



Kartläggning av problem inom småskalig vattenkraft och faskompensering av asynkrongenerator i ett vattenkraftverk

Emil Nilsson, Erik Persson & Pontus Nevanperä

Förord

Vi vill börja med att tacka Bertil och Inga Gustafsson, ägare till Östebyns vattenkraftstation, som under 10 veckor bidragit med kunskap och erfarenheter och framförallt trevliga möten med gofika. Vi vill även tacka Anton Lindblad och Svensk vattenkraftsförening för hjälpen med enkätundersökningen och en bättre inblick i hur småskalig vattenkraft fungerar. Vi vill tacka handledare Lars Holmblad och examinator Andreas Petersson för trevligt samarbete.

Vi har under arbetets gång delat upp faktainsamlingen av den teoretiska delen lika mellan författarna. Under resterande delar av arbetet har vi jobbat gemensamt med undersökningar, mätningar och rapportskrivande. Rapporten innehåller grafer och figurer som bör skrivas ut i färg. Bilder och tabeller är framställda av författarna där inget annat anges.

Slutligen vill vi rikta ett stort tack till Johny Haraldsson, Anders Axelsson och Torbjörn Hernvall på Högskolan Väst som bidragit med hjälp och roliga samtal under hela utbildningens gång.

Emil Nilsson

Erik Persson

Pontus Nevanperä

Trollhättan 2016-06-08

Kartläggning av problem inom småskalig vattenkraft och faskompensering av asynkrongenerator i ett vattenkraftverk

Sammanfattning

I rapportens första del behandlas vad som orsakar omfattande driftstörningar och krav från nätägare som ställs på mindre vattenkraftsstationer med asynkrongeneratorer. Det gjordes med hjälp av en enkätundersökning som skickades ut till ett antal medlemmar i Svensk vattenkraftsförening (SVAF). Rapporten tar upp allmänt om småskalig vattenkraft i Sverige, olika typer av vattenkraftverk och dess uppbyggnad. Resultatet från undersökningen visar att de som drabbas av kortare driftstopp på upp till en vecka oftast beror på nätbortfall medan längre driftstopp beror på mekaniska problem inne i vattenkraftverket. De elektriska felen som beror på t.ex. kondensatorbatterier eller generatorer har bara i några få fall inneburit längre driftstopp. Undersökningen har visat att kraven hos olika vattenkraftägare varierar i stor utsträckning. Majoriteten av de som svarade på enkäten uppger att de faskompenserar sin asynkrongenerator men ytterst få ligger inom AMP:ens rekommendationer gällande effektfaktor.

Rapportens andra del behandlar ett mindre vattenkraftverk i Östebyn där en asynkrongenerator som förbrukar mer reaktiv effekt än vad avtalet med nätägaren tillåter är installerad. Avsikten är att ta fram ett lösningsförslag för att minska den reaktiva förbrukningen genom installation av ett kondensatorbatteri. Vattenkraftverket har för tillfället ingen faskompenseringsutrustning och ägaren behöver välja mellan att faskompensera sin asynkrongenerator eller bli debiterad för överuttaget. Rapporten behandlar även problem och vad man bör ta hänsyn till vid installation av ett kondensatorbatteri. Vid tomgångskompensering med kondensatorbatteri kan den reaktiva förbrukningen minskas så att inget överuttag sker. Ett intervall på storleken beräknades fram med hjälp av mätdata till 21,2 – 26,1 kVAr. Priset på ett kondensatorbatteri och kostnaden för debiteringen har lett fram till en payback-tid för investeringen på ungefär sex år.

Datum:	2016-05-23
Författare:	Pontus Nevanperä, Erik Persson, Emil Nilsson
Examinator:	Andreas Petersson
Handledare:	Lars Holmblad (Högskolan Väst)
Program:	Högskoletekniker Elkraft, 120 hp
Huvudområde:	Elektroteknik
Kurspoäng:	15 högskolepoäng
Utgivare:	Högskolan Väst, Institutionen för ingenjörsvetenskap, 461 86 Trollhättan Tel: 0520-22 30 00, E-post: registrator@hv.se , Web: www.hv.se

Survey for what causes disruptions in small hydropower stations and phase compensation of an asynchronous generator

Summary

The first part of this thesis includes what causes disruptions in small hydropower stations with asynchronous generators and what requirements the power grid owners have. This was made through a survey that was sent to a group of members in Svensk vattenkraftförening (SVAF). The thesis includes general information about small hydropower stations and how they are constructed. The survey shows that the ones that are affected by short disruptions in production is often caused by grid loss while longer disruptions, over a week, is often caused by mechanical failure. The electrical failures that are caused by problems in capacitor banks or generators have only in a few cases caused disruption for a longer period of time. The survey shows that the requirements from the power grid owners towards the owners of the hydropower station vary. The majority of the responders claim that they have reactive power compensation installed but only a few of them are within the recommended interval that is set by the AMP.

In the second part of the report a small hydropower station where an asynchronous generator consumes more reactive power than the agreement with the power grid owner allows. Therefore the owner needs to reduce the reactive power usage from the grid or pay a fee. The purpose is to find a solution on how to reduce the required reactive power from the grid. The thesis also includes different aspects to consider when installing a capacitor bank. To reach an accepted level of reactive power usage from the grid, an idle current compensation is recommended. The conclusion of this thesis is that a capacitor bank within the size interval of 21,2 - 26,1 kVAr is required and the payback time of this investment will be approximately six years.

Date:	May 23, 2016
Author(s):	Pontus Nevanperä, Emil Nilsson, Erik Persson
Examiner:	Andreas Petersson
Advisor(s):	Lars Holmblad (University West)
Programme name:	Higher Education Technician, Electrical Power Engineering, 120 HE credits
Main field of study:	Electrical engineering
Course credits:	15 HE credits
Publisher:	University West, Department of Engineering Science, S-461 86 Trollhättan, SWEDEN Phone: +46 520 22 30 00, E-mail: registrator@hv.se , Web: www.hv.se

Innehåll

Förord	i
Sammanfattning	ii
Summary	iii
Nomenklatur	v
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Problembeskrivning och avgränsningar	1
1.3 Syfte	1
1.4 Mål.....	1
2 Problem inom småskalig vattenkraft i Sverige	2
2.1 Allmän beskrivning av småskalig vattenkraft	2
2.2 Metod och tillvägagångssätt för kartläggningen.....	5
2.3 Resultat Kartläggning	6
2.4 Diskussion och utvärdering av kartläggningen.....	9
3 Faskompensering av vattenkraftgenerator i Östebyns kraftstation	12
3.1 Östebyns vattenkraftsanläggning.....	12
3.1.1 Uppbyggnad.....	12
3.1.2 Blockschemata över anläggningen	13
3.2 Bakomliggande teori kring asynkrongenerator och faskompensering	13
3.2.1 Asynkrongeneratorn.....	13
3.2.2 Faskompensering och kondensatorbatteri.....	15
3.2.3 Tomgångskompensering	17
3.2.4 Skydd för kondensatorbatteriet.....	18
3.3 Tillvägagångssätt för faskompensering.....	18
3.4 Resultatsammanställning och beräkning för faskompensering.....	18
3.4.1 Mätvärden och avtal med Vattenfall	23
3.4.2 Val av Kondensatorbatteri och kostnadssammanställning	23
3.5 Diskussion	24
4 Slutsatser	26
4.1 Framtida arbeten	26
5 Referenser	27
Bilagor	
A: Svar från enkätundersökning	A:1

Nomenklatur

Vokabulär

Ö-drift	= Produktion av el då överliggande nät fallit bort
THD	= Total Harmonic Distortion
SVAF	= Svensk vattenkraftsförening
AMP	= Anslutning av mindre produktionsanläggning till nätet

Symboler

P	= Aktiv effekt [kW]
Q	= Reaktiv effekt [$kVAr$]
S	= Skenbar effekt [VA]
h	= Fallhöjd [m]
q	= Flödet [m^3/s]
g	= Tyngdacceleration [m/s^2]
η	= Verkningsgrad
ρ	= Vattnets densitet [kg/m^3]
φ	= Fasvinkel
$\cos \varphi$	= Effektfaktor

1 Inledning

Den här rapporten är uppdelad i två delar. Den första delen är en kartläggning om småskalig vattenkraft och är utförd i samarbete med Svensk Vattenkraftförening (SVAF). Den andra delen är ett arbete utfört i Östebyns Vattenkraftsanläggning i Brålanda där en analys av vilken storlek på faskompenseringsutrustning som krävs för att klara de nya kraven från nätägaren

1.1 Bakgrund

Vattenkraftverket i Östebyn blev kontaktad av sin nätägare angående nytt avtal gällande debitering av reaktiv effekt. Då ingen faskompenseringsutrustning finns installerad i vattenkraftverket behövdes ett lösnings- och kostnadsförslag på detta tas fram. Uppdragsgivaren ställde sig även frågande till om andra vattenkraftsägare behöver faskompensera. För att få ett större perspektiv kring småskalig vattenkraft kontaktades SVAF för att genomföra en undersökning hos deras medlemmar.

1.2 Problembeskrivning och avgränsningar

Del 1: Kartläggningen kommer att ta reda på om det finns problem inom småskalig vattenkraft gällande:

- Fel och orsaker till att dessa uppstår i anläggningen
- Krav gällande skydd, reaktiv effekt och elkvalité från nätägare

Avgränsningen är att endast mindre vattenkraftverk med asynkrongeneratorer ska kartläggas.

Del 2: Vattenkraftverket förbrukar mer reaktiv effekt än vad Vattenfalls avtal tillåter. För att inte behöva betala för det reaktiva överuttaget ska ett lösningsförslag som reducerar den reaktiva förbrukningen presenteras.

1.3 Syfte

Första delens syfte är att göra en kartläggning på vad som orsakar driftstopp och störningar samt hur skydd, krav på reaktiv effekt och elkvalitet skiljer sig inom småskalig vattenkraft.

Andra delens syfte är att göra en översyn över vattenkraftverket i Östebyn. Planera och mäta inför en tomgångskompensering av asynkrongeneratoren.

1.4 Mål

Huvudmålet med arbetet är att inom tidsramen för examensarbetet presentera lösningsförslag och kostnadssammanställning för vattenkraftstationen i Östebyn och genom kartläggningen få fram problemområden för liknande vattenkraftstationer.

2 Problem inom småskalig vattenkraft i Sverige

I detta avsnitt förklaras allmänt om småskalig vattenkraft, dess uppbyggnad och komponenter. Kartläggningen genomförs med hjälp av en enkätundersökning som tar upp de vanligaste felen som uppstår i småskaliga vattenkraftverk. Undersökningen ska också ta reda på vilka krav som ställs gällande skydd och elkvalité från nätägarna.

2.1 Allmän beskrivning av småskalig vattenkraft

Vattenkraft har varit och är fortfarande en av de viktigaste produktionskällorna för att producera elektricitet. I Sverige står vattenkraften, både storskalig och småskalig, för ca 47 % av den totala energiproduktionen varav ca 6 % kommer från den småskaliga produktionen. Enligt EU kommissionen definieras småskaliga vattenkraftsanläggningar med en installerad effekt som inte överstiger 10 MW men i Sverige tillämpas en gräns på 1,5 MW.

I Sverige finns det idag ca 2100 småskaliga vattenkraftverk med en genomsnittseffekt på 330kW. De allra flesta av dessa mindre kraftstationer är så kallade strömkraftverk. Det innebär att de inte har någon stor fördämning utan drivs av det naturliga flödet i vattendraget. Detta medför att produktionen blir varierande med tillgången på vatten, både årstidsvis och beroende på nederbörd och torkperioder. För att kunna utnyttja tillgången på vattnet på bästa sätt kan flera turbiner installeras. Detta gör att vid låga flöden kan produktion fortsätta men med reducerad effekt. De större kraftstationerna är så kallade magasin kraftverk och använder sig till stor del av fördämningar med stora vattenmagasin, vilket gör att de utnyttjas på ett bättre och effektivare sätt men med större ingrepp i närmiljön som påverkas negativt.

Det är stora variationer bland de mindre kraftstationerna vad gäller installerad effekt och producerad effekt. Detta beror dels på de geologiska förutsättningarna vad gäller fallhöjd och vattenflöden men även till stor del beroende på hur väl tekniskt modern anläggningen är. Många anläggningar är byggda och uppförda under tidigt 1900-tal och endast moderniserats med små medel. Många anläggningar har sitt ursprung från kvarnar och sågverk och kan då ha sitt ursprung flera hundra år tillbaka i tiden [1] [2] [3].

Typen av anläggningar

Grundprincipen för att utvinna energi ur vatten är att göra om lägesenergi till rörelseenergi och med hjälp av en generator utvinna elektrisk energi som är proportionell mot flödet och fallhöjden.

Effekten som utvecklas i ett vattenkraftverk beräknas med formeln:

$$P = h \times q \times g \times \eta \times \rho$$

där

P är effekt i kW

h är Fallhöjd i meter

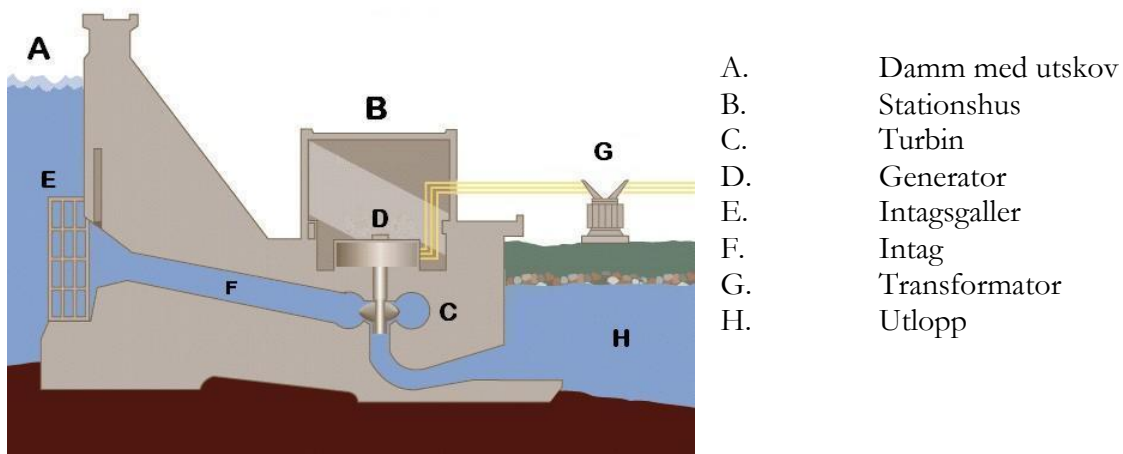
q är flödet i m^3/s

g är tyngdacceleration 9.81m/s^2

η är anläggningens verkningsgrad

ρ är vattnets densitet

Det är vanligt att kraftverken delas in efter på fallhöjd och hur själva anläggningen är utformad. De vanligaste småskaliga anläggningarna är av typen strömkraftverk med en fallhöjd på mellan 2-15 meter. Högre fallhöjder förekommer också, uppåt 50 meter men då sker vattenflödet till turbinen via en tub från till exempel en sjö [4].



Figur 1 Översikt av en småskalig vattenkraftstation [5]

Dammar

Dammar har två huvudsyften. Dels för att skapa en fördämning och därmed ge kraftstationen en förbättrad fallhöjd och dels att leda vattnet ovanför vattendraget genom turbinerna och därefter ut i vattendraget igen. Det finns olika typer av dammar, de vanligaste är gravitationsdammar som utgörs av betongelement som genom sin tyngd hålls på plats. Valvdammar förekommer vanligtvis i större anläggningar och är till för att fördämma upp ett större magasin [6].

Det finns ingen lagstiftning som reglerar dammsäkerhet i Sverige, utan styrs av generella regler enligt MB (miljöbalken) och LSO (Lag om skydd mot olyckor) Dammägaren har alltid det yttersta ansvaret för dammen [7].

Utskov

För att kunna släppa förbi vatten och skydda anläggningen vid höga flöden finns det utskov på dammarna. Fasta så kallade överfallströsklar är en enkel och stabil lösning. När vattennivån uppnår en viss nivå så rinner det över och vidare nedströms. Denna metod innebär dock ingen möjlighet till reglering. Rörliga utskov utgörs istället av luckor som kan öppnas och därigenom möjlighet att kunna reglera flödet genom turbinen. I Sverige är det vanligast

med rörliga luckor men där överfallströsklar används som komplement i fall regleringen av luckorna inte skulle räcka till eller sluta fungera [6] [8].

Turbiner

Det finns ett antal olika typer av turbiner men inom vattenkraften används vanligen tre olika typer.

Peltonturbinen är vanligast för vattenkraftstationer med mycket höga fallhöjder. I Norge finns det stationer med fallhöjder upp till 1000 meter som använder sig av just dessa turbiner. Vanligt är att vattnet leds till turbinen via en tub och där vattnet sedan under högt tryck träffar skovlar liknande skålar som gör att en roterande rörelse uppstår. Detta är ett av de tidigaste sätten att utvinna energi ifrån och har sin början från gruvindustrin på 1870-talet. Turbinen är reglerbar då det går att variera vattenflödet med hjälp av nålventiler i munstycket som sprutar på skovlarna.

Francisturbinen är vanligast för fallhöjder som normalt ligger över 40 meter men även vanligt förekommande i äldre mindre vattenkraftstationer. Vattnet leds via en snäckformad rundel som har till uppgift att öka hastigheten på vattnet genom turbinen. Själva löphjulet består av fasta turbinblad med justerbara ledskovlar som gör att turbinen har begränsade reglermöjligheter. Till skillnad mot peltonturbinen som befinner sig över den undre vattennivån, är francisturbinen helt nersänkt i vattnet. Placeras turbinen under utloppsnivån så uppstår en sugverkan som gör att effekten ökar ytterligare.

Kaplanturbinen är idag den vanligaste turbinen i moderna kraftstationer med fallhöjder från bara någon meter upp till ca 35 meter. Turbinens effekt kan regleras på ett bra sätt då både ledskenor och skovlar kan manövreras. Själva löphjulet kan liknas vid en propeller där vattenflödet passerar axiellt igenom. Att turbinen har goda reglermöjligheter gör att den passar till mindre vattenkraftstationer med varierande vattenflöden. Det gör också att verkningsgraden är mycket bra på kaplanturbiner, runt 95 % är vanligt. Det förekommer två varianter av kaplanturbinen, en där endast skovlarna är justerbara och benämns då för Semikaplan och en variant där endast ledskenor är justerbara och benämns då propellerturbin [8].

Valet av turbin beror främst av förutsättningarna vad gäller fallhöjden, hur vattenföringen varierar och total anläggningskostnad.

Tabell 2.1 Turbintypens påverkan

Turbintyp	Fallhöjd	Påverkan av flödesvariationer	Påverkan av fallhöjdsvariationer
Kaplan	2-40	Liten	Liten
Francis	25-350	Medel	Stor
Pelton	50-1000	Liten	Stor

Generator

Inom den småskaliga vattenkraften i Sverige förekommer både de synkrona och de asynkrona generatorerna. Fördelen med de asynkrona är att de har en billigare konstruktion då

asynkronmotorns roterande del består av en metallbur och synkronmotorns roterande del består av kopparlindningar. Ur underhållssynpunkt är även asynkrongeneratorn enklare och billigare men har något sämre verkningsgrad än synkrona generatorer [8].

Driftautomatik

För att uppnå en så driftsäker, personsäker och effektiv anläggning som möjligt är det viktigt att det finns utrustning som kontrollerar detta. Hur modernt detta är uppbyggt varierar stort beroende på ålder på anläggning men generellt är följande funktioner viktiga:

Felindikeringsystem som på ett snabbt och säkert sätt stänger ner anläggningen vid fel. Detta kan bero både på yttre fel från nätet men även på interna fel i anläggningen.

Kontrollsystem som hämtar in information om effektsamband, vattenflöden och nivå-indikeringar för att kunna anpassa driften till ett så optimalt läge som möjligt [8].

2.2 Metod och tillvägagångssätt för kartläggningen

En undersökning i samarbete med Svensk Vattenkraftförening har genomförts med hjälp av utskickad enkät för att ta reda på medlemmarnas elkrafttekniska problem och vilka krav som ställs. För att komplettera underlaget till enkäten genomfördes intervjuer vid föreningens årsstämma med ett antal medlemmar. Avgränsningen för kartläggningen är småskaliga vattenkraftstationer med asynkrongeneratorer.

Utformningen av enkäten startade med litteraturstudier kring småskalig vattenkraft i Sverige och enkätuppbyggnad för att utforma frågorna på ett bra sätt. Utifrån detta skapades ett första utkast med ett antal frågor. Med hjälp av en referensgrupp bestående av några lokala kraftverksägare testades enkäten och utifrån deras synpunkter justerades enkäten. Enkäten byggdes upp i Google Forms som är ett program för att skapa enkäter och har även bra möjligheter till sammanställning via Excel. Vissa av frågeställningarna gavs som öppna svarsalternativ för att deltagarna även skulle kunna beskriva problem i fritext. Med utskicket bifogades ett missiv som klargjorde vilket syfte undersökningen hade, vilka vi vänder oss mot och vem som genomför undersökningen. Tillsammans med utskicket skickades även ett färdigfrankerat svarskuvert med för att förenkla och säkerställa retur.

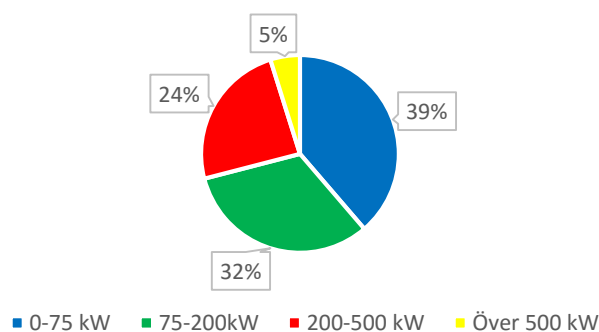
Frågornas olika inriktningar delades upp för att ta reda hur deras anläggningar är utformade, vilka vanliga fel som uppstår och vilka krav som ställs från nätägarna. Inledningen på enkäten ska ta reda på relevant teknisk fakta om vattenkraftverkets generator, effekt och faskompensering. Detta leder över till att ta reda på specifika fel som uppstår, vilka orsakerna är och hur länge dessa påverkar driften. Avslutningsvis behandlas vilka krav gällande skydd, reaktiv effekt och elkvalitet som ställs från nätägarna.

Svaren sammanställdes i Excel för att kunna ta fram statistik och göra kopplingar mellan de olika frågorna. Statistiken för respektive fråga från enkätundersökningen finns i Bilaga A och redovisas med diagram. Med hjälp av statistiken har intressanta delar lyfts fram i resultatdelen.

2.3 Resultat Kartläggning

Kartläggningen är inriktad på vattenkraftstationer som har asynkrongeneratorer vilket är den vanligaste för mindre typer av anläggningar. Totalt av de 180 utskickade enkäterna svarade 62 stycken, vilket ger en svarsfrekvens på 35 %.

Den installerade effekten varierar och av 62 svarande så har majoriteten en installerad effekt mellan 0-500kW.



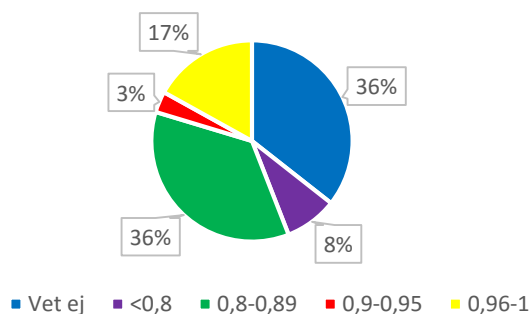
Figur 1.1 Graf över storlek på generator hos de svarande i undersökningen

För att bättre kunna anpassa anläggningen utifrån varierande driftförhållanden finns det en fördel att använda sig av flera generatorer och 37 % har mer än en generator. Detta visar sig vara jämt fördelat oavsett installerad effekt.

På frågan om de har en asynkrongenerator som är stämplad som generator uppger hälften att de inte har det. Detta är mer vanligt bland de vattenkraftstationer som har en lägre installerad effekt. 9 % av de svarande skriver att det inte går att utläsa på märkskylten hur den är stämplad.

Majoriteten, 80 % driver vattenkraftverket som max mellan 75-100% av installerad effekt och 73 % driver vattenkraftverket som minimum mellan 0-25 % av installerad effekt.

Vilken effektfaktor som vattenkraftstationen har varierar stort enligt undersökningen, från 0,6 till 1,0. Enligt AMP:en rekommenderas att anläggningens effektfaktor ska ligga mellan 0,9-0,95 vid märkdrift. Det är 72 % som har svarat att de faskompenserar sin anläggning men endast 2 vattenkraftverk som ligger inom AMP:ens rekommenderade värden [9].



Figur 2.2 Effektfaktor hos vattenkraftverken

I kartläggningen ville vi få svar på problem och driftstörningar som drabbar ägarna. Frågorna har gällt vad de vanliga felen är och orsakerna till dessa.

Flervalsfrågan kring huvudorsaker till att fel uppstår visar att de vanligaste är slitage, 31 % och ålder, 22,4 %. Majoriteten anger dock att det är av andra orsaker att deras fel har uppstått och uppgår till 69 %.

Hur länge som det största felet har påverkat driften varierar stort mellan de svarande och även orsaken till detta fel. I totalt 20 fall där det största felet har inneburit ett driftbortfall som varat upp till en månad eller mer har 35 % orsakats av problem som är väder eller nätrelaterat, det vill säga som inte kraftverksägaren har kunnat påverka. I resterande 65 % av fallen är orsaken till dessa längre driftbortfall relaterade till den egna anläggningen och som innebär både kostsamma reparationer och inkomstbortfall i form av förlorad produktion. Av fel som uppstår i vattenkraftverket är 15 % elektriska fel orsakat av antingen lindningsfel eller problem i kontrollanläggningen. I 50 % av fallen är det mekaniska orsaker som beror på lagerfel, fel med turbinen eller intagsproblem.

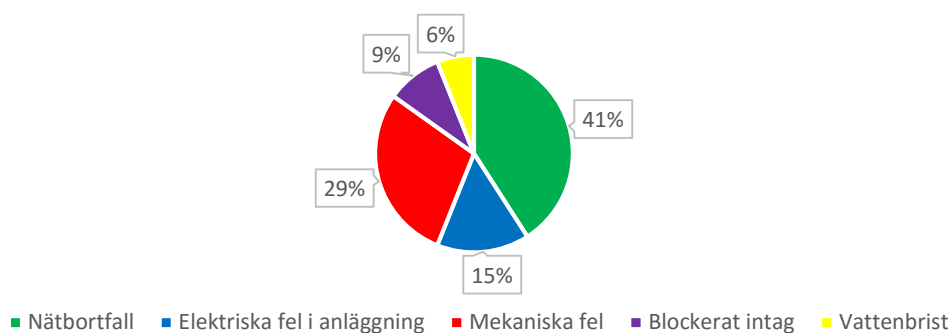
Vid kortare driftbortfall som inneburit avbrott upp till en vecka är det totalt 41 fall. Av dessa är det 53 % som har orsakats av väder eller som är nätrelaterat. Resterande 47 % kan delas upp i elektriska, mekaniska och vattenrelaterade orsaker. Både de elektriska och mekaniska står för 20 % vardera och i 7 % beror det på vattenbrist eller isbildning.

Sammanlagt uppgår både de långa och korta driftstoppen till 61 fall varav 74 % har angett att de löst dessa problem. De som har kvarstående problem är de som angett att de har problem med överliggande nät, vattenbrist eller isbildning.

Tabell 2.2 Hur stor del står de olika feltyperna för.

Feltyp	Långa driftstopp	Korta driftstopp
Elektriska fel	15 %	20 %
Mekaniska fel	50 %	20 %
Överliggande nät	20 %	53 %
Vattenbrist/isbildning	15 %	7 %
Summa driftstopp	20 fall	41 fall

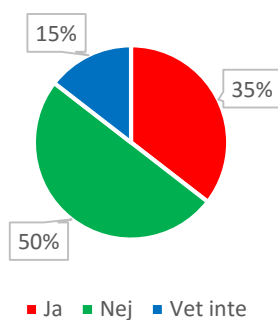
Till fel utanför anläggningen som inte går att påverka räknas nätbortfall och vattenbrist. Av samtliga felfall uppgår dessa till 47 %. Bland de fel som uppstår i anläggningen står de mekaniska för 29 % och elektriska fel för 15 %.



Figur 2.3 Fördelning av samtliga felfall

Antalet driftstopp som inträffar per år är i snitt ca 5-6 stycken. Detta varierar i stor utsträckning bland de svarande mellan 0-150 stycken per år.

Undersökningen visar att hälften av alla vattenkraftägare inte har några krav gällande uttag av reaktiv effekt.



Figur 2.4 Har ni krav på reaktiv effektförbrukning från nätbolaget?

Bland de svarande har majoriteten angivit att de har antingen Vattenfall, 31 % eller E-on, 42 % som nätägare. Resterande 27 % är fördelade över 14 andra nätbolag.

2.4 Diskussion och utvärdering av kartläggningen

Vid framtagningen av urvalet gick det inte att urskilja de vattenkraftverk som har synkrongeneratorer. Vi fick svar från 10 stycken ägare som hörde av sig att de inte kunde svara på enkäten på grund av detta. Det verkliga bortfallet är svårt att uppskatta.

1: Hur stor installerad effekt är anläggningen på?

Tanken med frågan var att få fram en fördelning på den installerade effekten och se vilket intervall som de flesta anläggningar ligger inom. Ifall problematiken skiljer sig åt mellan mindre och större kraftverk? Vid analys av resultatet på frågan visade det sig att det inte gick att koppla specifika fel relaterat till storleken på den installerade effekten.

2: Hur många generatorer finns det i anläggningen?

Frågan ställdes för att kunna se om vattenkraftverk med fler än en generator har högre driftsäkerhet. Det har visat sig att de elektriska felen är relativt få och har därför inte gått att dra några slutsatser kring detta.

3: Är asynkronmaskinen stämplad som generator på märkskylten?

Syftet med frågan var för att se om det fanns någon uppenbar skillnad mellan en motor-generatorstämplad asynkronmaskin. Vid samtal med SVAF hade vi fått information om att det är vanligt med kraftverksägare som använder sig av asynkronmotor och inte asynkrongeneratorer. Detta kan vi också se i undersökningen, där 52 % svarar att de inte har en maskin som är stämplad som generator och en anledning kan vara att de är billigare i inköp. Vi hade förväntat oss att se ett antal kraftverksägare med lagerproblem, då asynkronmotorer inte är konstruerade för samma typ av drift som en generator men detta har vi inte tydligt kunnat urskilja i undersökningen.

4 – 5: Vad är högsta/lägsta produktion (kW) som anläggningen genererar i relation till installerad maxeffekt?

Frågan ställdes för att se hur varierbar driften är i anläggningarna och att koppla ihop detta med frågor gällande faskompenseringen

6. Vilken effektfaktor har anläggningen vid märkdrift?

Rekommendationerna enligt AMP:en är att anläggningen ska ligga på en effektfaktor mellan 0,9 och 0,95. Utifrån undersökningen visar det sig att endast 2 har svarat att de ligger inom detta intervall. Däremot är det 35 % som svarar att de inte vet vad de har för effektfaktor på sin anläggning. Orsak till detta kan vara både av okunskap eller att de inte har en kontrollanläggning som visar anläggningens effektfaktor.

7. Är faskompenseringen inkopplad och när sattes den in?

Här ville vi ta reda på om det finns kompensationsanläggningar som har tappat i kapacitet alternativt helt gått sönder? Därför var vi intresserade av ålder och om anläggningens ägare till och med kopplat ur batteriet.

Kombinationen av fråga 5,6 och 7 där kraftverksägaren har installerat faskompensering och samtidigt har svarat att de har en hög effektfaktor och att de kör anläggningen vid låg

produktion. Det går inte att urskilja någon tydlig trend men det finns 6 fall där effektfaktorn ligger över 0,95 och där de också kör ner till 0-25% av installerad effekt. Vilket skulle kunna ge indikering på att vattenkraftverket överkompenserar vid låg drift.

Totalt 45 st. som kompenserar sin anläggning med kondensatorbatteri går det att utskilja 15 st. som trots kompensering har en relativt låg effektfaktor, ca 0,8. Möjliga orsaker kan vara:

- Missuppfattat frågan och skrivit ned generatorns effektfaktor.
- Trasigt eller nedsatt funktion på kondensatorbatteriet
- Urkopplat kondensatorbatteri

Endast i 2 fall går det att se att kompenseringen utrustningen är 20 år eller äldre och ger en låg effektfaktor, 0,78 - 0,79.

8. Vilken huvudorsak gör att fel uppstår?

Denna fråga gav inget tydligt resultat eftersom alternativet ”annan orsak” angavs som det vanligaste. Troligen är det på grund av att problem i det överliggande nätet uppfattades som det vanligaste.

9. Ungefär hur många driftstopp inträffar per år?

Det visade sig att svaren varierade stort bland de svarande. De som angav ett högt antal driftstopp var oftast de som påverkades problem utifrån med överliggande nät och vattenbrist.

10, 11 och 12. Hur långt har ditt längsta oplanerade driftstopp varit, vad orsakade detta och är problemet löst till 100 %?

Detta var en öppen fråga där kraftverksägarna kunde skriva i text vad som var orsaken till långa driftstopp. Sammantaget visade det sig att många av felen beror på avbrott i överliggande nät, vanligtvis väderrelaterat eller vattenbrist, 35 %. De fel som uppstår i anläggningen skulle kunna minska med ett förbättrat underhåll då 50 % av dessa är mekaniska fel. Många av de mekaniska beror på lagerproblem i antingen turbinen eller generatorn vilket skulle kunna avhjälpas med ett förebyggande underhåll. Ur tabell 2.2 framkommer det att de korta driftstoppen är relaterade till problem med överliggande nät medan de långa beror på mekaniska fel. Sammantaget gäller att de elektriska felen inte är särskilt vanliga.

13. Hur ofta beror driftstopp på nätbolaget?

Här visar det sig att svaren varierar i stor utsträckning. Det är svårt att dra några paralleller till några specifika nätagare, utan beror snarare hur väl nätet är vädersäkrat eller kablifierat.

14. Anser du att din anläggning har tillräckligt skydd mot fel som uppstår i nätet?

Syftet med denna fråga var att få reda om kraftverksägaren kan säkra driften på ett bättre sätt. Resultat visar att nästan alla ansåg att de hade bra skydd. Frågan kunde formulerats på

ett bättre sätt då tanken var att få svar på förbättringar som krävs alternativt vilka skydd som finns i anläggningen.

15, 16 och 17. Har ni krav på reaktiv effektförbrukning från nätbolaget, vilka krav ställer nätägaren på anläggningen och vad har du för nätägare?

Det verkar finnas en skillnad på krav som ställs mellan kraftverksägare och nätägare, 37 % svarar att de inte har några krav eller att de inte vet vad kraven är. Detta kan bero antingen på att nätägaren inte har några generella krav, inte kommuniceras ut eller inte anser att kraftverksägarna bidrar med några problem. Att ta reda på varje individuell vattenkraftägares krav mot nätbolaget har visats sig vara svårt via en enkätundersökning då kraven kan vara omfattande. Intervjuer mot nätbolagen hade rekommenderats då de är mer insatta och kunnande i frågan.

Faskompensering och krav:

(7,8,16,17,18:) En klar majoritet, 75 %, av vattenkraftverken har en installerad faskompenseringsutrustning, det är dock bara 35 % som svarar att de har krav från sin nätägare på sin reaktiva effektförbrukning. Vi har inte kunnat se någon koppling utifrån kraftverksägarnas perspektiv om något specifikt nätbolag har krav som skiljer sig åt. De vanligaste kraven från nätägarna:

- Över och underspänningsskydd
- Begränsning av reaktiv effektförbrukning
- Frekvensavvikelse

3 Faskompensering av vattenkraftgenerator i Östebyns kraftstation

I detta avsnitt tas en beskrivning fram om den aktuella vattenkraftsanläggningens uppbyggnad och dess bakomliggande teori och en fördjupning i hur asynkrongeneratorn fungerar och varför den förbrukar reaktiv effekt vid olika drifttillstånd. Förklara principen med kondensatorbatteriet, hur och var det ska installeras och vilka eventuella problem som kan uppstå med kondensatorbatteri installerat. Asynkrongeneratorns reaktiva effektbehov vid tomgång mäts upp vid en elkvalitetsmätning för att tillsammans med beräkningar avgöra vilken kapacitet på kondensatorbatteriet som krävs.

3.1 Östebyns vattenkraftsanläggning

I Östebyns vattenkraftstation sitter idag en asynkrongenerator på 75kW vilken ger en medelproduktion på ca 550 MWh per år. Vattenföringen i ån varierar med årstiderna vilket gör att fallhöjden är mellan 2,6 och 2,9 meter.

3.1.1 Uppbyggnad

Generator: Asynkron med kortsluten rotor, tillverkad på 60-talet och är 6-polig med internkylning.

Tabell 3.1 Märkdata för asynkrongeneratorn i Östebyn

Fabr.	Modell	Märkeffekt	Kopplingsart	Frekvens	Märkvarvtal	Märkström
ASEA	MBC27	75kw	Y400	50 Hz	1038 r/min	145 A

Turbin: Semikaplan

Kontrollanläggningens styrning och skydd

Kontrollanläggningen består av en mini PLC samt en effektanalysator. I PLC:n utförs inställningar för övervakning och drift. Övervakningen hanterar larm och smörjning av turbinlager. Effektanalysatorn är av märket Carlo Gavazzi WM 1496 och kontrollerar att spänning, ström och frekvens håller sig inom inställda värden. På enhetens display visas anläggnings momentana effekter och effektfaktor.

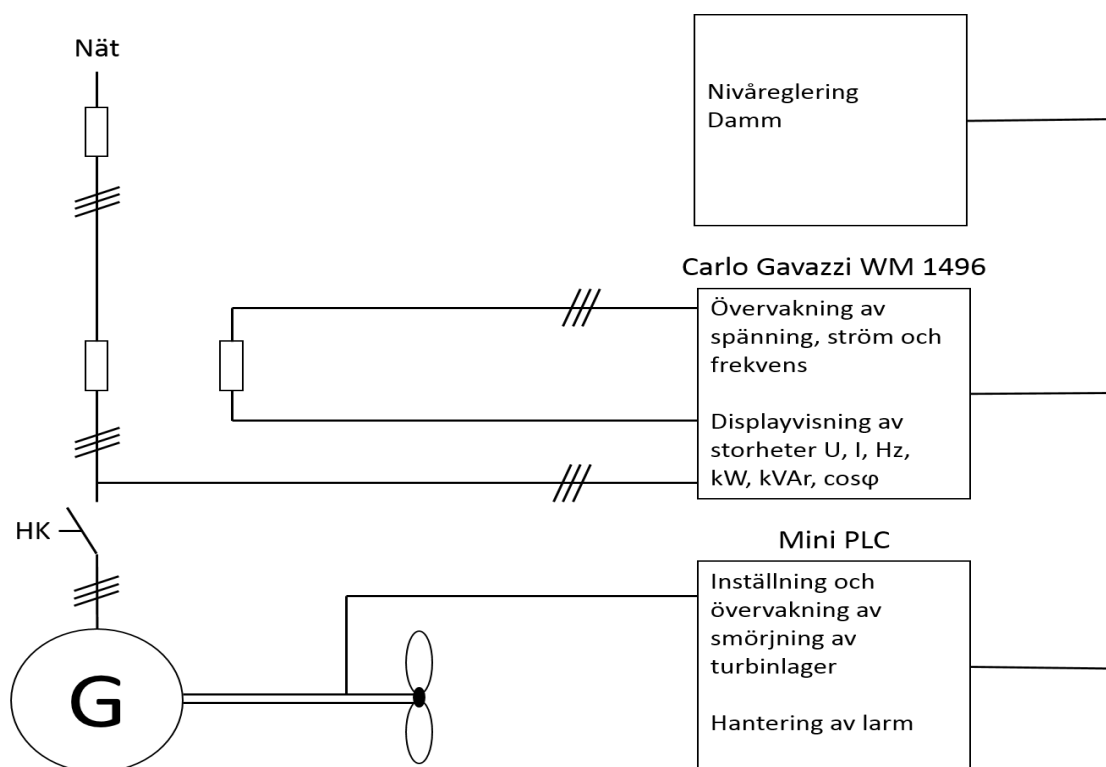
Styrning på kontrolltavla

- Drift (På/Av)
- Nivåreglering (På/av)
 - Relästyrd för att behålla fallhöjden annars full drift
- Minskning av turbinpådrag
- Återställning (kwittering)

Skydd

- Över- och underspänningsskydd
- Avvikelse av frekvens
- Bakeffekt
- Mekaniskt överströmsskydd med kontaktor
- Osymmetriskydd

3.1.2 Blockschemata över anläggningen



3.2 Bakomliggande teori kring asynkrongenerator och faskompensering

Här beskrivs hur asynkrongeneratoren fungerar och vilka förluster som uppstår. Vilka krav som ställs på faskompensering och problem som kan uppstå.

3.2.1 Asynkrongeneratoren

Att maskinen är asynkron innebär att varvtalet inte är en jämn multipel av frekvensen i nätet och att varvtalet är beroende av belastningen eller hur den drivs.

Fördelarna med en asynkronmaskin är att tekniken är enkel vilket innebär att kostnaden är låg samt att det inte krävs någon större kontrollutrustning. Dock kräver asynkronmaskinen reaktiv effekt utifrån nätet för att magnetiseras.

Det finns två huvudtyper av asynkronmaskiner. Släpringad maskin där rotorn är lindad med koppartråd som har flera ledare per spår och fasuttagen är kopplade till släpringar. Denna typ används vanligtvis för tunga starter. Den andra är en kortsluten rotor som är den enklaste typen som har koppar- eller aluminiumstavar som kortsluts i båda ändarna vilket bildar en sorts bur.

Då statorns lindningar matas med trefassspänning uppstår ett flöde som roterar med det synkrona varvtalet och då rotorns varvtal skiljer sig från det synkrona kommer en spänning att induceras i rotorlindningen vilket får den att rotera. Om rotorns varvtal skulle uppgå till det synkrona varvtalet skulle inte längre någon spänning induceras och vridmomentet upphöra. Differensen mellan rotorns varvtal och det synkrona varvtalet kallas för eftersläpning. Maskinens varvtal beror på antalet poler den har, fler poler ger ett lägre varvtal som visas i tabellen nedan [10] [11].

Tabell 3.2 Förhållandet mellan poltal och varvtal för asynkronmaskinen

Poltal	2	4	6	8
Varvtal	3000	1500	1000	750

Över- och undersynkron drift

Undersynkron drift innebär att asynkronmaskinen går som motor och förbrukar både aktiv och reaktiv effekt när den är inkopplad på nätet. En sex-polig asynkronmaskin har det synkrona varvtalet 1000 r/min och kommer då ha ett varvtal under 1000 r/min.

Översynkron drift är då asynkronmaskinen går som generator och genererar aktiv effekt till nätet men förbrukar reaktiv effekt. Den sex-poliga asynkronmaskinen kommer då ha en rotationshastighet på över 1000 r/min vilket innebär att det krävs ett tillfört moment till axeln.

Förluster

De förluster som uppstår i en asynkronmaskin är elektriska, magnetiska och mekaniska. Dessa förluster kan reduceras genom att använda bättre material och uppbyggnad. Med högre belastning på asynkronmaskinen så ökar de elektriska förlusterna vilket kan förebyggas genom att öka diametern på statorn. Magnetiska förluster uppstår i statorn hos de laminerade plåtarna vilket det även gör i rotorn men där är de betydligt mindre. Magnetiseringsströmmar minskar då diametern ökar men ökar med antalet poler. Hysteres och virvelströmmar är förluster som reduceras genom att använda förbättrade magnetiska material och tunnare laminering. Mekaniska förluster uppstår vid friktion i rotorn, lager och fläkt vilket kan minskas genom bättre lager eller annan kylutrustning [12].

Belastningsförluster

$$P_{ut} = P_{in} - P_{förluster}$$

$$P_{förluster} = P_{cu1} + P_{fe} + P_{cu2} + P_{fr}$$

P_{cu1} : Kopparförluster är resistiva förluster som uppstår i det ledande materialet i statorns lindningar. Påverkas beroende på vilket material som lindningarna är gjorda av.

P_{fe} : Järnförluster som uppstår när hysteresströmmar bildas vid magnetisering av järnet i statorn.

P_{cu2} : Kopparförluster, resistiva förluster i rotorn som påverkas av materialet.

P_{fr} : friktionsförluster i bland annat lager och hos kylningsfläkten. Dessa förluster ökar vid högre rotationshastigheter [12].

Högverkningsgradsmaskiner

Det finns idag mer effektiva generatorer som ger mindre förluster vid låga laster vilket leder till att mindre energi går förlorad i värmeutveckling. Det gör att dessa maskiner har en större marginal innan de blir överhettade och på så sätt blir mindre känsliga för övertoner och resonans som ökar värmen i motorn. Högverkningsgradsmotorer under 50 kW är upp till 10 % mer effektiva medan motorer över 100 kW är upp till 2 % mer effektiva [12].

3.2.2 Faskompensering och kondensatorbatteri

Den reaktiva effekten är den effekt som krävs för att upprätthålla magnetfält och det innebär också att den tar upp kapacitet på nätet tillsammans med den aktiva effekten. Istället för att ta upp kapacitet och belasta nätet så kan den reaktiva effekten produceras med faskompenseringsutrustning nära förbrukaren.

Anledningar att faskompensera

När en ledning eller transformator börjar bli överbelastad kan det bero på att en stor del av den överförda effekten är reaktiv. En åtgärd kan vara att byta ut ledningen mot en som klarar högre effekter med större area eller av annat material. En transformator kan vara tvungen att bytas ut för att klara av de högre effekterna. En enklare lösning kan ofta vara att faskompensera och då få bort den reaktiva effekten som distribueras genom ledningen eller transformatorn. Det leder till att ledningen och transformatorn avlastas och på så sätt kan klara av den nuvarande eller planerade effektökningen. Det kan finnas en ekonomisk anledning att faskompensera och på så sätt slippa kostsamma utbyten av ledningar och transformatorer [13].

Genom faskompensering blir det reaktiva effektbehovet från nätet lägre. Beroende på hur avtalet med nätägaren är skrivet kan detta innebära en lägre kostnad för kraftverksägaren. Det är dock inte i alla fall som nätägaren debiterar för överuttaget.

Avtal för reaktiv effekt med nätägare

Beroende på avtalet som skrivits med nätägaren finns det olika debitering av den reaktiva effekten. Antingen debiteras en avgift vid överuttag av reaktiv effekt eller så ingår den reaktiva effekten i effektabonnemanget [14].

En energiproduktionsanläggning påverkar eldistributionsområdets effektuttag. Vid en hög produktion av lokal el minskas behovet av aktiv effekt ifrån nätet men kräver en högre reaktiv effekt. För att motverka det reaktiva effektbehovet från nätet faskompenseras elproduktionsanläggningen. I ett avtal mellan nätägaren och producenten regleras hur mycket som ska faskompenseras där man även tar hänsyn till [9]:

- Spänningsvariationer
- Risk för överspänning
- Flickeremission vid in och urkopplingar av fasta kondensatorbatterier
- Resonansfenomen med övertoner
- Övertonemission

Rekommendationer gällande faskompensering

I Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet – AMP ges rekommendationer kring faskompensering:

- En asynkrongenerator ska faskompenseras
- Faskompenseringsutrustning ska kompensera så att effektfaktorn befinner sig inom effektfaktor = 0,9-0,95 vid full last.
- Frånkoppling av kondensatorbatteri ska ske innan generatoren kopplas bort från nätet och vid ö-drift. Inkoppling ska ske när generatoren har kommit upp i sitt översynkrona varvtal.
- Vid risk för resonans ska övertonfilter installeras.

Utöver ovanstående rekommendationer bör följande skydd för hela anläggningen installeras [9].

- Över-/underfrekvensskydd
- Trefasigt över-/underspänningsskydd
- Effektriktrelä (bakeffektskydd)
- Osymmetriskydd
- Överströmsskydd
- Skydd för oönskad ö-drift
- Jordfelsskydd (i förekommande fall)

Olika sätt att kompensera

Beroende på var man väljer att faskompensera sin utrustning påverkar det storleken och priset på utrustningen. Vid de fall där lasten varierar mycket kan det krävas att man har reglerbar faskompensering. Den vanligaste metoden är shuntkompensering vilket innebär att utrustningen kopplas in parallellt med lasten. Faskompensering kan placeras på följande ställen.

- **Direkt kompensering.** Kondensatorbatteriet kopplas in direkt där förbrukning av reaktiv effekt sker, t.ex. direkt på asynkronmaskinens motorplint.
- **Gruppkompensering.** En faskompenseringsanläggning kompenserar flera olika maskiner som förbrukar reaktiv effekt.
- **Central kompensering.** Flera parallella kondensatorbatterier används för att automatiskt reglera kompenseringen där lasten varierar.
- **Central kompensering på högspänningssidan.** Kompenseringen sker på högspänningssidan i mottagningsstationen [15].

Problem vid kompensering

Övertoner

Maskiner och kondensatorbatterier är gjorda för 50 Hz och påverkas negativt om ett nät innehåller mycket övertoner. Olinjära laster är en vanlig orsak till att övertoner uppstår i nätet vilket innebär att den sammanlagrade spännings- eller strömkurvan blir deformerad. Det kan leda till olika problem, t.ex. för hög ström i neutralledaren och varmgång i transformatorer, motorer och kablar. Haverier på kondensatorbatterier är ett första tecken på övertoner i ett nät och för att motverka dessa installeras filter. Det är därför viktigt att innan installation av ett kondensatorbatteri ta reda på om ett nät innehåller övertoner [15] [16].

3.2.3 Tomgångskompensering

Vid låg aktiv effektinmatning från asynkrongeneratoren kvarstår en stor del av det reaktiva effektbehovet som krävs för att magnetisera lindningarna. Vid tomgångskompensering tar man bort det reaktiva effektbehovet från nätet som krävs då generatoren går i tomgång. Tomgångskompensering är en metod som används för att undvika självmagnetisering som uppstår då batteriets reaktiva effekt överstiger maskinens reaktiva effektbehov. Enligt Elkrafthandboken, Elkraftsystem 2 framkommer det att kondensatoreffekten inte bör vara större än 90 % av asynkrongenerators reaktiva tomgångseffekt. I de fall då tomgångskompensering inte räcker ska en brytare installeras som kopplar ur kondensatorbatteriet då ö-drift uppstår [11] [17] [19].

3.2.4 Skydd för kondensatorbatteriet

Filter installeras om nätet innehåller en stor andel övertoner och är till för att skydda kondensatorbatteriet som är känsligt mot dessa.

Överlastskydd är till för att skydda objekt mot överbelastning och kortslutning. De bör känna av övertoner och är vanligtvis inställda på 120 % av märkströmmen med en utlösningstid på ca.2 sekunder.

Kortslutningsskydd som är momentant med 2-3 gånger märkströmmen. Detta är även ett reservskydd för säkringarna.

Jordfelsskydd ifall det uppstår ett jordfel i kabeln till kondensatorbatteriet och det ska ha en 20-30% utbildningsgrad.

Osymmetriskydd som känner ifall en fas skiljer sig från de andra i kondensatorbatteriet.

Överspänningsskydd bör användas med modernare kondensatorer då de oftast har en isolering av plats som gör dem känsliga för överspänning. Skyddet ställs in på 110 % av märkspänning och en brytartid på ca.10 sekunder [13].

3.3 Tillvägagångssätt för faskompensering

För att ta fram lösningsförslag till faskompensering har tre olika mätningar utförts på plats och jämförts med mätdata från Vattenfall som är aktuell nätägare. De tre olika mätningarna bestod av tomgångs-, långtids- och drifttillståndsmätning och utfördes i samarbete med lokal elektriker med hjälp av instrumentet ”Chauvin Arnoux 8335” som utlånats av Högskolan Väst. Den insamlade datan och rekommendationer från AMP:en ligger till grund för beräkningarna av lösningsförslag till faskompensering.

3.4 Resultatsammanställning och beräkning för faskompensering

Mätningen på vattenkraftverket genomfördes med C.A 8335 från 20 April till 25 April. Första delen var en mätning vid olika drifttillstånd och en tomgångsmätning. Andra delen var en mätning över tid med syfte att se hur mycket effekterna varierar och även detektera inverkan från det överliggande nätet. Mätdata visar att anläggningen går på maxeffekt så länge det finns vatten att tillgå.

Tomgångsmätning

Pådraget på turbinen regleras så generatorns varvtal sjunker mot det synkrona varvtalet för att mäta upp den reaktiva effektförbrukningen vid ungefär tomgång.

De värden som mäts upp visar att den aktiva- och reaktiva effekten varierar något vid 1001 r/min. På grund av att det alltid finns ett visst vattenflöde genom turbinen går det inte att genomföra en exakt mätning vid tomgång där den aktiva effekten är noll men det går att

komma nära. Vattenflödet genom turbinen och den aktiva effekten varierar med den aktuella fallhöjden vid tomgångsmätningarna.

Vid tomgångsmätning finns en risk att generatorn går undersynkront och därmed löser ut bakeffektskyddet. Vid detta varvtal så får man ut en aktiv effekt som beror på vattennivån i dammen och den har vid mätningar varierat från 3,1 kW – 10,9 kW. För den reaktiva effekten uppmättes variationer mellan 29,5 – 30,3 kVAr.

Långtidsmätning vid maxdrift

Mätningen pågick från 20 april onsdag klockan 11 till 25 april måndag klockan 9. Detta för att se hur produktionen ser ut under ett längre förlopp men även för att detektera eventuella övertoner i nätet. Den aktiva effekten varierade mellan 82,2-83,3 kW under mätperioden och den reaktiva effekten varierade mellan 61,5-62,3 kVAr. Strömövertonshalten (THD) varierade mellan 0,4 - 0,8 % och spänningsövertonshalten (THD) varierade mellan 0,4 – 1,1 % upp till 50:e övertonen.

Sammanställning av tomgång- och långtidsmätning

Tabell 3.3 Förbrukning av reaktiv effekt från tomgång till maxdrift i Östebyns kraftverk

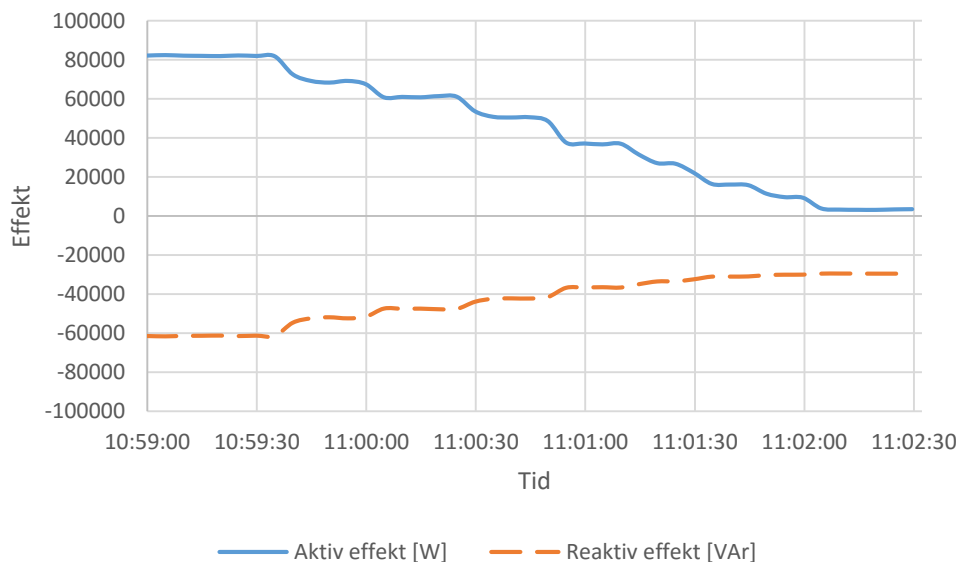
Förbrukad reaktiv effekt [VAr]	Minvärde [kVAr]	Medelvärde [kVAr]	Maxvärde [kVAr]
Tomgång	-29,5	-29,8	-30,3
Maxdrift	-61,5	-61,9	-62,3

Tabell 3.4 Produktion av aktiv effekt från tomgång till maxdrift i Östebyns kraftverk

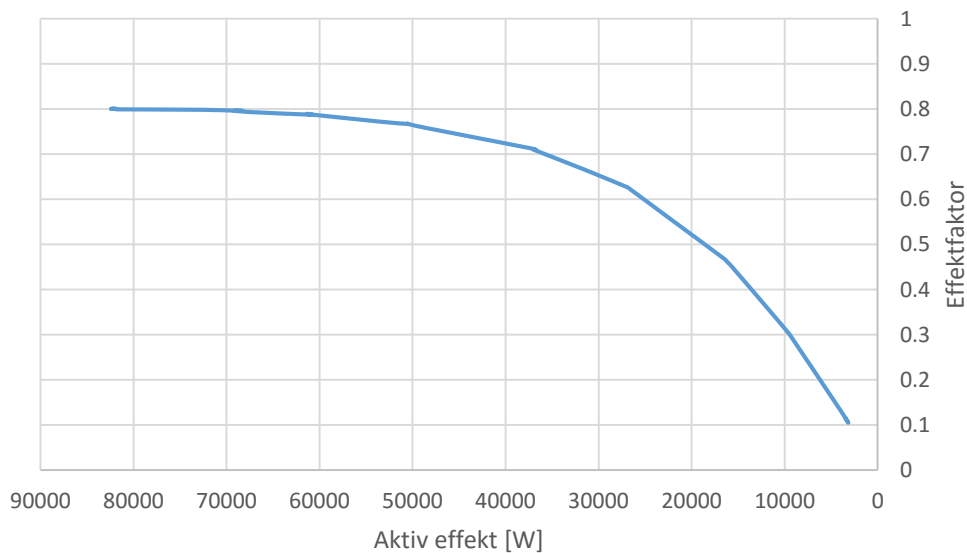
Producerad aktiv effekt [W]	Minvärde [kW]	Medelvärde [kW]	Maxvärde [kW]
Tomgång	3,1	6,9	10,9
Maxdrift	82,2	82,6	83,3

Drifttillståndsmätning:

Pådraget på turbinen reglerades för att uppnå olika drifttillstånd och för att se hur generatorns aktiva- och reaktiva effekt förändras vid olika varvtal/vattenflöden genom turbinen från maxdrift mot tomgång. Graferna nedan visar hur effekterna och effektfaktorn sjunker med sänkt pådrag på turbinen.



Figur 3.1 Förhållandet mellan aktiv och reaktiv effekt från maxdrift till tomgång



Figur 3.2 Effektfaktorn från maxdrift till tomgång i Östebyns kraftverk

Beräkningsresultat

Formel för beräkning av skenbar effekt:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

Formel för beräkning av effektfaktor:

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

där

P är aktiv effektproduktionen vid maxdrift

$Q_{f\ddot{o}rbrukning}$ är reaktiv förbrukningen vid maxdrift

Q_{komp} är storleken på kondensatorbatteriet som krävs för att nå efterfrågad effektfaktor

$Q_{tomg\ddot{a}ng}$ är reaktiv förbrukning vid ungefärlig tomgång, 29 kVAr

Enligt AMP:en rekommenderas en effektfaktor mellan 0,9 – 0,95.

En reaktiv effektförbrukning $Q_{f\ddot{o}rbrukning}$ vid två olika effektfaktorer $\cos\varphi = 0,9$ och $\cos\varphi = 0,95$ räknas ut med Ekvation (1) och (2).

Med differensen mellan $Q_{f\ddot{o}rbrukning}$ vid $\cos\varphi = 0,8$ och $Q_{f\ddot{o}rbrukning}$ vid de olika effektfaktorerna beräknas storleken på kondensatorbatteriet Q_{komp} som krävs för att nå en effektfaktor på 0,9 och 0,95.

Tabell 3.5 Storlek på faskompensering för att uppnå olika effektfaktorer

Effektfaktor	$Q_{f\ddot{o}rbrukning}$ [kVAr]	Q_{komp} [kVAr]
$\cos\varphi = 0,8$	61,4	0
$\cos\varphi = 0,9$	40,19	21,21
$\cos\varphi = 0,95$	27,28	34

Inom intervallet Q_{komp} vid effektfaktor 0,9 och 0,95 finns de värden på faskompenseringsutrustningen som krävs för att hålla sig inom AMP:ens krav.

Q_{komp} vid effektfaktor 0,95 överstiger $Q_{tomg\ddot{a}ng}$ vilket leder till överkompensering vid tomgång.

Detta ger ett nytt intervall mellan Q_{komp} vid effektfaktor 0,9 och $Q_{tomg\ddot{a}ng}$ vilket krävs för att hålla sig inom AMP:ens krav och för att ta hänsyn till $Q_{tomg\ddot{a}ng}$. För att undvika självmagnetisering behöver värdet från $Q_{tomg\ddot{a}ng}$ reduceras till 90 % vilket ger ett värde på 26,1 kVAr.

Intervall för accepterad storlek på kondensatorbatteri

Tabell 3.6 Beräknat kompensningsintervall

	<i>Min. [kVAr]</i>	<i>Max. [kVAr]</i>
<i>Accepterat intervall</i>	21,21	26,1

Effektfaktor vid installation av 25 kVAr kondensatorbatteri

Ett kondensatorbatteri på 25 kVAr håller sig inom intervallet för accepterad storlek och ger följande effektfaktor.

$$Q_{komp} = 25 \text{ kVAr}$$

Med $Q_{förbrukning}$ vid effektfaktor 0,8 och Q_{komp} beräknas den nya reaktiva förbrukningen vid kompensering med 25 kVAr.

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{Q}{P}\right) \quad (3)$$

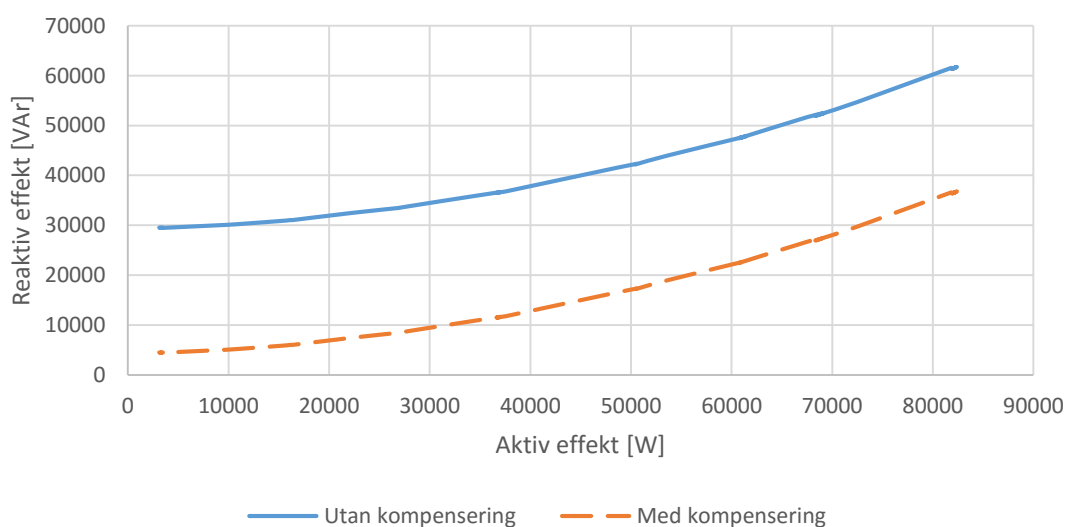
Med P och $Q_{förbrukning}$ beräknas den nya fasvinkeln med Ekvation (3) och slutligen den nya effektfaktorn

I tabellen visas de reaktiva effektförbrukningen vid en aktiv effektproduktion på 83 kW och faskompensering på 25 kVAr.

Tabell 3.7 Effektfaktor och reaktiv effektförbrukning vid faskompensering på 25 kVAr

<i>Effektfaktor</i>	$Q_{förbrukning} \text{ [kVAr]}$	$Q_{komp} \text{ [kVAr]}$
$\cos\varphi = 0,9158$	36,4	25

Grafen visar en jämförelse mellan de reaktiva effektuttagen före och efter faskompensering. Efter kompensering vid maxdrift är det reaktiva effektuttaget 36,4 kVAr vilket håller sig inom avtalets fria uttagsrätt.



Figur 3.3 Förhållandet mellan reaktiv och aktiv effekt både före och efter faskompensering

3.4.1 Mätvärden och avtal med Vattenfall

Den installerade anslutningseffekten är enligt avtalet mellan Östebyns vattenkraftstation och Vattenfall 85 kW. För den reaktiva effekten gäller ett fritt uttag på 50 % av anslutningseffekten för månaderna november till mars, för resten av året gäller ett fritt uttag på 100 %. Kostnaden för överuttaget är enligt avtalet 28 kronor per kVAr för månaderna nov till mars och för resterande månader 14 kronor per kVAr [20].

Mätvärden från Vattenfall Eldistribution visar under januari ett ackumulerat reaktivt uttag på 41 554,4 kVArh vilket ger 57,7 kVAr

Tabell 3.7 Reaktivt överuttag enligt utdrag från januari månad

	Fritt uttag Nov-Mars 50 %	Fritt uttag Apr-Okt 100 %
Fritt reaktivt uttag	42,5 kVAr	85 kVAr
Kostnad/kVAr	28 kr	14 kr
Reaktivt uttag	57,7 kVAr *	57,7 kVAr *
Överuttag	15,2 kVAr	0 kVAr

*Reaktivt uttag för januari 2016

3.4.2 Val av Kondensatorbatteri och kostnadssammanställning

Tomgångsmätningen visar att effektfaktor = 1 uppnås med en kompensering på 29-30 kVAr. För att nå en effektfaktor = 0,9-0,95 vid maxdrift som stämmer överens enligt AMP:en ska kompensering befinna sig mellan 21,21 kVAr och 34,12 kVAr.

Detta visar att ett kondensatorbatteri inom intervallet 21,21-26,1 kVAr är optimalt med hänsyn taget till tomgångsprov, beräkningsdata och AMP:en.

Då AMP:en ställer krav på bortkoppling av kondensatorbatteriet rekommenderas att en brytare med kontaktor installeras.

Valet av kondensatorbatteri utfördes i samråd med uppdragsgivaren och behörig elektriker.

Tabell 3.8 Kostnadsförslag på kondensatorbatteri för Östebyns kraftverk

Fabrikat	Ducati F120
Kapacitet vid 525V	40 kVAr
Kapacitet vid 400V	23,2 kVAr
Kostnad kondensatorbatteri	Ca 5500:- exkl moms
Kostnad för installation	Ca 8000:- exkl moms

I installationskostnaden ingår installationsarbete, kablage, säkringar samt brytare med kontaktor.

I uträkningen enligt 3.4.2 beräknas den totala kostnaden för överuttaget under ett år.

Tabell 3.9 Uträkning av årlig kostnad för reaktivt överuttag

	Antal kVAr/år	Kostnad/kVAr	Summa [kr]
Överuttag nov - mars	76	28	2128

En enkel payback-kalkyl utan avkastningskrav på investeringen ger en återbetalningstid på ungefär 6 år.

3.5 Diskussion

Få leverantörer

Återförsäljare verkar helt förståeligt rikta sig mot större industrier, där större faskompenseringutrustningar installeras. Det har gjort det svårt för oss att hitta återförsäljare som är intresserade av att sälja ett mindre batteri, då det inte finns någon större vinst i detta.

Avtal och eventuella ändringar

Avtalstexten från Vattenfall är svår att tyda gällande hur stort det fria uttaget är av reaktiv effekt. Vid samtal med personer på Vattenfall ryktas det om ett nytt avtal som ska gälla från april 2016. Avtalet daterat 2016-01-01 på Vattenfall eldistributions hemsida ger samma beskrivning som det äldre avtal vi har sett hos uppdragsgivaren men är lika svårt att tyda.

Om det skulle ske en ändring i avtalet vad gäller den fria uttagsrätten som varierar över året, skulle det innebära ändrade kostnader vilket skulle leda till att investeringen blir mer eller mindre lönsam. Det låter på Vattenfall som om det är ändringar på väg med olika kategorisering av storlek på vattenkraftverken vilket möjligtvis skulle påverka avtalet.

Övertoner vid långtidsmätning

Elkvalitetsmätningen visade att andelen övertoner i nätet var väldigt liten och i vattenkraftsanläggningen finns det inte någon större källa som producerar övertoner. Ifall övertoner skulle bli ett problem kommer de utifrån nätet. Eftersom mätningen genomfördes under fem dagar ser man inte om andelen övertoner möjligtvis varierar under året. Övertoner kan uppkomma allt eftersom men det blir svårt att ta hänsyn till. Då nätägaren har krav på att hålla bra elkvalité på nätet har inte filter för neutralisering av övertoner tagits upp i kostnadskalkylen

Överuttag och investeringskostnad

Vi har enbart utgått från månadsmätvärden från januari 2016 som vi fått från Vattenfall. Det bästa hade varit att få den reaktiva förbrukningen varje månad och sedan räkna ut ett snitt för hela året. Överuttaget av reaktiv effekt skulle kunna variera under årets andra månader. Vid maxdrift under en hel månad skulle överuttaget komma upp i ungefär 19,5 kVAr. Slutligen kan man säga att straffavgiften för överuttag beror mycket på hur stor produktionen är och om det under året finns mycket vatten.

Återbetalningstid och livslängd

Då man har januari som referensmånad för straffavgiften ger det oss 6 års återbetalningstid. En lång återbetalningstid med tanke på investeringskostnaden men livslängden på batteriet är lång, mellan 20-35 år vilket gör att kalkylen ser desto bättre ut. En fråga som uppdragsgivaren kan ta ställning till är om ett byte av generator kommer ske inom återbetalningstiden, då kapaciteten på batteriet kan bli för stor om en ny generator med bättre effektfaktor installeras.

Vid ny generator

Idag finns det generatorer som har tillräckligt bra effektfaktor så faskompensering inte är nödvändig, se avsnitt om högverkningsgradsmotorer 3.2.1. En installation av en sådan generator skulle leda till att den installerade kompenseringsutrustningen inte är nödvändig. Dessa motorer har en återbetalningstid på 0,9-4 år för mikroproduktionsanläggningar [10].

4 Slutsatser

Resultatet från enkätundersökningen visar att vattenkraftsägarna drabbas av ett stort antal olika fel som påverkar driften under olika lång tid. En slutsats angående driftstopp är att de långa driftstoppen oftast är mekaniska fel medan de korta vanligtvis beror på fel i överliggande nät. För att undvika långa driftstopp bör mekaniska fel detekteras i ett tidigt skede för att undvika kostsamma haverier och produktionsbortfall. Mekaniska fel i anläggningen och bortfall av överliggande nät är betydligt vanligare än elektriska fel.

Många vattenkraftsägare faskompenserar sina vattenkraftsanläggningar vilket ofta krävs för att inte bli debiterad för ett överuttag på reaktiv effekt. Trots att kondensatorbatterier är en känslig komponent visar undersökningen att de inte är ett större problem för driften. Går kondensatorbatteriet sönder finns oftast möjligheten att koppla ur det och fortsätta driften. Utifrån frågeställningen i enkäten så efterfrågades orsaker till driftstopp vilket ett trasigt kondensatorbatteri inte infaller inom. Många uppger att de inte vet vilken effektfaktor som anläggningen ligger inom vilket kan innebära att det kan bli svårt att upptäcka om kondensatorbatteriet fungerar som det ska. Vid närmare eftertanke skulle vissa frågor i enkäten behövt vara mer specifika för att kunna dra bättre slutsatser kring faskompenseringsutrustning. Eftersom kondensatorbatterier inte orsakar några större problem enligt undersökningen ser vi inga större problem som kan uppstå vid installation av ett sådant i Östebyn.

I Östebyn rekommenderas en faskompenseringsutrustning på runt 25 kVAr för att hålla sig inom AMP:ens krav. Om ett generatorbyte planeras inom de närmsta åren är det bättre att avstå investeringen då återbetalningstiden är 6 år. Fram till november 2016 kommer ingen debitering att ske enligt avtalet då det fria uttaget inte överskrider vilket ger uppdragsgivaren god tid att reflektera över investeringen. Följs AMP:ens rekommendationer så undviks problem som självmagnetisering och överkompensering samt debitering för överuttag av reaktiv effekt.

4.1 Framtida arbeten

Förslag på framtida arbete kan vara att utreda mer om högverkningsgradsgeneratorer och en investeringskalkyl på det. I enkätundersökningen fick vi fram vattenkraftsägarnas syn på kraven som ställs från nätbolagen där ett framtida arbete kan vara att göra en undersökning riktad för nätbolagen.

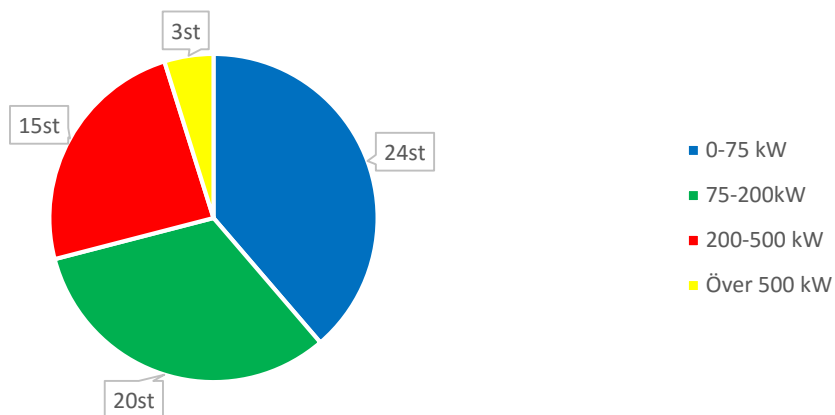
5 Referenser

- [1] Energimyndigheten, ”2015 var ett år med stor elproduktion och rekordstor export av el.” 2016; <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2016/2015-var-ett-ar-med-stor-elproduktion-och-rekordstor-export-av-el/> . [Hämtad: 2 Maj. 2016] .
- [2] Svensk Vattenkraftförening, <http://svenskvattenkraft.se/> . [Hämtad: 2 Maj. 2016].
- [3] Länsstyrelsen i Västra Götaland, ”Dammar och vattenkraftverk.” <http://www.lansstyrelsen.se/vastragotaland/Sv/miljo-och-klimat/verksamheter-med-miljopaverkan/vattenverksamhet/dammar-och-vattenkraftverk/Pages/default.aspx>. [Hämtad: 2 Maj. 2016].
- [4] L. Kuhlin, ”Effekt.” vattenkraft.info, 2016 <https://vattenkraft.info/?page=25> . [Hämtad: 3 Maj. 2016].
- [5] Wikimedia commons 2016-05-03 https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/2/2f/Hydroelectric_dam-letters.svg
- [6] K. A. Jacobsson. *Elkraftshandboken: Elkraftsystem 1*, Stockholm, Liber, 1997, p. 103.
- [7] C-O. Brandesten, ”Dammsäkerhet, flödeskommitténs riktlinjer, RIDAS.” *Elforsk*, 2010; http://www.elforsk.se/Global/Vattenkraft/filer/HUVA/HUVAkursen2010/14_HUVA_kurs_2010_CO_Brandesten_Dammsakerhet.pdf. [Hämtad: 3 Maj, 2016].
- [8] C. S. o. B. B. Översatt och anpassad av Jonas Rundqvist, ”Små vattenkraftverk –En handbok.” *European Small Hydropower Association*,” 2004 http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/GUIDES/GUIDE_SHP/GUIDE_SHP_SE.pdf . [Hämtad 3 Maj, 2016].
- [9] Svensk energi, *Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet – AMP*, andra upplagan 2001.
- [10] A. Alfredsson, *Elkraft*, Stockholm: Liber, 2011.
- [11] F. F. Godoy Simões, *Renewable Energy Systems*, CRC Press, 2004.
- [12] F. F. Godoy Simões, *Alternative Energy Systems*, CRC Press, 2007.
- [13] G. Elfving, *ABB Handbok Elkraft*, Västerås: ABB Distribution AB, 1989.
- [14] Nokian Capacitors, ”Low Voltage Compensation and filtering Products.” GE Grid solutions <https://www.gegridsolutions.com/AlstomEnergy/grid/Global/Grid/Resources/Documents/Low%20Voltage%20Compensation%20Brochure%20GB-epslanguage=en-GB.pdf> . [Hämtad: 11 Maj 2016].
- [15] G. Elfving, *ABB Handbok Industri*, Västerås: ABB AB, 1993.
- [16] L. Westlund, *Elmiljö i praktiken*, Malmö: Gleerups, 2007.
- [17] *Elkraftshandboken, Elkraftsystem 2*, Stockholm: Liber, 1997.
- [18] N. Svensson, ”Analys av driftdynamiken för små kraftverk med asynkrongeneratorer,” Lund University, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, 1999; http://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full%20document/5139_full_document.pdf. [Hämtad: 8 Juni, 2016].

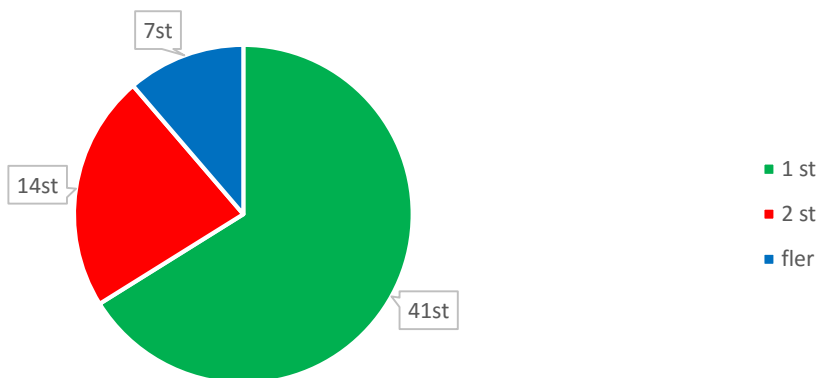
- [19] J. Insulán, P. Björklund, ”*Compensation of reactive power in wind power application*,” Examensarbete, Chalmers Institutionen för data och elektronik, Göteborg, 2000; <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/164481.pdf>.
- [20] Vattenfall Eldistribution, ”*Elnät: Tariffer för småskalig elproduktion*,” 1 Maj 2016. http://www.vattenfalleldistribution.se/sv/file/Sm_skalig_elprod_FTG_S_DER_2016-01-01.pdf_109020069.pdf . [Hämtad: 3 Maj, 2016].

A: Svar från enkätundersökning

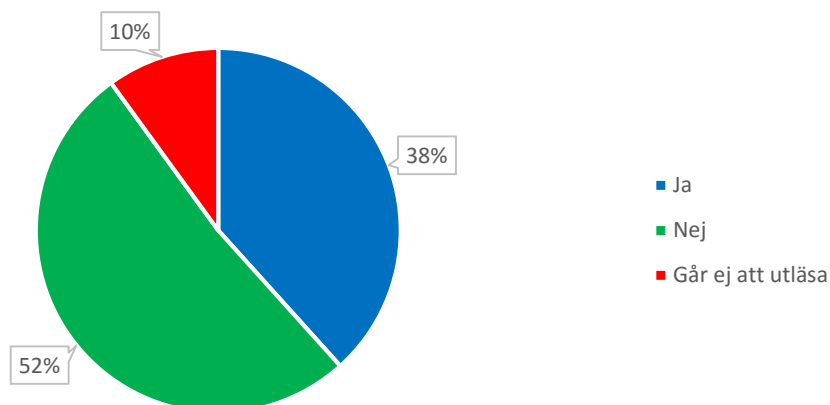
Fråga 1: Hur stor installerad effekt är anläggningen på? 62st svar



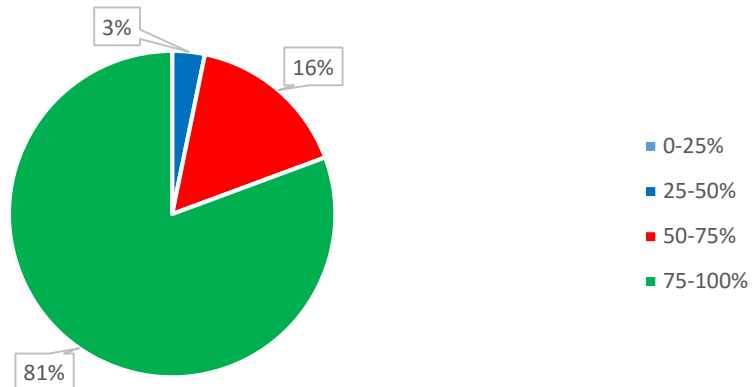
Fråga 2: Hur många generatorer finns det i anläggningen? 62st svar



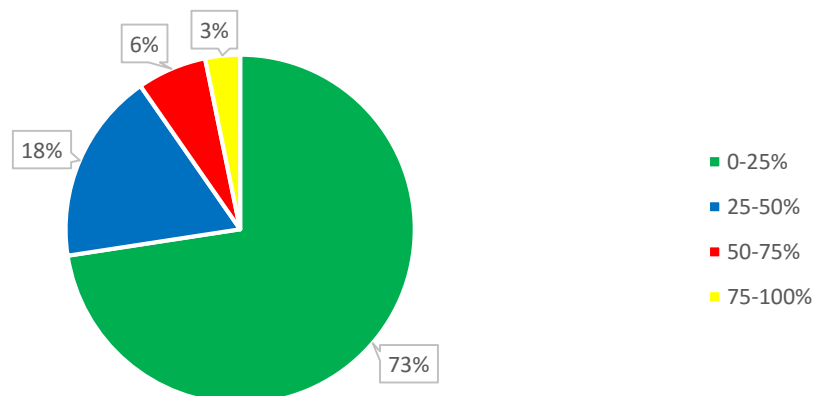
Fråga 3: Är asynkronmaskinen stämplad som generator (GEN) på märkskylten? 62st svar



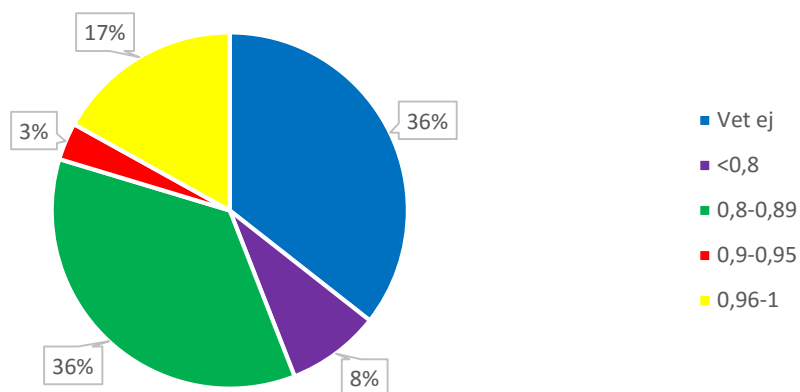
Fråga 4: Vad är högsta produktion (kW) som anläggningen genererar i relation till installerad maxeffekt? 62st Svar



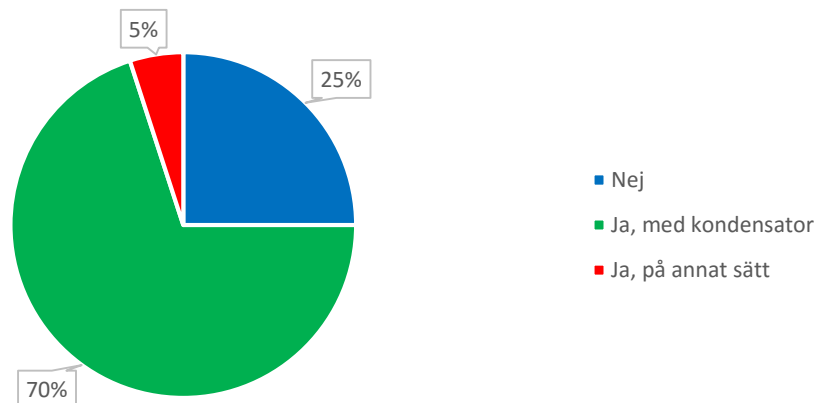
Fråga 5: Vad är lägsta produktionen som anläggningen genererar i relation till installerad maxeffekt? 62st Svar



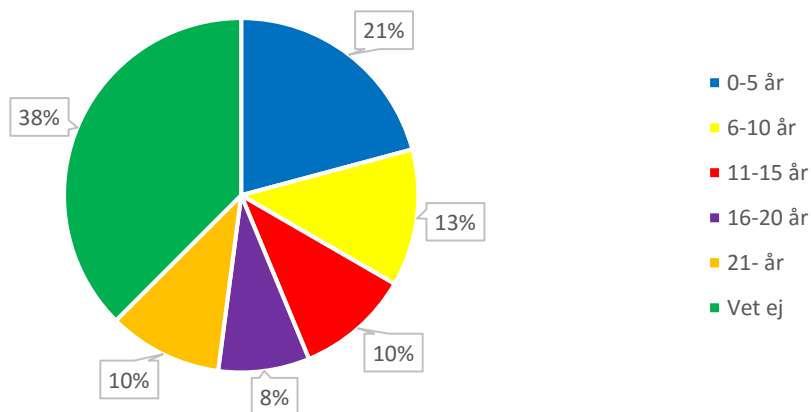
Fråga 6: Vilken effektfaktor har anläggningen vid märkdrift? 59st Svar



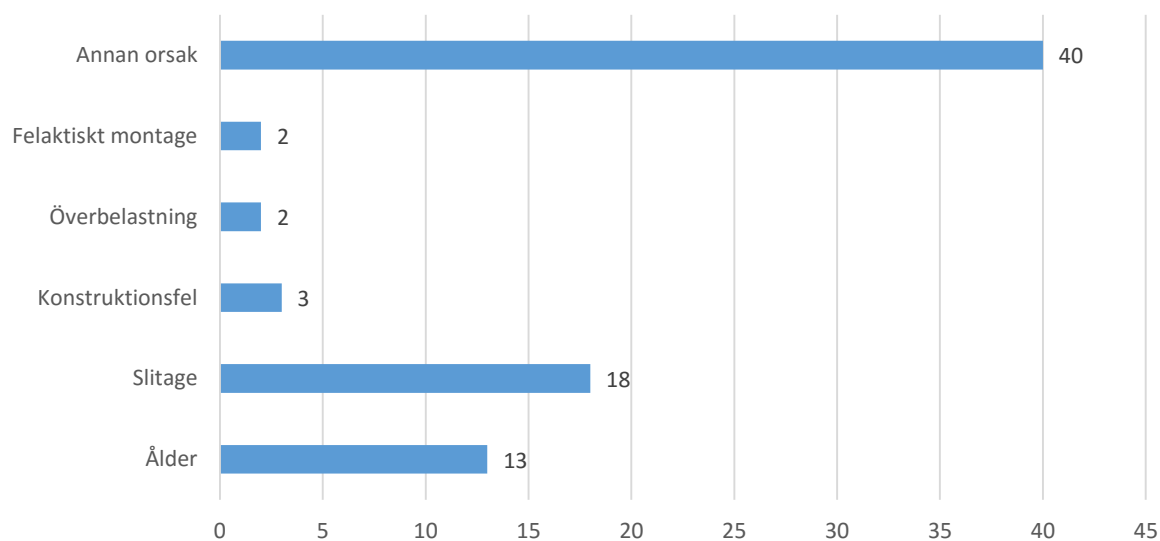
Fråga 7: Faskompenseras anläggningen? I så fall på vilket sätt? 60st Svar



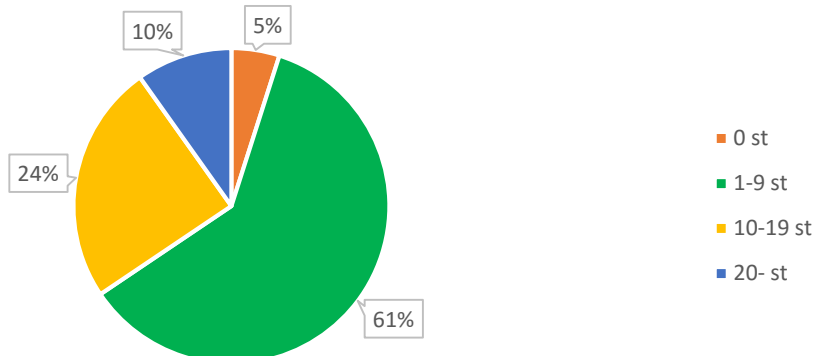
Fråga 8: Hur gammal är faskompenseringsutrustningen? 46st Svar



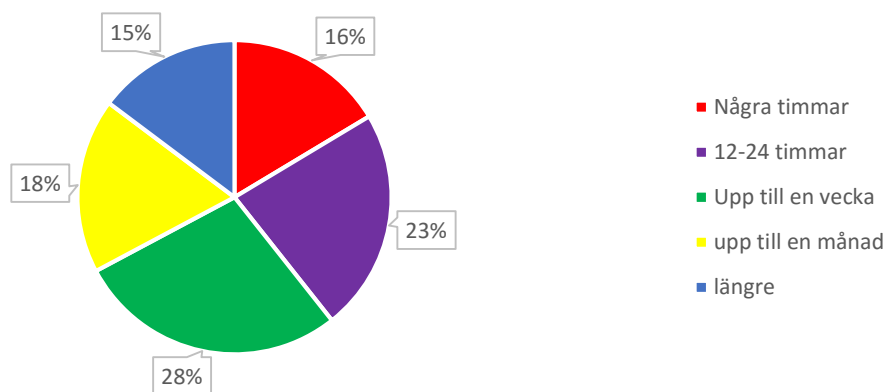
Fråga 9: Vilka huvudorsaker gör att fel uppstår? (Flersvars fråga) 58st Svar



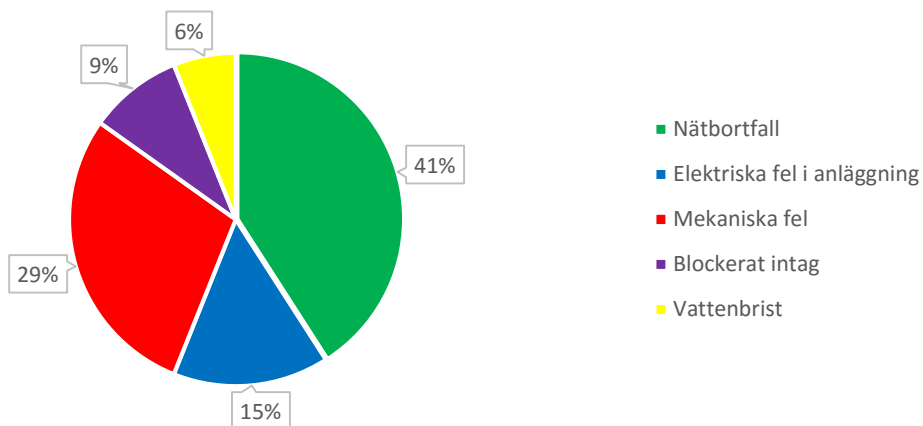
Fråga 10: Ungefär hur många driftstopp inträffar per år? 61st Svar



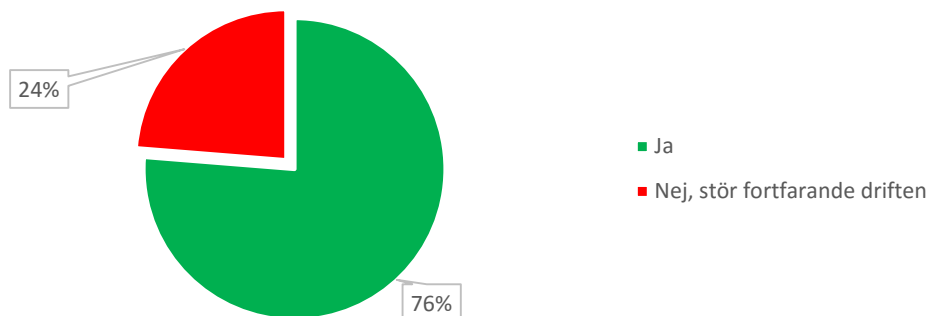
Fråga 11: Hur långt har ditt längsta oplanerade driftstopp varit? 61st Svar



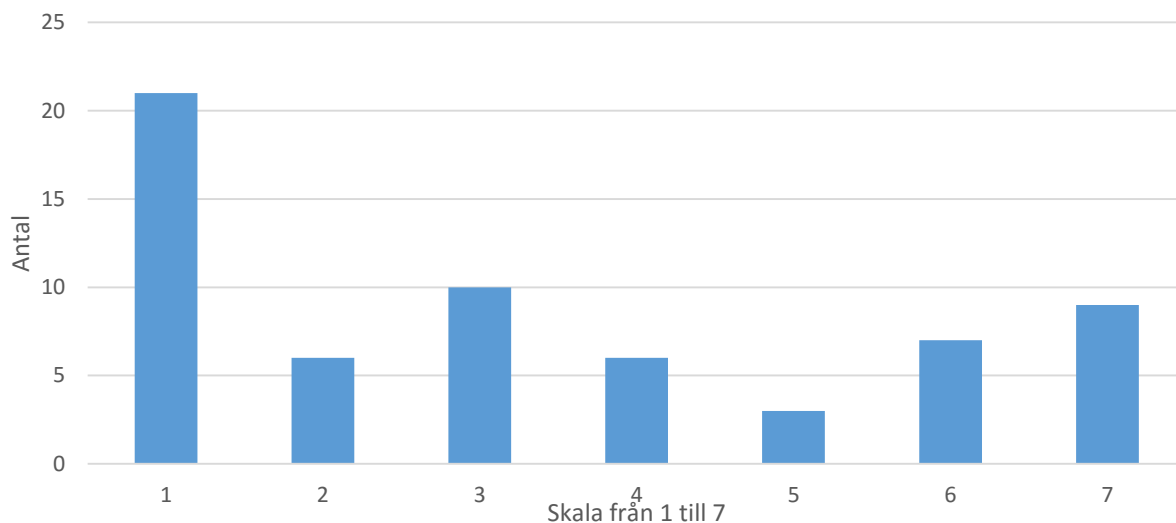
Fråga 12: Vad orsakade detta driftstopp? (Flersvars fråga) 61st Svar



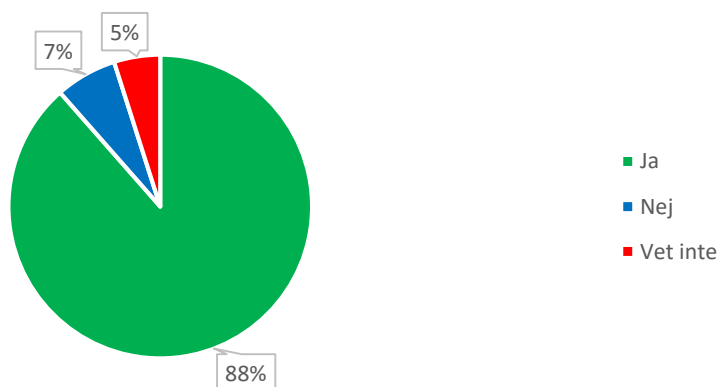
Fråga 13: Är detta problem löst till 100 %? 59st Svar



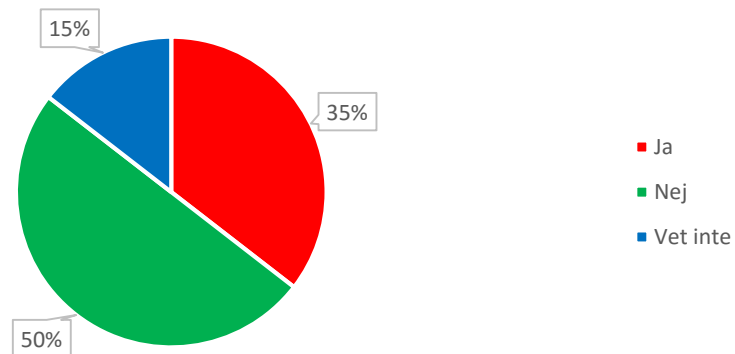
Fråga 14: Hur ofta beror driftstopp på nätbolaget? 62st Svar



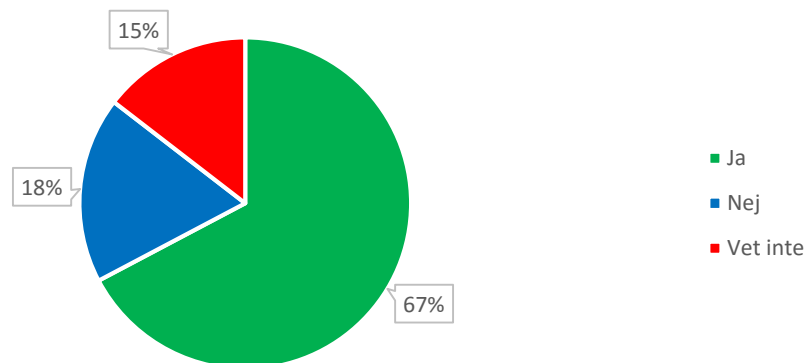
Fråga 15: Anser du att din anläggning har tillräckligt skydd mot fel som uppstår på nätet? 61st Svar



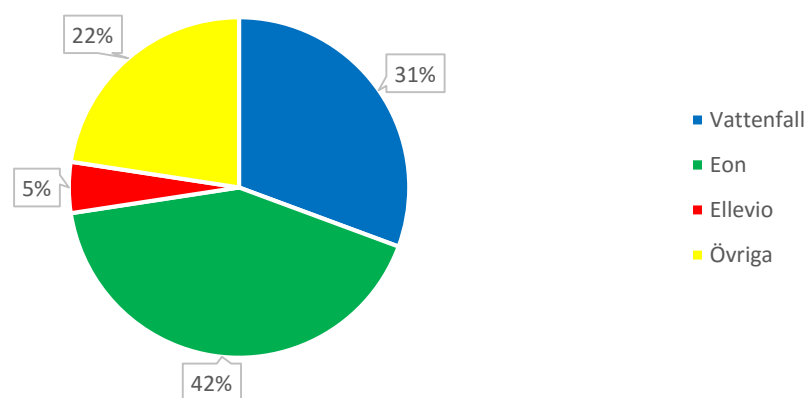
Fråga 16: Har ni krav på reaktiveffektförbrukning från nätbolaget? 62st Svar



Fråga 17: Har du krav på dig angående reaktivförbrukning, elkvalité och skydd från nätbolaget? 55st Svar



Fråga 18: Vad har du för nätägare? 62st Svar



Fråga 19: Har du elbehörighet? 62st Svar

