

AARHUS UNIVERSITET

ELEKTRISK ENERGITEKNOLOGI

ENERGY SYSTEM STABILITY

GRUPPE 1

PROJEKTRAPPORT

Implementering af husstands batterier

201505115 - Laurids Givskov Jørgensen

13114 - Jeppe Hansen

Underviser
Björn Andresen

12. maj 2018

Resume

Abstract

Indhold

Indhold	i
1 Forord	1
2 Indledning	2
3 Problemformulering	3
4 Afgrænsning	4
5 Systemstabilitet	5
6 Frekvensstabilitet	7
6.1 Frekvensregulering og kontrol	7
6.2 Batterier som aktivt netelement	9
7 Spændingsstabilitet	10
7.1 Spændingsfald i transmissionslinjer	10
8 Kortslutningseffekt	12
9 Model og validering	13
9.1 Validering	13
9.1.1 Validering med spændingsfaldsberegninger	13
9.1.2 Validering med kortslutningsberegninger	15
9.1.3 Resultat af validering	16
10 Simulering	17
11 Resultat og diskussion	18
12 Perspektivering	19
13 Konklusion	20

Kapitel 1

Forord

Kapitel 2

Indledning

Kapitel 3

Problemformulering

Danmark er et land med stor kapacitet indenfor vedvarende energikilder, især indenfor vindenergi. Dette gør at der i perioder med gunstige vindforhold kan forekomme overproduktion, som er nødvendig at eksportere. En måde at sikre den grønne energi bliver brugt i Danmark er ved at oplagre energien i batterier.

Der vil derfor undersøges muligheden for implementering af batterier i husstande. Det forventes at en stor mængde batterier i husstande vil kunne oplagre overproduktionen af grøn energi.

Derudover vil det undersøges om batterierne vil kunne stabilisere det danske elnet ved fejltilstande og udglatte produktionen henover 24 timer, da batterierne vil kunne bidrage med strøm i perioder med stort forbrug.

Desuden vil det undersøges om de decentrale husholdningsbatterier har en fordel frem for større centrale batteriparker, der er tilsluttet på højere spændingsniveau i elnettet, som f.eks. Tesla's batteripark i Australien.

Kapitel 4

Afgrænsning

Projektet afgrænses til at skal indeholde en undersøgelse af følgende tre cases:

Case 1 Batteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet.

Case 2 Batteriers evne til absorbere overproduktion.

Case 3 Batteriers evne til at udglatte produktion over døgnet.

Derudover kan følgende to cases blive en del af projektet, hvis tiden til det forefindes. Hvis de to cases ikke bliver en del af projektet vil det være relevante cases at undersøge i et opfølgende projekt.

Case 4 Husstands batteriers stabiliserende effekt af elnettet kontra en central batteripark.

Case 5 Ø-drift af et boligområde.

En beskrivelse af casene er lavet i kapitel REFERENCE!

Det kunne være relevant at lave en business case på hvordan implementering af batterier i elnettet kunne udføres optimalt. Men i dette projekt fokuseres på de tekniske fordele det kunne medføre at implementere batterier i elnettet. Derfor vil en business case være endnu en ting der vil være relevant at lave i et opfølgende projekt.

Note: Maeske vi skal lave et afsnit der hedder casebeskrivelse.

Kapitel 5

Systemstabilitet

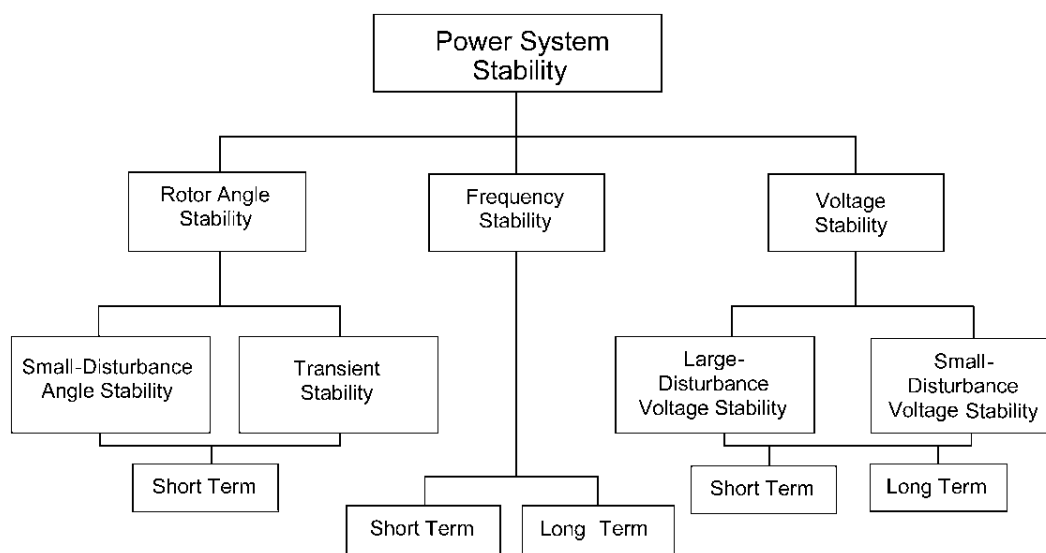
For at kunne forstå den effekt det vil have at implementere batterier i et elnet, skal man først kende til systemstabilitet og de problemer der er relateret til at sikre et stabilt netværk.

Et elektriske netværk i steady state tilstand skal kunne håndtere forstyrrelse og fejl i nettet, sådan at det ikke fejlramte net forbliver i dets steady state tilstand eller finder et ny steady state arbejds punkt efter fejlen er clearret.

Derved sikres forsyning til de ikke direkte påvirkede dele af nettet. Systemstabilitet er på den måde viden omkring hvordan man kan designe sit netværk, for at undgå blackouts af større dele eller hele det elektriske netværk.

Systemstabilitet opdeles i tre hovedgrupper: Rotorvinkelstabilitet, frekvensstabilitet og spændingsstabilitet.

Hver gruppe opdeles i forskellige typer ustabilitet der kan forekomme pga. af forstyrrelse eller fejl i nettet. På figur 5.1 ses et overblik over klassificering af systemstabilitet.¹



Figur 5.1: Klassificering af systemstabilitet

I dette projekt er det hovedsageligt relevant at undersøge implementeringen af batteriers effekt på nettets frekvensstabilitet og spændingsstabilitet. Dette skyldes at frekvensstabilitet hænger sammen med forholdet mellem produktion og belastning af nettet og spændingsstabilitet hænger sammen med belastningen af nettet, samt kompensering af reaktiv effekt.

¹<https://www.semanticscholar.org/paper/Definition-and-classification-of-power-system-joint-Kundur-Paserba/5d9e9822845e172a7518218073831dab4ad41643>

Rotorvinkelstabilitet er primært relateret til synkron generatorers evne til at forblive synkroniseret med nettet under fejl og vil derfor ikke være et fokus i dette projekt.

En forklaring af de stabilitetsproblemer der kan forekomme i forbindelse med frekvensstabilitet og spændingsstabilitet er derfor gennemgået i de følgende kapitler.

Kapitel 6

Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet dækker over et elektrisk systems evne til at opretholde eller hurtigt genoprette systemfrekvensen, selvom systemet påvirkes af forstyrrelse, der vil resultere i ubalance mellem produktion og belastning. Systemet skal altså kunne reguleres således at der igen opnåes balance mellem produktion og belastning i systemet, uden signifikant tab af belastning. Vedvarende frekvens ustabilitet vil føre til udkobling af produktionsenheder og forbrugere.

Frekvensstabilitet inddeles i *short term* og *long term* stabilitetsproblemer, som vist på figur 5.1.

Short term har en varighed på op til 1 minut og defineres som pludselige ændringer i belastningsforholdet. Dette kunne være tab af en større generationsenhed, en transmissionslinje eller en stor forbruger. *Short term* problemer kan udvikle sig til *long term*, hvis systemet, med de umiddelbare til rådige reguleringsreserver, ikke formår at skabe balance mellem produktion og belastning igen.

Long term har en varighed fra 1 minut til flere timer og defineres som længerevarende afvigelser fra den nominelle systemfrekvens. Et *long term* problem kunne opstå gennem mistiming af reguleringen af et stort synkron kraftværk grundet en forudset ændring i produktionen fra vedvarende energikilder i systemet, som følge af vejrændringer. Typiske reguleringshastigheder er for et kulkraftværk 1% i minuttet og for et gaskraftværk 10-15% i minuttet.

6.1 Frekvensregulering og kontrol

Frekvensstabiliteten opretholdes i normal drift af elnettet gennem handel af elektricitet. Dette sker på timebasis og elektricitetsmarkedet er derfor ansvarlig for at sørge produktionen matcher det forbrug markedet forventer. Ved ubalance i belastningsforholdet har Transmission System Operatoren (TSO) - i Danmark er det Energinet.dk - ansvaret for regulering af produktionen. Der defineres i ENTSO-E Policy 1¹ fire forskellige kontrolreserver til at opretholde den nominelle systemfrekvens.

Primær kontrol Det enkelte kraftværks egen regulering. Kan aktiveres på sekunder.

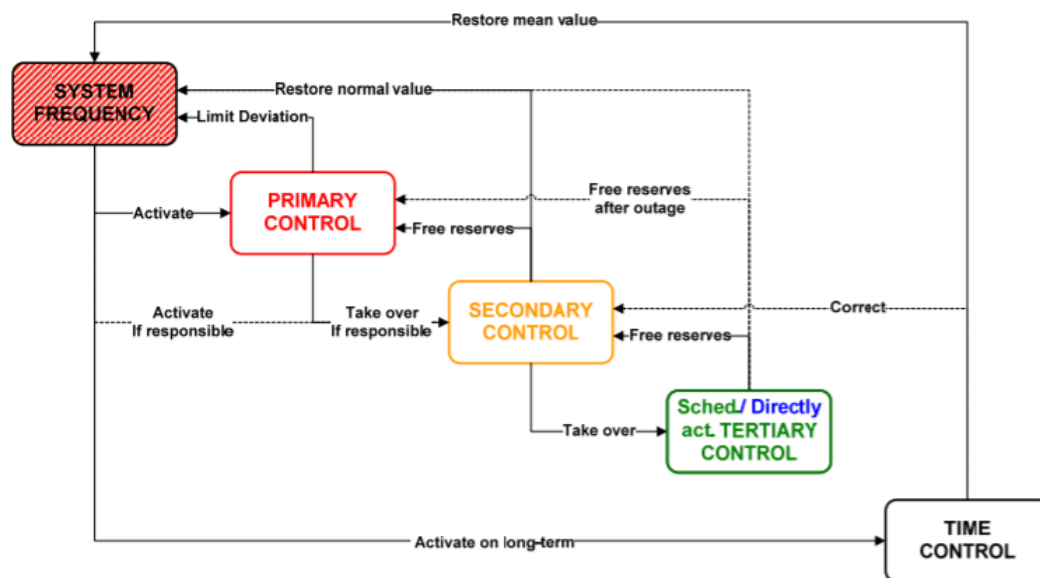
Sekundær kontrol Midlertidige produktionsreserve, styret af TSO'en, der kan aktiveres på sekunder/minutter med en varighed på ca 15 minutter.

Tertiær kontrol Manuelt aktiverede produktionsreserve, styret af TSO'en. Anvendt til længerevarende ustabilitet.

Time kontrol Handel på energimarkedet overvåges af TSO'en for at forudse behov for regulering af produktionen.

¹ENTSO-E Policy 1

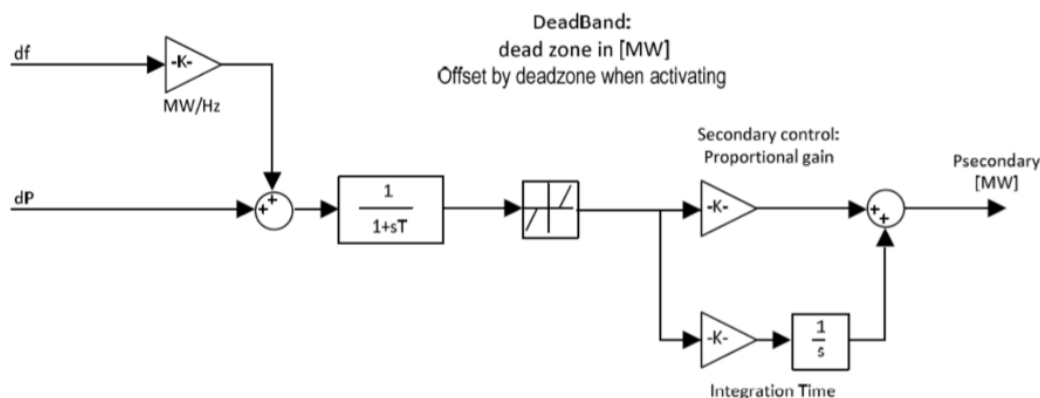
Måden de forskellige kontrolreserver interagerer med hinanden på kan illustres som vist på figur 6.1. En afvigelse fra systemfrekvensen vil føre til aktivering af den primære kontrol, for at undgå tab af synkroniserende generationsenheder og stabilisere frekvensen ved et nyt arbejds punkt indenfor grænseværdierne for nominel systemfrekvens. Derefter vil den sekundære kontrol aktiveres for at genoprette den nominelle systemfrekvens. Hvis den sekundære kontrol ikke formår at genoprette systemfrekvensen eller hvis generationsenheder er blevet tabt aktiveres den tertiære kontrol. Den tertiære kontrol dækker også over planlagte aktivering/regulering af produktionsenheder, der vil blive anvendt ved tab af større generationsenheder i forbindelse med forstyrrelsen/fejlen.



Figur 6.1: Skematisk overblik over aktiveringen af kontrolreserver til frekvensregulering

ENTSO-E Policy 1 nedsætter også nogle krav til reservekapaciteten i det centraleuropæiske elnet. Vigtige krav er at den primære kontrol skal aktiveres ved frekvensafvigelser på $\pm 20\text{mHz}$ og den skal være fuldt ud aktiveret ved afvigelser på $\pm 200\text{mHz}$. Størrelsen af den primære reserve bliver fastsat årligt og er på 3000MW. Den primære reserve er normeret fordelt på kraftværker i hele det centraleuropæiske elnet.

Den sekundære kontrol implementeres som en Load Frequency Control (LFC) struktur som vist på figur 6.2.



Figur 6.2: LFC struktur

Ændringen i frekvens sammenholdes med ændringen i aktiv effekt gennem en K-faktor der er faktor der beregnes ud fra et område i systemets afvigelse fra systemfrekvensen i forhold til effektregulering pga. aktivering af den primære kontrol. Den samlede påkrævede effektregulering filtreres herefter og hvis afvigelsen i frekvens er udenfor et dødbåndsområde vil en PI regulator regulere den generede effekt, sådan at systemfrekvensen igen kan opnåes.

VED IKKE OM DTE HER SKAL MED! *Et begreb der er relevant for et systems robusthed overfor forstyrrelser der vil påvirke frekvensen, er inertie. Dette skyldes at inertie har betydning for hvor hurtigt et system reagerer overfor ændringer. Et system med stor inertie vil have en længere responstid på forstyrrelse og frekvensændringen vil derfor ske langsommere. Dette er fordelagtigt, da det stiller mindre krav til hvor hurtigt den primære respons skal reagere. Typisk kommer inertie i elnettet fra synkron maskiner, men da nyere vedvarende energikilder typisk er koblet til nettet gennem en frekvensomformer, bidrager de ikke med naturlig inertie. Der forskes derfor i hvordan kontrollen af frekvensomformere kan designes til at kunne generere "kunstig inertie". I dag anvendes der også synkron kondensere til at tilføre elnettet inertie.*

6.2 Batterier som aktivt netelement

Måden hvorpå batterier i elnettet kan bidrage til at stabilisere systemfrekvensen er at de både kan absorbere og genere effekt afhængigt af behovet og deres opladningstilstand. Dette kan give fordele i et elnet, hvor andelen af vedvarende energikilder er stor og derved har mindre reguleringsreserve i situationer med utilstrækkeligt vejr.

Her kan batterier fungere som både primær og sekundær reserve grundet den hurtige reguleringsmulighed der er i et rent elektrisk system. Et husstands batterier har en typisk kapacitet på 14kWh og kan levere 5kW nominelt og 7kW peak². Derfor vil enkelte husstands batterier ikke kunne bidrage særlig meget til balancering af produktion og forbrug, men en samling af mange husstands batterier - en såkaldt aggrerering vil kunne - vil kunne bidrage med betydelig effekt. Dette kombineret med muligheden for at oplade batterierne i perioder med mulighed for stor produktion fra grønne generationsenheder, så deres kapacitet er til rådighed i perioder med lav produktion fra grønne produktionsenheder kan tilføre den nødvendige fleksibilitet til elnettet for at kunne opretholde systemfrekvensen i et elnet med stor andel af vedvarende energikilder.

Placeringen og typen af batterierne forventes for frekvensstabiliteten at være ubetydelig, da den generede effekt bare skal matche den absorberede for systemet for at opretholde den nominelle systemfrekvens. Det forventes heller ikke at have betydning for inertien i systemet hvor batterierne implementeres, da batterier er ikke roterende enheder og derfor ikke vil bidrage med naturlig inertie. En batteri inverter kunne muligvis designes til at kunne genere "kunstig inertie", men dette vil ikke blive undersøgt i dette projekt.

²TESLA

Kapitel 7

Spændingsstabilitet

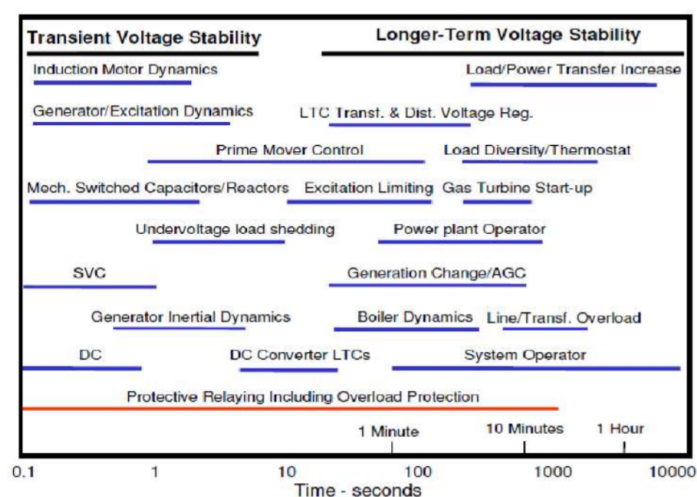
Spændingsstabilitet er nettets evne til at opretholde den nominelle spænding ved busbarere og forbrugere ved normale og unormale forhold i nettet.

Spændingsstabilitet er iht. figur 5.1 opdelt i *Large- and Small Disturbance Voltage Stability* og herefter *Short Term* og *Long Term*. Store og små forstyrrelser henviser til hvor omfattende problemet er.

Small Disturbance Voltage Stability kan være resultatet af et øgede forbrug samtidig med at en linje er ude pga. service, så der vil være et større tab i de resterende linjer, eller hvis en enkelt linje ryger ud pga. en fejl.

Large Disturbance Voltage Stability er som regel resultatet af flere hændelser i nettet der skaber et spændingsfald i et større område eller i værste fald forårsager blackout.

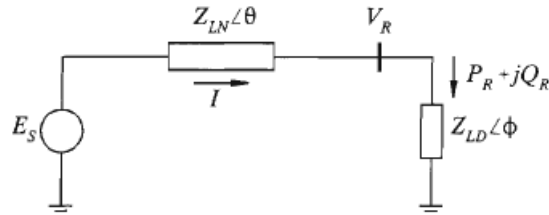
Begge dele kan være *Short Term* og *Long Term*. Det kommer an på hvor hurtigt systemet kan reguleres, omlægges eller fjerne fejlen i nettet. På figur 7.1 ses hvilke elementer der kan stabilisere systemet på kort og lang sigt.



Figur 7.1: Oversigt over Short and Long Term disturbances

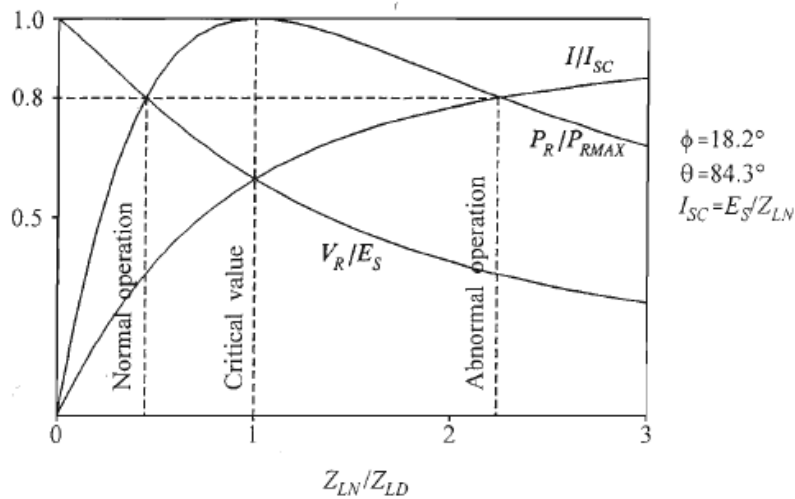
7.1 Spændingsfald i transmissionslinjer

Den største årsag til spændingsustabilitet er spændingsfald der hovedsageligt opstår pga. den induktive reaktans i transmissionslinjer. Tabet i linjerne forøges sammen med belastning. Hvilket vil kræve en større mængde reaktiv effekt af systemet. På figur 7.2 ses et simpelt system med spændingskilde E_s , kabel impedans Z_{LN} , belastnings impedans Z_{LD} .



Figur 7.2: Skematisk diagram af et net system med forsyning, transmissionslinje og belastning

Ved at undersøge systemet med en variable belastning ses det at den maksimale effekt overførelse er hvor spændingen ved belastningen V_R er lig med spændingsfaldet i transmissionslinjen. Dette kaldes det kritiske punkt. Det er også i dette punkt hvor Z_{LN} og Z_{LD} er lige store. Hvis Z_{LD} er mindre end Z_{LN} stiger strømmen og spændingen bliver mindre, der vil skabe et stort spændingsfald og gøre systemet ustabilt. Det normale arbejds punkt i et system ligger på ca 80% af maks. belastningen.



Figur 7.3: graf for variable belastning i systemet

Ustabilitet kan også ske pga overspændinger. Overspændinger forekommer ved for stor kapacitiv belastning i nettet pga. shunt kondensatorer eller ubelastede transmissions linjer.

Kapitel 8

Kortslutningseffekt

Kapitel 9

Model og validering

9.1 Validering

For at sikre at PowerFactory modellen af det dansk elnet, er designet som forventet er der blevet gennemført en validering af modellen. Validering er lavet på baggrund af en spændingsfaldsberegninger og en kortslutningsberegninger. I valideringen forsyner den synkrone generatoren hele nettet og belastningsforholdet er designet således der er overensstemmelse mellem produktion og belastning. Vindmølleparken er koblet ud på transmissionsniveau og alle batterier og solceller er koblet ved POC. Ydermere er evt. ringforbindelser og redundant forbindelser koblet ud.

Note til mig selv: INDSÆT FIGUR AF VALIDERINGSMODELLEN.

9.1.1 Validering med spændingsfaldsberegninger

Spændingsfaldet blev beregnet på 10kV distributionsbusbaren. Dette blev gjort ved at beregne impedansen for alle dele af modellen. Herunder er et beregningseksempel for hvert elnet element i valideringsmodellen.

Synkron generator:

Synkron generator

$$S_{pp} := 6.01 \cdot 10^3 \text{ kV} \cdot \text{A} \quad V_{pp} := 33 \text{ kV} \quad \chi'_{dpp} := 0.232 \quad pf_{pp} := 0.8$$

$$\phi_{pp} := \arccos(pf_{pp}) = 0.644 \quad +$$

$$Kg_{pp} := 1 \cdot \frac{c}{1 + \chi'_{dpp} \cdot \sin(\phi_{pp})} = 0.966$$

$$X'_{dpp} := \chi'_{dpp} \cdot Kg_{pp} \cdot \frac{V_{pp}^2}{S_{pp}} = 40.591 \text{ } \Omega \quad R_{pp} := \frac{X'_{dpp}}{X''Ratio} = 4.059 \text{ } \Omega$$

$$Z_{pp} := R_{pp} + X'_{dpp} \cdot 1i = (4.059 + 40.591i) \text{ } \Omega$$

Figur 9.1: Synkron generator impedans

Transformer:

Transformer 15MVA 33/150kV

$$S_{T1} := 15 \cdot 10^3 \text{ kV} \cdot \text{A} \quad V_{T1HV} := 150 \text{ kV} \quad V_{T1LV} := 33 \text{ kV} \quad U_{kT1} := 0.0802$$

$$P_{T1} := 50 \text{ kW}$$

$$Z_{T1} := U_{kT1} \cdot \frac{V_{T1HV}^2}{S_{T1}} = 120.3 \text{ } \Omega$$

$$I_{T1} := \frac{S_{T1}}{V_{T1HV} \cdot \sqrt{3}} = 57.735 \text{ A}$$

$$R_{T1} := \frac{P_{T1}}{3 \cdot I_{T1}^2} = 5 \text{ } \Omega$$

$$X_{T1} := \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} = 120.196 \text{ } \Omega$$

$$Z_{T1} := R_{T1} + X_{T1} \cdot 1i = (120.3 \angle 87.618^\circ) \text{ } \Omega$$

Figur 9.2: Transformer impedans

Kabel:

Transmission cable 150kV

$$R_{150kV} := 0.194 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad X_{150kV} := 0.4 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad L_{c150kV} := 50 \text{ km}$$

$$R_{c150kV} := R_{150kV} \cdot L_{c150kV} = 9.7 \text{ } \Omega$$

$$X_{c150kV} := X_{150kV} \cdot L_{c150kV} = 20 \text{ } \Omega$$

$$Z_{c150kV} := R_{c150kV} + X_{c150kV} \cdot 1i = (22.228 \angle 64.127^\circ) \text{ } \Omega$$

Figur 9.3: Kabel impedans

Byer:

Byer

$$P_{by} := 0.5 \text{ MW} \quad Q_{by} := 0.242 \text{ MW} \quad S_{by} := \sqrt{P_{by}^2 + Q_{by}^2} = 0.555 \text{ MW} \quad V_{by} := 0.333 \text{ kV}$$

$$Z_{by} := \frac{V_{by}^2}{S_{by}} = 0.2 \text{ } \Omega$$

$$R_{by} := Z_{by} \cdot \frac{P_{by}}{S_{by}} = 0.18 \text{ } \Omega$$

$$X_{by} := \sqrt{Z_{by}^2 - R_{by}^2} = 0.087 \text{ } \Omega$$

$$Z_{by} := R_{by} + X_{by} \cdot 1i = (0.2 \angle 25.827^\circ) \text{ } \Omega$$

Figur 9.4: By impedans ved simuleringsspænding

Når impedansen for alle elementer i valideringssimuleringen er beregnet kan man beregne spændingsfaldet ved en bestemt busbar med spændingsdeler formlen. 10kV distributionsbusbaren blev brugt til validering. Zsource dækker her over alle impedanser før 10kV distributionsbusbaren og Zload dækker over alle impedanser efter 10kV distributionsbusbaren. VT4HV er 10kV.

Spændingsfald

Beregning

$$V_{10kV_{act}} := V_{T4HV} \cdot \frac{Z_{load}}{Z_{load} + Z_{source}} = (9.498 \angle -2.462^\circ) \text{ kV}$$

Simulering

$$V_{10kV_{sim}} := (9.452 \angle -2.465 \text{ deg}) \text{ kV} \quad V_{10kV_{pu}} := 0.945$$

Figur 9.5: Spændingsfald ved beregning og simulering

Som det ses på figur 9.5 er afvigelsen mellem beregning og simulering 46V vinkel 0.003deg, som er en tilladelig afvigelse på et 10kV referencepunkt. Ud fra spændingsfaldsvalidering er modellen dermed accepteret.

9.1.2 Validering med kortslutningsberegninger

Kortslutningsberegninger blev også beregnet til 10kV distributionsbusbaren. Dette gøres ved at finde kortslutningsimpedansen der er den samme som Z_{source} , bortset fra at synkron generatorens kortslutningseffekt er større end dens rated effekt og dermed er ses en mindre impedans for synkron generatoren. Den nye beregning er synkron generator impedansen ses på figur 9.6.

Synkron generator kortslutningsimpedans

$$S_{pp} := 6.01 \cdot 10^3 \text{ kV} \cdot \text{A} \quad V_{pp} := 33 \text{ kV} \quad \chi''_{dpp} := 0.12 \quad pf_{pp} := 0.8$$

$$S_{ppSC} := \frac{S_{pp}}{\chi''_{dpp}} = 50.083 \text{ MW}$$

$$\phi_{pp} := \arccos(pf_{pp}) = 0.644$$

$$Kg_{pp} := 1 \cdot \frac{c}{1 + \chi''_{dpp} \cdot \sin(\phi_{pp})} = 1.026$$

$$X''_{dpp} := \chi''_{dpp} \cdot Kg_{pp} \cdot \frac{V_{pp}^2}{S_{pp}} = 22.312 \text{ } \Omega \quad R_{pp} := \frac{X''_{dpp}}{X''R_{ratio}} = 2.231 \text{ } \Omega$$

$$Z_{ppSC} := R_{pp} + X''_{dpp} \cdot 1i = (2.231 + 22.312i) \text{ } \Omega$$

Figur 9.6: Synkron generator kortslutningsimpedans

Derefter kan kortslutningsstrømmen ved en trefaset kortslutning på 10kV distributionsbusbaren beregnes, samt findes ved simulering.

$$Z_{SC} := Z_{ppSC'} + Z_{T1'} + Z_{c150kV'} + Z_{T2'} + Z_{c60kV'} + Z_{T3'} = (4.055 \angle 78.936^\circ) \, \Omega$$

$$I_{SC} := \left| \frac{c \cdot V_{T3LV}}{\sqrt{3} \cdot Z_{SC}} \right| = 1.566 \, \text{kA}$$

Figur 9.7: Kortslutningsstrøm ved beregning og simulering

Note til mig selv: FÅ LIGE LAVET ET BILLEDE HVOR MAN KAN SE BÅDE BEREGNING OG SIMULERING + FORKAST ELLER ACCEPTER KORTSLUTNINGS-VALIDERING.

9.1.3 Resultat af validering

Ud fra de beskrevne resultater i begge dele af valideringen, er der opnåede acceptable afvigelse mellem beregning og simulering. Derfor accepteres modellen til videre simuleringen af de tidligere nævnte projekt cases.

Kapitel 10

Simulering

Kapitel 11

Resultat og diskussion

Kapitel 12

Perspektivering

Kapitel 13

Konklusion