

CHALMERS



Eldistribution på offshoreenheter Jämförelse av AC- och DC-anläggningar

Distribution of electricity on offshore units
Comparison of AC- and DC-systems

*Examensarbete inom högskoleingenjörsprogrammet
Inom Elektroingenjörsprogrammet*

FREDRIK SAMUELSSON

Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige, 2013
Examensarbete nr 88/2013
Examinator: Aleksander Bartnicki

Eldistribution på offshoreenheter
Jämförelse av AC och DC anläggningar

Fredrik Samuelsson

Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2013

Eldistribution på offshoreenheter
Jämförelse av AC och DC anläggningar

Fredrik Samuelsson

© Fredrik Samuelsson, 2013

Examensarbete nr 88/2013
Institution för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2013
SE-412 96 Göteborg
Telefon: + 46 (0)31-772 1000

Examinator: Aleksander Bartnicki

Handledare: Stefan Lundberg

Figur på omslaget: GVAs borrhög 7500
Reproservice
Göteborg, Sverige 2013

Eldistribution på offshoreenheter
Jämförelse av AC och DC anläggningar

Fredrik Samuelsson
Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Sammanfattning

Den här rapporten har som syfte att utreda vilket eldistributionssystem för offshoreenheter som sparar mest vikt och utrymme. De två elsystem som jämförs är GVAs standard system och Siemens Blue Drive System. Rapporten innehåller en teoretisk bakgrund för båda systemen och dimensionering av systemens kraftkablar samt beräkning av kabelvikter och komponentvikten för systemen. För att uppskatta kabelrutter och längder kommer ritningsunderlag för GVAs offshoreenhet 7500 att användas.

Resultatet visar att GVAs standard system är det eldistributionssystem som har den lägsta totalvikten med 168 ton, GVAs standard system har en vikt som är 101 ton lägre än Siemens Blue Drive System som har en vikt på 269 ton. GVAs standard system har en lägre ström vilket gör att ledararean blir mindre och i med det blir kabelvikten mindre. Där emot så har GVAs standard system en högre komponentvikt på grund av att de transformatorer som finns väger mer än de motsvarande omvandlarna som Blue Drive System använder sig av.

Vilket system som upptar minst utrymme är inte lika klart. I Blue Drive System är det uppenbart att utrymme för transformatorer besparas, som är placerade i vaddera rum, men att utrymmet som kablarna upptar är större än i GVAs standard system.

Nyckelord: GVA, Blue Drive System, Vikt, Utrymme

Summary

The aim of this report is to investigate which electrical distribution system for offshore units saves most weight and space. The two electrical systems that are compared in this work are GVAs standard system and Siemens Blue Drive System. The report consists of a theoretical background of both systems, design of the cable distribution system and calculations of the cable and components weights different systems.

To estimate the cable routes and cable lengths, drawing documents will be used.

The result shows that GVAs standard system is the electrical distribution system with the lowest total weight of 168 tons. GVAs standard system has a weight of 101 tons lower than Siemens Blue Drive System which has a weight of 269 tons. GVAs standard system has a lower current which leads to a smaller cable area and a lower cable weight. However, GVAs standard system has a higher component weight, compared with Siemens Blue Drive System, due to the transformers.

Which system that takes up the least space is not as clear. In the Blue Drive System, it is evident that the space for transformers is less, but the needed space for cables is larger than that of the GVA standard system.

Keywords: GVA, Blue Drive System, Weight, Space

Förord

Detta examensarbete på 15 hp är den avslutande delen för Elektroingenjörutbildningen på 180 hp med inriktning Elkraft. Arbetet har utförts på GVA våren 2013.

Jag vill tacka Benny Lindström som var min första kontakt på GVA och som även skapade detta examensarbete. Ett särskilt tack vill jag också ge, samt be om ursäkt till, Saied Abdollahpour på GVA för all tid han har varit tvungen att lägga på mig och alla diskussioner vi har haft. Jag vill tacka Jens Henning från Siemens som har bistått mig med leverantörsdata. Jag vill även tacka EvaMari Gustafsson som hjälpt mig med stavningen i rapporten.

Ett sista tack till alla medarbetare på GVA för alla roliga och intressanta diskussioner på rasterna.

Fredrik Samuelsson
Göteborg, Sverige, 2013

Innehållsförteckning

Beteckningar	VIII
1. Inledning.....	1
1.1 Bakgrund.....	1
1.2 Syfte.....	1
1.3 Avgränsningar	2
2. Teoretisk bakgrund	3
2.1 En riggs uppbyggnad	3
2.2 GVAs standardlösning	4
2.3 Siemens Blue Drive System.....	6
2.4 Kabelberäkningsteori.....	8
3. GVAs standard system.....	11
3.1 Från samlingsskena till thruster	11
3.2 Från högspännings- till lågspänningsställverk	15
3.3 Ringskenan.....	18
4. Siemens Blue Drive System.....	19
4.1 Från samlingsskena till thruster	19
4.2 Från DC- till lågspänningsställverk.....	21
4.3 Ringskenan.....	23
5. Komponenter.....	25
5.1 Komponenter i GVAs standard system.....	25
5.2 Komponenter i Siemens Blue Drive System.....	25
6. Kortslutningsberäkningar.....	27
6.1 Kortslutning i punkt A.....	28
6.2 Kortslutning i punkt B.....	30
7. Resultat.....	33
8. Slutsatser och diskussion.....	35
Bilaga 1	37
Appendix I.....	38
Appendix II.....	40
Appendix III.....	41
Appendix IV.....	43
Appendix V.....	44

Beteckningar

BDS – Blue Drive System

B – Beräknad bredd för kabelstegen.

I – Ström (A)

l – Längd (m)

M – Massa (kg)

MCC – Motor Control Center

P – Aktiv effekt (W)

S – Skenbar effekt (VA)

U – Spänning (V)

ϕ – Diameter

V – Volt

VA – VoltAmper

W – Watt

1. Inledning

1.1 Bakgrund

GVA är ett designföretag inom offshoreindustrin och arbetar främst med basic design av mobila offshoreenheter (benämns som rigg hädanefter). Ett exempel på en rigg visas i omslagsfiguren. Byggnation av dessa enheter kan delas upp i tre delar; basic design, detail design och fabrikation. Vanligtvis gör varvet de två sistnämnda. Under basic design utformas huvuddelarna i alla system för att tillgodose kundens krav och även de regelverk som enheten skall byggas efter. Under detail design fortsätter varvet med de ritningar som levereras från basic design och utformar mer detaljerade ritningar för fabrikation. Val av leverantörer och utrustning görs vanligtvis under fasen detail design utav varvet. Detta innebär att under basic design används approximerade värden vid beräkningar och dimensionering av utrustning, antingen från tidigare erfarenhet eller preliminära leverantörsdata.

När en ny rigg designas strävas det efter att hålla nere vikten för de olika systemen på riggen. Anledningen till varför viktreducering är viktigt, är för att lättare uppnå ”jämn köl”. Jämn köl uppnås då centrum för displacement (kraft riktad uppåt) och centrum för vikten (kraft riktad neråt) är i lodrät linje. Det är viktigt att ha jämn köl för att plattformen skall stå stabilt. I och med detta strävas det efter att ha en jämn viktfördelning över hela riggen [2]. Ytterligare en anledning till att hålla vikten nere är drivmedelsförbrukningen då plattformen förflyttas. Ju mindre plattformen väger desto mindre drivmedel krävs för att förflytta den.

Industrin forskar på att hitta nya lösningar för att få ner vikten på elsystemen på riggar och en lösning som är ny för offshoreindustrin är att använda ett DC-distributionssystem. Ett DC-distributionssystem har en potential att sänka den totala vikten då systemet inte innehåller några större transformatorer, utan istället frekvensomriktare och likriktare, som väger betydligt mindre än transformatorer [6].

Vikt är den delen som granskas mest när val av elsystem skall göra för en rigg [1]. Det är inte bara viktigt att ett system väger mindre utan också var systemet väger mindre. Detta är viktigt för att uppnå jämn köl. Eftersom utrymmet är begränsat på en rigg är det också viktigt att veta hur mycket utrymme de olika systemen upptar.

1.2 Syfte

Syftet med rapporten är att designa och jämföra AC- och DC-distributionssystem för riggar samt undersöka vilket av dem som väger minst, vilket som tar minst plats och samtidigt se var i systemen dessa besparingar görs.

1.3 Avgränsningar

Jämförelsen kommer bara att ske mellan GVAs standard AC-lösning, som referenssystem, och Siemens DC-lösning som heter Blue Drive System (BDS), vilket är det vid examensarbetets start mest utvecklade, enligt GVA. I studien kommer GVAs rigg 7500 att användas.

Beräkningar och jämförelser kommer endast att göras på huvudsystemen, från generatorerna och fram till skenan i lågspänningsställverket i figur 2. Subsystemet, den del som matas från lågspänningsställverket kommer inte att undersökas. Detta för att subsystemet är det samma i de båda undersökta distributionssystemen och kommer inte att ha någon viktskillnad.

För beräkningarna av kabelstegar kommer det att användas approximativa värden. Det approximativa värdet som kommer att användas för kabelstegens bredd är 600 mm och det approximativa värdet som används för kabelstegens vikt är 50 kg/m [3], detta värde inkluderar stege samt fästordningar. Ett annat approximativt värde som används är för anhopningskoefficienten vid kabelberäkningar. Vid beräkning av kablers belastningsförmåga kommer ett approximativt värde för anhopning, $K = 0,85$, att användas [3].

Den totala belastningen från subsystemet (lågspänningssystemet) antas ha en effektfaktor, $\cos \varphi = 0.8$. Detta på grund av att systemet innehåller många motorer.

Sträckan mellan generatoren och ställverk är tillräckligt kort, ca 15 m, för att kunna försummas utan att den totala vikten för systemen påverkas nämnvärt.

2. Teoretisk bakgrund

Nedan följer en beskrivning av GVA-riggens principiella uppbyggnad, GVAs standard AC-eldistributionssystem, Siemens DC Blue Drive System samt bakgrundsteori för kabeldimensionering.

2.1 En riggs uppbyggnad

Det finns olika typer av mobila offshoreenheter med olika funktioner. Denna rapport grundar sig på GVAs rigg 7500 som är utrustad med borrhutrustning, se omslagsfiguren. En borrhigg är uppbyggd i olika skift, se figur 1. De skift som berör arbetet är Lower Deck, 38 m över baseline, Box Bottom, 36 m över baseline och Pontoon Deck, 11 m över baseline. I Deck Box är generatorer, högspänningsställverk (11 kV) och lågspänningsställverk placerade, se figur 1. I kolumnerna är distributionstransformatorerna belagda och i pontonerna är thrustermotorerna med utrustning placerade, se figur 1. Thrustermotorerna är elektriska motorer som används dels för framdrivning men också för att bibehålla riggens position.

Box Bottom, 36 m över base line, är i grunden till för att skapa en jämn undersida av riggen och samtidigt ha ett jämt golv för Lower Deck. Att ha en rigg med jämn undersida är viktigt för att undvika att höga vågor slår mot stålkonstruktionen och gör konstruktionen svagare. En annan anledning är att höga vågor inte ska få grepp om riggen och förflytta den [2]. Det gör då att Box Bottom är i stort sett tom och detta utnyttjas med att det läggs kablar i detta utrymme.

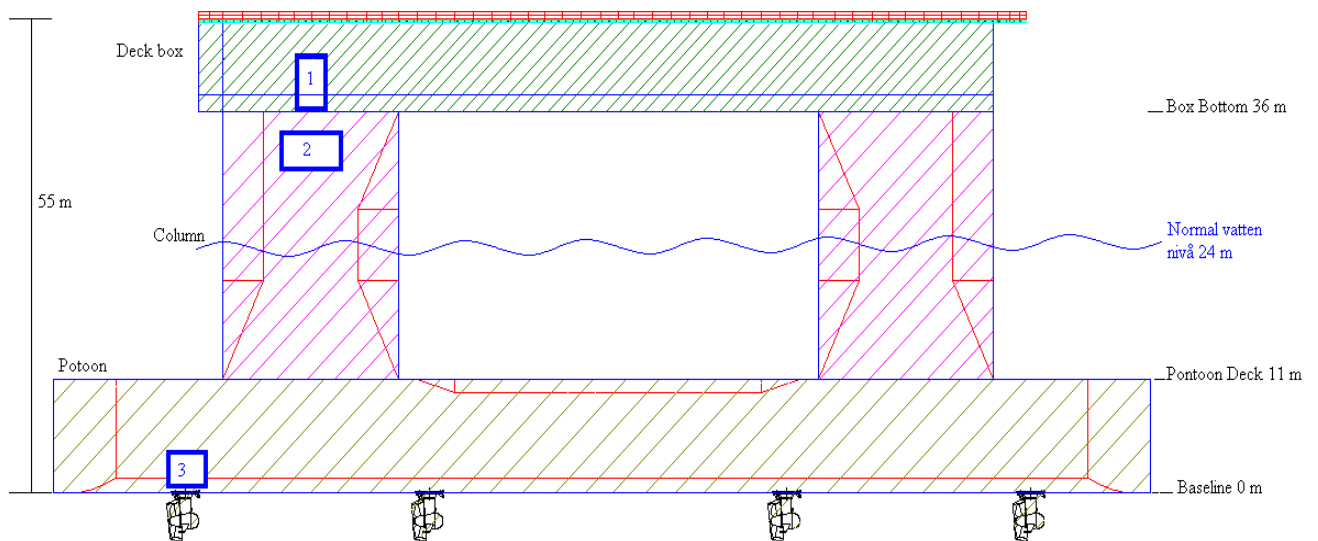


Fig. 1. En rigg i sidvy. Deck box (1) där generatorer, högspänningsställverk (11 kV) och lågspänningsställverk (0,69 kV) är placerade. Kolumnerna (2) där distributionstransformatorerna är placerade. Pontonerna (3) där thrustermotorerna med utrustning är placerade.

En av säkerhetsklassningarna som finns inom offshoreindustrin är Dynamisk Position (DP). Med dynamisk positionering menas att oljeplattformen skall bibehålla sin position enbart med hjälp av thrustrarna. Dynamisk position finns i tre olika klasser och det

systemet som undersöks är ett DP3 system. Kraven för att uppnå DP3 är att vid ett fel i någon aktiv eller passiv komponent eller vid brand eller översvämning, skall oljeplattformen inte förlora sin position; att alla komponenter skall ha redundans. Ett sätt att uppnå DP3 kraven är genom att dela upp elsystemet i fyra lika delar som har möjlighet att kopplas samman [3].

2.2 GVAs standardlösning

GVAs standardlösning är en traditionell lösning inom branschen och används för de flesta riggarna som byggs i dagsläget, se figur 2 [1]. Det är ett AC-system som har en 11 kV huvudspänning som sedan transformeras ned till 690 V. Det innebär att man försöker hålla de höga spänningsnivåerna så långt ut till lasten som möjligt för att hålla ner strömmen, och i och med det, kabeldimensionen. GVAs huvudsystem är uppdelat i fyra delsystem som har möjlighet att kopplas ihop. Detta för att uppnå kraven för DP3.

De fyra delsystemen är lika och därför kommer bara ett att undersökas, samt ringskenan. Ett delsystem visas i figur 2 och det består av ett huvudställverk, ett lågspänningsställverk, två 2,8 MW thrustermotorer med tillhörande 4 MVA transformator och MCC (Motor Control Center) och en 2,5 MVA distributionstransformator. Delsystemet matas av två 11 kV synkrogeneratorer med en märkeffekt på 5,4 MW med $\cos \varphi = 0.9$ som drivs av var sin dieselmotor. Lågspänningssystemet som matas via lågspänningsställverket, nr 9 i figur 2, kommer inte att undersökas. Detta för att det inte kommer att ändras vid byte till den undersökta DC-lösningen. Belastningarna i lågspänningssystemet är belysning, ”små förbrukare” och motorer. Den ekvivalenta lasten som kommer att användas är 2 MW med $\cos \varphi = 0.8$. Det låga värdet på $\cos \varphi$ fås för den stora mängden motorer.

Systemet är designat så att huvudskenor (11 kV) är ihopkopplade till en ringskena. I vanligt fall är ringskenan öppen och de fyra delsystemen är helt avskärmade ifrån varandra. Men vid fel eller vid underhåll på ett generatorpar kan upp till två skenor matas från ett generatorpar.

En av nackdelarna med GVAs standard system är transformatorerna. Transformatorer väger mycket och därför måste de placeras ut jämnt över riggen för att få jämn köl. Transformatorplaceringen kan variera från projekt till projekt men för denna rapport är transformatorn mellan högspänningsställverket och lågspänningsställverket, nr 8 i figuren 2, belägen i kolumnen och thrustertransformatorn, nr 4 i figur 2, är belägen i rummet ovanför respektive thrustermotor, se figur 1.

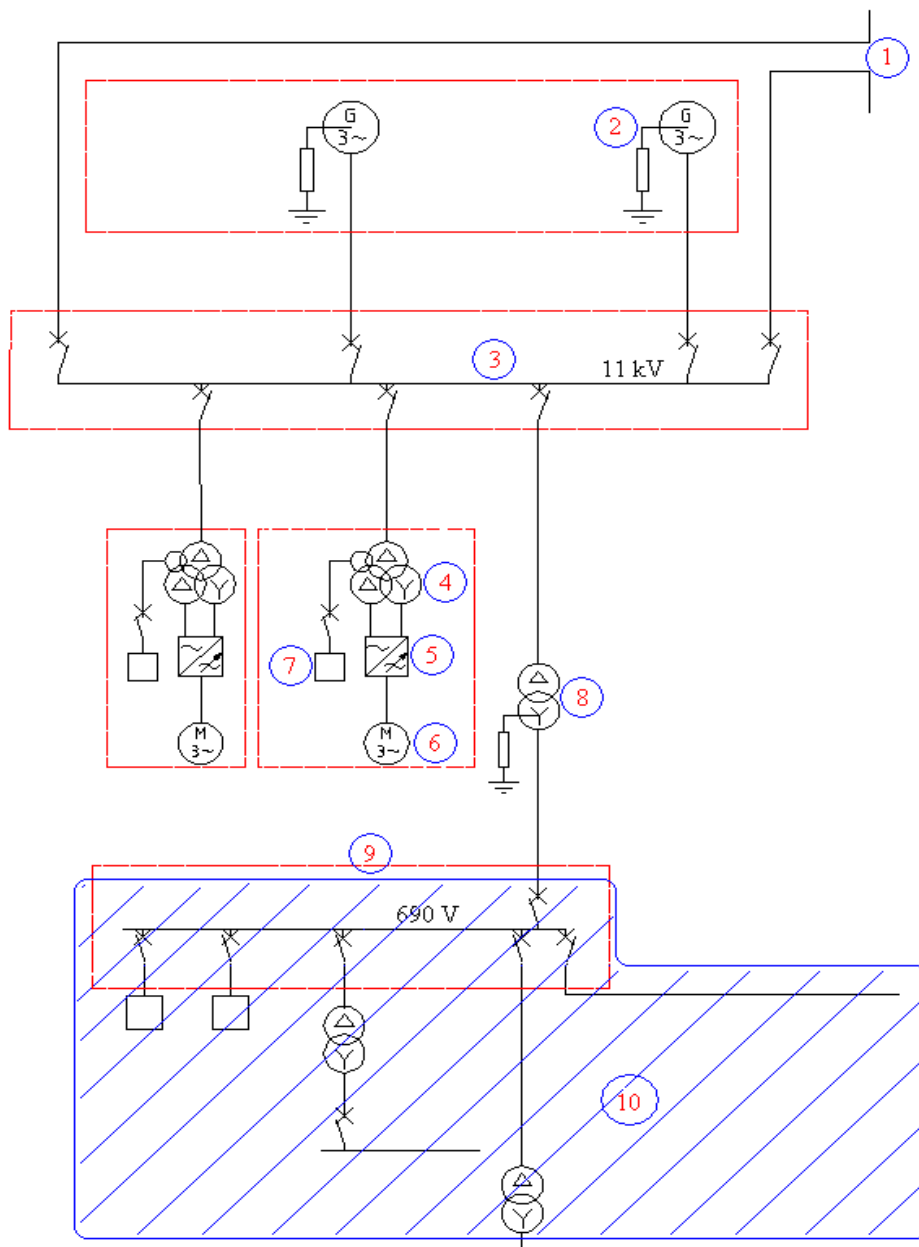


Fig.2. En fjärdedel av enlinjeschemat för GVAs standard system. Systemet är ringkopplat för att säkra redundansen. De röda ramarna markerar vilka komponenter som är belagda i samma rum.

1. Vidare anslutning för ringkoppling
2. Generator, 11 kV, 6 MVA
3. Högsäpänningsstättverk, 11 kV
4. Thrustertransformator, 11/0,69 kV, 4 MVA
5. Frekvensomriktare, 4 MVA
6. Thrustermotor 690 V, 2,8 MW
7. MCC (Motor Control Center), 500 kVA
8. Distributionstransformator, 11/0,69 kV, 2,5 MVA
9. Lågsäpänningsstättverk, 690 V
10. Denna del berör inte rapporten

2.3 Siemens Blue Drive System

Siemens Blue Drive System är ett system som är skapat av leverantören Siemens [4]. Det finns även andra företag som arbetat för att hitta en DC-lösning. ABBs DC-lösning har fått namnet Onboard DC Grid [5] och är lik Siemens Blue Drive System. Det som är speciellt med Blue Drive System, till skillnad mot GVAs standard system, är att istället för en 11 kV AC huvudskena, har BDS troligtvis en huvudskena med minst, 976 V DC spänning, på grund av att generatoren producerar 690 V AC. För en trefas frekvensomriktare kan den lägsta DC spänning som krävs för en viss huvudspänning beräknas enligt $V_{DC} = V_{AC} / \sqrt{2}$.

Detta leder till att transformatorerna i GVAs standard system som är anslutna till huvudskenan kan tas bort, både distributionstransformatoren och thrustertransformatorerna. Det som tillkommer är två stycken likriktare för generatorerna, som i detta system har en spänning på 690 V, samt en frekvensomriktare med tillhörande filter som matar lågspänningssystemet, se figur 3. Dessa omriktare har en lägre vikt jämfört med de tre transformatorerna [6]. Nackdelen blir att kraften distribueras en längre sträcka på den lägre 690 V nivån jämfört med GVAs standard system, vilket kan leda till en ökad kabelvikt för BDS. Som ses i figur 3 så ansluts växelriktardelen av thrusterfrekvensomriktaren direkt till DC-skenan, alltså kan likriktardelen sparas in jämfört med AC-fallet. Motor Control Center (MCC) för thrustern matas i BDS direkt från lågspänningsställverket, vilket visas i figur 3.

I den del av systemet som kommer att jämföras ingår ett DC-ställverk med tillhörande likriktare och frekvensomvandlare, två 2,8 MW thrustermotorer och lågspänningsställverket. Likadant som i GVAs standard system så är även detta system sektionerat i fyra delar och figur 3 visar en fjärdedel utav systemet. DC-skenorna är ihopkopplade för att bilda en ringskena. Detta görs för att säkerställa att hela systemet kan vara spänningssatt även ifall ett generatorpar faller bort, men under normal drift är ringskenan öppen.

En fördel med att använda en huvudskena med DC-spänning är att varje generator kan arbeta oberoende av den synkrona hastigheten. Därigenom kan hastigheten styras så att dieselmotorerna arbetar på optimal effektivitet och på så sätt kan en lägre genomsnittlig bränsleförbrukning erhållas i jämfört med AC-systemet [6].

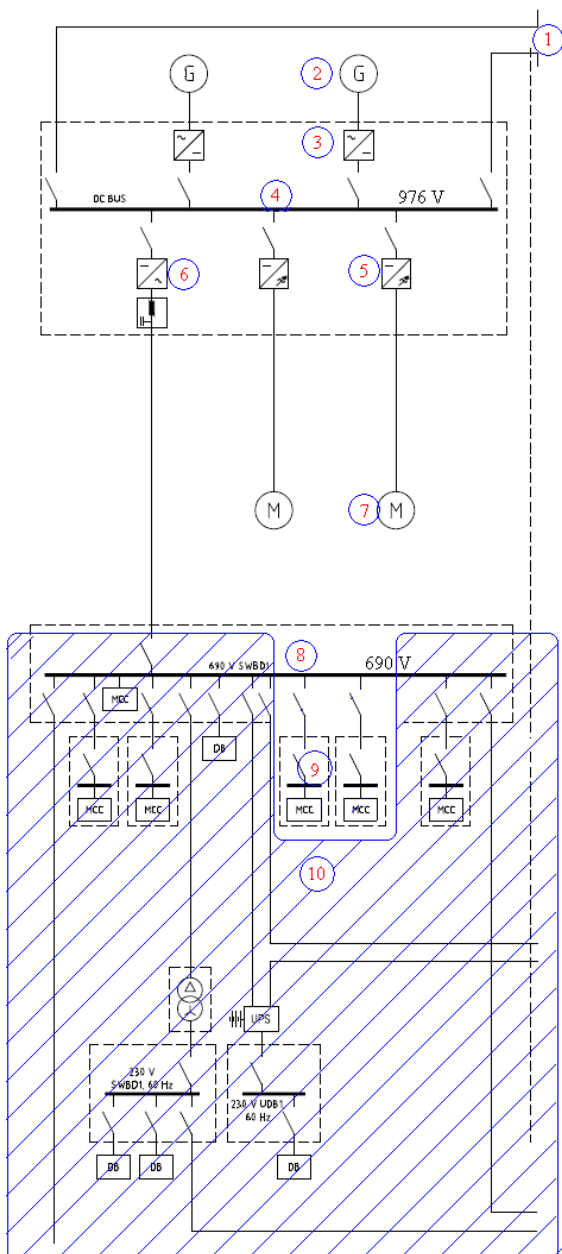


Fig. 3 En fjärdedel utav enlinjeschemat för Blue Drive System. Hela systemet är ringkopplat för att säkra redundansen.

1. Vidare anslutning för ringkoppling
2. Generator 690 V, 6 MVA
3. Likriktare
4. DC-ställverk, 976 V
5. Frekvensomriktare
6. Frekvensomriktare 690 V, 4 MVA
7. Thrustermotor 2,8 MW, 690 V
8. Lågspänningsställverk, 690 V AC
9. MCC (Motor Control Center)
10. Denna del berör inte rapporten

2.4 Kabelberäkningsteori

För att beräkna den maximala belastningsströmmen för vardera sidan av en transformator med utgångspunkt från dess märkeffekt S (VA) används [8]

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} \quad (1)$$

där U är huvudspänning (V) och I är den maximala belastningsströmmen (A). Om istället den maximala belastningsströmmen ifrån en generator, till en thruster, en MCC eller mellan två samlingsskenor ska beräknas är den aktiva effekten, P (W), och fasvinkeln mellan fasström och fasspänning, φ , känd istället för den skenbara effekten. Den skenbara effekten kan beräknas från den aktiva effekten och fasvinkeln enligt [8]

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (2)$$

Då (1) och (2) kombineras fås ekvationen för att beräkna den maximala belastningsströmmen för dessa fall enligt

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cdot \cos \varphi} \quad (3)$$

Den kabeltyp som används är kraftkabel för fast installation i offshoremiljö. Den angivna maximala belastningsströmmen i databladet, I_{Bel} , är angiven för specifika förhållanden, i detta fall $45^\circ C$ [9] [10]. Om förhållandena inte är som de som angivs i databladet ändras kabelns strömbelastningsförmåga [7]. För att beräkna hur kabelns belastningsförmåga ändras används anhopningskoefficienten, K . Anhopningskoefficienten tar hänsyn till:

- Hur många grader det är i omgivningen. Detta anges i grader celsius.
- Hur kabeln är belagd; på kabelstege, i rör, nedgrävd eller fastspikad på trävägg.
- Hur många kablar som ligger tillsammans med kabeln.

För att få fram den totala anhopningskoefficienten multipliceras delkoefficienterna för omgivningstemperatur, förläggningssätt, samt antal kablar som är placerade tillsammans. Detta är då det K -värdet som används för att beräkna fram belastningsförmåga för kablarna under det specifika förhållande som de förläggs i. För att justera den uträknade maximala belastningsströmmen, I , så att den kan jämföras med den angivna belastningsförmågan, I_{Bel} , i kabeltillverkarnas datablad används

$$I_{Ztot} = I / K \quad (4)$$

där I_{Ztot} är den ström som ska jämföras med kabeltillverkarnas data för kablarna, I_{Bel} . I denna rapport kommer ett approximativt värde för $K=0,85$ att användas, detta för att underlätta beräkningarna [3].

I de fall då I_{Ztot} är större än belastningsförmågan för kabeln med den största ledararean i databladet, behövs flera kablar parallellkopplas för att klara av belastningsströmmen. För att beräkna hur många kablar som behövs parallellkopplas används

$$Antal \approx \frac{I_{Ztot}}{I_{Bel}} \quad (5)$$

där *Antal* är antal kablar och det avrundas uppåt i det fall då det inte blir ett jämnt heltal.

Då det har antagits att kabelstegen är 600 mm bred, beräknas hur stor del av kabelstegen kabeln eller de parallellkopplade kablarna kommer att uppta enligt

$$B = \frac{\text{Kabel}\phi \cdot \text{Antal}}{600} \quad (6)$$

där *Kabel* ϕ är kabelns diameter i mm och *Antal* är antalet parallellkopplade kablar (=1 om bara en kabel används). Del bredden används sedan för att beräkna den del av den totala kabelstegsvikten, 50 kg/m, som kabeln/kablarna upptar enligt

$$\text{DelVikt} = \text{Kabelstege} \cdot B \quad (7)$$

där *DelVikt* är den del av kabelstegens vikt per meter som upptas av kabeln/kablarna (kg/m). För att beräkna den totala kabelvikten för de olika delarna används kabelstegens vikt från (7) och läggs ihop med kabelvikten som fås ur kabelns datablad, angivet i kg/m. Därefter multipliceras det med längden enligt

$$M = l \cdot (\text{Antal} \cdot \text{Kabelvikt} + \text{KabelstegensVikt}). \quad (8)$$

där *M* är den totala vikten för kabeln och kabelstegen (kg) och *l* är kabelns längd (m).

Förutom att vara dimensionerad för belastningsströmmen måste kabeln även vara dimensionerad för de kortslutningsströmmar och fränkopplingstider som de kan utsättas för. För att uppskatta kortslutningsströmmar används bara generatorernas, transformatorernas och motorernas serie reaktans, resistansen tas bara med i beräkningar för förlustväderingar vilket inte beräknas i denna rapport [14]. Även kablarnas impedans försummas på grund av att de är för "korta" (under 1 km) och inte gör någon inverkan på resultatet [14]. Genom dessa approximationer fås ett konservativt värde (för högt) på kortslutningsströmmen. De kortslutningsfall som beräknas är bara ideala 3-fas kortslutningar, eftersom dessa ger den högsta kortslutningsströmmen [14].

För kortslutningsberäkningar används per-unit beräkningar. Per-unit reaktanserna för generator, transformator och motor är given i respektive komponents datablad. För att kunna summera dem till en ekvivalent impedans måste alla reaktanser ha samma bas. För att omvandla från komponentbasen till den valda basen används

$$X_M = X_d \cdot \frac{S_B}{S_k} \quad (9)$$

där S_B är den bas man valt att utgå ifrån, S_k är den skenbara effekten för i detta fallet motorn och X_d är reaktansen för motorn i procent.

För att beräkna strömbasen

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot V_B} \quad (10)$$

där I_B är strömbasen och V_B är spänningbasen.

För att där efter beräkna kortslutningsströmmen I_k

$$I_k = X^{-1} \cdot I_B \quad (11)$$

där X är en sammanräkning av de berörda reaktanserna.

3. GVAs standard system

I detta kapitel utförs dimensionering av kablarna i GVAs standard system för belastningsströmmen, samt beräkningar av totalvikten för kablar och kabelstege. I kapitel 3.1 presenteras alla beräkningar i detalj för att visa beräkningarnas gång. För kapitlen 3.2 och 3.3 presenteras beräkningarna i Appendix I och Appendix II.

3.1 Från samlingskenan till thruster

Beräkningen för sträckan från samlingskenan till thrustern, se fig. 4, delas in i fem steg:

- Steg ett, är mellan högspänningsskenan och transformatorn. Estimerad längd från ritningar är 80 m.
- Steg två, är mellan transformatorn och frekvensomformaren. För steg två beräknas endast kabeln från en av sekundärledningarna till frekvensomformaren, därefter dubblas vikten för att få vikten för steg två. Sträckan för en kabel är 5 m.
- Steg tre, är mellan frekvensomformaren och thrustern. Fasvinkeln för thruster motorn är $\cos \varphi = 0,79$, se Bilaga 1, och sträckan är 3 m.
- Steg fyra, är mellan transformator och MCC. MCC: n med skenbar effekt 500 kVA [3] och avståndet mellan transformatorn och MCC:n är 5 m.
- Steg fem, de fyra tidigare stegen summeras ihop för att få fram vikten för matningen till en thruster och sedan multipliceras det med åtta, för att få fram vikten för alla åtta thrustrar.

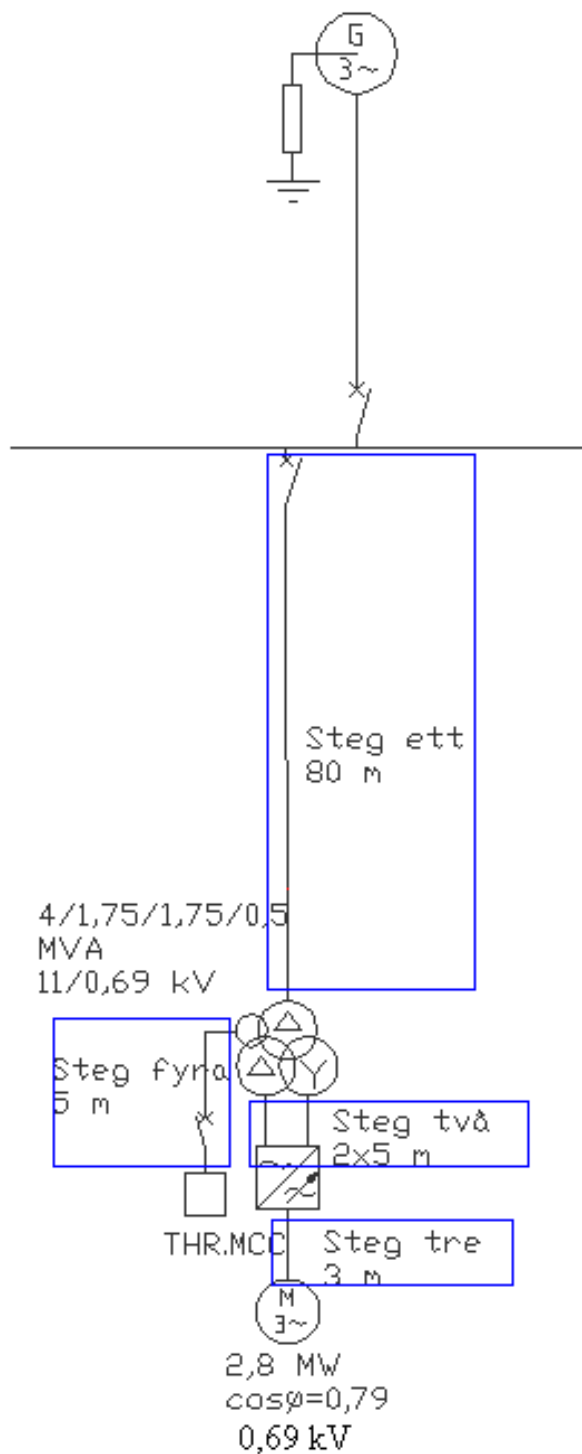


Fig. 4. Enlinjeschema för thrustermotorn och MCC i GVAs standard system indelat i de 4 olika steg som beräkningarna görs i. Steg ett är mellan högspänningsställverket och thrustertransformatorn. Steg två är mellan thrustertransformatorn och frekvensomvandlaren. Steg tre är mellan frekvensomriktaren och thrustern. Steg fyra är mellan transformatorn och MCC.

Steg ett

För att beräkna strömmen till transformatorn används (1):

$$I = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 210 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K=0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 210 / 0,85 = 247 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 150 \text{ mm}^2$ som har en belastningsförmåga på 272 A , diameter som är $70,5 \text{ mm}$ och en vikt som är $9,8 \text{ kg/m}$ [9]. För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{70,5}{600} = 12\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 12\% = 6 \text{ kg/m}$$

Snittsträckan mellan samlingskena och transformatorn är 80 m , vilket gör att med (8) får en totalvikt för steg ett på,

$$M = 80(9,8 + 6) = 1264 \text{ kg}$$

Steg två

För att beräkna strömmen för sträckan från en av de två sekundärlindningarna till frekvensomvandlaren används (1):

$$I = \frac{1,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 1464 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K=0,85$ används för att beräkna ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 1464 / 0,85 = 1722 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna del är en $3 \times 240 \text{ mm}^2$, som har en belastningsförmåga på 365 A , en diameter som är $67,5 \text{ mm}$ och en vikt som är $11,82 \text{ kg/m}$ [10]. Eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns förmåga måste flera kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$Antal = 1722 / 365 \approx 5 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{5 \cdot 67,5}{600} = 56\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 56\% = 28 \text{ kg/m}$$

Sträckan mellan transformatorn och frekvensomvandlaren är i stort sätt lika lång för alla thrustrar, 5 m . Slutvikten skall även dubblas på grund av att det är två sekundärlindningar från transformatorn som matar var sin frekvensomvandlare. Totalvikten för steg två beräknas med (8):

$$M = 2 \cdot (5 \cdot (5 \cdot 11,82 + 28)) = 872 \text{ kg}$$

Steg tre

För att beräkna strömmen för sträckan från frekvensomvandlaren till trustern används (3):

$$I = \frac{2,8 \cdot 10^6}{0,79 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 2966 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K=0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 2966 / 0,85 = 3489 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna del är en $3 \times 240 \text{ mm}^2$, som har en belastningsförmåga på 365 A, en diameter som är 67,5 mm och en vikt som är 11,82 kg/m [10]. Eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns förmåga måste flera kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$Antal = 3489 / 365 \approx 10 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{10 \cdot 67,5}{600} = 112,5\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 112,5\% = 56,25 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan frekvensomvandlaren och thrustern är i stort sätt lika lång för alla thrustrar, 3 m. Totalvikten för steg tre beräknas med (8):

$$M = 3(10 \text{ st} \cdot 11,82 + 56,25) = 523 \text{ kg.}$$

Steg fyra

För att beräkna strömmen för sträckan från Transformatorn till MCC: n används (1):

$$I = \frac{500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 418 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K=0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 418 / 0,85 = 492 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna del är en $3 \times 150 \text{ mm}^2$, som har en belastningsförmåga på 272 A, en diameter som är 54 mm och en längd vikt 9,31 kg/m [10]. Eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns förmåga måste flera kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$492 / 272 \approx 2 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{2 \cdot 54}{600} = 18\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 18\% = 9 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan transformatorn och MCC: n är i stort sätt lika lång för alla thrustrar, 5 m. Totalvikten för steg fyra beräknas med (8):

$$M = 5(2 \cdot 9,31 + 9) = 138 \text{ kg.}$$

Steg fem

Totalvikten för kabelmatningen från samlingsskenan till thruster i GVAs standard system summeras till

$$M = (1264 + 872 + 523 + 138) = 2797 \text{ kg}$$

och vikten för alla 8 thrustrar blir då:

$$M = 2797 \cdot 8 \approx 22 \text{ ton.}$$

3.2 Från högspännings- till lågspänningsställverk

Beräkningen av kabelmatningen från högspänningsskenan till lågspänningsskenan via en transformator som är belägen i vardera kolumnen delas in i fem steg. Kabelrutten från högspänningsskenan till transformatorn och vidare till lågspänningsskenan visas i figur 5. Som ses i figuren finns det två olika kabelrutter, en då högspänningsskenan och lågspänningsskenan är i samma rum (HS1 och LS1 samt HS4 och LS4) och en då de inte är i samma rum (HS2 och LS2 samt HS3 och LS3). Steg ett och två behandlar fallet då skenorna är i samma rum och steg tre och fyra behandlar fallet då skenorna är i olika rum. I steg fem summeras alla vikter ihop till totalvikten för alla kablar.

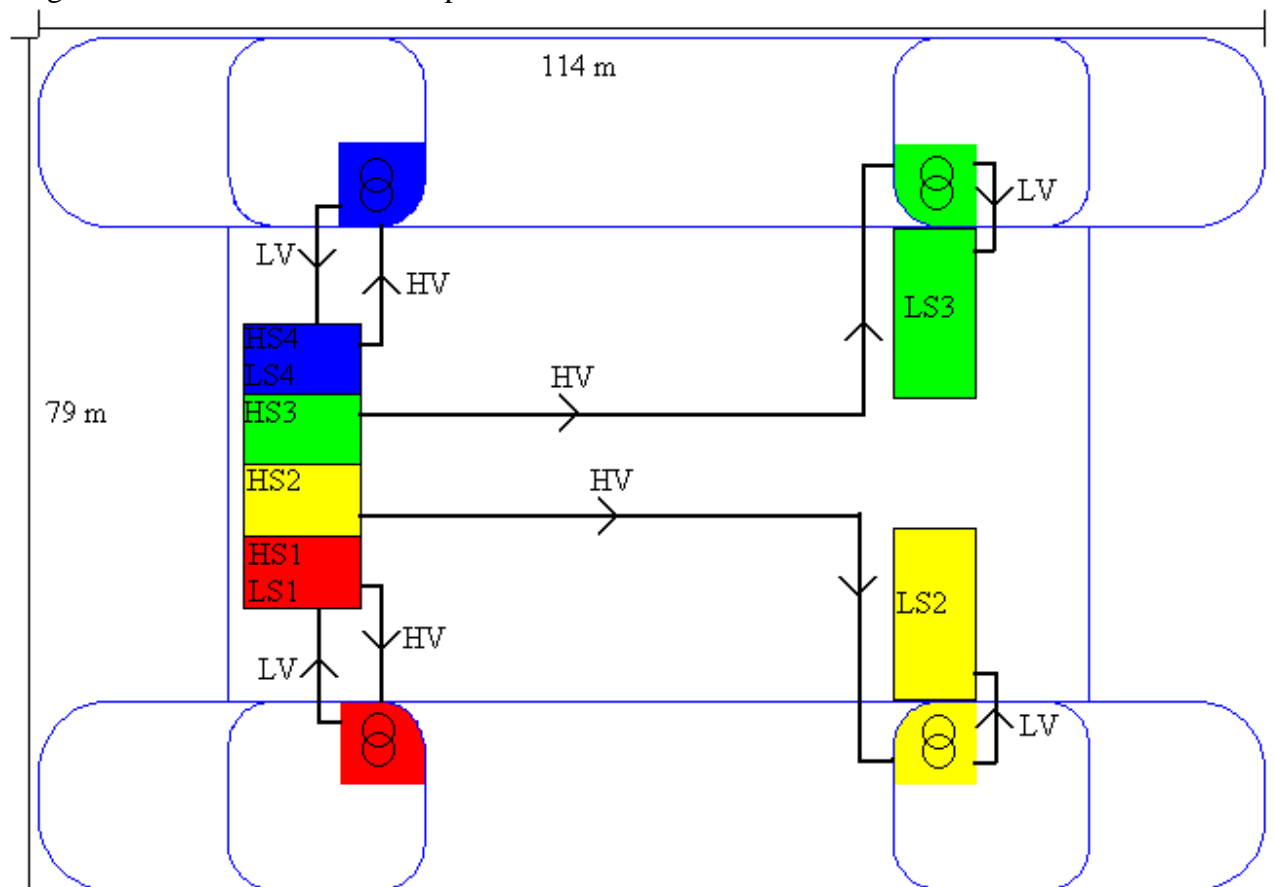


Fig. 5. Placering av högspännings- och lågspänningsställverken, samt transformatorerna på den undersökta riggen. Bilden visar även hur de är ihopkopplade i GVAs standard system.

Steg ett och två

I steg ett och två görs beräkningar för fallet då lågspänningsskenan ligger i samma rum som högspänningsskenan. De detaljerade beräkningarna för dessa steg visas i Appendix I. Som visas i figur 6 så är steg ett för kabeln mellan högspänningsskenan och transformatorn och steg två är för kabeln mellan transformatorn och lågspänningsställverket. Kabellängderna är i båda fallen 25 m. Från Appendix I fås att steg ett väljs en $3 \times 70 \text{ mm}^2$ kabel och en totalvikt för detta steg blir 275 kg. För steg två väljs sju stycken $3 \times 240 \text{ mm}^2$ kablar vars totalvikt blir 3069 kg.

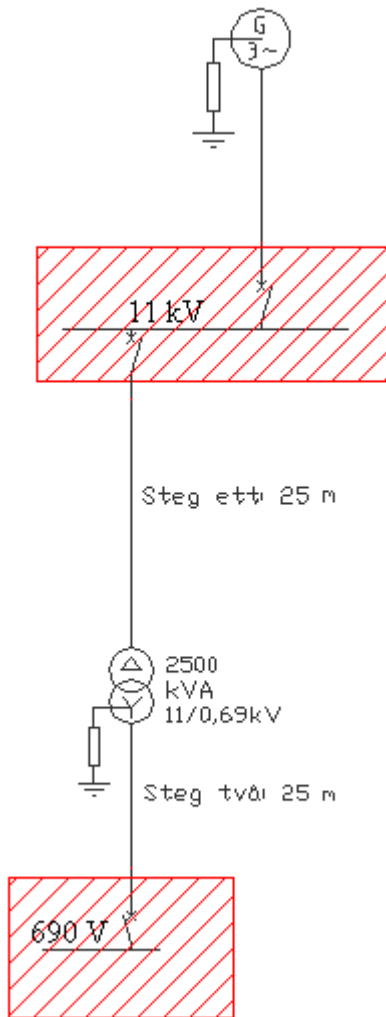


Fig. 6. Enlinjeschema från högspännings- till lågspänningsställverk då de är belagda i samma rum i GVAs standard system. Steg ett är mellan högspänningsställverket och distributionstransformatorn och steg två är mellan distributionstransformatorn och lågspänningsställverket.

Steg tre och fyra

I steg tre och fyra görs beräkningar för fallet då lågspänningsskenan inte ligger i samma rum som högspänningsskenan. De detaljerade beräkningarna för dessa steg visas i Appendix I. Som visas i figur 7 så är steg tre för kabeln mellan högspänningsskenan och transformatorn och steg fyra är för kabeln mellan transformatorn och lågspänningsställverket. Kabellängden för steg tre är 59 m och för steg fyra 16 m. Från Appendix I fås att steg tre väljs en $3 \times 70 \text{ mm}^2$ kabel och en totalvikt för detta steg blir 660 kg. För steg två väljs sju styckena $3 \times 240 \text{ mm}^2$ kablar vars totalvikt blir 1964 kg.

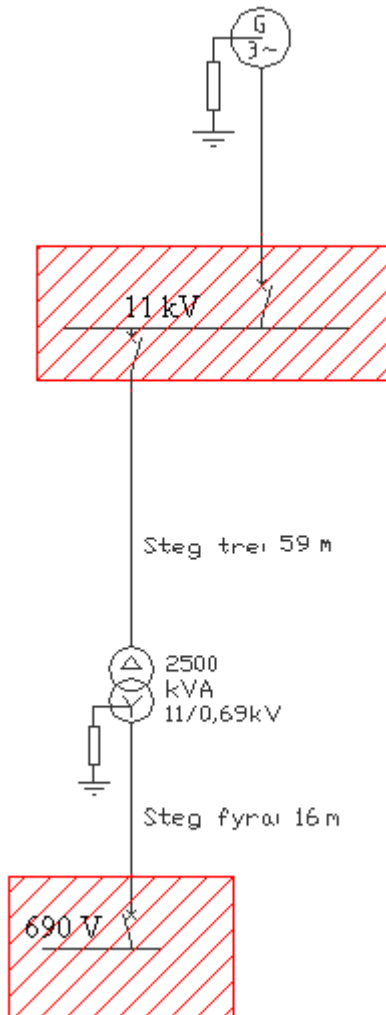


Fig. 7. Enlinjeschema från högspännings- till lågspänningsställverk då de inte är belagda i samma rum i GVAs standard system. Steg tre är mellan högspänningsställverket och distributionstransformatorn och steg fyra är mellan distributionstransformatorn och lågspänningsställverket.

Steg fem

I steg fem läggs de fyra stegen ihop och vikten fördubblas för att få fram total vikten för alla fyra sträckor. Vikten för alla fyra längder blir då,

$$M = 2 \cdot (275 + 3069 + 660 + 1964) \approx 12 \text{ ton}$$

3.3 Ringskenan

Ringskenan är också intressant att beräkna för att det är olika spänningsnivåer på skenan i de olika systemen. I figur 8 visas hur de fyra ställverken kopplas ihop via kablarna. Den genomsnittliga kabellängden mellan de fyra ställverken är 30 m och beräkningen utförs genom att det görs en beräkning för en sträcka och sedan multipliceras det med fyra för att få den totala vikten. För beräkningar se Appendix II. För att sammankoppla skenan används tre parallellkopplade $3 \times 240 \text{ mm}^2$ och den totala vikten för två kablar blir 1797 kg. Den totala vikten för ringkopplingen blir $M = 4 \cdot 1797 = 7 \text{ ton}$

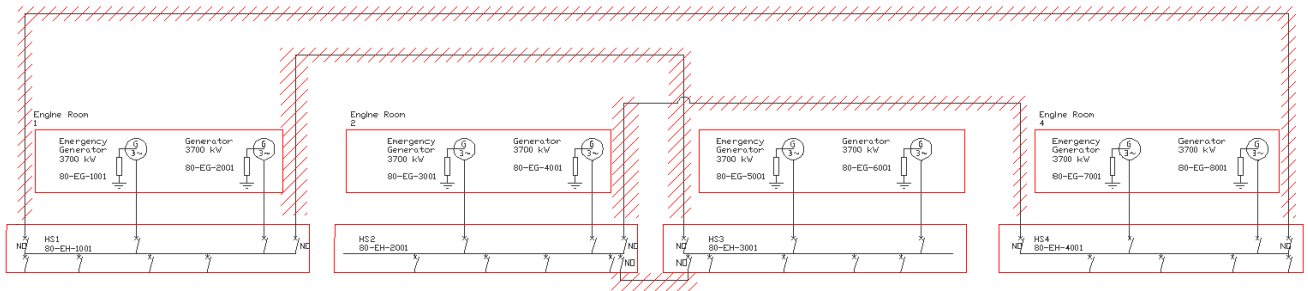


Fig. 8. De röstreckade delarna är de kablar som sammanfogar de fyra högspänningskenorna för att bilda en ringskena för GVAs standard system.

4. Siemens Blue Drive System

I detta kapitel utförs dimensionering av kablarna i Siemens Blue Drive System för belastningsströmmen, samt beräkningar av totalvikten för kablar och kabelstege. För Kapitel 4.1, kapitel 4.2 och kapitel 4.3 presenteras beräkningarna i Appendix III, Appendix IV och Appendix V.

4.1 Från samlingskenan till thruster

Beräkningen för sträckan mellan DC-skenan och thrustern samt från 0.69 kV samlingskenan och MCC: n, se fig. 9, delas in i tre steg:

- Steg ett är mellan frekvensomformaren och thrusten. Fasvinkeln för thrustermotorn är $\cos \varphi = 0,79$ se Bilaga 1 och snittlängden från ritningar för de åtta thrustrarna är 90 m.
- Steg två är mellan 0,69 kV samlingskenan till MCC. MCC: n med skenbar effekt 500 kVA [3] och snitt avståndet för steg två är 100 m.
- I steg tre, de två tidigare stegen summeras ihop för att få fram vikten för matningen till en thruster och sen multipliceras den med åtta, för att få fram vikten för alla åtta thrustrar.

För beräkningar se Appendix III. För steg ett används tio parallellkopplade $3 \times 240 \text{ mm}^2$ kablar som får en totalvikt på 15701 kg.

För steg två används 2 Parallellkopplade $3 \times 150 \text{ mm}^2$ kablar som får en totalvikt på 2762 kg.

Steg tre

Vikten för kabelmatningen från samlingskenan till thruster i Blue Drive System summeras till

$$M = (15701 + 2762) = 18463 \text{ kg}$$

och den totala vikten för alla 8 thrustrar blir då:

$$M = 18463 \cdot 8 = 148 \text{ ton.}$$

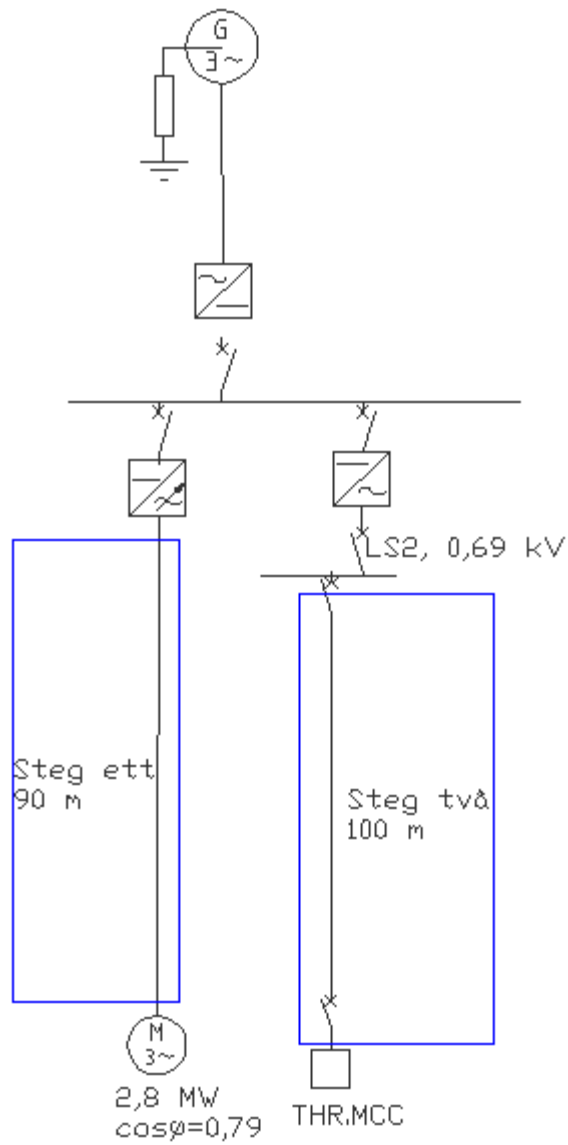


Fig. 9. Enlinjeschema för thrustermotorn och MCC i BDS. Beräkningarna kommer att ske i de två stegen som är markerade med blå rektanglar på bilden. Steg ett är mellan DC-ställverket och thrustormotorn och steg två är mellan lågspänningsställverket och MCC

4.2 Från DC- till lågspänningsställverk

Beräkningen mellan DC-ställverk och lågspänningsställverket kommer att delas upp i två delar. Första delen gäller då lågspänningsställverket är belagd i samma rum som DC-ställverket och den andra delen är då lågspänningsställverket inte är belagd i samma rum som DC-ställverket, se figur 10. I fallet då är två av lågspänningsskenorna är belagda i samma rum som DC skenorna kommer avståndet att uppskattas till 0 m, vilket leder till att vikten blir försumbar och beräkningarna kommer ej att göras.

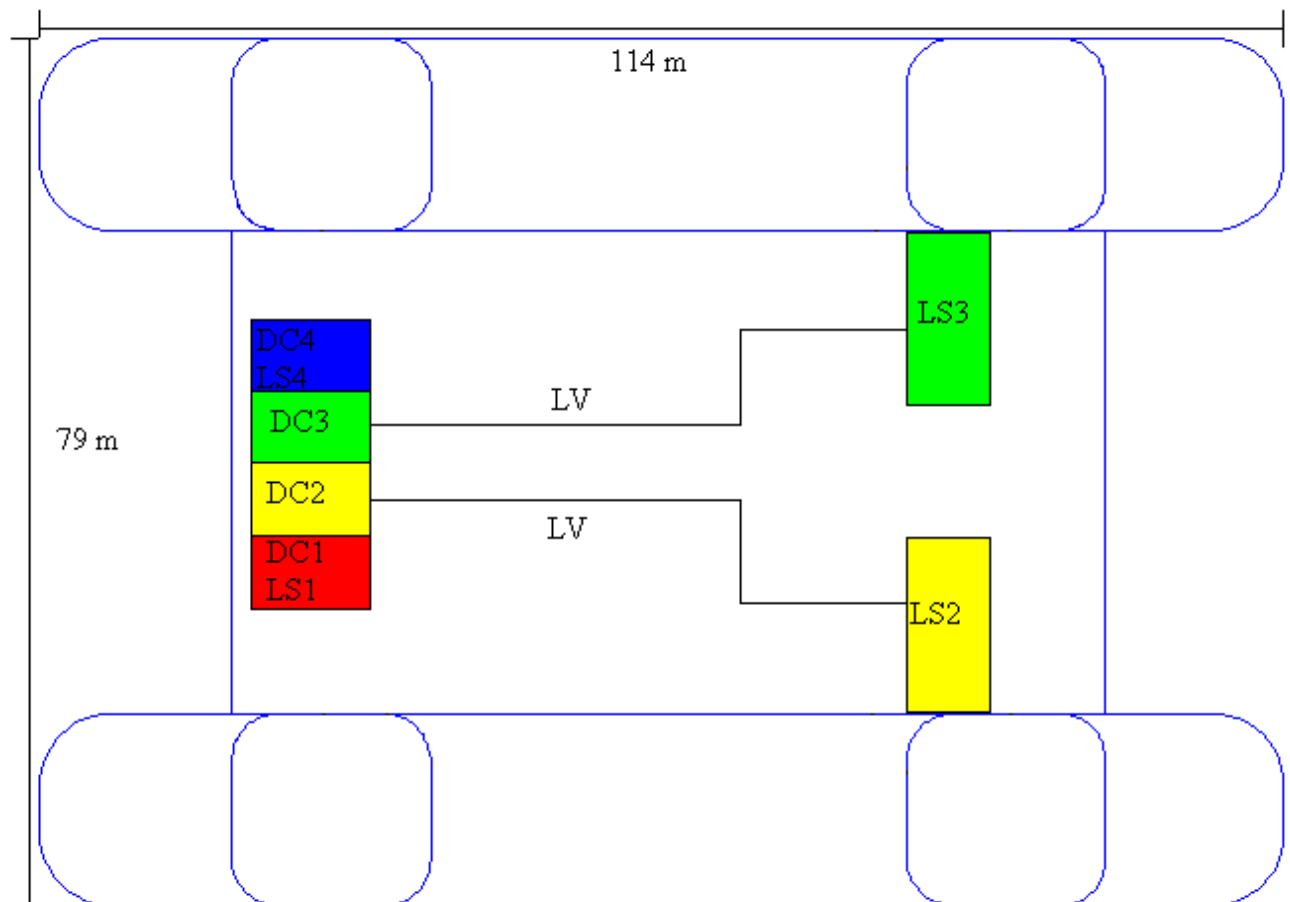


Fig. 10. Placering av DC- och lågspänningsställverken på den undersökta riggen och hur de är ihöppkopplade i Siemens Blue Drive System.

Steg två

För steg två då DC-skenan och lågspänningsskenan inte är belägna i samma rum är sträckan mellan dem 43 m, se figur 11, och effektfaktorn för den totala lasten har det approximerade värdet, $\cos \varphi = 0,8$ [3].

För beräkningar se Appendix IV. För steg två används 10 parallellkopplade $3 \times 240 \text{ mm}^2$ kablar som får en totalvikt på 7512.

Den totala vikten blir då,

$$M = 2 \cdot (7512 + 0) = 15 \text{ ton}$$

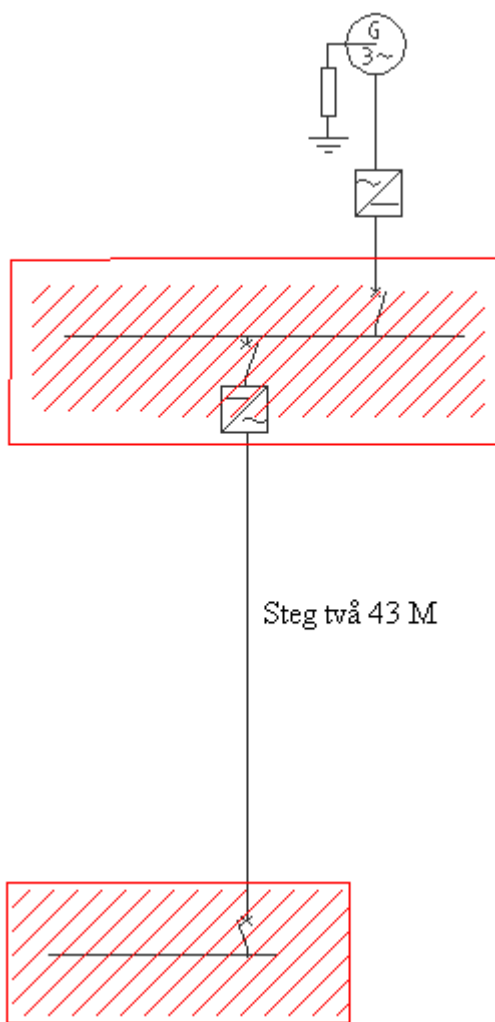


Fig. 11. Enlinjeschema från DC- till lågspänningsställverk då de inte är belagda i samma rum i BDS. Steg två har en längd som är 43 m.

4.3 Ringskenan

Ringskenan är också intressant att beräkna för att de är olika spänningsnivåer på skena i AC- och DC-systemen. I Figur 12 visas hur de 4 ställverken kopplas ihop via kablarna. Den genomsnittliga kabel längden mellan de fyra ställverken är 30 m och beräkningen utförs genom att det görs en beräkning för en sträcka och sedan multipliceras det med fyra för att få den totala vikten. För beräkningar se Appendix V. För att sammankoppla skenorna används 44 parallellkopplade $1 \times 630 \text{ mm}^2$ kablar och den totala vikten för 44 kablar blir 15378 kg. Den totala vikten för ringkopplingen blir då,

$$M = 4 \cdot 15378 = 62 \text{ ton.}$$

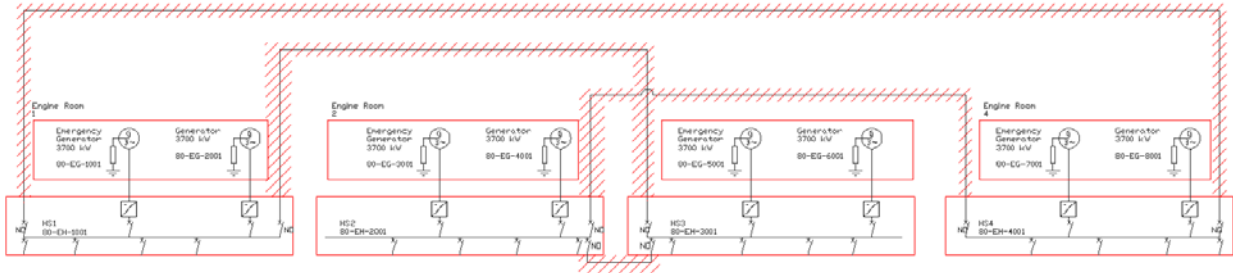


Fig. 12. De röstreckade delarna är de kablar som sammanfogar de fyra DC-skenorna för att bilda en ringskena för BDS

I detta fall kontrolleras att det approximativa värdet för anhopningskoefficienten, $K = 0,85$ är ett rimligt värde. De delkoefficienterna som kommer att tas hänsyn till är; temperaturen i omgivningen och förläggningssätt. Temperaturen i omgivningen har möjlighet att variera mellan $5 - 35^\circ\text{C}$ [11]. Vid temperatur 35°C ger det ett $K_1 = 1,10$ [10]. Det som gäller för delkoefficienten för anhopning är att kablarna är förlagda på kabelstege med fler än tre kablar per kabelstege och fler än två kabelstegar ovan varandra, vilket ger ett $K_2 = 0,71$ [7]. Den totala anhopningskoefficienten blir då

$$K = K_1 \cdot K_2 = 1,10 \cdot 0,71 = 0,781$$

som skiljer sig ifrån det värde som använts för beräkningar i denna rapport. Om $K = 0,781$ skulle ha använts istället för $K = 0,85$ som använts i detta kapitel så skulle antalet kablar som behövts bli 48 st istället för det nuvarande 44 st. Det ger en viktökning på 1398 kg, vilket är en ökning med 11 %.

5. Komponenter

Det sista som ska jämföras är de olika komponenter som ingår i de olika systemen.

5.1 Komponenter i GVAs standard system

De komponenter som ingår i GVAs standard system och skiljer sig från BDS är, fyra distributionstransformatorer som väger 7,5 ton vardera, åtta thrustertransformatorer som väger 4,7 ton vardera och fyra 11 kV ställverk som väger 12 ton vardera [6]. Den totala vikten för komponenterna i GVA standard system är 126,8 ton, se tabell 1.

Tabell 1. Komponenters vikt i GVA standard system [6].

	kg	antal	total (ton)
Thrustertransformator 4 MVA	7500	8	60
Distributions transformator 2,5 MVA	4700	4	18,8
11 kV Ställverk	12000	4	48
Total komponentvikt			127

5.2 Komponenter i Siemens Blue Drive System

De komponenter som skiljer sig i Siemens BDS är, åtta likriktare som väger 1500 kg vardera, fyra frekvensomriktare de väger 3000 kg vardera och fyra DC ställverk som väger 5000 kg vardera [6]. Den totala vikten för komponenterna i BDS är 44 ton, se tabell 2.

Tabell 2. Komponenters vikt i BDS.

	kg	antal	total (ton)
Likriktare	1500	8	12
Frekvensomformare	3000	4	12
DC ställverk	5000	4	20
Total komponentvikt			44

6. Kortslutningsberäkningar

Kortslutningsberäkningen görs i AC-systemet för att kontrollera att de valda kablarna även är dimensionerade för den kortslutningsström som kan uppstå. De två fall som kommer att studeras är vid kortslutning på högspänningsskenan, fall A, och vid kortslutning på lågspänningsskenan, fall B, se figur 13. I beräkningarna är lågspänningslasten utbytt mot en ekvivalent motor för att underlätta beräkningarna och thrustermotorerna ger inget bidrag på grund av frekvensomriktarna. Vid normal drift är ringskenan öppen vilket leder till att andra högspänningsskenor inte har en bidragande ström. På grund av att kabelimpedansen har försumrats i dessa beräkningar så täcker dessa beräkningar in de fel fall som kan inträffa, fel mellan thrustertransformatorn och thrusterfrekvensomriktaren bortses från samt fel mellan thrustertransformatorn och MCCn. Anledningen till varför en kortslutningsberäkning inte behöver göras på DC-systemet är för att VFD:na (Variabel Frekvens Drive) blockerar eventuella kortslutningsströmmar [12].

Komponentbasvärdena samt per unit reaktanserna för komponenterna som har använts i beräkningarna är:

De värdena som är för generatoren är; $S_g = 6144 \text{ kVA}$, $U = 11 \text{ kV}$ och $X_g = 16,1 \%$, värdena för transformatorn är; $S_t = 2500 \text{ kVA}$, $U = 11/0,69 \text{ kV}$ och $X_t = 7 \%$ och värdena för den ekvivalenta motorn är; $S_m = 2500 \text{ kVA}$, $U = 690 \text{ V}$ och $X_m = 7 \%$ [13].

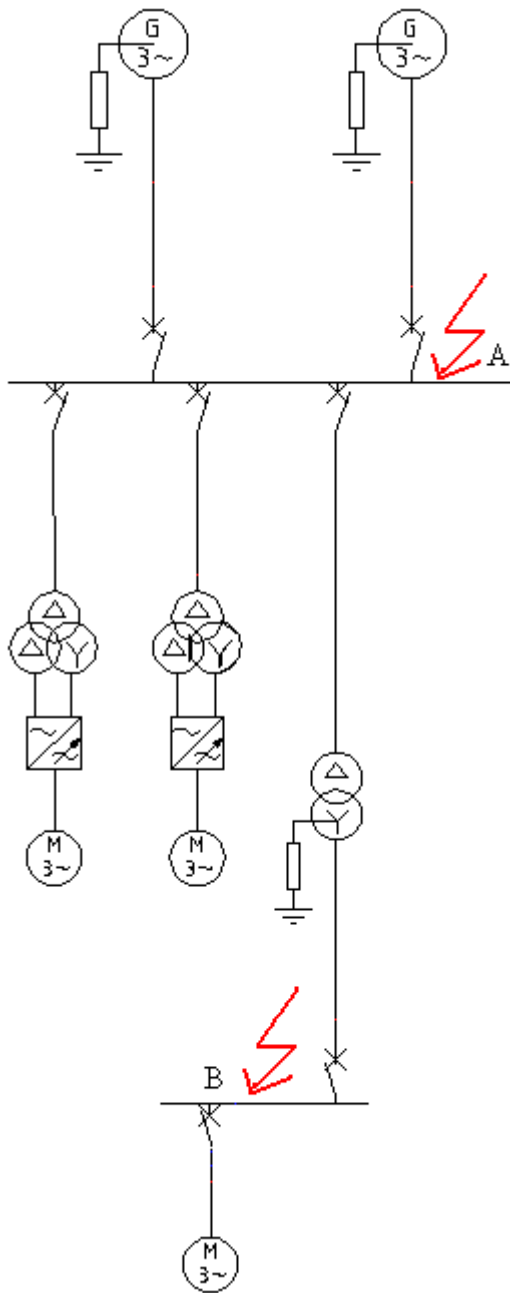


Fig. 13. En förenkling av GVAs Standard System för beräkning av kortslutningsströmmar i två fall A och B. Lågspänningslasten är utbytt mot en ekvivalent motor.

6.1 Kortslutning i punkt A

De bidragande komponenterna är de två parallella generatorerna parallellt med motorn som är i serie med transformatorn. Den skenbara effektbasen väljs till $S_B = 6144 \text{ kVA}$ och spänningbasen till $U = 11 \text{ kV}$, vilket ger en strömbas (10):

$$I_B = \frac{6144 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 322,5 \text{ A.}$$

Med (9) fås komponent reaktanserna till:

$$X_G = 16,1\% \cdot \frac{6144}{6144} = 0,161 \text{ p.u.}$$

$$X_T = 7\% \cdot \frac{6144}{2500} = 0,172 \text{ p.u.}$$

$$X_M = 15\% \cdot \frac{6144}{2500} = 0,369 \text{ p.u.}$$

I figur 14 visas den ekvivalenta krets som används för att beräkna kortslutningsströmen i punkt A, I_{k1} , samt bidraget från generatorerna, I_{kG} , och motorernas, I_{kM} .

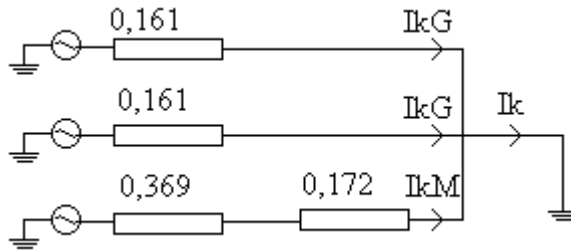


Fig. 14. Ekvivalent krets för att beräkna kortslutningsströmmen i punkt A samt bidraget från generatorerna och motorerna.

För bidraget från motorerna i lågspänningssystemet blir den totala reaktansen $0,369 + 0,172 = 0,541 \text{ p.u.}$, vilket ger en kortslutningsström enligt (11) på

$$I_{kM} = (0,541)^{-1} \cdot 322,5 = 596 \text{ A}$$

ifrån transformatorn. Vaddera generator bidrar med en kortslutningsström på

$$I_{kG} = (0,161)^{-1} \cdot 322,5 = 2 \text{ kA}$$

I figur 15 visas de olika strömbidragen. Den totala kortslutningsströmmen blir då 4,6 kA. Detta medför att ställverket måste vara dimensionerat för denna kortslutningsström. Kabeln som har valts mellan transformatorn och högspänningsskenan klarar en kortslutningsström på 9800 A [9] under en sekund. och i med det klarar den även kortslutningsströmmen som skapas i fall A. Kablarna som har valts mellan transformator och lågspänningsskenan klara en kortslutningsström på 33600 A [10] under en sekund och i med det klarar den även kortslutningsströmmen som skapas. Kablarna som har valts mellan högspänningsskena och thrustertransformatorn klarar en kortslutningsström på 21000 A [9] under en sekund och i med det klarar även den kortslutningsströmmen som skapas.

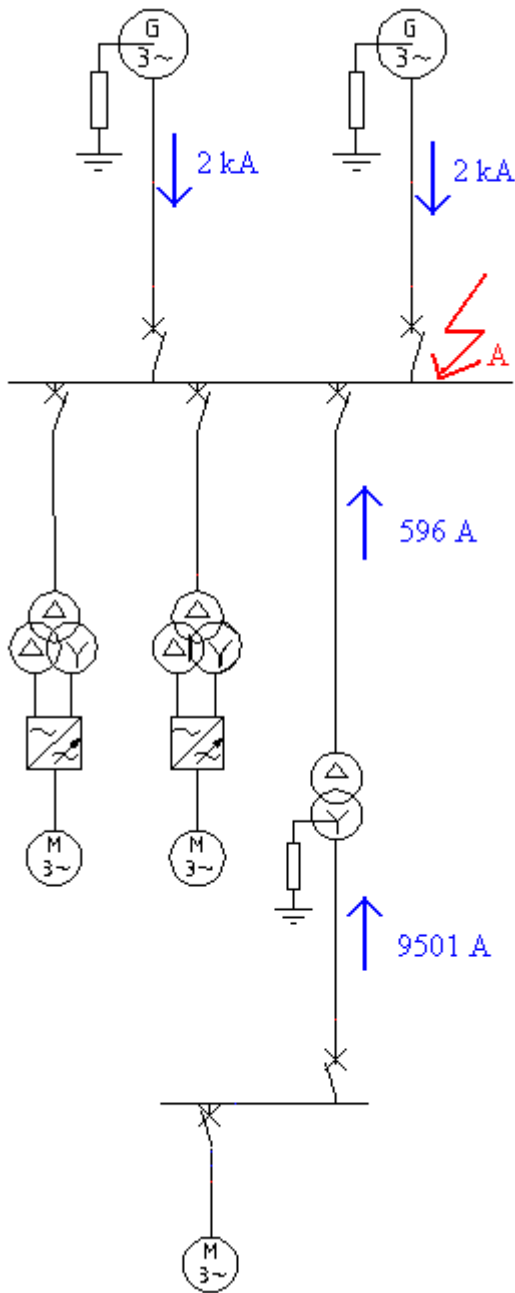


Fig. 15. De olika kortslutningsströmmarna vid kortslutning på lågspänningsskenan

6.2 Kortslutning i punkt B

För beräkningarna väljs den skenbara effekt basen till $S_B = 2500 \text{ kVA}$ och spänning-basen till $U = 690 \text{ V}$. Vilket ger en ström bas (10) på:

$$I_B = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 2091 \text{ A.}$$

Med (9) fås komponentreaktanserna till:

$$X_G = 16,1\% \cdot \frac{2500}{6144} = 0,066 \text{ p.u.}$$

$$X_T = 7\% \cdot \frac{2500}{2500} = 0,07 \text{ p.u.}$$

$$X_M = 15\% \cdot \frac{2500}{2500} = 0,15 \text{ p.u.}$$

I figur 16 visas den ekvivalenta krets som används för beräkning av kortslutningsströmmen och dess olika bidrag. I figuren ses att de bidragande komponenterna är de två generatorerna som är parallella och der efter i serie med transformatorn. Den delen är där efter parallell med motorn.

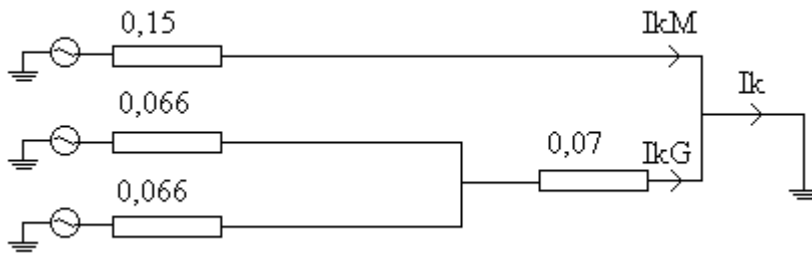


Fig. 16. ekvivalent krets för beräkning vid kortslutning på lågspänningsskenan

För bidraget från generatorerna blir den totala reaktansen

$$\frac{0,066}{2} + 0,07 = 0,103 \text{ p.u. vilket ger en kortslutningsström enligt (11) på}$$

$$I_{kG} = (0,103)^{-1} \cdot 2091 = 20,3 \text{ kA}$$

ifrån transformatorn. Lågspänningsskenan bidrar med en kortslutningsström på

$$I_{kM} = (0,15)^{-1} \cdot 2091 = 13,9 \text{ kA}$$

I figur 17 visas de olika strömbidragen. Den totala kortslutningsströmmen blir då 34,2 kA. Detta med för att ställverket måste vara dimensionerat för denna kortslutningsström. Kabeln som har valts mellan transformatorn och lågspänningsskenan klarar en kortslutningsström på 33600 A [10] under en sekund och i med det klarar den även kortslutningsströmmen som skapas i fall B och kabeln som valt mellan transformatorn och högspänningsskenan klarar en kortslutningsström på 9800 A [9] under en sekund och i med det klarar även den kortslutningsströmmen.

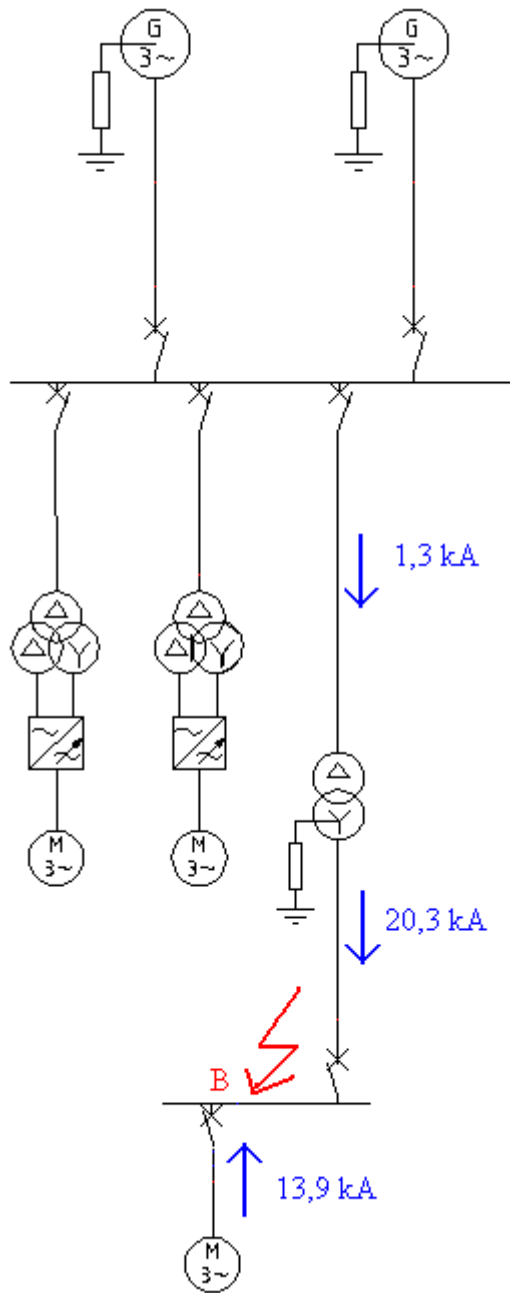


Fig 17. De olika kortslutningsströmmarna vid kortslutning på lågspänningsskenan.

7. Resultat

I tabell 3 listas vikterna för de olika beräknade stegen samt för komponenter för båda GVAs standard system och Siemens Blue Drive System. Resultatet för arbetet visar att Siemens Blue Drive System har en högre kabelvikt än GVAs standard system medan GVAs standard system har en högre komponentvikt än Siemens Blue Drive System, se tabell 4.

Tabell 3. Viktjämförelse mellan GVA standard system och BDS.

Från Högspänningsställverk till Thruster				
	GVAs Standard system		BDS	
	kg	ton	kg	ton
Steg ett	1264		15701	
Steg två	872		2762	
Steg tre	523			
Steg fyra	138			
	Σ 2797		18463	
Total vikt för 8st		22		148

Från Högspännings-/DC ställverk till Lågspänningsställverk				
	GVAs Standard system		BDS	
	kg	ton	kg	ton
Närmaste	3344		0	
Längst bort	2624		7512	
	Σ 5968		7512	
Total vikt för 4st	2	12	2	15

Vikten för ringkoppling				
	GVAs Standard system		BDS	
	kg	ton	kg	ton
Vikt	1797		15378	
Total vikt för 4st		7		62

Vikt för komponenter				
	GVAs Standard system		BDS	
		ton		ton
Total vikt		127		44

Tabell 4. Den slutliga viktjämförelsen mellan GVAs standard system och Blue Drive System

Total vikt för GVA standard system	ton
Från Högspänningsställverk till Thruster	22
Från Högspänningsställverk till Lågspänningsställverk	12
Vikten för ringkoppling	7
Vikt för komponenter	127
Total	168
Total vikt för BDS	
Från Högspänningsställverk till Thruster	148
Från DC-ställverk till Lågspänningsställverk	15
Vikten för ringkoppling	62
Vikt för komponenter	44
Total	269

8. Slutsatser och diskussion

Den totala vikten för GVAs standard system är 168 ton och den totala vikten för Siemens BDS är 269 ton. Det som ses i detta är att GVAs standard system har en totalvikt som är 101 ton mindre än Siemens BDS. Den största viktökningen för kabelvikten är i ringskenan, där vikten i Siemens BDS är ungefär 14 gånger större än GVAs standardlösning. Resultatet visar även att längden mellan DC ställverk och thrustrar har också en stor viktökning, den är ungefär 6 gånger större.

Även på komponentsidan är det stor skillnad, men i det fallet väger Siemens BDSs komponenter mindre än GVAs standard system. Vad gällande viktminskning så har Siemens BDS en jämn viktminskning över hela riggen på grund av att transformatorerna som är jämt placerade i GVAs standardlösning inte finns i Siemens BDS. Däremot är det svårt att veta var viktökningen sker på riggen på grund av att kabelvikten är utspridd.

Vad gäller utrymme är det svårt att jämföra. I Siemens BDS besparas det mycket utrymme tack vare att transformatorer inte används. Varje transformator upptar mycket plats och det designas för att transformatorerna skall ha ett eget rum. Men Siemens BDS kräver däremot mer utrymme för kablarna än GVAs standardlösning.

Denna rapport är beräknad med approximativa värden och leverantörsdata. Det gör att de beräknade värdena kan variera i jämförelse med de verkliga värdena för riggen. Detta är på grund av att en annan leverantör kan väljas än de som har bistått med data och att de approximativa värdena var för avvikande.

Som förslag till vidare arbete är jämförelse av den ekonomiska aspekten och att jämföra andra system som redan existerar eller är under forskning.

Referenser

- [1] Benny Lindström, GVA, 2013-03-18 – 2013-05-28
- [2] Tommy Lager, GVA, 2013-03-18 – 2013-05-28
- [3] Saied Abdollahpour, GVA, 2013-03-18 – 2013-05-28
- [4] Siemens Blue drive system. Hämtad från hemsidan:
[http://w3.siemens.dk/home/dk/dk/marine/Documents/BlueDrive PlusC Diesel Electric Propulsion System.pdf](http://w3.siemens.dk/home/dk/dk/marine/Documents/BlueDrive_PlusC_Diesel_Electric_Propulsion_System.pdf) Tillgänglig 13 Juni 2013
- [5] ABBs Onboard DC Grid. Hämtad från hemsidan:
[http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/b96a79ecc510a307c1257b64004fee16/\\$FILE/ABB Onboard+DC+Grid+flyer.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/b96a79ecc510a307c1257b64004fee16/$FILE/ABB_Onboard+DC+Grid+flyer.pdf)
Tillgänglig 13 Juni 2013
- [6] Jens Henning, Siemens, 2013-05-18
- [7] *Kraftkabel Handboken*, Ericsson Network Technologies AB
- [8] Jaap Daalder, Tuan A. Le, *Power System Analysis*, Chalmers University of Technology 2007
- [9] Draka, 11 kV kraftkabel.
[http://www.draka.no/draka/Countries/Draka_Norway/Languages/Norsk/Navigation/Produkter/Datablader/Offshore Topsidekabel/RFOU_6_10_12kV_e01.pdf](http://www.draka.no/draka/Countries/Draka_Norway/Languages/Norsk/Navigation/Produkter/Datablader/Offshore_Topsidekabel/RFOU_6_10_12kV_e01.pdf), (2013-04-15)
- [10] Draka, 0,69 kV kraftkabel.
[http://www.draka.no/draka/Countries/Draka_Norway/Languages/Norsk/Navigation/Produkter/Datablader/Offshore Topsidekabel/RFOU_06_1kV_e02.pdf](http://www.draka.no/draka/Countries/Draka_Norway/Languages/Norsk/Navigation/Produkter/Datablader/Offshore_Topsidekabel/RFOU_06_1kV_e02.pdf), (2013-04-15)
- [11] Stephan Hagerling, Konsult på GVA, 2013-06-04
- [12] Roland Wida, ABB, 2013-06-04
- [13] IEC 61363-1, CEI, 1998-02
- [14] Bertil Stenborg, *Elkraftsystem del 1 och 2*, gothia power 2008

Bilaga 1

Produktblad för thruster från Siemens.

SIEMENS

NR. 12834-1, Side. 2/2

Motor type	JNWA-710SD-05Z
Rated output P _N	2.800 kW
Rated voltage U _N	690 V (1 – winding system)
Insulation system	Form wound, 3 kV
Rated frequency f _N	48,2 Hz
Synchronous speed n _n	720 1/min
eta	97,1 %
Cos phi	0,79
Rated current	~ 3.060 Amp.
Number of poles	08
Speed range	0 ... 720 1/min, counter torque M = n ²
System responsibility	without
Exp-protection	n. a., safe area
Degree of protection	55
Type of construction	IMV10
Bearing type	Ball / roller, grease lubricated, NDE insulated
Cooling method	IC 81W, double tube fresh water cooler, tubes CUNI0Fø
Coolant temperature – fresh water K _r	38 °C
Main terminal boxes	1 off
Altitude above sea level	n. a.
Thermal class	F-class F
Shaft end	Cylindrical
Color	RAL 7030
Direction of rotation	Unidirectional
Measuring surface sound-pressure level	80 dB(A) at sinusoidal supply
Coating	J08 / N14 - 210µm / RAL...
Total weight	~ 9.500 kg
GA – drawing no.	M 34714 (typical only)
Extras:	
6 Pt100 winding	
One duplex Pt100 per bearing	
SPM nipples	
Leakage sensor	
Encoder	
PT100 in internal air circuit, cold and hot	
Anti-condensation heater 230V-60Hz	
Bearing insulation	
Auxil. terminal boxes 20-% spare terminals	
Cu bar earthing in main terminal box	
Stst screws and name plates	
Standards/specifications	DnV 45 degr. C, IEC and ISO.

Vi håper du finner tilbudet interessant, og sør frem til videre dialog. Vennligst kontakt oss hvis noe skulle være uklart eller ytterligere informasjon ønskes.

Mvh
Siemens AS
Sektor Industr
Divisjon Industry Automation & Drive Technologies

Finn Håkon Hansen

Appendix I.

Värdena härleds från kapitel 3.2

Från högspännings- till lågspänningsställverk

Beräkningarna för då högspännings- och lågspänningsställverket är placerat i samma rum, se figur 6.

Steg ett

För att beräkna strömmen till transformatorn används (1):

$$I = \frac{2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 131 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 131 / 0,85 = 154 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 70 \text{ mm}^2$ som har en belastningsförmåga på 169 A, diameter som är 58,5 mm och en vikt som är 6 kg/m [9]. För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{58,5}{600} = 10\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 10\% = 5 \text{ kg/m}$$

Sträckan mellan högspänningsskenan och transformatorn är 25 m, vilket gör att med (8) fås totalvikten för steg ett på

$$M = 25(6 + 5) = 275 \text{ kg.}$$

Steg två

För att beräkna strömmen från transformatorn används (1):

$$I = \frac{2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 2092 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 2092 / 0,85 = 2461 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 240 \text{ mm}^2$ som har en belastningsförmåga på 365 A, diameter som är 67,5 mm och en vikt som är 11,82 kg/m [10]. eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns belastningsförmåga måste fler kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5): $2461 / 365 \approx 7$ st

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{7 \cdot 67,5}{600} = 79\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 78,75\% = 40 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan högspänningsskenan och transformatorn är 25 m, vilket gör att med (8) fås totalvikten för steg två på

$$M = 25m(7 \cdot 11,82 + 40) = 3069 \text{ kg.}$$

Beräkningarna för då högspännings- och lågspänningsställverket inte är placerat i samma rum, se figur 7.

Steg tre

För att beräkna strömmen till transformatorn används (1):

$$I = \frac{2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 131 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 131 / 0,85 = 154 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 70 \text{ mm}^2$ som har en belastningsförmåga på 169 A, diameter som är 58,5 mm och en vikt som är 6 kg/m [9]. För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{58,5}{600} = 10\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 10\% = 5 \text{ kg/m}$$

Sträckan mellan högspänningsskenan och transformatorn är 60 m, vilket gör att med (8) fås totalvikt för steg tre på

$$M = 60 \cdot (6 + 5) = 660 \text{ kg.}$$

Steg fyra

För att beräkna strömmen till transformatorn används (1):

$$I = \frac{2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 2092 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 2092 / 0,85 = 2461 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 240 \text{ mm}^2$ som har en belastningsförmåga på 365 A, diameter som är 67,5 mm och en vikt som är 11,82 kg/m [10]. eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns belastningsförmåga måste fler kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$Antal = 2461 / 365 \approx 7 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{7 \cdot 67,5}{600} = 79\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 79\% = 40 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan högspänningsskenan och transformatorn är 16 m, vilket gör att med (8) fås totalvikt för steg fyra på

$$M = 16 \cdot (7 \cdot 11,82 + 40) = 1964 \text{ kg.}$$

Appendix II.

Värdena härleds från kapitel 3.3

Ringskenan

Beräkning för ringskenan i GVAs standard system, se figur 8.

För att beräkna strömmen mellan högspänningsskenorna används (3):

$$I_{GEN} = \frac{5,4 \cdot 10^6}{0,9 \cdot \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 315 \text{ A}$$

För att beräkna strömmen mellan två huvudskenor används ett approximativt värde för strömdimensionen, detta för att generatorerna kan, då det behövs, arbeta på 115 % under en kortare stund så då väljer GVA ha ett approximativt värde som är överdimensionerat:

$$I = 3 \cdot I_{Gen}$$

$$I = 3 \cdot 315 = 945 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 945 / 0,85 = 1112 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 240 \text{ mm}^2$ som har en belastningsförmåga på 365 A, diameter som är 79,5 mm och en vikt som är 13,3 kg/m [9]. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$Antal = 1112 / 365 \approx 3 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{3 \cdot 79,5}{600} = 40\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 40\% = 20 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan högspänningsskenorna är 30 m, vilket gör att med (8) fås totalvikt på

$$M = 30 \cdot (3 \cdot 13,3 + 20) = 1797 \text{ kg}$$

Appendix III.

Värdena härleds från kapitel 4.1

Från samlingssskenan till thruster

Beräkning från DC-samlingssskena till thruster, se figur 9

Steg ett

För att beräkna strömmen för sträckan från frekvensomvandlaren till thrustern används (3):

$$I = \frac{2,8 \cdot 10^6}{0,79 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 2966 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 2966 / 0,85 = 3489 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 240 \text{ mm}^2$, som har en belastningsförmåga på 365 A, en diameter som är 67,5 mm och en längd vikt som är 11,82 kg/m [10]. eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns belastningsförmåga måste fler kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$Antal = 3489 / 365 \approx 10 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{10 \cdot 67,5}{600} = 112,5\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 112,5\% = 56,25 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan frekvensomvandlaren och thrustern är i snitt 90 m, vilket gör att med (8) fås totalvikt för steg ett på

$$M = 90 \cdot (10 \cdot 11,82 + 56,25) = 15701 \text{ kg.}$$

Steg två

För att beräkna strömmen för sträckan från 0,69 kV samlingssskenan till MCC: n används (1):

$$I = \frac{500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 418 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 418 / 0,85 = 492 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna del är en $3 \times 150 \text{ mm}^2$, som har en belastningsförmåga på 272 A, en diameter som är 54 mm och en längd vikt 9,31 kg/m [10]. eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns belastningsförmåga måste fler kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$492 / 272 \approx 2 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{2 \cdot 54}{600} = 18\%$$

$$DelVikt = 50 \cdot 18\% = 9 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan 0,69 kV samlingskena och MCC: n är i snitt 100 m, vilket gör att med (8) fås totalvikt för steg två på

$$M = 100 \cdot (2 \cdot 9,31 + 9) = 2762 \text{ kg.}$$

Appendix IV.

Värdena härleds från kapitel 4.2

Från DC- till lågspänningsställverk

Beräkningarna för då DC- och lågspänningsställverket inte är placerat i samma rum, se figur 11.

För att beräkna strömmen för sträckan från DC samlingsskenan till lågspännings-samlings-skenan där även MCCna är placerade används (3):

$$I = \frac{\left(\frac{2}{0,8} + 0,5 + 0,5\right) \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 10^3} = 2929 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 2929 / 0,85 = 3446 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $3 \times 240 \text{ mm}^2$, som har en belastningsförmåga på 365 A, en diameter som är 67,5 mm och en längd vikt som är 11,82 kg/m [10]. eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns belastningsförmåga måste fler kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$\text{Antal} = 3938 / 365 \approx 10 \text{ st}$$

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{10 \cdot 67,5}{600} = 113\%$$

$$\text{Delvikt} = 50 * 113\% = 56,5 \text{ kg/m}$$

Vikten då lågspännings-skenan inte är i samma rum som DC-skenan blir då

$$M = 43 \cdot (10 \cdot 11,82 + 56,5) = 7512 \text{ kg.}$$

Appendix V.

Värdena härleds från kapitel 4.3

Ringskenan

Beräkning för ringskenan i BDS, se figur 12.

För att beräkna strömmen mellan högspänningsskenorna används:

$$I_{GEN} = \frac{P}{U}$$

$$I_{GEN} = \frac{5,4 \cdot 10^6}{0,976 \cdot 10^3} = 5533 \text{ A}$$

För att beräkna strömmen mellan två huvudskenor används ett approximativt värde för strömdimensionen. Detta för att generatorerna kan, då det behövs, arbeta på 115 % under en kortare stund så då väljer GVA ha ett approximativt värde som är överdimensionerat:

$$I = 3 \cdot I_{Gen}$$

$$I = 3 \cdot 5533 = 16599 \text{ A}$$

Anhoppningskoefficienten, $K = 0,85$ används för att beräkna fram ett jämförbart värde för strömmen enligt (4):

$$I_{Ztot} = 16599 / 0,85 = 19528 \text{ A}$$

Kabeln som valts för denna sträcka är en $1 \times 630 \text{ mm}^2$ som har en belastningsförmåga på 890 A för AC, diameter som är 48 mm och en vikt som är 7,65 kg/m [10]. Eftersom belastningsströmmen är högre än kabelns belastningsförmåga måste fler kablar parallellkopplas. För att beräkna hur många kablar som behövs för denna del används (5):

$$\text{Antal} = 19528 / 890 \approx 22 \text{ st}$$

men till skillnad från AC behöver DC dubbla antal ledare på grund av åter ledaren.

För att beräkna den motsvarande vikten för kabelstege i denna del av systemet används (6) och (7):

$$B = \frac{2 \cdot 22 \cdot 48}{600} = 352\%$$

$$\text{DelVikt} = 50 \cdot 352\% = 176 \text{ kg/m.}$$

Sträckan mellan högspänningsskenorna är 30 m, vilket gör att med (8) får en vikt som är,

$$M = 30 \cdot (2 \cdot 22 \cdot 7,65 + 176) = 15378 \text{ kg}$$