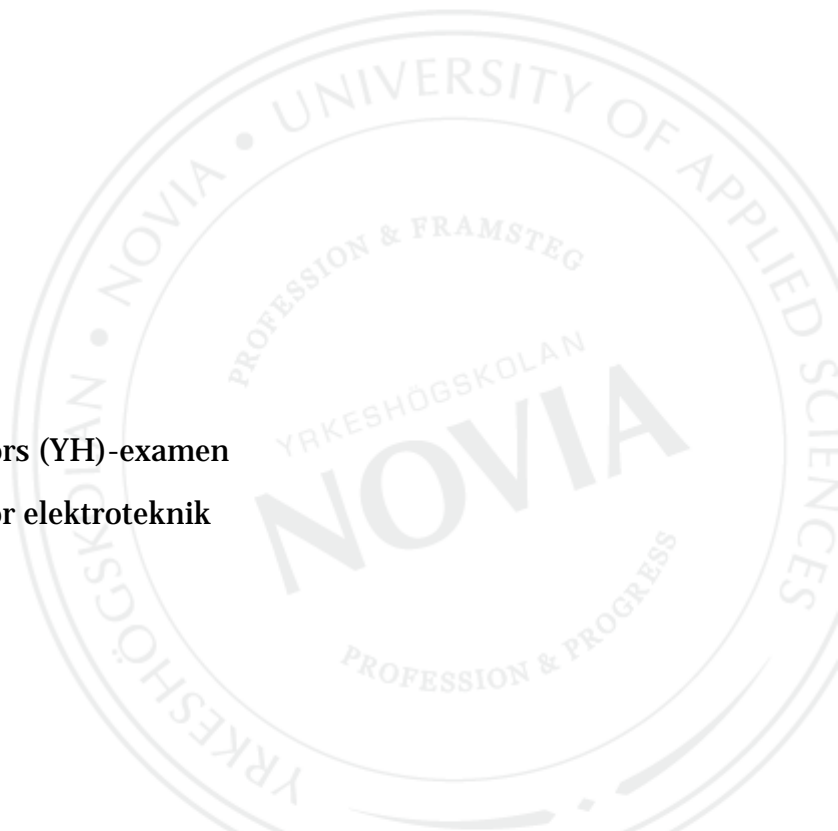


# **Handbok för krav på norska elstationer**

Robert Åström

Examensarbete för ingenjör (YH)-examen  
Utbildningsprogrammet för elektroteknik  
Vasa 2015



## EXAMENSARBETE

Författare: Robert Åström  
Utbildningsprogram och ort: Elektroteknik, Vasa  
Inriktningalternativ/Fördjupning: Elkraftsteknik  
Handledare: Roger Mäntylä

Titel: *Handbok för krav på norska elstationer*

---

Datum 30.4.2015    Sidantal 37    Bilagor 1

---

### Abstrakt

Examensarbetet har gjorts åt VEO och gick ut på att sammanställa en handbok av kraven på norska elstationer samt att jämföra prestandan på olika modeller av ABB:s skyddsreläer. Handboken ska fungera som ett hjälpmedel vid planering och offerering.

Vid design av handboken har användbarhet haft stor prioritet. Kraven och föreskrifterna har översatts, förklarats och är till största del hämtade ur Funksjonskrav i kraftsystemet och Beredskapsföreskriften. Skyddsreljäjämförelsen är baserad på ABB:s manualer.

Resultatet blev en handbok som specificerar uppbyggnaden av elstationernas klassificeringssystem och behandlar kraven som delats upp i tre huvudgrupper: klasskrav, allmänna krav och krav beroende på spänningsnivå. Handboken anger de viktigaste kraven i detalj, medan övriga krav finns som hänvisningar.

---

Språk: svenska    Nyckelord: elstation, klassificering, krav, redundans, handbok, Norge

---

## BACHELOR'S THESIS

Author: Robert Åström  
Degree Programme: Electrical Engineering, Vaasa  
Specialization: Electrical Power Engineering  
Supervisors: Roger Mäntylä

Title: *Handbook for requirements on Norwegian substations*

---

Date 30.4.2015    Number of pages 37    Appendices 1

---

### Summary

This thesis was made on behalf of VEO. The aim was to compile a manual based on Norwegian substation requirements and compare the performance of different ABB protection relay models. The manual will serve as an aid in the quotation and engineering of substations.

When compiling the manual, usability was an important factor. The manual is mainly based on Funktionskrav I kraftsystemet and Beredskapsforskriften. The requirements and regulations have been translated and are explained in compact form. The comparison of the protection relays is based on ABB's manuals.

The result is a manual explaining the substation classification system and specifying the requirements on the substations. The requirements are divided into three main groups: class requirements, general requirements and requirements depending on the voltage level. Relevant requirements are explained in the manual while page references are given to less relevant requirements.

---

Language: Swedish    Key words: substation, classification, requirement, redundancy, manual, Norway

---

## OPINNÄYTETYÖ

Tekijä: Robert Åström  
Koulutusohjelma ja paikkakunta: Sähkötekniikka, Vaasa  
Suuntautumisvaihtoehto: Sähkövoimatekniikka  
Ohjaajat: Roger Mäntylä

Nimike: *Käsikirja Norjan sähköasemavaatimuksista*

---

Päivämäärä 30.4.2015 Sivumäärä 37 Liitteet 1

---

### Tiivistelmä

Tämä opinnäytetyö on tehty VEO:lle ja tarkoitus oli laatia käsikirja Norjan sähköasemien vaatimuksista ja vertailla eri ABB-suojarelemallien suorituskykyä. Käsikirjan on tarkoitus toimia apuna suunnittelussa ja tarjousten laadinnassa.

Käytettävyys on ollut suuri painopiste käsikirjan kehittämisessä. Vaatimukset ja asetukset on käännetty ja selitetty ja ne ovat suurelta osin seuraavista asiakirjoista: Funksjonskrav i kraftsystemet ja Beredskapsforskriften. Suojareleiden vertailu perustuu ABB:n käsikirjoihin.

Opinnäytetyön tuloksena on käsikirja, joka erittelee sähköasemien luokitusjärjestelmän rakenteet ja käsittelee vaatimukset, jotka ovat jaettu kolmeen pääryhmään: luokkavaatimukset, yleiset vaatimukset ja jännitteen tasosta riippuvat vaatimukset. Käsikirja määrittelee tärkeimmät vaatimukset ja muut vaatimukset ovat viitteinä.

---

Kieli: ruotsi Avainsanat: sähköasema, luokitus, vaatimus, redundanssi, käsikirja, Norja

---

# Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>Inledning.....</b>	<b>3</b>
1.1	Mål och syfte .....	4
1.2	Avgränsning .....	4
1.3	Uppdragsgivare .....	4
<b>2</b>	<b>Teori.....</b>	<b>5</b>
2.1	Elnätets uppbyggnad .....	5
2.2	Ställverk.....	6
2.3	Brytare .....	7
2.4	Frånskiljare .....	8
2.5	Lokalkraftanläggningar .....	8
2.6	UPS.....	10
2.7	Reservkraftaggregat.....	11
2.8	Reläskyddens huvuduppgifter .....	12
2.9	Selektivitet.....	12
2.10	Fysiska skydd i elstationer .....	13
2.11	Klassificeringsstandarder för fysiska skydd.....	14
2.12	Grunden till kraven.....	15
<b>3</b>	<b>Praktiskt genomförande .....</b>	<b>17</b>
3.1	Metoder och tillvägagångssätt.....	17
3.2	Klassificering.....	18
3.3	Fysiska skydd .....	19
3.4	Larmsystem .....	21
3.5	Komponenter .....	22
3.6	Strömförsörjning och nödströmssystem.....	23
3.7	Kablage.....	25

3.8	Allmänna krav .....	26
3.9	Skyddssystem .....	28
3.10	Reläjämförelse .....	30
<b>4</b>	<b>Resultat och sammanfattning.....</b>	<b>32</b>
<b>5</b>	<b>Diskussion.....</b>	<b>33</b>
<b>6</b>	<b>Källförteckning .....</b>	<b>35</b>

**Bilagor**

# 1 Inledning

Detta examensarbete har gjorts åt elstationsavdelningen på VEO. Arbetet gick ut på att undersöka och sammanställa specifikationer och lagstadgade krav på norska elstationer. Viktiga punkter i studien är elstationernas klassificeringssystem, vilka krav klasserna medför, redundanskrav och funktionstider för skyddsrelän. Specifikationerna har översatts från norska, förklarats och sammanställts till en lättläst handbok. Handboken ska fungera som ett hjälpmedel vid planering och offerering.

Norska elstationer klassificeras i tre klasser, beroende på hur strategiskt viktiga de är. Klassificeringssystemet baserar sig på elstationens storlek, men alla elstationer uppnår inte nivån för den lägsta klassen och berörs därmed inte av klasskraven. Klass 1 är den lägsta klassen med minst krav. Klass 3 är den högsta klassen med högre krav på säkerhet och redundans. Klasserna och kraven specificeras av Norska föreskrifter.

Klasskraven anger hur elstationerna ska utrustas och skyddas för att förhindra oönskade händelser. Oönskade händelser kan vara t.ex. brand, inbrott och komponentfel. Kraven omfattar batterisystemets uppbyggnad, redundanskrav på kablar, brandskydd etc.

De allmänna kraven behandlar komponenterna mer specifikt och ställer krav angående dimensionering och utrustningsnivå. De grundläggande specifikationerna för central- och regionalnätet anger när det krävs dubblering av reläskydden och om de ska vara av olika fabrikat. Kraven för skyddssystem lägger upp riktlinjerna för frånkopplingstider och selektivitetskonfigurationer.

Att hitta alla gällande krav när de behövs är tidskrävande, eftersom de är utspridda i olika dokument och föreskrifter. För att göra det lättare har en handbok sammanställts, som behandlar centrala bestämmelser i detalj och hänvisar till var ytterligare information finns.

## **1.1 Mål och syfte**

Målet är att samla alla relevanta krav ur de norska specifikationerna och föreskrifterna i en handbok, så att man enkelt kan hitta vilka krav som gäller för en specifik elstation. De gällande kraven ska beskrivas på ett lättläst sätt. Skillnader på funktionstiderna för olika reläskydd ska jämföras.

Syftet med arbetet är att klargöra de krav som gäller för norska elstationer. Detta för att förhindra över- och underdimensionering av redovisning och bidra till en kravenlig elstation. Prestandajämförelsen av reläskydden görs för att se om det finns betydande skillnader i felhanteringstiderna mellan enklare och mer avancerade relämodeller. Handbokens syfte är att underlätta vid planering och offerering.

## **1.2 Avgränsning**

Detta arbete behandlar norska krav och specifikationer. Handboken behandlar krav gällande transformatorstationer, omformarstationer och kopplingsstationer med tillhörande utrustning. Endast ABB:s skyddsreläer undersöks i reljämförelsen.

## **1.3 Uppdragsgivare**

VEO grundades 1989 under namnet Vaasa Engineering Oy. De har sitt huvudkontor i Ransör i Vasa. VEO erbjuder automations- och elektrifieringslösningar för energiproduktion, transmission, distribution och användning till kunder världen över. VEO levererar nyckelfärdiga projekt och projektkomponenter, design och konstruktion, upphandling och leverans, projektledning, installation, drifttagning och användarutbildning. De erbjuder också anläggningsmoderniseringar, underhåll, systemuppdateringar, styrsystem och ställverk.



## 2 Teori

Detta avsnitt behandlar bakgrundsteorin till elstationernas krav. Denna kunskap är viktig för att förstå grunden till och innebörden av de gällande kraven.

### 2.1 Elnätets uppbyggnad

Transmissionsnätet i Norge består av tre delnät: central-, regional- och distributionsnätet. Centralnätet är huvudförbindelserna som ser till att elen transporteras mellan olika delar av landet och från kraftverk in till regionen. Regionalnätet är kraftlinjerna som transporterar elen internt i regionen. Distributionsnätet är linje- och kabelnätet som för elektriciteten fram till kunderna. I tillägg till linje- och kabelnätet består elnätet av bl.a. kraftverk, transformator-, kopplings- och omformarstationer.

I centralnätet används spänningsnivåer på 132 – 400 kV, linjer i centralnätet har en överföringskapacitet på 50 – 2000 MVA. I regionalnätet är spänningarna lägre, 45 – 132 kV och överföringskapaciteten sjunker till ca 10 – 400 MVA. Distributionsnätet har spänningar under 22 kV och en överföringskapacitet på upp till 10 MVA. (Om kraftsystemet, 2013).

Elstationerna är knutpunkter i elnätet där kraftledningar möts. I stationerna produceras, samlas, transformeras och fördelas elektriciteten. Stationer som ofta förekommer i elnätet är kraft-, transformator-, omformar- och kopplingsstationer.

I kraftstationerna finns generatorer som producerar energin som ska matas ut i transmissionsnätet. Transformatorstationernas uppgift är att transformera spänningar mellan olika nivåer och fördela energin i de anslutna näten. Dessa stationer kopplar samman t.ex. centralnätet med regionalnätet. Kopplingsstationer sammankopplar nät på samma spänningsnivå och fördelar energin mellan näten. Omformarstationer finns där likströmsöverföringar ansluts till transmissionsnätet, i dessa stationer flödar energin mellan växelströms- och likströmsnätet med hjälp av omformare.

I Norge klassificeras anläggningarna enligt ett klassificeringssystem i tre klasser, klass 1 – 3 (se kapitel 3.2). Anläggningar i klass 1 har liten påverkan på kraftnätet om de havererar

och har därför lägre säkerhetskrav. Anläggningar i klass 2 och 3 har större betydelse för kraftsystemet och har därför högre säkerhetskrav. Liknande system och uppbyggnad används för elkraftsystemet i Sverige. Där klassificeras anläggningar i fyra olika klasser, B1 – B4.

## 2.2 Ställverk

Ett ställverk är den del i elstationen där elen samlas och fördelas. Det finns två olika typer av ställverk, luftisolerade och gasisolerade (GIS). I ställverket sker bl.a. fränkopplingar, omkopplingar, fränskiljningar och mätning av energi. Till ställverkets huvudkomponenter hör brytare, fränskiljare, samlingskenor, mättransformatorer och skyddsutrustning.

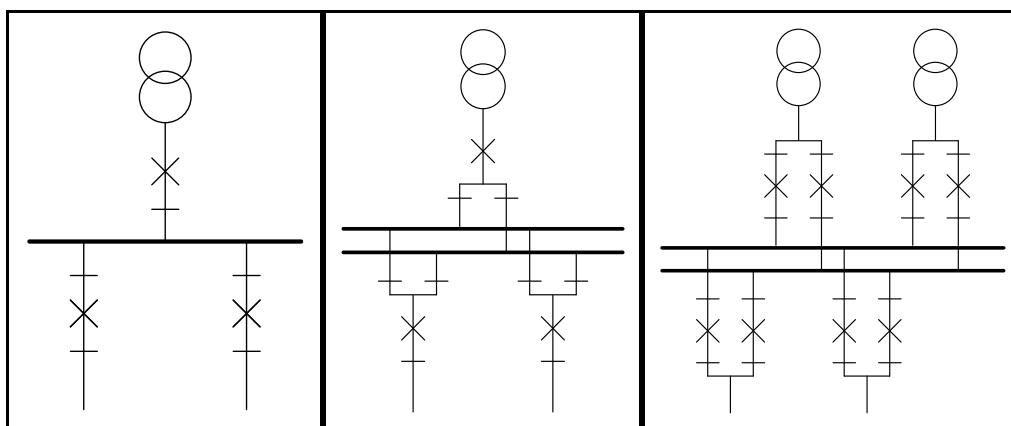
Luftisolerade ställverk kallas även öppna ställverk och utomhusställverk. Dessa byggs med tillräckliga luftavstånd så att önskvärd isolation uppnås. Gasisolerade ställverk använder sig normalt av gasen SF<sub>6</sub>, svavelhexafluorid. Fördelen med gasisolerade ställverk är att de kräver endast 10 – 15 % av utrymmet för ett motsvarande luftisolerat. Gasisolerade ställverk kan byggas in i en byggnad och man får ett robust ställverk. Ett gasisolerat ställverk är även personsäkert eftersom man kan ta direkt på ställverkskomponenterna. Nackdelar med gasisolerade ställverk är att gasen är en extrem växthusgas. Priset blir också normalt högre än för ett motsvarande luftisolerat ställverk. (Blomqvist, 2003, s. 165–166).

Det finns olika lösningar för hur ett ställverk kan konstrueras. Den enklaste modellen har en samlingskena och en brytare och fränskiljare per utgång (se Figur 1). Uppbyggnaden är enkel och ekonomisk men driftsäkerheten är låg. Vid samlingskenfel eller fel mellan brytare och skena, faller hela stationen bort. Vid brytarfel eller underhåll kopplas den aktuella utgången bort helt. P.g.a. av låg driftsäkerhet, påtagande ansträngningar vid underhåll och låg flexibilitet bör denna typ av konfiguration begränsas till stationer med låg prioritet och låga krav på tillgänglighet. (McDonald, 2012).

I konfigurationen dubbelskena-enkelbrytare används två huvudskenor, två fränskiljare och en brytare per utgång. Underhållsarbete kan göras på den ena huvudskenan utan att det stör stationens funktion. Som ytterligare funktion kan en sektioneringsbrytare sammankoppla

huvudskenerna, detta ökar flexibiliteten och driftsäkerheten. När sektioneringsbrytaren sluts mister detta system normalt sin fördel, och konfigurationen ändras till en station med endast en huvudskena (se föregående stycke). Ett exempel på denna lösning, utan sektioneringsbrytare, visas i Figur 1. (McDonald, 2012).

Med ett dubbelbrytarschema kan underhåll utföras på en samlingsskena eller brytare, utan att störa stationens funktion. Ledningar och transformatorer kan enkelt kopplas över till den andra huvudskenan vid fel på en huvudskena (Blomqvist, 2003). Denna typ av konfiguration används när det krävs hög pålitlighet och korta avbrottsstider. Reläkonfigurationen blir mer komplicerad, mer landutrymme krävs och uppenbarligen krävs mer komponenter och kostnaderna blir betydligt högre. (McDonald, 2012, kap. 3-3).



**Figur 1. Ställverksscheman, enkelskena, dubbelskena-enkelbrytare, dubbelbrytare.**

Det finns många andra konfigurationer som t.ex. 1 1/2-brytarschema, ringschema och ABC-schema. Dessa konfigurationer behandlas inte i detta arbete och utreds därför inte närmare.

## 2.3 Brytare

För att kunna bryta strömmar som förekommer i högspänningsnät, krävs brytare med medium som kan släcka den uppkommande ljusbågen. Tillräcklig isolation ska uppnås för spänningen som uppstår över brytkontakterna. Brytarens karaktär beror på vilket släckmedium som används och brytare indelas oftast enligt detta. Vid nyinstallation används oftast SF<sub>6</sub>- och vakuumbrytare.

Brytaren ska klara av kontinuerlig drift med märkström och kunna bryta den maximala kortslutningsström som kan uppstå vid kortslutning direkt på brytarklämmorna. En brytare ska klara av att koppla in stötström av hög frekvens samt bryta alla strömmar upp till maximal kortslutning, med varierande branthet på den återvändande spänningen. (Blomqvist, 2003).

## **2.4 Frånskiljare**

Frånskiljarens uppgift är att åstadkomma ett säkert och synligt brytställe, för att underlätta och öka säkerheten vid underhåll och ändringsarbeten. Den ska klara av att leda maximal kortslutningsström och kontinuerligt leda märkströmmen, utan att normenliga temperaturer överskrids. Konstruktionen av en frånskiljare är ofta enkel och kan per fas bestå av endast en rörlig kniv som förs in och dras ut ur en kontaktyta. Den enkla konstruktionen tillåter inte brytning av belastningsströmmar, endast mycket låga strömmar kan brytas. Manövrering kan dock bra ske vid full spänning. Ofta blockeras frånskiljaren så att den inte kan manövreras om inte tillhörande brytare är öppen.

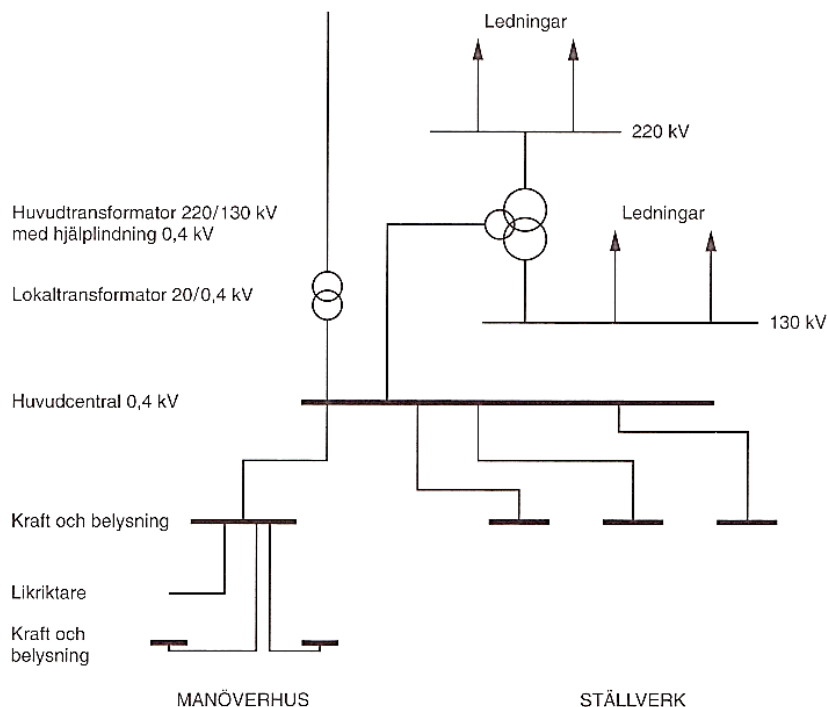
Frånskiljare placeras normalt på den matande sidan av brytaren. Kan matningen ske från båda hållen installeras en på var sida. Samma placeringsprincip gäller för transformatorer. I nät med högre spänning är frånskiljare normalt motormanövrerade, men alla frånskiljare ska ha möjlighet till handmanövrering. (Blomqvist, 2003, s. 178–179).

## **2.5 Lokalkraftanläggningar**

I varje elstation behövs lokalkraft för försörjning av stationens elektriska funktioner som t.ex. reläskydd, manöverdon, brytare, kylning och belysning. Lokalkraftanläggningen matas normalt från stationens högspänningsnät. Utrustning som inte får störas av nätbortfall förses med UPS- och reservkraftsaggregat, dessa behandlas i kapitel 2.6 och 2.7. Lokalkraftanläggningen omfattar både lik- och växelspanning, funktionsprincipen för dessa system beskrivs nedan.

Lokalkraftsanläggningens växelströmssystem matas normalt från stationens huvudtransformator. Huvudtransformatorn har oftast en 0,4 kV hjälplindning avsett för detta ändamål. I kopplingsstationer eller transformatorstationer där huvudtransformatorn

saknar hjälplindning, matas lokalkraftanläggningen från högspänningsnätet via en egen lokaltransformator. Figur 2 visar Blomqvists (2003) förlag på hur lokalkrafts- och växelströmssystem kan se ut i en transformatorstation.



**Figur 2. Lokalkraftanläggningens växelströmssystem i en transformatorstation. (Blomqvist, 2003).**

I vissa mer krävande system, t.ex. kärnkraftverk, används ibland icke direktjordade system för att undvika störningar vid enpoliga jordfel. I kopplings- och transformatorstationer är ett direktjordat 0,4 kV system normalt tillräckligt.

Eftersom det ofta tillkommer belastningar i lokalkraftsystemet bör lokaltransformatorer överdimensioneras rikligt. Blomqvists (2003) riktvärde på den maximala kontinuerliga belastningen är ca 60 % av märkeffekten, för nyinstallerade lokaltransformatorer. Huvudtransformatorernas kylsystem hör till de viktigare och större belastningarna i transformatorstationen. (Blomqvist, 2003, s.420 – 425).

Kontroll och kraftutrustningar i likströmssystemet förses normalt från växelströmssystemet via likriktare. Likströmssystemet innehåller även batteribankar som vid eventuella nätbortfall övertar strömförsörjningen utan avbrott. Hur systemet byggs upp beror till största del på reläskyddens redundanskrav, eftersom huvudskydd och reservskydd ska

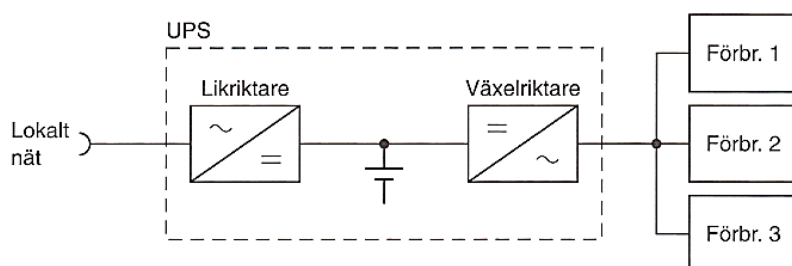
försörjas med separata kablar som går olika vägar. Likströmssystem i elstationer är ofta höghohmigt jordade för att undvika driftstörningar vid enpoliga jordfel.

Vid nordmaldrift matas all likström från likriktaren. Kortvariga belastningstoppar som t.ex. motorstarter och brytarmanövreringar, belastar batteribanken eftersom likriktaren inte hinner eller orkar kompensera för dessa strömstötter. (Blomqvist, 2003, s.425–428).

## 2.6 UPS

Med UPS, Uninterruptible Power Supply, menas avbrottsfri strömförsörjning. Reservkraftaggregat och UPS-aggregat används där avbrott i strömmatningen inte får störa anläggningens funktion. Exempel på sådana anläggningar är: sjukhus, serveranläggningar, datorer och skyddsfunktioner i elstationer.

UPS-aggregatet likriktar växelströmmen i det lokala elnätet. Den likriktade spänningen underhållsladdar en batteribank och matar samtidigt eventuella likströmsbelastningar. Likspänningen växelriktas så att en växelspanning motsvarande det lokala nätets spänning erhålls (se Figur 3). Växelriktaren matar de apparater som inte får störas av nätbortfall. Vid nätbortfall upphör underhållsladdningen av batteribanken, all energi till växelriktaren tas då från batteribanken. En av de största fördelarna med UPS-aggregat med denna funktionsprincip är att förbrukarna alltid matas av batteribanken via växelriktaren. Förbrukarna känner därmed inte av eventuella nätbortfall, före batteribanken är helt urladdad. (Blomqvist, 2012, s. 38).



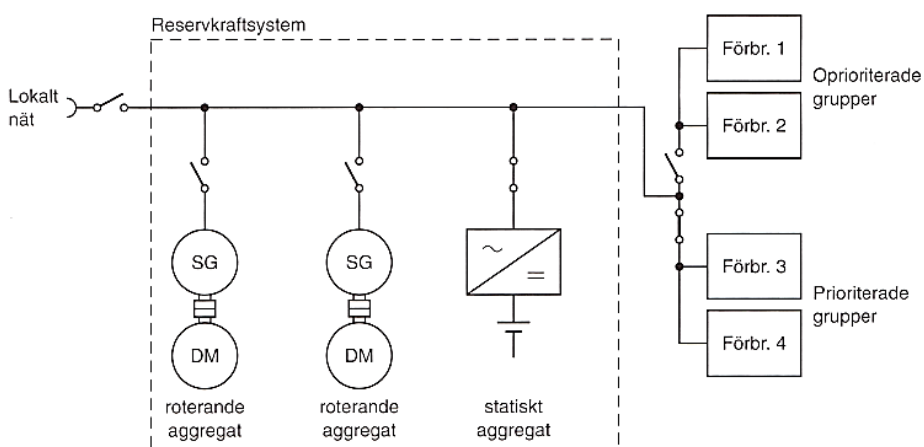
Figur 3. UPS-aggregat. (Blomqvist, 2012).

## 2.7 Reservkraftaggregat

Normalt startas reservkraftaggregaten först när nätbortfallet skett, vilket resulterar i ett kort elavbrott innan aggregatet har övertagit driften. Det finns två olika typer av reservkraftaggregat, roterande omformare t.ex. en synkrongenerator och statisk omriktning som påminner om en UPS.

Den roterande omformaren är ofta en synkrongenerator som drivs av ett dieselaggregat. Denna har en relativt långt starttid, eftersom dieselaggregatet ska startas, varvtalet regleras in till rätt värde, generatormagnetseras och fasas innan förbrukare kan kopplas in. Kortare starttid uppnås med statiska reservkraftaggregat, de består av en växelriktare och ett batteripaket. Eftersom växelriktaren saknar rörliga delar kan den startas på mycket kort tid.

Ofta används båda typer av aggregat i större anläggningar, då delas lasterna in i prioriterade och oprioriterade grupper. Prioriterade grupper matas av den statiska omvandlaren, eftersom denna har kort starttid. När det roterande aggregatet har startats och fasats kan även de oprioriterade grupperna kopplas in. Figur 3 visar ett exempel på hur ett kombinerat reservkraftsystem kan se ut. Ögonblicket som visas är efter nätbortfallet, men före det roterande aggregatet har fasats in.



Figur 4. Reservkraftaggregat. (Blomqvist, 2012).

Eftersom batteribankens kapacitet ofta är en begränsande faktor vid längre nätbortfall, är det en stor fördel med ett blandat system. När nätförsörjningen är tillbaka fasas anläggningen in mot nätet, så att omkopplingen kan göras utan avbrott. (Blomqvist, 2012, s. 38–39).

## 2.8 Reläskyddens huvuduppgifter

Den övergripande uppgiften för skyddssystemen är att som en sista försäkring garantera kraftsystemets tillgänglighet, kvalitet och säkerhet. Skyddssystemet ska även se till att skador på personer och egendom är så små som möjligt om ett fel inträffar. Blomqvist (2003) anger fyra huvuduppgifter för skyddssystemet, dessa beskrivs nedan.

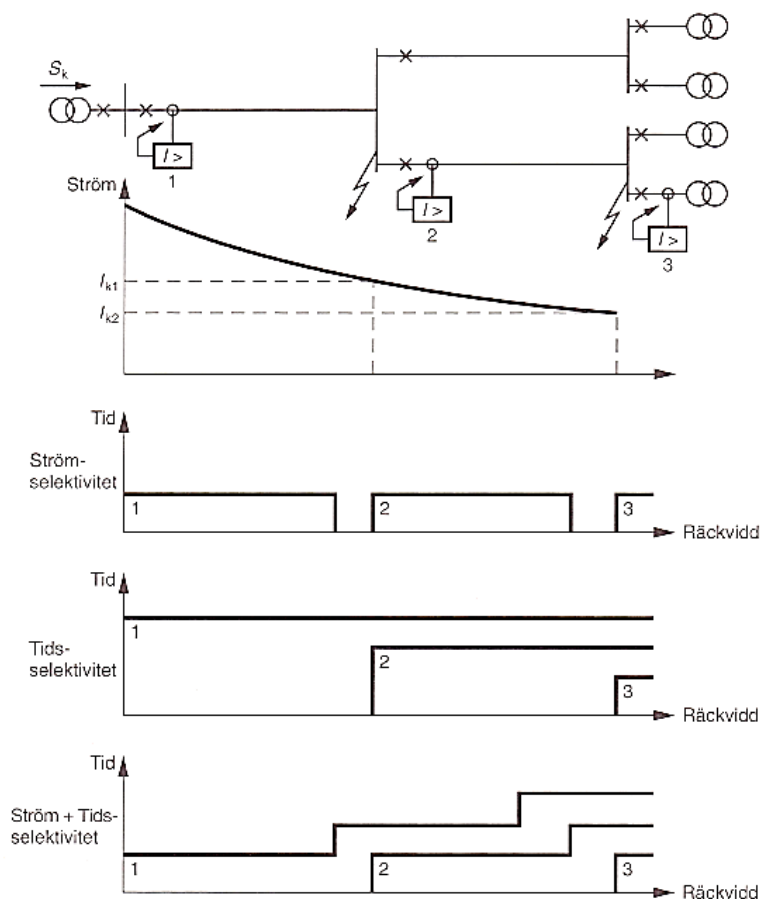
Skyddssystemet ska övervaka gällande gränsvärden för systemdelarna och säkerställa fränkoppling om dessa gränsvärden överskrids. Elektriska fel ska detekteras och lokaliseras, så att rätt systemdel fränkopplas med minsta möjliga omfattning. Skyddssystemet ska även medverka till att återställa driften så snabbt som möjligt. Som sista huvuduppgift ska information för drift, underhåll, analys och statistik samlas in och vidarebefordras. (Blomqvist, 2003, s. 326–332).

## 2.9 Selektivitet

Med selektivitet menas reläskyddens förmåga att lokalisera felet och fränkoppla felbelagd del, så att det övriga nätet störs så lite som möjligt. Enligt Blomqvist (2003) finns det fyra principer för hur selektivitet kan byggas upp: funktionsselektivitet, tidsselektivitet, riktningsselektivitet och absolut selektivitet. De olika principerna kan kombineras för att uppnå bättre selektivitet (se Figur 5).

Funktionsselektivitet baserar sig på att reläskyddens funktionsvärden ställs in på olika värden, t.ex. strömvärden och impedansräckvidd. Tidsselektivitet innebär olika inställning på reläskyddens funktionstider. Med riktningsselektivitet menas att skyddet ska detektera riktning till felet, framåt eller bakåt i nätet. Absolut selektivitet är reläskyddens förmåga att endast fungera för fel på det egna skyddsobjektet. Detta uppnås med t.ex. differentialmätande skydd. (Blomqvist, 2003, s. 363–364).





Figur 5. Selektivetsformer (Blomqvist, 2003, s. 364)

## 2.10 Fysiska skydd i elstationer

De fysiska skydden ska ge skyddsbarriärer mot oönskade händelser och handlingar, t.ex. mot inbrott, brand och explosioner. Dessa delas upp i tre olika barriärer/zoner: områdes-, skal- och zonskydd (se Figur 6).

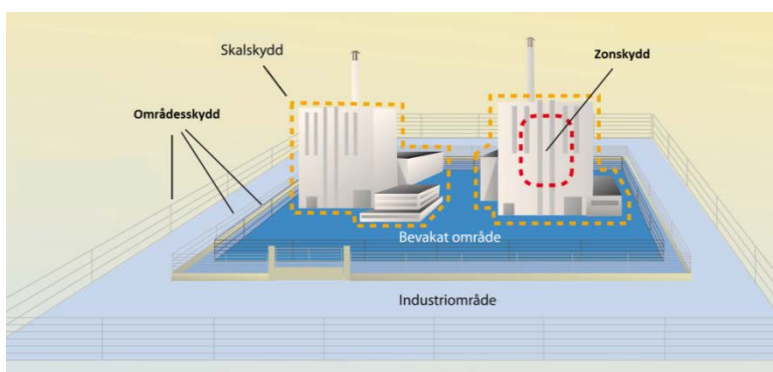
Med områdesskydd menas anläggningens yttre skyddszon. Områdesskyddet bildar en barriär som markerar var anläggningens yttre gräns går och hur nära obehöriga får komma. Detta skydd ska fysiskt hindra eller begränsa åtkomsten till anläggningen eller fritt stående anläggningsdelar. Områdesskyddet benämns också perimeterskydd och omfattar bl.a. bommar, stängsel, portar lås och beslag, eventuellt betongavskiljare och stora stenar.

Skalskyddet är anläggningens mellersta skyddszon. Med skalskyddet avses beskyddande konstruktioner som, helt eller delvis, omsluter viktiga eller sårbara komponenter och

områden. Skalskyddet kan vara en speciell konstruktion eller en byggnad, inklusive dörrar, fönster etc., som är uppförd enligt bygg- och skyddstekniska specifikationer.

Zonskyddet är det innersta skyddet i anläggningen. Zonskyddet omfattar särskilt viktiga områden, som t.ex. kontrollrum, processmaskin, kommunikationsrum och nödströmsanläggning. Skyddsnivån anpassas till vikten av utrustningen i zonen och nivån på skalskyddet.

De olika skyddsbarriärerna ska komplettera varandra och vara en balanserad helhet anpassad till vikten av anläggningen. (Veiledning til forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyninge (Bfk veiledning), 2013, s.76 – 87).



Figur 6. Fysiska skydd. (Säkerhet, 2015).

## 2.11 Klassificeringsstandarder för fysiska skydd

De fysiska skydden i elstationerna ska uppfylla angivna skyddsklasser. Skyddsklasserna har sin grund i olika standarder. Dessa är gällande norska standarder som baseras på likvärdiga europeiska standarder. Standarderna finns angivna i Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (Bfk) (2012/1157). Till följande listas och beskrivs de standarder som förekommer vid konstruktion av det fysiska skyddet.

### Brandklassificering

NS-EN 13501

Brandklassificering av byggnadsvaror och byggnadsdelar.

**Skyddsklass 1 - 6**

NS-EN 1627	Inbrottsskydd, klassificering av dörrar, fönster, hängande glasfasader, galler och jalousier.
NS-EN 1303	Byggnadsbeslag, krav och testmetoder för låscylindrar.
NS-EN 12209	Byggnadsbeslag, krav och testmetoder för låshus: mekaniskt manövrerade lås, fallås och slutbleck.
NS-EN 12320	Byggnadsbeslag, krav och testmetoder för hänglås och hänglåsbeslag.

**Skyddsklasser för glasrutor P1A – P8B**

NS-EN 356	Byggnadsglas, test och klassificering av säkerhetsglasrutors motstånd mot inbrott och skadegörelse.
-----------	---

**Konstruktion av väggar**

NS-EN 1990	Grunder för projektering av konstruktioner.
NS-EN 1992	Projektering av betongkonstruktioner, del 1-1 Allmänna regler och regler för byggnader.

**2.12 Grunden till kraven**

Bfk (2012/1157) har utfärdats av NVE med en rättslig grund i Energiloven (1990/50) § 9-1, § 9-2, § 9-3 och § 10-6. Där stipuleras bl.a. att det ska göras föreskrifter eller enskilda beslut, för att förebygga, hantera eller begränsa extraordinära situationer. Beredskapsåtgärderna kan omfatta planering, förebyggande, säkerhets- eller skyddsåtgärder, utförande, genomförande eller drift. Bfk (2012/1157) baseras också på § 9-

1 i Energilovforskriften (1990/959). Som specificerar att NVE ska ge ut föreskrifter för bl.a. systemansvar, leverans kvalitet, energiplanläggning och beredskap.

NVE har genom koncession beviljat Statnett systemansvaret för kraftsystemet i Norge. Systemansvaret utövas enligt koncessionen och Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (Fos) (2002/448). Systemansvarig ska säkerställa balansen i kraftsystemet, samt se till att tillfredsställande leverans kvalitet och utnyttjande av kraftsystemet uppnås.

FIKS (2012) är en guide utfärdad av Statnett som innehåller anvisningar om vilka krav som normalt ställs på utrustning och funktionalitet för att bibehålla driftsäkerheten i kraftsystemet. FIKS (2012) behandlar bl.a. nyetablering, underhåll och ändringar av tekniska av anläggningar i kraftsystemet. Den omfattar nät- och produktionsanläggningar i regional- och centralnätet. Syftet med FIKS är att vägleda, förklara och förtydliga kraven som ställs.

Statnett preciserar att FIKS (2012) inte är en föreskrift eller reglering. Syftet med FIKS (2012) är att ge anvisningar om vad som normalt läggs som grund för de beslut som fattas i enlighet med Fos (2002/448) § 14 och § 20. (FIKS, 2012).

## 3 Praktiskt genomförande

I detta kapitel sammanfattas och diskuteras kraven som behandlats i studien. Kraven delas in i grupper och beskrivs med början från klass 1. De högre klasserna har oftast de lägre klassers krav som grund och specificerar ytterligare krav eller utvidgar de befintliga.

### 3.1 Metoder och tillvägagångssätt

Utgångspunkten i detta arbete var Funktionskrav i Kraftsystemet (FIKS) (2012). Denna handbok är utgiven av Statnett och beskriver funktionskraven i det norska kraftnätet. FIKS (2012) har först lästs som helhet för att få en bild av vilka krav som finns specificerade. Kraven har sedan studerats noggrannare och sammanställts.

En viktig intressepunkt i detta arbete var klasskraven, men dessa fanns det inga specifikationer på i FIKS. I en del av kraven refereras det till paragrafer i Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (Bfk) (2012/1157). Denna föreskrift behandlar olika beredskapsåtgärder för kraftnätet. Undersökning av denna föreskrift gav svar på en del av frågorna gällande klasskraven och klassificeringssystemets uppbyggnad.

För att få en klarare uppfattning om hur kraven ska uppfyllas, studerades även Veiledning til forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (Bfk veiledning) (2013). Vägledningen är skriven av Norges vattendrag- og energidiktoriat och är en förklaring på hur kraven i Bfk (2012/1157) ska tillämpas.

Vid vissa tillfällen har dessa dokument inte har gett svar på hur kraven ska tillämpas, eller gett tvetydiga svar. I dessa fall har Statnett och NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) kontaktats för att ge svar på frågor angående FIKS (2012) respektive Bfk veiledning (2013).

ABB:s skyddsreläer har jämförts på basis av de funktionstider som finns specificerade i tillhörande manualer. För att få klarhet i vilka tider som är intressanta ur prestandasynpunkt har ABB:s reläexperter konsulterats.

## 3.2 Klassificering

Alla Norska elstationer som når upp över minimikraven för klass 1 ska klassificeras baserat på hur strategiskt viktig stationen är. Det finns tre olika klasser, där klass 1 har lägst krav och klass 3 har högst krav. Elstationerna klassificeras enligt Bfk (2012/1157) § 5-2, grundklassificeringen baserar sig på effektkapacitet och spänningsnivå, enligt tabellen nedan. Ställverk, kraftledningar, lokala driftkontrollsystem och annat som funktionellt är en del av en transformatorstation, omriktarstation eller ett kraftverk klassificeras enligt den aktuella stationens klass.

**Tabell 1. Klassificeringsgrunder**

	Klass 1	Klass 2	Klass 3	Enhet
<b>Transformatorstation</b> med samlad huvudtransformatorkapacitet på minst:	10	50	100	MVA
Högsta spänningsnivå på minst: * Dimensionerad spänningsnivå.	-	30	200*	kV
Sekundärspänningsnivå på minst:	-	-	30	kV
<b>Omformatorstation</b> med samlad omformarkapacitet på minst:	10	50	-	MVA
högsta spänningsnivå på minst:	-	30	-	kV
<b>Självständig kopplingsstation</b> i kraftsystemet byggd för en spänningsnivå på minst:	30	100	200	kV
<b>Kraftledning</b> byggd för en spänningsnivå på minst	5	30	200	kV
<b>Kraftverk</b> med total installerad generatorkapacitet på minst: ** Endast kraftverk i fjäll kan klassificeras i klass 3	25	100	250**	MVA
<b>Fjärrvärmecentral</b> med total kapacitet inklusive extern värmeleverans på minst	50	150	-	MW

Driftkontrollsystem som styr eller övervakar anläggningar i klass 1 placeras i denna klass. Driftkontrollsystem placeras enligt enskilda beslut i klass 2 och 3.

Kapacitetskriterierna inkluderar inte mobila komponenter, som t.ex. reservaggregat och reservtransformatorer, tillfälligt placerade transformatorer, generatortransformatorer,

transformatorer för reglering och speciella ändamål (faskompensering, spolar etc.). För transformatorer med flera funktioner (lindningar) räknas den högsta kapaciteten för omvandling mellan nätnivåer. (Bfk, 2012/1157, § 5-2).

I vissa fall ger dessa bestämmelser ger felaktiga eller orimliga resultat för en anläggning, då kan NVE bedöma att göra ändringar i klassificeringen enligt § 5-7 i Bfk (2012/1157). På detta vis kan särskilt viktiga anläggningar värderas skilt och ges en högre klass. För mindre viktiga anläggningar kan en lägre klass ges, på initiativ av NVE eller på basen av en motiverad ansökan (Bfk veiledning, 2013, s. 66).

### 3.3 Fysiska skydd

För klass 1 anläggningar finns krav på skalskydd efter normal byggstandard. Om det ingår yttre anläggningsdelar, som t.ex. utomhusställverk och lagerbyggnader, så ska det finnas stängsel runt om stationen. Skalskyddet ska omfatta en solid byggnad. Rum för lokal driftkontroll, styrning och kommunikation ska vara egna åtkomstkontrollerade zoner.

För anläggningar i klass 2 och 3 är det krav på områdes-, skal- och zonskydd (se Figur 7). Dessa ska ge fysiska barriärer mot oönskade händelser och handlingar, t.ex. mot inbrott, brand och explosioner. För en del anläggningar i områden med begränsat utrymme är det inte möjligt att utföra tillfredsställande områdeskydd. I sådana fall ska man ta hänsyn till detta vid utformning av skalskyddet, var eventuellt ytterligare åtgärder ska övervägas. Områdesskyddet ska i regel uppfylla skyddsklass 3.

För huvudtransformatorer i klass 2 ska det finnas skalskydd i form av en byggnad eller liknande. Detta skydd ska så långt som möjligt i horisontellt plan dölja transformatorn från omgivningen. Skyddet kan bestå av berg terräng eller en konstruktion och ska tåla minst 2 kN/m<sup>2</sup>. Transformatorer sektioneras från varandra och lokala styranordningar, t.ex. brytare och oljekran skyddas. Skalskyddet ska uppfylla skyddsklass 4.

Skalskyddet för övriga anläggningsdelar i klass 2 ska uppfylla minst skyddsklass 4, och fönster klass P5A. Till övriga anläggningsdelar hör bl.a. driftsbyggnad, inomhusställverk, kopplingsanläggningar och anläggningar för stationsström och styrning.

Zonskydd för särskilt viktiga områden i klass 2 gäller bl.a. rum för driftkontroll, styrning, kommunikation, nödström och liknande. Zonskyddet ska uppfylla skyddsklass 3, och skyddsnivån ska anpassas till utrustningen och nivån på skalskyddet. (Bfk veiledning, 2013).

Utöver kraven för klass 2, ska anläggningar i klass 3 ha ett fysiskt områdesskydd som effektivt hindrar inträngning. Avståndet till icke avspärrade områden vara tillräckligt stort, Bfk (2012/1157, § 5-6)

Skalskyddet för transformatorer i klass 3 ska dölja transformatorn ännu bättre och flera hundra meter sett från omgivningen. Konstruktionens hållfastighet ökas till  $4 \text{ kN/m}^2$ . Alla infästningar som görs, för t.ex. balkar och plåtar, i transformatorcellen ska fästas från insidan så att de inte kan tas bort från utsidan. Konstruktioner baserat på murverk, ihåliga- eller lättbetongblock uppfyller inte kraven.

I klass 3 gäller samma krav för skalskyddet som i klass 2, men skalskyddet ska uppfylla skyddsklass 5, och fönster P7B. Skyddet ska även omfatta stora viktiga komponenter med lång leveranstid. För zonskydd i klass 3 anläggningar höjs skyddsklassen till 4. (Bfk veiledning, 2013).



**Figur 7. 420 kV övergångsstation mellan luftlinje och kabel, enligt klassificeringsgrunderna är detta en klass 3 station. (Sprenger, 2010).**



### 3.4 Larmsystem

Det är normalt tillräckligt med regelmässig tillsyn och etablerade rutiner för att hantera händelser och onormala tillstånd i en klass 1 anläggning. System för att upptäcka och eventuellt utlösa larm, vid t.ex. inbrott, brand och teknisk svikt, är inget krav men det rekommenderas att sådana system installeras. Där det av lokala förhållanden krävs, antas det att ett sådant system installeras. Vid utsatta anläggningar bör larm enligt kraven för klass 2 övervägas.

Enligt beredskapsföreskriftens veiledning (2013) ska det i klass 2 anläggningar, som ett minimum, vara installerat ett inbrotts- och brandalarm. Detta system ska ha detektering och alarmering i alla viktiga delar av anläggningen. Det antas att anläggningar i klass 2 och 3, via kontrollsystem eller på annat sätt, har ett system som kontinuerligt övervakar anläggningens tillstånd och drift. Systemet ska alarmera vid feltillstånd och hantera felåterställning.

I klass 3 anläggningar ska det installeras ett omfattande larmsystem. All oönskad rörelse, inbrottsförsök och liknande, innanför anläggningens område ska upptäckas och alarmeras. Som ett minimum ska systemet omfatta anläggningens vitala komponenter med tillhörande skalskydd. Till de vitala komponenterna hör bl.a. huvudtransformator, inomhusställverk, driftsbyggnad med kontrollrum, processmaskiner kommunikation och nödström. Ett motsvarande system installeras för att upptäcka och alarmera om brand, brandförlopp, rökutveckling och liknande. Behovet av larmsystem för andra typer av oönskade händelser, t.ex. gasläckage, överhettning, mekaniska och elektriska fel, ska bedömas för den enskilda anläggningen. I klass 3 anläggningar ska det finnas videoövervakning för viktiga anläggningsdelar, övervakningsmaterialet lagras så att det kan verifieras och dokumenteras i efterhand. (Bfk veiledning, 2013)

### 3.5 Komponenter

I en klass 1 anläggning krävs reserver för viktiga komponenter. Det finns inget krav på dubblering av brytare, frånskiljare och skenor (se Figur 1).

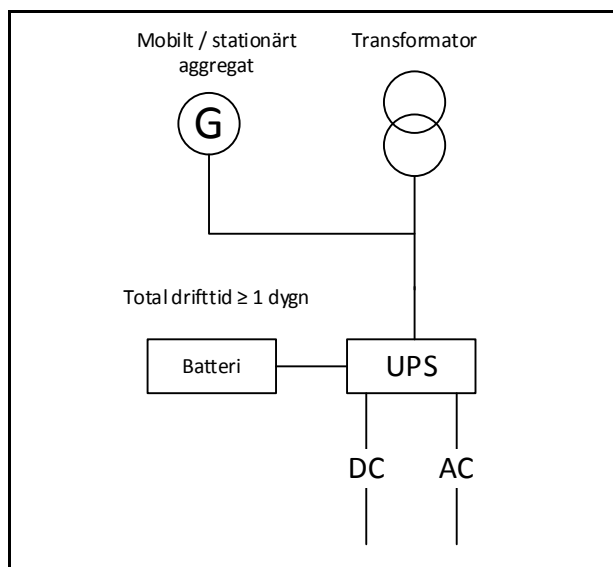
I klass 2 anläggningar ställs krav på att de viktigaste komponenterna för stationens primära funktioner ska vara dubblerade. I Bfk (2012/1157) är de viktigaste komponenterna specificerat som frånskiljare, samlingsskenor och annan nödvändig utrustning. Ställverk i denna klass ska alltså konstrueras med dubbla skenor och frånskiljare (se Figur 1). Reläskydd hör inte till ”annan nödvändig utrustning” och behöver inte dubbleras enligt detta krav (Personlig kommunikation med chefsingenjör vid NVE, 6.2.2015).

Driftkontrollsystem fram till anläggningar i klass 2 och 3 ska vara redundant till det lokala kontrollsystemet. I det lokala kontrollsystemet är det verksamhetens uppgift att bedöma behovet av redundans. Vid användning av identiska lösningar för dubblering i driftkontrollsystem, ska det förhindras att samma systemfel slår ut båda systemen.

Klass 3 bygger på redundanskraven med dubblering av brytare, grundlayouten blir då ett tvåbrytarställverk (se Figur 1). I denna klass ska även huvudtransformatorn ha redundans, rekommenderat lösning på detta är att stationen utrustas med två huvudtransformatorer som vardera kan ta den dimensionerade lasten. En annan möjlighet, som inte har lika hög redundans, är redundans i system. Med detta menas att en annan anläggning kan ta över funktionen för en havererad anläggning. För att skydda huvudtransformatorerna ska konsekvenser av geomagnetiskt inducerade strömmar bedömas, och lämpliga åtgärder göras. (Bfk veiledning, 2013).

### 3.6 Strömförsörjning och nödströmssystem

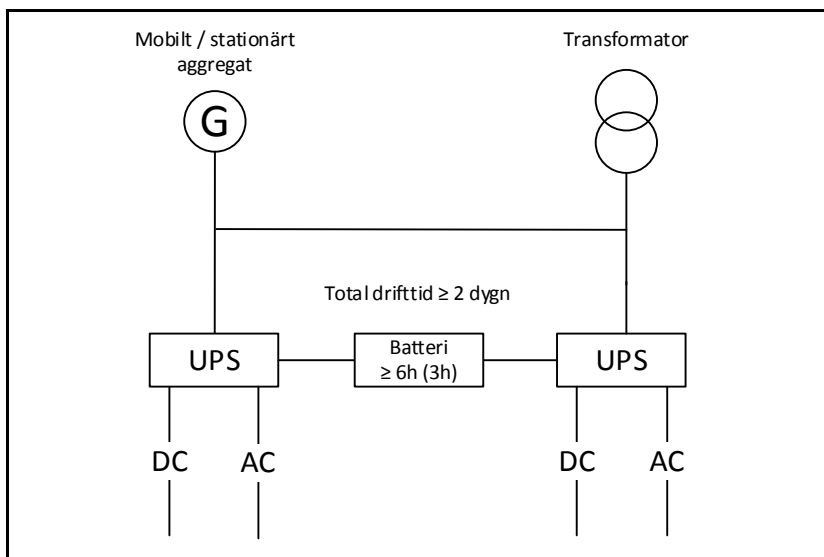
Nödströmssystemet i en klass 1 anläggning består av en UPS med en batteribank. Om stationärt nödströmsaggregat saknas, ska ett mobilt aggregat kunna kopplas in innanför batteritiden. Nödströmssystemet ska ha en total gångtid på minst ett dygn. Förslag på utförande visas i Figur 8.



Figur 8. Exempel på strömförsörjning för klass 1

I klass 2 ställs följande krav utöver kraven i klass 1, strömförsörjningen och nödströmssystemet ska byggas elektriskt redundant, så att felkritiska systemdelar undviks. Detta görs genom att anläggningen förses med dubbel uppsättning av stationsströmskablar och UPS:ar (se Figur 9). Även om beredskapsföreskriftens veiledning (2013) anger att systemet ska vara redundant, så krävs endast en batteribank enligt beredskapsföreskriften (2012/1157). Nödströmssystemet ska ha en total gångtid på minst två dygn. Batteribanken normalt ska klara av sex timmar, men detta kan reduceras till tre timmar om stationärt aggregat är installerats.

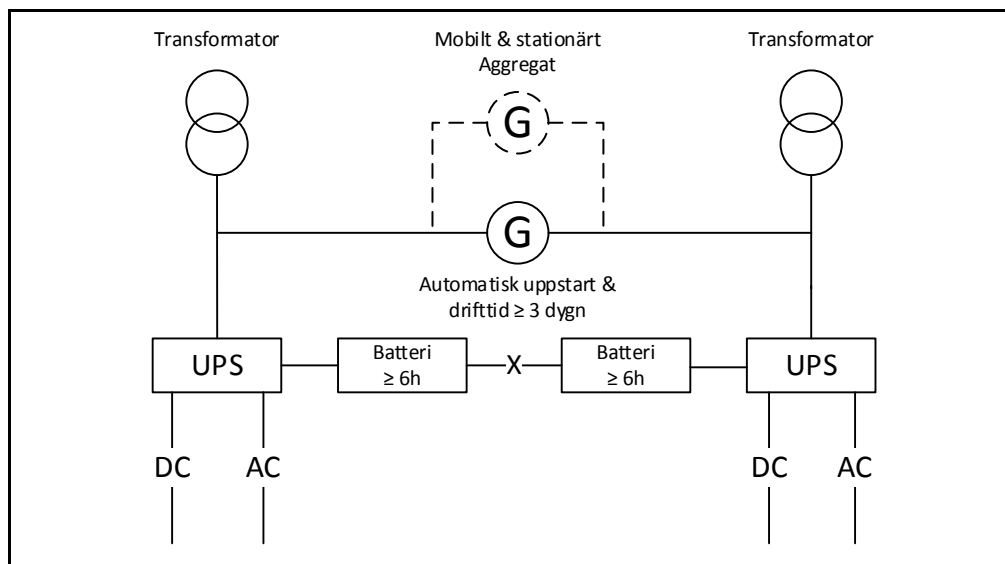
Strömförsörjningen i klass två ska fungera oberoende av avbrott som kan förekomma i ordinarie strömförsörjning och förutsägbara fel i egen strömförsörjning. Exempel på förutsägbara fel är: överbelastning, överhettning, kortslutningar, bränder, överspänningar, komponentfel, grävolycka och nödströmsaggregat med startsvårigheter.



**Figur 9. Exempel på strömförsörjning för klass 2**

Förutom ovannämnda krav gäller följande för klass 3, alla felkritiska delar ska undvikas genom att nödvändiga system försörjs från två helt oberoende och separata system. Systemen ska ha varsin batteribank som placeras i skilda rum. Drifttiden per batteribank ska vara minst sex timmar. Korskopplingsmöjligheter ska finnas så att hela batterikapaciteten kan användas vid eventuellt fel i nödströmsanläggningen. Det ska finnas ett stationärt nödströmsaggregat som har minst tre dygns självständig drifttid och automatisk uppstart vid strömavbrott. Ett mobilt aggregat ska snabbt kunna anslutas om det stationära inte fungerar. Figur 10 visar ett förslag på utförande.

Nödströmssystemet ska tåla de maximalbelastningar det kan bli utsatt för, däribland hjälpsystem som nödvändig belysning, kylning och liknande. Dubblering ska så långt som möjligt ske genom elektrisk och fysisk separering. Om detta inte är möjligt ska fysisk sektionering göras. Anläggningen ska fungera oberoende ordinarie strömförsörjning och fel i egen strömförsörjning. Funktion ska upprätthållas också vid oförutsägbara och långvariga strömavbrott. (Bfk veiledning, 2013)



Figur 10. Exempel på strömförsörjning för klass 3.

### 3.7 Kablage

I klass 2 anläggningar ska kablage för styr signaler och stationsström dubbleras. Stationsström omfattar all el som används för anläggningens egen utrustning och drift, inklusive högspänning, lågspänning, svagström, växel- och likström. Viktiga kablar för driftkontroll, styrning och nödström ska så långt som möjligt separeras från högspänningskablar. Kraftledningarnas viktiga komponenter så som skarv och kabeländar ska skyddas, alternativt kan reservkomponenter anskaffas och lagras på säker plats.

För klass 3 gäller ytterligare att det ska finnas dubblerat och fysiskt oberoende kablage för styrning, kommunikation, stationsström och högspänning. Kablage separeras fysiskt i följande grupper: styrning och kommunikation, stationsström, högspänning. (Bfk veiledning, 2013).

### 3.8 Allmänna krav

I ställverk får anläggningsdelar och komponenter inte begränsa den termiska lastbarheten i anslutna kraftledningar. Ändpunktskomponenter dimensioneras utgående från maxbelastning på kraftledningen 15 minuter, begränsat till 4 kA. Anläggningsdelarna och komponenterna ska placeras så att följdskador vid haveri är små.

För brytare ansluten till nät med spänning 220 kV eller högre krävs dubbla spolar. Brytare ansluten till nät med lägre spänning, behöver endast ha dubbla spolar om det krävs redundanta skydd av klasskraven eller analys. Vid redundanta skyddssystem ska system 1 styra spole 1 och system 2 styra spole 2, hela kedjan från batterisystem till spole ska vara redundant.

Transformatorer ska ha brytare på alla lindningssidor. Tilläggsutrustning som strömtransformatorer, genomföringar, interna ledningar och kopplare får inte begränsa transformatorns termiska överbelastbarhet. Transformatorer med primärlindning ansluten till regional- eller centralnätet, ska ha lindningskopplare med möjlighet för automatisk spänningsreglering. Antalet lindningar ska vara anpassade till normala spänningsvariationer på den reglerade sidan. Detta krav gäller inte spartransformatorer.

Lokal induktiv och kapacitiv obalans ska kompenseras genom installation av kondensatorbatteri respektive reaktor. I direktjordat nät ska kompenseringsutrustning utföras med jordad nollpunkt, och isolerad nollpunkt i isolerat och spoljordat nät. Storleken på kondensatorbatterier ska bedömas av ansvarig koncessionshavare i samråd med berörda parter, andra koncessionshavare och systemansvarig d.v.s. Statnett.

Enligt FIKS (2012) ska det för jordströmskompensering installeras nödvändigt antal jordslutningsspolar i nät som normalt inte ger tillförlitlig släckning vid enkelt jordfel. I spoljordat nät som normalt ger laddström över 100 A, ska kapaciteten fördelas på minst två spolar. Minst en jordslutningsspole i det spoljordade nätet ska vara steglöst reglerbar och fjärrstyrbar. Ett intakt kompenserat nät ska kunna köras överkompenserat. Vid fel eller reparationer på en av spolarna kan nätet köras underkompenserat. Det ska alltid finnas spolkapacitet som ger tillförlitlig släckning. Jordströmsspolar fördelas så jämnt som

möjligt i nätet. Önskad fränkoppling av komponenter i nätet ska undvikas vid enkelt jordfel. Jordslutningsspolar i 132 kV nät dimensioneras för 8 timmars drift vid märkström.

Felvisning för nya mätpunkter ska vara mindre än 0.8 % vid nominell ström och spänning. Strömtransformatorer ska uppfylla kraven i IEC 60044-1. 3 st. enpoliga mättransformatorer ska användas och antalet kärnor ska täcka behovet för mätning och skydd. Skyddskärnor ska företrädesvis vara av typ 5P. Strömtransformatorerna ska uppfylla klass 0,2s från 1 VA till nominell effekt. Provprotokoll ska vara spårbara och levereras tillsammans med varje enskild strömtransformator. Dessa ska i tillägg till mätningsskarakteristiken också innehålla strömtransformatorernas märkvärden för respektive kärna.

Induktiva spänningstransformatorer ska uppfylla IEC 60044-2 och kapacitiva IEC 60044-5. Klass 0,2 ska uppfyllas från 1 VA till nominell effekt. 3 st. Enpoliga spänningstransformatorer används för mätning och skydd. Provprotokoll ska vara spårbara och levereras tillsammans med spänningstransformatorn. Induktiva spänningstransformatorer ska ha korrekt dimensionerat dämpsystem mot ferroresonans.

T-avgreningar definieras som en anslutning till en huvudförbindelse, där anslutningspunkten inte har fullvärdigt brytarfält för alla utgångar. Avgreningen definieras som en del av huvudförbindelse, med spänning 220 kV eller högre, om endast statisk reaktiv kompenseringsanläggning är ansluten. Sådana avgreningar kan utrustas med enkla brytarfält, separat brytare och frånskiljare. Avgreningen är inte definierad som en del av en huvudförbindelse, med spänning 220 kV eller högre, om avgreningen omfattar aktiv kraftproduktion och/eller konsumtion. Då gäller redundanskrav enligt anläggningens klass. Avgrening på huvudförbindelse med spänning lägre än 220 kV behandlas särskilt i varje fall. Systemansvarig försöker i första hand undvika T-avgreningar i dessa fall. (FIKS, 2012).

### 3.9 Skyddssystem

Det ska implementeras skyddsfunktioner som frånkopplar fel så att felfria delar av kraftsystemet fortsätter att fungera så normalt som möjligt. Alla kortslutningar och lindningsfel ska kunna frånkopplas av två oberoende skyddssystem, om inget annat är specificerat. Endast ett av de två skyddssystemen måste uppfylla kraven på frånkopplingstider och selektivitet, om inget annat är specificerat. Backupsystemet säkerställer frånkoppling i händelse av fel på ett system.

Vid normal frånkoppling av fel ska alla kortslutningar frånkopplas selektivt. Skyddssystemet ska se till att den felaktiga enheten isoleras från angränsande nät, oberoende av de angränsande nätens spänningsnivå. Skyddssystem för enheter i det aktuella nätet, ska vara selektiva för skyddssystem i överliggande nät. Skyddssystem för enheter i underliggande nät, ska vara selektiva för skyddssystem i det aktuella nätet.

Felklarering av skydd eller brytarfel, i det aktuella nätet eller i underliggande nät, kan medföra reservfunktioner från skydd på transformator. Vid dessa tillfällen ska det strävas efter selektivitet för detta transformatorskydd för skyddssystem på överliggande spänningsnivåer. Skyddssystem ska inte lösa ut vid transienter, dynamiska eller onormala stationära tillstånd som kan uppstå som följd av normal frånkoppling av fel, kopplingar, nätuppdelning och spänningssättning. Förutsatt att sådana händelser inte medför överbelastning av komponenter i kraftnätet.

Selektivitet kan frångås vid skyddssystem- eller brytarfel, och vid normal frånkoppling av fel mellan strömtransformator och tillhörande brytare i tvåbrytarfält med dubbla strömtransformatorer.

Skyddssystem ska konfigureras så att enhetens maxkapacitet inte begränsas och drivas så att sannolikheten för oönskad frånkoppling minimeras. Ägare av enheten ansvarar för att frånkopplingskraven uppfylls, oberoende om skyddssystemet är lokalt eller i underliggande stationer. Ansvaret gäller både för normal frånkoppling av fel och frånkoppling vid skyddssystem- eller brytarfel.



Alla enheter anslutna till nät med spänning på 400 kV, 300 kV och 220 kV ska vara utrustade med jordströmsskydd. Dessa skydd ska mäta  $3I_0$  och ha strömberoende tidsfördröjning. Jordströmsskydd i överliggande direktjordat nät ska vara ömsesidigt selektiva för jordströmsskydd i lågohmigt jordade nät med spänning på 132 kV eller mindre. (FIKS, 2012).

### 3.10 Reljämförelse

Jämförelse av tre olika transformatorskydd från ABB. Skyddsreläerna som jämförs är RET630, RET650 och RET670, där RET630 är den enklaste och RET670 är den mest avancerade modellen. Skyddsfunktioner som undersöks är differentialskydd och överströmsskydd. Tiderna som anges är hämtade ur ABB:s manualer. Tidernas betydelse har klargjorts genom diskussion med en produktchef för skyddsrelän vid ABB (Personlig kommunikation, 2.3.2015). Osäkerheter för en del tider fattas eftersom de inte var angivna i manualen. Den totala tiden är summan av tiden för att hitta felet och fördröjningstiden.

Tabell 2. Jämförelse av transformatorskydd

	RET630 1.3	RET650 1.3	RET670 2.0	Injicerad felström
<b>Diffskydd, lågströmssteg</b>	TR2PTDF	T2WPDIF	T2WPDIF	
Injicerad felström	2 x Id	5 x Id	2 x Id	←
Tid för att hitta fel	35 ± 5 ms	25 ms	25 ± 5 ms	
<b>Diffskydd, högströmssteg</b>	TR2PTDF	T2WPDIF	T2WPDIF	
Injicerad felström	2 x Id	5 x Id	5 x Id	←
Tid för att hitta fel	17 ± 5 ms	20 ms	15 ± 5 ms	
<b>Överströmsskydd, oriktat lågströmssteg</b>	PHLPTOC	OC4PTOC	OC4PTOC	2 x I <sub>set</sub>
Tid för att hitta fel	23 ± 15 ms	25 ms	22,5 ± 7,5 ms	
Kortaste fördröjning	40 ± 20 ms	0 ± 25 ms	0 ± 35 ms	
Totalt	63 ± 25 ms	25 ms	22,5 ± 36 ms	
<b>Överströmsskydd, oriktat högströmssteg</b>	PHHPTOC	OC4PTOC	OC4PTOC	2 x I <sub>set</sub>
Tid för att hitta fel	19 ± 5 ms	25 ms	22,5 ± 7,5 ms	
Kortaste fördröjning	20 ± 20 ms	0 ± 25 ms	0 ± 35 ms	
Totalt	39 ± 21 ms	25 ms	22,5 ± 36 ms	
<b>Överströmsskydd, oriktat ofördröjt</b>	PHIPTOC	PHPIOC	PHPIOC	2 x I <sub>set</sub>
Tid för att hitta fel	17 ± 5 ms	20 ± 5 ms	20 ± 5 ms	

Källa: ABB (2013b, 2014b, 2014d)

Det som bör observeras i jämförelsen av differentialskydden är att den injicerade felströmmen inte är samma för alla skyddsrelän. Det finns risk att detta påverkar funktionstiden och ger en felaktig bild av vilket relä som har kortare funktionstid.

Liknande jämförelse som den föregående, men i denna undersöks tre av ABB:s linjeskydd: REF630, REL650 och REL670. Där REF630 är den enklaste modellen och REL670 den mest avancerade modellen.

**Tabell 3. Jämförelse av linjeskydd**

	REF630 1.3	REL650 1.3	REL670 2.0	Injicerad felström
<b>Överströmsskydd, lågströmssteg oriktat</b>	PHLPTOC	OC4PTOC	OC4PTOC	$2 \times I_{set}$
Tid för att hitta fel	$23 \pm 15$ ms	25 ms	$22,5 \pm 7,5$ ms	
Kortaste fördröjning	$40 \pm 20$ ms	$0 \pm 25$ ms	$0 \pm 35$ ms	
Totalt	$63 \pm 25$ ms	25 ms	$22,5 \pm 36$ ms	
<b>Överströmsskydd, oriktat högströmssteg</b>	PHHPTOC	OC4PTOC	OC4PTOC	$2 \times I_{set}$
Tid för att hitta fel	$19 \pm 5$ ms	25 ms	$22,5 \pm 7,5$ ms	
Kortaste fördröjning	$20 \pm 20$ ms	$0 \pm 25$ ms	$0 \pm 35$ ms	
Totalt	$39 \pm 21$ ms	25 ms	$22,5 \pm 36$ ms	
<b>Överströmsskydd, oriktat ofördröjt</b>	PHIPTOC	PHPIOC	PHPIOC	$2 \times I_{set}$
Tid för att hitta fel	$17 \pm 5$ ms	$20 \pm 5$ ms	$20 \pm 5$ ms	

Källa: ABB (2013a, 2014a, 2014c)

Där endast tiden för att hitta fel är angivet så skickar skyddsreläet brytsignal direkt när felet har detekterats (Personlig kommunikation med produktchef för skyddsrelän på ABB, 2.3.2015). Funktionstiderna för överströmsskydden i transformator- och linjeskydden är exakt samma.

Utav denna jämförelse kan det konstateras att en liten skillnad i funktionstid finns. De enklare modellerna har i de flesta fall en marginellt längre funktionstid.

## 4 Resultat och sammanfattning

Målet med detta arbete var att skapa en lättläst handbok som sammanfattar kraven på norska elstationer (handbokens disposition, se bilaga 1). Stor prioritet har lagts vid handbokens användbarhet, eftersom detta var ett av de viktiga målen i arbetet. De dokument som kraven är sammanställda av specificeras ofta som krav vid offertförfrågningar.

Handboken är planerad och utförd så att man enkelt ska hitta informationen när den behövs. Om beställaren inte har specificerat elstationens klass, kontrolleras riktlinjer angående detta med hjälp av klassificeringsgrunderna. När elstationens klass är utredd studeras klasskraven i detalj och sedan de allmänna kraven. De allmänna kraven specificerar dimensionering och val av komponenter i elstationen.

Varje kapitel i handboken är självständigt, så man behöver inte läsa genom hela för att hitta svaret på en fråga. Man söker efter ett kapitel som motsvarar det område man vill undersöka, och där finns förklaringar på vad som ska uppfyllas samt var man hittar mera information. Handboken syfte är att snabba upp arbetsprocessen när elstationernas krav ska klargöras och när komponenterna ska dimensioneras och konfigureras.

Riktlinjerna för klassificeringssystemet som behandlas i kapitel 3.2, baserar sig på elstationernas genomströmningseffekt och spänningsnivå. Detta är ett logiskt sätt att klassificera elstationerna, eftersom betydelsen av stationen i de flesta fall är proportionell mot genomströmningseffekten. En högre spänning ger också möjlighet till en högre genomströmningseffekt. En station med stor genomströmningseffekt förser också ett stort område med energi och vice versa. Vissa punkter i kraftnätet har högre prioritet och beaktas genom att elstationerna kan klassas i en högre klass, även om genomströmningseffekten är liten. Klassificeringen är planerad så att anläggningar som hör till centralnätet i huvudsak placeras i klass 3, regionalnät i klass 2 och lokala fördelningsnät i klass 1.

En viktig aspekt vid planering och konstruktion av elstationer är att följa de krav som ställs. Krav som inte uppfylls ställer till problem förr eller senare i form av t.ex.

ändringsarbeten och oönskade avbrott i elförsörjningen. Avbrott i elförsörjningen som sannolikt skulle ha förhindrats om redundanskraven hade uppfyllts.

## 5 Diskussion

Handböckerna och föreskrifterna som detta arbete är baserat på är skrivna på norska. En av de större svårigheterna i början var språket, även om norskan är ganska lik svenskan. Problemet är att det i norska språket finns ord som liknar svenska ord väldigt mycket, men som betyder något helt annat. Speciellt när det gäller lagtexter så är det viktigt att läsa och förstå varje litet ord. Missförstår man ett ord kan det vända på hela betydelsen.

Sammanställningen har krävt en grundlig studie av föreskrifter, standarder och handböcker. Detta har gett en stor insikt i hur de har tänkt vid uppställningen av kraven. Av denna orsak har mycket tid lagts på att försöka förklara kraven på ett begripligt sätt, så att även de utan denna bakgrund har nytta av handboken.

Norge har tidigare använt sig av ett eget klassificeringssystem för de fysiska skydden. Men i den nyaste beredskapsföreskriften (2012/1157) har de börjat övergå till ett EN standardiserat system. Övergången är inte helt klar än och båda systemen används i föreskriften. Det har krävts en hel del att konvertera mellan dessa system för att få ett enhetligt system i min handbok.

En svårighet som jag stött på flera gånger är att det finns gott om tolkningsmöjligheter för kraven. För vissa delar finns det till och med helt motstridiga specifikationer. Om man undersöker ett krav i beredskapsföreskriften (2012/1157), så sägs det en sak. När man kontrollerar upp detta i beredskapsföreskriftens veiledning (2013), så kan det vara helt motsatta krav. I dessa fall har jag gjort en djupare undersökning, om detta inte gett resultat har jag kontaktat de som skrivit specifikationerna.

Det som kunde ha gjorts bättre eller göras som en utveckling av denna handbok är att skapa ett enkelt program som presenterar önskade krav. Kraven kunde beskrivas kort och enkelt med hänvisningar och länkar till gällande standarder och föreskrifter. Detta eftersom handboken blev ganska lång, trots att kraven och informationen har förkortats så mycket som möjligt.

Vidare utveckling av detta arbete kunde också vara att göra en liknande studie över kraven på produktionsenheter, eller att göra en handbok för kraven på svenska elstationer. Reljämförelsen kunde utvecklas till att omfatta flera tillverkare och innehålla praktiska tester av funktionstiderna.

## 6 Källförteckning

ABB, 2013a. *Product Guide, Line distance protection REL650 1.3, IEC*. (pdf-fil) [Online] [www.abb.com](http://www.abb.com) [hämtat 10.3.2015].

ABB, 2013b. *Product Guide, Transformer protection RET650 1.3, IEC*. (pdf-fil) [Online] [www.abb.com](http://www.abb.com) [hämtat 10.3.2015].

ABB, 2014a. *Product Guide, Line distance protection REL670 2.0*. (pdf-fil) [Online] [www.abb.com](http://www.abb.com) [hämtat 10.3.2015].

ABB, 2014b. *Product Guide, Transformer protection RET670 2.0*. (pdf-fil) [Online] [www.abb.com](http://www.abb.com) [hämtat 10.3.2015].

ABB, 2014c. *REF630 IEC 1.3, Feeder Protection and Control, Product Guide*. (pdf-fil) [Online] [www.abb.com](http://www.abb.com) [hämtat 10.3.2015].

ABB, 2014d. *RET630 IEC 1.3, Transformer Protection and Control, Product Guide*. (pdf-fil) [Online] [www.abb.com](http://www.abb.com) [hämtat 10.3.2015].

Blomqvist, H. red., 2003. *Elkraftsystem 1*. (2 uppl.) Elkrafthandboken. Liber.

Blomqvist, H. red., 2012. *Elkraftsystem 2*. (3 uppl.) Elkrafthandboken. Liber.

*Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS)*, 2012. (pdf-fil) Oslo: Statnett SF [Online] [www.statnett.no](http://www.statnett.no) [hämtat 10.3.2015].

McDonald J. D. red., 2012. *Electric power substations engineering*. (3 uppl.). Taylor & Francis Group.

*Om kraftsystemet*, 2013. [Online] [www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Kraftsystemdata/Om-kraftsystemet](http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Kraftsystemdata/Om-kraftsystemet) [hämtat 6.4.2015].

Sprenger M., 2010. *Derfor er kabel ikke et alternativ*. [Online] [www.tu.no/kraft/2010/06/29/derfor-er-kabel-ikke-et-alternativ](http://www.tu.no/kraft/2010/06/29/derfor-er-kabel-ikke-et-alternativ) [hämtat 6.4.2015].

*Säkerhet*, 2015. [Online] [corporate.vattenfall.se/om-oss/var-verksamhet/var-elproduktion/forsmark/sakerhet/](http://corporate.vattenfall.se/om-oss/var-verksamhet/var-elproduktion/forsmark/sakerhet/) [hämtat 9.4.2015].

*Veiledning til forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen*, 2013. (pdf-fil) Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat [Online] [www.nve.no](http://www.nve.no) [hämtat 10.3.2015].



## Norges författningssamling

Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen  
(beredskapsforskriften) 7.12.2012/1157. [Online] [www.lovdata.no](http://www.lovdata.no) [hämtat: 25.3.2015].

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet 7.5.2002/448. [Online] [www.lovdata.no](http://www.lovdata.no)  
[hämtat: 9.4.2015].

Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.  
(energiloven) 29.6.1990/50. [Online] [www.lovdata.no](http://www.lovdata.no) [hämtat: 9.4.2015].

Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi  
m.m. (energilovforskriften) 7.12.1990/959. [Online] [www.lovdata.no](http://www.lovdata.no) [hämtat: 9.4.2015].

# Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>Förkortningar .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Definitioner .....</b>	<b>1</b>
<b>3</b>	<b>Inledning.....</b>	<b>2</b>
3.1	Avgränsning .....	2
<b>4</b>	<b>Brandmotstånd .....</b>	<b>3</b>
<b>5</b>	<b>Klassificering av byggnadsmaterial.....</b>	<b>4</b>
5.1	Fysiska skyddens klassificeringsstandarder .....	4
<b>6</b>	<b>Klassificeringsgrunder .....</b>	<b>6</b>
6.1	Denna bestämmelse omfattar inte .....	7
6.2	Undantag .....	7
6.3	Ansvarsfrågor .....	8
<b>7</b>	<b>Klass 1.....</b>	<b>9</b>
7.1	Fysiska skydd .....	9
7.2	Larmsystem .....	10
7.3	Komponenter .....	10
7.4	Strömförsörjning och nödströmssystem.....	11
<b>8</b>	<b>Klass 2.....</b>	<b>12</b>
8.1	Fysiska skydd .....	12
8.2	Larmsystem .....	14
8.3	Komponenter .....	14
8.4	Strömförsörjning och nödströmssystem.....	15
8.5	Kablage.....	16
<b>9</b>	<b>Klass 3.....</b>	<b>17</b>
9.1	Fysiska skydd .....	17
9.2	Larmsystem .....	19

9.3	Komponenter .....	20
9.4	Strömförsörjning och nödströmssystem .....	21
9.5	Kablage.....	22
<b>10</b>	<b>Allmänna krav .....</b>	<b>24</b>
10.1	Reläskydd i regional- och centralnät $\geq 33$ kV .....	24
10.2	Ställverk.....	27
10.3	Transformator .....	28
10.4	Kondensatorbatteri .....	29
10.5	Reaktor .....	30
10.6	Jordströmskompensering.....	30
10.7	Spänningstransformatorer .....	31
10.8	Strömtransformatorer .....	32
10.9	T-avgrening .....	33
10.10	Jordfel i högspänningsnät.....	34
<b>11</b>	<b>Skyddskonfigurationer för regionalnät 110 – 33 kV.....</b>	<b>35</b>
11.1	Skensystem 110 – 33 kV .....	35
11.2	Kraftledning 110 – 33 kV.....	36
11.3	Transformator 110 – 33 kV .....	38
11.4	Shuntreaktor 110 – 33 kV .....	40
11.5	Shuntkondensator 110 –33 kV .....	41
11.6	FACTS-anläggning .....	42
11.7	Inkopplingsautomatik.....	42
<b>12</b>	<b>Skyddskonfigurationer för centralnät &gt;110 kV .....</b>	<b>43</b>
12.1	Skensystem 420 – 220 kV .....	43
12.2	Kraftledning 420 – 220 kV.....	44
12.3	Spartransformator 420 – 220 kV .....	46
12.4	Transformator 420 – 220 kV .....	47
12.5	Skensystem 132 kV .....	49

12.6 Kraftledning 132 kV .....	50
12.7 Transformator 132 kV .....	55
12.8 Shuntreaktor >110 kV .....	57
12.9 Shuntkondensator >110 kV .....	58
12.10 FACTS-anläggning .....	59
12.11 HVDC-Terminal.....	59
12.12 Inkopplingsautomatik.....	60
12.13 Felskrivare .....	61
<b>13 Skyddsreljämförelse .....</b>	<b>63</b>
<b>14 Källor .....</b>	<b>65</b>