Handläggare
Bengt-Göran Nilsson
Tel +46 (0)10-505 59 18
Fax +46 (0)54-10 19 31
bengt-goran.nilsson@afconsult.com

Datum
2011-01-15

Uppdrag
401693

Energimarknadsinspektionen
Box 155
631 03 Eskilstuna
Attn: Willy Hallgren

Rapport nr 401693 – 001

Rev 1

Värdering av framtagna normvärdeslistor för Regionnätsanläggningar

ÅF-INDUSTRY AB
Elkraft

Bengt-Göran Nilsson

Staffan Thenander

Innehåll

1	SAMMANFATTNING	3
1.1	Verifiering av Rejlers normvärdeslistor	3
1.2	Fördjupad analys av normvärdeslistorna	4
2	INLEDNING	5
3	REDOVISNING ALLMÄNT	6
3.1	Granskning av Rejlers metod att arbeta fram	6
3.2	Redovisning av om framtagna normvärden är rimliga – höga eller låga	8
3.3	Verifieringslistan	14
4	FÖRDJUPAD ANALYS	16

Bilagor

1	Kostnadsberäkning Montageledare station 123 kV
2	Verifikat projektkostnad ny 130 kV station
3	Information - Lindbacka 400 kV
4	Information Stationsutveckling inomhusstationer

1 Sammanfattning

I vårt uppdrag ingick att till Energimarknadsinspektionen EI, kvalitetssäkra de normvärdeslistor för anläggningar över 24 kV som Rejlers Ingenjörer AB tagit fram åt Vattenfall Eldistribution AB under första kvartalet 2010.

För att kunna utföra detta arbete har vi förutom själva normlistorna tagit del av Rejlers "Metodbeskrivning vid framtagande av kostnadskatalog och Beskrivning av kostnadskatalog - Regionnätsanläggningar".

För att kunna analysera framtagna normpriser har vi även fått tillgång till nedanstående bilagor:

1. Budgetpriser Material
2. Beräknade kostnader
3. Underlag arbetskostnader
4. Underlag grundkostnader
5. A'priser stationer
6. A'priser ledningar
7. Verifikat projektkostnader

För att förstå hur EI resonerar om vad som är ett normvärde och vad som får/ska ingå i ett sådant värde, har vi även tagit del av de rapporter som finns på EI:s hemsida. Främst är det dokumenten EI R2010:07 – Värdering av elnätsföretagens kapitalbas i förhandsregleringen samt EI R2009:09 – Förhandsreglering av elnätsavgifter som studerats.

1.1 Verifiering av Rejlers normvärdeslistor

Kvalitetssäkringen av Rejlers normvärdeslista omfattades av tre delar.

- Att granska Rejlers metod att arbeta fram normvärden för anläggningar över 24 kV och ge svar på - ***är de antaganden som Rejlers gjort rimliga och gjorda på ett korrekt sätt.***

- Att utföra en översiktlig analys av de olika anläggningstyperna och för respektive anläggningskategori ange ***om kostnadsnivån ligger på en rimlig nivå, hög nivå eller låg nivå*** i jämförelse med ÅF:s uppfattning av ett nuanskaffningsvärde för motsvarande anläggningstyper.

  - Vi kan också välja att fylla i ***ej verifierad***, för de anläggningar vi bedömer att det saknas grund att uttala sig om.

- Att för varje anläggningstyp införa de kommentarer som framkommer under arbetet med verifieringen. Kommentarer införs i bifogad verifieringslista som modifierats att visa varje position i egen flik.

- I rapporten redovisas argument och underlag som visar i vilket avseende och varför ett värde skiljer sig väsentligt från Rejlers lista.

1.2 Fördjupad analys av normvärdeslistorna

För nedanstående punkter skall en fördjupad analys utföras:

1. Friledning trästolpar 72,5-82,5 kV (post L.3.1-L.3.5) och stålportal 72,5-84 kV (post L.4.1 – L.4.6). Särskilt ska kostnaden för konstruktionen för träportal och stålportal analyseras.

2. Friledning 36 kV, framförallt area 494 mm2 och större.

3. Markarbeten för jordkabel i tätort, kabelförläggning

4. Ställverksfack (12, 36 och 123 kV), framförallt
   - Frånskiljarfack (ledning och trafo)
   - Sammankopplingsfack frånskiljare

5. Transformatorer 36 samt 130 kV

6. Grundkostnad byggnad station

7. Station, verifiering mot ett verkligt referensprojekt där ingående komponenter plockas ut från Rejlers lista och summeras för att sedan jämföra med projektets totala kostnader

Det är upp till ÅF att bedöma hur en djupare analys ska genomföras för ovanstående poster. EI prioriterar kvalitet före kvantitet när det gäller ovanstående analyser. ÅF ska i första hand prioritera de områden där egen hög kompetens finns.

2 Inledning

Vårt arbete startade med att studera de dokument som EI framtagit för beräkning av Kapitalbasen hos Nätbolagen, för att förstå hur de tankar och idéer kring det nya sättet att bestämma nätbolagens kostnadsbas utformats.

Vi fortsatte sedan att läsa in och försöka förstå strukturen i de av Rejlers framtagna normvärdeslistorna för Stationer och Ledningar.

Vi kan konstatera att de framtagna normlistorna är mycket omfattande och vi insåg efter en tids studium av dessa, att vi skulle bli tvungna att gå djupare i materialet för att kunna ge svar på frågorna från EI, om framtagna priser är på en rimlig – hög eller låg nivå.

3 Redovisning allmänt

EI önskar löpande information under uppdragets gång, särskilt om en väsentlig kostnadsavvikelse har identifierats enligt ÅF:s uppfattning och jämfört med Rejlers listor. Vi ska överlämna en slutrapport där ovanstående frågeställningar besvaras och diskuteras samt en ifylld svarslista för kostnadsnivåerna.

Vi ska också bifoga sådant material som kan påvisa eller styrka de resultat som vi framför i rapporten. Det är viktigt att vi även beskriver hur vi har gått tillväga i de olika analyserna. Slutrapporten ska vara EI tillhanda senast den 15 december 2010.

3.1 Granskning av Rejlers metod att arbeta fram

Normvärdeslista Stationer
Vi har studerat hur Rejlers i sin metodbeskrivning byggt upp kostnadskatalogerna som sedan ligger till grund för de två normvärdeslistorna. Sättet att bygga upp strukturen i kostnadskatalogen kan naturligtvis göras på olika sätt. Vi ser dock inte att Rejlers har bortsett från några detaljer i hur "normala" Stationer respektive Ledningar är uppbyggda.

Vissa saker i normvärdeslistan bör ändras ex. att spänningsnivån där startar på 24 kV och inte på 12 kV samt att 52 kV nivån saknar ställverksportal.

Vi anser även att vald markyta på Liten och Stor station 15 000 m^2 inte passar in som normvärde utan är framtaget för att passa för större stationer. De flesta stationer ligger under 5000 m^2. Ett mer rättvisande normvärde torde vara 5000-7500 m^2. Då skulle troligen även en större mängd av Elnätbolagens mellanstora stationer falla inom normvärdet.

Förslagsvis används 5000 m^2 som normvärde på markytan och sedan framräknas ett a'-pris för 100 m^2 som då skall inkludera de bedömda grundkostnaderna för denna yta.

Vi har mätt ett antal stationer med hjälp av program på Internet och sett att det är de större stationerna som ligger på 15 000 – 20 000 m^2. De flesta stationer som vi mätt in ligger under 5000 m^2, se nedanstående bild.

Vi anser dock att markytorna för de högre spänningsnivåerna 245-420 kV är mer rättvisande (40 000 m^2). Även dessa stationer har stickprovsmässigt kontrollmätts i programmet.

Inmätning av stationer

Vi kan konstatera att i den ursprungliga normvärdeslistan är valda storlekar på ingående byggnader mer anpassade för större Elnätsbolag än de mindre dvs. de är inte att betrakta som normvärdesgivande.

I den omarbetade normvärdeslistan har byggnaderna brutits ut från grundkostnaden vilket är en riktigare värdering av stationerna.

Vi har sett i beräkningarna att a'-priset för byggnader sänks med 20% för byggnader 250 m^2 och större. Behöver detta anges någonstans? Detta gäller även för Prefabricerade byggnader med storlek 20 m^2.

Vi ser även ett behov av att ange vid vilken byggnadsstorlek (200 m^2) man går över till 2 st batterisystem 110 V LS. Detta anges lämpligen i beskrivningen till EI:s normvärdeslista.

Vi ser ett behov av att ha två stationstyper för spänningsnivån 36 kV, ***Inomhus*** och ***Utomhus***. Vi föreslår att spänningsnivå 12-36 kV anges som en Inomhusstation och att 52 kV nivån kompletteras till 36-52 kV och anges som utomhusstation.

Delar av grundkostnaden för Inomhusstationer 12-36 kV skall tas bort då stängsel, marklinenät, kabelkanaler samt stolpar med ytterbelysning inte ingår i denna typ av stationer.

Normvärdeslista Ledningar
Ledningskatalogen följer till stor del EBR- KLG2, men den är mer utförlig avseende spänningsnivåer och val av area.
Det man kan sakna i luftledningskatalogen är kostnadsvärden för stålstolpkonstruktion enkelstolpe, typ gitterstolpe. Denna stolpkonstruktion är mer frekvent idag eftersom markintrång och miljökonsekvenserna blir mindre. Normlistan bör kompletteras med denna konstruktionstyp.

När det gäller jordkabeldelen av katalogen så är det tätortsförläggning som analyserats och den överensstämmer med EBR- KLG2 till stor del. Avvikelser i kostnadsnivåerna är därför inte stora.

3.2 Redovisning av om framtagna normvärden är rimliga – höga eller låga

Allmänt
Normvärdeslistan för Stationer skall ange spänningsnivå 12-36 kV och inte som idag 24-36 kV.

Analogt med att normlistorna börjar med den lägsta spänningen anser vi att även framtagna enlinjescheman bör visa lägsta spänningen först.

Enlinjescheman för konventionella brytare och frånskiljande brytare har samma kod. Då kostnaderna på brytarna är olika måste det vara skillnad på koderna.

Framtagna enlinjeschema på ställverksfack saknar scheman för 12-24 och 36 kV.

Dessa behövs då man har tagit med kostnader för 2-brytarfack, utan att ange hur dessa är konfigurerade. Normala uppställningsvarianterna för 12-24 kV i Sverige är Front-Front eller Rygg-Rygg.

I Front-Front uppställning är sammanbindningen mellan fackraderna normalt utförda med så kallade Liflexförband (PEX-kablar). I Rygg-Rygg uppställningen sammanbinds facken via skenor i ryggen av skåpen.

Det framgår inte helt klart om kostnaden för dessa Liflexförband ingår i de framtagna kostnaderna för 2-brytarfack.

36 kV ställverk inomhus finns företrädesvis som enkelfack hos nätbolagen.

Stationer 12-36 kV (S.1.1.0 - S.1.2.3) bör kompletteras med texten "Inomhus" och stationer 52 kV kompletteras med 36-52 kV. Samtliga ställverk utomhus bör kompletteras med texten "Utomhus".

Ventilavledare finns inte inritade på några enlinjescheman. Vi har förutsatt att kostnader för dessa är medtagna i respektive ställverksfack i utomhus respektive GIS-ställverken.

I Rejlers beskrivning finns angivet att ventilavledare ingår i kostnaden för transformatorerna.

Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp på ytterligare en nivå för stationer 12-36 kV inomhus respektive 52-145 kV utomhus, då ställverksportal, marklinenät mm inte ingår för 12-36 kV nivån samt att markytan är mindre.

Rejlers behöver förklara vad man menar med montageledare. Vi är vana vid att en montageledare kommer ut till arbetsplatsen vid uppstart och informerar den ledande montören om vad som skall göras. Detta arbete kan vara i någon dag och sedan finns montageledaren tillgänglig för frågor mm på kontoret. Han deltar sedan vid kontakter med Beställaren då avstämning görs av arbetets gång.

Montageledningen efter den första genomgången sköts sedan av den ledande montören och denna förutsätter vi ingår i montagekostnaden.

Då vi anser att montagekostnaderna är rimliga är vår bedömning att den totala nivån på arbetskostnaden blir hög på grund av hög kostnad för montageledning. Ett djupare studium av frågan behöver utföras för att fastställa kostnadsnivån.

Vi har gjort stickprov på kostnaden för montageledaren och den varierar från 40-85% av montagekostnaden. Vi har även tagit fram en kostnadsberäkning av montageledaren på en komplett station 123 kV, se bilaga 1.

Markarbeten
Vi ser inte i Grundkostnaden för de olika stationstyperna över 52 kV var kostnaden för fundamenten till ingående ställverksportal finns.

Vi kan inte se några kostnader för sprängning och pålning i normvärdeslistan, men detta kan bero på att posterna är svåra att normvärdesberäkna.

Vi ser inte heller hur man tagit hänsyn till omflyttning av jordmassor och fyllnadsmassor samt transporterna av dessa. Speciellt gäller detta de stora Stamnätstationerna med en ansatt markyta på 40 000 m^2.

I många stationer är markförhållandena sådana att det ofta krävs att speciellt ytan under byggnad och utomhusställverk kräver endera sprängning eller pålning för att kunna användas.

Kostnaden för stängsel anser vi är för hög. Vid kontroll har vi fått priser som ligger på 30-40 % av angiven kostnad. Stängsel med undergrävningsskydd kostar normalt 3 gånger så mycket per meter som ett normalt stängsel.

Kostnaden för marklinenät inklusive utläggning verkar vara lågt. Priserna på koppar har varierat mycket under året så det kan möjligen förklara en del.

Byggnader

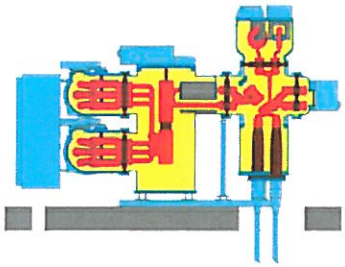
Byggnader för stationer av GIS-utförande från spänningsnivån 72.5 kV till 245 kV kräver en kabelvåning med full takhöjd (min 2,1 m enligt Boverkets regler), för att inkommande/utgående kablar skall kunna hanteras på ett bra sätt. Även takhöjden i övervåningen behöver vara högre beroende på att man måste kunna lyfta apparater ur tankarna rakt uppåt.

Byggnader för stationer av GIS-utförande för spänningsnivån 420 kV kräver en betydligt högre invändig höjd för att kunna hantera anslutningen mellan det gasisolerade ställverket och anslutande luftlinor. För ytterligare information se bifogad information - Lindbacka 400 kV enligt bilaga 3.

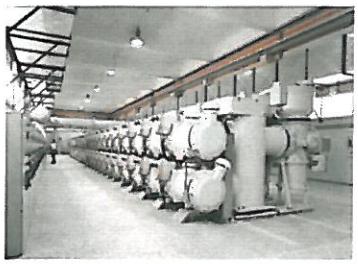
Ligger extrakostnaderna för de större byggnader som erfordras för GIS-stationer kvar i grundkostnaden?

Gas Insulated Switchgear of Type ELK-04
Modular, flexible System up to 170kV

ELK-04
- Cross section
- Double bus-bar bay up to 170kV, 50kA, 4000A



ELK-04
- Dubai
- 31 bays



- Completely three phase encapsulated
- Continuous further development since market launch in 1992
- Complete bay fits in Container
- Worldwide experience under many different conditions
- Already today integral part of hydro power plants and offshore wind farms
- Many features protected by patents

- **More than 14.000 bays in more than 70 countries successfully in operation**

ABB

Byggnader med konventionella utomhusapparater
Nätbolagen har ju även stationer med utomhusställverk placerade inomhus. Denna typ av stationer finns inte medtagna i normvärdeslistan.
ABB har namngett denna typ av stationer till Urban, Malte etc. Dessa stationstyper har ju funnits ett antal år men man kanske inte har ansett att frekvensen stationer är tillräckligt stor för att kunna normvärderas.

Nedan visas en bild på en station av typ Malte som Vattenfall använder sig av för 52 kV spänningsnivå, där man ser att inget stängsel erfordras runt stationen. Vi bifogar även en information om stationsutveckling av inomhusstationer från ABB, enligt bilaga 4.

Inomhusställverk vid Stora Sjöfallet

En transformatorstation, eller ställverk, innehåller dessutom en mängd mätnings-, kontroll-, styrnings- och säkerhetsutrustning. Ställverken övervakas kontinuerligt från en driftcentral, ofta på stort avstånd. Från driftcentralen kan man göra omkopplingar för att säkerställa kvaliten i leveranserna.

De flesta större ställverk är byggda utomhus, men antalet inomhusbyggda ökar. Ställverken blir allt mer kompakta och tar mindre plats. Vattenfall har utvecklat nya typer av modulbyggda inomhusstationer, som innebär att miljöpåverkan blir mindre och underhållskostnaderna minskar.

Splitter/Brand- och bullerskydd
Vid kontroll av kostnader för olika storlekar av dessa skyddsväggar i betong har vi inte kunnat komma fram till de a'-priser som anges. Detta gör att vi inte kunnat jämföra kostnaderna med de vi inhämtat från en leverantör.

Värme- och Belysningsinstallation
Vi kan inte se att några kostnader för detta är medtagna i normvärdeslistan för stationer. Möjligen kan kostnader ha lagts in under punkten VS-central.

Nödbelysning
Vi kan inte se att några kostnader för detta är medtagna i normvärdeslistan för stationer. Möjligen kan kostnader ha lagts in under punkten VS-central.

Brandlarm
Vi kan inte se att några kostnader för detta är medtagna i normvärdeslistan för stationer.

VS-central
Kostnaden för VS-centralen är alldeles för stor enligt vår bedömning. Ingår värme- och belysningsinstallation, nödbelysning och brandlarm i detta pris är kostnaderna mera rimliga.

Verifiering
Verifiering av ett verkligt projekt har utförts på en ny 130 kV station utan transformering, enligt bilaga 2. Verifieringen visar att totalkostnaden för projektet blir något låg enligt EI:s normvärdeslista.

Luftledningar
Vid "normala" spänningsnivåer och "normalt areaval" verkar kostnadskatalogen innehålla rimliga kostnadsnivåer medan nivåerna verkar höga vid mer "onormala spänningsnivåer" och grovt areaval. Kan eventuellt förklaras med att standardiserade anläggningar är mer kostnadseffektivt än "specialanläggningar". Rejlers påpekar också i sin kommentar problemet att kostnadssätta den typen av anläggningar eftersom det finns ett fåtal anläggningar som utförts på senare tid.

Fördjupad analys av friledning trästolpar 72,5-82,5 kV (post L.3.1-L.3.5) och stålportal 72,5-84 kV (post L.4.1 – L.4.6) har utförts.

Särskilt ska kostnaden för konstruktionen för träportal och stålportal analyseras. För friledning trästolpar 72,5-82,5 kV (post L.3.1-L.3.5) verkar kostnadsnivåerna vara rimliga jämfört med andra kalkylmodeller.
Däremot för stålportal 72,5-84 kV (post L.4.1 – L.4.6) är kostnadsnivåerna höga vid samma jämförelse. Avvikelsen är inte verifierad mot något verkligt projekt.

När man ser på kostnadsfördelningen avseende arbetskostnad uppmärksammas att montagekostnaden verkar låg. För att ta ställning till kostnaden för konstruktionen behövs ett bättre underlag avseende gränssnittet mellan projektering/konstruktion.
Timtiden avseende projektering och maskintid följer väl EBR- KLG2, medan tiden för montör avviker stort och är avsevärt mindre. Det verkar som Rejlers tagit tid/kostnad från montage till konstruktion, vilket bör utredas vidare.

På detta sätt kommer kostnaden för montage att bli för låg och kostnaden för konstruktion blir för hög. Jämförelse har gjorts med andra kalkyler.

Tidsfördelningen bör nog analyseras vidare med en analys även i övriga konstruktionsvarianter.

Friledning 36 kV, framförallt area 454 mm2 och större har analyserats djupare.
För areaval upp t.o.m. FeAl/Al 329 är kostnadsnivåerna rimliga jämfört med andra kalkylmodeller. Avvikelserna är mindre än 5 %.
För areaval FeAl/Al 454 & 593 verkar kostnadsnivån hög enligt samma jämförelse. Avvikelserna är ca 15 % högre än andra kalkylmodeller. Avvikelsen är inte verifierad mot något verkligt projekt.
BLL 241 har analyserats och där är kostnadsnivån rimlig. Avvikelsen är ca 2 %.

Linjefrånskiljare (ödemarksfrånskiljare) har också analyserats i samtliga spänningsnivåer och där kan man konstatera att kostnadsnivån verkar något hög jämfört med andra kalkylmodeller. Ca 45 % högre vid samtliga spänningsnivåer. Avvikelsen är inte verifierad mot något verkligt projekt.

I övrigt hänvisas till verifieringslistan.

Jordkabel
Tätortsförläggning inom samtliga spänningsnivåer har analyserats och kostnadsnivåerna överensstämmer med EBR- KLG2 till stor del.
Avviker gör däremot spänningsnivån 84 kV där kostnadsnivån är låg jämfört med andra kalkylmodeller.

Djupare analys avseende markarbeten för jordkabel i tätort har utförts.
Där har jämförelse skett med EBR- KLG2. Kostnadsnivåerna kan anses rimliga men vid tätortsförläggning kan kostnaderna variera mycket beroende på om man kan förlägga i "grönytor" eller väg och gatumark. Inom områden där personer ofta vistas gång- och cykelvägar, väg och gatumark fördyras förläggningen genom att stora krav ställs på allt från avstängningar vid arbetet till återställning efter utförande.

I övrigt hänvisas till verifieringslistan.

3.3 Verifieringslistan

I verifieringslistan anges de kommentarer och synpunkter som vi noterat för respektive position. Nedan anges endast de positioner där vi anser att en större förändring bör ske.

Grundkostnader Station Stor/Liten - 12-36 kV Inomhus
Då vi här pratar om stationer med inomhusställverk placerade i en byggnad erfordras normalt inte något staket, marklinenät, kabelkanaler och belysningsstolpar, behöver grundkostnaden sänkas med motsvarande kostnadsposter.
Denna stationstyp betecknas normalt fördelningsstationer och är ofta utan någon transformering. Ställverksportal ingår heller inte i framtagna grundkostnader.

Förslagsvis läggs Stor- och Liten Station Inomhus tillsammans under en lista.

Då transformering ingår monteras normalt staket runt transformator-fundamentet. Effektnivå på transformatorer är normalt i intervallet 4-16 MVA vilket gör att minsta storleken på transformatorfundament (6x8m) kan väljas.

Staketkostnaden runt fundamentet framräknas och denna kostnadspost skulle möjligen kunna lägga som ett tillägg i EI:s normvärdeslista för denna stationstyp.

Summa kostnader Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer 12-36 kV inomhus, då kostnadsposterna enligt ovan inte ingår.

Grundkostnader Station Stor/Liten - 36-52 kV Utomhus
Då stationer i spänningsnivån 36 och 52 kV utomhus, normalt har byggts för 52 kV har vi valt att lägga ihop dessa till en gemensam spänningsnivå. Ingående brytare har täckt in båda spänningarna t.ex. HLC 36-52/800.

Vi ser att Rejlers har valt att inte ta med någon ställverksportal för 52 kV nivån. Vi tolkar det som att denna stationstyp endast skall vara kabelansluten. Ställverksportal ingår inte i framtagen kostnad i EI:s normvärdeslista.

Vi anser dock att denna borde vara med då det finns en mängd stationer i landet med detta byggsätt. Både stålportal och träportal har använts på denna spänningsnivå.

Grundkostnader Station GIS
Montagekostnader för GIS-ställverk kan inte vara av samma storlek som för Utomhusställverk. Detta gäller från 36-52 kV upp till 245 kV.

Montagekostnaden för GIS-stationer för 420 kV kan vara för lågt räknat då facken inte är kabelanslutna utan inkopplade via luft/gas-genomföringar.
Vi har av tidsbrist inte kunnat kontrollera vad kostnaden borde vara.

Grundkostnader Utomhusstation 245-420 kV
Summa kostnad Arbete anser vi behöver ökas då man har använt motsvarande kostnad som för GIS-utförande.
Vi har av tidsbrist inte kunnat kontrollera vad kostnaden borde vara.

Grundkostnader Stamnätsstationer
Troligen för låga kostnader på montagedelen då man valt samma kostnadsnivåer som för GIS-stationer.

Grundkostnader Transformatorer - Generellt
Vi anser att man inte kan ha samma grundkostnad oberoende av transformatorstorlek. Detta gäller för spänningsnivå 24-145 kV och transformatorstorlek 4-120 MVA. Detta gäller även för spänningsnivån 245-420 kV och transformatorstorlek 20-750 MVA.

Nollpunktsbildare
Vi har kunnat verifiera kostnaderna på nollpunktsbildare.

Grundkostnader delsumma Arbete
Kostnaderna bör differentieras framförallt kod 410 i normvärdeslistan, då den har samma kostnad för Stor Station från 24 kV -420 kV.

4 Fördjupad analys

1. Se sidan 13 ovan.

2. Se sidan 14 ovan.

3. Se sidan 14 ovan.

4. Frånskiljarfack 12-36 kV kan inte ha samma kostnad som brytarfack då apparaten i sig är en "Dummy" dvs. en brytare där de rörliga kontakterna med strömavtagare mm ersatts med en cu-skena samt att inga reläskydd erfordras. Summa kostnad arbete minskar i motsvarande grad.

   För spänningsnivån 123 kV verkar kostnaderna vara rimliga.

5. Efter att vi fått ta del av bilaga 1 ser vi att något hänt med transformatorpriserna. Man har tydligen inte valt att använda de priser som finns i bilaga 1 och som vi tolkat är inhämtade från någon leverantör. Istället har man valt att på något sätt räknat fram priserna eller gjort bedömningar om de inhämtade priserna.

   För 36 kV transformatorer har man inga inhämtade priser från leverantör utan där har man efteråt lagt samman 24-36 kV nivån på något sätt.

6. Beträffande grundkostnaden för byggnader har ju viss omdisponering skett under vårt arbete. Vi har noterat en del synpunkter både i texten ovan och i bifogad verifieringslista.
   Vi har dock noterat att vid omflyttningen i normlistan där byggnader fick en egen kod, flyttades inte arbetskostnaden för byggnaden med. Detta gäller även den till byggnaden inlagda kontrollutrustningen

   Det är väl rimligt att arbetskostnaden skall ligga med byggnad och kontrollutrustning då vi annars inte har samma förfaringssätt i kalkyleringen som för övriga delar.

Grundkostnader Station Liten					(12) 24-36 kV - INOMHUS
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar

Grundkostnader Station Liten					(12) 24-36 kV - INOMHUS
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Spänningsnivån skall även inkludera 12 kV dvs. nivån blir 12 - 36 kV***
					Vi ser ett behov av att ha två stationstyper på denna nivå, Inomhus resp. Utomhus.
					12-24 kV ställverk är normalt placerade i en byggnad medan 36 kV ställverk byggs
					både som inomhus- och utomhusställverk. Utomhusvarianten läggs samman med
					52 kV spänningsnivå då ställverken normalt byggts för 36-52 kV. De brytare som
					tillverkats har beteckningen ex. HLC 36-52 kV
					Nätbolagen använder stationstypen för sina fördelningar inom i huvudsak 12-24 kV.
					Med uppbyggnaden av Vindkraften i Sverige har 36 kV spänningen fått förnyat intresse,
					vilket gör att vi troligen kommer att få se fler fördelningsstationer 36 kV framöver.
					Grundkostnaderna skiljer sig åt ganska markant åt Inomhus och Utomhus. Markytan
					är 1000m2 men den bearbetade ytan är i stort bara byggnadsytan. Staket, marklinenät
					kabelkanaler, belysningsstolpar utgår och arbetskostnaden minskas därmed.
					- Marklinenät utomhus erfordras ej och jordlinor följer normalt ink/utg kabelförband.
					- Skall stationen ha eget jordtag kan viss grävning för detta erfordras.
					- Kabelkanaler vanliga och körbara erfordras ej.

					- Belysningstolpar utgår och ersätts med ytterbelysning vid entredörrar
					- Summa kostnad Arbete (401-410), blir för stor för denna stationstyp.
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')
					Grundkostnaden för Liten station kan läggas samman med Stor station

Grundkostnader Station Stor					(12) 24-36 kV - INOMHUS
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Spänningsnivån skall även inkludera 12 kV dvs. nivån blir 12 - 36 kV***
					Vi ser ett behov av att ha två stationstyper på denna nivå, Inomhus resp. Utomhus.
					12-24 kV ställverk är normalt placerade i en byggnad medan 36 kV ställverk byggs
					både som inomhus- och utomhusställverk. Utomhusvarianten läggs samman med
					52 kV spänningsnivå då ställverken normalt byggts för 36-52 kV. De brytare som
					tillverkats har beteckningen ex. HLC 36-52 kV
					Nätbolagen använder stationstypen för sina fördelningar inom i huvudsak 12-24 kV.
					Med uppbyggnaden av Vindkraften i Sverige har 36 kV spänningen fått förnyat intresse,
					vilket gör att vi troligen kommer att få se fler fördelningsstationer 36 kV framöver.
					Grundkostnaderna skiljer sig åt ganska markant åt Inomhus och Utomhus. Markytan
					är 1000m2 men den bearbetade ytan är i stort bara byggnadsytan. Staket, marklinenät
					kabelkanaler, belysningsstolpar utgår och arbetskostnaden minskas därmed.
					- Marklinenät utomhus erfordras ej och jordlinor följer normalt ink/utg kabelförband.
					- Skall stationen ha eget jordtag kan viss grävning för detta erfordras.
					- Kabelkanaler vanliga och körbara erfordras ej.
					- Belysningstolpar utgår och ersätts med ytterbelysning vid entredörrar
					- Summa kostnad Arbete (401-410), blir för stor för denna stationstyp.

					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')
					Grundkostnaden för Stor station kan läggas samman med Liten station

Grundkostnader Station Liten					36-52 kV UTOMHUS
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Utomhusställverk 36 kV läggs samman med 52 kV nivån då ställverken normalt***
					byggts för 36-52 kV. De brytare som tillverkats har beteckningen ex. HLC 36-52 kV
					Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer
					36 - 52 kV respektive 72,5 - 145 kV
					Pris på ställverksportal inklusive arbete saknas för denna spänningsnivå
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')
					Markytan 15000 m är för stor och påverkar många delkostnader
					5000 m2 är en mer rimlig nivå på markyta som normvärde för utomhusstationer
					Den större ytan stämmer för de stora elnätbolagens större stationer

Grundkostnader Station Stor					36-52 kV UTOMHUS
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Utomhusställverk 36 kV läggs samman med 52 kV nivån då ställverken normalt***
					52 kV spänningsnivå då ställverken normalt byggts för 36-52 kV. De brytare som
					tillverkats har beteckningen ex. HLC 36-52 kV
					Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer
					36 - 52 kV respektive 72,5 - 145 kV
					Pris på ställverksportal inklusive arbete saknas för denna spänningsnivå
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')
					Markytan 15000 m är för stor och påverkar många delkostnader
					5000 m2 är en mer rimlig nivå på markyta som normvärde för utomhusstationer
					Den större ytan stämmer för de stora elnätbolagens större stationer

Grundkostnader Station Liten					72,5-145 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X 1)			***Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer***
					36 - 52 kV respektive 72,5 - 145 kV
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')
					1)
					Markytan 15000 m är för stor och påverkar många delkostnader
					5000 m2 är en mer rimlig nivå på markyta som normvärde för utomhusstationer
					Den större ytan stämmer för de stora elnätbolagens större stationer

Grundkostnader Station Stor					72,5-145 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X 1)			***Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer***
					36 - 52 kV respektive 72,5 - 145 kV
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')
					1)
					Markytan 15000 m är för stor och påverkar många delkostnader
					5000 m2 är en mer rimlig nivå på markyta som normvärde för utomhusstationer
					Den större ytan stämmer för de stora elnätbolagens större stationer

Grundkostnader Station GIS					(36)-52 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Vi har räknat med att 36-52 kV GIS-ställverk är utförda som "Fack"***
					Montagekostnaden för GIS kan inte vara lika som för motsvarande utomhusställverk
					Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer
					i GIS-utförande, då ställverksportal, marklinenät mm inte ingår samt att markytan
					är mindre vilket gör att staketkostnaden minskar mm.
					- Marklinenät utomhus erfordras ej och jordlinor följer normalt ink/utg kabelförband.
					- Skall stationen ha eget jordtag kan viss grävning för detta erfordras.
					- Kabelkanaler vanliga och körbara erfordras ej.
					- Belysningstolpar utgår och ersätts med ytterbelysning vid entredörrar
					- Summa kostnad Arbete (401-410), blir för stor för denna stationstyp.
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')

Grundkostnader Station GIS					72,5-82,5 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Byggnaden behöver vara utförd med källarvåning för att klara av att hantera ink/utg***
					kablar
					Montagekostnaden för GIS kan inte vara lika som för motsvarande utomhusställverk
					Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer
					i GIS-utförande, då ställverksportal, marklinenät mm inte ingår samt att markytan
					är mindre vilket gör att staketkostnaden minskar mm.
					- Marklinenät utomhus erfordras ej och jordlinor följer normalt ink/utg kabelförband.
					- Skall stationen ha eget jordtag kan viss grävning för detta erfordras.
					- Kabelkanaler vanliga och körbara erfordras ej.
					- Belysningstolpar utgår och ersätts med ytterbelysning vid entredörrar
					- Summa kostnad Arbete (401-410), blir för stor för denna stationstyp.
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')

Grundkostnader Station GIS					123-145 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Byggnaden behöver vara utförd med källarvåning för att klara av att hantera ink/utg***
					kablar
					Montagekostnaden för GIS kan inte vara lika som för motsvarande utomhusställverk
					Summa kostnad Arbete anser vi behöver delas upp i ytterligare en nivå för stationer
					i GIS-utförande, då ställverksportal, marklinenät mm inte ingår samt att markytan
					är mindre vilket gör att staketkostnaden minskar mm.
					- Marklinenät utomhus erfordras ej och jordlinor följer normalt ink/utg kabelförband.
					- Skall stationen ha eget jordtag kan viss grävning för detta erfordras.
					- Kabelkanaler vanliga och körbara erfordras ej.
					- Belysningstolpar utgår och ersätts med ytterbelysning vid entredörrar
					- Summa kostnad Arbete (401-410), blir för stor för denna stationstyp.
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (150')

Grundkostnader Station GIS					245-420 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Byggnaden för 245 kV behöver vara utförd med källarvåning för att klara av att hantera***
					ink/utg kablar
					Byggnaden för 420 kV behöver vara utförd med dubbla höjden för att klara av att
					hantera inkommande genomföringar av luftutförande
					Montagekostnaden för GIS kan inte vara lika som för motsvarande utomhusställverk
					då ställverksportal, marklinenät mm inte ingår samt att markytan är mindre vilket
					gör att staketkostnaden minskar mm.
					Vi har av tidsbrist inte kunnat kontrollera om SVK kräver högre intrångsskydd på
					dessa stationer, dvs. att pallisadstängsel skall ingå.
					Då a´-prislistan inte anger kabelavslut för spänningsnivå 420 kV har vi tolkat att
					genomföringar i luft använts för GIS-ställverken.
					- Marklinenät utomhus erfordras inte i samma utsträckning som för utomhusställverk
					- Kabelkanaler vanliga och körbara erfordras troligen inte för 420 kV spänningsnivå.

					- Summa kostnad Arbete (401-410), är lika som för Stamnätstation 245-420 kV
					detta verkar inte rimligt. Vi har av tidsbrist inte kunnat kontrollera vad kostnaden
					borde vara.
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (510')
					Då vi inte kunnat kontrollera kostnadernas riktighet har vi valt att sätt kostnaderna som
					Rimliga även om vi ser att vissa kostnader inte stämmer

Grundkostnader					Stamnätstation 245-420 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***- Summa kostnad Arbete (401-410), är lika som för GIS 245-420 kV***
					detta verkar inte rimligt. Vi har av tidsbrist inte kunnat kontrollera vad kostnaden
					borde vara.
					Kostnad för VS-central är för hög. Vi har inte kunnat fastställa vad som ingår
					i kostnaden (510')
					Då vi inte kunnat kontrollera kostnadernas riktighet har vi valt att sätt kostnaderna
					som Rimliga även om vi ser att vissa kostnader inte stämmer

Grundkostnader					Byggnader
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Behöver det anges i normlistan att man tar med kostnad för dubbelt batterisystem***
					vid byggnader 200 m2 och större
					Behöver det anges att kostnaden för byggnader sänks med 20% för byggnader
					250 m2 och större
					Ingående kostnader för kontrollutrustning blir troligen för hög för de små
					byggnaderna på 20-50 m2

Tilläggskostnader					Splitterskydd-/Brand-/Bullerskydd
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Vid vår beräkning av kostnaden för dessa tillägg har vi inte kunnat räkna fram de***
					merpriser som anges i a´-prislista. Detta gör att vi inte kunnat jämföra med de
					kostnader vi tagit in från en leverantör

Kostnader					Transformatorer 24-145 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Det är inte rimligt att ha samma grundkostnad oberoende av transformatorstorlek***
					4-120 MVA
					Vi har inte hunnit analysera vid vilken storlek på transformator som den framtagna
					kostnaden gäller.

Kostnader					Transformatorer 245-420 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Det är inte rimligt att ha samma grundkostnad oberoende av transformatorstorlek***
					20-750 MVA
					Vi har inte hunnit analysera vid vilken storlek på transformator som den framtagna
					kostnaden gäller.

Kostnader					Nollpunktsbildare
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	x				

Kostnader					Ställverksfack 12-36 kV Inomhus
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Enlinjescheman saknas så vi kan inte se hur bestyckninge av 2-brytarfacken är***
					vald. Alternativa uppställningar av 2-brytarställverk inomhus är normalt
					Front-Front eller Rygg-Rygg
					Vid Front-Frontuppställning utförs sammankopplingen mellan de två fackraderna
					med Liflexförband (PEX-kablar). Vi har tagit fram budgetkostnader för Liflexförbanden
					enligt separat flik
					Då de större nätbolagen har ett stort antal ställverksfack 12-36 kV är det av vikt att
					beräknad fackkostnad är så "rätt" som möjligt då ett fel på 10 000 kr per fack ger en
					differens på + - 10 Mkr vid 1000 fack
					Summa arbetskostnad exklusive montage kan inte dubbleras vid 2-brytarfack
					Kostnaden för frånskiljarfack kan inte vara lika som brytarfack, då frånskiljaren är
					utförd som en "Dummy" av brytaren och blir billigare. Dessutom erfordas inget
					reläskydd.
					Sektioneringsfack består idag normalt av 2 st fack som är hopkopplade. Därav den
					högre kostnaden. Frånskiljarfack/sektioneringsfack utan brytare skall vara billigare
					än för fack med brytare

Kostnader					Ställverksfack (36)52-82,5 kV Utomhus
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Summa arbetskostnad exklusive montage kan inte dubbleras vid 2-brytarfack***
					Marklinenät schakt är tillagt i kostnaden. Denna post är ju medtagen i
					grundkostnaden

Kostnader					Ställverksfack 123-145 kV Utomhus
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Summa arbetskostnad exklusive montage kan inte dubbleras vid 2-brytarfack***
					Marklinenät schakt är tillagt i kostnaden. Denna post är ju medtagen i
					grundkostnaden

Kostnader					Ställverksfack 245 kV Utomhus
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Summa arbetskostnad exklusive montage kan inte dubbleras vid 2-brytarfack***
					Marklinenät schakt är tillagt i kostnaden. Denna post är ju medtagen i
					grundkostnaden

Kostnader					Reservkraftaggregat
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Med den nyligen framtagna Tekniska specifikationen frånSVK är vår bedömning att***
					priserna är rimliga och riktiga.
					Vissa tekniska delar som ingår kan troligen kostnadsreduceras men erfarenheterna
					av de aggregat där detta gjorts är att de inte fungerar på avsett sätt och i hela Sverige.

Grundkostnader Station Liten					(12) 24-36 kV - INOMHUS
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar

Friledning 36 kV					Luftledning trästolpar enkel
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X	X			***Vid area FeAl/Al 99 - FeAl/Al 329 är kostnadsnivån rimlig, medan vid area FeAl/Al 454***
					och FeAl/Al 593 är kostnadsnivån hög.
					BLL 241 är kostnadsnivån rimlig.

Friledning 52 kV					Luftledning trästolpar enkel och portal
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X	X			***Vid area FeAl/Al 329 - FeAl/Al 593 är kostnadsnivån rimlig, medan vid area FeAl/Al 772,***
					FeAl/Al 910 och FeAl/Al 2x593 är kostnadsnivån hög.
					BLL 241 är kostnadsnivån rimlig.

Friledning 72,5 - 84 kV					Luftledning trästolpar portal och stålstolpar portal
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X	X			***Vid trästolpar portal och samtliga areaval är kostnadsnivån rimlig, medan vid stål-***
					stolpar och samtliga areaval är kostnadsnivån något hög.
					Jämför man däremot med stålstolpar portal och spänningsnivån 145 kV är kostnads-
					nivån rimlig. Denna jämförelse är nog mer rättvisande.

Friledning 123 - 170 kV					Luftledning trästolpar portal och stålstolpar portal
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Kostnadsnivån vid båda alternativen och samtliga areaval är fullt rimlig.***

Friledning 245 kV					Luftledning trästolpar portal och stålstolpar portal
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Spänningsnivån är utanför min erfarenhetsbas men jag har hämtat in uppgifter som***
					visar att kostnadsnivån vid båda alternativen och samtliga areaval är fullt rimlig.

Ödemarksfrånskiljare					36 - 245 kV
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
		X			***Ödemarksfrånskiljare är utanför min erfarenhetsbas men jag har hämtat in uppgifter***
					som visar att kostnadsnivån vid samtliga areaval och spänningsnivåer är hög.

Jordkabel 36 kV					Jordkabel tätort
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Vid samtliga areaval är kostnadsnivån rimlig.***

Jordkabel 52 kV					Jordkabel tätort
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Vid samtliga areaval är kostnadsnivån rimlig.***

Jordkabel 72,5 kV					Jordkabel tätort
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Vid samtliga areaval är kostnadsnivån rimlig.***

Jordkabel 84 kV					Jordkabel tätort
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
			X		***Vid samtliga areaval är kostnadsnivån låg.***

Jordkabel 123 kV					Jordkabel tätort
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Vid samtliga areaval är kostnadsnivån rimlig.***

Jordkabel 145 kV					Jordkabel tätort
Rejlers Kostnadskatalog 2010	Rimlig Nivå	Hög Nivå	Låg Nivå	Granskning saknas	Konsultens Kommentar
	X				***Vid samtliga areaval är kostnadsnivån rimlig.***

Projektnamn:	OT94 Kleven ny 130 kV station utan transformering	Verifikat Nr: 1

Projektbeskrivning:

Ny station med 130 kV utomhusställverk med frånskiljande brytare, bestående av 3 st linjefack och 2 st kabelfack, ny manöverbyggnad med kontrollutrustning 1 st Isolertransformator och 1 st 50 kVA reservkraftaggregat.

Leveransomfattning:

Stationen placeras på ny mark, ställverksområder kräver skogsavverkning samt markplanering.
Viss sprängning ingår i totalpriset. Ingående staket har undergrävningsskydd
130 kV ställverket består av 1 st inkommande linje, 1 st utgående linje samt 2 st utgående linjefack med kabelanslutning
Inkommande portal är förberedd för ytterligare 1 st linje och brytarfacket är komplett för denna framtida linjen.
Ny manöverbyggnad ca 100 m2 med kontrollutrustning.
Stationen har dubbelt batterisystem 110 V LS, växelriktare, störningsskrivare FPS-utrustningar och avställningsenheter.
Skarvar på befintlig OPTO-kabel har ingått då befinlig 130 kV linje kapades.

Jämförelse projektkostnad - kostnad enligt kostnadskatalogen:

Post	Benämning	Mängd	Summa
R-NR-SG-4-5	Grundkostnad station Liten 145 kV	1 st	2 370 450
R-NR-B-4-1	Byggnad 100 m2	1 st	2 660 000
R-NR-SF-7-5	Linjefack	5 st	11 188 750
R-NR-RK-1-2	Reservaggregar 50 kVA	1 st	542 000
R-NR-LL-9-2	Skarv OPTO	2 st	120 000
Totalsumma enligt kostnadskatalogen			**16 881 200**

Avgående
Ställverksområdet är 2000 m2, 15000m2 i grundkostnad
Stängsel 153 m med undergrävningsskydd

	Tillkommande		
a´-pris-18	Ställverksportal a´400 000 kr/st	0,5 st	200 000
a´-pris-92	Dubblerade reläskydd REL 670 a´110 000 kr/st	4 st	440 000
a´-pris-Bil 1	Ventilavledare 145 kV a´15 000 kr/st	15 st	225 000
a´-pris-116	Dubbelt batterisystem 110 V LS	1 st	250 000
	Isolertransformator	0,5	50 000
Totalsumma tillkommande			**1 165 000**
Totalsumma projekt			**20 000 000**
Totalsumma enligt kostnadskatalogen / totalsumma projekt			**-10%**

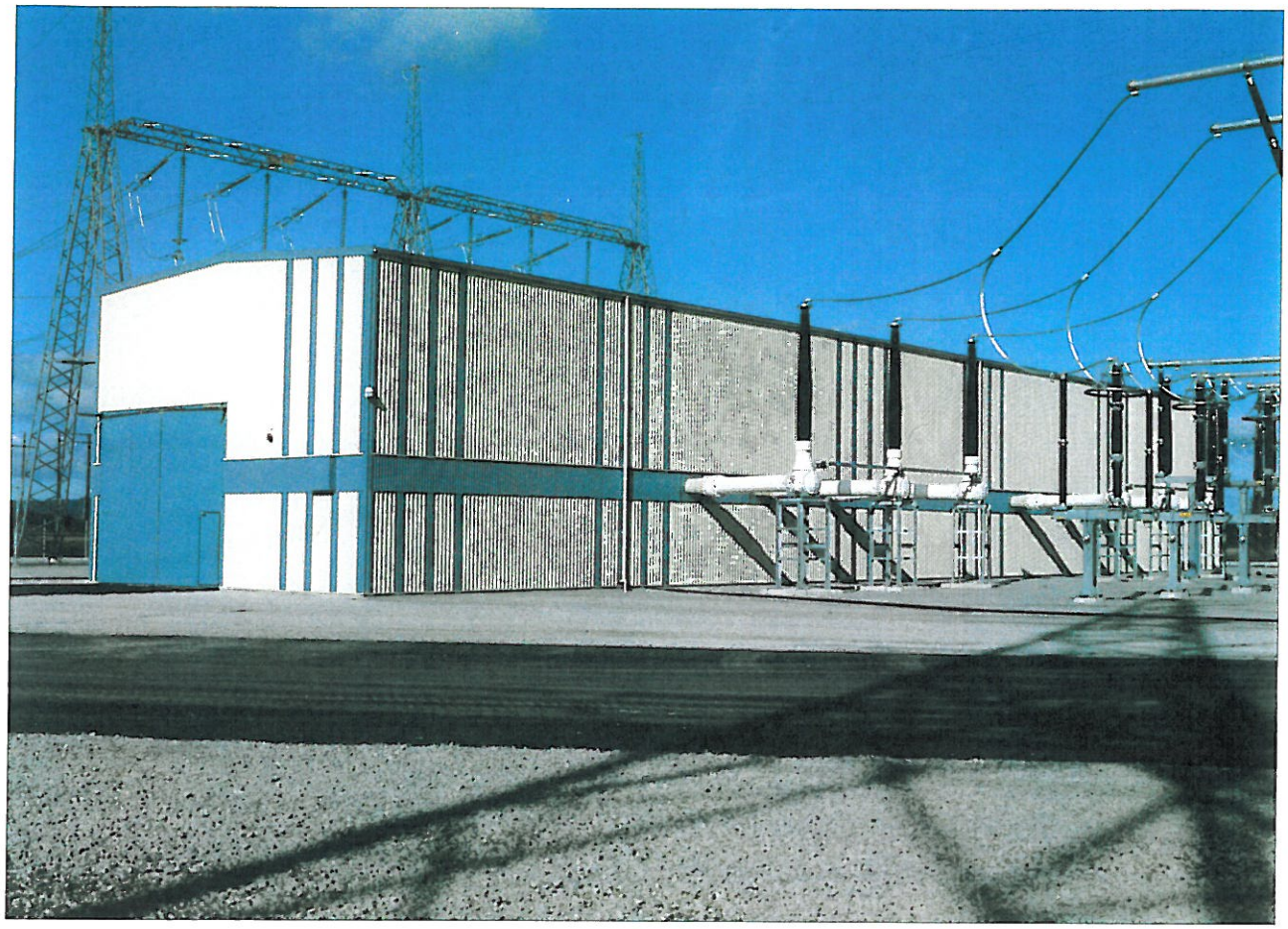
KOSTNAD MONTAGE OCH MONTAGLEDNING

Stor station 5 fack 123kV + 20 fack 20kV + 2st. Trafo 40MVA

Punkt	Anläggnimngsdel	Spännings-	Kommentar	Antal	Kostnad Montage		Kostnad Montageledning	
		nivå			a`pris	Summa	a`pris	Summa
S.1.0.9	Grundkostnad Stor station	123-145 kV	Stationen innehåller byggnad 200 m^2 och mark 15000m^2	1	188500	188500	97500	97500
S.4.7.1	Frånskiljarfack ledning	123kV		2	195000	390000	112000	224000
S.4.7.8	1 brytarfack Trafo	123kV		2	227000	454000	90000	180000
S.4.7.15	Sammankopplingsfack frånskilja	123kV		1	227500	227500	75000	75000
S.2.4.5	Trafo 40MVA 123/24kV	123kV		2	276250	552000	127500	255000
S.4.2.3	1 brytarfack ledning	24kV		20	19500	390000	7500	150000
S.4.2.4	1 brytarfack Trafo	24kV		2	19500	39000	7500	15000
			SUMMA		1153250	**2241000**	517000	**996500**

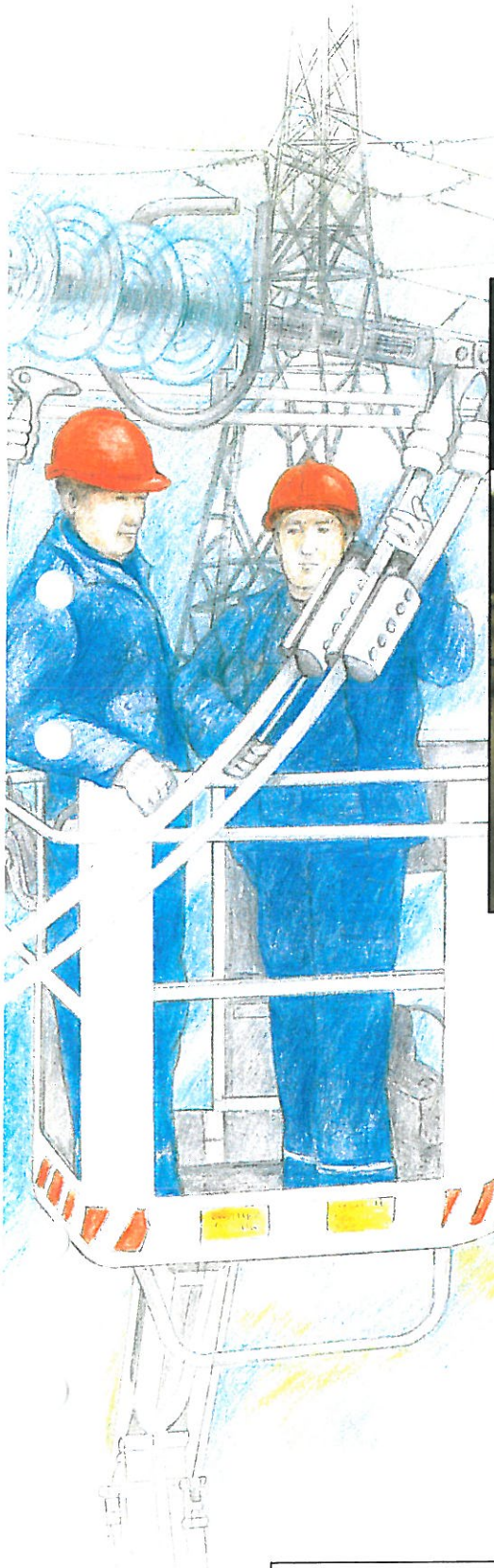
Kostnad för montageledning är 44% av montagekostnaden

Montageledning 996500kr a´ 750kr/tim = 1329 tim = 33veckor



LINDBACKA 400 kV

ett samprojekt mellan
Gullspångs Kraft och Svenska Kraftnät AB



400 kV i Lindbacka

I början av juli 1992 togs den nya 400 kV stationen väster om Örebro i drift. Transformeringen 400/130 kV är därmed regionens starkaste inmatningspunkt från stamnätet. Transformatorn på 500 (750) MVA klarar elförsörjningen långt in på 2000-talet.

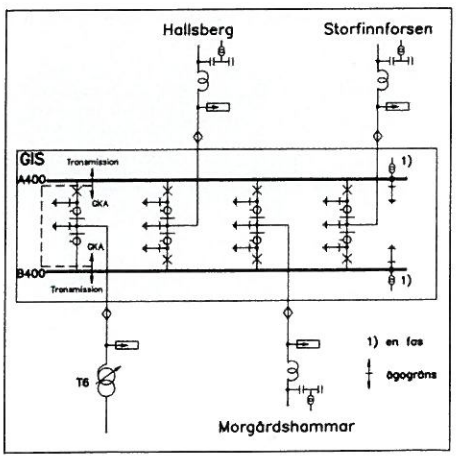
GIS påminner för den oinitierade mer om en processutrustning än ett ställverk.
Förutom tusentals fabriksmonterade bultar har ca 12 000 bultar monterats och kontrolldragits för hand vid monteringen.

GIS

GIS – det gasisolerade ställverket ELK3 – är ABBs i Schweiz första leverans till Sverige. Det består av tre ledningsfack och ett transformatorfack som är anslutna till en A- och en B-skena. Det reducerade tvåbrytarsystemet ger hög driftsäkerhet och goda kopplingsmöjligheter.

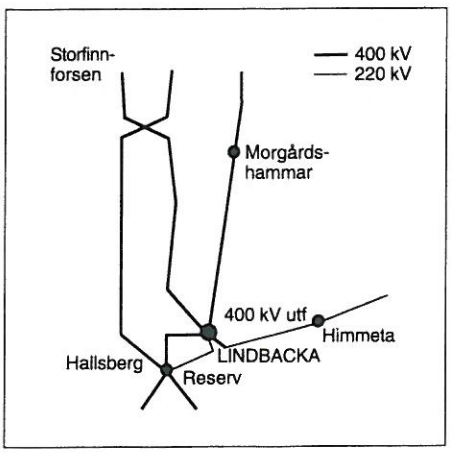
Tack vare isolationen med SF_6-gas med ett nominellt tryck av 0,42 MPa – förutom brytarkapslingens tryck som är 0,70 MPa – har fasavståndet kunnat minskas från 5,5 m till endast 1,6 m.

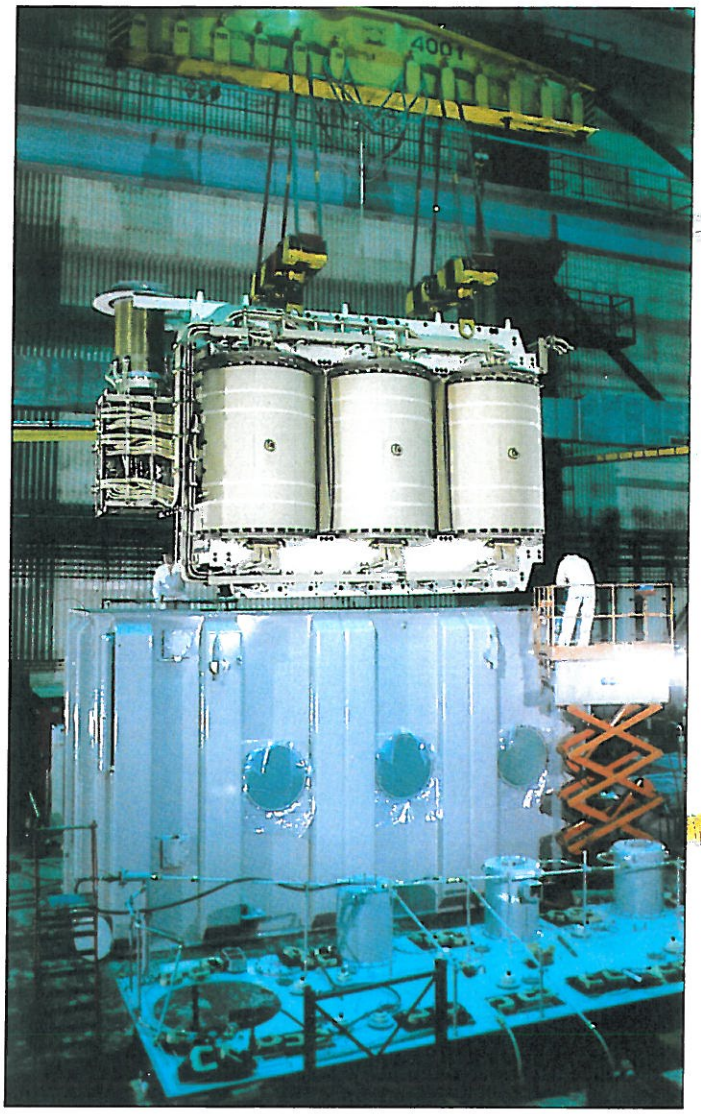
Valet av GIS i stället för öppet utförande är föranlett av satsningen på den senaste utrymmessnåla och mindre underhållskrävande tekniken. Dessutom uppnås en god arbetsmiljö.



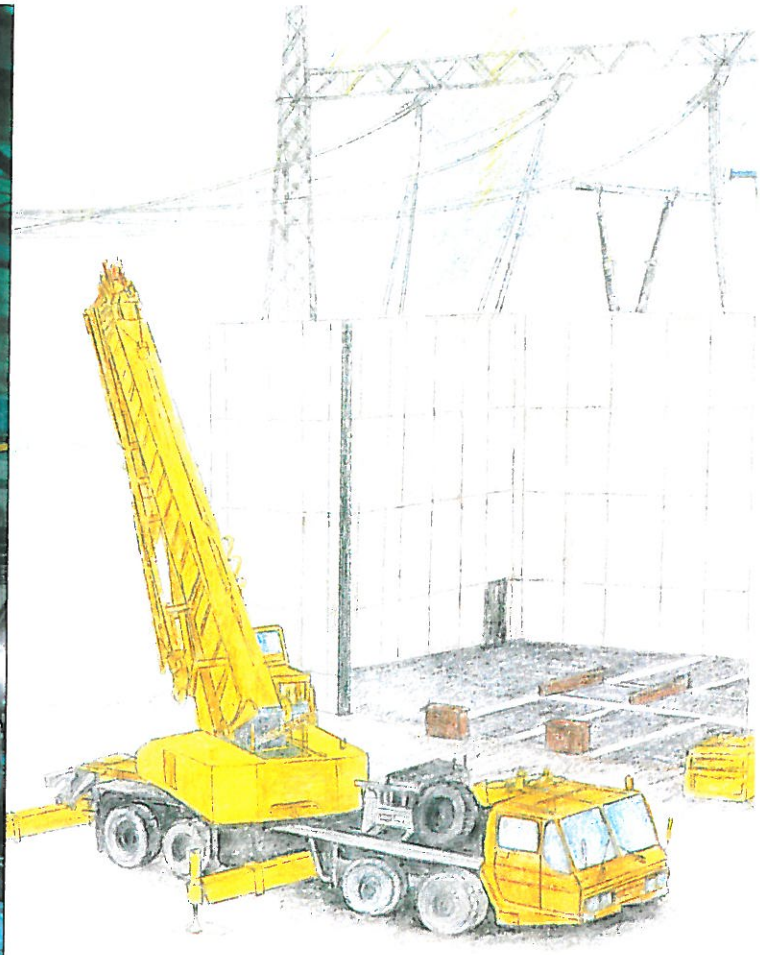
Den nya stationens elektriska utformning och innehåll samt ägogränser.

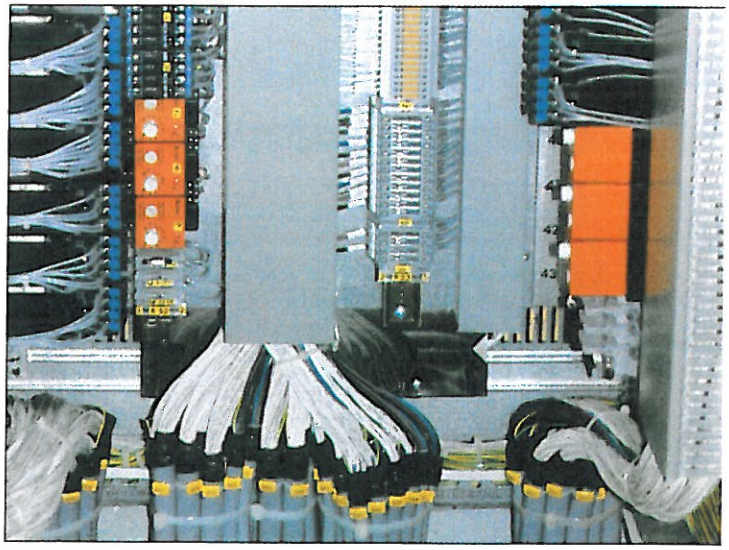
Lindbackastationens läge och roll i stamnätet.





Efter en avancerad torkningsprocess i vakuumkammare sänks här kärna med lindningar och lindningskopplare (till vänster i bilden) ner i transformatorkärlet. Locket i förgrunden svetsas sedan fast på kärlet.





Kopplingsskåp för ett av GIS-facken. Kontroll, övervakning och styrning kräver sitt.

Transformator

Transformatorn är tillverkad av ABB i Ludvika. Den omvandlar 410 kV till 145 kV. Märkeffekten är 500 MVA, men transformatorn kan kortvarigt klara 750 MVA. Vikten inkl olja är 274 ton.

För att uppfylla säkerhetskraven vid ev oljeläckage har transformatorn placerats på ett oljeuppsamlande tråg.

Anslutningen till GIS-facket går via speciella stödisolatorer med dubbla väggar.

Kontrollutrustning

Kontrollrummet kan fjärrstyras från flera driftcentraler med övervakningsuppgifter.

Vid behov av lokal övervakning och styrning används ett datorbaserat system levererat av SATT Control. Systemet hanterar dessutom alltid stationens drifthändelser och felsignaler som skrivs ut på skrivare.

Stationsdatorn sköter även automatisk lindningskopplarreglering och driftuppbyggnadsautomatik.

Kommunikationen med transformatorn sker via fiberoptisk förbindelse.

Likströmssystemen är dubblerade med ventilreglerade "underhållsfria" batterier och för 48 V systemet används s k switchade likriktare som spar utrymme.

Leverantörer är Gemala och RV-Produkter.

Reläskydden arbetar självständigt och utförandet är dels numeriskt (mikrodatorbaserat), dels av konventionell typ. 130 kV skydden kan kommunicera med persondator – även via telefonnätet.

I övrigt sker signalöverföring till stationsdatorn. Leverantörer är ABB samt GEC/Scanvac Control.

Investeringar

Investeringskostnaden för LBA 400 är drygt 110 miljoner kronor. Av detta faller knappt hälften på GIS-ställverket, en fjärdedel på transformatorn och resterande fjärdedel är kostnader för byggnader, markanläggning, dator m m.

LEVERANTÖRER I SAMVERKAN

ABB
ASEA BROWN BOVERI

ABB HV Switchgear
ABB Relays
ABB Transformers

scanvac

NCC

ALFA-LAVAL
SATTCONTROL

VATTENFALL
ELECTROTEC

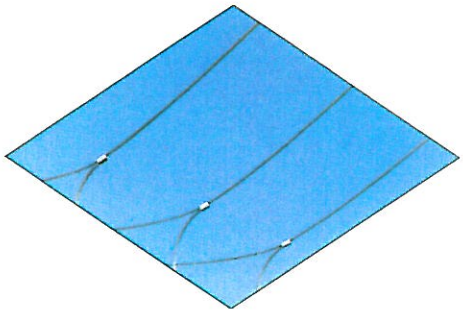
VATTENFALL
TRANSMISSION

Svenska Kraftnät

Box 526, 162 15 Vällingby.
Tfn 08-739 78 00.

GULLSPÅNGS KRAFT

Huvudkontor:
Box 1643, 701 16 Örebro.
Tfn 019-21 81 00.



Omslagsbild:
Lindbacka transformatorstation, GIS-byggnaden. HydroPower har ansvarat för arkitektur samt byggnads- och VVS-handlingar. Markentreprenör har varit NCC.

Substation evolution

Substation design in the 1900s and modern substations today

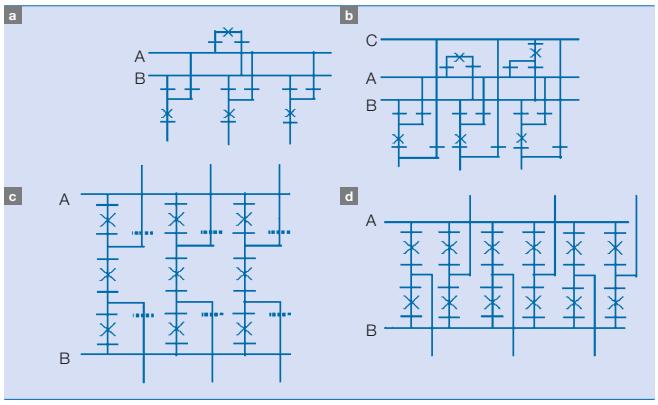
Hans-Erik Olovsson, Sven-Anders Lejdeby

A hundred years is nothing compared with the length of time man has been roaming the earth. In terms of technology, however, it is an eternity. When ABB manufactured its first substation about 100 years ago, who would have guessed what a typical substation would be like today. Back then, the circuit breakers used were bulky and complicated, requiring constant supervision and frequent maintenance. Much of the 20th century focused on developing new technologies that would increase capacity, availability and limit maintenance, as well as addressing the issues of size, speed and automation. Some of these developments and innovations led to the launch in the 1960s of gas insulated switchgear (GIS). These smaller and compact switchgears reduced the dimensions of a conventional air insulated substation by almost 90 percent! In the 1970s, conventional electromechanical protection was replaced by static (operational amplifiers) protection, and further innovations have resulted in the current numerical control and protection systems, incorporating multiple functions and tasks, that communicate with other systems via digital technology.

For some time utilities have been able to remotely operate and control substations without the need for on-site personnel. Pre-engineered, pre-fabricated and modularized substations are available in various AIS and GIS configurations, enabling short delivery times and a high quality of installation.

When the building of electricity systems started in earnest some 100 years ago, the network wasn't particularly reliable. The circuit breakers were mechanically and electrically very complicated and required frequent maintenance. Outages due to maintenance were the norm rather than the exception. The invention of the disconnector switch certainly helped to increase the availability of these electrical networks. The single-line configurations used were such as to surround the circuit breakers by many disconnector switches so that adjacent parts of the switchgear were kept in service while maintenance was carried out on the breakers. These ideas led to the double busbar and double plus transfer busbar schemes 1a and 1b. In addition to maintenance considerations, single-line configurations were chosen to limit the consequences of primary faults in the power system (eg, if the ordinary circuit breaker failed to open on a primary fault on an outgoing object, or if a fault occurred on the busbar). For the configurations shown in 1a and 1b, these types of faults will lead to the loss of all objects connected to the busbar. To limit these consequences while still retaining the maintenance aspects, 1½-breaker and 2-breaker single-line configurations, 1c and 1d, were introduced.

1 Different types of single-line configurations: double busbar a, double plus transfer busbar b, 1½-breaker c and 2-breaker d. a and b focus on maintenance, whereas c and d cover both maintenance and fault aspects.



Today's breakers require less maintenance than their predecessors. In fact, ABB's SF_6 circuit breakers have a maintenance interval (where the primary components need to be taken out of service) of 15 years. Open air disconnector switches on the other hand still retain a maintenance interval of about four to five years in areas where there is little or no pollution. Substantially more frequent maintenance is required if the switch is located in areas with natural (ie, sand or salt) or industrial pollution.

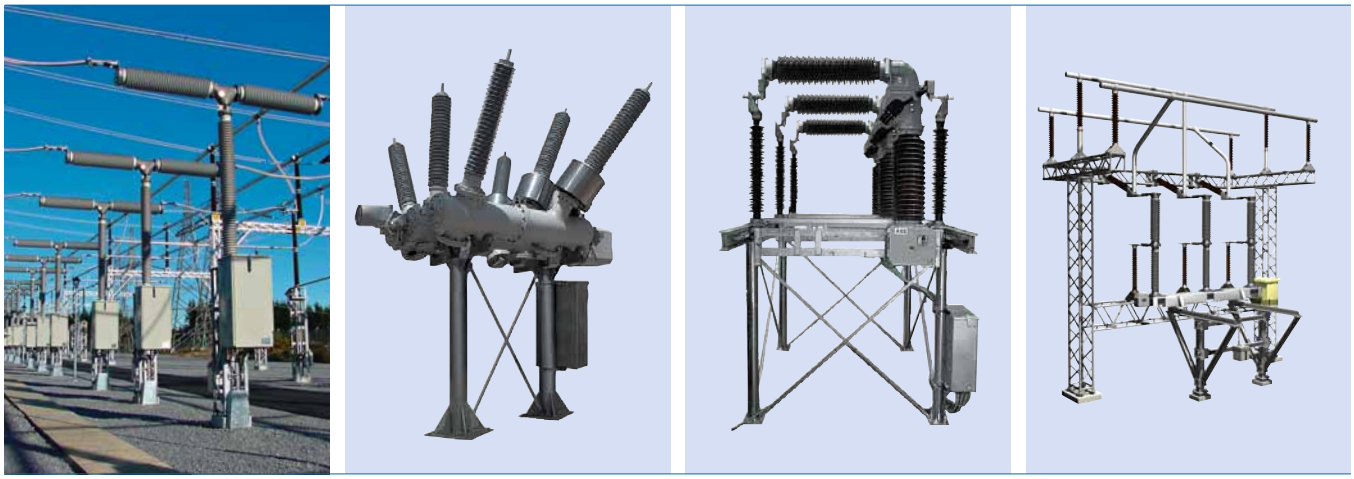
Even though disconnecting switches – or rather a disconnecting function – are needed, their maintenance requirements are simply not practical, let alone economical. A number of innovative switchgear concepts for Air Insulated Substations (AIS) have effectively made the traditional open-air disconnecting switch redundant 2. The disconnecting function has either been built onto or integrated into the breaker. This not only increases the availability of the substation, but it helps to reduce its footprint by about 50 percent. The impact of going from a traditional solution, for example a 1½-breaker solution for a 400 kV AIS with circuit breakers and disconnecting switches, to a solution using Combined (disconnecting circuit breaker) is shown in 3. The advantages of a reduced footprint include lower costs for land acquisition and preparation, the retrofitting of existing substations is easier, and the environmental impact, because of less material and therefore pollution, is considerably reduced.

Instrument transformers today

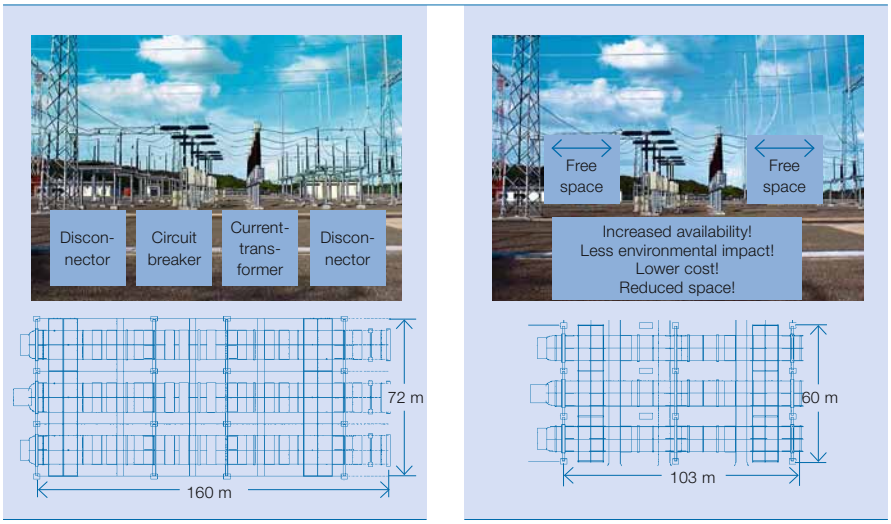
Instrument transformers pass on information about the primary current and voltages to the secondary equipment (protection, control and metering). Historically these transformers were large apparatuses composed of insulation materials, copper and iron. They were also used to power the electromechanical secondary equipment. Nowadays, the numerical type of secondary equipment gets its operating power from a separate power supply (ie, battery). In addition – thanks to

2 ABB Innovative Switchgear Modules with the disconnecting function either built on or integrated into the circuit breaker

a Combined b PASS c Compass d Compact



3 The impact of changing from 400 kV traditional circuit breakers and disconnecting switches (left) to a Combined (disconnecting circuit breaker) solution. Notice the reduction in footprint size



the emergence of fiber-optic technology – the old large instrument transformers can be replaced by fibre-optic sensors that give information about primary currents and voltages. These values are transformed into digital fiber-optic signals, which are fed to the secondary equipment. Replacing traditional instrument transformers with optical sensors will further reduce the switchgear footprint and lower costs, while at the same time providing secondary equipment that is more flexible and secure.

Invisible substations

Not only has the technology behind substations changed dramatically in the last 100 years, but so too has their appearance. Many substations were originally built on the outskirts of cities or large towns, so appearances were not all that important. However, many of these substations have since been swallowed up by the urban expansion of the past few decades. Many who live near them find both the appearance and the acoustic pollution, caused by the humming of power transformers, unpleasant. To solve this problem, substations have been placed in buildings that are in harmony with those around it, and have therefore become "invisible." A reduced footprint – a 40 to 50 percent reduction for indoor AIS solutions and a 70 to 80 percent reduction for indoor GIS solutions – has greatly simplified this process. Locating equipment indoors increases the substation availability and reliability as the risk of primary failures, due to animals and atmospheric or industrial pollution, is significantly decreased for AIS and totally eliminated for GIS. Additionally, remote supervision of the building is possible, which helps increase the substation rounding interval. The substations are also protected against burglaries, and the irritable humming noise is greatly reduced. Underground GIS substations, making the substation truly invisible, have been implemented in city-centers around the world where substations at ground level are not permitted 4.

A reduced substation footprint means lower costs for land acquisition and preparation, the retrofitting of existing substations is easier, and the environmental impact is considerably reduced.

Two important considerations engineers must take into account when constructing new substations in urban areas are size and safety. Real estate prices mean the space required for these substations must be kept to a minimum, and higher standards for personal safety apply for substations in populated areas. To meet these specific requirements in and around cities, as well as adapting to individual requirements, ABB has developed a concept, known as the URBAN concept, for compact indoor substations up to 170 kV. Exclusively innovative systems from ABB's current product portfolio are used for indoor installations within this concept. Both air-insulated and SF_6-insulated modules

4 A truly invisible underground substation. The waterfall cools and hides the humming of the power transformer a, locals are invited to have their say on a proposed project b, and an underground GIS switchgear c

5 A MALTE prefabricated substation: old substation a, new substation b and interior of the new substation with a power transformer in the middle, high-voltage to the right, and medium-voltage and secondary equipment on the left c

can be used, depending on the actual requirements of the specific installation.

Prefabricated indoor substations

A pre-fabricated substation allows for quick and easy on-site installation, something that shortens the total project time and minimizes disturbances to neighbours. At the same time, the quality of the supply is higher due to complete factory testing before shipping. One example is MALTE, a type of distribution substation with a transformer size of up to 16 MVA. MALTE consists of pre-fabricated modules that are factory-tested before shipping. Primary and secondary cabling between the modules is prepared in a way that allows for rapid connection. On-site assembly and testing only takes one week, after which the substation is ready to be energized. Its footprint, of the order 100 m², is less than 30 percent of an outdoor AIS substation. MALTE 5 consists of three main modules:

- A *power transformer module* consisting of the main power transformer, a pre-fabricated foundation that also acts as an oil-pit, walls and a roof.
- A *high-voltage (HV) module* which is equipped with a removable COMPACT 52 kV circuit breaker. This module requires no foundations as it is hinged onto the side of the power transformer module.
- A *medium-voltage (MV) module* whose indoor switchgears are mounted in cubicles. In this module relay, control and auxiliary AC/DC-equipment for the entire substation is included. Like the HV module, it is also hinged onto the transformer module.

Replacing traditional instrument transformers with optical sensors further reduces the switchgear footprint while at the same time providing secondary equipment that is more flexible and secure.

As well as its small footprint and quick assembly time, MALTE, when compared to the traditional solution, offers: higher availability because the equipment is indoors; lower maintenance and rounding costs; the substation, including its foundations, can be quickly dismantled and moved; it is environmentally friendly; and finally, it is personnel and third-party safe.

Substation secondary system

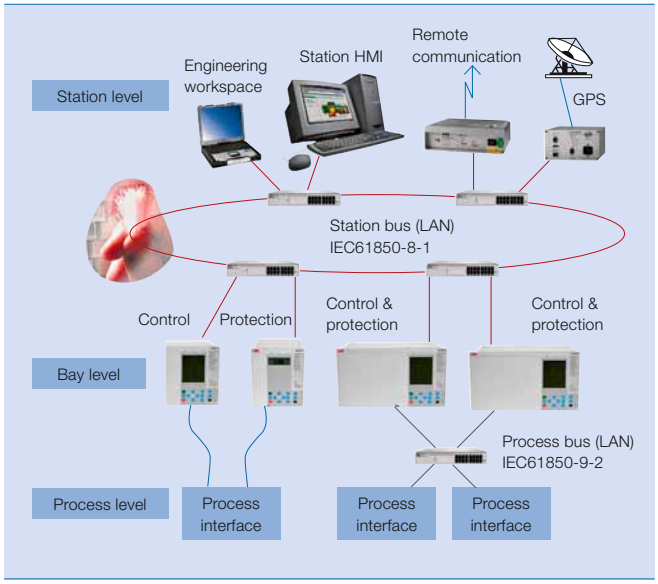
Like its primary counterpart, substation secondary systems have also changed a lot over the years. For example, the days of manual operation have been replaced by a more sophisticated form of information management. The secondary system in a modern substation 6 is used for:

- Primary system protection and supervision
- Local and remote access to the power system apparatus
- Local manual and automatic functions
- Communication links and interfaces within the secondary system
- Communication links and interfacing to network management systems

All of these functions are performed by a Substation Automation System (SAS) which contains programmable secondary devices, known as Intelligent Electronic Devices (IEDs), for control, monitoring, protection and automation. Typical characteristics of an IED include:

- It can be used for one or more switchgear bays.
- It contains independent protection functionality for each feeder.

6 The structure of a modern control and protection system



7 Pre-fabrication of a relay and control system: factory testing of complete substation equipment a, transport of whole modules to the site b and equipment in service on-site c

- It performs high-speed calculations in real-time, which will trigger a trip signal if necessary.
- The IED is intended as a combined protection and control device, but it can just as well function as a separate control or protection device.
- It can communicate with all other IEDs.

To increase SAS reliability and availability, the protection part may be duplicated to provide a redundant system. For full redundancy, all IEDs and the supporting system (like the power supply) should be duplicated, to ensure that the two systems can work independently of each other.

MALTE, a pre-fabricated distribution substation not only allows for quick and easy on-site installation, but the quality of the supply is higher.

Pre-fabrication

The pre-fabrication and pre-testing of substation automation equipment is fast becoming the norm for a modern substation. The system is delivered in sections containing all the required functions for a part of the primary system, and these sections are then simply connected together via an optical-fiber 7. Pre-fabrication has many advantages such as:

- The total costs can be kept lower due to optimized manufacturing and testing.
- The quality is higher because the module has been fully tested in-house and is shipped with all the wiring intact.
- Because much of the assembly and testing is completed before shipping, the time spent on-site is considerably reduced.
- Pre-fabrication is suitable for both "green field" and retrofit projects.
- Future retrofit is simplified and can be done with shorter outage time by replacing the complete pre-fabricated building.

Communication

Effective and fast communication between IEDs is essential in an SAS. Numerical communication had been used for many years in substations delivered by ABB, but a lack of standardized protocols limited the efficiency of SAS and restricted the mixing of ABB and non ABB IEDs. To overcome this problem, ABB has actively participated and supported IEC in the development of a standard for substation communication, known as the IEC 61850 communication standard [1].

Modern substations are generally remotely operated, and communication between the substation and the remote control center is via a wide area network (WAN). Nowadays, new overhead lines or power cable connections are equipped with optical-fiber to enable protective system communication and for the WAN.

A look into the future

The last 100 years have seen the economy move from the industrial age to the information age. A host of fascinating ideas, in particular the World Wide Web, have changed how many people and companies live and work. For example, the availability of the internet to companies like ABB means that customer contact is greatly simplified and faster. Projects can be executed using a common database assessed by both parties.

Future substation power handling equipment will be even more integrated and compact, while measuring functions and all of the secondary functions will be done using fiber-optics.

In the future, substation power handling equipment will be even more integrated and compact, while measuring functions and all of the secondary functions will be done using fiber-optics. In other words, tons of porcelain, copper and iron will be superseded by just a few fiber-optic connections. This will further speed up the delivery process, reduce the substation footprint, and make it more environmentally friendly.

Hans Erik Olovsson
Sven-Anders Lejdeby
ABB Power Systems, Substations
Västerås, Sweden
hans-erik.olovsson@se.abb.com
sven-anders.lejdeby@se.abb.com

Reference

[1] **Frei, C., Kirrmann, H., Kostic, T., Maeda, T., Obrist, M.** Speed and quality. *ABB Review* 4/2007, 38–41.