

CHALMERS

Elkvalitet på Ringhals

Olof Carlund

Johannes Johansson

Examinator: Torbjörn Thiringer

Institutionen för Energi och miljö
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2015

Förord

Lite kort om Ringhals

Ringhals är ett kärnkraftverk som till största delen ägs av Vattenfall (70,4 %) och andra delen E.ON (29.6 %). Anläggningen är belägen i Halland, cirka två mil norr om Varberg och levererar ungefär 20 % av Sveriges el. Kärnkraftverket har fyra reaktorer och dess sammanlagda effekt uppgår till 3924 MW med en produktionskapacitet omkring 28 TWh/år. Anläggningen har två typer av reaktorer, en kokvattenreaktor samt tre stycken tryckvattenreaktorer. Ringhals är dessutom det enda kärnkraftverket i Sverige som har tryckvattenreaktorer. I början av 2015 uppgick antalet anställda till 1657 stycken exklusive konsulter.

Examensarbetet är utfört och skrivet på avdelningen RTEA på Ringhals för Vattenfall AB.

Tack till våra handledare på Ringhals, Klas Sjöberg och Håkan Sträng för bra stöd och handledning under projektets gång.

Tack till Tobias Skattberg på avdelningen RUIM på Ringhals för hjälp vid mätning och hantering av data.

Vi vill också uttrycka ett stort tack till vår examinator Torbjörn Thiringer för det stöd och alla de tips han givit oss.

Olof Carlund
Johannes Johansson
Göteborg, Sverige, 2015

Abstract

Due to upcoming modernization projects, Ringhals desires an estimation of the current power quality in their local power supply. The purpose of this thesis is to initially, clearly describe, the meaning of the term power quality and what it is that might affect it. As part of the basis for the analysis part of this project lays existing measurement data from an earlier project within Ringhals. There is also an additional measurement carried out within this project of a potential source of harmonics, the thyristor rectifier. This project focuses on phenomena in form of voltage dips, transients and harmonics. When analyzed during normal operation there is no sign of notable levels of either of these phenomena with one exception for the measurement at the 21.5 kV-level, where there is a clearly visible third harmonic, approximately 3.65 %. However, it is isolated to this level in the plant due to the delta coupling of the transformers and the source is probably the main generator. In addition, the loads are connected between phases, so this means they are unaffected by the 3rd harmonic. When measuring the thyristor rectifier the magnitude of the fifth harmonic increased with the load, but due to limited loading options it was not possible to investigate it further. When analyzing data from triggered events, there was a distinct voltage dip at all measured levels in the plant due to a lightning event in the national 400 kV transmission grid at some distance from the plant. At the lowest mark the remaining phase voltage was approximately 67 %, this at the 400 kV-level, which is just under the limit that the plant shall be able to handle momentarily (70 %). The voltage dip is reduced a bit when propagating downwards in the plant and at the lowest point of measuring; the remaining phase voltage is about 76 %. The measurements also showed a heavy motor start and compared to the calculations done in the hypothesis, the voltage dip obtained through theory matches the measured values, 15.7 % respectively 15 %. The main conclusion of this thesis is that Ringhals local power supply is very solid and the only time during this project that there was anything close to a problem, was the voltage dip due to the lightning event.

Sammanfattning

Inför kommande moderniseringsprojekt önskas en bedömning av den rådande elkvaliteten i Ringhals lokalkraftanläggning. Rapporten syftar till att inledningsvis ge en klar bild av begreppet elkvalitet och vad som påverkar den. Till grund för analysen av anläggningens elkvalitet ligger befintlig mätdata från ett tidigare företagsinternt projekt samt utförs en mätning inom detta projekt på en potentiell källa till övertoner, tyristorlikriktaren. Projektet fokuserar på störningsfenomen i form av övertoner, spänningsdippar samt transienter. Vid analys av anläggningen vid normal drift förekommer det inte några högre halter av dessa fenomen, med undantag för en 3:e överton som vid 21.5 kV-skenan i anläggningen uppgår till cirka 3.6 %. Den isoleras dock till följd av valet av transformatorkopplingarna och antas uppkomma på grund av huvudgeneratorn. Mätningen på tyristorlikriktaren påvisar en ökad halt av 5:e övertonen ju tyngre den belastas, dock gick det inte att närma sig dess maximala kapacitet på grund av begränsning av tillgängliga lastningsmöjligheter. Vidare, analys av mätdata som registrerats vid triggade händelser visar en rejäl spänningsdipp, vid alla mätpunkter i anläggningen, till följd av ett åsknedslag i närheten av Skövde, som lägst resulterar den i en kvarvarande spänning på cirka 67 % av nominell fasspänning på 400 kV-skenan vilket understiger den gräns anläggningen skall klara momentant (70 %). Dippen dämpas en aning vid propagering i systemet och resulterar vid 500 V-skenan i en kvarvarande spänning på cirka 76 %. Mätningarna fångade även tre tunga motorstarter och i rapportens hypotes utförs en teoretisk beräkning av hur stort spänningsfallet bör bli vid den skena där motorstarten sker. Vid beräkning sjunker spänningen med 15.7 % och i mätningarna sjunker spänningen med cirka 15 % från sin ursprungliga nivå. Slutsatser som dras är att Ringhals lokalkraftanläggning är robust och av det som setts i det här projektet utmanades den endast vid spänningsförändringen till följd av åsknedslaget.

Innehållsförteckning

1 Inledning 1
1.1 Bakgrund 1
1.2 Syfte 1
2 Teori 3
2.1 Elkvalitet – Vad är det? 3
2.2 Störningsfenomen 3
2.2.1 Övertoner 4
2.2.2 Osymmetri 9
2.2.3 Transienter 11
2.2.4 Flimmer 11
2.2.5 Avbrott och spänningsdippar 13
2.3 Sammanställning 14
3 Anläggningens utformning 15
4 Fallbeskrivning 17
4.1 Mätning 1: Schemalagd 17
4.2 Mätning 2: Triggad 17
4.3 Mätning 3: Tyristorlikriktare 18
4.4 Mätutrustning 19
5 Analys 21
5.1 Hypotes 21
5.1.1 Mätning 1: Schemalagd 21
5.1.2 Mätning 2: Triggad 21
5.1.3 Mätning 3: Tyristorlikriktare 24
5.2 Övertoner 24
5.2.1 Mätning 1: Schemalagd 24
5.2.2 Mätning 3: Tyristorlikriktare 26
5.3 Spänningsdippar 28
5.3.1 Mätning 1: Schemalagd 28
5.3.2 Mätning 2: Triggad 28
5.4 Transienter 38
5.4.1 Mätning 1: Schemalagd 38
5.4.2 Mätning 2: Triggad 38
6 Slutsats 41
7 Referenser 42

1 INLEDNING

1.1 Bakgrund

Ringhals 3 och 4 står inför kommande moderniseringsprojekt i lokalkraftanläggningen med bland annat byte av högspänningsställverk. För att kunna följa upp hur olika förändringar eventuellt påverkar anläggningens elkvalitet efterfrågas en utvärdering av anläggningen i sitt nuvarande utförande. Till grund för denna rapport ligger befintlig mätdata som används i tidigare företagsinterna projekt som berör osymmetrier.

1.2 Syfte

Syftet är att inledningsvis ge en klar bild av vad begreppet elkvalitet innebär, genom att belysa de olika störningsfenomenen som bidrar till en försämrad elkvalitet. Genom en litteraturstudie utreds vilka fenomen som är frekvent återkommande inom området. Syftet är även att visa exempel på hur dessa fenomen uppstår och vidare hur de kan avhjälpas, alternativt dämpas.

Genom analys av befintlig mätdata, med hjälp av Matlab, från fem mätpunkter i Ringhals anläggning skall lokalkraftanläggningens elkvalitet studeras samt bedömas. Analysen kan jämföras med en allmän hälsokontroll där halten av övertoner, spänningsdippar och transienter registreras utifrån mätningar utförda under normaldrift. Värdena jämförs med det som anges i Svensk Elstandard. Resultatet ska sedan utgöra en grund och agera referens för kommande moderniseringsprojekt då ny utrustning, som kan tänkas påverka anläggningens elkvalitet, ska väljas och installeras i anläggningen.

En del av syftet är även att se hur spänningen påverkas vid tyngre motorstarter och vidare att se hur denna spänningsförändring sprider sig i systemet. Spänningsförändringen till följd av en motorstart uppskattas först genom en teoretisk beräkning och visualiseras sedan genom analys av mätdata.

2 TEORI

Det här kapitlet behandlar den teori som ger ökad förståelse av begreppet elkvalitet och därmed ge de grundkunskaper som behövs för de analyser som denna rapport innefattar.

2.1 Elkvalitet – Vad är det?

Elkvalitet är ett begrepp som beskriver hur störningsfri en matande spänning är och kan rent tekniskt definieras enligt följande: varje avvikelse från den sinusformade spänningen är en försämring av den befintliga elkvaliteten. Denna avvikelse kan förekomma i spänningens nivå, frekvens eller vågform [5]. Enligt [1] är en bredare definition att allt som skulle kunna leda till att en elanvändare blir missnöjd med den el som levereras berör elkvalitet. Dock har branschens ökade arbete för att motverka störningar sedan en tid tillbaka gett resultat och det är idag ovanligt att elkvalitetsstörningar registreras hos konsumenter. Detta gällande Sverige, då mer utsatta länder kan antas ha en lägre accepterad nivå gällande elkvalitet. I Sverige förväntar sig användaren således kontinuitet, det vill säga inga avbrott, samt nominell spänningsnivå.

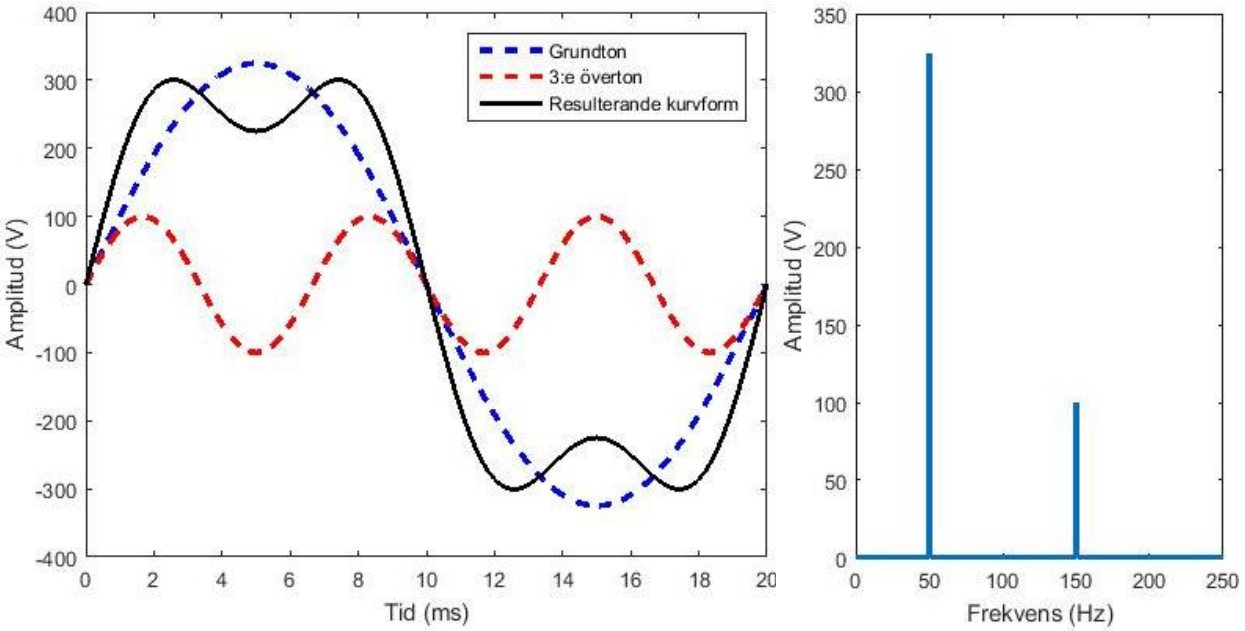
2.2 Störningsfenomen

Elkvaliteten beror på ett antal fenomen som stör och förändrar spänningen på olika sätt och i olika utsträckning. Spänningsförändringen kan vara av olika amplitud och varaktighet samt periodisk eller konstant och alstras av olika störkällor. Det finns, för flera fenomen, standardiserade gränsvärden för hur stor avvikelse som får förekomma beroende på vilket störningsfenomen det är. Dessa standardiserade gränsvärden anges i Sverige av SEK, Svensk Elstandard, och är i många fall en översättning av europastandarden. I de fall ett fenomens avvikelse är större än de tillåtna gränsvärdena, bedöms elkvaliteten vara bristande. Nedan ges en teoretisk genomgång av de fenomen som ger upphov till diverse störningar på spänningen.

2.2.1 Övertoner

En vågform som är rent sinusformad innefattar endast en frekvens, övriga kurvformer som avviker från sinusformen innehåller dock minst två sinuskurvor med olika frekvenser samt amplitud- och fasförhållande. Genom användning av fouriertransform, se avsnitt 2.2.1.1, kan en kurvform delas upp i ett oändligt antal sinuskurvor med de olika frekvenser som en specifik kurvform består av, samt deras amplitud och fasläge bestämmas [2].

I *Figur 1* ses två streckade sinuskurvor som när adderade resulterar i den svarta heldragna kurvan. Till höger ses resultatet av kurvans fouriertransform i ett så kallat FFT-spektrum.



Figur 1: Illustration av två sinuskurvor som bildar en kurva samt dess FFT.

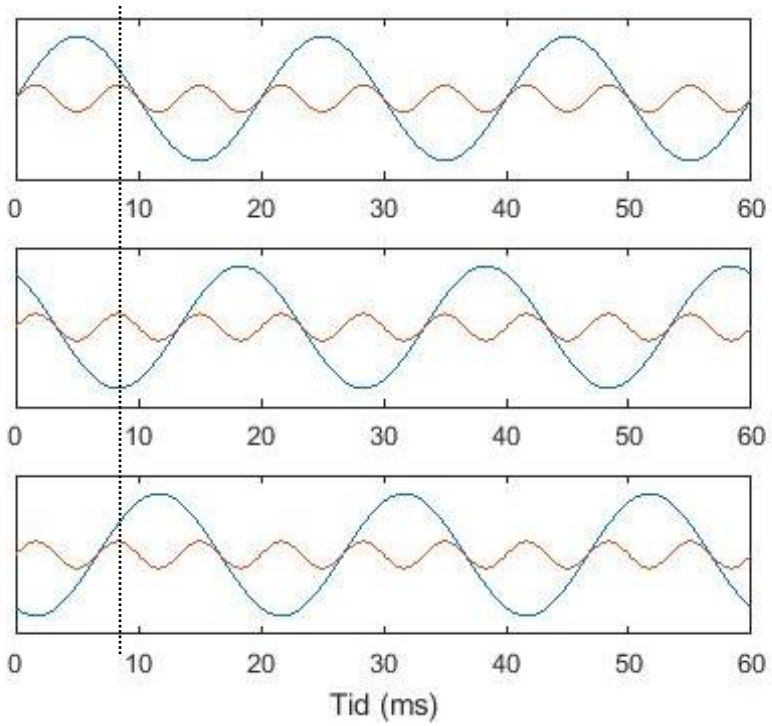
Ur spektrumet utläses kurvans frekvensinnehåll som i detta fall utgörs av 50 Hz och 150 Hz. 50 Hz är kurvans grundton medan 150 Hz är en överton. Övertonens amplitud har i det här exemplet valts till ett högt värde för att få en tydlig bild av dess inverkan. Övertonerna återfinns endast vid multiplar av grundfrekvensen, notera dock att en komponent vid en viss frekvens inte behöver vara en överton bara för att den är en multipel av grundfrekvensen. Dessa komponenter som inte är övertoner kan skapas av andra källor som inte är beroende grundtonen, det vill säga de påverkas inte av en förändring i grundtonens frekvens [2].

Idealt har övertoner olika karaktär och finns i tre varianter, plusföljds-, minusföljds- och nollföljdskaraktär. Karaktären säger hur fasföljden är i jämförelse med grundtonen, detta ses i *Tabell 1*. Enkelt beskrivet skiljer sig de olika karaktärerna enligt följande: plusföljd är medroterande, minusföljd roterar åt motsatt håll och nollföljd som inte har någon rotationsriktning.

Tabell 1: Grundton och övertoner till och med 12:e med respektive fasläge.

Överton	G	2:a	3:e	4:e	5:e	6:e	7:e	8:e	9:e	10:e	11:e	12:e
Frekvens	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
Fasläge	+	-	0	+	-	0	+	-	0	+	-	0

Då osymmetri råder uppstår ström i neutralledaren, strömmens storlek erhålls genom att addera fasströmmarna. För övertoner med positivt eller negativt fasläge kommer summan av fasströmmarna vid symmetri att vara noll. För de övertoner med fasläge noll, överton 3, 6, 9 och 12 i *Tabell 1*, flyter en ström i neutralledaren. Dock är de jämna övertonerna försumbara då spänningens positiva och negativa halvperioder är lika [5]. Strömmen uppstår på grund av att summan av fasströmmarna i detta fall inte är noll, anledning till det är avsaknaden av fasförskjutning mellan trippelövertonerna, dessa kallas nollströmmar [3]. Detta illustreras för 3:e övertonen i *Figur 2*, där den punktade linjen förtydligar dess fasläge.



Figur 2: Tredje övertonens fasläge i de tre faserna.

I och med avsaknad av fasförskjutning för tredje övertonen märks inte detta i huvudspänningen.

2.2.1.1 Fouriertransform och beräkningsmetoder

Som tidigare nämnts kan en spänning bestå av fler frekvenser än bara grundfrekvensen, bl.a. av så kallade övertoner. Alla periodiska kurvformer med övertoner kan utryckas som en summa av ett antal sinuskomponenter enligt

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t \qquad (1)$$

Där t är tid och vinkelfrekvensen ω definieras enligt

$$\omega = 2\pi f \qquad (2)$$

Den första termen, $\frac{a_0}{2}$, i (1) är DC-komponenten som kan beskrivas som en offset för kurvformens amplitud. Om kurvformen pendlar symmetriskt runt x-axeln är denna term noll. Resterande två variabler, a_n och b_n, är så kallade fourierkomponenter och de kan erhållas enligt

$$a_n = \frac{2}{T}\int_{t_0}^{t_0+T} f(t)\cos n\omega t\, dt \qquad (n \geq 0) \tag{3}$$

$$b_n = \frac{2}{T}\int_{t_0}^{t_0+T} f(t)\sin n\omega t\, dt \qquad (n \geq 0) \tag{4}$$

Fourierkomponenterna är komplexa och innehåller information om amplitud och fasläge där $a_n$utgör den reella delen och b_n den imaginära. För att beräkna fourierkomponenterna är Matlab ett lämpligt verktyg och följande funktioner kan användas för att bestämma fourierkomponenterna

```
y=fft(x)/(length(x)/2)
```

Kommandot `fft(x)` utför en fast fourier transform av vektor `x` som innehåller en serie av periodiserad data, till exempel en sinusformad spänning. Kommandot `length(x)` beräknar antalet element i vektor `x`, som i sin tur divideras med två för att erhålla rätt amplitud vid användning i uttrycket ovan. För att erhålla de komplexa fourierkomponenternas absolutvärde används kommandot `abs(y)`. Vidare används följande rader

```
frekvekt=(0:length(x)-1)*df
```

```
df=1/totaltid
```

En frekvensvektor skapas för att plottas mot `abs(y)` i ett FFT-spektrum. Vektorns första värde sätts till 0 eftersom det är frekvensen för DC-komponenten som är den första termen i fouriersumman. `df` är frekvensupplösningen och definieras som inversen av signalens totala analystid, det vill säga ju längre mätfil desto bättre upplösning.

För att få korrekt amplitud av övertonerna i spektrumet, då tidsramen inte är en perfekt multipel av tonernas periodtider, kan ett fönster appliceras enligt

```
window=flattopwin(length(x))
```

Innan `fft(x)` utförs ska datavekotorn `x` elementvis multipliceras med fönstret.

Vid beräkning av en individuell övertons ström och spänning återges dessa värden ibland som absolutvärde men oftast i procent av grundtonen. Övertonsströmmen och övertonsspänningen beräknas enligt

$$\frac{I_n}{I_1} \cdot 100\ \% \tag{5}$$

$$\frac{U_n}{U_1} \cdot 100\ \% \tag{6}$$

där
$I_n = Toppvärde\ av\ ström\ för\ överton\ n$
$I_1 = Toppvärde\ för\ grundtonsström$
$U_n = Toppvärde\ av\ spänning\ för\ överton\ n$
$U_1 = Toppvärde\ för\ grundtonsspänning$

Vid vidare analys av övertoner finns ett mått kallat THD (Totala Harmoniska Distorsionen). Denna indikator visar hur mycket kurvformen avviker från sinusformen. Desto större THD desto större distorsion av kurvformen. Tillvägagångssättet för att erhålla distorsionen beskrivs enligt

$$THD = 100 \cdot \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \cdot \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2}\ \% \qquad (7)$$

Det värde som är intressant att jämföra och som anges i gällande normer är det största tillåtna THD-värdet i förhållande till effektivvärdet.

2.2.1.2 Hur övertoner bildas

En stor orsak till varför övertoner bildas är olinjära laster, t.ex. likriktare, frekvensomriktare och switchade nätaggregat [2]. Olinjär last innebär att lastströmmen inte är av ren sinuskaraktär även om den matande spänningen är det, med andra ord att förhållandet mellan spänning och ström inte är konstant under en hel period [5]. Detta kan resultera i övertoner om nätet är svagt.

2.2.1.3 Hur övertoner påverkar diverse utrustning

Övertonsströmmar kan leda till att transformatorer tar skada i form av varmgång. Järnkärnan uppvärms när strömmen fångas och cirkulerar i transformatorns deltakoppling. Virvelströmmarna kan bidra till att transformatorn skapar en hög ljudnivå då det bildas ett mer kraftfullt och högfrekvent ljud. Resultatet av virvelströmmarna blir att transformatorns belastningsförmåga blir lägre än märkeffekten och kan leda till ommärkning av transformatorn, så kallad derating.

Då en anläggning påverkas av övertoner är effektförluster ett vanligt resultat. Anledningen till det är att utrustningen ofta inte kan utnyttja ström med annan frekvens än grundtonen på ett effektivt sätt som därmed genererar värme. Dessa förluster kan upptäckas genom att utrustning i form av t.ex. kablar och motorer blir varma. För exempelvis asynkronsmotorer uppstår en magnetfältsrotation, motsatt motorns, som leder till ökade förluster. Det magnetfält som skapar motrotationen genereras av övertoner med negativt fasläge [3]. Utöver överhettning som påfrestar motorns isolationsmaterial kan det leda till en ökad ljudnivå på grund av vibrationer.

Annan utrustning som kan påverkas negativt av övertoner är olika typer av mätare, t.ex. en brytare som mäter toppvärde kan lösa ut för tidigt vid nominell ström på grund av att övertonsströmmen är högre än det normala toppvärdet för 50 Hz. Även motsatta effekten kan uppstå, då toppvärdet påverkar genom att ge sken av en lägre nominell ström vilket kan leda till att brytaren inte löser ut då man önskar att den gjort det [3].

Övertonsströmmarna ger upphov till övertonsspänningar och storleken av dessa beror på nätets matnings- eller källimpedans. Övertonsspänningen erhålls genom multiplikation av övertonsströmmen och källimpedansen, där matande transformatorn, kabelnät samt anslutna komponenter utgör källimpedansen. Detta leder till en deformation av spänningsvågen i form av tillplattning, vilket kan vara negativt för t.ex. nätaggregat vars komponenter är beroende av toppspänningens form samt storlek [3].

2.2.1.4 Åtgärder

I de fall det riskeras flyta en alltför hög ström i nolledaren, på grund av övertonsströmmar, kan det t.ex. avhjälpas genom en ökning av dess area.

En vanlig åtgärd är dock att överdimensionera från första början. För att begränsa halten av övertoner används ibland filter, s.k. övertonsfilter.

För att begränsa spridningen av den mest förekommande övertonen kan man vid valet av transformatorkoppling i det ideala fallet eliminera den övertonsström som ger upphov till övertonsspänningar. Genom att använda sig av D/Y-koppling kan den oönskade strömmen för tredje övertonen fångas i deltakopplingen. Detta är möjligt på grund av att delta saknar nolledare och övertonsströmmen tvingas därmed cirkulera i deltakopplingen.

2.2.1.5 Gränsvärden enligt svensk standard

För lågspänning (<1kV) samt mellanspänning (1kV-36 kV), finns standarder som reglerar vilken övertonshalt som anses acceptabel för varje enskild överton till och med 25:e övertonen, dessa definieras i *Tabell 2*. Anledningen till att det inte regleras för individuella övertoner över 25:e är att dessa oftast är små och även oförutsägbara p.g.a. resonansfenomen som bidrar till en förändrad amplitud. Utöver de individuella övertonsgränserna skall matningsspännings totala övertonshalt, THD, för de första 40 övertonerna inte överstiga 8 % [8].

Tabell 2: Individuella övertonsgränser för låg- och mellanspänning.

Udda övertoner				**Jämna övertoner**	
Ickemultipler av 3		**Multipler av 3**			
Ordning n	**Relativ spänning (u_n)**	**Ordning n**	**Relativ spänning (u_n)**	**Ordning n**	**Relativ spänning (u_n)**
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6…24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

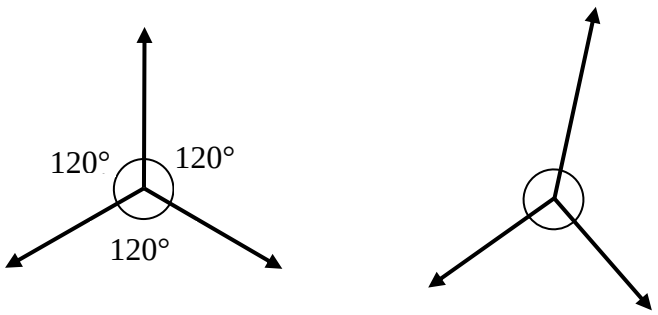
För högspänning (>36kV) finns endast individuella gränser för udda övertoner till och med 13:e övertonen, dock utreds eventuell reglering för övertoner som är ickemultipler av 3 av högre ordning än 13. De befintliga gränserna ses i *Tabell 3*. Likaså är en gräns för matningsspänningens totala övertonshalt under övervägande då det i nuläget inte existerar för högre spänningsnivåer [8].

Tabell 3: Individuella övertonsgränser för högspänning

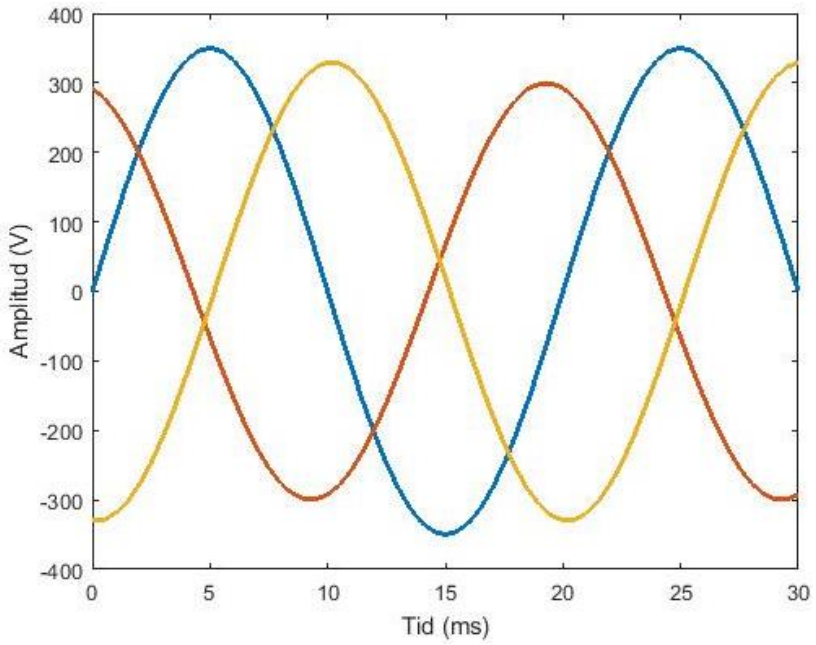
Udda övertoner				**Jämna övertoner**	
Ickemultipler av 3		**Multipler av 3**			
Ordning n	**Relativ spänning (u_n)**	**Ordning n**	**Relativ spänning (u_n)**	**Ordning n**	**Relativ spänning (u_n)**
5	5,0 %	3	3,0 %	2	1,9 %
7	4,0 %	9	1,3 %	4	1,0 %
11	3,0 %	15	0,5 %	6…24	0,5 %
13	2,5 %	21	0,5 %		
17	-				
19	-				
23	-				
25	-				

2.2.2 Osymmetri

Ett symmetriskt trefassystem innebär att alla tre fasspänningarnas amplitud är lika samt att det råder 120 graders förskjutning mellan faserna vilket kan ses till vänster i *Figur 3*. Osymmetri är således då ovan nämnda villkor ej uppfylls, det vill säga att det inte är 120 graders förskjutning mellan faserna och/eller att samtliga fasspänningar inte är lika, ett exempel på detta ses till höger i *Figur 3* [4]. I *Figur 4* ses ett exempel på osymmetri.



Figur 3: Symmetriska faser respektive osymmetriska.



Figur 4: Osymmetri.

Osymmetrier uppstår när enfasiga och tvåfasiga laster är ojämnt fördelade på de tre faserna. Det här orsakar en snedbelastning där strömmarna inte är uniforma i de tre faserna. Osymmetri kan även uppstå vid fasavbrott. Graden av osymmetri uttrycks som förhållandet mellan negativa och positiva fasföljdskomponenter för grundtonen enligt

$$Osymmetri = \frac{U_n}{U_p} \tag{8}$$

Relevansen av kontroll av osymmetri i denna rapport bedöms som liten då det är ett fenomen Ringhals har god kännedom om eftersom att det tidigare utförts ett företagsinternt projekt som berör osymmetrier, störningsfenomenet lämnas därför utanför detta projekt.

Osymmetri kan leda till att växelströmsmaskiner överlastas, ökad värmeutveckling, vilket resulterar i kortare livslängd. Osymmetri kan även ge upphov till övertoner, på grund av att osymmetrin kan störa t.ex. omriktare som då genererar övertoner, som i sin tur kan påverka nät och utrustning negativt [5].

2.2.2.1 Gränsvärde enligt svensk standard

Enligt standard skall förhållandet mellan negativ och positiv fasföljdskomponent, (8), ej överstiga 1 % [8].

2.2.3 Transienter

En transient benämns ofta ”spänningsspik” och är en momentan förändring av spänningens amplitud. Dess stigtid varierar från under en mikrosekund upp till ett par millisekunder och dess totala varaktighet är upp till 10 millisekunder, vilket visualiseras i *Figur* 6 i kapitel 2.2.5. Vanligtvis medför längre transienter lägre amplituder och det är därmed ovanligt med både lång stigtid samt hög amplitud [8].

Det finns två olika typer enligt nedan:

- En *icke oscillerande* transient (alt. impulstransient) uppkommer av statiska urladdningar, t.ex. åska, och utgörs utav positiv eller negativ spänningsspik som varar upp till 10 ms [6].

- En *oscillerande* transient (alt. kopplingstransient) uppkommer t.ex. vid inkoppling av kondensatorbatterier eller annan tyngre elutrustning [6].

En transients energiinnehåll varierar beroende på hur den uppstått. Till exempel har oftast en icke oscillerande transient, på grund av åska, en väldigt hög amplitud men lägre energiinnehåll jämfört med en oscillerande transient orsakad av koppling vanligtvis har lägre amplitud men högre energiinnehåll till följd av att dess överspänning oftast har en längre varaktighet [8].

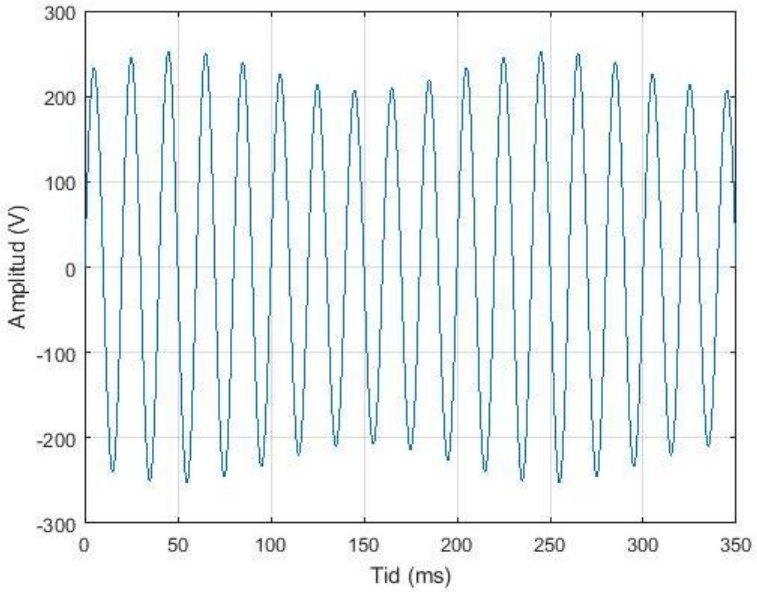
Den utrustning som är mest känslig för transienter är elektronik i form av datorer samt styrsystem på grund av dess switchade nätaggregat med bristande transientskydd. Om en apparat tar skada eller ej beror på transientens amplitud, energiinnehåll samt utsatt apparats isolationsförmåga.

2.2.3.1 Gränsvärde enligt svensk standard

Några direkta gränser när det gäller transienter nämns ej i svensk standard [8].

2.2.4 Flimmer

Flimmer, på engelska flicker, är benämningen på variationer av spänningens effektivvärde, se *Figur 5*, och uppfattas av ögat genom flimrande ljus från vissa belysningsarmaturer, specifikt glödlampor av äldre modell. Flimmer orsakas av snabba förändringar i laster som i sin tur påverkar spänningen. Sett till lägre spänningsnivåer kan flimmer tänkas uppkomma genom användning av exempelvis svetsar, hissmotorer eller värmepumpar. Vid högre spänningsnivåer är smältverk och deras ljusbågsugnar kapabla till att, genom flimmer, påverka elnätet i en begränsad geografisk utsträckning. Detta medför att risken att uppleva flimmer begränsas, i Sverige, till platser med närhet till industrier som smälter metall. Konsekvensen av flimmer är att det kan vara psykiskt påfrestande för individen och kan i värsta fall påverka personals produktivitet [6].



Figur 5: Flimmer.

Flimmer ses dock inte som ett problem för den typen av verksamhet som bedrivs på Ringhals. Dels på grund av det starka bakomliggande nätet. Det skulle dock kunna vara ett störande moment för personal som arbetar på Ringhals, dock fokuserar denna rapport på processanläggningen och fenomenet utreds därför ej i detta examensarbete.

2.2.4.1 Gränsvärde enligt svensk standard

För att mäta flimmernivån har ett mått kallat P-värde tagits fram och används för att avgöra om förekommande flimmer klassas som störande. När flimmernivån studeras mäts först flimret med en flimmermätare varpå resultatet jämförs med en typkurva.

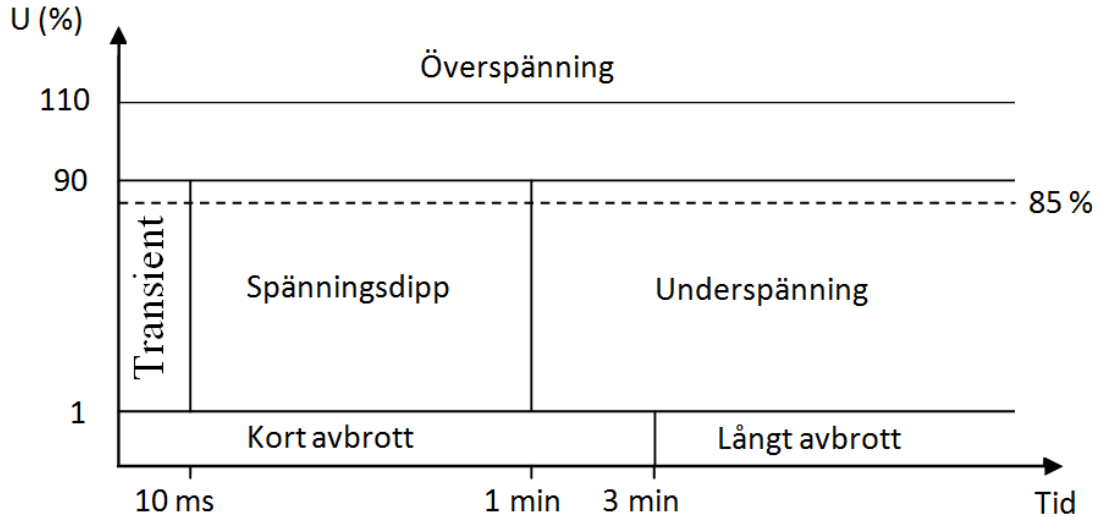
I standarden anges ett långtidsvärde för flimmermåttet P_{LT} och detta får ej överstiga 1 [8].

2.2.5 Avbrott och spänningsdippar

Med avbrott menas att spänningsamplituden sjunker kraftigt till en nivå lägre än 1 % [8]. Avbrotten kan delas in i två tidsrelaterade typer, korta eller långa. Till de korta räknas de avbrott som varar under 3 minuter, övriga räknas som långa. Definitionen förtydligas i *Figur 6*.

En spänningsdipp innebär att spänningens amplitud plötsligt sjunker till en nivå av mellan 90 % och 1 % av den nominella spänningen. Systemet anses ha återhämtat sig då spänningsnivån återgått till minst 90 % av den nominella spänningen [4].

Ringhals har som krav att kunna vara i kontinuerlig drift ned till 85 % av sin nominella spänning [7], det betyder att Ringhals skall vara dimensionerat för drift med en viss underspänning om man följer de begrepp som definieras i *Figur 6*. Utöver de gränser som visas i figuren ska anläggningen klara av en kvarvarande spänning på 70 % under en kort tid.



Figur 6: Visuell definition av avbrott respektive spänningsdipp där den streckade linjen utgör Ringhals 85 % nivå.

Orsaken till avbrott kan vara många, bland annat naturrelaterade så som blixtnedslag eller nedfallna träd. De kan även orsakas av människor då till exempel en kabel kan grävas av.

Spänningsdippar uppstår t.ex. då en stor last kopplas in vilket resulterar i ett stort strömuttag under en kort tidsperiod. Orsaken till det ökade strömuttaget är den snabba minskningen av resistansen till följd av parallellkoppling av flera laster och de stora startströmmar större motorer kräver.

Spänningsdippar och avbrott ses av många som de största problemen relaterade till elkvalitet och kostnaderna för dessa problem är höga. I värsta fall kan en hel industri slås ut till följd av störningarna. Utrustning som kan påverkas negativt av spänningsdippar är t.ex. varvtalsstyrda drivsystem och datorer.

Avbrott analyseras inte i denna rapport då Ringhals redan har god kännedom om ämnet.

2.2.5.1 Gränsvärde enligt svensk standard

Gränsen för över- och underspänning regleras i standarden enligt *Figur 6*, det vill säga går gränsen för underspänning vid 90 % av nominell spänning medan gränsvärdet för överspänning är 110 % av den nominella spänningen [8].

Dessa gränser skiljer sig dock lite från de som Ringhals förhåller sig till och används i det här projektet som en viss referens.

2.3 Sammanställning

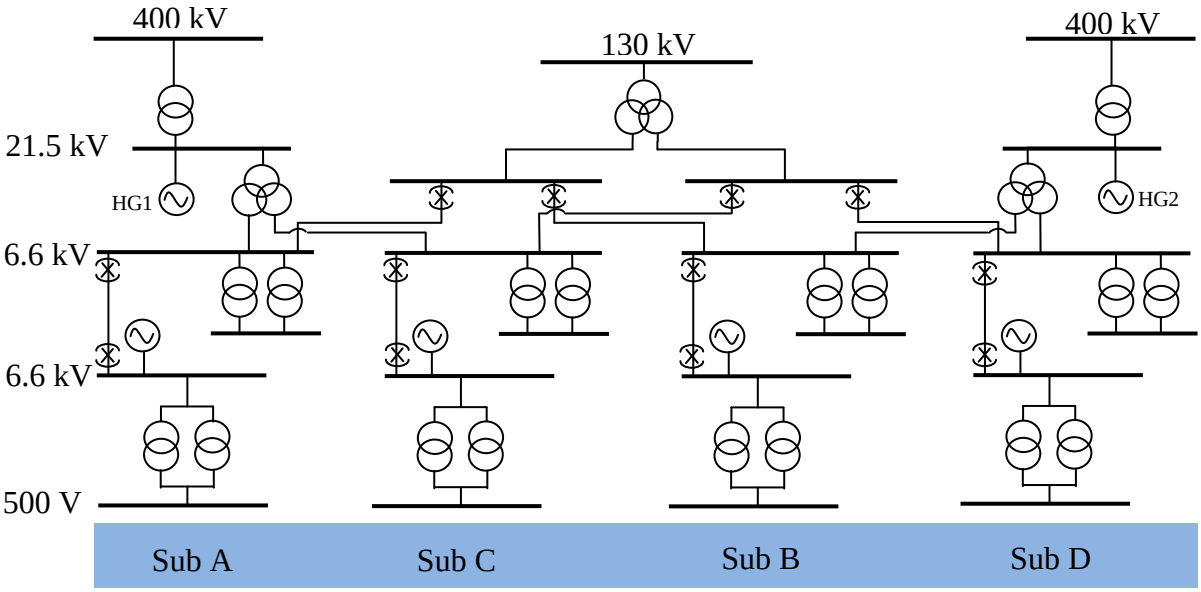
Tabell 4: Sammanställning av de olika störningsfenomenen.

Fenomen	Källor	Konsekvenser	Kontrolleras i detta projekt?
Övertoner	Olinjära laster, t.ex. • Likriktare • Frekvensomriktare • Switchade nätaggregat • Datorer	Överlast av utrustning Mätfel Effektförluster Förkortad livslängd	Ja
Osymmetri	Ojämn fasfördelning av en- och tvåfasiga laster Fasavbrott	Överlast av växelströmsmaskiner Genererar övertoner	Nej
Transienter ***Icke oscillerande*** ***Oscillerande***	Statiska urladdningar, åska Inkoppling av kondensator-batterier eller annan tung elutrustning	Störningar på diverse elektronik, datorer samt styrsystem Maskinhaverier	Ja Ja
Flimmer	Snabba lastförändringar, t.ex. • Svetsar • Hissmotorer • Värmepumpar • Ljusbågsugnar	Psykiskt irriterande	Nej
Spänningsdippar	Inkoppling av stor last, t.ex. stora motorer.	Störning av diverse elektronik, datorer samt styrsystem. Driftstörning på frekvensomriktare.	Ja
Avbrott	Blixtnedslag Nedfallna träd Kabel grävs av	Förlust av data Avbrott i t.ex. produktion	Nej

3 ANLÄGGNINGENS UTFORMNING

För att erhålla ett så stabilt och säkert lokalkraftnät som möjligt finns en uppdelning av systemet, en s.k. subindelning. Grundtanken är att konstruktionen ska säkerhetsställa att de objekt som är viktiga för turbinerna samt reaktorsäkerheten inte skall påverkas då lokalkraftsystemet drabbas av ett allvarligt fel. Utöver detta används alternativa matningskällor för att säkerställa säkerheten då den ordinarie matningskällan störs, dessa utgörs av dieselaggregat samt batterier i form av UPS, Uninterrupted Power Supply.

Varje reaktorblock är indelat i två sidor, A och B, där varje sida har en turbin och en huvudgenerator, HG1 för A-sidan respektive HG2 för B-sidan. De olika sidorna har, förutom två ställverk, ingen gemensam utrustning och för ökad säkerhet placeras även deras respektive utrustning i olika utrymmen. För att ytterligare säkra tillgängligheten av processutrustningen utförs, som nämnts ovan, en subindelning. A-sidan delas in i A-sub och C-sub samtidigt som B-sidan delas in i B-sub samt D-sub. Vid uppdelning av blockets lokalkraftanläggning enligt denna princip ges flera fördelar, bland annat att färre antal enheter slås ut vid ett eventuellt fel, det är lättöverskådligt samt har en logisk uppbyggnad och till sist att ställverkets storlek begränsas, se *Figur 7*.



Figur 7: Översiktligt enlinjeschema subindelning.

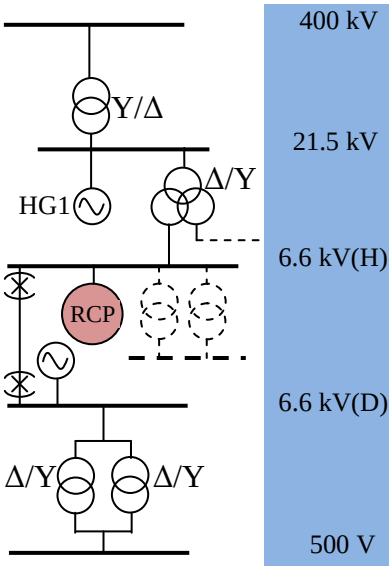
I detta förenklade enlinjeschema ses ett reaktorblock och dess uppdelning med respektive skenas spänningsnivå. Värt att påpeka är att de båda 400 kV skenorna kopplas samman i ett SF6-ställverk (svavelhexafluorid) som ej ritats med i enlinjeschemat samt att den centrala delen av systemet, som skiljs med de fyra brytarna, inte är inkopplad under normal drift. Vid 21.5 kV-skenan ses huvudgeneratorn (HG1) och tydligt är också att två skenor är sammankopplade vid 6.6 kV-nivån, där den övre benämns H och den undre D, vilket förtydligast i *Figur 8*. Värt att nämna är att mätpunkten på 21.5 kV-skenan var placerad vid huvudgeneratorn vilken är frånkopplad under uppgång, detta påverkar analys av de triggade mätningarna som utfördes under uppgång och 21.5 kV-skenan är därför inte med i den delen.

När det gäller placering och typ av befintlig utrustning som anses relevant för det här projektet kan nämnas att merparten av de tyngre lasterna är kopplade till 6.6 kV-skenan och består huvudsakligen av pumpar i form av asynkronmaskiner. En av de tyngre lasterna är RCP (Reactor Cooling Pump) som förbrukar upp till 5 MW och anses vara en tung belastning för anläggningens nät vid start.

I övrigt återfinns ett antal likriktare som kan vara en potentiell källa till eventuella övertoner och är därför intressant inom ramen av detta projekt, dessa återfinns normalt vid 500 V-skenan och nedåt i systemet. [9]

4 FALLBESKRIVNING

I detta kapitel beskrivs hur de mätningar, som ligger till grund för den data som analyseras i denna rapport, utfördes. I *Figur 8* visas enlinjeschemat för en sub och fler detaljer har införts i ritningen för att ge ökad förståelse av systemets uppbyggnad.



Figur 8: Enlinjeschema för en sub.

I figuren framgår respektive transformators koppling. Tydligt är även hur 6.6 kV-nivån består utav två skenor som benämns med beteckningen H eller D. Dessa skenor är direkt sammankopplade med möjlighet att bryta. Värt att tillägga är att skenan 6.6 kV (D) är säkrad med dieselaggregat som tar över försörjningen då kvarvarande spänningen understiger 70 %. Till sist så har även placeringen av en RCP märkts ut.

4.1 Mätning 1: Schemalagd

Mätningen utfördes totalt 12 gånger genom att var fjärde timma mäta spänningen vid samtliga skenor enligt *Figur 8* under 30 sekunder. Mätning skedde under normaldrift och är därför tänkt att återge anläggningens tillstånd vid den dagliga driften utan större störningar. Huvudgeneratorn var infasad under mätning och samplingsfrekvensen var 6 kHz.

4.2 Mätning 2: Triggad

Mätningen är utförd med triggningsvillkor och när villkoren för start av mätning uppfylldes sparades 5 sekunder innan händelsen och pågick sedan ytterligare 30 sekunder, total mättid blir alltså 35 sekunder. Då triggningsvillkoret uppfylls vid en punkt aktiveras mätningen vid samtliga mätpunkter och utförs således vid alla spänningsnivåer enligt *Figur 8*. På grund av ett ofördelaktigt triggningsvillkor vid en punkt sparades en stor mängd data, därför har fyra dygn valts ut och ligger till grund för projektets analys. Huvudgeneratorn var inte infasad under mätning och samplingsfrekvens var 6 kHz.

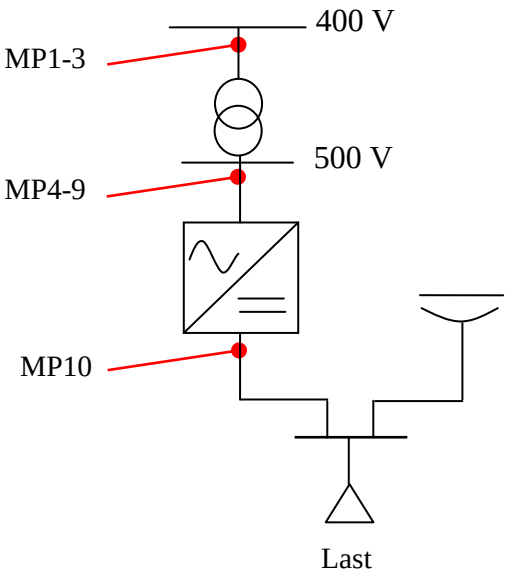
Data från mätningen visade sig innehålla start av större pumpar och en naturhändelse i form av åsknedslag ute på nätet.

Mätning utfördes under uppgång av reaktor till full effekt ut på nätet plus ett dygn.

4.3 Mätning 3: Tyristorlikriktare

Vid mätning på en 6-puls UNIQ, typ 24/150, tyristorlikriktare valdes mätpunkter enligt *Figur 9* och beskrivs i *Tabell 5*. Mätobjektet är inte en del av den dagliga driften utan används som övningsutrustning för anläggningens driftpersonal och den är därav kopplad till belysningsnätet via en transformator med omsättningen 400/500.

Bakgrunden till att denna mätning utfördes är att det förekommer misstanke om att tyristorlikriktare i anläggningen skapar övertoner. Syftet med mätningen blir därmed att utifrån mätdata utreda om utrustningen bidrar med övertoner eller ej.



Figur 9: Kopplingsschema samt mätpunkter.

Tabell 5: Mätpunkt samt definition

Mätpunkt	Definition
MP1	Spänning fas 1, 400 V
MP2	Spänning fas 2, 400 V
MP3	Spänning fas 3, 400 V
MP4	Spänning fas 1, 500 V
MP5	Spänning fas 2, 500 V
MP6	Spänning fas 3, 500 V
MP7	Ström fas 1, 500 V
MP8	Ström fas 2, 500 V
MP9	Ström fas 3, 500 V
MP10	Spänning DC

För att erhålla en tydlig bild av hur en tyristorlikriktare kan påverka anläggningens elkvalitet, beroende på hur den lastas, utfördes mätningen vid flera olika lasttillstånd enligt *Tabell 6*.

Tabell 6: De lasttillstånd som användes vid mätning av tyristorlikriktare

Lasttillstånd
Olastad
1/3 last (280 W)
2/3 last (560 W)
3/3 last (840 W)
Stegvis lastökning (0-1/3-2/3-3/3)
Plötslig frånkoppling från full last (3/3)
Referensmätning, likriktare ej inkopplad

De olika lasttillstånden är i förhållande till möjlig last som fanns att tillgå vid mätningen. Utrustningens last utgörs av 21 stycken lampor á 40 W som tänds i tre steg och som totalt, när alla lampor tänts (3/3 last), utgör en belastning på 840 W vilket är cirka 23.3 % av tyristorlikriktarens märkkapacitet 3600 W.

Samplingsfrekvensen för mätningen valdes till 10000 Hz för att få en tydlig bild av övertoner med högre frekvens.

4.4 Mätutrustning

Vid mätningarna användes kompletta mätdatorer, av typen Dewetron med tillhörande mjukvara, Dewesoft 7.1. Vid mätning av spänning gjordes det direkt via mätkort i Dewetronen medan strömmen mättes med hjälp av strömtänger.

Strömtång: Chauvin Arnoux C100-serien
Mätområde: 0-100 A

5 ANALYS

Detta kapitel inleds med en hypotes varpå resultatet av den analys som utförts återges. Presentationen sker uppdelat för respektive störningsfenomen och aktuell mätning.

5.1 Hypotes

Nedan följer en teoretisk genomgång av det som förväntas hittas i den data som samlats in under de tre olika mätningarna.

5.1.1 Mätning 1: Schemalagd

Analys av mätdata väntas ge information om övertoner under normaldrift. Magnituden på de övertoner som hittas förväntas vara låga på grund av det starka bakomliggande nätet. Det bör således vara möjligt att studera eventuella övertonernas propagering. När det gäller spänningsdippar samt transienter är förväntningarna låga att upptäcka dessa fenomen i den här mätningen då den sker vid bestämda tidpunkter.

5.1.2 Mätning 2: Triggad

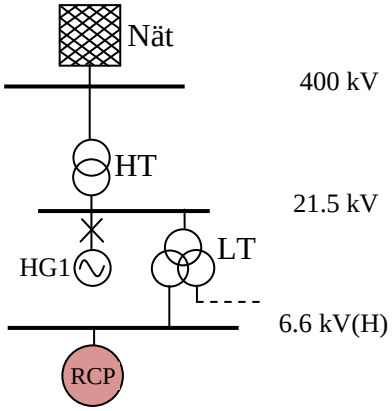
När det gäller övertoner vid det triggade händelserna är dessa inte av intresse för det här projektet då anläggningen vid en påfrestande spänningsförändring endast har som mål att återhämta sig. En tillfällig ökning av övertoner under händelsen ses således inte som något större problem.

Vi förväntar oss att hitta distinkta spänningsdippar och transienter då de triggade mätningarna fångade händelser i form av motorstarter och ett åsknedslag, av dessa motorstarter är start av RCP av särskilt intresse med tanke på dess belastning.

Med tanke på vad vi vet registrerades i de triggade mätningarna delas hypotes och analys in i två olika händelser, nämligen motorstart i form av RCP och åsknedslag. Samma uppdelning gäller för genomgång av både spänningsdippar och transienter.

5.1.2.1 Händelse 1: RCP-start

Här nedan följer en förenklad beräkning av hur spänningsförändringen, till följd av RCP-starten, ter sig enligt teorin. I *Figur 10* ses placeringen av motorn (RCP) och det är för den spänningsfallet ska beräknas. Huvudgeneratorn är frånkopplad.



Figur 10: En bild av den del av nätet som beräkning utförs på.

Tillvägagångssättet blir att genom impedansberäkningar utföra en spänningsdelning. Beräkningen ger den lägsta spänningen initialt vid starten och ger inte en bild av hela det dynamiska startförloppet. Nedan följer de givna värden som användes till beräkningarna

Nät: $I_k = 13945\angle -87.44°$ A vid $U_{lk} = 416.437$ kV

HT: $U_{nHT} = 438.5/22.6$ kV; $u_k = 12$ %; $S_n = 650$ MVA; R/X = 0.05 => φ = 87.14°

LT: $U_{nLT} = 21.5/6.8$ kV; $u_k = 10{,}5$ %; $S_n = 25$ MVA; R/X = 0.1 => φ = 84.29°

RCP: $I_{start} = 3300$ A; cos φ = 0.2 => φ = 78.46°

Kablar:

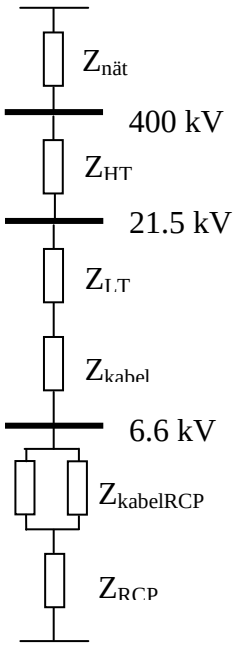
Från	**Till**	**Längd**	**Antal**	**Impedans (Ω/fas*km)**
LT	6.6 kV(H)	152 m	1	Z=0.0366+j0.089
6.6 kV(H)	RCP	87+13 m	2	Z=0.0991+j0.09

Anledningen till att transformatorernas omsättningar har högre värden, än vad nominella spänningarna på skenorna visar, är för att kompensera för det spänningsfall som uppstår. Följande ekvationer används vid beräkning

$$Z = u_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \tag{9}$$

$$Z_1 = Z_2 \cdot \left(\frac{U_{n1}}{U_{n2}}\right)^2 \tag{10}$$

I *Figur 11* visas det kortslutningsschema som ligger till grund för beräkning av spänningsdippen som orsakas av en RCP-start.



Figur 11: Impedansschema.

Här följer samtliga beräkningssteg för att erhålla den kvarvarande spänningen i förhållande till den nominella spänningen.

$$Z_{nät} = \frac{U_{I_k}}{\sqrt{3} \cdot I_k} = \frac{416437}{\sqrt{3} \cdot 13\,945\angle -87.44°}$$

$$Z_{HT} = u_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = 0.12 \cdot \frac{22600^2}{650 \cdot 10^6 \angle 87.14°}$$

Impedansen för nätet samt HT räknas om till 6.6 kV-nivån enligt (10) innan de adderas till den totala impedansen.

$$Z_{LT} = u_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = 0.105 \cdot \frac{6800^2}{25 \cdot 10^6 \angle 84.29°}$$

$$Z_{kabel} = (0.0366 + j0.089) \cdot 0.152$$

$$Z_{kabelRCP} = (0.0991 + j0.09) \cdot \frac{0.100}{2}$$

$$Z_{RCP} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_s} = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 3300 \angle 78.46°}$$

Samtliga impedanser adderas och utgör en total impedans enligt

$$Z_{totalt} = Z_{nät6.6kV} + Z_{HT6.6kV} + Z_{LT} + Z_{kabel} + Z_{kabelRCP} + Z_{RCP}$$

Genom en spänningsdelning erhålls den kvarvarande spänningen på 6.6kV-skenan

$$U_{6.6kV} = U_n \cdot \frac{Z_{RCP} + Z_{kabelRCP}}{Z_{totalt}}$$

som sedan jämförs med den nominella spänningen och resulterar i

$$\frac{U_{6.6kV}}{U_n} = 0.8425 = \mathbf{84.25}\ \%$$

Vid beräkning med teoretiska värden resulterar en RCP-start i en kvarvarande spänning på cirka 84.25 %. Resultatet hamnar precis utanför de gränser för vad som anläggningen ska klara vid kontinuerlig drift, men då denna nivå endast varar någon sekund är gränsen vid 70 % mer applicerbar och som klaras med god marginal.

5.1.2.2 Händelse 2: Åsknedslag

Utöver att se en spänningsförändring bör vi enligt teorin om åsknedslag även se transienter. Dock inträffade denna händelse långt ifrån, i närheten av Skövde, anläggningen och de fenomen vi ser bör således inte vara det direkta nedslaget utan blixtens inverkan på nätet till följd av åsknedslaget.

5.1.3 Mätning 3: Tyristorlikriktare

Anledningen till mätning av denna typ av likriktare är att den används frekvent i Ringhals anläggning och kan anses vara en potentiell källa till eventuella övertoner.

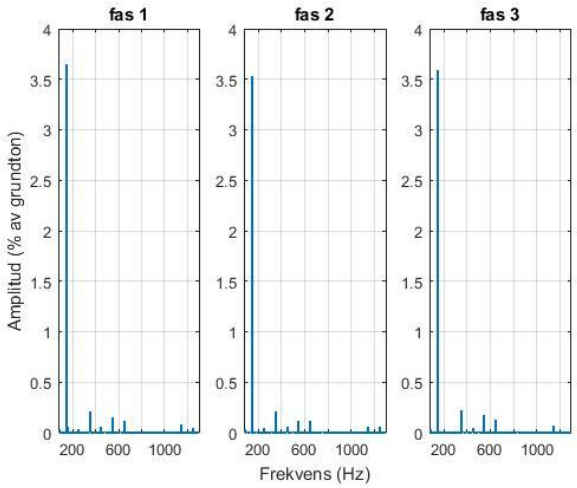
Analys av spänningsdippar och transienter utgår för den här mätningen då mätningen utfördes i syfte att undersöka eventuella övertoner.

5.2 Övertoner

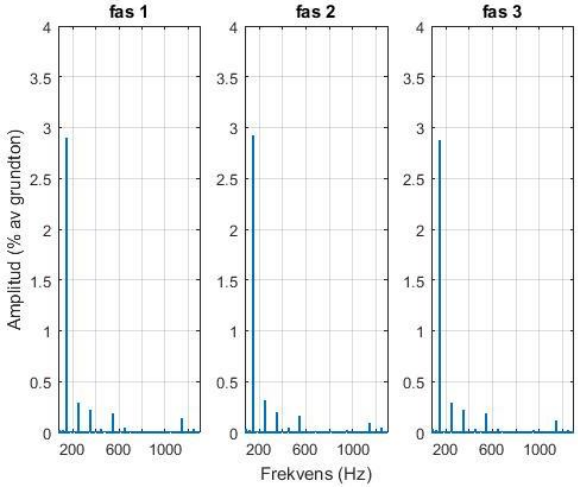
Avsnittet behandlar den analys av övertoner som utförts på mätvärden från den data som sparats vid de olika mätningarna.

5.2.1 Mätning 1: Schemalagd

Vid körning av ett för uppgiften anpassat FFT-program i Matlab enligt kapitel 2.2.1.1 påvisar endast 21.5 kV-skenan övertonshalter högre än den lägst angivna gränsen för en individuell överton i standarden, nämligen 0.5 %. Vid skärskådning av FFT-spektrumen erhålls relativt lika värden av individuella övertoner samt total övertonshalt (THD) för samtliga mätningar. I *Figur 12* och *13* visas den mätning med högst, respektive lägst, individuella övertonsvärden och THD på 21.5 kV-skenan.



Figur 12: FFT- spektrum för högst värden.



Figur 13: FFT- spektrum för lägst värden.

I *Figur 12* visas respektive övertons, upp till och med 25:e övertonen, amplitud i varje fas. Märkbart här är den 3:e övertonen i fas 1 som når 3,65 % i förhållande till grundtonen. THD uppmättes för fas 1 till 3,66 %.

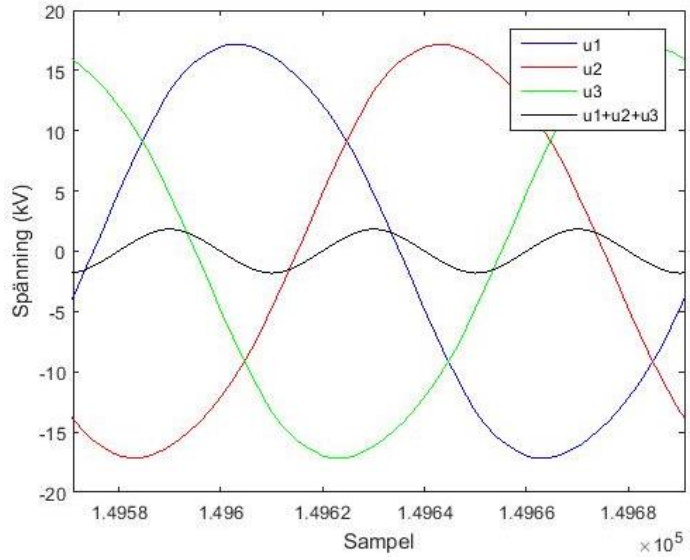
Figur 13 visar respektive övertons amplitud i förhållande till grundtonen för varje fas. 3:e övertonen i fas 3 är 2.87 %. THD uppmättes till 2.95 % för fas 2.

Vid jämförelse är det tydligt att övertonshalten för 21.5 kV-skenan är relativt konstant under normaldrift och kan, i enlighet med kapitlet om anläggningens utförande, antas orsakas av generatorn.

Anledningen till att 3:e övertonen vid 21.5 kV-skenan ej sprider sig i systemet är relaterat till transformatorernas kopplingar, se *Figur 8*, det vill säga på grund av dess deltakoppling, som enligt teorin förpassar strömmen till att cirkulera i deltakopplingen då neutralledare saknas. I och med deltakoppling är det huvudspänning som är intressant på skenan och där märks inte trippelövertoner.

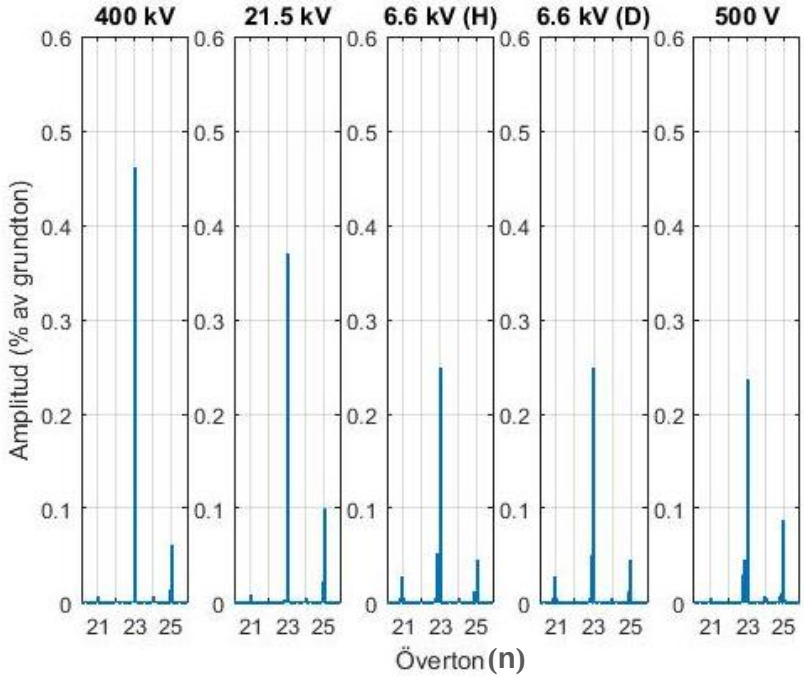
Noterbart är även att det ses en 5:e överton i spektrumet för lägst värden, till skillnad från det spektrumet för de högsta värdena. Den individuella övertonshalten för 5:e tonen uppmättes till 0.32 % för fas 2. Detta är dock en bra bit från den gräns som i standarden anges till 6.0 %.

Summan av spänningarna, *Figur 14*, visar sig vara summan av samtliga fasers trippelövertoner, som i sin tur ger upphov till nollföljdsströmmar i neutralledaren i de fall en sådan existerar.



Figur 14:Momentan summering av fasspänningar

Vid granskning av fasspänningarna kan en viss avvikelse från den ideala sinusformen observeras. Detta beror på att trippelövertonerna ej ligger i fas med fasspänningarna. I *Figur 15 ses* den 23:e övertonen vid samtliga mätpunkter i systemet under en och samma mätning.

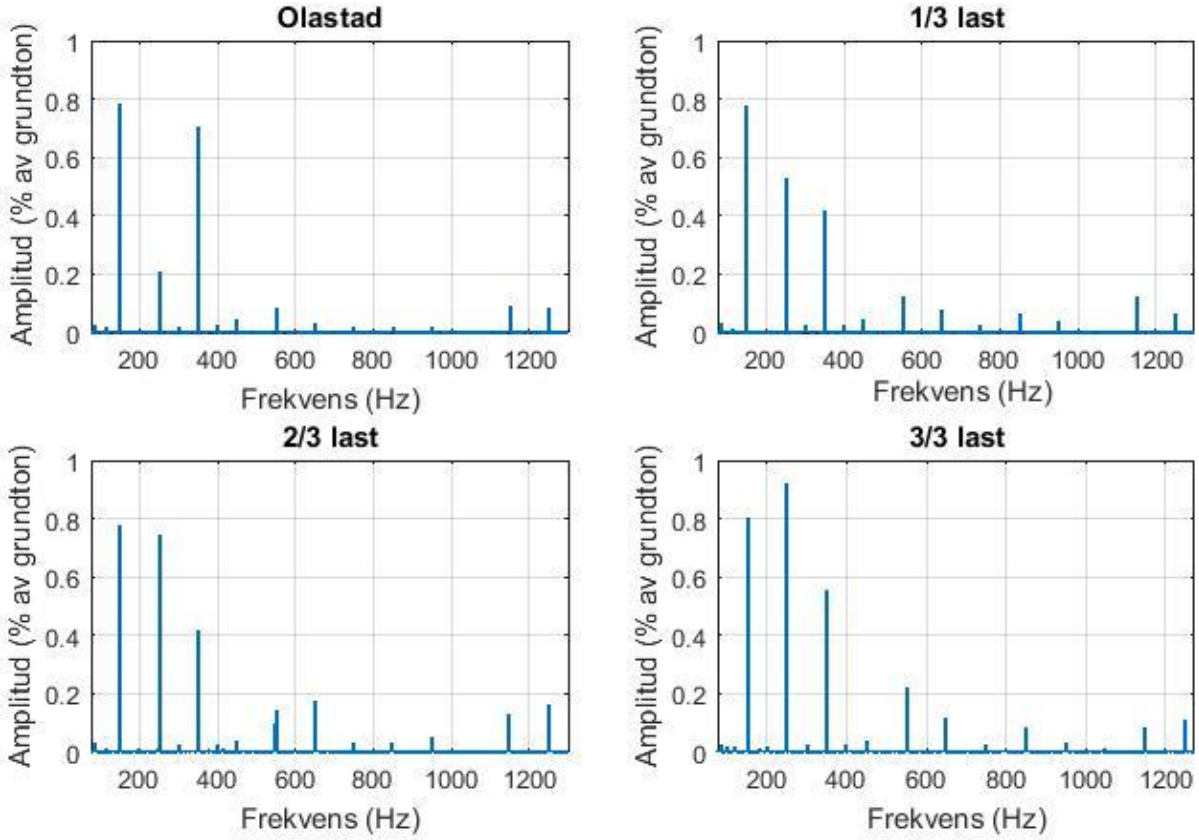


Figur 15: Halten av 23:e övertonen under en mätning vid samtliga mätpunkter i systemet.

Då man i *Figur 15* följer övertonen ovanifrån och ner i systemet ses en dämpning av amplituden. Dock kan sägas att en granskning av övertonernas propagering i lokalkraftanläggningen inte är av intresse då den övertonshalt som förekommer är väldigt låg och en eventuell propagering blir svår att följa. Värt att tillägga är att den låga nivå som konstaterats vid denna analys kommer ligga till grund för kommande modernisering och blir en nivå att relatera till vid installation av nya objekt som kan tänkas påverka den befintliga övertonshalten.

5.2.2 Mätning 3: Tyristorlikriktare

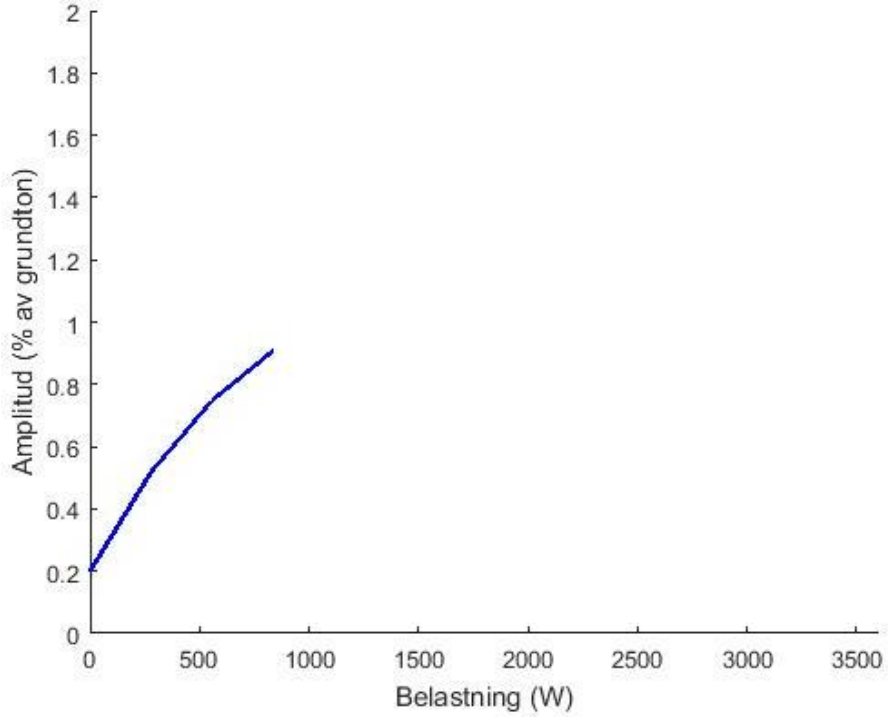
Vid granskning av övertonernas spänningsamplitud i en fas, MP4, då lasten förändras ses i *Figur 16* främst en förändring av 5:e övertonen. Resterande två faser, MP5 & MP6, har också de liknande övertonsinnehåll.



Figur 16: Övertoner tyristorlikriktarmätning, från 3:e till och med 25:e, vid MP4

Vid varje lastökning ökar dess amplitud och uppgår vid full last (3/3 last) till ca 0.92 % av grundtonen. Noterbart är att den i, för tyristorlikriktaren, olastat tillstånd uppgår till cirka 0,2 %.

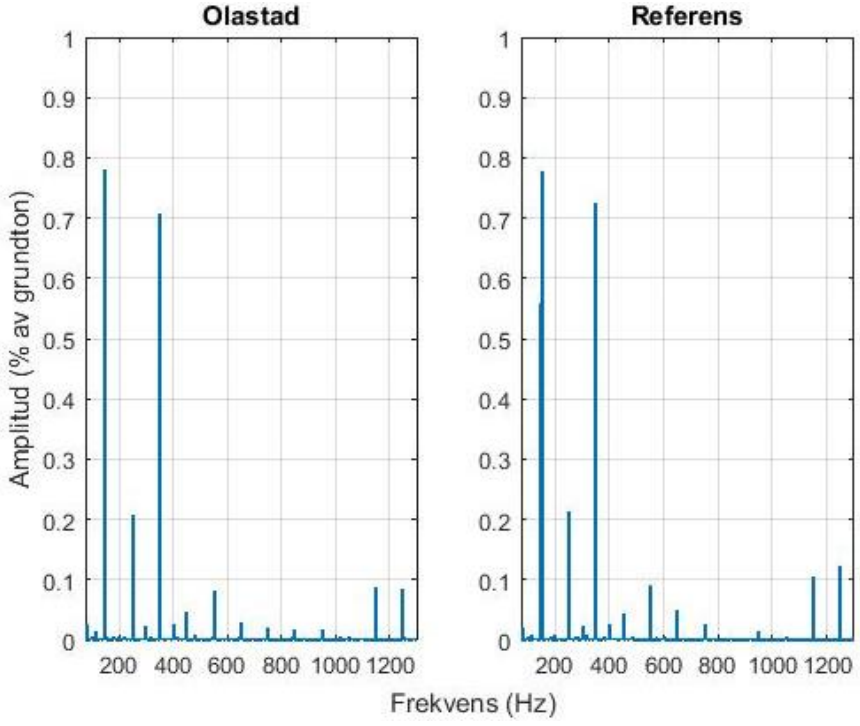
I *Figur 17* visas förändringen av 5:e övertonens amplitud, i förhållande till grundtonen, för de laster som mätningen av likriktaren utfördes.



Figur 17: 5:e övertonens amplitudförändring vid ökad lastning av likriktaren.

Det går inte utifrån denna mätning att se huruvida amplituden förändras då likriktaren belastas mer än vad som var möjligt vid denna mätning. Ett troligt scenario är dock att dess amplitud kommer öka vid fortsatt ökning av lasten.

Vid jämförelse av tyristorlikriktaren i olastat tillstånd respektive frånkopplat är deras spektrum nästintill identiska, *Figur 18*.



Figur 18: Övertoner vid 500 V-sidan vid olastad likriktare samt urkopplad.

Detta visar att en olastad likriktare inte påvekar övertonsinnehållet i belysningsnätet, därmed är övertonspåverkan som väntat direkt kopplat till strömmen. Den 3:e övertonen som ses i samtliga lastfall och även i referensmätningen är relativt konstant, därmed är den oberoende av om likriktaren belastar nätet eller ej.

5.3 Spänningsdippar

Avsnittet behandlar den analys av spänningsdippar som utförts på mätvärden från den data som sparats vid de olika mätningarna.

5.3.1 Mätning 1: Schemalagd

Analysen visade att det inte inträffade några spänningsdippar under mätningen, vilket stämmer väl överrens med den hypotes som utfördes i ett tidigare skede, det vill säga att sannolikheten att fånga en spänningsdipp med tanke på att mätningens omfattning är mycket liten.

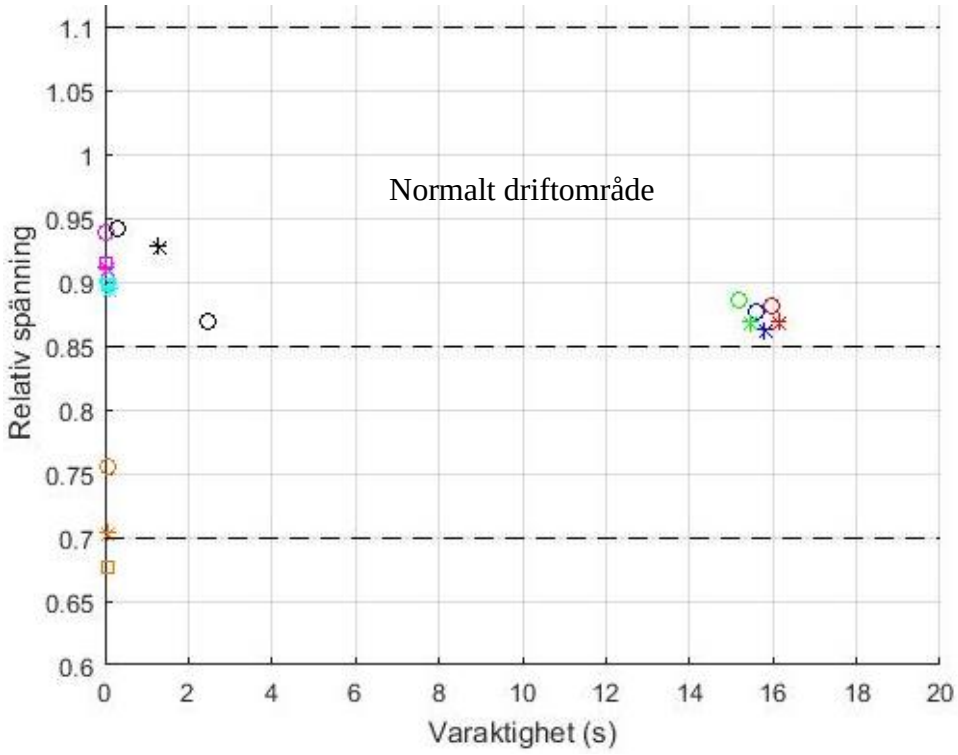
5.3.2 Mätning 2: Triggad

Vid en överblick av de spänningsdippar som hittas i mätningarna hamnar de flesta händelser inom anläggningens normala driftområde med undantag till ett åsknedslag, se *Figur 19*.

I följande grafer används symbol- och färgkodning enligt följande.

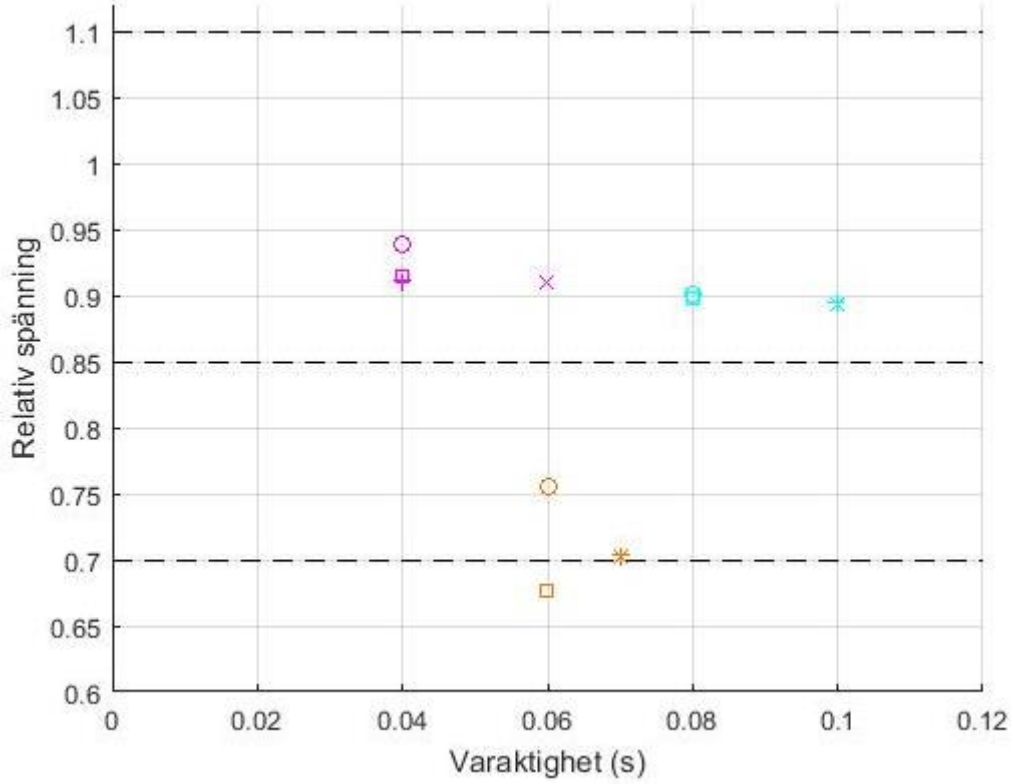
- = RCP-start 1
- = RCP-start 2
- = RCP-start 3
- = Åsknedslag
- = Okänd händelse 1
- = Okänd händelse 2
- = Övriga händelser

- ○ = 500 V-skenan
- □ = 400 kV-skenan
- \+ = 6.6 kV(H)-skenan
- × = 6.6 kV(D)-skenan



Figur 19: Samtliga registrerade spänningsförändringar för de triggade mätningarna.

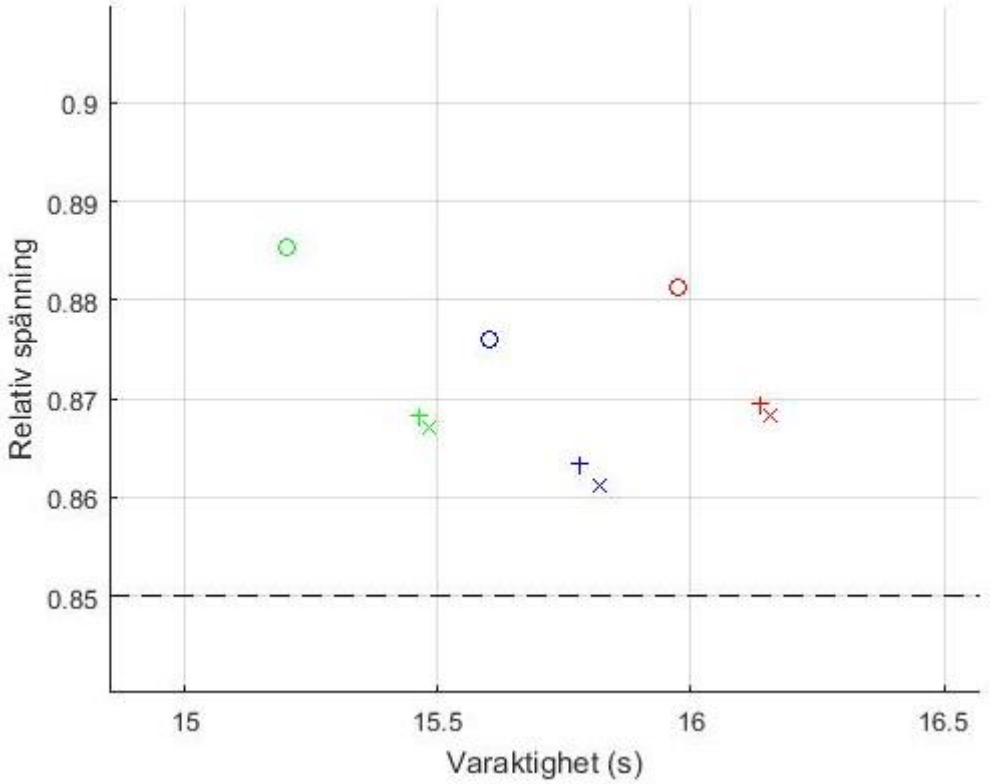
I *Figur 20* ses den kvarvarande spänningsnivån vid de olika skenorna till följd av åsknedslaget och tydligt är att spänningen sjunker till en påfrestande nivå för anläggningen.



Figur 20: Händelser med kort varaktighet.

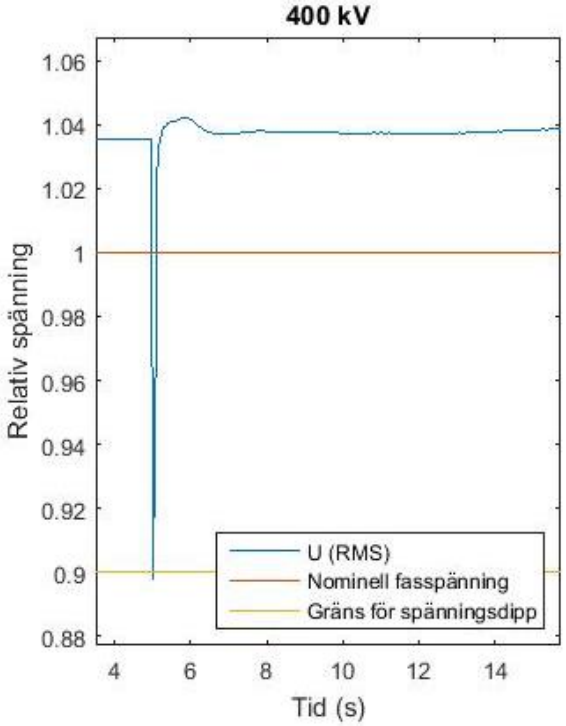
Vid 400 kV-skenan noteras en kvarvarande spänning som understiger 70 % av nominell fasspänning, vilket är en nivå som anläggningen skall klara av momentant.

De RCP-starter som mätningarna fångat ses i *Figur 21* och både dess varaktighet samt nivå på kvarvarande spänning överrensstämmer med den beräkning som utfördes i hypotesen.

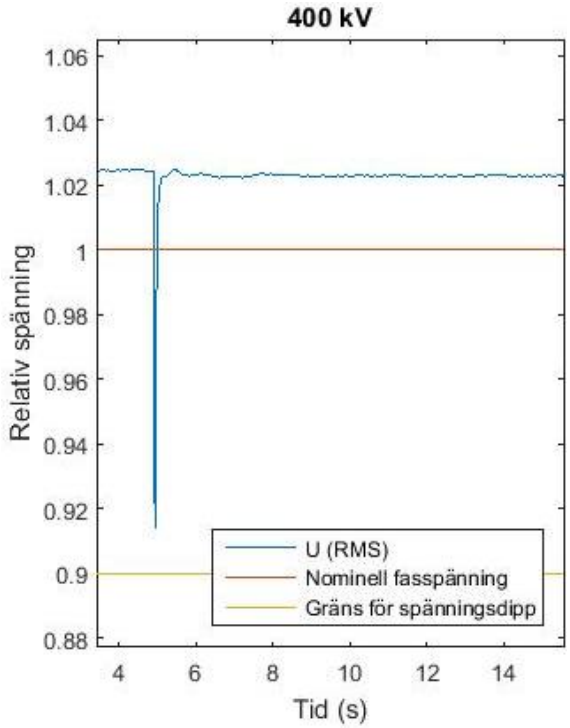


Figur 21: Händelser med längre varaktighet.

Vidare visas i *Figur 22* och *23* de två händelser som benämns som okända. Noterbart är att den kvarvarande spänningen är relativt lik, dock ses en tydlig översväng av spänningen för den ena händelsen.



Figur 22: En okänd händelse med översväng på återkommande spänningen.

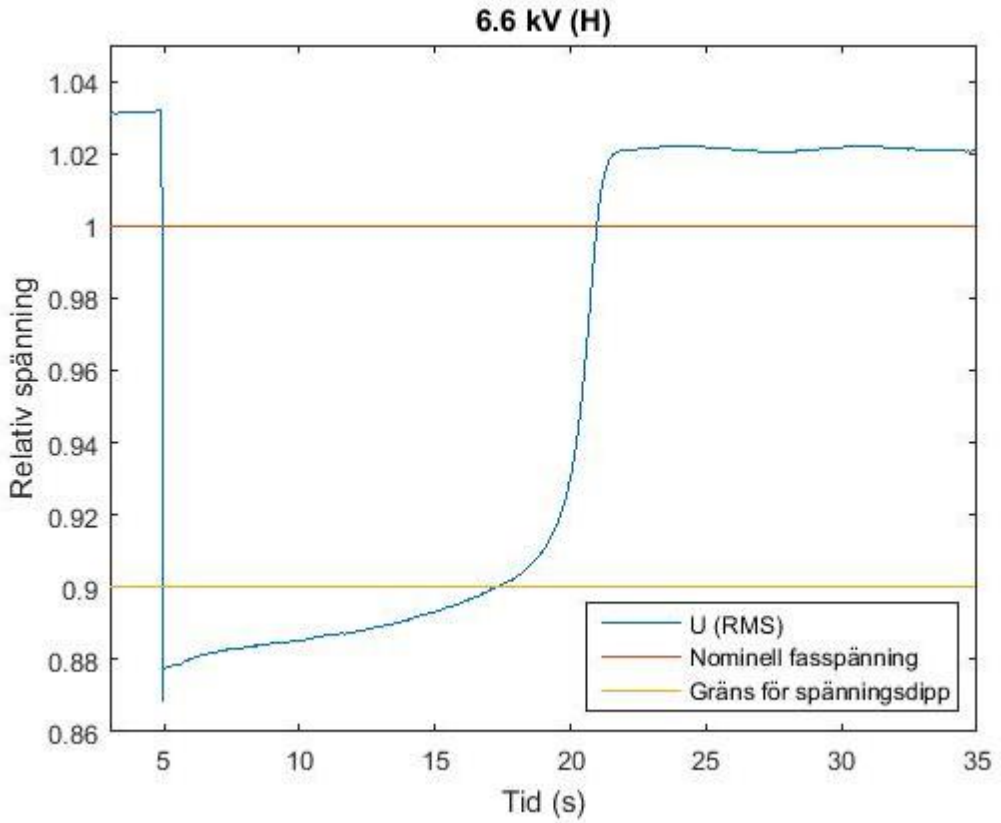


Figur 23: En okänd händelse utan översväng på återkommande spänningen.

De två händelserna propagerar nedåt i anläggningen på ett liknande sätt som åsknedslaget i avsnitt 5.3.2.2.

5.3.2.1 Händelse 1: RCP-start

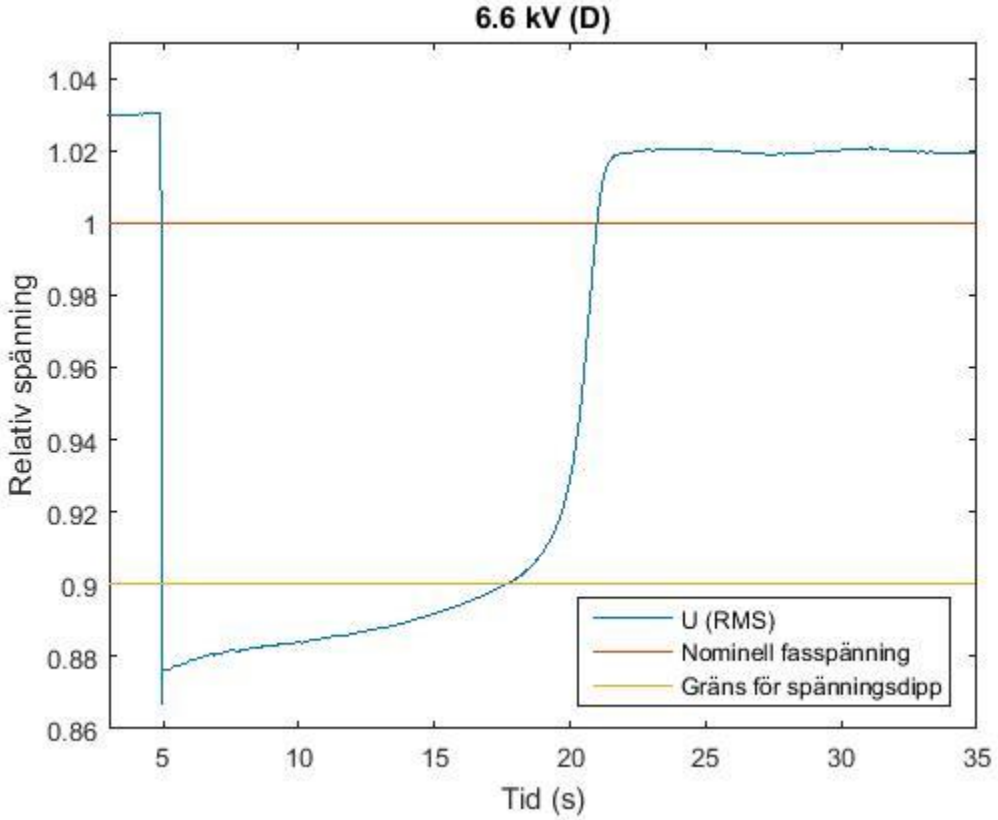
Här följer grafer av spänningsförändringen vid samtliga skenor av intresse vid en RCP-start på 6.6 kV(H)-skenan. I *Figur 24* ses att den kvarvarande spänningen vid en RCP-start är cirka 88 % av den nominella fasspänningen.



Figur 24: Spänningsdipp vid RCP-start på 6.6 kV(H)-skenan.

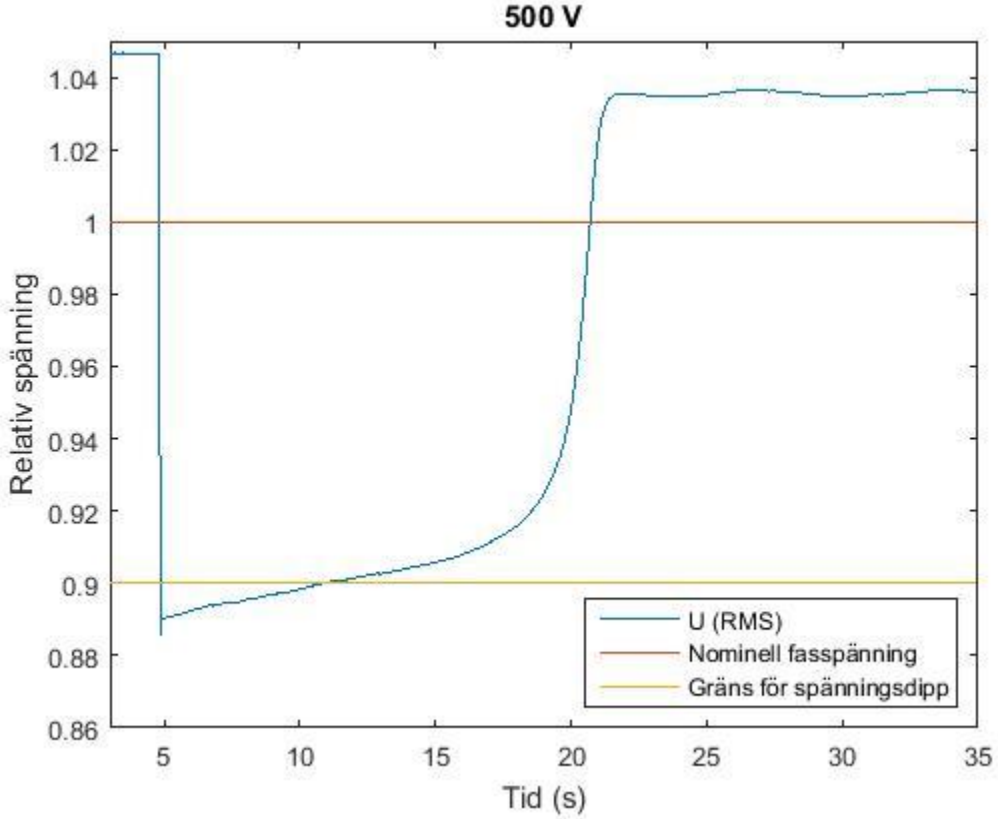
Detta värde är precis under den gräns som enligt teorin definierar en spänningsdipp. Dock är spänningsdippen cirka 15 % om den mäts från den faktiska spänningsnivån, U (RMS), som i det här fallet är 3 % högre än nominell fasspänning. Detta värde stämmer väl överens med det som beräkningarna gav i hypotesen, ca 15.7 % spänningsdipp.

Spänningsdippen vid 6.6 kV(D)-skenan, *Figur 25*, blir som väntat snarlik förändringen på 6.6 kV(H)-skenan, detta med tanke på att dessa skenor är sammankopplade.



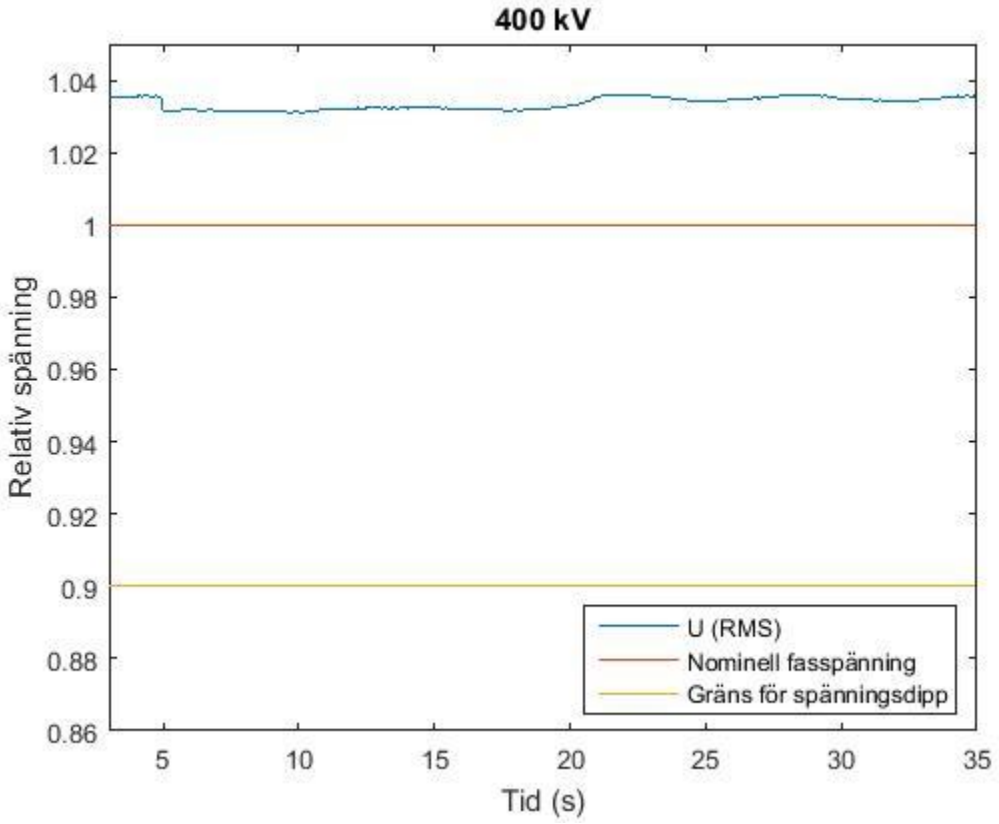
Figur 25: Spänningsdipp vid RCP-start på 6.6 kV(D)-skenan.

I *Figur 26* visas den spänningsförändring som inträffar på 500 V-skenan till följd av RCP-starten, den kvarvarande spänningen utgör cirka 89 %.



Figur 26: Spänningsdipp vid RCP-start på 500 V-skenan.

Spänningsdippen på 500 V-skenan är till synes mindre men relaterat till utgångsspänningen, som är drygt 4 % över nominell spänning, är den relativa spänningsdippen cirka 15 % även här.

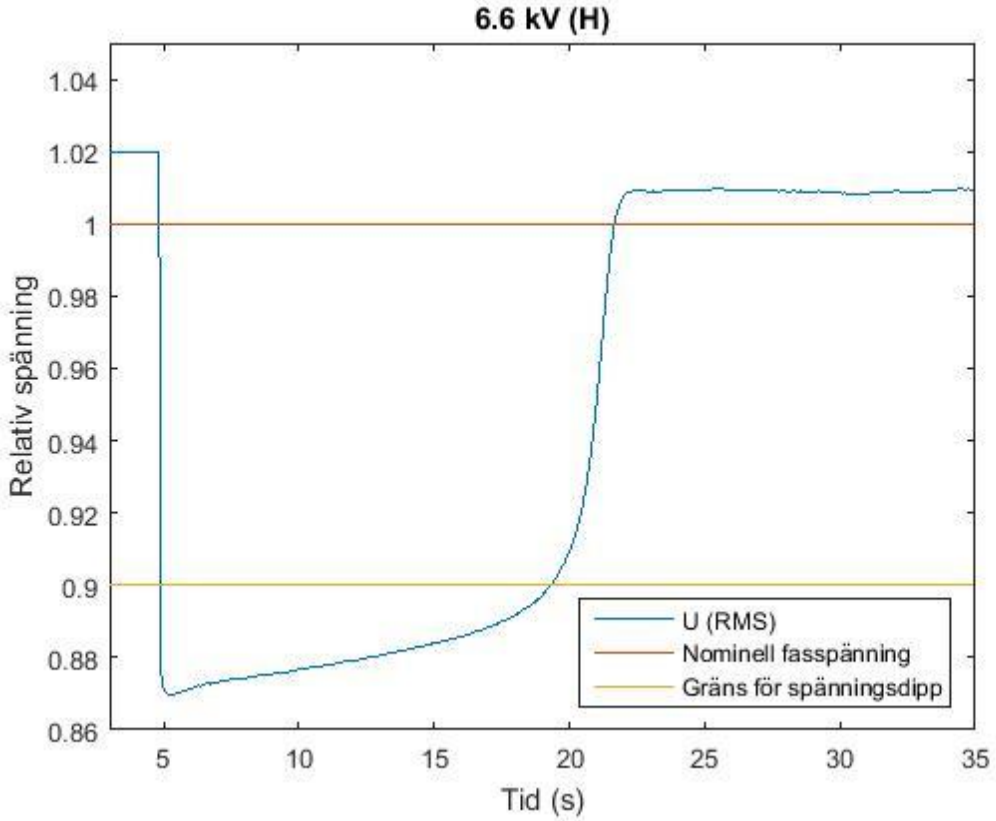


Figur 27: Spänningsdipp vid RCP-start på 400 kV-skenan.

Motorstarten märks även uppåt i anläggningen, vid 400 kV-skenan ses i *Figur 27* en liten förändring av spänningsnivån vid starten, ungefär 0.5 %, vilket motsvarar cirka 1.15 kV sänkning av fasspänningen.

Vid start av RCP är det tydligt att det är ett krävande moment för anläggningen då den påverkar spänningsnivån vid samtliga mätpunkter.

Vidare kan sägas att den faktiska spänningsnivån är avgörande gällande hur stor kvarvarande spänning det blir. Vid jämförelse av två RCP-starter på samma skena, 6.6 kV(H), ses en skillnad på den kvarvarande spänningen.

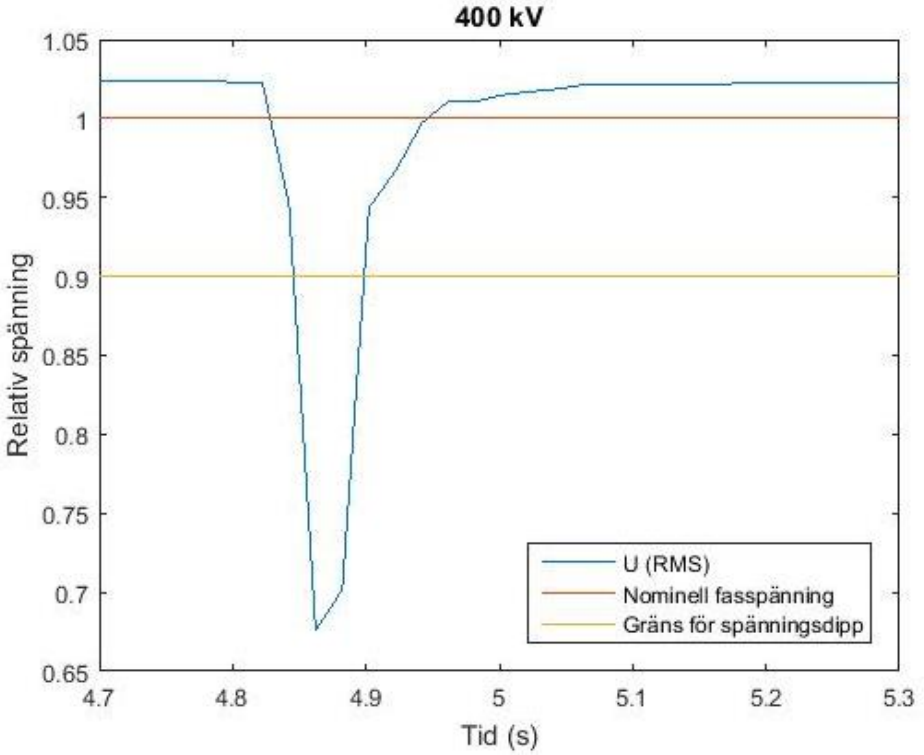


Figur 28: Spänningsdipp RCP-start för jämförelse.

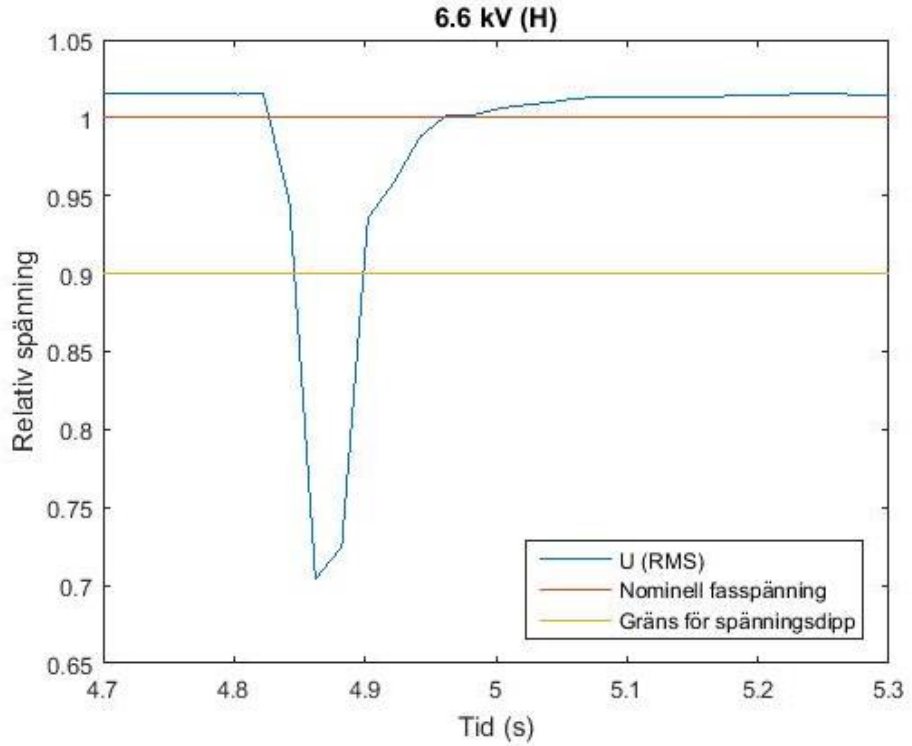
Som ses i *Figur 28* utgör spänningsdippen ungefär 15 %, vilket är lika stor som i *Figur 24*, dock blir den kvarvarande spänningen lägre på grund av att den faktiska spänningen i det här fallet endast är cirka 2 % högre än den nominella fasspänningen.

5.3.2.2 Händelse 2: Åsknedslag

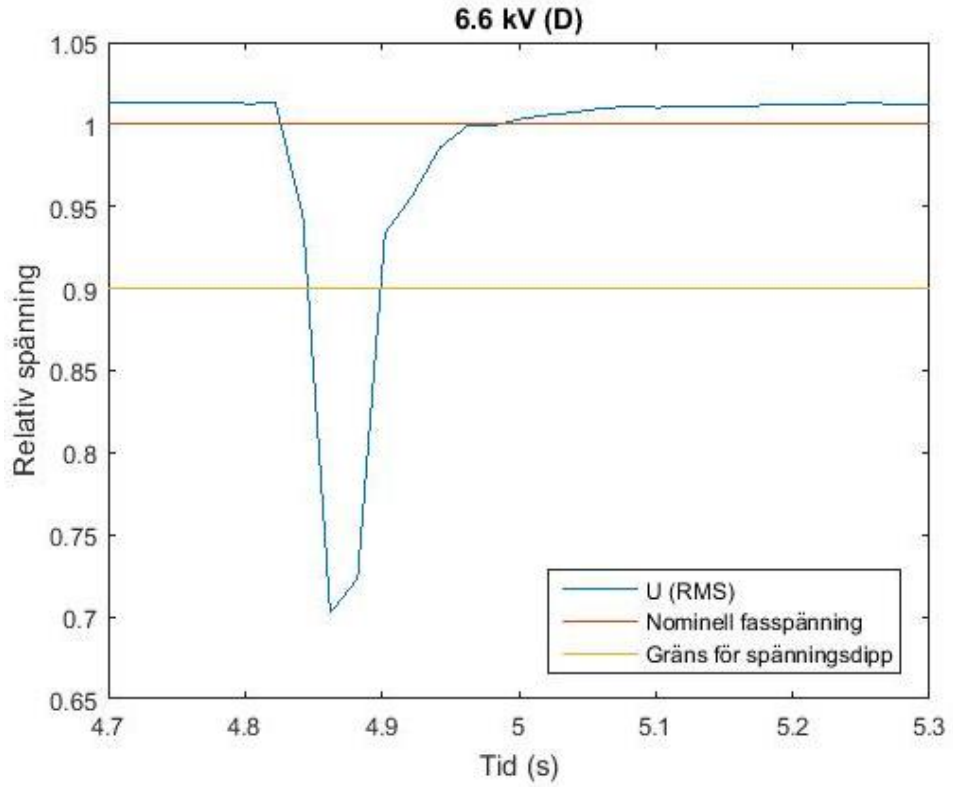
En rejäl spänningsförändring registrerades i samband med ett åsknedslag. Den resulterande spänningsdippen går att koppla till händelsen med tanke på tidpunkt samt att vi ser en spänningssänkning vid mätpunkten på 400 kV-skenan, *Figur 29*, vilket påvisar att det är en yttre händelse. Det bör tilläggas att på grund av omräkning till rms-spänning ses inte den absolut lägst kvarvarande spänningen i följande grafer. I följande grafer visas den fas som har lägst momentan kvarvarande spänning.



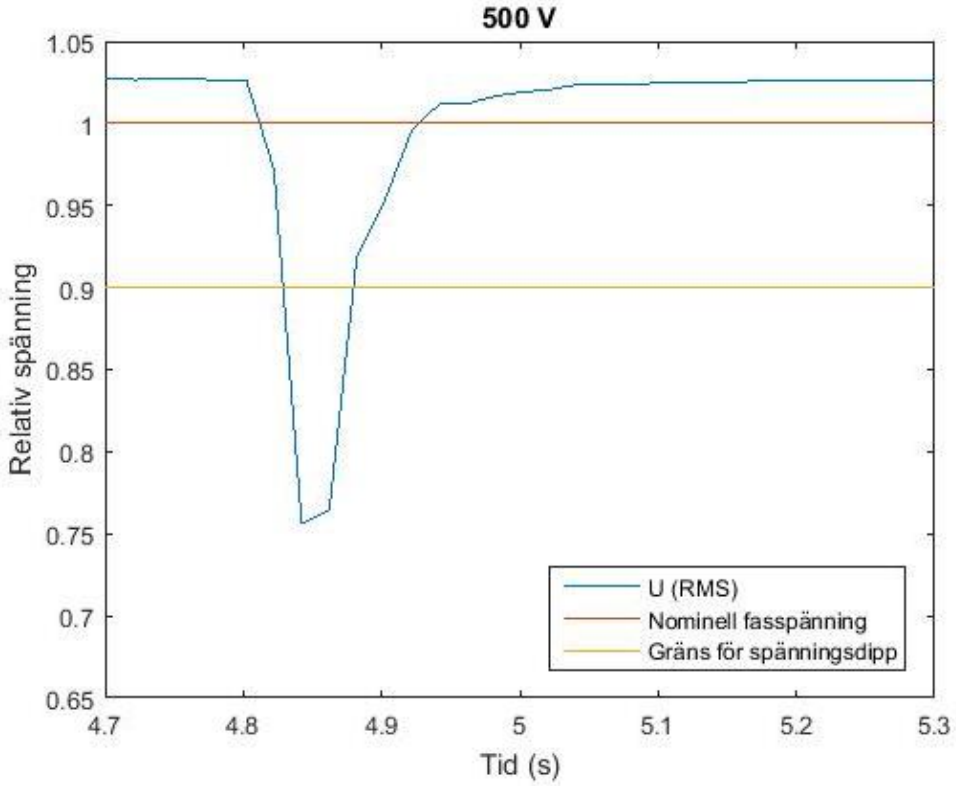
Figur 29:Spänningsdipp på 400 kV-skenan vid åskhändelse.



Figur 30:Spänningsdipp på 6.6 kV(H)-skenan vid åskhändelse.



Figur 31: Spänningsdipp på 6.6 kV(D)-skenan vid åskhändelse



Figur 32:*Spänningsdipp på 500 V-skenan vid åskhändelse*

När man följer spänningsdippen nedåt i systemet ses en viss dämpning då den kvarvarande spänningen på 400 kV-skenan, *Figur 29*, är cirka 67 % och vid 500 V-skenan utgör den ungefär 76 %, *Figur 32*. *Figur 30* och *Figur 31* visar som väntat samma värde då detta är de två sammankopplade skenorna på 6.6 kV-nivån och den kvarvarande spänningen är cirka 71 %. Som tidigare sagts är dessa nivåer inte exakta på grund av omräkningen till rms-värde och den momentant kvarvarande spänningen vid dippen är antagligen lägre vid samtliga skenor.

5.4 Transienter

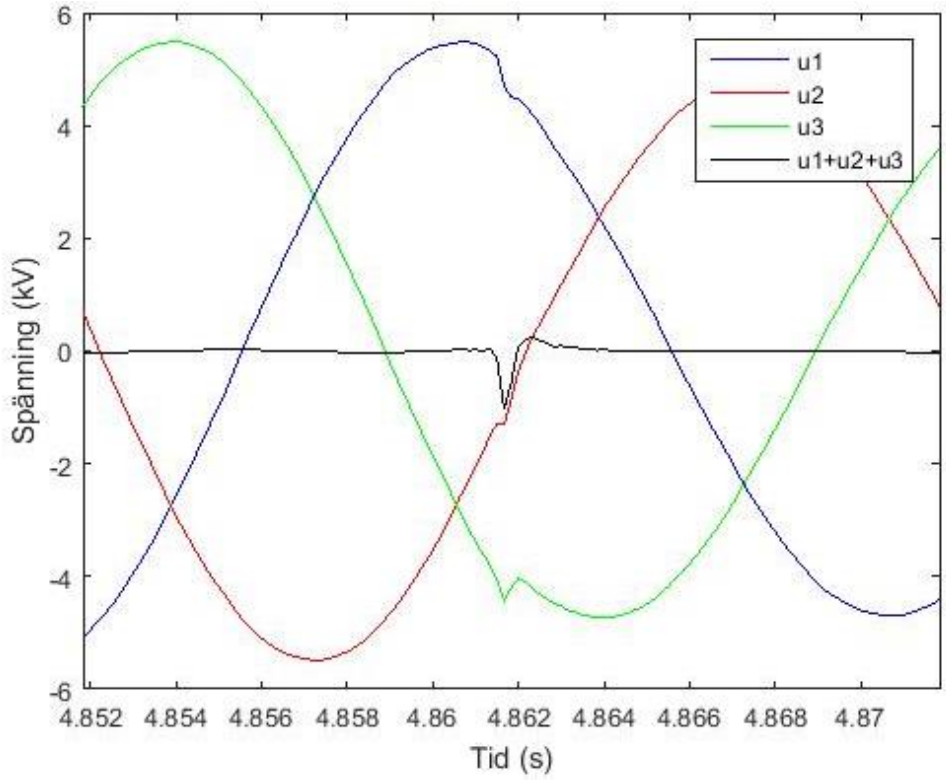
Avsnittet behandlar den analys av transienter som utförts på mätvärden från den data som sparats vid de olika mätningarna.

5.4.1 Mätning 1: Schemalagd

Analysen visade att anläggningen ej drabbades av några transienter under mätningarna, vilket var väntat då sannolikheten att fånga en transient, med tanke på mätningens omfattning, är mycket liten.

5.4.2 Mätning 2: Triggad

Resultatet av sökningen påvisade ett litet antal kortvariga spänningsförändringar vars amplitud uppnådde den gräns då dessa kallas transienter, det vill säga över 10% och upp till 99% av nominell fasspänning. I *Figur 33* uppgår amplituden av en transient, i en fas, till cirka 10 % av nominell fasspänning.

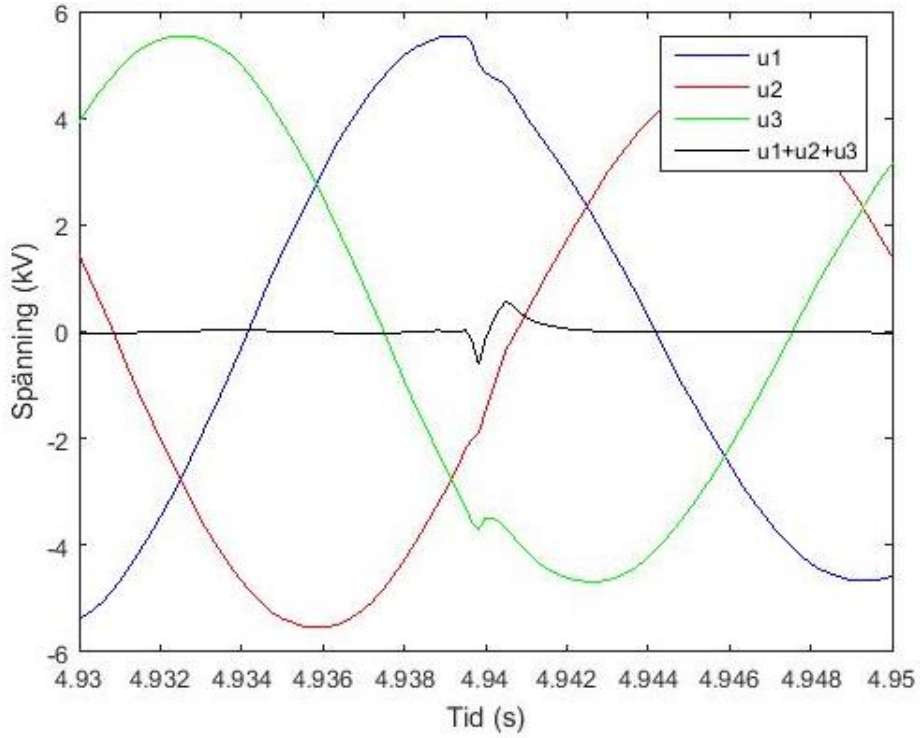


Figur 33: Transient 6.6 kV(D)-skenan vid en trolig motorstart.

Denna nivå är bland de högst uppmätta under de dagar som mätningar utfördes.

5.4.2.1 Händelse 1: RCP-start

Vid den motorstart som visualiseras för samtliga skenor i kapitel 5.3.2.2 hittas även en transient, *Figur 34*.



Figur 34: Transient 6.6kV(H)-skenan

I en fas uppgick dess amplitud till cirka 400 V vilket motsvarar ungefär 10 %. Den är därmed ett gränsfall till att kallas för transient. Med tanke på att denna transient uppstod i samband med motorstarten kan den karaktäriseras som en så kallad kopplingstransient.

5.4.2.2 Händelse 2: Åsknedslag

Som nämnt i hypotesen var transienter förväntade, dock hittades inga vid analys av händelsen.

6 SLUTSATS

I analysen av anläggningen under normal drift (schemalagd) hittades inga, enligt svensk standard, gränsutmanande halter av varken individuella övertoner eller THD. En fördel för Ringhals när det gäller övertoner är att man använder sig av väl beprövad teknik och mängden olinjära laster i anläggningen är begränsad vilket tillsammans med deras kraftfulla nät resulterar i låga halter av övertoner. Övertonshalten är generellt låg i de mätfall som har analyserats. Dock sågs en relativt tydlig 3:e överton på generatorskenan (21.5 kV-skenan) som i sitt högsta värde uppgick till cirka 3.65 % av grundtonen. Denna överton antas uppkomma på grund av huvudgeneratorn och isoleras dessutom till den skenan till följd av transformatorernas koppling. Vid analys av mätningar under normal drift hittades ej några påtagliga nivåer av övriga störningsfenomen.

Vid mätning av tyristorlikriktaren ökar 5:e övertonen då lasten ökas. Dock uppgår möjlig last endast till 840 W vilket utgör 23.3 % av likriktarens märkkapacitet som är 3600 W. För att erhålla en klarare och mer omfattande bild av sambandet rekommenderas att utföra liknande mätning i ett kommande projekt, dock med möjlighet till tyngre last.

Vid jämförelse av FFT-spektrum för 21.5 kV-skenan vid två tidpunkter från mätningen under normal drift sågs 5:e övertonen vid ena, *Figur 12,* men inte den andra, *Figur 11*. Utifrån ovan resonemang kan övertonen antas bero på att likriktare är tillkopplade vid synlig halt av 5:e övertonen och frånkopplade då den ej går att utläsa.

RCP-start är med tanke på dess belastning helt klart ett krävande moment för anläggningen. Dock hamnar den kvarvarande spänningen, för de tre starter som registrerades i mätningarna, inom ramarna för vad som anses vara en acceptabel nivå. Värt att nämna är även att resultatet av beräkningen som utfördes i hypotesen hamnar i samma storleksordning som det uppmätta värdet.

Åsknedslaget i stamnätet som inträffade i närheten av Skövde syntes tydligt vid analys av mätningarna och den kvarvarande spänningen sjönk till nivåer som anläggningen endast skall kunna klara av under en kort. Vid 400 kV-skenan understeg dessutom den kvarvarande spänningen den gränsen som är 70 % av nominell fasspänning.

En stor orsak till att undkomma större störningar i en anläggning, med tanke på elkvalitet, är ett starkt bakomliggande nät, vilket Ringhals bevisligen har.

7 REFERENSER

[1] Power Quality (kursmaterial) Math H J Bollen, 8,9,10 april 1997

[2] Praktisk Elkvalitet, Norbo KraftTeknik AB

[3] Elmiljö i praktiken, Leif Westlund, gleerups, 2007

[4] Power Quality, Problems and Solutions, Sjef Cobben, 2012

[5] EMC, elkvalitet och elmiljö, ELFORSK

[6] Nya Lösningar För Bättre Elkvalitet, ABB

[7] SvKFS 2005:2

[8] Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution, SS-EN 50160 utgåva 4, SEK, 2011-12-07

[9] Företagsintern anläggningsinformation, Ringhals AB