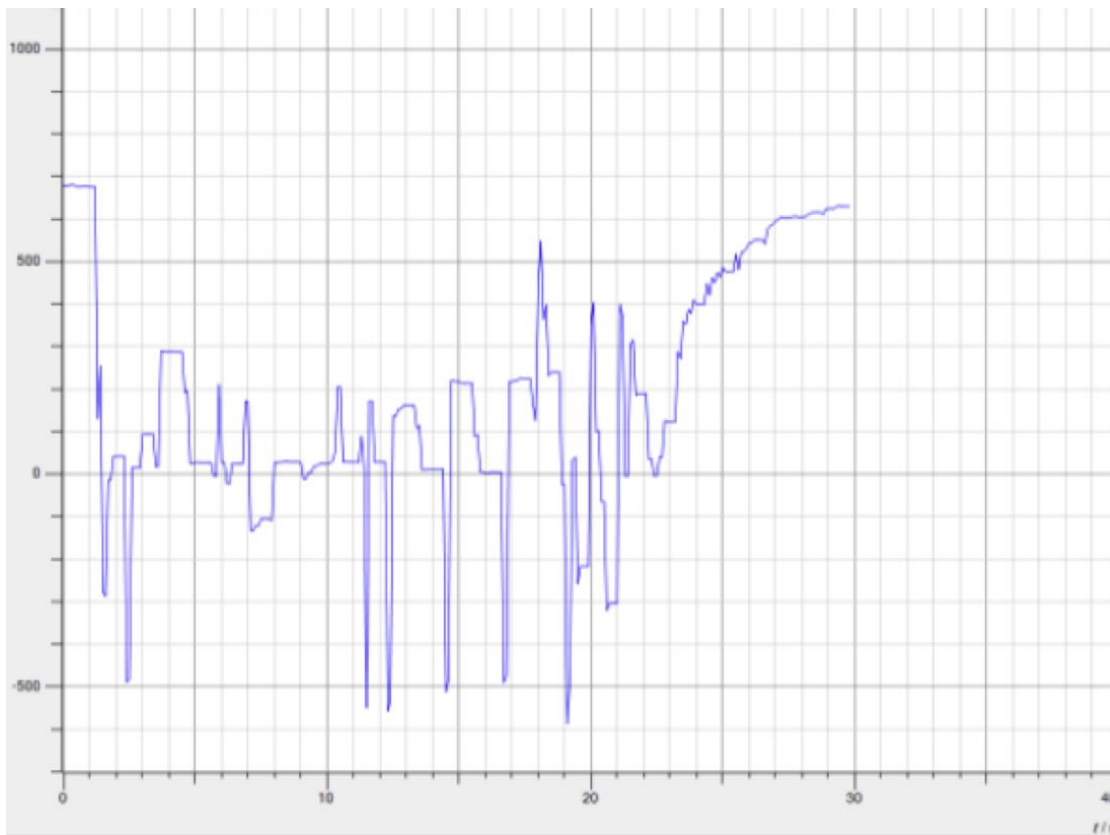
Figur 33 Grafing -0,5Nm, utkobling av felt ved $t = \text{ca. } 4$ sekunder, gjeninnkobling av felt ved $t = \text{ca. } 15$ sekunder

Ved utkobling av felt ved $-0,5\text{Nm}$ blir det observert at aktiv effekt holder seg relativt stabilt etter at feltet ble koblet ut. Det blir ikke observert en betydelig nedgang i aktiv effekt.



Figur 34 Grafing -2,0Nm, utkobling av felt ved $t = \text{ca. } 2$ sekunder, gjeninnkobling av felt ved $t = \text{ca. } 11$ sekunder

Ved utkobling av felt ved $-2,0\text{Nm}$ blir det observert at aktiv effekt faller drastisk, men holder seg på et relativt stabilt nivå selv etter feltet ble koblet ut. Ved re-innkobling av feltet øker aktiv effekt til samme nivå som før feltet ble koblet ut relativt fort.



Figur 35 Grafing $-4,0Nm$, utkobling av felt ved $t = \text{ca. } 1 \text{ sekund}$, gjeninnkobling av felt ved $t = \text{ca. } 22 \text{ sekunder}$

Ved utkobling av feltet ved $-4,0Nm$ blir det observert at aktiv effekt synker og ikke holder seg på et relativt stabilt nivå. Effekten får store sprang både i negativ og positiv retning. Etter at feltet ble re-innkoblet øker aktiv effekt over tid og når samme nivå som før feltet ble koblet ut etter ca. 8 sekunder.

Feilkilder

Det ble brukt en liten synkrongenerator på 1kW, mens det i vannkraftverk blir brukt større synkrongeneratorer. Det er derfor ikke sikkert at disse målingene vil gjelde synkrongeneratorer av større størrelser.

φ varierer fra 4.kvadrant og 3.kvadrant etter pådrag på $-3,0Nm$ ble påtrykket i målingene i Cassy. Dette fører til at effekten skifter fortegn i Cassy, og det er en usikkerhet med disse målingene.

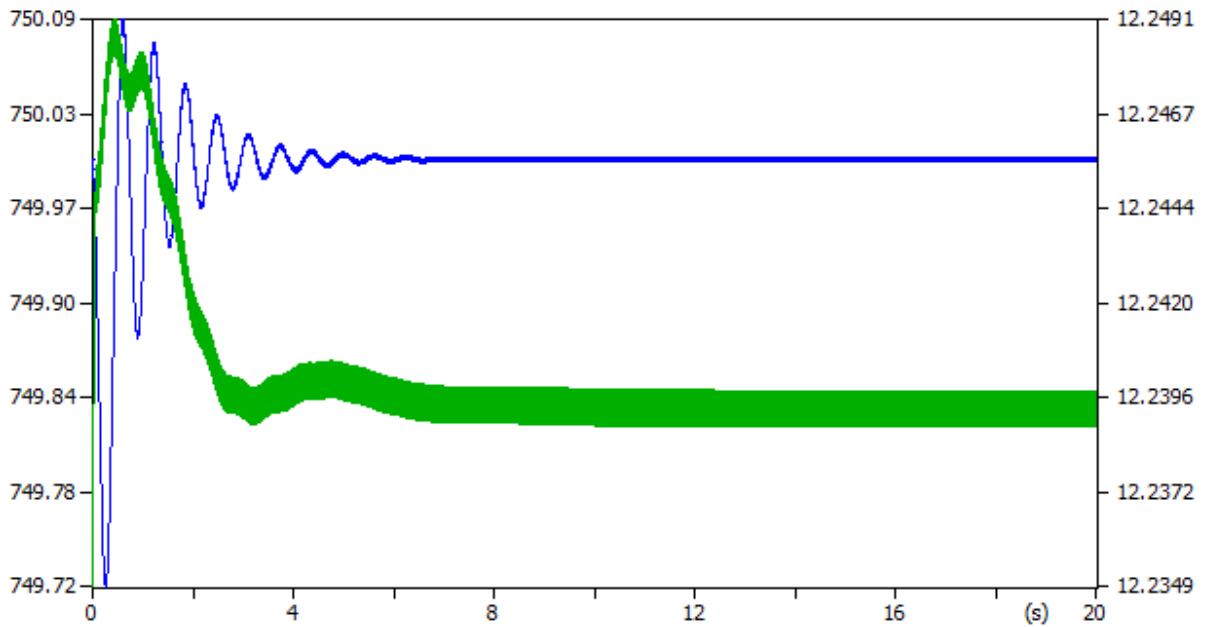
Ved lave pådrag lå verdien til φ mellom 1.kvadrant og 4.kvadrant. Dette gjorde det veldig vanskelig å få til en skikkelig måling. Det ble først prøvd med et pådrag på 0,35Nm, men her svinget verdien på effekt rundt null, både på positiv og på negativ side.

Den aktive effekten var også forskjellig mellom målingene med Cassy og målingene med multimeteret. Det vil derfor være en usikkerhet i disse målingene.

Grafingen av aktiv effekt ble gjort med en feltstrøm på 440mA kontra 400mA ved målingene i tabellene. Det kan derfor være litt forskjellige verdier for aktiv effekt ved grafingen ved 440mA kontra 400mA. Forholdet vil derimot fortsatt bli seende relativt likt ut.

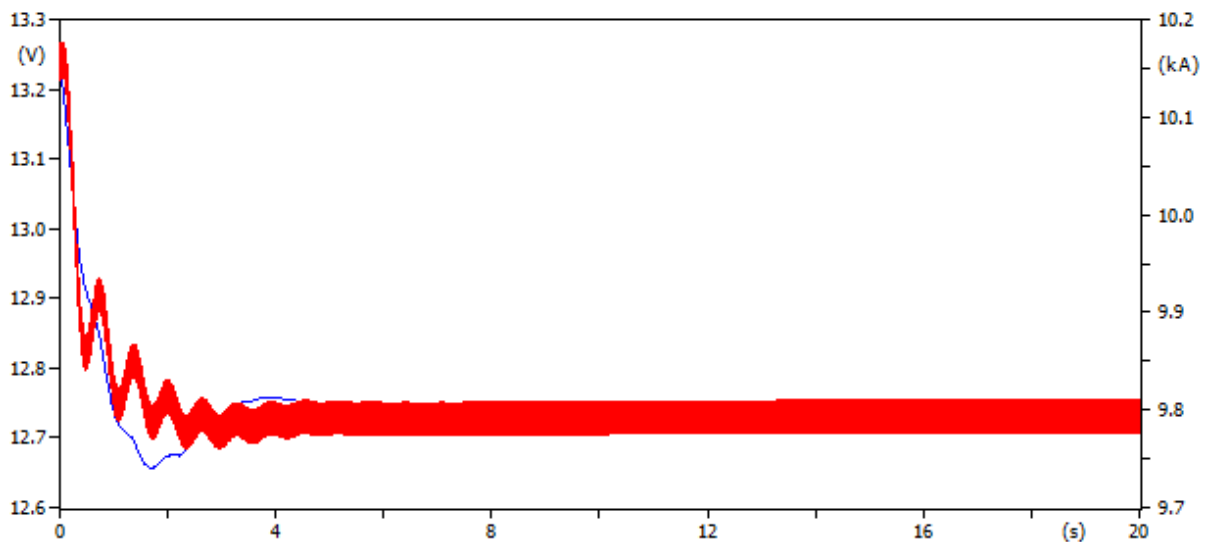
Vedlegg 2 – Grafer fra simulering

Stabilt system



(file 80MW_um.pl4; x-var t) m:RPMG m:UG

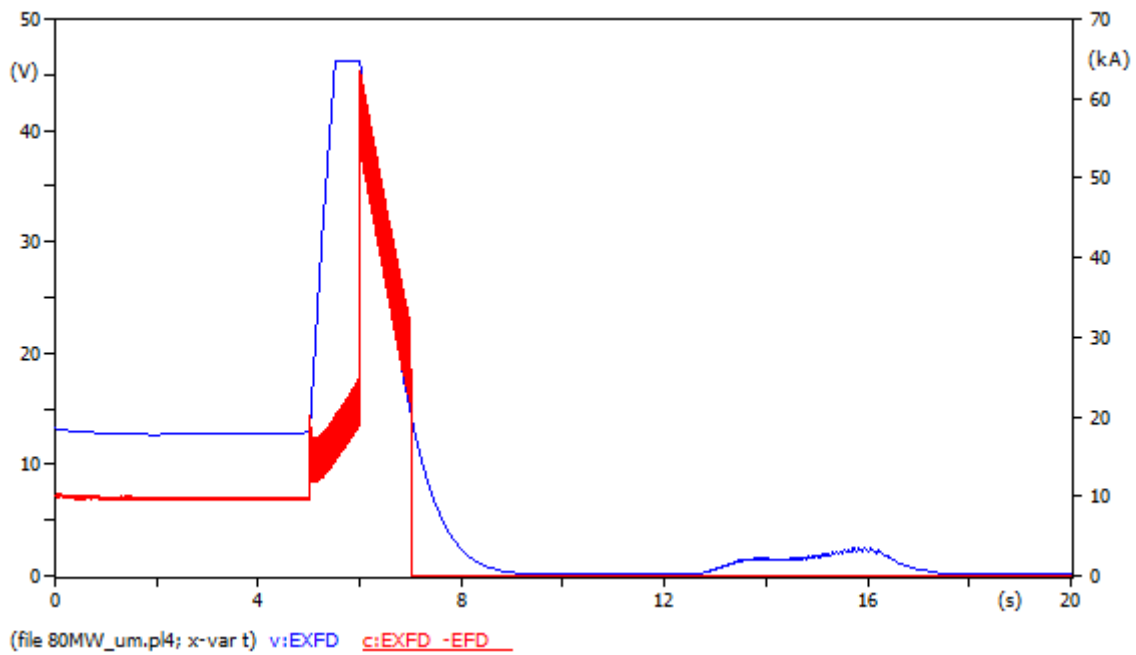
Figur 36 Spenning(grønt) og RPM(blått)



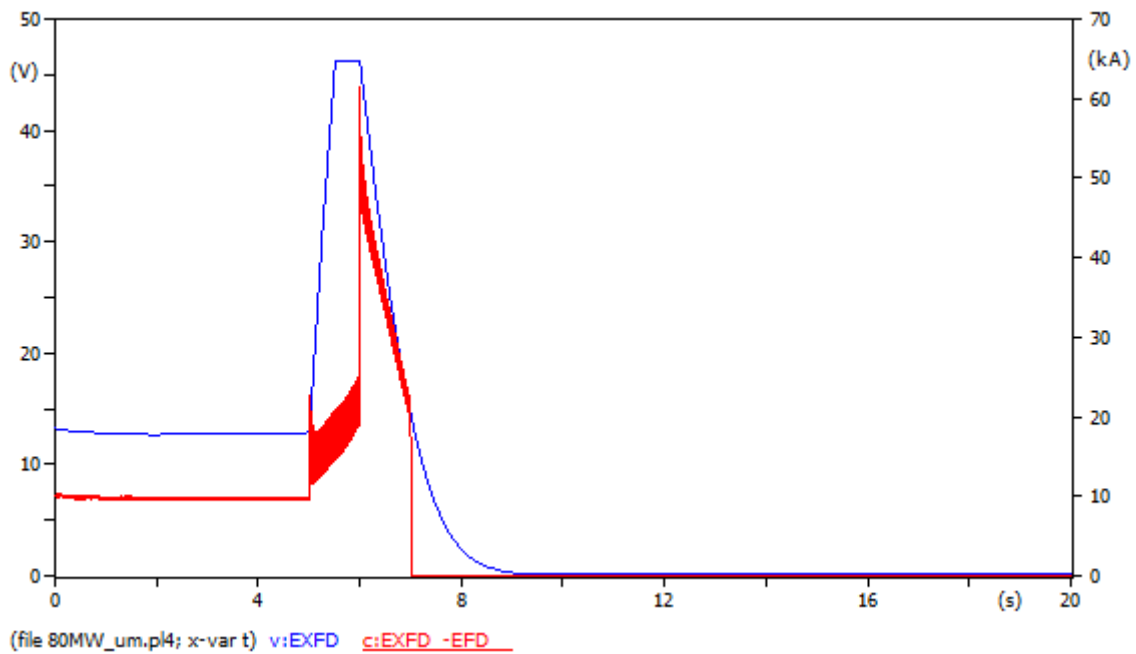
(file 80MW_um.pl4; x-var t) v:EXFD c:EXFD -EFD

Figur 37 Feltspenning(blått) og feltstrøm(rødt)

Feltspenning og feltstrøm

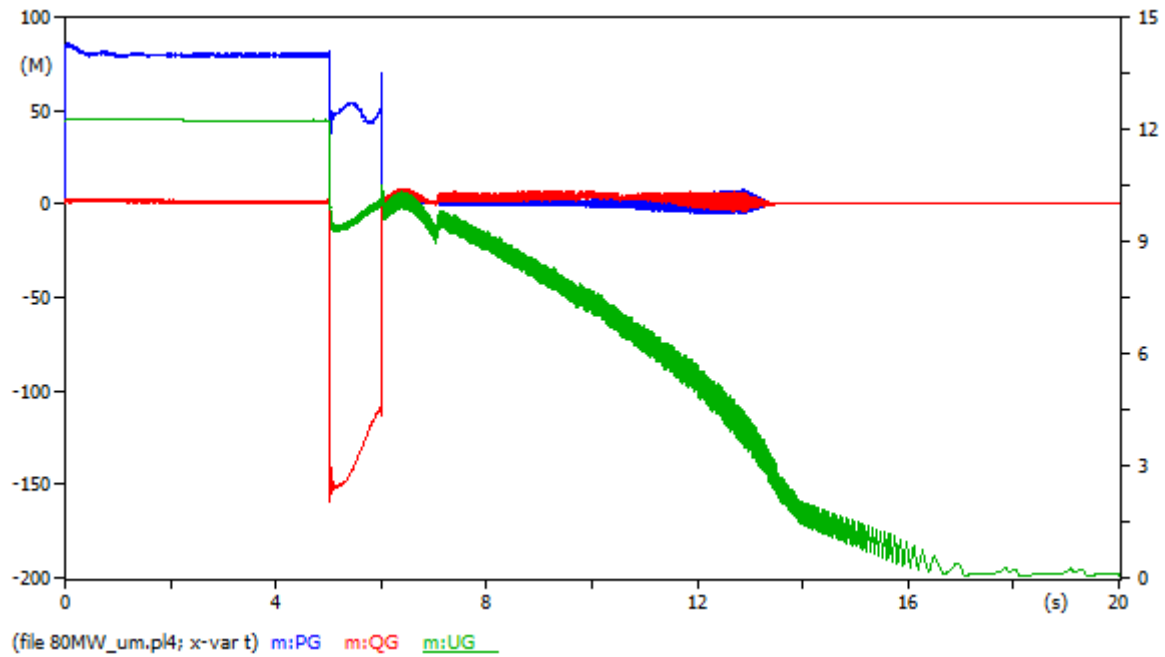


Figur 38 Felt-spennning og strøm. Intern feil.

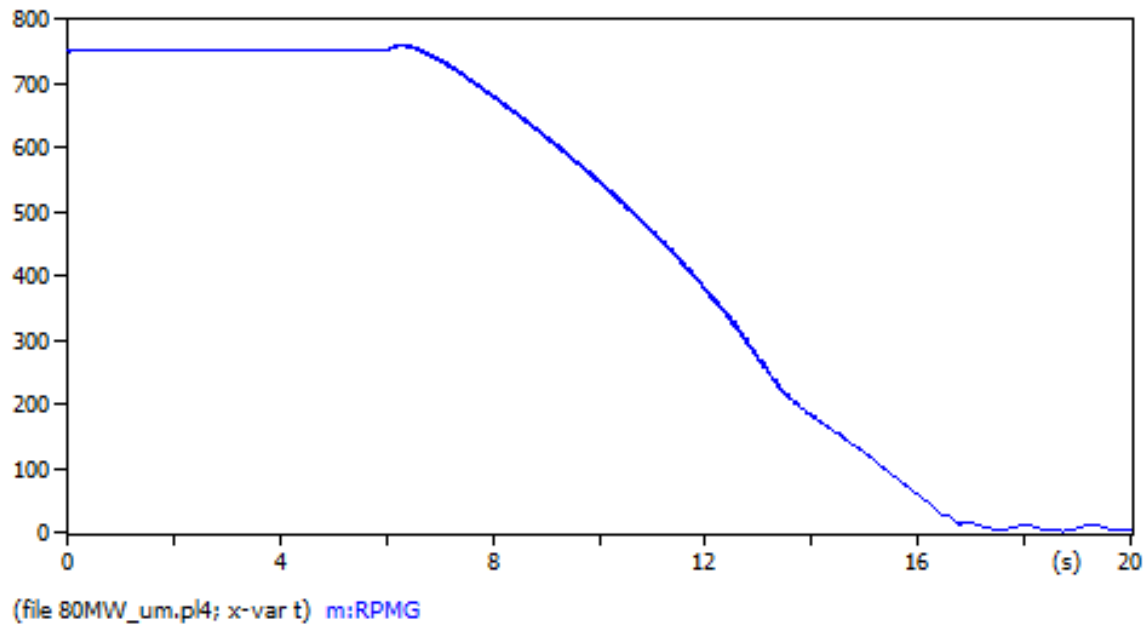


Figur 39 Feltspennning og feltstrøm. Ekstern feil.

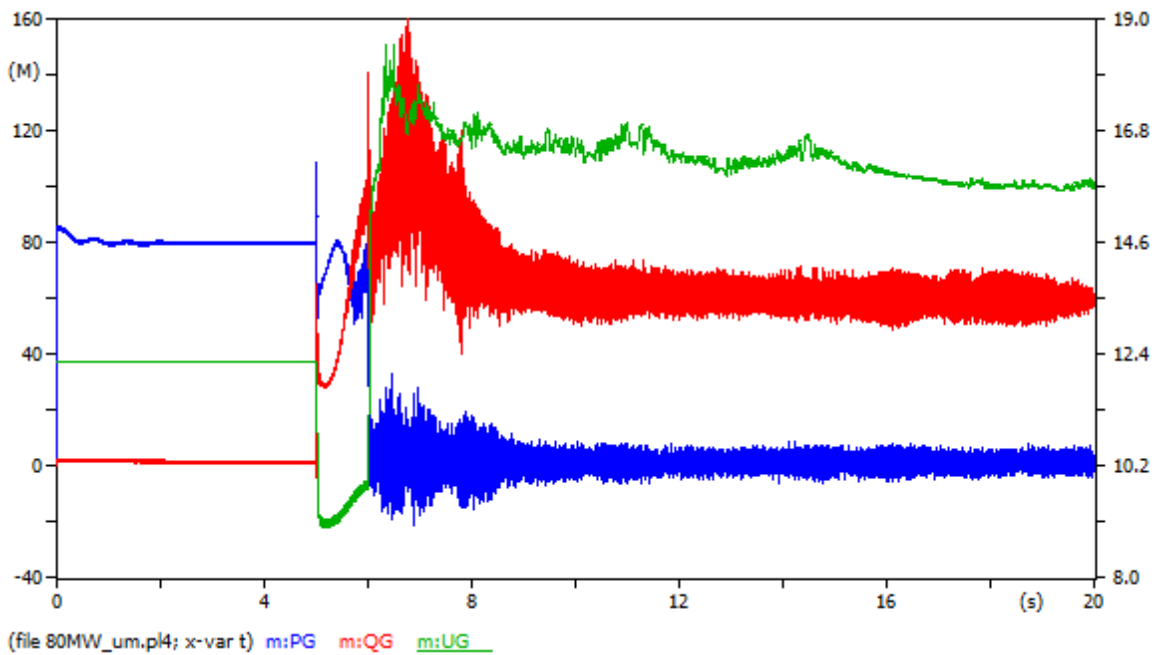
Effekter, spenning og turtall



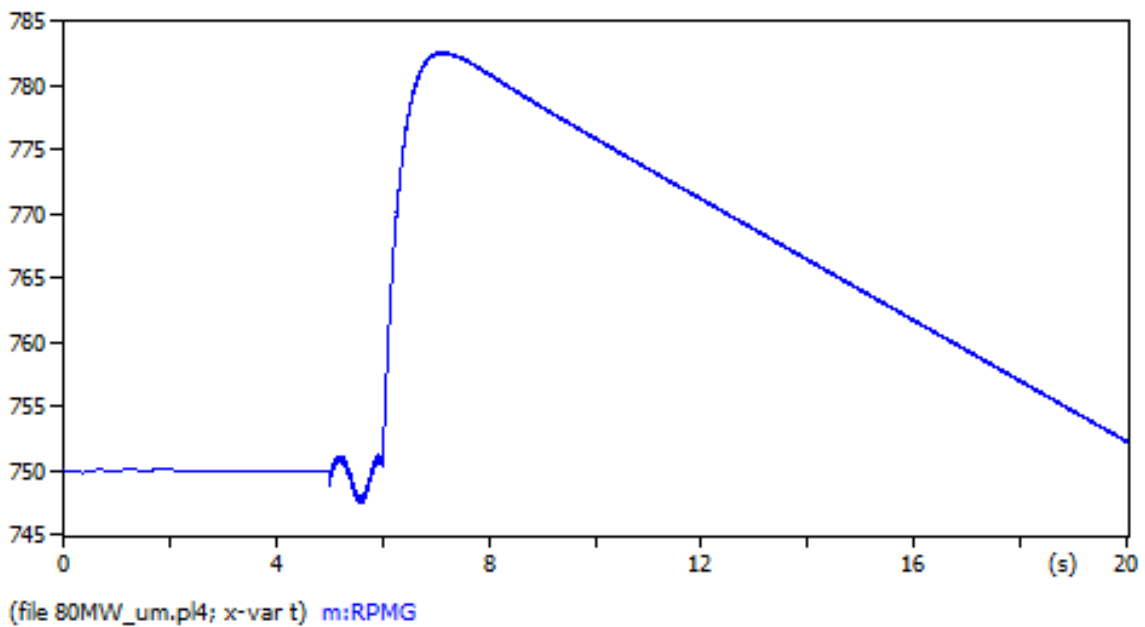
Figur 40 Effekter og spenning ved intern feil.



Figur 41 Turtall ved intern feil.

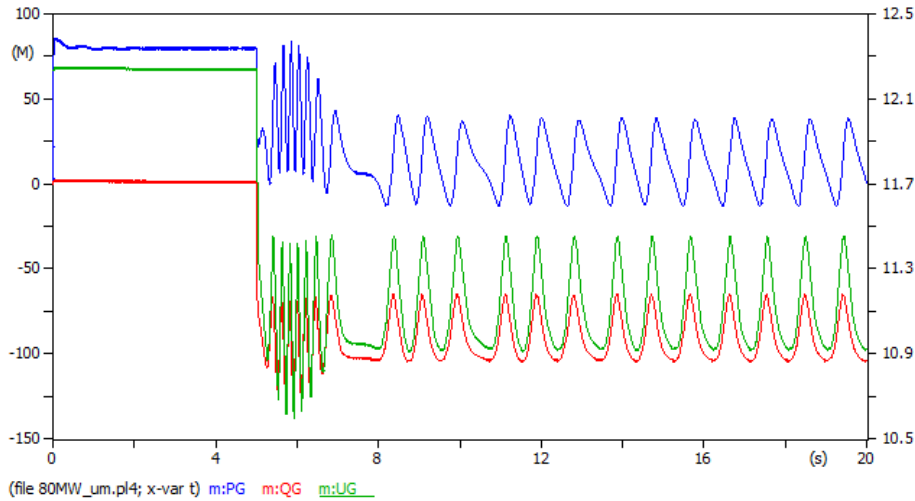


Figur 42 Effekter og spenning ved ekstern feil.

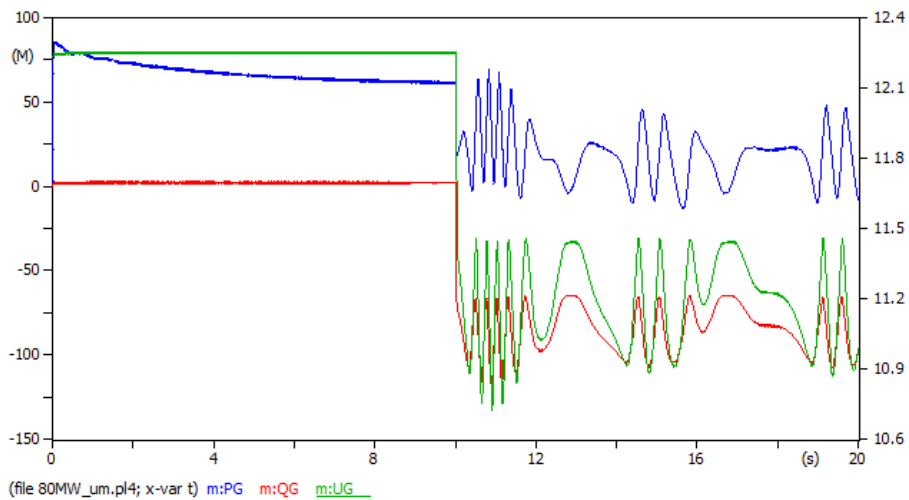


Figur 43 Turtall ved ekstern feil.

Simulering av det som ble utført på lab

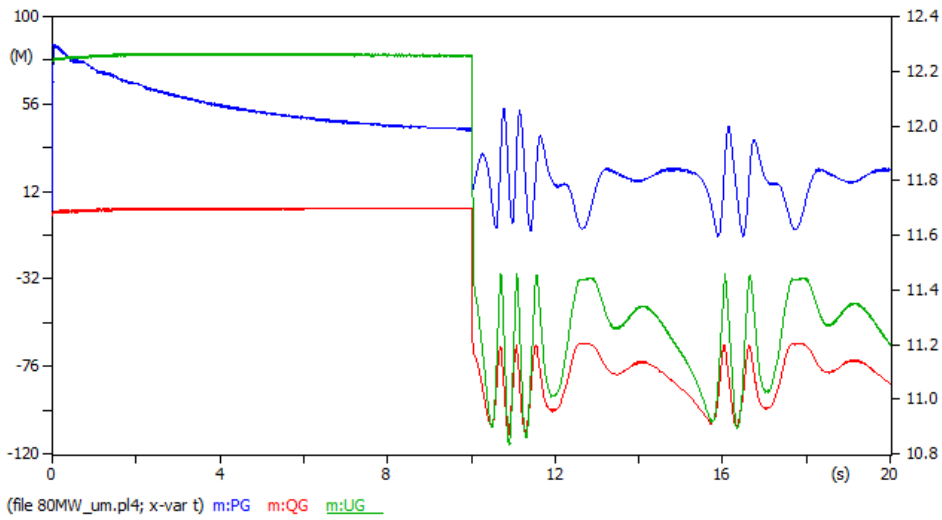


Figur 44 Fullt pådrag (80MW). Feltbryter legges ut ved 5 sekunder (1 sekund etter effektbryter).

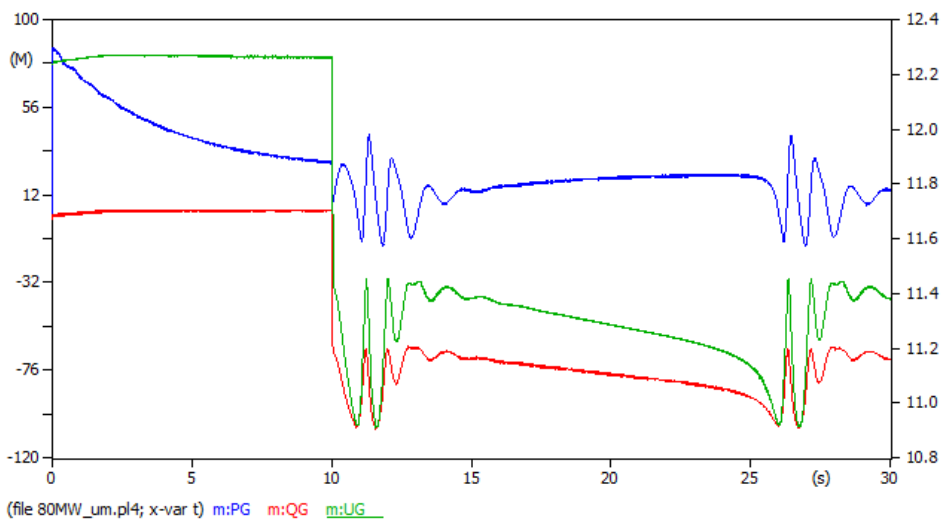


Figur 45 75% pådrag (60MW). Feltbryter legges ut ved 10 sekunder, da maskinen trenger litt tid på å justere seg til 75%.

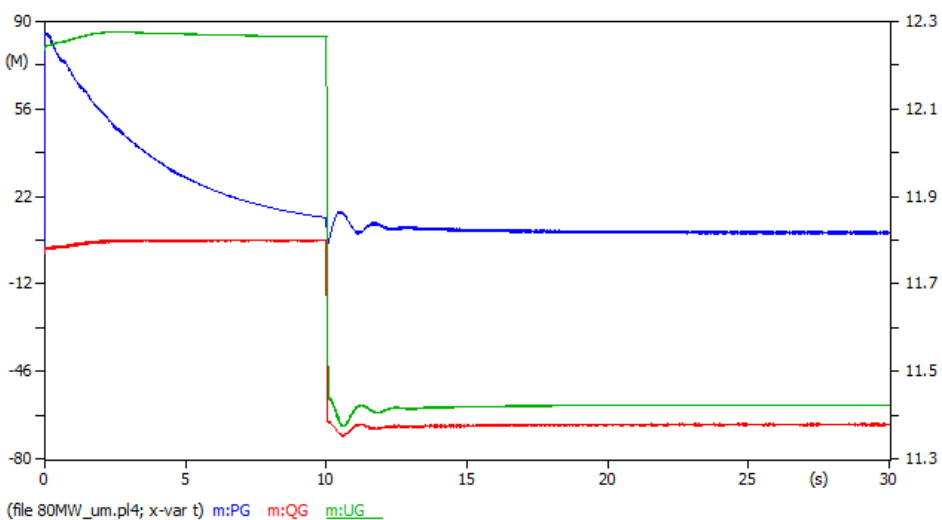
Utløsemetoder for feltbryter på synkrogeneratorer



Figur 46 50% pådrag (40MW).



Figur 47 30% pådrag (24 MW).



Figur 48 10% pådrag (8MW).

Vedlegg 3 – Beskrivelse av vernfunksjoner

Transformatorvern

Overmagnetiseringsvern på høyspentsiden verner mot overmagnetisering av transformatorkjernen. Vernet måler forholdet mellom spenning og frekvens. En komponent defineres som overmagnetisert når forholdet overstiger en fastsatt grenseverdi.

Konsekvensen av overstigning er termisk og dielektrisk stress i komponenten. Stresset kan medføre feil og eller skade på komponenten (10).

Problemet med overmagnetisering av kjernen til generator eller transformator er at jernkjernen kan gå i metning. Da vil ekstra magnetisk fluks, som nå ikke tas opp i jernkjernen, kunne induseres i andre uisolerte komponenter. Disse komponentene er ikke designet for dette. Det er derfor nødvendig med overmagnetiseringsvern for å beskytte mot en slik situasjon (10).

Overmagnetiseringsvern er ikke tilstrekkelig beskyttelse mot overspenninger i systemet. Dersom spenning og frekvens øker sammen vil spenningen kunne nå farlige nivå. Det er derfor normal praksis å ha installert overspenningsvern (10).

Jordfeilvern skal hovedsakelig detektere jordfeil i ledninger og kabler. Ubalanse i fasestrømmene vil registreres av vernet og sørge for en utkobling av kabelen (14). Et slikt vern skal benyttes når transformator er tilkoblet direkte til jord, eller ved en lavohmig forbindelse til jord. Transformatorvikling tilkoblet isolert jord, høyohmig jord eller spolejord skal ha installert jordfeilvern. Jordfeilvernet skal være tilpasset vernfilosofien som benyttes i det aktuelle nettet (9).

Transient jordfeilvern skal benyttes hvis transformator er tilkoblet nett uten automatisk utkobling ved jordfeil. Generatorsiden av transformator skal ha installert jordfeilvern. Dette jordfeilvernet vil måle fasespenninger og beregne skjevspenninger. Kan også måle på åpen deltavikling (9).

Overstrømsvern skal verne mot for store strømmer ved overbelastning eller feil. Vernet stilles inn til en forhåndsbestemt strømstyrke hvor releet skal koble ut, med en tidsforsinkelse. Tidsforsinkelsen ligger normalt i området 0,5 til 1 sekund. Samme vern kan

være installert med momentan utkobling ved en høyere strømstyrke enn normal utkobling (15).

Overstrømsvern skal benyttes på alle transformatorviklinger som ikke er tilkoblet generator. Kravene til overstrømsvernet er at det skal kunne stabiliseres mot innkoblingsstrømstøt. 2. harmoniske strømmer og analyse av kurvene på strømmen brukes for å stabilisere. Vernet skal operere med to trinn hvor begge kan forsinkes (9).

Transformatordifferansevern verner mot isolasjonsfeil, jordfeil eller kortslutninger. Vernet måler strømmen på sekundær og primærsiden av transformator. Vernet vil detektere feil hvis summen av strømmene i fasene ikke er lik null, som den skal være i 3-fasesystem. Det detekteres også feil hvis strømmen på hver side av transformator er ulik (16).

Transformator skal være installert med differensialvern. Kravene til differensialvernet er at det skal kunne stabiliseres mot innkoblingsstrømstøt. 2. harmoniske strømmer og analyse av kurvene på strømmen brukes for å stabilisere. Mellomstrømtransformator skal ikke benyttes. I tilfeller med to strømtransformatorer skal grenstrømmen fra hver enkelt transformator føres separat til differensialvernet (9).

Distansevern verner mot kortslutninger i nett med høye spenninger. Vernet kalles også impedansvern og kan stilles inn til å dekke ulike soner av en kraftlinje. For eksempel kan 70% av en kraftlinje dekkes i momentan sone. Med dette menes det at feil i denne sonen vil kobles ut momentant. Resten kan dekkes av en forsinket sone. Feil i denne sonen vil kobles ut, men med en tidsforsinkelse. Distansevernet gir sikker utkobling ved kortslutninger, men ikke med høyohmige jordfeil. Sistnevnte må derfor dekkes av andre typer vern som jordfeilvern (17).

Det er krav til distansevern på høyspentsiden ved spenninger på 66kV og høyere. Nett med høyohmig jording kan benytte vern som måler 2-fase og 3-fase. Nett med direktejording skal måle 1-fase, 2-fase og 3-fase (9).

Andre vernfunksjoner som benyttes for sikker operasjon av transformator er gassvakt, temperaturovervåkning og trykkvakt. Dette er beskyttelse som ikke inngår i Statkrafts generelle tekniske krav til vern (9).

Gassvakt, også kalt Buchholz, verner mot gassproduksjon i oljen. Vernet burde være installert i oljefylte transformatorer. Gassvakten burde kunne gi feilsignal ved langsom gassutvikling og utkobling utløsning ved rask gassutvikling. Rask oljestrøm og lavt oljenivå burde også gi momentan (9).

Temperaturovervåknings vakter installeres på transformator for å verne mot overtemperatur. Temperaturovervåkning gir signal på et nivå og utkobling av transformator på et annet fastsatt temperaturnivå (9).

Trykkvakt installeres for å verne mot overtrykk og vil koblet ut transformator ved et fastsatt nivå. I tillegg kan trykkvakten utløse brannslukningsanlegget (9).

Generatorvern

Overmagnetiseringsvern på generatorsiden benyttes for å verne mot overmagnetisering av generatorkjernen. Vernet har samme virkemåte som transformatorens overmagnetiseringsvern, som beskrevet tidligere. Kravene til bruk av overmagnetiseringsvern på generator er at det skal benyttes på generatorer på 25 MVA og større. Vernet skal ha termisk og konstant tid karakteristikk som tilpasses generatorens egen karakteristikk.

Overspenningsvern behøves som nevnt tidligere på grunn av at overmagnetiseringsvernet ikke tilstrekkelig kan verne mot overspenninger i tilfellet hvor volt og frekvens øker sammen. Dette er et problem vannkraftgeneratorer møter siden spenningen kan øke samtidig som generatorens hastighet øker. Da vil volt per hertz holdes konstant, mens det vil kunne bli farlige høye spenninger.

Det installeres derfor et overspenningsvern som vil slå ut ved typisk 110% av nominell spenning. Vernet kan være utstyrt med en momentan utkobling ved veldig høye spenninger for eksempel 130% til 150% av nominell spenning (10). Kravene til bruk av overspenningsvern er at alle generatorer skal være utstyrt med det og det skal være minimum to nivåer. Nivåene skal kunne tidsforsinkes (9).

Underspenningsvern verner mot underspenninger. Vernet vil koble ut generator ved spenninger typisk lavere enn 70% av nominell spenning (10). Det er krav om underspenningsvern på generatorer i pumpekraftstasjoner, generatorer tilkoblet distribusjonsnettet og generatorer med utilstrekkelig Fault- Ride- Trough egenskaper (9).

Frekvensvern brukes for å verne mot overfrekvenser og underfrekvenser.

Overfrekvensvernet kan fungere som backup for overhastighetsbeskyttelse. Det er krav til bruk av frekvensvern på generatorer ifølge Statskrafts generelle teknisk krav for vern.

Overfrekvensvernet skal måle opp til 150% av nominell frekvens og ha tre overfrekvensnivåer. Slike nivå kan være 120%, 130% og 150 % av nominell frekvens (9).

Underfrekvensvernet skal måle ned til 80% av nominell frekvens og ha to underfrekvensnivåer. Slike nivå kan være 90% og 80% av nominell frekvens. Nivåene skal kunne tidsforsinkes. Frekvensvernets funksjon kan blokkeres sikker utmelding fra effektbryter for å muliggjøre stans av generator (9).

Statorjordfeilvern verner, som navnet tilsier, mot jordfeil på stator i generator. Jordfeil på stator er den vanligste feilen på generator. Feil på stator oppstår ved at isolasjon brytes ned slik at statorviklingene får kontakt med jord gjennom kjernen til generatoren. Den store faren med slike feil er varmen som skapes i feilpunktet. Dette kan føre til nedbrytning av mer isolasjon og med det et større problem. Temperaturen kan også føre til sveising av metallet i viklingene (10).

Av disse grunnene er det krav om statorjordfeilvern på alle generatorer. Skjevspenninger i stator skal detekteres med en følsomhet på 5% av merkespenningen. Statorjordfeilvernet måler på spenningstransformatoren, altså i generatorens nøytralpunkt. Ved isolert nøytralpunkt og generatorer mindre enn 25 MVA måler vernet på åpen deltavikling på generatorens uttak. For større generatorer, 25 MVA og større, skal vernet måle skjevspenninger basert på målinger av fasespenninger (9).

For enda større generatorer, 150 MVA og større, skal det i tillegg til statorjordfeilvern installeres et 100% statorjordfeilvern. Dette vernet skal være basert på injiseringsprinsippet og skal operere med to nivåer. Injiseringsenheten skal kun være aktiv etter startkommando til generator er gitt. I tillegg skal den kunne skrues aktiv ved stillstand av generator for å kunne utføre feilsøk (9).

Bryterfeilvern for effektbryter tilhørende generator. Dette er et nødvendig vern for å detektere feilfunksjon av andre vern ved feildeteksjon. Bryterfeil oppstår når en eller flere poler på et vern fortsetter å være lukket etter trip. For å vite at en vern har åpnet kan en se på om vernet er åpent mekanisk og om lysbuen er slukket. Hvis en lysbue mellom en eller flere poler i et vern ikke brytes vil dette føre til at generator forblir koblet inn (10).

Kravet om bryterfeilvern på generatorens effektbryter gjelder når en slik bryter anvendes og transformatoren har egen effektbryter på høyspentsiden. Alle generatorvernfunksjoner skal kunne starte bryterfeilvernet og strømmålingene vernet utfører skal skje på generatoruttaket. I tillegg skal det være mulig å starte bryterfeilvernet med eksterne signaler, som for eksempel fra HMI (operatørpanelet) (9).

Ved trip av bryterfeilvern skal generator stoppes og transformatoreffektbryter kobles ut. Ved flere generatorer kobles deres effektbrytere også ut (9).

Generatordifferensialvern benyttes som nevnt tidligere for å verne mot isolasjonsfeil, jordfeil og kortslutninger. Operasjonen av generatordifferensialvernet og transformator-differensialvernet er likt, men ikke kravene. Generatorer skal ha differensialvern. Generatorer 25 MVA og større skal benytte eget generatordifferensialvern ifølge kravene gitt av Statkraft (9).

Overstrøm/ underspenningsvern verner mot overstrøm og har en underspenningsholdefunksjon. Underspenningsholdefunksjonen fungerer ved at en overstrøm kun vil trippe vernet dersom det samtidig er underspenning. Dette kan oppnås ved bruk av logikken SR-vippe (set reset vippe).

Overstrøm settes typisk til 125% til 150% av merkestrøm. Underspenning settes typisk til 70% av merkespenning (18). Alle generatorer skal ha overstrømsvern installert med en underspennings holdefunksjon. I tillegg skal vernet være selektivt ovenfor vern i øvre nett. Med dette menes at vernet har en lenger tidsforsinkelse som i praksis betyr at vernet vil koble ut kun dersom det øvrige vernet mislykkes i å koble ut. Dette er en måte å sikre nettet mot bryterfeil (19).

Undermagnetisering eller fullt tap av magnetisering kan være konsekvenser av kortslutning eller brudd i magnetiseringskretsen. Det kan også forekomme ved feil på automatisk

spenningsregulator, feil kontroll av generator og transformator eller hvis generator er koblet til et system med kapasitiv last. Et system defineres som undermagnetisert når magnetiseringen av synkrongenerator er lavere enn det kreves for en stabil operasjon ved et effektnivå (10).

Undermagnetisering eller tap av magnetisering i synkrongenerator vil føre til en akselerasjon av generatorhastigheten. Generatoren endrer da fra synkrongenerator til induksjonsgenerator siden hastigheten nå er over synkronhastighet. Konsekvensen av dette er at store strømmer induseres i aksial retning i rotorkjernen. Operasjon som induksjonsmotor fører til slip frekvensstrømmer til å flyte i rotoren, dempeviklingene, «slot wedges» og overflaten til rotor. Disse strømmene kan føre til farlig opphetning i rotor (10).

Av disse grunnene kreves det undermagnetiseringsvern på alle generatorer. Disse skal ha minimum to nivåer og baseres på impedansmåling eller admittansmåling (9).

Tap av synkronisme er en konsekvens av ubalanse mellom mekanisk kraft inn på generator og elektrisk kraft ut av generator. Svingninger i det elektriske nettet, som kan forekomme av endringer i last eller feil, kan føre til ubalanse i mekanisk kraft inn og elektrisk kraft ut av generator som i tur kan føre til tap av synkronisme. Tap av synkronisme kalles også pol slipp eller ut av trinn (10).

Ubalanse i kraft inn og ut av generator kan holdes stabil under feilsituasjon dersom feilen klareres raskt. Dersom en synkrongenerator opererer som en asynkrongenerator, altså generator opplever tap av synkronisme, kan det forekomme store svingninger i aktiv og reaktiv effekt. Dette kan skade generator og det elektriske nettet (10).

Generator vil under tap av synkronisme resultere store strømmer. Operasjon utenfor nominell frekvens kan føre til stress på viklingene, pulserende torque og mekanisk resonans. Dette kan føre til skader på generator og drivakslingen mellom turbin og generator. Det elektriske nettet vil kunne oppleve unormale spenninger. Tap av synkronisme har tidligere ført til store skader på høyspenningsnett (10). Det er derfor krav om bruk av vern mot tap av synkronisme (9).

Retureffektvern skal verne mot drift som motor. Med retureffekt menes det at generator drar effekt fra nettet og kjører som motor for å drive for eksempel en vannturbin. For at

dette kan skje må det minimum være to generatorer tilkoblet samme nett. Retureffekt kan oppstå ved plutselig tap av vanntilførsel til vannturbin. Generatoren vil da dra effekt fra nettet for å drive vannturbinen. Dette er uønsket og det ønskes derfor at generatoren kobles av nettet inntil problemet er løst. Små retureffekter bør aksepteres for å ikke koble generator unødvendig av nettet ved små endringer i mekanisk kraft fra turbin, forstyrrelser i nettet eller synkronisering av nye generatorer på nettet (20).

Vannkraftverk behøver sensitive retureffektvern. Dette kommer av at retureffekten kan bli så lav som 0.2 til 2% av nominell effekt. Retureffektvern skal være installert på kraftverk med Francis, rør eller Kaplanturbin (9).

Uønsket innkoblingsvern verner mot at generator kobles inn på nettet etter den er koblet av nettet. Når en synkrongenerator kobles på nettet utilsiktet, ved stilstans eller under nedkjøring, vil synkrongeneratoren oppføre seg som en induksjonsmotor. Drift som induksjonsmotor kan skade både turbin og generator på kort tid. Flere maskiner har blitt skadet og noen totalhavarert av denne grunn. Grunner til uønsket innkobling av generator er operasjonsfeil, lysbuer mellom poler i vern, feil funksjon av kontrollkretser eller en kombinasjon av disse. Siden konsekvensene av en slik innkobling er store anbefales det et dedikert vern mot uønsket innkobling (10).

Det er krav om innkoblingsvern for generatorer på 150 MVA og større. Innkoblingsvernet skal detektere uønsket innkobling av effektbryter (9).

Underimpedansvern skal benyttes på generatorer på 150 MVA eller mer. Andre tilfeller hvor underimpedansvern skal benyttes er i tilfeller hvor generatorer er koblet til en felles samleskinne eller generator er koblet til nettet direkte uten en transformator. Et slikt vern skal også benyttes dersom det finnes spenningsnivåer som ikke vernes av generatordifferensialvern.

Retningsbestemt underimpedansvern kan benyttes istedenfor underimpedansvern på generatorer under 25 MVA etter godkjenning fra selskapet. Dette skal gi tilsvarende god følsomhet og utkoblingstid (9).

Feilfasing-vern benyttes for å detektere feilfasing av generator. Det kreves et dedikert vern for dette siden feilfasing ikke nødvendigvis detekteres av andre typer vern. Detektering av

feilfasing krever ikke alltid utkobling av generator, men normalt kreves en inspeksjon etterpå. En momentan utkobling vurderes siden feilfasing kan være ødeleggende for effektbryter. Feilfasing vern funksjon kan løses med en logikk mellom overstrømsvern, understrømsvern og underspenningsvern (18). Feilfasing-vern skal benyttes på generatorer på 150 MVA og større. Vernet skal detektere om generator kobles inn med for stor vinkelforskjell, også kalt feilfasing (9).

Skjevlastvern skal benyttes på alle generatorer og inneholde to trinn. Et av trinnene skal ha en inverstidskarakteristikk, som kan tilpasses karakteristikken til generatoren.

Termisk overlastvern benyttes for å verne mot overopphetning ved overlast. Alle generatorer skal være utstyrt med termisk overlastvern. Vernet måler strøm og ved hjelp av en utløserkarakteristikk simulerer den temperaturendringen i stator (9).

Rotorjordfeilvern vernet mot jordfeil i rotor og magnetiseringskretsen. På denne kretsen vil ikke en jordfeil være farlig, men når en jordfeil har skjedd er risikoen for en til separat jordfeil større. Ved to jordfeil vil konsekvensene være store vibrasjoner som kan ødelegge komponenter i generatoren. Det anbefales derfor følsomme jordfeilvern for å verne mot dette (10).

Alle generatorer utenom GVPI (Global Vacuum Pressure Impregnation) generatorer skal være utstyrt med rotorjordfeilvern. Kravet avhenger ikke av type magnetisering. Det kreves at vernet har to nivåer hvorav et er for varsling og et er for trip. Under startmagnetisering skal vernfunksjonen være deaktivert for å hindre uønsket trip. Etter startmagnetisering aktiveres rotorjordfeilvernet (9).

Lagerstrømvern skal benyttes på generatorer med en akselspenning over 1 volt. Vernet skal ha en tilpasset filterfunksjon. Andre metoder for å verne mot lagerstrømmer aksepteres, men må godkjennes av selskapet (9).

Overstrøm-magnetiseringstransformatorvern brukes for å verne mot overstrømmer i magnetiseringskretsen. Overstrømsvernets virkemåte er beskrevet tidligere i teorien. For magnetiseringstransformatoren skal det benyttes overstrømsvern på høyspentsiden. Høyspentsikring anbefales i tillegg. Vernet skal inneholde to trinn hvor begge har mulighet

for tidsforsinkelse. Innstillingsnivået for vernet skal være ned til 10% av merkestrømmen til transformatoren (9).

Effektbrytere er fysiske brytere i en krets, som kan bryte, føre og slutte normale belastningstrømmer og kortslutningstrømmer. Kan brukes i vekselstrøm og likestrømkretser. Det finnes flere typer effektbrytere og de kategoriseres etter om de er oljefattige brytere, ekspansjonsbrytere, trykkluftbrytere, SF6-brytere eller vakuumbrytere (21).

Et typisk vannkraftverk vil å to effektbrytere. En generatoreffektbryter mellom generator og generatortransformator og en transformatoreffektbryter, på høyspentsiden av generatortransformator. En tredje betegnelse som brukes er aggregateffektbryter, men denne betegnelsen benyttes i tilfeller hvor generator og transformator blokkobles (9).

Effektbryter brukes som fysisk bryter for flere logiske vernfunksjoner. Eksempler på slike vernfunksjoner er overmagnetisering, frekvens og overspenning, som er beskrevet ovenfor. Disse vernfunksjonene vil under trip sende signal om trip til effektbryter på generator og feltbryter. Et generelt krav er at logiske vernfunksjoner skal gi direkte kommando til utløsespolen på effektbryteren (9). Tabell 8 viser en oversikt over vernfunksjoner som sender utkommando til effektbryter for henholdsvis generator og transformator.

Feltbryter er en fysisk bryter som benyttes for å bryte magnetiseringsstrømmen fra magnetiseringstransformatoren. Den er lokalisert mellom rotor og magnetiseringstransformatoren. Feltbryteren, som effektbryteren, vil få utkommando fra en rekke vernfunksjoner. Utkommando kan også gis manuelt ved stans og frakobling av generator.

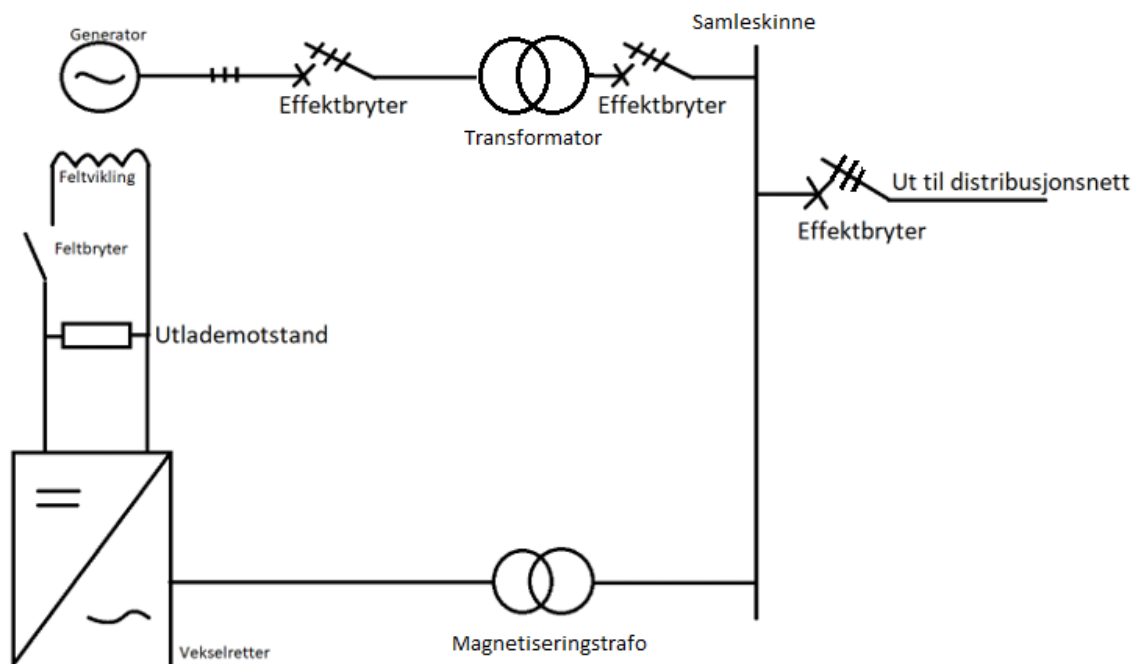
Feltbryter kan plasseres på likespennings eller vekselspenningsiden av tyristorlikeretteren. Under avmagnetisering av rotor er det viktig at utlademotstanden kobles inn før feltbryter kobles ut. Grunnen for dette er at rotor vil motsette seg strømdring og sette opp en høy spenning. For at feltbryter trygt skal kunne bryte kretsen er det derfor en fordel om rotor avmagnetiseres på forhånd (6).

Vedlegg 4 – Artikkel

Introduksjon

Norges viktigste energikilde i dag er vannkraft. 90 prosent av all kraftproduksjon i Norge kommer fra vannkraft. Ettersom denne energikilden er så viktig for Norge har en studentgruppe ved NTNU i Trondheim sammen med Statkraft valgt å se inn i vannkraftverkanlegget og om noen forbedringer kunne gjøres.

Oppgaven gikk spesifikt ut på å undersøke hvilke effekter en forsinket utløsning av feltbryteren på anlegg for synkrogeneratorer kunne ha og i hvilke situasjoner dette kan utnyttes. Ved vedlikehold blir effektbryteren tatt ut først og avmagnetisering skjer med vekselretting, dette medfører raskere avmagnetisering, ved utløsning av brytere på grunn av feil vil både feltbryter og effektbryter løse ut samtidig. Dette for å stoppe konsekvensene av feil som kan oppstå raskest mulig. Problemet med dette er at dersom effektbryteren ikke kobler generatoren av risikerer man asynkron drift som kan være veldig skadelig og vekselretting kan ikke benyttes. Det ble fokusert på å se hvilke vern og vernfunksjoner som var relevante sammen med de relevante feilene, effekten av avmagnetiseringsmotstand og konsekvensene av asynkron drift.



Figur 1 – Forenklet kretstegning synkrogenerator

Metode

For arbeidet på problemstillingen ble arbeidet delt i 3 hoveddeler, et laboratorieforsøk, en simulering og tolkning av feilstatistikk og litteraturstudie. På labben ble det fokusert på konsekvensene av å miste feltbryteren og asynkron drift. Simuleringen ser mer i detalj på utkoblingen av feltet og ser på verdiene med ulike forsinkelser og litteraturstudie ser nærmere på hvilke vern som er relevante sammen med vernfunksjoner og feilstatistikk fra Statnett.

Resultat av laboratorieforsøk

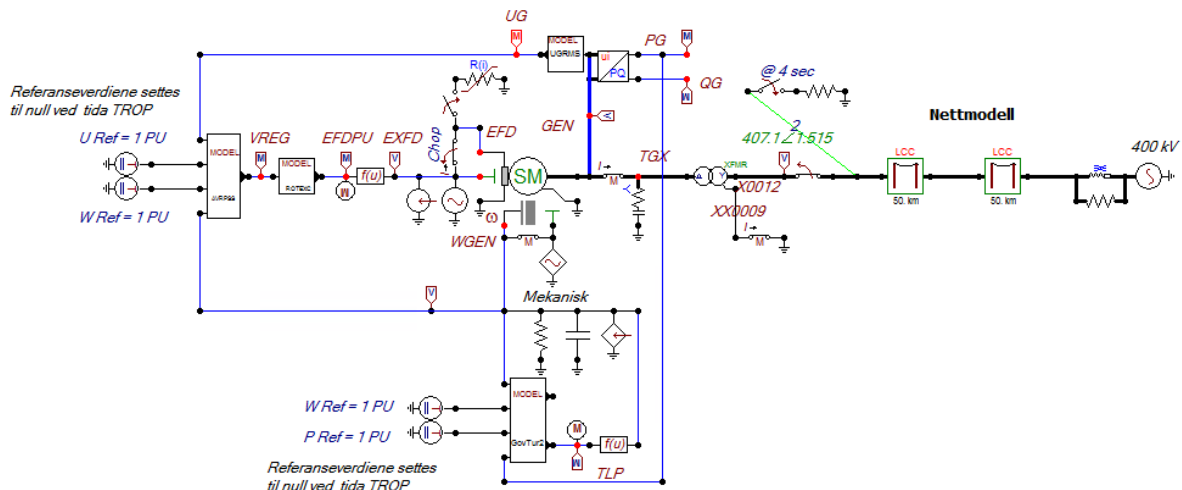
På lab ble det funnet at ved lave pådrag på under -3Nm for en 1kW synkronmaskin vil maskinen greie å holde seg synkront uten feltet, dette på grunn av reluktansmomentet som kommer av at maskinen har utpregede poler, over -3Nm vil maskinen gå over til asynkron drift og effekten vil pendle. Dette er veldig skadelig for maskinen ettersom den kan bli overopphetet på grunn av at den trekker økt reaktiv effekt. I tillegg kan strømmettet også bli påvirket og få problemer på grunn av at maskinen faller ut av synkronisme. Nettet kan kollapse helt dersom det er få maskiner på nettet og større nett kan få problemer dersom 1 generator driftes asynkront.

| Moment [Nm] | Turtall etter [rpm] | Strøm stator før [A] | Strøm stator etter [A] | Effekt stator før [W] | Effekt stator etter [W] | Effektfaktor før | Effektfaktor etter |
|-------------|---------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|------------------|--------------------|
| -0,5 | 1500 | 0,31 | 2,02 | -96,6 | 33 | 0,48 | 0,02 |
| -1,0 | 1500 | 0,33 | 2,1 | -177 | -30 | 0,77 | 0,02 |
| -2,0 | 1500 | 0,55 | 2,38 | -327 | -138 | 0,85 | 0,08 |
| -3,0 | 1500 | 0,8 | 2,96 | -471 | -174 | 0,84 | 0,08 |
| -3,5 | 1675 | 0,94 | 3,4 | -537 | -150 Varierer | 0,82 | 0,06 |
| -4,0 | 1720 | 1,06 | 3,48 | -594 | -180 - -204 Varierer | 0,81 | 0,07 - 0,09 |

Tabell 1 – måleresultat fra laboratorieforsøk

Resultat simulering

I simuleringen så man den store feltstrømmen som oppstår når det legges inn en jordfeil på en fase både før og etter transformator. Det man kan tjene på å ha en forsinket utkobling av feltbryter er at den slipper å bryte den forhøyete feltstrømmen som kommer av at spenningsregulatoren justerer opp spenninga for å kompensere for skjevfordelingene i fasene. Transformator trekker reaktiv effekt, turbinregulator justerer ned turtall, som gjør at transformator går i metning i feilforløpet. Simulering av labben ga lignende resultater som man fikk i lab. Ved lave pådrag kan maskina operere når man tar feltet. For pådrag på 30% og over, når man tar feltet uten at effektbryter har lagt ut, vil effektene begynne å pendle, og maskina kan gå over i asynkron drift.



Figur 2 - simuleringskrets

Resultat feilstatistikk og litteraturstudie

Analyse av feilstatestatikk ga resultatene vist i tabell nedenfor. Tabellen viser de 7 hyppigste driftsforstyrrelser i vannkraftverk i gjennomsnitt per år og som prosentandel av totalt antall feil. Det ble tatt utgangspunkt i disse 7 driftsforstyrrelsene da de utgjorde 88 prosent av alle feil i vannkraftverk.

| Driftsforstyrrelse kategori | Driftsforstyrrelser per år gjennomsnitt (2019-2021) | Prosentandel av totalt antall driftsforstyrrelser |
|--------------------------------|---|---|
| Annet | 22,7 | 33,5% |
| Uønsket spontan vernrespons | 11,7 | 17,2% |
| Lavt (spennings)nivå? | 8,3 | 12,3% |
| Høy temperatur | 7,0 | 10,3% |
| Feil Vibrasjon | 5,7 | 8,4% |
| Lavt trykk | 2,3 | 3,4% |
| Jordslutning | 2,0 | 3,0% |

Tabell 2 – Hyppighet av feil på synkrongeneratorer og det elektriske anlegget.

Med en studie fra BC Hydro som grunnlag ble det konkludert med at avmagnetisering med forsinket utkobling av feltbryter med vekselretting er raskere enn med parallell utkobling. Det anbefales derfor at alle driftsforstyrrelser, som ikke hindrer en sikker vekselretting, bør bruke forsinket utkobling med vekselretting. Grunnen for at sikker vekselretting er et krav er for at forsinket utkobling av feltbryter har negativ effekt på avmagnetiseringstiden.

