

Mathilde Jensen Borgersen, Simeon Elliott,
Jørgen Saxebøl Fossum, Tobias Kristensen,
Ragnhild Elvine MacQueen Mortensen

Optimal koblingssekvens ved oppstart av generator

Optimal switching sequence upon generator
startup

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi

Veileder: Arne Nysveen

Medveileder: Ronny Goin

Mai 2023

Mathilde Jensen Borgersen, Simeon Elliott,
Jørgen Saxebøl Fossum, Tobias Kristensen,
Ragnhild Elvine MacQueen Mortensen

Optimal koblingssekvens ved oppstart av generator

Optimal switching sequence upon generator startup

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi
Veileder: Arne Nysveen
Medveileder: Ronny Goin
Mai 2023

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



Kunnskap for en bedre verden

Bacheloroppgave

Oppgavetittel: Optimal koblingssekvens ved oppstart av generator	Prosjektstart: 09.01.23
Project title: Optimal switching sequence upon generator startup	Innleveringsdato: 22.05.23
Gruppetakere: Mathilde Jensen Borgersen Simeon Elliott Jørgen Saxebøl Fossum Tobias Kristensen Ragnhild Elvine MacQueen Mortensen	Gradering: Åpen
Studium: Elektroingeniør - BIELEKTRO Studieretning: Elkraft og Bærekraftig Energi	Veileder internt: Arne Nysveen
Oppgdragsgiver: Statkraft	Prosjektnummer: E2333 Veileder eksternt: Ronny Goin

Forord

Denne rapporten avslutter bachelorstudiet Elektroingeniør med spesialisering Elkraft og Bærekraftig Energi ved NTNU. Oppgaven er skrevet i samarbeid med Statkraft som oppdragsgiver. Det forutsettes at leseren har en grunnleggende forståelse av elkraft og elektriske maskiner.

Store deler av arbeidet er basert på intervjuer med fagpersoner innen akademia og industri. Det har vært en svært givende opplevelse å sammenføre perspektivene til eksperter fra ulike fagfelt opp mot én konkret problemstilling. Det følger naturlig med at det er mange vi ønsker å takke.

Takk, Arne Nysveen, for ditt smittende engasjement for vannkraft. Dine morsomme historier og erfaringer fra kraftindustrien har hjulpet oss å se oppgaven i en større kontekst.

Takk, Ronny Goin, for god opplæring, raske svar og mapper på mapper med ressurser. Takk for at du har tatt deg tid til å veilede oss gjennom en nyttig og verdifull oppgave. Vi forstår godt hvorfor alle i kraftbransjen kjenner deg.

Takk, Pål Glimen, for din unike evne til å formidle viktigheten av elkraftfagfeltet. Kraftverksbesøk, oppfølgingssamtaler og motiverende diskusjoner har gjort prosjektet levende for oss. Takk for at du tar deg tid.

Ved NTNU vil vi takke Hans Kristian Høidalen, Kaveh Niayesh, Trond Toftevaag, Hossein Farahmand og Dimosthenis Pefitsis for deres veiledning og innfallsvinkler fra hvert deres fagfelt.

Vi vil også gi en ekstra takk til alle fra kraftverksbransjen som har hjulpet til. Fra Statkraft vil vi takke Erik Albjerk Kaggstad, Rodrigo José Muñiz, Kai Ove Birkeland og andre som har vært behjelpelig over epost. Andre bedrifter som har kommet med innspill er Statkraft i Wales, Trønder Energi, Hafslund Eco, Helgeland Kraft, Østfold Energi, Eviny og Statnett. Vi setter stor pris på all hjelp.

Det har vært en givende prosess å utarbeide rapporten. Vi håper at den er til nytte for deg som leser.


Mathilde Jensen Borgersen


Jørgen Sæxebøl Fossum


Ragnhild E. M. Mortensen


Simeon Elliott


Tobias Kristensen

Trondheim 22.05.2023

Sammendrag

Elektrifisering og økt andel uregulerbar kraft har ført til større svingninger i strømprisen. Vannkraftverk som tidligere holdt en stabil last, kobler nå inn og ut generatorene sine i takt med prissvingningene. Konsekvensene av denne driftsmodusen for komponentene i kraftverk er foreløpig ukjente. Derfor ønsker Statkraft å utforske hvilken betydning hyppige inn- og utkoblinger har for aldring, risiko, og pålitelighet i vannkraftverk.

Målet med oppgaven er å finne den beste koblingssekvensen for ulike typer vannkraftverk. For å nå dette, må det først etableres hvordan ulike vannkraftverk er satt sammen. Disse strukturene betegnes som topologier. For hver topologi er alle mulige koblingssekvenser identifisert. Til slutt er koblingssekvensene analysert for å finne den beste sekvensen for hver topologi.

Metoden inkluderer en litteraturstudie, intervjuer med fagfolk, og supplerende simuleringer. Litteraturstudiet forsøker å samle relevant forskning på problemstillingen. Det finnes mye teknisk detaljert forskning, men lite som omhandler drift av kraftverk. Gjennom intervjuer med kraftprodusenter samles det inn mye relevant dokumentasjon, samt nyttige synspunkter og driftserfaringer. Denne tekniske vinklingen blir komplementert med teoretiske vinklinger fra professorer ved NTNU. Simuleringer er brukt for å supplere teorien og tydelig vise hvilke transienter som kan oppstå ved hver koblingssekvens.

Resultatene viser åtte distinkte topologier blant de 24 analyserte kraftverkene. To av disse topologiene har trivielle koblingssekvenser. Tre av topologiene har flere koblingssekvenser og blir analysert videre. De siste tre topologiene har koblingssekvenser som bygger videre på de andre koblingssekvensene, og er dermed trivielle.

Konklusjonen er at generatortransformatorer bør kobles ut sammen med generatoren for å redusere tomgangstap. Ved innkobling bør generatorbryteren legges inn før høyspentbryteren slik at transformatorspenningen økes sammen med generatorspenningen. Dette forhindrer høye innkoblingsstrømmer i generatortransformatoren. Kraftverk med mulighet for lokal stasjonsforsyning bør benytte seg av denne forsyningen når generatoren er i drift.

Resultatenes pålitelighet er preget av manglende eksisterende forskning og subjektive meninger som danner beslutningsgrunnlaget. Dette gjør også resultatene lite reproducerbare. Likevel kan resultatene regnes som troverdige, siden det er stor enighet om konklusjonene og resonnementet blant fagpersoner fra mange ulike bakgrunner.

Abstract

Electrification and an increased share of non-regulatable power have led to greater fluctuations in electricity prices. Hydroelectric power plants, which previously maintained a stable load, are now switching their generators on and off in line with price fluctuations. The consequences of this operating mode for the components of the power stations are currently unknown. Therefore, Statkraft wishes to explore the significance of frequent connections and disconnections for aging, risk, and reliability in hydroelectric power plants.

The aim of this report is to find the best switching sequence for different types of hydroelectric power plants. To achieve this, it must first be established how different hydroelectric power plants are put together. These structures are referred to as topologies. For each topology, all possible switching sequences have been identified. Finally, the switching sequences are analysed to find the best switching sequence for each topology.

The method includes a literature study, interviews with professionals, and supplementary simulations. The literature study attempts to gather relevant research on the issue. A lot of technical research exists, but little that deals with power plant operation. Through interviews with power producers, a lot of relevant documentation is collected, along with useful insight into operational experiences. This technical approach is complemented by theoretical perspectives from professors at NTNU. Simulations are used to supplement the theory and clearly show which transients can occur in each switching sequence.

The results show eight distinct topologies among the 24 analysed power plants. Two of these topologies have trivial switching sequences. Three of the topologies have several switching alternatives and are further analysed. The three remaining topologies have switching sequences that build upon the solutions of the previous topologies.

The conclusion is that generator transformers should be disconnected along with the generator to reduce idle losses. When connecting, the generator circuit breaker should be operated first so that the transformer voltage is increased along with the generator voltage. This prevents high inrush currents in the generator transformer. Power plants with the ability to supply their own electricity locally should take advantage of this when the generator is in operation.

The reliability of the results is impaired by the lack of existing research as well as subjective opinions that form the basis for the conclusions. This also makes the results less reproducible. However, the results can be considered credible, as there is broad agreement on the conclusions and reasoning among professionals from many different backgrounds.

Innholdsfortegnelse

Forord	ii
Sammendrag	iii
Abstract	iv
Figurliste	ix
Tabelliste	x
Begrepsavklaring	xi
Symbolliste	xii
Figuravklaring	xiii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn og motivasjon	1
1.2 Formål og målsettinger	1
1.3 Omfang og avgrensninger	2
1.4 Rapportens oppbygging	2
2 Teori	3
2.1 Vannkraftverkets oppbygning	3
2.1.1 Hovedkomponentene	3
2.1.2 Blokkobling	3
2.1.3 Enlinjeskjemaer	4
2.1.4 Koblingsanlegget	5
2.2 Koblingssekvenser og funksjonsplaner	7
2.2.1 Koblingssekvenser	7
2.2.2 Funksjonsplaner	8
2.2.3 Kapasitetsfaktor	8
2.3 Synkrongeneratorer	9
2.3.1 Oppbygging til en synkrongenerator	9
2.3.2 Magnetisering av synkrongeneratorer	10
2.3.3 Oppstart av synkrongenerator	13
2.3.4 Drift av synkrongenerator	13
2.3.5 Feil i synkrongeneratorer	13
2.4 Brytere	14
2.4.1 Bryterteknologier	14
2.4.2 Brytermedier	15
2.4.3 Innfasingsmetoder	16
2.5 Transformatorer	17

2.5.1	Isolasjon og fuktighet	17
2.5.2	Oljesirkulasjon	18
2.5.3	Magnetisk feltstyrke i transformatoren	18
2.5.4	Innkoblingsstrømmer	20
2.5.5	Konsekvenser av innkoblingsstrømmer	22
2.5.6	Overspenninger	23
2.5.7	Transformatortap	24
2.5.8	Funksjonskrav til transformatorer	24
2.6	Kabler	24
2.7	Feilsituasjoner	25
2.8	Vern og kontrollanlegg	26
2.8.1	Kontrollanlegg	26
2.8.2	Vern og reléplaner	26
2.9	Reservekraftmarkeder	31
2.9.1	mFRR	31
2.9.2	Innkoblingsautomatikk	32
2.10	Simulering med ATPDraw	32
2.10.1	Modellering av transformatorer	33
2.10.2	Modellering av generatorer	33
2.10.3	Modellering av kabler	34
2.10.4	Modellering av det ytre nettet	34
2.10.5	Modellering av brytere	34
3	Metode	35
3.1	Litteraturstudie	35
3.2	Intervjuer med fagpersoner	35
3.3	Simulering	36
3.4	Utarbeiding av resultater	36
4	Resultat	39
4.1	Topologi inndeling	39
4.2	Topologi A - Blokkoblet, ekstern stasjonsforsyning (triviell)	41
4.3	Topologi B - Generator avgrensning fra treviklingstransformator (triviell)	41
4.4	Topologi C – Kraftverk med lokal stasjonsforsyning	42
4.4.1	Topologi C - Bryterevne	44
4.4.2	Topologi C - Transformator innkoblingsstrømmer	45
4.4.3	Topologi C - Transformator temperatur	46
4.4.4	Topologi C - Transformatortap	47
4.4.5	Topologi C - Transformator teknisk risiko	47
4.4.6	Topologi C - Kabler innkoblingsstrømmer og resonans	48
4.4.7	Topologi C - mFRR	48
4.4.8	Topologi C - Risiko ved koblingssekvensen	49
4.4.9	Topologi C - Simulering av koblingssekvensene	49

4.4.10 Topologi C - Oppsummering av resultater	53
4.5 Topologi D - Kraftverk med ekstern stasjonsforsyning	54
4.5.1 Topologi D - Oppklaring og antagelser	54
4.5.2 Topologi D - Inn- og utkobling av stasjonsgrenen	55
4.5.3 Topologi D - Mulige koblingssekvenser	55
4.5.4 Topologi D - Tekniske argumenter for bruk av stasjonsforsyningen	57
4.5.5 Topologi D - Teknisk risiko	57
4.5.6 Topologi D - Transformertortap	57
4.5.7 Topologi D - Ulempen ved omkobling til lokalforsyning	58
4.5.8 Topologi D - Utkobling av stasjonen ved feil	58
4.5.9 Topologi D - Oppsummering av resultater	58
4.6 Topologi E - Magnetiseringsgrenen tilkoblet stasjonsgrenen	59
4.6.1 Topologi E - Bryter på magnetiseringstransformator	59
4.6.2 Topologi E - Magnetisering	59
4.6.3 Topologi E - Mulige koblingssekvenser	60
4.6.4 Topologi E - Transformertortap	60
4.6.5 Topologi E - Spenning på likeretteren	61
4.6.6 Topologi E - Oppsummering av resultater	61
4.7 Topologi F - Blokkoblet med ekstern stasjonsforsyning (triviell variant)	62
4.8 Topologi G - Flere generatorer tilkoblet samme samleskinne (triviell variant)	62
4.9 Topologi H - Flere generatorer tilkoblet via en treviklingstransformator (triviell variant)	63
4.10 Oppsummering av resultater	63
5 Diskusjon	65
5.1 Diskusjon av fremgangsmåte	65
5.1.1 Endringer underveis i prosjektet	65
5.1.2 Avgrensninger som ble gjort	65
5.1.3 Måloppnåelse	66
5.1.4 Alternative fremgangsmåter	66
5.2 Diskusjon av kilder	67
5.2.1 Begrenset kildegrunnlag	67
5.2.2 Objektivitet og innflytelse fra fagpersoner	67
5.2.3 Tiltak for å kvalitetssikre kildene	68
5.3 Diskusjon av simulering	68
5.3.1 Valg av simuleringsverktøy	68
5.3.2 Avgrensninger og utfordringer	68
5.3.3 Resultater fra simulering	69
5.4 Diskusjon av resultat	69
5.4.1 Resultatene sin troverdighet	69
5.4.2 Resultatene sin relevans for fagfeltet	69
6 Konklusjon	71

6.1 Oppsummering av arbeidet	71
6.2 Videre arbeid	73
A Vedlegg 1 - Simulering	i
B Vedlegg 2 - Funksjonsplaner	ii

Figurliste

1	Eksempel på et enlinjeskjema for et vannkraftverk	4
2	Eksempler på utføring av ulik fleksibilitet i koblingsanlegget	6
3	Fire alternative koblingssekvenser for et simplifisert kraftverk	7
4	Eksempel på en forenklet funksjonsplan	8
5	Diagram av turbinen og generatoren [9]	9
6	Indusert AC-spenning over statorviklingen [10]	10
7	Børster brukt til overføring av DC-strøm til rotorviklingen [13]	11
8	Selvmagnetiseringsgrenen for en synkrongenerator [14]	11
9	Magnetiseringsforløpet ved oppstart av en synkrongenerator [14]	12
10	Enlinjeskjema som viser sammenheng mellom de elektriske og mekaniske komponentene [11]	12
11	Plassering av GCB og HV-CB i et enlinjeskjema	14
12	Strømmen gjennom en bryter som åpnes og lukkes [21]	15
13	Tilbakevendende spenning over en bryter som åpnes	16
14	Innvirkning av fuktighet på transformatorlevetid [26]	18
15	Domener og remanens i et ferromagnetisk materiale [28]	19
16	Magnetisk metning i et ferromagnetisk materiale	19
17	Magnetfeltet i en transformator i tomgang	20
18	Strømforvrengning på grunn av metning i transformatorkjernen	20
19	Magnetfelt ved innkobling av transformatoren i spenningens nullgjennomgang	21
20	Strømforvrengning forårsaket av remanens i transformatorkjernen [29]	21
21	Verste tilfelle for innkobling av transformator [30]	22
22	Ekvivalentskjema for en transformatorvikling [33]	23
23	Spenningsfordelingen over en jordet transformatorvikling ved en impulsoverspenning [33]	23
24	Skjematisk representasjon av et forenklet kraftverk med innmatingskabel [21]	24
25	Jordfeil på statorvikling i generator [38]	25
26	Feilrettingssystem og vernsystem [16]	27
27	Forenklet releplan med noen ulike vernfunksjoner [47]	28
28	Gnistgap [48] og metalloksidavleder [50]	29
29	Prinsipp for differensialvern [54]	30
30	Graf som viser responstiden til de fire kraftreservene [58]	31
31	Graf som viser mFRR-tidskravet til opp- og nedkjøring [58]	32
32	Skjerm bilde som viser ATPDraw sitt grensesnitt	33
33	Ekvivalent av kabel Pi-modell	34
34	Illustrativ oppsummering av metoden	37
35	Oversikt over alle topologiene	40
36	Enlinjeskjema for topologi A	41
37	Enlinjeskjema for topologi B	42
38	Enlinjeskjema for topologi C	42

39	Mulige koblingssekvenser for topologi C	43
40	Bryting synkront ved alle tre faser	44
41	Grafisk fremstilling av temperatursvingninger ved tomgang og ved utkobling	46
42	Graf som viser innkoblingstransienter ved ulike kabellengder	48
43	Transient spenning på HV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 1	50
44	Transient strøm på HV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 1	50
45	Transient spenning på LV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 2	51
46	Transient strøm på LV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 2	51
47	Transient spenning ved spenningssetting av transformator fra spenningsatt generator	52
48	Transient strøm ved spenningssetting av transformator fra spenningsatt generator	52
49	Enlinjeskjema for topologi D	54
50	Flytdiagram som viser omkoblingen av stasjonsforsyningen	55
51	Mulige koblingssekvenser for topologi D	56
52	Enlinjeskjema for topologi E	59
53	Mulige koblingssekvenser for topologi E	60
54	Enlinjeskjema for topologi F	62
55	Enlinjeskjema for topologi G	62
56	Enlinjeskjema for topologi H	63
57	Den beste koblingssekvensen for alle topologiene	64

Tabelliste

1	Oppsummering av krav til fleksibilitet i koblingsanlegg	5
2	Oppsummering av resultatene for topologi C	53
3	Oppsummering av resultatene for topologi D	58
4	Oppsummering av resultatene for topologi E	61












Begrepsavklaring

Forkortelse	Beskrivelse
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
FB	Feltbryter
GCB	<i>Generator Circuit Breaker</i> - Generator effektbryter
HV-CB	<i>High Voltage Circuit Breaker</i> - Høyspent effektbryter
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPO	<i>Independent Pole Operation</i> - Asynkron bryting mellom fasene
NVF	Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet
ME	Bryteren til magnetiseringsgren
SF ₆	Svovelheksafluorid
STE	Bryter til stasjonsforsyningen
TRV	<i>Transient Recovery voltage</i> - Tilbakevevnnende spenning
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

Symbolliste

Symbol	Enhet	Beskrivelse
\vec{B}	[H]	Magnetfelt
C	[F]	Kapasitans
\vec{E}	[N/C]	Elektrisk feltstyrke
e_k	[%]	Kortslutningsimpedans
e_r	[%]	Kortslutningsresistans
f_r	[Hz]	Frekvens
I_k	[A]	Kortslutningsstrøm
I_n	[A]	Nominell strøm
I_p	[A]	Strøm i primærside
I_s	[A]	Strøm i sekundærside
i_{arc}	[A]	Lysbue strøm
i_{sc}	[A]	Kortslutningsstrøm
L	[H]	Induktans
\vec{l}	[m]	Lengde
N	[omdreininger per minutt]	Synkron turtall
P_0	[W]	Tomgangstap
P_{cu}	[W]	Belastningstap
P_{pol}		Antall poler i generator
P_{tap}	[W]	Tap effekt
R_p	[Ω]	Resistans på primærside
R_s	[Ω]	Resistans på sekundærside
U_n	[V]	Nominell spenning
μ_0	[NA ⁻²]	Permeabilitet i vakuum ($4\pi \cdot 10^{-7}$)

Figuravklaring

Symbol	Beskrivelse
	Generator
	Transformator
	Treviklingstransformator
	Bryter
	Effektbryter
	Skillebryter
	Strømbegrensende lastskillebryter
	Strømbegrensende reaktor
	Tyristorlikeretter
	Måletransformator-Strømtransformator
	Måletransformator-Spenningstransformator
&	Logisk symbol for «og»
≥1	Logisk symbol for «minst 1»

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og motivasjon

Denne rapporten har som formål å finne den beste koblingssekvensen for norske vannkraftverk ut fra dagens produksjonsmønstre, med fokus på å redusere vedlikeholdskostnader for kraftprodusentene.

Vannkraftverk utgjør en unik utfordring da hvert enkelt kraftverk er skreddersydd til naturen rundt seg. I tillegg har utbyggingen av vannkraftverk foregått over flere tiår, og kraftverkene er dermed designet ut fra datidens teknologi, kunnskap og ressurser. Dette skaper betydelige variasjoner i måten det elektriske anlegget på vannkraftverk er koblet opp. Derfor er det ikke mulig å finne én løsning som passer for alle vannkraftverk. Før man kan finne den beste løsningen, må man kategorisere alle kraftverkene inn i distinkte grupper, heretter kalt kraftverkstopologier.

Oppdragsgiverens nåværende løsning for valg av koblingssekvens er å bruke en standard mal som ble utviklet på 80-tallet. Imidlertid kan denne standarden være utdatert på grunn av betydelige endringer i produksjonsmønstrene. Det er derfor relevant å revidere denne standarden for å sikre at den er optimalisert for dagens drift.

1.2 Formål og målsettinger

Resultatmålet med dette prosjektet er å utvikle de beste koblingssekvensene for ulike kraftverkstopologier, som deretter kan bli implementert i funksjonsplanene. Dette resulterer i forenklede funksjonsplaner som kan brukes både i eksisterende og nye anlegg.

For å nå dette resultatmålet er det definert flere delmål:

- Samle informasjon om hvordan ulike kraftprodusenter håndterer problemstillingen med valg av koblingssekvenser.
- Kategorisere eksisterende kraftverk etter topologi.
- Identifisere alle mulige koblingssekvenser for hver kraftverkstopologi.
- Finne den beste koblingssekvensen for hver kraftverkstopologi.
- Utarbeide et sett med funksjonsplaner som samsvarer med de beste koblingssekvensene.

Effekt målet er å forbedre dagens praksis for utarbeidelse av funksjonsplaner ved å tilby den beste koblingssekvensen for hver kraftverkstopologi. Dette fører til økt pålitelighet og reduserte vedlikeholdskostnader for kraftprodusenter, samtidig som gjeldende lover og standarder overholdes.

Prosessmålet er å utarbeide en forståelse i hvordan vannkraftverk driftes, samt utfordringer som kan oppstå ved dimensjonering av det elektriske anlegget. I tillegg ønsker gruppen å tilegne seg kunnskap i prosjektplanlegging.

1.3 Omfang og avgrensninger

For å sikre at resultatene er relevante og nyttige, er omfanget og avgrensningene for prosjektet definert på følgende måte:

Omfang:

- Gjeldende lovverk og standarder er hensyntatt under utredning av koblingssekvensene.
- Resultatene gjelder for vannkraftverk av alle størrelser.
- Langvarige og transiente påkjenninger på komponentene er hensyntatt.
- Menneskelige preferanser og HMS er inkludert i vurderingen.

Avgrensninger:

- Kun vannkraftverk er undersøkt.
- Kun generelle kraftverk er analysert. Spesifikke anlegg er ikke undersøkt.
- Det er ikke gitt anbefalinger for ombygging av kraftverk.
- Koblingssekvenser er analysert ved normal drift. Innkobling ved svart-start og utkobling ved feil er derfor ikke vektlagt.
- Vern er kun analysert der det er relevant for valg av koblingssekvens.
- Det er ikke gitt forslag til valg av komponentspesifikasjoner eller leverandør.
- Kun norske lovverk og standarder er tatt i betraktning.

1.4 Rapportens oppbygging

Rapporten er delt opp i seks kapitler:

Innledningen presenterer problemstillingen, bakgrunnen, målene og avgrensningene for rapporten.

Teorien gir en gjennomgang av all relevant teori som er viktig for å forstå arbeidet i rapporten. Dette omfatter oppbygging, drift, komponenter og simuleringsverktøy for vannkraftverk.

Metoden beskriver ressursene som er benyttet for å utarbeide resultatene.

Resultater er delt inn i underkapitler i henhold til de ulike kraftverkstopologiene. For hver topologi analyseres deres unike forhold, og den beste koblingssekvensen fastslås.

Diskusjonen drøfter påliteligheten til prosjektet. Her vurderes kildene, fremgangsmåten og resultatene med et kritisk blikk.

Konklusjonen avrunder rapporten ved å oppsummere innholdet og foreslå videre arbeid.

Alle figurer og grafer er egenprodusert, utenom skjermbilder av simuleringer. Figurene som er inspirert av eksisterende illustrasjoner er kildehenvisning.

2 Teori

2.1 Vannkraftverkets oppbygning

Dette delkapittelet forklarer hvordan det elektriske anlegget på et vannkraftverk er utformet. Mekaniske og bygningsmessige forhold på et vannkraftverk er ikke beskrevet siden dette ikke er relevant for å forstå arbeidet videre.

Oppbygningen av et vannkraftverks elektriske anlegg varierer avhengig av størrelse, geografiske forhold, byggeår og kraftprodusentens preferanser. Denne rapporten vil utforske hvilke varianter som finnes, hvorfor, og hvordan det påvirker valg av koblingssekvens. Dette delkapitlet gir en oversikt over de vanligste oppbygningene i norske vannkraftverk.

2.1.1 Hovedkomponentene

Alle vannkraftverk har en generator og en nettilkobling. Vanligvis finnes det en generatortransformator mellom generatoren og nettilkoblingen, som omformer generatorspenningen til nettspenningen. De fleste norske vannkraftverk benytter synkrongeneratorer. Disse krever en magnetiseringsstrøm for å opprettholde magnetfeltet i rotoren. Derfor er det ofte en avgang ved generatorklemmene som forsyner rotoren med en DC-magnetiseringsstrøm ved hjelp av en magnetiseringstransformator og likeretter.

Selve kraftstasjonen og eventuelle tilknyttede driftsbygninger må også forsynes med strøm. Normalt kan disse bygningene forsynes direkte fra nettet, via et nødaggregat eller batterier. Større kraftverk har ofte en egen avgang fra generatoren, slik at stasjonsforsyningen kan hentes direkte fra generatoren.

Brytere er installert i kraftverket for å kunne koble inn og ut komponenter. Disse brukes for å endre driftsmodus eller koble ut og beskytte komponenter ved feil. Det er alltid minst én bryter i tilkoblingspunktet til det ytre nettet, og det er vanlig å installere en bryter mellom generatoren og generatortransformator.

Vern- og kontrollanlegg er installert for å styre kraftverket, samt sikre komponentene og menneskers sikkerhet under feilsituasjoner. [1]

2.1.2 Blokkobling

I blokkoblede kraftverk er generatoren direkte koblet til transformatoren uten bruk av generatorbryter. De første vannkraftverkene i Norge hadde generatorbrytere, men utviklingen innen generatorteknologi gikk raskere enn for generatorbrytere, noe som førte til at flere kraftverk ble bygget uten generatorbryter, altså blokkoblet.

I 1973 skjedde en ulykke på det blokkoblede Tonstad kraftverk, hvor tre personer mistet livet. En kortslutning med lysbue oppstod i en oljefyllt kabelboks i overgangen mellom transformatoren og en 300 kV-kabel. Høyspentbryteren (HV-CB) koblet generatoren fra nettet innen 60 millisekunder. Siden generatoren var direkte koblet til transformatoren, ble

magnetfeltet fra rotoren matet inn i feilstedet. Energien fra magnetfeltet holdt lysbuen oppe og skapte et overtrykk som sprengete kabelboksen. Forstøvet olje ble slynget ut og resulterte i en eksplosjon, som førte til tap av liv og omfattende materielle skader.

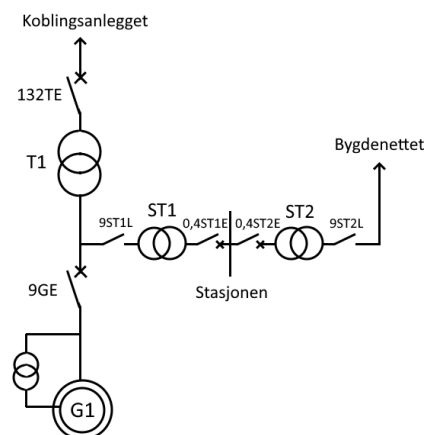
Etter denne ulykken ble det standard praksis å installere generatorbrytere for å koble generatoren helt ut ved feil. Statkraft bygger nå alle nye kraftverk med generatorbryter og jobber med å installere generatorbryter på alle sine blokkoblede anlegg som har transformator i fjell. Dette arbeidet utføres vanligvis samtidig som andre revisjoner i kraftverket. [2]

2.1.3 Enlinjeskjemaer

Enlinjeskjemaer er skjematiske representasjoner av elektriske anlegg som gir en forenklet og oversiktlig visning av effektflyten mellom komponentene, uten å fokusere på den fysiske koblingen. Symbolbruken i enlinjeskjemaer kan variere betydelig mellom kraftprodusenter og tidspunktet de ble utarbeidet. I denne rapporten benyttes symboler spesifisert av oppdragsgiveren og brukes konsekvent gjennom hele teksten. Disse symbolene forklares i figuravklaringen. Figur 1 viser et eksempel på et forenklet enlinjeskjema.

De fleste kraftprodusenter benytter følgende forkortelser i enlinjeskjemaet. Disse er vist skjematiske på et enlinjeskjema i Figur 1.

- G1 – Generator 1
- T1 – Generatortransformator 1
- ST1 – Stasjonstransformator 1
- 9GE - 9 kV generatorbryter
- 132TE - 132 kV høyspentbryter ved generatortransformatoren
- 9ST1L - 9 kV lastbryter til stasjonsforsyningen
- 0,4ST1E - 400 V effektbryter til stasjonsforsyningen



Figur 1: Eksempel på et enlinjeskjema for et vannkraftverk

2.1.4 Koblingsanlegget

Koblingsanlegget i et vannkraftverk er bindeleddet mellom generatoren og det ytre nettet. Høyspentskinnen i koblingsanlegget omtales som en «samleskinne», og det kan finnes én eller flere parallelle samleskinner. Disse kan driftes separat eller i parallell drift, noe som øker driftspåliteligheten og sikrer kontinuerlig kraftforsyning selv ved feil eller vedlikehold på én av samleskinnene. Flere samleskinner gir også økt fleksibilitet i kraftverkets drift, ettersom det blir mulig å allokere ulike generatorene til bestemte laster.

Ulempene med flere samleskinner inkluderer økte kostnader og kompleksitet. Hver ekstra samleskinne krever egne brytere, måleinstrumenter og vern, noe som øker plassbehovet og medfører høyere innkjøps-, installasjons- og vedlikeholdskostnader. Økt kompleksitet kan også føre til større risiko for menneskelige feil under drift og vedlikehold av anlegget. Derfor vil valget av antall samleskinner i et koblingsanlegg ofte være en avveining mellom driftssikkerhet og kostnader. [3]

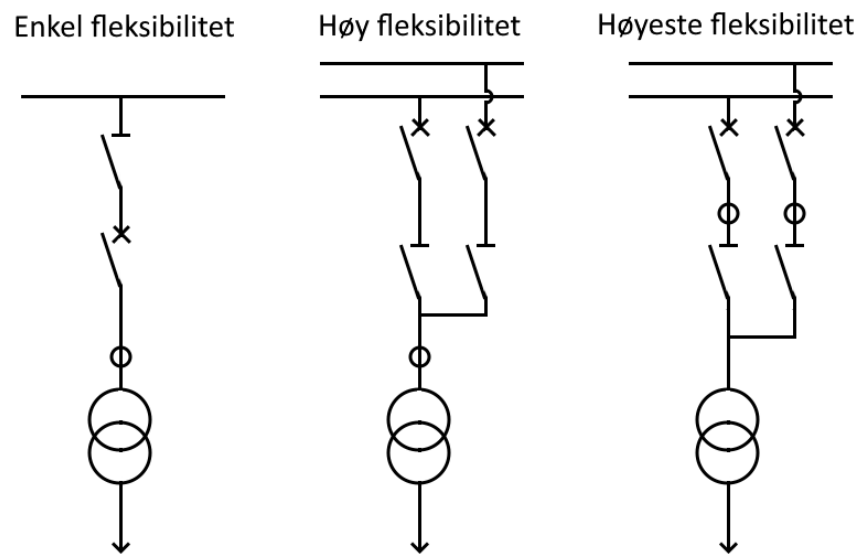
Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i Kraftsystemet (NVF) er «et vedlegg til retningslinjene for utøvelse av systemansvaret for fos §14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet» [4]. Kraftprodusenter må forholde seg til NVF for å følge gjeldende krav og lovverk. NVF skiller mellom tre typer fleksibilitet i koblingsanlegget: enkel, høy, og høyeste fleksibilitet. Tilhørende krav er oppsummert i Tabell 1.

Tabell 1: Oppsummering av krav til fleksibilitet i koblingsanlegg

	Nominell spenning	Krav
Enkel	$33 \leq U_n < 110 \text{ kV}^*$	Behøver ikke dublering av de viktigste komponenter (samleskinner og brytere) for anleggets primære funksjoner.
Høy	$110 \leq U_n < 220 \text{ kV}^*$	Dublering av de viktigste komponenter (samleskinner og brytere) for anleggets primære funksjoner. I tilfelle feil på samleskinne skal koblingsanlegget ha utstyr som gjør det mulig å koble om til den andre samleskinnen, for å gjenopprette driften.
Høyeste	$220 \text{ kV} \leq U_n$	Anlegget skal ha dublering av de viktigste komponenter (samleskinner, strømtransformatorer og effekt- og skillebrytere) for anleggets primære funksjoner. Det skal være mulig å drifte alle avganger på både A- eller B-samleskinne og legge den andre samleskinnen spenningsløs.

*Produksjonseenheter som ligger etter en produksjonsradial er tillatt enkel fleksibilitet for $U_n < 220 \text{ kV}$

Eksempler på utføring av disse koblingsanleggene er vist i Figur 2.

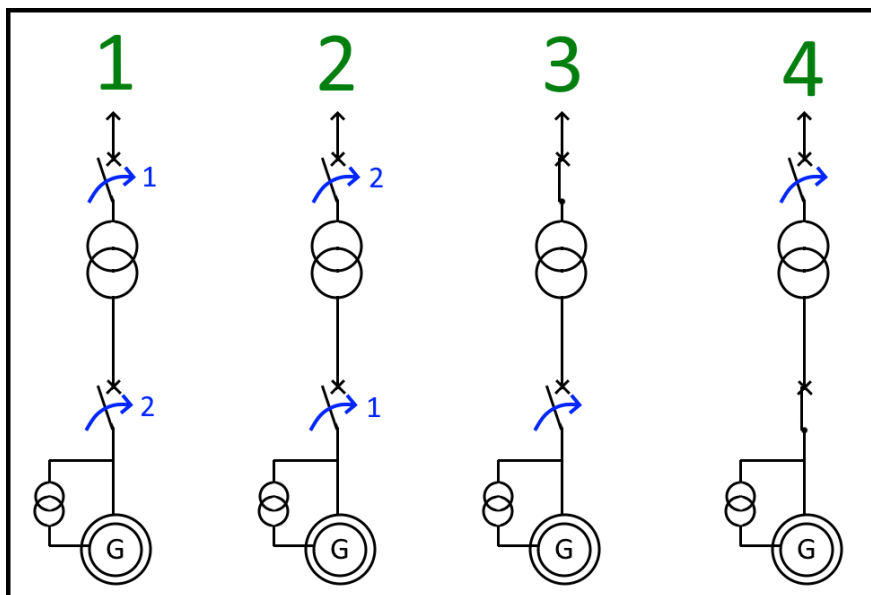


Figur 2: Eksempler på utføring av ulike fleksibilitet i koblingsanlegget

2.2 Koblingssekvenser og funksjonsplaner

2.2.1 Koblingssekvenser

Vanligvis finnes det flere brytere i et vannkraftverk som kan brukes til å koble inn og ut komponenter, som vist prinsipielt i Figur 3. I dette eksempelet vises tre alternative koblingssekvenser for tilkobling av generatoren til nettet. Rekkefølgen som disse bryterne kobles inn og ut på er betegnet som «koblingssekvenser» i denne rapporten.



Figur 3: Fire alternative koblingssekvenser for et simplifisert kraftverk

I dette eksempelet vises fire alternative koblingssekvenser for innkobling:

1. Transformatoren kobles først inn med HV-CB, og deretter synkroniseres generatoren med GCB.
2. Generatoren kobles først inn med GCB, og deretter synkroniseres med HV-CB.
3. HV-CB er vanligvis innkoblet, og generatoren synkroniseres med GCB.
4. Transformatoren står innkoblet mot generatoren, og deretter synkroniseres generatoren med HV-CB.

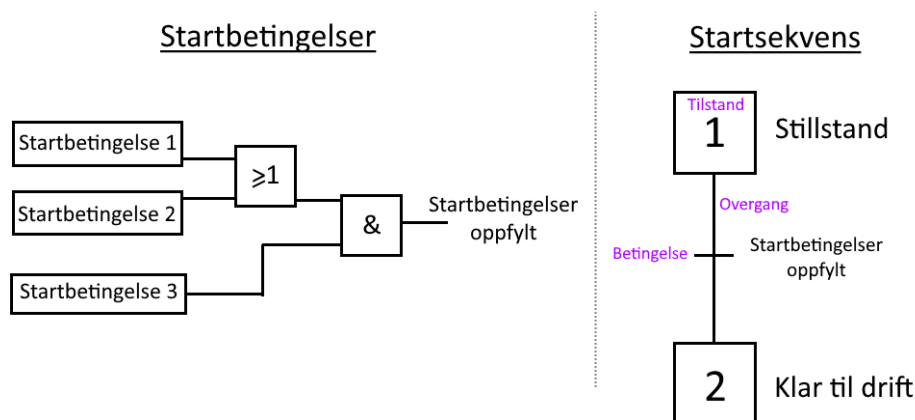
Valg av koblingssekvens vil påvirke transientene som komponentene er utsatt for, hvor ofte transformatorene står i tomgang, og hvilke brytere som må ha installert synkroniseringsutstyr.

Faktiske kraftverk inneholder flere brytere enn de som er gjennomgått i denne rapporten. Reelle koblingssekvenser vil derfor være noe mer omfattende.

2.2.2 Funksjonsplaner

En funksjonsplan er et flytskjema som viser rekkefølgen av hendelser i en sekvens. På vannkraftverk brukes dette som en logisk måte å visualisere alle trinnene som inngår i start og stopp av generatoren [5]. Hvert trinn kan ha betingelser som må oppfylles for å fortsette med start- eller stoppsekvensen. [6]

Det finnes ingen standard for hvordan en funksjonsplan skal utformes, men det er vanlig å bruke logiske symboler. Et eksempel på en forenklet funksjonsplan er vist i Figur 4.



Figur 4: Eksempel på en forenklet funksjonsplan

Dette eksempelet viser hvordan funksjonsplaner inneholder både betingelser og sekvenser. Eksempler på betingelser kan være «skillebryteren er ute», «oljetrykket er normalt» eller «ventilen er åpen». Eksempler på tilstander kan være «stillstand», «tomgang uten spenning» eller «i drift». Funksjonsplaner kan brukes videre som oversikt når reléene i kontrollanlegget skal stilles inn. Disse er beskrevet videre i avsnitt 2.8.2.

Forrigling er en mekanisk eller elektrisk konstruksjon som er designet for å hindre uønskede eller farlige hendelser [7]. Informasjon om slik forrigling kan være inkludert i

funksjonsplaner, ofte presentert med logikk. For eksempel kan forrigling forhindre åpning av en skillebryter dersom effektbryterne er inne.

2.2.3 Kapasitetsfaktor

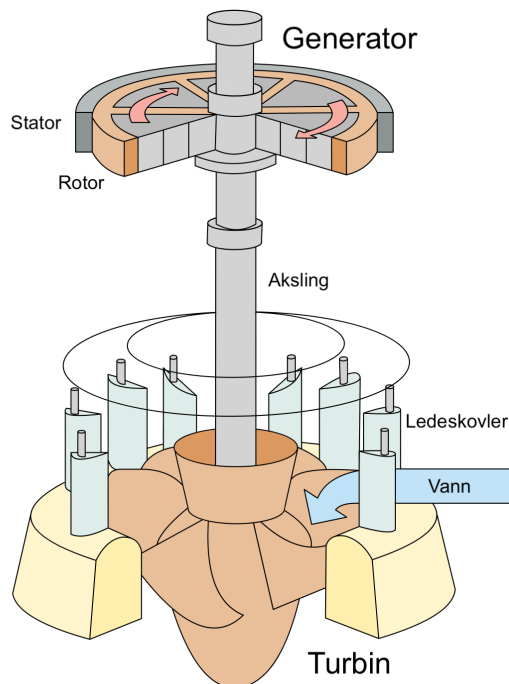
Kapasitetsfaktor er et nøkkeltall som beskriver hvor mye kraft et anlegg produserer i forhold til installert kapasitet. Dette beregnes som forholdet mellom faktisk produksjon over ett år og produksjonen kraftverket ville oppnådd dersom den leverte full ytelse over hele året [8]. Ligningen for kapasitetsfaktor er vist i Formel 1.

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{\text{Faktisk produksjon over ett år}}{\text{Installert kapasitet} \cdot \text{Ett år}} \quad (1)$$

2.3 Synkrongeneratorer

2.3.1 Oppbygging til en synkrongenerator

Denne rapporten omhandler vannkraftverk med synkrongeneratorer, som er den mest brukte generatortypen blant norske vannkraftverk. Synkrongeneratoren består av en stator og en rotor. Rotoren er direkte tilkoblet turbinakslingen og roterer i den stasjonære statoren, som er illustrert i Figur 5.



Figur 5: Diagram av turbinen og generatoren [9]

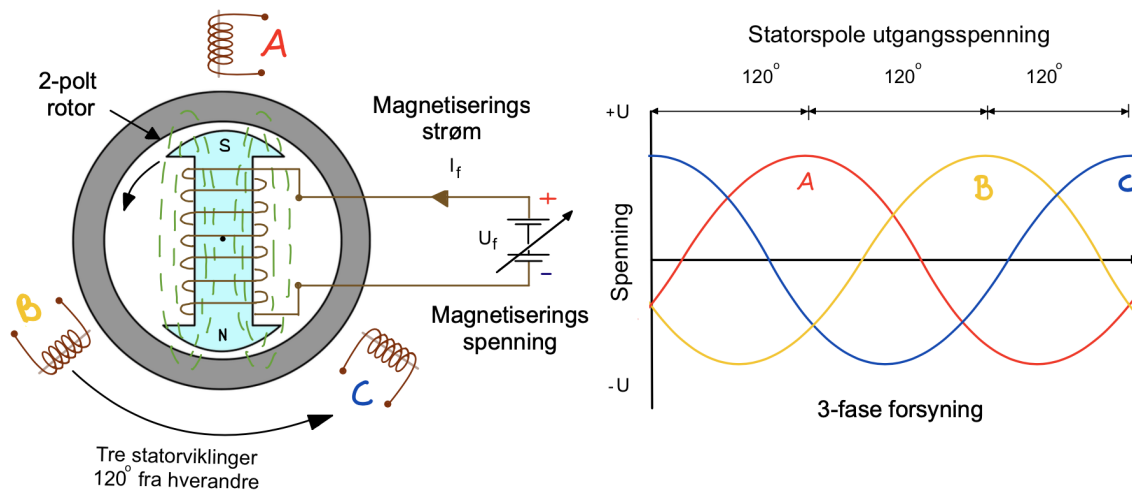
Rotoren er en elektromagnet som består av en ferromagnetisk kjerne omsluttet av en spole, som kalles for rotorviklingen. Spolen er magnetisert av en DC-strøm som setter opp et magnetisk felt i rotoren. Dette er vist i Formel 2. Denne strømmen er kjent som «magnetiseringsstrømmen» eller «feltstrømmen».

$$\oint \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 NI \quad (2)$$

Statoren består også av en ferromagnetisk kjerne med spor der statorviklingen er plassert. Rotoren roterer på innsiden av statoren. Når magnetfeltet fra rotoren treffer statorviklingene, blir en spenning indusert over statorviklingene. Dette er beskrevet av Faradays lov, som er vist i Formel 3.

$$\nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \quad (3)$$

Viklingene for hver fase i statorviklingen er fysisk forskjøvet, slik at den induerte spenningen over hver fase er elektrisk forskjøvet med 120 grader. Dette resulterer i en AC-spenning over statorviklingen, som illustrert i Figur 6.



Figur 6: Indusert AC-spenning over statorviklingen [10]

Statorviklingene er tilkoblet kraftnettet, og den elektriske frekvensen i statorviklingen er dermed låst til 50 Hz. Rotasjonshastigheten til rotoren bestemmes derfor kun av antall poler, som er gitt i Formel 4. Rotasjonshastigheten er ofte dimensjonert etter den optimale rotasjonshastigheten til turbinen. I vannkraftverk er det vanligst med 6 poler eller flere, noe som tilsvarer 1000 omdreininger per minutt eller mindre. [11]

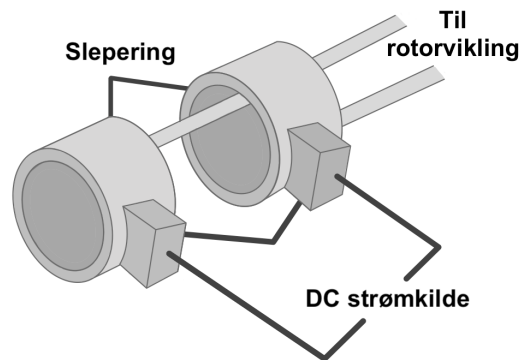
$$N = \frac{120 \cdot f}{P_{pol}} \quad (4)$$

2.3.2 Magnetisering av synkrogeneratorer

Utfordringen med å forsyne rotorviklingen med strøm er at rotoren roterer i forhold til resten av kraftstasjonen. Dersom man prøver å koble rotoren direkte til en strømkilde med vanlige ledere, ville lederne ha blitt viklet sammen og ødelagt når rotoren begynner å rotere. Derfor er det nødvendig med en spesiell ordning for magnetiseringsstrømmen i overgangen mellom den stasjonære og roterende delen. De to vanligste metodene for å overføre magnetiseringsstrømmen til rotoren er:

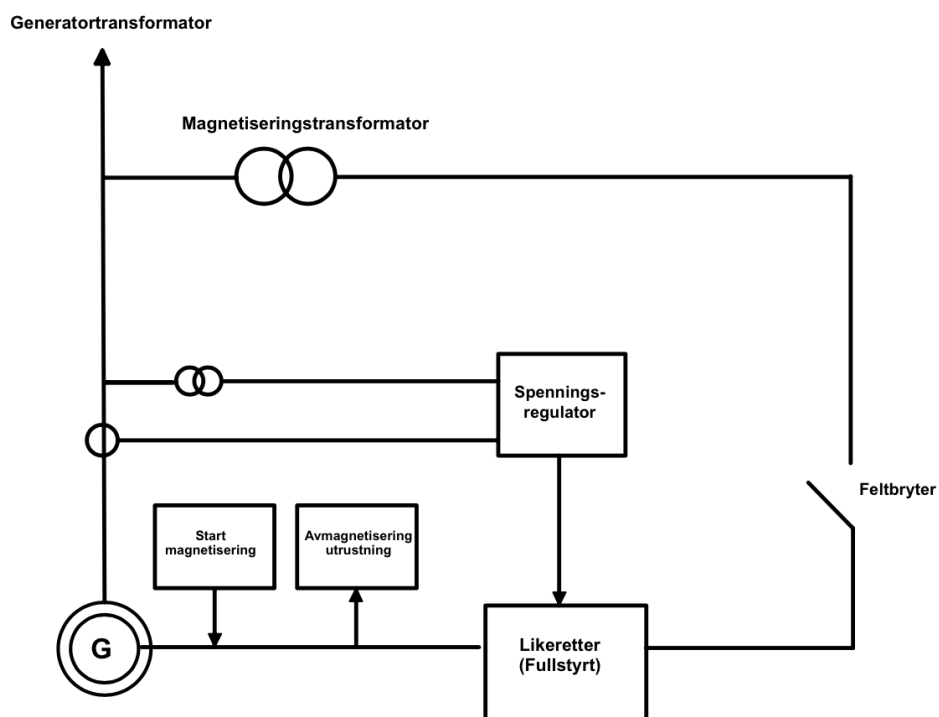
- Å forsyne rotorviklingen med DC-strøm via sleperinger og børster, noe som er vist i Figur 7.
- Å forsyne rotorviklingen med DC-strøm fra en roterende DC-kilde montert på akslingen, noe som kalles «børsteløs magnetisering».

[12]



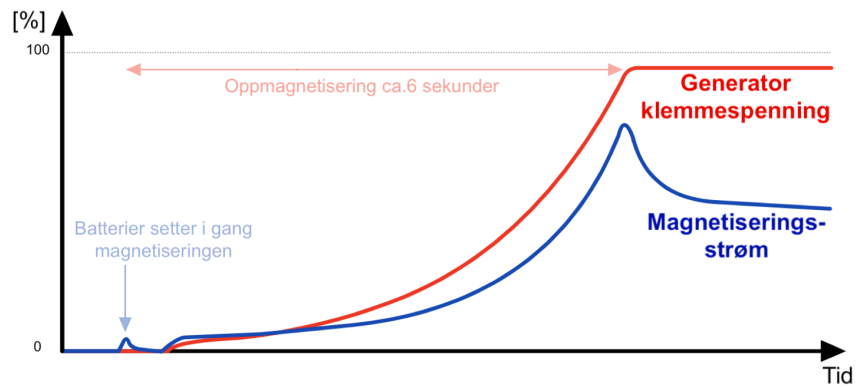
Figur 7: Børster brukt til overføring av DC-strøm til rotorviklingen [13]

Dersom børster er brukt, kan magnetiseringsstrømmen hentes enten fra generatorklemmene, «egen magnetisering», eller fra en ekstern kilde, «fremmed magnetisering». I begge tilfeller blir AC-spenningen ofte trappet ned av en magnetiseringstransformator og deretter likerettet til en DC-strøm via en tyristorlikeretter. Bryteren som kobler feltstrømmen inn og ut er kjent som «feltbryteren». Feltbryteren kan enten være en AC-bryter eller en DC-bryter, avhengig av hvilken side av tyristorlikeretteren den er plassert. En spenningsregulator måler statorspenningen og sender signaler til likeretteren for å justere feltstrømmen for å regulere statorspenningen. Magnetiseringsutstyret er illustrert i Figur 8.



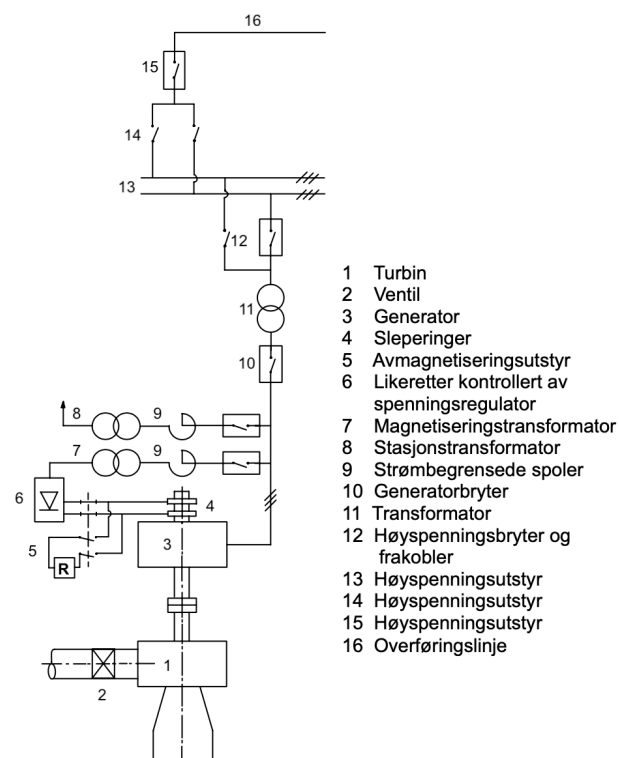
Figur 8: Selvmagnetiseringsgrenen for en synkrongenerator [14]

Når generatoren står stille, er det et remanent magnetfelt i rotoren. Hvis rotoren roterer og feltbryteren er koblet inn, kan restspenningen induisert av det remanente magnetfeltet forsyne feltstrømmen og dermed øke spenningen. Det er også vanlig å bruke batterier til å sette i gang magnetiseringen. Magnetiseringsforløpet er illustrert prinsipielt i Figur 9.



Figur 9: Magnetiseringsforløpet ved oppstart av en synkrongenerator [14]

Figur 10 illustrerer sammenhengen mellom turbinen, generatoren, magnetiseringsutstyret, bryterne, generatortransformatoren, og koblingsanlegget.



Figur 10: Enlinjeskjema som viser sammenheng mellom de elektriske og mekaniske komponentene [11]

2.3.3 Oppstart av synkrongenerator

Oppstart av en synkrongenerator foregår på følgende måte:

- Vann er påtrykt turbinen til den roterer ved nominelt turtall, «tomgang uten spenning».
- Feltbryteren legges inn for å magnetisere opp generatoren, «tomgang med spenning».
- Generatorbryteren eller høyspentbryteren blir koblet inn for å synkronisere generatoren med nettet. For å gjøre dette må de følgende betingelsene være oppfylt:
 1. Generatoren og nettet må ha lav spenningsdifferanse
 2. Generatoren og nettet må ha nesten samme frekvens
 3. Generatoren og nettet må ha samme faserekkefølge
 4. Generatoren og nettet må være i fase
- Hovedventilen åpnes mer for å slippe mer vann på turbinen. Den mekaniske kraften fra turbinen blir omformet til elektrisk kraft i generatoren og sendt ut på nettet.

2.3.4 Drift av synkrongenerator

Økt turbinpådrag vil resultere i en høyere rotasjonshastighet og dermed høyere effekt. Hvis turbinpådraget fjernes, vil rotoren forbruke elektrisk energi fra nettet for å rotere. Dette er motor-modus og er en uønsket situasjon.

Økt magnetiseringsstrøm vil resultere i en høyere spenning over generatorklemmene og mer reaktiv effekt vil bli overført til nettet. Dette kalles «overmagnetisering». Redusert magnetiseringsstrøm vil resultere i en lavere spenning over generatorklemmene og generatoren vil forbruke reaktiv effekt. Dette kalles «undermagnetisering». [15]

2.3.5 Feil i synkrongeneratorer

Synkrongeneratorer kan bli skadet av feil som oppstår både internt og eksternt. Disse feilene kan forårsake problemer, fra tap av magnetisme til strukturelle feil i generatoren.

Tap av magnetisme

En vanlig intern feil i synkrongeneratorer er tap av magnetisme. Tap av magnetisme kan være forårsaket av kortslutning av feltstrøm eller utilsiktet utløsning av feltbryteren. Resultatet av disse feilene er at synkrongeneratoren kjøres asynkront uten magnetisme og forbruker reaktiv effekt. [16]

Feilfasing og eksterne feil

Eksterne feil kan forårsake at generatoren faller «ut av takt» med resten av kraftsystemet. En av de mest belastende situasjonene er feilfasing av generatoren med nettet. Forskjeller

i fasevinkelen mellom generator og nettet på over 10 grader kan føre dreiemomentet til akselen opp til 150% av full belastning, noe som kan skade generatoren [17].

Statorfeil

Feil på statorviklingene eller tilkoblingsisoleringen kan resultere i skade på statorkjernen og viklingene. Den mest vanlige feilen er jordfeil. Fase-fase feil er ikke like vanlig, men kan forekomme på enden av statorspolen eller i sporene til viklingen. Sjeldnere, men potensielt alvorlig, er en kortslutning mellom tårn, hvor en strømsløyfe kan oppstå. Denne type feil er spesielt problematisk siden den kan være vanskelig å detektere, og oppdages ikke alltid før den utvikles til jordfeil. [18]

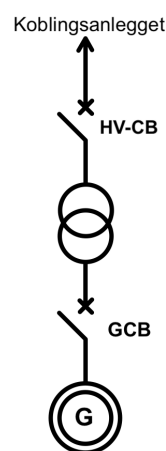
Rotorfeil

I rotoren kan det oppstå jordfeil i rotorens feltvikling. En enkelt jordfeil vil være vanskelig å detektere og har ikke stor påvirkning, da det ikke genererer en stasjonær feilstrøm. Dette skyldes at feltkretsen til generatoren, som omfatter feltviklingen, ankeret til magnetiseringen og feltbryteren, er en isolert DC-krets som normalt ikke er jordet. Imidlertid, hvis en ny jordfeil oppstår som følge av den første, kan dette skade rotoren [18]. Overoppheting av rotoren kan også oppstå på grunn av en ubalansert stator forårsaket av polslipp, feil i statorviklingene, eller negativ fasesekvens. [19]

2.4 Brytere

2.4.1 Bryterteknologier

Vanlige bryterteknologier som finnes på vannkraftverk er blant annet effektbrytere og skillebrytere. Effektbryterteknologiene som er undersøkt i denne rapporten er generatorbrytere (GCB) og høyspentbrytere (HV-CB). Plasseringen av disse effektbryterne i et forenklet vannkraftverk er vist i Figur 11.



Figur 11: Plassering av GCB og HV-CB i et enlinjeskjema

Effektbrytere

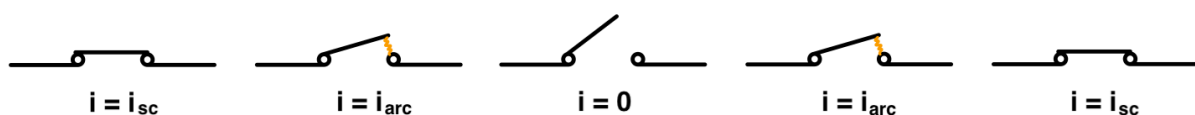
Effektbryterens formål er å bryte og koble inn strømmer av alle størrelser. De brukes til inn- og utkobling av komponenter ved normal last, samt utkobling under feilsituasjoner. Derfor har effektbrytere en viktig funksjon i et kraftverks sikkerhet og pålitelighet. Effektbrytere er ofte brukt der sikringer ikke klarer å bryte feilstrømmer. Det skilles mellom ulike typer effektbrytere basert på brytermediet som benyttes.

Skillebrytere

Skillebryterens formål er å lage et synlig skille i strømkretsen. Dette er en sikkerhetsfunksjon som gir en tydelig indikasjon på at komponenter er lagt ut. Dette gjør det sikrere å utføre vedlikehold på anlegget og gir en ekstra barriere dersom en annen bryter skulle feilbetjenes. Det stilles også krav til at skillebrytere skal sikre god elektrisk ledningsevne som skal tåle de mekaniske styrkene fra alle forventede feilstrømmer.

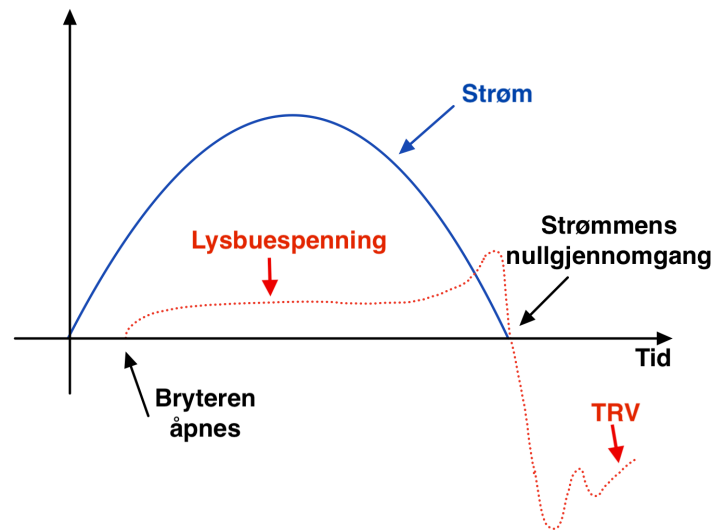
2.4.2 Brytermedier

Når en bryter skal bryte en strøm, oppstår det en lysbue mellom bryterpolene. Fenomenet er illustrert i Figur 12. Denne lysbuen fortsetter å lede strømmen inntil strømmens nullgjennomgang. Uten denne lysbuen ville det oppstått «klipping» der strømmen blir tvunget til null før sin naturlige nullgjennomgang. Denne raske endringen i strømmen kan føre til overspenninger over induktansene i kretsen. Et godt brytermedium vil derfor ikke slukke lysbuen før strømmens naturlige nullgjennomgang. Feilstrømmer nær generatoren kan inneholde DC transienter som forsinker strømmens første naturlige nullgjennomgang. Generatorbrytere må være designet for å tåle effektutviklingen i lysbuen over denne perioden. Noen brytere er designet til å gi høyohmige lysbuer som tvinger strømmen til null enda tidligere. Dersom den tilbakevinnende spenningen (TRV) over bryterpolene overstiger den elektriske holdfastheten til bryteren, vil strømmen kunne gjenntennes. Dette er en uønsket situasjon som kan føre til overspenninger. Brytermediet må derfor inneholde få ladningsbærere ved slukking av lysbuen for å opprettholde en høy elektrisk holdfasthet. [20] Den tilbakevinnende spenningen er illustrert i Figur 13.



Figur 12: Strømmen gjennom en bryter som åpnes og lukkes [21]

1. Strømmen flyter upåvirket gjennom bryteren, $i = i_{sc}$.
2. Lysbuen bryter/fører en strøm mellom bryterpolene, $i = i_{arc}$.
3. Strømmen gjennom bryteren er brutt, $i = 0$.



Figur 13: Tilbakevendende spenning over en bryter som åpnes

Bryterkonstruksjoner brukt i vannkraftverk er eksempelvis oljefattige brytere, ekspansjonsbrytere, trykkluftbrytere, SF₆-brytere og vakuumbrytere. I dag er det mest vanlig å installere SF₆- og vakuumbrytere og begge kan brukes til GCB og HV-CB.

SF₆-gassen har en høy grad av elektronegativitet, noe som gjør at den kan tiltrekke seg frie ladningsbærere. Dette er viktig i en bryter, da det gjør at gassen raskt kan binde frie elektroner når strømmen når sin nullgjennomgang. SF₆ har også en gunstig varmeledningsevne som går fra svært ledende til svært isolerende ved strømmens nullgjennomgang. SF₆-brytere tåler å bryte omtrent fire til fem feilstrømmer før de må revideres. [22]

Vakuumbrytere er også mye brukt til GCB. Disse er litt mindre enn SF₆-brytere og krever mindre vedlikehold. Vakuuet i bryterkammeret er utmerket for å bryte strømmer, men kan i noen tilfeller føre til klipping av strømmen. Vakuumbrytere kan bryte omtrent ti feilstrømmer før vakuuminterrupteren må byttes ut. [23]

2.4.3 Innfasingmetoder

Effektbrytere kan benytte forskjellige metoder for å koble inn og ut strømmer. Disse metodene har som formål å redusere overstrømmer og overspenninger. Eksempler på disse metodene er å bruke en innkoblingsmotstand for å dempe overstrømmer, eller å bruke fasevis innkobling. Ved fasevis innkobling synkroniseres hver fase til sitt mest gunstige tidspunkt. For å implementere et fasestyringsapparat kreves det at bryterpolen på hver fase kan styres separat. Dette kalles «Independent Pole Operation» (IPO).

NVF 5.2.4.5 krever at effektbryteren som spenningssetter transformatoren skal kunne koble «slik at innkoblingsstrøm og -overspenning ikke reduserer koblingsanleggets funksjonalitet eller kraftsystemets leveringskvalitet.» Dette kan ivaretas ved at effektbryteren som

transformatoren normalt spenningssettes fra har anordning for å begrense innkoblingsstrøm og TVR. Transformatoren skal likevel kunne spenningssettes uten at dette er operativt. For transformatorer med ytelser over 150 MVA er det et krav om en slik anordning for å begrense disse strømmene og spenningene. Om transformatoren er mellom $100 \leq S_n < 150$ MVA og planlagt uten slik anordning, må kravet behøvsprøves. [24]

2.5 Transformatorer

Tre typer transformatorer er analysert i denne rapporten:

1. **Generatortransformator / krafttransformator:** Denne transformerer opp generatorspenningen til distribusjonsspenningen. Dette er en stor og dyr komponent som må kunne overføre hele ytelsen til generatoren.
2. **Stasjonstransformator:** Denne transformerer ned spenningen fra generatoren eller distribusjonsnettet for å forsyne kraftstasjonen.
3. **Magnetiseringstransformator:** Vanligvis transformerer denne ned spenningen fra generatorklemmene for å forsyne likeretteren. Likeretteren forsyner rotoren med en DC-magnetiseringsstrøm.

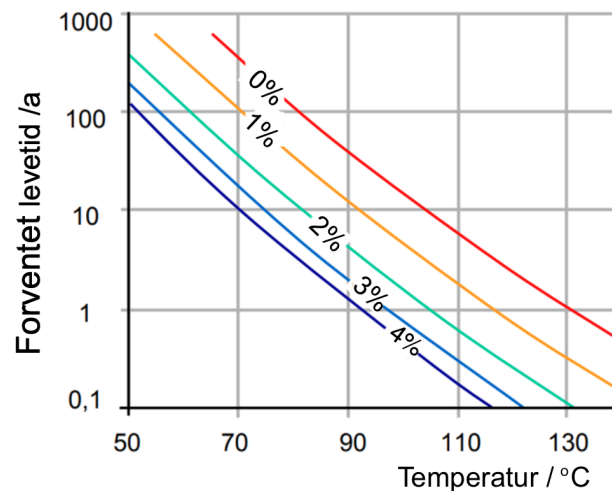
2.5.1 Isolasjon og fuktighet

En transformator inneholder vanligvis fast isolasjon i form av cellulosepapir, samt mineral- eller kunstig olje. Transformatoroljen gir elektrisk isolasjon fra vikling til vikling, og fra vikling til jord. Olje er også brukt til nedkjøling av viklingene, samt å beskytte cellulosen mot oksidasjon.

Papirisolasjonen er impregnert med olje for å gi høy dielektrisk styrke og lavt dielektrisk tap. Papiret gir også økt mekanisk styrke. Papirisolasjon blir snurret rundt lederne for å gi elektrisk isolasjon mellom tårn i viklingen. I tillegg er tynne papirlag brukt til å dele opp transformatoroljen i kanaler, noe som jevner ut det elektriske feltet i oljen og øker holdespenningen. [25]

Papirisolasjon tar raskt opp fuktighet, og tørkes derfor vanligvis til 0,3-1% fukt før den impregneres i olje [26]. Olje-impregnert papir kan fortsatt ta opp fuktighet fra omgivelsene, og dette kan føre til økt dielektriske tap og svekkelse av materialets dielektriske styrke [25]. Fuktighet i en transformator beveger seg kontinuerlig mellom papir- og oljeisolasjonen, avhengig av temperatur. Når temperaturen øker, vil fuktigheten forflytte seg fra papiret til oljen. [26]

Fuktighet sin betydning for transformator levetid er vist i Figur 14. Fuktighet øker generelt med omtrent 0,1% hvert år, og kan nå opptil 3% etter 30 år, avhengig av omgivelsene. generatortransformatorer i vannkraftverk i fjell kan ha enda lavere fuktighet på grunn av de tørre omgivelsene. [26]



Figur 14: Innvirkning av fuktighet på transformatorlevetid [26]

2.5.2 Oljesirkulasjon

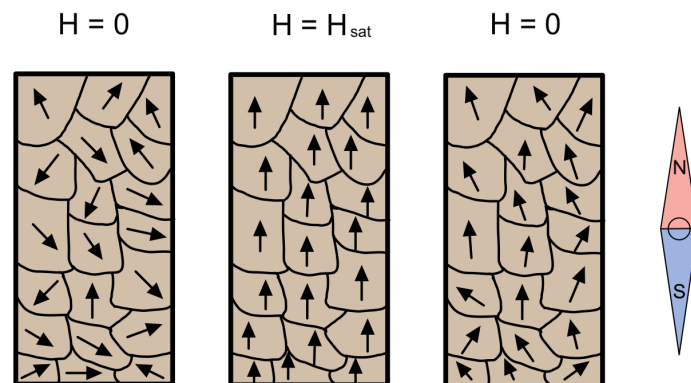
I mindre transformatorer blir kjernen og viklingene nedkjølt via naturlig konveksjon av transformatoroljen. Kald olje i bunnen av transformatoren varmes opp av kjernen og viklingene. Den oppvarmede oljen flyter til toppen av transformatoren, og varmen ledes vekk fra oljen i kjøleribbene på transformatorbeholderen via naturlig luftkonveksjon. Den nedkjølte oljen synker til bunnen av transformatoren for så å bli varmet opp av kjernen og viklingene på nytt. Større transformatorer er vanskeligere å kjøle ned siden det varmeproduserende volumet øker kubisk, mens kjøleoverflaten øker kvadratisk. [27]

De vanligste kjøle metodene for transformatorer i vannkraftverk er:

- **ONAN**: Naturlig oljesirkulasjon i transformatoren, naturlig luftsirkulasjon på kassen
- **ONAF**: Naturlig oljesirkulasjon i transformatoren, vifter på kassen
- **OFAF**: Sirkulasjonspumpe for oljen, vifter på kassen
- **OFWF**: Sirkulasjonspumpe for oljen, vannkjøling på kassen

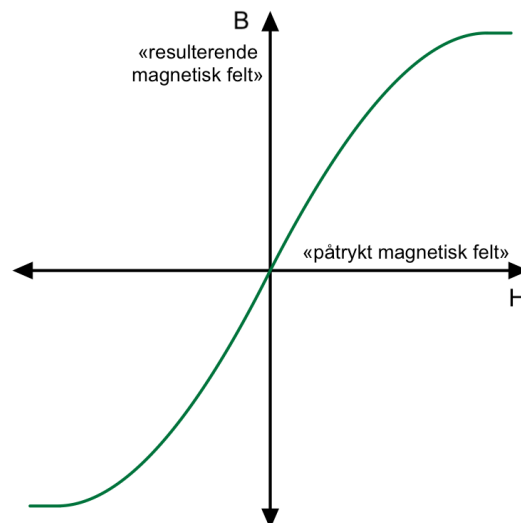
2.5.3 Magnetisk feltstyrke i transformatoren

Strøm i transformatorens primære spole setter opp et magnetfelt i transformatorens kerne. Dette kan beskrives med Amperes lov, som er vist i Formel 2 i avsnitt 2.3.1. Transformator-kjernen er laget av et ferromagnetisk materiale. Disse materialene består av domener som gir opphav til lokale magnetfelt. Disse domenene vil orientere seg etter et påtrykt magnetfelt, noe som forsterker det resulterende magnetfeltet. Når det eksterne magnetfeltet er fjernet, vil domenene forbli orientert i samme retning og fortsette å skape et magnetisk felt. Dette kalles for remanens og er vist i Figur 15.



Figur 15: Domener og remanens i et ferromagnetisk materiale [28]

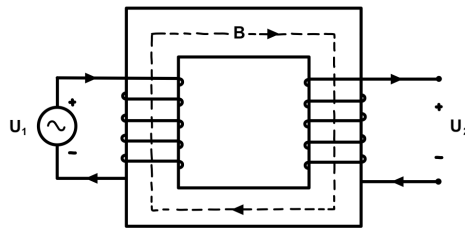
Ved mindre påtrykte magnetfelt, vil domenes forsterkende effekt være tilnærmet lineært. Ved sterke påtrykte magnetfelt vil domenene bli helt orientert etter den påtrykte magnetfeltet, og vil ikke kunne orientere seg noe mer etter magnetfeltet dersom feltstyrken blir økt videre. Dette fenomenet beskrives som metning, og den ulineære forsterkningskarakteristikken er vist i Figur 16.



Figur 16: Magnetisk metning i et ferromagnetisk materiale

Magnetfeltet i kjernen vil gå gjennom transformatorens sekundærspole. Dersom AC-spenning er påtrykt transformatorens primære spole, vil det tidsvarierende magnetfeltet i kjernen indukere en AC-spenning over sekundærspolen. Dette er gitt av Faradays lov i Formel 3, som er vist i avsnitt 2.3.1.

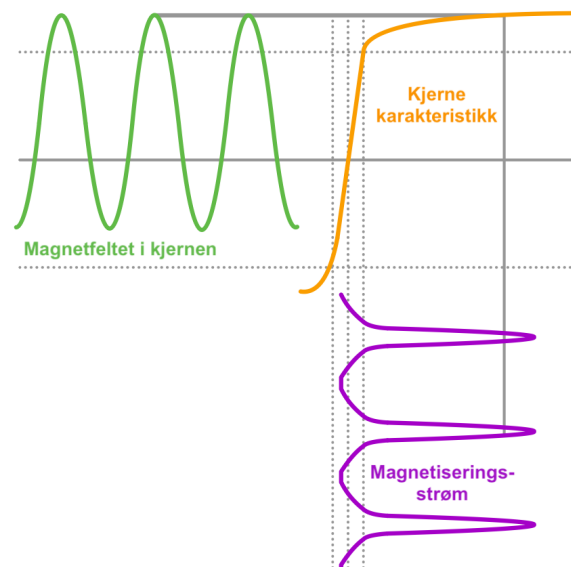
I normal drift vil denne spenningen forårsake en strøm i sekundærspolen som motinduserer et magnetfelt i transformatorkjernen. Dette fører til at magnetfeltet i kjernen vil forbli lavt. Magnetfeltet i kjernen vil være på sitt sterkeste når transformatoren står i tomgang siden det da ikke er noe motvirkende magnetfelt i kjernen. Dette er vist i Figur 17.



Figur 17: Magnetfeltet i en transformator i tomgang

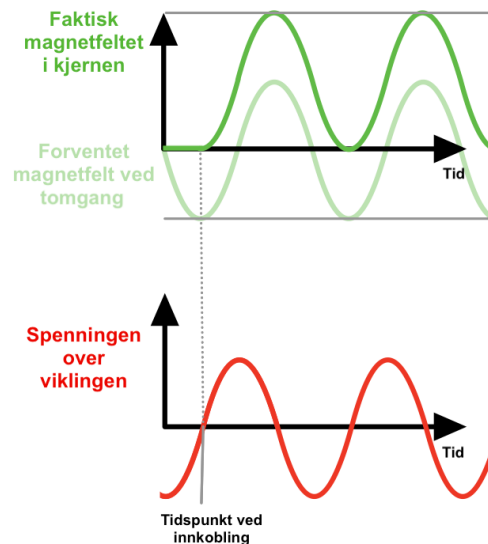
2.5.4 Innkoblingsstrømmer

Ser man bort ifra remanens, vil magnetfeltet i transformatoren være null når transformatoren er utkoblet. Dersom transformatoren blir innkoblet når strømmen er på sitt maksimalpunkt ($-I_{maks}$ eller $+I_{maks}$) vil magnetfeltet øke med tilsvarende $2 \cdot I_{maks}$. Magnetfeltet i kjernen blir dobbelt så stor som ved tomgang, og vil sannsynligvis føre til at kjernen går i metning. Dette er uønsket fordi det vil føre til veldig høye magnetiseringsstrømmer og uønsket strømforvrengning. Det verste innkoblingstidspunkt er altså i strømmens minimal- eller maksimale punkt. Det beste innkoblingstidspunkt er i strømmens nullgjennomgang. Denne forvrengningen er vist i Figur 18.



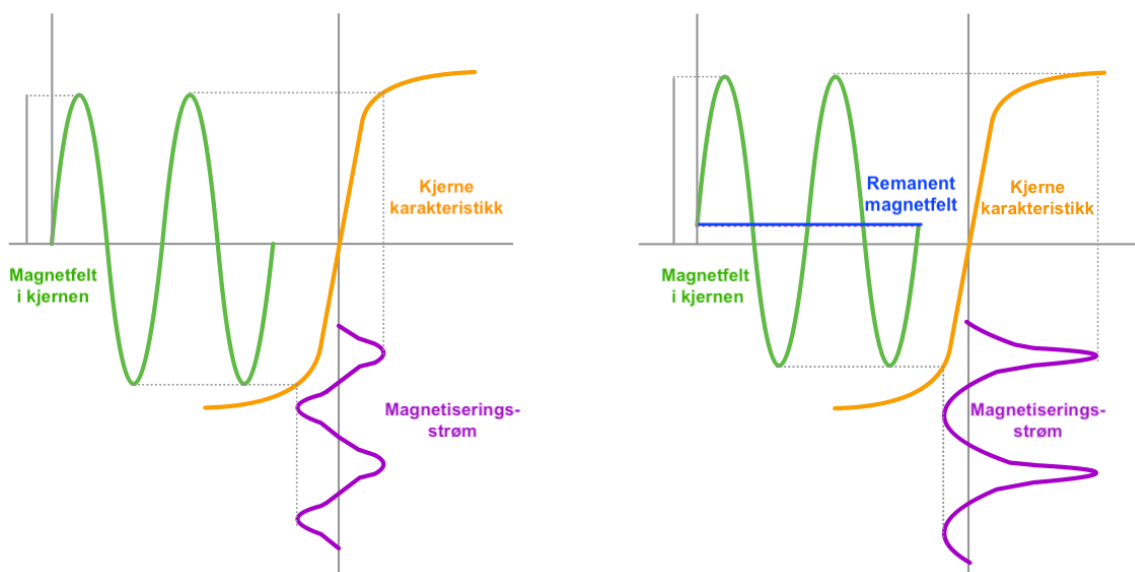
Figur 18: Strømforvrengning på grunn av metning i transformatorkjernen

Spolen kan tilnærmes som en ren induktans, og spenningen vil derfor ligge 90 grader foran strømmen. Dette betyr at det verste innkoblingstidspunktet er når spenningen har sin nullgjennomgang, og det beste innkoblingstidspunktet er når spenningen har sin maksimal- eller minimale verdi. Dette er vist i Figur 19.



Figur 19: Magnetfelt ved innkobling av transformatoren i spennings nullgjennomgang

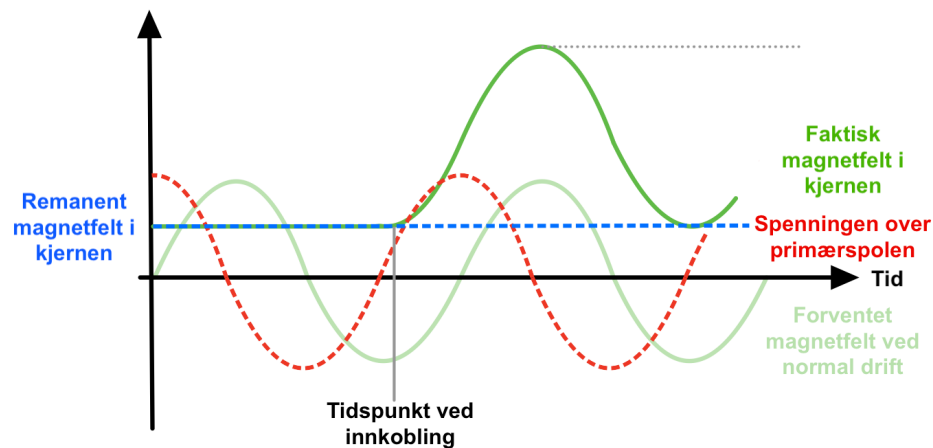
Dersom transformatoren har vært utkoblet i en kort periode, kan det også gjenstå et remanent magnetfelt som kan føre til videre strømforvrengning. Dette er fordi at magnetfeltet i kjernen starter med en positiv verdi, heller enn å starte fra null. Dette fenomenet er vist i Figur 20.



Figur 20: Strømforvrengning forårsaket av remanens i transformatorkjernen [29]

Til sammen er det største mulige magnetfeltet i transformatoren ved innkobling gitt av Formel 5 og visualisert i Figur 21.

$$B_{maks} = 2 \cdot B_{nominell} + B_{remanent} \quad (5)$$



Figur 21: Verste tilfelle for innkobling av transformator [30]

Størrelsen på innkoblingsstrømmen er begrenset av kortslutningsimpedansen til transformatoren. Den maksimale forventede verdien er dermed gitt av Formel 6. Dette er en teoretisk maksimal verdi, og vil sannsynligvis være mye lavere i praksis.

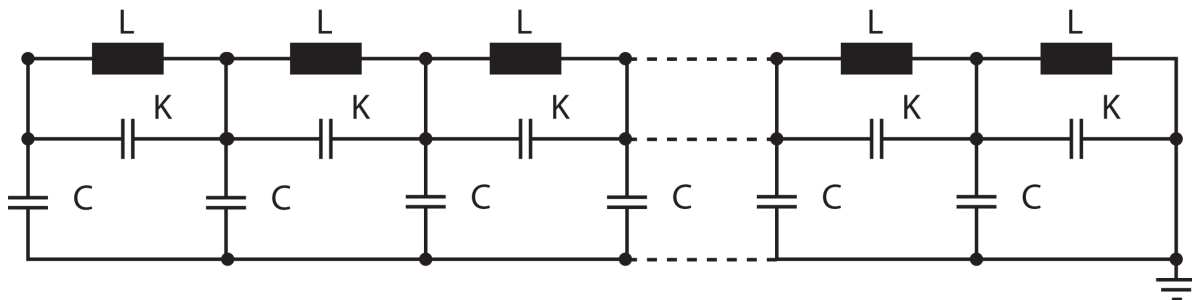
$$\hat{I}_{innkobling} = \frac{\sqrt{2}}{e_k} \cdot I_n \quad (6)$$

2.5.5 Konsekvenser av innkoblingsstrømmer

Høye innkoblingsstrømmer på transformatoren kan forårsake en midlertidig spenningsdipp i det tilkoblede nettet. Dette er særlig relevant for store transformatorer tilkoblet et svakt nett [31]. I tillegg kan høye innkoblingsstrømmer føre til termiske og mekaniske skader på transformatorviklingene. Disse innkoblingsstrømmene kan være like store som kortslutningsstrømmer, men med mye lengre varighet. Dette gjør innkoblingsstrømmen mer energirik og kan derfor påføre transformatoren enda mer skade enn en kortslutningsstrøm. For eksempel viser et studie at innkoblingsstrømmer med amplitude $0,6 \cdot I_k$ påfører en bestemt transformator høyere mekanisk påkjenning enn ved den nominelle kortslutningsstrømmen, I_k . Skadene kan være reduksjon av isolasjonsevne eller nedbrytning av isolasjonsmateriale på viklings- og ledematerialet. Dette kan medføre isolasjonssvikt i etterkant av en høy innkoblingsstrøm. [32]

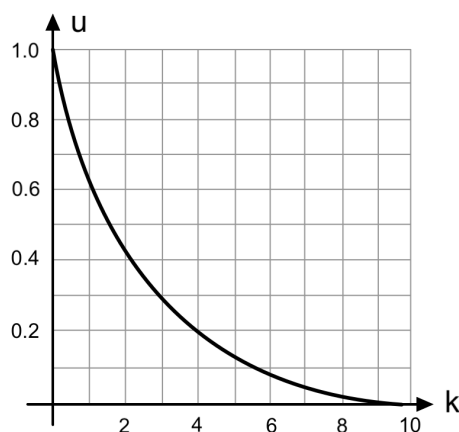
2.5.6 Overspenninger

Transformatorer er utsatt for overspenninger både fra kraftverket og fra det eksterne nettet. Under normale forhold er spenningsfordelingen over transformatorviklingene bestemt av viklingens tilnærmet konstante serieinduktans. Impulsoverspenninger (lyn- og koblingsoverspenninger) har svært høye frekvenser. Ved disse frekvensene har induktanser veldig høy impedans, mens kapasitanser har veldig høy admittans. På grunn av dette er det heller kapasitansene som bestemmer spenningsfordelingen av impulsoverspenninger over transformatorviklingene [33]. Ekvivalentskjemaet til en transformator er vist i Figur 22.



Figur 22: Ekvivalentskjema for en transformatorvikling [33]

Under normal drift er spenningsfordelingen over viklingene tilnærmet lineær. Når transformatoren er utsatt for impulsoverspenninger, vil spenningsfordelingen bli ulineær, og viklingene nærmest transformatorklemmene kan bli utsatt for en uproporsjonal andel av spenningen. Dette kan medføre overslag og ødelagt isolasjon. Dersom overspenningen er varig, kan isolasjonen også bli ødelagt av varmegang [33]. Spenningsfordelingen over en jordet transformatorvikling ved en impulsoverspenning er vist i Figur 23.



Figur 23: Spenningsfordelingen over en jordet transformatorvikling ved en impulsoverspenning [33]

2.5.7 Transformortap

Tap i transformatoren kan deles inn i tomgangstap og belastningstap:

- **Tomgangstap** består av hysteresetap og virvelstrømstap i transformator-kjernen. Tomgangstap er avhengig av spenningen på transformatoren, som antas å være konstant. Tomgangstapet er derfor uavhengig av laststrømmen og er gjerne oppgitt av produsenten i produktets datablad.
- **Belastningstap** er et ohmsk tap forårsaket av belastningsstrømmen gjennom viklingenes serieresistans. Belastningstapet er derfor proporsjonalt med kvadratet av lasten, som vist i Formel 7.

$$P_{CU} = I_P^2 \cdot R_P + I_S^2 \cdot R_S \quad (7)$$

Det totale tapet i transformatoren kan beregnes med Formel 8.

$$P_{tap} = P_o + P_{CU} \quad (8)$$

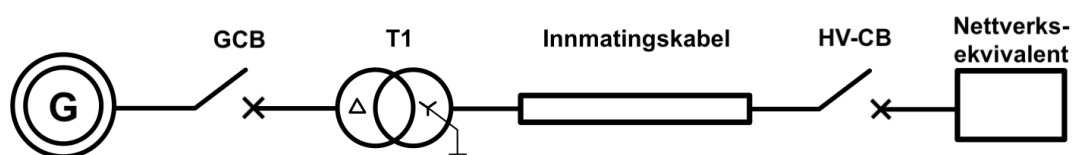
2.5.8 Funksjonskrav til transformatorer

Ifølge NVF 12.7.9.1 skal «spenningssetting av generatortransformatoren fortrinnsvis skje fra generator. Dersom generatortransformator skal spenningssettes fra nettet, skal behov for apparat for begrensning av innkoblingsstrømmer vurderes i henhold til kapittel 5.2.4». [4]

For spenningssetting av generatortransformator må innkoblingsstrømmer vurderes i henhold til NVF 5.2.4.5. Her står det at «effektbryteren skal kunne koble og spenningssette transformator slik at innkoblingsstrøm og koblingsspenninger ikke reduserer koblingsanleggets funksjonalitet eller kraftsystemets leveringskvalitet»[4]. Mer om dette er omtalt i avsnitt 2.4.3.

2.6 Kabler

De fleste norske vannkraftverk ligger i fjell med generatortransformatoren like ved generatoren. En kabel vil da være ført ut av fjellet til koblingsanlegget. Kabelen har en betydelig shunt-kapasitans, og transformatoren har en stor serie induktans. Figur 24 viser en skjematisk representasjon av et forenklet kraftverk med innmatingskabel.



Figur 24: Skjematisk representasjon av et forenklet kraftverk med innmatingskabel [21]

Til sammen representerer disse to komponentene en LC-krets som har en resonansfrekvens gitt av Formel 9.

$$f_r = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}} \quad (9)$$

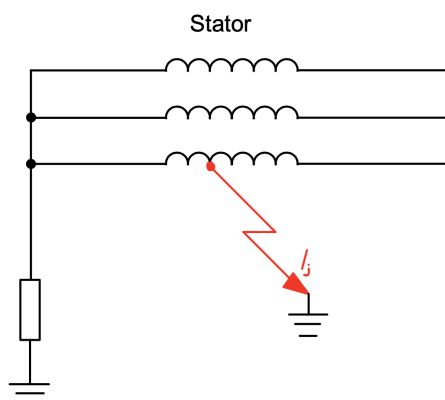
Frekvensen av transientene kan variere mellom 1 kHz for koblingsoverspenninger og 10 MHz for lynoverspenninger [34]. Lavere frekvenser kan gi store påkjenninger på komponenter i kraftverket på grunn av resonanser [35]. Harmoniske strømmer ved denne frekvensen vil oppleve en høy impedans og kan dermed skape overspenninger. Dette er spesielt aktuelt for innkoblingsstrømmer som består av mange frekvenser og har høye amplituder. Dersom resistansen i systemet er lav, vil disse underdempede overspenningene vare i flere sekunder. Dette kan være kritisk for tilknyttede overspenningsavledere, som har en begrenset evne til å absorbere energi.

Andre kilder til strømforvrengning inkluderer ulineæriteter i kraftsystemet, samt utilsiktede kapasitanser og induktanser mellom komponenter. En annen kilde til resonans er ferroresonans, som skyldes ulineær induktans, for eksempel i jernkjernen til en transformator. Disse er beskrevet i detalj her, men er nevnt for å vise hvilke problemer som kan oppstå ved plutselig innkobling av transformatoren via en innmatingskabel. [36]

2.7 Feilsituasjoner

Feil som oppstår i det ytre nettet kan forårsake følgefeil videre inn i kraftverket. Eksempler på slike tilfeller er lyn-, koblings- og temporære overspenninger. Temporære overspenninger inkluderer enpolet jordfeil og resonanser. Lynoverspenninger kan føre til transiente overspenninger som nevnt i avsnitt 2.5.6.

Jordfeil oppstår når isolasjonen mellom fase og jord av ulike grunner reduseres. Eksempelvis kan det være skade på utstyr eller isolasjonsfeil som fører til eksponering av lederen. Det kan også være andre faktorer som fuktighet, forurensning eller feil på høyspenningskomponenter [37]. Figur 25 viser jordfeil i en statorvikling i en generator.



Figur 25: Jordfeil på statorvikling i generator [38]

Lynnedslag på linjen i det ytre nettet vil spre seg som en puls langs linjen. Når denne pulsen treffer kraftstasjonen, er det vernets oppgave å løse ut høyspentbryteren. Likevel trenger vernet noen sinus perioder på å detektere hvilke feil som har oppstått. I løpet av denne korte perioden kan transformatoren få en liten påkjenning av denne transienten.

Statnett fører opp årstatistikk på driftsforstyrrelser og feil i nettet. I årsrapporten fra 2018 for 33-420 kV nettet er det oppført at 85 av 299 driftsforstyrrelser (28%) skyldes tordenvær [39]. For 1-22 kV nettet samme år er det oppført at 1018 av 6358 driftsforstyrrelser (16%) skyldes tordenvær [40]. Hvorvidt disse forstyrrelsene er forbigående eller om de har skapt større problemer har ikke Statnett statistikk på. Det kan likevel antas at noen av disse har hatt påkjenninger på brytere og transformatorer. Feilstatistikken til Statkraft er heller ikke veldig detaljert, men det er oppført feil som i verste fall har ført til transformatorhavari.

Feil ved synkroniseringen av generatoren er også en risiko. Feilfasing kan føre til overspenninger og overstrømmer. Dette kan utgjøre en stor mekanisk påkjenning på rotorviklingene og transformatorviklingene. [41]

2.8 Vern og kontrollanlegg

2.8.1 Kontrollanlegg

Kontrollanlegget er hjernen til kraftverket som overvåker og styrer komponentene. Kontrollanlegget kan deles inn i følgende grupper:

- Instrumentering for indikering
- Regulering og styring
- Vernfunksjoner for automatisk kontroll
- Feilmeldinger for varslings
- Hjelpeanlegg som gir anleggskraft i form av AC- og DC-strøm

Moderne kontrollanlegg består av datamaskiner eller programmerbare logiske systemer (PLS) [42]. Kontrollanlegget får informasjon fra sensorer ute i anlegget for å sikre effektiv drift. Vernanlegget i kontrollanlegget overvåker kontinuerlig og beskytter anlegget dersom det oppstår unormale situasjoner [43].

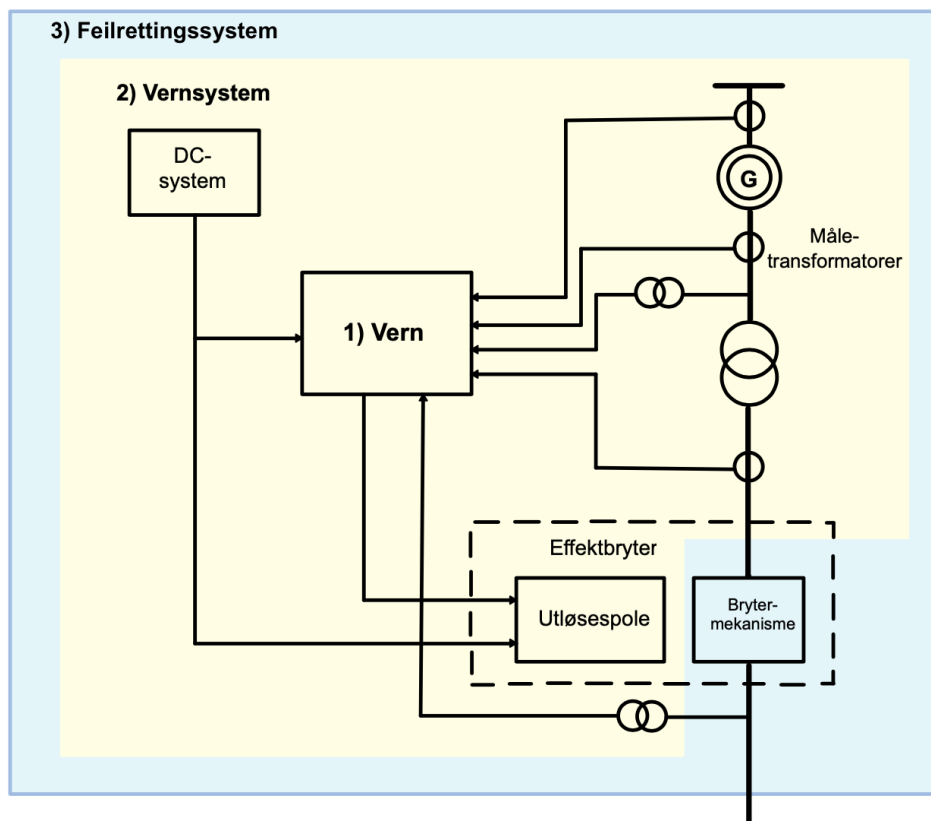
2.8.2 Vern og reléplaner

Vern ivaretar sikkerheten til utstyr og mennesker på anlegget. Dette er spesielt viktig for komponenter som brytere, generatorer og transformatorer der en skadelig feil kan føre til betydelig økonomisk tap og i verste fall skader på mennesker eller tap av liv.

NVF setter generelle funksjonskrav til vern. Vernfunksjonalitet skal frakoble feil slik at den feilfrie delen fortsatt kan fungere så normalt som mulig, og kraftsystemet opprettholder normal drift. Dette kan gjøres med to uavhengige vernsystemer som raskt kan frakoble kortslutninger og andre feil. Disse skal være selektive og ha rask frakoblingstid. Det skal

være selektiv frakobling av alle kortslutninger ved normal frakobling av feil. Et annet krav fra NVF 12.7.8.1 er at, «Vernsystemene skal ikke gi frakobling ved transiente, dynamiske eller unormale stasjonære tilstander som kan oppstå som følge av normal frakobling av feil, koblinger, nettsplitting og spenningssetting, forutsatt at slike hendelser ikke medfører overbelastning av komponenter i kraftnettet.» [44]

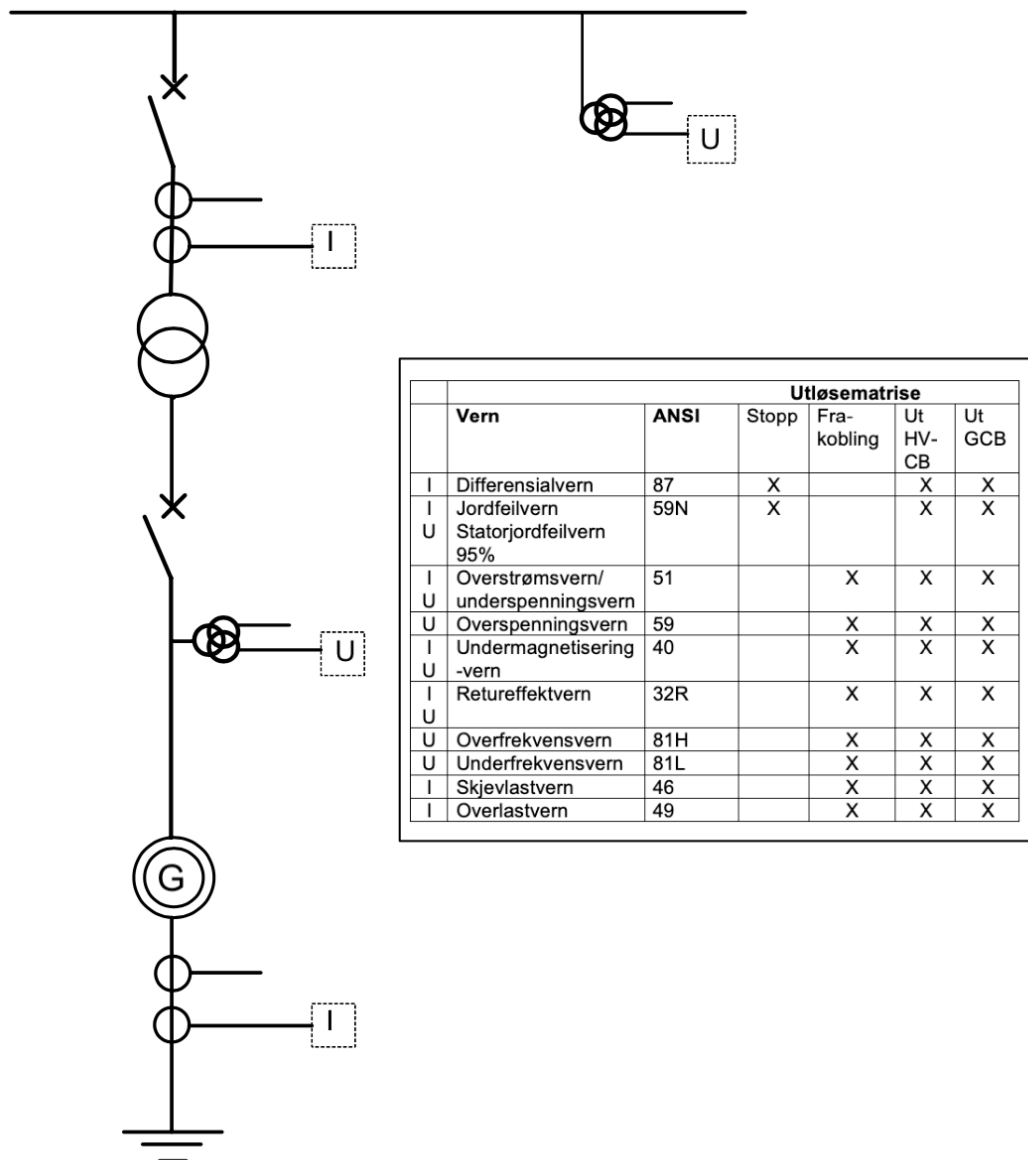
Figur 26 viser at det finnes et feilrettingsystem og et vernsystem som må fungere sammen for å opprettholde pålitelig drift av kraftsystemet. Vernsystemet består av måletransformatorer, strøm- og spenningstransformatorer, relé med vernfunksjoner, DC-forsyning og brytere. DC-systemet gir strøm til reléet og bryterne. Strøm- og spenningstransformatorer sender styresignal til reléene, som bruker denne informasjonen til å signalisere feil. Reléet gir signal til utløsemekanismen i bryteren slik at den bryter strømmen ved en feil. [16]



Figur 26: Feilrettingsystem og vernsystem [16]

Reléplaner

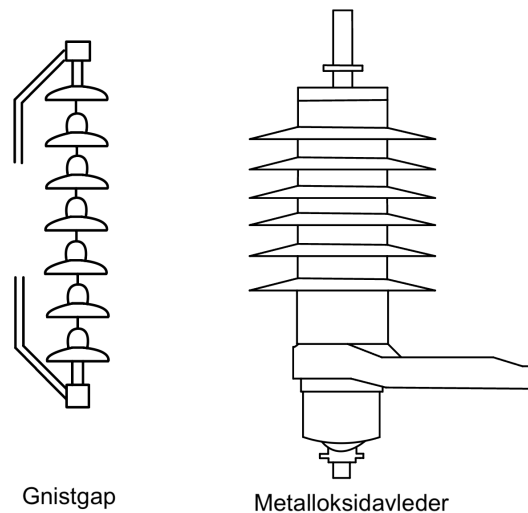
En reléplan er et skjema som gir oversikt over reléene på et kraftverk. Vernfunksjonene er vist sammen med tilhørende måleutstyr og brytere. I releplanen står ofte også ANSI nummeret til vernet, som er en standard gitt av IEEE som angir hvilke funksjoner vernet støtter [45]. En forenklet reléplan med noen ulike vernfunksjoner er vist i Figur 27. Bryterkriteriene til reléet kan defineres av en ingeniør og er vist i en utløsematrix i reléplanen. [46]



Figur 27: Forenklet releplan med noen ulike vernfunksjoner [47]

Overspenningsavledere

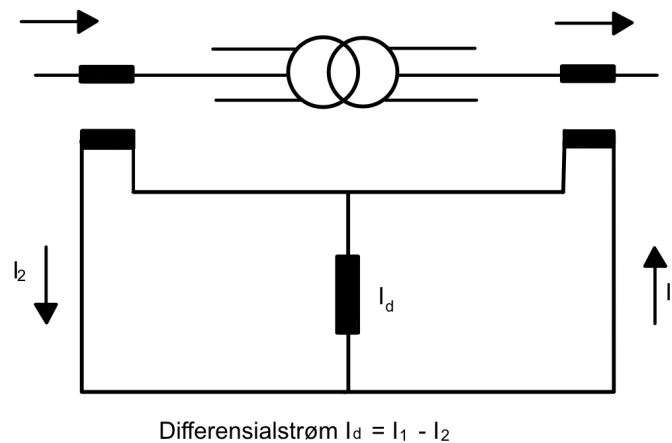
Overspenningsavlederne sitt formål er å beskytte kraftsystemet mot skader forårsaket av overspenninger. Slike overspenninger kan være forårsaket av lynnedslag. Disse avlederne er isolerende ved nominell spenning og blir svært ledende når nettspenningen overskrider avlederens vernenivå. Gnistgapavledere brukes ofte på mindre transformatorer, mens metalloksidavledere er den dominerende teknologien i høyspenningsanlegg. Avlederene er vist i Figur 28. På vannkraftverk skal overspenningsavledere begrense amplituden på innkommende spenningstransienter slik at de ikke overskrider stasjonens isolasjonsnivå [48]. Avlederene er dimensjonert etter størrelse på transformatoren slik at de tåler overspenningene fra for eksempel lynnedslag. NVF 5.2.5 krever at «overspenningsavledere velges for å gi tilstrekkelig beskyttelse av komponenter der konsesjonær finner det hensiktsmessig.» [49]



Figur 28: Gnistgap [48] og metalloksidavleder [50]

Differensialvern

Differensialvern brukes for å beskytte generatoren og transformatoren. Det måler strømmen gjennom to punkter og sammenligner disse verdiene [51]. Hvis vernet detekterer forskjellige strømverdier, sender det ut et signal om at det har skjedd en feil. Ved en intern feil i transformatoren kobles den ut fra nettet så fort som mulig [52]. Det samme prinsippet gjelder for generatoren; hvis det skjer en feil internt, skal den kobles ut så fort som mulig. En fordel med differensialvern er dets raske responstid [53]. Figur 29 viser i prinsipp hvordan differensialvernet fungerer.



Figur 29: Prinsipp for differensialvern [54]

Overstrømsvern

Overstrømsvern brukes ofte som reservevern til differensialvernet [53]. Ved overbelastning eller feil i systemet skal overstrømsvern hindre at strømmen blir for høy [55] [56]. Overstrømsvern detekterer også kortslutninger mellom faser eller mellom fase og jord, og kalles derfor også kortslutningsvern [52].

Undermagnetiseringsvern

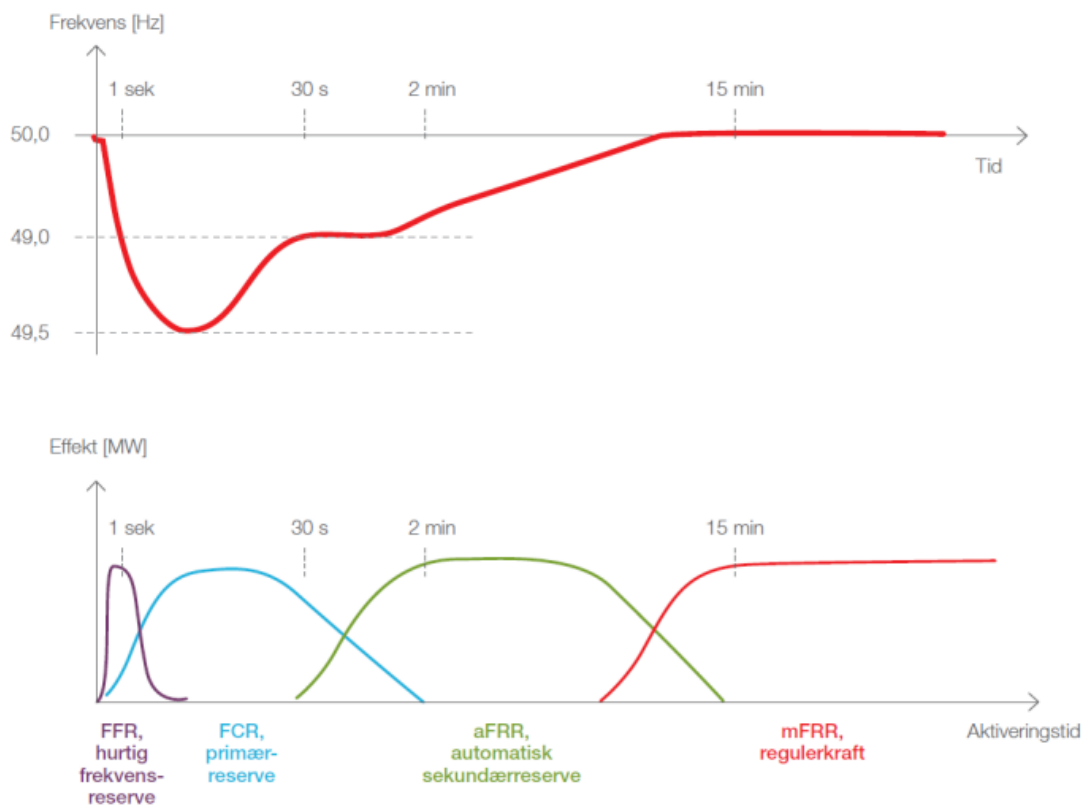
Undermagnetiseringsvern brukes for å beskytte generatorene mot tap av magnetisering og synkronisme. Vernet skal slås inn dersom generatoren mister synkroniseringen. Dette kan skje hvis magnetiseringsstrømmen blir for lav. Kortvarige kortslutninger i nettet over generator kan føre til reduksjon av spenningen og rusning av aggregatet. Når spenningen gjenopprettes kan det oppstå pendlinger mellom nettet og aggregatet. Dette kan resultere i polslipp fordi maskinen ikke lenger er synkronisert med nettet. Dette gjelder særlig for store generatorene koblet til et svakt nett der generatoren har stor påvirkning på nettstabiliteten. Vernet bidrar dermed til å opprettholde nettstabiliteten og beskytter også mot overoppheting av rotor- og statorblikket. [53]

Stator jordslutningsvern

Stator jordslutningsvernets formål er å koble ut feil på statorviklingen før feilen utvikler seg til en kortslutning. Dette forhindrer skader på anlegget og bidrar til å opprettholde stabil drift av generatoren. Stator jordslutningsvern overvåker kontinuerlig spenningen og strømmen i statorviklingen for å kunne oppdage feil. Den vanligste type stator jordslutningsvern kalles for «95% vern» og regnes som billigst og mest pålitelig. Dette vernet dekker derimot bare 95% av viklingen som er nærmest faseuttakene. [1]

2.9 Reservekraftmarkeder

Kraftsystemet må være i balanse til enhver tid, men utsettes kontinuerlig for påvirkninger som kan forstyrre balansen. Dette håndteres ved å benytte ulike reservekraftprodukter. I Norge brukes fire forskjellige typer reserver: primær-, sekundær-, tertiær-, og raske effektreserver. Responsen til disse reservene er illustrert i Figur 30. Disse har alle ulikt formål, responstid og egenskaper, men med den felles hensikt om å alltid holde kraftsystemet i balanse. [57]



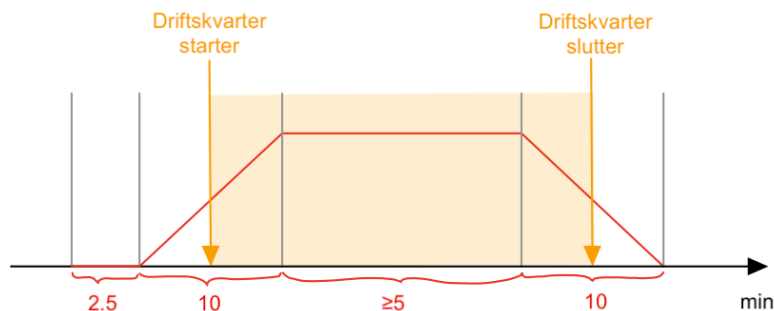
Figur 30: Graf som viser responstiden til de fire kraftreservene [58]

2.9.1 mFRR

Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR) er en tertiærreserve som aktiveres manuelt etter signal fra Statnett. Tertiærreserver må kunne aktiveres på under 15 minutter og kunne levere i minst én time. Den minste mulige leveransen er enten 5MW eller 10MW avhengig av prisområde. Dette markedet er spesielt relevant for vannkraftverk, ettersom de vanligvis har tilstrekkelig kapasitet og en oppkjøringstid mellom 2 og 15 minutter [59]. Tidskravet er illustrert i Figur 31.

Gjennom programmet Nordic Balancing Model (NBM) samarbeider de fire nordiske TSO'ene blant annet om å automatisere regulerkraftmarkedet i løpet av fjerde kvartal 2023. Dette vil medføre betydelige endringer i mFRR-markedet, hvor tidsoppløsningen vil reduseres fra

én time til 15 minutter. På grunn av kravene til opp- og nedkjøringstid, vil aktørene kun ha 2,5 minutter til å reagere på et aktivert bud. Dette vil være en utfordring for vannkraftprodusenter, som må installere innkoblingsautomatikk for å kunne starte hele oppstartsprosessen automatisk når et aktiveringsbud mottas. Dette er nødvendig for å reagere innen den begrensede tiden som kreves for aktivering av budet. [60]



Figur 31: Graf som viser mFRR-tidskravet til opp- og nedkjøring [58]

2.9.2 Innkoblingsautomatikk

Én av utfordringene ved å automatisere oppstartsprosessen er at mange kraftverk har skillebrytere som krever manuell betjening. Ett alternativ er å la skilleknivene være inne for å unngå manuelle inn- og utkoblinger, men dette medfører flere ulemper:

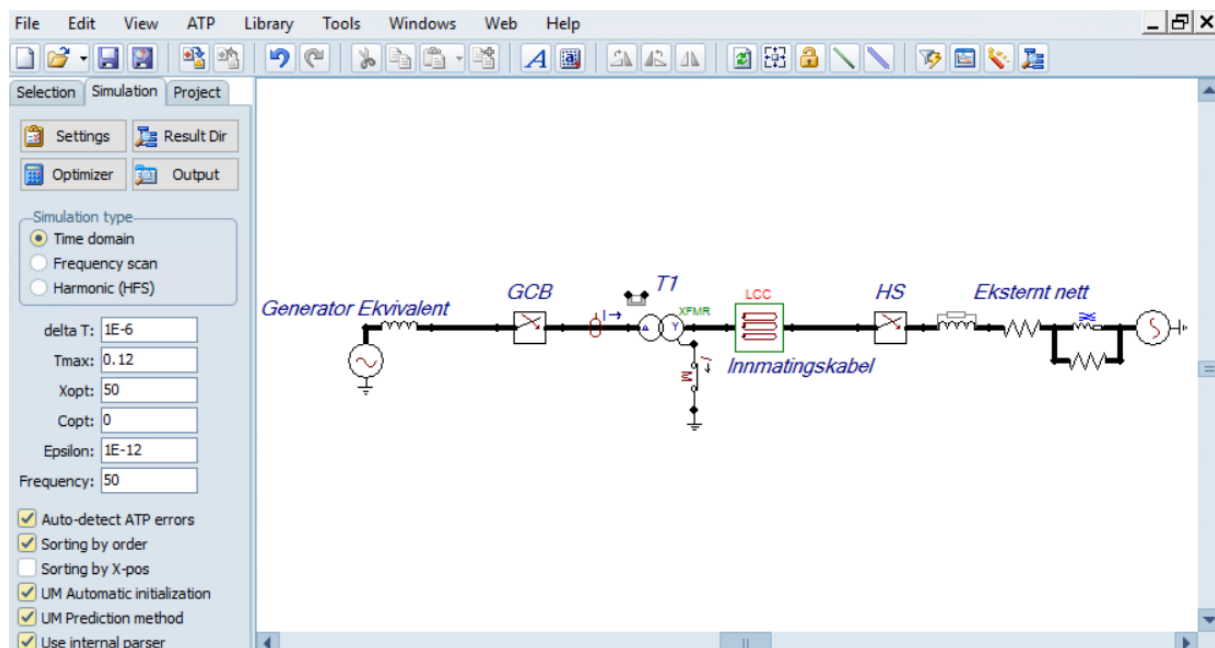
- Kraftprodusenter foretrekker at skillebrytere ikke skal være normalt innkoblet for å redusere risikoen for feilstart dersom en annen bryter feilbetjenes.
- Kondensatorstyrte effektbrytere bør ikke være innkoblet lenger enn nødvendig på grunn av den kapasitive lekkstrømmen.

I følge driftsentralen til Statkraft, bør slike brytere utstyres med innkoblingsautomatikk for å kunne inkluderes i koblingssekvensene til generatorene. Dette er relevant for denne rapporten ettersom vannkraftverk som ønsker å delta i mFRR-markedet sannsynligvis må inkludere skillebrytere i sine koblingssekvenser.

2.10 Simulering med ATPDraw

ATPDraw er et «Elektromagnetisk Transient Program» (EMTP) med en grafisk brukergrensesnitt. Programmet kan brukes til å tegne opp elektriske kretser og analysere transientene som oppstår ved ulike koblingssekvenser. Resultatene kan eksporteres som rådata eller plottes som graf i programvaren.

I denne rapporten er ATPDraw brukt til å analysere transientene som oppstår ved ulike koblingssekvenser for bestemte kraftverkstopologier. Resultatene er brukt for å vise prinsipielt de transiente påkjenningene som komponentene blir utsatt for. Et skjermbilde av programmets grensesnitt er vist i Figur 32.



Figur 32: Skjerm bilde som viser ATPDraw sitt grensesnitt

2.10.1 Modellering av transformatorer

«XFMR»-modellen kan brukes i ATPDraw for å modellere en generatortransformator. Denne modellen bruker en invers induktansmatrise for lekkinduktans, valgfritt frekvensavhengige vindingsmotstander, kapasitiv kobling og en topologisk korrekt kjerne-modell med individuelle tap i bein og yoke [61].

ATPDraw tilbyr «typiske verdier» basert på data fra IEEE-standarder, som kan benyttes som transformatorparametere. For å gjøre simuleringene mer relevante, kan man oppgi egne verdier. I dette prosjektet er standardverdiene til ATPDraw benyttet. Simuleringene er ikke ment å gi nøyaktige resultater, og ved å benytte ATPDraw sine verdier kan man anta at de innsatte dataene er realistiske.

2.10.2 Modellering av generatorer

ATPDraw tilbyr ferdiglagde modeller for generatorer som tar hensyn til magnetiserings- og reguleringsystemet. Detaljer rundt reguleringsystemet er utenfor omfanget til rapporten, og disse modellene er derfor ikke brukt. I stedet brukes en forenklet generatormodell bestående av en AC-kilde med en serieinduktans. Dette tilsvarer generatorens ekvivalentkrets. Induktansen modelleres ved å bruke typiske verdier for generatorens transiente reaktans ved kortslutning. Oppmagnetisering av generatoren kan modelleres på en veldig forenklet måte ved å øke amplituden på AC-spenningen lineært inntil nominell spenning er nådd.

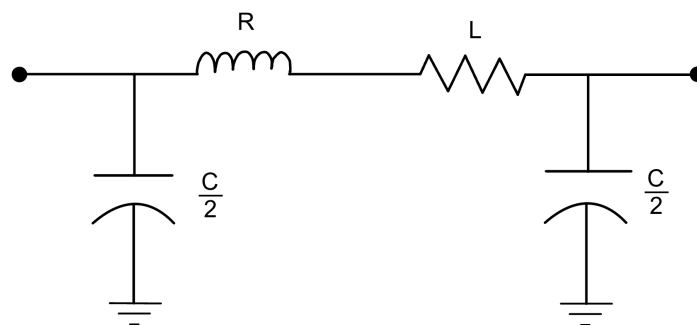
2.10.3 Modellering av kabler

ATPDraw tilbyr flere kabelmodeller, hvorav Bergeron-, JMarti-, og Pi-modellen er de mest egnede for dette prosjektet:

Bergeron-modellen er basert på bølgeforplantning og passer best for lavere harmoniske og effektfrekvensanalyser. Denne modellen gir derimot unøyaktige resultater over et større frekvensområde. Parameterne beregnes for én spesifikk frekvens, hvilket medfører at modellen gir mest gyldige resultater ved den spesifiserte frekvensen.

JMarti-modellen er en frekvensavhengig modell som gir nøyaktige resultater over et større frekvensområde. Fordelen er dermed at den kan analysere flere frekvenser i samme simulering. Ulempen med JMarti-modellen er at den har en konstant transformasjonsmatrise i beregningene sine. Dette er akseptabelt for luftledninger, men er mindre gyldig for kabler.

Pi-modellen er den enkleste modellen. Denne baserer seg på en serie-motstand og induktans, og en shunt-kapasitans på hver side. Resultatene har ofte en realistisk form, men med litt lavere amplitude [62]. Pi-modellen er vist i Figur 33.



Figur 33: Ekvivalent av kabel Pi-modell

2.10.4 Modellering av det ytre nettet

Det eksterne nettet kan antas å være et lineært system og kan dermed representeres av en Thevenin-ekvivalent. Parameterne kan bestemmes ved å utføre kortslutningsberegninger på kraftsystemet. Disse parametrene kan ofte etterspørres hos det relevante nettselskapet.

2.10.5 Modellering av brytere

Effektbrytere kan modelleres som tidsbaserte brytere i ATPDraw. I denne rapporten er ikke ulike innkoblingsmetoder utforsket, derfor blir alle fasene koblet inn samtidig under simuleringen. Dersom transientene over selve bryteren er av lite interesse, er det tilstrekkelig å bruke en enkel tidsbasert brytermodell.

3 Metode

For å finne de beste koblingssekvensene for vannkraftverk, utføres først en litteraturstudie for å bygge opp en forståelse av problemstillingen. Deretter gjennomføres intervjuer med kraftprodusenter for å samle driftserfaringer, og med professorer fra NTNU for å samle teoretiske synspunkt. Simuleringer er brukt til å supplere teorien. Til slutt flettes alt sammen for å finne de beste koblingssekvensene.

3.1 Litteraturstudie

Fagbøker, masteroppgaver og forskningsartikler gjennomgås for å bygge opp en forståelse av det elektriske anlegget på vannkraftverk. Dette omfatter litteratur rundt vannkraftverk prosjektering og drift, elkraftkomponenter og relevante lover og standarder. Hvert gruppe-medlem fordyper seg i hver sin del av prosjektet; brytere, transformatorer, vern og kontroll-anlegg, kraftverk oppbygging og simulering.

Relevant dokumentasjon fra oppdragsgiveren gjennomgås også for å bedre forstå konteksten. Dette inkluderer enlinjeskjemaer, funksjonsplaner og reléplaner. Et vannkraftverksbesøk gjennomføres også tidlig i prosessen for å få en mer håndfast forståelse av konteksten og problemstillingen. Litteratur brukes videre i resultatene for å belyse fordeler og ulemper ved ulike koblingssekvenser og for å begrunne valg som er tatt.

3.2 Intervjuer med fagpersoner

Flest mulig kraftprodusenter kontaktes for å etterspørre enlinjeskjemaer og driftsinformasjon. Dette har tre formål:

1. Finne ut hvilke kraftverkstopologier som finnes: Ved å samle inn flest mulig enlinjeskjemaer fra ulike kraftprodusenter, dannes et bedre grunnlag for å konkludere med hvilke vannkrafttopologier som finnes. All dokumentasjon og driftsinformasjon anonymiseres og generaliseres for å beskytte sensitiv informasjon.
2. Stille driftsspørsmål: Dette gir muligheten til å finne erfaringer og meninger til ulike kraftprodusenter i forhold til valg av koblingssekvens. Det blir også mulig å konkludere med hva som er vanlig praksis.
3. Bli opplyst om ukjente problemstillinger: Ved å holde en åpen diskusjon, er det mulig å få nye opplysninger om problemer ved valg av koblingssekvens. I tillegg er det mulig å lære om nye informasjonskilder, få nye kontakter og stille oppfølgings spørsmål.

I tillegg gjennomføres uformelle møter med professorer ved NTNU for å få bekreftet eller avkreftet teorier fra kraftprodusentene. Hensikten med disse møtene er å øke troverdigheten til resultatene ved å ha flere pålitelige perspektiver.

3.3 Simulering

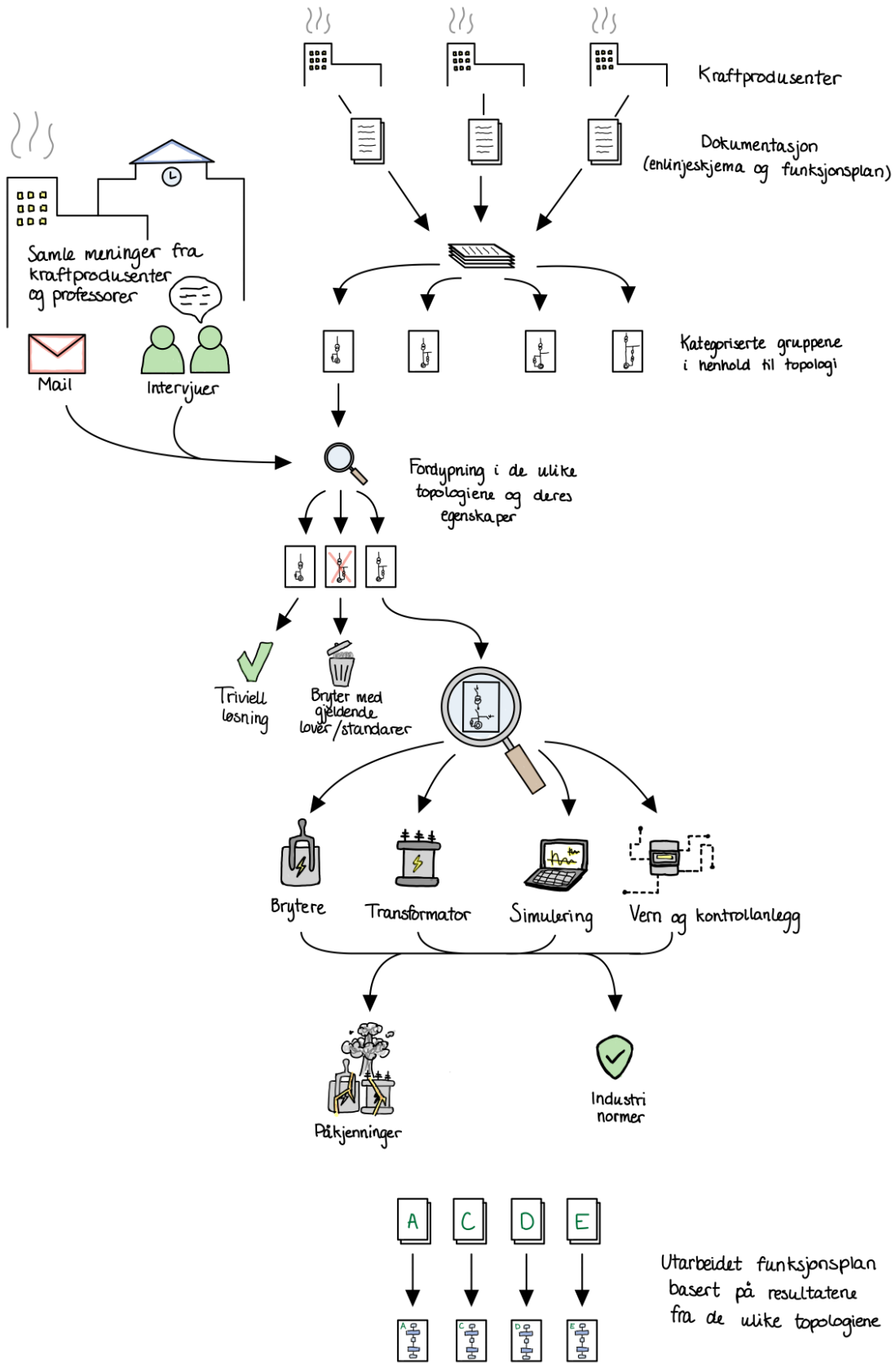
Simulering brukes til å supplere teorien. Dette visualiserer de transiente påkjenningene som kan oppstå ved ulike koblingssekvenser. Selv om ekte anleggsdata brukes i simuleringene, bestemmes det at resultatene skal presenteres kvalitativt i stedet for kvantitativt. Dette skyldes at størrelsen på transientene som oppstår for en topologi kan variere mye, avhengig av størrelsen på kraftverket. Derfor er det mer interessant å betrakte formene på transientene, heller enn størrelsene.

Koblingssekvensene simuleres ved å tegne opp topologiene i ATPDraw. Tidspunktet for lukking av bryterne stilles inn i forhold til koblingssekvensen som skal simuleres. Modellene og tilhørende parametere vises i Vedlegg A. Resultatene kvalitetssikres opp mot eksisterende faglitteratur.

3.4 Utarbeiding av resultater

Resultatene utarbeides med følgende fremgangsmåte:

1. Alle enlinjeskjemaene fra kraftprodusentene samles og sorteres for å få en liste over unike topologier.
2. Topologier med trivielle koblingssekvenser analyseres ikke.
3. Av de gjenstående topologiene, analyseres den enkleste først:
 - (a) Alle de teoretiske mulige koblingssekvensene listes opp for den topologien.
 - (b) Alternativer som bryter med gjeldende lovverk og standarder forkastes.
 - (c) Transiente påkjenninger på komponentene simuleres ved de ulike koblingssekvensene. Konsekvensene av disse påkjenningene vurderes kvalitativt.
 - (d) Andre fordeler og ulemper med koblingssekvensen listes opp og vurderes kvalitativt.
 - (e) Alle vurderingene oppsummeres i en resultatstabell, og en kvalitativ konklusjon av den beste koblingssekvensen trekkes.
4. Den samme vurderingsprosessen gjentas for den nest enkleste topologien, men kun nye forhold analyseres. De nye resultatene kan bygge på resultatene fra den forrige topologien for å unngå repetisjon.
5. Til slutt fremstilles den beste koblingssekvensen fra hver topologi som et flytskjema.



Figur 34: Illustrativ oppsummering av metoden

4 Resultat

4.1 Topologi inndeling

De analyserte kraftverkene kan grupperes inn i følgende topologier, der hver topologi har unike forhold som må betraktes under valg av koblingssekvens:

- A - Blokkoblet, ekstern stasjonsforsyning
- B - Generator avgrensning fra treviklingstransformator
- C - Ikke blokkoblet, ekstern stasjonsforsyning
- D - Ikke blokkoblet, lokal stasjonsforsyning
- E - Ikke blokkoblet, magnetiseringen tilkoblet stasjonsgrenen
- F - Blokkoblet, lokal stasjonsforsyning
- G - Flere generatorer tilkoblet samme samleskinne
- H - Flere generatorer tilkoblet via en treviklingstransformator

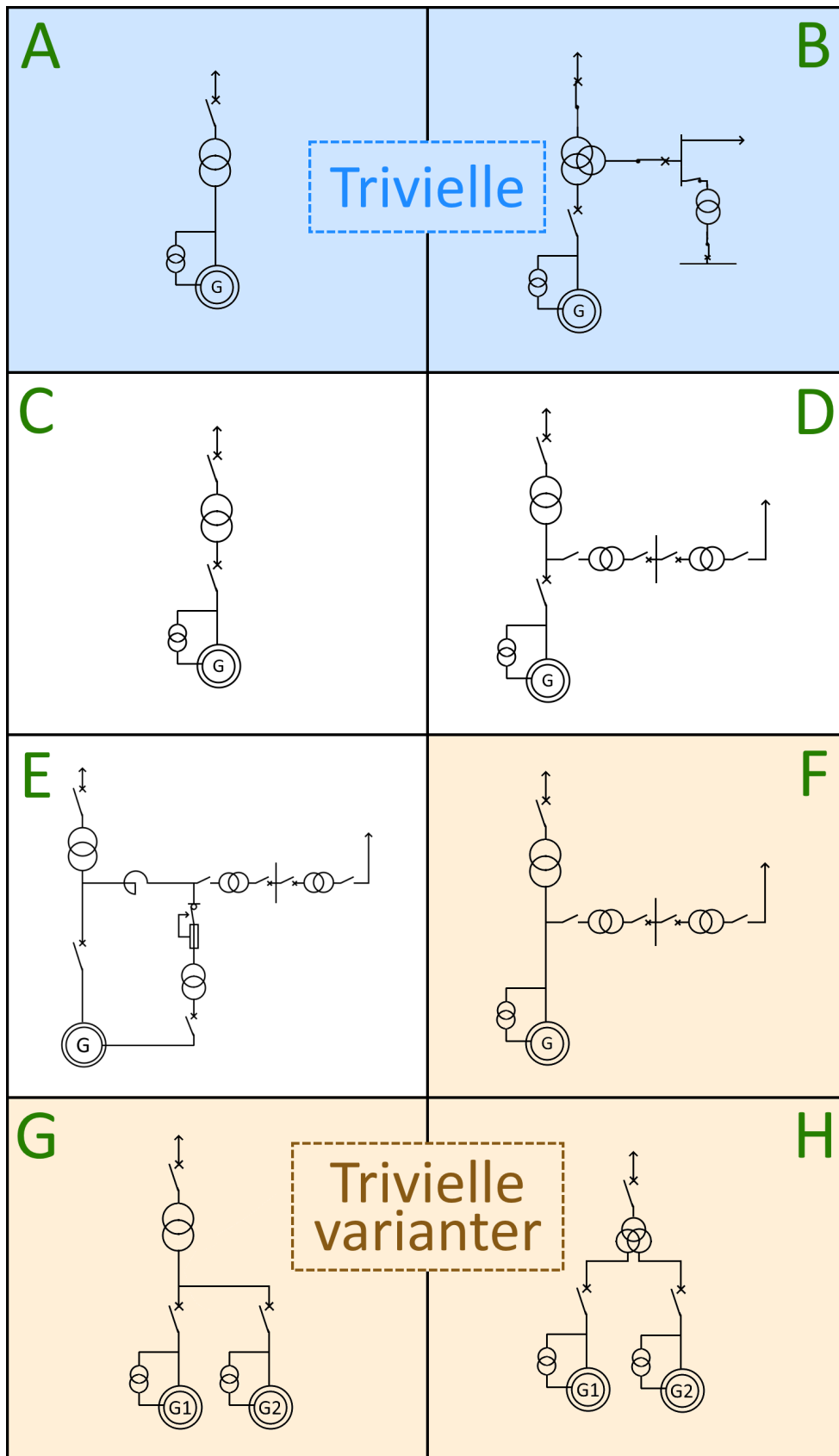
Alle topologiene er illustrert uten forklarende tekst i Figur 35. De neste åtte delkapitlene forklarer og undersøker den beste koblingssekvensen til hver av disse åtte topologiene.

Ved «ekstern stasjonsforsyning» menes at stasjonen sin forsyning er adskilt fra generatoren. Slike stasjoner har ikke mulighet til å hente kraft til stasjonen direkte fra generatoren.

Ved «lokal stasjonsforsyning» menes at stasjonen har mulighet til hente kraft til stasjonen direkte fra generatoren. Slike kraftverk vil som oftest også ha ekstern stasjonsforsyning som brukes når generatoren er utkoblet.

Trivielle topologier er topologier som kun har én mulig koblingssekvens. Trivielle topologier behøver ikke å undersøkes videre siden løsningen på den beste koblingssekvensen må være den ene mulige koblingssekvensen. Dette gjelder for topologi A og B, og er uthevet i blått i Figur 35.

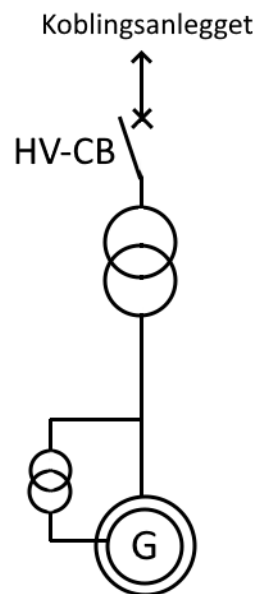
Trivielle varianter er topologier som bygger videre på andre løsninger, uten at flere hensyn må tas. For eksempel vil den optimale koblingssekvensen til G være den samme som for topologi C når den første generatoren kobles inn. Den andre generatoren vil da måtte kobles inn med GCB. Derfor vil løsningen for topologi G være en triviell variant av løsningen til topologi C.



Figur 35: Oversikt over alle topologiene

4.2 Topologi A - Blokkoblet, ekstern stasjonsforsyning (triviell)

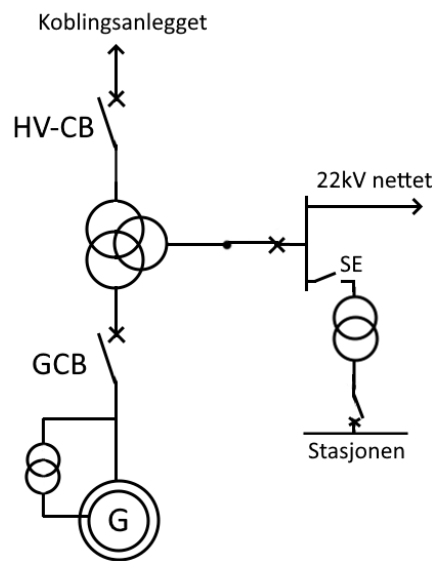
I topologi A må HV-CB brukes til inn- og utkobling av generatoren siden det er den eneste bryteren mellom generator og det ytre nettet. Dette er illustrert i Figur 36.



Figur 36: Enlinjeskjema for topologi A

4.3 Topologi B - Generator avgrensning fra treviklingstransformator (triviell)

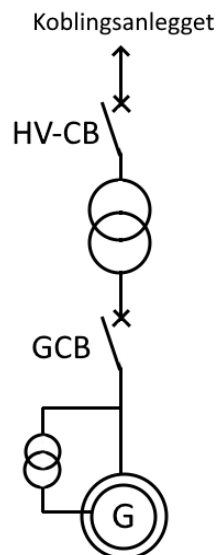
Topologi B er benyttet i ett av de analyserte kraftverkene. I dette kraftverket er 22 kV nettet forsynt fra 132 kV nettet via en treviklingstransformator. Stasjonen har kun forsyning fra 22 kV samleskinnen. I dette tilfelle vil utkobling av HV-CB kunne føre til strømbrudd på 22 kV nettet. Derfor er det kun generatorbryteren som kan brukes til inn- og utkobling ved normal drift. Dette er illustrert i Figur 37.



Figur 37: Enlinjeskjema for topologi B

4.4 Topologi C – Kraftverk med lokal stasjonsforsyning

I alle de resterende topologiene kan både GCB og HV-CB brukes til inn- og utkobling. Topologi C er den enkleste variant av disse, og er illustrert i Figur 38.



Figur 38: Enlinjeskjema for topologi C

Denne kraftverkstopologien er typisk for mindre kraftverk med lav kapasitetsfaktor. I slike tilfeller kan det bli vurdert som ulønnsomt å installere lokal stasjonsforsyning, siden en stasjonsforsyningsgren krever ekstra transformator, brytere, vern og vedlikehold.

For denne enkle topologien finnes det fire alternativer til inn- og utkobling.

Koblingssekvens 1: Spenningssette transformatoren med HV-CB og så synkronisere generatoren med GCB

Koblingssekvens 2: Spenningssette transformatoren med GCB og så synkronisere generatoren med HV-CB

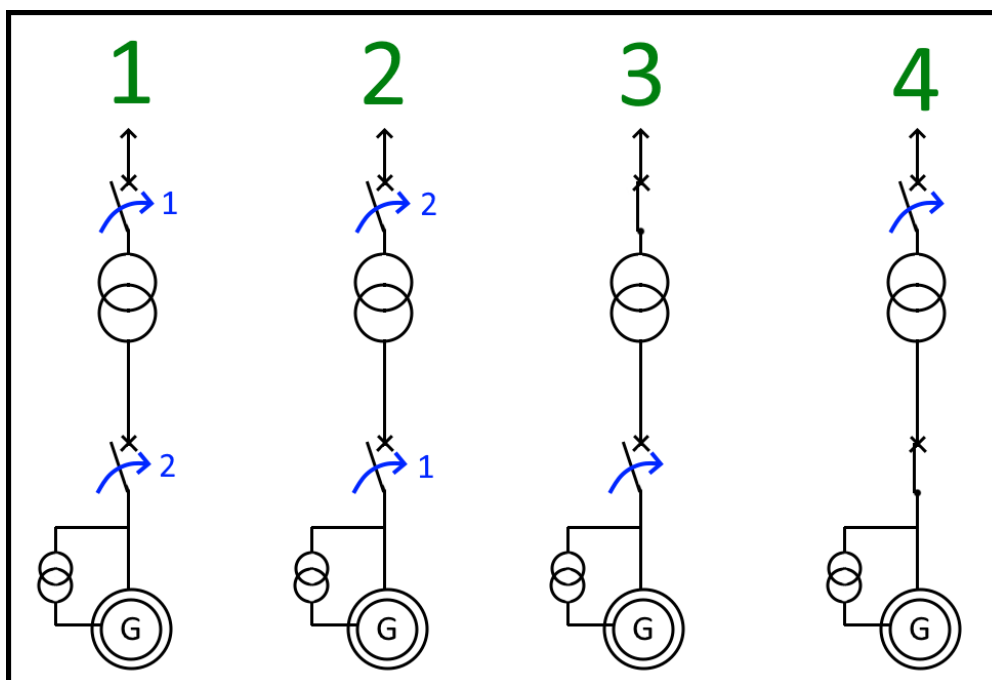
Koblingssekvens 3: La transformatoren stå normalt i tomgang, og så synkronisere generatoren med GCB*

Koblingssekvens 4: La transformatoren stå innkoblet mot generatoren, og så synkronisere med HV-CB**

*I feilsituasjoner vil HV-CB ofte utkobles. Med begge bryterne utkoblet vil man da måtte velge koblingssekvens 1 eller 2 for å koble generatoren inn på nytt.

Koblingssekvens 4 kan ansees som en variant av koblingssekvens 2 der GCB aldri blir utkoblet. Den eneste forskjell mellom disse er at koblingssekvens 4 er mer utsatt for bomstart enn koblingssekvens 2. Denne koblingssekvensen er ikke brukt i praksis. **Derfor utelates koblingssekvens 4 fra videre vurdering.

Koblingssekvensene er illustrert under i Figur 39.



Figur 39: Mulige koblingssekvenser for topologi C

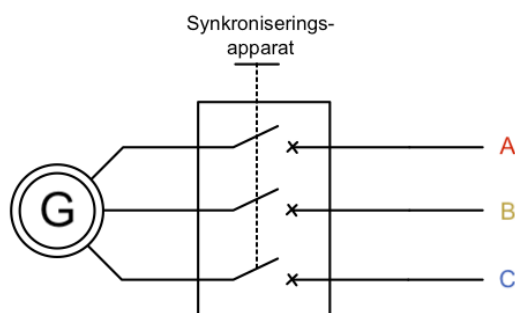
4.4.1 Topologi C - Bryterevne

Når en bryter står med spenning over seg er den utsatt for overspenninger fra det ytre nettet. Skillebrytere har høyere holdespenning enn effektbrytere, så over lengre perioder vil det være tryggest å åpne skillebryteren dersom denne er tilgjengelig, dette spesielt på steder som er ekstra utsatt for overspenninger. Likevel er ikke dette et problem som må hensyntas, da man kan anta at anleggets isolasjonskoordinering er riktig utført. I tillegg har alle effektbrytere et krav om å bestå «Power frequency voltage test» som spesifisert i IEC 62271. Dette betyr at alle effektbrytere må kunne tåle merkespenningen sin kontinuerlig, og er dermed ikke en faktor som må tas hensyn til under vurdering av koblingssekvensen.

I henhold til NEK IEC 62271-37-013, skal generatorbrytere tåle feilfasing. GCB er dermed modellert og beregnet for hver applikasjon, og deretter sammenlignet med typetesten. I henhold til NEK IEC 62271-100 er HV-CB kun typetestet. Ved typetestet så menes det at én bryter har gått gjennom alle tester oppgitt i NEK IEC 62271. Resultatene kan overføres til andre brytere som er produsert ved samme standard og under samme fabrikk. Disse verdiene gjelder så lenge typetesten stiller høyere krav enn de nominelle verdiene der bryteren skal driftes. Siden det ikke finnes samme krav for HV-CB ved modellering som for GCB, har de i utgangspunktet ikke samme pålitelighet for synkronisering. Når en kraftprodusent bestiller en HV-CB kan de spesifisere til leverandøren at bryteren må typetestes for feilfasing. Dette vil garantere at bryteren tåler slike påkjenninger. Denne informasjonen er gitt under intervju med Statkraft.

På grunn av dette kan man anta at de fleste HV-CB tåler denne feilfasingen. Eksisterende effektbrytere som ikke er typetestet for feilfasing vil kunne erstattes av nye effektbrytere som er typetestet for dette når de eksisterende må byttes ut. Dermed er påkjenningen ved feilfasing heller ikke en faktor som skal hensyntas videre.

Alle effektbrytere kan få installert synkroniseringsutstyr. Prinsippet er vist i Figur 40. Det eneste som bestemmer om en effektbryter er egnet til synkronisering er dermed om den har blitt typetestet og verifisert med beregninger for feilfasing.



Figur 40: Bryting synkront ved alle tre faser

Noen brytere vil ha større variasjon i tidsforsinkelsen av sine elektriske signaler (engelsk: «jitter»). Slike brytere vil gi verre synkroniseringsforløp siden den utilsiktede faseforskjellen vil kunne være større ved synkroniseringstidspunktet. Dette fenomenet antas å ha lite signifikans for valg av koblingssekvens.

Kostnaden knyttet til innkjøp og installasjon av synkroniseringsutstyr vil være neglisjerbar i forhold til kostnaden for selve effektbryteren. De intervjuede kraftprodusentene har også spesifisert at de fleste av sine effektbrytere er installert med mulighet for synkronisering, for å kunne gi mer fleksibilitet.

Koblingssekvensene gjelder inn- og utkobling av generator og transformator ved normal drift. Strømmen som blir ført eller brutt er dermed laststrømmer. Brytning med og uten last vil føre til aldring av bryteren over tid. Dette er spesifisert i databladene som følger med de ulike bryterne ved kjøp. Ved intervju av professor Kaveh Niayesh ved NTNU kom det fram at en SF₆ bryter vil typisk tåle rundt 10.000 brytninger før den må vedlikeholdes, eller 30.000 for vakuumbrytere. Brytning av feilstrømmer har størst påkjenning på bryterne. Brytere må vedlikeholdes eller erstattes etter cirka 5 til 30 brytninger av 100% feilstrømmer, avhengig av typen bryter og brytermedium. Derfor må det vurderes om brytning ved vanlig driftsmønster er såpass hyppig at dette har større påkjenning enn antall feilstrømmer. Hvilke brytere som skal bryte feilstrømmene avgjøres av releplanen.

4.4.2 Topologi C - Transformator innkoblingsstrømmer

NVF 5.2.4.5.1.1 setter krav til «anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger» dersom transformatorer er over 150 MVA. NVF 5.2.4.5.1.2 setter krav om behovsprøving til «anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger» dersom transformatorer er 100 MVA til 150 MVA.

Blant de analyserte kraftverkene var det ingen fra topologi C som hadde en generatortransformator større enn 100 MVA. Dette tyder på at få kraftverk fra topologi C har et krav om anordning for å begrense innkoblingsstrømmer. Det er uansett ønskelig å unngå innkoblingsoverstrømmer siden de kan føre til spenningsdipp og store mekaniske krefter på viklingene.

Kraftprodusentene indikerte at få hadde installert bryterteknologi eller kraftelektronikk for å begrense disse strømmene. Dette var som regel på grunn av uønsket kompleksitet i koblingsutstyret siden flere komponenter vil kunne gi flere feilkilder. Gjennom samtale med Statkraft ble det informert om innkjøp og installasjon av en strømbegrensende anordning kunne koste rundt 200.000 NOK. Kraftprodusentene velger heller å kjøre opp spenningen på transformatoren sammen med generatoren, da dette ikke krever ekstra utstyr.

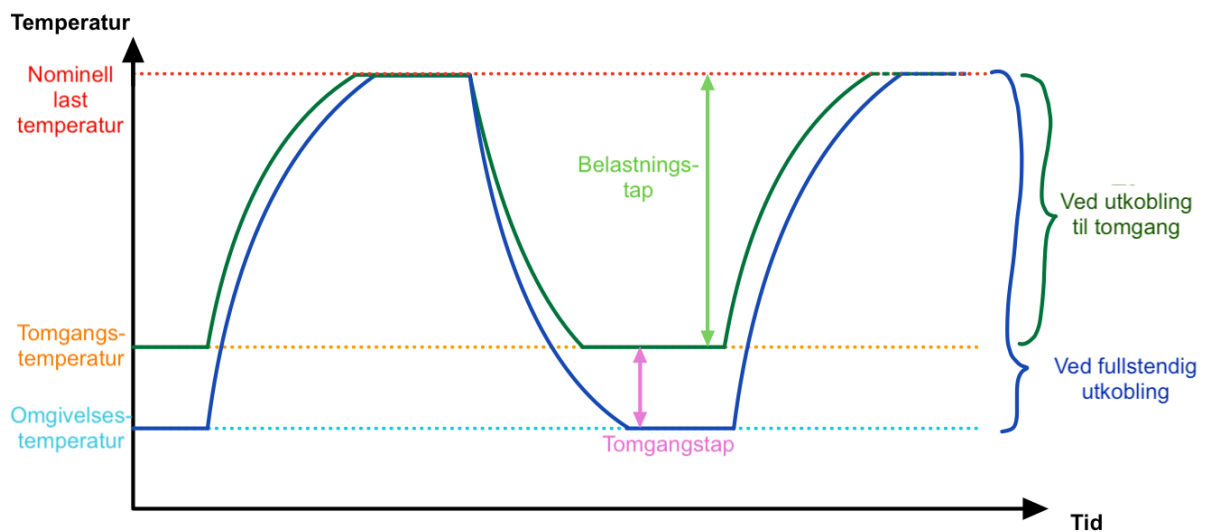
Dersom man ønsker å unngå innkoblingsstrømmer og ikke ønsker ekstra innkoblingsstrømbegrensende utstyr, vil koblingssekvens 1 ikke være aktuelt. Verken koblingssekvens 2 eller 3 fører til innkoblingsstrømmer, og dermed stilles likt.

4.4.3 Topologi C - Transformator temperatur

I koblingssekvenser 1 og 2 blir generatortransformatoren utsatt for temperatursvingninger. Slike svingninger kan føre til kjemisk aldring i transformatoren på grunn av fuktighet som forflytter seg mellom oljen og fastisolasjonen. Dette kan medføre dannelsen av et vannlag mellom oljen og fastisolasjonen, hvilket reduserer isolasjonens dielektriske styrke.

I tillegg kan det oppstå termiske problemer ved viklingene hvis transformatoren blir tungt belastet etter å ha stått lenge kald. I slike tilfeller kan den kalde oljen være for viskøs til å gi tilstrekkelig sirkulasjon. Dette kan medføre overoppheting av viklingene siden oljen ikke rekker å lede bort varmen. Dette problemet oppstår kun i transformatorer med naturlig oljesirkulasjon.

I koblingssekvens 3 er generatortransformatoren i tomgang og blir derfor litt varm selv når generatoren er utkoblet. Dette reduserer også amplituden på temperatursvingningene. Varmen fra tomgangstapet utgjør imidlertid en mindre andel av den totale genererte varmen ved full last. Dette innebærer at problematikken med temperatursvingningene ikke blir fjernet ved å la transformatoren stå i tomgang, selv om svingningene vil være mindre. Dette er illustrert i Figur 41.



Figur 41: Grafisk fremstilling av temperatursvingninger ved tomgang og ved utkobling

4.4.4 Topologi C - Transformertap

I koblingssekvens 3 vil transformatoren gå i tomgang selv når generatoren er utkoblet. Dette tomgangstapet bidrar til å holde transformatoren varm, men vil medføre ekstra kostnader avhengig av størrelsen på tomgangstapet, samt hvor lenge transformatoren står i tomgang.

Eksempel på betydning tomgangstapet kan ha:

- $S_n = 10 \text{ MVA}$
- $P_0 = 10 \text{ kW}$
- Snitt strømpris inkl. nettleie = 100 øre/kWh
- Kapasitetsfaktor = 50%

$$\text{Tomgangskostnad} = 10 \text{ kW} \cdot 50\% \cdot 8760 \text{ h} \cdot 100 \text{ øre/kWh} \\ \approx \underline{50.000 \text{ Nok per år}}$$

For å sammenligne denne tapskostnaden med kostnaden på selve transforen kan man anslå disse grove tallene:

- Innkjøpkostnad = 2 MNOK
- Levetid = 40 År

$$\text{Total tomgangstap over hele levetiden} = 50000 \text{ NOK} \cdot 40 \text{ År} = \underline{2 \text{ MNOK}}$$

Tapet vil i dette tilfelle tilsvare kostnaden for selve transformatoren. Her er det veldig tydelig at det økonomiske ulempen ved å ha transformatoren i tomgang vil være langt mer betydelig enn den økonomiske gevinsten av bremset aldri ved å holde trafoen varm.

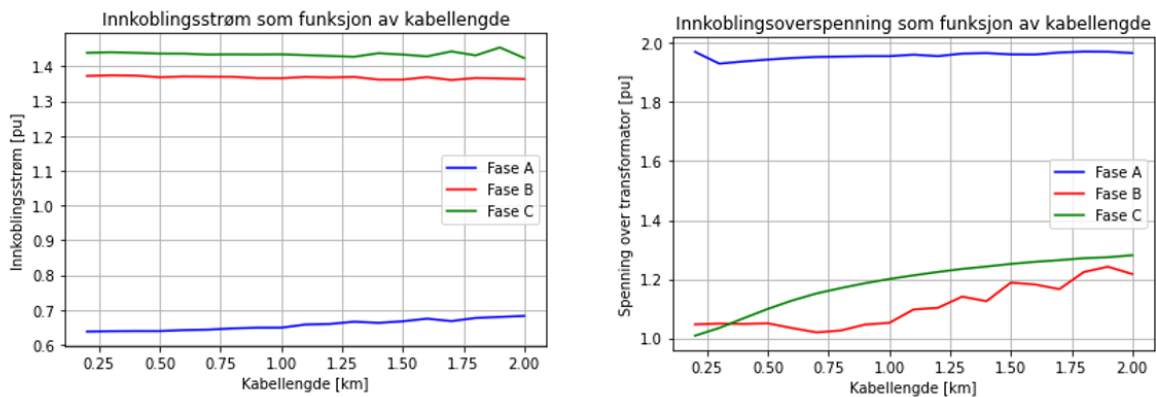
4.4.5 Topologi C - Transformator teknisk risiko

I koblingssekvens 3 står generatortransformatoren normalt i tomgang og blir utsatt for transiente påkjenninger fra det ytre nettet. Eksempler på slike påkjenninger er jordfeil, lyn og koblingsoverspenninger.

Vern og avledere er installert for å hindre at feil i det ytre nettet påvirker komponentene i kraftverket. Likevel kan en transient i det ytre nettet påkjenne transformatoren i en kort periode før feilen registreres av vernet og HV-CB slås ut. Ved jordfeil i spolejordnet nett blir ikke vernet slått ut med en gang, og en jordfeil kan stå i opptil 2 timer. Dette viser at det kan være gunstig å unngå koblingssekvens 3 for å minimere antallet feil som transformatoren blir utsatt for.

4.4.6 Topologi C - Kabler innkoblingsstrømmer og resonans

Resultatene for maksimalspenning som påkjenner transformatoren ved ulike kabellengder, samt transienter forårsaket av resonans i kabellengden er vist i Figur 42. Denne situasjonen er modellert ved bruk av typiske kraftverkparametere for ulike kabellengder. Modellparameterene finnes i Vedlegg A.



Figur 42: Graf som viser innkoblingstransienter ved ulike kabellengder

Innkoblingsstrømmen er lite påvirket av kabellengden i det undersøkte intervallet, som vist i Figur 42. Figuren viser også økt overspenninger ved økt kabellengde. Dette viser at kabellengden må hensyntas ved magnetisering av transformatoren fra det eksterne nettet. Koblingssekvens 2 vil ikke oppleve denne problematikken, da spenningen på transformatoren og kabelen øker gradvis sammen med generatoren. I koblingssekvens 3 ligger transformatoren allerede inne, og det trenges derfor ikke å ta hensyn til denne problematikken.

Det konkluderes med at koblingssekvens 1 vil i noen tilfeller kunne føre til resonante overspenninger på transformatoren. Enkelte kraftverk som opplever denne innkoblingsproblematikk burde ikke velge denne koblingssekvensen.

4.4.7 Topologi C - mFRR

Noen få kraftverk bruker effektbrytere konstruert med styrekondensatorer. Disse brytere vil medføre en liten kapasitiv strøm som kan forårsake uønsket berøringspenning på «spenningsløse» samleskinner grunnet spenningsdeling mellom styrekondensatorene og anleggets kapasitans til jord. For å unngå dette har driftsledere i Statkraft bestemt å alltid legge ut skillebryterne når effektbryterne er ute.

I dag må det gjøres manuelle grep for å betjene skillebryterne, hvilket tar lengre tid enn det man har til rådighet med nye mFRR regler vedtatt av de Nordiske TSOene. Det vurderes derfor å legge inn skillebryterne som en del av start og stoppsekvensene. Ved oppstart vil man sannsynligvis måtte velge i kontrollsystemet hvilken samleskinne som aggregatet skal innfases mot. Dette må utføres enten i fjern- eller lokalkontroll. Dagens manuelle grep

medfører en risiko for å velge feil samleskinne, som igjen har den konsekvensen at en spenningsløs samleskinne velges og det er ikke mulig å laste opp aggregatet. Det er også en risiko for at skillekniven er glemt lagt inn, noe som medfører bomstart ved feilbetjening av effektbryteren.

Fordelen med at innlegging av skillekniven ligger i startsekvensen med en standardinnstilling er at driftsingeniørene ikke trenger å huske å legge disse inn i forkant av hver start. Sjansen for feilkobling vil være enda mindre dersom transformatoren alltid er spenningsatt, gitt at transformatoren forblir tilkoblet riktig samleskinne. På grunn av dette er det aktuelt å ta med skillebryterne i start- og stoppsekvensene. [63]

Det burde også understrekes at kraftverk i topologi C gjerne har lavere ytelse og er mindre kritiske for kraftsystemet. Slike kraftverk vil ofte oppfylle krav til «enkel fleksibilitet» i henhold til NVF. Problematikk knyttet til valg av feil samleskinne vil ikke gjelde slike kraftverk siden det kun finnes én samleskinne. På grunn av dette er feil valg av samleskinne vektlagt mindre for denne topologien.

4.4.8 Topologi C - Risiko ved koblingssekvensen

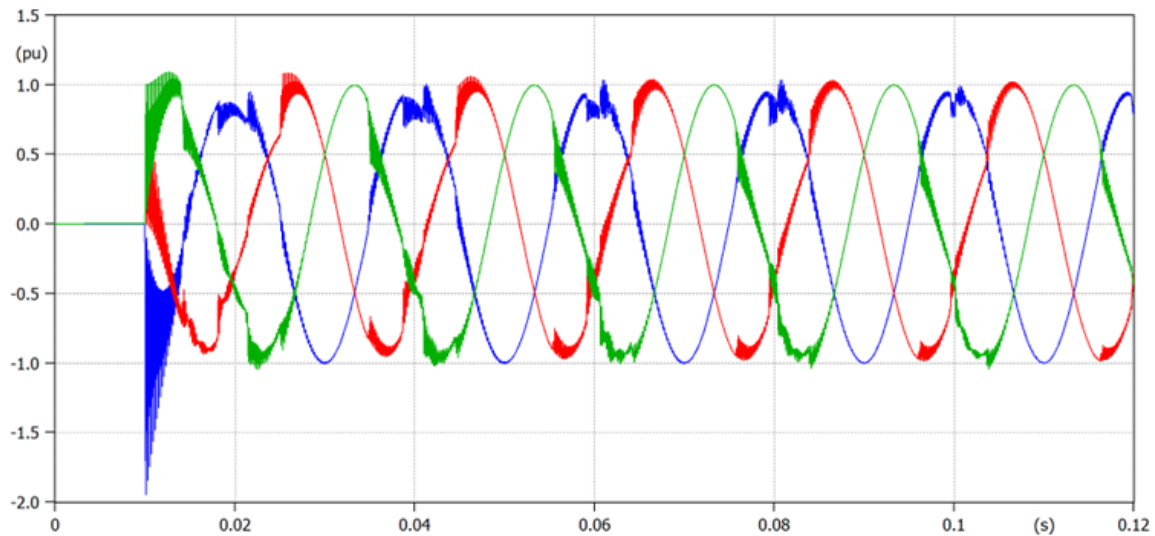
Dersom generatortransformatoren alltid er innkoblet vil generatoren kun være adskilt fra nettet via generatorbryteren og tilhørende skillebryter. Dette gjør generatoren mer utsatt for utilsiktet innkobling mot nettet. For eksempel vil feilbetjening av effektbryteren gjøre at generatoren kobles inn umagnetisert og startes i asynkrondrift. Dette kan føre til skadelig overoppheting av rotor og stator. [64] Det kan derfor være hensiktsmessig å legge begge effektbryterne ut for å minske risikoen ved utilsiktet innkobling.

Gruppen har ikke tilgang på relevant feilstatistikk for å tallfeste hvor ofte slik feilbetjening skjer, så konsekvensene ved å la transformatoren normalt stå inne er ukjent. I tillegg burde feil grunnet utilsiktet generatorinnkobling utkobles av et vern. Dette gjør at risikoen ved feilbetjening av effektbrytere ikke vil være bestemmende for valg av koblingssekvens.

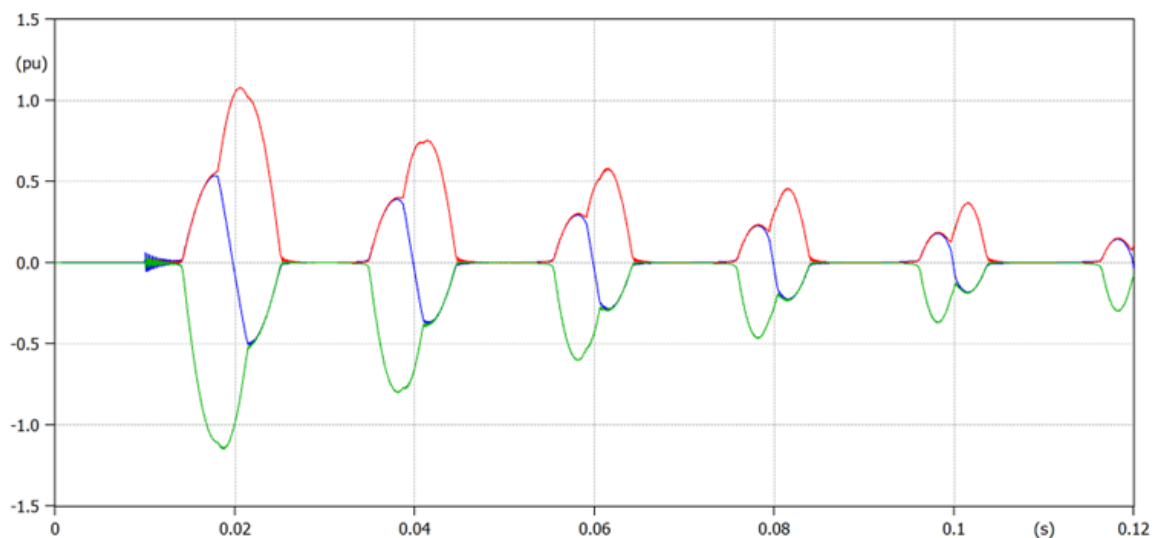
4.4.9 Topologi C - Simulering av koblingssekvensene

Topologi C - Simulering av koblingssekvens 1

Simuleringer for koblingssekvens 1 viser at det kan oppstå store innkoblingsstrømmer og spenninger ved oppmagnetisering av transformator når den spenningssettes fra det eksterne nettet. Figur 43 og Figur 44 viser hvordan disse strømmene og spenningene kan se ut i pu. Detaljer om modellen er beskrevet i Vedlegg A.



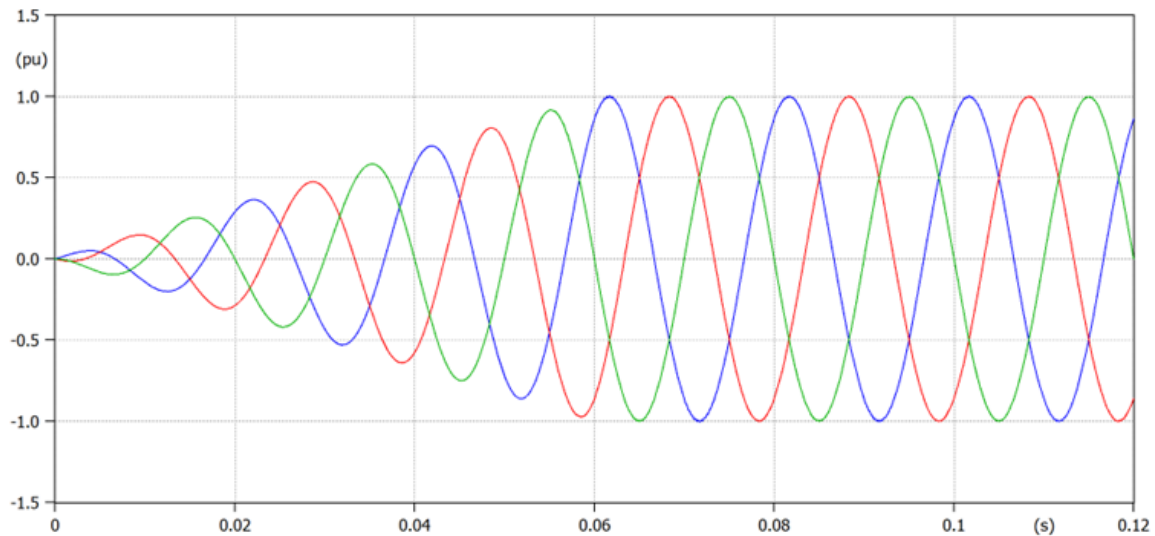
Figur 43: Transient spenning på HV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 1



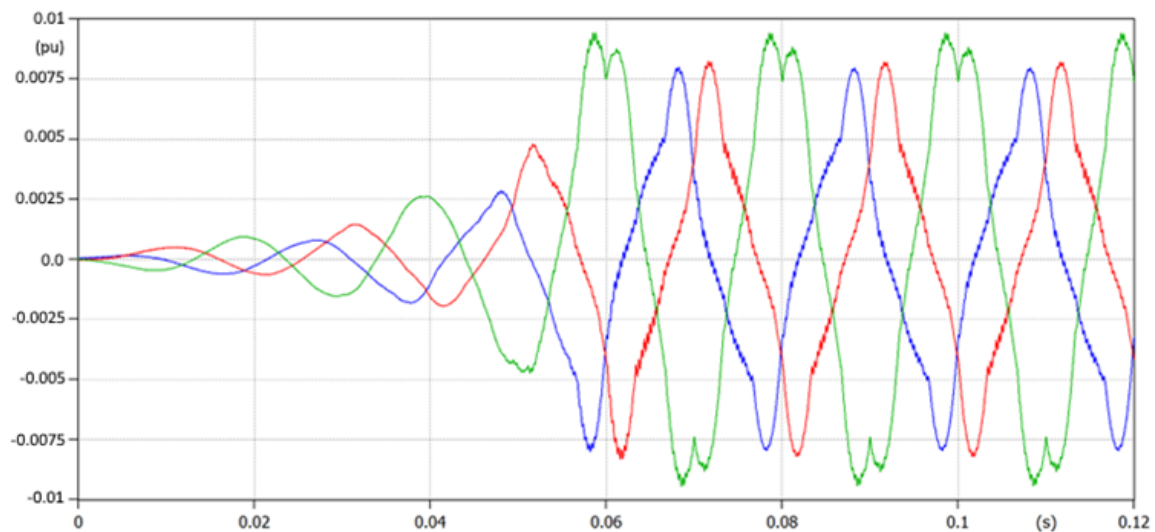
Figur 44: Transient strøm på HV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 1

Topologi C - Simulering av koblingssekvens 2 med spenningsløs generator

Simuleringer for koblingssekvens 2 der transformatoren er magnetisert sammen med generatoren er vist i Figur 45 og Figur 46. Figurene viser at skadelige transienter unngås ved denne koblingssekvensen. Et reelt magnetiseringsforløp vil være mer komplisert og ta lengre tid i faktiske anlegg. Innkoblingsstrømmen er vist å være cirka 0,01 pu og kan derfor neglisjeres.



Figur 45: Transient spenning på LV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 2



Figur 46: Transient strøm på LV-siden av transformatoren ved koblingssekvens 2

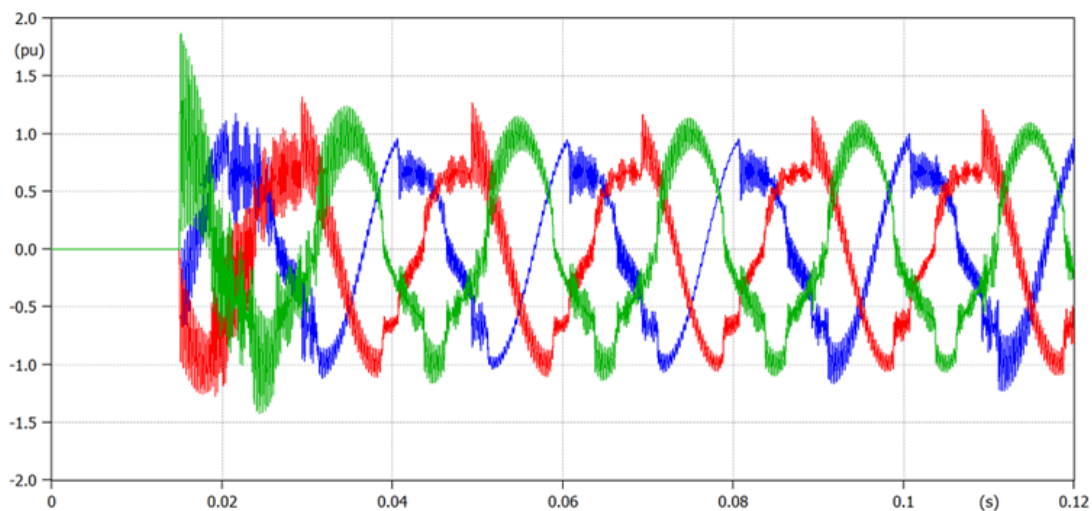
Topologi C - Simulering av koblingssekvens 2 med spenningsatt generator

Hvis transformatoren blir spenningsatt med full spenning fra generatoren vil det oppstå høye innkoblingsstrømmer, som vist i Figur 47 og Figur 48.

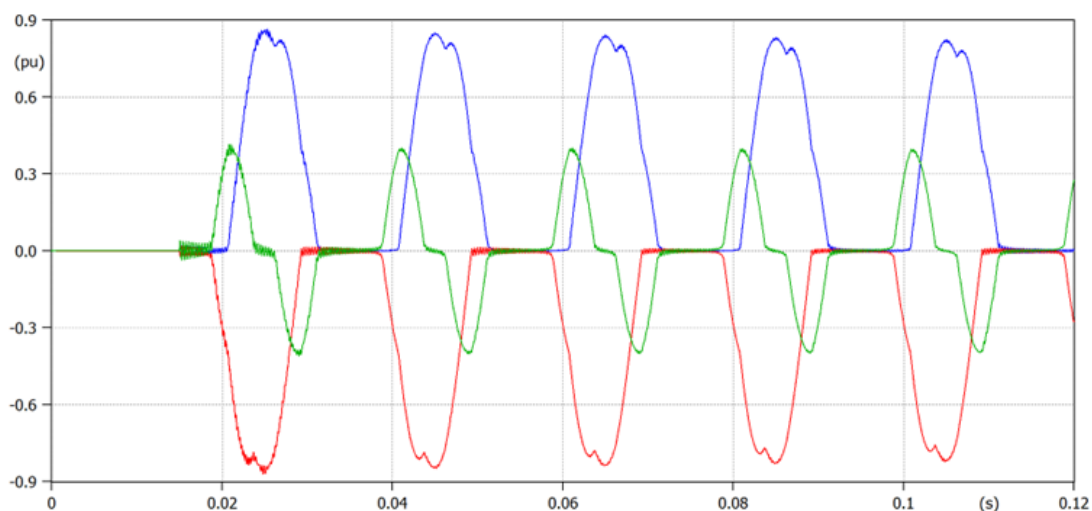
Transientene i koblingssekvens 2 har lik form og en lavere amplitude sammenlignet med transientene i koblingssekvens 1. Viklingene på lavspent siden har større diameter og er derfor mer egnet til å tåle slike overstrømmer. Likevel er det ikke ønskelig at lavspentviklingene blir utsatt for innkoblingsoverstrømmer dersom det kan unngås.

Et problem ved magnetisering av transformatoren fra en spenningsatt generator er at innkoblingsstrømmen kan føre til spenningsdipp på generatorklemmene. Kontrollanlegget burde normalt kunne identifisere dette som en innkoblingsoverstrøm. Hvis kontrollanlegget feiltolker situasjonen som en kortslutning, «bomstart», kan generatoren bli utkoblet av kontrollanlegget. Det kan ta opptil 30 minutter for generatoren å stoppe. Etter det må operatøren deblokkere systemet manuelt, og feilen må analyseres for å vurdere om det er en reell feil før generatoren kan startes opp igjen. Magnetisering av transformator på denne måten blir derfor sjeldent utført.

Koblingssekvens 2 med spenningsatt generator burde derfor ikke velges.



Figur 47: Transient spenning ved spenningssetting av transformator fra spenningsatt generator



Figur 48: Transient strøm ved spenningssetting av transformator fra spenningsatt generator

Topologi C - Resultater fra simuleringene

Simuleringene viser tydelig at koblingssekvens 2 med magnetisering av transformatoren fra generatoren gir minst innkoblingsstrøm.

4.4.10 Topologi C - Oppsummering av resultater

Resultatene fra alle disse kategoriene er oppsummert i Tabell 2. Rutene er fargelagt etter hvor gunstig koblingssekvensene er hvor hver kategori. Grønt utgjør en fordel, rødt utgjør en ulempe, og gult kan utgjøre en ulempe.

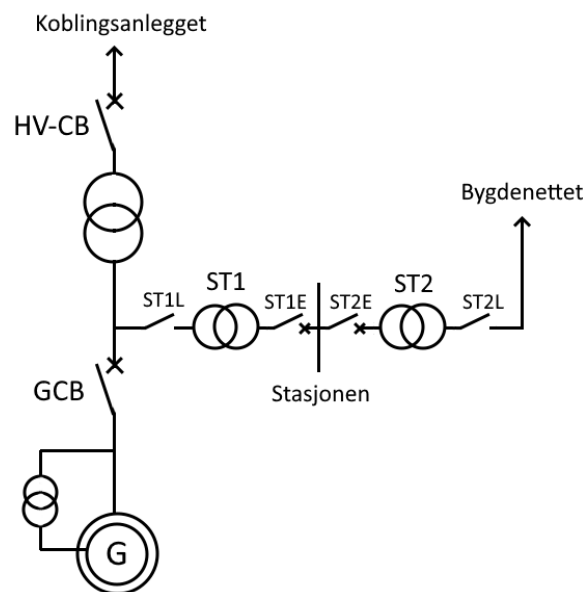
Tabell 2: Oppsummering av resultatene for topologi C

Koblingssekvens	1	2	3
Bryterevne	Bryterne er garantert egnet	Ikke garantert at alle HV-CB er testet for feilsynkronisering. Dette kravet kan stilles i framtidige kjøp.	Bryterne er garantert egnet
Innkoblingsstrømmer	Høye innkoblingsstrømmer kan gjøre mekanisk skade på transformatorviklingene. Dette alternativet er uegnet der transformatorytelsen er over 100 MVA.	Ingen skadelige innkoblingsstrømmer	Ingen skadelige innkoblingsstrømmer
Trafo temperatur	Liten betydning om transformatoren er i tomgang eller frakoblet		
Tomgangstap	Ingen ekstra tomgangstap	Ingen ekstra tomgangstap	Tomgangstap kan tilsvare innkjøpskostnaden til trafoen
Teknisk risiko	Ingen bemerkninger	Ingen bemerkninger	Risiko for jordfeil og overspenninger som påkjenner komponentene
Resonans	Resonans ved innkobling kan i noen tilfeller føre til overspenninger	Ingen skadelig resonans	Ingen skadelig resonans
mFRR	Vil ikke påvirke valg av koblingssekvens		

Disse resultatene tyder på at koblingssekvens 2 er den beste løsningen for topologi C.

4.5 Topologi D - Kraftverk med ekstern stasjonsforsyning

Denne kraftverkstopologien er typisk for vannkraftverk med generatorer på 10 MVA til 150 MVA. Kraftprodusenter vil ofte velge denne løsningen dersom kraftstasjonen forbruker nok kraft til at det er lønnsomt å bygge en lokalforsyningsgren der kraftstasjonen forsynes direkte fra generatoren. På denne måten slipper kraftprodusenten å kjøpe kraft fra nettselskapet når generatoren er i drift. Dette er økonomisk fordelaktig siden kraftprodusenten ikke må betale ekstra skatt og tariff på denne kraften. Lokal stasjonsforsyning gjør også kraftverket mer robust siden kraftstasjonen kan få forsyning selv når bygdenettet er nede. Denne topologien er illustrert i Figur 49.



Figur 49: Enlinjeskjema for topologi D

En annen fordel ved to forsyningsmuligheter er at stasjonsforsyningen kan kobles om dersom det oppstår feil på én stasjonstransformator. Konsekvensen er at generatoren kan fortsette å driftes selv med feil på én stasjonstransformator, noe som øker pålitelighet. Dette forutsetter at effektbrytere er brukt ved stasjonstransformatorene.

Ifølge Statkraft sine standard enlinjeskjemaer er 150 MVA en grov øvre grense for denne topologien. Dette er på grunn av høye kortslutningsstrømmer (>63kA) som kan skade magnetiseringsgrenen.

4.5.1 Topologi D - Oppklaring og antagelser

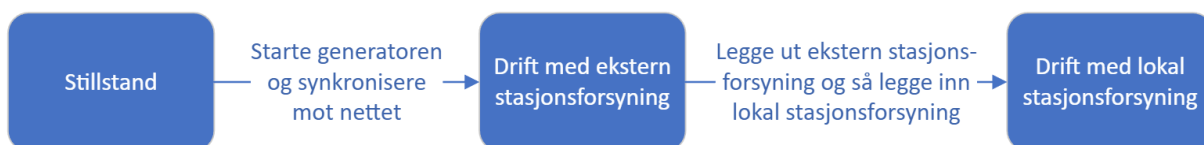
For å forstå de mulige koblingssekvensene til denne topologien, er det viktig å avklare hvordan et slikt kraftverk fungerer i praksis.

1. Stasjonen kan få strømforsyning fra bygdenettet.
2. Effekt flyter kun inn mot stasjonen: Kraft fra generatoren mates inn i nettet kun via HV-CB, og ikke via stasjonen og ut til bygdenettet. Dette er fordi komponentene og vernet som er tilkoblet stasjonssamleskinnen ikke er dimensjonert for å føre hele effektflyten fra generatoren.
3. Stasjonen kan ikke være forsynt fra generatoren / koblingsanlegget og bygdenettet samtidig. Dette er igjen for å unngå at kraft overføres via stasjonen. I tillegg kan man få alvorlige feilstrømmer dersom høyspentnettet og bygdenettet er faseforskjøvet (på grunn av ulik faseforskjvning i transformatorkoblingene).
4. Oppdragsgiveren har spesifisert at ST1L og ST2L skal normalt ligge inne. Denne forutsetningen setter begrensninger på valg av koblingssekvens og er diskutert videre i avsnitt 4.5.5.
5. Oppdragsgiveren har også spesifisert at effektbryteren på lavspentsiden av stasjonen er brukt til inn- og utkobling framfor lastbryterne på høyspentsiden. Derfor er lastbryterne ST1L og ST2L utelatt fra koblingssekvensene.
6. Det antas at en økonomisk vurdering ligger til grunn for valget om å installere lokal stasjonsforsyning på et kraftverk. Det er dermed ikke gjort nærmere økonomiske vurderinger for å tallfeste lønnsomheten til lokalforsyning kontra ekstern forsyning.

4.5.2 Topologi D - Inn- og utkobling av stasjonsgrenen

Stasjonsgrenen referer til bryterne og eventuelt stasjonstransformatoren mellom generatorbryteren og stasjonen. Oppdragsgiveren har spesifisert at stasjonen kun bytter fra eksternforsyning til lokalforsyning etter at generatoren er synkronisert mot nettet. Dette betyr at bryterne ved stasjonen vil kun opereres i slutten av koblingssekvensen.

Før stasjonen kobles til generatoren, må stasjonen først frakobles bygdenettet. Dette er for å hindre at kraft overføres fra generatoren til bygdenettet via stasjonen. Denne prosessen er illustrert i Figur 50.

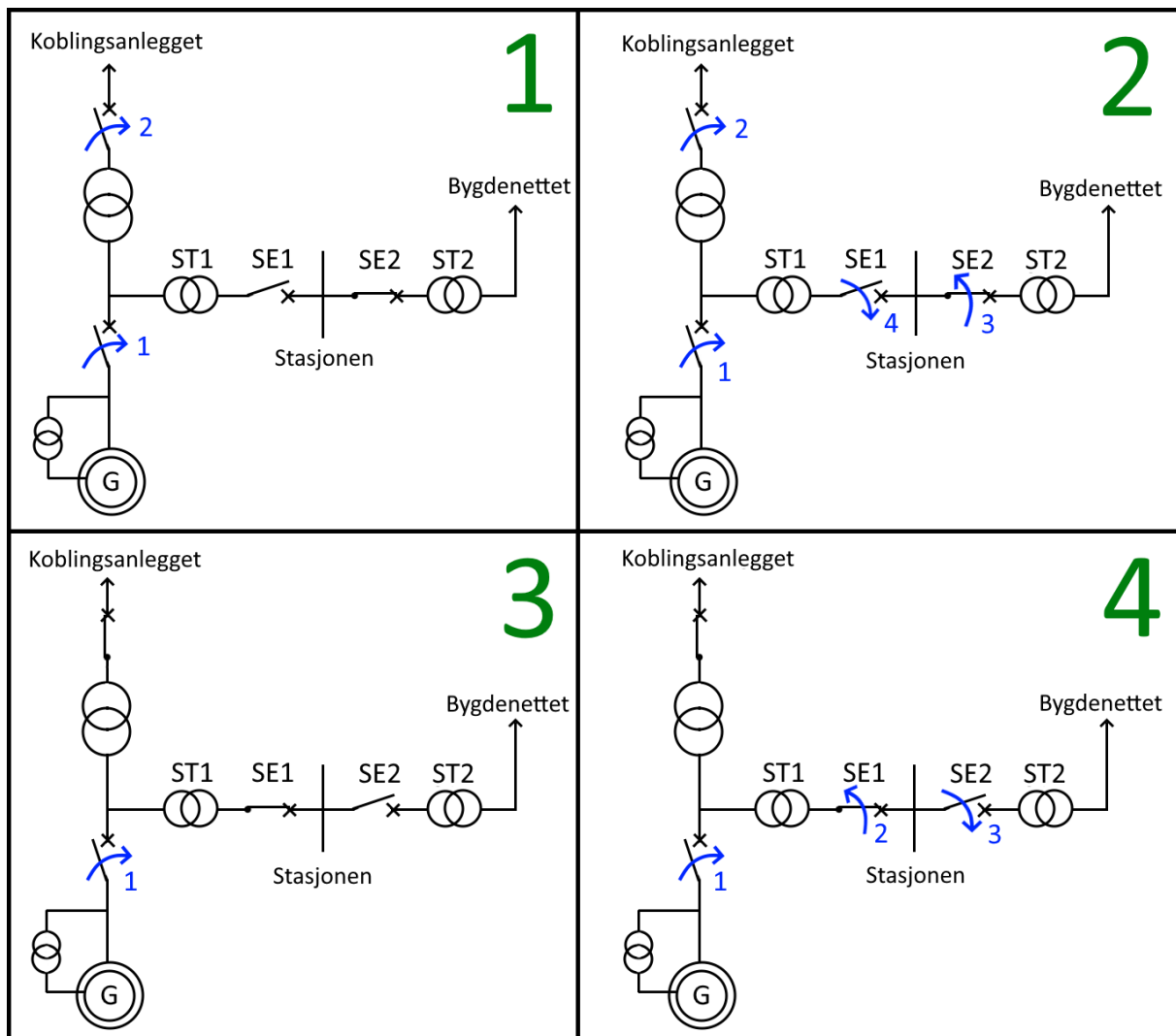


Figur 50: Flytdiagram som viser omkoblingen av stasjonsforsyningen

4.5.3 Topologi D - Mulige koblingssekvenser

Når både generatoren og transformatoren står ute, vil den første delen av koblingssekvensen (synkroniseringen) være det samme som for topologi C. Her ble det bestemt at det var best å først legge inn GCB etterfulgt av HV-CB. Derfor kan man utelate koblingssekvenser der HV-CB legges inn før GCB.

På bakgrunn av disse antagelsene er de mulige koblingssekvensene illustrert i Figur 51.



Figur 51: Mulige koblingssekvenser for topologi D

1. Generatortransformatoren ligger ute med generatoren. Stasjonen er alltid forsynt fra bygdenettet.
2. Generatortransformatoren ligger ute med generatoren. Stasjonen er forsynt fra bygdenettet når generatoren er ute, og fra generatoren når generatoren er i drift.
3. Generatortransformatoren ligger alltid inne. Stasjonen er alltid forsynt fra generatorsiden.
4. Generatortransformatoren ligger alltid inne. Stasjonen forsynes fra generatorsiden når generatoren er ute, og fra bygdenettet når generatoren er i drift.

4.5.4 Topologi D - Tekniske argumenter for bruk av stasjonsforsyningen

Kraftverk med ekstern stasjonsforsyning vil som oftest ha to stasjonstransformatorer: én mot generatoren og én mot bygdenettet. Dersom en transformator står ubrukt over lengre perioder kan transformatoren aldres fortere. Dette er på grunn av mangel på sirkulasjon som gir stratifisering i isolasjonsvesken. Det er forutsatt at begge lastbryterne på høyspentsiden av stasjonen er lagt inn. Dette betyr at både ST1 og ST2 står enten i tomgang eller i drift når generatoren er i drift. Aldring på grunn av varig utkobling kan derfor neglisjeres i alle koblingssekvensene.

Hyppe inn- og utkoblinger kan påføre stasjonstransformatoren skadelige innkoblingsoverstrømmer. Ved å kun bruke én stasjonstransformator vil man redusere antallet av disse overstrømmene, slik som i koblingssekvens 1 og 3. Det er derimot lite dokumentert informasjon om hvorvidt slike innkoblingsoverstrømmer påvirker levetiden til transformatoren. Derfor er påkjenningene av innkoblingsstrømmene ansett som neglisjerbare i forhold til de økonomiske gevinstene av å benytte lokal stasjonsforsyning.

4.5.5 Topologi D - Teknisk risiko

Lastbryterne på høyspent siden av stasjonen er normalt lagt inne, slik at ST2 alltid er tilkoblet bygdenettet. Oppdragsgiveren argumenterer at dette påser at stasjonsforsyningen raskt kan kobles om til ekstern forsyning dersom den lokale forsyningen skulle utkobles. I tillegg unngås hyppige inn- og utkoblinger av ST2. Ulempen er økt tomgangstap.

Dersom kun én av stasjonstransformatorene blir brukt vil det kunne ta lang tid før eventuelle feil på reservetransformatoren oppdages. Disse feil vil kun avsløres under kritiske situasjoner når reservetransformatoren legges inn. Derfor kan det være gunstig å bruke en koblingssekvens som sørger for at begge stasjonsforsyninger blir brukt under normal operasjon. Da vil feil på en stasjonstransformator kunne bli oppdaget og rettet i tide. Dette vil sannsynligvis øke kraftverkets pålitelighet, og er tilfredsstillende i koblingssekvenser 2 og 4. Koblingssekvenser 1 og 3 ansees likevel som lite risikable siden ST2 er alltid koblet til bygdenettet, og feil på ST2 vil derfor kunne enkelt detekteres og rettes.

I koblingssekvenser 1 og 4 forsynes stasjonen fra bygdenettet når generatoren er i drift. I disse tilfellene kan stasjonen bli utsatt for varige feil i bygdenettet. I slike tilfeller kan det være gunstig å koble stasjonsforsyning om til lokalforsyning mens feilen varer for å unngå skade på stasjonen.

4.5.6 Topologi D - Transformortap

I topologi C ble det konkludert at den økonomiske kostnaden av å kjøre transformatorer i tomgang er større enn den mulig fordel av å unngå temperatursvingninger og fuktighetsinntrengning. Både koblingssekvens 3 og 4 innebærer at generatortransformatoren og én stasjonstransformator står i tomgang til enhver tid. Dette medfører høyere kostnader på grunn av økt tomgangstap.

Dersom stasjonstransformatorene er identiske vil belastningstapet i disse være det samme for alle koblingssekvensene. Belastningstapet har derfor ingen påvirkning i valg av koblingssekvens.

4.5.7 Topologi D - Ulempen ved omkobling til lokalforsyning

I samtaler med kraftprodusenter ble det kun nevnt én ulempe ved bruk av lokalforsyning; stasjonen mister all kraftforsyning i et par sekunder under omkobling fra eksternt- til lokalforsyning. Konsekvensen av dette er at alt utstyr tilkoblet AC-forsyning mister strøm i en kort periode. Kraftprodusentene argumenterte for at dette ikke medførte problemer eller irritasjon siden alt kritisk utstyr går på DC-forsyningen og ikke mister strøm på grunn av batterier og avbruddsfri strømforsyning (UPS). Dette kan inkludere blant annet datautstyr, vern- og kommunikasjonsutstyr, brannvarslere, belysning. Denne omkoblingen vil derfor ikke merkes i mange kraftverk. Ulempen ved omkobling regnes derfor som ubetydelig.

4.5.8 Topologi D - Utkobling av stasjonen ved feil

Dersom en feil oppstår på det ytre nettet har kraftprodusenter, ifølge NVF, lov til å enten koble ut kun HV-CB, eller koble ut både HV-CB og GCB. Fordelen ved å legge ut begge bryterne er at det er lavere sannsynlighet for at generatoren blir skadet av den eksterne feilen. Ulempen ved å koble ut begge brytere er at stasjonen må kobles om dersom den er forsynt fra generatoren. Stasjonsforsyningen er ofte ikke kritisk og ulempen av å måtte koble om er derfor minimalt. Derfor er det trolig mest gunstig å utkoble både HV-CB og GCB ved feil på det ytre nettet.

4.5.9 Topologi D - Oppsummering av resultater

Resultatene er oppsummert i Tabell 3. Disse resultatene bygger videre på resultatene fra topologi C i Tabell 2.

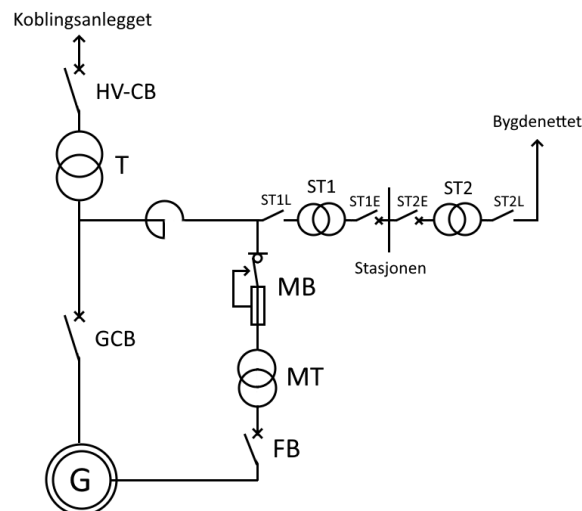
Tabell 3: Oppsummering av resultatene for topologi D

Alternativ	1	2	3	4
Skatt og tariff	Betaler skatt og tariff på alt energiforbruk	Sparer penger på skatt og tariff	Sparer penger på skatt og tariff	Betaler skatt og tariff på alt energiforbruk
Teknisk risiko	Neglisjerbar risiko ved alle koblingssekvensene			
Transformertap	Generator-transformatoren står ikke i tomgang	Generator-transformatoren står ikke i tomgang	Tomgangstap i Generator-transformatoren når generatoren står ute	Tomgangstap i Generator-transformatoren når generatoren står ute

Resultatene tyder på at koblingssekvens 2 vil være best for topologi D.

4.6 Topologi E - Magnetiseringsgrenen tilkoblet stasjonsgrenen

Denne kraftverkstopologien er typisk blant de største kraftverkene der kortslutningsstrømmen til aggregatet er for høy til å beskytte magnetiseringsgrenen med strømbegrensende mellomspentsikringer. Denne topologien er illustrert i Figur 52. Oppdragsgiveren bruker dette som standard der kortslutningsstrømmen er større enn 63 kA, hvilket tilsvarer aggregat med en ytelse på cirka 150 MVA.



Figur 52: Enlinjeskjema for topologi E

Her brukes en strømbegrensende reaktor for å redusere kortslutningsytelsen slik at vanlige mellomspentsikringer kan brukes på magnetiseringsgrenen og stasjonsgrenen.

4.6.1 Topologi E - Bryter på magnetiseringstransformator

Dersom det oppstår feil i magnetiseringstransformatoren vil effekt fra generatoren og / eller nettet mates inn i feilstedet. Dette vil kunne føre til eksplosjon og utgjør dermed en fare for personal og nærliggende komponenter. Derfor er det installert en bryter på høyspentsiden av magnetiseringstransformatoren for å beskytte mot disse feilstrømmene. Her er det også vanlig å velge en effektbryter eller en høyspentsikring. Denne bryteren er kun utløst av vern under feilsituasjoner og inngår derfor ikke i koblingssekvensene for normal drift.

4.6.2 Topologi E - Magnetisering

Det er spesifisert av Statkraft at GCB skal legges inn før feltbryteren dersom selvmagnetisering skal benyttes. Begrunnelsen for dette er at det kan bygges opp noe remanent spenning på rotoren når feltbryteren er inne, selv om GCB er ute. Dette medfører en spenning over GCB. I slike tilfeller kan forriglingen i kontrollanlegget hindre at GCB blir lukket. Det er vanlig praksis å programmere startautomatikken slik at GCB må være inne før feltbryteren legges inn. [65]

4.6.3 Topologi E - Mulige koblingssekvenser

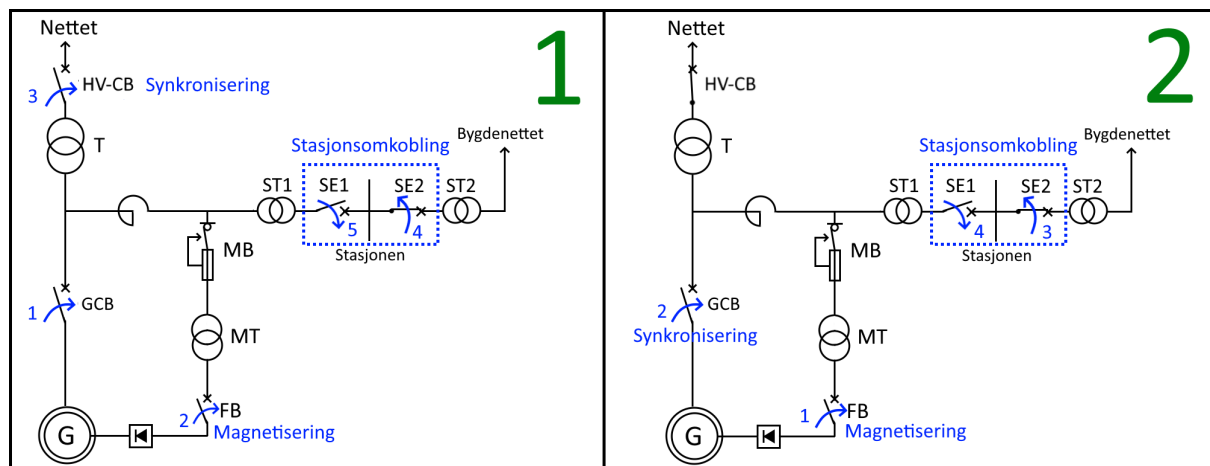
Informasjonen fra avsnitt 4.6.1 og avsnitt 4.6.2 gir de følgende antagelsene:

- Bryteren på mellomspentsiden av magnetiseringstransformatoren skal ikke opereres som en del av start- eller stoppsekvensen.
- GCB skal legges inn før feltbryteren dersom selvmagnetisering skal brukes.

Flere koblingssekvenser kan utelates på grunn av konklusjonene fra topologi C og D:

- Lastbryterne på høyspentsiden av stasjonen utelates.
- Stasjonen skal forsynes fra bygdenettet når generatoren er ute. Stasjonen kobles om til lokalforsyning når generatoren er i drift.
- Generatortransformatoren skal ikke spenningssettes fra nettet

Gitt disse konklusjonene og antagelsene vil det kun være to aktuelle koblingssekvenser som vist under i Figur 53.



Figur 53: Mulige koblingssekvenser for topologi E

1. Spenningssette generatortransformatoren sammen med generatoren, fase inn med HV-CB, koble om stasjonen til lokalforsyning.
2. Kjøre generatortransformatoren og magnetiseringstransformatoren i tomgang når generatoren er ute. Fase inn med GCB, koble om stasjonen til lokalforsyning.

4.6.4 Topologi E - Transformertap

I koblingssekvens 2 står både generatortransformatoren, stasjonstransformator 1 og magnetiseringstransformatoren i tomgang. Siden generatortransformatoren er veldig stor vil tomgangstapet i de andre transformatorer være neglisjerbare. Som konkludert tidligere finnes det lite konkret forskning på hvorvidt temperatursvingninger og kulde påvirker en

transformators levetid. Derfor antas det også her at ulempen ved tomgangstap er større enn den eventuelle fordelene av å holde magnetiseringstransformatoren varm.

4.6.5 Topologi E - Spenning på likeretteren

Dersom feltbryteren er plassert på DC-siden av likeretteren, vil det være en spenning over tyristorer når magnetiseringstransformatoren er i tomgang. Ulempen med denne løsningen er økt HMS-risiko, og mulig økt aldring.

HMS-risikoen kommer fra at skinnene i magnetiseringsskapet fortsatt vil være spenningsatt selv når generatoren er slått av. Det er mulig at ansatte tror skinnene er spenningsløse og ved et uhell kommer i kontakt med dem.

Den mest betydelige aldringsprosessen i tyristorer skyldes store lastendringer. Tyristorer består av flere lag materialer som utvider seg forskjellig under oppvarming. Store lastendringer forårsaker temperatursvingninger som fører til ulik ekspansjon av disse lagene, noe som kan føre til at lagene skilles fra hverandre over tid. Imidlertid vil magnetiseringsstrømmen i en generator bare ha små endringer ved spenningsregulering, så denne aldringsprosessen vil ikke utgjøre et problem i vannkraftverk.

I følge professor Dimosthenis Pefitsis ved NTNU er lastendringer den dominerende aldringsprosessen, derfor kan man også se bort fra mulig aldring som følge av at tyristorlikeretteren står i tomgang.

4.6.6 Topologi E - Oppsummering av resultater

Resultatene for topologi E er oppsummert i Tabell 4. Disse resultatene bygger videre på resultatene fra topologi C og D, fra Tabell 2 og Tabell 3.

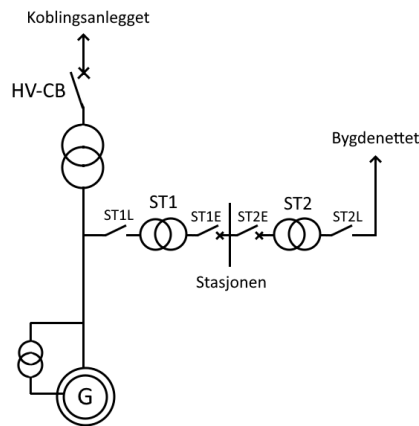
Tabell 4: Oppsummering av resultatene for topologi E

Koblingsalternativ	1	2
Tomgangstap	Transformatorene står ikke i tomgang	Kostnaden av tomgangstap i krafttransformatoren er dominerende
Spenning på likeretteren	Likeretteren er spenningsløst når generatoren er ute	HMS risiko fra spenningsatt likeretter når generatoren er ute

Koblingssekvens 1 vurderes som den beste koblingssekvensen for topologi E.

4.7 Topologi F - Blokkoblet med ekstern stasjonsforsyning (triviell variant)

Topologi F, G og H er varianter av de tidligere diskuterte topologiene. Løsningen på disse topologiene er derfor allerede konkludert. Kraftverk fra topologi F er blokkoblet og har mulighet for lokal stasjonsforsyning. Dette er illustrert i Figur 54.

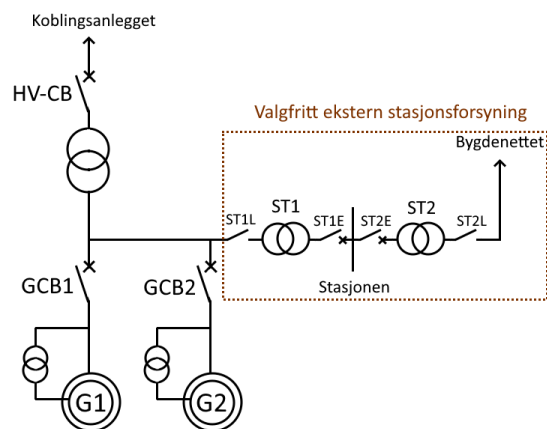


Figur 54: Enlinjeskjema for topologi F

Dette er en variant av topologi A (blokkoblet). Her ble det konkludert at HV-CB måtte brukes til inn- og utkobling. Som diskutert i topologi D, vil stasjonsforsyningen omkobles til lokalforsyning etter at generatoren er synkronisert mot nettet.

4.8 Topologi G - Flere generatorene tilkoblet samme samleskinne (triviell variant)

Kraftverk fra topologi G har flere generatorene tilkoblet samme mellomspente samleskinne. Dette er illustrert i Figur 55.



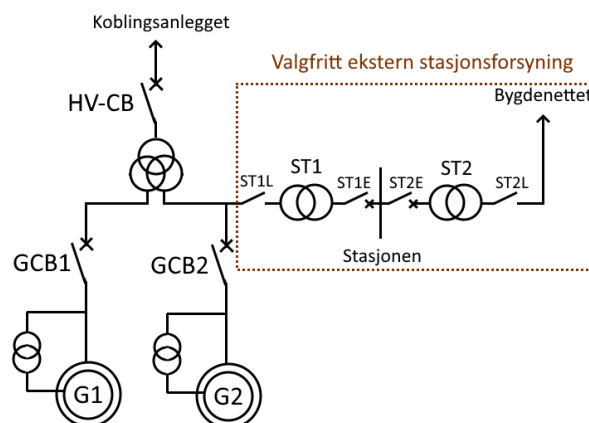
Figur 55: Enlinjeskjema for topologi G

Dersom alle generatorene er utkoblet vil innkobling av den første generatoren tilsvare innkobling for topologi C (dersom det ikke finnes lokal stasjonsforsyning) eller topologi D (dersom det finnes lokal stasjonsforsyning). Her ble det konkludert med at generatoren burde kjøre opp spenningen på transformatoren i blokk, og at HV-CB burde brukes til innfasing.

Dersom minst én generator er i drift vil innkobling av andre generatorer være trivielt. I slike tilfeller vil den eneste bryteren som kan brukes til innkobling være generatorbryteren.

4.9 Topologi H - Flere generatorer tilkoblet via en treviklingstransformator (triviell variant)

Disse kraftverkene har flere generatorer koblet sammen via en treviklingstransformator. På én av viklingene kan det også være tilkoblet en stasjonsforsyningsgren. Dette er illustrert i Figur 56.

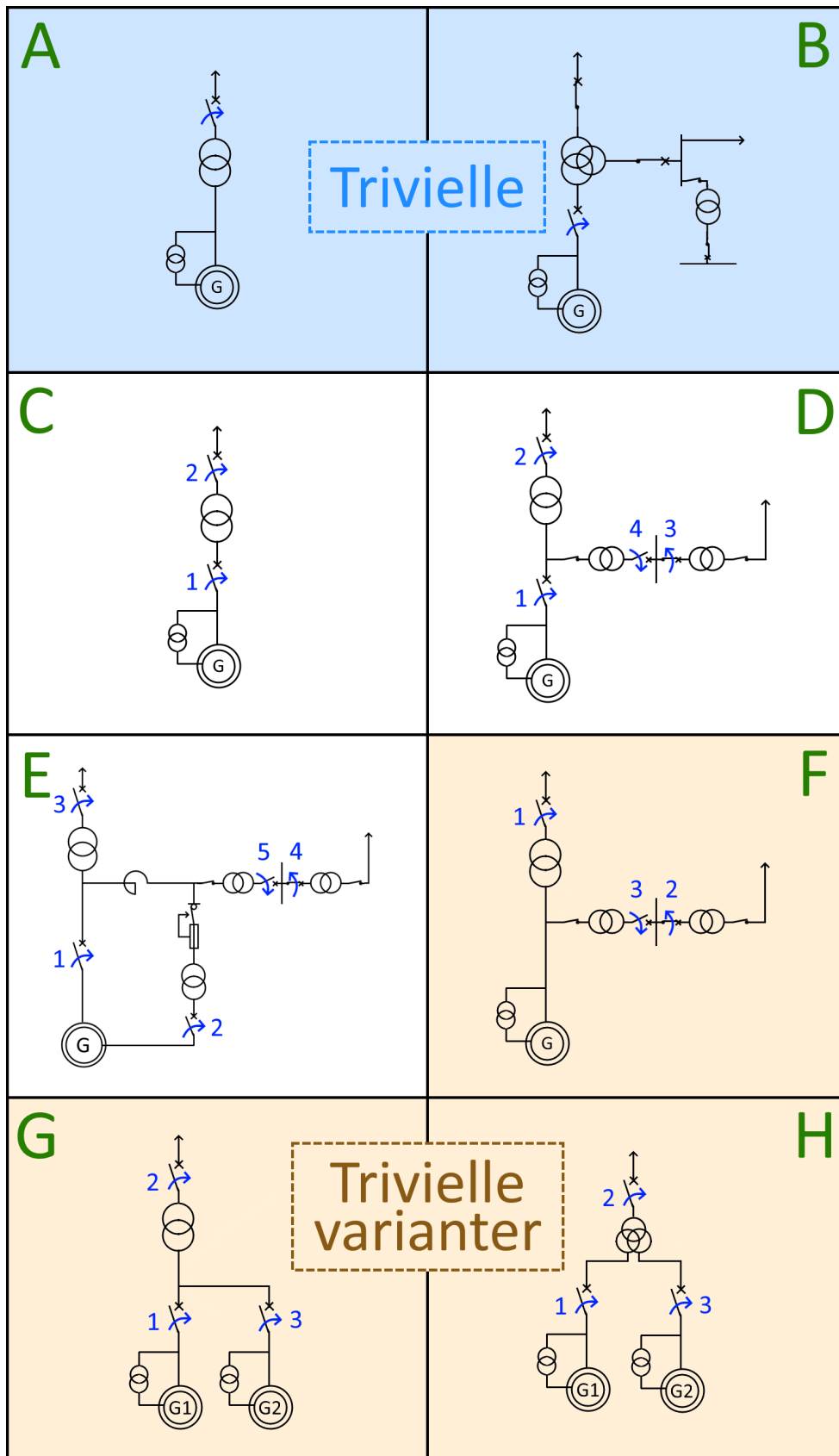


Figur 56: Enlinjeskjema for topologi H

Løsningene for denne topologien vil tilsvare løsningene fra topologi F.

4.10 Oppsummering av resultater

En oversikt over den beste koblingssekvensen fra hver topologi er vist i Figur 57. Forenklede funksjonsplaner for koblingssekvens A,C,D og E er lagt ved i Vedlegg B



Figur 57: Den beste koblingssekvensen for alle topologiene

5 Diskusjon

5.1 Diskusjon av fremgangsmåte

5.1.1 Endringer underveis i prosjektet

I begynnelsen av prosjektet var intensjonen å samle kvantitative resultater basert på vitenskapelige kilder som deretter skulle suppleres med kvalitative synspunkter fra kraftprodusenter. Målet var å belyse både dagens praksis og teoretisk best praksis i kraftverksdrift.

Imidlertid viste det seg at tilgjengelig litteratur og forskning om kraftverksdrift var begrenset, noe som førte til at prosjektets tilnærming måtte endres fra kvantitativ til kvalitativ. Denne endringen innebar en økt vektlegging av god kommunikasjon med et bredt spekter av kraftprodusenter for å innhente ulike perspektiver på problemstillingen. Kraftprodusentenes synspunkter ble nøye analysert og diskutert med professorer ved NTNU, noe som sikret at deres meninger kunne kvalitetssikres i forhold til dagens vitenskapelige kunnskap.

Selv om den opprinnelige arbeidsplanen måtte endres underveis i prosjektet, var prosessen med å utforme prosjektplanen en verdifull og lærerik del av prosjektgjennomføringen. Dette bidro til en tidlig vurdering av prosjektets omfang samt identifisering av potensielle utfordringer som kunne oppstå i løpet av prosjektets gang.

5.1.2 Avgrensninger som ble gjort

Etter diskusjoner med oppdragsgiver og veileder ble det besluttet å kun utforske koblingssekvenser ved innkobling. Begrunnelsen er at utkobling ved feilsituasjoner er trolig nøye prosjektert av eksperter og skreddersydd til hvert anlegg. Ved å ekskludere utkobling fra vurderingene, ble risikoen for å gi unyttig eller feilaktig informasjon minsket. Denne avgrensningen gjorde det mulig for gruppen å fokusere på å levere god informasjon rundt kun innkobling.

Økonomiske vurderinger ble også begrenset mot slutten av prosjektet. Gruppen hadde som mål å begrunne alle valg gjennom økonomiske analyser, men det viste seg å være utfordrende å finne pålitelige data. Konkurrans hensyn førte til at prisinformasjon fra komponentleverandører ikke var tilgjengelig, og kjøpshistorikk fra oppdragsgiveren ville ikke nødvendigvis gjenspeile dagens marked.

I tillegg har gruppen lite forkunnskap om økonomi og kraftmarkeder, hvilket utgjorde en stor utfordring ved å analysere lønnsomheten til lokalforsyning på kraftverk. Det ble for tidkrevende å orientere seg i gjeldende skatter, tariff, spotpriser, lastmønstre og individuelle avtaler som kraftverk må forholde seg til. Gruppen valgte derfor å avgrense denne økonomiske vurderingen for å unngå å oppgi feilaktig informasjon og svekke påliteligheten til rapporten.

5.1.3 Måloppnåelse

Resultatmålet var å presentere én koblingssekvens som er best for hver topologi. Dette har gruppen oppnådd ved å klassifisere kraftverk i åtte topologier der to topologier har trivielle løsninger, tre topologier har foreslåtte beste koblingssekvenser, og tre topologier bygger trivielt på de forrige løsningene. Koblingssekvensene er formidlet som flytdiagrammer, og fordelene og ulempene er presentert i oversiktlige tabeller.

Effektmetet var opprinnelig økonomisk besparelse for oppdragsgiveren gjennom økt komponentlevetid og HMS. Dette målet er vanskelig å måle siden gruppen ikke fant relevant økonomisk data underveis i prosjektet. I stedet for å gi direkte økonomisk besparelse, vil effekten av prosjektet trolig gi oppdragsgiveren en samlet oversikt over faktorene som inngår i valg av koblingssekvens i videre prosjektering av anlegg.

Prosessmål var å lære mer om drift av vannkraftverk og tilegne seg kunnskap om prosjektarbeid. Gruppen er svært fornøyd med læringsutbytte fra prosjektet og har nå god forståelse for hvordan vannkraftverk er satt sammen, samt utfordringer som må hensyntas i dimensjonering og drift av det elektriske anlegget. På samme måte har gruppen tilegnet seg verdifull erfaring med prosjektplanlegging, administrasjon, gruppearbeid og rapport-skriving. Dette har vært en nyttig erfaring som kan tas med inn i arbeidslivet.

5.1.4 Alternative fremgangsmåter

Dersom prosjektet hadde blitt gjort på nytt, så hadde de følgende ting blitt gjort annerledes:

- Kontakt med kraftprodusenter hadde blitt tatt enda tidligere for å nå flere produsenter og bygge opp et bedre dokumentasjonsgrunnlag.
- Flere direkte spørsmål hadde blitt stilt til kraftprodusentene angående driftsvalg og deres meninger rundt problemstillingen.
- Mer kjøpshistorikk hadde blitt etterspurt for å gi et økonomisk perspektiv på hvor mye komponentene koster å kjøpe og vedlikeholde.
- Mer hadde blitt oppklart med oppdragsgiveren rundt aspekter av kraftverksdrift som ikke er relevant å se på.
- Programvaren som oppdragsgiveren selv bruker hadde blitt brukt for å spare tid og ha mer pålitelige modeller.
- Alternativt hadde simuleringer blitt utelatt for å spare tid.
- Mer fokus hadde blitt lagt på magnetisering og feil på generatoren.

5.2 Diskusjon av kilder

5.2.1 Begrenset kildegrunnlag

Tidlig i prosessen ble det tydelig at det finnes begrenset forskning rundt drift av vannkraftverk. Informasjon om driftserfaring var enklest å finne på nettsider og netttorumer, noe som ikke regnes som pålitelige kilder. Dette gjorde det utfordrende å etablere en grunnleggende forståelse i starten av prosjektet, og å finne kilder som kunne støtte teorien og resultatene i rapporten.

Det var dessuten utfordrende å komme i kontakt med personer i kraftbransjen som var villige til å bruke tid på å sende dokumentasjon og svare på oppfølgingsspørsmål. Dette gjaldt spesielt for utenlandske kraftprodusenter. Av de seks personene som ble kontaktet i utlandet, var det kun én som fulgte opp med dokumentasjon. Denne personen kjente prosjektgruppen fra før, noe som understreker viktigheten av et godt nettverk.

Kraftsensitiv informasjon gjorde det vanskelig å få tilsendt relevant dokumentasjon fra et tilstrekkelig antall kraftprodusenter. I tillegg var det ikke mulig å få tilsendt prisdata for ulike kraftverkskomponenter fra leverandørene av konkurransehensyn. Disse faktorene gjorde det vanskelig å foreta pålitelig forskning rundt de økonomiske konsekvenser av ulike driftsvalg.

Store deler av informasjonen i rapporten kommer fra intervjuer med fagpersoner. Fordelene med denne metoden er at man raskt kommer frem til relevant informasjon, og man får innspill til aspekter ved prosjektet som man ikke var bevisst på. Ulempene er at feilaktig informasjon er vanskeligere å oppdage, og det kan være vanskelig å finne andre kilder som støtter personens meninger.

5.2.2 Objektivitet og innflytelse fra fagpersoner

Motivasjonen bak prosjektet var å finne de beste koblingssekvensene fra et nøytralt perspektiv. På grunn av manglende forskning, måtte mye av informasjonen hentes fra samtaler med fagpersoner. Dette kan ha gitt resultater som bærer preg av personlige meninger, samt utdatert eller motstridende informasjon. Disse personlige meningene kan gi mer praktiske og nyanserte resultater, men kan gå på bekostning av objektiviteten.

Informasjon fra personer i industrien kan være lite forankret i dagens forskning, mens informasjon fra akademikere kan være lite forankret i praktiske driftsforhold. Ved å bruke informasjon fra både industri og academia vil disse svakhetene sannsynligvis balanseres ut.

Oppdragsgiverens nåværende løsning på problemstillingen ble gjennomgått som en del av litteraturstudiet. Dette kan også ha påvirket resultatene, i retning av å bekrefte oppdragsgiverens eksisterende teori. Denne innflytelsen er vanskelig å unngå, siden gruppen var avhengig av god kommunikasjon med oppdragsgiveren for å lære om teori og få et tilstrekkelig dokumentasjonsgrunnlag.

5.2.3 Tiltak for å kvalitetssikre kildene

For å øke rapportens pålitelighet, ble teori fra mange ulike kilder gjennomgått. Dette inkluderer pensumbøker, forskningsartikler, tidligere masteroppgaver, dokumentasjon, og intervjuer. Fagpersonene som ble intervjuet har lang erfaring fra både industri og akademi, og kan antas å være pålitelige kilder. Deler av teorien og resultatene som er basert på samtaler, har også blitt kvalitetssikret av andre fagpersoner.

5.3 Diskusjon av simulering

5.3.1 Valg av simuleringsverktøy

Simuleringsverktøy ble benyttet for å analysere transientene ved ulike koblingssekvenser. Det var flere simuleringsprogrammer som var aktuelle å bruke, blant annet ATPDraw, Simulink, og PowerFactory.

Simulink fremsto best på stasjonær analyse av kraftsystemer, men var mindre egnet til transient analyse og ble derfor ikke valgt. PowerFactory fremsto som en veldig omfattende programvare med en tilsvarende bratt læringskurve. I tillegg var det krevende å skaffe en lisens. Derfor ble ikke PowerFactory valgt.

ATPDraw ble valgt fordi det ikke krever lisens og er spesifikt utviklet for å analysere transienter i kraftsystemet. I tillegg ble programmet delvis utviklet av en professor ved NTNU som gruppen hadde tilgang til. Dette ga en god mulighet for å få direkte veiledning i bruk av programvaren og i oppsett av fungerende modeller.

5.3.2 Avgrensninger og utfordringer

Simuleringene var opprinnelig ment for å gi kvantitative målinger av transientene som kunne oppstå ved hver koblingssekvens. Da det ble oppdaget hvor mye vannkraftverk av samme topologi kunne variere, ble det derimot bestemt at simuleringene skulle gi kun kvalitative resultater. Fokuset for simuleringene ble dermed å visualisere formen på transientene som kunne oppstå ved hver koblingssekvens. Uten denne endringen i tilnærming, ville det vært nødvendig å simulere koblingssekvenser for hver topologi og for flere ulike størrelser. Dette ville ha resultert i mange simuleringer og kunne ha redusert rapportens oversiktighet. I tillegg ble det bestemt å utelate simuleringer av feilsituasjoner. Dette skyldes at oppgaven fokuserer på vannkraftverk i normal drift, og utkobling ved feil er utenfor rapportens omfang. Dette reduserte også antallet simuleringer betydelig, og bidro til å holde rapporten oversiktlig.

Under simuleringen hadde gruppen ingen forhåndskunnskap om hvordan transientene burde se ut, og var lite kjent med programvaren. Dette gjorde det utfordrende å vite når simuleringsresultatene var feilaktige. Innstillinger og parametere ble justert for å etterligne resultater fra eksisterende faglitteratur. Denne tilnærmingen er utsatt for å reproducere andre sine feil og gir lite rom for å komme med selvstendige konklusjoner.

5.3.3 Resultater fra simulering

Resultatene fra simuleringene har blitt gjennomgått av veilederen og oppdragsgiveren. Disse ga positiv tilbakemelding på kvaliteten av simuleringene, noe som tyder på at resultatene er pålitelige. Selv om simuleringene ikke kvantifiserte størrelsen på transientene, stemmer formene overens med det som er beskrevet i annen faglitteratur. I tillegg har oppdragsgiveren og andre kraftprodusenter et solid datagrunnlag og mer nøyaktige simuleringfiler som kan kvantifisere slike transienter dersom dette er av interesse. Selv om resultatene fremstår som pålitelige, finnes det fortsatt usikkerheter knyttet til menneskelige feil i valg av riktige innstillinger og parametere i programvaren.

Simuleringen av transformormagnetisering fra spenningsatt generator ga større usikkerhet enn de andre simuleringene. Dette skyldtes at det ikke var kjent hvordan strømmen og spenningen skulle se ut, og at generatorekvivalenten ikke nødvendigvis viste det riktige spenningsforløpet. Det ble likevel observert en form som lignet på transientene ved magnetisering av transformatoren fra det eksterne nettet.

5.4 Diskusjon av resultat

5.4.1 Resultatene sin troverdighet

Alle løsningene presentert baserer seg på innfasing med HV-CB, men det er ikke sikkert alle HV-CB er testet for feilfasing. I kraftverk der HV-CB ikke er testet for feilfasing vil man enten måtte teste bryteren for dette i etterkant eller fortsette å bruke GCB til innfasing inntil bryteren byttes ut. Det kan også være tilfellet at bryteren ikke har installert synkroniseringsapparat. Slike brytere vil måtte få etterinstallert synkroniseringsapparat for å kunne bruke den foreslåtte koblingssekvensen. Selv om alle topologiene har resultert i samme koblingssekvens, vil større kraftverk generelt ha flere hensyn som kan føre til en beste koblingssekvens som avviker fra standardløsningen foreslått i denne rapporten.

Kostnadene knyttet til løsningene er ikke oppgitt, ettersom det viste seg for vanskelig å finne nøyaktige tall. I tillegg ville kostnadene variere stort mellom kraftverk av samme topologi. Dette gjør at et prisestimat ikke vil være representativt for alle kraftverk med samme topologi. Dersom økonomiske vurderinger var lagt til grunn for bestemmelsen av de beste løsningene, kunne man ha mistet nyansene ved hva som er praktisk gjennomførbart. Beregninger viser imidlertid at det ikke lønner seg å la transformator stå i tomgang, da dette medfører mer tapskostnader enn gevinster.

5.4.2 Resultatene sin relevans for fagfeltet

Effektkjøring, distribuert produksjon, og digitalisering er nye temaer som vitner om et kraftsystem i endring. Vannkraftprodusenter mener at det skal være hyppigere inn- og utkoblinger av generatorer i fremtiden, noe som er tatt høyde for i dette prosjektet. Denne endring i driftsmønster har vært en forutsetning under analysen av koblingssekvensene, og resultatene burde derfor forbli relevante fremover.

I kraftverksbransjen er det mange spesialister innenfor enkelte komponenter. Noen som jobber med kun brytere vil sannsynligvis ønske å skåne bryteren mest, mens noen som jobber med transformatoren vil ønske å ta vare på denne. Denne rapporten vil trolig ha en mer nøytral innfallsvinkel og gi dermed en mer helhetlig løsning.

Resultatene egner seg helst som en standard, heller enn en fasit på hva som er best for hvert enkelt anlegg. Vannkraftverk er prosjektert ulikt, og det kan derfor være unike hensyn og krav som gjør at løsningene presentert i denne oppgaven ikke er best eller gjennomførbare for spesifikke kraftverk. Ekspertene vil sannsynligvis bestemme koblingssekvensen etter hva som er best for det spesifikke kraftverket.

Resultatene kan likevel brukes til å understreke hvilke faktorer som bør hensyntas under prosjektering, samt fordelene og ulempene ved hver koblingssekvens. Leseren får dermed mulighet til å gjøre egne vurderinger ut fra informasjonen samlet i denne rapporten. Disse resultatene vil også være en god oversikt for dem som ønsker å lære mer om drift av vannkraftverk.

6 Konklusjon

6.1 Oppsummering av arbeidet

Denne rapporten har som formål å finne den beste koblingssekvensen for norske vannkraftverk basert på dagens produksjonsmønstre. For å komme fram til den beste løsningen blir komponentpåkjenningner, standarder, lovverk, og HMS tatt i betraktning.

24 forenklete enlinjeskjemaer blir gruppert i topologier fra A til H. Hver topologi har unike forhold som må betraktes under valg av koblingssekvens. For hver topologi blir det konkludert hvilken koblingssekvens som er best.

Topologi A og F er blokkoblet og har derfor kun én mulig koblingssekvens. Dette resulterer i en triviell løsning der HV-CB må brukes til inn- og utkobling av generatoren.

Topologi B er også triviell siden utkobling av HV-CB kan føre til strømbrudd på bygdenettet. Derfor er det kun generatorbryteren som kan brukes til inn- og utkobling ved normal drift. Den beste koblingssekvensen til topologi G og H er basert på resultatene fra de andre topologiene.

For topologiene med stasjonsforsyning spenningssettes generatortransformatoren sammen med generatoren, fases inn med HV-CB, og deretter kobles stasjonen om til lokalforsyning. Bruk av lokal stasjonsforsyning antas som lønnsomt for alle kraftverk med mulighet for dette. Dette er en fordel da kraftprodusentene slipper å kjøpe kraft fra nettselskapet når generatoren er i drift. Ved å ha installert lokal stasjonsforsyning kan kraftstasjonen få forsyning selv når bygdenettet er nede, noe som gjør kraftverket mer robust. Dersom det oppstår en feil på en av stasjonstransformatorene, er det dessuten en fordel at stasjonsforsyningen kan kobles om, siden man har to forsyningsmuligheter.

Alle kraftverk installert med både HV-CB og GCB har samme løsning; først spenningssettes transformatoren med GCB, og deretter synkroniseres generatoren mot nettet med HV-CB. Dette er for å unngå høye innkoblingsstrømmer på transformatoren, og samtidig unngå at transformatoren står i tomgang.

Brytere

Det konkluderes med at bryterne ikke blir betydelig påkjent av de ulike koblingssekvensene. Dette er uavhengig av bryterteknologi eller størrelse. Derfor overses detaljer rundt bryteroperasjonen siden dette er ubetydelig for selve koblingssekvensen. Et unntak er at vakuumbryter ville være best egnet til bruk som HV-CB, fordi denne tåler flest antall brytninger og krever mindre vedlikehold. SF6 bryter benyttes som GCB på grunn av dens egenskap til å tvinge strømmen til null for å så bryte strømmen.

Transformator

Ingen av generatortransformatorene som analyseres er større enn 100 MVA og det er derfor ingen krav om anordning for å begrense innkoblingsstrømmer. Dette er noe man foretrekker å unngå, da det kan føre til spenningsdipp og skadelige mekaniske krefter på viklingene. Kraftverk installert med lange overføringskabler bør også unngå koblingssekvenser som fører til resonante overspenninger på transformatoren.

Selv om noen kraftprodusenter mener at transformatoren burde kjøres i tomgang for å holde en stabil temperatur, finnes det lite forskning på hvorvidt temperatursvingninger og kulde påvirker en transformators levetid. Kostnaden assosiert med tomgangstapet i denne driftsmodusen kan være veldig stor. Derfor antas det at ulempen ved tomgangstap er større enn den eventuelle fordelene av å holde transformatoren varm.

Teknisk risiko

Tekniske risikoer som vurderes er påkjenninger fra eksterne feil i nettet og feilfasing. Grunnet påkjenninger fra det eksterne nettet utelates koblingssekvenser der transformatoren står i tomgang. Risikoen for feilfasing påvirker ikke valg av koblingssekvens, da sannsynligheten for denne feilen antas å være uavhengig av bryter.

Simulering

Simuleringene viser prinsipielt de transiente forløp som kan forventes ved ulike koblingssekvenser. Dette viser at man vil få høye innkoblingsstrømmer når man magnetiserer transformatoren fra det eksterne nettet, eller fra en spenningsatt generator. Skadelige innkoblingsstrømmer unngås ved å magnetisere transformatoren sammen med generatoren.

Samlet sett har simuleringene vært et viktig verktøy for å undersøke de transiente forløpene ved ulike koblingssekvenser og gi støtte til resultatene i oppgaven. Selv om simuleringene ikke gir kvantitative resultater, er de godt egnet til å visualisere formen på de forventede transientene.

Resultat

Løsningene egner seg helst som en standard, heller enn som fasit på hva som er best for hvert enkelt anlegg. Vannkraftverk er skreddersydd etter lokale forhold og nøye prosjektert ved konstruksjon, og det kan derfor være unike hensyn og krav som gjør at løsningen presentert i denne oppgaven ikke er best eller gjennomførbar på enkelte anlegg. Ekspertene vil sannsynligvis bestemme koblingssekvensen etter hva som er best for det spesifikke kraftverket. I slike tilfeller vil resultatene i denne rapporten gi en god oversikt over hensyn som må tas under valg av koblingssekvens.

6.2 Videre arbeid

De følgende punktene vil kunne bygge videre på arbeidet foretatt i denne oppgaven:

- Knytte funnene til kvantitativ økonomisk data for å kvantifisere fordelene og ulempene ved hver koblingssekvens.
- Utarbeide standard utkoblingssekvenser basert på innkoblingssekvensene diskutert i denne oppgaven.
- Utforske ulike magnetiseringsmetoder i mer detalj og integrere dem inn i koblingssekvensene.
- Forske mer på påkjenningen av temperatursykluser på transformatorer.

Kilder

- [1] Karsten Fretheim. *Prosjektering av elektriske anlegg*. 1. utg. NTH, 1992, s. 56–58.
- [2] Norsk Vasskraft- og Industristadmuseum Eirik Øgaard. *Tonstadulykka*. URL: <http://www.vasskrafta.no/elektroteknikk/tonstadulykka-article344-881.html> (sjekket 13.05.2023).
- [3] M. Moazzami et al. «Reliability evaluation for different power plant busbar layouts by using sequential Monte Carlo simulation». I: (2013), s. 987–993.
- [4] Statnett. «Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet». I: (2022). URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---vedlegg-til-retningslinjer-fos--14---nvf.pdf>.
- [5] Anish Devasia. *An Overview of Sequential Function Chart (SFC) PLC Programming*. URL: <https://control.com/technical-articles/an-overview-of-sequential-function-chart-sfc-programming/> (sjekket 18.04.2023).
- [6] Siemens. *SEQUENTIAL FUNCTION CHART*. URL: <https://www.automation.siemens.com/sce-static/learning-training-documents/pcs7/v7-0/p01-07-sequential-function-chart-rc1012-en.pdf> (sjekket 18.04.2023).
- [7] Store Norske Leksikon. *Forrigling*. URL: <https://snl.no/forrigling> (sjekket 15.05.2023).
- [8] Knut Hofstad. *Kapasitetsfaktor*. URL: <https://snl.no/kapasitetsfaktor> (sjekket 13.05.2023).
- [9] Wikipedia. *Vannturbin*. URL: [https://no.wikipedia.org/wiki/Vannturbin#/media/Fil:Water_turbine_\(en_2\).svg](https://no.wikipedia.org/wiki/Vannturbin#/media/Fil:Water_turbine_(en_2).svg) (sjekket 13.05.2023).
- [10] Pedro Ney Stroski. *How synchronous generators work?* URL: <https://www.electricalibrary.com/en/2019/09/19/how-synchronous-generators-work/> (sjekket 15.05.2023).
- [11] Erling H. Westgaard et al. *Hydropower development, Electrical Equipment*. 13. utg. Norwegian Institute of Technology Division of Hydraulic engineering, 1994.
- [12] Stephen J. Chapman. *Synchronous machines (generator and motor) in a nutshell*. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/electrical-engineering/synchronous-machines-generator-motor> (sjekket 11.05.2023).
- [13] Electrical Deck. *Construction of Alternator or Synchronous Generator - Stator & Rotor*. URL: <https://www.electricaldeck.com/2021/01/construction-of-alternator-or-synchronous-generator.html> (sjekket 18.05.2023).
- [14] Martin Duvsethe et al. «Forsinket utkobling av feltbryter for synkrogenerator i vannkraftverk». I: (2022), s. 25–26. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/3002926/no.ntnu:inspera:108215446:111553781.pdf?sequence=1>.
- [15] CA) et al. Gabriel Benmouyal (Convenor. «International Guide on the Protection of Synchronous Generators». I: (2011), s. 1–21.
- [16] Zoran Gajic. «Generator Protection, TET4215 Power System Protection and Control». I: (2023).
- [17] Edvard Csanyi. *Guidelines to startup and shutdown a large generator*. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/important-guidelines-to-startup-and-shutdown-a-large-generator?fbclid=IwAR0TNpyVV6fR0IKDczRTxntMWdHVtpbAqhiqkWtbxWulQpWFX2FrA-0y7BI> (sjekket 11.05.2023).

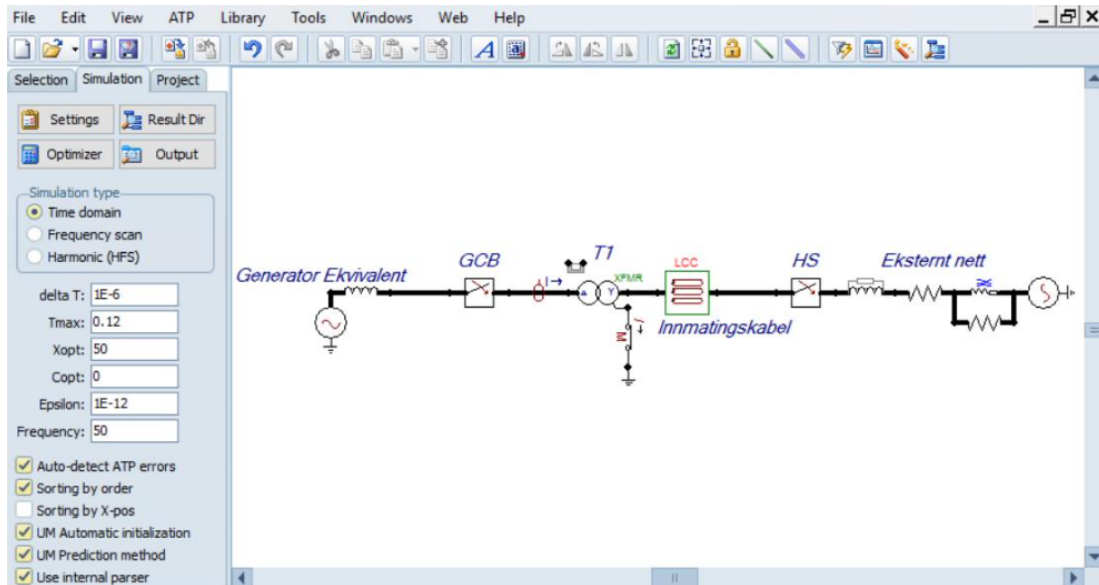
- [18] Alstom Grid. *Network Protection and Automation Guide, Protective Relays, Measurement and Control*. 4. utg. Alstom Grid, 2011, s. 17–3.
- [19] Manuel Bolotinha. *Common generator faults*. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/common-generator-faults-manuel-bolotinha/> (sjekket 11.05.2023).
- [20] Magne Runde Kaveh Niayesh. *Power Swiching Components*. Springer, 2020, s. 15–18. ISBN: 978-3-319-51460-4.
- [21] Lars Eivind Jensvoll. «Transients During Energization of Unloaded Generator Step-Up Transformers». I: (2019), s. 27–30. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2625879/no.ntnu:inspera:2545736.pdf?sequence=1>.
- [22] Kaveh Niayesh og Magne Runde. *Power Swiching Components*. Springer, 2017, s. 145–147. ISBN: 978-3-319-51460-4.
- [23] Lasse Sivertsen. *Høyspenningssystemer*. 1. utg. Fagbokforlaget, 2020, s. 114–119.
- [24] Statnett. «Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet». I: (2022), s. 28–30. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---vedlegg-til-retningslinjer-fos--14---nvf.pdf>.
- [25] «Transformer Insulation Materials and Ageing». I: *Transformer Ageing*. Section: 1. _eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781119239970.ch1>. John Wiley & Sons, Ltd, 2017, s. 1–33. ISBN: 978-1-119-23997-0. DOI: 10.1002/9781119239970.ch1. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119239970.ch1> (sjekket 27.04.2023).
- [26] Maik Koch. *RELIABLE MOISTURE DETERMINATION IN POWER TRANSFORMERS*.
- [27] Arne Nysveen. «TET 4195 HIGH VOLTAGE EQUIPMENT». I: (2015), s. 73–76.
- [28] MSE Student. *What Is Magnetic Hysteresis and Why Is It Important?* URL: <https://msestudent.com/what-is-magnetic-hysteresis-and-why-is-it-important/> (sjekket 15.05.2023).
- [29] Electrical Engineering Professional. *Transformer inrush current*. URL: <https://electricalengineeringprofessional.wordpress.com/2019/03/18/transformer-inrush-current/> (sjekket 20.05.2023).
- [30] Lars Eivind Jensvoll. «Transients During Energization of Unloaded Generator Step-Up Transformers». I: (2019), s. 12. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2625879/no.ntnu:inspera:2545736.pdf?sequence=1>.
- [31] M. Nagpal mfl. «Assessing and limiting impact of transformer inrush current on power quality». I: *IEEE Transactions on Power Delivery* 21.2 (apr. 2006), s. 890–896. ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.858782.
- [32] M. Steurer og K. Frohlich. «The impact of inrush currents on the mechanical stress of high voltage power transformer coils». I: *IEEE Transactions on Power Delivery* 17.1 (jan. 2002). Conference Name: IEEE Transactions on Power Delivery, s. 155–160. ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/61.974203.
- [33] Arne Nysveen. «TET 4195 HIGH VOLTAGE EQUIPMENT». I: (2015), s. 54–71.
- [34] Roland van Velthoven mfl. «FAST TRANSIENTS OVERVOLTAGES PRODUCED BY SWITCHING DISTRIBUTION TRANSFORMERS WITH A VACUUM CIRCUIT BREAKER: SIMULATION AND TESTING». I: (apr. 2023).

- [35] Power System Operation. *GUIDELINES FOR REPRESENTATION OF NETWORK ELEMENTS WHEN CALCULATING TR...* URL: <https://www.slideshare.net/PowerSystemOperation/guidelines-for-representation-of-network-elements-when-calculating-transients> (sjekket 18.04.2023).
- [36] Lars Eivind Jensvoll. «Transients During Energization of Unloaded Generator Step-Up Transformers». I: (2019), s. 5–28. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2625879/no.ntnu:inspera:2545736.pdf?sequence=1>.
- [37] Lasse Sivertsen. *Høyspenningssystemer*. 1. utg. Fagbokforlaget, 2020, s. 38–39.
- [38] Alstom Grid. *Network Protection and Automation Guide, Protective Relays, Measurement and Control*. 4. utg. Alstom Grid, 2011, s. 17–8.
- [39] Statnett. «Årsstatistikk 2018 Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet». I: (2018). URL: <https://www.statnett.no/contentassets/5fb5605039314f498ed16f8561695a0c/arsstatistikk-2018-33-420-kv.pdf> (sjekket 27.04.2023).
- [40] Statnett. «Årsstatistikk 2018 Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoplinger i 1-22 kV-nettet». I: (2018). URL: <https://www.statnett.no/contentassets/5fb5605039314f498ed16f8561695a0c/arsstatistikk-2018-1-22-kv.pdf> (sjekket 27.04.2023).
- [41] Edvard Csanyi. *Guidelines to startup and shutdown a large generator*. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/important-guidelines-to-startup-and-shutdown-a-large-generator?fbclid=IwAR0TNpyVV6fR0IKDczRTxntMWdHVtpbAqhiqkWtbxWulQpWFX2FrA-0y7BI> (sjekket 22.04.2023).
- [42] NDLA. *PLS: Hva er det, og hvordan er det oppbygd?* URL: <https://ndla.no/nb/subject:1:8c5a9fdd-4fa4-456b-9afe-34e7e776b4e7/topic:ce841519-de73-4349-870f-2240e5276bc0/resource:3eca6f64-0408-46bc-aa3c-827c7ead3352> (sjekket 06.05.2023).
- [43] Norconsult NVE. *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk Kapittel 7 - Teknisk planlegging av kraftverk*. URL: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2003/veileder2003_02.pdf (sjekket 02.05.2023).
- [44] Statnett. «Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet». I: (2022), s. 125. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---vedlegg-til-retningslinjer-fos--14---nvf.pdf>.
- [45] *ANSI Codes - Device Designation Numbers*. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/ansi-codes-device-designation-numbers> (sjekket 15.05.2023).
- [46] Stabley H. Horowitz og Arun G. Phadke. *Power System Relaying*. 4. utg. Wiley, 2014, s. 53.
- [47] Cigre. «International Guide on the Protection of Synchronous Generator». I: (2011).
- [48] Hans Kristian Høidalen. *TET4130 Overspenninger*. 1. utg. NTNU, 2023.
- [49] Statnett. «Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet». I: (2022), s. 32. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---vedlegg-til-retningslinjer-fos--14---nvf.pdf>.
- [50] *Introduksjon til reservemarkedene*. URL: https://www.huajigroup.com/en/productshow%5C_396%5C_19.html (sjekket 19.05.2023).
- [51] Knut A. Rosvold. *Differensialvern*. URL: <https://snl.no/differensialvern> (sjekket 19.04.2023).

- [52] Bjørn R. Nyberg. *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer del 5*. 1. utg. Transformator forbrukergruppen, 2006, s. 9.
- [53] Karsten Fretheim. *Prosjektering av elektriske anlegg*. 1. utg. NTH, 1992, s. 60.
- [54] Lasse Sivertsen. *Høyspenningssystemer*. 1. utg. Fagbokforlaget, 2020, s. 175.
- [55] Ivar Gunvaldsen. *Overstrømsvern*. URL: <https://snl.no/overstr%C3%B8mvern> (sjekket 19.04.2023).
- [56] Alstom Grid. *Network Protection and Automation Guide, Protective Relays, Measurement and Control*. 4. utg. Alstom Grid, 2011, s. 17–6.
- [57] Statnett. *Reservekraftmarkeder*. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/> (sjekket 19.04.2023).
- [58] Statnett. *Introduction to Norwegian reserve markets*. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/reservemarkeder/how-the-reserve-markets-works.pdf?fbclid=IwAR2g6vhaGxAkEKTtYan-SusVETmYbo8jSmzVNTfpobuh8y4Ln9U0n0qhXoM> (sjekket 19.05.2023).
- [59] Statnett. *mFRR Reservekraftmarkeder*. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/> (sjekket 17.04.2023).
- [60] Statnett. *mFRR Reservekraftmarkeder*. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/nytt-automatisert-mfrr-marked/> (sjekket 17.04.2023).
- [61] Hans K. Høidalen mfl. «Implementation and verification of the Hybrid Transformer model in ATPDraw». en. I: *Electric Power Systems Research*. Special Issue: Papers from the 7th International Conference on Power Systems Transients (IPST) 79.3 (mar. 2009), s. 454–459. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.09.003. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002538> (sjekket 18.04.2023).
- [62] Hans Høidalen og Amir Soloot. «Cable Modelling in ATP – from NODA to TYPE94». I: (aug. 2010).
- [63] Kai Ove Birkeland. «Intervju om mFrr». I: Statkraft. 2023.
- [64] Zhanpeng Shi. «Investigation on Generator Loss of Excitation Protection in Generator Protection Coordination». I: (2010). URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:610188/fulltext01.pdf> (sjekket 27.04.2023).
- [65] Pål Glimen. «Intervju om magnetisering og forrigling». I: Statkraft. 2023.

A Vedlegg 1 - Simulering

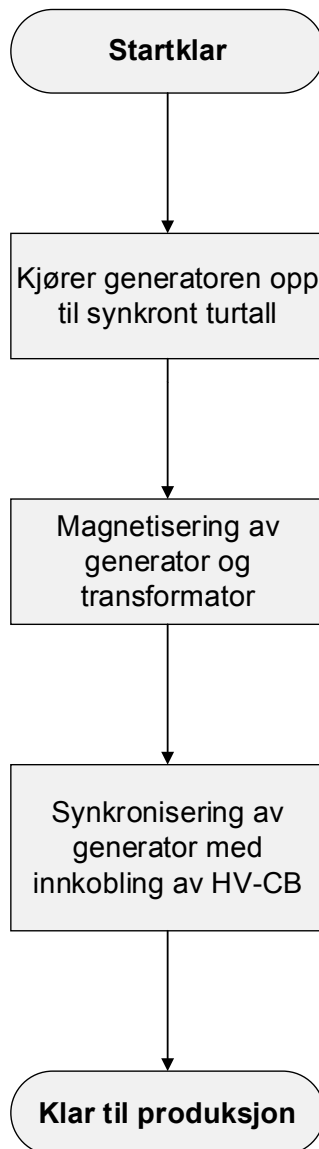
ATPDraw modell



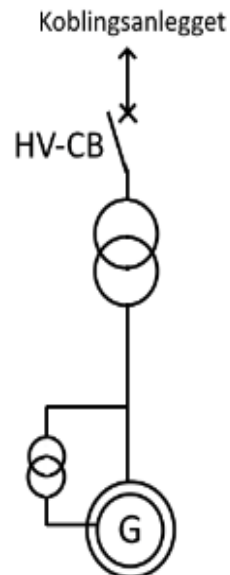
Parametere:

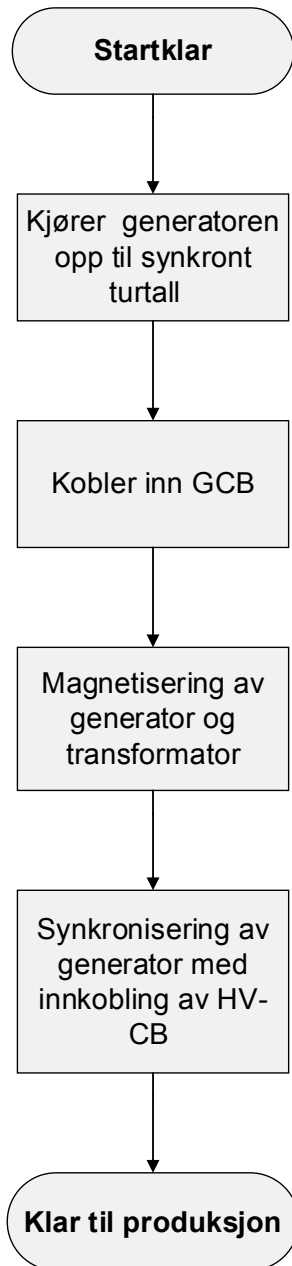
Generator ekvivalent:	
AC-kilde	6,6 kV
Serie reaktans	1,6104 Ohm
Transformator:	
Spenningsnivå LV side	6,6 kV
Spenningsnivå HV side	22 kV
Ytelse	10 MVA
Inmatingskabel:	
Leder radius	9 mm
Rho	2,826E-8
μ_r	1
ϵ_r (ins)	2,3
μ_r (ins)	1
Nettekvivalent:	
Reaktans	6,2 Ohm
Dempefaktor	2,6
Resistans	2,4 Ohm

B Vedlegg 2 - Funksjonsplaner

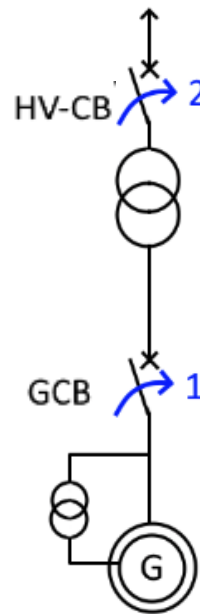


Topologi A Blokkoblet



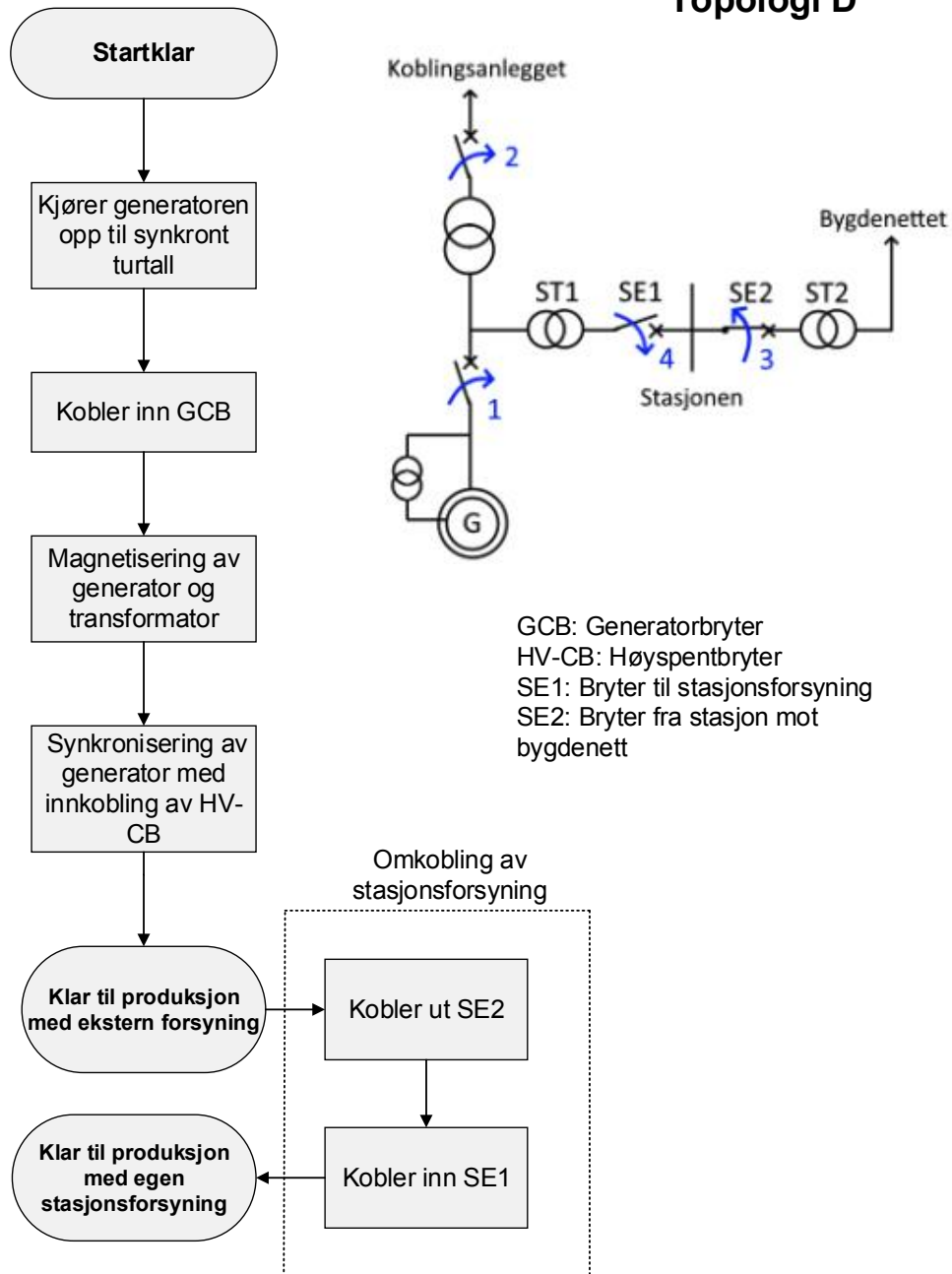


Topologi C

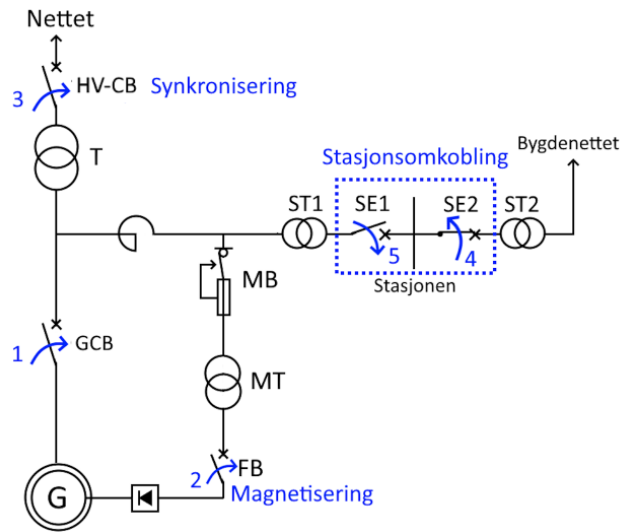
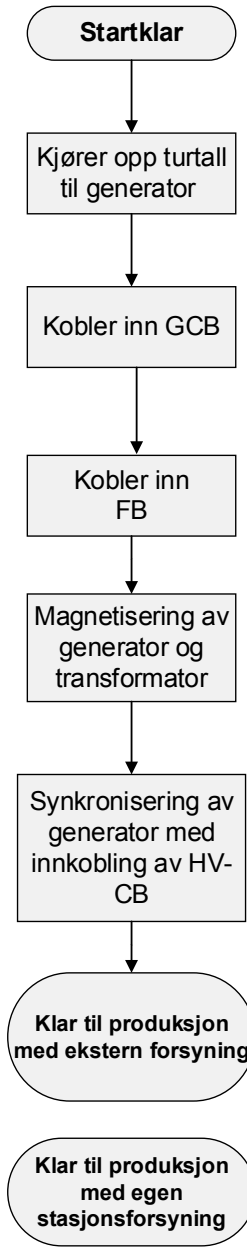


GCB: Generatorbryter
HV-CB: Høyspentbryter

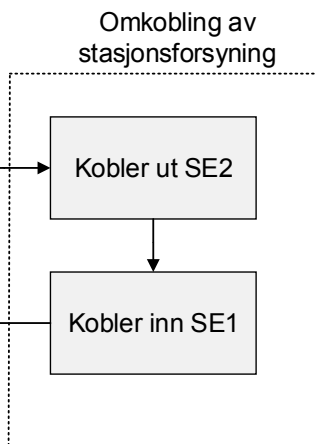
Topologi D



Topologi E



- GCB: Generatorbryter
- HV-CB: Høyspentbryter
- FB: Feltbryter
- SE1: Bryter til stasjonsforsyning
- SE2: Bryter fra stasjon mot bygdenett

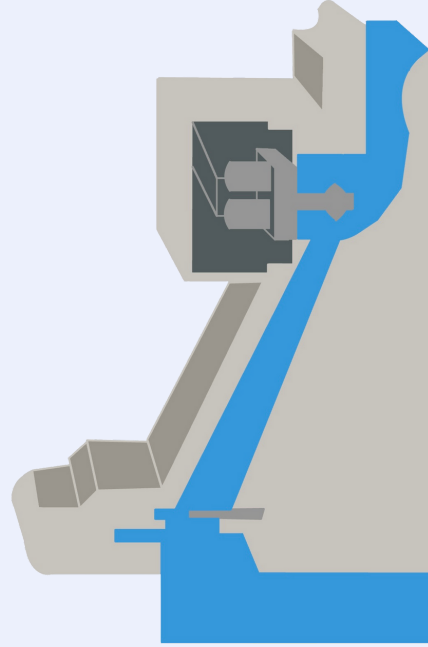


Bakgrunn og problemstilling

Svingninger i kraftprisen fører til hyppigere inn og utkoblinger av kraftverk. Dette skaper utfordringer da produksjonsmønstret må tilpasses dette behovet, og kraftverkskomponentene utsettes for ulike påkjenninger. Derfor er det ønskelig å utforske hvordan man best kan koble inn generatoren på, slik at den er i tråd med dagens produksjonsmønstre.

Hvert kraftverk er skreddersydd til naturen rundt seg. I tillegg til at utbyggingen av kraftverk har foregått over flere tiår. Derfor bærer vannkraftverkene preg av stor variasjon i måten det elektriske anlegget er koblet opp.

Statkraft sin nåværende standard for koblingssekvenser er utviklet på 80-tallet. Derfor er det relevant å revidere denne standarden for å sikre at den er optimalisert for dagens drift.

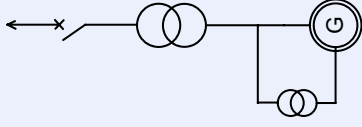


Gruppe E2333

Mathilde Borgersen, Simeon Elliott, Jørgen Fossum, Tobias Kristensen, Ragnhild Mortensen

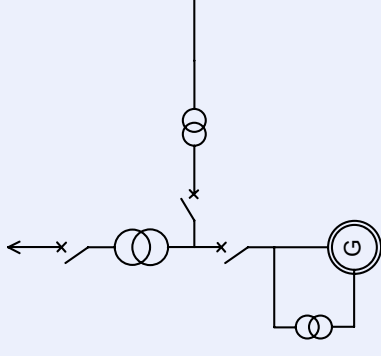
Blokkoblede kraftverk

Denne topologien representerer et blokkoblet kraftverk der generatoren er koblet direkte til transformatoren uten generatorbryter. Her er det kun én mulig koblingssekvens der høyspentbryteren brukes til innfasing. Det finnes flere andre kraftverkstopologier som kun har én mulig koblingssekvens av ulike grunner.



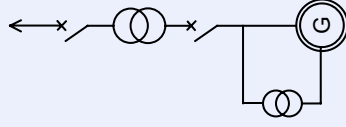
Lokal stasjonsforsyning

Denne topologien følger de samme prinsippene som den med ekstern stasjonsforsyning. Forskjellen er at disse kraftverkene har mulighet til lokal stasjonsforsyning. Innkobling av denne topologien foregår på samme måte som i tilfellet med ekstern stasjonsforsyning, men etter at generatoren er innfaset mot nettet, omkobles stasjonen fra ekstern til lokal forsyning.



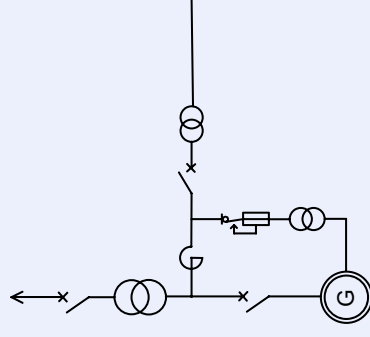
Ekstern stasjonsforsyning

Denne topologien er typisk for mindre kraftverk med lav kapasitetsfaktor, disse kraftverkene har ikke lokal stasjonsforsyning. Ved denne topologien er det kun to brytere som skal tas hensyn til, generatorbryteren og høyspentbryteren. Den mest gunstige sekvensen er å kjøre opp i blokk ved å magnetisere transformatoren sammen med generatoren. Deretter å fase inn mot nettet med høyspentbryteren. Slik unngår man potensielt skadelige innkoblingsstrømmer som kan føre til store mekaniske krefter på viklingene.



Større kraftverk

Denne topologien er typisk blant de største kraftverkene. Her er kortslutningsstrømmene så store at det benyttes strømbegrensende reaktor for å kunne benytte mellomspente brytere på magnetiseringsgrenen. Koblingssekvensen bygger videre på resultatene fra de andre topologiene, og feltbryteren legges inn etter generatorbryteren og før høyspentbryteren.



Konklusjon

For å komme fram til den beste løsningen er komponentpåkjenninger, standarder, lowerk, og HMS tatt i betraktning. 24 forenklede enlinjeskjemaer er kategorisert i åtte ulike topologier. Hver topologi har unike forhold som må betraktes. Alle kraftverk installert med både høyspent- og generatorbryter har samme løsning; først spenningssettes transformatoren med generatorbryter, og deretter synkroniseres generatoren med høyspentbryter. Dette er for å unngå høye innkoblingsstrømmer på transformatoren, og samtidig unngå at transformatoren står i tomgang.

