

Hovedoppgave



# Stabilitet i NSBs nett

Frode Johannessen  
og  
Per-Christian Bruu

---

Norges Teknisk Naturvitenskapelige Universitet

Institutt for Elkraftteknikk  
Desember 1996



## HOVEDOPPGAVE

Kandidatens navn : Per-Christian Bruu og Frode Johannessen

Fag : **ELKRAFTTEKNIKK**

Oppgavens tittel (norsk) : STABILITET I NSB's NETT

Oppgavens tittel (engelsk) : STABILITY IN THE ELECTRICAL GRID OF NSB

Oppgavens tekst:

Bakgrunn:

Flere steder i NSB's kontaktledningsnett er det målt pendlinger i strøm og spenning. Disse pendlingsene indikerer ustabilitet i nettet som er uønskelig. Oppgaven er tredelt. For det første ønskes en registrering av hvilke variable som pendler. Derneft skal det utvikles en dynamisk simuleringsmodell som kan reprodusere de observerte pendlingsene. Til sist skal det utredes tiltak for å unngå pendlingsene.

Arbeidet skal omfatte:

1. Gi en kort beskrivelse av banestrømforsyningen med de komponentene og driftsbetingelsene som antas å være av betydning for de nevnte pendlingsene. Ta utgangspunkt i banestrekningen Krossen - Sira på Sørlandsbanen.
2. Med bakgrunn i gjennomførte målinger på den aktuelle banestrekningen skal de interessante størrelsene i pendlingsforløpet identifiseres.
3. Gjennomfør innledende studier av mulige årsaker, støttet av en prinsipiell modell av et nett med seriekompensering.
4. Utfør simuleringer med den prinsipielle modellen, og deretter på en realistisk modell av banestrekningen for om mulig å få reprodusert de målte pendlingsene, som et utgangspunkt for forslag til praktiske tiltak for å unngå pendlinger.

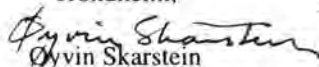
Oppgaven gitt : 13.09.96

Besvarelsen leveres innen : 13.12.96

Besvarelsen levert :

Utført ved (institusjon, bedrift) : Arbeidssted er NTNU, deler av arbeidet utføres hos NSB

Kandidatens veileder : Forsker Trond Toftevaag, EFI

Trondheim,  
  
Øyvind Skarstein  
faglærer

---

## Forord

Vi vil gjerne rette en generell takk til faglærer Øyvind Skarstein og veileder Trond Toftevaag.

I tillegg vil vi takke:

Jan Ove Gjerde for verdifulle innspill.

Sven Martin Tønnessen for praktisk hjelp og støtte.

Alle på Teknisk kontor ved Banerregion Nord og Banerregion Sør for samarbeidet i sommermånedene

Unixkommandør av første klasse Harald Musuum for assistanse i unix kommandoer.

Trondheim 13.12-1996

Per-Christian Bruu

Per-Christian Bruu

Frode Johannessen

Frode Johannessen

---

## 1. Sammen drag

Vi presenterer i denne rapporten en modell av NSBs nett mellom omformerstasjonene Krossen og Sira på Sørlandsbanen. Modellen er egnet til å studere pendlingsproblemene på nevnte banestrekning. Dette er vist gjennom de utførte simuleringene. Betingelsene for at pendlinger skal oppstå i modellen er de samme som er observert på denne banestrekningen.

Resultater fra målinger viser at pendlinger kan oppstå dersom begge kondensatorbatteriene ligger inne når det er en omformer i drift i Sira og to i Krossen . For å starte pendlingsene må det i tillegg være et lastuttak over 300- 400 A.

Simuleringer viser at pendlingsfrekvensen for modellen er i området 2 Hz. Dette er i samsvar med de målte pendlingsene. Gjennom simuleringene er det vist at pendlingsfenomenet er nært knyttet til forholdet  $X_q''$  på  $X_d''$ , dette forholdet er igjen bestemt av konstruksjonen til dempeburet.

Vi konkluderer med at selveksitering på grunn av asynkrongenerator effekt er en sannsynlig forklaring på pendlingsproblemene, siden det i modellen ikke er lagt inn regulatorer, bakenfor liggende nett er stivt og ulineære jernkjerner er utelatt i modellen.

# Innholdsfortegnelse

<b>1. INNLEDNING</b> .....	<b>1</b>
<b>2. SIMPOW</b> .....	<b>3</b>
2.1 OPTPOW.....	3
2.2 DYNPOW .....	3
2.2.1 TranSta representasjon .....	3
2.2.2 MaSta representasjon.....	4
2.2.3 Omregning fra TranSta til MaSta.....	4
<b>3. TEORI</b> .....	<b>5</b>
3.1 KORT BESKRIVELSE AV NSBs BANESTRØMFORSYNING .....	5
3.1.1 Beskrivelse av kondensatorbatteri.....	5
3.2 SYNKRONMASKINEN .....	9
3.2.1 Omformermotoren.....	9
3.2.1.1 Oppbygging av anker og feltkrets.....	9
3.2.2 Omformergeneratoren.....	10
3.3 MATEMATISK MODELL AV SYNKRONMASKINEN .....	11
3.3.1 Maskin induktansene .....	11
3.3.1.1 Statorens selvinduktanser.....	12
3.3.1.2 Statorens gjensidige induktanser.....	13
3.3.1.3 Rotorens selvinduktanser.....	14
3.3.1.4 Rotorens gjensidige induktanser.....	14
3.3.1.5 Stator til rotor gjenidig induktans .....	14
3.3.2 Park transformasjon.....	15
3.3.2.1 Spenningsligningene.....	19
3.4 SUBSYNKRON RESONANS .....	25
3.4.1 Serie-kondensator-kompenserte transmisjons systemer.....	25
3.4.2 Selveksitasjon grunnet asynkrongeneratoreffekt .....	27
3.4.3 Torsjons svingninger .....	28
<b>4. SIMULERINGER OG BEREKNINGER</b> .....	<b>29</b>
4.1 BEREKNINGER.....	29
4.1.1 Undersøkelse av $R_f$ i benchmarkmodellen .....	29
4.1.2 Teoretisk beregning av $R_f$ i omformergenerator .....	30
4.1.3 Beregning av torsjonsfrekvensen til motor-generatorsettet.....	31
4.2 SIMULERINGER I SIMPOW .....	33
4.2.1 Forenklet Benchmark II modell.....	33
4.2.2 Benchmark II modell.....	38
4.2.3 Simuleringer i NSBs nett .....	40
4.2.3.1 Om modell 1 Forenklet nett .....	40
4.2.3.2 Om modell 2 utvidet modell .....	41
4.2.3.3 Resultater fra simulering med forenklet modell.....	43
4.2.3.4 Simuleringer med realistisk modell .....	45
<b>5. MÅLINGER</b> .....	<b>50</b>
5.1 FORBEREDELSENE.....	50
5.2 UTFØRELSE AV MÅLINGENE.....	51
5.3 RESULTATER.....	52
<b>6. DISKUSJON</b> .....	<b>53</b>
6.1 SECOND BENCHMARK MODELL.....	53
6.1.1 Forenklet SBMII modell .....	53
6.1.2 SBMII modell.....	53
6.2 FORENKLET NSB NETT .....	53
6.3 REALISTISK MODELL AV NSBs NETT MELLOM KROSSEN OG SIRA.....	54

Innholdsfortegnelse

---

7. KONKLUSJON.....	56
8. REFERANSELISTE.....	57
9. LITTERATUREFERANSER.....	58

**VEDLEGG 1 ETTER EGEN FORTEGNELSE**

**VEDLEGG 2 ETTER EGEN FORTEGNELSE**

**VEDLEGG 3 ETTER EGEN FORTEGNELSE**

**VEDLEGG 4 ETTER EGEN FORTEGNELSE**

# 1. Innledning

Det er flere steder i NSBs kontaktledningsnett observert forholdsvis store pendlinger i effekt og spenning ved bestemte driftsituasjoner. Disse pendlingene skyldes ustabilitet i nettet og er derfor uønskede. Ved tidligere undersøkelser (målinger på Bergensbanen og observasjoner på Sørlandsbanen) knyttes pendlingene til anvendelsen av seriekondensatorbatterier i kontaktledningsanlegget.

Som et ledd i samarbeidet mellom Institutt for Elkraftteknikk, NTNU, og NSB ble det fra NSBs side foreslått en hovedoppgave som skulle prøve å gi en forklaring på fenomenet. Målet med oppgaven var å først gi en beskrivelse av hvilke parametre som pendler og identifisere hvilke driftsbetingelser som måtte være oppfylt. Man skulle så lage en modell i SimPow som kunne gjenskape pendlingene og prøve å gi en forklaring på årsaken til pendlingene.

Man skulle begrense seg til å studere fenomenet på strekningen mellom Krossen og Sira omformerstasjoner, på Sørlandsbanen.

Man valgte å gi oppgaven til to studenter, Per-Christian Bruu og Frode Johannessen.

## **Forarbeid:**

Vi, studentene, hadde sommerjobb henholdsvis ved Baneregion Sør og Baneregion Nord. Under sommerjobben ble det blant annet planlagt en tur til Kristiansand for å utføre målinger på bestemte parametre i omformerstasjonene Krossen og Sira. Måleturen ble gjennomført høsten 1996 der vi hadde hjelp av personell fra EFI og NSB Ingeniørtjenesten, henholdsvis Trond Toftevaag og Sven Martin Tønnessen, i tillegg til lokalt personell ved Krossen omformerstasjon.

I løpet av sommeren ble det også utført et innledende studium av mulige årsaker til pendlingsproblemene.

En mulig årsak som har vært inne i bildet er at pendlingene kunne oppstå som følge av samvirkning mellom et lite kraftverk uten turbinregulator og et omformeraggregat. Det ble derfor innhentet opplysninger fra KEV og VAE om deres regionalnett. Det ble ikke funnet noen indikasjoner på at turbinregulatorer i kraftstasjoner i nærheten av omformerstasjonene kunne være mulig årsak. Det eksisterer en liten kraftstasjon uten turbinregulator på enden av et svakt 50 kV nett i nærheten av Sira, men den var utkoblet for revisjon sommeren 1996. Denne teorien ble derfor ikke fulgt opp.

En annen teori som kom opp i løpet av sommeren var kippsvingninger. Kippsvingninger eller ferroresonans er subharmoniske pendlinger som kan oppstå i RLC- kretser der det er en kondensator koblet i serie med en induktans med kjerne som kan gå i metning. I simuleringer av professor Øyvin Skarstein ved NTNU, går det frem at man de pendlinger som kan oppstå ikke kan komme så lavt som 10. subharmoniske. Vi vil derfor ikke behandle emnet nærmere her. bare nevne at det er undersøkt og funnet å ikke kunne være mulig årsak til problemene

Som en følge av litteraturstudiet og at de andre teoriene ikke ble sannsynliggjort, bestemte vi oss for å følge opp et spor om SSR fenomener som mulig årsak til pendlingsene. I denne rapporten har vi kun behandlet SSR fenomenet.

I løpet av sommeren var vi også på et kurs ved EFI som gikk på bruk av SimPow og generell jernbaneteori.

**Oppbygging av rapporten:**

Rapporten er oppbygd på tradisjonell måte med en teoridel som tar for seg det som synes nødvendig for å gi en bakgrunn for å forstå metode og resultater. Et kapittel omhandler målingene på Sørlandsbanen. Det er et kapittel som tar for seg simuleringer på modellen i SimPow samt beregninger. Til slutt har vi to kapitler med henholdsvis diskusjon og konklusjon.



## 2. SimPow

[1],[2]

SimPow er en forkorting av "Simulation of Power systems" og er en programpakke utviklet av ABB Power Systems AB, Power Systems Analysis Departement, Sverige. SimPow består av to hoveddeler, en del som tar seg av stasjonære lastflytberegninger og en del tar for seg dynamiske analyser. Disse to delene heter OptPow og DynPow. SimPow kan både beregne AC- og DC systemer samt en blanding av disse. Ved AC beregninger kan man ha forskjellige frekvenser, for eksempel et trefase 50 Hz nett forbundet via en omformer til et enfase 16 2/3 Hz nett.

### 2.1 OptPow

OptPow brukes til å foreta lastflytberegninger samt lage initialverdibetingelsene til den dynamiske analysen i DynPow. I OptPow blir kraftsystemet representert ved en enfase modell, hvor kun det positive systems komponenter blir brukt.

Lastflyten er definert ved ett sett av stasjonere verdier for kraftsystemets variable, som for eksempel node spenninger og forskjellige laster. SimPow bruker så en optimaliseringsrutine (reduert gradients metode) til å finne stasjonere initielle verdier, i henhold til de gitte restriksjoner og betingelser.

### 2.2 DynPow

DynPow er den modulen av SimPow som foretar de dynamiske analysene av kraftsystemet. DynPow har to representasjonsmodeller, TranSta og MaSta. DynPow henter de initielle verdiene fra lastflytberegningen utført av OptPow, og foretar den dynamiske analysen.

#### 2.2.1 TranSta representasjon

TranSta står for Transient Stability. I TranSta blir alle harmoniske komponenter, unntatt første harmoniske, samt transienter som stammer fra elektromagnetiske fenomener neglisjert.

I TranSta blir det brukt kompleks fase representasjon for strøm og spenning, det vil si at disse størrelsene blir representert ved sine reelle og imaginære deler. For spenninger blir det slik:

$$u = U_{re} \cos(\varphi_0) - U_{im} \sin(\varphi_0) \quad (2.1)$$

der

$$\varphi_0 = \omega_0 t + \pi/2 \quad (2.2)$$

### 2.2.2 MaSta representasjon

Masta står for Machine Stability. I MaSta brukes det full representasjon både for strøm og spenning som funksjon av tid.

På grunn av MaSta brukes til å beregne kraftsystemer der det er nødvendig å ta hensyn til transienter blir strøm og spenninger ved AC - nodene transformert til dq0 - system med en maskin (helst stor) eller "stivt nett" som referanse. Ligningsettet som brukes blir:

$$\begin{aligned} u_d &= (2/3)\cos(\varphi_{ref})u_a + (2/3)\cos(\varphi_{ref} - (2/3)\pi)u_b + (2/3)\cos(\varphi_{ref} + (2/3)\pi)u_c \\ u_q &= (2/3)\sin(\varphi_{ref})u_a - (2/3)\sin(\varphi_{ref} - (2/3)\pi)u_b - (2/3)\sin(\varphi_{ref} + (2/3)\pi)u_c \\ u_0 &= (1/3)u_a + (1/3)u_b + (1/3)u_c \end{aligned} \quad (2.3)$$

Løses disse ligningene med hensyn på  $u_a$ ,  $u_b$  og  $u_c$  blir det:

$$\begin{aligned} u_a &= \cos(\varphi_{ref})u_d - \sin(\varphi_{ref})u_q + u_0 \\ u_b &= \cos(\varphi_{ref} - (2/3)\pi)u_d - \sin(\varphi_{ref} - (2/3)\pi)u_q + u_0 \\ u_c &= \cos(\varphi_{ref} + (2/3)\pi)u_d - \sin(\varphi_{ref} + (2/3)\pi)u_q + u_0 \end{aligned} \quad (2.4)$$

Der  $\varphi_{ref}$  er rotasjonsvinkelen til referansen.

### 2.2.3 Omregning fra TranSta til MaSta

Siden OptPow bruker TranSta representasjon regner SimPow initial verdiene over til MaSta representasjon via en transformasjon fra følgende ligninger:

$$\begin{aligned} u_d &= \cos(\varphi_0 - \varphi_{ref})U_{p,re} - \sin(\varphi_0 - \varphi_{ref})U_{p,im} + \cos(\varphi_0 + \varphi_{ref})U_{n,re} - \sin(\varphi_0 + \varphi_{ref})U_{n,im} \\ u_q &= \sin(\varphi_0 - \varphi_{ref})U_{p,re} + \cos(\varphi_0 - \varphi_{ref})U_{p,im} - \sin(\varphi_0 + \varphi_{ref})U_{n,re} - \cos(\varphi_0 + \varphi_{ref})U_{n,im} \\ u_0 &= U_{0,re}\cos(\varphi_0) - U_{0,im}\sin(\varphi_0) \end{aligned} \quad (2.5)$$

Vil man fra MaSta til TranSta blir ligningene slik:

$$\begin{aligned} U_{p,re} &= \cos(\varphi_{ref} - \varphi_0)u_d - \sin(\varphi_{ref} - \varphi_0)u_q \\ U_{p,im} &= \sin(\varphi_{ref} - \varphi_0)u_d + \cos(\varphi_{ref} - \varphi_0)u_q \\ U_n &= 0 \\ U_0 &= 0. \end{aligned} \quad (2.9)$$

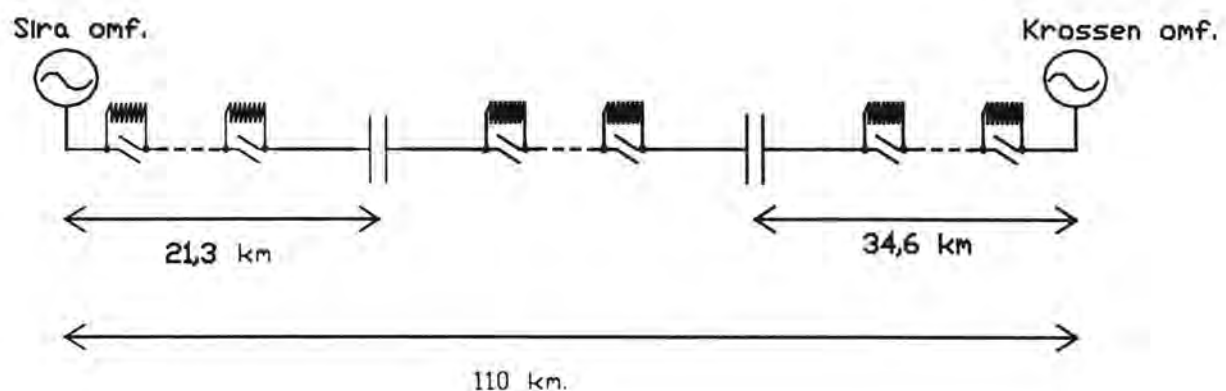
Der  $\varphi_0$  og  $\varphi_{ref}$  er som beskrevet tidligere.

## 3. Teori

### 3.1 Kort beskrivelse av NSBs banestrømforsyning

NSB bruker per i dag et 16,5 kV 16 2/3 Hz system for å levere den elektriske effekten til togene. For å omforme 50 Hz spenning og strøm, brukes det omformere for å generere den rette frekvensen. Ut fra omformeren blir spenningen transformert opp til 16,5 kV som er spenningen på kontaktledningen. Togene tar ut den ønskelige effekten fra nettet via pantografen (strømvtager). Returstrømmen går som regel i skinnene, men enkelte plasser er det egen returledning, for å få returstrømmen til å gå i skinnene eller returledning er det plassert sugetransformatorer ved ca hver tredje kilometer. Ved stasjoner er det alltid returledning. NSBs kontaktledningsanlegg består av 100 mm<sup>2</sup> CU kontaktråd og 50 mm<sup>2</sup> CU bæreline.

På banestrekningen Sira - Krossen var det inntil slutten av august 1996 to kondensatorbatterier, men bare det ene var i drift. På denne strekningen har NSB hatt pendlingsproblemer når begge kondensatorbatteriene var innkoblet. I både Sira- og Krossen omformerstasjon er det roterende frekvensomformere med ytelse 2 x 5,8 MVA. Avstanden mellom omformerstasjonene er 110 km og skjematisk fremstilling av nettet er vist under i figur 3.1.



Figur 3.1 Prinsipiell skisse av banestrekningen Sira - Krossen

#### 3.1.1 Beskrivelse av kondensatorbatteri

[3]

På enkelte banestrekninger er overføringsevnen forsterket med kondensatorbatterier. Disse er satt inn i serie for å heve spenningen og dermed minske effekttapene i linjen. For å unngå at

trekkaggregatets strømvtager skal kortslutte kondensatorbatteriet ved passering er det lagt inn en dødseksjon. En dødseksjon er et parti av kjøreledningen som er spenningsløs.

Kondensatorbatteriene mellom Sira og Krossen er hver på  $9 \Omega$ , og et er plassert som i figur 3.1. Kondensatorbatteriene er dimensjonert slik at det blir en kompenseringsgrad på mellom 73 % og 83 %. På denne banestrekningen er det en reaktans i linjen på  $21 \Omega$  og kompenseringsgraden blir da:

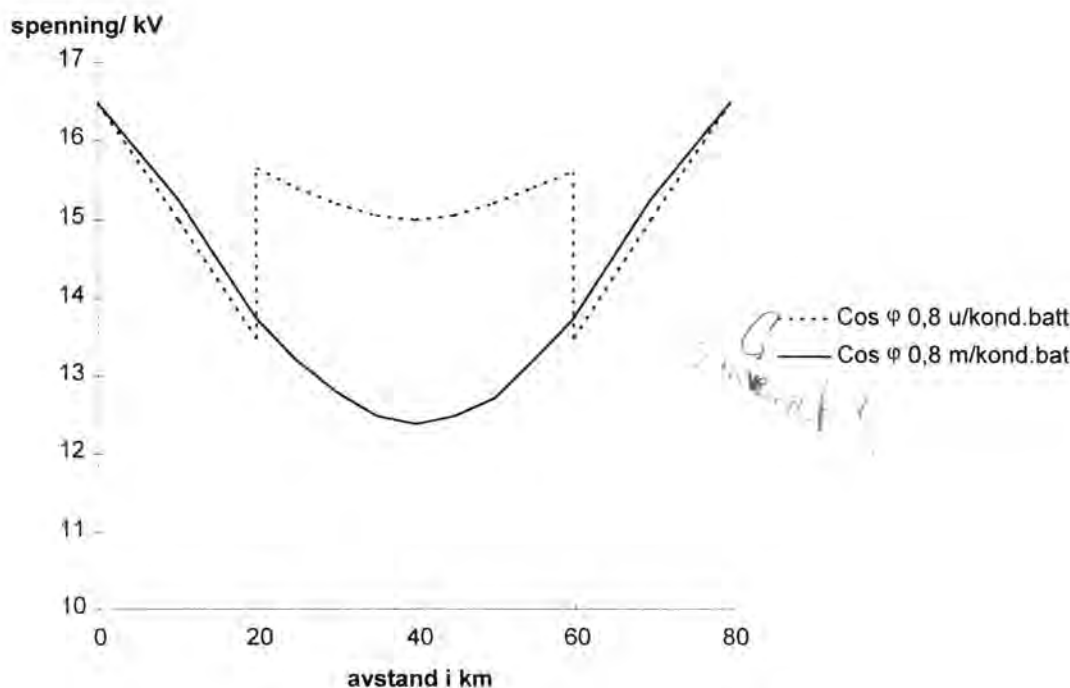
$$\frac{X_c}{X_{linje}} = \frac{2 \cdot 9}{23} = 0,78 = 78\% \quad (3.1)$$

**Fordeler med seriekondensatorer:**

For trekkaggregater med  $\cos \varphi$  under 1,0 blir spenningen på kontaktledningen hevet med inntil 2 kV. Dette fører til at strømmen blir lavere ved likt effektuttak og overføringstapene blir redusert.

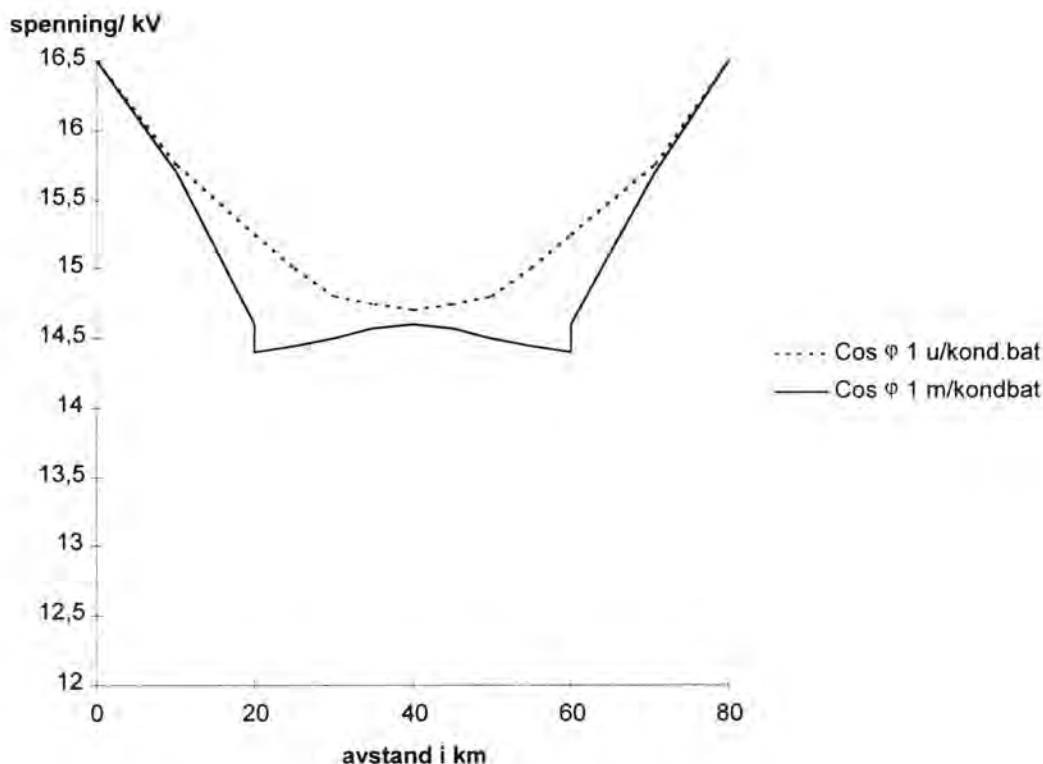
NSB har foretatt beregninger ved  $\cos \varphi = 0,8$  og  $\cos \varphi = 1$  for å vise spenningsforhold og tap i kontaktledningsanlegget som funksjon av lastplassering, der lasten er på 7 MVA.

Linjeimpedansen er  $Z = 0,21 + j21 \Omega / \text{km}$  og kondensatorbatteriene som er plassert ved 20 og 60 km.



Figur 3.2 Spenning som funksjon av plassering

Figur 3.2 viser hvordan spenningen varierer som funksjon av lastplassering, der lasten har en  $\cos \varphi = 0,8$ . Grafen viser at det blir en spenningsheving på 2,6 kV midt mellom kondensatorbatteriene, og har følgelig en positiv effekt på driftsituasjonen.

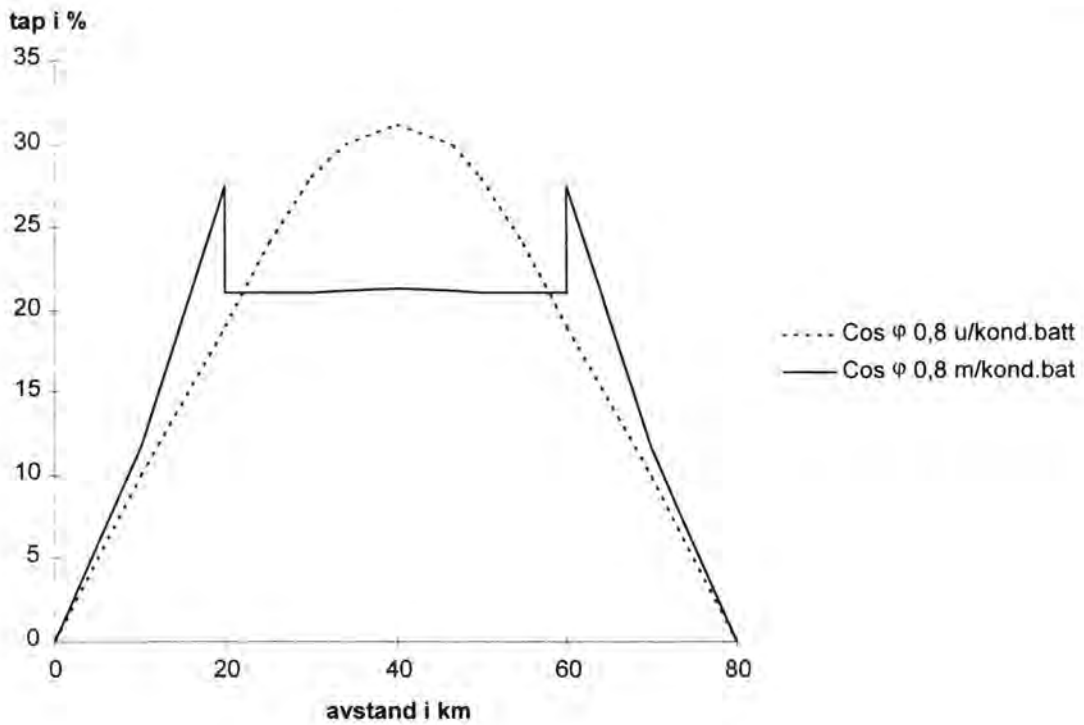


Figur 3.3 Spenning som funksjon av plassering

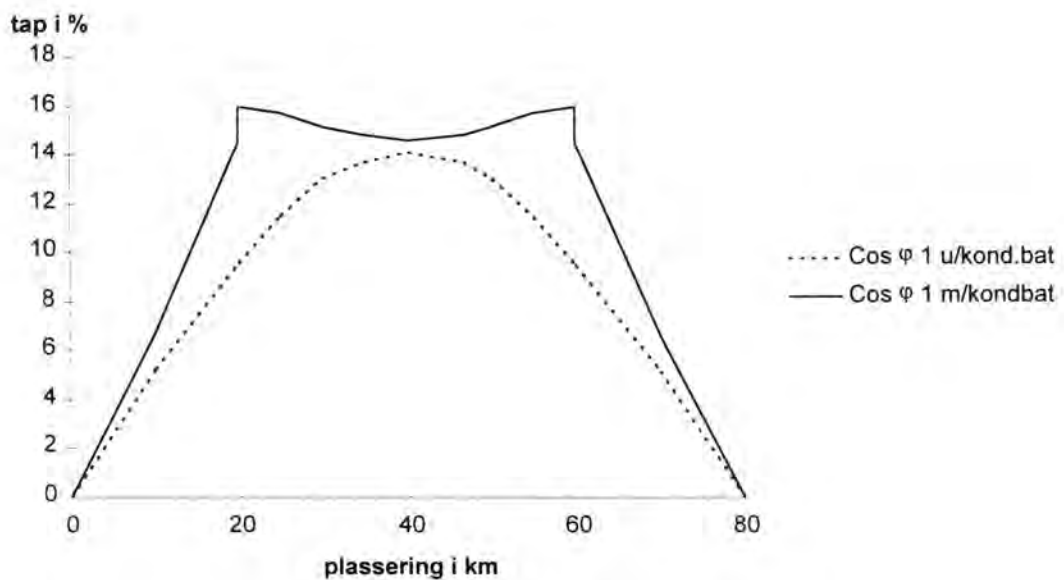
Forskjellen mellom figur 3.2 og 3.3 er at  $\cos \varphi$  har økt fra 0,8 til 1,0, og det oppnås nå motsatt av intensjonen med kondensatorbatteriet. Spenningen er nå lavere, midt på linjen, enn om man ikke hadde brukt seriekompensering.

NSB har også sett på tap som funksjon av lastplassering, betingelsene er forøvrig de samme som beskrevet tidligere.

Figurene på neste side viser hvordan tapene i % (av 7 MVA) varierer som funksjon av lastplassering, ved henholdsvis  $\cos \varphi = 0,8$  i figur 3.4 og  $\cos \varphi = 1$  i figur 3.5



Figur 3.4 Tap i % som funksjon av plassering



Figur 3.5 Tap i % som funksjon av plassering

**Ulemper med seriekondensatorer:**

Med det nye trekkmateriellet NSB benytter med  $\cos \phi$  tilnærmet lik en vil man få høyere tap i linjen som figur 3.5 viser. Det kan også være opphav til SSR-problemer.

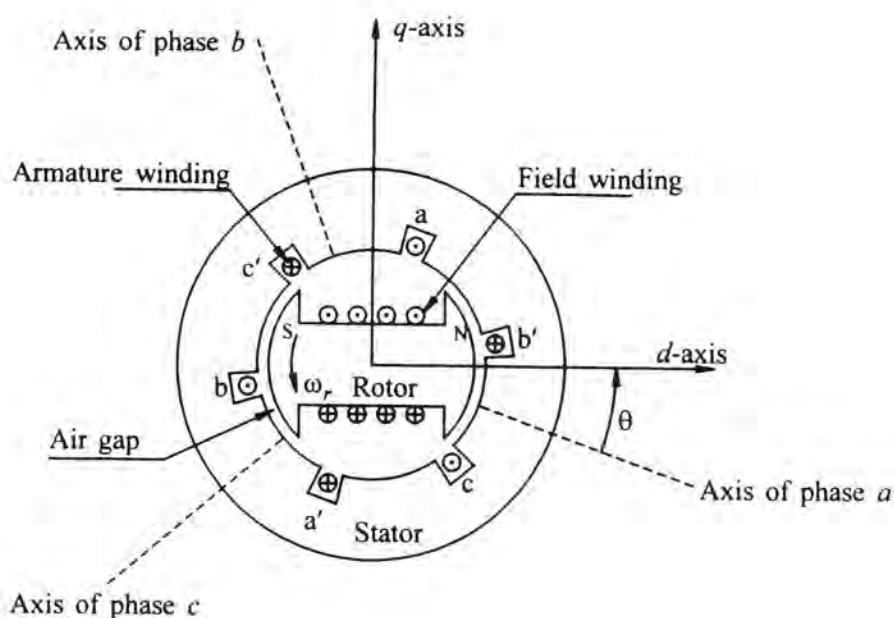
## 3.2 Synkronmaskinen

[4], [5]

### 3.2.1 Omformermotoren

I dette delkapittelet vil man gå kort inn på oppbyggingen av synkronmaskiner generelt, og så vinkle det inn mot motorene i NSBs roterende frekvensomformere spesielt.

Figur 3.6 viser skjematisk et snitt av en trefase synkronmaskin med ett par feltpoler. Maskinen består av to essensielle deler: felt og anker. Feltviklingen er påtrykt likespenning og produserer et magnetfelt som inducerer vekselspanning i ankerviklingen.



Figur 3.6 Skjematisk tegning av en trefase synkronmaskin

#### 3.2.1.1 Oppbygging av anker og feltkrets

Ankerviklingen er påkjent en vesentlig høyere spenning enn feltviklingen og trenger derfor større isolasjonsavstand. De blir også påkjent høye transiente strømmer og må derfor ha en tilstrekkelig mekanisk styrke. Det er derfor vanlig å plassere ankerviklingen på stator. Antallet feltpoler er bestemt av den mekaniske hastigheten til rotor og den elektriske frekvensen til statorstrømmen. Når ankerviklingen fører en symmetrisk trefase strøm vil den sette opp et magnetfelt i luftgapet som roterer med synkron hastighet. Feltet som blir satt opp av likestrømmen i feltviklingen derimot, roterer med rotoren. For å kunne produsere et jevnt

moment må feltene til henholdsvis stator og rotor rotere med samme hastighet. Derfor vil rotoren rotere nøyaktig med synkron hastighet.

Synkron hastighet er gitt av

$$n = \frac{120f}{p_f} \quad (3.2)$$

der  $n$  er hastigheten i omdr/min,  $f$  er frekvensen i Hz, og  $p_f$  er antall feltpoler. Motorene i NSBs omformeraggregater har tolv poler. Ankerviklingene blir da konstruert slik at de ligger forskjøvet 20 mekaniske grader rundt stator, man vil da med et uniformt roterende magnetisk felt få induisert spenninger som er 120 elektriske grader forskjøvet i stator.

Rotor er utstyrt med dempeviklinger i form av kobber eller messing staver innlagt i polhodene. Stavene er kortsluttet i endene ved hjelp av kobber-ringer slik at de danner et bur tilsvarende det man finner i asynkronmaskiner. For NSBs transportable omformeraggregater Q38/Q39 er dempeviklingen delt inn i fire segmenter som er sammenkoblet i pollukene med fleksible forbindelser og forankret i rotorakslingen for å minske de mekaniske kreftene som virker på dempestavene [6]. Dempeviklingene er ment å dempe ut hastighetspendlinger gjennom å sette opp et felt som motvirker forandringer i luftgapsfluksen.

Maskiner med mer enn ett par feltviklinger har statorviklinger med tilsvarende antall poler. For å forenkle analyseringen, antas det i modellen (kap 3.3) kun ett par poler, siden forholdene vil være tilsvarende for flere polpar. Av den grunn blir vinkler normalt oppgitt i elektriske radianer eller grader. Vinkelen som dekkes av et polpar er  $2\pi$  radianer eller 360 elektriske grader. Forholdet mellom vinkelen  $\theta$  i elektriske enheter og den tilsvarende vinkelen  $\theta_m$  i mekaniske enheter er

$$\theta = \frac{p_f}{2} \theta_m \quad (3.3)$$

### 3.2.2 Omformergeneratoren

Generatorene i NSBs roterende frekvensomformere er enfase synkrongeneratorer. Siden man ønsker en frekvens på strømmen i stator på  $16^{2/3}$  Hz og rotorhastigheten er gitt av motorens hastighet, gir formel (3.2) at man må ha fire poler i generatoren. Altså en tredjedel av antall poler i motoren.



### 3.3 Matematisk modell av synkronmaskinen

[5]

Synkronmaskiner kan modelleres med varierende grad av kompleksitet, avhengig av i hvilken sammenheng modellen skal benyttes. En stor forskjell mellom modellene ligger i den detaljeringsgraden man benytter for å beskrive rotorviklingene med. For SSR analyser viser erfaringen [4] at rimelige resultater kan oppnås ved å definere to rotorviklinger i hver av to akser som står vinkelrett på hverandre, nemlig d og q aksene.

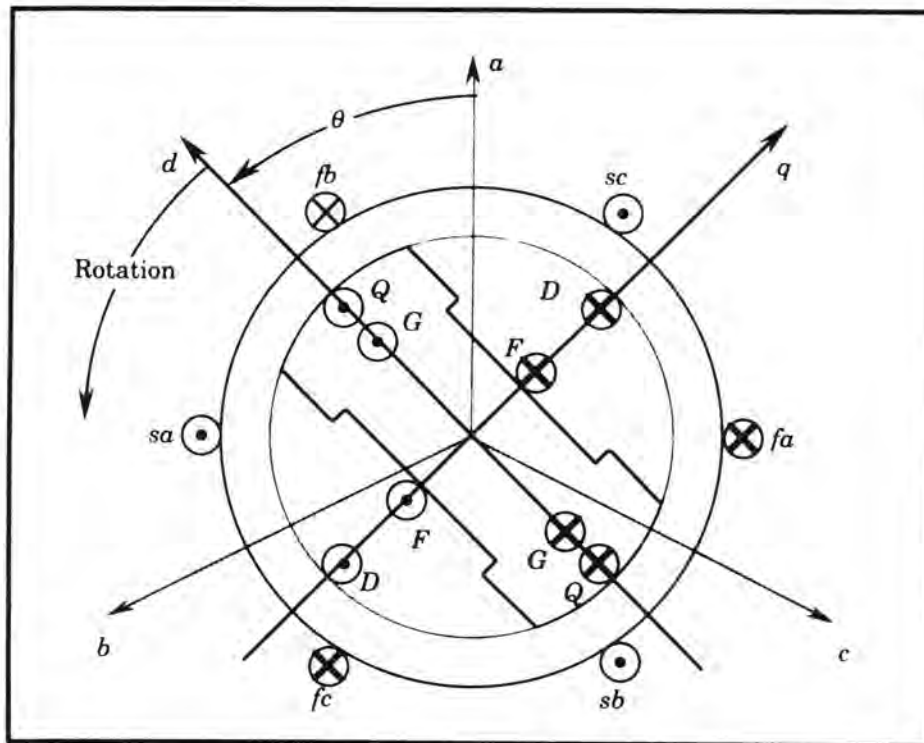
Maskiner med utpregede poler har ikke-uniformt uniformt luftgap. Den magnetiske reluktansen er lav langs polene og høy mellom polene. Man får da posisjons-, og dermed tidsvarierende induktanser. Systemet blir derfor svært ulineært og vanskelig å analysere. Man benytter av den grunn et koordinatsystem som er referert til rotorposisjonen, med en akse i polretningen kalt d-aksen og en akse vinkelrett på d-aksen, kalt q-aksen. Fordelen med dette systemet er at luftgapene i de to aksene, og dermed induktansene, er posisjonsuavhengige og konstante. Man vil i kapittel 1.3 vise overgangen fra tidsvarierende induktanser til d- q- akser.

#### 3.3.1 Maskin induktansene

Fluksforslyngningene for synkronmaskinen er definert ved selv,- og gjensidig induktansen til viklingene. Figur 2.1 viser et tverrsnitt av generatorviklingene, det er gjort følgende forutsetninger:

1. Flukstettheten sett fra statorlederne kan sees på som sinusformet. I virkeligheten vil flukstettheten i maskinens omkrets kun være tilnærmet sinusformet.
2. Den induserte emk i hver fase blir representert som om den er satt opp av en ekvivalent enkelt spole for den fasen, som vist i figur 3.7. Den virkelige maskinen har mange spoler i hver fase. Representasjonen med en enkelt spole må sees på som en samlet effekt av de mange faseviklingene i hver fase.
3. To ekvivalente rotorkretser er representert i hver akse i rotoren, F og D i d-aksen, og G og Q i q-aksen, med positiv strømretning i som retningen som gir positiv magnetisering av de definerte d- og q- aksene.
4. Positiv rotasjonsretning og retningen til d- og q- aksene er definert i samsvar med IEC Standard 34-10 (1975) og IEEE Std. 100-1984.

I dette kapittelet vil man sette opp et matematisk uttrykk for selv,- og gjensidig induktans til de sju kretsene som synkronmaskinen i fig.3.7 består av



Figur 3.7 Snitt av synkronmaskinen som viser plasseringen av de ekvivalente spolene i stator og rotor.

### 3.3.1.1 Statorens selvinduktanser

Selvinduktansen til statorspolene er definert som

$$L_{aa} = L_s + L_m \cos 2\theta \quad [H]$$

$$L_{bb} = L_s + L_m \cos 2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad [H]$$

$$L_{cc} = L_s + L_m \cos 2\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad [H] \quad (3.4)$$

der

$$L_s > L_m$$

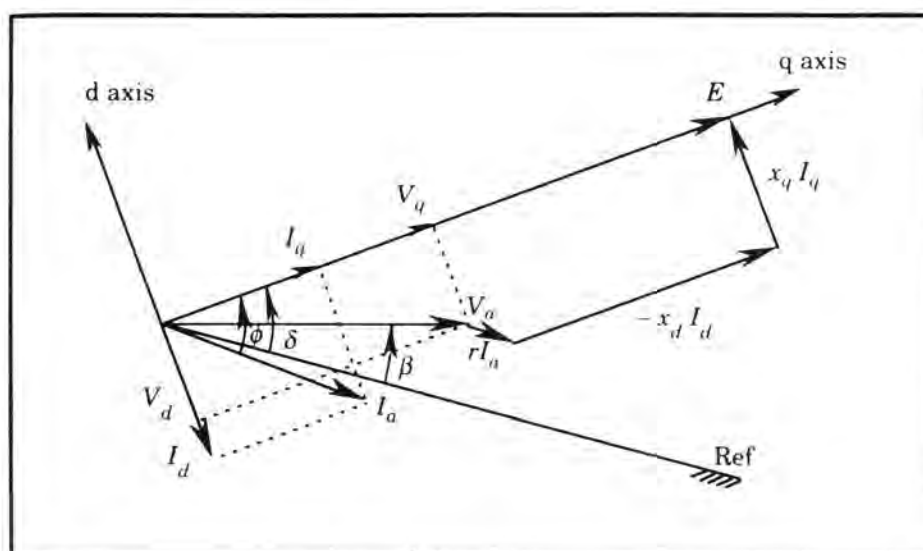
og

$\theta$  = Rotorutslag i mekaniske radianer

$$\theta = \omega_B t + \delta + \frac{\pi}{2}$$

og hvor  $\omega_B$  er merke vinkelfrekvensen og  $\delta$  er vinkelen målt fra en synkront roterende referanse til q-aksen. Denne vinkelen og andre viktige parametre for asynkronmaskinen er vist i viserdiagrammet i figur 3.8 (under).

Legg merke til at begge induktansene på høyre side av (3.4) er konstanter. Den doble frekvensfunksjonen skyldes de utpregede polene, og at selvinduktansen er den samme for både nord og sørpolene i rotoren.



Figur 3.8 Viserdiagram av generatorparametre

### 3.3.1.2 Statorens gjensidige induktanser

Stator til stator gjensidig induktans er påvirket av utpregingen av polene i rotor og derfor en funksjon av rotorposisjonen.

$$L_{ab} = L_{ba} = -M_s - L_m \cos 2\left(\theta + \frac{\pi}{6}\right) \text{ H}$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -M_s - L_m \cos 2\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \text{ H}$$

$$L_{ca} = L_{ac} = -M_s - L_m \cos 2\left(\theta + \frac{5\pi}{6}\right) \text{ H} \tag{3.5}$$

Der  $M_s$  er konstant gjensidig induktans. Legg merke til at dobbel indeks med ulike indekser betyr gjensidig induktanser.

### 3.3.1.3 Rotorens selvinduktanser

Rotor selvinduktansene er konstante. Dette blir indikert ved å forenkle indeksnotasjonen til en enkelt bokstav. Man får da

$$\begin{aligned} L_{FF} &= L_F & H \\ L_{DD} &= L_D & H \\ L_{GG} &= L_G & H \\ L_{QQ} &= L_Q & H \end{aligned} \tag{3.6}$$

### 3.3.1.4 Rotorens gjensidige induktanser

Rotor gjensidig induktansene er enten konstante, eller null på grunn av at de står 90 grader forskjøvet. Man får da

$$\begin{aligned} L_{FD} &= L_{DF} = M_x & H \\ L_{GQ} &= L_{QG} = M_y & H \\ L_{FG} &= L_{GF} = 0 \\ L_{QF} &= L_{FQ} = 0 \\ L_{DG} &= L_{GD} = 0 \\ L_{DQ} &= L_{QD} = 0 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Der  $M_x$  og  $M_y$  er positive konstanter.

### 3.3.1.5 Stator til rotor gjensidig induktans

Stator til rotor gjensidige induktanser kan deles inn i to grupper, de som involverer d-aksen og de som involverer q-aksen. De gjensidige induktansene som involverer d-aksen er gitt av

$$\begin{aligned} L_{aF} &= L_{Fa} = M_F \cos \theta & H \\ L_{bF} &= L_{Fb} = M_F \cos \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & H \\ L_{cF} &= L_{Fc} = M_F \cos \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) & H \end{aligned} \tag{3.8}$$

$$\begin{aligned}
 L_{aD} &= L_{Da} = M_D \cos \theta & H \\
 L_{bD} &= L_{Db} = M_D \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) H \\
 L_{cD} &= L_{Dc} = M_D \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) H
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

der  $M_F$  og  $M_D$  er positive konstanter.

De stator- til- rotor gjensidige induktansene som involverer q-aksen er gitt ved

$$\begin{aligned}
 L_{aG} &= L_{Ga} = M_G \sin \theta & H \\
 L_{bG} &= L_{Gb} = M_G \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) H \\
 L_{cG} &= L_{Gc} = M_G \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) H
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

$$\begin{aligned}
 L_{aQ} &= L_{Qa} = M_Q \sin \theta & H \\
 L_{bQ} &= L_{Qb} = M_Q \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) H \\
 L_{cQ} &= L_{Qc} = M_Q \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) H
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Der  $M_G$  og  $M_Q$  er positive konstanter.

Dermed er alle selvinduktanser og gjensidige induktanser for synkronmaskinen spesifisert.

### 3.3.2 Park transformasjon

Med alle 49 selvinduktanser og gjensidige induktanser definert for de sju kretsene, kan man skrive fluksforslyngningsmatrisen. For å forenkle notasjonen representeres den på matriseform. Siden det er 7 kretser for stator og rotor får man en matrise på  $7 \times 7$  induktans elementer.

Matrisen blir da

$$\begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_G \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aG} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bF} & L_{bD} & L_{bG} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cF} & L_{cD} & L_{cG} & L_{cQ} \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_F & M_X & 0 & 0 \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & M_X & L_D & 0 & 0 \\ L_{Ga} & L_{Gb} & L_{Gc} & 0 & 0 & L_G & M_Y \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & 0 & 0 & M_Y & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_G \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Man kan forenkle notasjonen ved å skrive (3.12) på oppdelt form

$$\begin{bmatrix} \bar{\psi}_{abc} \\ \bar{\psi}_{FD} \\ \bar{\psi}_{GQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{L}_{SS} & \bar{L}_{SD} & \bar{L}_{SQ} \\ \bar{L}_{SD}^T & \bar{L}_{DD} & \bar{0} \\ \bar{L}_{SQ}^T & \bar{0} & \bar{L}_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_{abc} \\ \bar{i}_{FD} \\ \bar{i}_{GQ} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Legg merke til at matrisen (3.13) har en tilnærmet diagonal form og at den lavere høyre delen kun består av konstante matriser. Matrisen i SS posisjonen er avhengig av vinkelutslag,  $\theta$ , og tiden. Man søker en metode for å forenkle denne matrisen, spesielt den tidsvarierende delen i øvre høyre hjørne. Den ønskede forenklingen oppnås ved hjelp av en transformasjon av variable fra a-b-c referanseramme til en ny referanseramme. Denne transformasjonen kalles "Parks Transformasjon" etter R. H. Park.

Metoden for å diagonalisere en matrise antas kjent. Hvis man har en  $n \times n$  matrise  $A$ , eksisterer det en ortogonal matrise  $Q$  slik at

$$D = Q^T A Q \quad (3.14)$$

Er en diagonal matrise  $D$  der elementene er egenverdiene til matrisen  $A$ .

Det kan vises at siden den er ortogonal vil matrisen  $Q$  ha egenskapen  $Q^T = Q^{-1}$ , denne matrisen blir heretter kalt Parks transformasjonen  $P$ .

Med matrisen  $L_{SS}$  i (3.13) som  $A$  matrisen i (3.14) kan matrisen  $P$  utledes til [5]

$$\bar{P} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \\ \sqrt{\frac{2}{3}} \cos \theta & \sqrt{\frac{2}{3}} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sqrt{\frac{2}{3}} \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sqrt{\frac{2}{3}} \sin \theta & \sqrt{\frac{2}{3}} \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sqrt{\frac{2}{3}} \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Slik at

$$\bar{P} L_{SS} \bar{P} = \text{diag}(L_0, L_d, L_q) \quad (3.16)$$

der  $L_0, L_d, L_q$  er egenverdiene til  $L_{ss}$  definert som

$$\begin{aligned} L_0 &= L_s - 2M_s \\ L_d &= L_s + M_s + \frac{3}{2}L_m \\ L_q &= L_s + M_s - \frac{3}{2}L_m \end{aligned} \quad (3.17)$$

For å få matrisen  $L_{ss}$  over på en tidsuavhengig form multipliserer man begge sidene av (3.13) med transformasjonsmatrisen

$$\bar{T} = \begin{bmatrix} \bar{P} & \bar{0} & \bar{0} \\ \bar{0} & \bar{U}_2 & \bar{0} \\ \bar{0} & \bar{0} & \bar{U}_2 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

der

$\bar{U}_2$  = en  $2 \times 2$  enhetsmatrise

$\bar{P}$  = Parks transformasjonsmatrise

Resultet er gitt av

$$\begin{bmatrix} \bar{\Psi}_{0dq} \\ \bar{\Psi}_{FD} \\ \bar{\Psi}_{GQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{P}L_{ss}\bar{P}^{-1} & \bar{P}L_{SD} & \bar{P}L_{SQ} \\ \bar{L}_{SD}^T\bar{P}^{-1} & \bar{L}_{DD} & \bar{0} \\ \bar{L}_{SQ}^T\bar{P}^{-1} & \bar{0} & \bar{L}_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_{0dq} \\ \bar{i}_{FD} \\ \bar{i}_{GQ} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

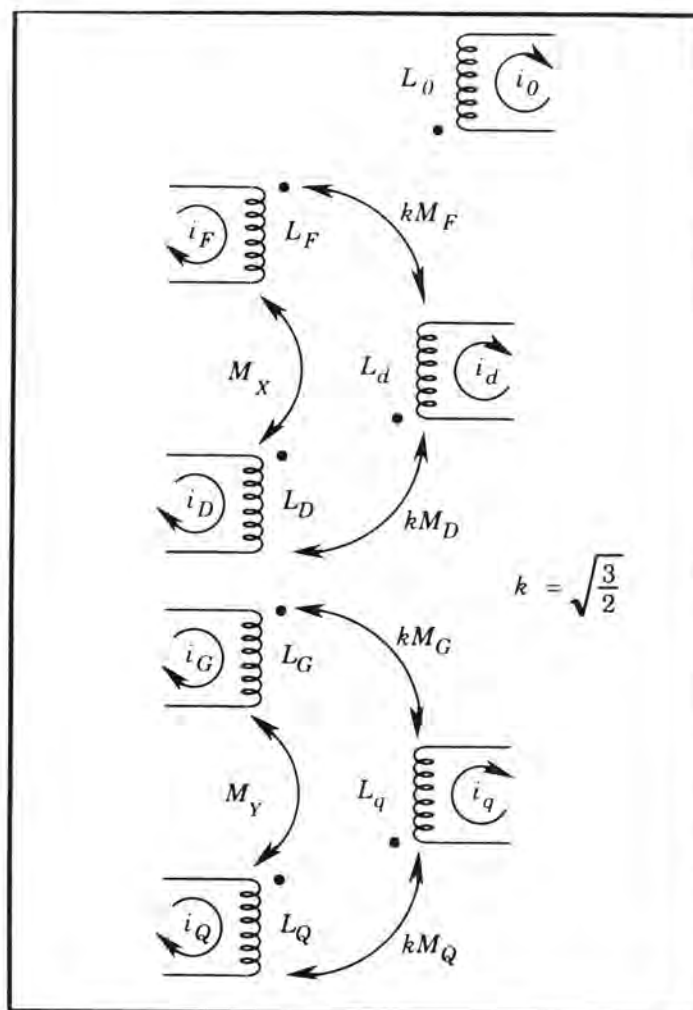
der, pr. definisjon

$$\bar{P}\bar{\Psi}_{abc} = \bar{P} \begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Psi_0 \\ \Psi_d \\ \Psi_q \end{bmatrix} = \bar{\Psi}_{0dq} \quad (3.20)$$

og tilsvarende for strømmer og spenninger.







Figur 3.9 Ekvivalentkrets for de transformerte stator og rotorkretser

### 3.3.2.1 Spenningsligningene

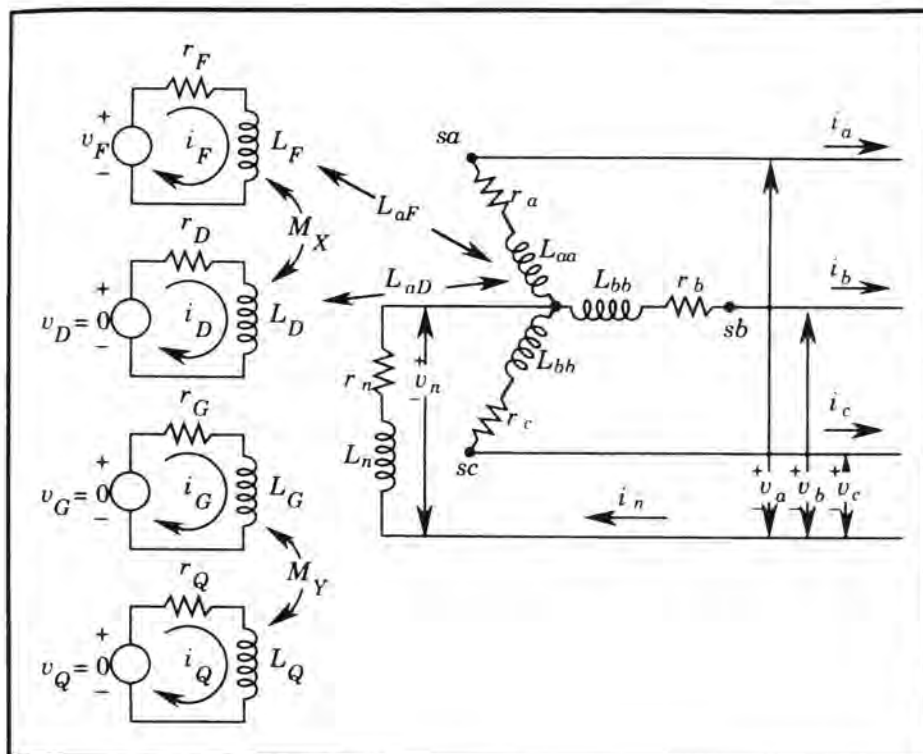
Spenningsligningene til synkrongeneratoren blir utledet med referanse til figur 3.10 Ved å anvende Kirchhoffs lover kan man utlede

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ -v_F \\ -v_D \\ -v_G \\ -v_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & & & & & & & \\ & r_b & & & & & & \\ & & r_c & & & & & \\ & & & r_F & & & & \\ & & & & r_D & & & \\ & & & & & r_G & & \\ & & & & & & r_Q & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_G \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} p\psi_a \\ p\psi_b \\ p\psi_c \\ p\psi_F \\ p\psi_D \\ p\psi_G \\ p\psi_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_n \\ v_n \\ v_n \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad [V] \quad (3.23)$$

Der man har brukt operatoren  $p = d/dt$ . Denne matrisen kan deles opp slik at man får et klart skille mellom stator og rotor

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{abc} \\ \bar{v}_R \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \bar{R}_S & \bar{0} \\ \bar{0} & \bar{R}_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_{abc} \\ \bar{i}_R \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} p\bar{\psi}_{abc} \\ p\bar{\psi}_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{v} \\ \bar{0} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Der indeksen R betegner rotorkretsene og abc eller S betegner statorkretsene.



Figur 3.10 Synkronmaskinekvivalent med abc-representasjon

Man kan transformere stator delen av matrise (3.24) fra abc-referanse til dq0- ved å premultiplisere (3.24) med transformasjonsmatrisen  $\mathbf{T}$  som kan skrives på formen

$$\bar{\mathbf{T}} = \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{P}} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \bar{\mathbf{U}} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

der  $\mathbf{P}$  er Parks transformasjonsmatrise (3.25), og  $\mathbf{U}$  er en  $4 \times 4$  enhetsmatrise. Man får da

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{odq} \\ \bar{v}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{PR}_S \overline{P}^{-1} & \bar{0} \\ \bar{0} & \overline{R}_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_{0dq} \\ \bar{i}_R \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \overline{P} p \overline{\psi}_{abc} \\ p \overline{\psi}_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \overline{P} \bar{v}_n \\ \bar{0} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Man kan så regne ut submatrisene som er funksjoner av  $\mathbf{P}$ . Man kan lett vise at for det praktiske tilfellet der

$$r_a = r_b = r_c \quad (3.27)$$

vil

$$\overline{PR}_S \overline{P}^{-1} = \mathbf{R}_S \quad (3.28)$$

Man kan også regne ut

$$\overline{P} \bar{v}_n = - \begin{bmatrix} 3r_n i_0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 3L_n p i_0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \bar{v}_{n0} \quad (3.29)$$

der man har gitt resultatet et nytt variabel navn for enkelhetens skuld.

Uttrykket  $\mathbf{P}(p\psi_{abc})$  i formel (3.26) trenger en grundigere behandling. Fra definisjonen av Parks transformasjon har man

$$\psi_{0dq} = \mathbf{P} \psi_{abc} \quad (3.30)$$

regner ut den tidsderiverte av (3.30) til

$$p\psi_{0dq} = \mathbf{P}(p\psi_{abc}) + (p\mathbf{P})\psi_{abc} \quad (3.31)$$

hvis man omarrangerer

$$\mathbf{P}(p\psi_{abc}) = p\psi_{0dq} - (p\mathbf{P})\psi_{abc} = p\psi_{0dq} - (p\mathbf{P})\mathbf{P}^{-1}\psi_{0dq} \quad (3.32)$$

Nå kan man vise at

$$(\mathbf{p}\bar{\mathbf{P}})\bar{\mathbf{P}}^{-1} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\omega \\ 0 & \omega & 0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Så definerer man hastighets spenningsvektoren  $\mathbf{v}_\omega$  til

$$\bar{\mathbf{v}}_\omega = (\mathbf{p}\bar{\mathbf{P}})\bar{\mathbf{P}}^{-1}\bar{\Psi}_{0dq} = \begin{bmatrix} 0 \\ -\omega\Psi_q \\ \omega\Psi_d \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

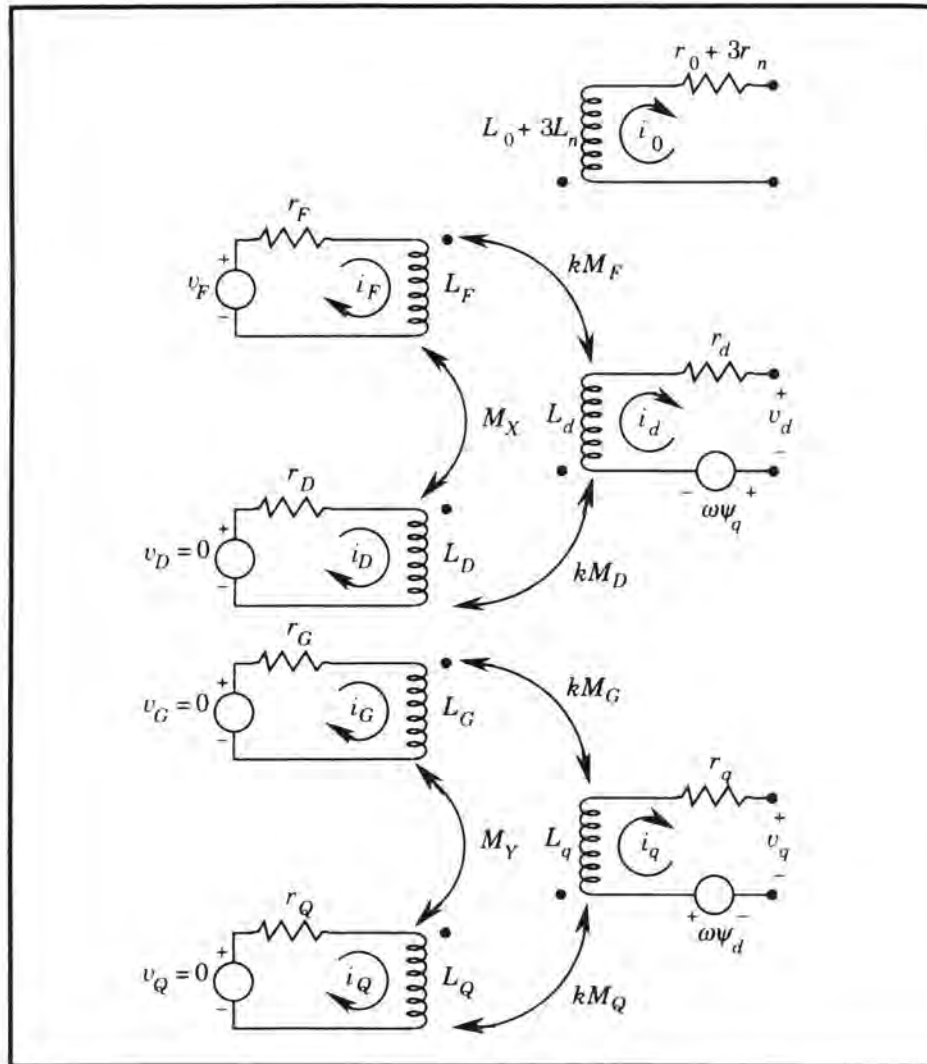
Legg merke til at det ikke er noen hastighets spenning i null system nettverket. Man kan nå skrive (3.32) på formen

$$\mathbf{P}(\mathbf{p}\Psi_{abc}) = \mathbf{p}\Psi_{0dq} - \mathbf{v}_\omega \quad (3.35)$$

og (3.33) blir nå på formen

$$\begin{bmatrix} \bar{\mathbf{v}}_{0dq} \\ \bar{\mathbf{v}}_R \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{R}}_S & \bar{\mathbf{0}} \\ \bar{\mathbf{0}} & \bar{\mathbf{R}}_R \end{bmatrix} \quad (3.36)$$





Figur 3.11 Ekvivalentkrets av synkronmaskinen i dq0- representasjon

Denne kretsen er mye enklere enn kretsen i Figur 3.9. Legg merke til at induktansene er konstante. Dessuten at nullsystem nettverket er fullstendig dekoblet, og kan neglisjeres når man betrakter et symmetrisk system. Prisen man betaler for denne forenklingen er introduksjonen av hastighets-spennings ligninger, som i krets skjemaet er representert med kontrollerte kilder. Dette er viktig. D- og q- aksene er ikke egentlig dekoblet på grunn av hastighets-spennings uttrykkene. D- aksens hastighets-spenning avhenger av strømmene i q-aksen, og omvendt. Disse spenningene avhenger også av hastigheten på akslingen,  $\omega$ , som ikke er konstant under transiente forhold. Det betyr at hastighets-spennings leddene er ulineære.

De påtrykte spenningene i rotor er vanligvis null med unntak for feltspenningen.

### 3.4 Subsynchron resonans

[4], [7]

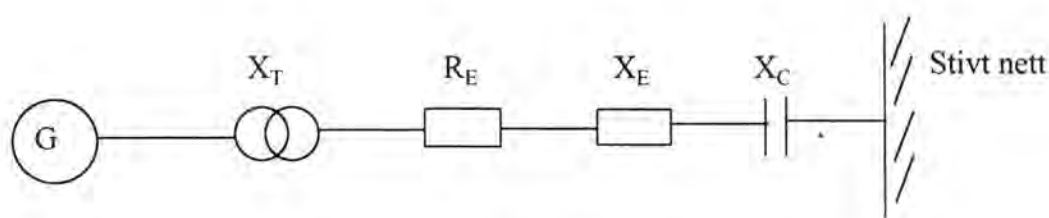
Fenomenet subsynchron resonans (SSR) opptrer hovedsakelig i seriekondensator-kompenserte overføringslinjer. Første gang SSR problemer oppsto var i 1970. Det resulterte i brudd i turbin-generator akslingen ved Mohave verket i det sørlige California. Det var ikke før akslingen røk for andre gang i 1971 at den virkelige grunnen til bruddene ble fastslått å være subsynchron resonans. Etter dette har det vært stor interesse omkring SSR i forskermiljøer og i den elektrotekniske industrien.

Før vi ser nærmere på SSR fenomenet skal vi se på hvordan et seriekondensator-kompensert system oppfører seg, og muligheten til ustabile subsynkrone oscillasjoner.

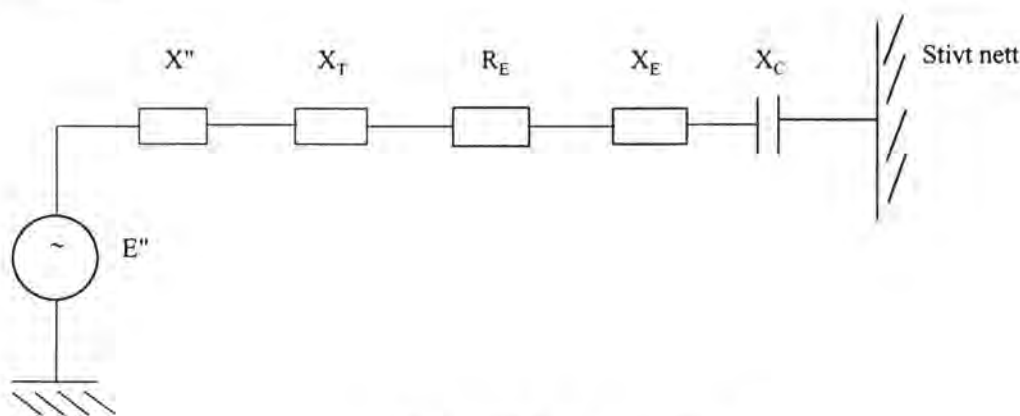
#### 3.4.1 Seriekondensator-kompenserte transmisjons systemer

I et ukompensert transmisjons system vil feil og andre forstyrrelser resultere i dc offset komponenter i generator stator viklingene. Disse strømmene vil på grunn av fordelte viklinger i stator resultere i en komponent av luftgapmomentet med en frekvens lik synkronfrekvensen. I tilfelle usymmetriske feil vil den negative fasefølge komponenten av stator strømmen resultere i en komponent i luftgapmomentet på 2ganger synkronfrekvensen. Det er derfor nødvendig å unngå å ha noen av torsjons-svingemodiene veldig nær synkron, eller 2ganger synkron frekvens.

I seriekondensator-kompenserte transmisjonssystemer, kan situasjonen bli veldig annerledes. Anta, for eksempel, et enkelt radial system vist i figur 3.11(a). I dette tilfellet vil man, i stedet for en dc komponent av feilstrømmen, få en offset strømkomponent med en frekvens lik egenfrekvensen ( $\omega_0$ ), gitt av kretsens induktans og kapasitans.



Figur 3.12 (a) Skjematisk diagram



Figur 3.12 (b) ekvivalentkrets

Ved beregninger på subsynkron resonans er det vanlig å benytte forenklet subtransient generatormodell det vil si den subtransiente spenningen bak en subtransient reaktans. Systemets egenfrekvens kan finnes som

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{\omega_0}{\sqrt{(\omega_0 L)(\omega_0 C)}} = \omega_0 \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad [\text{rad/s}] \quad (3.39)$$

Eller

$$f_n = f_0 \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad [\text{Hz}] \quad (3.40)$$

Der  $f_0$  er synkron frekvensen i Hz, og  $\omega_0 = 2\pi f_0$  rad/s.

Strømkomponentene i generatorens statorviklinger med frekvens  $f_n$  induserer rotorstrømmer (og dermed moment) med Slippfrekvens ( $f_0 - f_n$ ) Hz. Tabell 3.1 viser egen og slippfrekvensen som funksjon av kompenseringsgraden for et nett med  $16^{2/3}$  Hz. Med kompenseringsgraden menes i dette tilfelle forholdet mellom kapasitiv reaktans og total induktiv reaktans i hele nettverket.

I praksis vil den frekvensavhengige karakteristikken til den effektive impedansen i et nett være kompleks, og en mer detaljert systemrepresentasjon er nødvendig. Et frekvens-scanning program som for eksempel finnes i SimPow kan benyttes for å bestemme impedansen.

Den subsynkrone egenfrekvensen ( $f_n$ ) til nettverket og frekvensen til de tilhørende induserte rotorstrømmene (og moment) sies å være komplementære siden summen av dem er lik synkronfrekvensen. Et seriekondensator-kompensert transmisjons-system kan gi stående eller negativt dempede oscillasjoner på grunn av to mekanismer: (a) selveksitasjon på grunn av asynkrongenerator effekt og (b) samvirkning med torsjonsoscillasjoner.

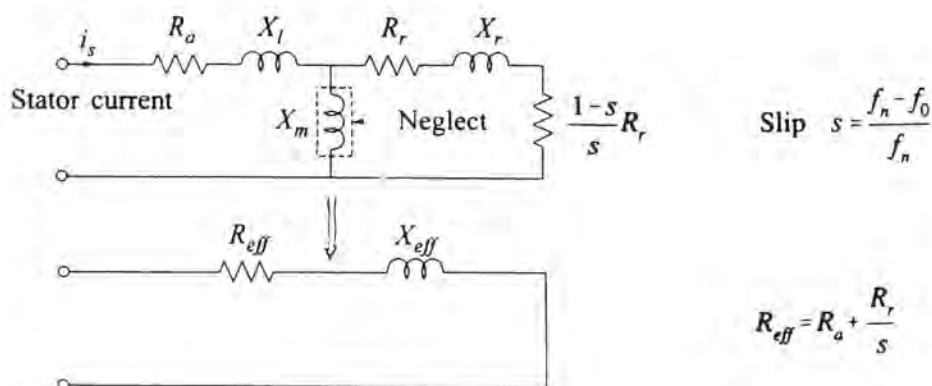


Tabell 3.1 egenfrekvens som funksjon av kompensering

Prosent kompensering ( $X_c/X_l$ )x100 (%)	Egenfrekvens $f_n$ (Hz)	Slippfrekvens $16^{2/3} - f_n$ (Hz)
20	7.45	9.21
30	9.13	7.54
40	10.54	6.13
50	11.79	4.88
60	12.91	3.76
70	13.94	2.72
80	14.91	1.76
90	15.81	0.86

### 3.4.2 Selveksitasjon grunnet asynkrongeneratoreffekt.

Figur 3.8 er en forenklet modell av en synkrongenerator som er nyttig for å forklare subsynkrone fenomener. Effekten av utpregede poler er sett bort fra og maskinen er representert med en ekvivalent krets som er lik ekvivalenten for asynkronmotorer. Virkningene av rotorkretsene er slått sammen og representert med en enkel krets med en resistans  $R_r$ , og en lekkreaktans  $X_r$ . De elektriske parametrene ved synkron frekvens er sett bort fra, og kun effekten av den subsynkrone frekvensen er tatt med i modellen.



Figur 3.13 Forenklet ekvivalentkrets for synkronmaskin som kan benyttes på subsynkrone frekvensstørrelser.

Siden  $f_n < f$ , vil slippfrekvensen  $s$  bli negativ, og rotoren oppfører seg på mange måter lik en asynkronmaskin som går med oversynkron hastighet. Avhengig av  $f_n$ , kan resulterende resistans  $R_{eff}$  bli negativ. Ved en høy grad av kompensering kan denne negative resistansen bli større enn resistansen i nettverket, slik at man får en RLC krets med negativ resistans. Slike forhold vil resultere i selveksitasjon som gir elektriske oscillasjoner av uakseptable nivåer. Tendensen til ustabilitet på grunn av asynkrongeneratoreffekt minsker ved å øke resistansen i nettverket, og ved å sørge for lav rotor resistans for eksempel ved å sørge for en god dempevikling i polhodet.

Denne formen for selv-eksitasjon er et rent elektrisk fenomen og er ikke avhengig av torsjons karakteristikken til akslingen mellom motor og generator.

### 3.4.3 Torsjons svingninger

Hvis komplementærverdien til egenfrekvensen, det vil si synkronfrekvensen minus egenfrekvensen, for nettverket er i nærheten av en torsjonsfrekvens for motor - generator akslingen, kan torsjonsvingninger bli eksitert. Under slike forhold kan en liten spenning, induisert av rotoroscillasjoner resultere i store subsynkrone strømmer. Denne strømmen vil produsere en oscillatorisk komponent i rotormomentet med en faseforskyvning slik at den forsterker rotoroscillasjonene. Når dette momentet er større enn det som oppstår på grunn av mekanisk demping, vil det koblede elektromekaniske systemet oppleve voksende oscillasjoner.

Subsynkron resonans er slik en tilstand der den subsynkrone komplementærverdien til egenfrekvensen av et seriekondensator kompensert nettverk tilknyttet en synkrongenerator, ligger i nærheten av (en av) akslingens torsjonsfrekvenser. Som resulterer i en sterk kobling mellom det elektriske og det mekaniske systemet. Konsekvensene av subsynkron resonans kan bli farlige. Hvis torsjonsvingningene bygger seg opp, vil akslingen knekke, med de store konsekvenser det medfører. Selv om oscillasjonene ikke er ustabile kan systemforstyrrelser resultere i akslingskrefter med høy amplitude og øke faren for tretthetsbrudd i akslingen.

Det må nevnes at subsynkron resonans først og fremst kan være et problem med gass/damp turbin drevne generatorer, der akslingen får en slik lengde at torsjonsfrekvensene blir lave nok til at man kan få sammenfall med komplementærverdien av egenfrekvensen.

## 4. Simuleringer og beregninger

### 4.1 Beregninger

#### 4.1.1 Undersøkelse av $R_r$ i benchmarkmodellen

For å undersøke om verdier på  $R_r$  oppgitt i [8] er gyldige for benchmarkmodellen, har vi beregnet  $R_r$  i benchmarkmodellen.

Man antar i denne beregningen at man ved stående pendlinger med konstant amplitude har en udempet krets, det vil si total resistans i kretsen er lik 0. Man får da følgende uttrykk for resistansen i kretsen

$$\frac{R_r}{s} = R_{\text{nett}} + R_a \quad (4.1)$$

$R_{\text{nett}}$  er oppgitt til

$$R_{\text{nett}} = 18.5 + 3.5 = 22\Omega \quad (4.2)$$

omregnet til global pu på grunnlag av  $U_N = 500$  kV,  $S_N = 100$  MVA

$$R_{\text{nett}} = 0.0088 \quad (4.3)$$

Sakkingen  $s$  er gitt av synkronfrekvensen og nettets egenfrekvens  $f_0$ .

$$s = \frac{f_0 - f}{f_0} \quad (4.4)$$

Den observerte pendlingen, se vedlegg V.1.9, har en avlest frekvens på 5.5 Hz. Egenfrekvensen til nettet kan da finnes som komplementærverdien gitt av

$$f_0 = f - 5.5 = 54.5 \text{ Hz} \quad (4.5)$$

Man finner ved hjelp av (4.4) da en verdi for sakkingen

$$s = -0.102$$

Ankeresistansen  $R_a$  er oppgitt til

$$R_a = 0.0045 \text{ pu lokalt}$$

med en lokal  $S_N$  for generatoren på 600 MVA og en global  $S_N$  lik 100 MVA blir  $R_s$  regnet ut til

$$R_s = 0.00075 \text{ pu globalt.}$$

Man kan da finne en verdi for  $R_r/s$  gitt av formel (4.1) lik

$$R_r = 0.000974 \text{ pu global} \quad (4.6)$$

Omregnet til lokal pu- verdi får man

$$R_r = 0.6 \% \quad (4.7)$$

I forhold til verdier oppgitt i [8] er denne verdien litt mindre enn det som er vanlig, men den er beregnet med en svært usikker metode. Verdien er allikevel i området rundt de anbefalte 1 -2 %.

#### 4.1.2 Teoretisk beregning av $R_r$ i omformergenerator

I en del litteratur [8], [ anbefales en rotor resistans på 2 % med en korreksjonsfaktor for usymmetri på 1.7 - 2. Slik at man får en samlet rotor resistans på 2 - 4 %.

Man kan da beregne forventet negativ rotor resistans som følge av asynkrongeneratoreffekt ved en gitt pendling på 2 Hz. Basisimpedansen for et omformeraggregat på 4,0 MVA og 4 KV er

$$Z_{\text{base}} = \frac{U_N^2}{S_N} = \frac{4^2}{4} = 4\Omega \quad (4.8)$$

Ser i første omgang bort fra korreksjonsfaktoren, og benytter en verdi for  $R_r$  på 2 %, man får da

$$R_r = 80 \text{ m}\Omega \quad (4.9)$$

Den observerte pendlingsfrekvensen er på ca. 2 Hz som gir en sakking  $s$  på

$$s = \frac{f_0 - f}{f} = -\frac{2}{14.67} = -0.136 \quad (4.10)$$

Den negative resistansen man kan få blir da

$$\frac{R_r}{s} = -0.588 \text{ (ref. 4 KV)} \quad (4.11)$$

I generatormodellen inngår også stator resistansen som er oppgitt av ABB til 1.75 % for omformersett nr Q38/Q39. Stator resistansen blir da

$$R_a = Z_{\text{base}} \cdot R_a(\text{pu}) = 4 \cdot 0.0175 = 70 \text{ m}\Omega \quad (\text{ref. 4 kV}) \quad (4.12)$$

Total generator resistans blir

$$R_{\text{eff}} = R_a + \frac{R_r}{s} = 0.07 - \frac{0.08}{-0.135} = -0.523 \quad (4.13)$$

Omregnet til 16 kV siden blir det

$$R_{\text{eff}} = 0.523 \cdot n^2 = -0.523 \cdot 16 = -8.36 \Omega \quad (4.14)$$

Man ser at den effektive negative resistansen for generatoren kan bli stor. Hvis man antar en korreksjonsfaktor på  $k_2 = 2$  og gjennomfører samme regnestykke som over blir  $R_{\text{eff}} = 17.84 \Omega$ .

De nøyaktige verdier for  $R_r$  og  $k_u$  har ikke vært mulig å fremskaffe men det må antas at de verdier som er benyttet over er tilnærmet riktige.

### 4.1.3 Beregning av torsjonsfrekvensen til motor-generatorsettet

For å beregne torsjonsfrekvensen for motor-generatorsettet tar man utgangspunkt i Newtons bevegelsesligning

$$J \frac{d^2 \bar{\theta}}{dt^2} + D \frac{d\bar{\theta}}{dt} + K_T \bar{\theta} = 0 \quad (4.15)$$

Der

$$\bar{\theta} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix}, \quad \bar{I} = \begin{bmatrix} I_1 & 0 \\ 0 & I_2 \end{bmatrix}, \quad \bar{D} = \begin{bmatrix} d_1 & 0 \\ 0 & d_2 \end{bmatrix}, \quad K_T = \begin{bmatrix} k_T & -k_T \\ k_T & -k_T \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Udempet resonansfrekvens ( $D = 0$ )

$$\omega_0 = \sqrt{k_T \left( \frac{1}{J_1} + \frac{1}{J_2} \right)} \quad (4.17)$$

Akselens torsjonsstivhet  $k_T$  er forholdet mellom torsjonsmomentet  $T$  [Nm] og vinkelutøving  $\theta$  (her  $\theta_1 - \theta_2$ ).

$$k_T = \frac{\Delta T}{\Delta \theta} = \frac{G \cdot J}{l} \quad (4.18)$$

G er skjærmodulen gitt av

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (4.19)$$

E = elastisitetsmodul = 200 000 N/mm<sup>2</sup> for stål

$\nu = 0.3$  for stål

r = akselradius

J er geometriavhengig =  $\frac{\pi}{2} \cdot r^4$

l = akselengden

Oppgitt [9] har vi

Treghetsmoment J [kgm <sup>2</sup> ]	= 10425 for hele aggregatet
Akslingslengde $\ell$ [m]	= 1.07
Akselradius r [m]	= 0.5

Antar at  $J = J_1 + J_2 = 10425 \text{ kgm}^2$

Med  $J_1 = J_2 = 5212 \text{ kgm}^2$  får vi:

$$k_T = \frac{G \cdot J}{l} = \frac{E \cdot \pi \cdot r^4}{2(1 + \nu) \cdot 2 \cdot \ell} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 3.14 \cdot 0.5^4}{2 \cdot 1.3 \cdot 2 \cdot 1.07} = 7.054 \cdot 10^9 \quad (4.20)$$

$$\omega_0 = \sqrt{k_T \left( \frac{1}{J_1} + \frac{1}{J_2} \right)} = \sqrt{7.054 \cdot 10^9 \left( \frac{2}{5212} \right)} = 1645 \text{ rad/s} \quad (4.21)$$

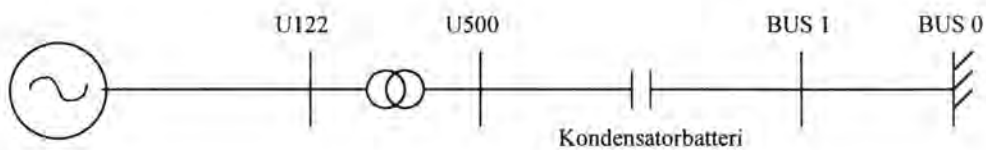
$$f_0 = \frac{\omega_0}{2} = 261.9 \text{ Hz} \quad (4.22)$$

Ser at egenfrekvensen ligger langt over det subsynkrone området (under 16 2/3 Hz).

## 4.2 Simuleringer i SimPow

### 4.2.1 Forenklet Benchmark II modell

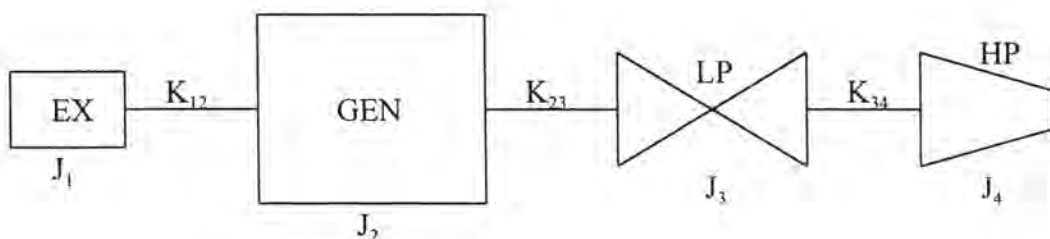
I dette kapitlet tar man for seg Benchmark II modellen for å analysere subsynkron resonans. Utgangspunktet er et veldig enkelt tilfelle hvor en synkronmaskin med turborotor jobber alene, via en transformator (22kV - 500kV) og en seriekompensert linje mot ett stivt nett (BUS0) som figur 4.1 viser. I disse innledende studiene ble det brukt den mest avanserte generator-modellen som SimPow tilbyr. Det vil si at generatoren er representert ved en felt vikling og en dempe vikling i generatorens d-akse, og med to dempe viklinger i generatorens q-akse .



Figur 4.1 Kretsskjema for innledende studier av SSR

I denne modellen har en brukt en 600 MVA generator som leverer 200 MW og 50 MVA<sub>r</sub>. Transformatorene er på 600 MVA og omsetning på 22 kV til 500 kV. Videre har linjen fra U500 til BUS0 en total resistans på 22 Ω og en reaktans på 275 Ω.

Generatoren har et mekanisk system bestående av: Exiter, generator, lavtrykksturbin og høytrykksturbin. Dette systemet henger på en felles aksling og er vist skjematisk i figur 4.2. I modelleringen har man sett bort fra exiteren som egen masse, men tatt den med som tillegsmasse i generator.



Figur 4.2 Skjematisk fremstilling av det mekaniske system.

**Generator data ( $U_N$  22 kV,  $S_N$  600MVA):**

$X_1 = 0,14$ pu	$R_a = 0,0045$ pu
$X_d = 1,65$ pu	$X_q = 1,59$ pu
$X'_d = 0,25$ pu	$X'_q = 0,46$ pu
$X''_d = 0,20$ pu	$X''_q = 0,20$ pu
$T'_{d0} = 4,5$ s	$T'_{q0} = 0,55$ s
$T''_{d0} = 0,040$ s	$T''_{q0} = 0,09$ s

**Transformator data :**

Omsetning:	22k V / 500 kV
Ytelse:	600 MVA
Kortslutningsimpedans:	$Z_E = 0,0002 + j 0,02$ pu (lokal)

**Data for det mekaniske system:**

$J_2 = 0,73$ pu	$K_{23} = 83,49$ pu
$J_3 = 1,28$ pu	$K_{34} = 42,71$ pu
$J_4 = 0,21$ pu	

En utførte først simuleringer med seriekompensering fra 50% til 90% av linjereaktansen, uten at man fikk stående pendlinger. For at stående pendlinger skulle oppstå måtte også R-leddet i linjen reduseres, jo mer en reduserte R jo større innsving ble det, som til slutt ga stående pendlinger, ved en total resistans i linjen på 5  $\Omega$ .

I neste omgang prøvde man å velge en annen modell (2A) for generatoren, som er mindre nøyaktig enn modell 1A. Denne modellen er helt tilsvarende som 1A, men den har bare en dempevikling i generatorens q-akse. I simuleringene med denne modellen fikk man stående pendlinger uten å redusere R-leddet i linjen. Stående pendlinger oppsto ved en kompensering på over 60%.

Fra disse simuleringene fant man ut at frekvensen på pendlingene stemte godt overens med den teoretiske pendlingsfrekvensen, som er:

$$f_{\text{pendling}} = 60 \left( 1 - \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \right) \quad (4.23)$$

I formel 4.1 er  $X_L$  summen av de induktive reaktansene i linjen, subtransient reaktans i generator og transformatorreaktans. Disse simuleringene er ikke dokumentert med kurveutskrift fra SimPow.

For å studere dette problemet videre i den forenklete modellen ble det utført simuleringer, hvor kompenseringsgraden ble variert mellom 10% og 90% av det elektriske systems totale reaktans, og systemets mekaniske demping satt lik 0. For å initiere systemet ble det brukt en



trefase kortslutning, med overgangsmotstand til jord på  $100 \Omega$ , på samleskinne U500, denne ble lagt inn etter 0,5 sekund og ut igjen etter 0,55 sekund.

Systemets totale reaktans blir

$$X_{\text{total}} = X_{d''} + X_{\text{trafo}} + X_{\text{linje}} \quad (4.24)$$

$X_{d''}$  i Ohm referert 500 kV siden blir

$$X_{d''} = 0,2 \cdot (500\text{kV})^2 / 600\text{MVA} = 83,3\Omega \quad (4.25)$$

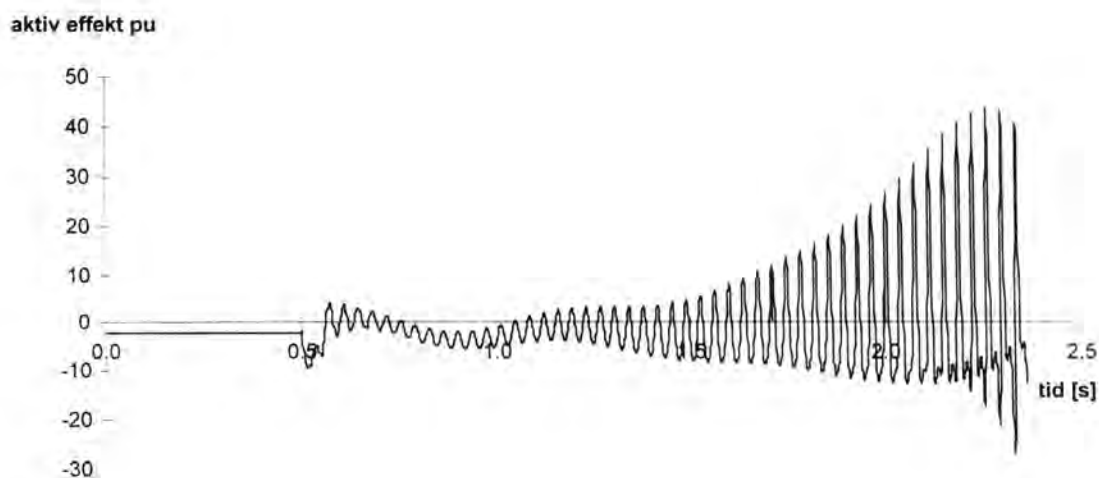
$X_{\text{trafo}}$  i Ohm referert 500 kV siden blir

$$X_{\text{trafo}} = 0,02 \cdot (500\text{kV})^2 / 600\text{MVA} = 8,33\Omega \quad (4.26)$$

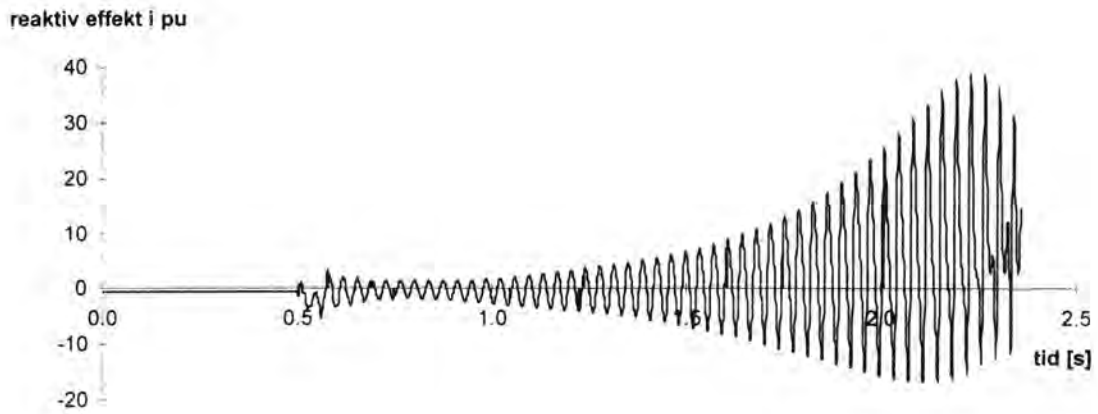
Dette gir en  $X_{\text{total}}$  lik

$$X_{\text{total}} = 83,3\Omega + 8,33\Omega + 275\Omega = 366,67\Omega \quad (4.27)$$

Ved kompensierungsgrad mellom 0 og 50 % vil pendlingsfrekvensen være bestemt av det mekaniske system som har en egenfrekvens på 27 Hz. Når nettets egenfrekvens faller sammen med egenfrekvensen til det mekaniske system, vil subsynkron resonans oppstå og maskinen pendler ut av fase. Den kompensierungsgraden dette oppstår ved er gitt av ligning 4.1 og er bestemt i tallverdi til 110,9  $\Omega$  det vil si 30,25 %. Dette forløpet er vist i figur 4.3 og 4.4 som viser hvordan den aktive- og reaktive effektlyten i linjen mellom generatoren og samleskinne U122.

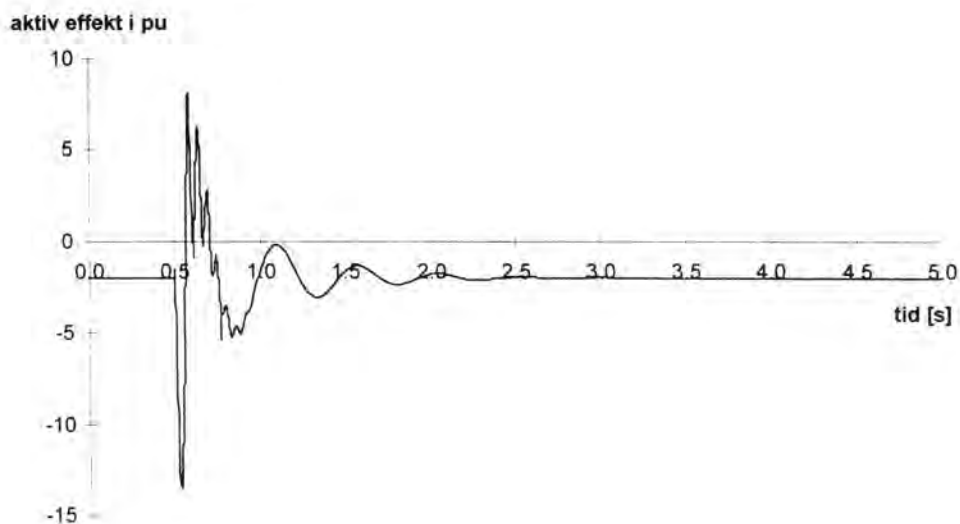


4.3 Aktiv effektlyt som funksjon av t

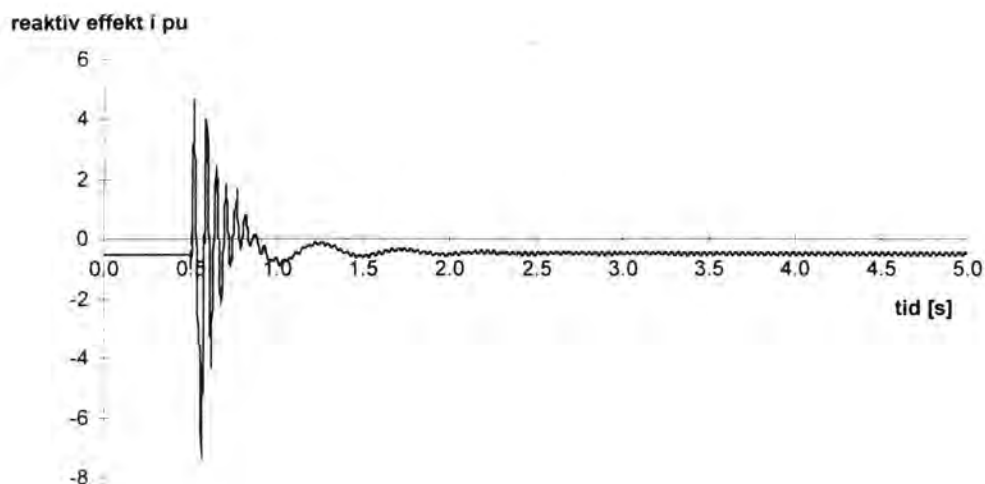


#### 4.4 Reaktiv effektlyt som funksjon av t

Økes kompenseringen videre til mellom 50 % og 82 % vil systemet igjen bli stabilt dette er vist med figur 4.5 og figur 4.6 som viser aktiv og reaktiv effektlyt i linjen mellom generatoren og samleskinne U122.

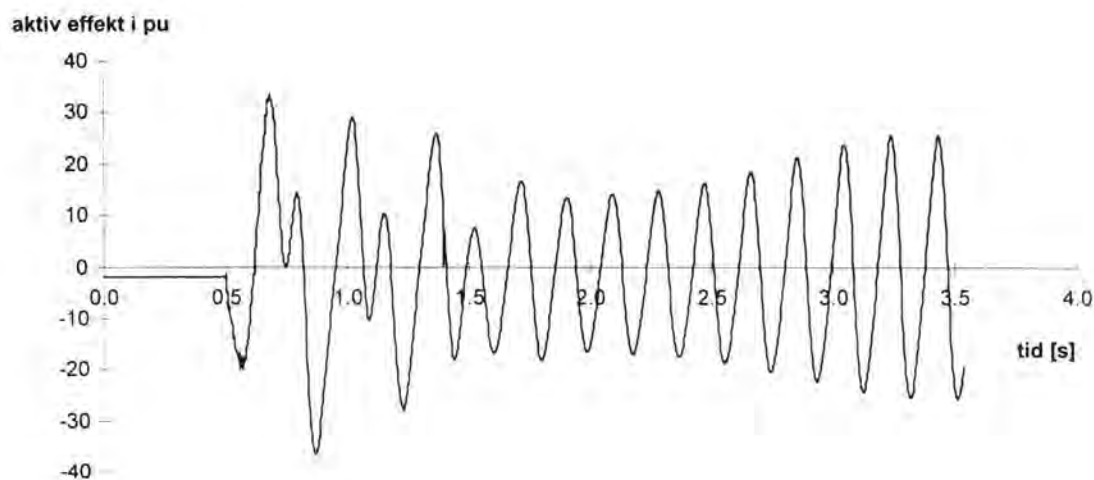


#### 4.5 Aktiv effektlyt som funksjon av t

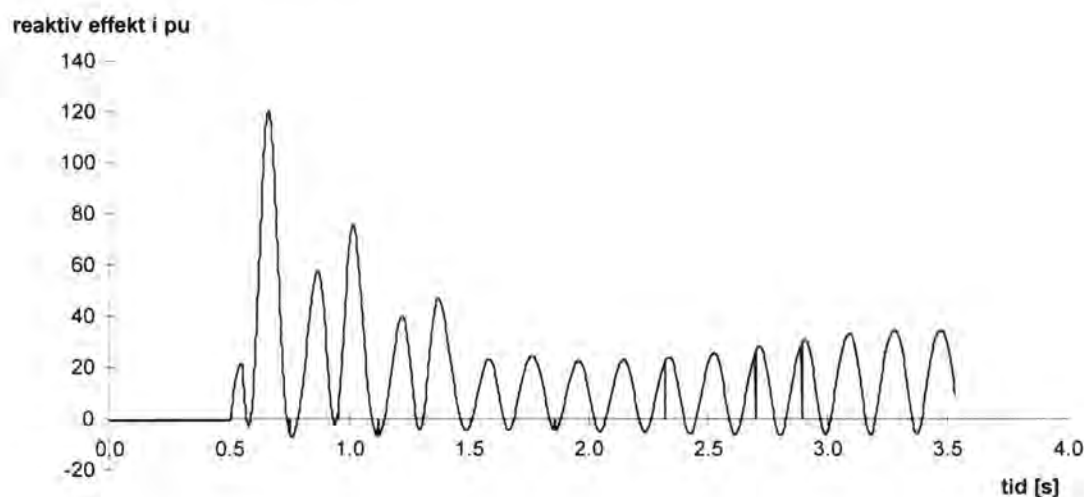


#### 4.6 Reaktiv effektflyt som funksjon av t

Ved kompensering over 82 % ( $300 \Omega$ ) er systemet ustabil, men nå er det det elektriske systemet som bestemmer pendlingsfrekvensen, der frekvensen er gitt av formel 4.1. Figur 4.7 og 4.8 viser aktiv og reaktiv effektflyt i linjen mellom generatoren og samleskinne U122.



#### 4.7 Aktiv effekt som funksjon av t

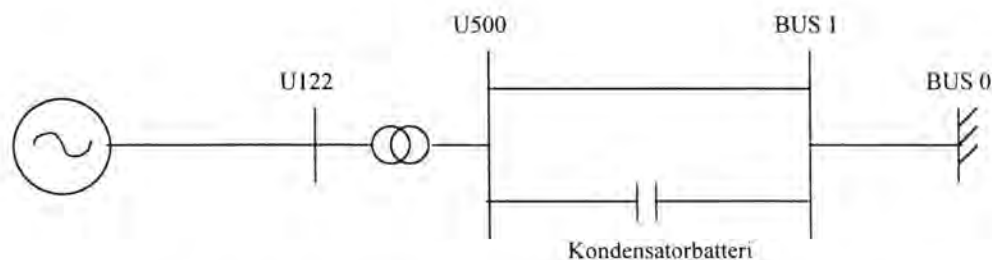


4.8 Reaktiv effektlyt som funksjon av t

Kurvene fra disse simuleringene er også vist i vedlegg 1.

#### 4.2.2 Benchmark II modell

Videre utvidet vi denne modellen slik at den ble identisk med modellen som er brukt i forskningsrapporten «Second benchmark model for computer simulation of subsynchronous resonance» [10], nettet så da ut som i figur 4.9.



Figur 4.9 Nettkonfigurasjon for studier av Second benchmark modell

Data for generator og transformator er identisk med de for modellen over, bortsett fra at en har satt det mekaniske systems damping til 0, mens linjedata blir nå;

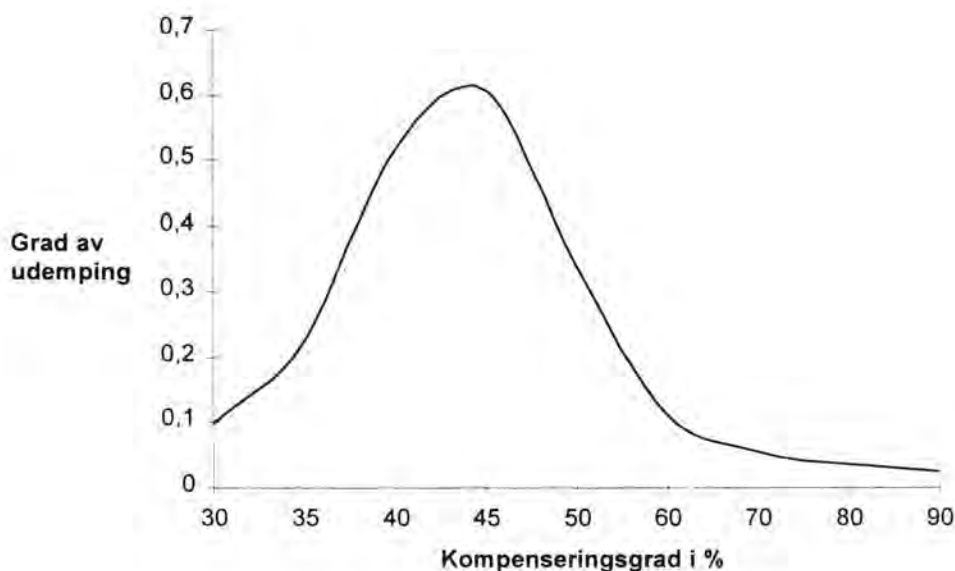
Linje 1 (med kondensatorbatteri):	$Z = 18,5 + j200 \Omega$
Linje 2 U500 - BUS1 (uten kondensatorbatteri):	$Z = 16,75 + j184,75 \Omega$
Linje 3 U500 - BUS1:	$Z = 3,5 + j75 \Omega$

Man simulerte så nettet for ulike kompensering av linje 1,  $X_C$  ble variert mellom 30% og 90 % av reaktansen i linje 1, altså mellom 60  $\Omega$  og 180  $\Omega$ . For hver av de ulike kompenseringsgradene ble det foretatt en egenverdianalyse og man fant en egenverdi som var en pol i høyre halvplan med en frekvens på 27 Hz for alle kompenseringsgradene. Tabell 4.1 viser hvordan polen i høyre halvplan varierer ved endring av  $X_C$ .

**Tabell 4.1 Pol i høyre halvplan som funksjon av  $X_C$**

$X_C$ %	30	35	40	45	50	60	70	80	90
Pol i høyre halvplan	0,098	0,224	0,515	0,606	0,342	0,111	0,056	0,034	0,023
Frekvens Hz	27,3	27,3	27,3	27,3	27,2	27,2	27,3	27,3	27,3

Resultatene i tabell 4.1 er vist grafisk i figur 4.10.



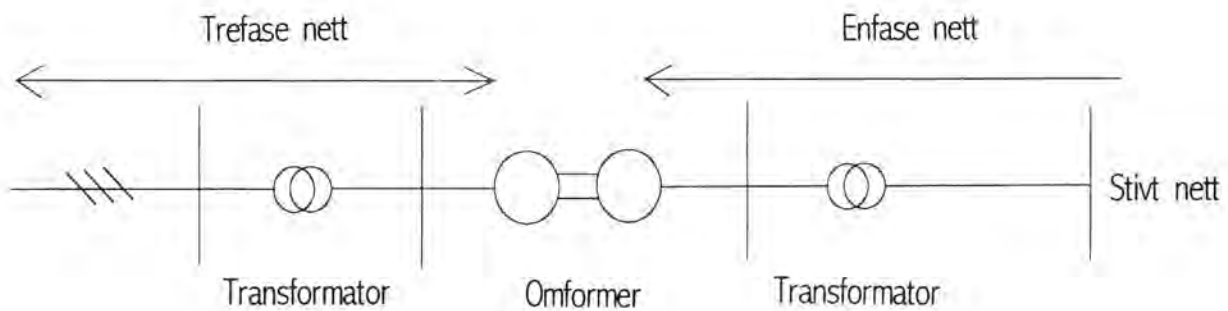
**Figur 4.10 Graf som viser pol i høyre halvplan som funksjon av kompensering.**

Denne grafen stemmer bra overens med de resultatene som er vist i rapporten «Second benchmark model for computer simulation of subsynchronous resonance».

### 4.2.3 Simuleringer i NSBs nett

#### 4.2.3.1 Om modell 1 Forenklet nett

For å verifisere målingene som ble foretatt august 1996, samt gi et grunnlag for å forklare grunnen til at det pendler, skulle det simuleres i SimPow. Det ble først laget en enkel modell, der en omformer (Sira) forsynt via en transformator fra ett stivt 66 kV nett, matet en last i enfase nettet som hadde et stivt endepunkt. Denne modellen skulle da være analogi til den som ble brukt i kapittelet om BMII modellen. Nettet er vist i figur 4.11.



Figur 4.11 Enkel simuleringsmodell av NSBs nett

Både trefase- og enfase nettet ble representert som stive nett, med  $X_k = 0$ .

#### Data for omformer brukt i modellen:

##### Motor:

Ytelse: 4,4 MVA		
Poler: 6		
$R_a = 0,005$	$X_a = 0,11$	
$X_d = 0,9$	$X'_d = 0,24$	$X''_d = 0,165$
$X_q = 0,4$	$X'_q = 0,399$	$X''_q = 0,23$
$T_{d0}' = 8$	$T_{d0}'' = 0,1$	
$T_{q0}' = 2$	$T_{q0}'' = 0,3$	

##### Generator:

Ytelse: 4,0 MVA		
Poler: 2		
$R_a = 0,0175$	$X_a = 0,096$	
$X_d = 1,02$	$X'_d = 0,4$	$X''_d = 0,12$
$X_q = 0,47$	$X'_q = 0,469$	$X''_q = 0,29$
$T_{d0}' = 8$	$T_{d0}'' = 0,1$	
$T_{q0}' = 2$	$T_{q0}'' = 0,3$	

**Linjedata:**

Lengde mellom omformere:	110 km
Linjeimpedans:	$Z = (0,21 + j0,21) \Omega / \text{km}$
Seriekompensering:	$X_c = 18 \Omega$

**Transformatordata:****Trefase transformator:**

Ytelse:	4,0 MVA
Omsetning:	66 kV / 6,3 kV
Kortslutningsimpedans:	$Z_k = 0,0054 + j 0,079 \%$

**Enfase transformator:**

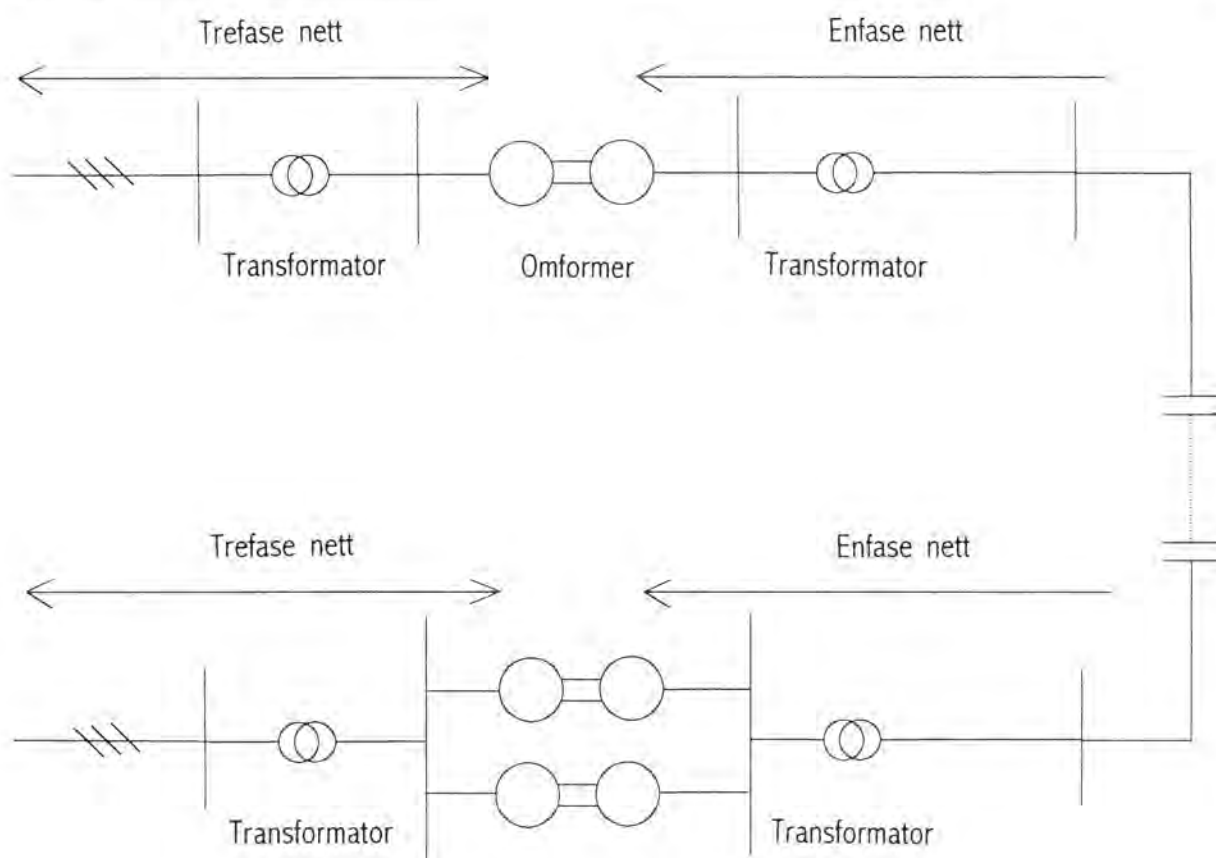
Ytelse:	7,0 MVA
Omsetning:	4 kV / 16,6 kV
Kortslutningsimpedans:	$Z_k = 0,034 + j 0,034 \%$

Den mekaniske dempingen i systemene er satt til 0, jamfør simuleringene i "Second Benchmark Model". H-konstanten for motorene i omformerne er satt til 1,6, mens for generatorene er den satt til 1,8.

Dataene som er presentert ovenfor for transformatorer og synkronmaskiner er tildels hentet fra [9] og dels hentet fra typiske data [12]. Linjedataene er målt av NSB og vil antas å variere noe utfra belastning og ytre forhold som fukt og temperatur.

**4.2.3.2 Om modell 2 utvidet modell**

Dette er en videreføring av modell 1 som er beskrevet over. Det er her benyttet en modell som består av en omformer (Sira) knyttet til et stivt trefasepunkt via en transformator. Ut fra omformerens blir spenningen transformert opp ved hjelp av en enfase transformator og ut på ett seriekompensert enfase nett. I andre enden av nettet er det to omformere i parallell (Krossen), der spenningen også her blir transformert opp ved hjelp av en enfase transformator. Omformerne er identiske med den som står alene, og også her er omformerne knyttet til et stivt trefasepunkt via en transformator. Grafisk ser dette ut som i figur 4.12 under.



Figur 4.12. Utvidet modell av NSBs nett

Dataene for omformerne og linjen er de samme som for den forenklede modellen, mens transformatorene på enfase- og trefase siden er de transformatorene som forsyner og leverer effekt fra omformerne i parallell er ytelsen fordoblet.

I begge modellene er det lagt en last på samleskinne TOG, som har størrelse  $S = 3 \text{ MW}$ . Lasten er definert i OptPow, det vil si at den er med i initialbetingelsene for den dynamiske beregningen. Samleskinne TOG er i modell 1 plassert 10 km fra omformerene, i modell 2 er TOG plassert 10 km fra den omformerene som står alene.

For å initiere systemet blir det i den forenklede modellen lagt en trefase kortslutning med overgangsmotstand  $100 \Omega$  til jord. Kortslutningen legges inn etter ett sekund og ligger inne i 0,1 sekund.

I den realistiske modellen er kortslutningen lagt inn etter 3 sekunder og tatt ut igjen etter 3,1 sekunder. Overgangsmotstanden til jord er fortsatt  $100 \Omega$ .

Grunnen til at det er brukt en trefase kortslutning i et enfase nett er at SimPow ikke tillater usymetriske komponenter i et enfase nett.

I utgangspunktet er dataene i modellen som beskrevet tidligere, men enkelte parametre blir endret under simuleringene. Disse endringene blir beskrevet under delkapitlene som omhandler resultatene.



### 4.2.3.3 Resultater fra simulering med forenklet modell

Det vil bli sett bort ifra hendelsesforløpet når kortslutningen ligger inne, det vil altså kun bli sett på kurvene fra 1.1 sek til 25 sek, fordi kortslutningen er kun lagt inn for å initiere pendlingene som skal analyseres.

Kurvene fra simuleringene er vist i vedlegg 2. Det vil her kun bli fokusert på pendlingene i aktiv effekt selv om også de reaktive effektene er vist i vedlegg 2. Dette fordi hendelsesforløpet er for henholdsvis aktiv og reaktiv effekt er like med tanke på pendlingsfrekvens og innsvingingstid.

Det ble for denne modellen i alt kjørt fem ulike kjøring der det ble endret på linjeimpedansen og kondensatorbatteriets størrelse,  $X_C$ .

#### Simulering 1:

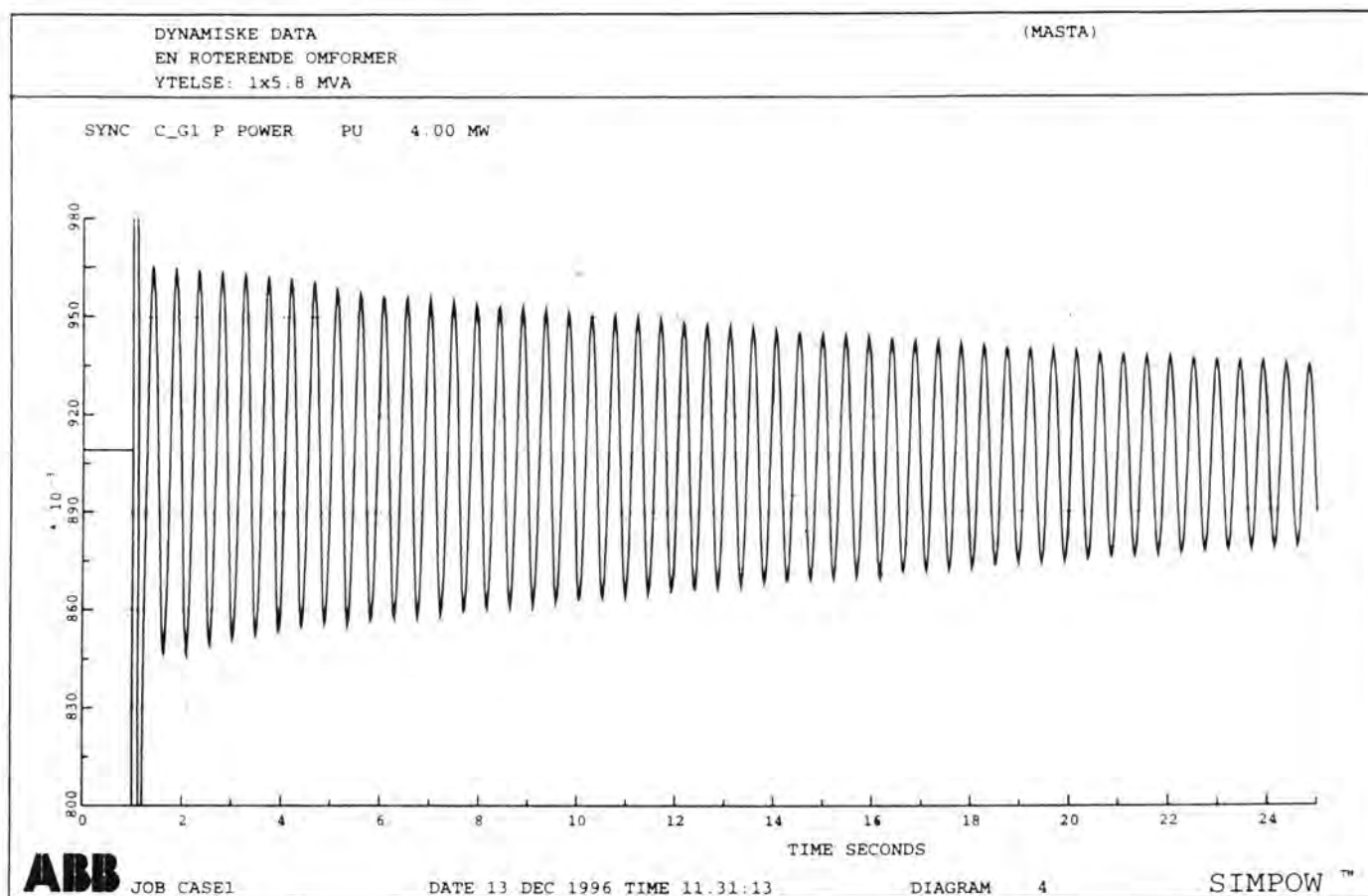
Det ble først kjørt en simulering der  $Z_{linje} = 0,21 + j 0,21 \Omega/\text{km}$  og  $X_C = 18 \Omega$ . Ved disse driftsbetingelsene ble det et dempet innsvingingsforløp, hvor pendlingene ble dempet ut etter 8,9 sekunder. Innsvingingsforløpet har en frekvens på 2,08 Hz, og svinger om en stasjonær verdi på 2,25 MW på enfase siden, med et utsving på 88 kW etter 1,9 sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien på 2,33 MW, med ett utsving på 1,0 MW etter 2,1 sekund. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator er vist i vedlegg V.2.2.A, mens for motor er vist i vedlegg V.2.2.B.

#### Simulering 2:

Her er linjeimpedansen redusert med 20 % slik at  $Z_{linje} = 0,168 + j 0,168 \Omega/\text{km}$ , mens kondensatorbatteriet beholdes med  $X_C = 18 \Omega$ . Det ble også ved disse driftsbetingelsene et dempet innsvingingsforløp, hvor pendlingen ble dempet ut etter 12,9 sekunder. Dette forløpet har en frekvens på 2,14 Hz, og på enfase siden er den stasjonære verdien 2,76 MW, med et utsving på 152 kW etter 1,9 sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien 2,86 MW, med et utsving på 1,19 MW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.2.3.A og V.2.3.B for henholdsvis generator og motor.

#### Simulering 3:

Reduserer linjeimpedansen med 30 % slik at  $Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega/\text{km}$ , og kondensatorbatteriet beholdes fortsatt med  $X_C = 18 \Omega$ . Ved de nåværende forhold får en en svakt dempet svinging med frekvens 2,14 Hz. På enfase siden er det en stasjonær verdi på 3,64 MW, med et utsving på 220 kW etter 1,9 sekunder. Utsvinget er dempet til 100 kW ved 23,9 sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien 3,87 MW. Her er det et utsving på 1,41 MW etter 1,9 sekunder, men er dempet til 0,66 MW etter 23,9 sekunder. Disse resultatene er vist i vedlegg V.2.4.A og V.2.4.B for henholdsvis generator og motor. Kurven for aktiv effekt avgitt fra generator er også vist i figur 4.13 på neste side.



Figur 4.13 Aktiv effekt som funksjon av t avgitt fra generator

#### Simulering 4:

Beholder her  $Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega/\text{km}$ , men øker  $X_C = 22 \Omega$ . Ved en slik driftsituasjon svinger systemet ut av fase etter 6,8 sekunder. Pendlingsfrekvensen er her målt til 1,98 Hz. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt fra denne kjøringen er vist i vedlegg V.2.5.A for generator og V.2.5.B for motor.

#### Simulering 5:

Har fortsatt  $Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega/\text{km}$ , men senker  $X_C = 16 \Omega$ . Nå blir det igjen et dempet innsving som dempes ned etter 15 sekunder. Innsvinget har en pendlings frekvens på 2,18 Hz. Den stasjonære verdien på enfase siden er 2,72 MW med et utsving på 160 kW etter 1,9 sekunder. På trefase siden er stasjonær verdien 2,86 MW med et utsving på 1,1 MW. Resultatene er vist i vedlegg V.2.6.A for aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generatoren, og vedlegg V.2.6.B for aktiv og reaktiv effekt tilført motor.

Et sammendrag av resultatene fra simulering 1 - 5 er vist i tabell 4.2

Tabell 4.2 samendrag av simuleringene 1-5

Simulering	Pendlings frekvens [Hz]	Dempes ut etter [s]	Generator		Motor	
			Stasjonær verdi [MW]	Utsving [kW] etter 1,9 sek.	Stasjonær verdi [MW]	Utsving [MW] etter 1,9 sek.
1	2,08	8,9	2,25	88	2,33	1,0
2	2,14	12,9	2,76	152	2,86	1,19
3	2,14	-	3,64	220	3,87	1,41
4	1,98	Svinger ut av fase etter 6,8 sekunder				
5	2,18	15	2,72	160	2,86	1,1

#### 4.2.3.4 Simuleringer med realistisk modell

Det vil også her bli sett bort fra hendelsesforløpet når kortslutningen ligger inne, det vil altså kun bli sett på kurvene fra 3,1 sekund til 25 sekunder hvis ikke annet er angitt. Dette fordi kortslutningen bare er lagt inn for å initiere pendlingene.

Simuleringsresultatene er vist i vedlegg 3. Det vil her kun bli lagt vekt på pendlingene i aktiv effekt hvis ikke annet er angitt. Dette er gjort på grunn av hendelsesforløpet for de reaktive effektene er like med tanke på pendlingsfrekvens og innsvingingstid.

Med denne modellen ble det i alt kjørt åtte ulike simuleringer, der det ble endret på linjeimpedansen og kondensatorbatteriets størrelse,  $X_c$ , samt  $X_q''$ .

#### Simulering 1:

Første simulering ble kjørt med  $Z_{linje} = 0,21 + j 0,21 \Omega/\text{km}$  og  $X_c = 18 \Omega$ . Ved disse driftsbetingelsene ble det et dempet innsving, hvor pendlingen ble dempet ut etter ni sekunder med en frekvens på 2,19 Hz. Pendlingen svinger om enstasjonær verdi lik 2,2 MW med et utsving etter 1,8 sekunder på 60 kW på enfase siden. På trefase siden er den stasjonære verdien lik 2,24 MW og har et utsving etter 1,8 sekunder på 880 MW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.2.A og V.3.2.B for henholdsvis generator og motor.

#### Simulering 2:

Her er linjeimpedansen redusert til  $Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega/\text{km}$ , mens kondensatorbatteriet beholdes med  $X_C = 18 \Omega$ . Ved disse driftsbetingelsene ble det også et dempet innsving, hvor pendlingen ble dempet ut etter 12 sekunder med en frekvens på 2,22 Hz. Pendlingen svinger om en stasjonær verdi lik 2,34 MW med et utsving etter 1,8 sekunder på 68 kW på enfase siden. På trefase siden er den stasjonære verdien lik 2,40 MW og har et utsving etter 1,8 sekunder på 792 kW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.3.A og V.3.3.B for henholdsvis generator og motor.

### Simulering 3:

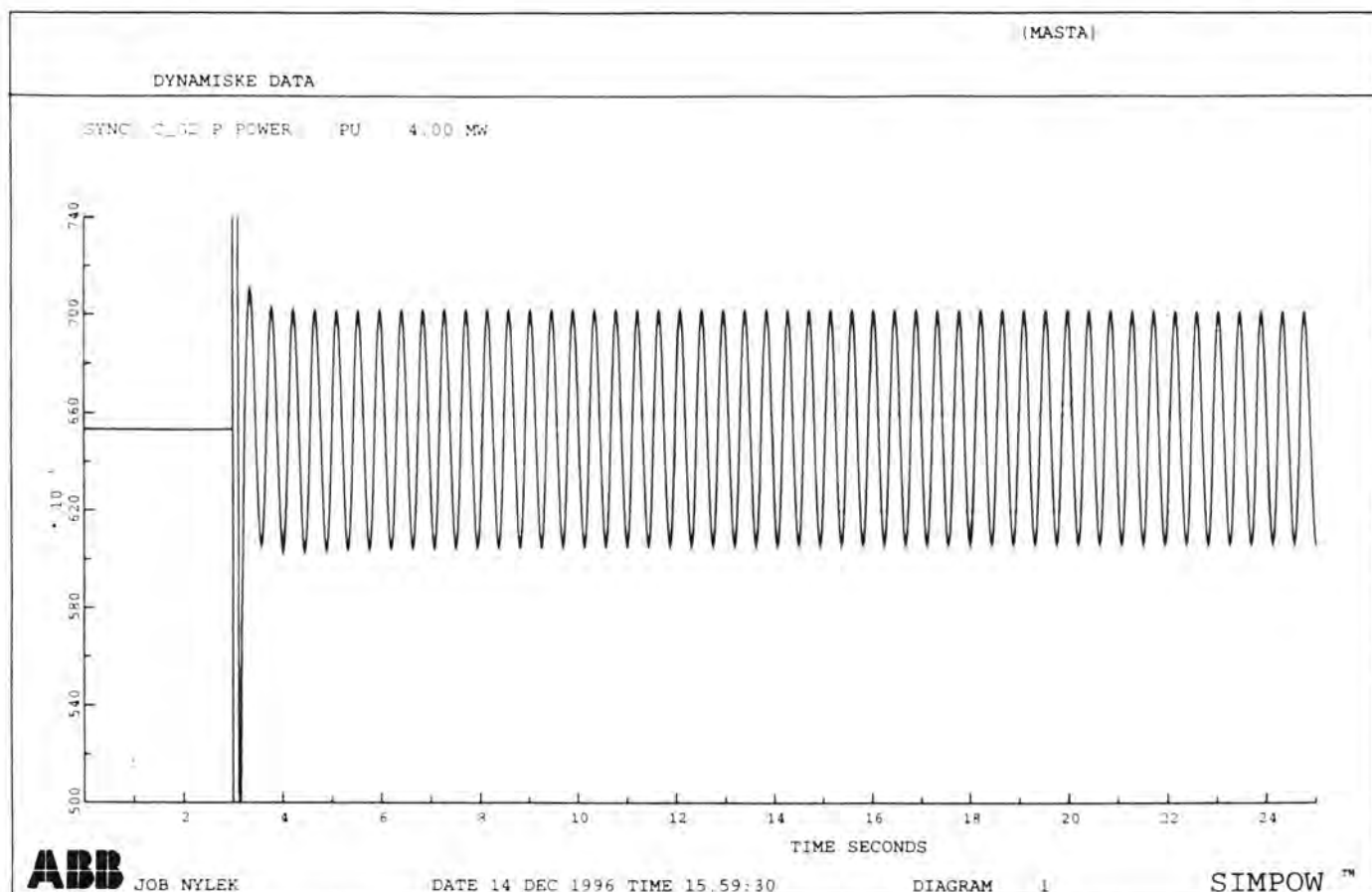
Beholder størrelsene på linjeimpedansen  $Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega/\text{km}$  og kondensatorbatteriet  $X_C = 18$ , men senker  $X_q''$  i generatoren til 0,12 pu (referert generator). Ved de nåværende forhold blir det et dempet innsving som når stasjonær verdi etter 22 sekunder, med en frekvens på 2,25 Hz. Stasjonær verdi på enfase siden er 2,34 MW med et utsving på 160 kW etter 1,8 sekunder, på trefase siden er det en stasjonær verdi på 2,4 MW med et utsving med størrelse 374 kW etter 1,8 sekunder. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.4.A og V.3.4.B for henholdsvis generator og motor.

### Simulering 4:

Har her samme driftsituasjon som i simulering 3, men har redusert  $X_q''$  i generatoren til 0,098 pu (referert generator). Nå blir det et svakt dempet innsving med frekvens på 2,3 Hz. På enfase siden er den stasjonære verdien 2,34 MW og har et utsving på 160 kW etter 1,8 sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien 2,4 MW med et utsving etter 1,8 sekunder på 374 kW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.5.A og V.3.5.B for henholdsvis generator og motor.

### Simulering 5:

Har her samme driftsituasjon som i simulering 4, men har  $X_C = 20 \Omega$ . Nå blir det stående pendlinger med en frekvens på 2,29 Hz. På enfase siden er den stasjonære verdien 2,58 MW og har et utsving på 240 kW etter åtte sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien 2,4 MW med et utsving etter åtte sekunder på 418 kW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.6.A og V.3.6.B for henholdsvis generator og motor. Man har her dessuten tatt en egenverdi analyse som er vist i vedlegg V.3.6.C, samt spenning på generator og motor som er vist i vedlegg V.3.6.D og spenningen på samleskinne TOG, vist i vedlegg V.3.6.E. Kurven for aktiv effekt avgitt fra generator er vist på neste side i figur 4.14.



Figur 4.14 Aktiv effekt som funksjon av t avgitt fra generator

### Simulering 6:

Har her samme driftsituasjon som i simulering 5, men har  $X_C = 21 \Omega$ . Nå blir det økende pendlinger med frekvens på 2,25 Hz. På enfase siden er den stasjonære verdien 2,8 MW, mens på trefase siden er stasjonær verdien 3,1 MW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.7.A og V.3.7.B for henholdsvis generator og motor.

### Simulering 7:

Har her samme driftsituasjon som i simulering 5, men har  $X_C = 22 \Omega$ . Nå blir det økende pendlinger med frekvens på 2,18 Hz. På enfase siden er den stasjonære verdien 3,0 MW, mens på trefase siden er stasjonær verdien 3,3 MW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.8.A og V.3.8.B for henholdsvis generator og motor.

### **Simulering 8:**

Har her samme driftsituasjon som i simulering 5, men har  $X_q'' = 0,46$ . Nå blir det et innsving med frekvens på 2,17 Hz, som dempes ut etter 10 sekunder. På enfase siden er den stasjonære verdien 2,61 MW og har et utsving på 48 kW etter 3,8 sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien 2,69 MW med et utsving etter 3,8 sekunder på 744 kW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.9.A og V.3.9.B for henholdsvis generator og motor.

### **Simulering 9:**

Har her samme driftsituasjon som i simulering 5, men har  $X_q'' = 0,29$ . Nå blir det et innsving med frekvens på 2,17 Hz, som dempes ut etter 14 sekunder. På enfase siden er den stasjonære verdien 2,61 MW og har et utsving på 84 kW etter 3,8 sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien 2,69 MW med et utsving etter 3,8 sekunder på 788 kW. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.10.A og V.3.10.B for henholdsvis generator og motor.

### **Simulering 10:**

Har her samme driftsituasjon som i simulering 5, men har  $X_q'' = 0,12$ . Nå blir det et svakt dempet innsving med frekvens på 2,25 Hz. På enfase siden er den stasjonære verdien 2,62 MW og har et utsving på 140 kW etter 3,8 sekunder, og 32 kW etter 22 sekunder. På trefase siden er den stasjonære verdien 2,69 MW med et utsving etter 3,8 sekunder på 788 kW, og 220 kW etter 22 sekunder. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.11.A og V.3.11.B for henholdsvis generator og motor.

### **Simulering 11**

Her er det samme driftsituasjon som i simulering 5, men har doblet ytelsen i den omformereren som står alene (Sira). Nå blir det ikke stående pendlinger, men et dempet innsving. Kurvene for aktiv og reaktiv effekt er vist i vedlegg V.3.12.A og V.3.12.B for henholdsvis generator og motor.

Tabell 4.3 sammendrag av simuleringene 1-10

Simulering	Pendlings frekvens [Hz]	Dempes ut etter [s]	Generator		Motor	
			Stasjonær verdi [MW]	Utsving [MW] etter 3,8 sek.	Stasjonær verdi [MW]	Utsving [MW] etter 3,8 sek.
1	2,19	9	2,2	0,06	2,24	0,88
2	2,14	12	2,36	0,07	2,4	0,79
3	2,25	22	2,34	0,16	2,4	0,37
4	2,3	-	2,34	0,18	2,4	0,42
5	2,29	-	2,58	0,24	2,68	0,75
6	2,25	Økende pendling				
7	2,18	Økende pendling				
8	2,17	10	2,61	0,05	2,69	0,74
9	2,17	14	2,61	0,08	2,69	0,79
10	2,25	-	2,62	0,14	2,69	0,79

## 5. Målinger

### 5.1 Forberedelsene

Det ble bestemt at målingene skulle foretas på Sørlandsbanen i tilknytning til omformerstasjonene Krossen og Sira. På denne strekningen er det installert to kondensatorbatterier i Høye og Storekvina, på strekningen Sira - Gandal er det også installert to kondensatorbatterier, i Heskestad og Høye. I de senere år har kondensatorbatteriene i Storekvina og Heskestad vært utkoblet for å unngå pendlinger.

Det ble gjort innledende forsøk i den forstand at kondensatorbatteriene i Storekvina og Heskestad ble innkoblet og brettvaktene i Krossen skulle observere og notere tid på døgnet pendlingene oppsto (hvis de oppsto). Skulle det begynne å pendle skulle kondensatorbatteriene i Storekvina og Heskestad utkobles slik at pendlingene skulle opphøre.

Det viste seg at det oppsto pendlinger klokken sju om morgenen den 23.7 og 25.7. Nedtegninger vedrørende trafikksituasjon og pendlingens karakter ble imidlertid ikke foretatt.

Vi følte allikevel at dette var et godt nok grunnlag til å foreta konkrete målinger, og vi var ganske sikre på at pendlingene kunne framprovoseres ved det tidligere beskrevne tidspunkt.

Detaljplanleggingen av målingene er beskrevet i Målenotat av T.Toftevaag, EFI, desember 1996.

Følgende parametre i omformerstasjonene i Sira og Krossen skulle måles:

På trefase siden

- Aktiv effekt (P)
- Reaktiv effekt (Q)
- Spenning (U) i effektivverdi

På enfase siden

- Aktiv effekt (P)
- Reaktiv effekt (Q)
- Spenning (U) i momentanverdi
- Strøm (I) i momentanverdi

Det ble i tillegg lagt opp til en separat måleserie i kondensatorbatteriene Høye og Storekvina. Her skulle følgende parametre måles:

- Spenning (U) over kondensatorbatteriet i momentanverdi
- Strøm (I) i kondensatorbatteriet i momentanverdi

Disse målingene ble imidlertid ikke av verdi siden det ikke forekom pendlinger under målingene.



Det nødvendige utstyret ble til dels skaffet til veie av NSB og dels gjennom lån fra NTNU, institutt for Elkraftteknikk / EFI.

## 5.2 Utførelse av målingene

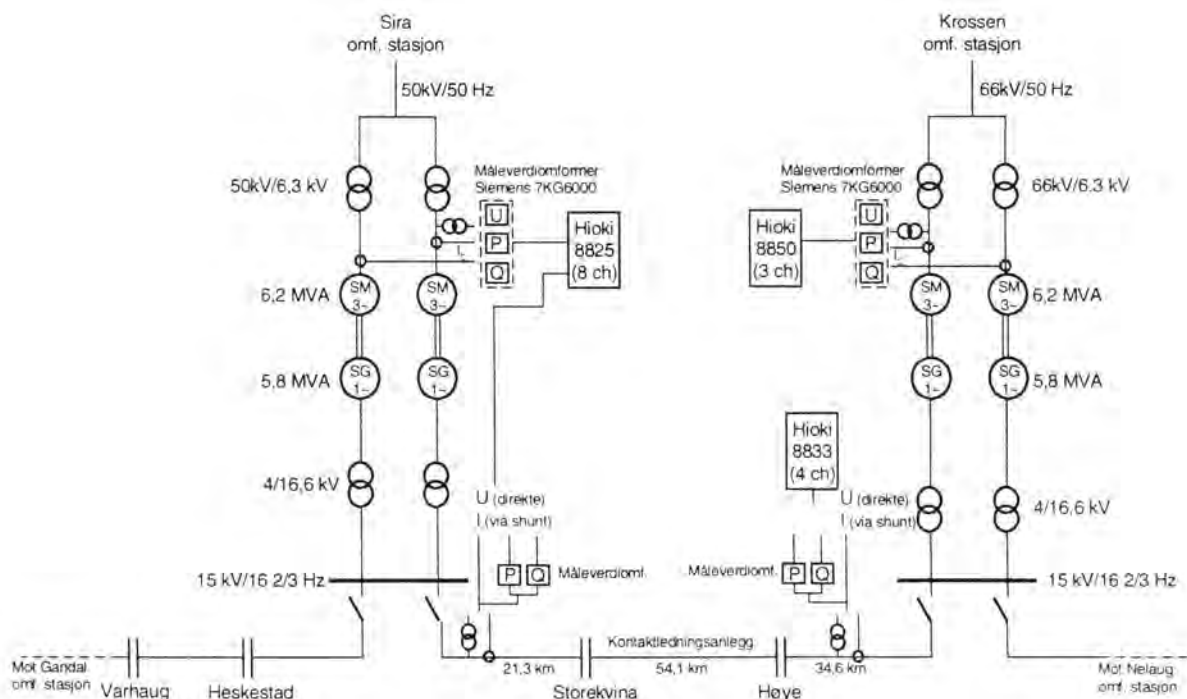
Tidspunktet for målingene ble fastsatt til dagene 19.08 til 21.08. Det ble målt ved forskjellige driftsituasjoner:

Under samkjøring med resten av nettet.

Med oppdelt drift, det vil si at kun Krossen og Sira forsyner den aktuelle strekningen

Kondensatorbatteriene var innkoblet ved alle målingene, fordi de innledende observasjonene utført av NSB personell i Krossen viste at dette var en betingelse for at pendlinger skulle oppstå.

Måleoppstillingen er vist i figur 5.1 under.



Figur 5.1 Måleoppsett

Målingene fra Sira var ikke vellykket, og det ble bestemt at det skulle foretaes en ny måleserie, men denne gangen skulle det kun måles i Sira omformerstasjon. Disse målingene

ble utført den 29.08. Ved disse målingene var det samkjøringsdrift med alle kondensatorbatteriene innkoblet og et El 17 på vei fra Sira til Storekvina.

### 5.3 Resultater

Observasjoner fra 19.08-21.08-1996 viste at begge kondensatorbatteriene mellom Krossen og Sira måtte være i drift for at det skulle oppstå pendlinger ved oppdelt drift. Det ble også observert at ved samkjøring måtte alle de fire kondensatorbatteriene mellom Krossen og Gandal være innkoblet. Felles for begge disse driftsituasjonene var at det måtte være ett lastuttak på minst 300-400 A. Det ble også observert at kun en omformer måtte være i drift i Sira for at det skulle oppstå pendlinger.

Resultatene fra målingene i Sira omformerstasjon den 29.08 - 1996 er presentert i tabell 5.1.

Tabell 5.1 Resultater fra enfase siden i Sira 29.08-1996.

Måling nr.	Tid/dato	Amplitude				Middelverdi		Frekvens [Hz]			
		I [A]*	U [kV]*	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	I **	U **	P	Q
1	08.43 / 29.08-96	250 / 75	24,75 / 21,1	1,32	0,6	0	0,6	2	2	2	2
2	08.48 / 29.08-96	495 / 410	25,1 / 20,75	1,59	1,32	-3,57	3,28	2	2	2	2
3	08.52 / 29.08-96	470 / 400	25,25 / 20,6	1,71	1,48	-3,69	2,8	2	2	2	2
4	09.00 / 29.08-96	415	23,85	-	-	-1,77	2,92	-	-	-	-

\*) Dette er amplituden til den overlagrede svvingingen

\*\*\*) Dette er frekvensen til den overlagrede svvingingen

Eksempler på målekurver fra enfase siden i Sira er presentert i vedlegg 4.

For mer utfyllende opplysninger om målingene og resultatene henvises det til "Målenotat", skrevet av T.Toftvaag, EFI, desember 1996.

## 6. Diskusjon

Dette kapitlet er delt inn i fire hovedeler. Først studeres den prinsipielle BMII modellen for et trefase system, deretter den forenklete modellen av NSBs nett mellom Sira og Krossen, og til slutt diskuteres den realistiske modellen av dette nettet. Hoveddelen av diskusjonen vil legges til simuleringene på den realistiske modellen. Resultatene fra denne modellen vil til slutt bli diskutert opp mot de målte pendlingene.

### 6.1 Second Benchmark modell

#### 6.1.1 Forenklet SBMII modell

I denne modellen fant vi at ved en kompenseringsgrad som fører til at nettets egenfrekvens faller sammen med det mekaniske systemets egenfrekvens oppstår det negativt dempede svingninger og systemet svinger ut av fase som vist i figur 4.3 og 4.4 samt i vedlegg V.1.3. Frekvensen dette skjer ved er på 27 Hz som gir en kompenseringsgrad på 30,25 %, denne frekvensen stemmer bra overens med den frekvensen som kommer fram i analysene av SBMII [10].

Økes kompenseringen videre blir systemet igjen stabilt, helt til en kompenserer så mye at selveksitasjon som følge asynkronmotor effekt oppstår. Ved  $X_C = 82\%$  av  $X_{total}$  inntreffer dette fenomenet, men kurvene for denne kjøringen er ikke fysikalske i den forstand at aktiv effekt pendler mellom -10 pu og opp til 90 pu. Det er derfor ikke sett på årsaker til disse verdiene på pendlingene.

#### 6.1.2 SBMII modell

Her ble det tatt opp en kurve som viser hvordan egenverdien til nettet varierer som funksjon av  $X_C$ . Kurven som er vist i figur 4.10 stemmer bra overens med den kurven som er vist i paper SBMII s. 1061. Kurven i figur 4.10 har riktignok maksimal verdi ved en kompenseringsgrad på 45 % mens i [10] er maksimalverdien ved 50 % for EVP ("specific eigenvalue program") og ved 55 % for FSP ("frequency scan program") og EMTP ("electromagnetic transient program"), her må det bemerkes at ved EMTP kjøringen er den mekaniske dempingen satt stor nok til å oppnå tilstrekkelig stabilitet (er ikke oppgitt med verdi).

### 6.2 Forenklet NSB nett

Dette nettet ble laget for å få en overgang mellom forenklet SBMII og den realistiske modellen av nettet mellom Sira og Krossen. I denne modellen oppsto det stående pendlinger når den oppgitte linjeimpedansen ble senket med 30 %. I denne modellen ble ikke  $X_q$  endret

men var hele tiden lik 0,29 pu, altså en mellomting mellom et godt og et dårlig bur. Denne modellen er omformerne i Krossen representert med et stivt nett slik at omformerer i Sira forsyner nettet alene mot et stivt punkt.

### Felles for begge modellene av NSBs nett mellom Sira og Krossen:

Enkelte av generator- og motorparametrene har det ikke vært mulig å få tak i disse parametrene er hentet fra typiske data [12] for synkronmaskiner, det er ikke bragt på det rene om disse typiske verdiene gjelder for enfase synkronmaskiner. De parametrene som er hentet fra typiske data er:

$$\begin{array}{l} \text{Generatorparametre: } X_d', T_{d0}', T_{q0}', T_{d0}'', T_{q0}'' \\ \text{Motorparametre: } X_q', X_q'', T_{d0}', T_{q0}', T_{d0}'', T_{q0}'' \end{array}$$

Det er heller ikke tatt hensyn til regulatorer samt kortslutningsytelser i ovenforliggende nett.

## 6.3 Realistisk modell av NSBs nett mellom Krossen og Sira

I denne delen vil vi først sammenligne resultatene fra simuleringene for så å vurdere disse opp mot målte pendlingene.

### Simulering 2 og 9, økning av $X_C$ under det nivå som gir stående pendlinger:

Ved kompensering under det nivå som gir stående pendling er de dempede pendlingene relativt upåvirket av størrelsen på kondensatorbatteriene. Det kan skyldes at kompenseringen ikke er tilstrekkelig til å oppnå selveksitasjon. Innsvinget etter en forstyrrelse vil da være gitt av de indre data i maskinen og nettverkets impedans, samt hvor lenge forstyrrelsen varer.

### Simulering 4 - 7, økning av $X_C$ utover det nivå som gir stående pendlinger:

Når  $X_C$  økes over den verdi som gir stående pendlinger observerer vi at pendlingsfrekvensen minker som funksjon av økningen i  $X_C$ . Dette er i overensstemmelse med teorien om selveksitasjon grunnet asynkronmaskineffekt.

### Simulering 5, 8, 9 og 10, endring av $X_q''$ :

Det viser seg at størrelsen på  $X_q''$  har stor betydning for størrelse og frekvens på pendlingene, dette kan skyldes at forholdet mellom  $X_q''$  på  $X_d''$  er et mål på hvordan dempeburet er konstruert. Hvis forholdet øker opp mot 4 ganger betyr det at vi har et dårlig bur, eller et ikke eksisterende bur, pendlingene dempes effektivt ut ved disse verdiene av  $X_q''$ . Med forholdet ned mot 0.8 har vi et godt utformet bur, det viser seg at pendlingene oppstår lettere nå. Det kan synes underlig at pendlingene oppstår lettere med et godt dempebur, men man må skille mellom pendlinger som skyldes driftsforstyrrelser og pendlinger på grunn av selveksitasjon. Selveksitering på grunn av asynkrongeneratoreffekt oppstår jo, når forholdene ligger til rette for det, som en uheldig konsekvens av at maskinene er utstyrt med dempevikling. Det vil være slik at uten bur vil man ikke kunne få asynkronmotoreffekt, mens i et godt bur ligger forholdene til rette for selveksitering.

### **Simulering 11, to maskiner i hver ende:**

Med to maskiner i hver stasjon og ellers like parametre som for simulering 5 ser vi at pendlingene dempes etter et transient innsving. I simulering 5 fikk vi stående pendlinger. Det er akkurat det samme som er observert under målingene og en god "test" på om pendlingene i simuleringene er av samme natur som de som oppstår på kontaktledningsanlegget.

### **Vurdering av modellen:**

I modellen for nettverket har man fjernet alle mulige årsaker til pendling som har vært diskutert tidligere, unntatt muligheten for SSR fenomener. Det vil si at bakenforliggende nett er stivt, alle regulatorer er fjernet og det finnes ingen ulineære jernkjerner. Man kan derfor si at det er mange parametre som modellen ikke tar hensyn til, men man kan også argumentere med at siden pendlingene allikevel oppstår kan det ikke være noen annen forklaring enn selveksitasjon på grunn av asynkronmotoreffekt.

Linje parametrene som er oppgitt fra NSB er senket med 20 % både i R- og X leddet når de stående pendlingene inntreffer. De oppgitte linjeimpedansene er målt av NSB en gang i første halvdel av 70-tallet, før linjeskjøter ble helsveist. Det er derfor grunn til å sette spørsmålsteget ved disse verdiene, særlig med tanke på den resistive delen av linjeimpedansen

Vi føler at et frekvens- scan ville gitt en sikrere bestemmelse av årsaken til pendlingene, det er også et anbefalt analyseverktøy i flere referanser [4], [5]. Vi har dessverre ikke fått frekvenscannet i SimPow til å gi de ønskede resultater, det er mye som tyder på at dagens versjon av Simpow ikke egner seg til å analysere SSR fenomener. I en faks fra Lars Lindquist ved ABB Power Systems Sverige kommer det frem at siden SimPow ikke har en modell i frekvensplanet med resistansen  $R = R_0/s$  (der s er slippet) er det ikke egnet til å kjøre SSR analyser.

Det burde derimot ikke være vanskelig å lage en slik modell i dsl- kode og det kan være et forslag til videre arbeid.

## 7. Konklusjon

Modellen som er laget i SimPow for det realistiske nettet er egnet til å gjenskape de observerte pendlingene. Modellen oppfører seg slik som det er observert under målingene at nettet oppfører seg. For å få til pendlinger må man ha begge kondensatorbatteriene inne, samt kun en maskin i Sira og to i Krossen. Grunnen til dette kan forklares med at samlet negativ resistans i rotor for en stasjon vil være dobbelt så stor med en maskin som med to.

Hva pendlingene skyldes kan man ikke konkludere helt sikkert, men alle simuleringene og beregningene tyder på at fenomenet skyldes selveksitering. Andre teorier som har vært vurdert (se kap. 1) er her ikke tatt med i modellen og kan derfor sees bort fra. Fenomenet torsjonssvingninger er ikke mulig å fremkalle i NSBs roterende omformere siden akslingens mekaniske egenfrekvens ligger langt utenfor det subsynkrone frekvensområdet (se kap. 4.1.3).

Forslag til videre arbeid må bli å lage en modell i SimPow som er egnet for å gjøre frekvenscan av nettet. Det bør også utføres videre arbeid med å identifisere maskin og linjepar metre for å gjøre modellen mer nøyaktig.

## 8. Referanseliste

- [1] SimPow manual
- [2] Methods and DSL- Extensions for Dynamic Simulations of Electric Power Systems SimPow versjon v9.5
- [3] Faks fra Sven Martin Tønnessen med notat om bruk av kondensatorbatterier i NSBs nett.
- [4] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [5] P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness, Subsynchronous resonance in power systems, IEEE Press, 1990.
- [6] Rune Lundberg, Lärobok i elektroteknik del 4, omformerstasjoner, Svenska tryckeriaktiebolaget 1959.
- [7] IEEE Committie Report, "Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations" IEEE Trans., Vol. PAS-104, No. 6, june 1985.
- [8] L. A. Kilgore, L. C. Elliott, E. R. Taylor, "The Prediction and Control of Self-Exited Oscillations due to Series Capacitors in Power Systems", Paper presented on at the IEEE Summer Power Meeting and EHV Conference, Los Angeles, Calif., July 12-17, 1970.
- [9] Faks fra Sven Martin Tønnessen 13/11 1996.
- [10] Sechond Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous resonance, IEEE Working Group, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 5, May 1985.
- [11] John W. Ballance, Saul Goldberg, Subsynchronous Resonance in Series Compensated Transmission Lines, IEEE Pes Winter Meeting, New York, 1973.
- [12] Arne Johannessen, Kompendium EFI / NTH, Trondheim, 1972, Xnr. 13.21/70 Del 2, side 17

## 9. Litteratureferanser

- [1] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [2] P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness, Subsynchronous resonance in power systems, IEEE Press, 1990.
- [3] George McPherson, Robert D. Laramore, An intro. to Electrical Machines and Transformers, Wiley 1990.
- [4] M. Pavella, P.G. Murthy, Transient Stability of Power Systems, Wiley 1994.
- [5] Rune Lundberg, L arobok i elektroteknik del 4, omformerstasjoner, Svenska tryckeriaktiebolaget 1959.
- [6] Carson W. Taylor, Power System Voltage Stability, McGraw-Hill, 1994
- [7] Pal K. Kovacs, Transient Phenomena in Electrical Machines, Elsevier 1984.
- [8] A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Stephen D. Umans, Electric Machinery 1992.
- [9] Sechond Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous resonance, IEEE Working Group, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 5, May 1985.
- [10] Sheedharan and R.B. Godhgaonkar, "Mathematical Model and Analysis of Self-Excitation in Compensated Lines", Electric Power Systems Research, 2 (1979) 233 - 240.
- [11] IEEE Committie Report, "Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations" IEEE Trans., Vol. PAS-104, No. 6, june 1985.
- [12] L. A. Kilgore, L. C. Elliott, E. R. Taylor, "The Prediction and Control of Self-Exited Oscillations due to Series Capasitors in Power Systems", Paper presented on at the IEEE Summer Power Meeting and EHV Conference, Los Angeles, Calif., July 12-17, 1970.
- [13] Homer M. Rustebakke, Charles Concordia, Self-exited oscillation in a transmission System Using Series Capacitors. IEEE Trans., Vol. Pas-89, No 7, 1970
- [14] IEEE Subsynchronous Working Group, Proposed Terms and Definitions for Subsynchronous oscillations, IEEE Trans., Vol. Pas-99, No. 2 1980.



- [15] A. M. Khan, D. S. Chauhan, G. K. Rao, Effect of Rotor Dynamics on Steady State Subsynchronous Oscillations in Series Compensated Power Systems, Electric Machines and Power Systems, Hemisphere Publishing Corporation, 1991
- [16] Abdel-Aty Edris, Series Compensation Schemes Reducing The Potential of Subsynchronous Resonance, IEEE Trans., Vol. 5, No. 1, 1990.
- [17] J. Nanda, S. Hurry, Self-Excitation of Dual-Excited Synchronous Machines, Proc. IEE, Vol. 124, No. 7, 1977.
- [18] EFI Rapport TR Nr. 3424, Subsynkron Resonans.
- [19] C. Concordia, J. B. Tice, C. E. J. Bowler, Subsynchronous Torques on Generating Units Feeding Series-Capacitor Compensated Lines, Volume 35-Proc. of the American Power Conference, 1973.
- [20] S. C. Sun, S. Salowe, C. R. Mummert, Protective Relay Application for T-G Unit SSR Protection.
- [21] M. A. Badr, A. M. El-Serafi, Effect of Synchronous Generator Regulation on the Subsynchronous Resonance Phenomenon in Power Systems, IEEE Trans., Vol. Pas-95, no. 2, 1976.
- [22] A. M. El-Serafi, A. A. Shaltout, Damping of SSR Oscillations by Excitation Control, IEEE 1979.
- [23] H. Suzuki, R. Fujiwara, K. Uemura, Analysis and Control for Subsynchronous Resonance Problem, Conference Paper Discussion, IEEE.
- [24] John W. Ballance, Saul Goldberg, Subsynchronous Resonance in Series Compensated Transmission Lines, IEEE Pes Winter Meeting, New York, 1973
- [25] M. Z. El-Sadek, Design of Supplementary Excitation Damping Controllers for tabilizing Multi-Mode Subsynchronous Resonance Oscillations, Assiut University, Assiut, Egypt.
- [26] Magdy El-Marsafawy, Atef El-Emary, A Study of the Effects of Power Systems Parameters and Operating Conditions Variation on Subsynchronous Resonance. Modelling, Simulation & Control, A, AMSE Press, Vol. 41, No. 2, 1992, pp. 1-14.

# **Vedlegg**

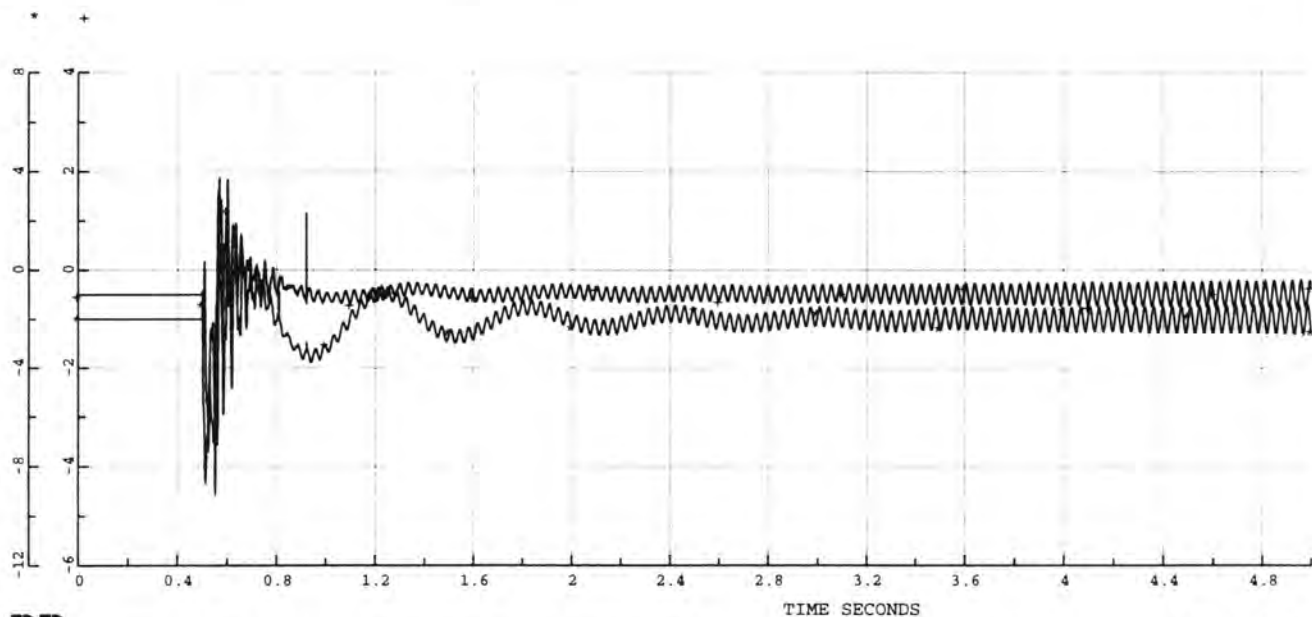
## Vedlegg 1

- V.1.1 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 36,7$
- V.1.2 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 73,3$
- V.1.3 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 110$
- V.1.4 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 146,7$
- V.1.5 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 183,3$
- V.1.6 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 220$
- V.1.7 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 256,7$
- V.1.8 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 293,3$
- V.1.9 Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator og spenning og vinkel på generator.  $X_C = 300$

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.42:58

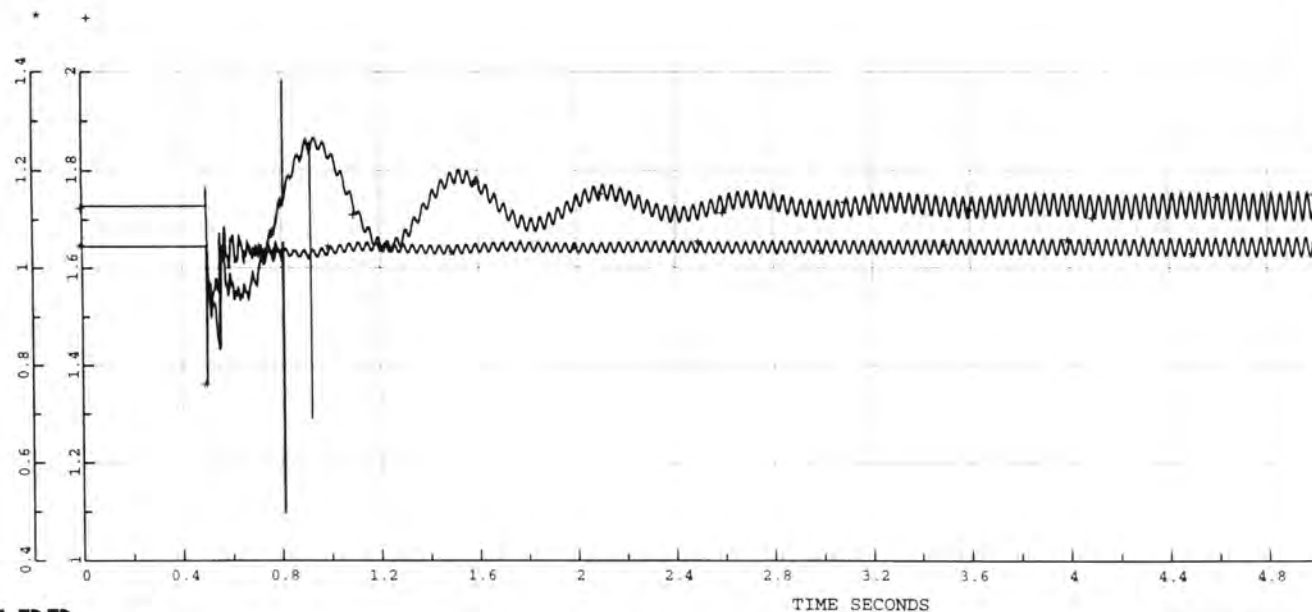
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.42:58

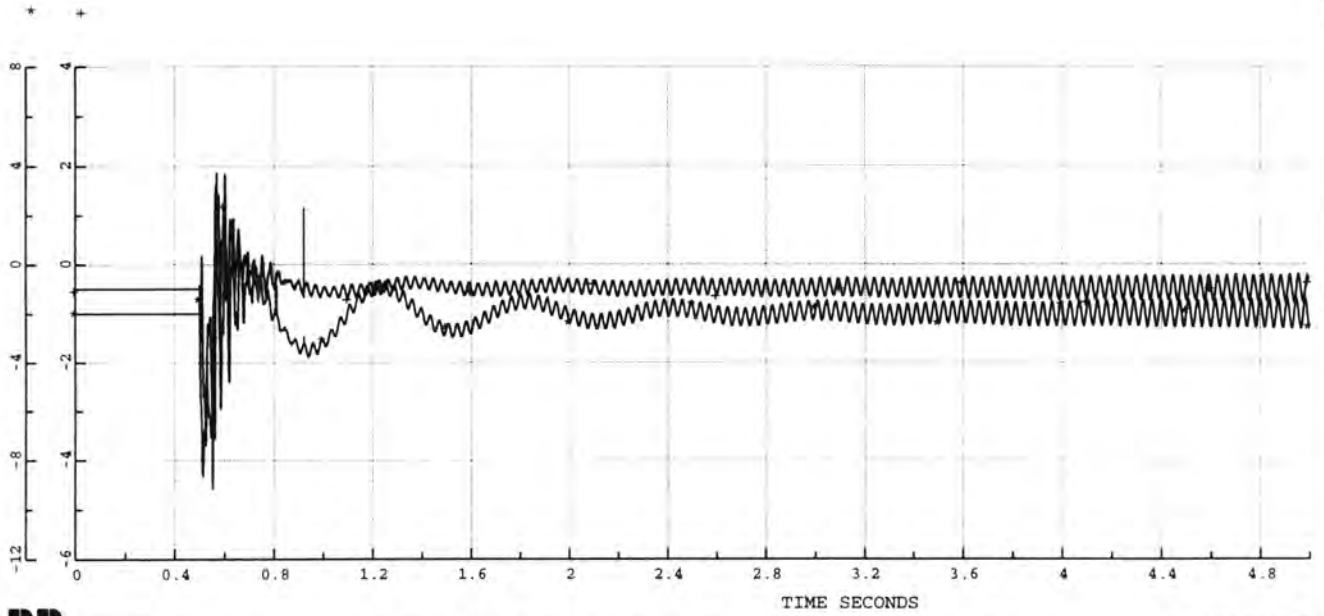
DIAGRAM 1

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.38:43

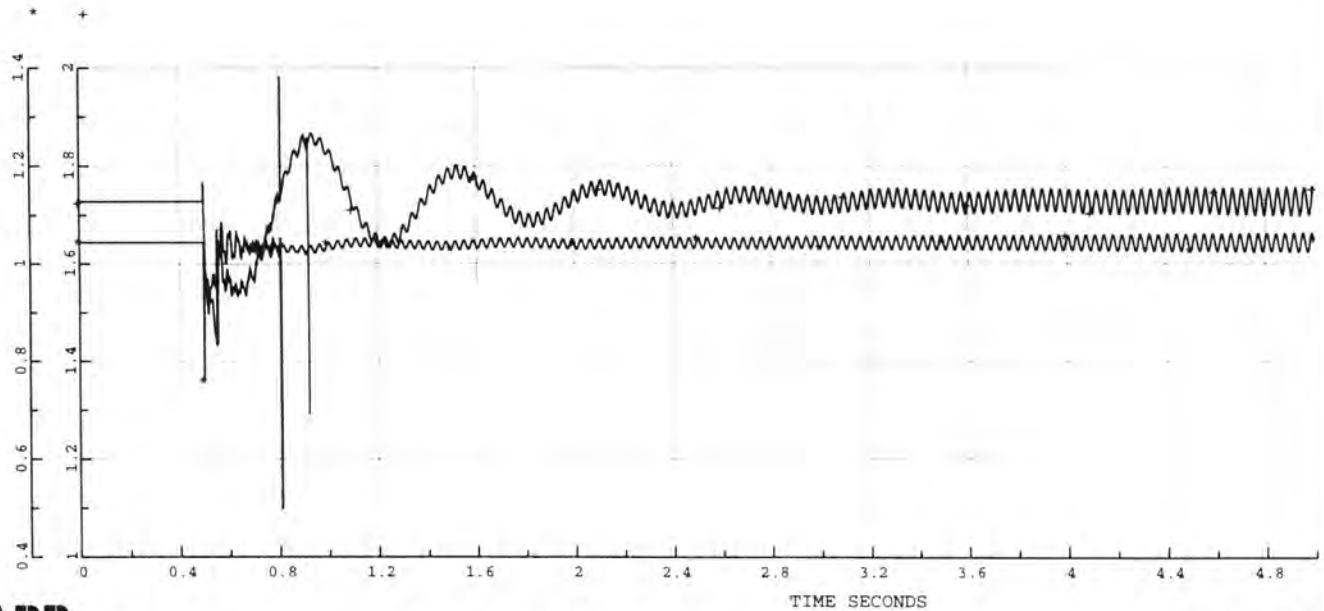
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT(3) KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.38:43

DIAGRAM 1

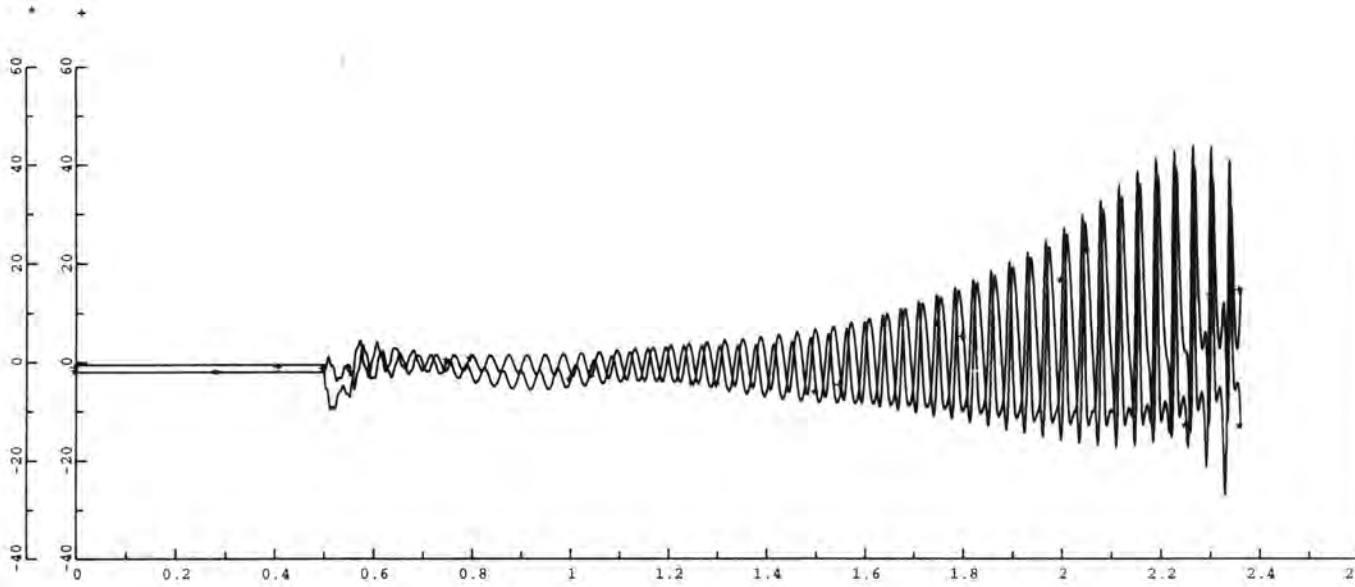
SIMPOW™

30%

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

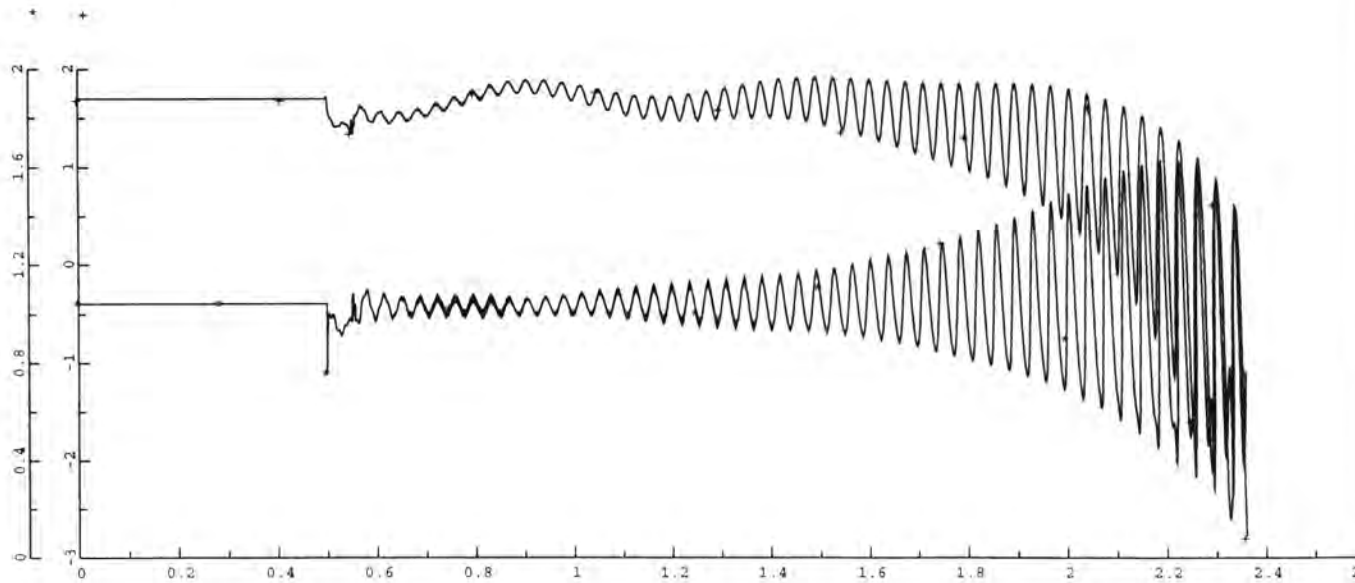
DATE 14 NOV 1996 TIME 10.24:28

DIAGRAM 2

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 10.24:28

DIAGRAM 1

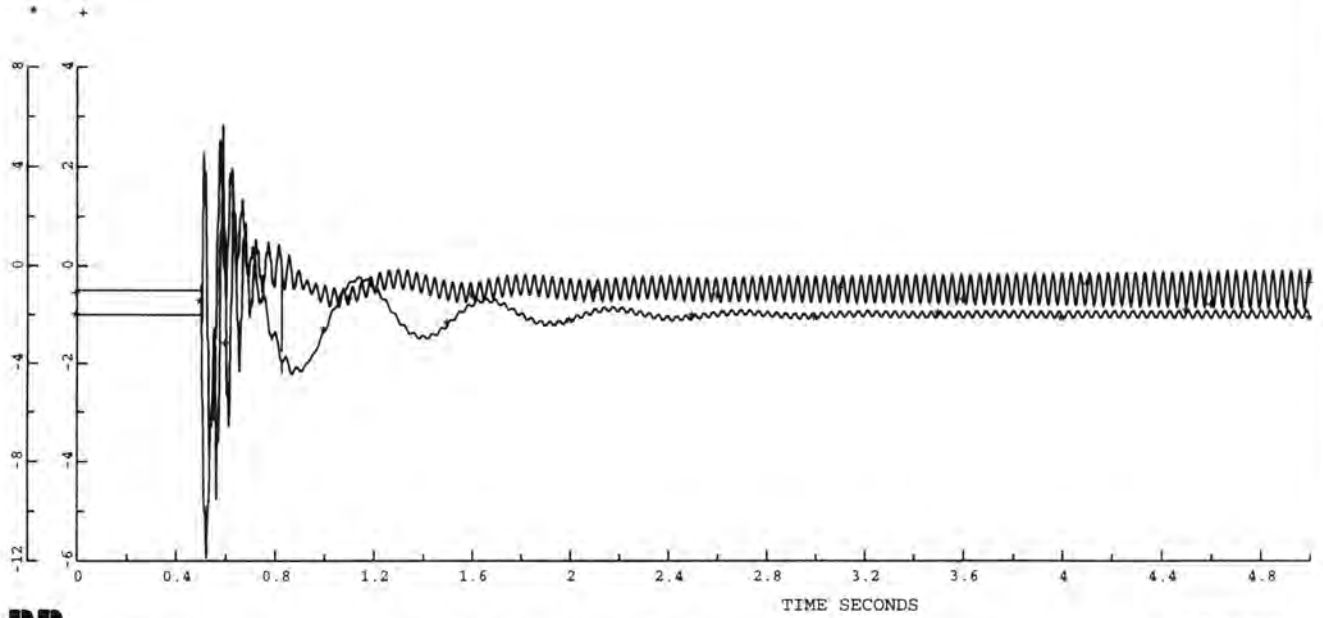
V13

401

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 10.35:47

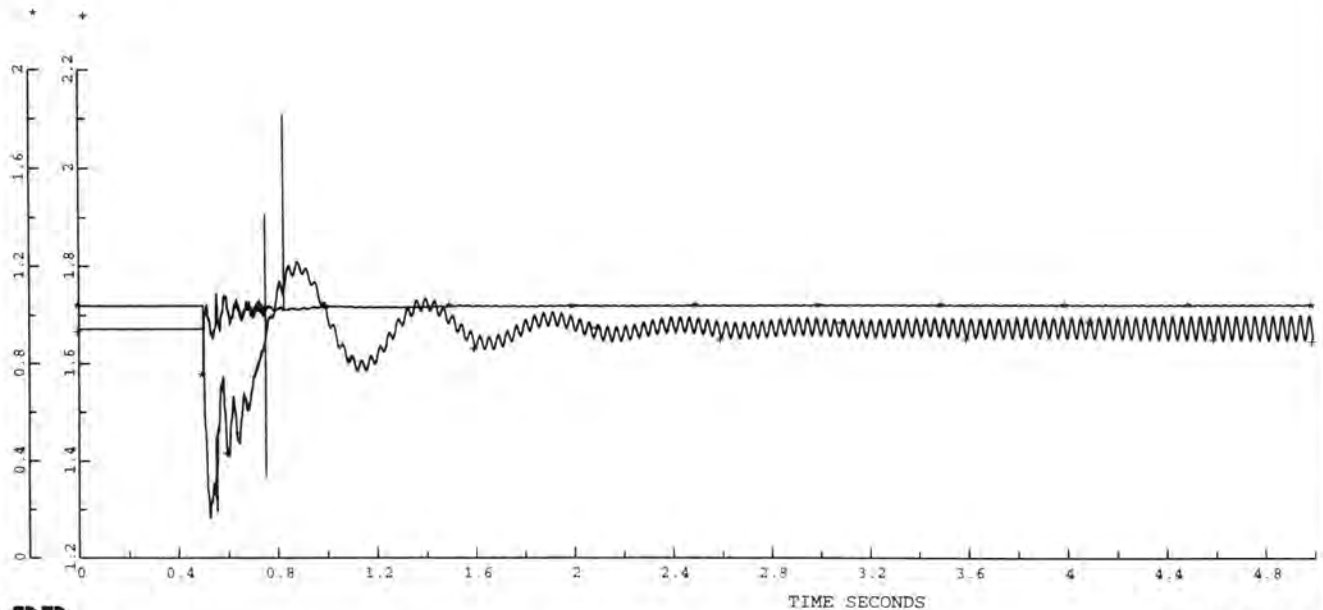
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 10.35:47

DIAGRAM 1

SIMPOW™

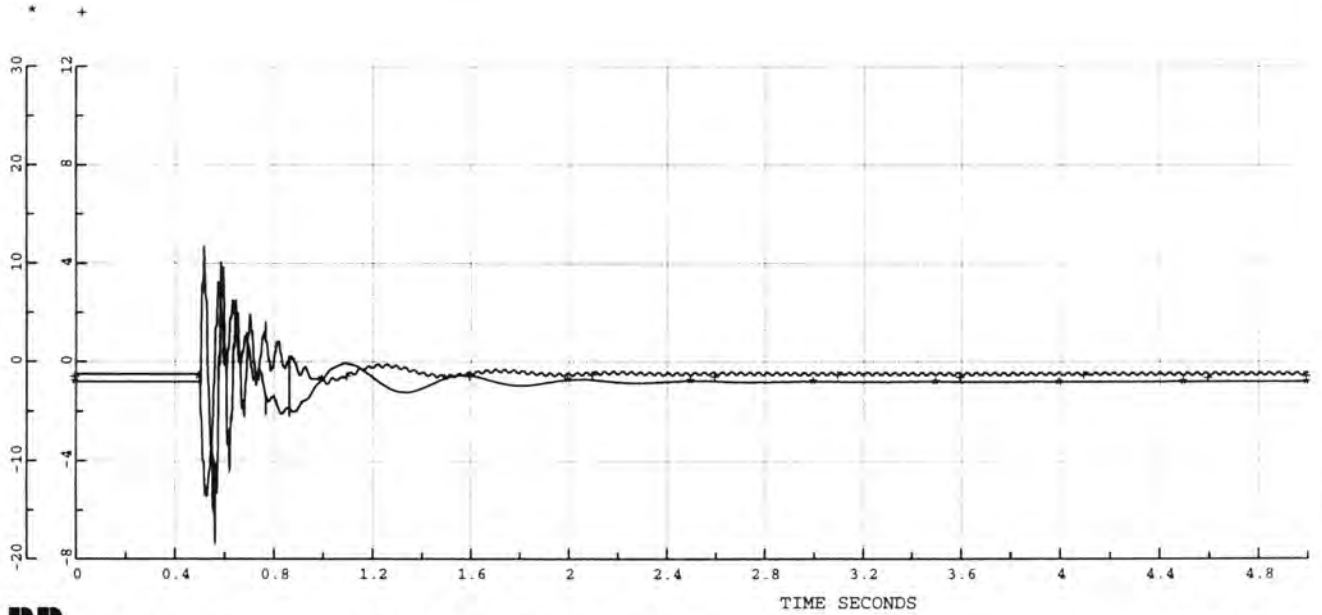
V14

50x

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 10.55:00

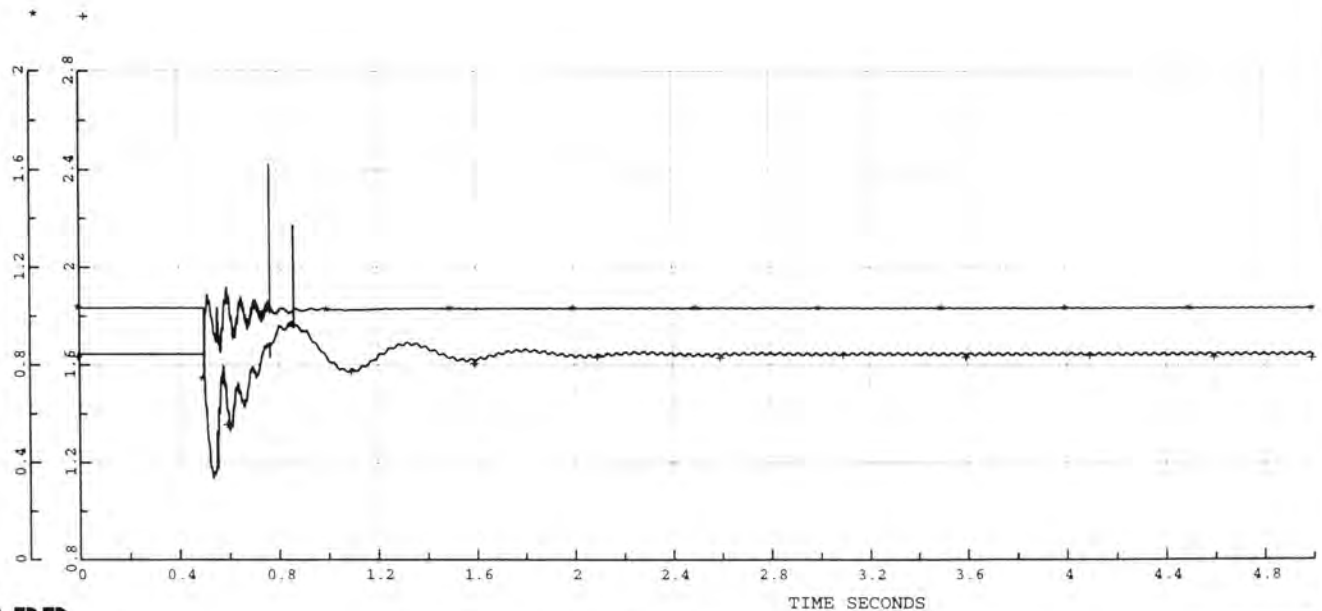
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 10.55:00

DIAGRAM 1

SIMPOW™

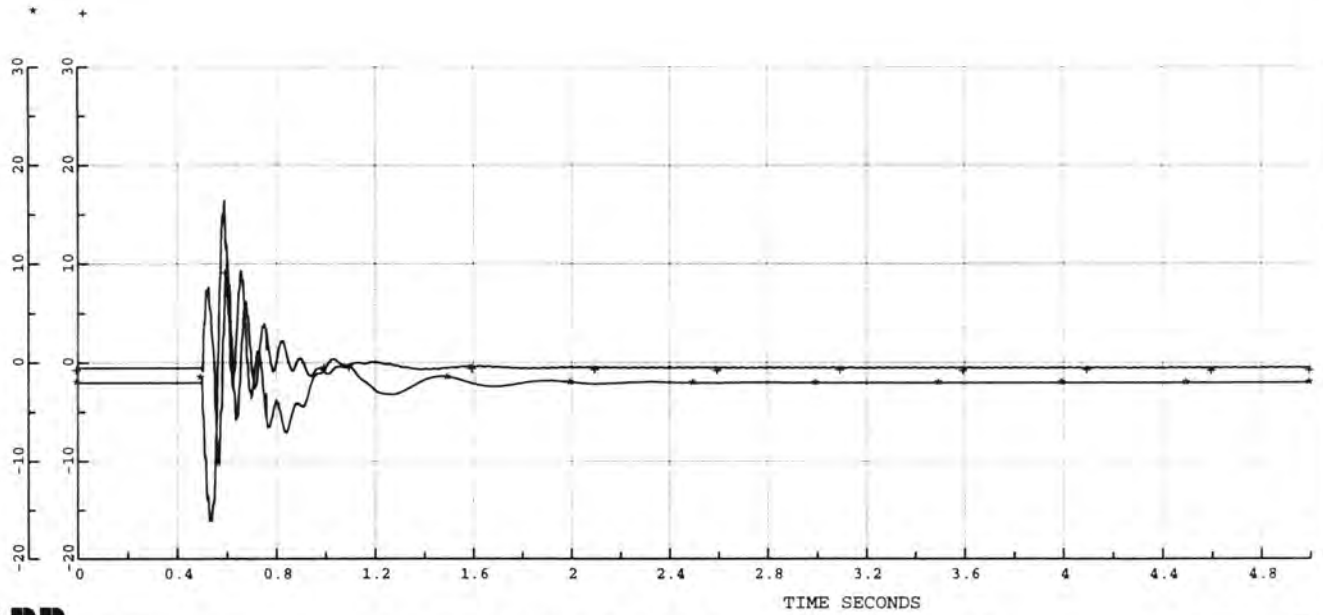
V.1.5



DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 10.59:37

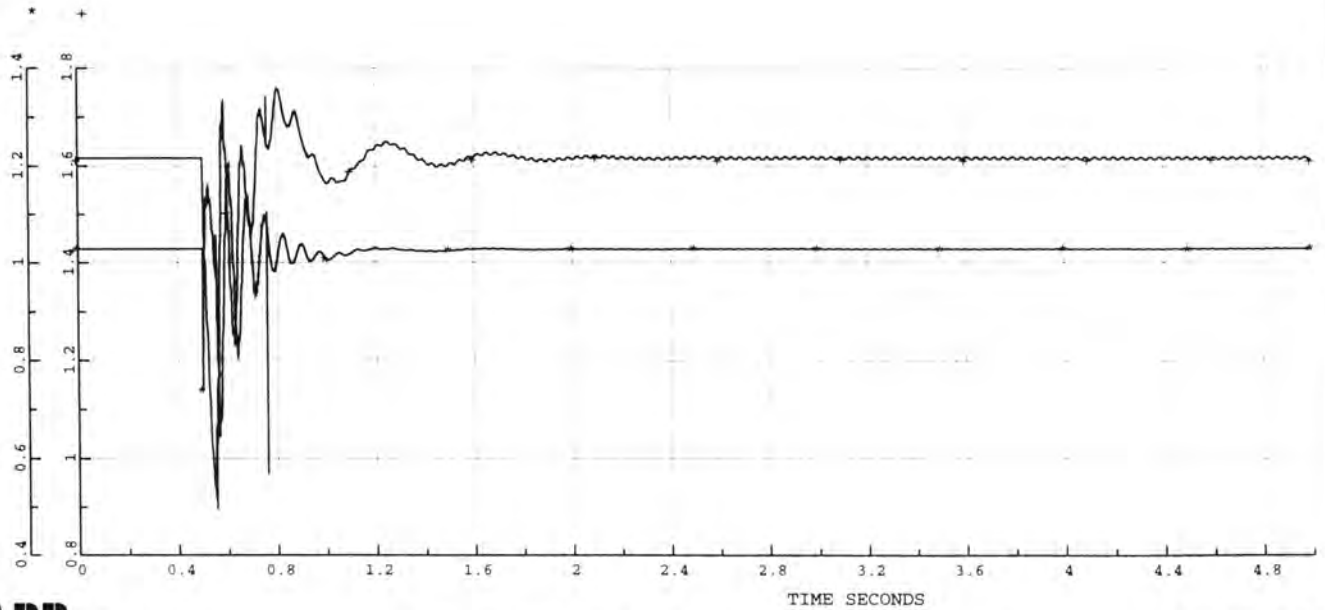
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 10.59:37

DIAGRAM 1

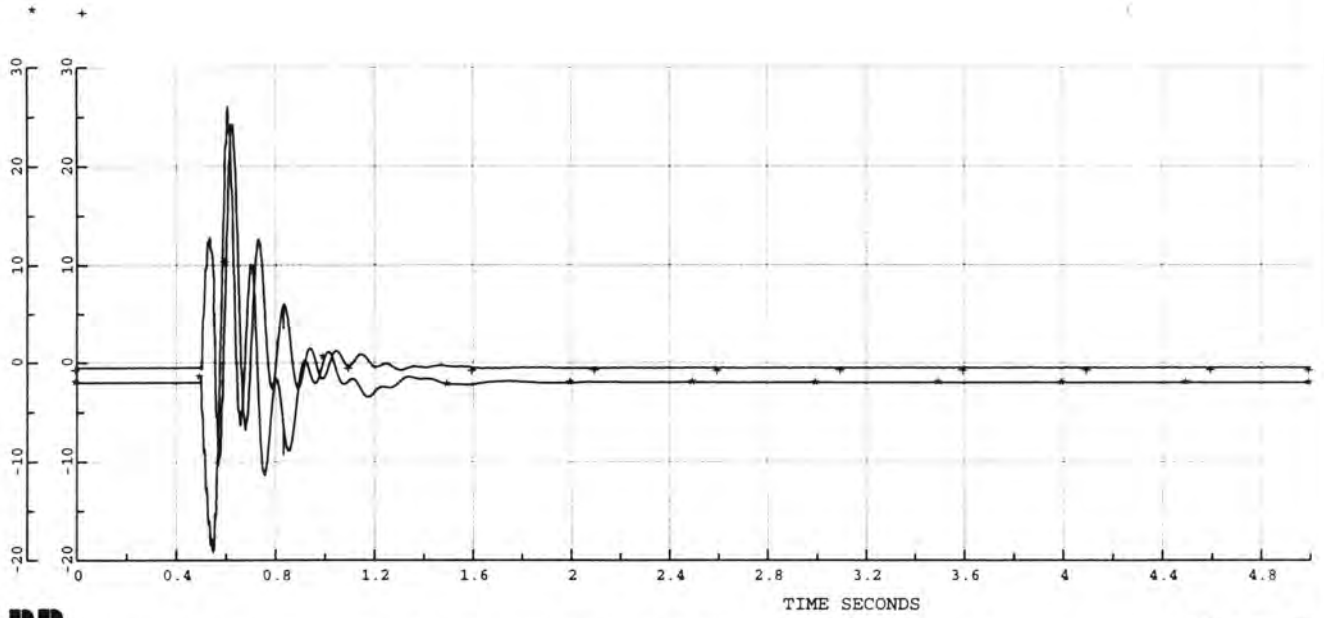
SIMPOW™

208

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.02:57

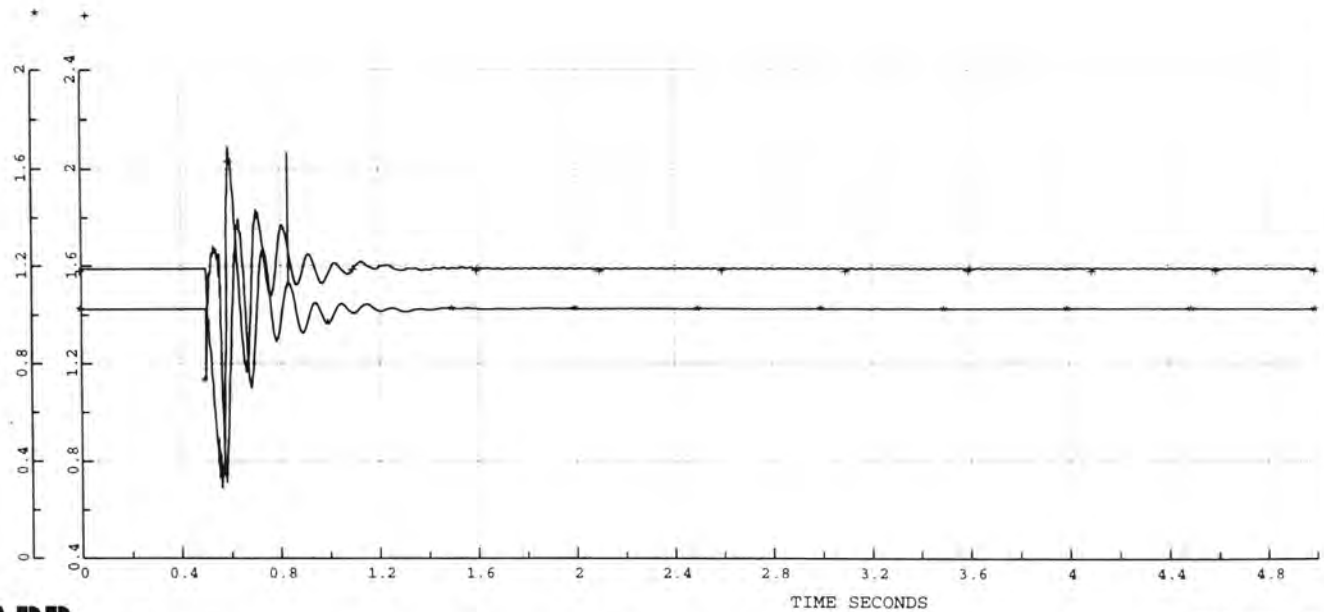
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.02:57

DIAGRAM 1

SIMPOW™

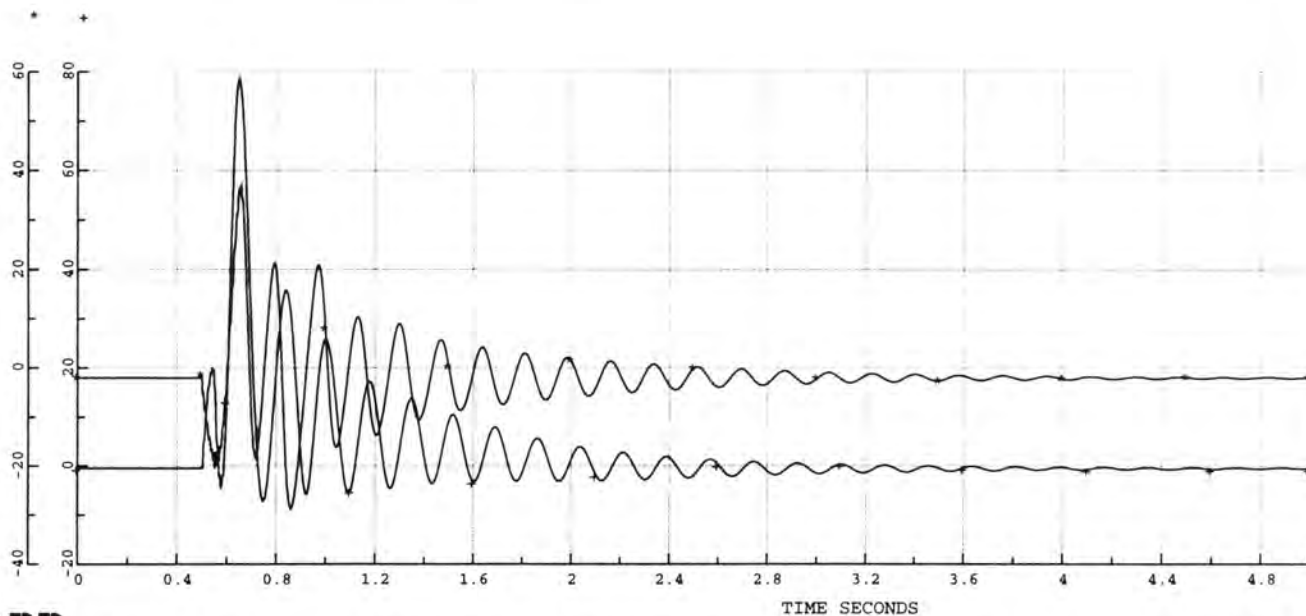
V17

801

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.07:03

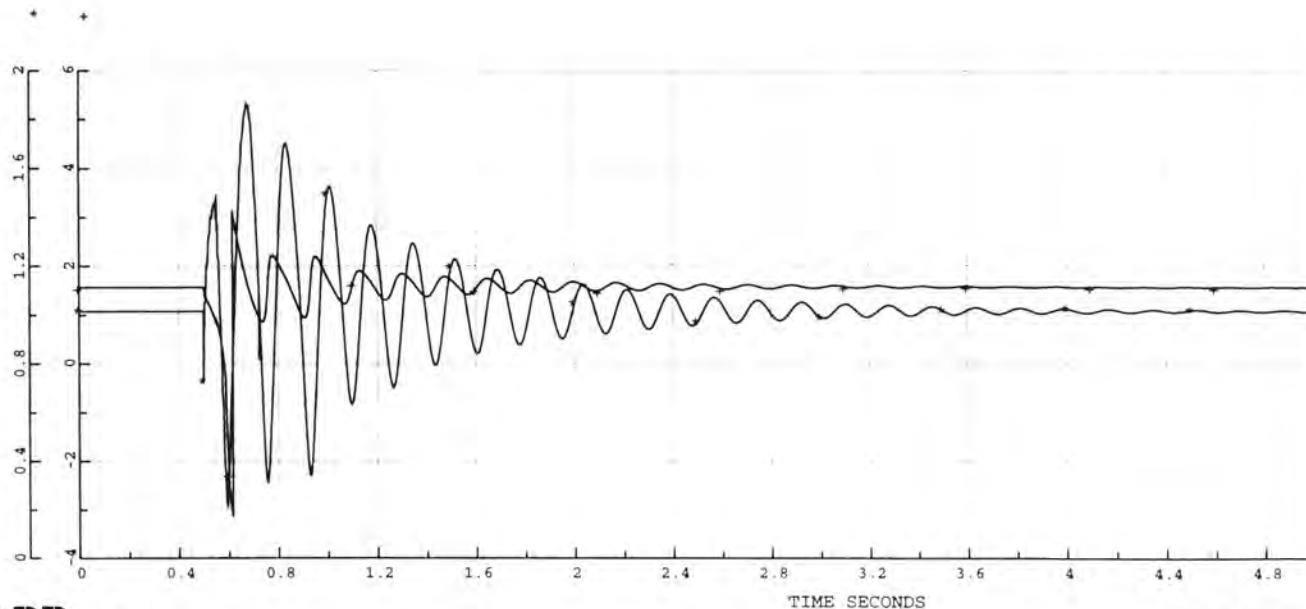
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.07:03

DIAGRAM 1

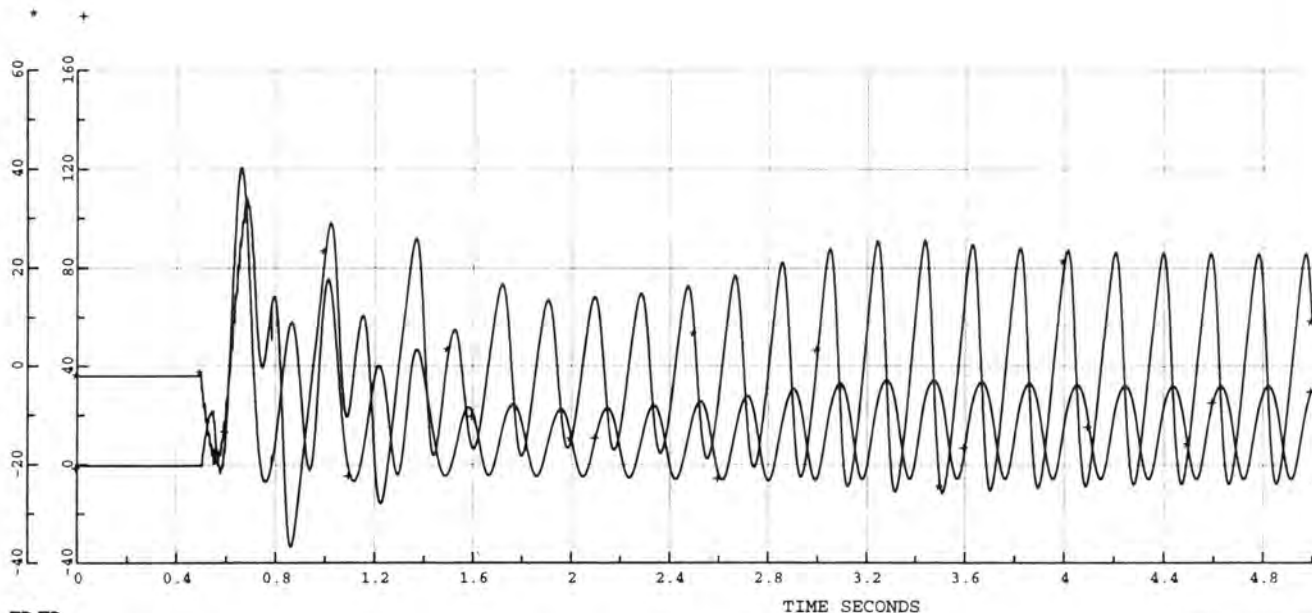
SIMPOW™

V.18

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.17:01

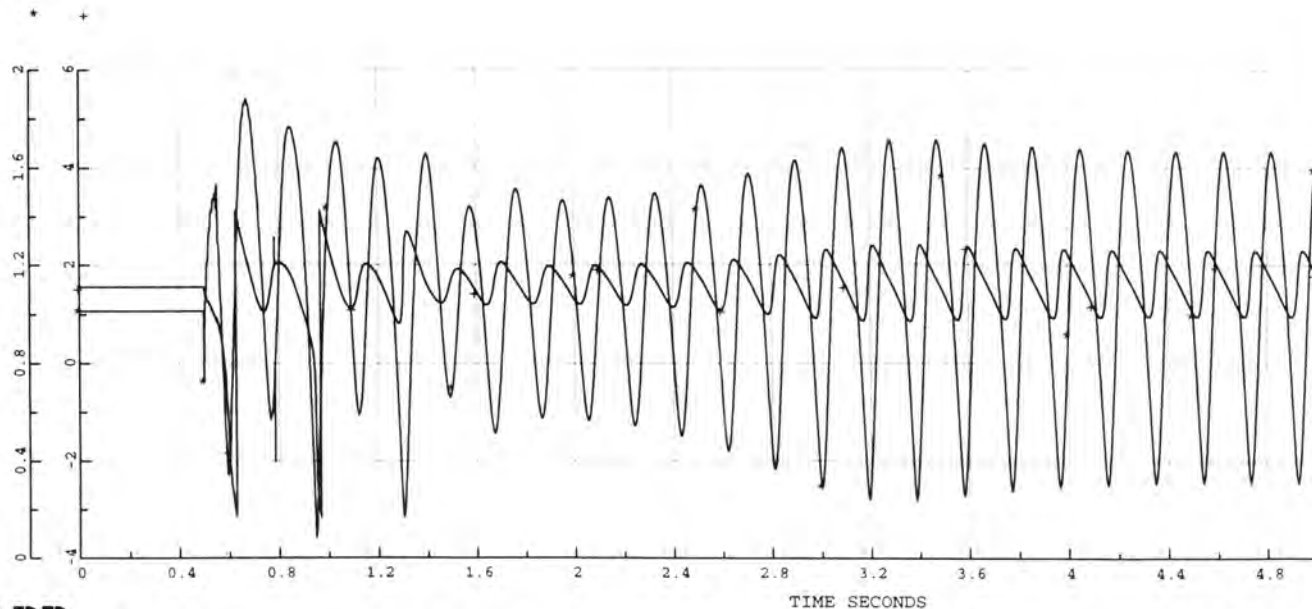
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

(MASTA)

\*=NODE G1 U PU 31.11/SQRT[3] KV  
+=NODE G1 ANGLE RADIANS



JOB BENCHMARK1

DATE 14 NOV 1996 TIME 11.17:01

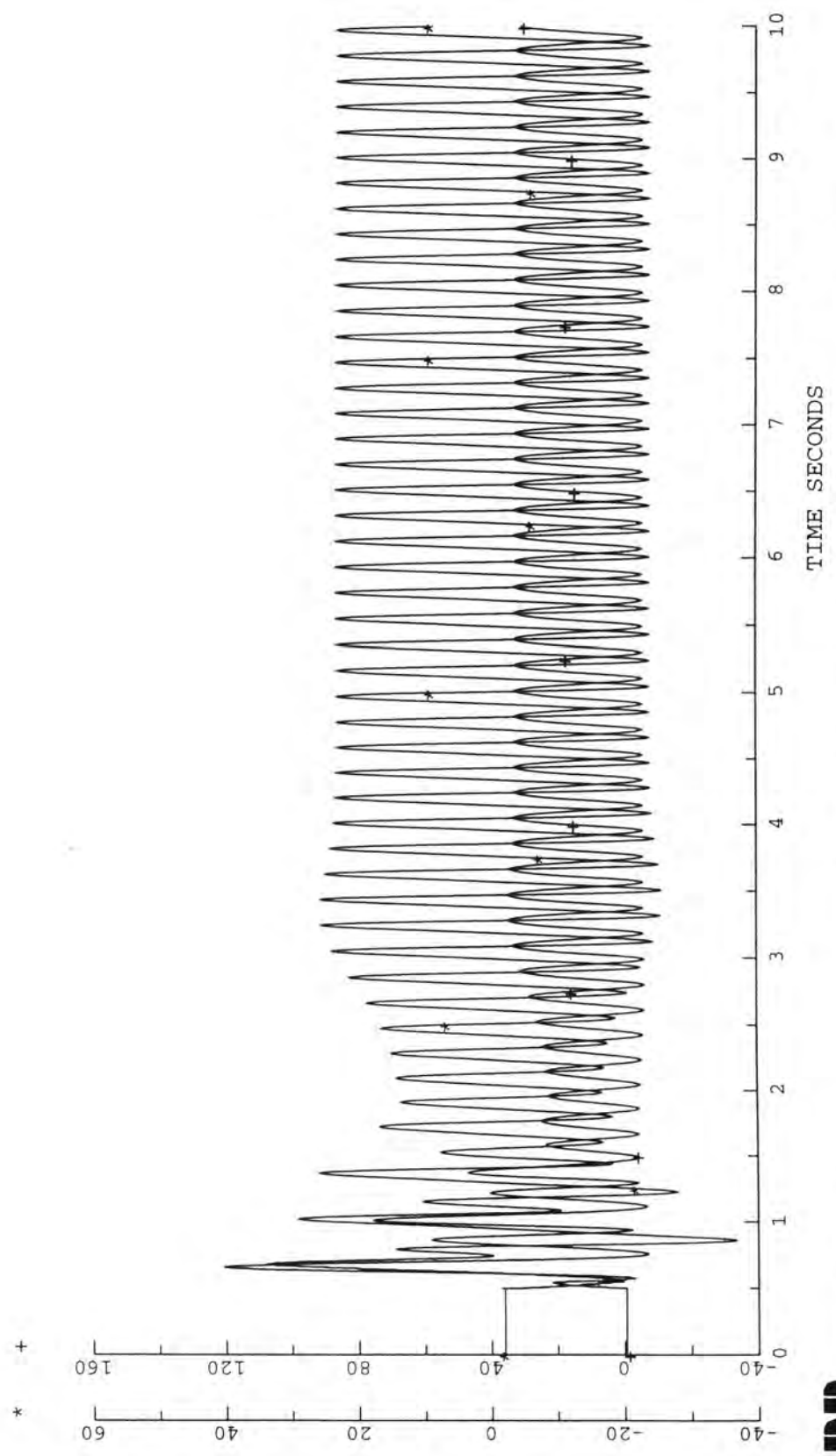
DIAGRAM 1

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

*=LINE	G1	U122	1	P1	POWER	PU	100.00	MW
+=LINE	G1	U122	1	Q1	POWER	PU	100.00	MVAR

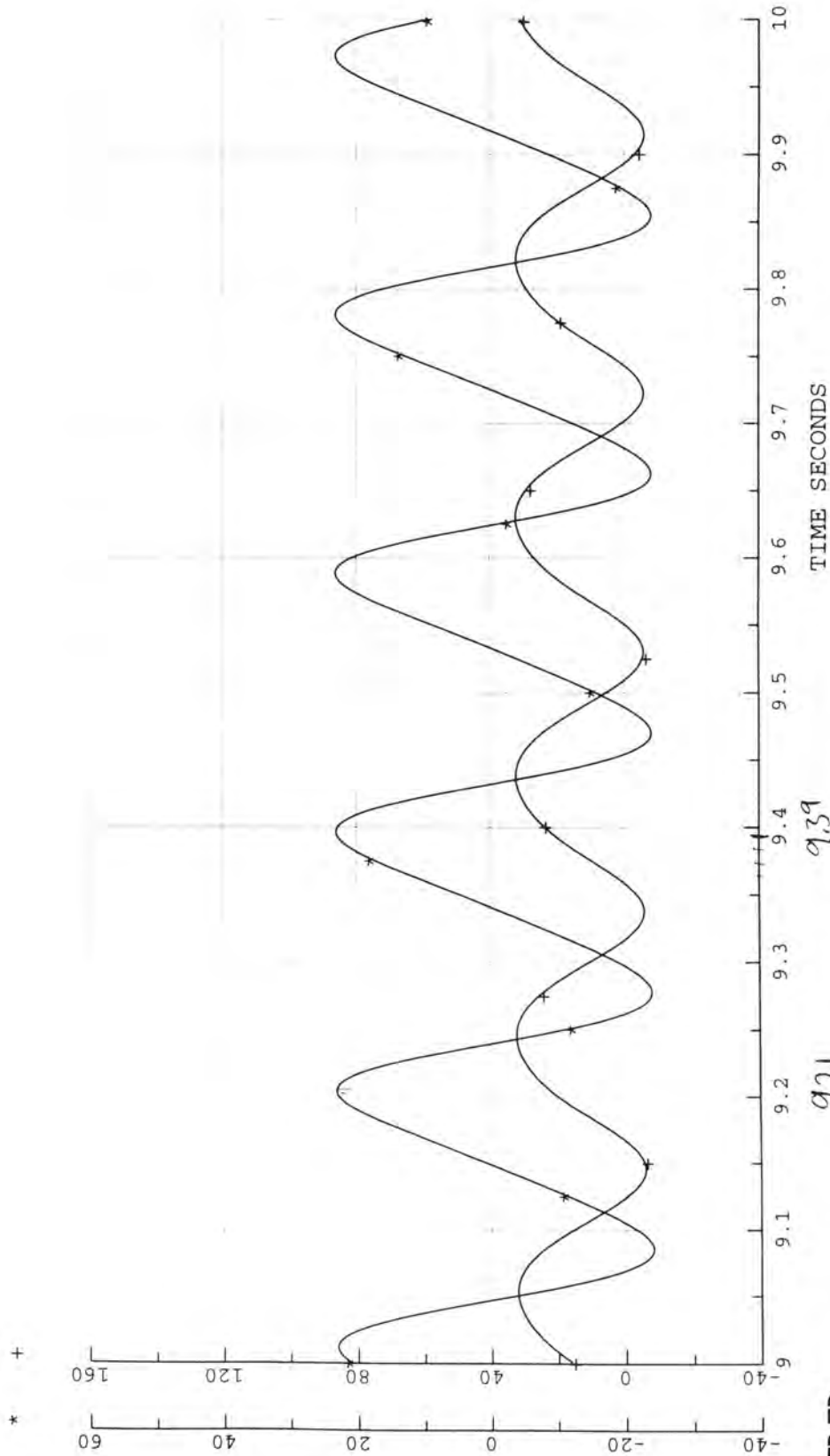


V19

(MASTA)

DYNAMISKE DATA  
BENCHMARK MODELL EN GENERATOR MOT STIVT NETT  
YTELSE 600 MVA

\*=LINE G1 U122 1 P1 POWER PU 100.00 MW  
+=LINE G1 U122 1 Q1 POWER PU 100.00 MVAR



V.1.9

## Vedlegg 2

V 2.1.A	Opprinnelig OptPow fil	
V.2.1.B	Opprinnelig DynPow fil	
V 2.2.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,21 + j 0,21 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V 2.2.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$Z_{linje} = 0,21 + j 0,21 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V 2.3.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,168 + j 0,168 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V 2.3.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$Z_{linje} = 0,168 + j 0,168 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V 2.4.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V 2.4.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V 2.5.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega, X_C = 22 \Omega$
V 2.5.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega, X_C = 22 \Omega$
V 2.6.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega, X_C = 16 \Omega$
V 2.6.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$Z_{linje} = 0,147 + j 0,147 \Omega, X_C = 16 \Omega$

EN ROTERENDE OMFORMER

\*\*

CONTROL DATA

OUT -2

LONG 0

END

GENERAL

SN 10

END

NODES

C1 UB 4 PHASE 1

C11 UB 16.5 PHASE 1

P1 UB 16.5 PHASE 1

P2 UB 16.5 PHASE 1

GC UB 66

C66 UB 66

CM1 UB 6.3

CG1 UB 4 PHASE 1

C16 UB 16.5 PHASE 1

TOG UB 16.5 PHASE 1

END

LINES

GC C66 TYPE 1 R 0.00001 X 0.000001 NO 1

CG1 C1 TYPE 1 R 0.00001 X 0.000001 NO 1

C11 TOG TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 10

TOG P1 TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 50

P2 C16 TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 50

P1 P2 TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 0.001 NCON 1

END

TRANSFORMERS

C1 C11 SN 4.0 UN1 4 UN2 16.6 ER12 0.034 EX12 0.034

C66 CM1 SN 7.1 UN1 66 UN2 6.3 ER12 0.0054 EX12 0.079

END

ROTARY CONVERTERS

C\_G1 CG1 SN 4.0 UN 4 XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 POLES 2

MOTOR=C\_M1

C\_M1 CM1 SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 POLES 6

END

SCAPA

P1 P2 TYPE 1 X -18

END

SHUNT IMPEDANCES

END

LOADS

TOG P 3 Q 0 NO 1

!!!! TOG1 P 0.1 Q 0.1 NO 1

END

POWER CONTROL

GC TYPE NODE RTYP UFI U 66 FI 0

C\_G1 TYPE ROTA RTYP U U 4

C\_M1 TYPE ROTA RTYP Q Q 0

C16 TYPE NODE RTYP SW U 16.5

END

OUTPUT

ALL

GRAPH

SCALE 1

LAYER 1

DRAW \*

EGRAPH

END

END



DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

\*\*

CONTROL DATA

TEND 25

LONG 0

SPL 0.1

N7 100 GAM5 0.1

LOADM YES

END

GENERAL

NREF 2 FN 50 16.666667 REF GC C16

END

NODES

C16 TYPE 1

GC TYPE 1

END

SYNCHRONOUS MACHINES

C\_M1 CM1 TYPE 1A SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 XA 0.11  
XDP 0.24 XDB 0.165 XQB 0.23 TD0P 8 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0  
H 1.6 XQP 0.399 TQ0P 2

C\_G1 CG1 TYPE 1A SN 4.0 UN 4.0 XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 XA 0.096  
XDP 0.4 XDB 0.12 XQB 0.29 TD0P 5 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0  
H 1.8 XQP 0.469 TQ0P 2

END

FAULTS

1 NODE TOG TYPE 3PSG R 100

END

RUN INSTRUCTION

AT 1 INST CONNECT FAULT 1

AT 1.1 INST DISCONNECT FAULT 1

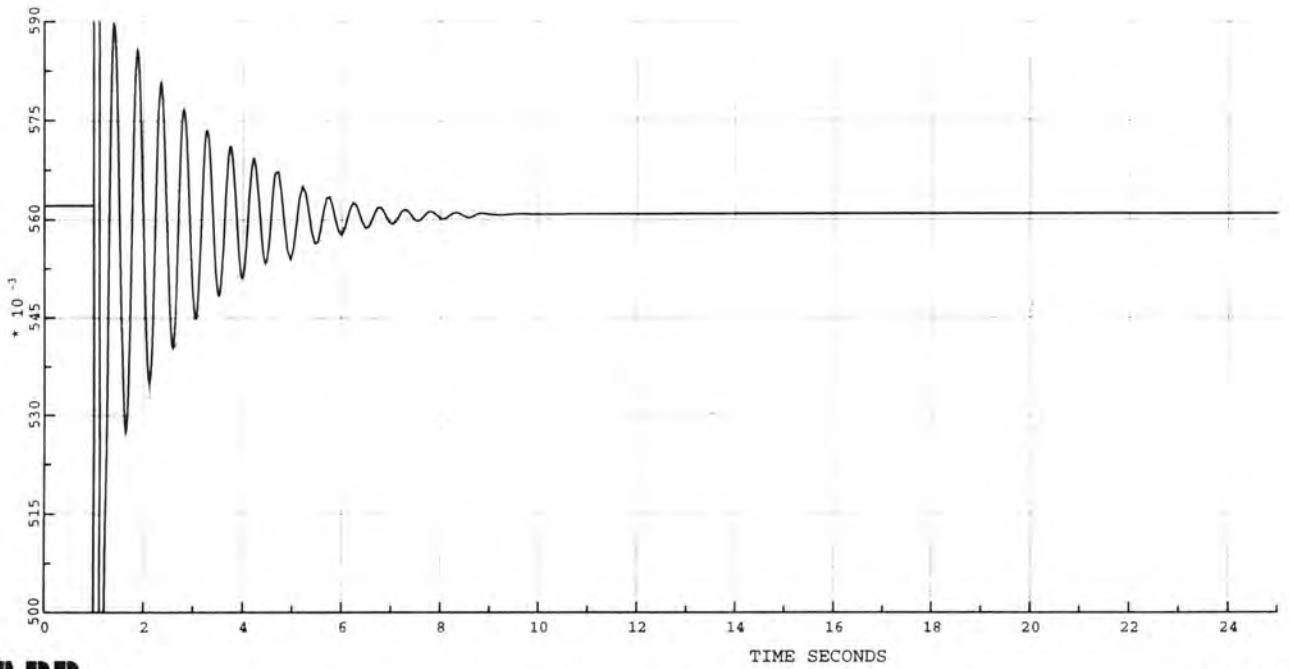
END

END

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 P POWER PU 4.00 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.18:31

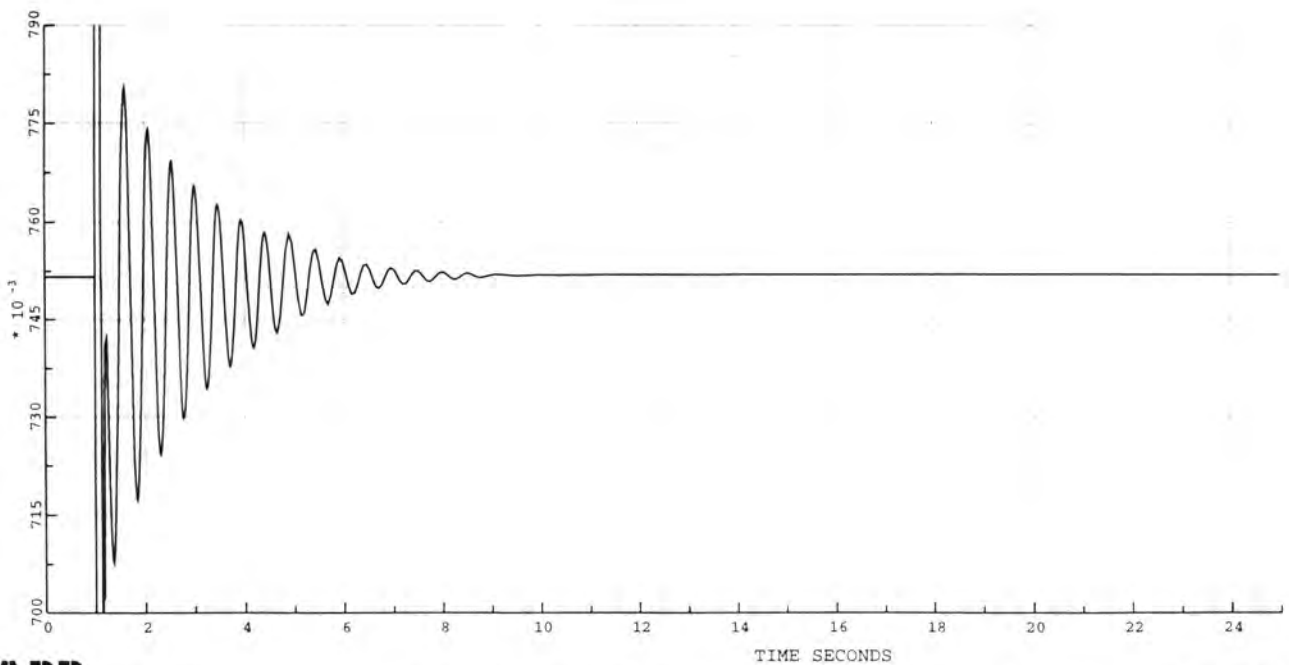
DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.18:31

DIAGRAM 3

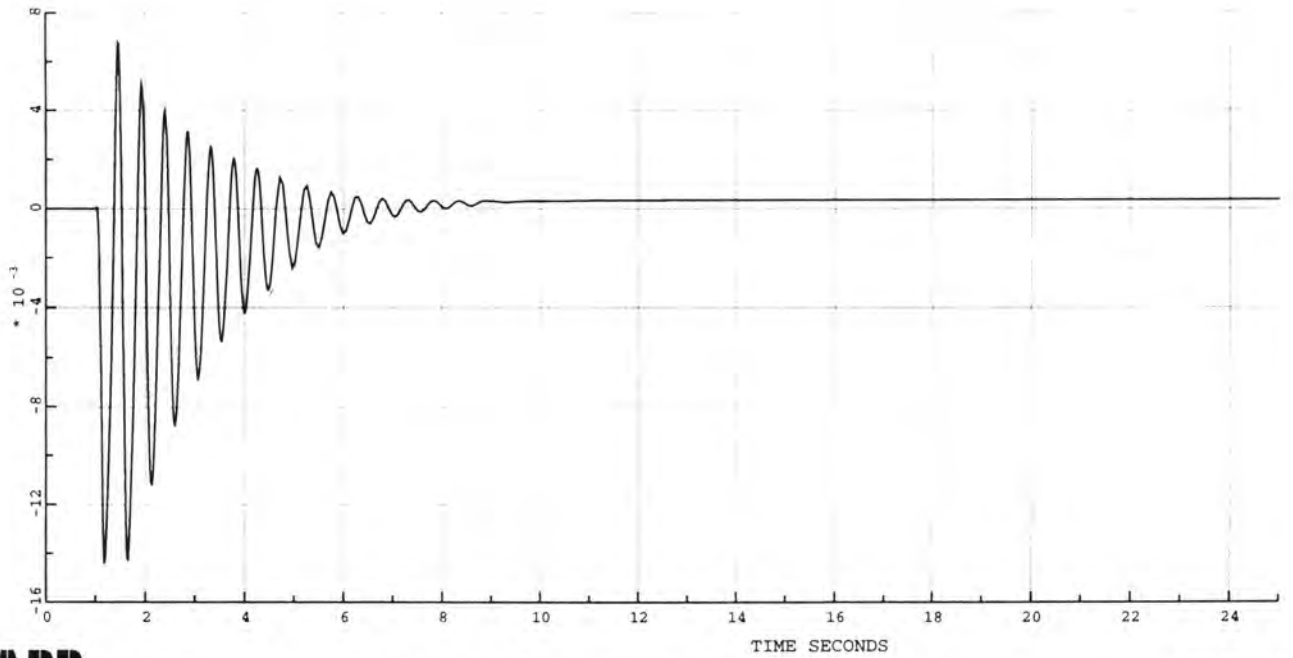
SIMPOW™

V.2.2.A

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.22:33

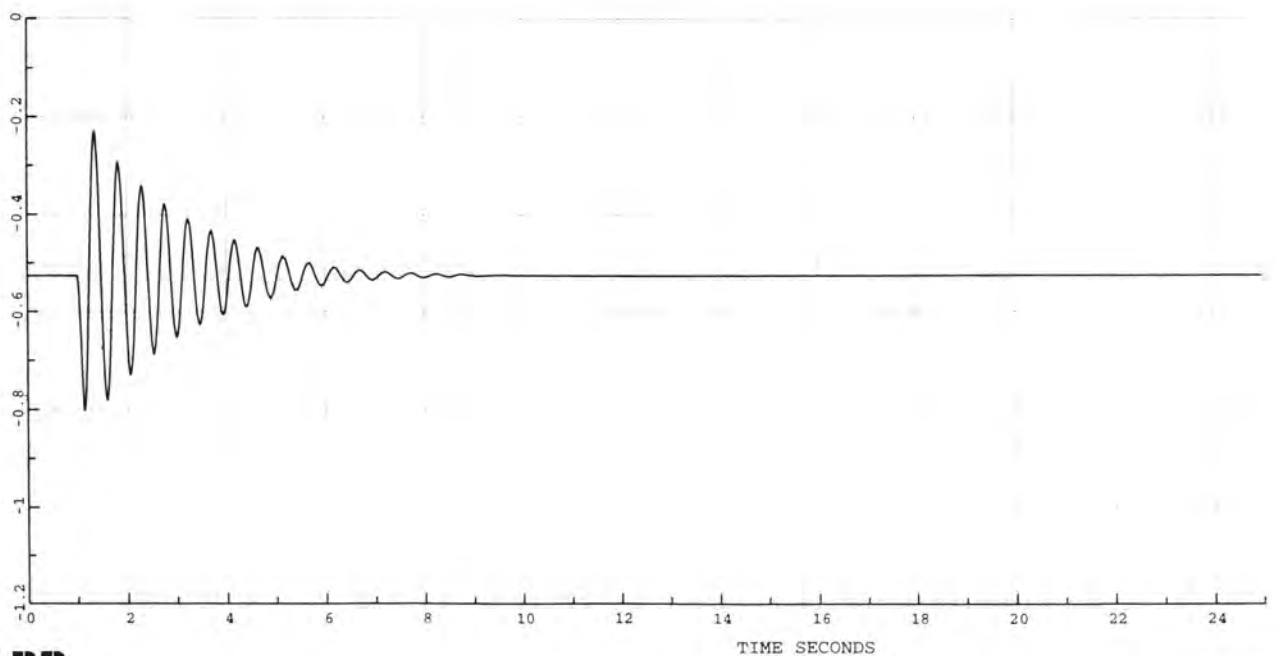
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 P POWER PU 4.40 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.22:33

DIAGRAM 1

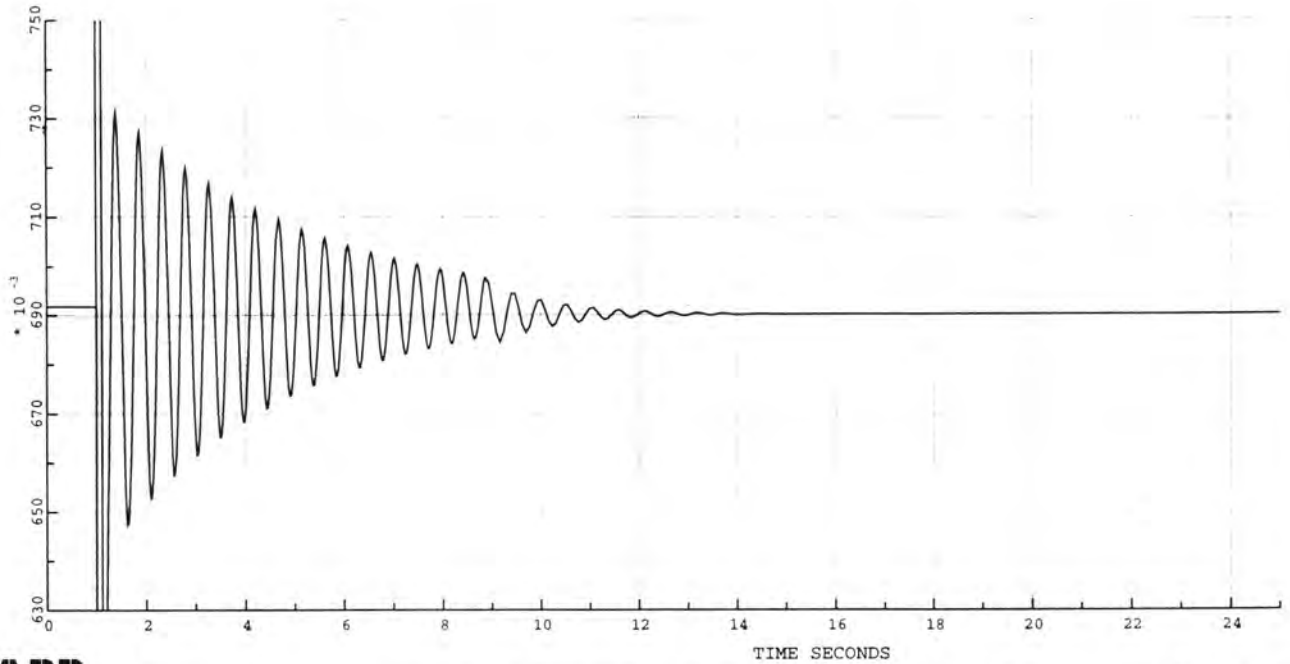
SIMPOW™

V.2.2.B

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 P POWER PU 4.00 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.25:33

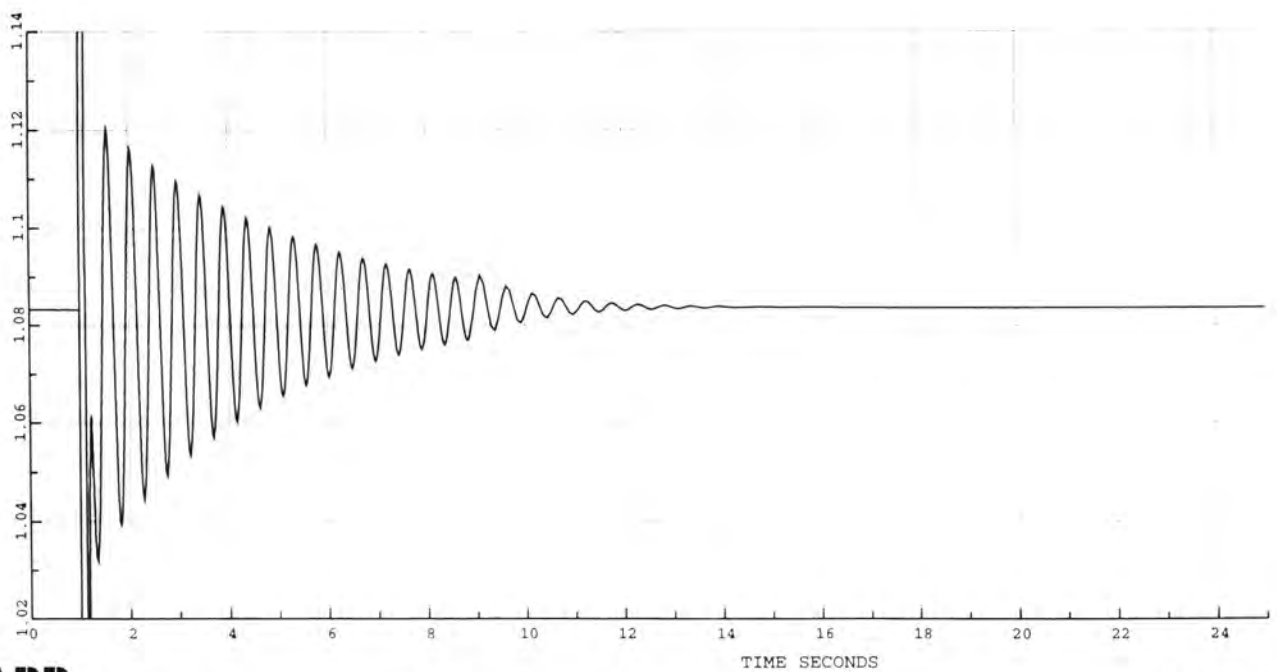
DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.25:33

DIAGRAM 3

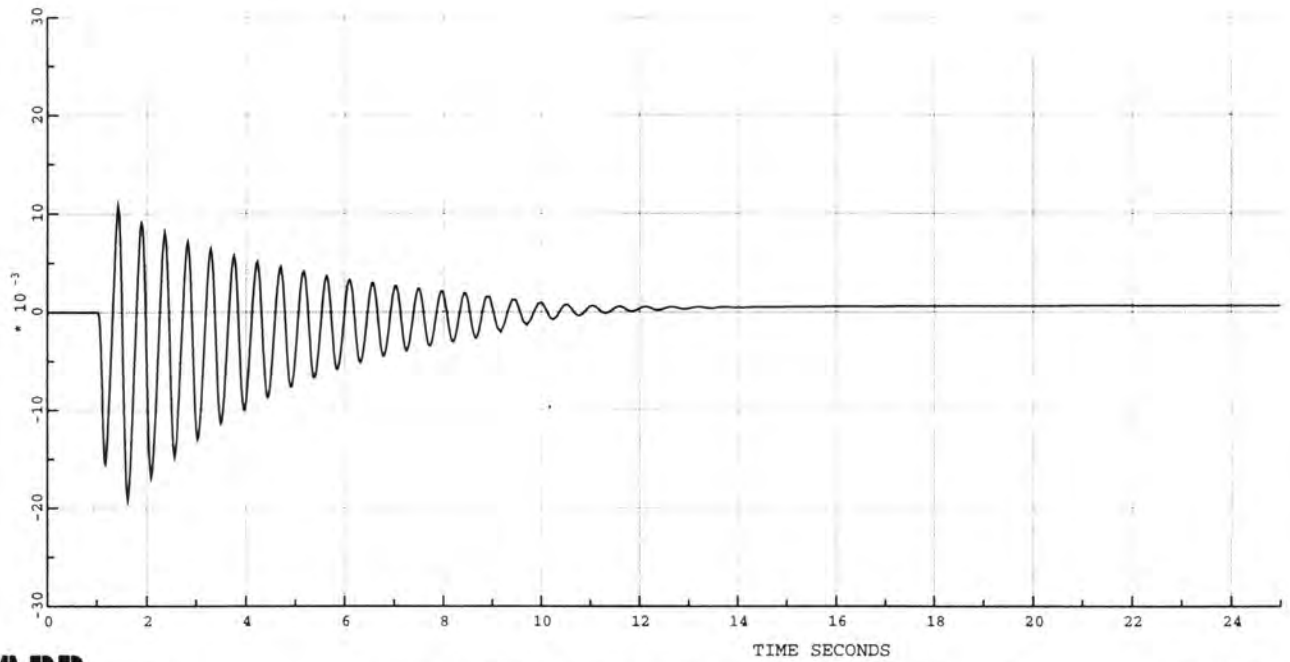
SIMPOW™

V 2.3A

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.25:33

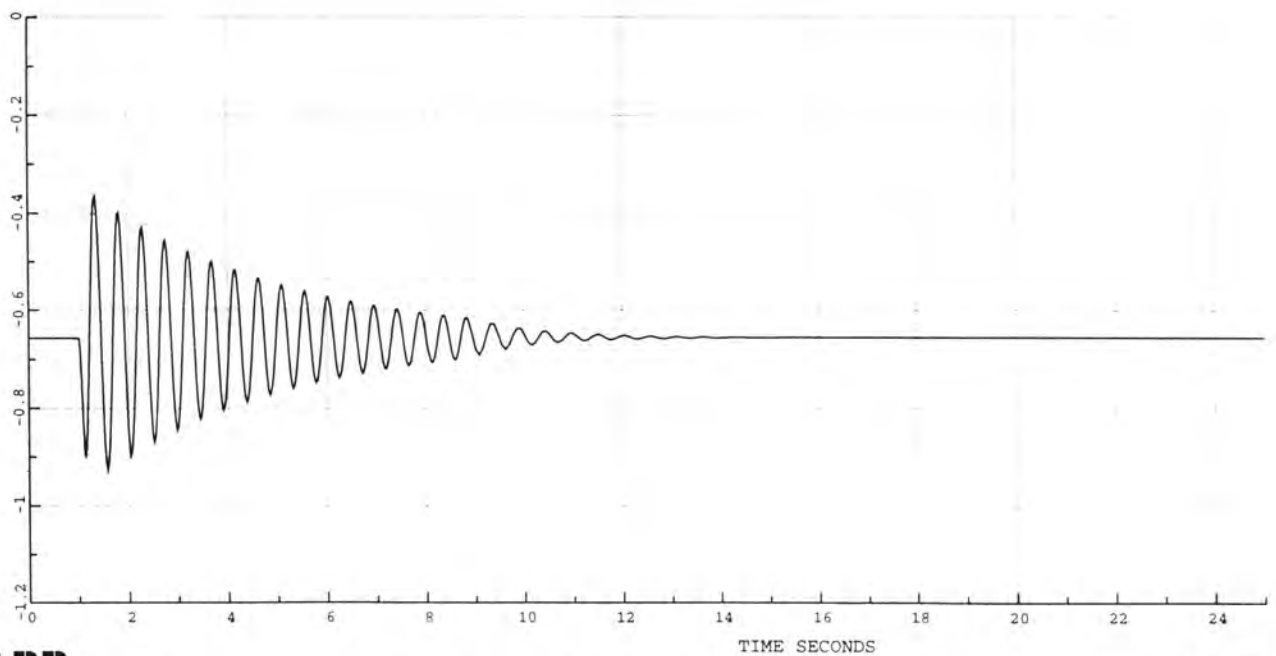
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 P POWER PU 4.40 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.25:33

DIAGRAM 1

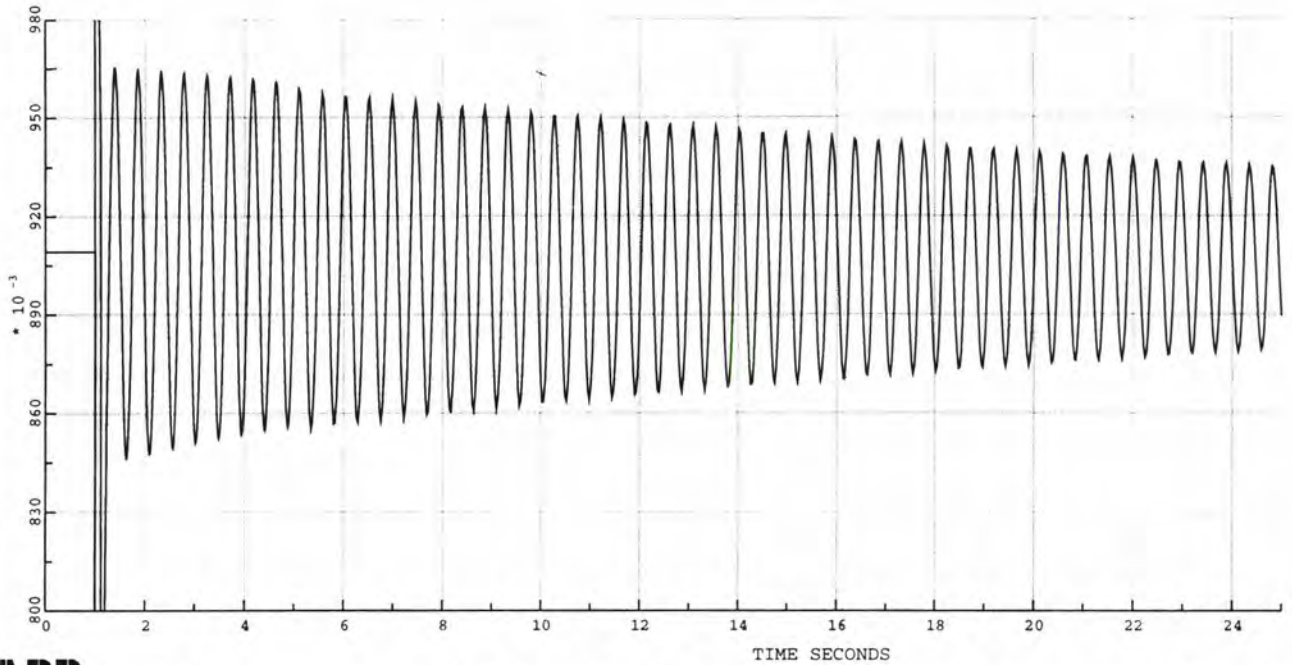
SIMPOW™

V.2.3.B

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 P POWER PU 4.00 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.31:13

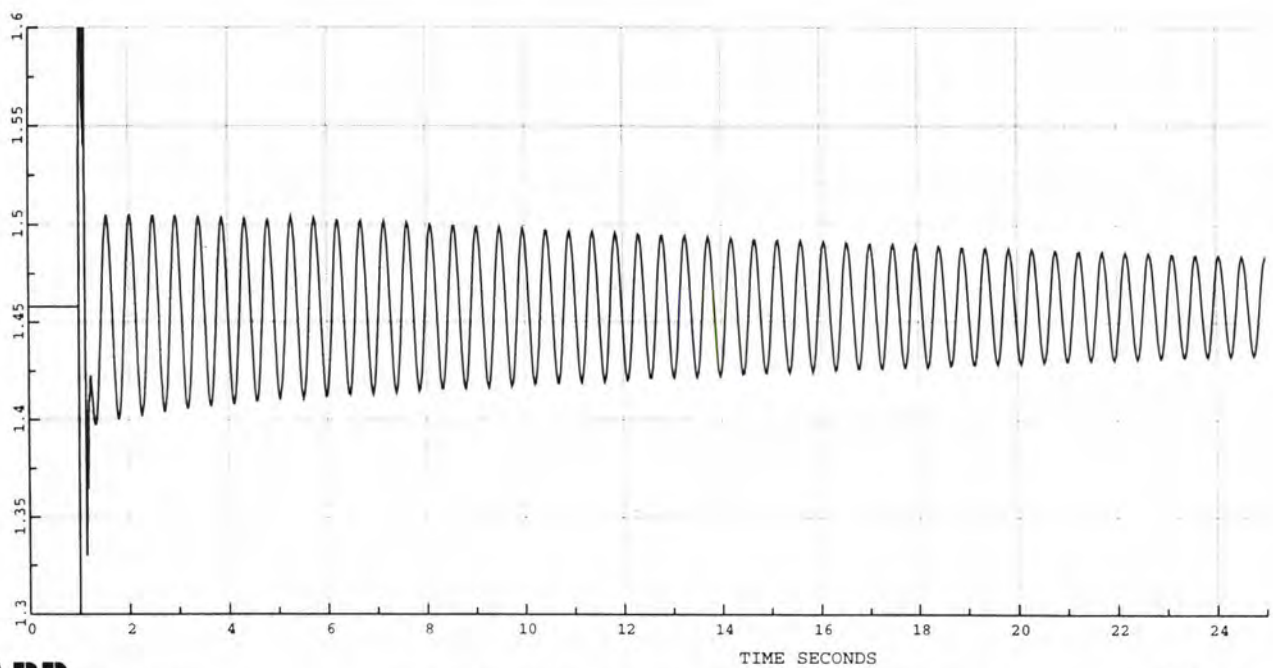
DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.31:13

DIAGRAM 3

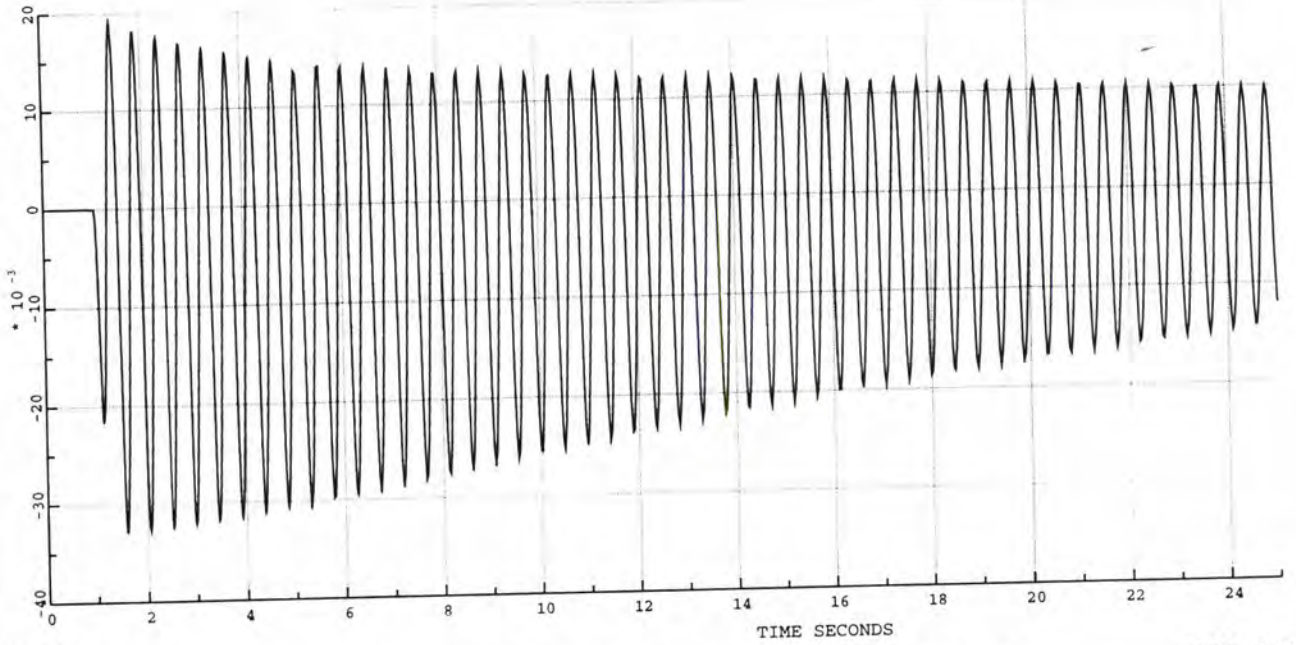
SIMPOW™

V.2.4.A

(MASTA)

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

SYNC C\_M1 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.31:13

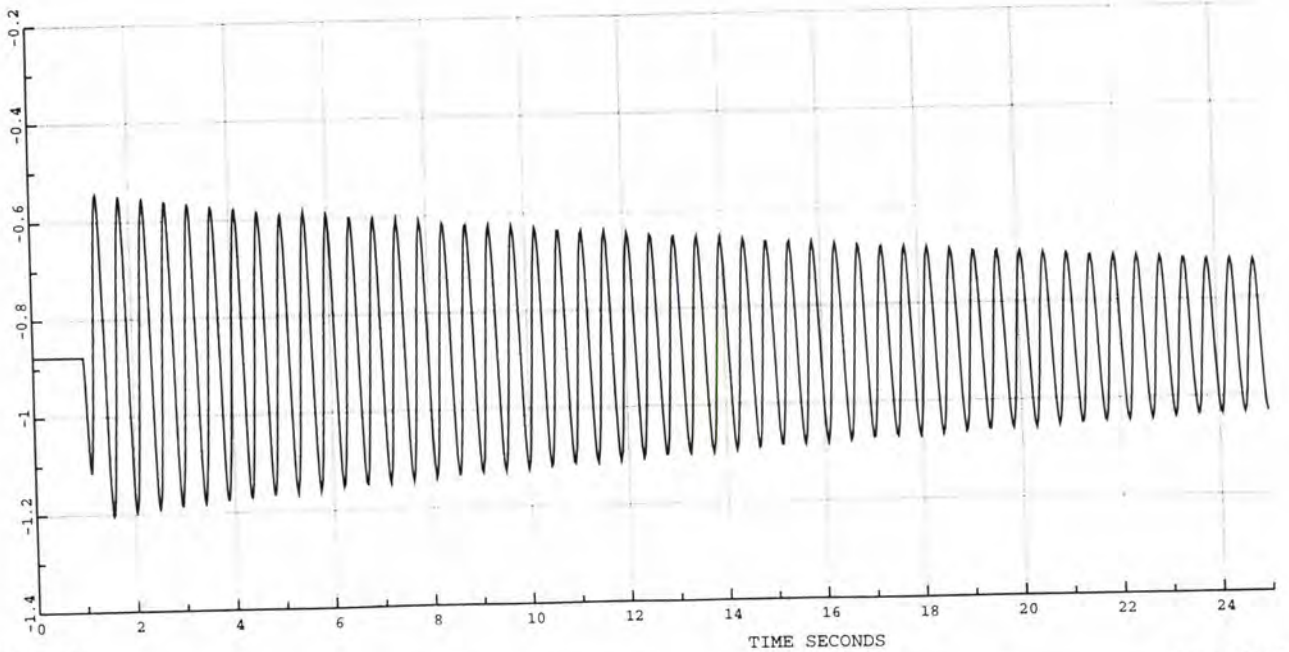
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

SYNC C\_M1 P POWER PU 4.40 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.31:13

DIAGRAM 1

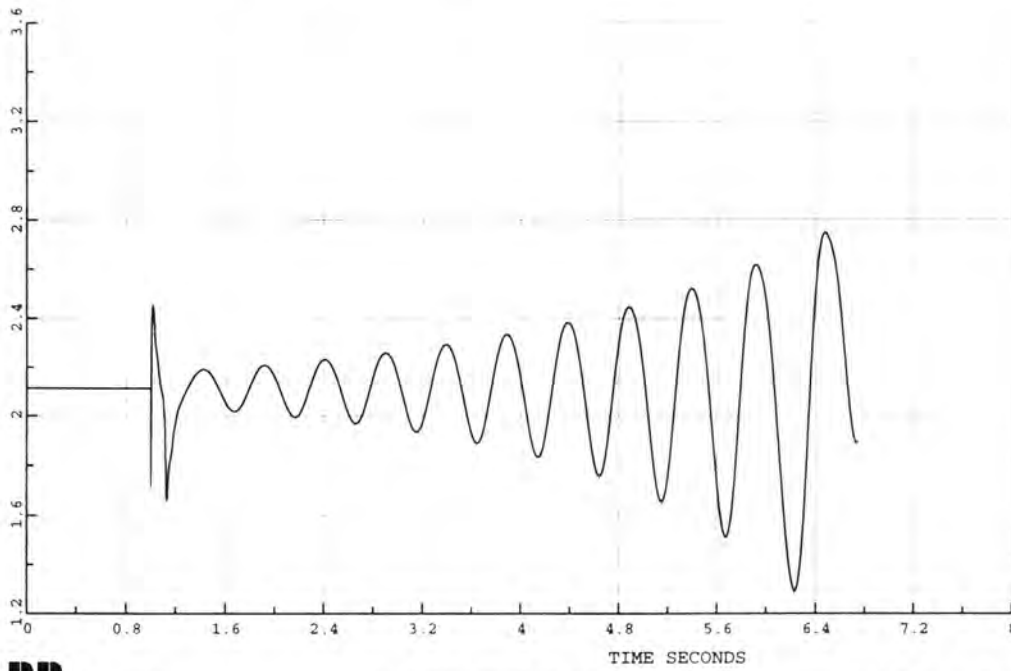
SIMPOW™

V.2.4.B

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 P POWER PU 4.00 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.37:29

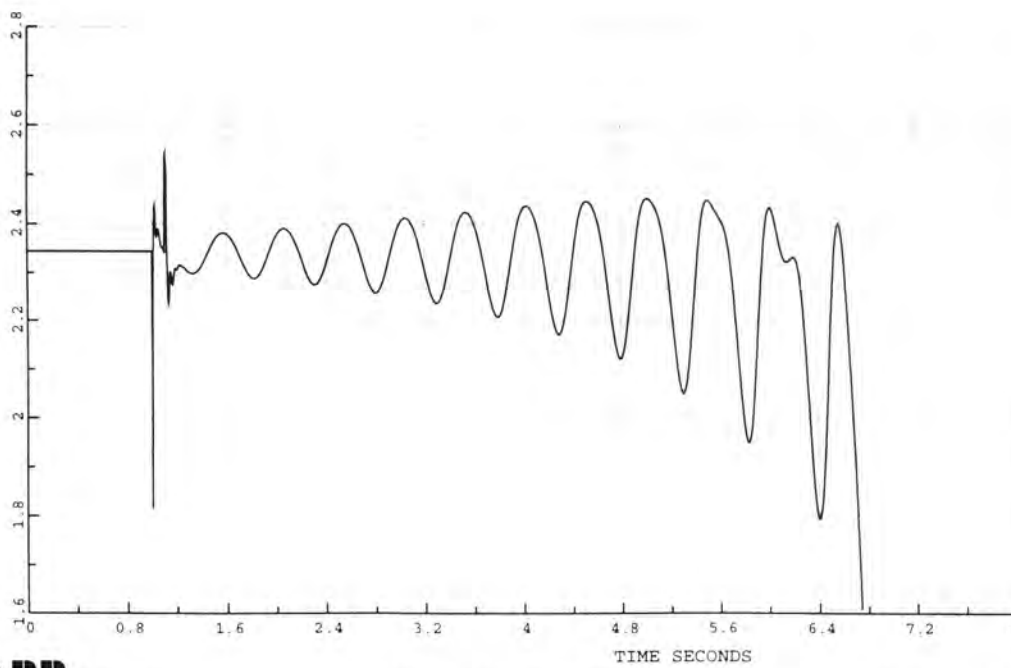
DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.37:29

DIAGRAM 3

SIMPOW™

V.2.5.A

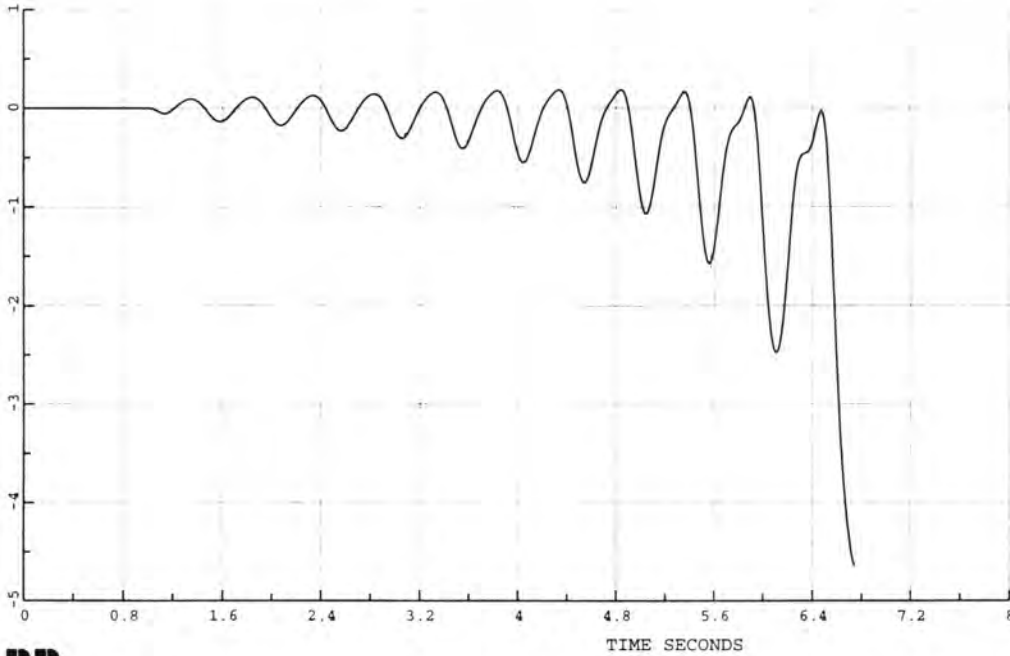


④ 25 B

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.37:29

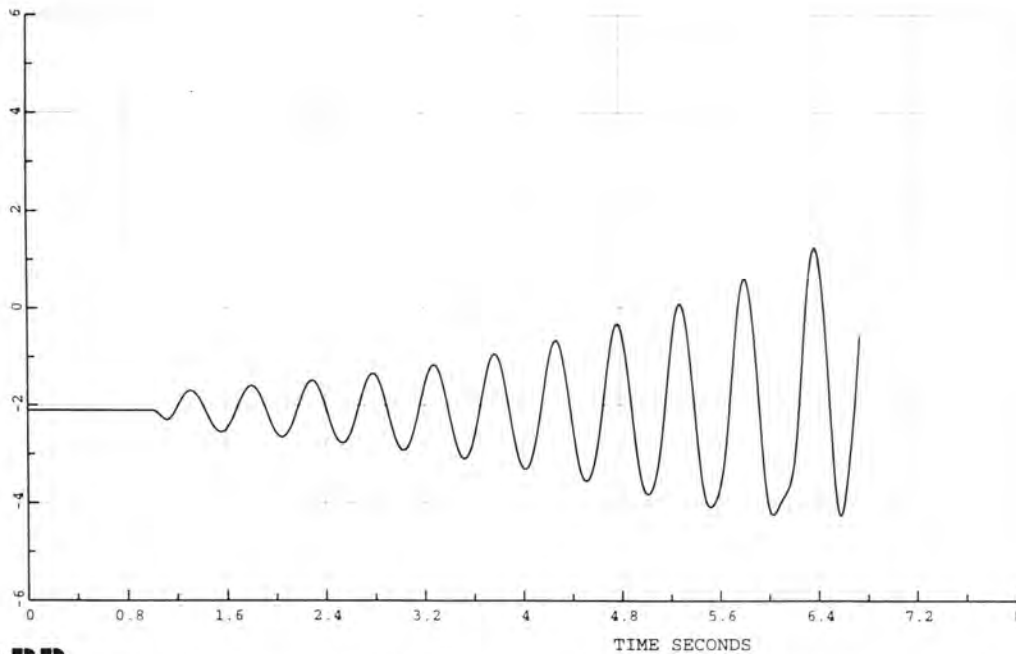
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 P POWER PU 4.40 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.37:29

DIAGRAM 1

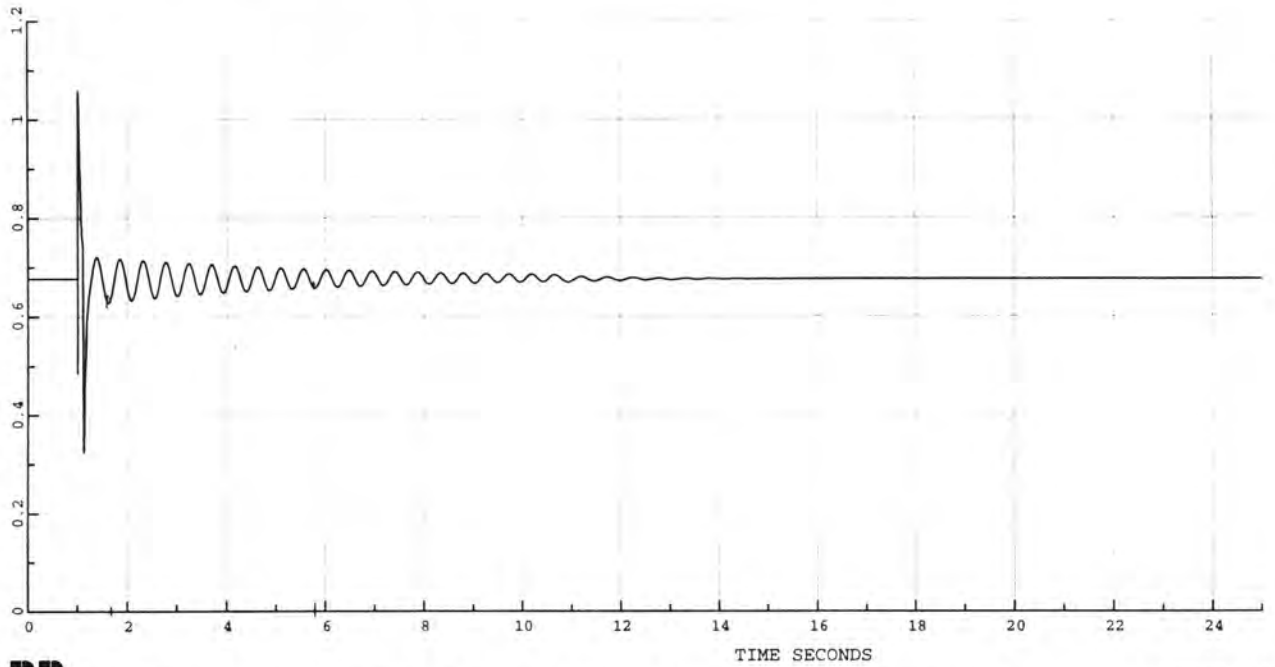
SIMPOW™

V.25.B

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 P POWER PU 4.00 MW



**ABB**

JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.41:30

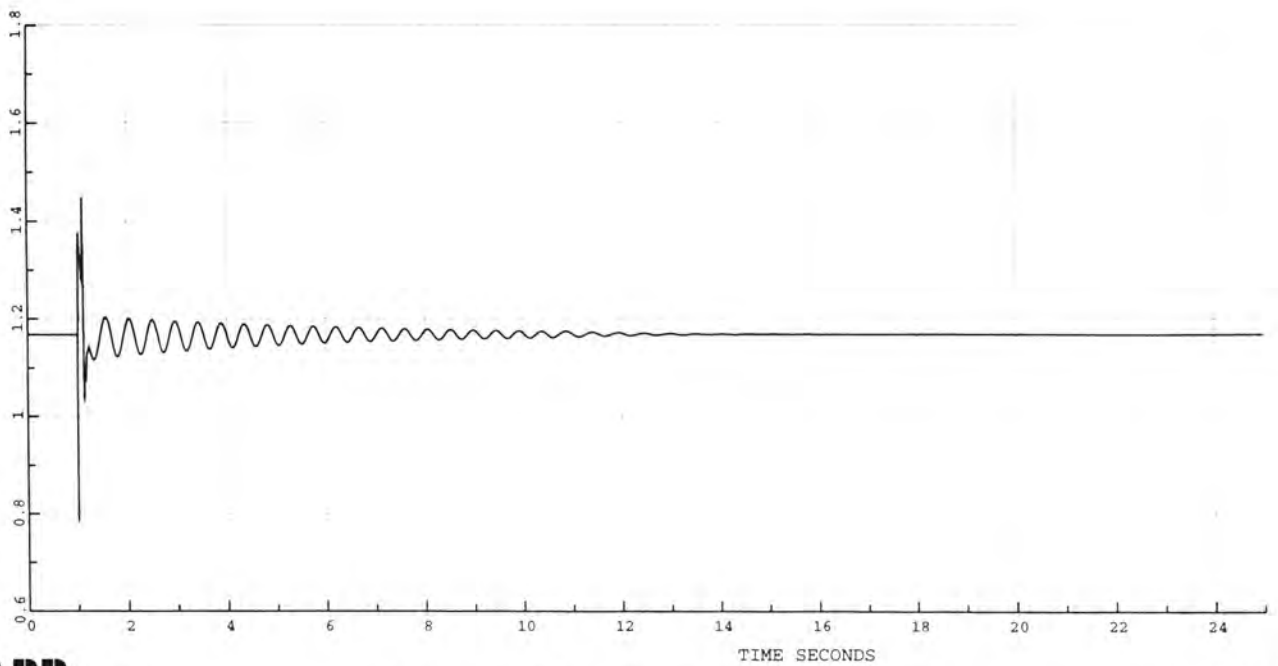
DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_G1 Q POWER PU 4.00 MVAR



**ABB**

JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.41:30

DIAGRAM 3

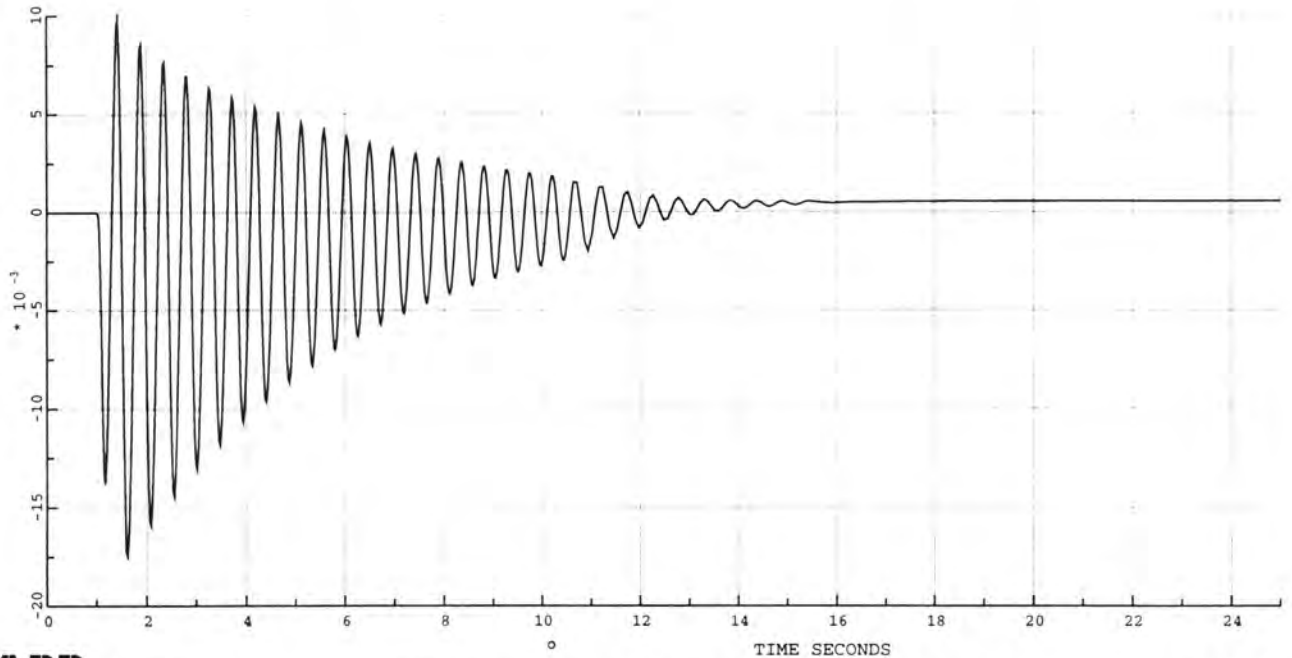
SIMPOW™

V.2.6.A

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.41:30

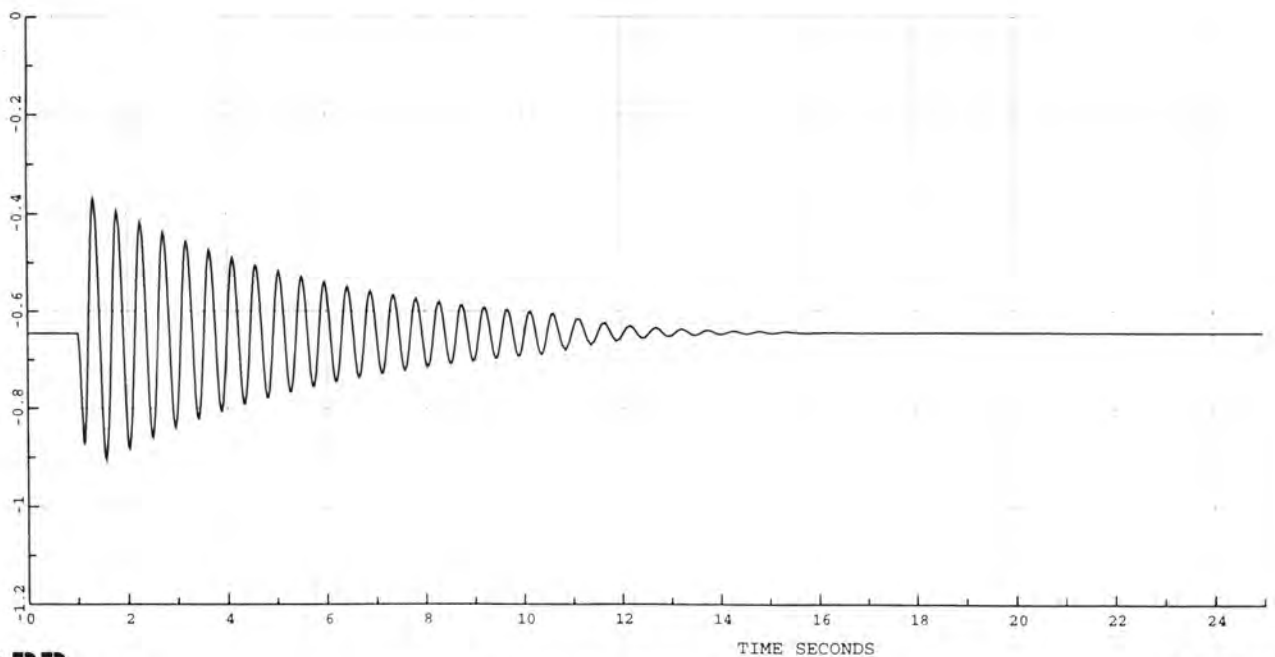
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA  
EN ROTERENDE OMFORMER  
YTELSE: 1x5.8 MVA

(MASTA)

SYNC C\_M1 P POWER PU 4.40 MW



JOB CASE1

DATE 13 DEC 1996 TIME 11.41:30

DIAGRAM 1

SIMPOW™

V.2.6.B

## Vedlegg 3

V.3.1.A	Opprinnelig OptPow fil	
V.3.1.B	Opprinnelig DynPow fil	
V.3.2.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,21 + j 0,21 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V.3.2.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,29$
V.3.3.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 18 \Omega$
V.3.3.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,29$
V.3.4.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 18 \Omega,$
V.3.4.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,12$
V.3.5.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 18 \Omega,$
V.3.5.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,098$
V.3.6.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 20 \Omega,$
V.3.6.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,098$
V.3.6.C	Egenverdier,	
V.3.6.D	Spenning på generator og motor,	
V.3.6.E	Spenning på last (samleskinne TOG),	
V.3.6.F	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra CG2 og	
V.3.7.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 21 \Omega,$
V.3.7.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,098$
V.3.8.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 22 \Omega,$
V.3.8.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,098$
V.3.9.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 20 \Omega,$
V.3.9.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	$X_q'' = 0,46$

### Vedlegg 3

---

V.3.10.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 20 \Omega,$ $X_q'' = 0,29$
V.3.10.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	
V.3.11.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 20 \Omega,$ $X_q'' = 0,12$
V.3.11.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	
V.3.12.A	Aktiv og reaktiv effekt avgitt fra generator,	$Z_{linje} = 0,17 + j 0,17 \Omega, X_C = 20 \Omega,$ $X_q'' = 0,098$
V.3.12.B	Aktiv og reaktiv effekt tilført motor,	

TO ROTERENDE OMFORMERE

\*\*

CONTROL DATA

OUT -2 QLIM 1  
LONG 0

END

GENERAL

SN 10

END

NODES

C1 UB 4 PHASE 1 X 160 Y 100 C 1  
 C2 UB 4 PHASE 1 X 160 Y 150 C 1  
 C11 UB 16.5 PHASE 1 X 190 Y 100 C 1  
 C22 UB 16.5 PHASE 1 X 190 Y 100 C 1  
 GA UB 66  
 GC UB 66  
 A66 UB 66  
 C66 UB 66  
 CM1 UB 6.3 X 90 Y 100 C 1  
 CG1 UB 4 PHASE 1 X 130 Y 100 C 1  
 CM2 UB 6.3 X 90 Y 150 C 1  
 CG2 UB 4 PHASE 1 X 130 Y 150 C 1  
 C16 UB 16.5 PHASE 1  
 A16 UB 16.5 PHASE 1 X 250 Y 75 C 1  
 2 UB 16.5 PHASE 1  
 A UB 16.50 PHASE 1  
 B UB 16.5 PHASE 1  
 C UB 16.5 PHASE 1  
 D UB 16.5 PHASE 1  
 TOG UB 16.5 PHASE 1  
 CM11 UB 6.3  
 CM13 UB 6.3  
 CG11 UB 4 PHASE 1  
 CG13 UB 4 PHASE 1

END

LINES

C16 A TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 30  
 B 2 TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 26  
 2 C TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 34  
 D TOG TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 10  
 TOG A16 TYPE 1 R 0.21 X 0.21 L 10  
 C22 A16 TYPE 0  
 C11 C16 TYPE 0  
 CG1 C1 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001  
 CG2 C2 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001  
 GC C66 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001  
 GA A66 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001  
 CM1 CM11 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001 NO 1  
 CM1 CM13 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001 NO 2  
 CG11 CG1 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001 NO 1  
 CG13 CG1 TYPE 1 R 0.000001 X 0.000001 NO 2  
 A B TYPE 0 NCON 1  
 C D TYPE 0 NCON 1

END

TRANSFORMERS

A66 CM2 SN 7 UN1 66 UN2 6.3 ER12 0.0047 EX12 0.076  
 C2 C22 SN 4 UN1 4 UN2 16.6 ER12 0.034 EX12 0.034  
 C66 CM1 SN 14 UN1 66 UN2 6.3 ER12 0.0054 EX12 0.079  
 C1 C11 SN 8 UN1 4 UN2 16.6 ER12 0.034 EX12 0.034

END

SCAPASITORS

A B X -9 NCON 0  
 C D X -9 NCON 0

V.3.1A

```
END
ROTARY CONVERTERS
  C_G2 CG2 SN 4.0 UN 4   XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 POLES 2
      MOTOR=C_M2 CTETA 0.
  C_M2 CM2 SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 POLES 6
  C_G1 CG11 SN 4.0 UN 4   XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 POLES 2
      MOTOR=C_M1 CTETA 0.
  C_M1 CM11 SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 POLES 6
  C_G3 CG13 SN 4.0 UN 4   XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 POLES 2
      MOTOR=C_M3 CTETA 0.
  C_M3 CM13 SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 POLES 6
```

```
END
LOADS
  TOG      P 3      Q 0      NO 1 NCON 0
```

```
END
POWER CONTROL
  GC      TYPE NODE RTYP SW U 66.0 FI 0.0
  GA      TYPE NODE RTYP UFI U 66.0 FI 0.0
  C_G1    TYPE ROTA RTYP U U 4.0
  C_M1    TYPE ROTA RTYP Q Q 0
  C_G2    TYPE ROTA RTYP U U 4.0
  C_M2    TYPE ROTA RTYP Q Q 0
  C_G3    TYPE ROTA RTYP U U 4.0
  C_M3    TYPE ROTA RTYP Q Q 0
```

```
END
OUTPUT
  ALL
  GRAPH
  SCALE 1
  LAYER 0
  DRAW *
  EGRAPH
```

```
END
END
```

```
CMIN 0 CMAX 1.0
CMIN 0 CMAX 1.0
```

DYNAMISKE DATA  
TO ROTERENDE OMFORMERE I PARALLELL  
YTELSE: 5.8 MVA og 10,0 MVA

\*\*  
CONTROL DATA  
TEND 25 LONG 0  
SPL 0.1  
N7 100 GAM5 0.1  
LOADM YES  
END  
GENERAL  
NREF 3 FN 50 50 16.666667 REF GC GA C\_G1

END  
NODES  
GC TYPE 1  
GA TYPE 1

END  
SYNCHRONOUS MACHINES

C\_M1 CM11 TYPE 1A SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 XA 0.11  
XDP 0.24  
XDB 0.165 XQB 0.23 TDOP 8 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0 H 1.6  
XQP 0.399 TQOP 2  
C\_G1 CG11 TYPE 1A SN 4.0 UN 4.0 XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 XA 0.096  
XDP 0.4  
XDB 0.12 XQB 0.29 TDOP 5 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0 H 1.8  
XQP 0.469 TQOP 2  
C\_M3 CM13 TYPE 1A SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 XA 0.11  
XDP 0.24  
XDB 0.165 XQB 0.23 TDOP 8 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0 H 1.6  
XQP 0.399 TQOP 2  
C\_G3 CG13 TYPE 1A SN 4.0 UN 4.0 XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 XA 0.096  
XDP 0.4  
XDB 0.12 XQB 0.29 TDOP 5 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0 H 1.8  
XQP 0.469 TQOP 2  
C\_M2 CM2 TYPE 1A SN 4.4 UN 6.3 XD 0.9 XQ 0.4 RA 0.005 XA 0.11  
XDP 0.24  
XDB 0.165 XQB 0.23 TDOP 8 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0 H 1.6  
XQP 0.399 TQOP 2  
C\_G2 CG2 TYPE 1A SN 4.0 UN 4.0 XD 1.02 XQ 0.47 RA 0.0175 XA 0.096  
XDP 0.4  
XDB 0.12 XQB 0.29 TDOP 5 TD0B 0.1 TQ0B 0.3 D 0 H 1.8  
XQP 0.469 TQOP 2

END  
FAULTS  
1 NODE TOG TYPE 3PSG R 100

END  
RUN INSTRUCTION  
AT 1.0 INST CONNECT FAULT 1  
AT 1.1 INST DISCONNECT FAULT 1

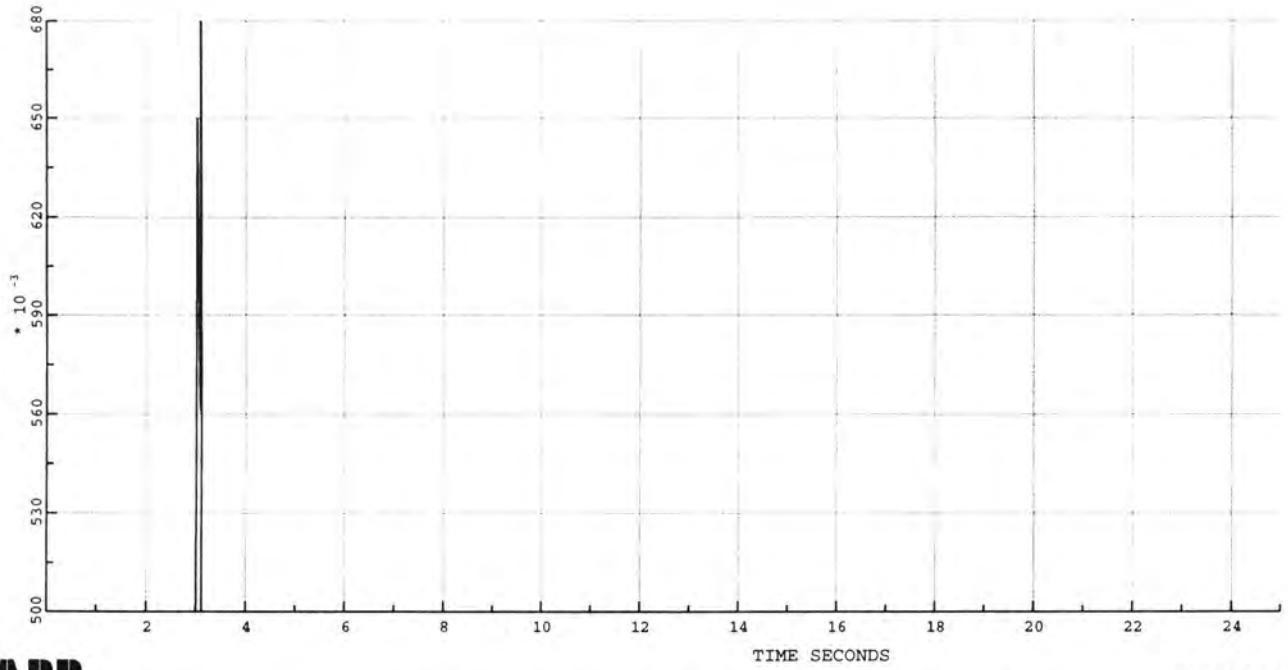
END  
END



(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.23:37

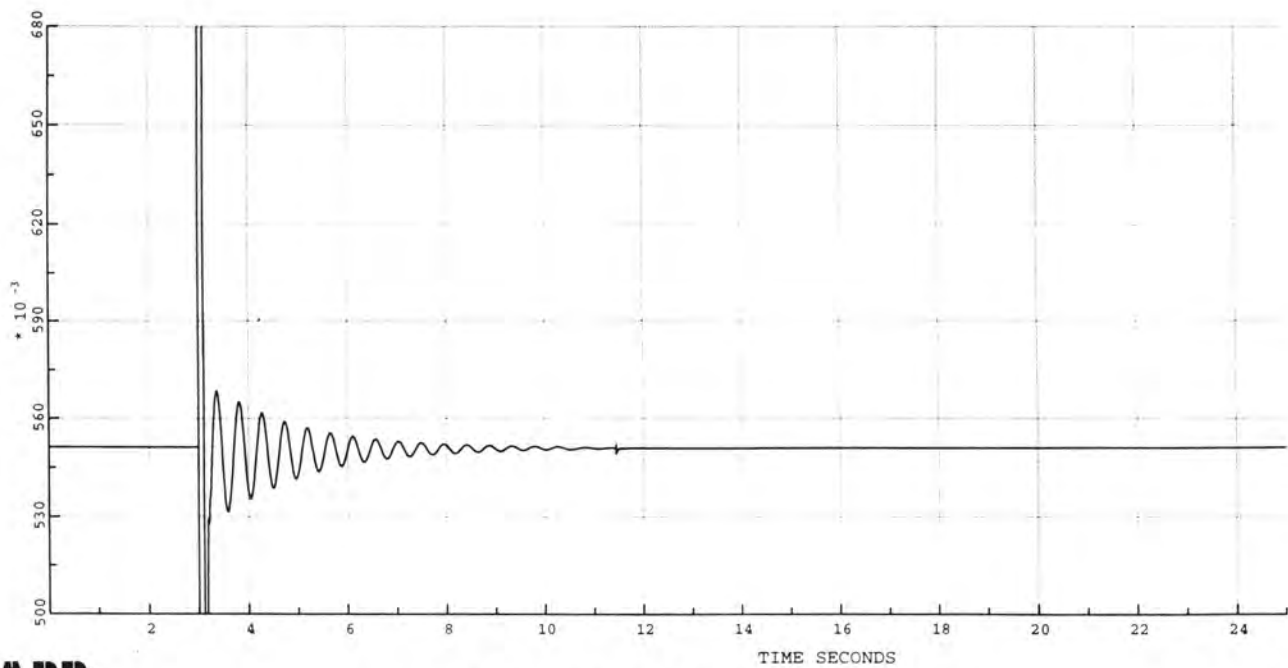
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.23:37

DIAGRAM 1

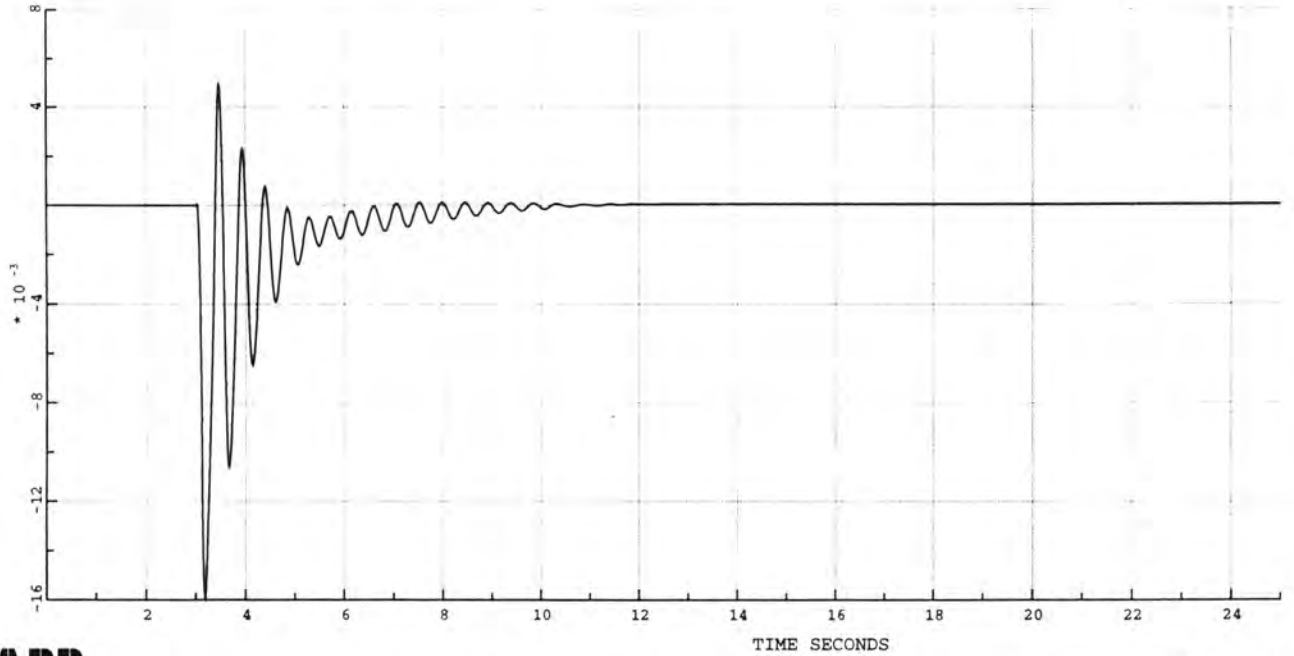
SIMPOW™

V.3.2.A

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.23:37

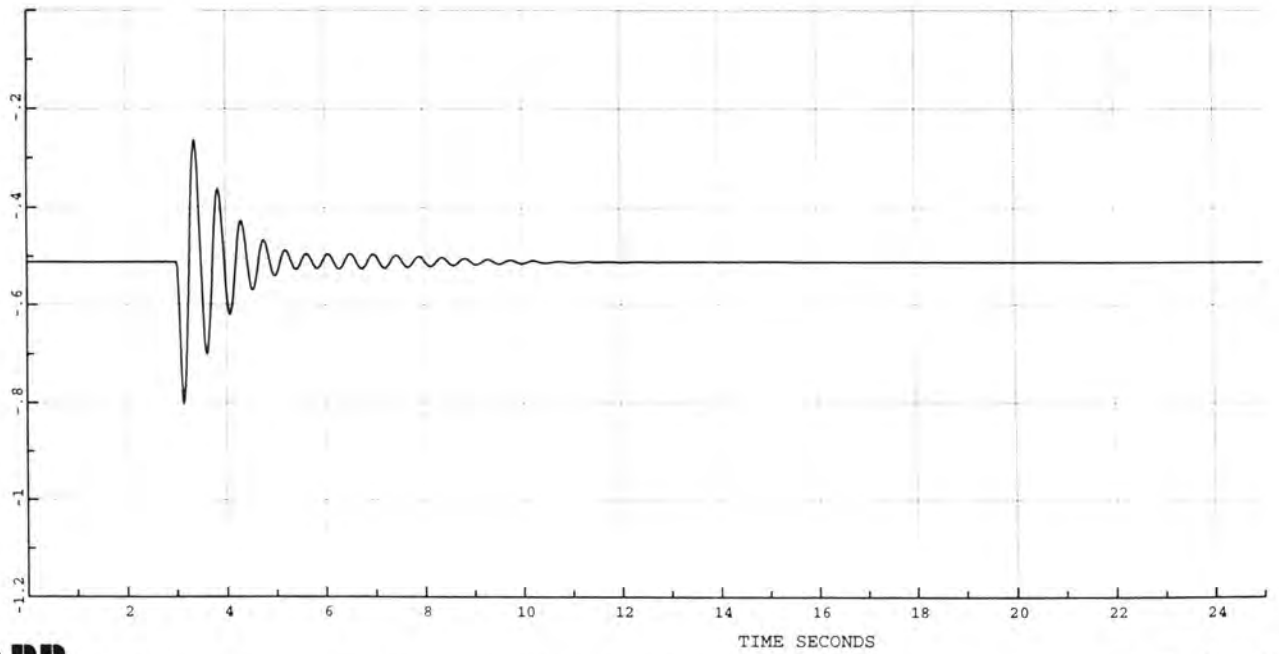
DIAGRAM 4

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.23:37

DIAGRAM 3

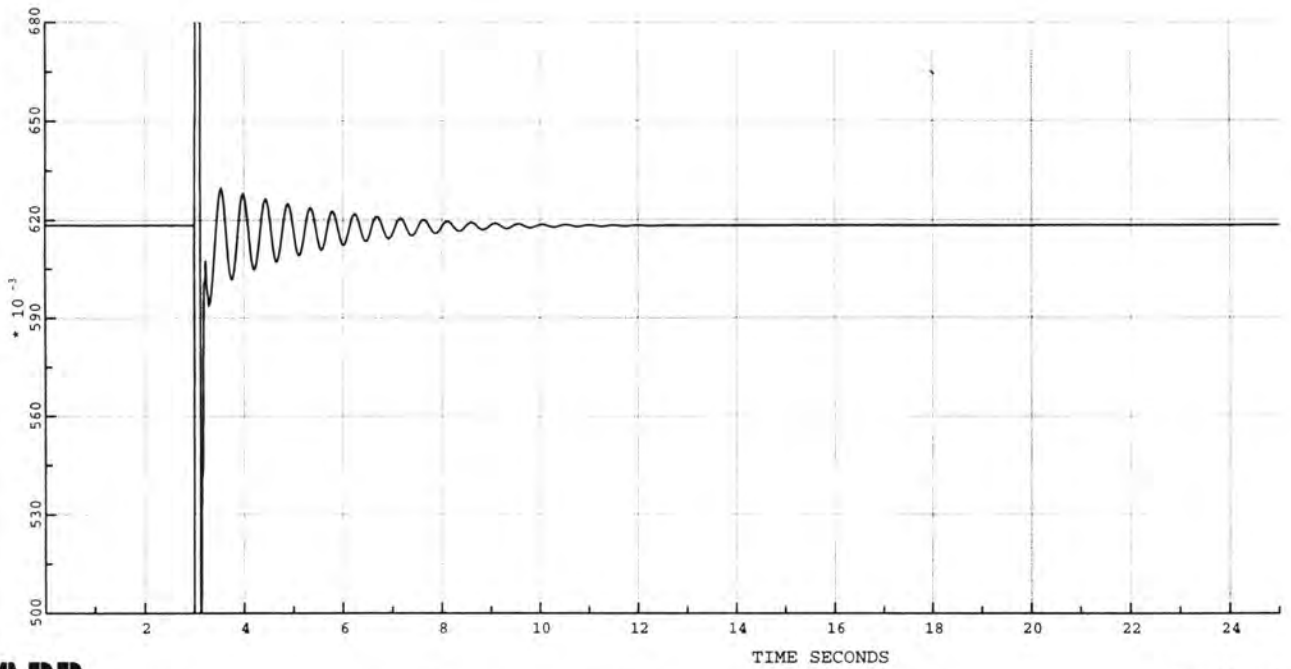
SIMPOW™

V.3.2.B

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.01:09

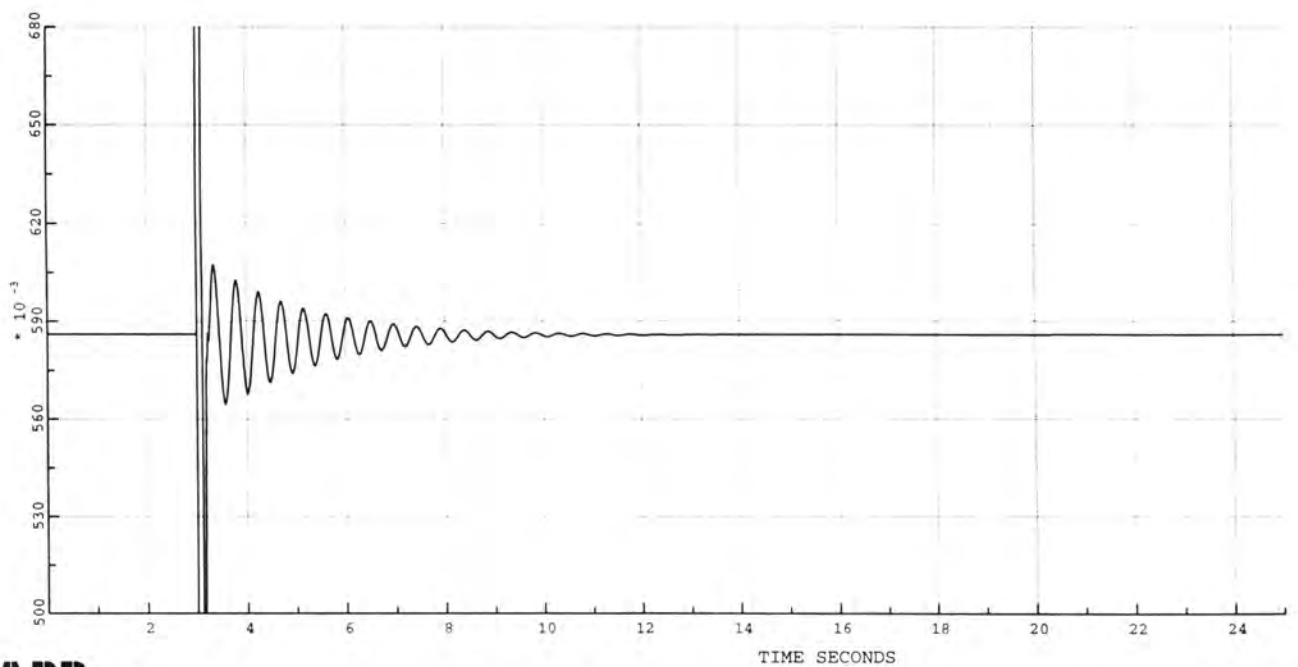
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.01:09

DIAGRAM 1

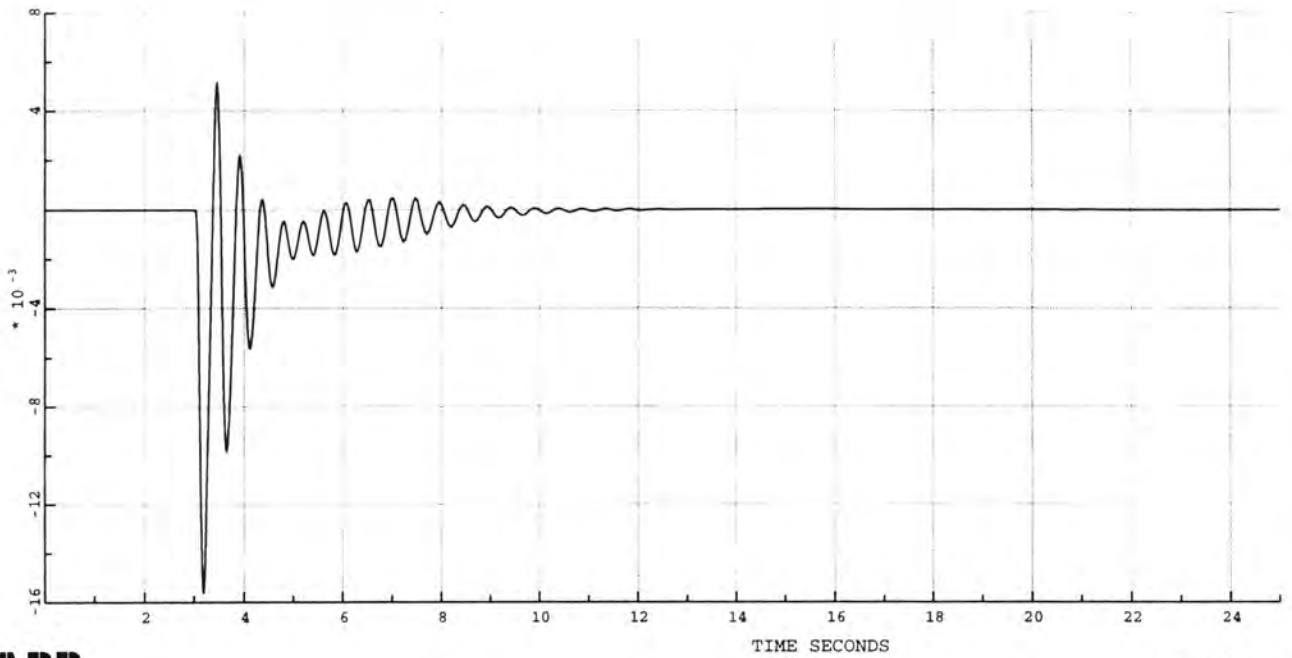
SIMPOW™

V.3.3.A

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.01:09

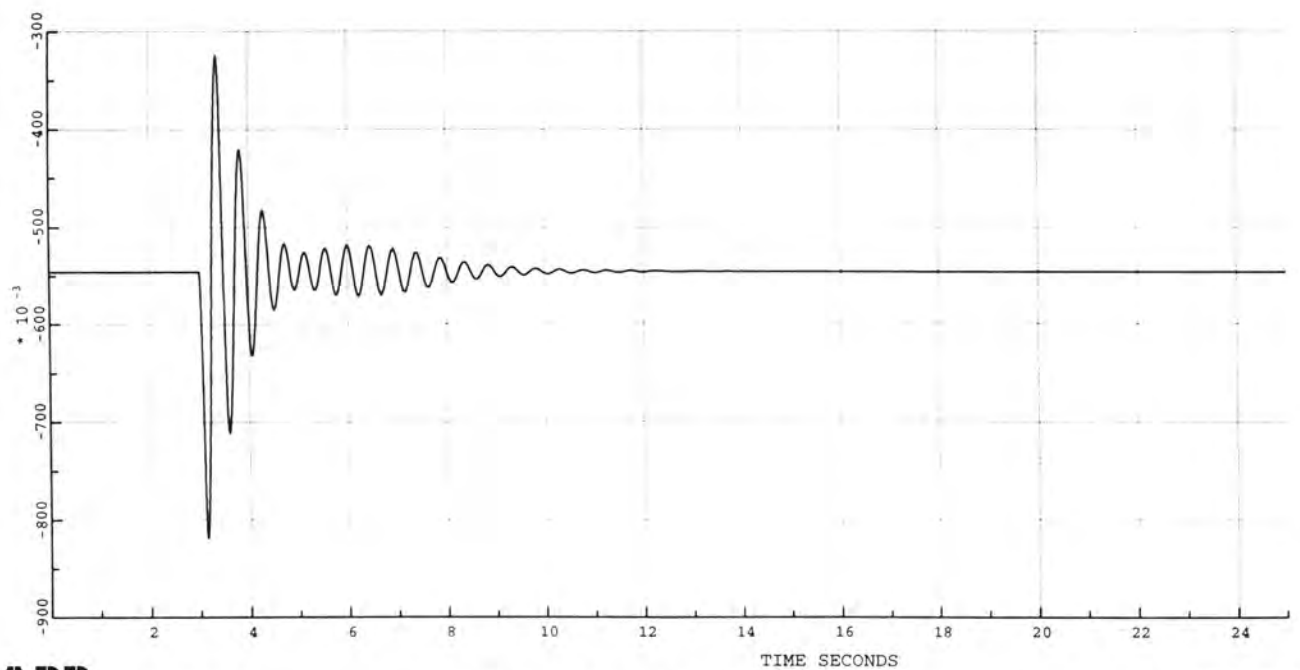
DIAGRAM 4

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 19.01:09

DIAGRAM 3

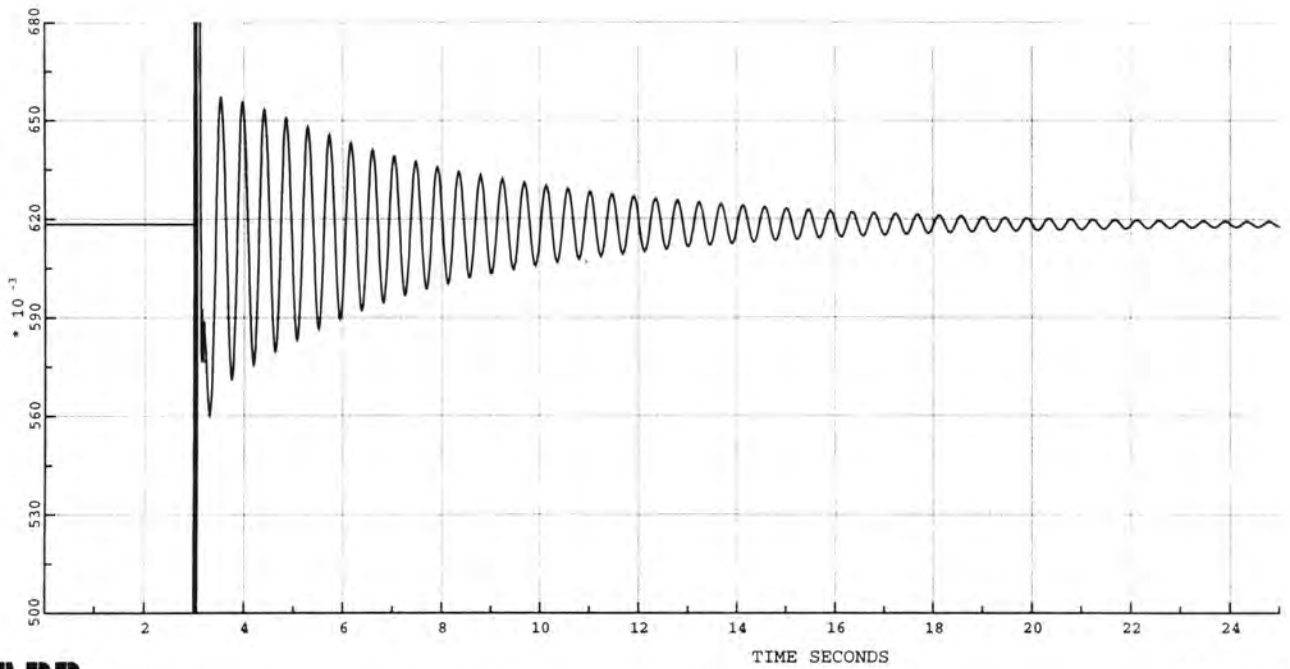
SIMPOW™

V3.3.B

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 18.55:51

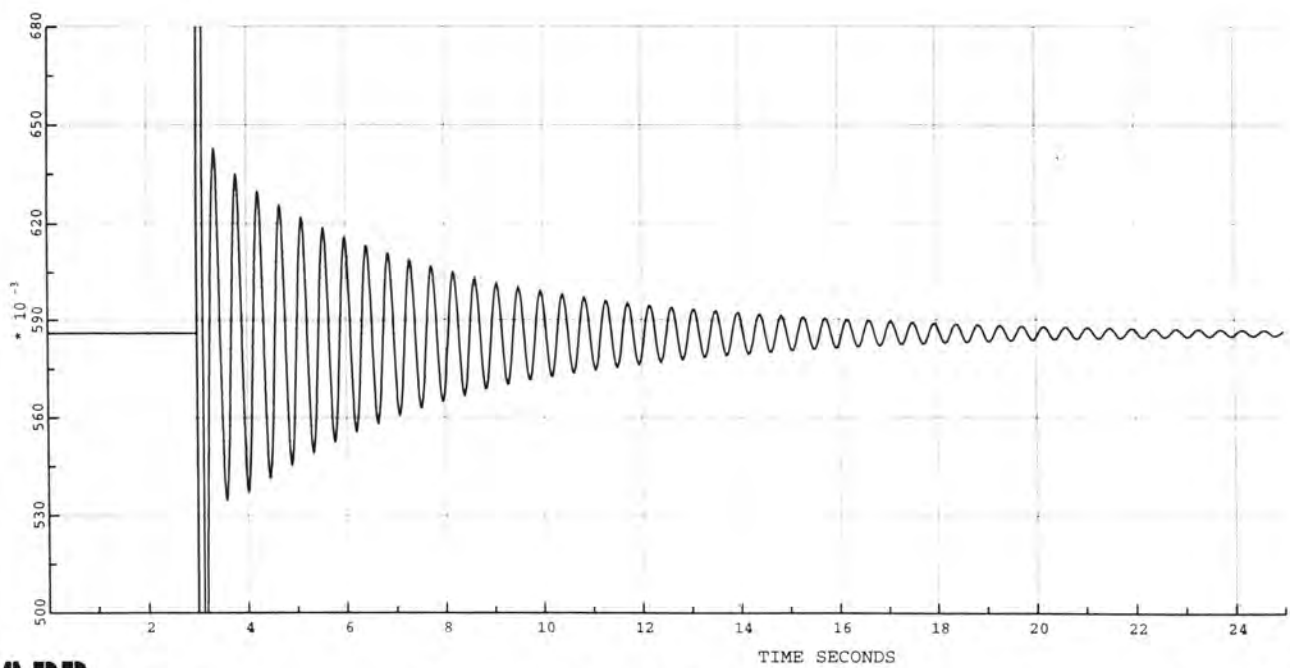
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 18.55:51

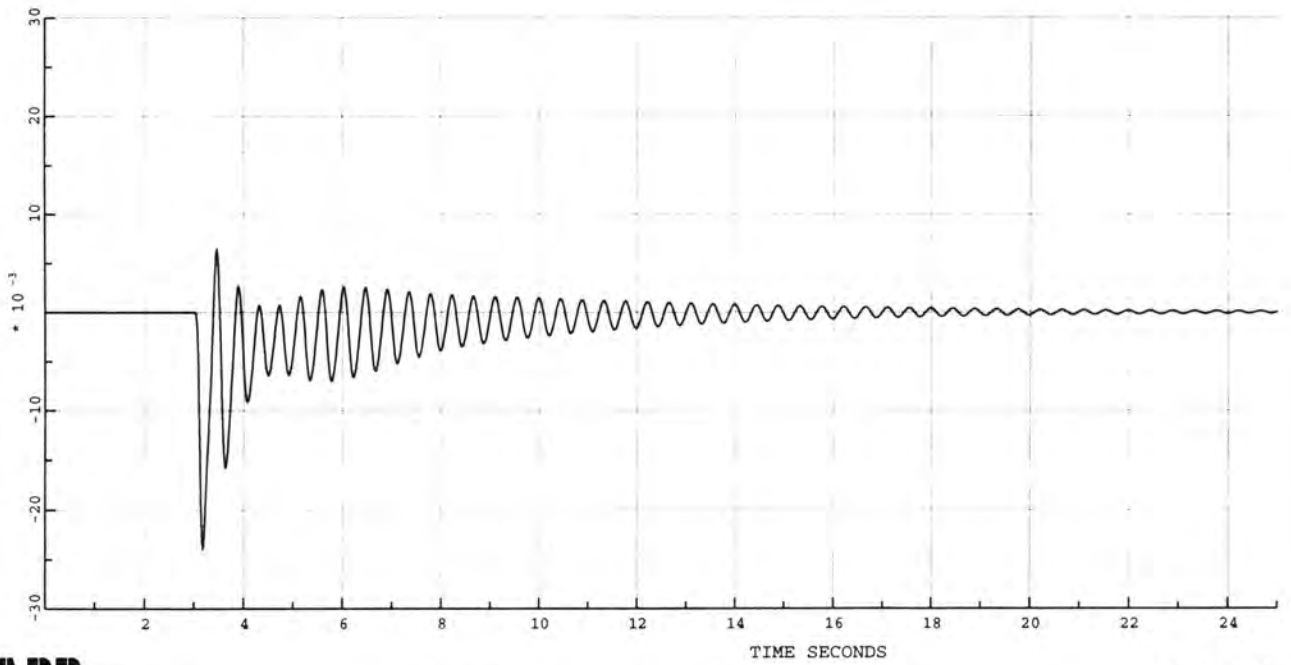
DIAGRAM 1

SIMPOW™

V34.A

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

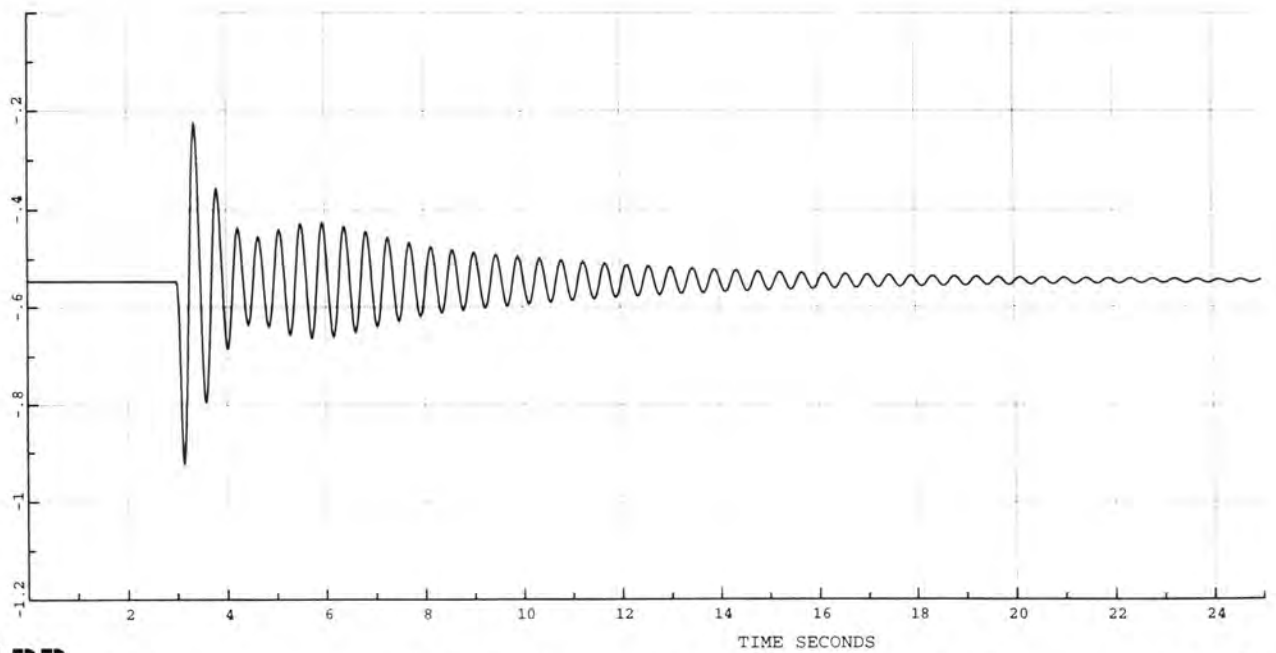
DATE 18 DEC 1996 TIME 18.55:51

DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 18.55:51

DIAGRAM 3

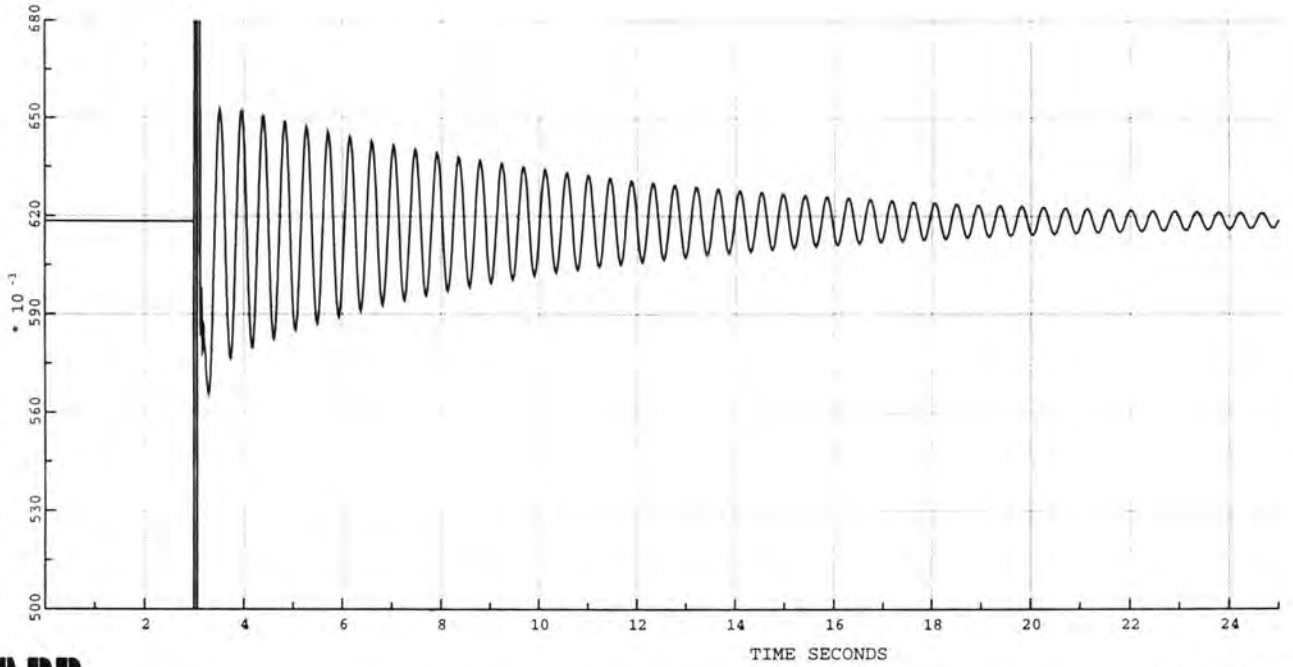
SIMPOW™

V.3.4.B

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 18.38:42

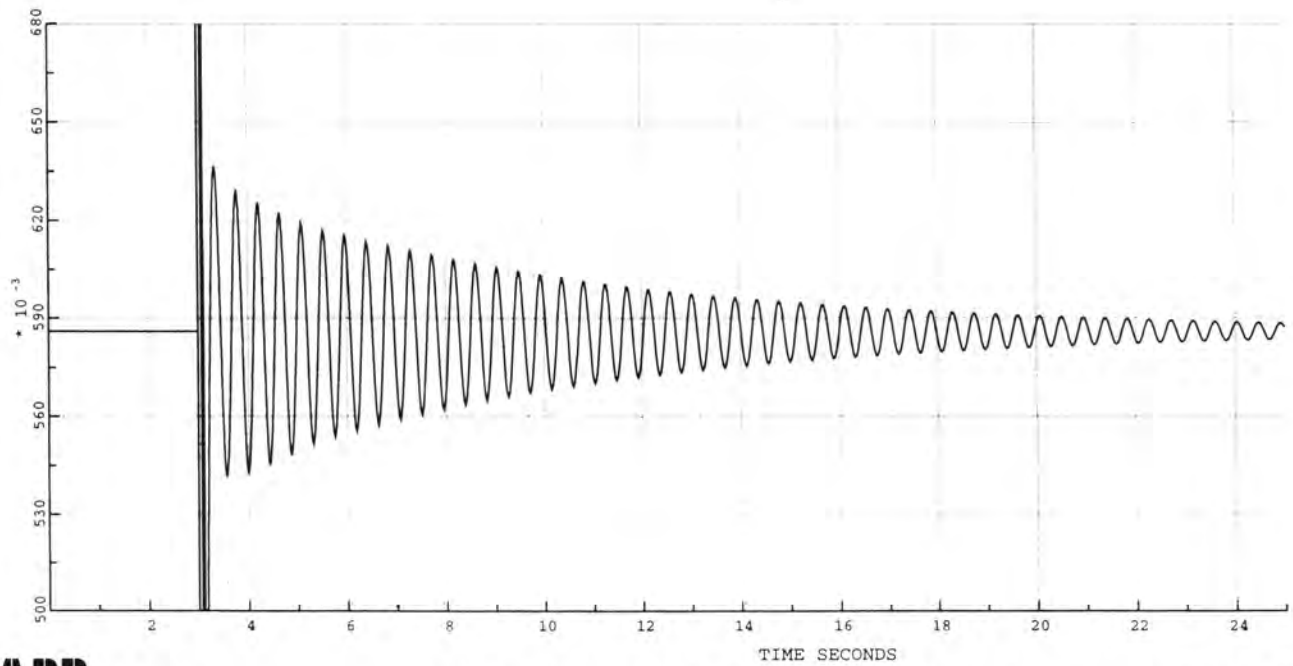
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 18.38:42

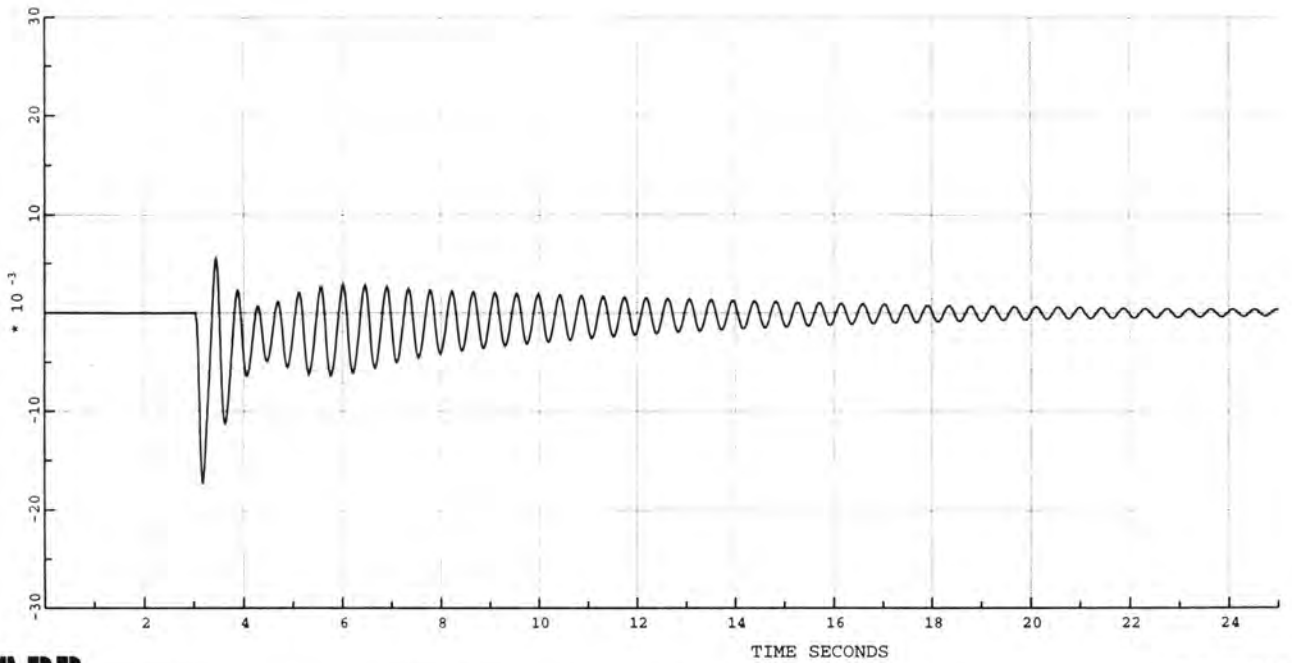
DIAGRAM 1

SIMPOW™

V.3.5.A

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

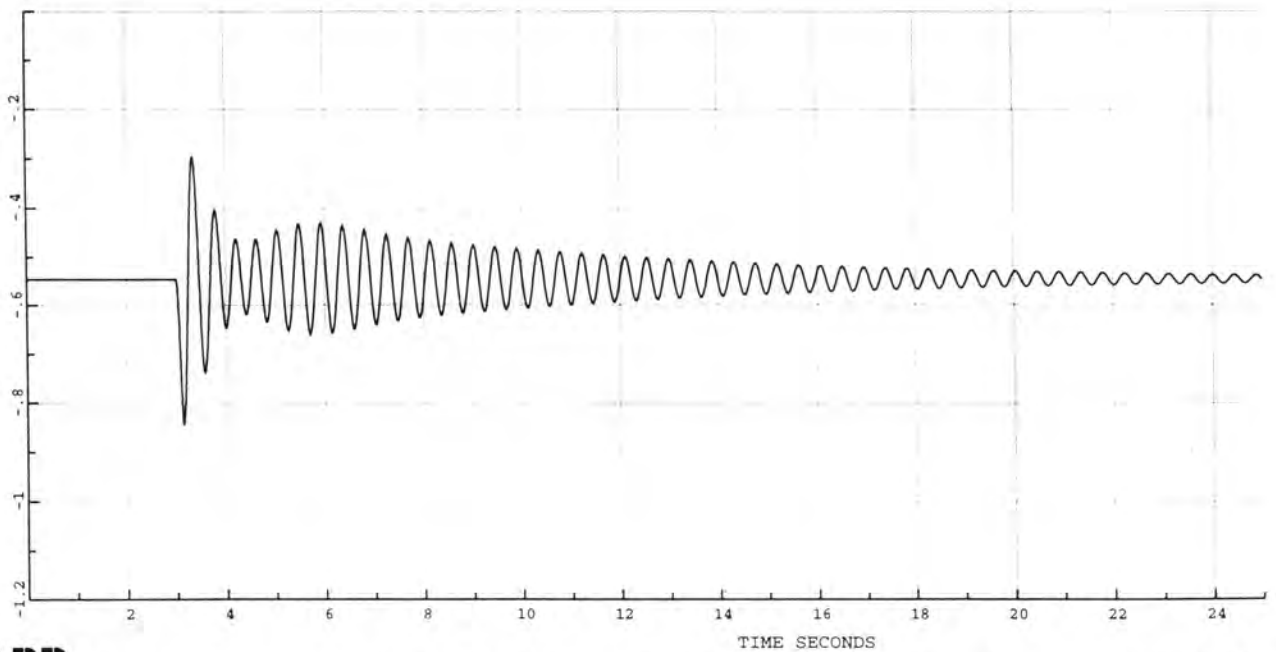
DATE 18 DEC 1996 TIME 18.38:42

DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 18.38:42

DIAGRAM 3

SIMPOW™

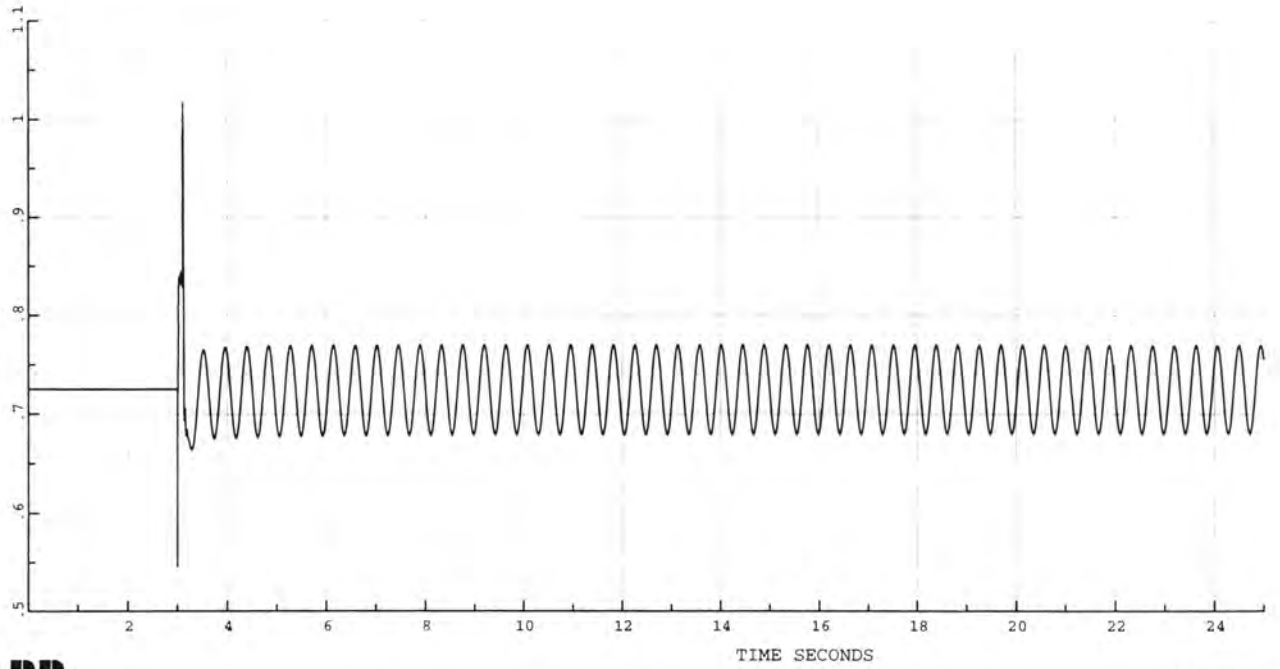
V.3.5.B



(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 15.59:30

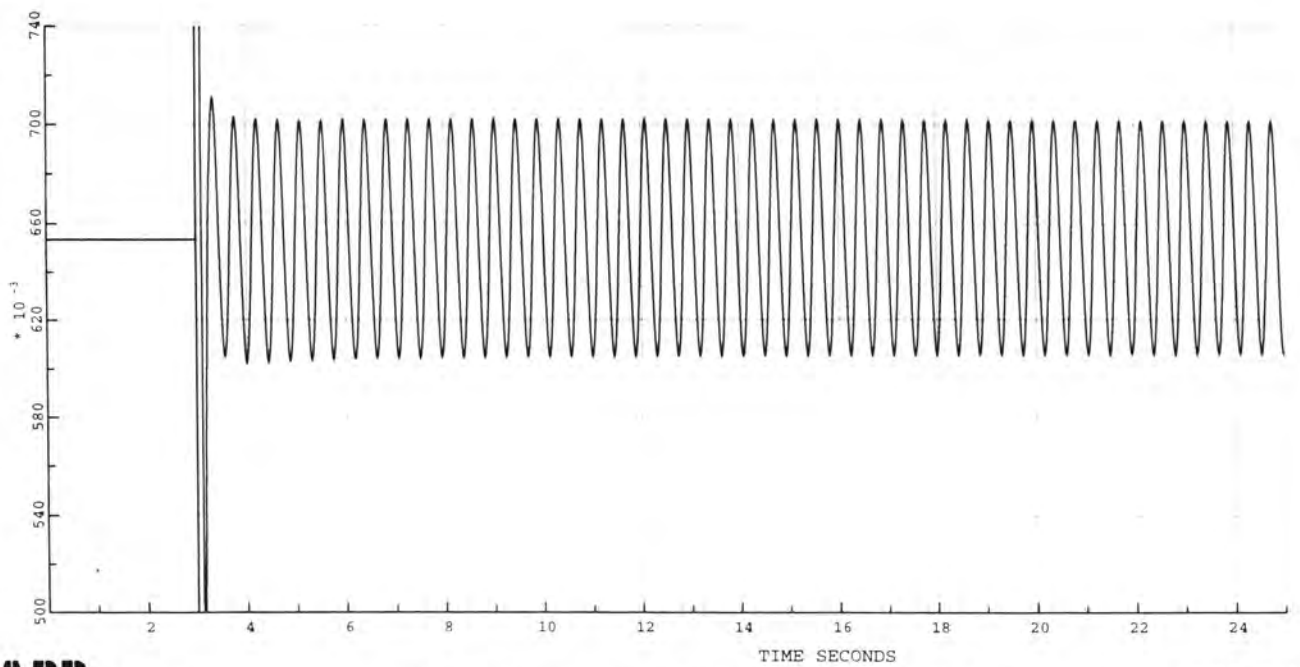
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 15.59:30

DIAGRAM 1

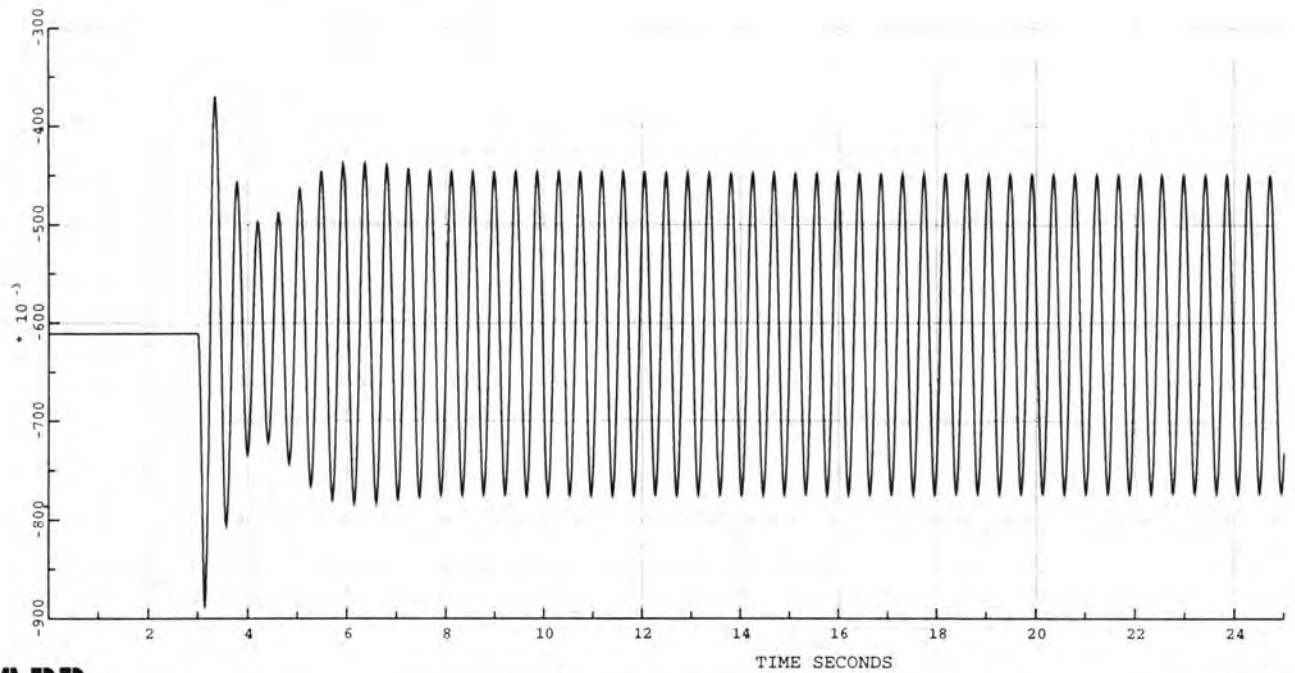
SIMPOW™

V3.6.A

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 15.59:30

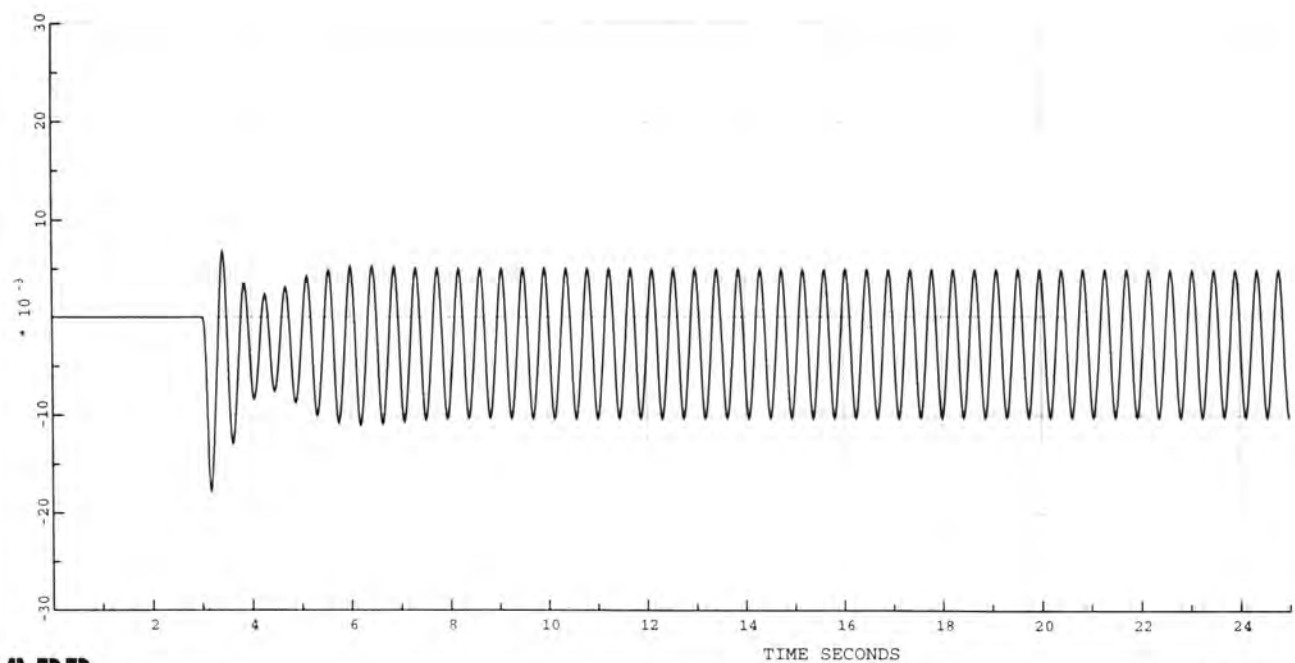
DIAGRAM 4

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 15.59:30

DIAGRAM 3

SIMPOW™

V.3.6.B

Job Ident: NYLEK

DATE 16 DEC 1996 TIME 10.11:36

DYNAMISKE DATA

TO ROTERENDE OMFORMERE I PARALLELL

YTELSE: 5.8 MVA og 10,0 MVA

List of Eigenvalues

\*\*\*\*\*

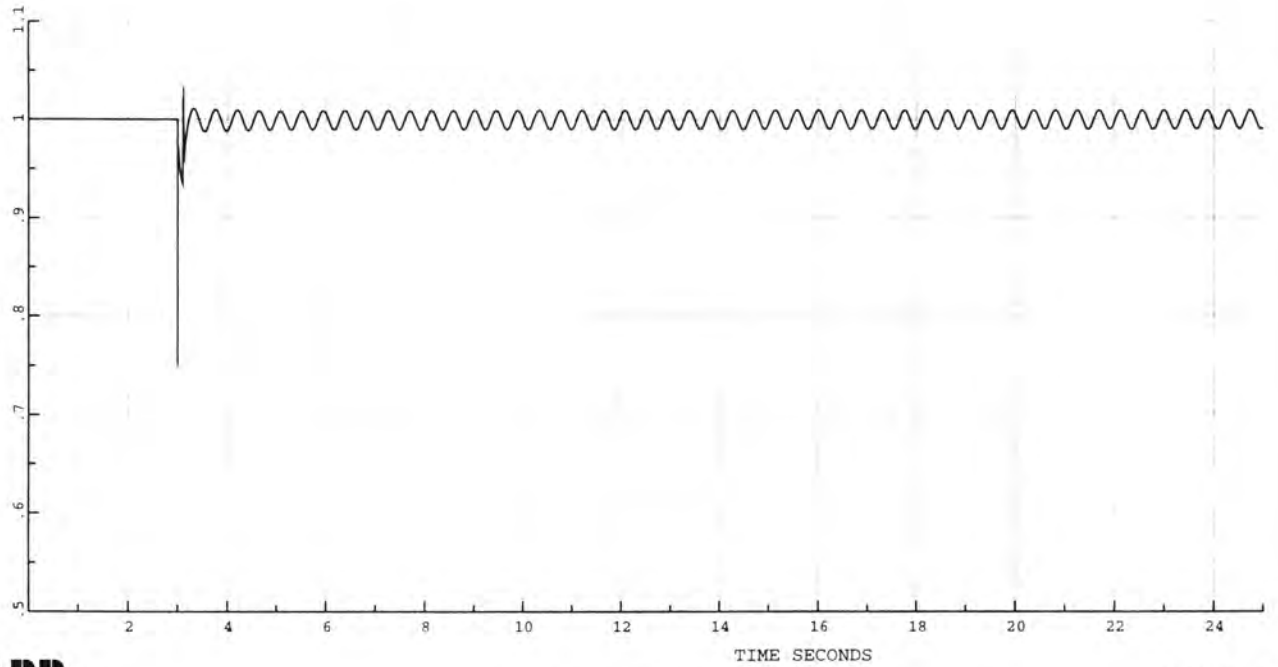
2 -1022.189331 1/s, +72.306725 Hz  
3 -1022.189331 1/s, -72.306725 Hz  
4 -41.098026 1/s, +28.254896 Hz  
5 -41.098026 1/s, -28.254896 Hz  
6 -8.181152 1/s, +49.984158 Hz  
7 -8.181152 1/s, -49.984158 Hz  
8 -10.866005 1/s, +49.983238 Hz  
9 -10.866005 1/s, -49.983238 Hz  
10 -10.378532 1/s, +49.984249 Hz  
11 -10.378532 1/s, -49.984249 Hz  
12 -16.862534 1/s, +16.209473 Hz  
13 -16.862534 1/s, -16.209473 Hz  
14 -0.000040 1/s, +16.666656 Hz  
15 -0.000040 1/s, -16.666656 Hz  
16 -41.072327 1/s, +4.450944 Hz  
17 -41.072327 1/s, -4.450944 Hz  
20 -2.706734 1/s, +2.801533 Hz  
21 -2.706734 1/s, -2.801533 Hz  
22 +0.471610 1/s, +2.311779 Hz  
23 +0.471610 1/s, -2.311779 Hz  
24 -0.962547 1/s, +1.964185 Hz  
25 -0.962547 1/s, -1.964185 Hz  
26 -0.312496 1/s, +1.319960 Hz  
27 -0.312496 1/s, -1.319960 Hz  
29 -9.999756 1/s, +0.325236 Hz  
30 -9.999756 1/s, -0.325236 Hz  
34 -3.654863 1/s, +0.193047 Hz  
35 -3.654863 1/s, -0.193047 Hz  
39 -0.461322 1/s, +0.045399 Hz  
40 -0.461322 1/s, -0.045399 Hz  
44 -0.000807 1/s, +0.004171 Hz  
45 -0.000807 1/s, -0.004171 Hz  
56 +0.005020 1/s, +0.000220 Hz  
57 +0.005020 1/s, -0.000220 Hz  
58 -0.005216 1/s, +0.000239 Hz  
59 -0.005216 1/s, -0.000239 Hz  
60 -0.000069 1/s, +0.000057 Hz  
61 -0.000069 1/s, -0.000057 Hz  
62 +0.000163 1/s, +0.000011 Hz  
63 +0.000163 1/s, -0.000011 Hz

V3.6.C

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 U PU 5.66 KV



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 15.59:30

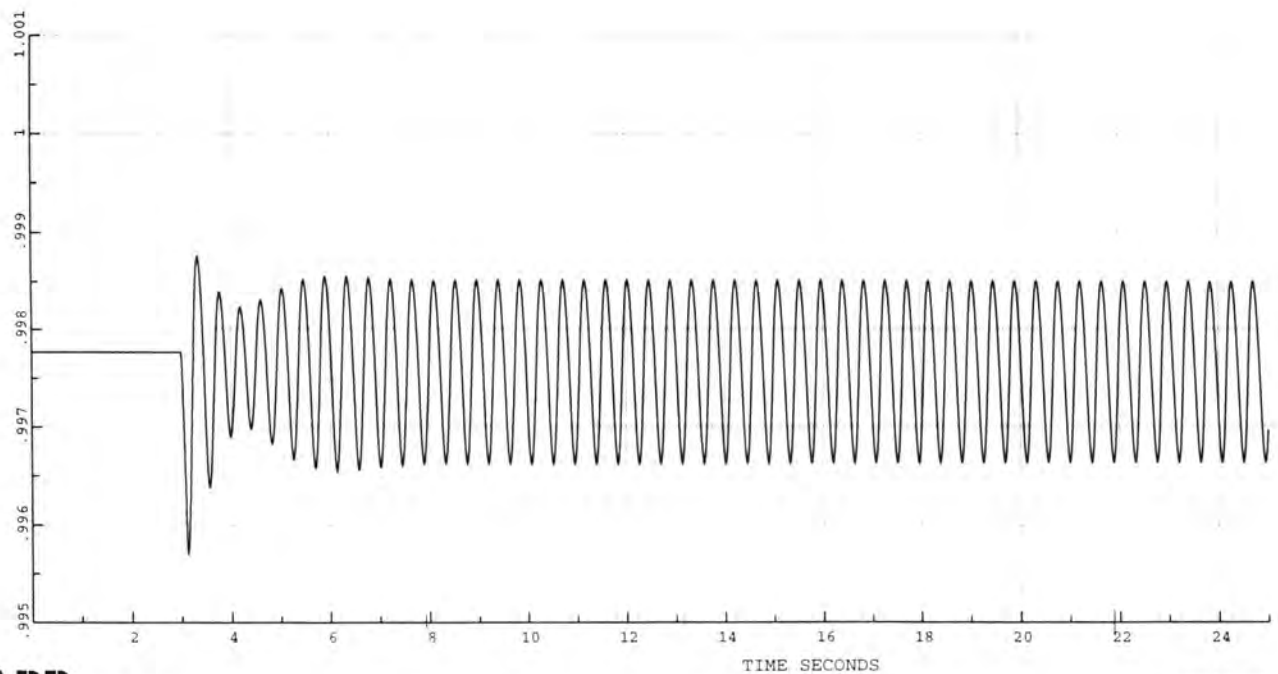
DIAGRAM 6

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 U PU 8.91/SQRT[3] KV



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 15.59:30

DIAGRAM 5

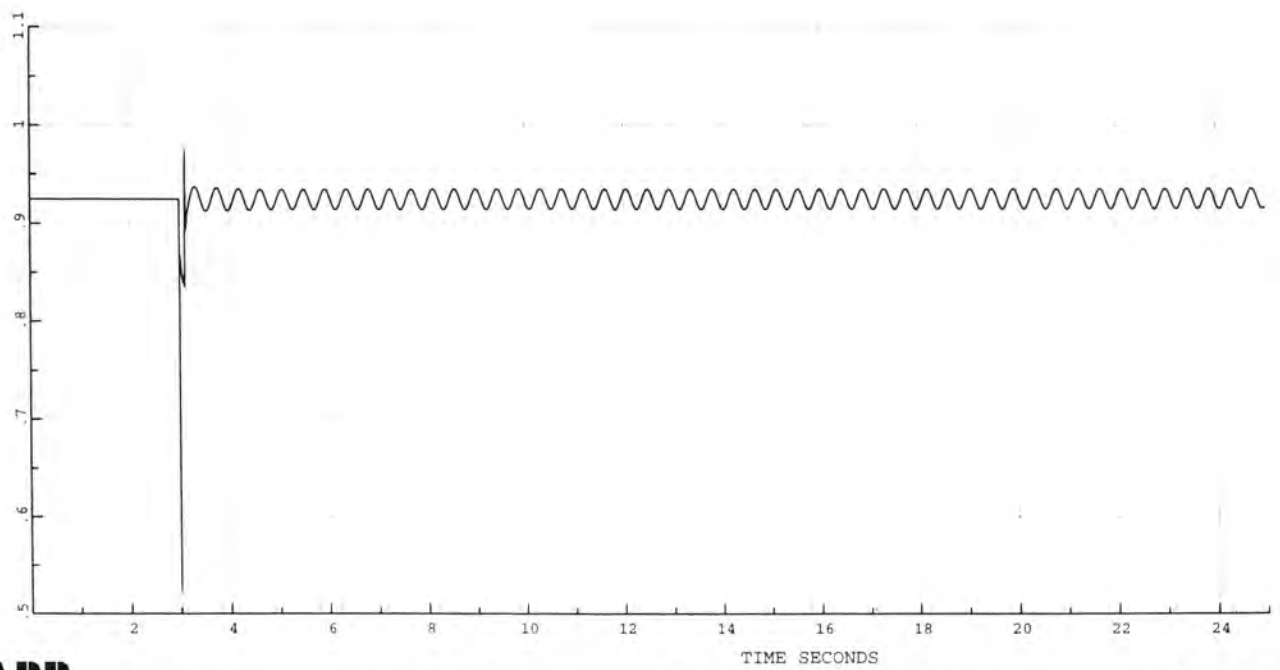
SIMPOW™

V.3.6.D

(MÁSTA)

DYNAMISKE DATA

LOAD TOG 1 U PU 23.33 KV



**ABB**

JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 15.59:30

DIAGRAM 7

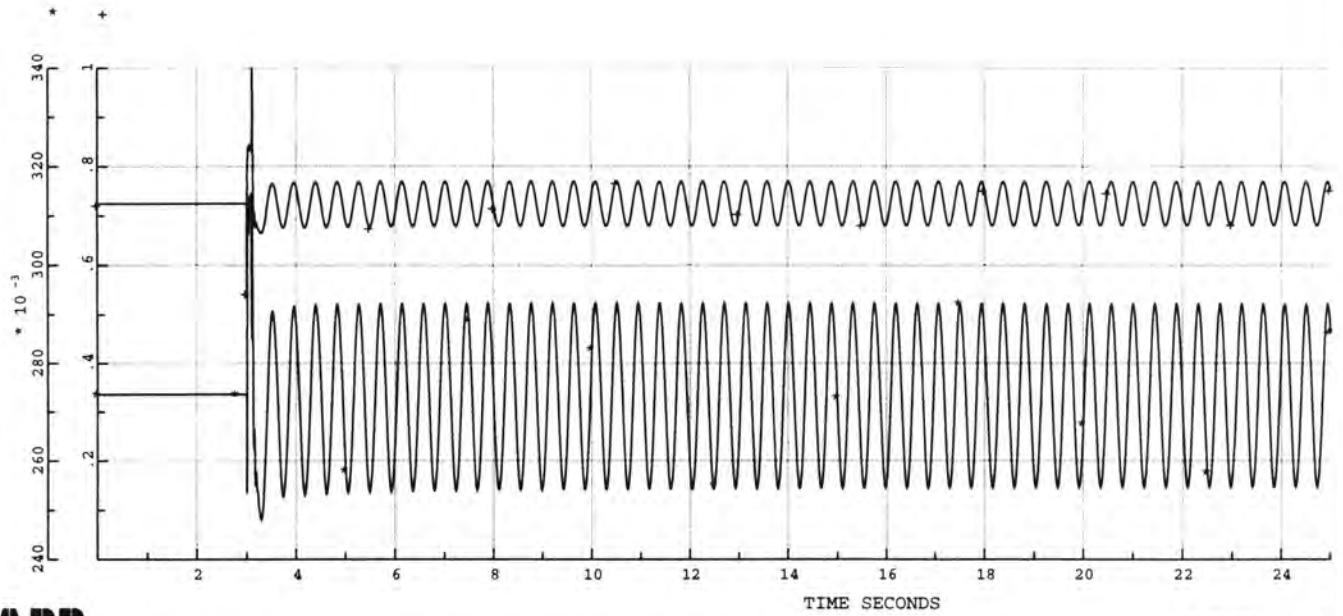
SIMPOW™

V.3.6.E

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

\*=LINE CG1 C1 0 Q1 POWER PU 10.00 MVAR  
+=SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 16 DEC 1996 TIME 22.05:55

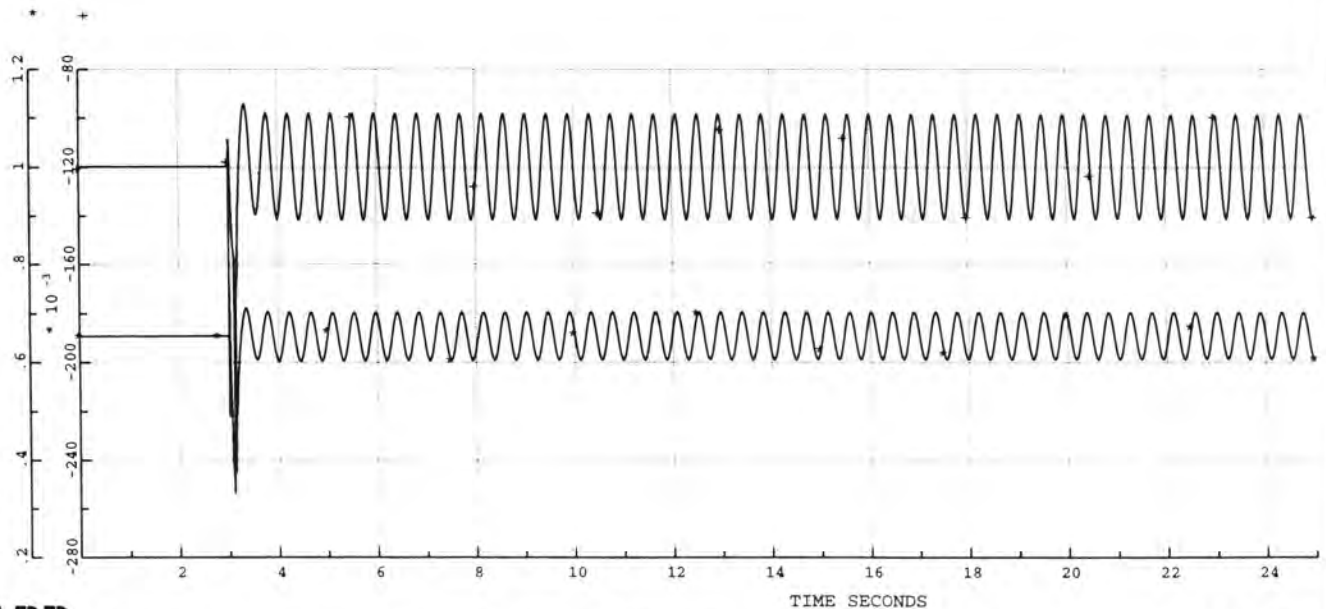
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

\*=SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW  
+=LINE CG1 C1 0 P1 POWER PU 10.00 MW



JOB NYLEK

DATE 16 DEC 1996 TIME 22.05:55

DIAGRAM 1

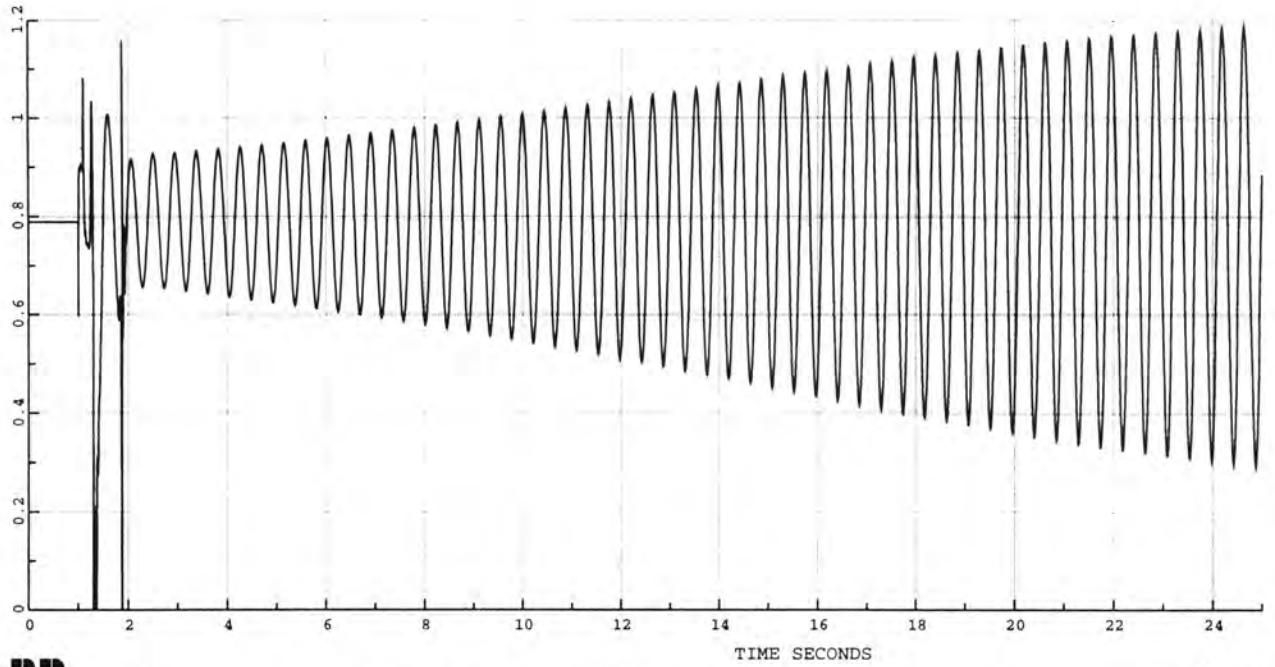
SIMPOW™

V.3.6.F

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.29:19

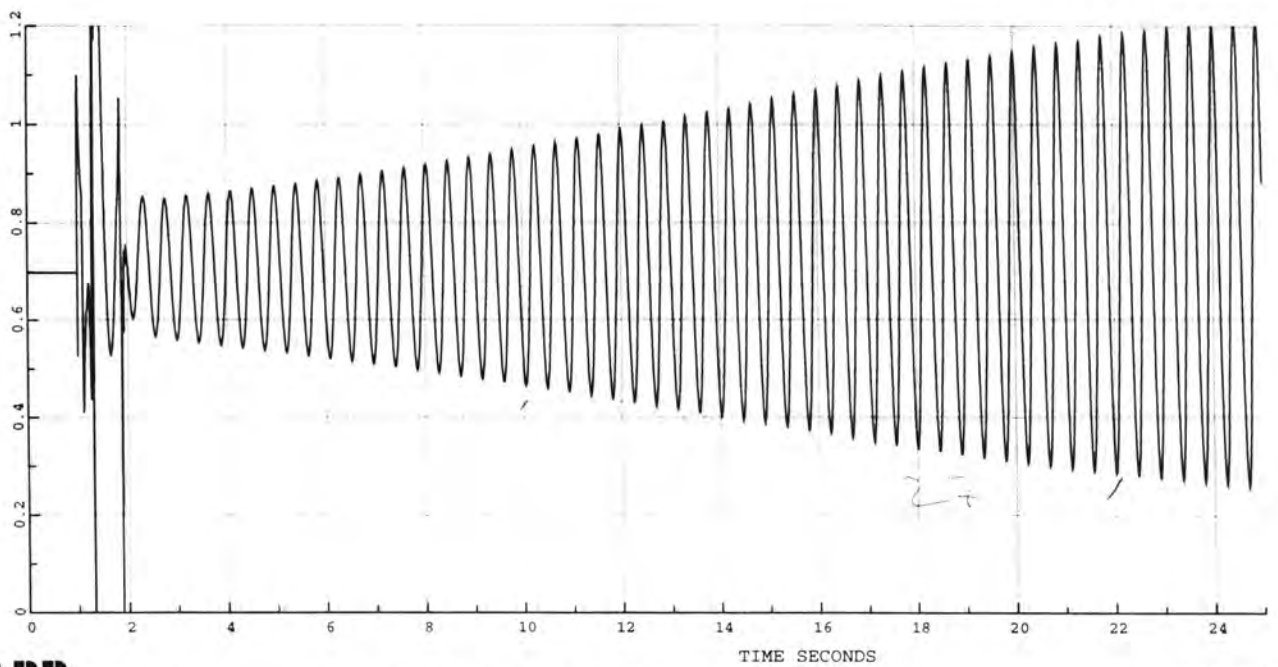
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.29:19

DIAGRAM 1

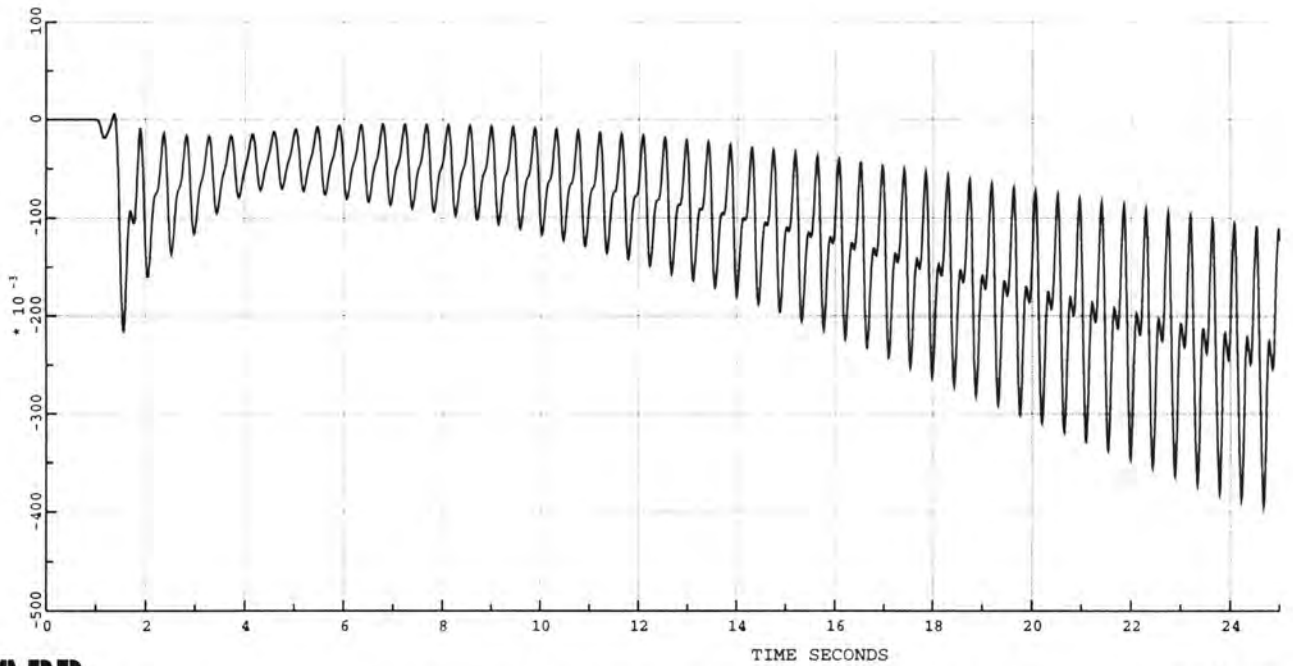
SIMPOW™

V.3.7A

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.29:19

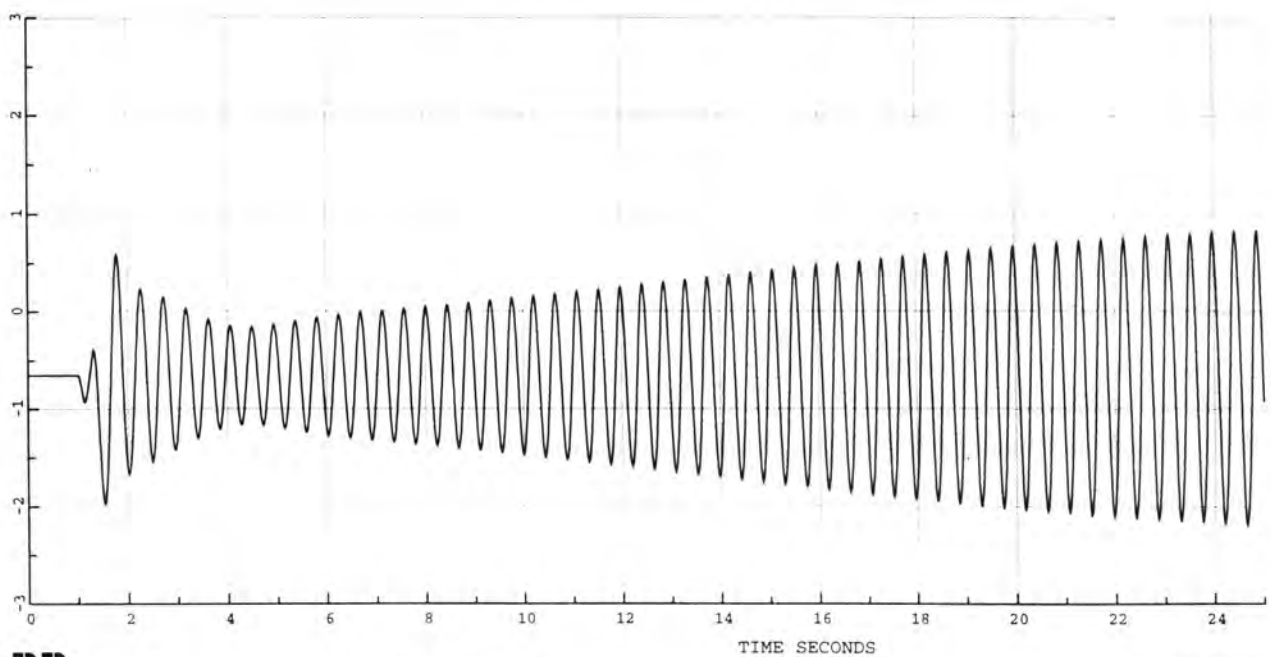
DIAGRAM 4

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.29:19

DIAGRAM 3

SIMPOW™

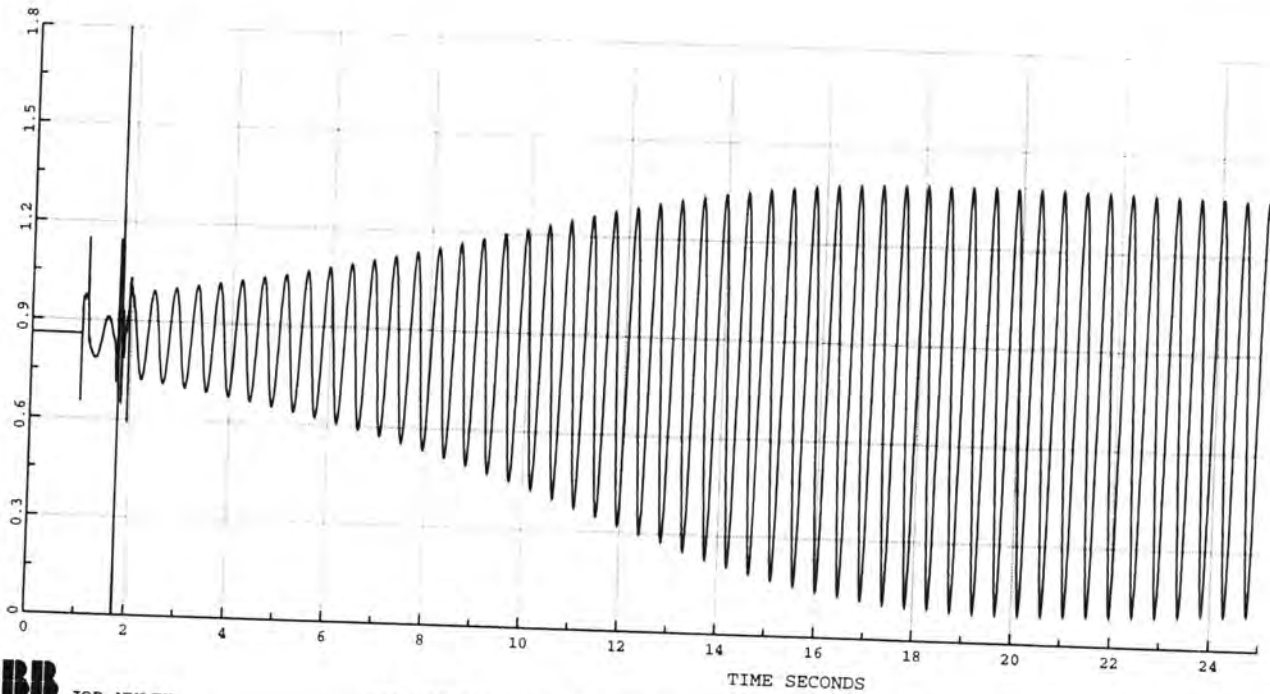
V.3.7.B



DYNAMISKE DATA

(MASTA)

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.50:36

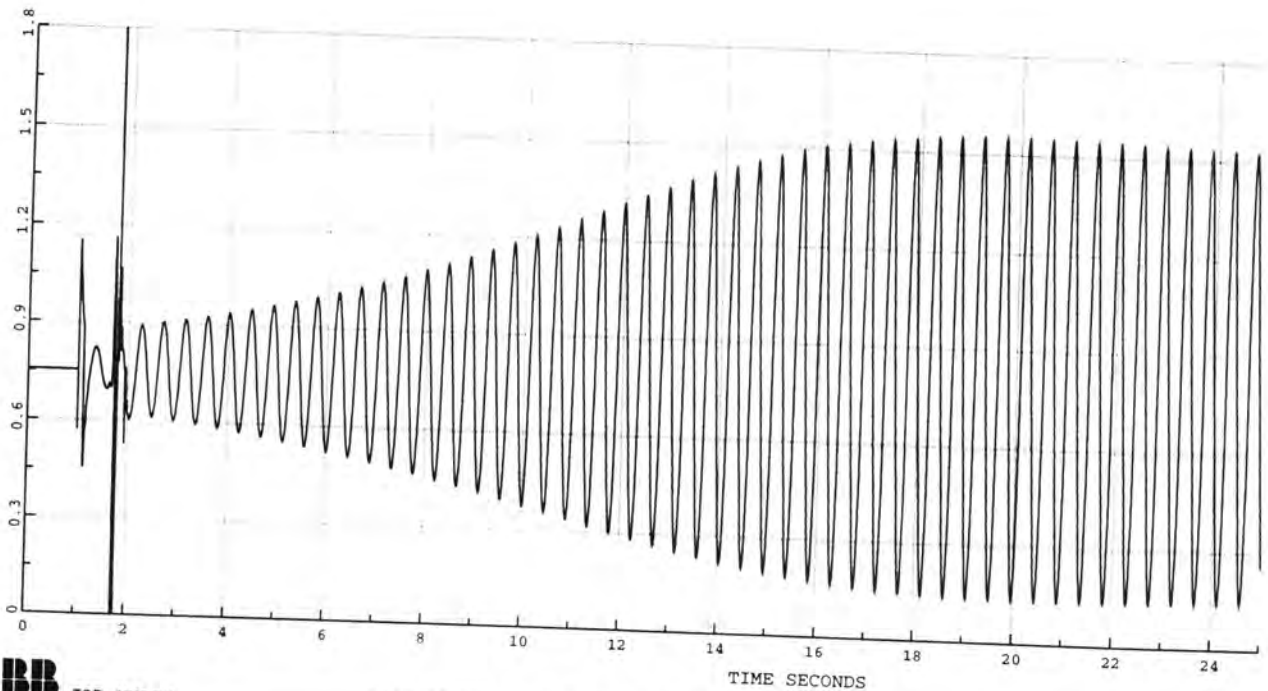
DIAGRAM 2

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA

(MASTA)

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.50:36

DIAGRAM 1

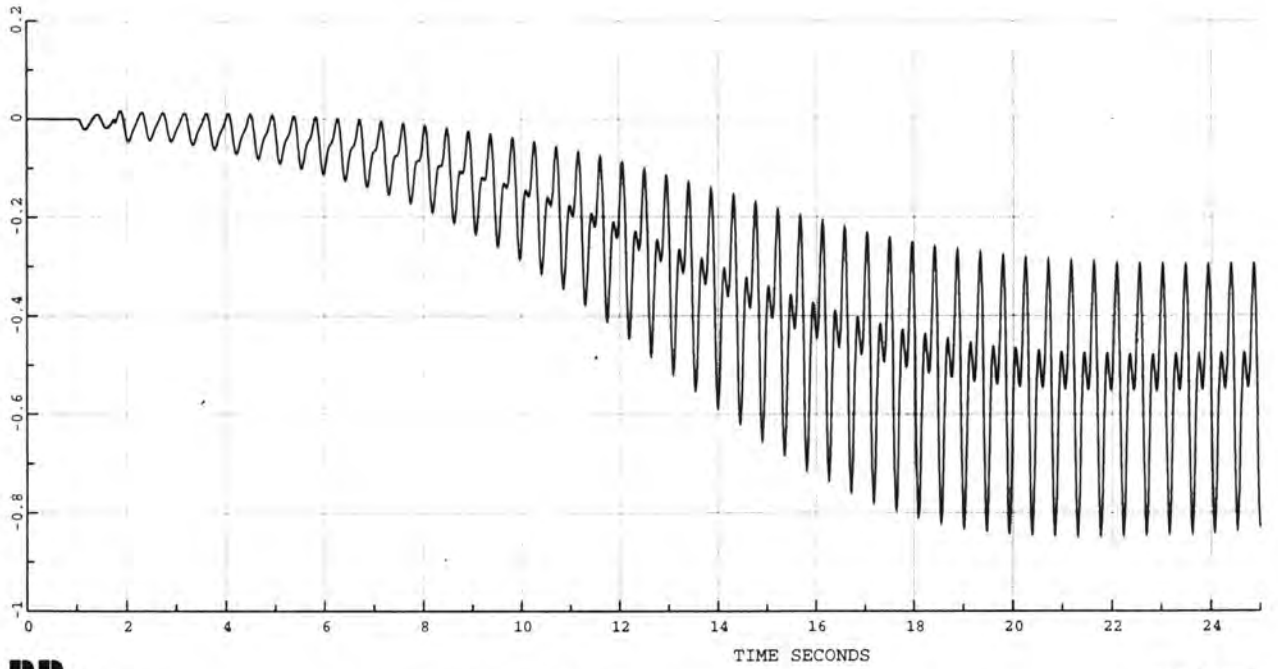
SIMPOW™

V38A

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.50:36

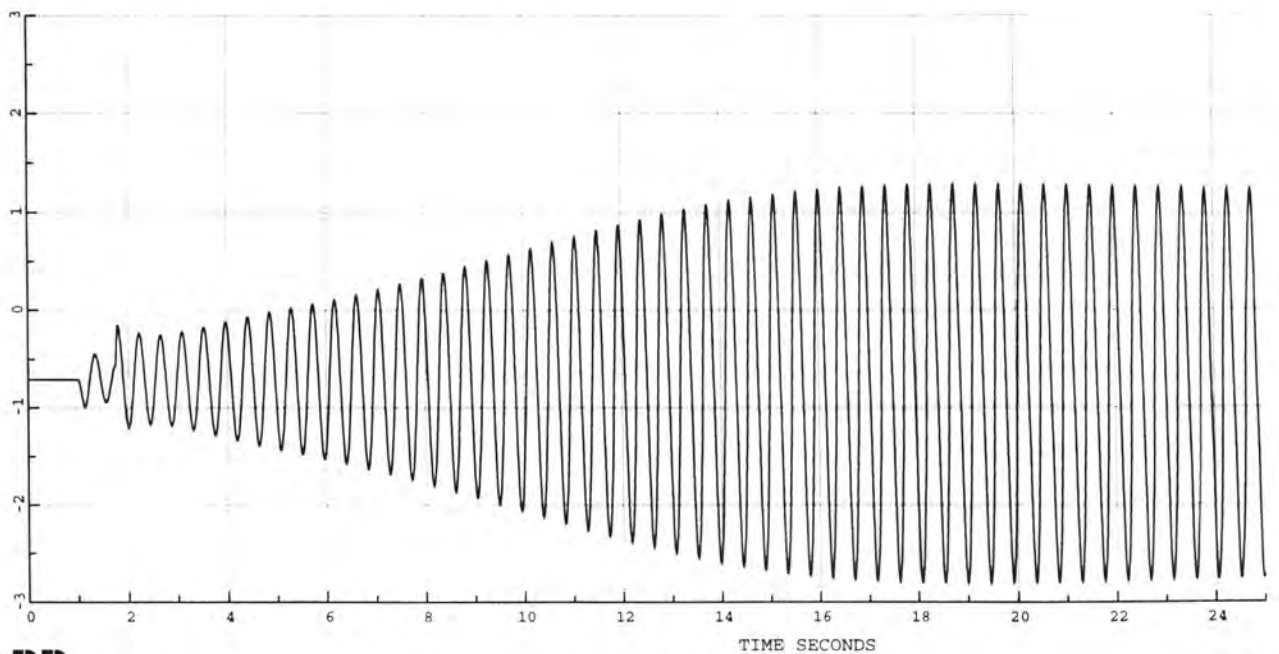
DIAGRAM 4

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 17 DEC 1996 TIME 13.50:36

DIAGRAM 3

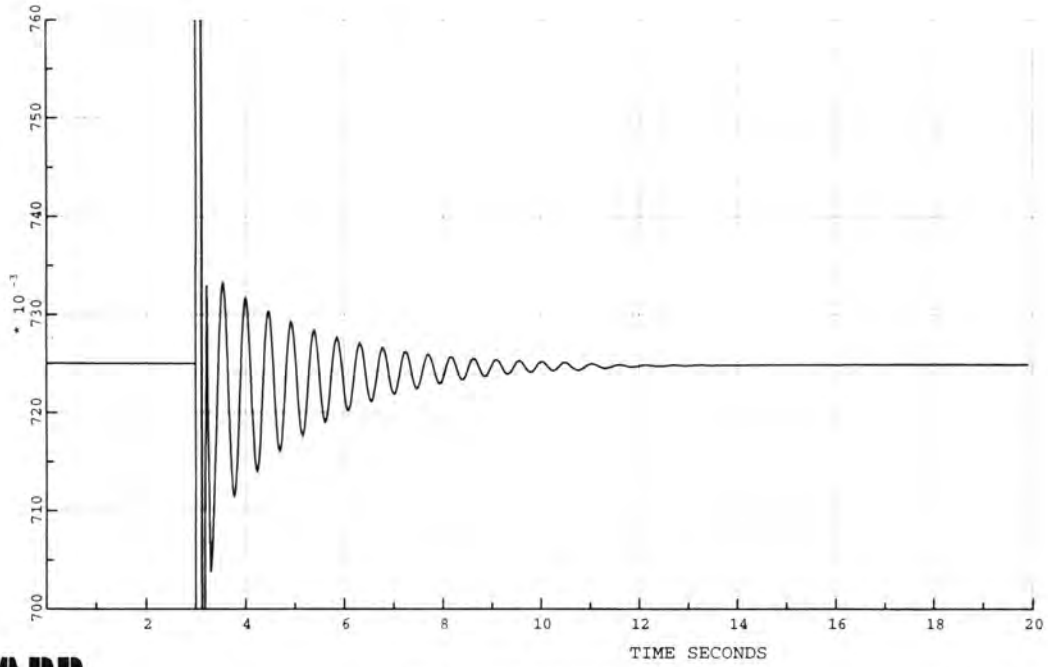
SIMPOW™

V.3.8.B

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 16.31:09

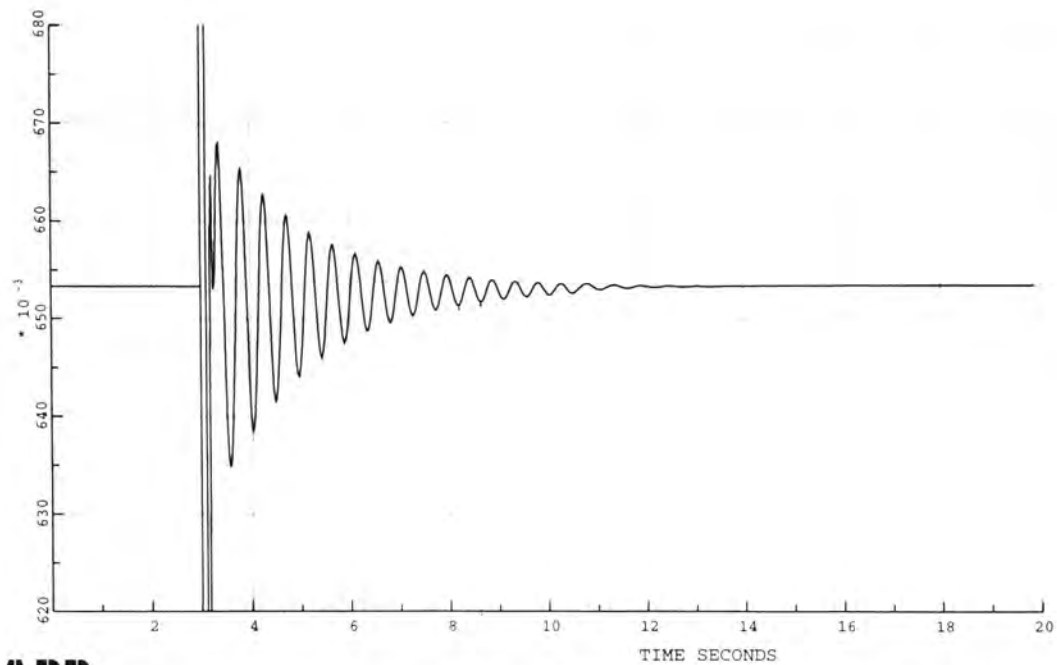
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 16.31:09

DIAGRAM 1

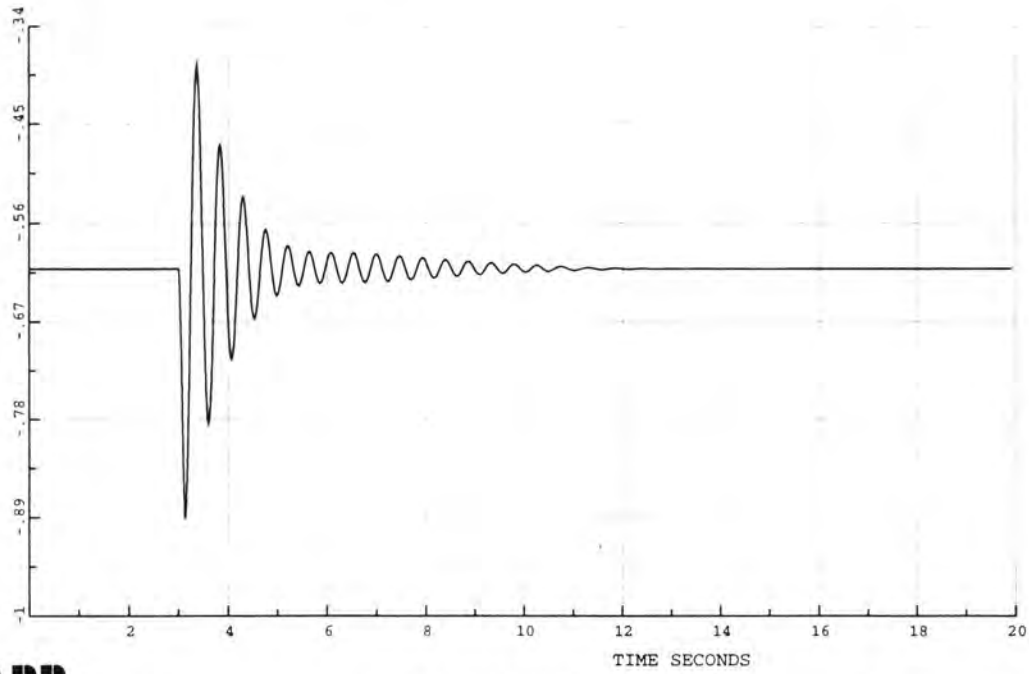
SIMPOW™

V.3.9.A

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 16.31:09

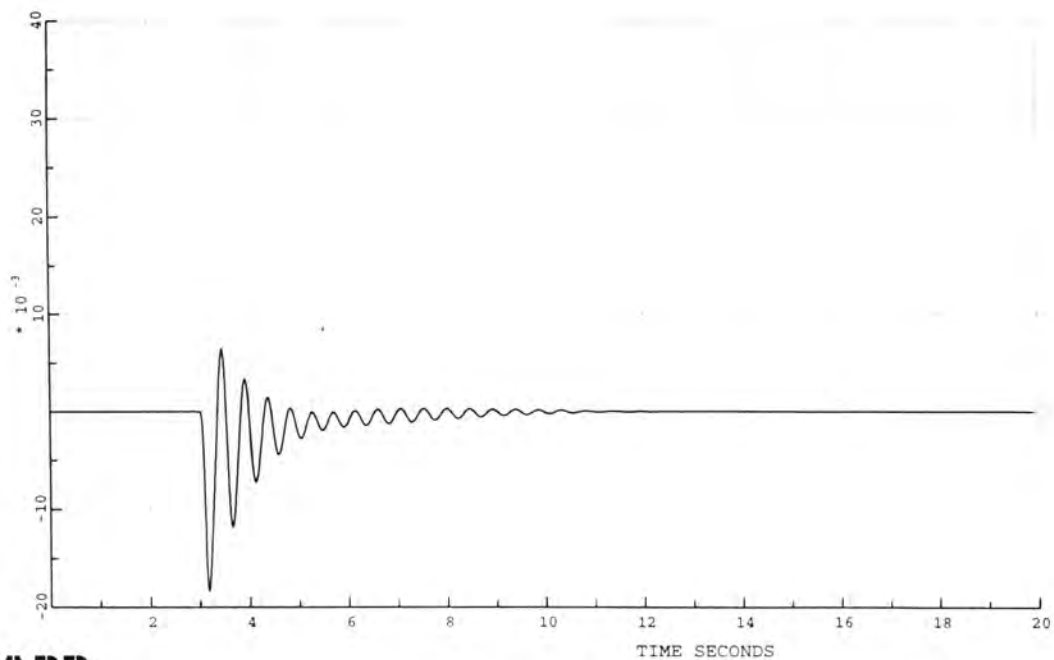
DIAGRAM 4

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 16.31:09

DIAGRAM 3

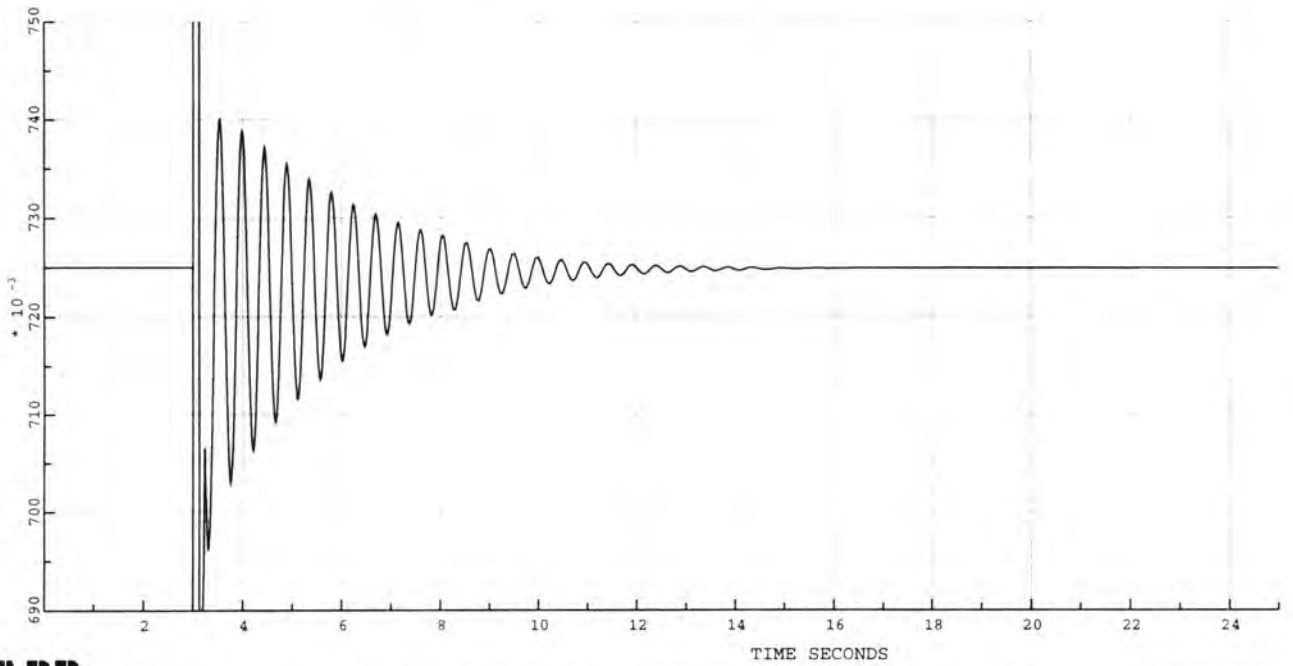
SIMPOW™

V.3.9.B

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 17.36:00

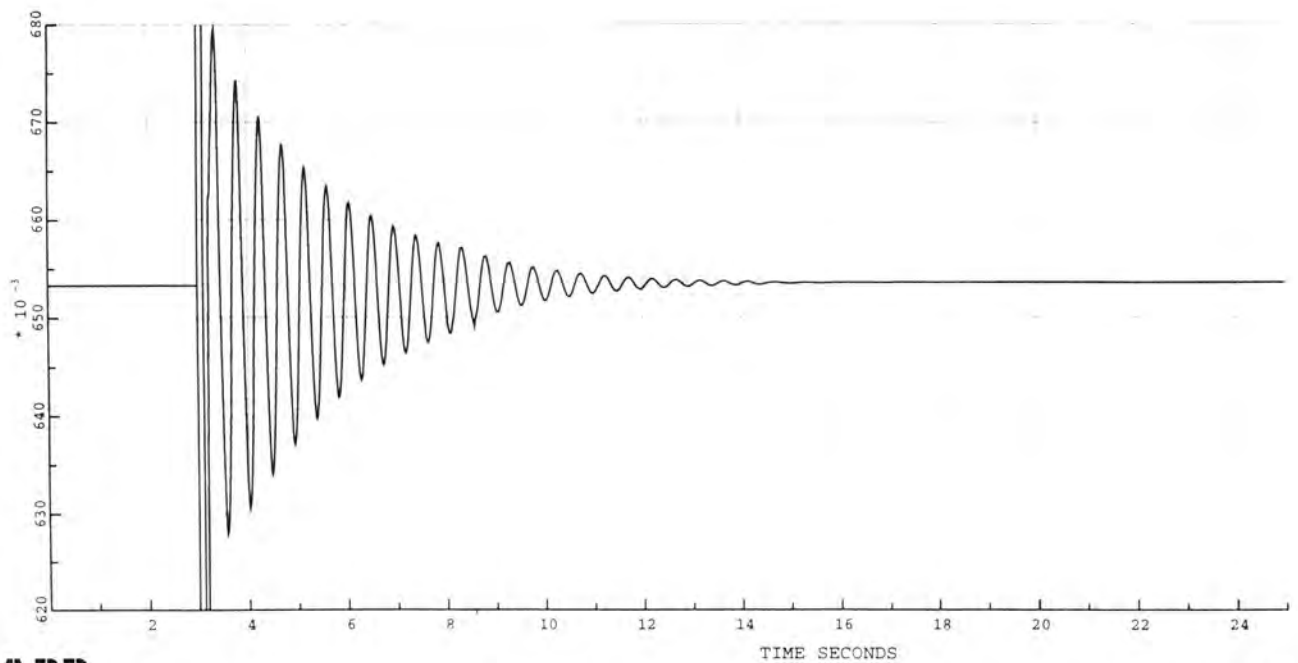
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 17.36:00

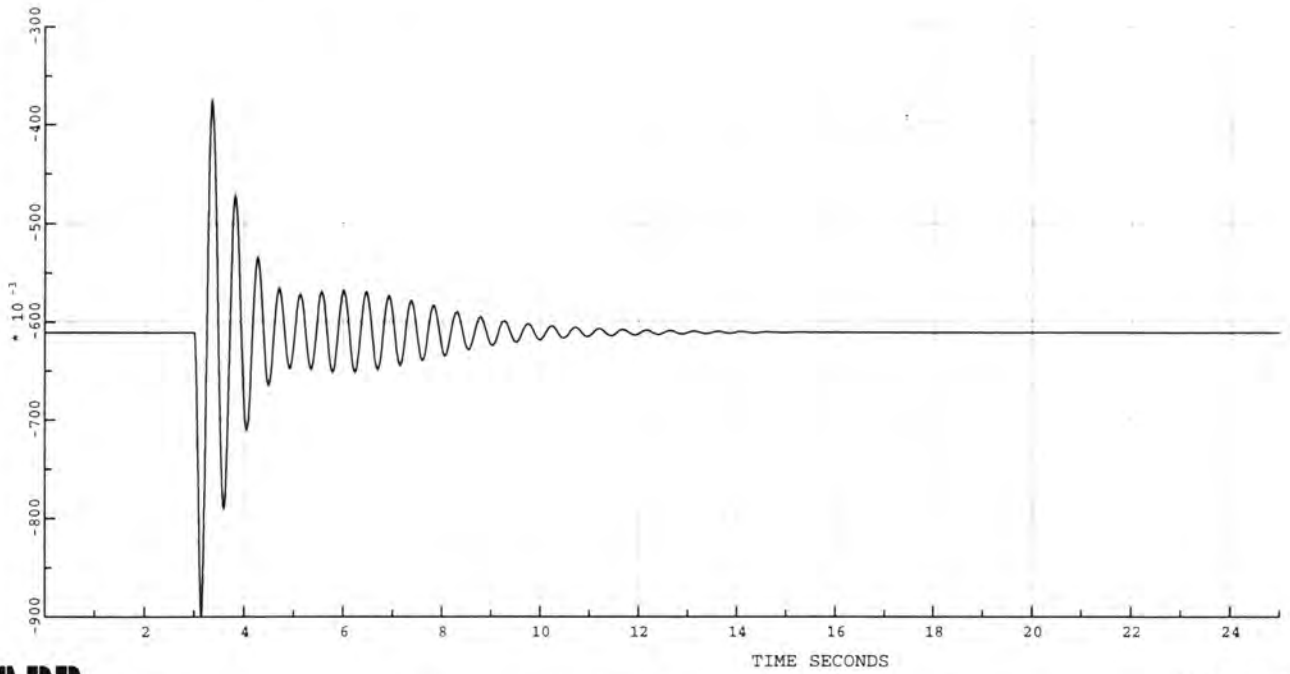
DIAGRAM 1

SIMPOW™

V.3.10.A

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

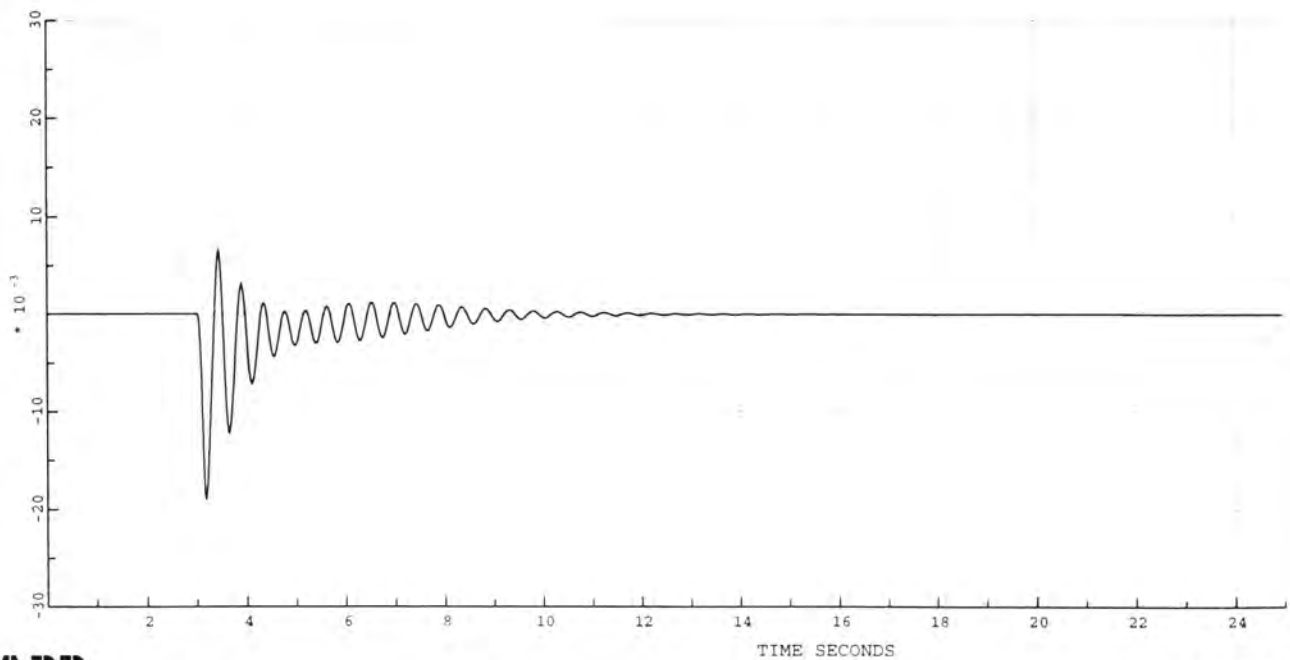
DATE 14 DEC 1996 TIME 17.36:00

DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 17.36:00

DIAGRAM 3

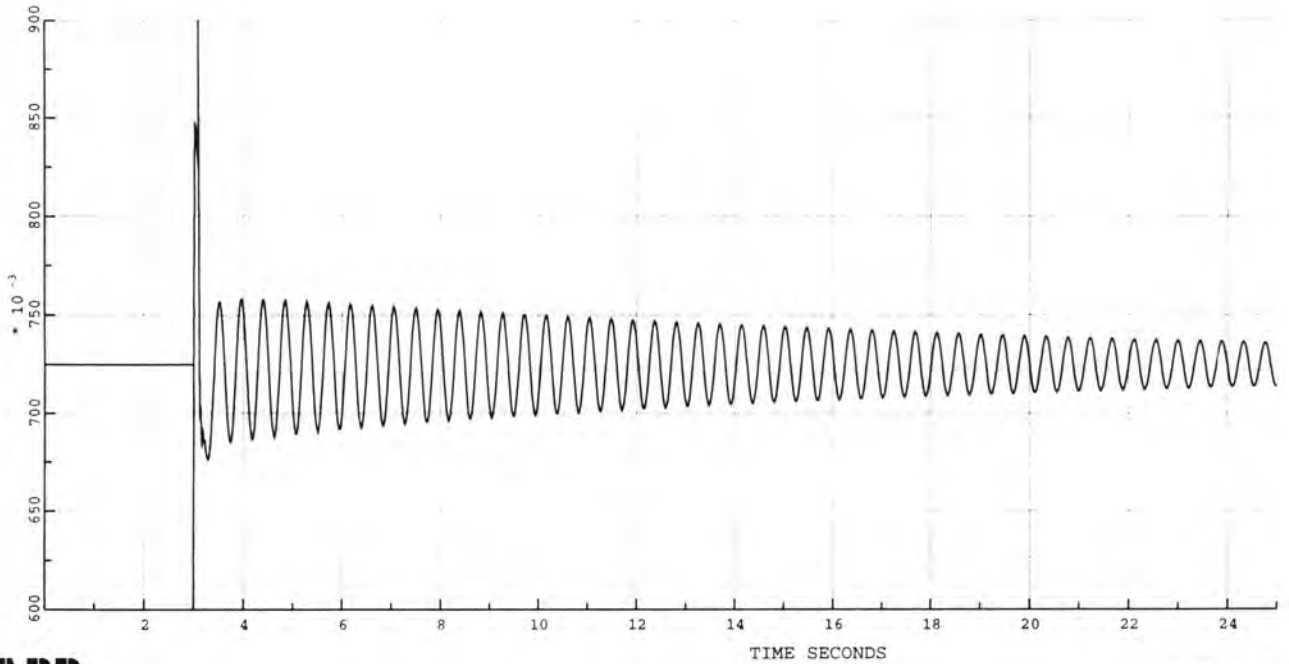
SIMPOW™

V.3.10.B

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 4.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 17.46:26

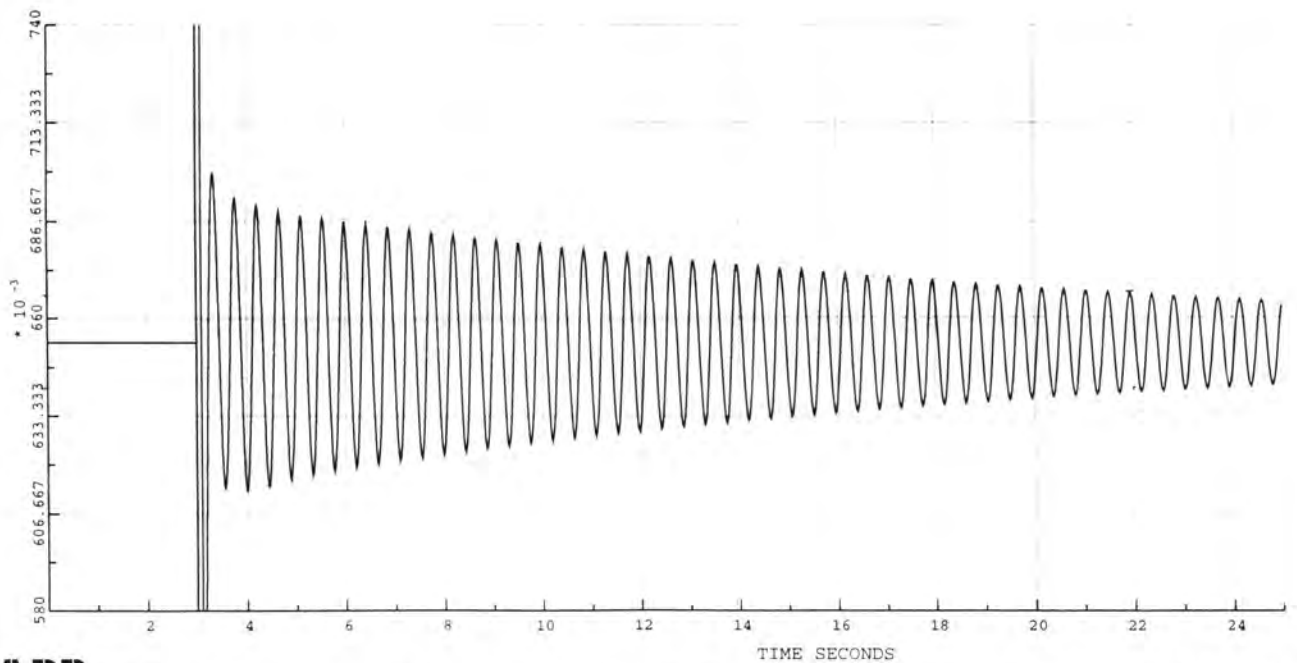
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 4.00 MW



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 17.46:26

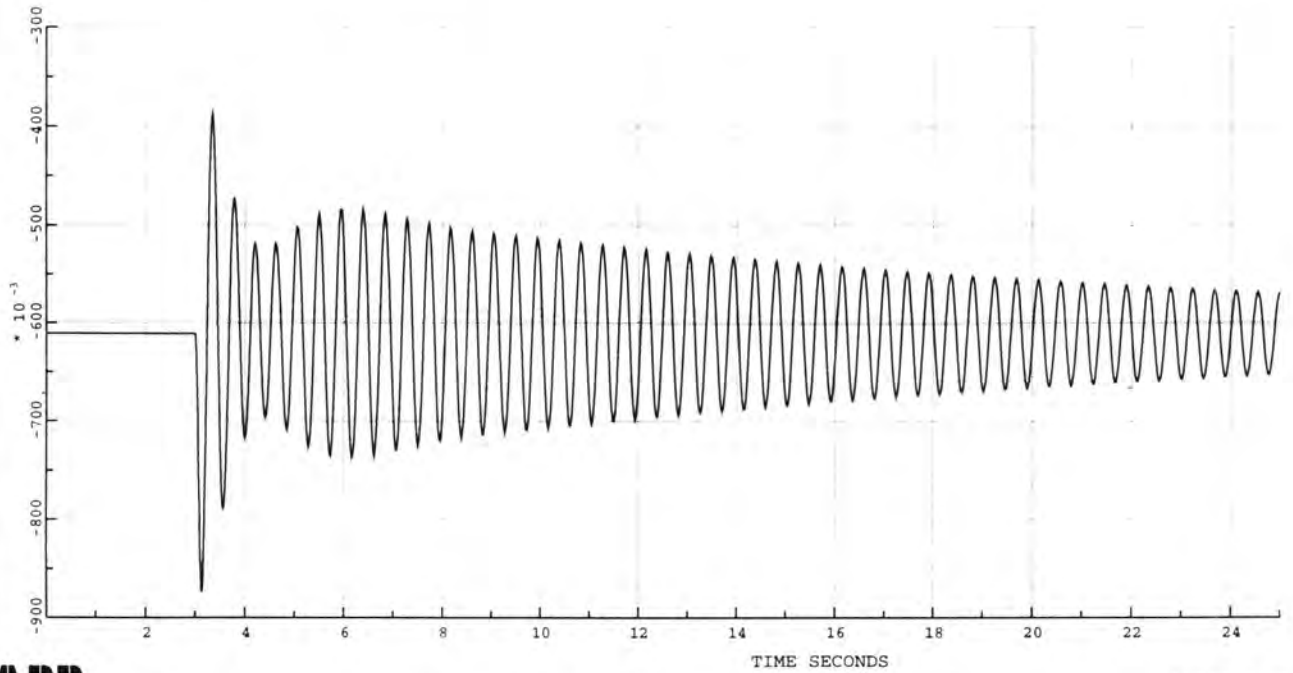
DIAGRAM 1

SIMPOW™

V.311.A

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 4.40 MW



JOB NYLEK

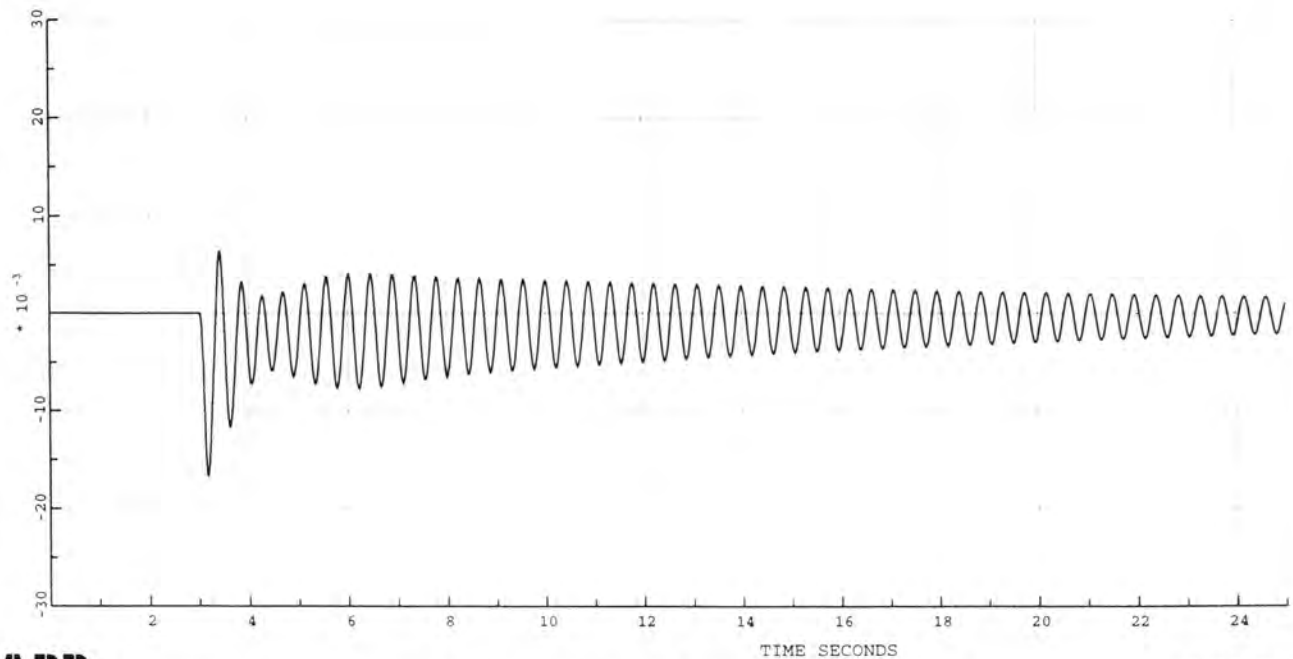
DATE 14 DEC 1996 TIME 17.46:26

DIAGRAM 4

SIMPOW™

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 4.40 MVAR



JOB NYLEK

DATE 14 DEC 1996 TIME 17.46:26

DIAGRAM 3

SIMPOW™

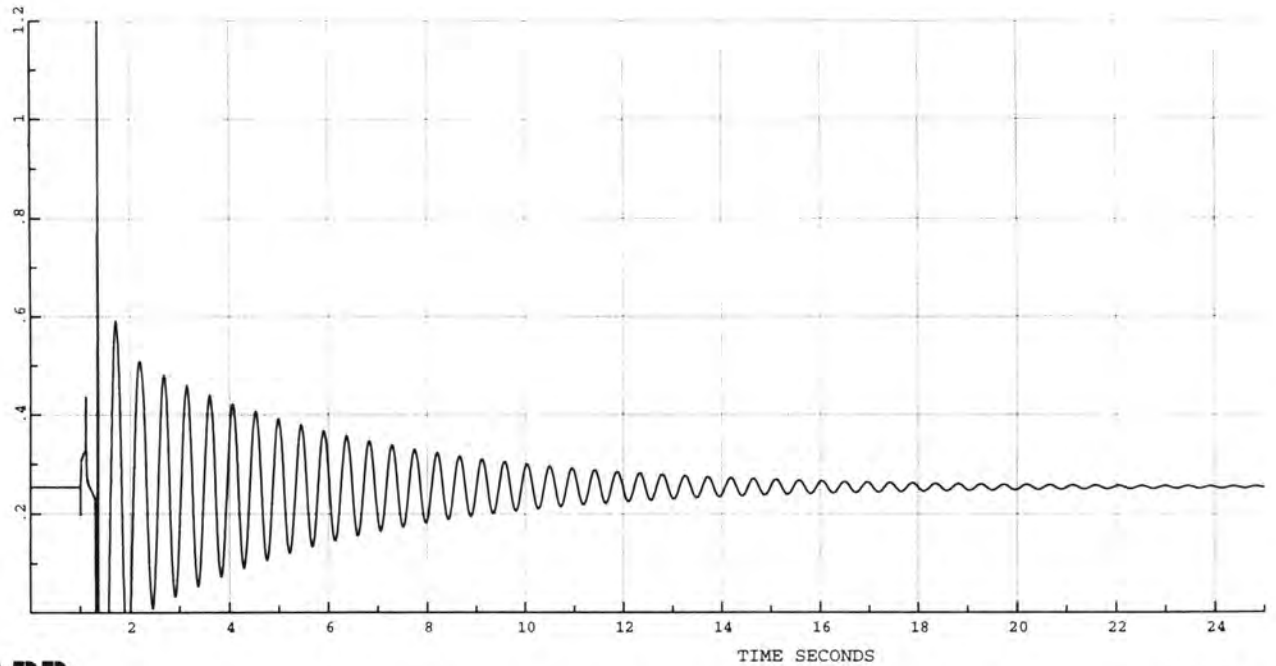
V311B



(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 Q POWER PU 8.00 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 17.48:43

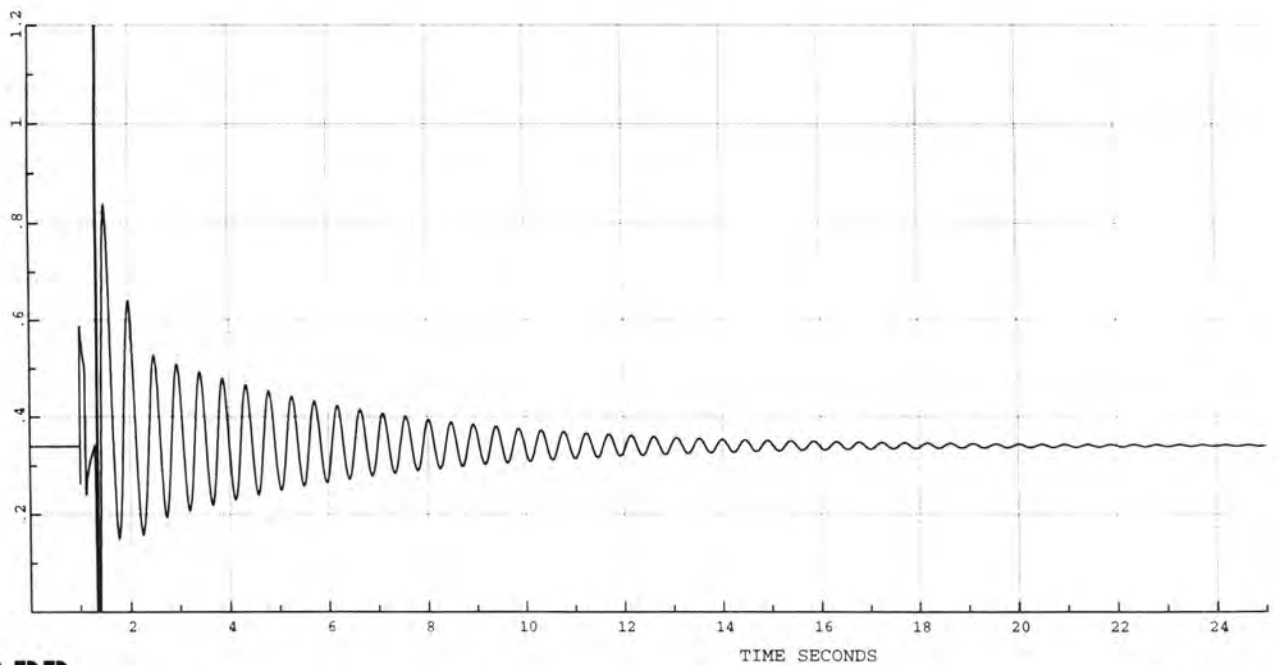
DIAGRAM 2

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_G2 P POWER PU 8.00 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 17.48:43

DIAGRAM 1

SIMPOW™

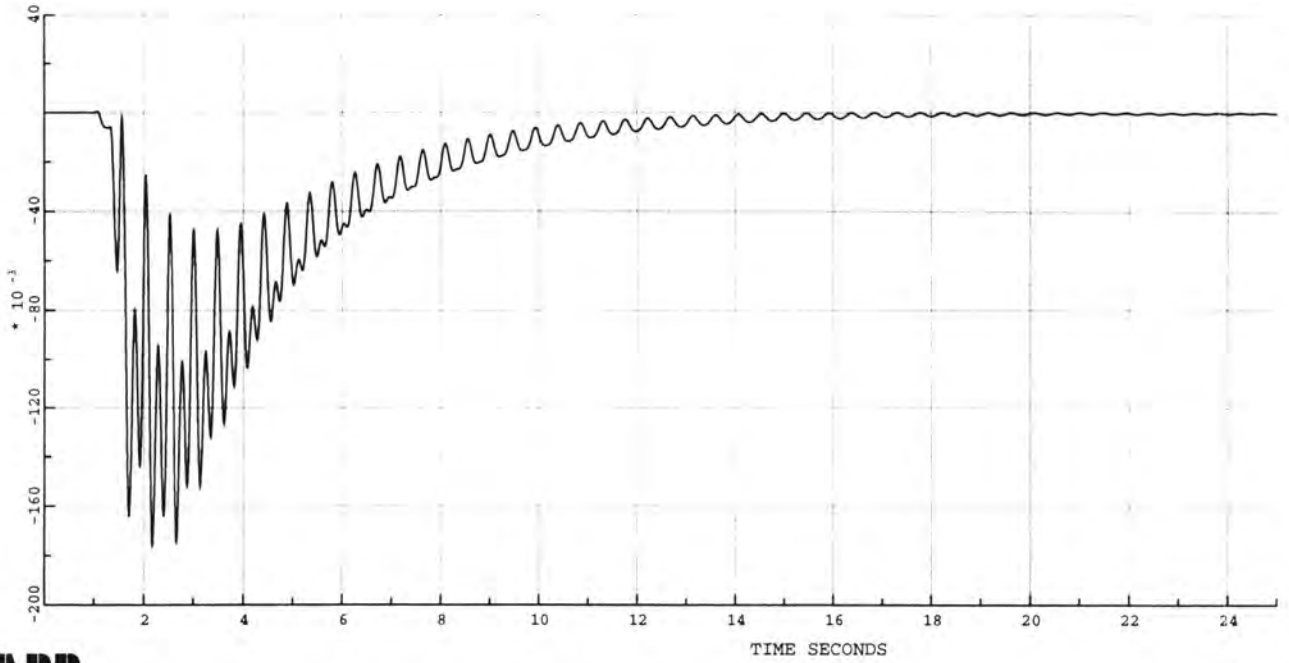
V.3.12.A

2128

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 Q POWER PU 8.80 MVAR



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 17.48:43

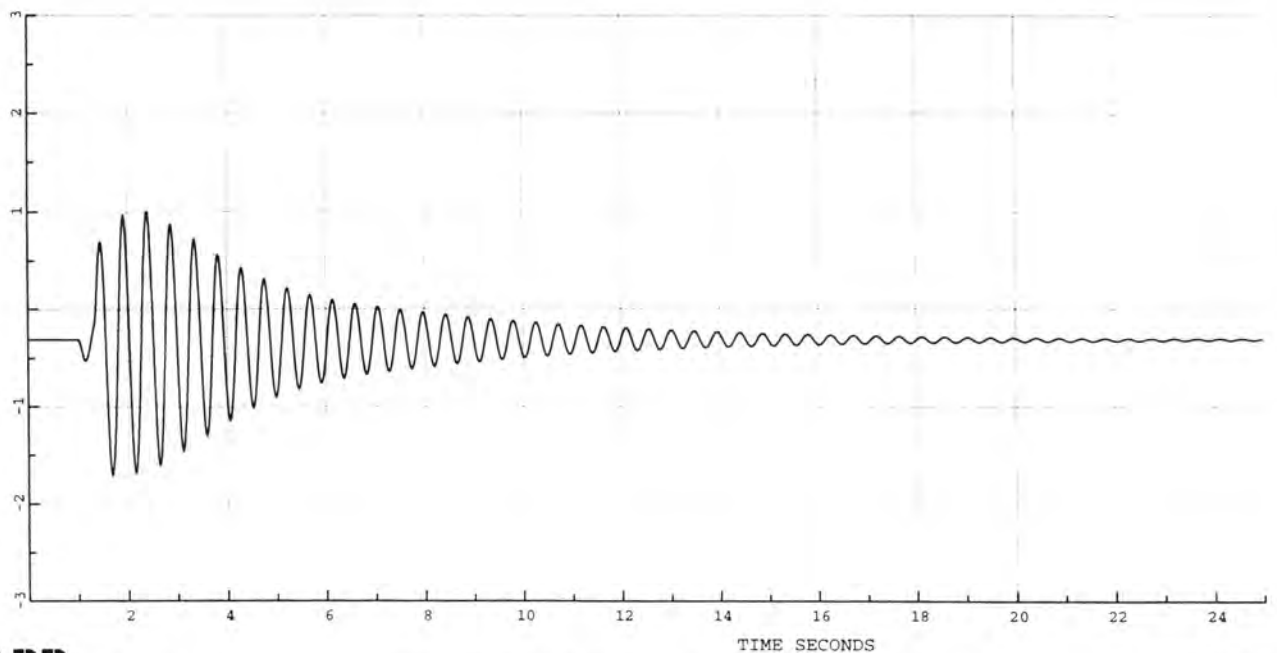
DIAGRAM 4

SIMPOW™

(MASTA)

DYNAMISKE DATA

SYNC C\_M2 P POWER PU 8.80 MW



JOB NYLEK

DATE 18 DEC 1996 TIME 17.48:43

DIAGRAM 3

SIMPOW™

V.3.12.B