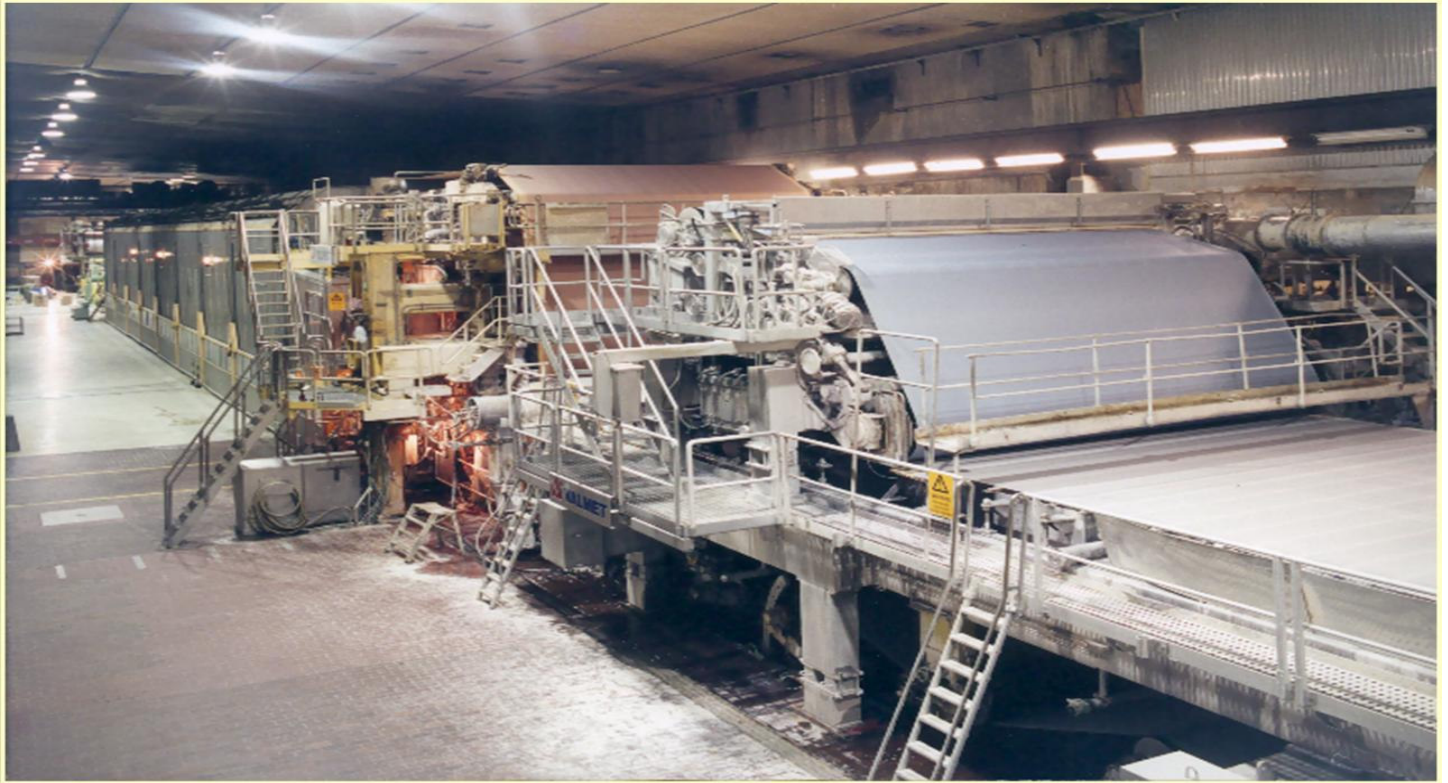


CHALMERS



Simulering av industriellt distributionsnät

Statisk och dynamisk analys i NEPLAN & SIMPOW

Examensarbete inom Elektroteknik 270hp

ANDERS AXELSSON

Institutionen för Energi och Miljö
Avdelningen för Elteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Arbetet utfört hos ÅF Engineering
Göteborg, februari 2009

Simulering av industriellt distributionsnät
Statisk och dynamisk analys i NEPLAN/SIMPOW

© ANDERS AXELSSON, 2009

Institutionen för Energi och Miljö
Chalmers Tekniska Högskola
SE-412 96 Göteborg
Sverige
Telefon 031-772 1000

Sammanfattning

Den här studien syftade till att bestämma aktuell status på en industriell elanläggning genom att utföra statisk såväl som dynamisk simulering av anläggningen. Därutöver var förhoppningen att studien skulle ge svar på varför vissa fenomen och störningar uppstått i nätet och vad som i så fall kan göras för att undvika dessa. Även en introduktion med inkoppling av närliggande vindpark utförs för att studera ömsesidiga problem i de inkopplade anläggningarna i samband med olika typer av störningar.

De två mjukvarorna NEPLAN och SIMPOW har använts för att utföra den statiska respektive dynamiska delen. Den statiska simuleringen går ut på att ta fram värden på anläggningens kortslutningskapacitet och spänningsfall i olika delar av nätet, medan den dynamiska simuleringen framställer momentanvärden för studier kring transienta förlopp i samband med exempelvis koppling av kondensatorbatterier samt till- och frånslag av matande ledningar. Särskilt i den dynamiska delen har förmodade störningskällor upptäckts vilket föranleder några utvalda förslag till förbättringar.

Abstract

This work focuses on simulation of an industrial distribution network located in a paper mill that is manufacturing pulp as well as the final paper sheet. A power grid like this contains not just big motors but also sensitive power electronics. The purpose with this job is to get a “fingerprint” of the present state of the facility and thereby provide a base for future development but also to explain former disturbances that occurred in the grid. Both static as well as dynamic simulations are performed and at the end of the work a wind park is connected to a nearby station to study the mutual performance in case of a disturbance.

NEPLAN is used for static simulation which provides knowledge about, for example, short circuit capacity in different locations of the grid and voltage drop in case of big motor starts. For dynamic simulation SIMPOW is used and here instantaneous values in time domain are of great interest when studying for example switching of capacitor banks or looking at voltage transients in case of switching feeders on and off. Especially in the latter case some probable reasons of former disturbances are found due to arising transients.

Förord

Arbetet har bedrivits hos ÅF i Göteborg mot Holmen Paper AB under sommaren och hösten 2008.

Jag vill tacka de som varit inblandade, först och främst Håkan Larsson och Ingvar Andersson på Wargöns Bruk, Haris Mehmedovic och Tobias Sonesson på ÅF samt Torbjörn Thiringer på Chalmers, men även behjälplig personal hos Vargön Alloys, VG Power, Alstom och ABB. Jag vill även tacka min Theres och min övriga familj för alla uppmuntrande ord och stora tålamod.

Alla figurer och bilder i rapporten är egenhändigt framtagna med undantag av:

Figur 6, 7, 8 och 9 som är kopierade från [13] samt

figur 10 som är kopierad från Elforsk rapport 04:44 *Frekvensomriktare - guide för elanvändare och allmänt sakkunniga inom elområdet*

samtliga med författarnas tillstånd.

Omslagsbild: Pappersmaskin PM5, Holmen Paper Wargöns Bruk

Innehållsförteckning

Sammanfattning	iii
Abstract	iv
Förord	v
Innehållsförteckning	vi
1 Introduktion	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	1
1.3 Metod	2
2 Anläggning och nätuppbyggnad	3
3 Förberedande teori	5
3.1 Allmänt	5
3.1.1 Synkronmaskinen	5
3.1.2 Symmetriska komponenter	7
3.1.3 Lösningmetod för lastflödesberäkning	8
3.1.4 Kortslutningsberäkningar	10
3.1.5 Vindkraft	11
3.1.6 Asynkronmotorn	14
3.1.7 Om generatorns reglering	16
3.3 Mjukvaror för simulering	17
3.3.1 NEPLAN	17
3.3.2 SIMPOW	18
3.3.3 Vision	18
4 Modellering och simulering	19
4.1 Allmänna förutsättningar och avgränsningar	19
4.1.1 Om lastflöde och kortslutning i NEPLAN	19
4.1.2 Generator	20
4.1.3 Vindkraftverk	22
4.1.4 Kondensatorbatteri	22
4.1.5 Motorer	22
4.1.6 Is-begränsare	23
4.1.7 Kablar	23
4.1.8 Transformatorer	24
4.1.9 Laster	24
4.1.10 Skydd och brytare	24
4.1.11 Frekvensomriktare	25
4.2 Statisk simulering	25
4.2.1 Lastflöde	25
4.2.2 Kortslutning	25
4.3 Dynamisk simulering	25
4.3.1 Koppling av kondensatorbatteri	26
4.3.2 Jordfel och spänningsdipp	26
4.3.3 Generatorns beteende vid fel i nätet	26
4.3.4 Start av stora motorer	26
4.3.5 Urkoppling av matande linje	26
4.3.6 Inkoppling av matande linje	26
5 Resultat	27
Figur 17. Förenklat enlinjeschema över distributionsnätet	27

5.1	Statisk simulering	28
5.1.1	Lastflöde	28
5.1.2	Kortslutning	28
5.1.3	Jämförelse med tidigare beräkningar gjorda i Vision	29
5.2	Dynamisk simulering	29
5.2.1	Koppling av kondensatorbatteri	29
5.2.2	Jordfel och spänningsdipp	32
5.2.3	Generatorns beteende vid fel i nätet	37
5.2.4	Start av stora motorer	39
5.2.5	Urkoppling av matande linje	41
5.2.6	Inkoppling av matande linje	43
5.1.3	Jämförelse med tidigare beräkningar gjorda i Vision	43
6	Slutsatser och åtgärdsdiskussion	45
6.1	Statisk simulering	45
6.2	Dynamisk simulering	45
7	Fortsatta studier	47
8	Referenser	49
9	Appendix	51
A	Förkortningar	51
B	Enlinjeschema från NEPLAN	52
C	Indatatabeller Neplan	56
D	Resultatabeller Neplan	68
D1	Med vind	69
D2	Utan vind	76
D3	Med vind och mottryckskraft	83
D4	Utan vind och med mottryckskraft	86
D5	Utan vind och utan mottryckskraft	88
E	Enlinjeschema Simpow	91
F	Simpow-kod	92
G	Resultat Simpow lastflöde	109
H	Tabeller över antagna värden samt utökad teori	112
H1	Komponenters impedans i osymmetriska system	112
H2	Symmetriska komponenter vid olika typer av fel	113
H3	Bestämning av tröghetsmoment och H-värde	114
H4	Typvärden för modellering av asynkronmotorer	115
H5	Parks modell och vanliga värden på synkronmaskiners reaktans	116
H6	Mer om kortslutningsberäkningar	119
H7	Beräkning av startspänningsfall	120
H8	Reglerteknik	121
H9	Om begreppet stabilitet	122

1 Introduktion

Simulering av en elektrisk anläggnings beteende i en viss driftsituation är ett sätt att skaffa sig en helhetsbild av de fenomen som uppträder i anläggningen, samtidigt som det därmed är möjligt att dra olika slutsatser om enskilda utrustningars krav på dimensionering, placering, prestanda etc. Ibland är det dessutom det enda praktiska sättet att skaffa sig en dylik information då regelrätta beräkningar skulle ta för lång tid eller inte ens vara möjliga att utföra. I det här arbetet har både en statisk såväl som en dynamisk simulering gjorts i syfte att få ut så mycket information som möjligt om anläggningen i fråga. Den statiska simuleringen syftar till att via lastflödesanalys bestämma storlek på belastningsströmmar, spänningsfall, aktiva och reaktiva effektlöden etc. i normaldrifttillstånd samt att genom standardiserad kortslutningsberäkning bestämma strömmar och nätets kortslutningskapacitet vid eventuell kortslutning. De dynamiska simuleringarna ska ge en uppfattning om nätets stabilitet samt utseende på de strömmar och spänningar som förekommer i anläggningen vid olika typer av händelser. När det är utrönt vilka påkänningar de olika anläggningsdelarna utsätts för kan denna kunskap utnyttjas vid projektering men även som vägledning vid felsökning i anläggningen.

1.1 Bakgrund

Distributionsnätet på Holmen Paper i Vargön har tidigare varit föremål för statisk simulering i samband med diverse ombyggnader av anläggningen. Kund och leverantör har också träffat en överenskommelse där nätet i sin helhet ska simuleras i en viss mjukvara, i det här fallet NEPLAN. Eftersom det förekommit ett antal störningar som inte gått att härleda till någon känd händelse i nätet har det blivit aktuellt att göra en modelluppbyggnad i en programvara som även kan hantera systemets dynamik.

1.2 Syfte

Utöver en aktuell analys över lastflöde och kortslutningsnivåer som gjorts tidigare blir det nu möjligt att simulera resultatet av i anläggningen ingående skyddsfunktioner såväl som transienta tillstånd i samband med in- urkopplingar av kondensatorbatterier samt mottrycksturbinens beteende i händelse av en störning på nätet. Syftet med det senare är bland annat att få tillräckligt med underlag för att om möjligt kunna spåra källorna till tidigare störningar. För att få en uppfattning om hur ett industrinät skulle kunna påverkas vid en framtida utbyggnad av vindkraft görs även en simulering där ett antal vindkraftverk ansluts till närliggande matningsstation i syfte att se om detta utgör en potentiell störningsrisk.

Efter att examensarbetet startats upp har ett nedläggningsbeslut för bruket tagits vilket innebär att nuvarande produktion kommer att upphöra. Det finns dock flera goda skäl att fortsätta arbetet vilket från nu anses bedrivas på ett fiktivt "akademiskt" nät där huvudsyftet blir att inblandade parter får dra allmän lärdom från arbetet och istället applicera dessa i liknande anläggningar med motsvarande problemställningar.

1.3 Metod

För arbetet används programvaran NEPLAN för statiska simuleringar och SIMPOW för dynamiska simuleringar. Vissa resultat härifrån kommer att jämföras med tidigare framtagna resultat från exempelvis Vision i ömsesidigt valideringssyfte.

2 Anläggning och nätuppbyggnad

Nätet är radiellt matat via kabel från en yttre 10kV-station till en mottagningsstation och fördelar sig därifrån vidare ut till ytterligare två 10kV-stationer. I den yttre matande stationen, som ligger på intilliggande smältverks område, finns ett stort kondensatorbatteri. De tre stationerna på bruket har belastningsmässigt lite olika karaktäristik; mottagningsstationen är belägen i massafabriken där belastningarna består till största delen av stora motordrifter, ångcentralens station inhyser en generator driven av en mottrycksturbin och pappersfabrikens station belastas till stor del av frekvensomriktar- och strömriktardrifter.

I den sistnämnda stationen finns även här ett kondensatorbatteri av mindre storlek installerat. Båda de nämnda kondensatorbatterierna är oreglerade och inkopplade för kontinuerlig drift.

I massafabriken finns både synkron- och asynkronmotorer. Synkronmotorerna regleras lokalt så att ingen reaktiv effekt förbrukas eller produceras ($\cos\phi = 1$).

Generatoren regleras på ett effektbörvärde som ställs in manuellt utifrån hur stor ångmängd som finns att tillgå. Även en reaktiv effekreglering är möjlig där ett totalt reaktivt effektuttag manuellt sätts som börvärde.

10kV-nätet är jordat över ett motstånd medan 500V-nätet för processkraft är ett traditionellt isolerat system, så kallat IT-system. Avsikten med det senare är att möjliggöra fortsatt drift trots det faktum att anläggningen är felbesatt. Systemet är dock egentligen jordat över en mycket hög impedans för detektion av jordfel.

Vid normal drift förbrukas ca 25MW med en effektfaktor på ca 0,9 induktiv. Den egna produktionen uppgår i medeltal till ca 2MW med en varierande reaktiv effektproduktion då generatoren vanligtvis reglerar på brukets totala reaktiva effektbehov.

Anläggningen skyddas i matningspunkten av Is-begränsare.

Utförligt enlinjeschema för nätet finns i Appendix B men ett förenklat schema finns som figur 1 på nästa sida.

3 Förberedande teori

3.1 Allmänt

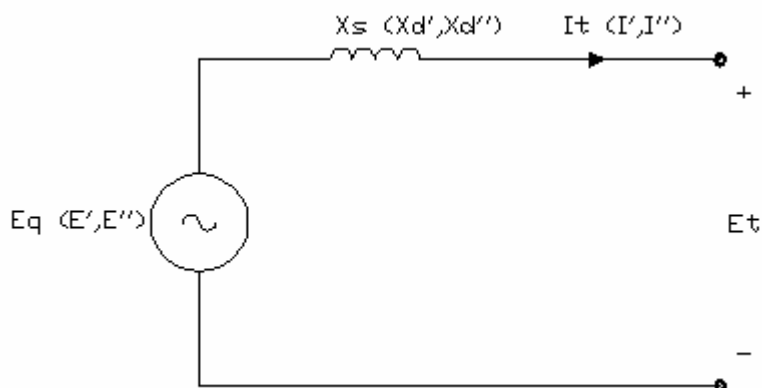
3.1.1 Synkronmaskinen

Synkronmaskinen är en dynamisk komponent; den viktigaste komponenten vid studier av elektromekaniska oscillationer i kraftsystem [1]. Det är samtidigt den allra vanligaste typen av generator för kraftproduktion i det allmänna elnätet. En synkronmaskin utförd som generator kan i princip oförändrad även köras som motor.

Den trefasiga synkronmaskinen har två lindningar, en trefasig växelströmslindning samt en likströmslindning. Växelströmslindningen, ankarlindningen, är utförd på samma sätt som på en asynkronmotor och är placerad i statorn. Likströmslindningen i rotorn skapar erforderligt magnetfält. Synkronmaskiner för låga varvtal utförs med utpräglade poler och har stor diameter samt förhållandevis liten axiell längd. Generatorer för höga varvtal är istället utförda med cylindrisk rotor med ett litet förhållande mellan diameter och längd. Polhjulet utformas så att man (approximativt) får ett sinusformat flöde. Det kan visas att varvtalet ges av

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (3.1)$$

där p är antalet poler och n varvtalet per minut. Synkronmaskinen kan förenklat beskrivas med hjälp av dess ekvivalenta schema, figur 2



Figur 2. Kombinerat ekvivalent schema för en synkronmaskin.

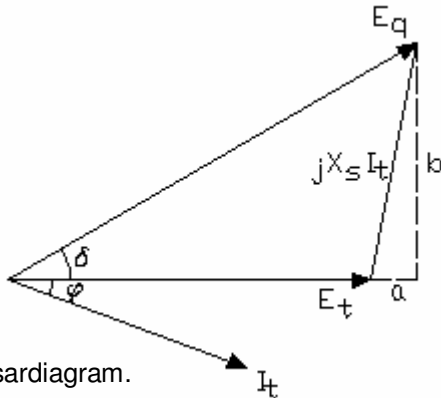
$$X_s = X_m + X_l \quad (3.2)$$

där X_m är huvudreaktansen och X_l läckreaktansen. Maskinens inre emk, E_q , är en fiktiv storhet och härrör från sammanslagningen av X_m och X_l enligt ovan. E_q bestäms av fältströmmen I_m , $E_q \propto I_m$ [2]. I figuren ovan är ankarkretsens resistans försummad vilket är ett vanligt antagande då $R_a \ll X_s$.

Generatorspänningen

$$E_t = E_q - jX_s I_t \quad (3.3)$$

i stationärt tillstånd enligt figuren eller beskrivet i motsvarande visardiagram, figur 3



Figur 3. Visardiagram.

Visardiagrammet är ritat med generatoriska referenser och åskådliggör såväl fasvinkeln som lastvinkeln δ mellan spänningarna vilken är ett mått på maskinens belastning. Eftersom

$$a = X_s I_t \sin \varphi \text{ och } b = X_s I_t \cos \varphi \quad (3.4, 3.5)$$

kan maskinens avgivna effekt uttryckas som

$$P = \frac{U_f \cdot E_q}{X_s} \sin \delta \quad (3.6)$$

alltså maximalt avgiven effekt för $\delta = 90^\circ$.

Eftersom synkronmaskinen beter sig som om dess inre impedans ändrar sig vid en störning, exempelvis en kortslutning, så måste olika fall beaktas där impedansen är olika stor beroende på vilken tidsram maskinen befinner sig i. X_s , den synkrona reaktansen, gäller i stationärt tillstånd. Den subtransienta reaktansen, X_d'' , gäller under de första perioderna efter att störningen har inträffat och den transienta reaktansen, X_d' , under de första sekunderna efter störningen. Motsvarande emk och strömmar gäller då samtidigt enligt det ekvivalenta schemat. Det finns fler komponenter av reaktansen som används i modelleringen motsvarande X_q , X_q' och X_q'' . Dessa är i praktiken ofta i samma storleksordning som motsvarande d-komponent och om ankarresistansen är liten kommer kortslutningsströmmen inte påverkas nämnvärt av dessa. [3], [4], [5]. Uttrycken med index d och q härrör från en vanlig matematisk modell av elmaskiner, Parks modell, vilken står att läsa mer om i Appendix H. Parks modell är den teori som SIMPOW använder sig av i sina beräkningsalgoritmer.

Vid obalans mellan inmatad och utmatad effekt beskrivs synkronmaskinens uppförande av svängningsekvationen

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad [3]. \quad (3.7)$$

Här får J beteckna tröghetsmomentet hos turbin och generator tillsammans, T_m det mekaniska momentet och T_e elektromekaniskt moment. ω_m är rotorns vinkelhastighet. Skillnaden mellan inmatat mekaniskt moment och uttagen elektrisk effekt orsakar alltså en rotorrotation som kommer att avvika från den nominella vinkelfrekvensen ω_0 vilket i sin tur innebär att avvikelser mellan producerad effekt och förbrukad effekt i elnätet orsakar frekvensavvikelser. Ofta skrivs ovan nämnda uttryck på en alternativ form där rotorns position uttrycks i förhållande till en synkront roterande referens betecknad δ_m och med tröghetsmomentet normaliserat till den så kallade tröghetskonstanten H. Uttrycket blir då istället

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_{m(pu)} - T_{e(pu)}. \quad (3.8)$$

Ur lösningen till den här differentialekvationen kan rotorvinkeln under ett fel uppskattas enligt följande. Antag $T_e = 0$ under felets varaktighet. Vidare antas begynnelsevärdena

$$\delta(t=0) = \delta_1 \text{ och } \frac{d\delta}{dt}(t=0) = 0. \quad (3.9, 3.10)$$

Lösningen på ekvationen

$$\iint \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \iint \frac{\omega_0}{2H} P_{m(pu)} \quad (3.11)$$

blir då

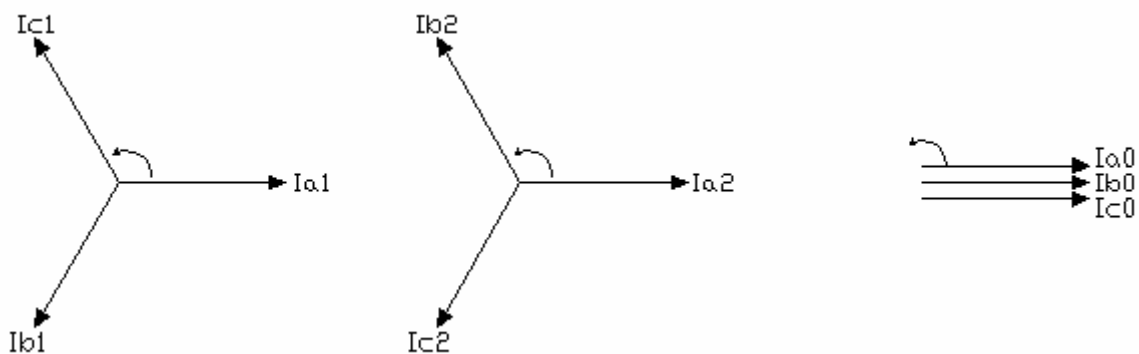
$$\delta(t) = \frac{\omega_0 \cdot P_{m(pu)}}{4H} t^2 + \delta_1 \quad (3.12)$$

där t är tiden för felets varaktighet.

Synkronmaskinen används ibland även som motor eftersom den har vissa speciella egenskaper jämfört med asynkronmaskinen. En viktig fördel är att synkronmotorn, i stationärt tillstånd, är lastoberoende och har därvid konstant varvtal oavsett sin belastning.

3.1.2 Symmetriska komponenter

För att underlätta analys av osymmetriska system kan en metod kallad Symmetriska komponenter användas. Metoden går ut på att alla osymmetriska system kan beskrivas med hjälp av en kombination av tre symmetriska system kallade plus-, minus- och nollföljds-system. Nollföljds-komponenterna kan beskrivas av tre visare med samma amplitud och samma riktning. Plusföljds-komponenterna motsvarar ett symmetriskt trefassystem med positiv, ”rätt”, fasföljd medan minusföljds-komponenterna utgör ett symmetriskt trefassystem med negativ fasföljd. Detta beskrivs grafiskt i figur 4 nedan.



Figur 4. Plus-, minus- och nollföljdskomponenter åskådliggjort med visare.

I figuren har komponenterna betecknats som strömmar men det samma gäller för spänningarna. Om en operator a väljs som

$$a = 1 \cdot e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.13)$$

så kan det osymmetriska systemets spänningar efter några analytiska steg skrivas som

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}. \quad (3.14)$$

Inverstransformering är möjlig för att ifrån det osymmetriska systemet istället beräkna fram de symmetriska komponenterna.

Varje spänning och ström enligt ovan kommer att uppleva olika impedanser, det vill säga varje systemkomponent i ett elsystem kommer att representeras av en viss uppsättning av impedanser av plus-, minus- och nollföljd. Sådana komponenter är till exempel kablar, generatorer och transformatorer [5], [6]. För exempel på vanliga värden på dessa impedanser och lite mer om teorin kring Symmetriska komponenter, se Appendix H.

3.1.3 Lösningmetod för lastflödesberäkning

Om ett elnät är uppbyggt så att produktion och förbrukning gör det möjligt för effekten att överföras olika vägar kommer det uppstå ett ekvationssystem. För att bestämma effektflödet i ett sådant nät används effektflödesekvationerna [15].

Om två noder i ett system indexeras j respektive k kan nodernas spänning samt admittansen mellan noderna definieras som

$$U_j = |U_j| e^{j\Psi_j}, U_k = |U_k| e^{j\Psi_k}, Y_{kj} = |Y_{kj}| e^{j\lambda_{kj}} \quad (3.15, 3.16, 3.17)$$

där Ψ är överföringsvinkeln i respektive nod och λ är admittansvinkeln mellan noderna.

Aktiv och reaktiv effekt kan sedan beräknas från

$$P_k = \sum_{j=1}^n |y_{kj}| |U_j| |U_k| \cos(\Psi_{kj} - \lambda_{kj}) = \sum_{j=1}^n |y_{kj}| |U_j| |U_k| (G_{kj} \cos \Psi_{kj} + B_{kj} \sin \Psi_{kj}) = f_{kp} \quad (3.18)$$

$$Q_k = \sum_{j=1}^n |y_{kj}| |U_j| |U_k| \sin(\Psi_{kj} - \lambda_{kj}) = \sum_{j=1}^n |y_{kj}| |U_j| |U_k| (G_{kj} \sin \Psi_{kj} - B_{kj} \cos \Psi_{kj}) = f_{kq} \quad (3.19)$$

Den algoritm som använts vid lastflödesberäkningarna i det här arbetet använda mjukvaror bygger på den ”förlängda” numeriska metoden enligt Newton Raphson.

Genom att utveckla ovanstående i Taylor-serier kring lämpliga initialvärden kan dessa skrivas

$$P_k \approx f'_{kp} + \dots + \left(\frac{\partial f_{kp}}{\partial \Psi_j} \right)' \Delta \Psi_j + \dots + \left(\frac{\partial f_{kp}}{\partial |U_j|} \right)' \Delta |U_j| + \dots \quad (3.20)$$

$$Q_k \approx f'_{kq} + \dots + \left(\frac{\partial f_{kq}}{\partial \Psi_j} \right)' \Delta \Psi_j + \dots + \left(\frac{\partial f_{kq}}{\partial |U_j|} \right)' \Delta |U_j| + \dots \quad (3.21)$$

$$\Delta P_k' = P_k - f'_{kp} \quad \text{och} \quad \Delta Q_k' = Q_k - f'_{kq} \quad (3.22, 3.23)$$

är skillnaden mellan verkliga värden och motsvarande uppskattade, framräknade, värden.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k' \\ \Delta Q_k' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_{kp}}{\partial \Psi_j} \right)' & \left(\frac{\partial f_{kp}}{\partial |U_j|} \right)' \\ \left(\frac{\partial f_{kq}}{\partial \Psi_j} \right)' & \left(\frac{\partial f_{kq}}{\partial |U_j|} \right)' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \Psi_j \\ \Delta |U_j| \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

alternativt

$$\Delta U^v = J \cdot \Delta X^v \quad (3.25)$$

Där J är Jacobis-matrisen. En iterationsprocess tar vid enligt följande:

- $|U_k'$ och Ψ_k' (tillståndsvariablerna) tilldelas lämpliga initialvärden
- Utifrån valda värden beräknas f_{kp}' och f_{kq}' enligt sambanden ovan samt de partiella derivatorna i Jacobis-matrisen.
- Bestäm effektdifferenserna $\Delta P_k' = P_k - f_{kp}'$ och $\Delta Q_k' = Q_k - f_{kq}'$
- Matrisekvationen ovan löses varvid förändringarna i tillståndsvariablerna adderas så att tillståndsmatrisen uppdateras.
- Iterationen avbryts när en tillräckligt stor noggrannhet uppnåtts.

3.1.4 Kortslutningsberäkningar

Kortslutningsberäkningar kan syfta till att bestämma storleken på strömmen för att få ett bra underlag för dimensionering av exempelvis kablage och utrustningar vid någon form av kortslutning men det kan också vara ett sätt att ta fram ett mått på hur ”starkt” nätet är, det vill säga vilken ekvivalent impedans det bakomliggande nätet motsvaras av. Detta är i sin tur intressant för att kunna bedöma bland annat hur start av stora motorer påverkar nätet och för dimensionering av ingående skydd. Resulterande kortslutningsström bestäms av generatorernas interna spänning och systemets impedans mellan generatorer och felställe. I de flesta fall utvecklas den största kortslutningsströmmen då ett system utsätts för trefasig kortslutning. Detta i kombination med det faktum att en trefasig kortslutning är ett symmetriskt fel gör det lämpligt att använda som underlag för dimensionering där maximal kortslutningsström är intressant.

Vid kortslutningsberäkning modelleras nätet med val av de maskinreaktanser som är av intresse för det aktuella beräkningsfallet, till exempel X_d' för stabilitetsanalys och framtagning av reläinställningar [12]. Ledningar och transformatorer representeras av sina respektive π -scheman men med ledningskapacitans och transformatorrekvivalenternas shuntbrancher försummade. *Superpositionsteoremet* kan användas för beräkning av kortslutningsströmmen liksom *Thevenins teorem*. Teoremet säger att de ström- och spänningsändringar som uppstår i nätet vid kortslutning kan beräknas genom att alla spänningskällor (generatorer) betraktas som kortslutna och med spänningen före felet inkopplat i felstället. Eventuell belastningsström adderas vektorielt med den beräknade strömändringen och den totala kortslutningsströmmen är bestämd.

Generellt gäller för en trefasig kortslutning att

$$I_k = \frac{U_f}{Z_k} \quad (3.26)$$

där Z_k är den resulterande impedansen per fas räknat från spänningskällan till felstället.

Kortslutningseffekt definieras som

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_h \cdot I_k = \frac{U_h^2}{Z_k} \quad (3.27)$$

och kan främst ses som ett mått på hur starkt nätet är. Det underlättar även framtagande av delkortslutningseffekter för komponenter som exempelvis transformatorer där S_k beräknas med hjälp av den relativa kortslutningsspänningen, u_k , enligt

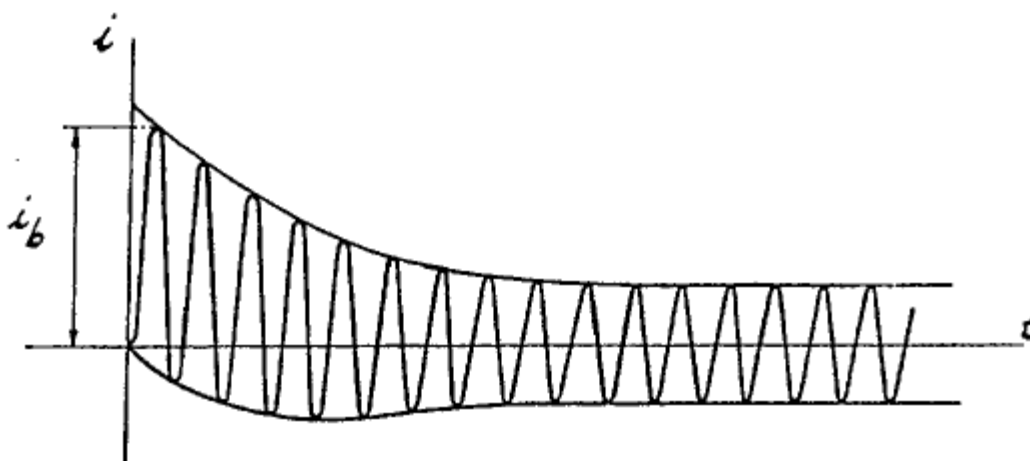
$$S_k = \frac{S_n}{u_k} \quad [11]. \quad (3.28)$$

NEPLAN använder, liksom de flesta beräkningsprogram, IEC-standarden 60909 för beräkning av kortslutningsströmmar. Enligt standarden ska bland annat en ekvivalent spänningskälla användas, så att

$$I_k = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k}. \quad (3.29)$$

Spänningsfaktorn c ska kompensera för att spänningen kan avvika från nominellt värde och sätts vid beräkning av maximal kortslutningsström till 1,1. Minsta tid för kontaktseparering i strömbrytare i samband med fel är en annan faktor som måste beaktas.

Kortslutningsströmmens principiella utseende med den initialt höga strömstöten är åskådliggjord i figur 5. Både växel- och likströmskomponenten avklingar tills ett stationärt rent växelströmsförlopp uppnås.



Figur 5. Typisk kortslutningskurva där kortslutningen inträffar i $t=0$.

För mer detaljer kring kortslutningsberäkningar, se Appendix H samt IEC 60909-0.

3.1.5 Vindkraft

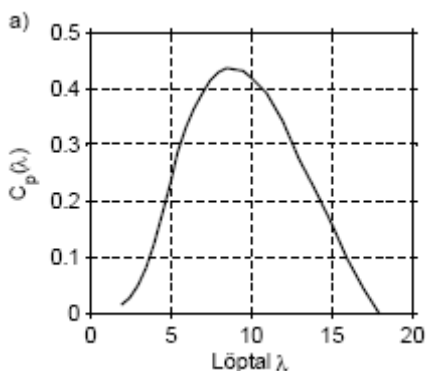
Ett vindkraftverk kan vara utfört för fast varvtal eller för variabelt varvtal. För att begränsa inkommande effekt används metoder som pitchreglering eller stallreglering. Vanligtvis används pitchreglering vilket innebär att bladvinkeln styrs genom att respektive blad vrids kring sin egen axel.

Den mekaniska effekten från en vindturbin kan beräknas ur

$$P_{mek} = \frac{1}{2} \rho A_r C_p (\lambda, \beta) w_s^3 \quad \text{där löptalet } \lambda = \frac{\Omega_r r}{w_s} \quad [13] \quad (3.30, 3.31)$$

C_p , effektkoefficienten, är en funktion av både löptalet λ och pitchvinkeln β . ρ är densiteten hos luft, w_s vindhastigheten, A_r den svepta arean, Ω_r rotorhastigheten och r rotorradien.

Det är möjligt att visa att effektkoefficienten C_p har ett maximum för ett givet optimalt löptal λ , se figur 6.

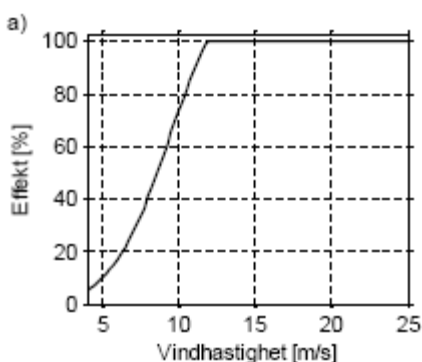


Figur 6. Effektkoefficienten som funktion av löptalet vid konstant pitchvinkel.

Detta kan utnyttjas för ett vindkraftverk med variabelt varvtal genom att varvtalet tillåts variera med vindhastigheten enligt

$$\Omega_r = \frac{w_s \lambda_{opt}}{r} \quad (3.32)$$

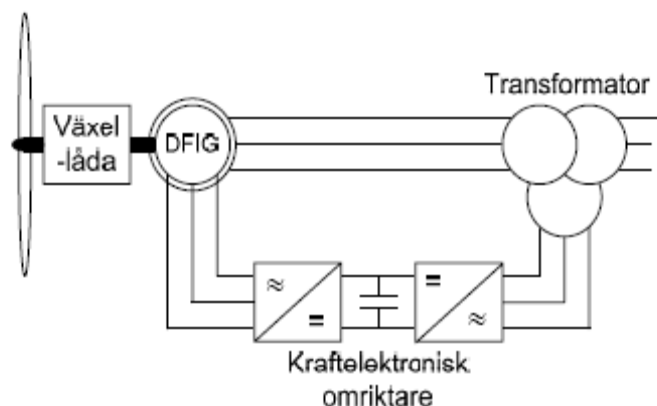
vilket innebär att effektkoefficienten hålls på sitt maximala värde. Varvtalet på vindturbinen kommer att öka linjärt med vindhastigheten upp till sitt maximala värde enligt figur 7 nedan.



Figur 7. Typisk karaktäristik för en vindturbin med variabelt varvtal visande effekt som funktion av vindhastighet.

På fastvarvtalsverk är generatoren, som utgörs av en asynkronmaskin, alltid direktkopplad till elnätet. Ibland är dessa system kompletterade med styrda rotorresistanser för att kunna påverka varvtalet (semivariabelt varvtalssystem).

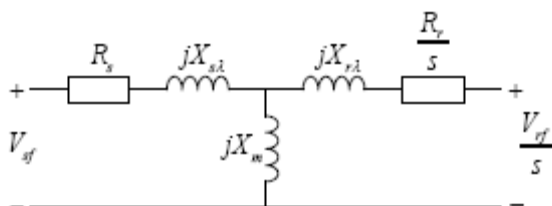
På variabelvarvtalsverk återfinns två huvudtyper; fulleffekt och DFIG. En variabelvarvtalsturbin för fulleffekt kan använda sig av antingen asynkron- eller synkronmaskin som generator. Namnet fulleffekt kommer av att en omriktare är ansluten mellan generatoren och nätet vilken måste hantera hela den genererade effekten. Ett system som är vanligt i dagsläget är istället DFIG. Förkortningen kommer från engelskans *doubly fed induction generator* vilket kan översättas som dubbelmatad asynkronmaskin. Innebörden är att rotorkretsen matas via omriktare men statorn är kopplad direkt mot elnätet enligt figur 8 nedan. [13]



Figur 8. Schematisk beskrivning av en DFIG för användning i vindkraftverk.

Anledningen till att systemet blivit så vanligt är att omriktaren endast behöver klara en bråkdel av generatorns märkeffekt, ca 20 – 30 %. Förlusterna i omriktaren kan således minskas jämfört med ett fulleffektsystem.

Det ekvivalenta schemat för en asynkronmaskin med omriktarmatad rotorkrets kan ses i figur 9. Effekten som omriktaren behöver hantera är proportionell mot eftersläpningen vilket innebär att om maximal eftersläpning är 30% så kan omriktaren dimensioneras till cirka 30% av generatorns märkeffekt. [13]



Figur 9. Ekvivalent schema över asynkronmotor med omriktarmatad rotor.

Vindkraftverk har inverkan på elkvaliteten, bland annat vad gäller snabba spänningsvariationer, även kallat flicker (flimmer). Fenomenet uppkommer till följd av vindturbulens i samspel med vindkraftverket. Genom att använda kraftelektronik kan dessa spänningsvariationer reduceras. Ett annat problem skulle kunna vara kopplingstransienter till exempel vid inkoppling av vindkraftverk eller manövrering av kondensatorbatteri. När det gäller variabelvarvtalsverk är påverkan på grund av kopplingstransienter begränsad. [13]

I samband med spänningsdippar kan omriktaren utsättas för skadlig överspänning. För att skydda omriktaren finns därför en "crowbar" installerad vilken kortsluter rotorkretsen vid behov. Mer om olika nödvändiga reglersystem längre fram.

3.1.6 Asynkronmotorn

Asynkronmotorn är den mest använda motorn i industriella sammanhang. Direktstartad motor för konstantvarvtalsdrift är det vanligaste men i takt med att kraftelektroniken har utvecklats har nu även varvtalsreglerade drifter blivit mycket vanligt. Asynkronmotorn är, sin funktionsprincip till trots, relativt enkel och billig att tillverka. Tack vare sin driftkaraktäristik får den också egenskaper som gör den väl lämpad för praktiska applikationer. En vanligtvis uppkommande nackdel är den relativt höga strömstöten som uppstår i samband med starten.

Den vanligaste typen av asynkronmotor, den kortslutna, har fått sitt namn från rotorns utförande som här består av en "bur" av aluminiumstänger som är sammanbundna i båda ändar. Statorn består av en trefaslindning som matas från nätet. När motorn är spänningssatt roterar en flödesvåg med en hastighet bestämd av nätets frekvens. Flödesvågen inducerar strömmar i rotorburen och en kraft enligt

$$F = BI_r l \quad (3.33)$$

uppstår på varje ledare i rotorn. B är flödestäthetens amplitud och I_r rotorströmmen. Ett vridande moment skapas enligt

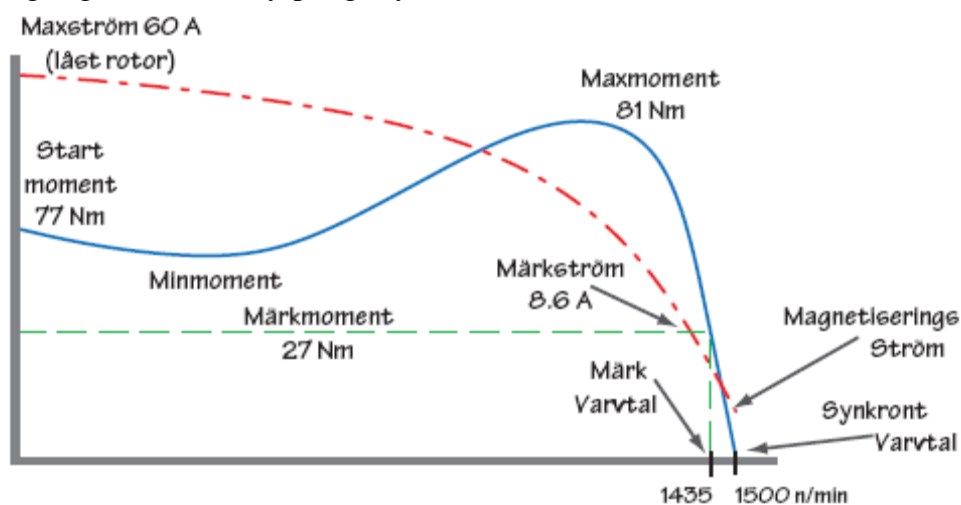
$$T \propto BI_r \quad (3.34)$$

som får rotorn att börja rotera [17]. Varvtalet i rpm ges av

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} (1 - s). \quad (3.35)$$

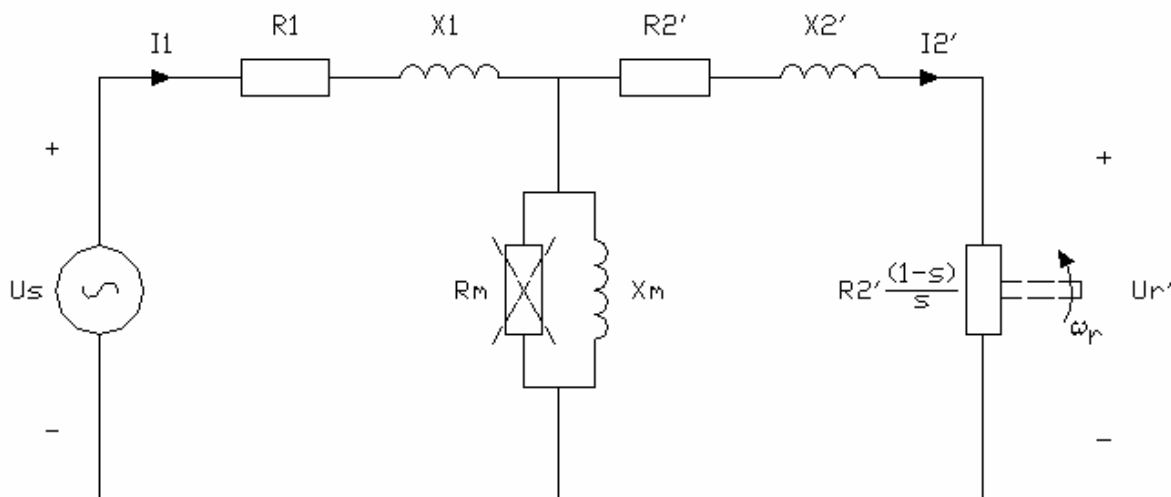
s är eftersläpningen vilket är den procentuella avvikelsen i hastighet hos rotorn jämfört med statorns flödesvåg. Eftersläpningen är fysikaliskt nödvändig för att strömmar ska induceras i rotorn och skapa moment.

En direktmatad asynkronmotor har i stationärt tillstånd en ström- och momentkaraktäristik enligt figur 10 där en fyrpolig asynkronmotor om 4kW använts.



Figur 10. Moment-strömkaraktäristik över asynkronmotor som ej matas av frekvensomriktare.

För beräkning och modellering kan asynkronmotorn beskrivas av ett ekvivalent schema som i figur 11.



Figur 11. Ekvivalent schema över asynkronmotorn i stationärt tillstånd.

R_1 och R_2' representerar statorns respektive rotorns resistans. X_1 och X_2' är statorns och rotorns läckreaktans. R_m representerar järnförlusterna i maskinen och försummas ofta vid beräkningar. X_m är magnetiseringsreaktansen. $R_2'(1-s)/s$ är ett direkt mått på motorns avgivna axelmoment.

Ovanstående schema används för övrigt helt analogt, med undantag för den momentbildande resistansen, vid beräkningar på transformatorer där motorns stator och rotor istället utgörs av transformatorns upp- och nedsida.

Med hjälp av kraftelektronik kan alltså asynkronmotorn varvtalsregleras genom att växelspanningen omriktas till önskad frekvens. I en frekvensomriktare likriktas först matningsspänningen varpå en styrd växelriktare skapar en spänning med önskad frekvens från den likriktade spänningen. Då en motor är konstruerad för en viss magnetisk flödestäthet måste även spänningen till viss del styras samtidigt som frekvensen eftersom

$$B \propto \frac{V}{f} \quad (3.36)$$

det vill säga om frekvensen ökas måste även spänningen ökas i motsvarande grad. Eftersom märkspänningen är en begränsande faktor kommer flödestätheten vid frekvenser över märkfrekvens att minska vilket påverkar motorns momentegenskaper vid övervarvning!

Det finns även en typ av asynkronmotor med lindad rotor som då tillförs separat spänning via släpplingar. Den här typen används till exempel i vindkraftverk av DFIG-typ. Ett annat utförande som används i vissa motordrifter är att yttre motstånd kopplas in i rotorkretsen via släpplingarna vilka då påverkar motorns momentegenskaper. Detta används till exempel då ett högt startmoment önskas.

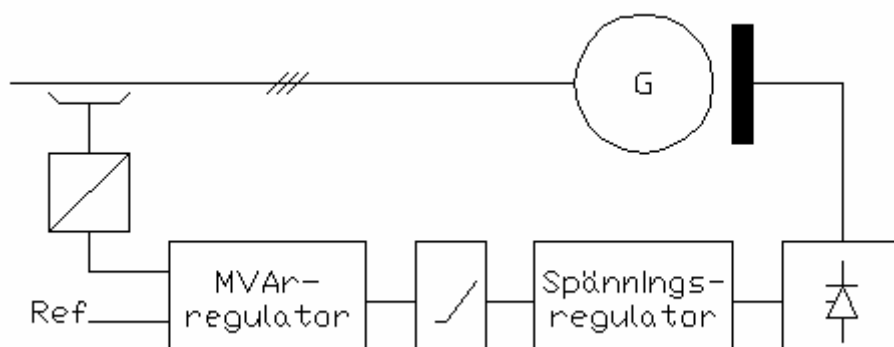
3.1.7 Om generatorns reglering

För att en generator ska kunna utföra det arbete den är avsedd för på ett säkert och stabilitetsmässigt acceptabelt sätt krävs ett antal reglerkretsar. En central funktion är spänningsregleringen vars funktion är att hålla klämspänningen konstant vid varierande belastning och därigenom också bidra till en stabil drift även i samband med störningar. Spänningen regleras genom att fältströmmen anpassas till lämplig storlek. Både spänning och reaktiv effekt bestäms av maskinens magnetisering, det vill säga fältströmmen. Ibland är det önskvärt att istället reglera produktionen av reaktiv effekt vilket görs genom att ett reaktiv effektbörvärde påverkar spänningsregulatorn via en rampfunktion. Avsikten är att MVAR-regleringen på så sätt ska bli så pass långsam att spänningsregulatorns snabba verkan finns kvar vid eventuella störningar i nätet.

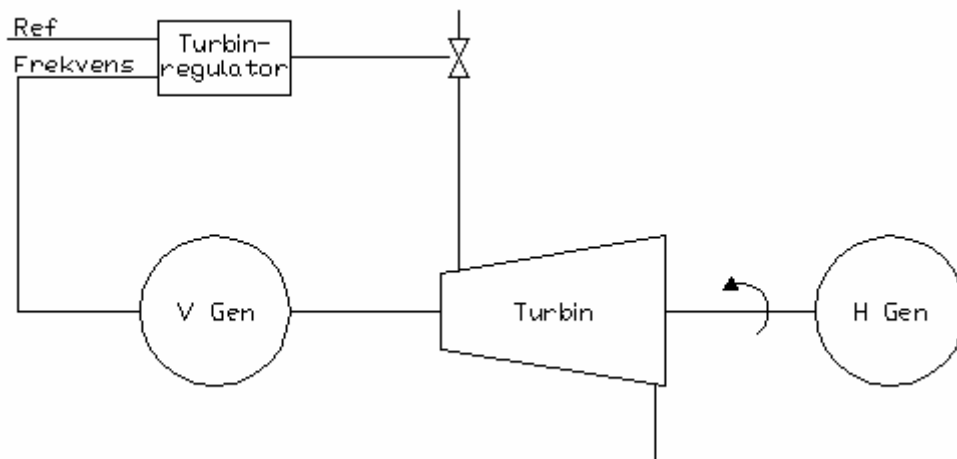
På samma sätt som reaktiv effekt och spänning har en fundamental innebördes koppling har även aktiv effekt och frekvens en liknande relation. Här är det istället den tillförda mekaniska effekten som är bestämmande och i fallet med en ångturbin bestäms denna av ångflödet som tillförs turbinen. Frekvensen är beroende på det sättet att vid exempelvis en ökad elektrisk last på generatormen kommer lasten att försöka bromsa rotationen, om än lite, och på så sätt påverka frekvensen då ju denna är direkt kopplad till maskinens varvtal.

Frekvensreglering utgör en speciell regler teknisk utmaning då generatormen arbetar i ett nät med flera parallella generatorer vilket vanligtvis är fallet. Eftersom kopplingen är stark mellan effekt och frekvens så är det lätt att komma i ett läge där generatorerna ”stjäl” last från varandra i händelse av att en generator med avvikande frekvens arbetar sig tillbaka mot sitt börvärde, grundfrekvensen 50 Hz. En andra generator som då tappar last kommer enligt samma resonemang att rusa och därmed fränkopplas eller falla ur fas. Därför används en reglermodell vid frekvensreglering där frekvensen tillåts variera något kring grundfrekvensen. I regler sammanhang kallas detta för statik och dess karaktäristik bestäms av faktorn R och har enheten Hz/MW. Mer om regler teknik och statik i Appendix H.

Ett verkligt system kan beskrivas som blockschema se ut som i figur 12 och 13 nedan



Figur 12. Schematisk reglering av spänning och reaktiv effekt.



Figur 13. Schematisk reglering av frekvens och aktiv effekt.

I händelse av modellering av systemet finns ett par olika vägar att gå; den ena är att förenkla systemet så att endast tillräckligt vitala delar ingår och bygga upp modellen ifrån grunden vilket givetvis också innebär ett kraftigt förenklat system med avseende på prestanda och dynamik. Den andra är att använda sig av de standardmodeller som bland andra IEEE har tagit fram och som beskriver olika typer av system med hjälp av alla ingående beståndsdelars överföringsfunktioner. Oavsett vägval krävs förståelse om de parametrar och koefficienter som måste tillhandahållas för varje modell för att göra modellen så verklig som möjligt.

3.3 Mjukvaror för simulering

De mjukvaror som kort beskrivs nedan har det gemensamt att de använder någon variant av de beräkningsteorier och modeller som beskrivs i den här rapportens teoridel och appendix.

Av licenstekniska skäl har arbetet delats upp så att statiska simuleringar körs i NEPLAN och dynamiska simuleringar i SIMPOW. Det är dock möjligt att köra samtliga simuleringar med NEPLAN som bas eftersom en implementering av SIMPOW i NEPLAN kan göras. SIMPOW utnyttjar då den redan färdiga nätkonfigurationen i NEPLAN vilket sparar arbete eftersom uppbyggnadsfasen i SIMPOW utgår.

3.3.1 NEPLAN

NEPLAN är ett grafiskt och Windowsbaserat beräknings- och simuleringsprogram från BCP Busarello i Schweiz. Nätet byggs upp grafiskt via drag-och-släpp med tillhörande dialogrutor. På så sätt blir programmet lättillgängligt och användarvänligt. NEPLAN har det mesta i funktioner men de olika delarna licenseras separat varför inte alla funktioner automatiskt finns tillgängliga.

I NEPLAN byggs nätet upp en gång och de olika funktionerna är sedan tillgängliga via menyraden.

3.3.2 SIMPOW

SIMPOW är en moduluppbyggd programvara som från början utvecklats av ABB men som nu tagits över av STRI. SIMPOW tillhandahåller också de mesta i funktioner men kan kännas mer svårtillgängligt då det bygger på traditionell kodning. SIMPOW erbjuder dock via en av sina moduler konvertering till enlinjeschema vilket gör det lätt att kontrollera att systemet byggts upp på rätt sätt.

I SIMPOW byggs först nätet upp via kod i en optpow-fil vilken sedan körs i modulen OPTPOW för lastflödesanalys. För att köra dynamiska och osymmetriska fall byggs koden vidare i en dynpow-fil. Dynpow-filen körs i modulen för dynamisk simulering, DYNPOW, som använder resultatet från OPTPOW som begynnelsevillkor för sina beräkningar. För att skapa och åskådliggöra kurvor från simuleringarna används modulen DYNPOST och för eventuell visualisering av nätet kan ett enlinjeschema upprättas i modulen SLD. Utöver detta finns möjlighet att definiera egna modeller i så kallad DSL-kod.

DYNPOW kan köras i två olika beräkningsformer; MASTA och TRANSTA. MASTA används för beräkning av exempelvis maskinstabilitet och presenterar momentanvärden medan TRANSTA presenterar effektivvärden för traditionell transientberäkning.

3.3.3 Vision

Vision upplevs som ett lättillgängligt och delvis enklare program vilket utvecklas och marknadsförs av Phase to Phase, Nederländerna. Vision fokuserar på statisk analys och beräkning i form av kortslutnings- och spänningsfallsberäkningar. Sin enkelhet till trots måste det nog i många fall anses prisvärt för den här typen av grundläggande men viktiga beräkningar. Programmet är helt grafiskt och Windowsbaserat.

4 Modellering och simulering

4.1 Allmänna förutsättningar och avgränsningar

Indata för kablar, transformatorer, motorer och generator presenteras via tabeller i Appendix C. Nätets verkliga uppbyggnad beskrivs i sin helhet av enlinjeschemat i Appendix B.

Simuleringen utförs dels på befintligt nät och dels på ett fiktivt nät där en uppsättning vindkraftverk, fem stycken med en märkeffekt på 2,5 MW vardera, kopplas in via ett 500 meter långt kablage till Alloys 10kV-station.

Införandet av vindparken ska ses som en introduktion till eventuellt kommande arbeten då det krävs en större studie för att få en bra analys av vindkraftens och industrinätets ömsesidiga påverkan.

Inför den dynamiska simuleringen har nätet förenklats något för att få det praktiskt hanterbart i kodningen och för att spara beräkningskapacitet. Förenklingen går ut på att kablage, generator och stora motordrifter behålls intakt medan övriga laster buntas under ett fåtal transformatorer. För att inte förändra dynamiken i nätet har storleken på transformatorerna begränsats till max 3MVA och lasterna har sedan fördelats under dessa så att den totala belastningen per skena överensstämmer med originalfallet.

Där märkdata eller uppgift från tillverkare inte finns har parametrar och värden uppskattats. Detta påverkar givetvis noggrannheten i simuleringen. Vidare har eventuell inverkan av övertoner försumrats rakt i genom arbetet då sådana simuleringar som regel måste göras separat eller med delvis andra modeller. Överttonshalten i högspänningsanläggningen har också nyligen mätts upp och har visat sig ha mycket låga THD-halter både vad gäller ström och spänning.

4.1.1 Om lastflöde och kortslutning i NEPLAN

Då nätet i sin helhet är radiellt uppbyggt är effektlödets storlek och riktning helt förutsägbart. Det finns dock andra intressanta frågor att bevara som totalt flöde av aktiv effekt i förhållande till total reaktiv effekt samt till exempel möjligheten att kontrollera kablagens belastningsnivå och därmed deras dimensionering. Här finns också möjlighet till simulering av skyddsfunktioner vilket av tidsskäl dock utgår i detta arbete. Eftersom det på flertalet transformatorer inte är känt vilket lindningskopplarsteg som används har lastflödesanalysen i det här fallet även använts till att justera lindningskopplarna på respektive transformator så att spänningen på sekundärsidan uppgår till 100%. Detta är en förenkling och har gjorts för att lättare kunna läsa av det relativa spänningsfallet. Om lindningskopplarnas läge istället skulle vara känt kan detta lätt justeras i efterhand.

I förekommande processtillverk har belastningarna simulerats som en gruppplast av ett antal asynkronmotorer om 90kW per motor. Belastningens totala storlek är satt till för varje stillverk avläst medellast. Förekommande större motordrifter, > 400kW, modelleras separat. Motordata enligt märkskylt och eventuella uppgifter från tillverkare samt enligt föregående teoriavsnitt och Appendix H.

Beräkningsmodeller enligt teoriavsnitt och Appendix H.

4.1.2 Generator

Aktuell generator drivs av en mottrycksturbin av radialtyp. Efter en mottrycksturbin kondenseras inte ångan omedelbart utan används i det här fallet bland annat för uppvärmning av pappersmaskinens torrcylindrar. Magnetiseringssystemet är ett modernt statiskt system bestående av en thyristorbrygga matad via separat transformator.

I SIMPOW finns tillgång till modellstandarder enligt IEEE och tillverkaren av magnetiseringssystemet rekommenderar modellering enligt dessa, se nedan.

Den här typen av generator innehåller inga dämpvindningar men i simuleringsmodellen beaktas ändå dämpning som en del i modellen. Detta beror på att inducerade virvelströmmar i rotorjärnet ger upphov till ekvivalenta dämpparametrar som måste beaktas [3].

Den magnetiska mättningen i maskinen har uppskattats genom att interpolation använts för att passa en kurva på så sätt att en spänning på 1,0 pu motsvarar en fältström på 1,2 pu.

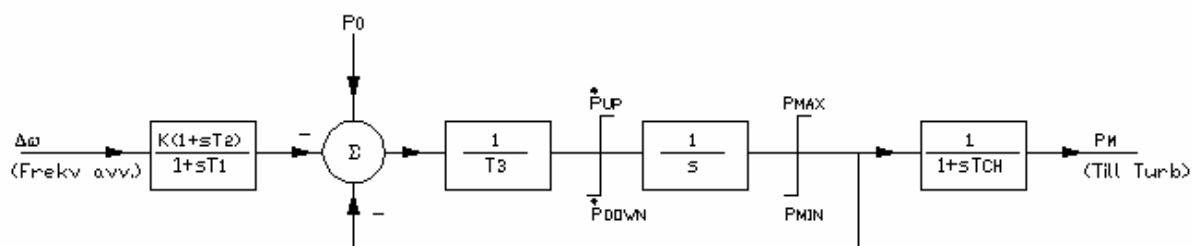
Typiska värden på generatorns reaktanser och resistanser har inhämtats från tillverkaren.

Modellen utgörs av en fältvindning samt en dämpvindning i d-led och en dämpvindning i q-led. En mera detaljerad modell finns att tillgå i SIMPOW vilken är menad att användas vid stabilitetsanalyser men denna kräver komplexa inparametrar som endast kan tillhandahållas av tillverkare i samband med generatorns leverans. Generatoren är av en äldre typ varför dessa värden inte finns att tillgå.

En total effekt om 2MW och 1MVAr produceras vid tidpunkten för applicerade fel och störningar i simuleringen.

Turbin

En standardmodell för "non reheat"- turbin enligt IEEE har använts då inga närmare uppgifter går att ta fram för denna äldre typ av turbin [20]. Modelluppbyggnaden beskrivs i form av överföringsfunktioner enligt nedan, figur 14.



Figur 14. Överföringsfunktioner för att beskriva turbinregleringsmodellen.

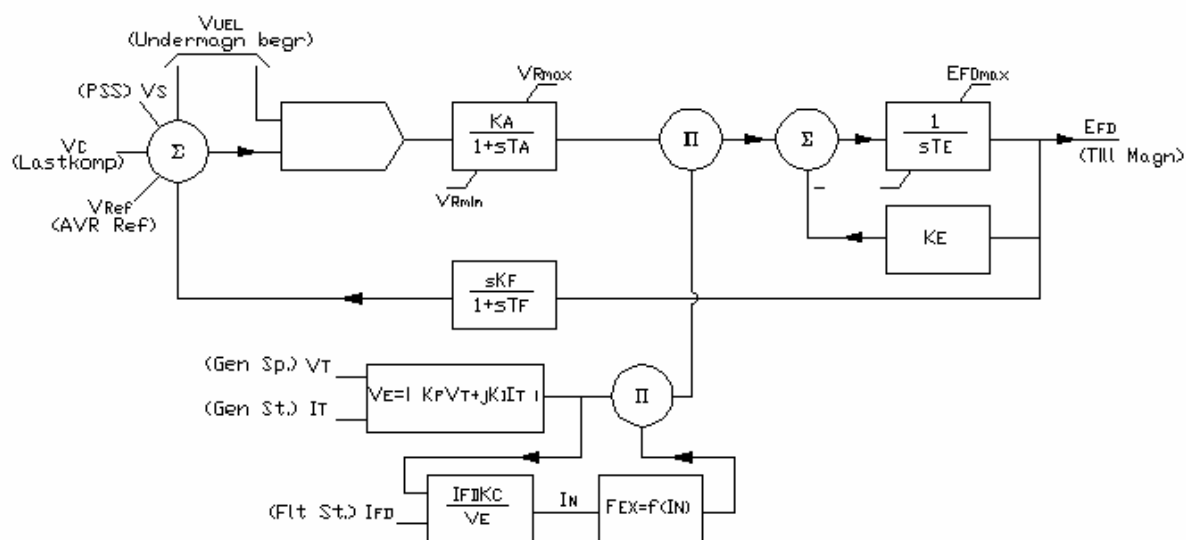
De värden som använts i modellen är

Tabell 1. Använda parametervärden i turbinmodell

K	T ₁	T ₂	T ₃	P _{UP}	P _{DOWN}	P _{MAX}	P _{MIN}	T _{CH}
25	3	0	0,1	0,1	-0,1	1	0	0,3

Magnetisering

Enligt leverantören av magnetiseringsutrustningen kan modell typ 2A enligt IEEE 421.5 användas för modellering av befintligt statiskt system. För att få så rättvisande resultat som möjligt krävs parametrar framtagna för det aktuella systemet totalt sett vilket inte finns att tillgå. Eftersom flera andra antaganden måste göras angående nätet och ingående maskiner som ytterligare kommer att påverka träffsäkerheten hos modellen anses det här tillräckligt att använda de typvärden som finns framtagna enligt IEEE [19]. Dock har verkliga värden vad gäller reglerparametrar och reaktiv kompensering m.m. använts.



Figur 15. Överföringsfunktioner för att beskriva reglermodellen för magnetiseringen.

De värden som använts i modellen är

Tabell 2. Använda parametervärden i magnetiseringsmodell

T _R	V _{Rmax}	K _F	T _E	V _{Rmin}	K _P	T _A	K _E	K _I
0	1	0,05	0,5	0	4,88	0,15	1	8
T _F	K _A	K _C	E _{FDmax}					
1	18	1,82	3,3					

Följande allmänna antaganden görs:

- MVar-reglering aktiv och konstant reaktiv effekt
- PSS inaktiverad (vilket är fallet med den aktuella generatoren)
- Ingen begränsning av fält- eller statorström (i verkligheten <5s fördröjning)
- Ingen aktiv kompensering
- Negativ reaktiv kompensering aktiv
- V/Hz-begränsning inaktiv (i verkligheten 5s fördröjning)

Fler detaljer kring modelluppbyggnaden finns att hämta direkt i koden, Appendix F.

4.1.3 Vindkraftverk

I dag är vindkraftverk av DFIG-typ det vanligast förekommande vilket är en anledning till att det används i det här fallet. En annan orsak är att konstruktionen är relativt sett dåligt dämpad för 50Hz-störningar vilket gör studien mer intressant.

En producerad aktiv effekt om 10MW uppdelat på fem verk används i simuleringen och kopplas in via kabel i överliggande 10kV-station. Regleringen av reaktiv effekt är utförd så att varje verks omriktare producerar tillräckligt med reaktiv effekt för att täcka sitt eget behov, varvid nettoflödet av reaktiv effekt blir noll.

Den DFIG-modell som finns att tillgå i SIMPOW är komplett med avseende på erforderliga reglerkretsar som pitchreglering, varvtalsreglering, spänningsreglering och "crowbar". I modellen ingående och förvalda Cp-kurvor används. Därtill antas konstant vindstyrka vilken svarar mot i simuleringsskoden angiven effektproduktion.

Eftersom vindparken är en fiktiv park som kopplas in i studiesyfte har typvärden använts rakt över för parametrering av modell och reglerkretsar.

En viktig begränsning med den inbyggda DFIG-modellen är att den endast kan köras i TRANSTA då modellen är av effektivvärdestyp.

4.1.4 Kondensatorbatteri

Batterierna är ständigt inkopplade och oreglerade. De modelleras med motsvarande kapacitiva reaktans, som vid märkspänning ger upphov till dess märkeffekt, i serie med en liten resistans så att batteriernas förluster därmed också beaktas i simuleringen.

4.1.5 Motorer

Synkronmotorn

En modell liknande den för generatoren har använts men med för ändamålet lämpligare parametervärden. Reaktanser, resistanser och H-värden är inte kända utan hämtade från typtabell enligt Appendix H.

Motorerna innehåller dämpindningar och den i programmet inbyggda modellen bygger på asynkron start med hjälp av dessa. De verkliga motorerna startas dock med hjälp av kontrollerad kortslutning av fältlindningen varför start av dessa inte simuleras då det är osäkert om resultatet kan ses som representativt. Den magnetiska mättningen i maskinen har uppskattats och införts på samma sätt som i generatorfallet.

Asynkronmotorn

Modellen bygger på det traditionella ekvivalenta schemat där ingående värden bestäms utifrån vetenskapen om starteffektfaktor, maxmoment, startmoment, eftersläpningskaraktäristik m.m. För att validera modellerna har simuleringarnas startkurvor jämförts och justerats mot verkliga uppmätta startkurvor. Tröghetskonstanten H har uppskattats utifrån uppmätta starttider.

Start- $\cos\phi$, $\cos\phi$, verkningsgrad η , startström I_{st} och startmoment har tagits ur datablad alternativt från Appendix H. Mekaniska laster har matchats mot motordrifternas verkliga medellast och tillförts en lastkaraktäristik enligt $P = K(1 - s)^N$ där K är belastningsgraden och $N=2$.

4.1.6 Is-begränsare

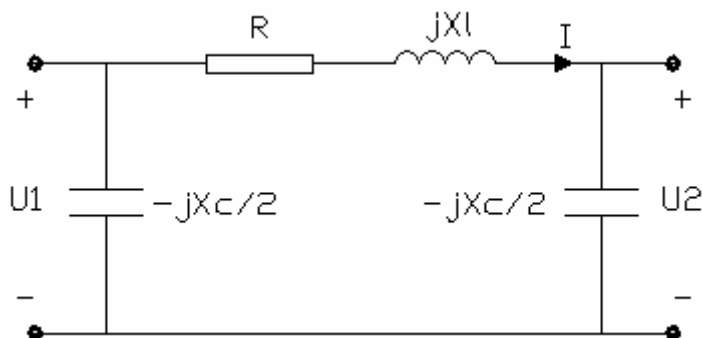
Hela den inkommande matningen till bruket skyddas av så kallade Is-begränsare. Is betecknar stötström och namnet Is-begränsare syftar på att skydden är kraftigt strömbegränsande. Skydden består av sprängpatroner som initieras elektroniskt då två villkor är uppfyllda

- ett tröskelvärde för uppmätt ström passeras.
- ett tröskelvärde för strömmens tidsderivata, di/dt , passeras, här ca 5kA/ms

Max bryttid för de här skydden är knappt 1,4 ms vilket ger en ungefärlig total kortslutningsström om 7kA. Detta innebär att i det här arbetet beräknade värden på kortslutningsströmmarna utgör teoretiska värden för de strömmar som skulle uppstå då Is-begränsarna av någon anledning inte fungerar!

4.1.7 Kablar

Kablar modelleras med hjälp av sina ekvivalenta π -scheman som i figur 16.



Figur 16. Det så kallade π -schemat för modellering av kabel.

Plus- och nollföljdsvärden för kablarna är till stor del taget från tillverkaren men i övrigt uppskattat enligt Appendix H. Korrektionsfaktorer är satta till 0,75 och I_{max} enligt tabeller för nominellt strömvärde. Eftersom skyddsinställningarna inte är aktiverade i simuleringen har kablaset inte kontrollerats med avseende på kortslutningstålighet.

4.1.8 Transformatorer

Endast lindningskopplaren på matande transformator T3 är aktiv vad gäller spänningsreglering. Övriga lindningskopplare står i ett fixt läge.

Järnförlusterna varierar med storleken på transformatorerna men har här satts konsekvent till 2kW av praktiska skäl. Kopparförluster har på samma sätt satts till 1%. u_k -värden har satts till 7% då data inte är givna.

Transformatorernas inkopplingsströmstöt modelleras inte då detta kräver mycket otillgängliga data för den enskilda transformatorn.

4.1.9 Laster

Alla buntade laster modelleras som PQ-laster. Motorlaster modelleras enligt ovan. Lasterna har olika karaktäristik:

$$\text{Konstant effekt} \quad P = P_0 \quad (3.34)$$

$$\text{Konstant ström} \quad P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right) \quad (3.35)$$

$$\text{Konstant impedans} \quad P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \quad (3.36)$$

De flesta buntade lasterna anses förbruka konstant effekt för att efterlikna motor- och frekvensomriktardrifter.

4.1.10 Skydd och brytare

En kontaktresistans om 0,1 m Ω är tillförd samtliga brytare.

Då anläggningen innehåller ett flertal olika typer av skydd och då anläggningens fortlevnad, till följd av nedläggningen, är akut hotad har aktuella skyddsinställningar inte lagts in av relevans- och tidsskäl.

Selektiviteten i anläggningen kan inte kontrolleras eftersom inställningsvärde för respektive reläskydd saknas. Med tanke på I_s -begränsarnas arbetssätt och snabba prestanda är dock selektivitet heller inte något som normalt finns i anläggningen.

4.1.11 Frekvensomriktare

SIMPOW har ingen färdig smidig modell för industriella frekvensomriktare varför lasten på PM5 endast består av PQ-laster med karaktäristiken konstant effekt. Det är därför tyvärr inte möjligt att dra slutsatser om omriktarnas påverkan på eller påverkande av nätet utifrån dess kraftelektroniska egenskaper.

4.2 Statisk simulering

I den statiska simuleringen studeras två parallella uppsättningar av fall där i den första uppsättningen vindkraftparken är urkopplad och i den andra med vindkraftparken inkopplad.

Motorstart är möjligt att göra i NEPLAN där spänningsfallet då redovisas för $t=0$ men görs här istället i den dynamiska simuleringen vilken då kommer att innehålla mer information om spänningsfallet såväl som andra händelser under hela startförloppet.

Tabell 3. Simuleringsfall vid statisk simulering.

Resultat visas i	a) Utan vindkraft	b) Med vindkraft
5.1.1	Lastflöde	Samma som i a)
5.1.2	Kortslutning	-''-

4.2.1 Lastflöde

Lastflödet studeras med och utan mottrycksturbin i drift främst för att studera fördelningen mellan aktiv- och reaktiv effekt men även för att få en uppfattning om spänningsfall under normal drift samt storleken på systemets förluster. Även kablagens belastningsgrad ges av simuleringen.

4.2.2 Kortslutning

Olika typer av fel har applicerats på olika ställen i anläggningen för att göra det möjligt att jämföra konsekvenserna av de olika fallen. Feltyperna som simulerats är trefas kortslutning och enfas jordslutning.

4.3 Dynamisk simulering

I den dynamiska simuleringen studeras även här två parallella uppsättningar av fall där i den första uppsättningen vindkraftparken är urkopplad och i den andra med vindkraftparken inkopplad.

Den dynamiska simuleringen visar sig vara krävande när det gäller omställningar mellan olika simuleringsfall varför mer tid skulle behöva ägnas åt dessa körningar. Speciellt när det gäller införandet av vindparken får detta som tidigare sagts ses som en liten introduktion.

Tabell 4. Simuleringsfall vid dynamisk simulering.

Resultat visas i	a) Utan vindkraft	b) Med vindkraft
5.2.1	Koppling av kondensatorbatteri i Alloys respektive PM5	Samma som i a)
5.2.2	Jordfel och spänningsdipp 10kV och 500V	Ej spänningsdipp
5.2.3	Generatorns beteende vid fel i nätet, kritisk bortkopplingstid	Samma som i a) men utförd i TRANSTA
5.2.4	Start av stora motorer	Utgår
5.2.5	Urkoppling av matande linje	Samma som i a)
5.2.6	Inkoppling av matande linje	Utgår

4.3.1 Koppling av kondensatorbatteri

Batterier både i PM5 och Alloys kopplas in och ur i olika ordning för att studera eventuella skillnader i spänning och strömmar ute i nätet. Här TRANSTA-simulering vilket bortser från de spänningsspicar som uppstår vid manövreringen.

4.3.2 Jordfel och spänningsdipp

Jordfel i både 10kV-system och 500V-system var för sig. Spänningsdippen åskådliggörs i MASTA varför denna körning inte är direkt jämförbar i fallet med vindparken inkopplad!

4.3.3 Generatorns beteende vid fel i nätet

Studier kring generatorns vinkelstabilitet i händelse av fel i nätet samt bedömning av generatorns kritiska bortkopplingstid. Även här görs simuleringen i MASTA varför ingen jämförelse med inkopplad vindpark kan göras.

4.3.4 Start av stora motorer

Start av större motorer samt jämförelse mellan direktstart över transformator. Spänningsfallet vid start samt startförloppets allmänna karaktär studeras.

4.3.5 Urkoppling av matande linje

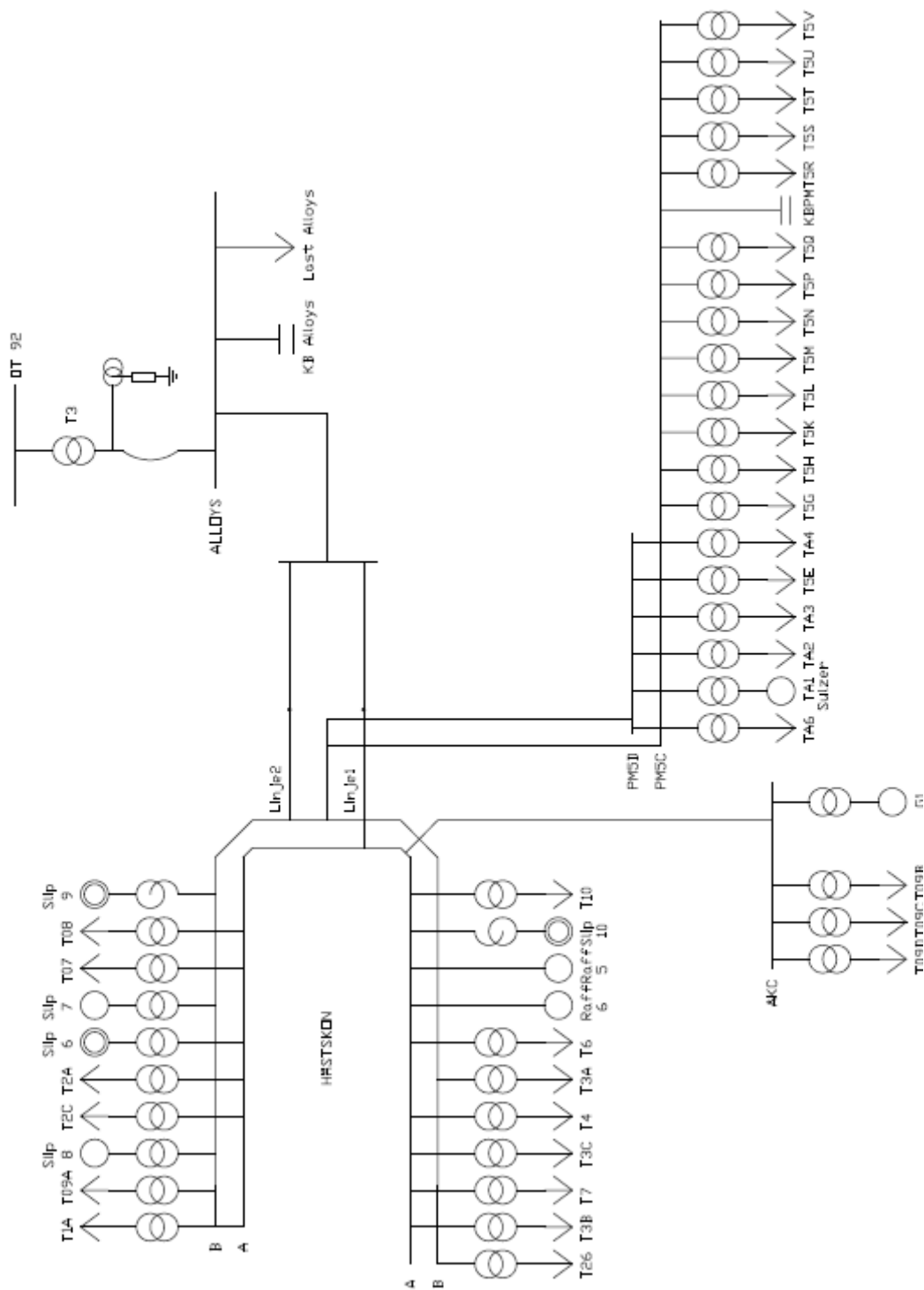
Momentan bortkoppling att likna vid totalströmavbrott där transienta förlopp i samband med brytningen kan vara intressant. Här öppnas brytaren vid $t = 0$, alla synkronmotorer samt generatorn 100ms senare och asynkronmotorerna ytterligare 100ms senare. Fördröjningen är tänkt att simulera bortkoppling av respektive skydd, som exempelvis underspänningsskydd.

4.3.6 Inkoppling av matande linje

Momentan inkoppling att likna vid tillslag efter totalströmavbrott. Transienta förlopp studeras med anläggningen i tomgång.

5 Resultat

Figur 17 påminner om det simulerade systemets utseende.



Figur 17. Förenklat enlinjeschema över distributionsnätet.

5.1 Statisk simulering

Mer detaljerade resultattabeller för samtliga fall enligt Appendix D.

5.1.1 Lastflöde

a) Utan vindkraft

Anläggningens aktiva förluster från transformatorer och kablage uppgår till ca 450 kW.

Total last är 27MW respektive 10MVar vilket ger en total effektfaktor för anläggningen om ca 0,92 induktivt.

Om däremot hela nätets last inklusive Alloys smältverk inräknas så fås en total last om 32MW och -2MVar. Detta ger en total effektfaktor på ca 0,99 kapacitivt vilket alltså innebär en reaktiv överkompensering!

Högspänningsnätets kablage klarar samtliga belastningsfall vid kontroll mot nominellt strömvärde.

b) Med vindkraft

Inga relevanta förändringar i nätet med avseende på lastflöde.

5.1.2 Kortslutning

a) Utan vindkraft

Vid trefasig kortslutning

Tabell 5. Resultat av strömmar vid trefasig kortslutning utan vindkraft.

[kA]	Utan mottryckskraft	Med mottryckskraft
OT92 Regionstation	16,4	16,6
PM5C, D	30,5	32,9
Hästskon A	39,1	45,4
Hästskon B	39,4	43,6
T3C Lågspänningsställverk	43,8	44,1

Vid enfasig jordslutning uppstår en kapacitiv jordström om 26A i det icke direktjordade högspänningsnätet. På lågspänningssidan uppstår en ström som i redovisningen kan anses vara noll.

b) Med vindkraft

Vid trefasig kortslutning

Tabell 6. Resultat av strömmar vid trefasig kortslutning med vindkraft.

[kA]	Utan mottryckskraft	Med mottryckskraft
OT92 Regionstation	-	16,7
PM5C, D	-	34,1
Hästskon A	-	47,8
Hästskon B	-	45,9
T3C Lågspänningsställverk	-	44,2

Vid enfasig jordslutning uppstår en kapacitiv jordström om 34A i det icke direktjordade högspänningsnätet. En ökning till följd av den för vinden tillkommande kabelinstallationen. På lågspänningssidan uppstår en ström som i redovisningen kan anses vara noll.

5.1.3 Jämförelse med tidigare beräkningar gjorda i Vision

Vid jämförelse av kortslutningsberäkningarna avviker resultaten 5 – 7 % jämfört med Vision där värden beräknade i NEPLAN är konsekvent högre än motsvarande i Vision. Båda mjukvarorna använder IEC 60909 för beräkningen men då nätet har justerats något i matande kablage vid uppbyggnad i NEPLAN får resultaten ses som väl överensstämmande.

Jämförelserna ovan gjordes dock i ett tidigt skede av arbetet och då med överensstämmande maskinreaktanser i båda programfilerna. Sedemera har dessa justerats till av tillverkaren givna värden varför jämförelser inte är möjliga för de värden som presenteras i denna rapport.

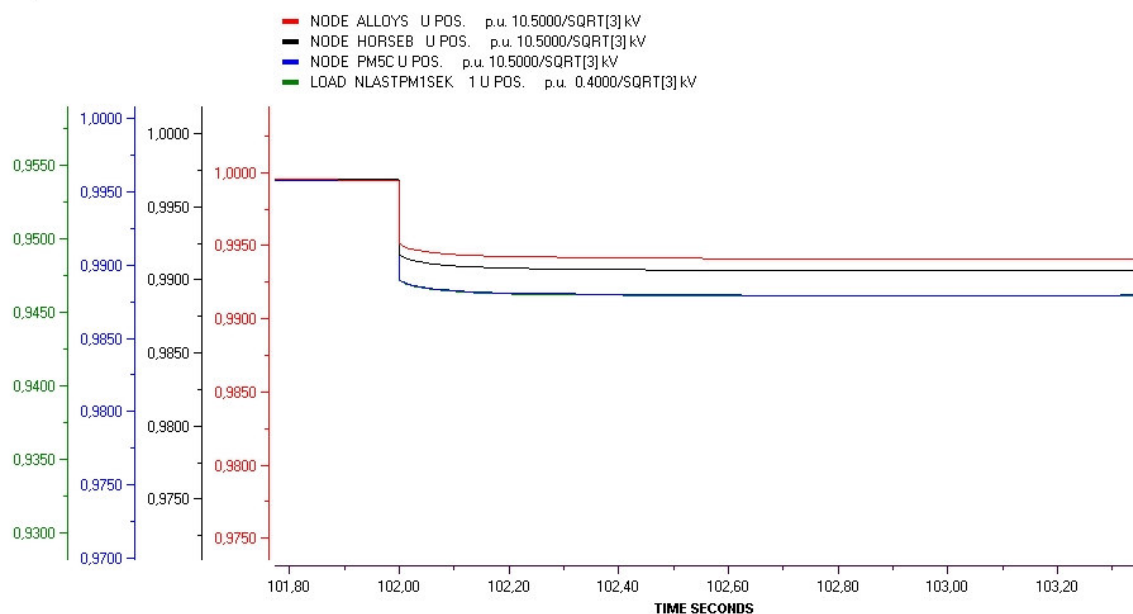
5.2 Dynamisk simulering

5.2.1 Koppling av kondensatorbatteri

a) Utan vindkraft

Ingen momentan sänkning vid frånslag på grund av generatorns spänningsreglering och övrig kapacitans i nätet. Kondensatorbatteriet i PM5, från nu KBPM, sitter långt inne i anläggningen och påverkar spänningen mest lokalt som kan ses i figur 18. I matande station, Alloys, påverkas spänningen relativt sett minst. I brukets mottagningsstation, Hästskon, påverkas spänningen ytterligare lite mera för att lokalt i station PM5 påverkas mest.

Wargon DYNPOW DATA



STRi Software

DATE 18 NOV 2008 TIME 16:46:29 JOB Wargon Simpov 11.0.001

Diagram:1

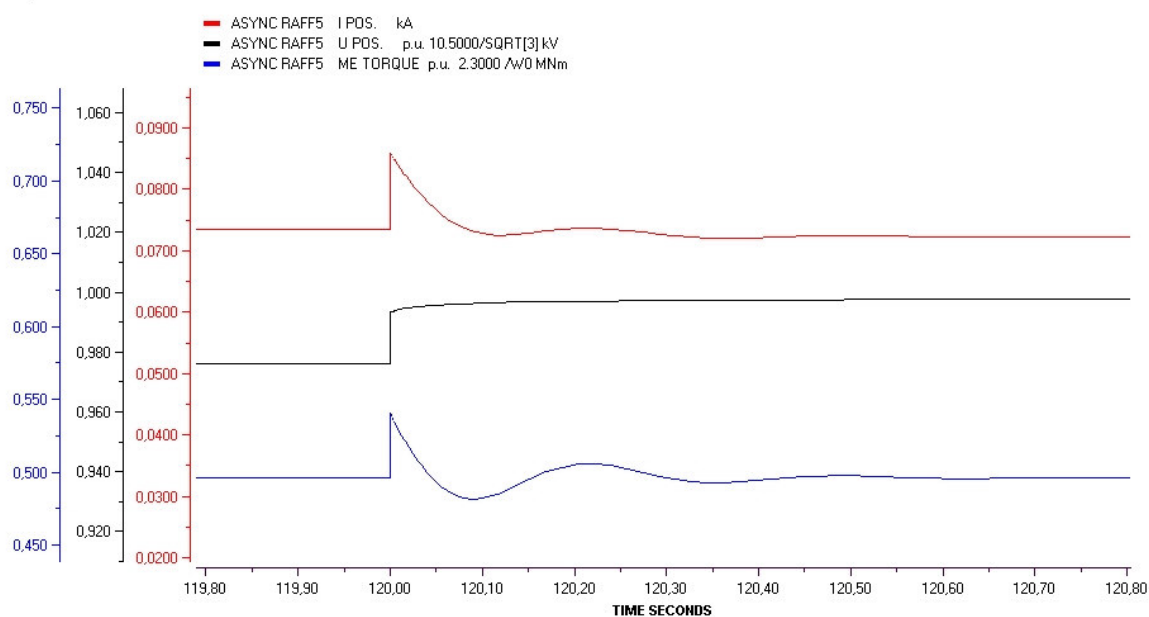
Figur 18. Frånslag av kondensatorbatteri i station PM5C.

Med båda kondensatorbatterierna urkopplade påverkas spänningen ca 2,8% totalt i anläggningen.

Eftersom TRANSTA räknar med effektivvärden syns inte spänningsspicarna som uppstår vid till- och frånslag men detta är istället åskådliggjort i avsnitt 5.2.2.

Koppling av kondensatorbatteri medför bland annat momentstörningar hos asynkronmotorer i drift enligt figur 19, där effekten av en inkoppling kan ses på en av anläggningens högspänningsmotorer.

Wargon DYNPOW DATA



STRi Software

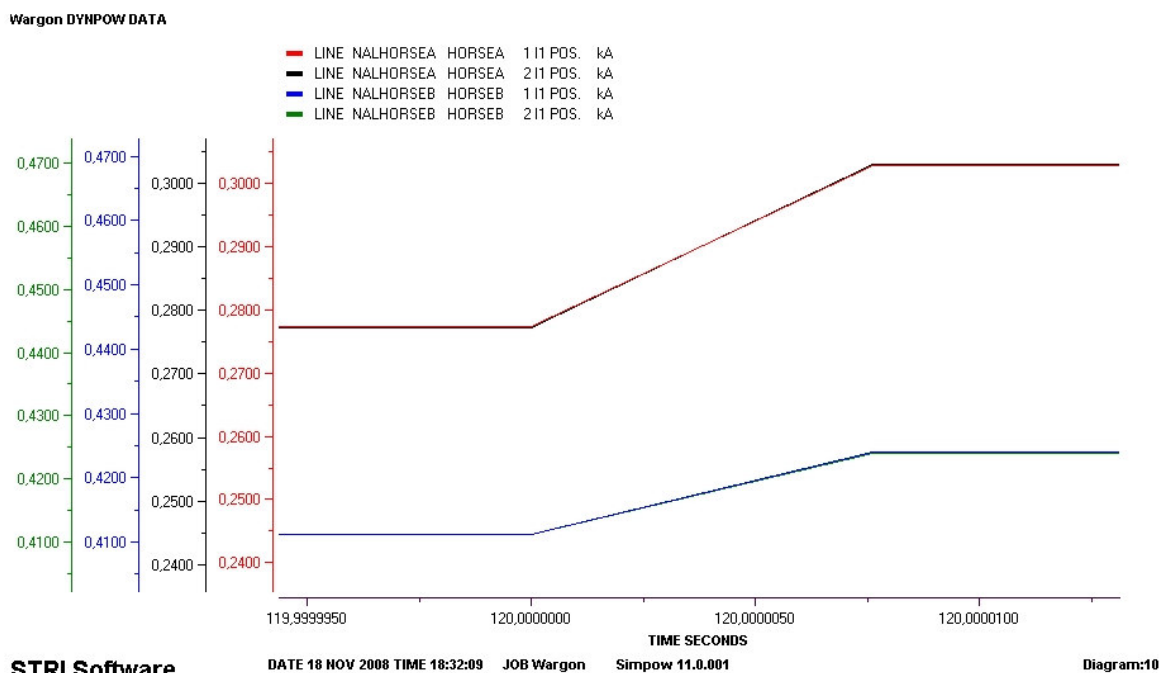
DATE 18 NOV 2008 TIME 18:32:09 JOB Wargon Simpov 11.0.001

Diagram:6

Figur 19. Påverkan på momentet hos en asynkronmotor då spänningen ändras.

Detta till följd av sambandet mellan moment och spänning enligt $M \propto U^2$. Även en kraftig strömpuls uppstår som en konsekvens härav. Förloppet är helt över efter ca 0,5 sekund när momentbalansen upprättats igen och det är oklart om detta kan medföra några störningar i processen.

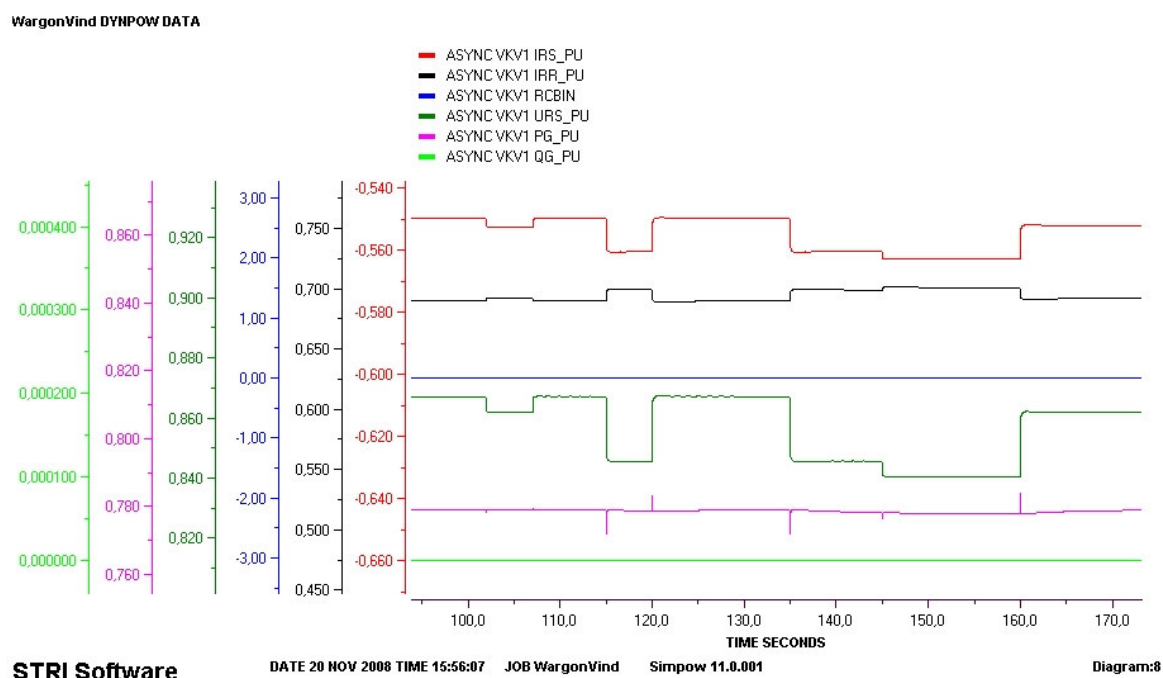
Ett sedan tidigare känt problem uppstår om Alloys kondensatorbatteri, från nu kallat KBAI, kopplas in då KBPM är inkopplat. Strömökningen blir då så kraftig att tröskelvärde för Is-begränsarnas di/dt -steg överskrider vilket får till följd att Is-begränsarna löser ut. Tidigare teorier har byggt på att KBPM snabbt laddas ur över inkommande linje då KBAI kopplas in. Simuleringen styrker att strömderivatasteget påverkas och med marginal överskrider tröskelvärde men den största strömderivatan uppstår genom den kabel som matar ställverksskenan där KBPM *inte* är inkopplad, Hästskon A! På Hästskon A ligger mottrycksgeneratoren vars ström påverkas av dess produktion av reaktiv effekt kontra den reaktiva effekt som finns att tillgå i nätet. Detta gäller även synkronmotorerna i nätet. På samma skena finns också de flesta asynkronmotorerna vilka reagerar som i figur 19. Den kritiska strömökningen kan ses i figur 20 där grafiskt kan bestämmas en $di/dt \approx 6kA/ms$ ur den översta kurvan medan den undre kommer upp i ca 3kA/ms. Tröskelvärde enligt inställningsprotokoll är ca 5kA/ms.



Figur 20. Strömmens förändring vid tillslag av kondensatorbatteri.

b) Med vindkraft

Med vindkraften inkopplad fås en generellt högre spänningsnivå i systemet eftersom $\Delta U \approx (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) |I|$ för små överföringsvinklar. Detta gäller endast i jämförelse relativt fallet utan vindkraft eftersom spänningen kommer att regleras med lindningskopplaren på transformator T3. I figuren 21 ses stator- och rotorströmmarna samt spänning, aktiv- och reaktiv effekt under en sekvens av till- och frånslag av de två kondensatorbatterierna. Den blå kurvan indikerar om "crowbaren" aktiveras $0 \rightarrow 1$. Spänningen har att följa nätets spänning och små snabba störningar i den aktiva effekten syns då stator- och rotorströmmarna ändrar sig. Kurvformer och fenomen i nätet i övrigt liknar helt de som förekommer utan vindkraften inkopplad.



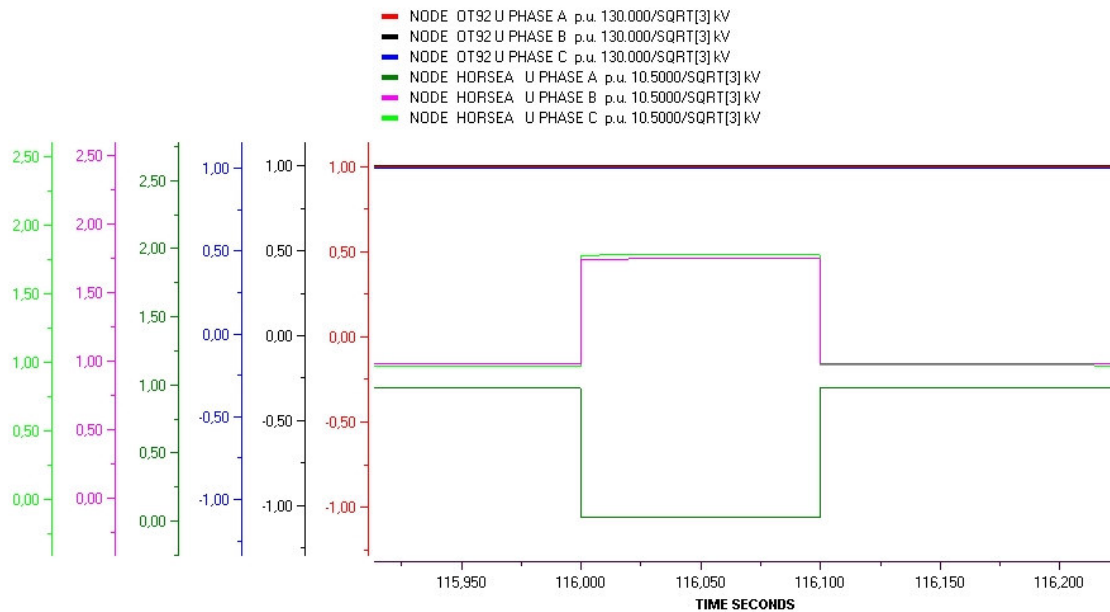
Figur 21. Strömmar, spänning och effekt hos en DFIG vid koppling av kondensatorbatteri.

5.2.2 Jordfel och spänningsdipp

a) Utan vindkraft

Vid applicering av jordfel i 10kV-nätet fås en förväntad kurvform, figur 22.

Wargon DYNPOW DATA



STRi Software

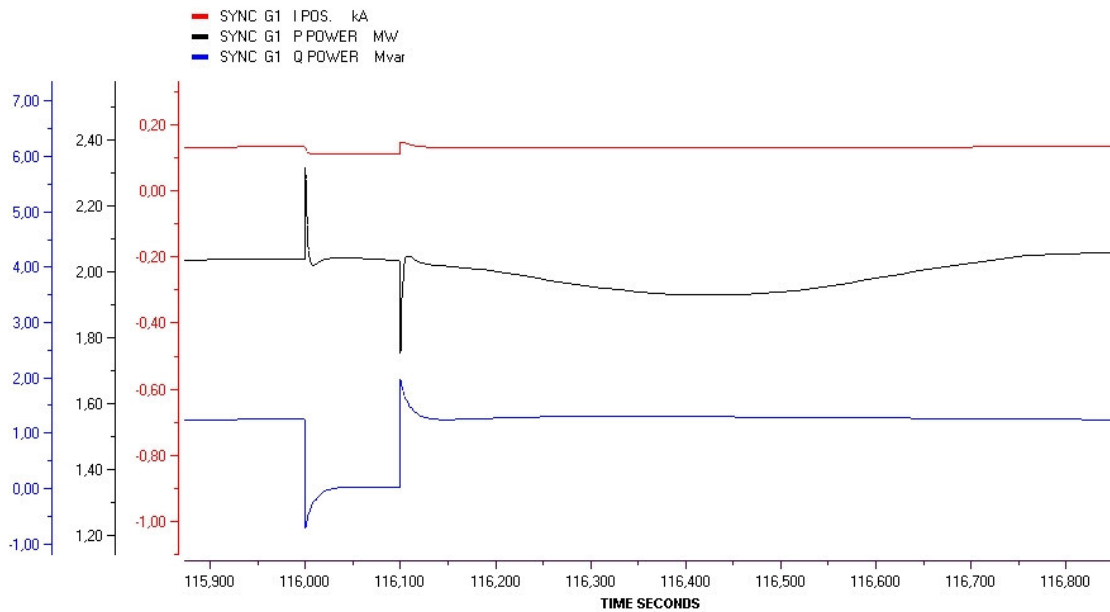
DATE 19 NOV 2008 TIME 08:43:02 JOB Wargon Simprow 11.0.001

Diagram:1

Figur 22. Fasspänningarnas utseende vid enfasigt jordfel i impedansjordat nät.

De två friska faserna antar ca $\sqrt{3} \cdot U_f$ på 10kV-sidan medan uppsidan förblir opåverkad. Även här fås övergående störningar på generator och asynkronmotorer enligt figur 23 och 24.

Wargon DYNPOW DATA



STRi Software

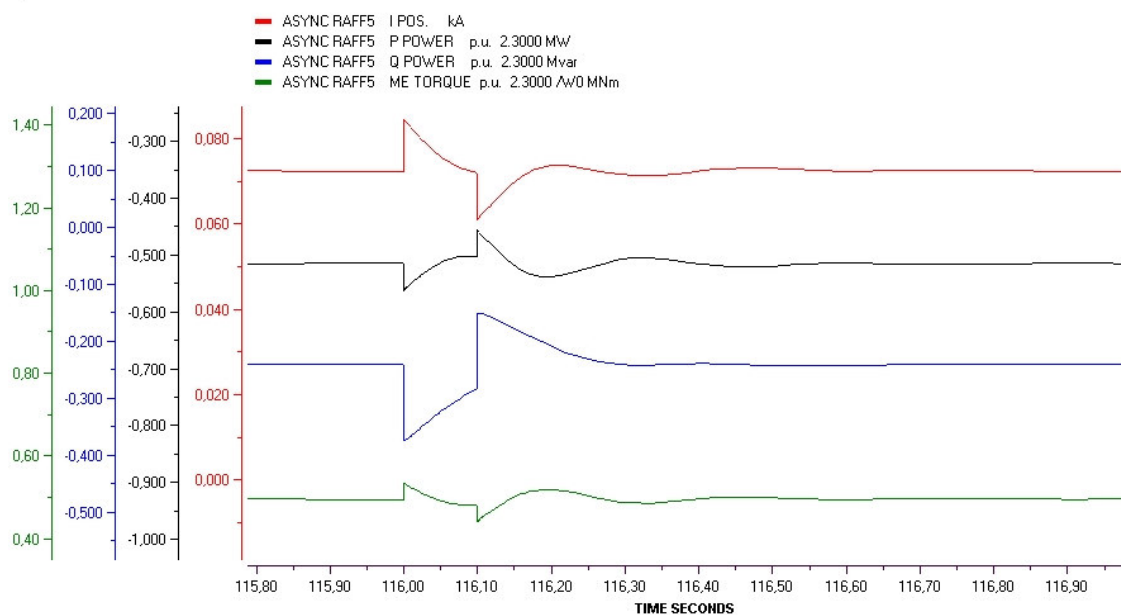
DATE 19 NOV 2008 TIME 14:42:43 JOB Wargon Simprow 11.0.001

Diagram:4

Figur 23. Generators reaktion då jordfel inträffar samt bortkopplas.

Spänningsregleringen känner av spänningsförändringen i nätet och drar ner magnetiseringen så att $Q = 0$.

Wargon DYNPOW DATA



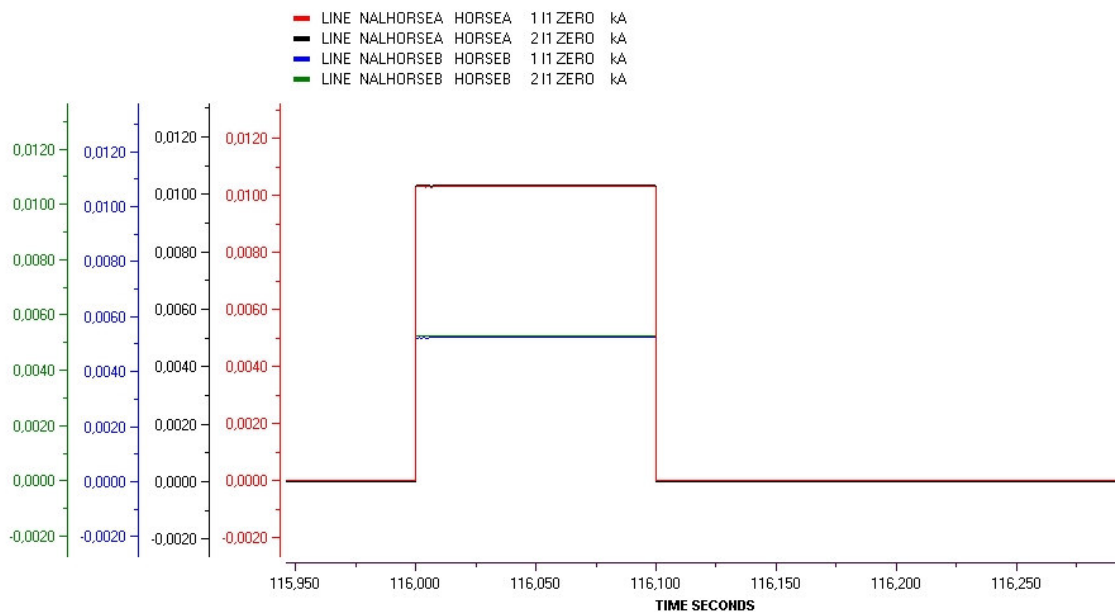
STRI Software

Figur 24. En asynkronmotors reaktion då jordfel inträffar samt bortkopplas.

Likt fallen i 5.2.1 kommer spänningsförändringen att medföra kortvarig momentrubbing hos anslutna maskiner. I fallet med motordrifterna fås samma resultat vid kortslutning på lågspänningssidan. Den stora skillnaden i övrigt ligger i att felet på högspänningssidan kommer att medföra bortkoppling av anläggningen medan felet på lågspänningssidan medger fortsatt drift. Det är i praktiken troligt att påverkan på nätet vid jordfel på 500V-sidan inte visar sig av speciellt transient natur då dessa fel ofta utvecklas långsamt och gradvis.

10kV-nätet är som nämnts tidigare icke direktjordat varför en kapacitiv nollföljdsström kommer att uppstå. För att tillföra en resistiv jordfelskomponent för detektering av felbesatt anläggningsdel är systemet motståndsjordat. Nollpunktsbildaren och resistorn är dimensionerade för en jordfelsström om 15A. Simuleringen visar dock på en total nollföljdsström på närmare 31A vilket kan ses i figur 25.

Wargon DYNPOW DATA



STRI Software

DATE 19 NOV 2008 TIME 14:42:43 JOB Wargon Simpov 11.0.001

Diagram:6

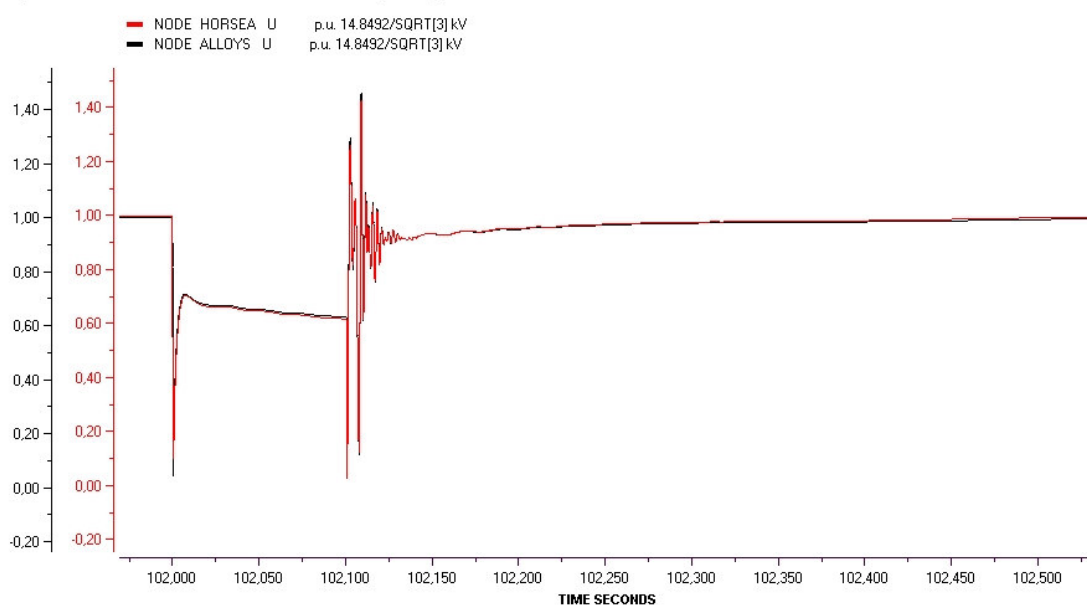
Figur 25. Kapacitiv nollföljdsström i 10kV-nätet.

NEPLAN ger ett framräknat värde på 26A men nätmodellen som används i SIMPOW är förenklad varför en direkt jämförelse inte är möjlig. Vattenfall har dock gjort avstämningsmätningar som bekräftar att dimensioneringen av den ursprungliga utrustningen inte svarar upp mot nuvarande anläggning. Vattenfall presenterar en kapacitiv jordslutningsström på 33A uppmätt på plats med mobil reaktor [21]

En spänningsdipp om 100ms kan vid simulering i momentanvärdesskala se ut som i figur 26.

Wargon DYNPOW DATA

(MASTA)



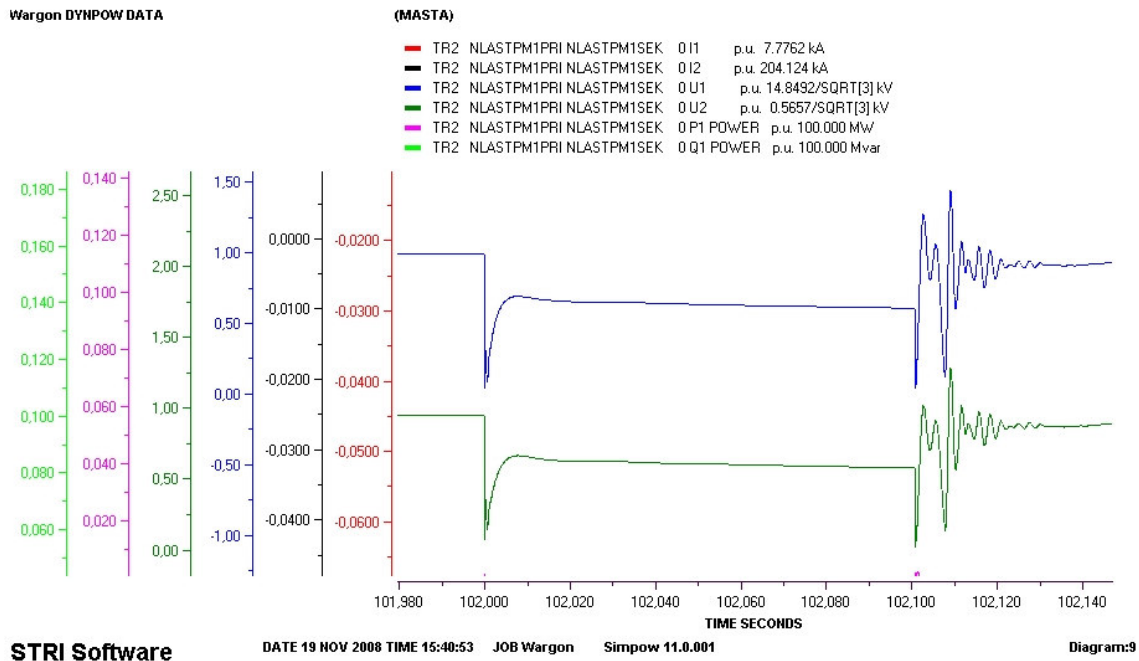
STRI Software

DATE 19 NOV 2008 TIME 15:40:53 JOB Wargon Simpov 11.0.001

Diagram:1

Figur 26. Momentanvärdeskurva över spänningen i samband med en spänningsdipp.

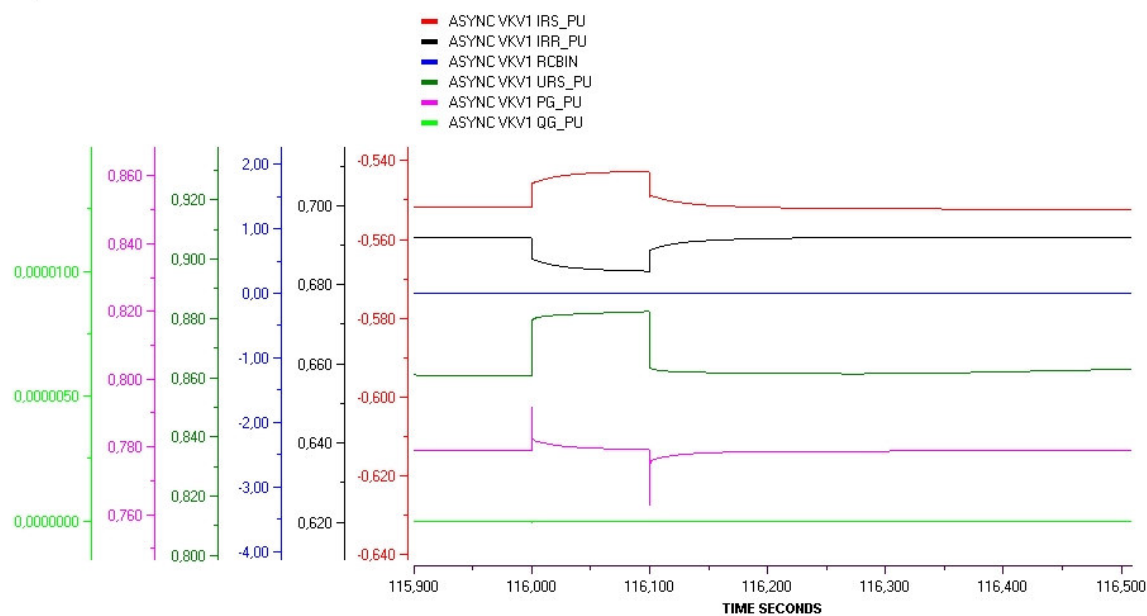
Den högsta spänningsspiken som uppstår då spänningen återvänder motsvarar lite över 140% och verkar över några millisekunder. Spikarna uppstår till följd av att spänningen ökar stegartat över kondensatorbatterierna vilket är att likna med ett direkt tillslag av densamma. I inkopplingsögonblicket uppfattas kondensatorbatteriet som en kortslutning vilket genererar både ström- och spänningstransienter. Samma fenomen uppträder i 5.2.1 men kan inte uppfattas i figuren på grund av att effektivvärden och inte momentanvärden simuleras. Figur 27 nedan visar att transienterna kopplas direkt över till lågspänningssidan. Ansluten utrustning kommer därvid utsättas för denna spänning.



Figur 27. Momentanvärdeskurvor över spänningen på lastsidan.

b) Med vindkraft

Vid applicering av jordfel i 10kV-nätet fås en reaktion hos vindkraftverket enligt figur 28 som visar små momentana störningar i aktiv effekt men i övrigt inga speciella händelser. I nätet i övrigt kan inte hittas några annorlunda upptäckter till följd av att vindkraften tillkommit i anläggningen.



STRI Software

DATE 20 NOV 2008 TIME 16:19:16 JOB WargonWind Simprow 11.0.001

Diagram:9

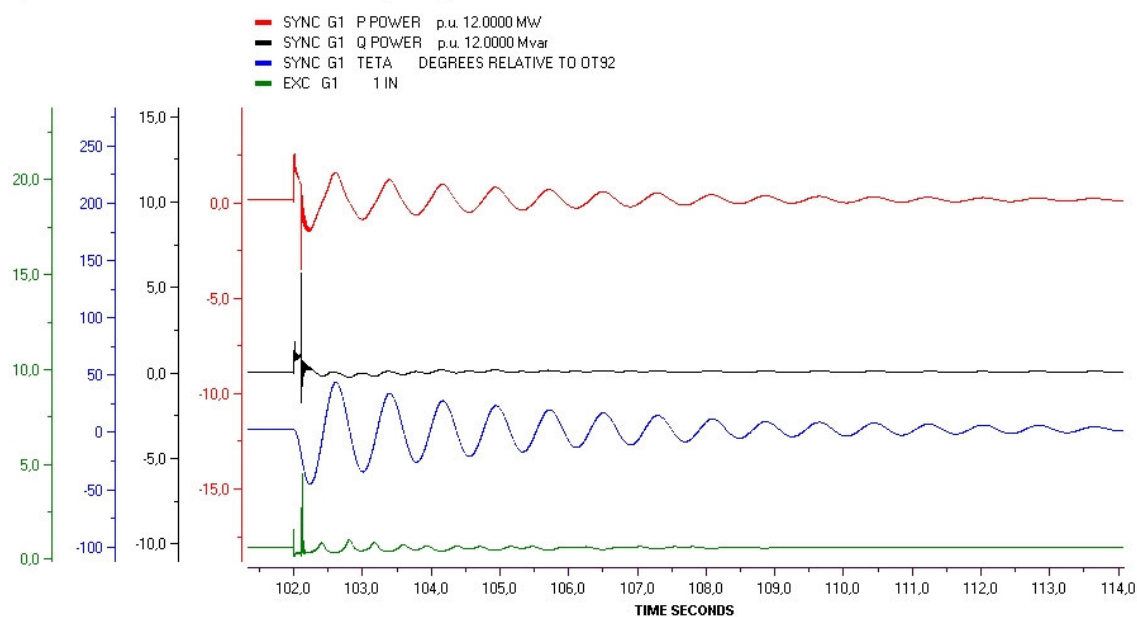
Figur 28. Ett vindkraftverks reaktion vid jordfel i 10kV-nätet (TRANSTA).

Resultat från simulering av spänningsdipp kan som nämnts tidigare inte jämföras rakt av då den förra simuleringen gjordes i MASTA.

5.2.3 Generatorns beteende vid fel i nätet

a) Utan vindkraft

En nära stum trefasig kortslutning appliceras i till bruket inkommande matning vilket ger en reaktion hos mottrycksgeneratoren, figur 29.



STRI Software

DATE 19 NOV 2008 TIME 15:40:53 JOB Wargon Simprow 11.0.001

Diagram:4

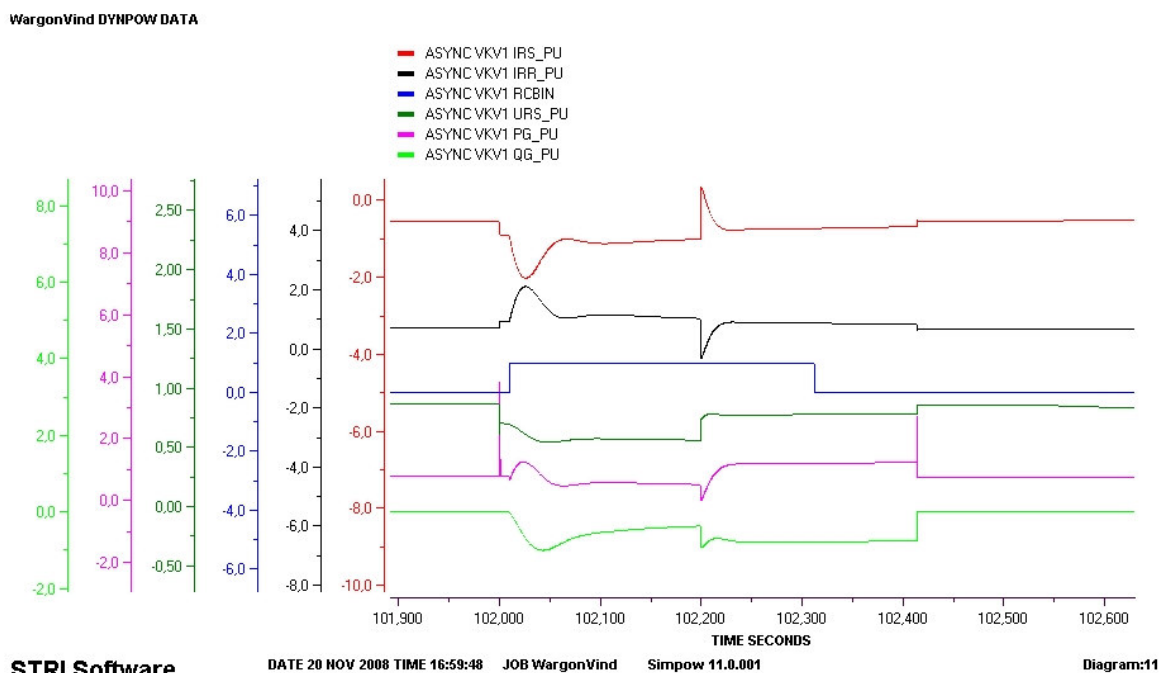
Figur 29. Förändring i effekt och lastvinkel hos generatoren vid trefasig kortslutning.

Kurvformerna är klassiska för en synkronmaskin under en störning och illustrerar insvängningsförloppet bestämt av lösningen till svängningsekvationen omnämnd i avsnitt 3.1.1. Svängningarna i aktiv effekt är synonymt med avvikelse i varvtal vilket i sin tur innebär avvikelser i frekvensen. Stabiliteten åskådliggörs här av att vinkelavvikelsen dämpas ut efter några sekunder. Efter en viss tid av kvarvarande störning kommer vinkeln att rubbas så pass att maskinen förlorar synkronism. Denna kritiska tidpunkt har genom test bestämts till ca 250ms för den aktuella belastningsgraden. Tiden kortas då den överförda effekten ökar enligt teorin. Gällande reläinställningar är dock över lag ställda för snabbare bortkoppling än 250ms av andra skäl, exempelvis har över- och underfrekvens samt överspänning en inställd utlösningstid på 100ms och differentialskydd på 150ms.

Eventuell fortsatt drift av generatoren med annan anläggningsägare kommer att medföra andra belastningsnivåer i en helt annan nätconfiguration varför vidare studier av det här fallet känns orelevant.

b) Med vindkraft

Även här står vi utan möjlighet till direkta jämförelser men för att ge en uppfattning om händelseförloppet har en trefasig kortslutning applicerats i anläggningen och studerats i TRANSTA vilken kan ses i figur 30 nedan.



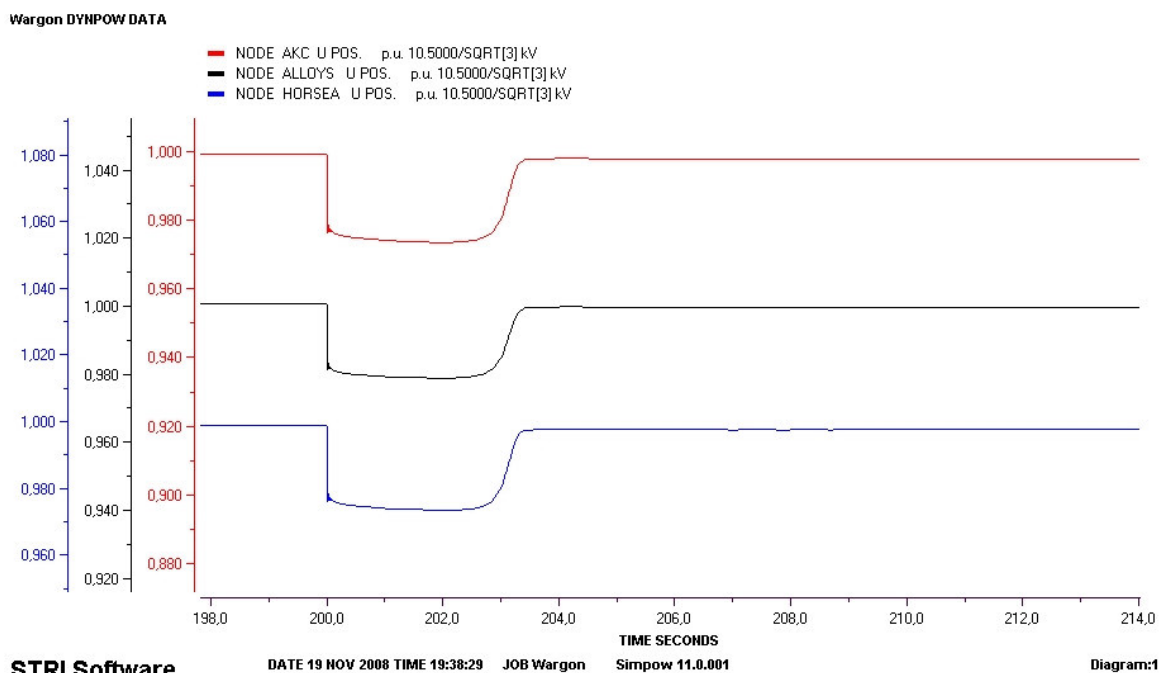
Figur 30. Ett vindkraftverks kurvformer vid trefasig kortslutning (TRANSTA).

Utseendet stämmer inte rakt av vid jämförelse med liknande simuleringar i exempelvis PSS/E. Den här simuleringen har ju sin brist i att vara av typ TRANSTA men det kan också vara ett skäl till varför en fördjupande studie vore intressant.

5.2.4 Start av stora motorer

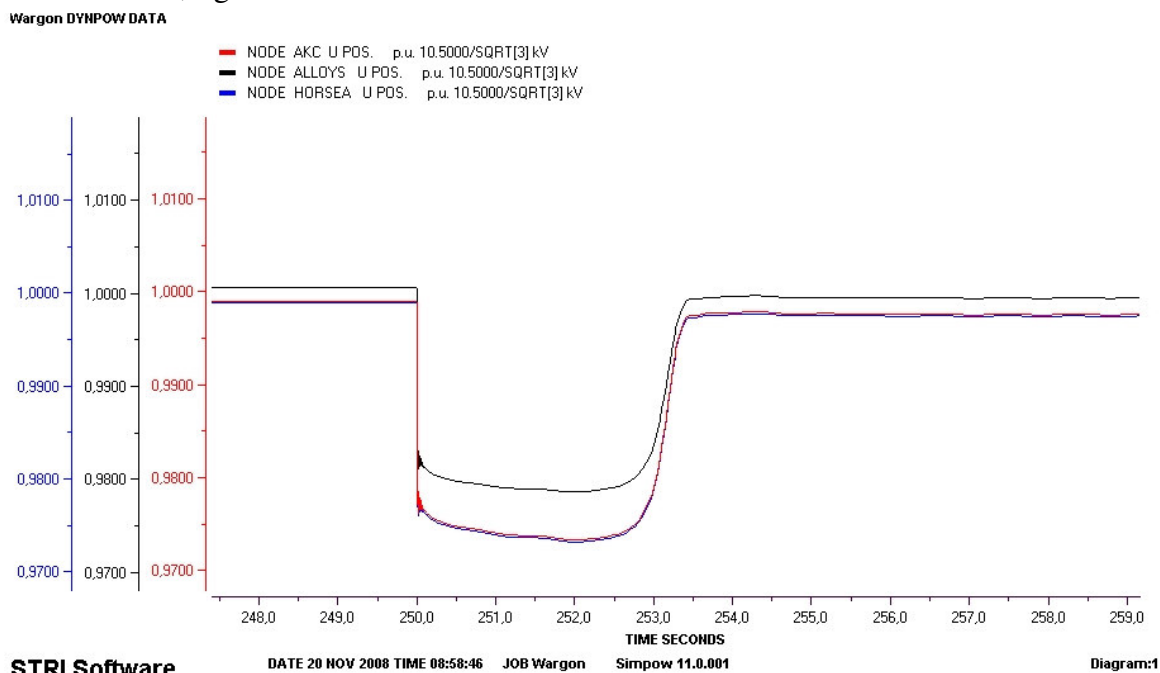
a) Utan vindkraft

Direktstart av en motor på 2MW ger spänningsprofil som i figur 31.



Figur 31. Spänningsens utseende vid direktstart av asynkronmotor.

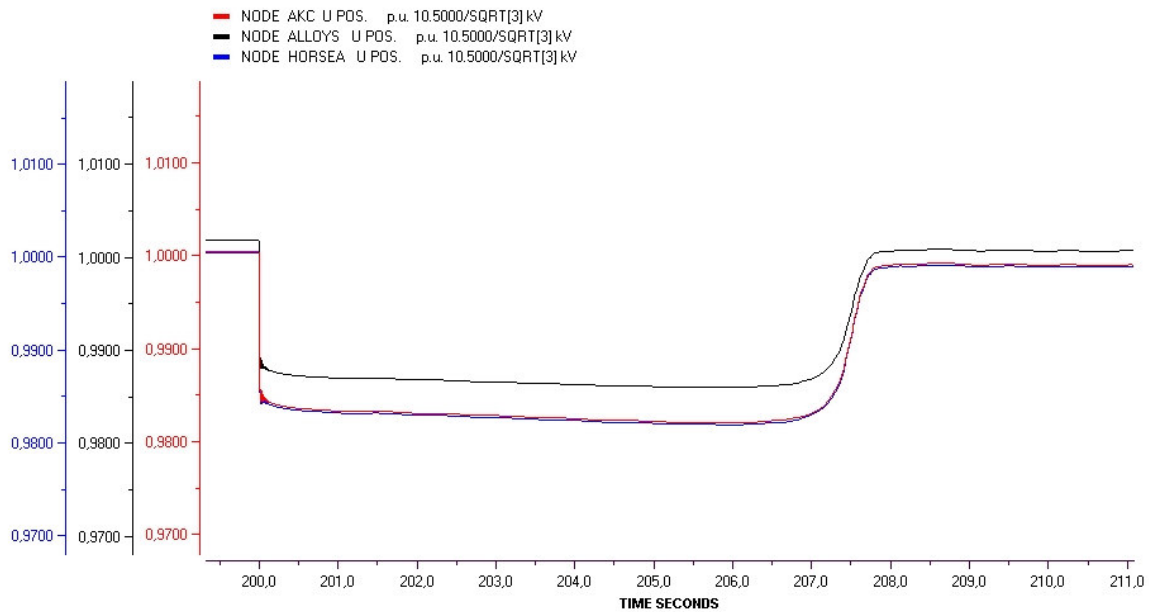
Spänningsfallet i station Hästskon (HORSEA) uppgår till ca 2,3%. Detta får ses som ett mycket bra värde och ska inte orsaka några problem. För start av samtliga större motordrifter ligger spänningsfallet i samma storleksordning och varierar sinsemellan på decimalnivå. Som jämförelse kan ses i figurerna nedan start av två identiska motorer med och utan transformator, figur 32 och 33.



Figur 32. Direktstart utan transformator.

Här sker start utan transformator vilket ger värden korresponderande mot tidigare figur. Vid start med transformator har spänningsfallet minskat till ca 1,8% men starttiden blir då längre. Detta beror på att spänningsfallet på sekundärsidan transformatorn blir relativt sett större vilket ger ett lägre startmoment och därmed ett utdraget startförlopp.

Wargon DYNPOW DATA



STRI Software

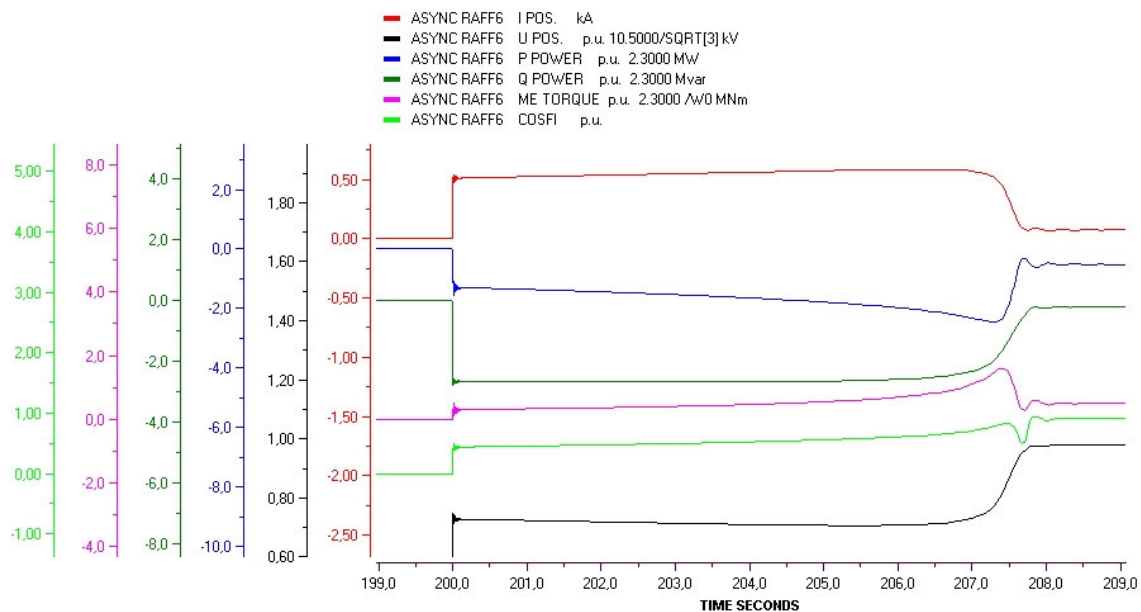
DATE 20 NOV 2008 TIME 08:58:46 JOB Wargon Simprow 11.0.001

Diagram:1

Figur 33. Direktstart med transformator.

En generell bild av startförloppet på maskinnivå kan ses i figur 34 och ger en bra helhetsyn över påverkan i moment, effektfaktor, aktiv och reaktiv effekt etc. i samband med start.

Wargon DYNPOW DATA



STRI Software

DATE 20 NOV 2008 TIME 08:58:46 JOB Wargon Simprow 11.0.001

Diagram:4

Figur 34. Kurvformer vid direktstart av asynkronmotor.

I figur 31-34 ovan kan ett momentrippel som uppstår precis i startögonblicket uppfattas. En viktig kommentar är att om transformatorernas magnetiska mättnings simulerats, och därmed den kraftiga strömstöten vid inkoppling, hade en betydligt större strömspik uppstått precis vid tillslag och under någon/några perioder framåt. Figurerna visar därmed alltså inte hela sanningen.

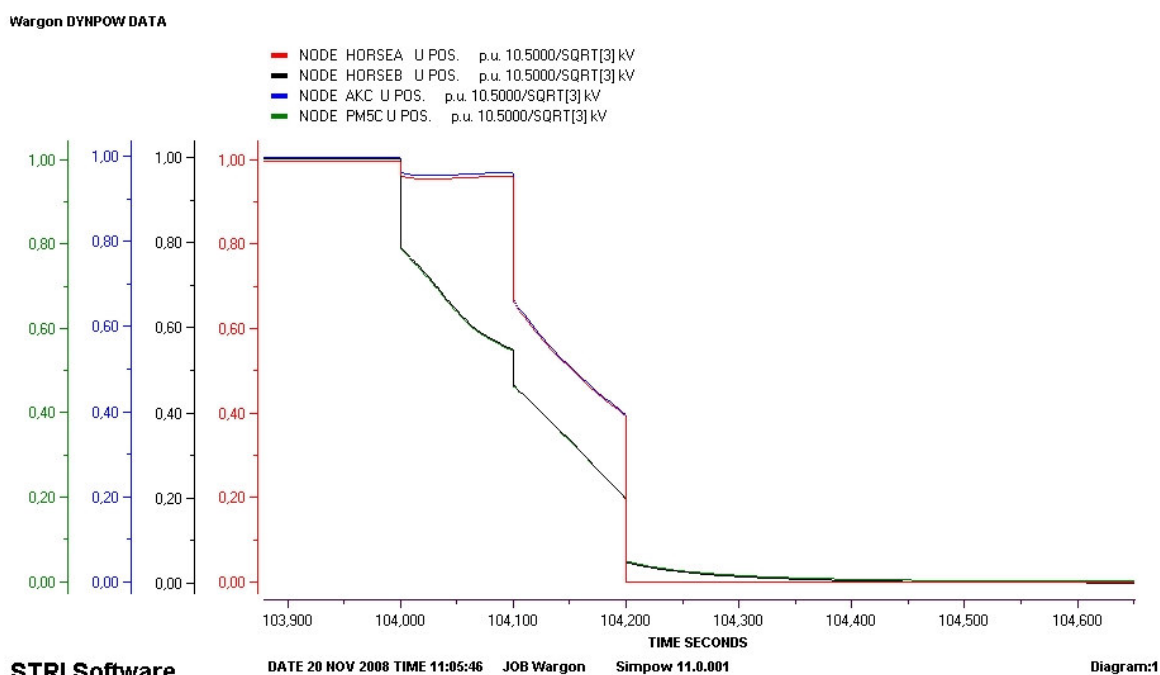
b) Med vindkraft

Utgår, ej relevant.

5.2.5 Urkoppling av matande linje

a) Utan vindkraft

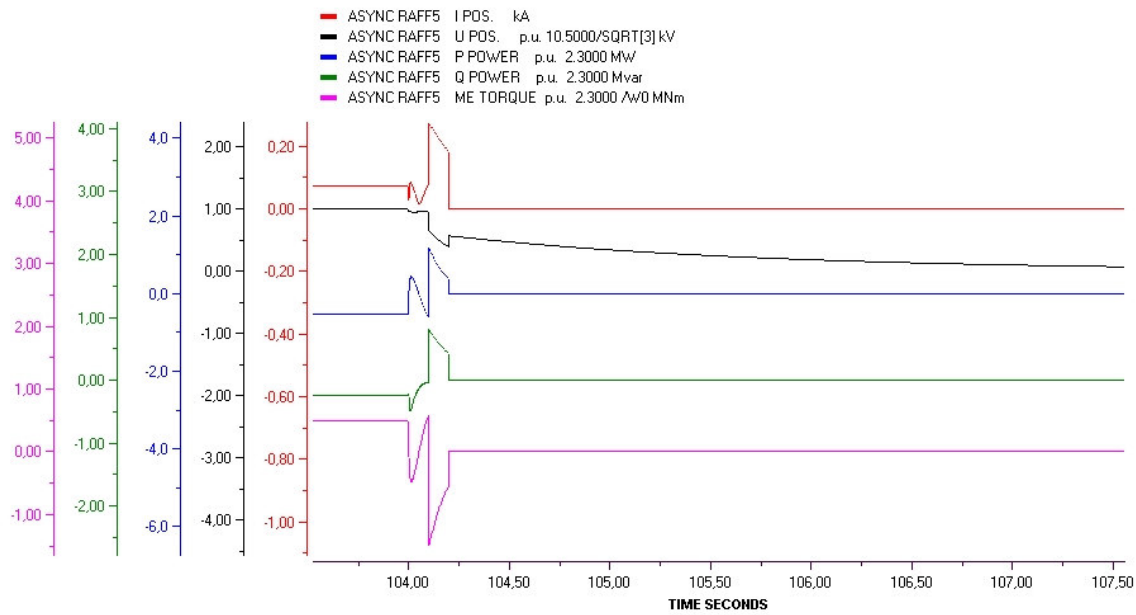
Under den första halvsekunden efter brytning av inkommande matning ser spänningsprofilen ut enligt figur 35.



Figur 35. Spänningen vid bortkoppling av inkommande matning.

Under de första 100ms efter bortkopplingen försöker generatorns spänningsreglering upprätthålla spänningen varför denna ligger kvar relativt opåverkad fram till att generatormotorn kopplas bort. Så länge motorerna är inkopplade och kapacitans finns i nätet, KBPM är fortfarande inkopplat, kommer de att arbeta som generatorer vilket gör att spänningen avtar långsamt. Motorernas övergång från motordrift till generatordrift kan ses i figur 36 nedan i form av teckenväxling på aktiv effekt och moment. Den sista kvarvarande spänningen efter 200ms beror på kondensatorbatteriets urladdning. Körningen är gjord i TRANSTA men även körningar i MASTA visar att inga omfattande transienta förlopp förekommer.

Wargon DYNPOW DATA



STRl Software

DATE 20 NOV 2008 TIME 11:05:46 JOB Wargon Simpov 11.0.001

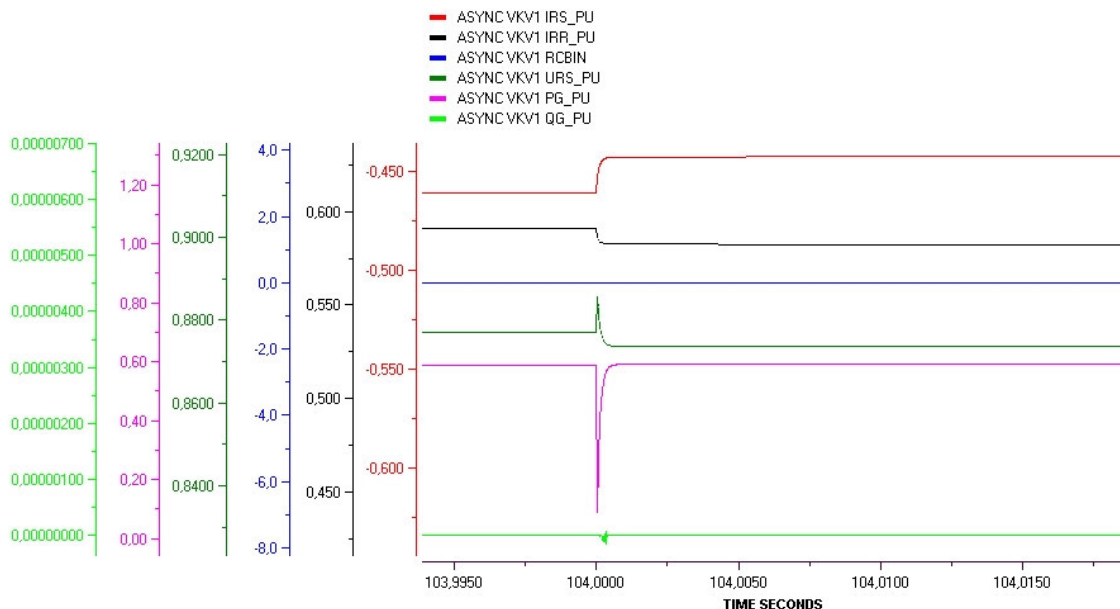
Diagram:4

Figur 36. Asynkronmotorn blir för ett ögonblick generator.

b) Med vindkraft

En kraftig dipp i från vindkraften producerad aktiv effekt uppstår då den närliggande förbrukningen faller bort, figur 37. Den är dock återställd inom någon millisekund och verken förblir i drift efter störningen.

WargonWind DYNPOW DATA



STRl Software

DATE 20 NOV 2008 TIME 19:47:24 JOB WargonWind Simpov 11.0.001

Diagram:8

Figur 37. Ett vindkraftverks kurvformer då bruket, alltså närliggande last, kopplas bort.

5.2.6 Inkoppling av matande linje

a) Utan vindkraft

Då inkoppling av inkommande matning av naturliga skäl görs med anläggningen i tomgång kommer det här försöket helt att likna fallet i 5.2.1 med inkoppling av kondensatorbatteri med inslag av de inkopplingsströmstötarna som uppstår vid tillslag av transformatorerna. Inkopplingsströmstötarna finns alltid närvarande, dock med olika kraftfullhet beroende på respektive transformators remanens och det tidsögonblick för var på sinuskurvan tillslag sker.

b) Med vindkraft

Utgår, ej relevant.

5.1.3 Jämförelse med tidigare beräkningar gjorda i Vision

Vid motorstarter ger Vision ett värde på resulterande spänningsfall mellan 2,0 – 2,3% i högspänningsnätet vid start av de större motordrifterna vilket stämmer mycket bra överens med fallet i 5.2.4 här ovan.

6 Slutsatser och åtgärdsdiskussion

6.1 Statisk simulering

Till följd av situationen med överkompensering behöver närliggande industri se över situationen i samband med brukets avveckling genom att minska storleken på sitt kondensatorbatteri till i storleksordningen 1 MVar istället för 16MVar.

Som allmän kommentar till de olika kortslutningsströmmarna kan sägas att det är viktigt att följa med i takt med en anläggnings ombyggnad och utveckling så att det säkerställs att ingående komponenter och utrustningar tål förekommande strömmar. I den undersökta anläggningen begränsas kortslutningsströmmen med hjälp av Is-begränsare på ett okonventionellt sätt eftersom ett fel kommer att koppla bort hela anläggningen. En dålig metod när det gäller anläggningens tillgänglighet men riktigt fördelaktigt ur personsäkerhetssynpunkt. Den vanliga användningen av Is-begränsare är att begränsa kortslutningsströmmen genom att bestycka generatormatningar med Is-begränsare parallellt med en reaktor eller för att på samma sätt parallellförband [11]. I en projekteringssituation med större valmöjligheter finns det andra sätt att begränsa kortslutningsströmmen som till exempel sektionering med flera separata transformatorgrupper, variering av u_k -värde på transformatorer eller inkoppling av reaktor i serie.

6.2 Dynamisk simulering

I föreliggande fall behövs kondensatorbatteriet för att uppnå tillräcklig kompensering i anläggningen eftersom mottrycksgeneratoren inte ensam klarar en MVar-produktion av erforderlig storlek. Ett lämpligt alternativ är att istället använda mjukkoppling där kondensatorbatteriet kopplas in i nollgenomgången på kurvan och därvid undviker de höga transienterna [22]. Detta kan ordnas med en så kallad SVC där kraftelektronik används för inkoppling istället för traditionella brytare. Ett alternativ skulle kunna vara att komplettera kondensatorbatteriet med en seriereaktor till ett filter vilket dämpar spänningstransienterna. En lämplig arbetsordning skulle kunna vara:

1. Ta bort onödiga kondensatorbatterier. De kan finnas kvar av historiska skäl, de är tveksamma ur tillgänglighetssynpunkt och de kan orsaka resonansfenomen.
2. Undersök möjligheten att använda befintliga synkronmaskiner för kompensering
3. Ersätt eventuellt kvarvarande direktkopplade batterier med SVC eller

Vid ombyggnad, nyinstallation eller ingrepp enligt ovan är det viktigt att utreda riskerna för resonans i nätet. En approximativ kontroll kan göras med sambandet

$$n = \sqrt{\frac{S_K}{Q_C}} \quad (6.1)$$

där n är resonansfrekvensens ordningstal, S_K kortslutningseffekten [MVA] och Q_C kondensatorbatteriets effekt [MVar]. En kontroll för den aktuella anläggningen visar att problem skulle kunna uppstå vid ca 8,5kHz vilket är en i sammanhanget hög frekvens. En egenvärdesanalys som gjorts visar dock inte på några problem.

Det kan också vara värt att tänka på att undvika till- och fränkopplingar som inte är absolut nödvändiga.

När det gäller nollpunktsbildaren och jordningsmotståndet behöver dessa omdimensioneras som det ser ut idag men problemet kan också tänkas försvinna i samband med brukets nedläggning då stora mängder kabel som idag finns i nätet utgår.

När det gäller spänningsdippar och transienta överspänningar har det diskuterats om åtgärder redan på upphandlingsstadiet av kraftelektronik, särskilt frekvensomriktare [23]. Här redogörs för vissa åtgärder som tillverkaren kan göra i samband med leverans för att förbättra tåligheten hos processen. När det gäller spänningsdippar är det ofta möjligt att justera underspänningsskydden till ca 65% under 200ms istället för 85% som tidigare. Manövermatningar förutsätts då vara UPS-matade. Överspänningsskydden skulle kunna ställas av men omriktarnas mellanled har traditionellt tålt ca 130% spänning vilket gör att dessa riskerar att slås ut vid spänningsnivåer enligt ovan [22].

Generellt för ett elsystems stabilitet gäller att snabb bortkoppling av fel samt snabb reglering hos generatorer förbättrar stabiliteten vilket kan vara värt att tänka på [3].

7 Fortsatta studier

Det finns möjlighet för fördjupade studier på de delar som är förenklade eller är helt bortsett ifrån i det här arbetet. Exempel på lämplig fortsättning som kan användas för ytterligare lärdom är:

- Ta fram en DFIG-modell som klarar MASTA-simulering i SIMPOW, det vill säga momentanvärdessimulering för bland annat stabilitetsanalys.
- Ta fram en modell för DTC-reglerad frekvensomriktare för SIMPOW för att på så sätt göra SIMPOW mer attraktivt för simulering i industriapplikationer.
- Fördjupad analys av industrinät i närheten av vindkraft.

8 Referenser

- [1] Andersson Göran, *Dynamic Phenomena in Electric Power Systems*, Institutionen för elektrotekniska system, KTH, Stockholm 2001.
- [2] Mogensen Hans, *Elmaskiner*, Liber, Stockholm 1989.
- [3] Kundur Prabha, *Power System Stability and Control*, Electric Power Research Institute, McGraw-Hill Inc, 1994.
- [4] Kimbark Edward W, *Power System Stability V.III*, John Wiley & Sons Inc, New York, USA, 1956.
- [5] Sarma, Glover m.fl, *Power System Analysis and Design*, Fourth Edition, Thomson Learning, 2008.
- [6] Daalder, Le, *Power System Analysis*, Kompendium, Division of Electric Power Engineering, Chalmers, 2007.
- [7] Kundur Prabha m.fl, *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE, 2004.
- [8] *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, 1964.
- [9] *Calculation of short circuit currents*, www.sayedsaad.com/Protection, 2008-06-17.
- [10] Red. Hennig Gremmel, *Switchgear Manual*, 11th edition, ABB Calor Emag, Ratingen, 2006.
- [11] Red. Hans Blomqvist, *Elkraftshandboken Elkraftsystem 2*, Första upplagan, Liber, 1997.
- [12] Stenborg B, *Elkraftsystem Del 2*, Chalmers, ReproService, 1997.
- [13] Petersson, Thiringer m.fl, *Elektriska system i vindkraftverk*, Elforsk rapport 06:04, Inst. för energi och miljö, Chalmers, 2006.
- [14] Lennartson Bengt, *Reglerteknikens grunder*, Upplaga 4:6, Studenlitteratur, 2002.
- [15] Stenborg B, *Elkraftsystem Del 1*, Chalmers, ReproService, 1997.
- [16] Boldea I, *The Electric Generators Handbook – Synchronous Generators*, Polytechnical Institute Timisoara, Romania, CRC Press, 2006.
- [17] Hughes A, *Electric Motors and Drives – Fundamentals, Types and Applications*, Great Britain, Elsevier, 2006.

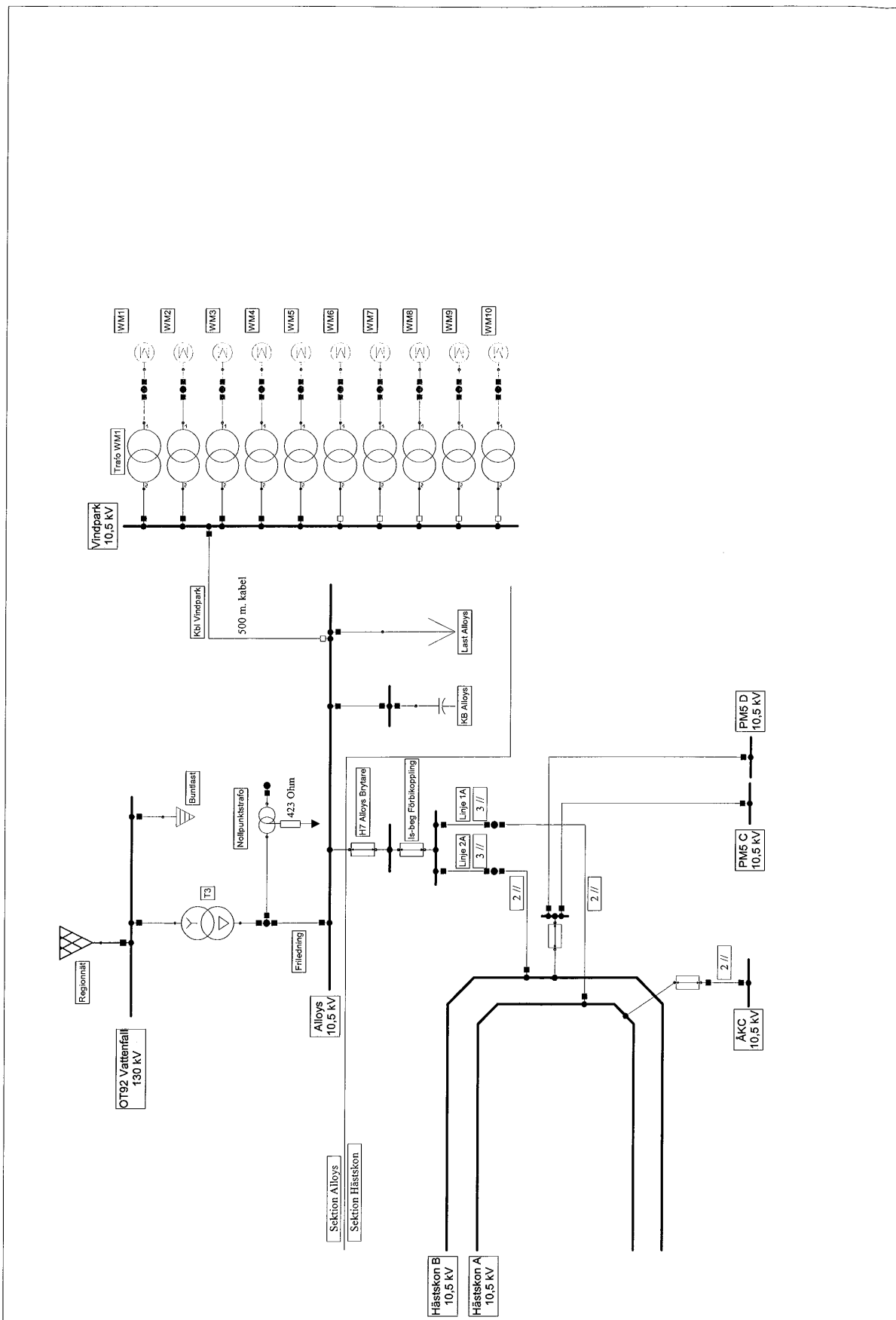
- [18] Red. Elfving G, *ABB Handbok Elkraft*, ABB Distribution, 1993.
- [19] *IEEE Std 421.5™-2005 – IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE, 2006.
- [20] *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies*, IEEE, 1973.
- [21] Hansson L, *NX-avstämning T3 nät*, Rapport - Vattenfall Västnät, 2004-09-30.
- [22] Red. Elfving G, *ABB Handbok Industri*, ABB Industrigruppen, 1993.
- [23] *Starkströmsutrustningar med integrerad elektronik i processdrivutrustningar SSG4908*, SSG-rapport, 2005.

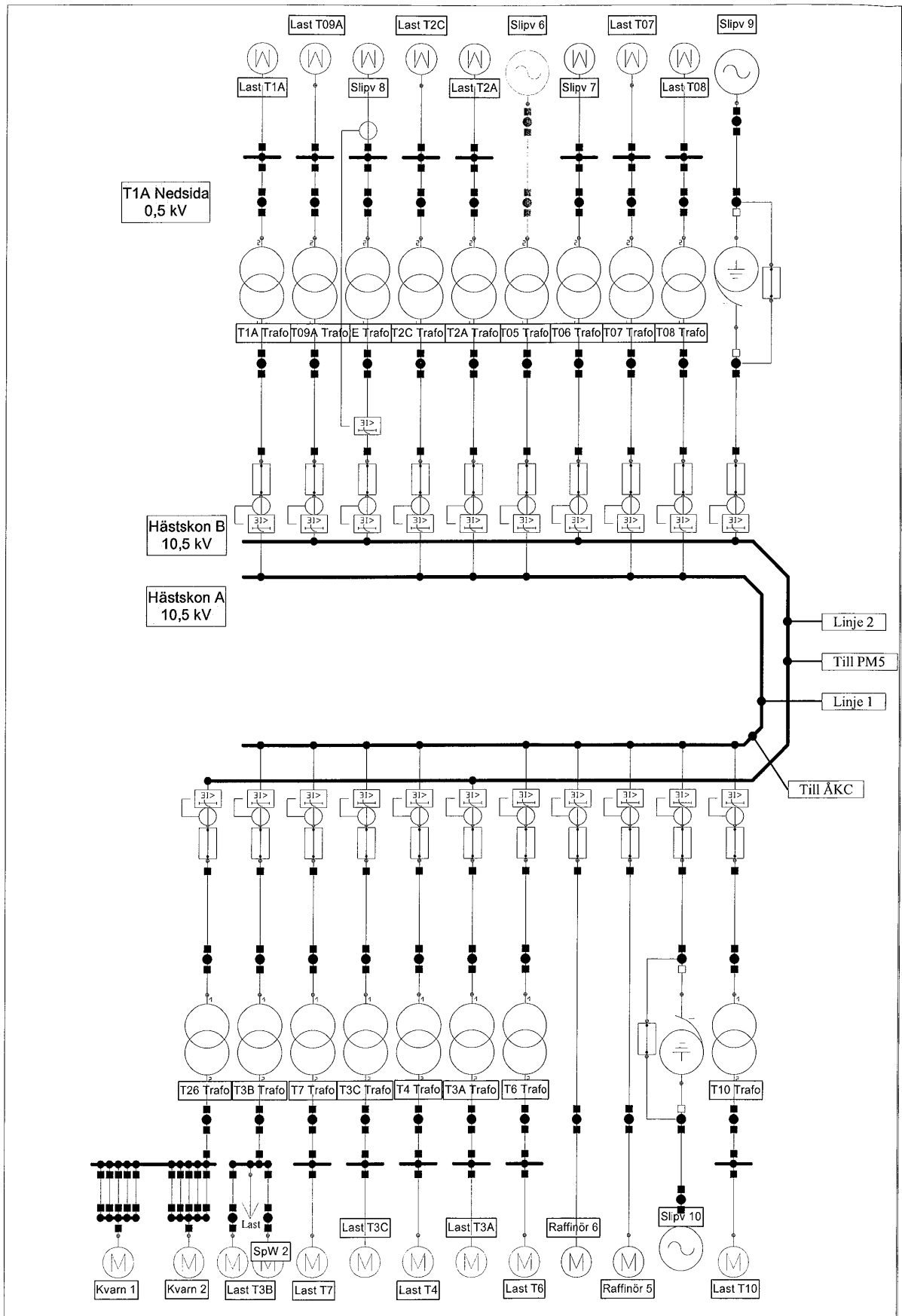
9 Appendix

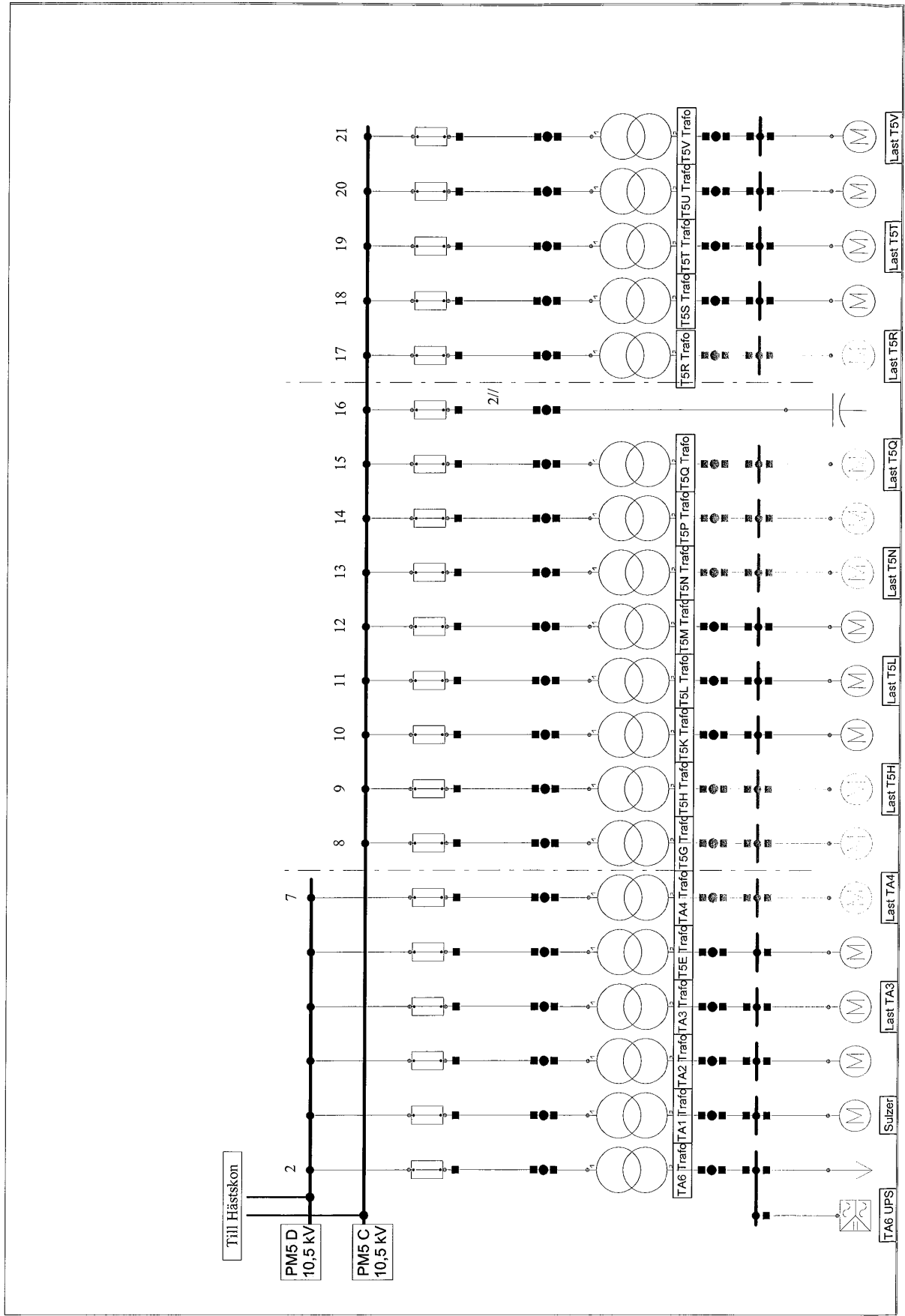
A Förkortningar

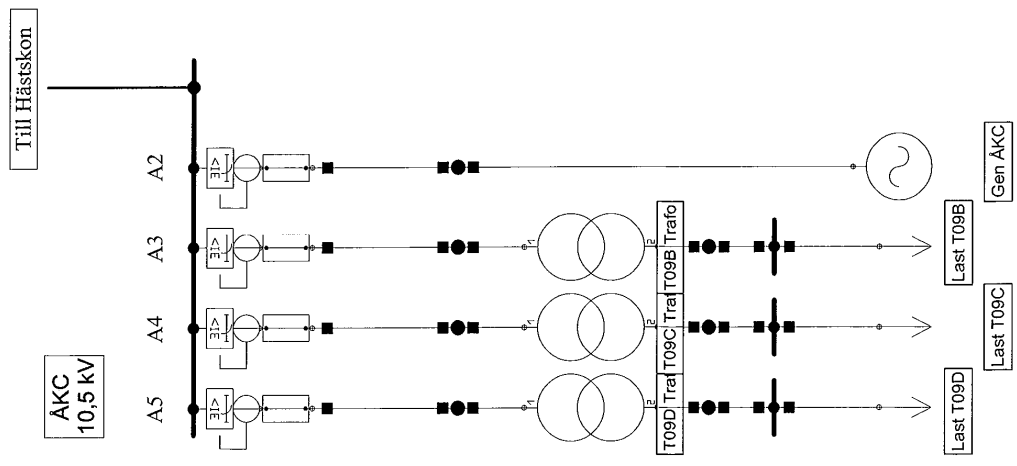
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRÉ	International Council on Large Electric Systems
DFIG	Doubly Fed Induction Generator – Dubbelmatad asynkrongenerator
TRANSTA	Transient Stability – Beräkningsmodul i SIMPOW
MASTA	Machine Stability – Beräkningsmodul I SIMPOW
DTC	Direct Torque Control - Reglerprincip för en typ av moderna frekvensomriktare
SVC	Static Var Compensator – Tyristorstyrd reaktiv kompensering

B Enlinjeschema från NEPLAN









Project:	Helmen Paper-Worghin.nappri	created	
		changed	
		changed	
Variant:	Rönned	changed	
		changed	
		Date:	19-nov-2008
		NEPLAN	

Network Feeder NEPLAN®

ID	Name	LF Type	Poper	Qoper	Sk"min	Sk"max	Ik"min	Ik"max
1	48 Regionnät SL	SL	MW 24.4347169951	MVar -2.354181297764	MVA 1910.989	MVA 3540.97	kA 8.487	kA 15.726

2W Transformer

ID	Name	Vector	Sr	Ur1	Ur2	ukr(1)	uRr(1)	Pfe	Earthing	pTap	Ir1max (high)	Ir2max (high)
1	64	T3	YND11	60	130	10	10	1	0	direct	266.5	3464.1
2	3106	T10 Trafo	Dyn11	1.6	11	0.525	7	1	1.76	isolated	84	1759.5
3	3163	SlipV10 Trafo	YNy0	2	10	5	5.33	1	0	isolated	115.5	230.9
4	3655	T6 Trafo	Yyn0	2	10	0.5	6.5	1	2	isolated	115.5	2309.4
5	3678	T3A Trafo	Dyn11	2	10.4	0.525	6.5	1	2	isolated	111	2199.4
6	3701	T4 Trafo	Dy5	2	11	0.525	7	1	0	isolated	105	2199.4
7	3724	T3C Trafo	Dyn11	2	10.4	0.525	6.13	1	2	isolated	111	2199.4
8	3747	T7 Trafo	Dyn11	2.5	10.5	0.525	6.5	1	2.5	isolated	137.5	2749.3
9	3791	T3B Trafo	Dy1	1.5	10	0.5	7.38	1	1.65	isolated	86.6	1732.1
10	3814	T26 Trafo	Dyn11	2.5	10.5	0.525	6.3	1	4.3	isolated	137.5	2749.3
11	3837	T08 Trafo	Yy0	2	10	0.5	7.41	1	2	isolated	115.5	2309.4
12	3859	T07 Trafo	Dyn11	2.2	11	0.525	7	1	2.2	isolated	115.5	2419.4
13	3881	T06 Trafo	Yy0	3.15	10	6.3	6	1	2	isolated	181.9	288.7
14	3903	T05 Trafo	Yd11	3	10.4	3.7	7.96	1	2.7	isolated	166.5	468.1
15	3925	T2A Trafo	Dyn11	2	10.5	0.525	6	1	2	isolated	110	2199.4
16	3947	T2C Trafo	Dy1	2	10	0.5	7.91	1	2	isolated	115.5	2309.4
17	3969	T2E Trafo	Dy11	2	10	0.525	5.9	1	2.65	isolated	115.5	2199.4
18	3997	T09A Trafo	Dyn11	2	10.4	0.525	5.59	1	2	isolated	111	2199.4
19	4010	T1A Trafo	Yy0	1.5	10	0.5	6.5	1	1.65	isolated	86.6	1732.1
20	4081	TA6 Trafo	Dyn11	0.8	10.4	0.525	5.72	1	1.2	isolated	44.4	879.8
21	4124	TA1 Trafo	Dyn1	2	10	0.5	4.86	1	3	isolated	115.5	2309.4
22	4165	TA2 Trafo	Yy0	1.5	10	0.5	6.5	1	1.65	isolated	86.6	1732.1
23	4206	TA3 Trafo	Yy0	1.5	10	0.5	6.5	1	1.65	isolated	86.6	1732.1
24	4247	T5E Trafo	Dyn11	1.5	10.25	0.525	6.5	1	1.65	isolated	84.5	1649.6
25	4289	TA4 Trafo	Dyn11	1	10.25	0.4	6.5	1	1.6	isolated	56.3	1443.4
26	4335	T5G Trafo	Dyn11	2	10.4	0.4	6.5	1	2	isolated	111	2886.8
27	4414	T5H Trafo	Dy11	2	10.4	0.4	6.5	1	2	isolated	111	2886.8
28	4458	T5K Trafo	Dyn11	1.5	10.25	0.525	6.5	1	1.65	isolated	84.5	1649.6
29	4503	T5L Trafo	Dyn11	1	10.4	0.5	7.2	1	1.3	isolated	55.5	1154.7
30	4550	T5M Trafo	Dy11	1.5	10.25	0.525	6.5	1	1.65	isolated	84.5	1649.6
31	4595	T5N Trafo	Dy11	0.5	10.4	0.4	6.5	1	0.8	isolated	27.8	721.7
32	4640	T5P Trafo	Dy11	1	10.4	0.4	5.4	1	1.3	isolated	55.5	1443.4
33	4706	T5Q Trafo	Dyn11	1	10	0.4	6.5	1	1.3	isolated	57.7	1443.4
34	4807	T5R Trafo	Dyn11	1	10	0.4	6.3	1	1.3	isolated	57.7	1443.4
35	4853	T5S Trafo	Dyn11	2	10.4	0.525	6.5	1	2	isolated	111	2199.4
36	4898	T5T Trafo	Dyn11	2.5	10.4	0.525	6.4	1	2.5	isolated	138.8	2749.3
37	4943	T5U Trafo	Dyn11	2	10.4	0.525	6.1	1	2	isolated	111	2199.4
38	4988	T5V Trafo	Dyn11	2.5	10.5	0.525	6	1	2.5	isolated	137.5	2749.3
39	5089	T09D Trafo	Dyn11	2	10	0.5	6.5	1	2	isolated	115.5	2309.4
40	5137	T09C Trafo	Dyn11	2	10	0.5	6.5	1	2	isolated	115.5	2309.4

2W Transformer

ID	Name	Vector	Sr	Ur1	Ur2	ukr(1)	uRr(1)	Pfe	Earthing	pTap	Ir1max (high)	Ir2max (high)
		Group	MVA	kV	kV	%	%	kW	primary	%	A	A
41	T09B Trafo	Dy11	2	10	0.5	6.5	1	2	isolated	0	115.5	2309.4
42	Slipv 9 Trafo	Yyn0	2	10	5	5.33	1	0	isolated	0	115.5	230.9

Asynchronous Machine NEPLAN®

Unit	ID	Name	Pr	MW	Sr	Ur	Ir	cosphi	eta	Ia/Ir	Number	Pole pairs	Conv. drive	cosphi start	sr	P oper	Q oper	SIMPOW C1	SIMPOW C2	SIMPOW DX
				MVA	kV	kA	-							%	MW	Mvar				
1	5262	Kvarn 1	0,8	0,991	0,525	1,0895	0,85	0,95	0,95	5	1	2		0,387	1,333	0,5	0,3	1	1	0
2	5280	Kvarn 2	0,8	0,991	0,525	1,0895	0,85	0,95	0,95	5	1	2		0,387	1,333	0,5	0,3	1	1	0
3	5362	SpW 1	0,4	0,519	0,5	0,5998	0,85	0,906	0,906	6	1	4		0,35	1,2	0,3	0,18	0,8	0,7	0,015
4	5377	SpW 2	0,4	0,519	0,5	0,5998	0,85	0,906	0,906	6	1	4		0,35	1,2	0,3	0,18	0,8	0,7	0,015
5	5428	Last T7	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	10	2		0,3	1,333	0,085	0,046	1	1	0
6	5449	Last T3C	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	9	2		0,3	1,333	0,085	0,0483	1	1	0
7	5469	Last T4	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	1	2		0,3	1,333	0,03	0,01	1	1	0
8	5494	Last T3A	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	8	2		0,3	1,333	0,0765	0,047	1	1	0
9	5514	Last T6	0,03	0,037	0,5	0,0429	0,85	0,95	0,95	5	6	2		0,3	1,333	0,029	0,012	1	1	0
10	5558	Last T10	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	6	2		0,3	1,333	0,0756	0,04413	1	1	0
11	5600	Last T2A	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	5	2		0,3	1,333	0,09	0,056	1	1	0
12	5639	Last T2C	0,4	0,495	0,5	0,572	0,85	0,95	0,95	6,4	2	3		0,3	0,8	0,4	0,25	1	1	0
13	5661	Slipv 8	1,35	1,603	0,5	1,8505	0,9	0,936	0,936	6	1	3		0,35	0,7	1,3	0,63	0,8	0,7	0,015
14	5680	Last T09A	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	2	2		0,3	1,333	0,07	0,03	1	1	0
15	5699	Last T1A	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	5	2		0,3	1,333	0,079	0,03	1	1	0
16	5718	Last T08	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	2	2		0,3	1,333	0,07	0,04	1	1	0
17	5732	Raffinör 6	2	2,31	10,5	0,127	0,9	0,962	0,962	6,5	1	2		0,35	0,733	1,2	0,5	0,8	0,7	0,015
18	5740	Raffinör 5	2	2,31	10,5	0,127	0,9	0,962	0,962	6,5	1	2		0,35	0,733	1,2	0,5	0,8	0,7	0,015
19	5776	Last T07	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	8	2		0,3	1,333	0,07	0,04	1	1	0
20	5795	Slipv 7	1,45	1,746	6	0,168	0,9	0,9228	0,9228	6	1	3		0,3496	0,5	1,2	0,58	0,8	0,7	0,015
21	5971	Sulzer	1,35	1,603	0,5	1,8505	0,9	0,936	0,936	6	1	3		0,35	0,7	0,8	0,39	0,8	0,7	0,015
22	5987	Last TA2	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	10	2		0,35	1,333	0,08	0,05	0,8	0,7	0,015
23	6006	Last TA3	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	8	2		0,35	1,333	0,077	0,048	0,8	0,7	0,015
24	6025	Last T5E	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	0,95	5	10	2		0,35	1,333	0,077	0,048	0,8	0,7	0,015
25	6044	Last TA4	0,09	0,111	0,4	0,1609	0,85	0,95	0,95	5	8	2		0,35	1,333	0,077	0,048	0,8	0,7	0,015

Asynchronous Machine NEPLAN®

ID	Name	Pr	Sr	Ur	Ir	cosphi	eta	Ia/Ir	Number	Pole pairs	Conv. drive	cosphi start	sr	P oper	Q oper	SIMPOW C1	SIMPOW C2	SIMPOW DX
26	Last T5G	0,09	0,111	0,4	0,1609	0,85	0,95	5	8	2	X	0,35	1,333	0,075	0,048	0,8	0,7	0,015
27	Last T5H	0,09	0,111	0,4	0,1609	0,85	0,95	5	2	2	X	0,35	1,333	0,055	0,048	0,8	0,7	0,015
28	Last T5K	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	5	5	2	X	0,35	1,333	0,065	0,04	0,8	0,7	0,015
29	Last T5L	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	5	5	2	X	0,3496	1,333	0,065	0,04	0,8	0,7	0,015
30	Last T5M	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	5	5	2	X	0,3496	1,333	0,065	0,04	0,8	0,7	0,015
31	Last T5N	0,09	0,111	0,4	0,1609	0,85	0,95	5	2	2	X	0,3496	1,333	0,055	0,034	0,8	0,7	0,015
32	Last T5P	0,09	0,111	0,4	0,1609	0,85	0,95	5	2	2	X	0,3496	1,333	0,055	0,034	0,8	0,7	0,015
33	Last T5Q	0,09	0,111	0,4	0,1609	0,85	0,95	5	8	2	X	0,35	1,333	0,077	0,048	0,8	0,7	0,015
34	Last T5R	0,09	0,111	0,4	0,1609	0,85	0,95	5	2	2	X	0,3496	1,333	0,075	0,047	0,8	0,7	0,015
35	Last T5S	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	5	1	2	X	0,3496	1,333	0,055	0,04	0,8	0,7	0,015
36	Last T5T	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	5	8	2	X	0,3496	1,333	0,077	0,047	0,8	0,7	0,015
37	Last T5U	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	5	12	2	X	0,3496	1,333	0,085	0,053	0,8	0,7	0,015
38	Last T5V	0,09	0,111	0,5	0,1287	0,85	0,95	5	13	2	X	0,3496	1,333	0,085	0,053	0,8	0,7	0,015

Asynchronous Machine NEPLAN®

ID	Name	Pr	Sr	Ur	Ir	cosphi	eta	Ia/Ir	Number	Pole pairs	cosphi start	Double fed	Slip	Ptot	Qtot
1	174215WM1	2,5	3,096	0,69	2,5905	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-2	0,01
2	174260WM2	2,5	3,096	0,69	2,5905	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-2	0,01
3	174277WM3	2,5	3,096	0,69	2,5905	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-2	0,01
4	174294WM4	2,5	3,096	0,69	2,5905	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-2	0,01
5	174311WM5	2,5	3,096	0,69	2,5905	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-2	0,01
6	174328WM6	0,8	0,991	0,69	0,829	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-0,4	0,01
7	174345WM7	0,8	0,991	0,69	0,829	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-0,4	0,01
8	174362WM8	0,8	0,991	0,69	0,829	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-0,4	0,01
9	174379WM9	0,8	0,991	0,69	0,829	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-0,4	0,01
10	174396WM10	0,8	0,991	0,69	0,829	0,85	0,95	5	1	2	0,35		4	-0,4	0,01

Synchronous Machine NEPLAN®

Unit	Name	Type	Sr	Ur	cosphi	xd sat	xd' sat	xd'' sat	x(2)	x(0)	Ufmax/lur	Amortisseur Winding	P max	Cos oper	Model	H
1	Gen.ÅK	ASEA GT	12	10,5	0,86	120	21	11	15	5	1,3	<input type="checkbox"/>	4	0	Classica	4
2	Slipv 10	Strömberg	2,222	10	0,9	144	30	20	35	10	1,3	<input checked="" type="checkbox"/>	2	1	Classica	9,5
3	Slipv 9	Strömberg	2,222	10	0,9	144	30	20	35	10	1,3	<input checked="" type="checkbox"/>	2	1	Classica	9,5
4	Slipv 6	Strömberg	2,8	3,6	1	144	30	20	35	10	1,3	<input checked="" type="checkbox"/>	2,85	1	Classica	10,7

**Load
NEPLAN®**

	ID	Name	P	Q	I	cos(phi)	R-L Model	Phases
1	5399	Last T3B	0,05	0,031	0,068	0,85	Wye	L1L2L3N
2	5833	Last T09D	0,6	0,4	0,833	0,832	Wye	L1L2L3N
3	5846	Last T09C	0,15	0,1	0,208	0,832	Wye	L1L2L3N
4	5862	Last T09B	0,2	0,15	0,289	0,8	Wye	L1L2L3N
5	5951	Last TA6	0,04	0,03	0,058	0,8	Wye	L1L2L3N
6	6083	TA6 UPS	0,08	0,06	0,115	0,8	Wye	L1L2L3N

Line

ID	Name	Type	Length km	Number	R(1) Ohm/...	X(1) Ohm/...	C(1) uF/...	R(0) Ohm/...	X(0) Ohm/...	C(0) uF/...	I _{max} (low) A	Temp. end of SC °	Oper Temp °	Max OperTemp °
1	81	Friedning												
2	2926	Linje 2A	0,25	4	0,0506	0,09111	0,67	2,45	0,3417	0,62	661	160	40	80
3	2941	Linje 1B	0,45	3	0,081	0,1696	0,52	0,2025	0,636	0,57	730	160	40	80
4	2936	Linje 2B	0,015	2	0,064	0,1665	0,61	0,16	0,62438	0,62	810	160	40	80
5	2931	Linje 1A	0,015	2	0,064	0,1665	0,61	0,16	0,62438	0,62	810	160	40	80
6	2967	Kbl KB Alloys	0,45	3	0,081	0,1696	0,52	0,2025	0,636	0,57	730	160	40	80
7	3022	Kbl Skena AKC	0,001	1	0,2	0,07	0,579999	2	0,26	0,55999	1000	160	40	80
8	3042	Kbl Skena C PM5	0,1	2	0,1	0,08168	0,47	2,5	0,3063	0,515	375	160	40	80
9	3114	Kbl Trafo T10	0,3	1	0,081	0,1696	0,52	0,2025	0,636	0,57	730	160	40	80
10	3175	Kbl Trafo Slipv10	0,194	1	0,125	0,08482	0,43	2,525	0,318075	0,459	340	250	40	90
11	3195	Kbl Raff5	0,07	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
12	3236	Kbl Raff6	0,04	1	0,125	0,097	0,42	2,525	0,3586575	0,449	340	250	40	90
13	3256	Kbl Trafo T6	0,04	1	0,125	0,097	0,42	2,525	0,3586575	0,449	340	250	40	90
14	3372	Kbl Trafo T3A	0,12	1	0,279	0,0974	0,3	3,879	0,365	0,21	130	160	40	80
15	3377	Kbl Trafo T4	0,08	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
16	3382	Kbl Trafo T3C	0,19	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
17	3387	Kbl Trafo T7	0,09	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
18	3392	Kbl Trafo T3B	0,03	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
19	3397	Kbl Trafo T26	0,1	1	0,279	0,0974	0,3	3,879	0,365	0,21	130	160	40	80
20	3461	Kbl Trafo Slipv9	0,114	1	0,125	0,08482	0,43	2,525	0,318075	0,459	340	250	40	90
21	3517	Kbl Trafo T08	0,07	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
22	3522	Kbl Trafo T07	0,1	1	0,125	0,08482	0,43	2,525	0,318075	0,459	340	250	40	90
23	3527	Kbl Trafo T06	0,15	1	0,258	0,0943	0,32	3,2575	0,353	0,35	220	160	40	80
24	3532	Kbl Trafo T05	0,09	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
25	3607	Kbl Trafo T2A	0,095	1	0,125	0,08482	0,43	2,525	0,318075	0,459	340	250	40	90
26	3612	Kbl Trafo T2C	0,07	2	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
27	3618	Kbl Trafo T2E	0,01	1	0,279	0,0974	0,3	3,879	0,365	0,21	130	160	40	80
28	3623	Kbl Trafo T09A	0,095	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
29	3628	Kbl Trafo T1A	0,1	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
30	4065	Kbl Trafo TA6	0,24	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
31	4120	Kbl Trafo TA1	0,02	1	0,279	0,0974	0,3	3,879	0,365	0,21	130	160	40	80
32	4161	Kbl Trafo TA2	0,02	1	0,263	0,0943	0,38	3,863	0,353	0,27	145	160	40	80
33	4202	Kbl Trafo TA3	0,15	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
34	4243	Kbl Trafo T5E	0,02	1	0,263	0,0943	0,38	3,863	0,353	0,27	145	160	40	80
35	4285	Kbl Trafo TA4	0,03	1	0,263	0,0943	0,38	3,863	0,353	0,27	145	160	40	80
36	4331	Kbl Trafo T5G	0,1	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
37	4405	Kbl Trafo T5H	0,02	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
38	4450	Kbl Trafo T5K	0,1	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
39	4495	Kbl Trafo T5L	0,02	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
40	4542	Kbl Trafo T5M	0,1	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90

Line

ID	Name	Type	Length	Number	R(1)	X(1)	C(1)	R(0)	X(0)	C(0)	I _{max} (low)	Temp. end of SC	Oper Temp	Max OperTemp
			km		Ohm/...	Ohm/...	uF/...	Ohm/...	Ohm/...	uF/...	A	°	°	°
41	Kbl Trafo T5N	AXKJ 3x150/25	0.1	1	0.206	0.09111	0.35	2.606	0.3416625	0.386	260	250	40	90
42	Kbl Trafo T5P	AXKJ 3x150/25	0.12	1	0.206	0.09111	0.35	2.606	0.3416625	0.386	260	250	40	90
43	Kbl Trafo T5Q	AXKJ 3x150/25	0.15	1	0.206	0.09111	0.35	2.606	0.3416625	0.386	260	250	40	90
44	Kbl KB PM5	AXKJ 3x150/25	0.05	2	0.206	0.09111	0.35	2.606	0.3416625	0.386	260	250	40	90
45	Kbl Trafo T5R	AXKJ 3x150/25	0.15	1	0.206	0.09111	0.35	2.606	0.3416625	0.386	260	250	40	90
46	Kbl Trafo T5S	AXKJ 3x240/25	0.1	1	0.125	0.08482	0.43	2.525	0.318075	0.459	340	250	40	90
47	Kbl Trafo T5T	AXKJ 3x240/25	0.05	1	0.125	0.08482	0.43	2.525	0.318075	0.459	340	250	40	90
48	Kbl Trafo T5U	AXKJ 3x240/25	0.05	1	0.125	0.08482	0.43	2.525	0.318075	0.459	340	250	40	90
49	Kbl Trafo T5V	AXKJ 3x240/25	0.05	1	0.125	0.08482	0.43	2.525	0.318075	0.459	340	250	40	90
50	Kbl Skena D PM5	FOKJ 1x400	0.3	1	0.008	0.1696	0.52	0.2025	0.636	0.57	730	160	40	80
51	Kbl Trafo T09D	AXKJ 3x240/25	0.075	1	0.125	0.08482	0.43	2.525	0.318075	0.459	340	250	40	90
52	Kbl Trafo T09C	AXKJ 3x240/25	0.02	1	0.125	0.08482	0.43	2.525	0.318075	0.459	340	250	40	90
53	Kbl Trafo T09B	AXKJ 3x240/25	0.02	1	0.125	0.08482	0.43	2.525	0.318075	0.459	340	250	40	90
54	Kbl Generator	AXKJ 3x300/25	0.025	2	0.1	0.08168	0.47	2.5	0.3063	0.515	375	160	40	80
55	T26 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
56	Kbl 3 Kvarn 1	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.58	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80
57	Kbl 2 Kvarn 1	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.58	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80
58	Kbl 1 Kvarn 1	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.58	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80
59	Kbl 1 Kvarn 2	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.579999	2.606	0.25913	0.55999	260	160	40	80
60	Kbl 5 Kvarn 1	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.579999	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80
61	Kbl 4 Kvarn 1	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.579999	2.606	0.25913	0.55999	260	160	40	80
62	Kbl 5 Kvarn 5	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.579999	2.606	0.25913	0.55999	260	160	40	80
63	Kbl 4 Kvarn 2	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.579999	2.606	0.25913	0.55999	260	160	40	80
64	Kbl 3 Kvarn 2	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.579999	2.606	0.25913	0.55999	260	160	40	80
65	Kbl 2 Kvarn 2	AKKJ 3x150/41	0.1	1	0.206	0.0691	0.579999	2.606	0.25913	0.55999	260	160	40	80
66	Kbl SpW2	Fulkabel	0.001	1	0.2	0.07	0.579999	2	0.26	0.55999	1000	160	40	80
67	Kbl SpW1	Fulkabel	0.001	1	0.2	0.07	0.579999	2	0.26	0.55999	1000	160	40	80
68	T7 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
69	T3C Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
70	T4 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
71	T3A Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
72	T3B Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.01	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
73	T6 Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0.005	10	0.206	0.0691	0.58	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80
74	T10 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
75	Kbl Slipv 10	AXKJ 3x150/25	0.03	1	0.206	0.09111	0.35	2.606	0.3416625	0.386	260	250	40	90
76	T2A Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
77	T2C Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0.03	8	0.206	0.0691	0.58	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80
78	Kbl Slipv 8	AKKJ 3x150/41	0.025	7	0.206	0.0691	0.58	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80
79	T09A Trafo till skena	NOBADUCT GF	0.005	1	0.008	0.01	0	0.048	0.016	0	4000	160	40	80
80	T1A Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0.025	12	0.206	0.0691	0.58	2.606	0.25913	0.56	260	160	40	80

Line

ID	Name	Type	Length	Number	R(1)	X(1)	C(1)	R(0)	X(0)	C(0)	I _{max} (low)	Temp. end of SC	Oper Temp	Max OperTemp
			km		Ohm/...	Ohm/...	uFl/...	Ohm/...	Ohm/...	uFl/...	A	°	°	°
81	T08 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
82	Kbl Slipv 9	AKKJ 3x150/25	0,025	1	0,206	0,09111	0,35	2,606	0,3416625	0,386	260	250	40	90
83	T07 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
84	Kbl Slipv 7	AXQJ 3x150/25	0,025	1	0,206	0,107	0,35	2,606	0,3824562	0,386	0	250	40	90
85	Kbl Slipv 6	AXKJ 3x240/25	0,03	2	0,125	0,08482	0,43	2,525	0,318075	0,459	340	250	40	90
86	T09D Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
87	T09C Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
88	T09B Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
89	TA6 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
90	Kbl Sulzer	AKKJ 3x150/41	0,05	7	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
91	TA2 Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0,01	10	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
92	TA3 Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0,01	10	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
93	T5E Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
94	TA4 Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
95	T5G Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0,06	17	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
96	T5H Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0,06	17	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
97	T5K Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
98	T5L Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
99	T5M Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
100	T5N Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
101	T5P Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
102	T5Q Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
103	T5R Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80
104	T5S Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0,01	5	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
105	T5T Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0,015	14	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
106	T5U Trafo till skena	AKKJ 3x150/41	0,015	12	0,206	0,0691	0,58	2,606	0,25913	0,56	260	160	40	80
107	T5V Trafo till skena	NOBADUCT GF	0,005	1	0,008	0,01	0	0,048	0,016	0	4000	160	40	80

Shunt
NEPLAN®

ID	Name	Ur	P(1)	Q(1)	P(0)	Q(0)	RE	XE	Active	U set	Connection	Regulation	Phases	From	On
		kV	MW	MVar	MW	MVar	Ohm	Ohm	%	%					
1	KB Alloys	11	0	-16.16	0	0	0	0	100	100	Wye	fixed	L1L2L3N	KB In	<input checked="" type="checkbox"/>
2	KB PM5	10.5	0	-3.5	0	0	0	0	100	100	Wye	fixed	L1L2L3N	KB PM5 In	<input checked="" type="checkbox"/>

D Resultattabeller Neplan

Summary
NEPLAN®

	From	To	P Loss		Q Loss		P Imp		Q Imp		P Gen		Q Gen		P Load		Q Load		Qc Shunt	
			MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
1	Network		0,527	1,99	30,085	2,377	42,085	2,327	41,559	18,521	18,184									
2	Alloys/Holmen		0,527	1,99	0	0	42,085	2,327	41,559	18,521	18,184									
3	Alloys		0,073	0,602	-15,012	-10,51	30,085	2,377	15	6	14,735									
4	Hästskon		0,242	0,595	16,662	6,804	0	0	16,42	6,208	0									
5	PM5		0,117	0,355	9,306	2,569	0	0	9,189	5,663	3,449									
6	Vindpark		0,085	0,422	-9,915	0,472	10	-0,05	0	0	0									
7	ÅKC		0,01	0,015	-1,04	0,665	2	0	0,95	0,65	0									
8																				
9	Un																			
10	kV																			
11	0.4		0,003	0,001	0	0	0	0												
12	0.5		0,031	0,012	0	0	0	0												
13	3.6		0,001	0,001	0	0	0	0												
14	6.3		0	0	0	0	0	0												
15	10.5		0,151	0,041	0,28	1,331														
16	130		0	0	0,061	0,604														
17																				
18	From	To																		
19	ArealZone	ArealZone																		
20	Alloys	Hästskon			24,928	10,038														
21	Alloys	Vindpark			-9,915	0,472														
22	Hästskon	PM5			9,306	2,569														
23	Hästskon	ÅKC			-1,04	0,665														

Node results
NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load MW	Q Load MVar	P Gen MW	Q Gen MVar	Q Shunt MVar	Description	Zone
1	78	Alloys	10,504	100,04	-1,8	5	3	0	0	0	Alloys
2	174262	B-174262	0,695	100,66	0,9	0	0,01	2	0	0	Vindpark
3	174279	B-174279	0,695	100,66	0,9	0	0,01	2	0	0	Vindpark
4	174296	B-174296	0,695	100,66	0,9	0	0,01	2	0	0	Vindpark
5	174313	B-174313	0,695	100,66	0,9	0	0,01	2	0	0	Vindpark
6	174330	B-174330	0	0	0	0	0	0	0	0	Vindpark
7	174347	B-174347	0	0	0	0	0	0	0	0	Vindpark
8	174364	B-174364	0	0	0	0	0	0	0	0	Vindpark
9	174381	B-174381	0	0	0	0	0	0	0	0	Vindpark
10	174398	B-174398	0	0	0	0	0	0	0	0	Vindpark
11	5204	Gen Ut	10,447	99,5	-2	0	0	2	0	0	AKC
12	2923	Genomföring	10,447	99,49	-2	0	0	0	0	0	Hästskon
13	2920	Genomföring	10,441	99,44	-2	0	0	0	0	0	Hästskon
14	137	Hästskon A	10,445	99,48	-2	0	0	0	0	0	Hästskon
15	134	Hästskon B	10,44	99,43	-2	0	0	0	0	0	Hästskon
16	89	Is-beg In	10,487	99,88	-1,8	0	0	0	0	0	Hästskon
17	113	Is-beg Ut	10,47	99,72	-1,9	0	0	0	0	0	Hästskon
18	2964	KB In	10,504	100,04	-1,8	0	0	0	-14,735	0	Alloys
19	4748	KB PM5 In	10,423	99,27	-2,2	0	0	0	-3,449	0	PM5
20	5286	Kvarn 1 In	0,493	98,65	-3,3	0,5	0,3	0	0	0	Hästskon
21	5289	Kvarn 2 In	0,493	98,65	-3,3	0,5	0,3	0	0	0	Hästskon
22	174218	N174218	0,695	100,66	0,9	0	0,01	2	0	0	Vindpark
23	174681	Oanslutn	6,067	95,54	-1,7	0	0	0	0	0	Alloys
24	69	OT92 Nollpu	10,509	100,09	-1,7	0	0	0	0	0	Alloys
25	37	OT92 Vatten	130	100	0	10	3	30,085	2,377	0	Alloys
26	3039	PM5 C	10,421	99,24	-2,2	0	0	0	0	0	PM5

Node results NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load MW	Q Load MVar	P Gen MW	Q Gen		Description	Zone
								MVar	MVar		
27	5004 PM5 D	10,414	99,18	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
28	4998 PM5 Ut	10,434	99,37	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
29	3192 Raff 5 In	10,444	99,47	-2	1,2	0,5	0	0	0		Hästskon
30	3233 Raff 6 In	10,444	99,47	-2	1,2	0,5	0	0	0		Hästskon
31	5530 Slipv 10 In	10,443	99,45	-2	1	0	0	0	0		Hästskon
32	5527 Slipv 10 Ut	10,443	99,46	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
33	5810 Slipv 6 In	3,582	99,5	-6	2,5	0	0	0	0		Hästskon
34	5794 Slipv 7 In	6,165	97,85	-3,3	1,2	0,58	0	0	0		Hästskon
35	5660 Slipv 8 In	0,493	98,64	-4,2	1,3	0,63	0	0	0		Hästskon
36	5755 Slipv 9 In	10,437	99,4	-2,1	1	0	0	0	0		Hästskon
37	5576 Slipv 9 Ut	10,438	99,41	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
38	3166 Slipv10 Upp	10,444	99,46	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
39	3909 Slipv6 Neds	3,583	99,54	-6	0	0	0	0	0		Hästskon
40	3503 Slipv6 Uppi	10,441	99,44	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
41	3887 Slipv7 Neds	6,166	97,87	-3,3	0	0	0	0	0		Hästskon
42	3500 Slipv7 Uppi	10,437	99,4	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
43	3972 Slipv8 Neds	0,495	99,09	-4,2	0	0	0	0	0		Hästskon
44	3576 Slipv8 Uppi	10,436	99,39	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
45	3458 Slipv9 Uppi	10,438	99,41	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
46	5365 Sp-W 1 In	0,485	96,93	-3,7	0,3	0,18	0	0	0		Hästskon
47	5368 Sp-W 2 In	0,485	96,93	-3,7	0,3	0,18	0	0	0		Hästskon
48	5957 Sulzer In	0,486	97,23	-3,1	0,8	0,39	0	0	0		PM5
49	4128 Sulzer Neds	0,489	97,79	-3,1	0	0	0	0	0		PM5
50	4126 Sulzer Uppi	10,413	99,17	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
51	3865 T07 Nedsida	0,491	98,24	-3	0	0	0	0	0		Hästskon

Node results NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load		Q Load		P Gen MW	Q Gen		Q Shunt MVar	Description	Zone
					MW	MVar	MW	MVar		MVar	MVar			
52	5775	T07 Stv	0,491	98,23	-3	0,56	0,32	0	0	0	0	0		Håstskon
53	3486	T07 Uppsida	10,443	99,45	-2	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
54	3843	T08 Nedsida	0,496	99,11	-2,3	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
55	5717	T08 Stv	0,496	99,11	-2,3	0,14	0,08	0	0	0	0	0		Håstskon
56	3466	T08 Uppsida	10,445	99,48	-2	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
57	3981	T09A Nedsid	0,501	100,12	-2,3	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
58	5679	T09A Stv	0,501	100,12	-2,3	0,14	0,06	0	0	0	0	0		Håstskon
59	3601	T09A Uppsida	10,44	99,43	-2	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
60	5180	T09B Nedsid	0,494	98,89	-2,3	0	0	0	0	0	0	0		ÅKC
61	5861	T09B Stv	0,494	98,89	-2,3	0,2	0,15	0	0	0	0	0		ÅKC
62	5178	T09B Uppsida	10,446	99,48	-2	0	0	0	0	0	0	0		ÅKC
63	5141	T09C Nedsid	0,495	99,08	-2,2	0	0	0	0	0	0	0		ÅKC
64	5845	T09C Stv	0,495	99,08	-2,2	0,15	0,1	0	0	0	0	0		ÅKC
65	5139	T09C Uppsida	10,446	99,48	-2	0	0	0	0	0	0	0		ÅKC
66	5095	T09D Nedsid	0,489	97,84	-3	0	0	0	0	0	0	0		ÅKC
67	5822	T09D Stv	0,489	97,82	-3	0,6	0,4	0	0	0	0	0		ÅKC
68	5070	T09D Uppsida	10,445	99,47	-2	0	0	0	0	0	0	0		ÅKC
69	3633	T10 Nedsida	0,49	98,06	-3,1	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
70	5544	T10 Stv	0,49	98,05	-3,1	0,454	0,265	0	0	0	0	0		Håstskon
71	3108	T10 Uppsida	10,444	99,46	-2	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
72	3984	T1A Nedsida	0,493	98,52	-2,9	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
73	5698	T1A Stv	0,492	98,45	-2,9	0,395	0,15	0	0	0	0	0		Håstskon
74	3604	T1A Uppsida	10,443	99,46	-2	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
75	3820	T26 Nedsida	0,498	99,69	-3,5	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon
76	5248	T26 Stv	0,498	99,66	-3,5	0	0	0	0	0	0	0		Håstskon

Node results NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load MW	Q Load MVar	P Gen MW	Q Gen MVar	Q Shunt MVar	Description	Zone
77	T26 Uppsida	10,437	99,4	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
78	T2A Nedsida	0,491	98,28	-2,8	0	0	0	0	0		Hästskon
79	T2A Stv	0,491	98,27	-2,8	0,45	0,28	0	0	0		Hästskon
80	T2A Uppsida	10,445	99,47	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
81	T2C Nedsida	0,497	99,48	-3,6	0	0	0	0	0		Hästskon
82	T2C Stv	0,496	99,18	-3,6	0,8	0,5	0	0	0		Hästskon
83	T2C Uppsida	10,445	99,47	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
84	T3A Nedsida	0,493	98,66	-3,2	0	0	0	0	0		Hästskon
85	T3A Stv	0,493	98,64	-3,2	0,612	0,376	0	0	0		Hästskon
86	T3A Uppsida	10,438	99,41	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
87	T3B Nedsida	0,485	97	-3,7	0	0	0	0	0		Hästskon
88	T3B Stv	0,485	96,96	-3,7	0,05	0,031	0	0	0		Hästskon
89	T3B Uppsida	10,443	99,46	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
90	T3C Nedsida	0,492	98,49	-3,3	0	0	0	0	0		Hästskon
91	T3C Stv	0,492	98,47	-3,3	0,765	0,435	0	0	0		Hästskon
92	T3C Uppsida	10,443	99,46	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
93	T4 Nedsida	0,498	99,65	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
94	T4 Stv	0,498	99,65	-2	0,03	0,01	0	0	0		Hästskon
95	T4 Uppsida	10,445	99,48	-2	0	0	0	0	0		Hästskon
96	T5E Nedsida	0,493	98,66	-4	0	0	0	0	0		PM5
97	T5E Stv	0,493	98,64	-4	0,77	0,48	0	0	0		PM5
98	T5E Uppsida	10,413	99,17	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
99	T5G Nedsid	0,394	98,62	-3,2	0	0	0	0	0		PM5
100	T5G Stv	0,393	98,28	-3,2	0,6	0,384	0	0	0		PM5
101	T5G Uppsida	10,42	99,24	-2,2	0	0	0	0	0		PM5

Node results NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load MW	Q Load MVar	P Gen MW	Q Gen MVar	Q Shunt MVar	Description	Zone
102	4412 T5H Nedside	0.399	99.83	-2.4	0	0	0	0	0		PM5
103	6098 T5H Stv	0.399	99.77	-2.4	0.11	0.096	0	0	0		PM5
104	4410 T5H Uppsida	10.42	99.24	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
105	4457 T5K Nedside	0.49	98.07	-3	0	0	0	0	0		PM5
106	6117 T5K Stv	0.49	98.06	-3	0.325	0.2	0	0	0		PM5
107	4455 T5K Uppsida	10.42	99.23	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
108	4502 T5L Nedside	0.492	98.38	-3.4	0	0	0	0	0		PM5
109	6136 T5L Stv	0.492	98.37	-3.4	0.325	0.2	0	0	0		PM5
110	4500 T5L Uppsida	10.42	99.23	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
111	4549 T5M Nedside	0.502	100.47	-3	0	0	0	0	0		PM5
112	6155 T5M Stv	0.502	100.46	-3	0.325	0.2	0	0	0		PM5
113	4547 T5M Uppsida	10.42	99.23	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
114	4594 T5N Nedside	0.396	99.08	-2.9	0	0	0	0	0		PM5
115	6174 T5N Stv	0.396	99.08	-2.9	0.11	0.068	0	0	0		PM5
116	4592 T5N Uppsida	10.42	99.24	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
117	4639 T5P Nedside	0.399	99.72	-2.5	0	0	0	0	0		PM5
118	6193 T5P Stv	0.399	99.72	-2.5	0.11	0.068	0	0	0		PM5
119	4637 T5P Uppsida	10.42	99.24	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
120	4705 T5Q Nedside	0.394	98.44	-4.3	0	0	0	0	0		PM5
121	6212 T5Q Stv	0.394	98.41	-4.3	0.616	0.384	0	0	0		PM5
122	4703 T5Q Uppsida	10.418	99.22	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
123	4806 T5R Nedside	0.394	98.49	-2.7	0	0	0	0	0		PM5
124	6231 T5R Stv	0.394	98.48	-2.7	0.15	0.094	0	0	0		PM5
125	4804 T5R Uppsida	10.42	99.24	-2.2	0	0	0	0	0		PM5
126	4851 T5S Nedside	0.5	100.02	-2.3	0	0	0	0	0		PM5

Node results
NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load MW	Q Load MVar	P Gen MW	Q Gen MVar	Q Shunt MVar	Description	Zone
127	6250 T5S Stv	0,5	100,01	-2,3	0,055	0,04	0	0	0		PM5
128	4849 T5S Uppsida	10,421	99,24	-2,2	0	0	0	0	0		PM5
129	4897 T5T Nedsida	0,494	98,84	-3,1	0	0	0	0	0		PM5
130	6269 T5T Stv	0,494	98,77	-3,1	0,616	0,376	0	0	0		PM5
131	4895 T5T Uppsida	10,42	99,23	-2,2	0	0	0	0	0		PM5
132	4942 T5U Nedsida	0,5	99,9	-3,9	0	0	0	0	0		PM5
133	6288 T5U Stv	0,499	99,78	-3,9	1,02	0,636	0	0	0		PM5
134	4940 T5U Uppsida	10,419	99,23	-2,2	0	0	0	0	0		PM5
135	4987 T5V Nedsida	0,497	99,31	-3,7	0	0	0	0	0		PM5
136	6307 T5V Stv	0,496	99,28	-3,7	1,105	0,689	0	0	0		PM5
137	4985 T5V Uppsida	10,419	99,23	-2,2	0	0	0	0	0		PM5
138	3661 T6 Nedsida	0,496	99,15	-2,3	0	0	0	0	0		Hätskon
139	5500 T6 Stv	0,496	99,14	-2,3	0,174	0,072	0	0	0		Hätskon
140	3253 T6 Uppsida	10,445	99,47	-2	0	0	0	0	0		Hätskon
141	3753 T7 Nedsida	0,489	97,73	-3,3	0	0	0	0	0		Hätskon
142	5414 T7 Stv	0,489	97,7	-3,3	0,85	0,46	0	0	0		Hätskon
143	3303 T7 Uppsida	10,444	99,47	-2	0	0	0	0	0		Hätskon
144	4169 TA2 Nedsida	0,494	98,83	-3,9	0	0	0	0	0		PM5
145	5986 TA2 Stv	0,494	98,75	-3,9	0,8	0,5	0	0	0		PM5
146	4167 TA2 Uppsida	10,413	99,17	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
147	4210 TA3 Nedsida	0,497	99,5	-3,5	0	0	0	0	0		PM5
148	6005 TA3 Stv	0,497	99,43	-3,5	0,616	0,384	0	0	0		PM5
149	4208 TA3 Uppsida	10,413	99,17	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
150	4293 TA4 Nedsida	0,394	98,38	-4,2	0	0	0	0	0		PM5
151	6043 TA4 Stv	0,393	98,35	-4,2	0,616	0,384	0	0	0		PM5

Node results

NEPLAN®

ID	Name	U KV	u %	U ang °	P Load MW	Q Load MVar	P Gen MW	Q Gen MVar	Q Shunt MVar	Description	Zone
152	TA4 Uppsida	10,412	99,16	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
153	TA6 Nedsida	0,496	99,26	-2,6	0	0	0	0	0		PM5
154	TA6 Stv	0,496	99,25	-2,6	0,12	0,09	0	0	0		PM5
155	TA6 Uppsida	10,414	99,18	-2,1	0	0	0	0	0		PM5
156	Vindpark	10,513	100,12	-1,7	0	0	0	0	0		Vindpark
157	AKC	10,446	99,48	-2	0	0	0	0	0		AKC

Node results
NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load MW	Q Load MVar	P Gen MW	Q Gen MVar	Q Shunt MVar	Description	Zone
1	78	Alloys	10,485	99,86	-2,7	5	0	0	0		Alloys
2	174262	B-174262	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
3	174279	B-174279	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
4	174296	B-174296	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
5	174313	B-174313	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
6	174330	B-174330	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
7	174347	B-174347	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
8	174364	B-174364	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
9	174381	B-174381	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
10	174398	B-174398	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
11	5204	Gen Ut	10,428	99,32	-2,9	0	2	0	0		AKC
12	2923	Genomföring	10,428	99,31	-2,9	0	0	0	0		Hästskon
13	2920	Genomföring	10,423	99,26	-2,9	0	0	0	0		Hästskon
14	137	Hästskon A	10,427	99,3	-2,9	0	0	0	0		Hästskon
15	134	Hästskon B	10,421	99,25	-2,9	0	0	0	0		Hästskon
16	89	Is-beg In	10,468	99,7	-2,7	0	0	0	0		Hästskon
17	113	Is-beg Ut	10,452	99,54	-2,8	0	0	0	0		Hästskon
18	2964	KB In	10,485	99,86	-2,7	0	0	-14,683	0		Alloys
19	4748	KB PM5 In	10,404	99,09	-3,1	0	0	-3,436	0		PM5
20	5286	Kvarn 1 In	0,492	98,46	-4,2	0,5	0	0	0		Hästskon
21	5289	Kvarn 2 In	0,492	98,46	-4,2	0,5	0	0	0		Hästskon
22	174218	N174218	0	0	0	0	0	0	0		Vindpark
23	174681	Oansluten	6,058	95,39	-2,6	0	0	0	0		Alloys
24	69	OT92 Nollpu	10,493	99,94	-2,6	0	0	0	0		Alloys
25	37	OT92 Vatten	130	100	0	10	3	40,091	2,751	0	Alloys
26	3039	PM5 C	10,402	99,06	-3,1	0	0	0	0		PM5

Node results NEPLAN®

ID	Name	U	u	U ang	P Load	Q Load	P Gen	Q Gen	Q Shunt	Description	Zone
		kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar		
27	5004	PM5 D	10,395	99	-3	0	0	0	0		PM5
28	4998	PM5 Ut	10,416	99,2	-3	0	0	0	0		PM5
29	3192	Raff 5 In	10,425	99,29	-2,9	1,2	0,5	0	0		Hätskon
30	3233	Raff 6 In	10,425	99,29	-2,9	1,2	0,5	0	0		Hätskon
31	5530	Slipv 10 In	10,424	99,27	-2,9	1	0	0	0		Hätskon
32	5527	Slipv 10 Ut	10,424	99,28	-2,9	0	0	0	0		Hätskon
33	5810	Slipv 6 In	3,575	99,32	-6,9	2,5	0	0	0		Hätskon
34	5794	Slipv 7 In	6,153	97,67	-4,2	1,2	0,58	0	0		Hätskon
35	5660	Slipv 8 In	0,492	98,45	-5,1	1,3	0,63	0	0		Hätskon
36	5755	Slipv 9 In	10,418	99,22	-2,9	1	0	0	0		Hätskon
37	5576	Slipv 9 Ut	10,419	99,23	-2,9	0	0	0	0		Hätskon
38	3166	Slipv10 Upp	10,425	99,28	-2,9	0	0	0	0		Hätskon
39	3909	Slipv6 Nedst	3,577	99,36	-6,9	0	0	0	0		Hätskon
40	3503	Slipv6 Uppst	10,422	99,26	-2,9	0	0	0	0		Hätskon
41	3887	Slipv7 Nedst	6,154	97,69	-4,2	0	0	0	0		Hätskon
42	3500	Slipv7 Uppst	10,418	99,22	-2,9	0	0	0	0		Hätskon
43	3972	Slipv8 Nedst	0,494	98,9	-5,1	0	0	0	0		Hätskon
44	3576	Slipv8 Uppst	10,417	99,21	-2,9	0	0	0	0		Hätskon
45	3458	Slipv9 Uppst	10,419	99,23	-2,9	0	0	0	0		Hätskon
46	5365	Sp-W 1 In	0,484	96,75	-4,6	0,3	0,18	0	0		Hätskon
47	5368	Sp-W 2 In	0,484	96,75	-4,6	0,3	0,18	0	0		Hätskon
48	5957	Sulzer In	0,485	97,04	-4	0,8	0,39	0	0		PM5
49	4128	Sulzer Nedst	0,488	97,61	-4	0	0	0	0		PM5
50	4126	Sulzer Uppst	10,394	98,99	-3	0	0	0	0		PM5
51	3865	T07 Nedstida	0,49	98,06	-3,9	0	0	0	0		Hätskon

Node results NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load		Q Load		P Gen MW	Q Gen		Q Shunt		Description	Zone
					MW	MVar	MW	MVar		MVar	MVar				
52	T07 Stv	0,49	98,05	-3,9	0,56	0,32	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
53	T07 Uppside	10,424	99,27	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
54	T08 Nedsida	0,495	98,93	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
55	T08 Stv	0,495	98,93	-3,2	0,14	0,08	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
56	T08 Uppside	10,426	99,3	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
57	T09A Nedsid	0,5	99,94	-3,2	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
58	T09A Stv	0,5	99,94	-3,2	0,14	0,06	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
59	T09A Uppside	10,421	99,25	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
60	T09B Nedsid	0,494	98,71	-3,2	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
61	T09B Stv	0,494	98,71	-3,2	0,2	0,15	0	0	0	0	0	0		AKC	
62	T09B Uppside	10,427	99,3	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		AKC	
63	T09C Nedsid	0,495	98,9	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		AKC	
64	T09C Stv	0,494	98,9	-3,1	0,15	0,1	0	0	0	0	0	0		AKC	
65	T09C Uppside	10,427	99,31	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		AKC	
66	T09D Nedsid	0,488	97,66	-3,9	0	0	0	0	0	0	0	0		AKC	
67	T09D Stv	0,488	97,64	-3,9	0,6	0,4	0	0	0	0	0	0		AKC	
68	T09D Uppside	10,426	99,29	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		AKC	
69	T10 Nedsida	0,489	97,88	-4	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
70	T10 Stv	0,489	97,87	-4	0,454	0,265	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
71	T10 Uppside	10,425	99,29	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
72	T1A Nedsida	0,492	98,34	-3,8	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
73	T1A Stv	0,491	98,27	-3,8	0,395	0,15	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
74	T1A Uppside	10,424	99,28	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
75	T26 Nedsida	0,497	99,5	-4,4	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
76	T26 Stv	0,497	99,47	-4,4	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	

Node results NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load		Q Load		P Gen		Q Gen		Q Shunt		Description	Zone
					MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MVar	MVar				
77	T26 Uppsida	10,419	99,22	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
78	T2A Nedsida	0,491	98,1	-3,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
79	T2A Stv	0,49	98,09	-3,6	0,45	0,28	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
80	T2A Uppsida	10,426	99,3	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
81	T2C Nedsida	0,496	99,29	-4,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
82	T2C Stv	0,495	98,99	-4,5	0,8	0,5	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
83	T2C Uppsida	10,426	99,29	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
84	T3A Nedsida	0,492	98,47	-4,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
85	T3A Stv	0,492	98,46	-4,1	0,612	0,376	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
86	T3A Uppsida	10,42	99,23	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
87	T3B Nedsida	0,484	96,81	-4,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
88	T3B Stv	0,484	96,78	-4,6	0,05	0,031	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
89	T3B Uppsida	10,424	99,28	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
90	T3C Nedsida	0,492	98,3	-4,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
91	T3C Stv	0,491	98,28	-4,2	0,765	0,435	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
92	T3C Uppsida	10,424	99,28	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
93	T4 Nedsida	0,497	99,47	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
94	T4 Stv	0,497	99,47	-2,9	0,03	0,01	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
95	T4 Uppsida	10,427	99,3	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
96	T5E Nedsida	0,492	98,47	-4,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästskon	
97	T5E Stv	0,492	98,45	-4,9	0,77	0,48	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
98	T5E Uppsida	10,394	98,99	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
99	T5G Nedsid	0,394	98,43	-4,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
100	T5G Stv	0,392	98,09	-4,1	0,6	0,384	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
101	T5G Uppsid	10,401	99,06	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	

Node results
NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load		Q Load		P Gen MW	Q Gen		Q Shunt		Description	Zone
					MW	MVar	MW	MVar		MVar	MVar	MVar	MVar		
102	T5H Nedstida	0,399	99,65	-3,3	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
103	T5H Stv	0,398	99,59	-3,3	0,11	0,096	0	0	0	0	0	0		PM5	
104	T5H Uppsida	10,402	99,06	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
105	T5K Nedstida	0,489	97,89	-3,9	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
106	T5K Stv	0,489	97,88	-3,9	0,325	0,2	0	0	0	0	0	0		PM5	
107	T5K Uppsida	10,401	99,05	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
108	T5L Nedstida	0,491	98,2	-4,3	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
109	T5L Stv	0,491	98,19	-4,3	0,325	0,2	0	0	0	0	0	0		PM5	
110	T5L Uppsida	10,401	99,05	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
111	T5M Nedstid	0,501	100,28	-3,9	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
112	T5M Stv	0,501	100,27	-3,9	0,325	0,2	0	0	0	0	0	0		PM5	
113	T5M Uppsid	10,401	99,05	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
114	T5N Nedstida	0,396	98,9	-3,8	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
115	T5N Stv	0,396	98,89	-3,8	0,11	0,068	0	0	0	0	0	0		PM5	
116	T5N Uppsida	10,401	99,06	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
117	T5P Nedstida	0,398	99,54	-3,4	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
118	T5P Stv	0,398	99,53	-3,4	0,11	0,068	0	0	0	0	0	0		PM5	
119	T5P Uppsida	10,401	99,06	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
120	T5Q Nedstid	0,393	98,25	-5,2	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
121	T5Q Stv	0,393	98,22	-5,2	0,616	0,384	0	0	0	0	0	0		PM5	
122	T5Q Uppsid	10,399	99,04	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
123	T5R Nedstida	0,393	98,31	-3,6	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
124	T5R Stv	0,393	98,3	-3,6	0,15	0,094	0	0	0	0	0	0		PM5	
125	T5R Uppsida	10,401	99,06	-3,1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
126	T5S Nedstida	0,499	99,84	-3,2	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	

Node results NEPLAN®

ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load		Q Load		P Gen MW	Q Gen		Q Shunt		Description	Zone
					MW	MVar	MVar	MVar		MVar	MVar				
127	T5S Stv	0.499	99.83	-3.2	0.055	0.04	0	0	0	0	0	0		PM5	
128	T5S Uppsida	10.402	99.06	-3.1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
129	T5T Nedsida	0.493	98.66	-4	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
130	T5T Stv	0.493	98.59	-4	0.616	0.376	0	0	0	0	0	0		PM5	
131	T5T Uppsida	10.401	99.06	-3.1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
132	T5U Nedsida	0.499	99.71	-4.8	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
133	T5U Stv	0.498	99.58	-4.8	1.02	0.636	0	0	0	0	0	0		PM5	
134	T5U Uppsida	10.4	99.05	-3.1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
135	T5V Nedsida	0.496	99.12	-4.6	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
136	T5V Stv	0.495	99.09	-4.6	1.105	0.689	0	0	0	0	0	0		PM5	
137	T5V Uppsida	10.4	99.05	-3.1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
138	T6 Nedsida	0.495	98.97	-3.2	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästkön	
139	T6 Stv	0.495	98.96	-3.2	0.174	0.072	0	0	0	0	0	0		Hästkön	
140	T6 Uppsida	10.426	99.3	-2.9	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästkön	
141	T7 Nedsida	0.488	97.54	-4.2	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästkön	
142	T7 Stv	0.488	97.52	-4.2	0.85	0.46	0	0	0	0	0	0		Hästkön	
143	T7 Uppsida	10.426	99.29	-2.9	0	0	0	0	0	0	0	0		Hästkön	
144	TA2 Nedsida	0.493	98.64	-4.8	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
145	TA2 Stv	0.493	98.56	-4.8	0.8	0.5	0	0	0	0	0	0		PM5	
146	TA2 Uppsida	10.394	98.99	-3	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
147	TA3 Nedsida	0.497	99.31	-4.4	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
148	TA3 Stv	0.496	99.25	-4.4	0.616	0.384	0	0	0	0	0	0		PM5	
149	TA3 Uppsida	10.394	98.99	-3	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
150	TA4 Nedsida	0.393	98.19	-5.1	0	0	0	0	0	0	0	0		PM5	
151	TA4 Stv	0.393	98.16	-5.1	0.616	0.384	0	0	0	0	0	0		PM5	

Node results NEPLAN®

	ID	Name	U kV	u %	U ang °	P Load		Q Load		P Gen MW	Q Gen		Q Shunt		Description	Zone
						MW	MVar	MW	MVar		MVar	MVar	MVar	MVar		
152	4291	TA4 Uppsida	10,393	98,98	-3	0	0	0	0	0	0	0	0			PM5
153	4084	TA6 Nedsida	0,495	99,08	-3,5	0	0	0	0	0	0	0	0			PM5
154	5940	TA6 Stv	0,495	99,07	-3,5	0,12	0,09	0	0	0	0	0	0			PM5
155	4062	TA6 Uppsida	10,395	99	-3	0	0	0	0	0	0	0	0			PM5
156	7293	Vindpark	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			Vindpark
157	3007	AKC	10,427	99,31	-2,9	0	0	0	0	0	0	0	0			AKC

Currents at fault locations
NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik*(RST) kA	AIk*(RST) °	Fault type	Method	Maximum		SC duration s
							current		
1	PM5 C	10,500	34,106	-74,80	3phase fau	IEC60909		X	1,000
2	OT92 Vattenfa	130,000	16,705	-89,38	3phase fau	IEC60909		X	1,000
3	Slipv7 Nedsid	6,300	6,200	-80,14	3phase fau	IEC60909		X	1,000
4	Alloys	10,500	53,800	-81,76	3phase fau	IEC60909		X	1,000
5	T26 Stv	0,500	53,118	-76,99	3phase fau	IEC60909		X	1,000
6	PM5 D	10,500	34,109	-74,59	3phase fau	IEC60909		X	1,000
7	Hästskon A	10,500	47,788	-79,66	3phase fau	IEC60909		X	1,000
8	Hästskon B	10,500	45,936	-78,67	3phase fau	IEC60909		X	1,000
9	T3C Stv	0,500	44,170	-77,51	3phase fau	IEC60909		X	1,000

Currents at fault locations NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik"(RST) kA	AIk"(RST) °	Fault type	Method	SC duration s
1	PM5 C	10,500	0,034	89,93	1phase grc	IEC60909	1,000
2			0,000	180,00			
3			0,000	180,00			
4	OT92 Vattenfa	130,000	17,291	-89,30	1phase grc	IEC60909	1,000
5			0,000	-90,00			
6			0,000	-90,00			
7	Slipv7 Nedsid	6,300	0,000	87,65	1phase grc	IEC60909	1,000
8			0,000	180,00			
9			0,000	180,00			
10	Alloys	10,500	0,034	89,94	1phase grc	IEC60909	1,000
11			0,000	-90,00			
12			0,000	-90,00			
13	T26 Stv	0,500	0,000	89,95	1phase grc	IEC60909	1,000
14			0,000	-90,00			
15			0,000	-90,00			
16	PM5 D	10,500	0,034	89,93	1phase grc	IEC60909	1,000
17			0,000	180,00			
18			0,000	180,00			
19	Hästskon A	10,500	0,034	89,94	1phase grc	IEC60909	1,000
20			0,000	-90,00			
21			0,000	-90,00			
22	Hästskon B	10,500	0,034	89,94	1phase grc	IEC60909	1,000
23			0,000	-90,00			
24			0,000	-90,00			
25	T3C Stv	0,500	0,000	-45,00	1phase grc	IEC60909	1,000

Currents at fault locations NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik''(RST) kA	AIk''(RST) °	Fault type	Method	SC duration s
26			0,000	180,00			
27			0,000	90,00			

Currents at fault locations
NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik"(RST) kA	Aik"(RST) °	Fault type	Method	Maximum current	SC duration s
1	PM5 C	10,500	32,879	-75,55	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
2	OT192 Vattenfa	130,000	16,595	-89,48	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
3	Slipv7 Nedsid	6,300	6,182	-80,18	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
4	Alleys	10,500	50,427	-82,49	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
5	T26 Stv	0,500	53,003	-77,02	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
6	PM5 D	10,500	32,881	-75,34	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
7	Hästskon A	10,500	45,391	-80,48	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
8	Hästskon B	10,500	43,622	-79,49	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
9	T3C Stv	0,500	44,094	-77,53	3phase fau	IEC60909	☒	1,000

Currents at fault locations NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik"(RST) kA	Alk"(RST) °	Fault type	Method	SC duration s
1	PM5 C	10,500	0,026	89,96	1phase grø	IEC60909	1,000
2			0,000	0,00			
3			0,000	0,00			
4	Slipv7 Nedsid	6,300	0,000	87,65	1phase grø	IEC60909	1,000
5			0,000	180,00			
6			0,000	180,00			
7	PM5 D	10,500	0,026	89,96	1phase grø	IEC60909	1,000
8			0,000	-90,00			
9			0,000	-90,00			
10	Håstskon A	10,500	0,026	89,96	1phase grø	IEC60909	1,000
11			0,000	-90,00			
12			0,000	-90,00			
13	Håstskon B	10,500	0,026	89,96	1phase grø	IEC60909	1,000
14			0,000	-90,00			
15			0,000	-90,00			
16	5434 T3C Stv	0,500	0,000	-45,00	1phase grø	IEC60909	1,000
17			0,000	180,00			
18			0,000	-90,00			

Currents at fault locations
NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik*(RST) kA	Aik*(RST) °	Fault type	Method	Maximum current	SC duration s
1	PM5 C	10,500	30,484	-75,85	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
2	OT92 Vattenfa	130,000	16,366	-89,50	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
3	Slipv7 Nedsid	6,300	6,143	-80,18	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
4	Allovs	10,500	44,590	-82,17	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
5	T26 Stv	0,500	52,766	-77,00	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
6	PM5 D	10,500	30,487	75,64	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
7	Hästskon A	10,500	39,140	-79,50	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
8	Hästskon B	10,500	39,385	-79,45	3phase fau	IEC60909	☒	1,000
9	T3C Stv	0,500	43,858	-77,48	3phase fau	IEC60909	☒	1,000

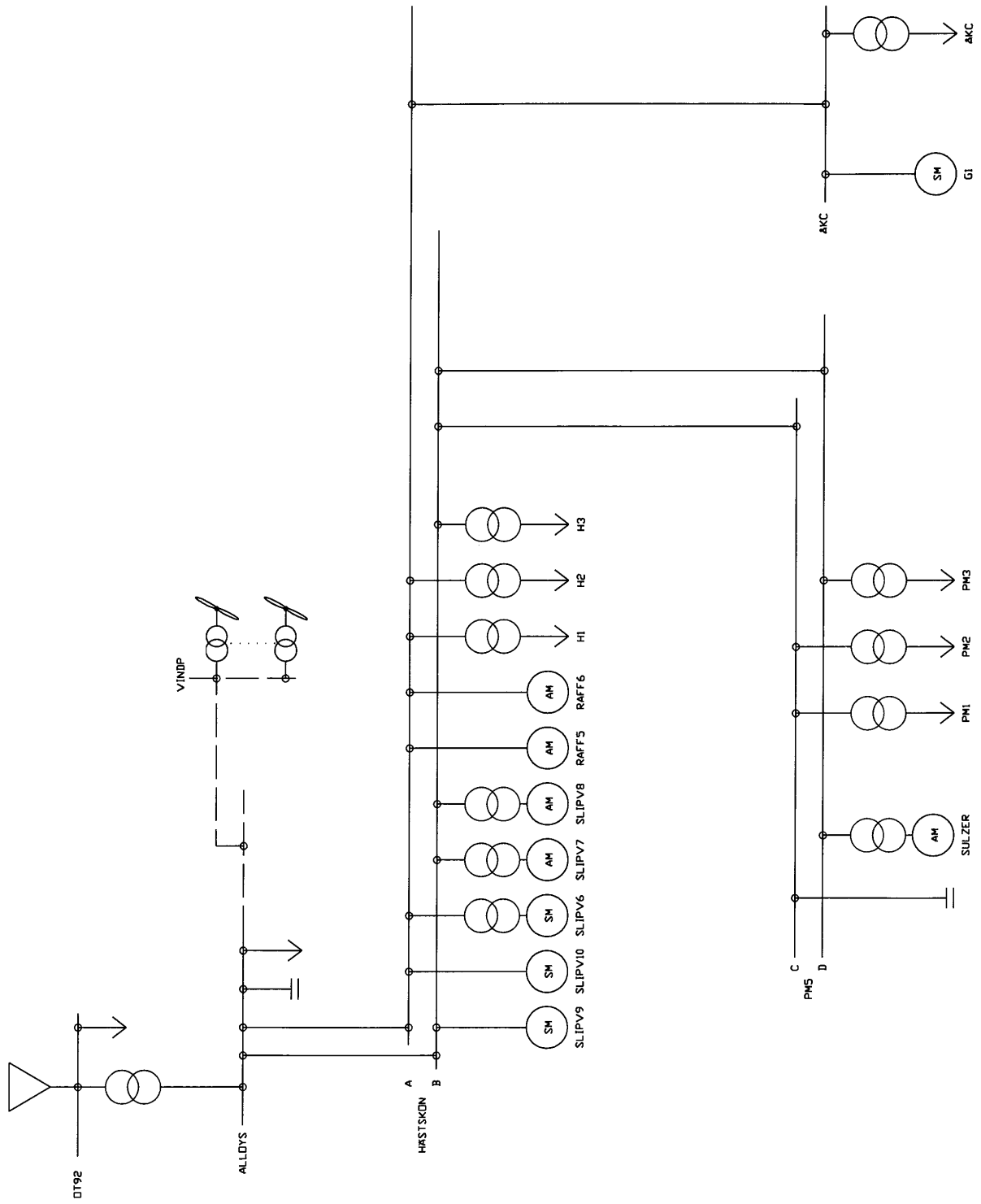
Currents at fault locations NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik ^(RST) kA	AIk ^(RST) °	Fault type	Method	SC duration s
1	PM5 C	10.500	0,026	89,96	1phase gro	IEC60909	1,000
2			0,000	0,00			
3			0,000	0,00			
4	OT92 Vattenfå	130.000	17,060	-89,38	1phase gro	IEC60909	1,000
5			0,000	180,00			
6			0,000	180,00			
7	Slipv7 Nedsid	6.300	0,000	87,65	1phase gro	IEC60909	1,000
8			0,000	180,00			
9			0,000	180,00			
10	Alloys	10.500	0,026	89,97	1phase gro	IEC60909	1,000
11			0,000	0,00			
12			0,000	0,00			
13	T26 Stv	0.500	0,000	89,95	1phase gro	IEC60909	1,000
14			0,000	0,00			
15			0,000	0,00			
16	PM5 D	10.500	0,026	89,96	1phase gro	IEC60909	1,000
17			0,000	180,00			
18			0,000	180,00			
19	Håstskon A	10.500	0,026	89,97	1phase gro	IEC60909	1,000
20			0,000	180,00			
21			0,000	180,00			
22	Håstskon B	10.500	0,026	89,97	1phase gro	IEC60909	1,000
23			0,000	180,00			
24			0,000	180,00			
25	T3C Stv	0.500	0,000	-45,00	1phase gro	IEC60909	1,000

Currents at fault locations NEPLAN®

ID	Fault location	Un kV	Ik''(RST) kA	Alk''(RST) °	Fault type	Method	SC duration s
26			0,000	0,00			
27			0,000	90,00			

E Enlinjeschema Simpow



F Simpov-kod

wargonVind

wargonVind LOADFLOW DATA

**

CONTROL DATA

H=0.5 !Default=0.5

!NPRD=10000

!GAM5=0.01 !Default=0.1

!N7=100

LOADM=YES

END

GENERAL

SN=100

!NREF=2 FN=50 REF=OT92 G1

END

!%%%%%%%%%

NODES

! 130kv Stv

OT92 UB=130

! 10kv Stv

T3SEK UB=10.5

NOLLPSEK UB=6.35

ALLOYS UB=10.5

NALHORSEA UB=10.5

NALHORSEB UB=10.5

HORSEA UB=10.5

HORSEB UB=10.5

PM5C UB=10.5

PM5D UB=10.5

AKC UB=10.5

VINDP UB=10.5

! Stv och specialnoder

NKBALLOYS UB=10.5

NKBPM5 UB=10.5

T26PRI UB=10.5

T26SEK UB=0.5

NSLIP6PRI UB=10.5

NSLIP6SEK UB=3.6

NSLIP6 UB=3.6

NSLIP7PRI UB=10.5

NSLIP7SEK UB=6.0

NSLIP7 UB=6.0

NSLIP8PRI UB=10.5

NSLIP8SEK UB=0.5

NSLIP8 UB=0.5

NSLIP9 UB=10.5

NSLIP10 UB=10.5

NRAFF5 UB=10.5

NRAFF6 UB=10.5

NRAFF6FIKT UB=10.5

NLASTH1PRI UB=10.5

NLASTH1SEK UB=0.5

NLASTH2PRI UB=10.5

NLASTH2SEK UB=0.5

NLASTH3PRI UB=10.5

NLASTH3SEK UB=0.5

NLASTAKCPRI UB=10.5

NLASTAKCSEK UB=0.5

NSULZERPRI UB=10.5

NSULZERSEK UB=0.5

NSULZER UB=0.5

NLASTPM1PRI UB=10.5

NLASTPM1SEK UB=0.4

NLASTPM2PRI UB=10.5

NLASTPM2SEK UB=0.5

NLASTPM3PRI UB=10.5

NLASTPM3SEK UB=0.5

! Noder vindkraft

WM1 UB=0.69

! WM2 UB=0.69

! WM3 UB=0.69

sida 1

wargonVind

HORSEB NSLIP8PRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.21 X=0.091 B=110E-6 L=0.095

NSLIP8SEK NSLIP8 NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NCON=0 NO=2 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NCON=0 NO=3 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NCON=0 NO=4 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NCON=0 NO=5 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NCON=0 NO=6 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NCON=0 NO=7 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.025

HORSEB T26PRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.125 X=0.085 B=135E-6 L=0.114

HORSEB NLASTH3PRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.21 X=0.091 B=110E-6 L=0.1

! --

PM5C NKBPM5 NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.21 X=0.091 B=110E-6 L=0.050
PM5C NKBPM5 NCON=0 NO=2 TYPE=2 R=0.21 X=0.091 B=110E-6 L=0.050

PM5C NLASTPM1PRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.125 X=0.085 B=135E-6 L=0.1

PM5C NLASTPM2PRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.125 X=0.085 B=135E-6 L=0.1

! --

PM5D NSULZERPRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.263 X=0.094 B=119E-6 L=0.02

NSULZERSEK NSULZER NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER NCON=0 NO=2 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER NCON=0 NO=3 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER NCON=0 NO=4 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER NCON=0 NO=5 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER NCON=0 NO=6 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER NCON=0 NO=7 TYPE=2 R=0.21 X=0.07 B=182E-6 L=0.05

PM5D NLASTPM3PRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.125 X=0.085 B=135E-6 L=0.05

! --

AKC NLASTAKCPRI NCON=0 NO=1 TYPE=2 R=0.21 X=0.091 B=110E-6 L=0.1

END

!%%%

POWER CONTROL

! Swing bus

OT92 TYPE=NODE RTYP=SW U=130 UMIN=125 UMAX=135 FI=0 NAME=OT92

! Övrig produktion (ÅKC)

AKC TYPE=NODE RTYP=PQ P=2.0 Q=1.0 TOL=0.001 NAME=G1

END

TABLES

1 TYPE=2 F 0.0073 0.007 1 0.019 !R2(s) stor AM. Fr tabell i Neplan

2 TYPE=2 F 0.0073 0.17 1 0.078 !X2(s) stor AM. Fr tabell i Neplan

END

!%%%

MLOADS

!(Antaget utifrån medellast)

1 K=0.43 N=2.0 TYPE=0 !K-Belastningsgrad enl $T=K(1-s)^N$

2 K=0.50 N=2.0 TYPE=0 !

3 K=0.67 N=2.0 TYPE=0 !

4 K=0.80 N=2.0 TYPE=0 !

5 K=0.87 N=2.0 TYPE=0 !

6 K=0.37 N=1.0 TYPE=0

7 K=0.87 N=1.0 TYPE=0

8 K=0.65 N=1.0 TYPE=0

END

LOADS

! Buntade laster
OT92 P=10 Q=3

ALLOYS P=5 Q=3

! Laster med konstant effekt, tot P=2.6 Q=1.5

NLAsth1SEK NO=1 NCON=0 SW=1 P=2.6 Q=1.5 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

NLAsth2SEK P=2.6 Q=1.5

! Laster med konstant effekt, tot P=0.75 Q=0.4

NLAsth3SEK NO=1 NCON=0 SW=1 P=0.75 Q=0.4 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

! Laster med konstant ström, tot P=2.95

NLAstPM1SEK NO=1 NCON=0 SW=1 P=0.5 COSFI=0.90 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM1SEK NO=2 NCON=0 SW=1 P=0.5 COSFI=0.90 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM1SEK NO=3 NCON=0 SW=1 P=0.5 COSFI=0.90 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM1SEK NO=4 NCON=0 SW=1 P=0.5 COSFI=0.90 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM1SEK NO=5 NCON=0 SW=1 P=0.5 COSFI=0.90 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM1SEK NO=6 NCON=0 SW=1 P=0.5 COSFI=0.90 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5

! Laster med konstant effekt, tot P=2.7

NLAstPM2SEK NO=1 NCON=0 SW=1 P=0.54 COSFI=0.90 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM2SEK NO=2 NCON=0 SW=1 P=0.54 COSFI=0.90 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM2SEK NO=3 NCON=0 SW=1 P=0.54 COSFI=0.90 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM2SEK NO=4 NCON=0 SW=1 P=0.54 COSFI=0.90 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

NLAstPM2SEK NO=5 NCON=0 SW=1 P=0.54 COSFI=0.90 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

! Laster med konstant ström, tot P=2.7 Q=1.7

NLAstPM3SEK NO=1 NCON=0 SW=1 P=2.7 Q=1.7 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5

! Laster med konstant effekt, tot P=0.95 Q=0.65

NLAstAKCSEK NO=1 NCON=0 SW=1 P=0.95 Q=0.65 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5

END

!%%%%%%%%%%

ASYNCHRONOUS MACHINES

RAFF5 NRAFF5 NCON=0 TYPE=1 SN=2.3 UN=10.5 H=1.7 R1=0.06

X1S=0.105 X2S=0.19 C1=0.8 C2=0.7 DX=0.015 XM=4.35 RTAB=1 XTAB=2 LOAD=2

RAFF6 NRAFF6FIKT NCON=0 TYPE=1 SN=2.3 UN=10.5 H=1.7 R1=0.06

X1S=0.105 X2S=0.19 C1=0.8 C2=0.7 DX=0.015 XM=4.35 RTAB=1 XTAB=2 LOAD=2

Slipv7 NSLIP7 NCON=0 TYPE=1 SN=1.75 UN=6 H=4.7 R1=0.037

X1S=0.085 X2S=0.18 C1=0.8 C2=0.7 DX=0.015 XM=4.03 RTAB=1 XTAB=2 LOAD=3

Slipv8 NSLIP8 NCON=0 TYPE=1 SN=1.6 UN=0.5 H=5.0 R1=0.04

X1S=0.09 X2S=0.17 C1=0.8 C2=0.7 DX=0.015 XM=4.18 RTAB=1 XTAB=2 LOAD=4

Kvarn1 T26SEK NCON=0 TYPE=1 SN=0.99 UN=0.525 H=0.13 R1=0.058

X1S=0.1 X2S=0.24 C1=0.8 C2=0.7 DX=0.015 XM=3.5 RTAB=1 XTAB=2 LOAD=2

Kvarn2 T26SEK NCON=0 TYPE=1 SN=0.99 UN=0.525 H=0.13 R1=0.058

X1S=0.1 X2S=0.24 C1=0.8 C2=0.7 DX=0.015 XM=3.5 RTAB=1 XTAB=2 LOAD=2

sulzer NSULZER NCON=0 TYPE=1 SN=1.6 UN=0.5 H=12 R1=0.05

X1S=0.1 X2S=0.18 C1=0.8 C2=0.7 DX=0.015 XM=4.18 RTAB=1 XTAB=2 LOAD=2

! vindkraftgeneratorer av typ DFIG

VKV1 WM1 TYPE=DSL/S/MACHOPT/ SN=2.5 UN=0.69 RS=0.01 RR=0.009 XS=0.18

XR=0.07 XM=4.4 PG=1.5 MODE=1 PFCMAX=0.4 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524

! VKV2 WM2 TYPE=DSL/S/MACHOPT/ SN=2.5 UN=0.69 RS=0.01 RR=0.009 XS=0.18

! XR=0.07 XM=4.4 PG=0.5 MODE=1 PFCMAX=0.4 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524

! VKV3 WM3 TYPE=DSL/S/MACHOPT/ SN=2.5 UN=0.69 RS=0.01 RR=0.009 XS=0.18

! XR=0.07 XM=4.4 PG=1.0 MODE=1 PFCMAX=0.4 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524

wargonVind
! VKV4 WM4 TYPE=DSLS/MACHOPT/ SN=2.5 UN=0.69 RS=0.01 RR=0.009 XS=0.18
! XR=0.07 XM=4.4 PG=1.0 MODE=1 PFCMAX=0.4 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524
! VKV5 WM5 TYPE=DSLS/MACHOPT/ SN=2.5 UN=0.69 RS=0.01 RR=0.009 XS=0.18
! XR=0.07 XM=4.4 PG=1.0 MODE=1 PFCMAX=0.4 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524

END

!%%%

TRANSFORMERS

OT92 T3SEK TAPSIDE=2 SN=60 UN1=130 UN2=10.5 ER12=0.01 EX12=0.10 FI=0
NSLIP6PRI NSLIP6SEK TAPSIDE=2 SN=3 UN1=10.4 UN2=3.7 ER12=0.01 EX12=0.0796
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NSLIP7PRI NSLIP7SEK TAPSIDE=2 SN=3.15 UN1=10 UN2=6.3 ER12=0.01 EX12=0.06
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NSLIP8PRI NSLIP8SEK TAPSIDE=2 SN=2 UN1=10 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.059
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
T26PRI T26SEK TAPSIDE=2 SN=2.5 UN1=10.5 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.063
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NLASTH1PRI NLASTH1SEK TAPSIDE=2 SN=3.2 UN1=10.5 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.07
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NLASTH2PRI NLASTH2SEK TAPSIDE=2 SN=3.2 UN1=10.5 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.07
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NLASTH3PRI NLASTH3SEK TAPSIDE=2 SN=1 UN1=10.5 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.06
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NSULZERPRI NSULZERSEK TAPSIDE=2 SN=2 UN1=10 UN2=0.5 ER12=0.01 EX12=0.049
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NLASTPM1PRI NLASTPM1SEK TAPSIDE=2 SN=3.7 UN1=10.5 UN2=0.4 ER12=0.01 EX12=0.08
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NLASTPM2PRI NLASTPM2SEK TAPSIDE=2 SN=3.4 UN1=10.5 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.07
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NLASTPM3PRI NLASTPM3SEK TAPSIDE=2 SN=3.4 UN1=10.5 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.07
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NLASTAKCPRI NLASTAKCSEK TAPSIDE=2 SN=2 UN1=10.5 UN2=0.525 ER12=0.01 EX12=0.05
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
NRAFF6 NRAFF6FIKT TAPSIDE=2 SN=2.5 UN1=10.5 UN2=10.5 ER12=0.01 EX12=0.07
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
! Nollpunktstrafa
T3SEK NOLLPSEK SN=0.0953 UN1=11 UN2=6.35 ER12=0.01 EX12=0.03
! vindk trafo
VINDP WM1 TAPSIDE=2 SN=3 UN1=10.5 UN2=0.69 ER12=0.01 EX12=0.07
PFE=0.002 FI=30 !STEP=
! VINDP WM2 TAPSIDE=2 SN=3 UN1=10.5 UN2=0.69 ER12=0.01 EX12=0.07
! PFE=0.002 FI=30 !STEP=
! VINDP WM3 TAPSIDE=2 SN=3 UN1=10.5 UN2=0.69 ER12=0.01 EX12=0.07
! PFE=0.002 FI=30 !STEP=
! VINDP WM4 TAPSIDE=2 SN=3 UN1=10.5 UN2=0.69 ER12=0.01 EX12=0.07
! PFE=0.002 FI=30 !STEP=
! VINDP WM5 TAPSIDE=2 SN=3 UN1=10.5 UN2=0.69 ER12=0.01 EX12=0.07
! PFE=0.002 FI=30 !STEP=

END

!%%%

wargonvind

ALLOYS NALHORSEB NCON=0 1BREAKER=1 NO=2 R0=0.203 X0=0.636 B0=179E-6 L=0.45
ALLOYS NALHORSEB NCON=0 1BREAKER=1 NO=3 R0=0.203 X0=0.636 B0=179E-6 L=0.45

NALHORSEB HORSEB NCON=0 NO=1 R0=0.16 X0=0.624 B0=195E-6 L=0.015
NALHORSEB HORSEB NCON=0 NO=2 R0=0.16 X0=0.624 B0=195E-6 L=0.015

HORSEB PM5C NO=1 R0=0.203 X0=0.636 B0=179E-6 L=0.3
HORSEB PM5D NO=1 R0=0.203 X0=0.636 B0=179E-6 L=0.3

HORSEA AKC 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.5 X0=0.306 B0=162E-6 L=0.1
HORSEA AKC 1BREAKER=1 NO=2 R0=2.5 X0=0.306 B0=162E-6 L=0.1

! vindpark
ALLOYS VINDP NO=1 R0=2.5 X0=0.306 B0=162E-6 L=0.5
ALLOYS VINDP NO=2 R0=2.5 X0=0.306 B0=162E-6 L=0.5
ALLOYS VINDP NO=3 R0=2.5 X0=0.306 B0=162E-6 L=0.5
ALLOYS VINDP NO=4 R0=2.5 X0=0.306 B0=162E-6 L=0.5
ALLOYS VINDP NO=5 R0=2.5 X0=0.306 B0=162E-6 L=0.5

! Kablage laster -----
ALLOYS NKBALLOYS NO=1 R0=1.27 X0=0.35 B0=115E-6 L=0.030
ALLOYS NKBALLOYS NO=2 R0=1.27 X0=0.35 B0=115E-6 L=0.030

! --
HORSEA NSLIP10 NO=1 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.1
HORSEA NSLIP6PRI NO=1 R0=2.53 X0=0.32 B0=144E-6 L=0.095
NSLIP6SEK NSLIP6 NO=1 R0=2.53 X0=0.32 B0=144E-6 L=0.03
NSLIP6SEK NSLIP6 NO=2 R0=2.53 X0=0.32 B0=144E-6 L=0.03
HORSEA NRAFF5 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.53 X0=0.36 B0=141E-6 L=0.04
HORSEA NRAFF6 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.53 X0=0.36 B0=141E-6 L=0.04
HORSEA NLASTH1PRI NO=1 R0=2.53 X0=0.36 B0=141E-6 L=0.1
HORSEA NLASTH2PRI NO=1 R0=2.53 X0=0.36 B0=141E-6 L=0.1

! --
HORSEB NSLIP9 NO=1 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.1
HORSEB NSLIP7PRI 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.09
NSLIP7SEK NSLIP7 NO=1 R0=2.61 X0=0.38 B0=121E-6 L=0.025
HORSEB NSLIP8PRI 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.095
NSLIP8SEK NSLIP8 NO=1 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NO=2 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NO=3 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NO=4 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NO=5 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NO=6 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.025
NSLIP8SEK NSLIP8 NO=7 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.025
HORSEB T26PRI 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.53 X0=0.32 B0=144E-6 L=0.114
HORSEB NLASTH3PRI NO=1 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.1

! --
PM5C NKBPM5 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.050
PM5C NKBPM5 1BREAKER=1 NO=2 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.050
PM5C NLASTPM1PRI NO=1 R0=2.53 X0=0.32 B0=144E-6 L=0.1
PM5C NLASTPM2PRI NO=1 R0=2.53 X0=0.32 B0=144E-6 L=0.1

! --

```

wargonvind
PM5D NSULZERPRI 1BREAKER=1 NO=1 R0=3.86 X0=0.35 B0=85E-6 L=0.02

NSULZERSEK NSULZER 1BREAKER=1 NO=1 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER 1BREAKER=1 NO=2 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER 1BREAKER=1 NO=3 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER 1BREAKER=1 NO=4 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER 1BREAKER=1 NO=5 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER 1BREAKER=1 NO=6 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.05
NSULZERSEK NSULZER 1BREAKER=1 NO=7 R0=2.61 X0=0.26 B0=176E-6 L=0.05

PM5D NLASTPM3PRI NO=1 R0=2.53 X0=0.32 B0=144E-6 L=0.05

! --

AKC NLASTAKCPRI NO=1 R0=2.61 X0=0.34 B0=121E-6 L=0.1

END

!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

! Kommentera bort för körning 4.4.6
LOADS

! Laster med konstant effekt, tot P=2.6 Q=1.5
NLASTH1SEK NO=1 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S

! Laster med konstant effekt, tot P=0.75 Q=0.4
NLASTH3SEK NO=1 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S

! Laster med konstant ström, tot P=2.95
NLASTPM1SEK NO=1 SW=1 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM1SEK NO=2 SW=1 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM1SEK NO=3 SW=1 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM1SEK NO=4 SW=1 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM1SEK NO=5 SW=1 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM1SEK NO=6 SW=1 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S

! Laster med konstant effekt, tot P=2.7
NLASTPM2SEK NO=1 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM2SEK NO=2 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM2SEK NO=3 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM2SEK NO=4 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S
NLASTPM2SEK NO=5 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S

! Laster med konstant ström, tot P=2.7 Q=1.7
NLASTPM3SEK NO=1 SW=1 DPC=1 DPI=0 DQC=1 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S

! Laster med konstant effekt, tot P=0.95 Q=0.65
NLASTAKCSEK NO=1 SW=1 DPC=0 DPI=0 DQC=0 DQI=0 USC=0.5 MODEL=S

END

!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

!ASYNCHRONOUS MACHINES
!Modell från Optpow
!END

!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

TRANSFORMERS
OT92 T3SEK CP1=Y CP2=D RN1=0.02 XN1=0 ! Ca 5ohm jordres

NSLIP6PRI NSLIP6SEK 1BREAKER=1 CP1=D CP2=Y RN2=30 XN2=30
NSLIP7PRI NSLIP7SEK 1BREAKER=1 CP1=D CP2=Y RN2=25 XN2=25
NSLIP8PRI NSLIP8SEK 1BREAKER=1 CP1=D CP2=Y RN2=25 XN2=25
T26PRI T26SEK CP1=D CP2=Y RN2=25 XN2=25

NLASTH1PRI NLASTH1SEK CP1=D CP2=Y RN2=25 XN2=25
NLASTH2PRI NLASTH2SEK CP1=D CP2=Y RN2=25 XN2=25

```



```

                                wargonvind
!      TDELAY=0.1 RCB=0.1 TURB=6 MODE=1 PORD=WM5PORD RCBIN=WM5RCBIN QORD=WM5QORD
END
REGULATORS
! Magnetisering. Värden från verkligt system och IEEE 421.5
1 TYPE=DSLS/EXST2A/ XC=-0.3 TR=0 KA=18 TA=0.15 VRMAX=1 VRMIN=0 !XC=-0.03 från underlag
  KE=1 TE=0.5 KF=0.05 TF=1 KP=4.88 KI=8 KC=1.82 EFDMAX=3.3

! Statorströmsbegränsning
!100 TYPE=SCL1 ISLIM=0.4 TC=0.025 KC=10 VCMAX=14 VCMIN=-14 !T1=0.2 T2=1000

! Fältströmsbegränsning
!200 TYPE=FCL1 IFLIM=2.5 TC=0.025 KC=30 VCMAX=14 VCMIN=-14
END

TURBINES
! Turbinmodeller
! Mottryck
1 TYPE=ST2 GOV=10 K4=1 T4=0.3 !PNTURB= INER=

! Vindturbin (NOM_POWER=2.5x5 eftersom vindpark simuleras)
! WINDCURVE ej angiven ty vindprofil=konstant vind, P=PG ! CPCURVE=Default
2 TYPE=DSLS/WINDTURB/ NOM_POWER=2.5 NOM_TURBSPEED=18 BLADELENGTH=36
  GOV=20 GEN=G1

! 3 TYPE=DSLS/WINDTURB/ NOM_POWER=2.5 NOM_TURBSPEED=18 BLADELENGTH=36
!   GOV=30 GEN=G1

! 4 TYPE=DSLS/WINDTURB/ NOM_POWER=2.5 NOM_TURBSPEED=18 BLADELENGTH=36
!   GOV=40 GEN=G1

! 5 TYPE=DSLS/WINDTURB/ NOM_POWER=2.5 NOM_TURBSPEED=18 BLADELENGTH=36
!   GOV=50 GEN=G1

! 6 TYPE=DSLS/WINDTURB/ NOM_POWER=2.5 NOM_TURBSPEED=18 BLADELENGTH=36
!   GOV=60 GEN=G1

! Regulator
10 TYPE=SG2 DF=0.05 SW=0 YMAX=1 YMIN=0 YPMAX=0.1 YPMIN=-0.1 K=25 T1=3 TY=0.15

20 TYPE=DSLS/PICON/ KPP=60 KPC=3 KIP=25 KIC=30 TP=0.5 BMAX=27 BMIN=0
  DBDTMAX=5 DBDTMIN=-5 BLOCK=0 DW=WM1DW PORD=WM1PORD

! 30 TYPE=DSLS/PICON/ KPP=60 KPC=3 KIP=25 KIC=30 TP=0.5 BMAX=27 BMIN=0
!   DBDTMAX=5 DBDTMIN=-5 BLOCK=0 DW=WM2DW PORD=WM2PORD

! 40 TYPE=DSLS/PICON/ KPP=60 KPC=3 KIP=25 KIC=30 TP=0.5 BMAX=27 BMIN=0
!   DBDTMAX=5 DBDTMIN=-5 BLOCK=0 DW=WM3DW PORD=WM3PORD

! 50 TYPE=DSLS/PICON/ KPP=60 KPC=3 KIP=25 KIC=30 TP=0.5 BMAX=27 BMIN=0
!   DBDTMAX=5 DBDTMIN=-5 BLOCK=0 DW=WM4DW PORD=WM4PORD

! 60 TYPE=DSLS/PICON/ KPP=60 KPC=3 KIP=25 KIC=30 TP=0.5 BMAX=27 BMIN=0
!   DBDTMAX=5 DBDTMIN=-5 BLOCK=0 DW=WM5DW PORD=WM5PORD

END

!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
MISCELLANEOUS
! varvtalsreg vindkraftverk
SPC1 TYPE=DSLS/SPCON/ KS=0.6 TPC=0.05 KP=3 PMIN=0.1 PMAX=1 DPMIN=-0.45
  DPMAX=0.45 WMIN=0.7 WMAX=1.5 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524 DW=WM1DW
  PORD=WM1PORD ASYN=VKV1

! SPC2 TYPE=DSLS/SPCON/ KS=0.6 TPC=0.05 KP=3 PMIN=0.1 PMAX=1 DPMIN=-0.45
!   DPMAX=0.45 WMIN=0.7 WMAX=1.5 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524 DW=WM2DW
!   PORD=WM2PORD ASYN=VKV2

```

```

wargonvind
! SPC3 TYPE=DSLS/SPCON/ KS=0.6 TPC=0.05 KP=3 PMIN=0.1 PMAX=1 DPMIN=-0.45
! DPMAX=0.45 WMIN=0.7 WMAX=1.5 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524 DW=WM3DW
! PORD=WM3PORD ASYN=VKV3
! SPC4 TYPE=DSLS/SPCON/ KS=0.6 TPC=0.05 KP=3 PMIN=0.1 PMAX=1 DPMIN=-0.45
! DPMAX=0.45 WMIN=0.7 WMAX=1.5 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524 DW=WM4DW
! PORD=WM4PORD ASYN=VKV4
! SPC5 TYPE=DSLS/SPCON/ KS=0.6 TPC=0.05 KP=3 PMIN=0.1 PMAX=1 DPMIN=-0.45
! DPMAX=0.45 WMIN=0.7 WMAX=1.5 A2=-0.631 A1=1.379 A0=0.524 DW=WM5DW
! PORD=WM5PORD ASYN=VKV5

```

```

! Crowbar-reglering vindkraftverk
CRC1 WM1 TYPE=DSLS/CRCON/ N=1 UMIN=0.9 UMAX=1.05 INDELAY=0.01 BLOCK=0
RCBIN=WM1RCBIN ASYN=VKV1
! CRC2 WM2 TYPE=DSLS/CRCON/ N=1 UMIN=0.9 UMAX=1.05 INDELAY=0.01 BLOCK=0
! RCBIN=WM2RCBIN ASYN=VKV2
! CRC3 WM3 TYPE=DSLS/CRCON/ N=1 UMIN=0.9 UMAX=1.05 INDELAY=0.01 BLOCK=0
! RCBIN=WM3RCBIN ASYN=VKV3
! CRC4 WM4 TYPE=DSLS/CRCON/ N=1 UMIN=0.9 UMAX=1.05 INDELAY=0.01 BLOCK=0
! RCBIN=WM4RCBIN ASYN=VKV4
! CRC5 WM5 TYPE=DSLS/CRCON/ N=1 UMIN=0.9 UMAX=1.05 INDELAY=0.01 BLOCK=0
! RCBIN=WM5RCBIN ASYN=VKV5

```

```

! Spänningsreglering vindkraftverk
VCC1 WM1 TYPE=DSLS/VCCON/ N=1 KA=4 TA=0.02 KP=10 QMAX=0.3 QMIN=-0.3
BLOCK=1 QORD=WM1QORD ASYN=VKV1
! VCC2 WM2 TYPE=DSLS/VCCON/ N=1 KA=4 TA=0.02 KP=10 QMAX=0.3 QMIN=-0.3
! BLOCK=1 QORD=WM2QORD ASYN=VKV2
! VCC3 WM3 TYPE=DSLS/VCCON/ N=1 KA=4 TA=0.02 KP=10 QMAX=0.3 QMIN=-0.3
! BLOCK=1 QORD=WM3QORD ASYN=VKV3
! VCC4 WM4 TYPE=DSLS/VCCON/ N=1 KA=4 TA=0.02 KP=10 QMAX=0.3 QMIN=-0.3
! BLOCK=1 QORD=WM4QORD ASYN=VKV4
! VCC5 WM5 TYPE=DSLS/VCCON/ N=1 KA=4 TA=0.02 KP=10 QMAX=0.3 QMIN=-0.3
! BLOCK=1 QORD=WM5QORD ASYN=VKV5

```

END

```

!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
BREAKERS

```

```

1 TYPE=0 RA=0.01 RB=0.01 RC=0.01
2 NPT=1 !out of step - prot

```

END

PROTECTIONS

```

1 TYPE=19 TSET=80 !Trip om >80 deg

```

END

```

!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

!FREQ-SCANNING !MASTA => CURR=ID
! 1 NODE=PM5C CURR=IPR START=20 STEP=2 STOP=3000 MAGN=0.018 ! 0.018 <=> 100A
! 2 NODE=PM5D CURR=IPR START=20 STEP=2 STOP=3000 MAGN=0.018
! 3 NODE=AKC CURR=IPR START=20 STEP=2 STOP=3000 MAGN=0.018

```

!END

```

!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
!%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```


wargonvind

! FEL1 TYPE=3PSG R=1 LINE=HORSEA AKC NO=1 DELTA=0.5 !Trefasigt jordfel matn AKC
! FEL2 TYPE=3PSG R=1 LINE=HORSEA AKC NO=2 DELTA=0.5

! FEL10 TYPE=3PSG R=1 NODE=AKC

! FEL7 TYPE=1PSG R=1 LINE=HORSEA AKC NO=1 DELTA=0.5 !Enfasigt jordfel matn AKC
! FEL8 TYPE=1PSG R=1 LINE=HORSEA AKC NO=2 DELTA=0.5

! FEL9 TYPE=3PSG R=1 NODE=NLASTPM3SEK !Trefasigt jordfel PM5 Lastsida

!END

!RUN INSTRUCTION

! AT=50 INST=OPEN SYNC=G1 1BREAKER PHASE=123
! AT=50 INST=OPEN SYNC=Slipv6 1BREAKER PHASE=123
! AT=50 INST=OPEN SYNC=Slipv9 1BREAKER PHASE=123
! AT=50 INST=OPEN SYNC=Slipv10 1BREAKER PHASE=123

! AT=150.000 INST=DISCONNECT SHUN=NKBALLOYS

! AT=202.000 INST=CONNECT FAULT=FEL1
! AT=202.000 INST=CONNECT FAULT=FEL2
! AT=202.000 INST=CONNECT FAULT=FEL3
! AT=202.000 INST=CONNECT FAULT=FEL4
! AT=202.000 INST=CONNECT FAULT=FEL5
! AT=202.000 INST=CONNECT FAULT=FEL6

! AT=102.00 INST=CONNECT FAULT=FEL7

! AT=102.00 INST=CONNECT FAULT=FEL8

! AT=102.00 INST=CONNECT FAULT=FEL10

! AT=202.08 INST=DISCONNECT FAULT=FEL1
! AT=202.08 INST=DISCONNECT FAULT=FEL2
! AT=202.08 INST=DISCONNECT FAULT=FEL3
! AT=202.08 INST=DISCONNECT FAULT=FEL4
! AT=202.08 INST=DISCONNECT FAULT=FEL5
! AT=202.08 INST=DISCONNECT FAULT=FEL6

! AT=102.08 INST=DISCONNECT FAULT=FEL7

! AT=102.20 INST=DISCONNECT FAULT=FEL8

! AT=102.20 INST=DISCONNECT FAULT=FEL10

! AT=130.00 INST=OPEN SYNC=G1 1BREAKER PHASE=123 !Urkoppling G1

!END

!----- 524b ----- Motstart -----

!TRANSTA Kör 300-700s DEND=0.08!

!1a Asynk

!RUN INSTRUCTION

! AT=20.000 INST=DISCONNECT SHUN=NKBPM5

! AT=2.0 INST=OPEN LINE=HORSEB NSLIP8PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=200.0 INST=CLOSE LINE=HORSEB NSLIP8PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123

! AT=2.0 INST=OPEN LINE=HORSEB NSLIP7PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=200.0 INST=CLOSE LINE=HORSEB NSLIP7PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123

```

                                wargonvind
! AT=2.0 INST=OPEN LINE=HORSEA NRAFF5 NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=250.0 INST=CLOSE LINE=HORSEA NRAFF5 NO=1 1BREAKER PHASE=123

! AT=2.0 INST=OPEN LINE=HORSEA NRAFF6 NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=200.0 INST=CLOSE LINE=HORSEA NRAFF6 NO=1 1BREAKER PHASE=123

! AT=-40.0 INST=OPEN LINE=PM5D NSULZERPRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=600.0 INST=CLOSE LINE=PM5D NSULZERPRI NO=1 1BREAKER PHASE=123

!END

!2a Synk

!RUN INSTRUCTION

! AT=2.0 INST=DISCONNECT SYNC=SLIPV9
! AT=200.0 INST=CONNECT SYNC=SLIPV9

!END

!----- 525b ----- Urkopp1 -----
!TRANSTA kör 115s DEND=0.08!
!-----

RUN INSTRUCTION

AT=104.0 INST=OPEN LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=1 1BREAKER PHASE=123
AT=104.0 INST=OPEN LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=2 1BREAKER PHASE=123
AT=104.0 INST=OPEN LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=3 1BREAKER PHASE=123

AT=104.0 INST=OPEN LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=1 1BREAKER PHASE=123
AT=104.0 INST=OPEN LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=2 1BREAKER PHASE=123
AT=104.0 INST=OPEN LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=3 1BREAKER PHASE=123

AT=104.1 INST=OPEN SYNC=G1 1BREAKER PHASE=123
AT=104.1 INST=OPEN SYNC=Slipv6 1BREAKER PHASE=123
AT=104.1 INST=OPEN SYNC=Slipv9 1BREAKER PHASE=123
AT=104.1 INST=OPEN SYNC=Slipv10 1BREAKER PHASE=123

AT=104.2 INST=OPEN LINE=HORSEA NRAFF5 NO=1 1BREAKER PHASE=123
AT=104.2 INST=OPEN LINE=HORSEA NRAFF6 NO=1 1BREAKER PHASE=123
AT=104.2 INST=OPEN LINE=HORSEB NSLIP7PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
AT=104.2 INST=OPEN LINE=HORSEB NSLIP8PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
AT=104.2 INST=OPEN LINE=PM5D NSULZERPRI NO=1 1BREAKER PHASE=123

END

!----- 526b ----- Inkopp1 -----
!MASTA kör 30s DEND=0.08 och använd optpow-fil wargonTomg!
!-----

!RUN INSTRUCTION

! AT=0.0 INST=OPEN LINE=HORSEA NRAFF5 NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=0.0 INST=OPEN LINE=HORSEA NRAFF6 NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=0.0 INST=OPEN LINE=HORSEB NSLIP7PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=0.0 INST=OPEN LINE=HORSEB NSLIP8PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=0.0 INST=OPEN LINE=HORSEB T26PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=0.0 INST=OPEN LINE=PM5D NSULZERPRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=1.0 INST=OPEN SYNC=G1 1BREAKER PHASE=123
! AT=1.0 INST=OPEN SYNC=Slipv6 1BREAKER PHASE=123
! AT=1.0 INST=OPEN SYNC=Slipv9 1BREAKER PHASE=123

```

wargonVind

```
! AT=1.0 INST=OPEN SYNC=slipv10 1BREAKER PHASE=123
! AT=1.0 INST=OPEN LINE=PM5C NKBPM5 NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=1.0 INST=OPEN LINE=PM5C NKBPM5 NO=2 1BREAKER PHASE=123
! AT=2.0 INST=OPEN LINE=HORSEA AKC NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=2.0 INST=OPEN LINE=HORSEA AKC NO=2 1BREAKER PHASE=123
! AT=5.0 INST=DISCONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=1
! AT=5.0 INST=DISCONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=2
! AT=5.0 INST=DISCONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=3
! AT=5.0 INST=DISCONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=1
! AT=5.0 INST=DISCONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=2
! AT=5.0 INST=DISCONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=3
! AT=6.0 INST=CLOSE LINE=PM5C NKBPM5 NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=6.0 INST=CLOSE LINE=PM5C NKBPM5 NO=2 1BREAKER PHASE=123
! AT=20 INST=CONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=1
! AT=20 INST=CONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=2
! AT=20 INST=CONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEB NO=3
! AT=20 INST=CONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=1
! AT=20 INST=CONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=2
! AT=20 INST=CONNECT LINE=ALLOYS NALHORSEA NO=3
!END
!----- 527 ----- G1 Swing bus-----
!TRANSTA kör 400s DEND=0.08 och använd optpow-fil wargonG1sw!
!-----
!FAULTS
!FEL1 TYPE=3PSG R=1 LINE=HORSEA AKC NO=1 DELTA=0.5
!FEL2 TYPE=3PSG R=1 NODE=AKC
!END
!RUN INSTRUCTION
! AT=100.0 INST=OPEN LINE=HORSEB NSLIP8PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=200.0 INST=CLOSE LINE=HORSEB NSLIP8PRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
! AT=300.00 INST=CONNECT FAULT=FEL2
! AT=300.30 INST=DISCONNECT FAULT=FEL2
!END
!----- Övrigt-----
!AT=2.040 INST=LOSSEXC SYNC=G1
!AT=2.050 INST=DISCONNECT SYNC=G1
!AT=40.0 INST=CLOSE LINE=HORSEA NRAFF5 NO=1 1BREAKER PHASE=123
!AT=-40.0 INST=OPEN LINE=PM5D NSULZERPRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
!AT=600.0 INST=CLOSE LINE=PM5D NSULZERPRI NO=1 1BREAKER PHASE=123
!AT=1 INST=CONNECT ASYN=RAFF5
!AT=4 INST=CONNECT SYNC=SLIPV9
!AT=2.05 INST=CONNECT FAULT=FEL1
!AT=2.06 INST=DISCONNECT FAULT=FEL1
!AT=2.5 INST=DISCONNECT SHUN=ALLOYS
```

!AT=10.0 INST=CONNECT SHUN=NKBALLOYS wargonVind
END

G Resultat Simpow lastflöde

	Name	Regior	Area	U p.u.	U kv	FI(u) Deg.	P1 MW	Q1 Mvar	P2 MW	Q2 Mvar	P3 MW	Q3 Mvar
1	OT92	1	1	1	130	0						
2	TR2 OT92 T3SEK 0						-29.8171	-0.372798	29.6689	-1.1092	0	0
3	PROD OT92						29.8171	0.372798	0	0	0	0
4	T3SEK	1	1	0.995647	10.4543	-2.85738						
5	LINE T3SEK ALLOYS 1						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
6	LINE T3SEK ALLOYS 2						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
7	LINE T3SEK ALLOYS 3						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
8	LINE T3SEK ALLOYS 4						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
9	TR2 OT92 T3SEK 0						-29.8171	-0.372798	29.6689	-1.1092	0	0
10	ALLOYS	1	1	0.994647	10.4459	-2.94793						
11	SHUN ALLOYS 0						1.31349E-008	14.609	0	0	0	0
12	LINE T3SEK ALLOYS 1						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
13	LINE T3SEK ALLOYS 2						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
14	LINE T3SEK ALLOYS 3						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
15	LINE T3SEK ALLOYS 4						-7.41722	0.277299	7.41082	-0.283048	0	0
16	LINE ALLOYS NALHORSEA 1						-3.35269	-1.57504	3.3481	1.57345	0	0
17	LINE ALLOYS NALHORSEA 2						-3.35269	-1.57504	3.3481	1.57345	0	0
18	LINE ALLOYS NALHORSEA 3						-3.35269	-1.57504	3.3481	1.57345	0	0
19	LINE ALLOYS NALHORSEB 1						-4.86174	-1.91723	4.85261	1.9061	0	0
20	LINE ALLOYS NALHORSEB 2						-4.86174	-1.91723	4.85261	1.9061	0	0
21	LINE ALLOYS NALHORSEB 3						-4.86174	-1.91723	4.85261	1.9061	0	0
22	LOAD ALLOYS 0						-5	-3	0	0	0	0
23	NALHORSEA	1	1	0.992633	10.4226	-3.05262						
24	LINE ALLOYS NALHORSEA 1						-3.35269	-1.57504	3.3481	1.57345	0	0
25	LINE ALLOYS NALHORSEA 2						-3.35269	-1.57504	3.3481	1.57345	0	0
26	LINE ALLOYS NALHORSEA 3						-3.35269	-1.57504	3.3481	1.57345	0	0
27	LINE NALHORSEA HORSEA 1						-5.02215	-2.36017	5.02186	2.35977	0	0
28	LINE NALHORSEA HORSEA 2						-5.02215	-2.36017	5.02186	2.35977	0	0
29	NALHORSEB	1	1	0.991895	10.4149	-3.10693						
30	LINE ALLOYS NALHORSEB 1						-4.86174	-1.91723	4.85261	1.9061	0	0
31	LINE ALLOYS NALHORSEB 2						-4.86174	-1.91723	4.85261	1.9061	0	0
32	LINE ALLOYS NALHORSEB 3						-4.86174	-1.91723	4.85261	1.9061	0	0
33	LINE NALHORSEB HORSEB 1						-7.27891	-2.85915	7.27834	2.85805	0	0
34	LINE NALHORSEB HORSEB 2						-7.27891	-2.85915	7.27834	2.85805	0	0
35	HORSEA	1	1	0.992533	10.4216	-3.058						
36	LINE NALHORSEA HORSEA 1						-5.02215	-2.36017	5.02186	2.35977	0	0
37	LINE NALHORSEA HORSEA 2						-5.02215	-2.36017	5.02186	2.35977	0	0
38	LINE HORSEA AKC 1						0.521284	0.65951	-0.521349	-0.657956	0	0
39	LINE HORSEA AKC 2						0.521284	0.65951	-0.521349	-0.657956	0	0
40	LINE HORSEA NSLIP10 1						-0.960005	-0.539601	0.95977	0.540693	0	0
41	LINE HORSEA NSLIP6PRI 1						-2.51622	-0.979466	2.51543	0.980317	0	0
42	LINE HORSEA NRAFF5 1						-1.17252	-0.540684	1.17244	0.541198	0	0
43	LINE HORSEA NRAFF6 1						-1.17252	-0.540684	1.17244	0.541198	0	0
44	LINE HORSEA NLASTH1PRI 1						-2.63251	-1.71907	2.63137	1.71962	0	0
45	LINE HORSEA NLASTH2PRI 1						-2.63251	-1.71907	2.63137	1.71962	0	0
46	HORSEB	1	1	0.991763	10.4135	-3.11504						
47	LINE NALHORSEB HORSEB 1						-7.27891	-2.85915	7.27834	2.85805	0	0
48	LINE NALHORSEB HORSEB 2						-7.27891	-2.85915	7.27834	2.85805	0	0
49	LINE HORSEB PMSC 1						-5.73139	-0.662536	5.72393	0.652206	0	0
50	LINE HORSEB PMSD 1						-3.55951	-2.36482	3.55542	2.36155	0	0
51	LINE HORSEB NSLIP9 1						-0.960013	-0.538829	0.959778	0.539919	0	0
52	LINE HORSEB NSLIP7PRI 1						-1.19752	-0.553234	1.19722	0.554176	0	0
53	LINE HORSEB NSLIP8PRI 1						-1.3197	-0.532347	1.31933	0.533318	0	0
54	LINE HORSEB T26PRI 1						-1.03053	-0.618212	1.03034	0.619751	0	0
55	LINE HORSEB NLASTH3PRI 1						-0.758026	-0.44613	0.757876	0.447257	0	0
56	PMSC	1	1	0.990182	10.3969	-3.26117						
57	SHUN PMSC 0						-1.4086E-009	3.43161	0	0	0	0
58	LINE HORSEB PMSC 1						-5.73139	-0.662536	5.72393	0.652206	0	0
59	LINE PMSC NLASTPM1PRI 1						-2.98894	-2.14856	2.98737	2.14895	0	0
60	LINE PMSC NLASTPM2PRI 1						-2.73499	-1.93526	2.73369	1.93584	0	0
61	PMSD	1	1	0.989868	10.3936	-3.18068						
62	LINE HORSEB PMSD 1						-3.55951	-2.36482	3.55542	2.36155	0	0
63	LINE PMSD NSULZERPRI 1						-0.821071	-0.425961	0.82103	0.426203	0	0
64	LINE PMSD NLASTPM3PRI 1						-2.73435	-1.93559	2.7337	1.93588	0	0
65	AKC	1	1	0.99263	10.4226	-3.05922						
66	LINE HORSEA AKC 1						0.521284	0.65951	-0.521349	-0.657956	0	0
67	LINE HORSEA AKC 2						0.521284	0.65951	-0.521349	-0.657956	0	0
68	LINE AKC NLASTAKCPRI 1						-0.957301	-0.684089	0.957033	0.685167	0	0
69	PROD AKC						2	2	0	0	0	0
70	T26PRI	1	1	0.991574	10.4115	-3.11566						
71	LINE HORSEB T26PRI 1						-1.03053	-0.618212	1.03034	0.619751	0	0
72	TR2 T26PRI T26SEK 0						-1.03034	-0.619751	1.02445	0.582698	0	0
73	T26SEK	1	1	1.02055	0.510277	-4.512						
74	TR2 T26PRI T26SEK 0						-1.03034	-0.619751	1.02445	0.582698	0	0
75	ASYN KVARN1						-0.512227	-0.291349	0	0	0	0
76	ASYN KVARN2						-0.512227	-0.291349	0	0	0	0
77	NSLIP6PRI	1	1	0.992188	10.418	-3.06258						
78	LINE HORSEA NSLIP6PRI 1						-2.51622	-0.979466	2.51543	0.980317	0	0
79	TR2 NSLIP6PRI NSLIP6SEK 0						-2.51543	-0.980317	2.49122	0.787598	0	0
80	NSLIP6SEK	1	1	0.996394	3.58702	-6.81018						

	Name	Regior	Area	U p.u.	U kv	FI(u) Deg.	P1 MW	Q1 Mvar	P2 MW	Q2 Mvar	P3 MW	Q3 Mvar
81	LINE NSLIP6SEK NSLIP6 1						-1.24561	-0.393799	1.24511	0.393513	0	0
82	LINE NSLIP6SEK NSLIP6 2						-1.24561	-0.393799	1.24511	0.393513	0	0
83	TR2 NSLIP6PRI NSLIP6SEK 0						-2.51543	-0.980317	2.49122	0.767598	0	0
84	NSLIP6	1	1	0.995955	3.58544	-6.81775						
85	LINE NSLIP6SEK NSLIP6 1						-1.24561	-0.393799	1.24511	0.393513	0	0
86	LINE NSLIP6SEK NSLIP6 2						-1.24561	-0.393799	1.24511	0.393513	0	0
87	ASYN SLIPV6						-2.49022	-0.787026	0	0	0	0
88	NSLIP7PRI	1	1	0.991514	10.4109	-3.11469						
89	LINE HORSEB NSLIP7PRI 1						-1.19752	-0.553234	1.19722	0.554176	0	0
90	TR2 NSLIP7PRI NSLIP7SEK 0						-1.19722	-0.554176	1.19212	0.52359	0	0
91	NSLIP7SEK	1	1	1.07887	6.47324	-4.24196						
92	LINE NSLIP7SEK NSLIP7 1						-1.19212	-0.52359	1.19191	0.523594	0	0
93	TR2 NSLIP7PRI NSLIP7SEK 0						-1.19722	-0.554176	1.19212	0.52359	0	0
94	NSLIP7	1	1	1.07868	6.47205	-4.24268						
95	LINE NSLIP7SEK NSLIP7 1						-1.19212	-0.52359	1.19191	0.523594	0	0
96	ASYN SLIPV7						-1.19191	-0.523594	0	0	0	0
97	NSLIP8PRI	1	1	0.99148	10.4105	-3.11545						
98	LINE HORSEB NSLIP8PRI 1						-1.3197	-0.532347	1.31933	0.533318	0	0
99	TR2 NSLIP8PRI NSLIP8SEK 0						-1.31933	-0.533318	1.30999	0.478198	0	0
100	NSLIP8SEK	1	1	1.07121	0.535605	-5.07159						
101	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 1						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
102	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 2						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
103	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 3						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
104	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 4						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
105	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 5						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
106	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 6						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
107	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 7						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
108	TR2 NSLIP8PRI NSLIP8SEK 0						-1.31933	-0.533318	1.30999	0.478198	0	0
109	NSLIP8	1	1	1.06709	0.533547	-5.06535						
110	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 1						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
111	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 2						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
112	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 3						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
113	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 4						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
114	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 5						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
115	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 6						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
116	LINE NSLIP8SEK NSLIP8 7						-0.187141	-0.0683139	0.186415	0.0680731	0	0
117	ASYN SLIPV8						-1.3049	-0.476512	0	0	0	0
118	NSLIP9	1	1	0.991534	10.4111	-3.11367						
119	LINE HORSEB NSLIP9 1						-0.960013	-0.538829	0.959778	0.539919	0	0
120	ASYN SLIPV9						-0.959778	-0.539919	0	0	0	0
121	NSLIP10	1	1	0.992304	10.4192	-3.05663						
122	LINE HORSEA NSLIP10 1						-0.960005	-0.539601	0.95977	0.540693	0	0
123	ASYN SLIPV10						-0.95977	-0.540693	0	0	0	0
124	NRAFF5	1	1	0.99246	10.4208	-3.05898						
125	LINE HORSEA NRAFF5 1						-1.17252	-0.540684	1.17244	0.541198	0	0
126	ASYN RAFF5						-1.17244	-0.541198	0	0	0	0
127	NRAFF6	1	1	0.99246	10.4208	-3.05898						
128	LINE HORSEA NRAFF6 1						-1.17252	-0.540684	1.17244	0.541198	0	0
129	ASYN RAFF6						-1.17244	-0.541198	0	0	0	0
130	NLASH1PRI	1	1	0.99208	10.4168	-3.06013						
131	LINE HORSEA NLASH1PRI 1						-2.63251	-1.71907	2.63137	1.71962	0	0
132	TR2 NLASH1PRI NLASH1SEK 0						-2.63137	-1.71962	2.6	1.5	0	0
133	NLASH1SEK	1	1	0.994703	0.497351	-6.24332						
134	TR2 NLASH1PRI NLASH1SEK 0						-2.63137	-1.71962	2.6	1.5	0	0
135	LOAD NLASH1SEK 0						-2.6	-1.5	0	0	0	0
136	NLASH2PRI	1	1	0.99208	10.4168	-3.06013						
137	LINE HORSEA NLASH2PRI 1						-2.63251	-1.71907	2.63137	1.71962	0	0
138	TR2 NLASH2PRI NLASH2SEK 0						-2.63137	-1.71962	2.6	1.5	0	0
139	NLASH2SEK	1	1	0.994703	0.497351	-6.24332						
140	TR2 NLASH2PRI NLASH2SEK 0						-2.63137	-1.71962	2.6	1.5	0	0
141	LOAD NLASH2SEK 0						-2.6	-1.5	0	0	0	0
142	NLASH3PRI	1	1	0.99158	10.4116	-3.11373						
143	LINE HORSEB NLASH3PRI 1						-0.758026	-0.44613	0.757876	0.447257	0	0
144	TR2 NLASH3PRI NLASH3SEK 0						-0.757876	-0.447257	0.75	0.4	0	0
145	NLASH3SEK	1	1	1.00565	0.502827	-5.58804						
146	TR2 NLASH3PRI NLASH3SEK 0						-0.757876	-0.447257	0.75	0.4	0	0
147	LOAD NLASH3SEK 0						-0.75	-0.4	0	0	0	0
148	NLASH4PRI	1	1	0.992389	10.4201	-3.05623						
149	LINE AKC NLASH4PRI 1						-0.957301	-0.684089	0.957033	0.685167	0	0
150	TR2 NLASH4PRI NLASH4SEK ...						-0.957033	-0.685167	0.95	0.65	0	0
151	NLASH4SEK	1	1	1.01905	0.509527	-4.27584						
152	TR2 NLASH4PRI NLASH4SEK ...						-0.957033	-0.685167	0.95	0.65	0	0
153	LOAD NLASH4SEK 0						-0.95	-0.65	0	0	0	0
154	NSULZERPRI	1	1	0.989821	10.3931	-3.18031						
155	LINE PMSD NSULZERPRI 1						-0.821071	-0.425961	0.82103	0.426203	0	0
156	TR2 NSULZERPRI NSULZERSEK 0						-0.82103	-0.426203	0.817069	0.406794	0	0
157	NSULZERSEK	1	1	1.02546	0.512731	-4.14719						
158	LINE NSULZERSEK NSULZER 1						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
159	LINE NSULZERSEK NSULZER 2						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
160	LINE NSULZERSEK NSULZER 3						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0

	Name	Regior	Area	U p.u.	U kv	FI(u) Deg.	P1 MW	Q1 Mvar	P2 MW	Q2 Mvar	P3 MW	Q3 Mvar
161	LINE NSULZERSEK NSULZER 4						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
162	LINE NSULZERSEK NSULZER 5						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
163	LINE NSULZERSEK NSULZER 6						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
164	LINE NSULZERSEK NSULZER 7						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
165	TR2 NSULZERPRI NSULZERSEK 0						-0.82103	-0.426203	0.817069	0.406794	0	0
166	NSULZER	1	1	1.01989	0.509944	-4.10299						
167	LINE NSULZERSEK NSULZER 1						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
168	LINE NSULZERSEK NSULZER 2						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
169	LINE NSULZERSEK NSULZER 3						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
170	LINE NSULZERSEK NSULZER 4						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
171	LINE NSULZERSEK NSULZER 5						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
172	LINE NSULZERSEK NSULZER 6						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
173	LINE NSULZERSEK NSULZER 7						-0.116724	-0.0581134	0.116045	0.0578894	0	0
174	ASYN SULZER						-0.812315	-0.405226	0	0	0	0
175	NLASTPM1PRI	1	1	0.989672	10.3916	-3.2604						
176	LINE PM5C NLASTPM1PRI 1						-2.98894	-2.14856	2.98737	2.14895	0	0
177	TR2 NLASTPM1PRI NLASTPM1SEK ...						-2.98737	-2.14895	2.95	1.85	0	0
178	NLASTPM1SEK	1	1	0.936451	0.374581	-6.89699						
179	TR2 NLASTPM1PRI NLASTPM1SEK ...						-2.98737	-2.14895	2.95	1.85	0	0
180	LOAD NLASTPM1SEK 0						-2.95	-1.85	0	0	0	0
181	NLASTPM2PRI	1	1	0.989718	10.392	-3.26067						
182	LINE PM5C NLASTPM2PRI 1						-2.73499	-1.93526	2.73369	1.93584	0	0
183	TR2 NLASTPM2PRI NLASTPM2SEK ...						-2.73369	-1.93584	2.7	1.7	0	0
184	NLASTPM2SEK	1	1	0.989847	0.494924	-6.36877						
185	TR2 NLASTPM2PRI NLASTPM2SEK ...						-2.73369	-1.93584	2.7	1.7	0	0
186	LOAD NLASTPM2SEK 0						-2.7	-1.7	0	0	0	0
187	NLASTPM3PRI	1	1	0.989636	10.3912	-3.18043						
188	LINE PM5D NLASTPM3PRI 1						-2.73435	-1.93559	2.7337	1.93588	0	0
189	TR2 NLASTPM3PRI NLASTPM3SEK ...						-2.7337	-1.93588	2.7	1.7	0	0
190	NLASTPM3SEK	1	1	0.989756	0.494878	-6.28907						
191	TR2 NLASTPM3PRI NLASTPM3SEK ...						-2.7337	-1.93588	2.7	1.7	0	0
192	LOAD NLASTPM3SEK 0						-2.7	-1.7	0	0	0	0

H Tabeller över antagna värden samt utökad teori

H1 Komponenters impedans i osymmetriska system

H1.1 Kablar och linjer

För linjer är $Z^1=Z^2$ medan nollföljdsimpedansen kan beräknas ur

$$X^0 = X^1 + 3X^n \text{ där } X^n = 2\pi f \left(0,2 \cdot \ln \left\{ \frac{D_n}{D} \right\} \right) [m\Omega / km]. \quad (\text{H1.1, H1.2})$$

D_n är avståndet mellan linje och jord och D är avståndet mellan faserna [6].

För kablar gäller på samma sätt att om eventuella strömmar i skärmen försummas är plus- och minusföljdsimpedansen lika; $Z^1=Z^2$. I [8] ges ett uttryck för att beräkna nollföljdsimpedansen där Z_c är ledarimpedansen, Z_m den ömsesidiga impedansen mellan ledare och skärm samt Z_s som är skärmens impedans. Z^0 kan då beräknas som

$$Z^0 = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_s} [\Omega / \text{fas och längdenhet}]. \quad (\text{H1.3})$$

Om data inte är kända kan de för en treledarkabel approximeras som $Z^0/Z^1 = 3 - 5$ [9]. Bäst uppgifter fås från respektive kabeltillverkare där värdena tas fram genom experiment.

H1.2 Synkronmaskin

Impedanserna kan approximeras enligt följande

$$X^1=X_d'' \text{ eller } X_d' \text{ eller } X_d \text{ beroende på aktuell beräkning} \quad (\text{H1.4})$$

$$X^2=X_d'' \quad (\text{H1.5})$$

$$X^0=X_l \text{ (läckreaktansen) [6]} \quad (\text{H1.6})$$

H1.3 Transformator

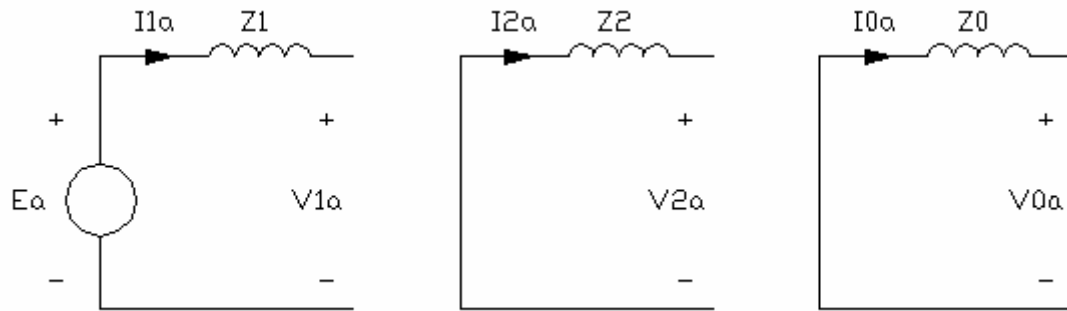
Följande gäller vid räkning per fas (vanligast).

$$Z^1=Z^2=Z^0=Z_l \quad (\text{H1.7})$$

I ett symmetriskt uppstår ingen nollföljdskomponent vilket innebär att denna impedans representeras av en öppen krets i det ekvivalenta schemat. Dessa ekvivalenta scheman finns vanligt förekommande i litteraturen [6]

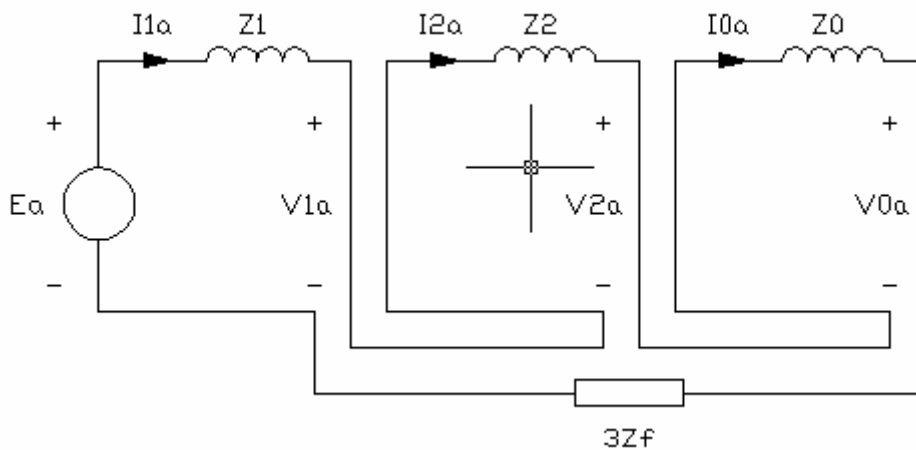
H2 Symmetriska komponenter vid olika typer av fel

Beräkning med hjälp av symmetriska komponenter kan åskådliggöras med kopplingscheman där ett separat schema enligt figur 38 nedan svarar mot respektive plus-, minus- och nollföljdskomponent. För olika typer av fel kombineras dessa på olika sätt, figur 39-41.



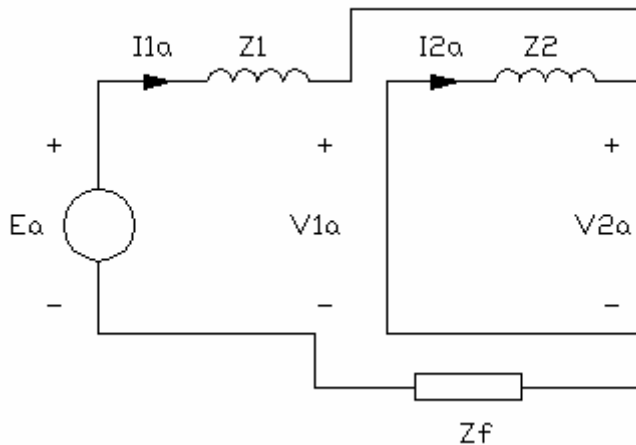
Figur 38. Krettschema över plus-, minus- och nollföljdssystemen.

Följande schema beskriver kopplingen för felberäkning då enfasigt jordfel föreligger med fel i fas a.



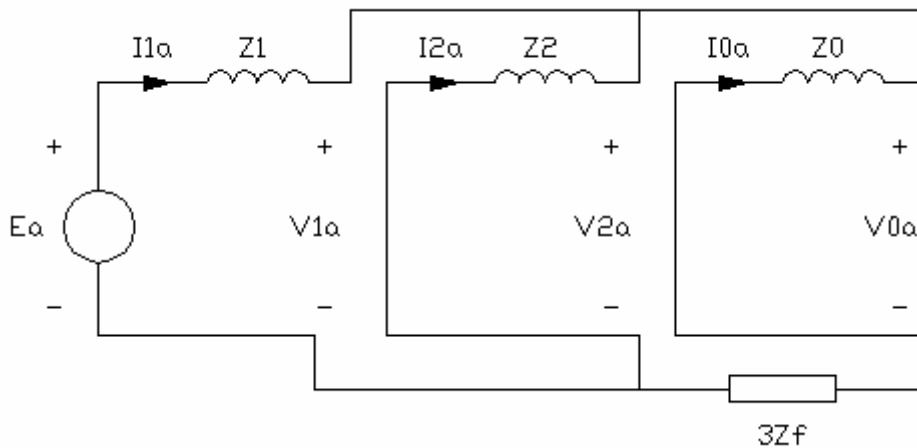
Figur 39. Kombinering av plus-, minus- och nollföljdssystemen vid enfasigt jordfel.

Nedanstående schema beskriver kopplingen för felberäkning vid tvåfasig kortslutning mellan fas b och c.



Figur 40. Kombineriing av plus-, minus- och nollföljdsystemen vid tvåfasig kortslutning.

Slutligen används följande schema för tvåfasig kortslutning med samtidig jordslutning. Även här är fas b och c felbesatta.



Figur 41. Kombineriing av plus-, minus- och nollföljdsystemen vid tvåfasig kortslutning med jordslutning.

Ur schemat kan ses att $I_f = I_b + I_c = 3 \cdot I_{0a}$

H3 Bestämning av tröghetsmoment och H-värde

Vid modellering av elmaskiner och dess drivna objekt behöver drivsystemets tröghetsmoment alternativt dess H-värde anges. Tröghetsmoment, J , är ett mått på motståndet att accelerera/retardera en kropps rotation kring en given axel. Om aktuella motorlaster approximativt kan ses som ett massivt hjul gäller

$$J = \frac{1}{2} mR^2 \quad (\text{H1.8})$$

där m är massan i kg och R radien i meter. H-värdet kan bestämmas som kvoten mellan systemets rörelseenergi och märkeffekt enligt

$$H = \frac{J\omega^2}{2 \cdot S_N} \quad (\text{H1.9})$$

där rörelseenergin är

$$\frac{J\omega^2}{2} \quad (\text{H1.10})$$

Om tröghetskonstanten GD^2 är känd kan istället tröghetsmomentet beräknas som

$$H = \frac{\left(\frac{GD^2}{4}\right) \cdot \omega^2}{2 \cdot S_N} \cdot \omega = \frac{2\pi}{60} \cdot f \quad (\text{H1.11})$$

En relation mellan teoretisk mekanisk starttid och tröghetskonstanten lyder

$$T_m = 2H \quad (\text{H1.12})$$

Vanliga värden på tröghetskonstanten H [3]:

Tabell 7. Typvärden på tröghetskonstanten.

Typ av generator	H
<i>Kondenskraft</i>	
2-polig	2,5 – 6,0
4-polig	4,0 – 10,0
<i>Vattenkraft</i>	2,0 – 4,0

H4 Typvärden för modellering av asynkronmotorer

För att upprätta ett ekvivalent schema behövs kännedom om ett antal parametrar. Dessa kan uppskattas (om inte tillverkarens data finns att tillgå) enligt följande [2]:

Tabell 8. Användbara värden för modellering av asynkronmotorer.

	Motor < 200kW	Motor > 200kW
Relativ startström	7	6
Relativt startmoment	2,3	0,9
Relativt maxmoment "kipp"	2,8	2,7

Tabellvärdena är ungefärliga och kan variera åt båda håll! Bäst uppgifter fås givetvis från tillverkaren.

Rotorns tröghetsmoment, märkmoment etc kan som regel fås ur lättillgängliga datablad.

Där motorns effektfaktor vid start inte är känd har denna satts till 0,35.

H5 Parks modell och vanliga värden på synkronmaskinens reaktans

Parks modell syftar till att beskriva en synkronmaskin med ekvivalenta parametrar på ett sådant sätt att i maskinen ingående induktanser kan betraktas som konstanta vilket inte är fallet i en verklig maskin där induktanserna varierar beroende på rotorns position i förhållande till statorn [16]. Detta görs genom att de fysikaliska trefasvariablerna i statorn transformeras över till dq-variabler i ett koordinatsystem som roterar synkront med rotorn. Därmed blir dq-systemet i statorn stillastående i förhållande till rotorn och variablerna också konstanta. Statorns spänningar, strömmar och länkade flöden transformeras till ortogonala koordinater med rotorpositionen θ som variabel enligt

$$[P(\theta_r)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(-\theta_r) & \cos\left(-\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(-\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(-\theta_r) & \sin\left(-\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(-\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{H1.13})$$

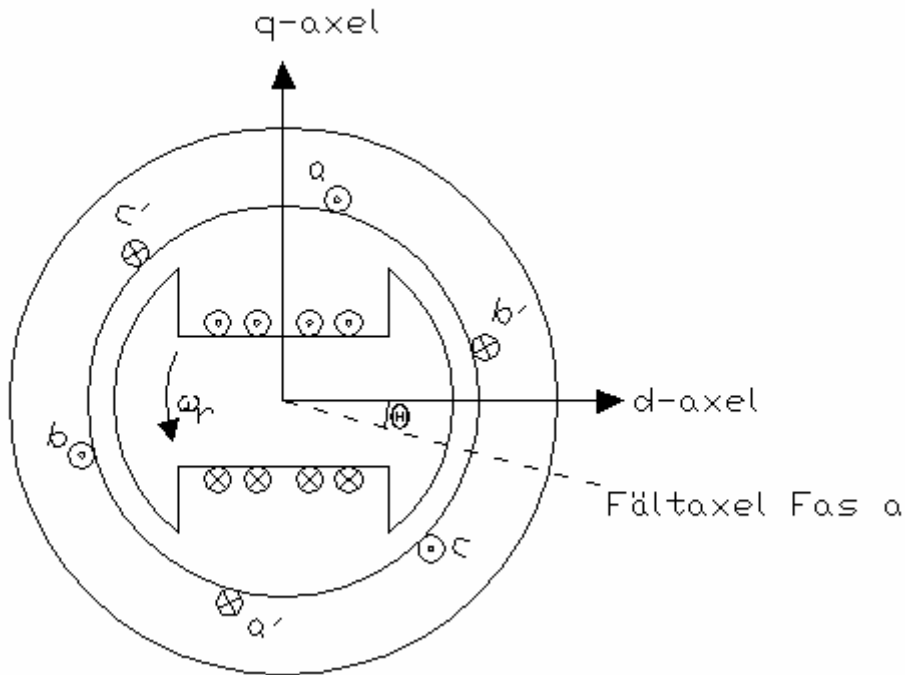
och

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = |P(\theta_r)| \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (\text{H1.14})$$

Strömmar och länkade flöden bestäms på samma sätt.

På samma sätt möjliggör inverstransformering framräkning av fasströmmar etc. från givna dq-värden.

dq-transformationen kan visualiseras som en fiktiv synkrogenerator med ortogonala statoraxlar där d-axeln ligger i fältets riktning och q-axeln 90° före d-axeln enligt figur 42.



Figur 42. Grafisk åskådliggörning av dq-axlarna.

Med ett antal bakomliggande antaganden och med förutsättningen att variation i magnetisk mättning kan försummas kan ett ekvivalent schema upprättas varifrån följande uttryck för länkade flöden uttryckt i dq-värden tas fram

$$\Psi_d(s) = l_d(s) \cdot I_d(s) + g(s)v_{ex}(s) \quad (H1.15)$$

$$\Psi_q(s) = l_q(s) \cdot I_q(s) \quad (H1.16)$$

där ingående induktanser och $g(s)$ uttrycks i Laplace-transformer med tidkonstanterna T_d' , T_d'' , T_{d0}' , T_{d0}'' , T_q' och T_q'' . För att arbeta med standardiserade parametrar finns specifika maskiners värden att hitta som gränsvärden beräknade enligt [16]

$$l_d'' = \lim_{\substack{s \rightarrow \infty \\ t \rightarrow 0}} l_d(s) = l_d \frac{T_d' T_d''}{T_{d0}' T_{d0}''} \quad (H1.17)$$

och på samma sätt för l_d' , l_d , l_q' och l_q .

Vanliga värden på några av dessa tidkonstanter och induktanser, omräknade till reaktanser, finns i tabellen nedan.

Tabell 9. Typvärden över reaktanser och tidskonstanter för synkronmaskiner.

<i>Medelvärden är angivet i tabellen</i>	Turbomaskiner	Vattenkraft-maskiner (med dämplindningar)	Synkrona Kondensatorer	Synkronmaskiner
Reaktanser [%]				
X_d	110	115	180	120
X_d'	23	37	40	35
X_d''	12	24	25	30
X_2	12	24	24	35
X_0^*	(5)	(10)	(8)	(15)
Tidskonstanter [s]				
T_{d0}	5,6	5,6	9,0	
T_d	1,1	1,8	2,0	
T_d'	0,035	0,035	0,035	
T_a	0,16	0,15	0,17	

* X_0 varierar mellan 0,15 – 0,60 av X_d'' beroende av lindningens utförande.

X_0 och X_2 är nollföljds- respektive minusföljdsimpedansen.

T_{d0} gäller för öppen ankarlindning (ingen last ansluten) och definieras på vanligt sätt som kvoten mellan fältkretsens självinduktans och dess resistans. Spänningsamplituden på ankarlindningens terminaler är vid öppen krets direkt proportionell mot fältströmmen och ändras således med samma tidskonstant. Om ankarlindningen kortsluts antar tidskonstanterna värdena T_d' respektive T_d'' . T_a är tidskonstanten för ankarlindningen och gäller för likström i ankarlindningen samt för växelström i fält- och dämplindningar i samband med kortslutning.

Även motsvarande q-värden etc. finns att tillgå i litteraturen. [4]

H6 Mer om kortslutningsberäkningar

H6.1 Olika typer av fel [10]

Enligt IEC 60909 [I uttrycks i kA, S i MVA, U i kV och Z i %/MVA]

Tabell 10. Beräkning av ström vid olika typer av fel.

Typ av fel	Begynnelseström
Trefasig kortslutning med eller utan jordslutning	$I_{k3}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_1 }$
Tvåfasig kortslutning	$I_{k2}'' = \frac{c \cdot U_n}{ Z_1 + Z_2 }$
Tvåfasig jordslutning	$I_{kE2E}'' = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{\left \overline{Z_1} + \overline{Z_0} + \overline{Z_0} \frac{\overline{Z_1}}{\overline{Z_2}} \right }$
Enfasig jordslutning	$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{ Z_1 + Z_2 + Z_0 }$

H6.2 Stötström och kortslutningsström [10],[11]

Det finns ett förhållande mellan begynnelsekortslutningsströmmen I_k'' och stötströmmen I_S enligt

$$I_S = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \quad \text{där} \quad \kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3(R/X)} \quad (\text{H1.18})$$

κ är ett värde mellan 1,05 och 2. Värdet 2 är endast teoretiskt begränsande, erfarenheter visar att en kortslutning direkt över generatorklämmorna inte ger ett κ som överstiger 1,8 ens på riktigt stora maskiner.

I_S är kortslutningsströmmens största momentanvärde och blir således mekaniskt dimensionerande.

När det gäller termiska verkningar är det i stället strömvärmepulsen, $I_k^2 t$, som är dimensionerande vilket illustrerar en av anledningarna till varför bortkopplingstiden är en så kritisk parameter.

H6.3 Motorbidrag [10],[12]

Vid symmetrisk kortslutning av en asynkronmotor kommer kortslutningsförloppet att likna det hos en synkronmaskin med det undantaget att stationär kortslutningsström saknas. Detta kommer sig helt enkelt av att asynkronmaskinen inte har någon magnetiseringsström i kortslutet tillstånd. Begynnelsekortslutningsströmmen vid en trefasig kortslutning nära klämmorna på en asynkronmotor kan beräknas från

$$I_{k3M}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_M} \quad (\text{H1.19})$$

Z_M är asynkronmotorns kortslutningsimpedans och beräknas som

$$Z_M = \frac{U_{rM}^2}{I_{start} / I_{rM} \cdot S_{rM}} \quad (\text{H1.20})$$

Den stationära kortslutningsströmmen saknas, det vill säga $I_{k3M} = 0$. Det finns även ett κ_m förknippat med storleken på motorn som gör det möjligt att beräkna motsvarande stötström enligt nedan.

Tabell 11. κ_m för olika motorer.

HV-motor, Motoreffekt per polpar < 1MW	$\kappa_m = 1,65$
HV-motor, Motoreffekt per polpar \geq 1MW	$\kappa_m = 1,75$
LV-motor	$\kappa_m = 1,3$

Stötströmmen är då

$$I_{S3M}'' = \kappa_m \sqrt{2} \cdot I_{k3M}'' \quad (\text{H1.21})$$

H7 Beräkning av startspänningsfall

En approximation av spänningsfallet vid start kan fås som

$$\Delta U [\%] = \frac{U_N^2 I_{ST} \sqrt{3}}{S_K U_M} \cdot 10^2 \quad (\text{H1.22})$$

där storheterna är givna i kV, kA och MVA. U_N är nätspanningen, I_{ST} startströmmen, S_K nätets kortslutningseffekt och U_M motorns märkspänning. Approximationen bygger på att

$$\Delta U \approx \frac{X_N}{X_M} \quad [18] \quad (\text{H1.23})$$

H8 Reglerteknik

I den här rapporten förekommande reglersystem används PI-regulatorer. En PI-regulator kan beskrivas med tidsuttrycket

$$u(t) = K_p \cdot e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (\text{H1.24})$$

där $e(t)$ är regleravvikelsen, K_p den proportionella förstärkningen, T_i integraltidskonstanten och $u(t)$ regulatorns utsignal [14].

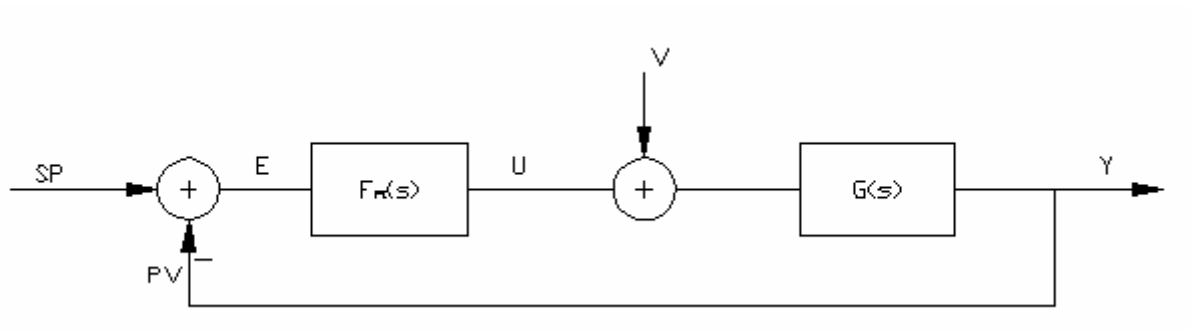
Med införande av integralförstärkningen

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} \quad (\text{H1.25})$$

och Laplacetransformering av tidsuttrycket ovan fås överföringsfunktionen

$$F_{PI}(s) = K_p + K_i \frac{1}{s}. \quad (\text{H1.26})$$

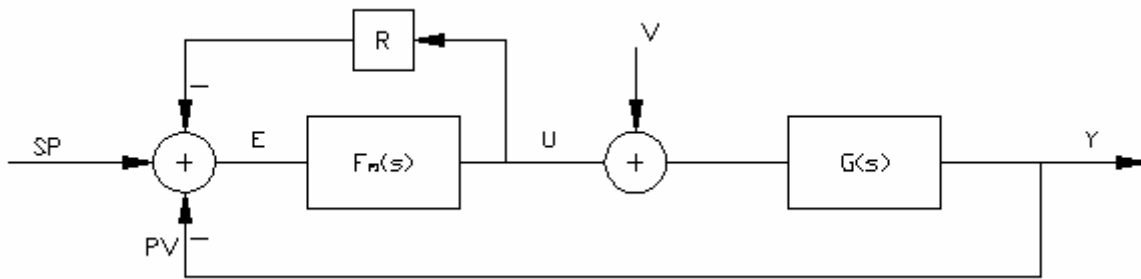
Om en process har överföringsfunktionen $G(s)$ kan ett blockschemaform ritas upp för systemet som i figur 43



Figur 43. Blockschema över ett grundläggande reglersystem.

där V är en eventuell störning i systemet.

Om processen ovan är en ångturbin skulle införande av statik resultera i ett blockschema, figur 44



Figur 44. Blockschema över ett regelsystem med statik.

där

$$R = \frac{\Delta f [\%]}{\Delta P [\%]} \cdot 100 \quad (\text{H1.27})$$

Härutöver tillkommer i verkliga system vissa finesser för att till exempel förhindra integratoruppvridning (anti windup) m.m.

P-delens K_p -värde är en konstant som anger regleravvikelsens förstärkning. Ökad förstärkning innebär i allmänhet ökad snabbhet, minskade stabilitetsmarginaler, förbättrad kompensering av störningar i processen och ökad styrsignalaktivitet.

I-delens K_i -värde förbättrar kompenseringen av lågfrekventa störningar med ökande K_i . Det mest fundamentala med integralverkan är dess förmåga att motverka kvarstående fel efter stegstörningar. Ökad K_i försämrar dock stabilitetsmarginalerna.

H9 Om begreppet stabilitet

Stabilitet i kraftsystem definieras som kraftsystemets förmåga att återgå till ett jämviktsläge där fortsatt drift är möjlig efter att systemet utsatts för fysisk störning. Det är möjligt att klassificera och dela in stabilitet i olika typer enligt nedan vilket är en fri översättning av ett vedertaget IEEE-dokument [7]. I en verklig situation är dock typen av stabilitetsproblem som regel inte renodlad utan en kombination av flera typer. Uppdelningen är avsedd att underlätta förståelse och analys av problemen.

H9.1 Vinkelstabilitet

(Rotor)vinkelstabilitet refererar till synkronmaskiners förmåga att i ett hopkopplat system förbli synkroniserade efter att ett fel inträffat. Det beror i sin tur på förmågan att återfå jämvikt mellan elektromagnetiskt moment och mekaniskt moment i varje generator i nätet. Instabilitet som kan uppstå i det här fallet uppträder som ökande vinkelsvängningar hos någon eller några generatorer och som leder till förlorad synkronism med övriga generatorer i nätet. Vinkelstabilitetsproblem innefattar alltså studier av de elektromekaniska oscillationer som finns i kraftsystemet. En fundamental faktor med det här problemet är sättet på vilket uteffekten från generatorer ändras med deras respektive rotorvinkel.

Om systemet utsätts för en störning rubbas jämviktsläget mellan in- och uteffekt vilket resulterar i acceleration eller retardation av generatorerna. Om en generator tillfälligt roterar snabbare än en annan kommer vinkelpositionen hos den snabbare generatoren att öka relativt den långsammare generatoren. Den resulterande vinkeldifferensen ger upphov till ett övertagande av last från den långsammare maskinen till den snabbare. Detta tenderar att reducera hastighetsdifferensen och således vinkelseparationen. Instabilitet uppstår då systemet inte förmår ta upp den till hastighetsdifferensen hörande kinetiska energin. För att underlätta analysering delas vinkelstabilitet in i ytterligare två underkategorier; *småsignalstabilitet* och *transient stabilitet*. I dagens kraftsystem förknippas småsignalstabilitetsproblem framförallt med otillräcklig dämpning av rotoroscillationer. Transient stabilitet, även kallat dynamisk stabilitet, handlar om förmågan hos nätet att förbli synkroniserat efter en svår störning som till exempel en kortsluten linje. Den transienta stabiliteten beror både av driftläget före störningen och störningens omfattning. Rotorvinkelstabilitet i sin helhet kategoriseras som kortvarig störning.

H9.2 Spänningsstabilitet

Spänningsstabilitet avser förmågan hos ett kraftsystem att bibehålla stabila spänningar på varje skena i systemet efter att det blivit utsatt för en störning. Det beror i sin tur på förmågan att bibehålla jämvikten mellan förbrukning och produktion i systemet. Instabiliteten som kan inträffa är minskande eller ökande spänning på någon eller några skenor. Möjlig konsekvens av spänningsinstabilitet är lastbortfall i ett område eller bortkoppling av transmissionslinjer som leder till kaskadbortkoppling. Begreppet *spänningskollaps* används ofta. Det är den följd av händelser som leder antingen till en total mörkläggning av stora områden ("blackout") eller till onormalt låga spänningar i en betydande del av systemet. Fortvarig drift med låg spänning kan inträffa efter att transformatorernas lindningskopplare nått deras ändläge. Den drivande kraften bakom spänningsinstabilitet är vanligtvis lasterna; i samband med en störning kommer effektförbrukningen hos lasterna vanligtvis att återställas genom eftersläpningsjustering hos motorer samt genom att lindningskopplare på transformatorerna och termostater arbetar. Återställda laster ökar påfrestningen på högspänningssidan av transformatorerna genom att det reaktiva effektbehovet ökar vilket ger ytterligare spänningsreduktion. När effektbehovet blir för stort är systemet inne i en "ond cirkel" och spänningsinstabilitet är ett faktum. Även om den vanligaste formen av spänningsinstabilitet är en tilltagande spänningssänkning i systemet förekommer även risk för spänningsinstabilitet orsakat av överspänning. Det här kommer sig av ett kapacitivt beteende hos nätet och kan orsakas av systemets oförmåga att fungera under en viss lastnivå. Då systemet försöker återställa lasten kommer lindningskopplarna att arbeta så att överspänning uppträder. En annan form av spänningsstabilitetsproblem, vars konsekvens är okontrollerad överspänning, är självmagnetisering hos synkronmaskiner. Detta kan inträffa om en generator har allt för stor kapacitiv last. Precis som i fallet med rotorvinkelstabilitet klassificeras även spänningsstabilitet i två underkategorier; *störnings(-spänningsstabilitet)* och *småstörnings(-spänningsstabilitet)*. Det första avser systemets förmåga att upprätthålla stabil spänning efter en stor störning såsom produktionsbortfall eller kortslutning. Detta bestäms av systemet och dess lastkaraktäristik samt hur skydd och reglering interagerar i nätet. Det andra avser således systemets förmåga att upprätthålla stabil spänning efter mindre stegvisa förändringar i nätet. Spänningsstabilitet i sin helhet kan antingen vara kortvarig eller långvarig. Typiska kortvariga störningar kan vara de som uppkommer i samband med det dynamiska beteendet hos asynkronmaskiner medan långvariga störningar är mer kopplat till reglerande lindningskopplare och generatorer i strömbegränsning.

H9.3 Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet avser förmågan hos ett kraftsystem att bibehålla stabil frekvens efter en sådan störning att det föreligger en stor obalans mellan produktion och förbrukning. Detta beror av systemets förmåga att balansen mellan last och produktion kan upprätthållas utan oönskad förlust av produktion. Den typ av instabilitet som kan uppstå är i form av varaktiga frekvenssvängningar som i sin tur kan leda till bortkoppling av last eller generatorer. I större hopkopplade system är den här situationen mest förknippad med situationer då ett system av någon anledning delas upp i två delar som då plötsligt utgör två separata system (ödrift). Frekvensstabilitet kan vara kortvarig eller långvarig.