UPPSALA UNIVERSITET

UPTEC STS 25004
Examensarbete 30 hp
Juni 2025

Från dödnätsstart till ödrift

Simulering av stabilitet, elkvalitet och pålastningsstrategier

Märta Strømme

Civilingenjörsprogrammet i system i teknik och samhälle

UPPSALA UNIVERSITET

From Black-Start to Island Operation: Simulating Stability, Power Quality and Loading Strategies

Märta Strømme

Abstract

In the event of a power outage, the ability to restart parts of the electricity grid independently is a cricitcal aspect of modern power system resilience. This process involves two key concepts: black-start and islanding operation. Black-start refers to the capability of a power plant to start without relying on external electricity from the main grid. Once initiated, this allows for islanding operation where a section of the electricity grid is intentionally separated and operated as a self-sufficient isolated system. This study addresses the challenge of maintaining power system stability and quality during the initial stages of such a scenario. It investigates how different generation sources, a hydropower plant and a combined heat and power plant (CHP), affect system performance when supplying a municipality's critical infrastructure. Central to the analysis is the evaluation of various loading strategies and their impact on the stability parameters: frequency, voltage and rotor angle deviation.

The methodology relies on simulations employing Simulink models developed to capture the behavior of the specific power plants and local grid. Results show that both the hydropower and CHP plants can maintain acceptable stability and power quality under island operation. However, the CHP plant demonstrates greater robustness due to higher relative generation capacity in the model. The choice of loading strategy significantly affects stability and transient behavior: strategies with gradual, time-separated loading yield smoother system responses and lower frequency drops. The study concludes that system configuration and load management are crucial for reliable island operation and that further optimization of control strategies is essential to enhance resilience against disturbances in isolated microgrids.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala

Handledare: Robert Eriksson Ämnesgranskare: Göran Ericsson

Examinator: Elísabet Andrésdóttir

Populärvetenskaplig sammanfattning

Vad händer om delar av Sveriges elnät slås ut? Det är en fråga som blivit alltmer relevant i takt med ökade påfrestningar på elsystemet; både från extrema väderhändelser, tekniska problem och det säkerhetspolitiska klimatet. I sådant läge behöver beredskapsåtgärder aktiveras för att kunna förse el till samhällskritisk infrastruktur som kommunikationssystem, offentlig förvaltning och sjukhus.

En central beredskapsåtgärd vid större strömavbrott är ett kraftverks förmåga att kunna *dödnätsstarta*: alltså sättas i drift från strömlöst tillstånd. I händelse av dödnätsstart används ett kraftverk för att stegvis bygga upp elförsörjningen igen i en så kallad *ödrift*, där en avgränsad del av elnätet isoleras och drivs självständigt som på en ö. I en ödrift är det speciellt viktigt att upprätthålla stabilitet eftersom det lokala kraftsystemet saknar stöd från det övriga elnätet och är därmed känsligare för störningar.

Studien har undersökt hur ett vattenkraftverk respektive kraftvärmeverk klarar av att upprätthålla stabil drift från dödnätsstart till ödrift i en svensk kommun som i arbetet hålls anonym. Kommunen har tagit fram 15 prioriterade fastigheter som i händelse av ödrift ska ges företräde, vilka tillsammans med kraftverken modelleras i simuleringsprogrammet Simulink. Genom datasimuleringar har studien analyserat hur stabiliteten i ödriften påverkas när olika pålastningsstrategier används; det vill säga i vilken ordning och takt de prioriterade fastigheterna kopplas på.

Resultaten visar att både vattenkraft- och kraftvärmeverket effektivt klarar av att upprätthålla godtagbar stabilitet vid ödrift, men att kraftvärmeverket generellt uppvisar en stabilare drift tack vare större tillgänglig eleffekt i förhållande till prioriterade fastigheternas förbrukning. Samtidigt framgår att val av pålastningsstrategi har stor betydelse för hur väl systemet klarar av att hantera plötsliga förändringar. Strategier där laster kopplas på stegvis med tid mellan varje steg ger betydligt jämnare förlopp jämfört med att slå på alla laster samtidigt eller med kortare mellanrum.

Trots förenklade modeller ger simuleringarna viktiga insikter: beredskap handlar inte enbart om att ha tillgång till kraftverk, det handlar om hur de används, styrs och samverkar med lasterna. Studien visar att ödrift är en möjlig och viktig lösning i kritiska situationer, som emellertid behöver samverka med andra åtgärder för att säkerställa en robust och flexibel elförsörjning även under svåra förhållanden. En effektiv beredskap kräver således inte bara tekniska lösningar, utan också genomtänkt planering, samordning och anpassningsförmåga i hela elsystemet.

Förkortningslista

AC	Alternating Current	Växelström där strömriktning och spänning ändras periodiskt över tid.
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve	Automatisk aktiverad reserv för frekvensåterställning vid obalans. Kompletterar FCR.
FCR-D	Frequency Containment Reserve - Disturbance	Automatisk frekvensreglering vid större störningar i frekvens 50 ± 0.5 Hz.
FCR-N	Frequency Containment Reserve - Normal	Automatisk frekvensreglering som aktiveras vid små avvikelser 50 ± 0.1 Hz.
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve	Manuellt aktiverad reserv för frekvensåterställning vid obalans. Kompletterar FCR.
PID	Proportional-Integral-Derivative	Regleralgoritm som justerar med proportionell, integrerande och deriverande återkoppling för att nå önskat värde.
RLC	Resistor-Inductor-Capacitor	Typ av elektrisk last eller krets som innehåller resistans (R), induktans (L) och kapacitans (C).
RMS	Root Mean Square	Kvadratiskt medelvärde. Används för att ange effektivvärdet av växelspänning i AC-system.

Innehållsförteckning

1. Inledning ... 1
1.1 Syfte ... 1
1.2 Frågeställningar ... 2
2. Bakgrund ... 3
2.1 Elektriska nätets uppbyggnad ... 3
2.2 Energisäkerhet och beredskap ... 4
2.2.1 Dödnätsstart ... 5
2.2.2 Ödrift ... 6
2.3 Systemstabilitet ... 6
2.3.1 Frekvensstabilitet ... 7
2.3.2 Spänningsstabilitet ... 8
2.3.3 Rotorvinkelstabilitet ... 9
2.4 Elkvalitet ... 9
2.4.1 Impulstransienter ... 10
2.4.2 Oscillernade transienter ... 10
2.5 Pålastningsstrategier ... 10
2.5.1 Prioriteringsbaserad pålastning ... 11
2.5.2 Automatisk pålastning ... 11
2.6 Vattenkraftverk ... 12
2.7 Kraftvärmeverk ... 13
3. Metod ... 14
3.1 Tillhandahållen data ... 14
3.2 Simulink ... 14
3.3 Modellering av kraftverk ... 15
3.3.1 Vattenturbin ... 15
3.3.2 Ångturbin ... 16
3.3.3 Exciteringssystem ... 17
3.3.4 Generator ... 18
3.3.5 Modeller över kraftverk ... 19
3.4 Modellering av elnät ... 20
3.4.1 Transformator ... 20
3.4.2 Prioriterade fastigheter ... 20
3.4.3 Modifiering av laster ... 21
3.4.4 Kablar ... 22
3.4.5 Modeller över elnät ... 23
3.5 Pålastningsstrategi ... 25
4. Resultat ... 26
4.1 Vattenkraftverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse ... 27
4.2 Vattenkraftverkets spänning ... 29
4.3 Kraftvärmeverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse ... 30
4.4 Kraftvärmeverkets spänning ... 32

5. Diskussion **34**
5.1 Modellens påverkan på resultatet 34
5.2 Frekvens- och rotorvinkelavvikelse 35
5.3 Spänning 35
5.4 Elkvalitet 36
5.5 Pålastningsstrategier 36
5.6 Framtida studier 37
6. Slutsatser **40**
Referenser **42**
Appendix A **48**
Appendix B **50**
Appendix C **52**
Appendix D **54**
Appendix E **56**
Appendix F **58**
Appendix G **60**

1. Inledning

Sverige var ett av världens första länder att elektrifiera i princip alla hushåll på 1960-talet (Jansson Myhr, 2024). Sedan dess har vi gått mot en över fyrdubblad elektrifiering, som väntas öka med ytterligare 70-160% till år 2050 (Energiföretagen, 2018; Energimyndigheten, 2025). En ökad elektrifiering ställer högre krav på infrastruktur och leveranssäkerhet, och kräver ett redundant elnät som kan säkerställa elförsörjning även vid oväntade händelser som tekniska fel, oväder eller angripande av elnätet från främmande makt. Elsystemet i Sverige är uppbyggt för att hantera störningar och minimera effekterna av strömavbrott. Likväl genererar ett förändrat elsystem, en ökad elektrifiering samt en oroligare värld både större sannolikhet för, och fler utmaningar att hantera vid, ett dött nät (Energimyndigheten, 2024a; Svk, 2024a).

Vid ett strömavbrott har många kritiska verksamheter egen reservkraft som startar och säkerställer elförsörjningen lokalt i fastigheten. Emellertid har det framkommit att Sveriges kommuner inte är tillräckligt förberedda för mer omfattande strömavbrott, och att det finns för få reservkraftverk för att hantera större störningar på elnätet (MSB, 2022). Större störningar skulle bland annat kunna innebära att ett elnät kollapsat eller blivit isolerat från övriga nät, vilket innebär att det inte längre finns någon extern kraftkälla som kan upprätthålla balans. En viktig åtgärd i ett sådant sammanhang är förmågan att kunna *dödnätsstarta*. En dödsnätsstart innebär att ett kraftverk, som är utformat för att kunna starta utan extern elförsörjning, används för att generera el och återuppbygga nätets stabilitet (Svk, 2024b).

I en kommun i Mellansverige som hålls anonym i arbetet, pågår arbete med beredskap kring elförsörjning. Detta innefattar bland annat studier kring kraftverkens anpassningsförmåga vid nätbortfall. Examensarbetet ämnar simulera en avgränsad del av en potentiell dödsnätsstart med utgångspunkt från ett vattenkraftverk och ett kraftvärmeverk i kommunen. Simuleringen är begränsad till produktionsanläggningarna med tillhörande laster i en så kallad *ödrift*. Ödrift innebär att en del av elnätet separeras från det större nationella- eller regionala elnätet och drivs självständigt som en *ö*. Vid förekomst av ödrift behöver elkvalitet säkerställas och pålastningsstrategier beaktas, vilket avser metoder för hur laster successivt kopplas på systemet. Studien avser därmed undersöka och jämföra de två produktionsanläggningarnas förmåga att upprätta en stabil elförsörjning, från dödnätsstart till ödrift.

1.1 Syfte

Syftet med studien är att genom simuleringar analysera hur ett vattenkraftverk och ett kraftvärmeverk påverkar upprätthållandet av stabilitet och elkvalitet under den inledande fasen av en dödnätsstart. Genom att fokusera på en avgränsad ödrift av nätet avser studien att analysera pålastningsstrategier samt öka förståelsen för hur olika typer av produktionsanläggningar påverkar elsystemets sårbarhet vid störningar. Detta för att bidra med kunskap kring hur elnätets robusthet kan förbättras samt ge underlag för framtida dimensionering och styrning av lokala elnät.

1.2 Frågeställningar

- Hur påverkas stabiliteten i elnätet med avseende på frekvens, spänning och rotorvinkel under en dödsnätsstart när elförsörjningen primärt sker från antingen ett vattenkraftverk eller ett kraftvärmeverk?
- Hur påverkas elkvaliteten i en ödrift med bas från ett vattenkraftverk respektive ett kraftvärmeverk beträffande transienter?
- Hur bör en pålastningsstrategi dimensioneras för att minska risken för överbelastning, instabilitet och avvikelser i en ödrift?

1.3 Avgränsningar

Studien har avgränsats i flera avseenden. Bland annat utgår studien från ett specifikt lokalnät och omfattar försörjning av utvalda prioriterade fastigheter. Endast två typer av kraftverk analyseras, ett vattenkraftverk och ett kraftvärmeverk. Modellen över kraftverken med tillhörande elnät är begränsat till de mest centrala parametrarna för att möjliggöra rimlig beräkningstid och överskådlig analys. Studien fokuserar enbart på tekniska aspekter av ödrift och stabilitet; ekonomiska, juridiska eller organisatoriska aspekter av beredskap och elförsörjning behandlas därmed inte av arbetet. Simuleringarna belyser även enkom den inledande fasen efter dödnätsstart vilket innebär att långsiktig drift, återgång till sammankopplat nät eller påverkan från ytterligare händelser inte ingår i studien.

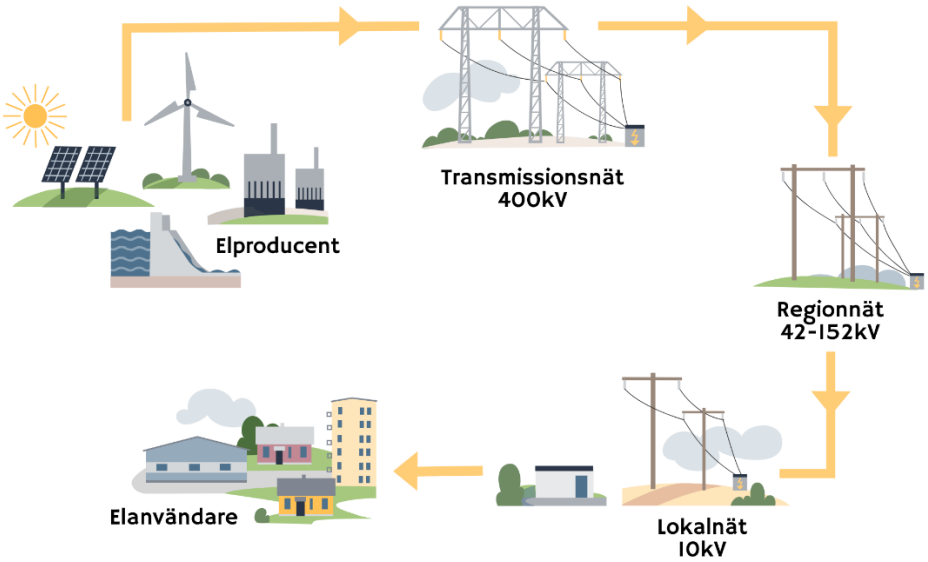
2. Bakgrund

Bakgrunden till rapporten redogör för hur det svenska elsystemet är uppbyggt samt vilka utmaningar som följer ett ökat elberoende i samhället. Inledningsvis beskrivs elnätets struktur och några av de tekniska komponenter som möjliggör en säker och effektiv elöverföring. Därefter introduceras begreppet energisäkerhet, med fokus på de tre centrala perspektiven: suveränitet, robusthet och resiliens.

Ett särskilt fokus riktas mot beredskapsåtgärder vid omfattande elavbrott, där förmågan att kunna genomföra en dödnätsstart och driva elnät i ödrift utgör centrala delar. Bakgrunden presenterar sedan systemstabilitet i form av frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet som enligt litteraturen anses avgörande för att upprätthålla elsystemets funktion även vid störningar (Svk, 2024a). Vidare behandlas elkvalitet och hur olika pålastningsstrategier kan utformas för att säkerställa en stabil och driftsäker elförsörjning. Avslutningsvis presenteras vattenkraftverkets och kraftvärmeverkets funktion som produktionsresurser och som viktiga aktörer i beredskapsarbetet.

2.1 Elektriska nätets uppbyggnad

Det svenska elsystemet är uppbyggt av flera olika komponenter som tillsammans säkerställer att elektricitet kan produceras, överföras och distribueras till hushåll, fastigheter och industrier. Det går att förenklat dela upp elnätets utformning genom fem komponenter; elproducent, transmissionsnät, regionnät, lokalnät och elanvändare, se Figur 1 (EI, 2024).



Figur 1. Schematisk bild över utformningen av Sveriges elnät (EI, 2024).

Elproducenter producerar elektricitet i olika typer av kraftverk. Produktionen i Sverige sker främst av vattenkraft (40%), kärnkraft (29%), vindkraft (21%), värmekraft (8%) samt solkraft (2%). Elektriciteten från producenterna transporteras över långa avstånd

via transmissionsnätet, tidigare kallat stamnätet; ofta från produktion i norr till konsumtion i söder (EI, 2024). För att minska förluster höjs spänningen med transformatorer för transport över längre avstånd. Transformatorn använder elektromagnetisk induktion för att omvandla växelspänning mellan olika spänningsnivåer. Hur mycket spänningen ändras beror på antalet lindningsvarv på vardera sida; primär- och sekundärsidan (IEC, 2000). Vidare transporteras elen genom distributionsnätet som består av både regionnät samt lokalnät. På vägen till fastigheter och andra elanvändare sänks huvudspänningen till 400V, framför allt på grund av kompatibilitet med hushållsapparater (Svk, 2024c).

Sveriges elsystem producerar mellan 150-165 TWh el varje år, och konsumerar mellan 135-145 TWh (Svk, 2024d). Elektrifiering av samhället har lett till ökad livskvalitet, förbättrad närmiljö och tekniska framsteg, men också ett elberoende som ställer högre krav på Sveriges *energisäkerhet* (IEA, 2023).

2.2 Energisäkerhet och beredskap

Energisäkerhet är ett paraplybegrepp som inte ter sig statiskt, begreppet kan skifta i definition och tolkning beroende från vilket disciplin eller perspektiv begreppet undersöks (Månsson et al., 2014). En övergripande definition är likväl att “säkerställa en oavbruten tillgång till energiresurser till ett överkomligt pris” (IEA, 2023). FOI breddar definitionen till att även innefatta ett säkerställande att “samhällets funktion nu och i framtiden inte skall äventyras” (FOI, 2007). Utifrån dessa definitioner identifieras tre dominanta perspektiv på energisäkerhet; suveränitet, robusthet och resiliens.

Suveränitet handlar om självbestämmande och kontroll över energiförsörjningen, och belyser risker kring medvetna handlingar av utomstående aktörer (Cherp & Jewell, 2014). För Sverige innebär detta således exempelvis risker kring cyberattacker eller fysisk förstörelse av elnätet. Fysisk förstörelse av elnätet förekommer ideligen som vapen i krig eller som politisk påverkansstrategi. Bland annat ser vi förstörelse av elnäten i krigets Ukraina och kapade elnäts- och kommunikationskablar i Östersjön (CEPR, 2022; Polisen, 2024). Emellertid blir även cyberattacker på elnäten vanligare med dagens sammankopplade system och smarta elnät (FOI, 2017; MSB, 2024).

Begreppet *robusthet* betonar att ett system behöver vara stabilt och motståndskraftigt mot störningar, oavsett om de orsakas av naturliga eller tekniska fenomen (Cherp & Jewell, 2014). I Sverige kopplas risker med robusthet främst till stormar, haverier eller åldrande infrastruktur. Sveriges elnät har ett av världens äldsta transmissionsnät, vilket ökar risken för störningar och avbrott (Svk, 2024e; Axberg et al., 2020). Därtill har stormar som Alfrida 2019 orsakat omfattande strömavbrott och komponentskador (MSB, 2019), och både generatorfel och rotorhaverier i kraftverk har resulterat i driftstörningar (Swanson, 2024).

Det sista perspektivet, *resiliens*, syftar till återhämtningsförmåga efter störningar (Cherp & Jewell, 2014). Risker med resiliens har sitt ursprung i oförutsägbara faktorer som i Sverige ses via exempelvis samhällsförändringar som urbanisering och den gröna

omställningen. Resiliens sammankopplas ofta med robusthet, men medan robusthet syftar till att ett system ska tåla motstånd, fokuserar resiliens mer på att funktionen säkerställs (Söderberg & Lundén, 2023). I och med den gröna omställningen står intermittenta energislag för ca 23% av Sveriges energiproduktion (Energimyndigheten, 2024b). Detta medför risker kopplade till att kunna hantera förändringar och säkerställa en stabil energileverans, särskilt när beroendet av energilagring och flexibilitetstjänster ökar (RISE, 2023).

För att säkerställa en oavbruten tillgång till energiresurser och samhällets funktionalitet enligt energisäkerhetens definitioner, arbetar Sverige med de ovan tre nämnda perspektiven genom beredskap. Arbetet innebär bland annat att verka proaktivt genom ett utvecklande av lösningar och system som kan hantera störningar, säkerställa en stabil energileverans och minska konsekvenserna av omfattande strömavbrott. En central beredskapsåtgärd för att hindra riskerna kopplade till suveränitet, robusthet och resiliens i elnätet är förmågan att *dödnätsstarta* (Svk, 2024f).

2.2.1 Dödnätsstart

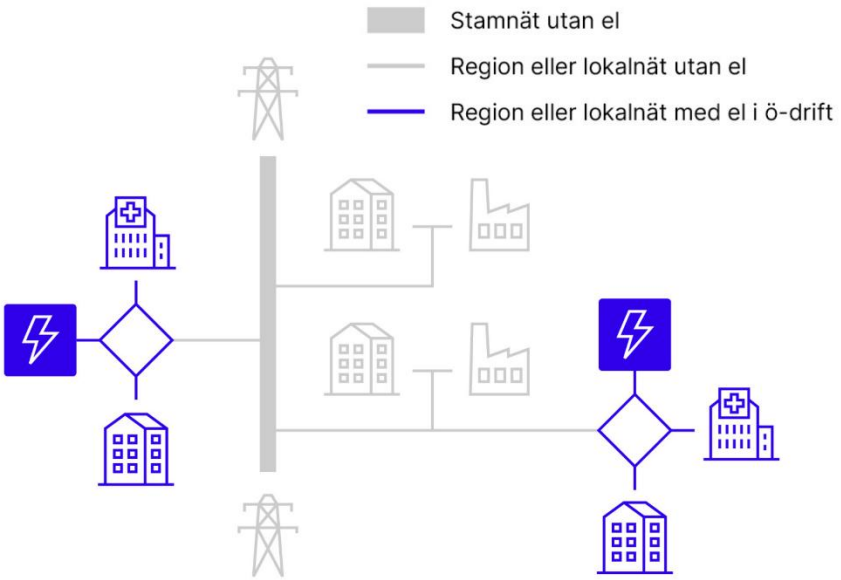
Dödnätsstart är processen att återställa ett kraftverk till drift utan att förlita sig på det externa transmissions- eller distributionsnätet efter en total eller partiell avstängning; alltså från ett *dött nät*. I Sverige har dödnätsstart aldrig genomförts i full skala; vilket både beror på ett redundant elsystem och en avsaknad av beredskap från Sveriges kommuner (MSB, 2022). De flesta kraftverk är inte dödnätsstartskompatibla. Förmågan att kunna dödnätsstarta kräver både komplex teknik och är ekonomiskt kostsamt. Därtill behöver kraftverket som dödnätsstartar vara nära anslutet till elanvändarna (Patsakis et al., 2017).

Den tekniska komplexiteten innefattar bland annat utmaningar med spännings- och frekvensreglering. Således är intermittenta kraftverk som vind- och solkraft svåra att använda vid dödnätsstart, eftersom de är väderberoende och har svårt att upprätthålla godtagbar stabilitet (Pan et al., 2025). Ytterligare utmaningar uppkommer vid kraftverk som kräver stora mängder el till sina hjälpsystem, exempelvis kärnkraftens kylsystem. Två kraftslag som både besitter god spännings- och frekvensreglering samt lågt elbehov för drift är vattenkraften och kraftvärmen; medan vattenkraften är det vanligaste kraftverket för dödnätsstart är kraftvärmen på uppgång (NHA, 2021; Unger et al., 2023; Energimyndigheten, 2023).

För att förse el till nödvändiga hjälpsystem som dammluckor eller bränslepumpar används reservkraft. Reservkraften består ofta av dieselgeneratorer, batterier eller gasturbiner som kan startas utan ström. När hjälpsystemen är upprättade startas generatorn med väsentligt bränsle varav producerad el används för att spänningssätta en mindre del av elnätet i en så kallad *ödrift* (Zhao et al., 2022).

2.2.2 Ödrift

Ödrift syftar på ett område som drivs isolerat från övriga nät likt en ö, se Figur 2. Laster ansluts gradvis efter att ett avgränsat område för elförsörjning utifrån det dödnätsstartade kraftverket upprättats. Vid behov kan den genererade elförsörjningen användas för att starta ett annat kraftverk inom samma ödrift (Jang et al., 2020). Obalanser mellan last och produktion blir särskilt sårbara i ett ödriftsnät då externa källor saknas för att kompensera underskott eller överskott av effekt. Ett ödriftsnät opererar därtill med lägre svängmassa eftersom antalet generatorer i nätet är begränsat. Det medför en låg buffert och systemet reagerar snabbare och mer drastiskt på plötsliga förändringar i last eller produktion. Ödriften kännetecknas därmed av minskad redundans jämfört med ett sammanhängande nät. Avsaknaden av andra anslutna kraftverk som snabbt kan kompensera för bortfall eller förändringar ställer således högre krav på ödriftens *systemstabilitet* (Svk, 2024b).



Figur 2. Övergripande beskrivning över två ödriftsområden med tillhörnade kraftverk och laster (Svk, 2024b).

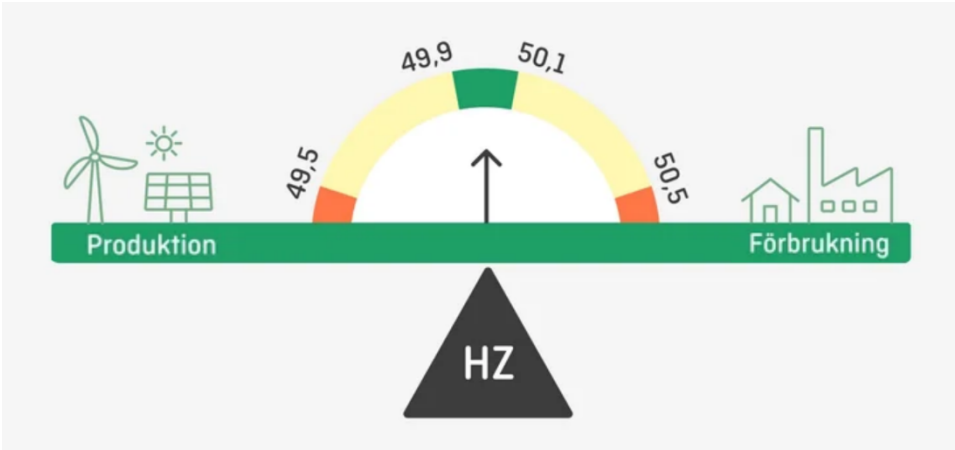
2.3 Systemstabilitet

Kraftsystemets uppgift är att överföra el från producenter till konsumenter driftsäkert; både vid normaldrift och ödrift. För att detta ska kunna uppnås krävs att systemet är stabilt och förhåller sig inom fysikens lagar. Mindre svängningar eller avvikelser från jämviktsvärden är vanligt, eftersom kraftsystemet är föränderligt. Större förändringar behöver dock snabbt kunna hanteras av systemet om det inte vill riskera att kollapsa eller ödeläggas. Kraftverkens systemstabilitet innefattar främst tre faktorer; frekvensstabilitet, spänningsstabilitet samt rotorvinkelstabilitet (Svk, 2024a).

2.3.1 Frekvensstabilitet

Sveriges elsystem använder sig av växelström (AC) i transmissionsnätet där spänningen regleras med hjälp av transformatorer. Ett sådant nät är synkront och kan endast erhålla en bestämd frekvens. Frekvens beskriver antalet svängningar per sekund av den elektriska växelströmmen i nätet, mätt i Hertz (Hz). I Sverige är frekvensen standardiserad till 50 Hz, vilket innebär att detta måste hållas konstant och synkroniserat över hela nätet för att produktionens generatorer samt konsumenters utrustning ska fungera korrekt (Svk, 2024g).

För att frekvensen ska hållas konstant krävs att effekten balanseras mellan produktion och konsumtion, se Figur 3. Effekten hänvisar till mängden elektrisk energi som överförs eller används per tidsenhet. När produktionen överstiger konsumtionen ökar frekvensen, och när konsumtionen är högre än produktionen minskar frekvensen. Frekvensstabilitet innebär således att hålla en balans mellan produktion och konsumtion vid varje given tidpunkt (Karlsson & Nordling, 2016).



Figur 3. Översikt kring gränsvärden för frekvensen som visar balans mellan produktion och förbrukning (Salomonsson, 2024).

En viktig komponent för frekvensstabilitet i elnätet är kraftverkens synkrongeneratorer. Dessa generatorer skapar frekvensen som roterar i samma takt, vilket gör dem naturligt stabiliserande för systemet. Synkrongeneratorer är därför standard i stora kraftverk för att hålla frekvensen stabil och synkroniserad med transmissions- och distributionsnätet (Cheema, 2020). Eftersom frekvensen är direkt kopplad till generatorns rotor- eller rotationshastighet, spelar systemets totala svängmassa en avgörande roll för robustheten mot störningar. Svängmassan fungerar som en tröghet mot förändringar, likt hur ett tungt snurrande hjul motstår plötsliga hastighetsändringar bättre än ett lätt. På så sätt bidrar svängmassan till elnätets förmåga att motstå och dämpa frekvensvariationer (Svk, 2024g).

Eftersom balansen mellan produktion och konsumtion behöver vara i jämvikt vid varje given tidpunkt, alltså produceras i samma ögonblick som den förbrukas, finns ett stort behov av att balansera potentiella skillnader. Om en differens uppstår aktiveras frekvensreglering, vilket sker genom primär-, sekundär- eller tertiärreglering (NEPP,

2016). Primärreglering aktiveras automatiskt inom några sekunder vid en differens mellan produktion och konsumtion och består av reserverna FCR-N samt FCR-D; frekvenshållningsreserv för normaldrift (50 ± 0.1 Hz) respektive störning (50 ± 0.5 Hz). FCR-N aktiveras därmed alltid när frekvensen avviker från 50 Hz och kompenserar för små förändringar, medan FCR-D antingen nedreglerar (50.1-50.5 Hz) eller uppreglerar (49.5-49.9 Hz) med ett volymkrav som bestäms av det aktuellt dimensionerade felet i systemet (Svk, 2025; Svk, 2024h).

Även om primärregleringen lyckas stabilisera frekvensen inom acceptabla nivåer, når systemet inte tillbaka till exakt 50 Hz. För att återställa frekvensen och upprätthålla en långsiktig balans mellan produktion och konsumtion i elsystemet används sekundär- och tertiärreglering. Sekundärregleringen sker automatiskt vid avvikelse från 50 Hz medan tertiärregleringen sker manuellt. De kallas för aFRR samt mFRR; automatiska respektive manuella frekvensåterställningsreserver (Svk, 2024i; Svk, 2024j).

2.3.2 Spänningsstabilitet

På samma sätt som frekvensstabilitet är spänningsstabilitet en viktig egenskap i elsystemet. Spänning definieras som den elektriska potentialskillnaden mellan två punkter som driver ström genom nätet, mätt i Volt (V). Elektriska komponenter är designade för att arbeta inom ett förbestämt spänningsområde. Sjunker spänningen till en kritisk nivå orsakas spänningskollaps med stora kaskadeffekter genom det övergripande systemet, och om spänningen är för hög kan det orsaka både överhettning och kortslutning (Svk, 2024k). Spänningen i elnätet ses generellt som acceptabel med en avvikelse på 5% från den nominella spänningen (Persson, 2025).

För att reglera spänningen används spänningsreglering, vilket har sin grund i att balansera reaktiv effekt. Effekten i ett elnät beskrivs i två huvudsakliga former: aktiv effekt och reaktiv effekt. Aktiv effekt är den elektriska energi som används för att utföra arbete; som att driva elektriska apparater i hushåll, och mäts i watt (W). Reaktiv effekt benämns ibland som *onyttig kraft*, eftersom den till skillnad från den aktiva effekten inte utför något arbete. I stället pendlar den fram och tillbaka mellan laster och elnätet till följd av exempelvis motorer i kylskåp, tvättmaskiner, hissar och ventilationssystem (Shabani et al., 2023). Reaktiva effekten är emellertid viktig för att bygga upp och upprätthålla magnetiska och elektriska fält som behövs för att överföra den aktiva effekten och driva elektriska motorer. Reaktiv effekt kan inte transporteras över stora avstånd, utan behöver produceras i närheten av dess konsumtion. Den mäts i voltampere reaktiv (var) (Svk, 2024k).

Det finns flera metoder att uppnå spänningsreglering. En metod innefattar transformatorer som ändrar lindningsförhållandet mellan primär- och sekundärssidan, vilket balanserar reaktiva effekten efter anpassningar i belastning. En annan metod innefattar shuntkondensatorer och shuntreaktorer som tillför respektive absorberar reaktiv effekt till systemet. Även synkrongeneratorer som reglerar sin excitationsström kan användas, då generatorn följaktligen producerar olika mycket reaktiv effekt (Stödtjänster, 2024).

2.3.3 Rotorvinkelstabilitet

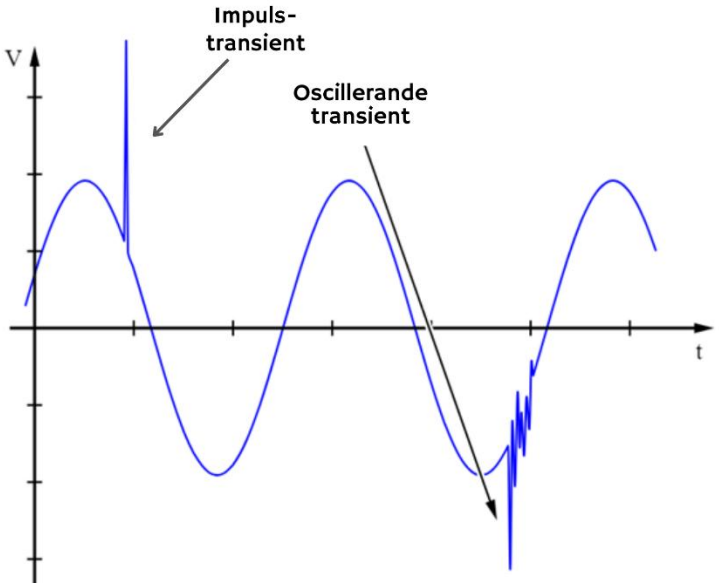
Rotorvinkelstabilitet innefattar synkrongeneratorernas förmåga att samordnas under och efter en potentiell störning. Varje enskild generator har en egen rotorvinkel, det vill säga den mekaniska positionen för rotorn i förhållande till det gemensamma magnetfältet som genereras av nätet. Ofta är fler generatorer anslutna till samma nät, vilket gör att de roterar synkront med kraftsystemets frekvens. Samtidigt uppstår även en relativ rörelse mellan rotorerna i olika generatorer som behöver förhålla sig inom ett intervall för att nätet ska behålla stabilitet. Blir vinkelskillnaden för en generators rotor för stor kan en generator tappa sin synkronisering med övriga generatorer och kopplas bort från nätet. Vid störningar förändras även rotorvinklarna och kan medföra effektpendlingar mellan generatorerna. Stora effektpendlingar riskerar att orsaka systemkollaps (Kundur et al., 2004).

Rotorvinkelstabilitet karakteriseras utifrån två perspektiv; småsignalstabilitet samt transient stabilitet. Småsignalstabilitet innefattar att rotorvinklarna ska synkroniseras vid små störningar, ofta orsakade av otillräcklig dämpning av oscillationer. Transient stabilitet innefattar systemets förmåga att upprätthålla synkronisering även under allvarliga störningar som kortslutningar (Kundur et al., 2004). Rotorvinkelstabilitet uppnås av ett *trögt* nät; med stor svängmassa och ökad kortslutningseffekt (Svk, 2024l).

I en ödrift är elnätet ofta bara kopplat till en generator, alltså finns ingen relativ rörelse mellan rotorerna i olika generatorer. I stället utgår stabiliteten från generatorns rotorvinkelavvikelse; skillnaden i vinkel mellan den aktuella positionen på rotorn och dess ideala position om den roterade exakt synkront med det elektriska nätverkets frekvens. Rotorvinkelavvikelse uppstår därmed när lasten ändras eller en störning sker. Om rotorvinkeln fortsätter att driva utan att stabiliseras eller om den oscillerar med ökande amplitud uppstår instabilitet. Systemet anses stabilt om rotorvinkelavvikelsen inte fortsätter att accelerera, även om stabiliseringen sker i en annan vinkel än utgångspunkten (IEEE, 2003).

2.4 Elkvalitet

Elkvalitet innebär elens förmåga att uppfylla användarens behov, och påverkas bland annat av systemets förmåga att upprätthålla stabilitet. Elkvaliteten svarar därmed negativt på avvikelser i frekvens och spänning; vilket presenteras i störningar som impulstransienter och oscillerande transienter, se Figur 4 (Bollen et al., 2005; Energimarknadsbyrån, 2025).



Figur 4. Transienter i spänningskurvan. Till vänster visas en impulstransient och till höger visas en oscillerande transient (Wikipedia, 2019).

2.4.1 Impulstransienter

Impulstransienter visas genom positiva eller negativa spänningsspikar, som varar mindre än 20ms under en period. Impulstransienter uppkommer till följd av snabba förändringar av strömmens flöde, åska eller omkopplingar. Endast utrustning i nära anslutning till störningen påverkas, med undantag för exempelvis åsknedslag. Även om åska anses vara den största risken för omfattande transientskador, uppkommer majoriteten av alla transienter från interna källor (Bollen et al., 2005).

2.4.2 Oscillernade transienter

Mindre impulstransienter som förekommer under längre tid ger upphov till något man kallar för *smutsig el*; eller oscillerande transienter. Dessa varierar i polaritet, till skillnad från impulstransienter. Oscillerande transienter uppkommer främst vid in- och urkoppling av laster. Både impulstransienter och oscillerande transienter kan förstöra elektroniska kretsar, skada utrustning och leda till beräkningsfel (SRP, 2024). Transienter ökar i förekomst vid ödrift. Ett svagare nät med lägre svängmassa har sämre förmåga att dämpa störningar och snabba förändringar i last- eller produktionskapacitet förstärker transienta fenomen. Detta ställer högre krav vid dimensionering av pålastning under ödrift (Nguyen, 2022).

2.5 Pålastningsstrategier

När ett elnät startas upp från ett dött läge krävs en noggrann strategi för att vid varje tidpunkt upprätthålla balans mellan produktion och konsumtion. För att balansen ska uppnås kan olika pålastningsstrategier användas. Detta innebär olika metoder för fördelning av elektrisk belastning i en ödrift, och beaktas för att undvika problem med

stabilitet och elkvalitet (Hirodontis et al., 2020). Utifrån litteratur har två vanligt förekommande strategier identifierats, vilket innefattar prioriteringsbaserad pålastning och automatisk pålastning (Chen et al., 2022; Jang et al., 2020). Pålastningen ses som den sista delen i återställandet av kraftsystemet, och är speciellt viktig för att nätet inte ska återgå till strömlöst tillstånd (Chen et al., 2022).

2.5.1 Prioriteringsbaserad pålastning

Pålastning sker genom att laster ansluts i förutbestämda steg enligt en prioriteringsordning. Prioriteringen utgår oftast från kritiska till mindre viktiga laster enligt:

1) Kritiska laster: Samhällsviktiga verksamheter som sjukhus, kommunikationssystem eller vattenpumpar.
2) Industriella och kommersiella laster: Fabriker och affärsområden som kräver högre kapacitet.
3) Icke-kritiska laster: Hushåll och andra mindre brådskande konsumenter.

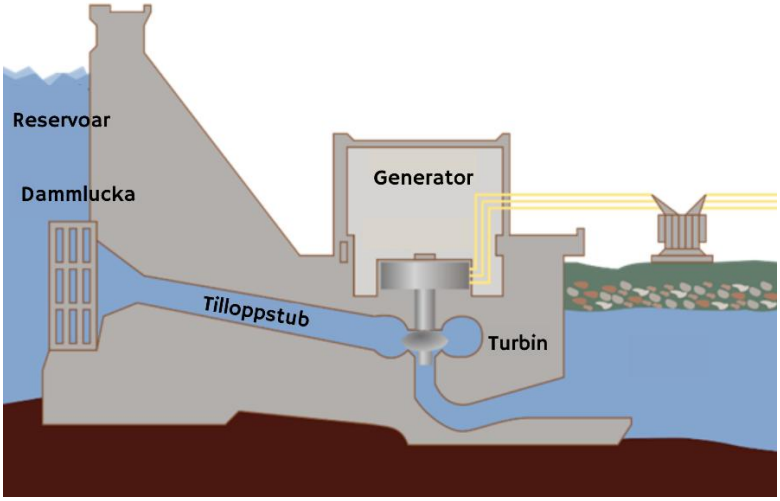
Pålastningen säkerställer därmed att viktiga funktioner återställs först och ger en effektiv användning av begränsad genereringskapacitet (Hirodontis et al., 2020). Viktigt att notera är att samhällsviktiga verksamheter som sjukhus även har egen reservkraft och klarar sig frånkopplad från nätet i minst en vecka (MSB, 2015). En annan form av prioriteringsbaserad pålastning är att laster inte rangordnas efter samhällsbärande förmåga, utan beroende på storlek. Mindre laster ansluts först för att stabilisera nätet, följt av större laster. Därmed ansluts exempelvis ljus- och kommunikationssystem innan stora industriella laster. Detta minskar risken för överbelastning av generatorerna och möjliggör gradvis stabilisering av spänning och frekvens. Inom den prioriteringsbaserade pålastningen kan man även koppla på en last i taget, eller i kluster om flera samtidigt. Ytterligare en faktor att ta hänsyn till är tiden mellan varje pålastning och dess påverkan på stabiliteten (Chen et al., 2022).

2.5.2 Automatisk pålastning

I stället för att utgå från förbestämda prioriteringar används ett automatiskt system som övervakar nätets stabilitet. Frekvens- och spänningsstabiliteten avgör vilka laster som ska kopplas in, baserat på tillgänglig produktionskapacitet och efterfrågan. Automatisk pålastning behöver inte nödvändigtvis vara en motsättning mot den prioriteringsbaserade; laster kan kodas som *kritiska laster* och prioriteras i enlighet därmed vid återställandet. En automatisk pålastning kan användas över flera olika typer av ödrifter, som skiljer sig beroende på kraftverk, avstånd och tekniska komponenter (Jang et al., 2020).

2.6 Vattenkraftverk

Vattenkraftverk är, som tidigare nämnt, ett av de vanligaste kraftverken för dödsnätsstart och ödrift. I vattenkraftverket ansamlas vatten i en reservoar och leds via en tilloppstub ner till turbinens rotor. För att säkerställa reservoarnivåer och reglera effekten styrs flödet till turbinen med hjälp av justerbara komponenter, som ledskovlar, dammluckor eller tilloppsventiler. Vid behov är vattenkraftverk ofta utrustat med exempelvis dieselaggregat som kan tillhandahålla ström till styrsystemen vid ett exempelvis strömavbrott. Det flödande vattnet sätter i sin tur rotorbladen i rörelse och omvandlar vattnets lägesenergi till mekanisk energi. Rotoraxeln är kopplad till en generator som omvandlar denna mekaniska energi till elektrisk energi (Breeze, 2018), se Figur 5.



Figur 5. Schematisk bild över ett vattenkraftverk med reservoar, dammlucka, tilloppstub, turbin och generator (EIA, 2023).

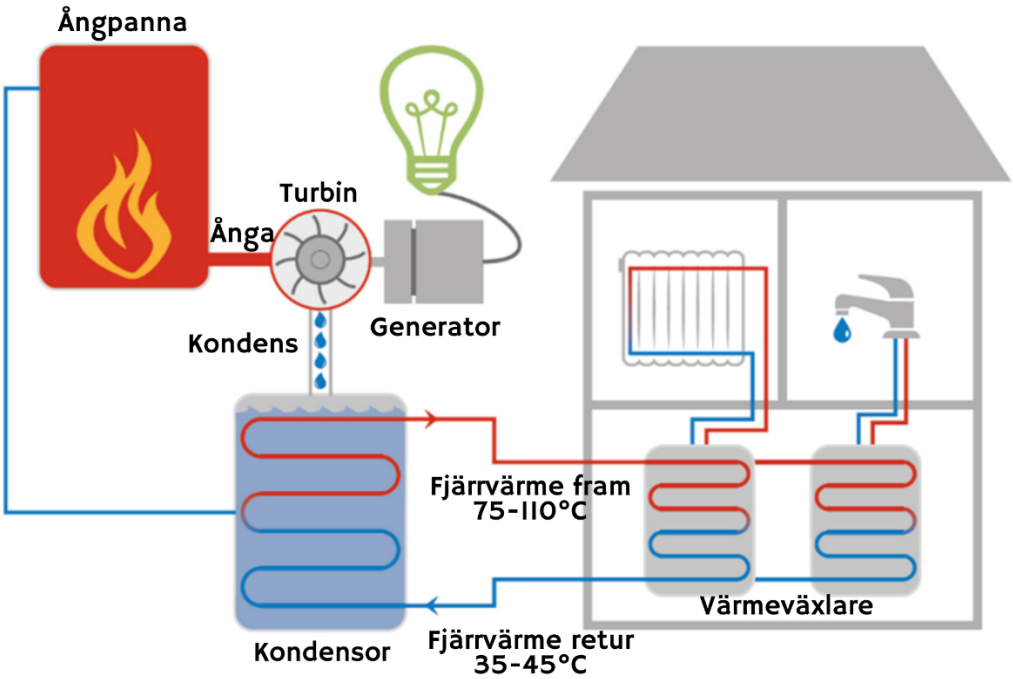
Vattenkraftverkets frekvens regleras ofta via en PID-reglering. Den proportionella delen reagerar snabbt på förändringar i frekvensen, den integrerande delen tar bort fel över tid och den deriverande minskar svängningar och ger dämpning. Regleringen skickar därefter styrsignaler till servomotorn. Servomotorn fungerar som ett ställdon och justerar öppningen för vattnet in till turbinen. Genom att reglera vattenflödet kontrolleras den mekaniska effekten till generatorn, vilket direkt påverkar frekvensen (Sami et al., 2016).

För spänningsreglering använder sig vattenkraftverket, likt andra kraftverk, av ett exciteringssystem. Exciteringssystemet styr magnetiseringen av generatorns rotor, vilket i sin tur bestämmer spänningen som generatorn producerar. Detta görs genom att systemet mäter utgående terminalspänning, spänningen som skickas ut till elnätet, och jämför med önskat värde. Om det är en differens justeras fältspänningen, den spänning som matas till generatorns rotor, för att korrigera avvikelsen. Det är bland annat exciteringssystemet som behöver spänningssättas vid en dödnätsstart med hjälp av exempelvis reservkraft (Tiwari & Raj Chelliah, 2022).

2.7 Kraftvärmeverk

Värmekraften är ett samlingsnamn för kraftverk som använder värme för att producera elektrisk energi. Ofta brukar man dela in värmekraften i två huvudsakliga kraftverk; kondenskraft som enbart producerar el, och kraftvärme som därtill tar vara på överbliven värme. Kraftvärmeverk levererar både eleffekt till elnätet och värmeeffekt till fjärrvärmenätet, ofta kallat CHP, Combined Heat and Power (Energimyndigheten, 2024c).

Processen går ut på att bränsle förbränns i en panna, vilket genererar värmeenergi som omvandlar vatten till ånga. Ångan leds via en ångventil till en ångturbin där tryckenergin omvandlas till mekanisk energi när ångan driver turbinen. Ångturbinen är ofta indelad i flera turbinsteg. Detta innebär att ångan först passerar ett högtryckssteg där en stor del av energin tas ut, och därefter ett eller flera lågtrycks-steg där återstående energi utvinns mer effektivt. Turbinen är i sin tur kopplad till en generator som omvandlar den mekaniska energin till elektricitet som skickas ut via elnätet. När ångan passerat turbinen tar en kondensor vara på värmen som skickas ut i fjärrvärmenätet till industrier och hushåll för att användas till både uppvärmning och varmvatten. En värmeväxlare omvandlar sedan energin i fjärrvärmevattnet till både värme i hus och varmvatten i kranar. Därefter leds avkylt vatten tillbaka till ångpannan för att hettas upp igen, vilket skapar ett slutet kretslopp, se Figur 6 (Rydegran, 2023). Likt vattenkraften använder sig kraftvärmeverket av exciteringssystem för spänningsreglering och både servomotor och PID-reglering för styrning av ångventilen (Kim et al., 2010).



Figur 6. Schematisk bild över ett kraftvärmeverks funktion (VEAB, 2025).

3. Metod

Metoden som användes syftade till att kunna besvara frågeställningen kring hur stabilitet och elkvalitet påverkas i en ödrift när elförsörjningen primärt sker från antingen ett vattenkraftverk eller ett kraftvärmeverk, samt hur en pålastningsstrategi bör dimensioneras. Arbetet utgick således från ett skapande av modeller över både vattenkraftverket och kraftvärmeverket med tillhörande elnät.

Vid modelleringen krävdes en avvägning av modellens komplexitet. För att kunna fånga det efterfrågade beteendet hos systemen valdes en detaljnivå som inkluderade centrala regleringar som turbinreglering och exciteringssystem. Samtidigt förenklades modellen genom standardiserade parametrar som inte direkt kopplade till systemets stabilitet. Antaganden gjordes exempelvis kring ideala kopplingar och symmetrisk belastning, medan stabilitetsreglering modellerades med högre noggrannhet. Detaljnivån valdes således med målet att kunna återspegla de systembeteenden som ansågs mest relevanta för frågeställningen.

3.1 Tillhandahållen data

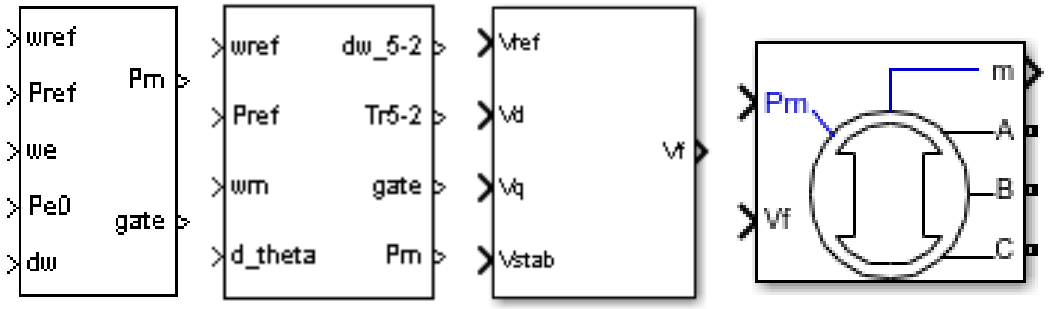
För att kunna besvara frågeställningarna tillhandahölls data från det lokala energiföretaget. En del data tillhandahölls medvetet med perturberade fel av säkerhetsmässiga skäl. De värden som erhölls täckte inte alla de parametervärden som modelleringen krävde och övriga värden fick därmed approximeras. Approximationerna utfärdades olika beroende på känslighet för resultatet. Värden som hade en synbar påverkan på genererade grafer approximerades i bästa möjliga mån med beräkningar utifrån värden som angetts. I andra fall angavs standardvärden. Vilka värden som utgår från standardvärden, vilka som beräknats och vilka som erhölls av det lokala energiföretaget hittas i Appendix A-F.

3.2 Simulink

Modelleringsverktyget som användes för simuleringarna var Matlabs Simulink. Simulink är en plattform för beräkning och datavisualisering via block-diagrambaserad modellering. För modellering av elektriska kraftsystem inom Simulink användes datapaketet Simscape Electrical, speciellt framtaget för modellering av elnät och kraftverk med tillhörande komponenter (Mathworks, 2025). Simulink använder sig av enheten per unit (pu). Detta innebär att alla elektriska storheter normaliseras mot ett basvärde, vilket gör det enklare att jämföra komponenter med olika storlekar i ett kraftsystem. Storheten divideras således mot dess basvärde och genererar vid nominellt värde 1 pu. Exempelvis erhålls värdet 0.9 pu om nominell spänning är 400V, men uppmätt spänning är 360V. För simuleringar av elnät är Simscape särskilt användbar då elnätet innefattar tidskrävande komponenter som programmet kan hantera förhållandevis enkelt (Mathworks, 2025).

3.3 Modellering av kraftverk

I följande avsnitt presenteras översiktligt hur varje komponent i kraftverken är modellerad med hjälp av Simscape-block. Ytterligare förklaring av blocken, inställda data och schematisk bild över den interna uppbyggnaden hittas i Appendix. Kraftverken består vardera av tre huvudsakliga komponenter; turbin, exciteringssystem och generator, vilka kan ses i Figur 7.



Figur 7. Simscape-block för vattenturbin, ångturbin, exciteringssystem och generator.

3.3.1 Vattenturbin

För att simulera vattenturbinen och dess styrsystem används blocket *Hydraulic turbine and governor*. Vattenkraftverket i studien består ursprungligen av tre aggregat varav ett är ur bruk sedan en tid tillbaka. I studien modelleras dock kraftverket av förenklingsskäl endast utifrån ett aggregat, vilket innebär att modellen enbart innehåller ett turbinblock. Förklaring av blockets portar hittas i Tabell 1.

Blocket består både av turbinen som simulerar omvandlingen från vattnets tryckenergi till mekanisk energi, samt dess regulator. Regulatorn innefattar en servomotor samt PID-reglering. Parametervärden för dessa erhölls efter *tuning*. Detta innebar att uppbyggd modell simulerade lastförändring med olika värden på parametrarna tills önskad dynamisk respons uppnåddes. För statiken som anger hur stor frekvensavvikelse som krävs för fullt effektutslag ändrades värdet efter en balans mellan tillräcklig frekvensåterställning och systemstabilitet utan att orsaka översvängningar eller långsamma återgångar.

För PID-regulatorn försummades den deriverande förstärkningen medan resterande värden sattes till 0. Den proportionella förstärkningen som styr hur snabbt regulatorn reagerar på frekvensavvikelser ökades till systemet började oscillera. Därefter uppskattades lämplig integrerande reglering som eliminerar långsiktiga avvikelser genom att simulera systemets respons utan översläng eller oscillationer. Turbinens och reglersystemets parametervärden med beskrivning hittas i Appendix A.

Tabell 1. Beskrivning av portarna i Hydraulic turbine and governor-blocket i Matlab/Simulink.

Port	Beskrivning
wref	Referensvärde för rotorhastighet (pu). Normalt 1 pu.
Pref	Referensvärde för producerad elektrisk effekt (pu). Normalt mellan 0-1 pu.
we	Faktisk rotorhastighet (pu). Mäts från generatorn och jämförs med *wref* för att avgöra hur mycket styrsystemet behöver justera. Är *we* högre än *wref* minskar turbinen sitt vattenflöde för att inte producera för mycket effekt och vice versa.
Pe0	Faktisk producerad elektrisk effekt (pu). Mäts från generatorn och jämförs med *Pref*. Vid avvikelse skickas signaler till turbinen som reglerar vattentillförsel.
dw	Rotorhastighetens avvikelse (pu). Visar differensen mellan *we* och *wref*.
Pm	Den mekaniska effekt som turbinen genererar och skickar till generatorn (pu).
Gate	Ventil som kontrollerar flödet av vatten genom turbinen. Terminerad utgång i uppbyggd modell då systemet använder intern reglering.

3.3.2 Ångturbin

I kraftvärmeverket används i stället för en vattenkraftsturbin en ångturbin. Denna modelleras med hjälp av *Steam turbine and governor*-blocket. Ångturbinen i studien består av ett högtryckssteg och ett lågtryckssteg. I simuleringen modelleras turbinen som en enda roterande massa (single-mass), vilket innebär att både hög- och lågtryckssteget antas rotera med samma hastighet. Detta förenklar beräkningarna genom att dynamiken mellan stegen inte modelleras separat. Förklaring av blockets portar hittas i Tabell 2.

Blocket innefattar turbinen som omvandlar termisk energi i ångan till en mekanisk energi, samt dess reglersystem i form av servomotor och PID-reglering. Parametervärden för kraftvärmeverkets reglersystem angavs av kraftverket. Turbinens och reglersystemets parametervärden med beskrivning hittas i Appendix B.

Tabell 2. Beskrivning av portarna i Steam turbine and governor-blocket i Matlab/Simulink.

Port	Beskrivning
wref	Referensvärde för rotorhastigheten (pu). Normalt 1 pu.
Pref	Referensvärde för producerad elektrisk effekt (pu). Normalt mellan 0-1 pu.
wm	Faktisk rotorhastighet (pu). Mäts från generatorn och jämförs med *wref* för att avgöra hur mycket styrsystemet behöver justera. Är *wm* högre än *wref* minskar turbinen sitt ångflöde för att inte producera för mycket effekt och vice versa.
d_theta	Generatorns rotorvinkelavvikelse (rad).
dw_5-2	Rotorhastighetens avvikelse (pu) mellan högtryck- och lågtrycksstegen i turbinen. Termineras i modellen då ångturbinen modelleras som single-mass.
tr_5-2	Vridmoment (pu) över tid mellan turbinstegen. Termineras i modellen då ångturbinen modelleras som single-mass.
Gate	Ventil som kontrollerar flödet av ånga genom turbinen. Termineras i modellen då systemet använder intern reglering.
Pm	Den mekaniska effekt som turbinen genererar och skickar till generatorn (pu).

3.3.3 Exciteringssystem

Kraftverkens båda exciteringssystem modelleras av *Excitation system*-blocket. Detta används för att simulera och modellera den process som genererar den elektriska spänningen som behövs för att driva en generator. Beskrivning av portarna i blocket hittas i Tabell 3. Exciteringssystemet använder sig av förstärkning i regulatorn som avgör hur mycket regulatorn ska justera excitationsspänningen för att hålla generatorns utspänning nära referensen. Denna förstärkningsfaktor uppskattades för båda kraftverken via tuning. Faktorn ökades till systemet uppnådde en godtagbar spänningsåterhämtning efter lastförändring, men utan oscillationer. Exciteringssystemets parametervärden med beskrivning hittas för båda kraftverken i Appendix C.

Tabell 3. Beskrivning av portarna i Excitation system-blocket i Matlab/Simulink.

Port	Beskrivning
Vref	Referensvärde för spänningen som exciteringssystemet strävar efter att upprätthålla i generatorn (pu). Normalt 1 pu.
Vd	Representerar den del av generatorns terminalspänning (pu) som styr reaktiv effekt. Jämförs med *Vref*, vid avvikelse justeras *Vf*.
Vq	Representerar den del av generatorns terminalspänning (pu) som styr aktiv effekt. Jämförs med *Vref*, vid avvikelse justeras *Vf*.
Vstab	Port som används för att ge ytterligare stabilisering av systemet (exempelvis power system stabilizer, PSS). Termineras i modellen.
Vf	Fältspänning som används för att excitera fältspolarna i generatorn. Regleras av exciteringssystemet för att hålla generatorn på rätt spänningsnivå i olika driftsförhållanden.

3.3.4 Generator

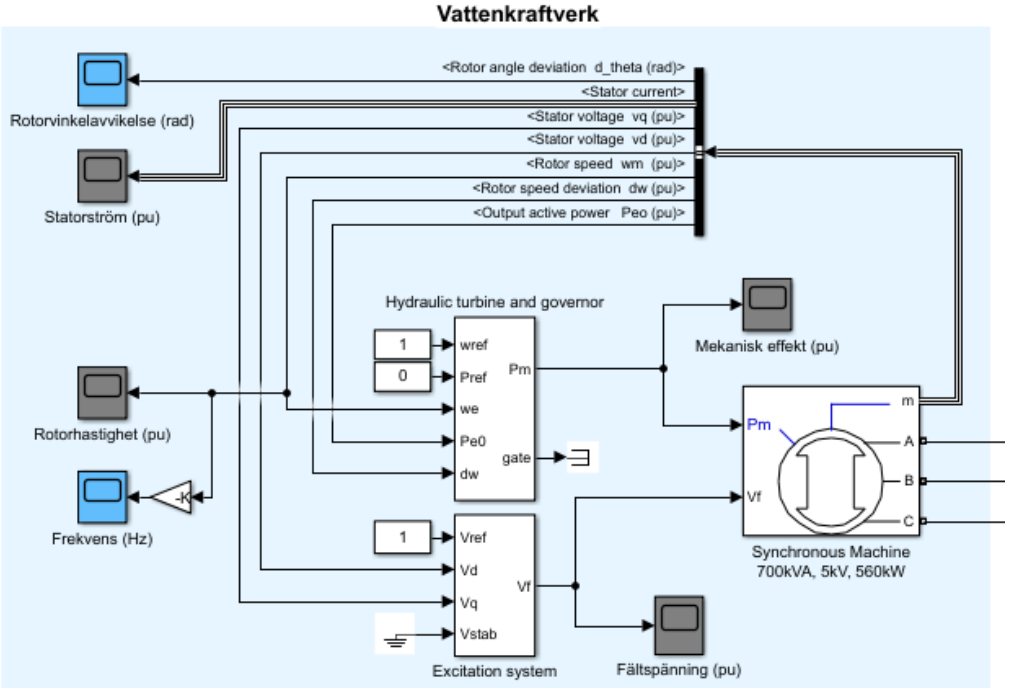
En av de mest centrala delarna i både vattenkraftverk och kraftvärmeverk är generatorn. Båda kraftverkstyperna använder sig av en synkrongenerator, som i Simulink modelleras av *Synchronous Machine*-blocket. Vattenkraftverket har som tidigare nämnt två aggregat och således också två generatorer i drift; med en märkeffekt på 700kVA respektive 600kVA. Endast den första modelleras i studien. Kraftvärmeverkets generator har en märkeffekt på 30.6MVA, och levererar både eleffekt samt värmeeffekt. I simulering utgår kraftvärmeverket enbart från den elektriska effekten. Beskrivning av portarna i blocket hittas i Tabell 4. Generatorernas parametervärden med beskrivning hittas i Appendix D.

Tabell 4. Beskrivning av portarna i Synchronous Machine-blocket i Matlab/Simulink.

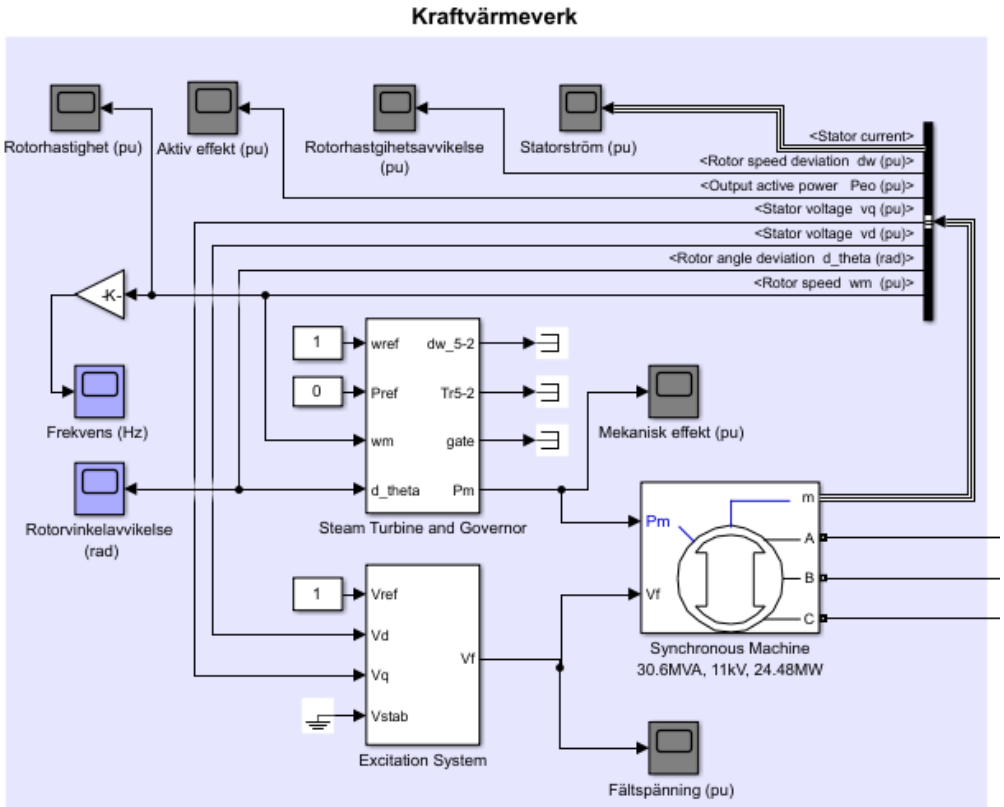
Port	Beskrivning
Pm	Mekanisk effekt som tillförs generatorn från turbinen (pu). Generatorn omvandlar denna till elektrisk effekt.
Vf	Fältspänning som exciterar generatorns magnetfält (pu) och styrs av exciteringssystemet.
m	Mätvärden från generatorn som kan användas för att övervaka maskinens prestanda och/eller återkopplas till systemet.
A, B, C	Fasledningar för maskinens trefasiga elektriska utgång.

3.3.5 Modeller över kraftverk

De tidigare beskrivna blocken användes tillsammans med block för mätdata för att modellera vattenkraftverket enligt Figur 8 och kraftvärmeverket enligt Figur 9.



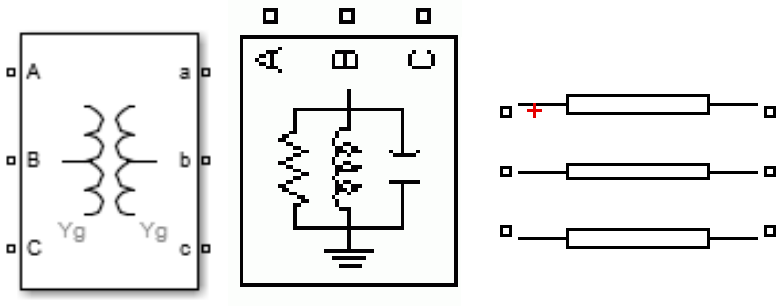
Figur 8. Bild över modellerat vattenkraftverk.



Figur 9. Bild över modellerat kraftvärmeverk.

3.4 Modellering av elnät

I följande avsnitt presenteras hur varje komponent i elnätet kopplad till kraftverken är modellerad. Elnätet består av tre huvudsakliga komponenter; transformator, kablar och laster vilka kan ses i Figur 10. Alla tre blockens portar modelleras av fasledningar för trefasig elektrisk ingång och/eller utgång. Ytterligare förklaring av blocken, inställda data och schematisk bild över den interna uppbyggnaden hittas i Appendix.



Figur 10. Simscape-block för transformator, last (fastighet) och kabel.

3.4.1 Transformator

Transformatorn omvandlar spänningsnivåerna i elnätet och modelleras av *Three-phase transformers*-blocket som representerar en idealiskt kopplad trefas-transformator. Transformatorerna är fördelade över elnätet. För vattenkraftverket används en transformator vid kraftstationen för att transformera upp spänningen för transport och sedan lokalnätstransformatorer som transformerar ner spänningen för användning. För kraftvärmeverket används ytterligare en transformator eftersom distanserna är längre. Transformatorernas parametervärden med beskrivning hittas i Appendix E.

3.4.2 Prioriterade fastigheter

Kommunen har tagit fram 15 prioriterade fastigheter som i händelse av ödrift ska ges förtur till elförsörjning. Fastigheterna modelleras med hjälp av *three phase parallell RLC load*-blocket som modellerar både aktiv och reaktiv effektförbrukning. För varje fastighet tilldelades data kring effektförbrukning varje timme under 2023, och utifrån denna data framtogs två scenarion. Det första innefattar varje fastighets förbrukningsmedelvärde vilket innebär summan av effekten för varje timme delat på antalet timmar (8760h). Det andra utfallet tar hänsyn till varje fastighets maximala effektvärde, alltså det högsta värdet någon av de 8760 timmarna uppmätte. Den reaktiva effekten behöver inte nödvändigtvis vara uppmätt samma timme som den aktiva. Värden för respektive scenario avläses avrundade i Tabell 5.

Tabell 5. Data över varje prioriterad fastighets effektmedelvärde samt maximala effektvärde.

Fastighet	Aktiv effekt medel (kW)	Reaktiv effekt medel (kvar)		Aktiv effekt max (kW)	Reaktiv effekt max (kvar)
1	32	0		74	0.1
2	31	0		92	0.1
3	9	2		24	5
4	0.15	0		1	0
5	0.15	0		2	0
6	9	0.6		36	15
7	12	0.04		34	3
8	33	0		140	0
9	21	0.5		40	9
10	20	11		116	68
11	0.11	0		2	0
12	0.24	0		2	0
13	3	0		11	1
14	59	3		170	32
15	15	3		55	44
Total	245	20		800	177

3.4.3 Modifiering av laster

Rekommendationen är att köra vattenkraftverk på över 60% av sin maximala kapacitet för att bibehålla verkningsgrad, säkerställa stabil drift och undvika slitage. I händelse av ödrift kan vattenkraftverk dock operera i betydligt lägre driftintervall eftersom vatten kan spillas i stället för att drivas genom turbinen (Statkraft, 2025). För vattenkraftverket med simulerad märkeffekt på 700 kVA innebär scenariot med medeleffekt ca 35% av maximal kapacitet, vilket anses godtagbart i ödrift. För fallet med maxeffekt kör vattenkraftverket i stället på ca 115% av sin maximala kapacitet, alltså konsumeras mer

effekt än vad som produceras. I detta fall simuleras kraftverkets kapacitet genom att plocka bort den största lasten i simuleringen och mäta spänningen utöver systemet med kravet att stabilisera sig med 5% avvikelse från nominell spänning. Simuleringar visade att de tre största lasterna fick plockas bort för att upprätthålla godtagbar spänning; fastighet 14, fastighet 8 samt fastighet 10. I simulerade scenariot med vattenkraft maxlast är dessa fastigheter således inte med, och kraftverket kör på ca 50% av sin maximala kapacitet.

Simuleringsmodellen kräver en hjälplast mellan generatorn och transformatorn. Detta medför att en last på 1kW lagts till i modellen vilken är kvar under hela simuleringen och kan tänkas modellera egenförbrukning. Egenförbrukning är exempelvis el till kraftverkets egna pumpar, fläktar, ventiler, belysning, kontrollrum etcetera som krävs för drift. Egenförbrukningen för vattenkraft brukar approximeras till ca 0.2% av kraftverkets märkeffekt (CERCIND, 2025).

Kraftvärmeverket som modelleras har betydligt högre märkeffekt än vattenkraftverket på 30.6MVA. Detta innebär att kraftverket behöver köras på ca 2-3% av sin maximala kapacitet i både scenarierna med medeleffekt och maxeffekt. Rekommenderat driftintervall för kraftvärmeverk är 60-90% för att upprätthålla effektivitet, reglerbarhet samt tekniska begränsningar. Under störningar kan kraftverket dock gå ner mot 30% av nominell kapacitet under en kortare tid, men lägre driftintervall kräver speciella åtgärder för framför allt turbinen och ångcykeln (Kinsley, 2025).

Driftintervallet innebär att en dummy-last behöver läggas till i simuleringarna. En dummy-last är en konstgjord last som används för att förbruka effekt utan att göra något *nyttigt* arbete. För att kraftverket ska operera runt 30% av nominell effekt antar dummy-lasten 8MW. Denna hjälplast kan likt vattenkraftverket även tänkas representera egenförbrukning som för kraftvärmeverk är ca 5% (Raval & Patel, 2013). Dessutom kan dummy-lasten tänkas representera den last som krävs vid synkronisering. Kraftvärmeverket kräver minst 2.5MW last vid synkronisering, vilket är vanligt för ångturbiner där turbinen och ångflödet inte stabilt kan regleras ner till noll. Dummy-lasten läggs till i alla simulerade scenarier och ligger kvar under hela simuleringarna.

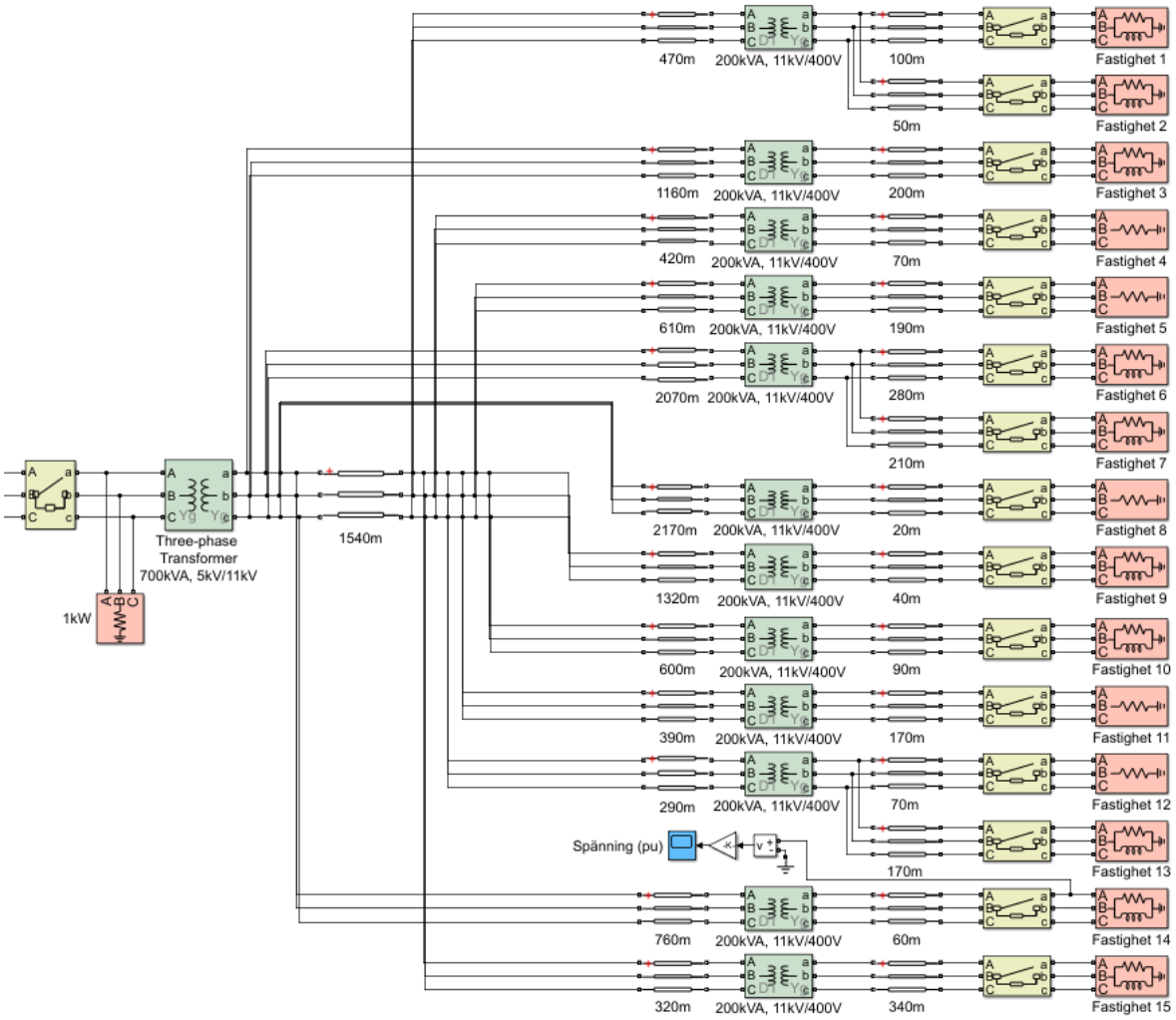
3.4.4 Kablar

Elnätet från kraftverken fram till de prioriterade fastigheterna modelleras av kablar via *Distributed Parameters Line*-blocket. Detta används för att modellera elektriska kraftledningar och blocket tar hänsyn till resistiva och reaktiva egenskaper längs kabeln. Blocket simulerar således förluster utifrån de olika kablarnas egenskaper och längd. Ju längre en kabel är, desto större blir de sammanlagda förlusterna. Olika kabeltyper har olika egenskaper gällande resistans, reaktans, nollföljdsresistans och nollföljdsreaktans. Nollföljd handlar om obalanserade fel i trefassystem, exempelvis jordfel där strömmen flyter lika i alla tre faser och tillbaka genom jorden eller neutralledaren (Malm et al., 2015).

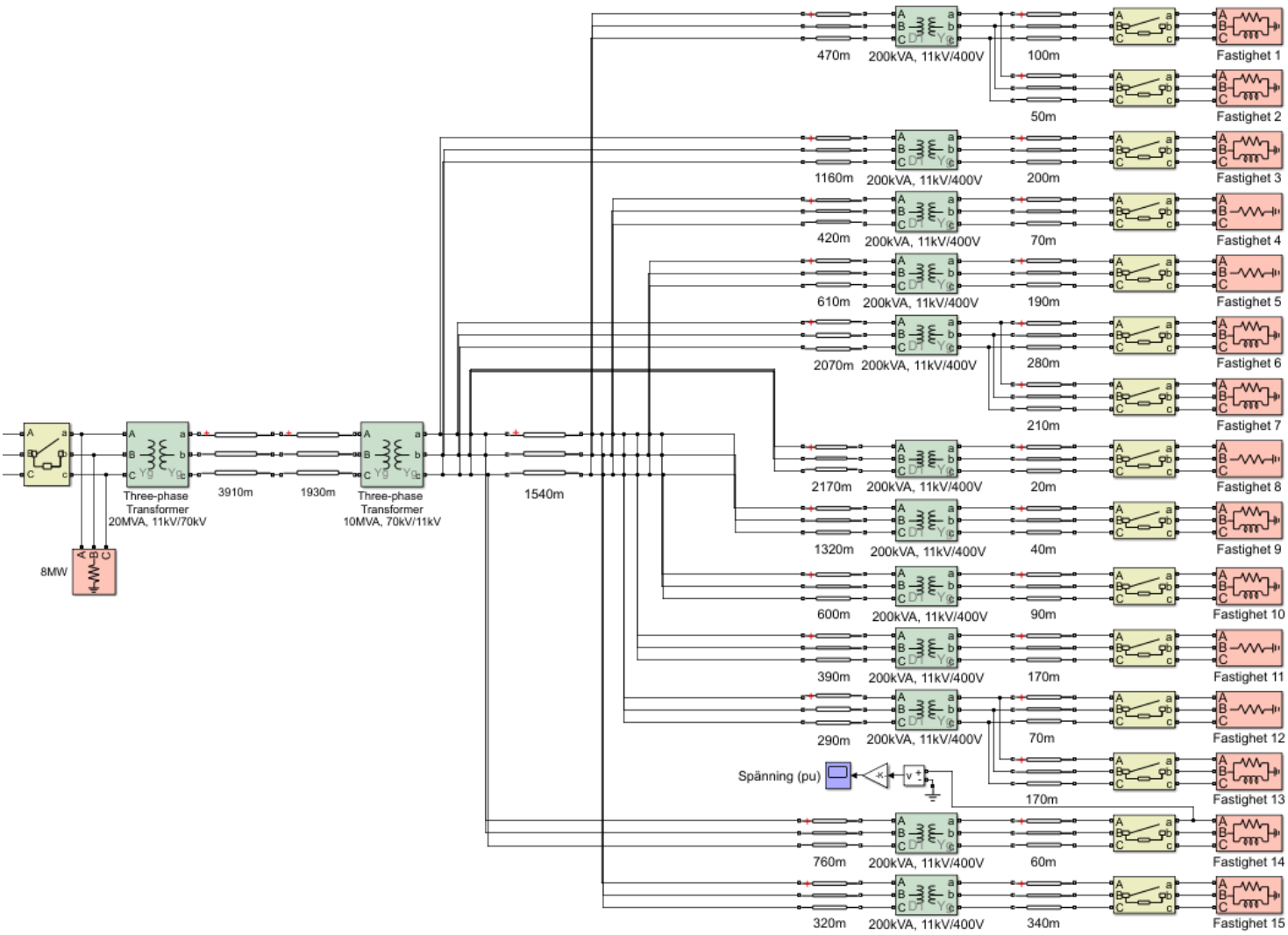
Till varje prioriterad fastighet tilldelades data över kabelkopplingar, kabeltyper samt kabellängd. För varje sträcka läggs den totala kabellängden ihop, och den kabeltyp som erhålls av den längsta kabellängden får representera hela sträckan. För vattenkraften utgår data för majoriteten av fastigheterna från en fördelningstation en bit bort från kraftverket, medan data för andra fastigheter utgår direkt från vattenkraftverket. Kablarna från kraftvärmeverket passerar vattenkraftverket via en nätstation. Därefter utgår modellen från samma elnätsstruktur som för vattenkraften. Ytterligare beskrivning över kabelkopplingar, kabellängder och kabeltyper med tillhörande data hittas i Appendix F.

3.4.5 Modeller över elnät

De presenterade blocken användes tillsammans med brytare och block för mätdata för att representera kraftverkens tillhörande elnät. Kabellängderna presenteras både avrundade och med inlagda fel för anonymitet. Figur 11 visar elnätet kopplat till vattenkraftverket. Figur 12 visar elnätet kopplat till kraftvärmeverket och utgår från samma nätstruktur efter andra transformatorn.



Figur 11. Bild över elnätet kopplat till vattenkraftverket med transformatorer, kablar och laster.



Figur 12. Bild över elnätet kopplat till kraftvärmeverket med transformatorer, kablar och laster.

3.5 Pålastningsstrategi

För alla fyra framtagna scenarier 1) vattenkraft medellast, 2) vattenkraft maxlast, 3) kraftvärme medellast och 4) kraftvärme maxlast användes fem olika pålastningsstrategier, vilka ses i Tabell 6.

Tabell 6. De framtagna pålastningsstrategierna som simuleras för varje scenario.

Pålastningsstrategi	Beskrivning	Tidsintervall
Fastighetsordning	Fastighet 1 - 15 i ordning, dvs representerar godtycklig pålastning.	Första last efter 5s, sedan 5s mellanrum fram till 75s.
Storleksordning (störst)	Största last först i storleksordning fram till minsta lasten.	Första last efter 5s, sedan 5s mellanrum fram till 75s.
Storleksordning (minst)	Minsta last först i storleksordning upp till största lasten.	Första last efter 5s, sedan 5s mellanrum fram till 75s.
Kluster	Lasterna grupperades i 4 likvärdiga kluster, se Appendix G.	Första kluster efter 5s, sedan 20s mellanrum fram till 65s.
Alla samtidigt	Alla laster kopplas på samtidigt.	Alla laster kopplas på vid 5s.

Pålastningsstrategierna valdes för att undersöka hur olika typer av lastpåkoppling påverkar systemets stabilitet. Genom att inkludera både sekventiell pålastning i godtycklig ordning *Fastighetsordning* och systematisk pålastning utifrån laststorlek *Storleksordning störst/minst*, möjliggörs en jämförelse mellan olika pålastningsresponser. *Klusterstrategin* testar en mer stegvis men samlad återkoppling av belastning och *Alla samtidigt* utgör ett test för att undersöka systemets respons vid en kraftig momentan pålastning. Tidsintervallet 5 sekunder valdes utifrån tidigare studier kring pålastning (Hamilton et al., 2010), och 20 sekunder valdes för att ge systemet mer tid till återhämtning mellan lastpåslagen. Tillsammans ger strategierna ett underlag för att bedöma hur väl kraftverken klarar av att upprätthålla stabilitet och elkvalitet under ödrift.

4. Resultat

Resultaten presenterar simuleringarna utifrån vattenkraftverket och därefter från kraftvärmeverket. För vardera kraftverk presenteras scenariot för lasternas medeleffekt innan maxeffekt. Spänningen vid vardera scenario mäts vid olika punkter av elnätet men presenteras i resultatet endast längst ut vid de prioriterade fastigheterna; vid den största lasten samt vid den minsta lasten.

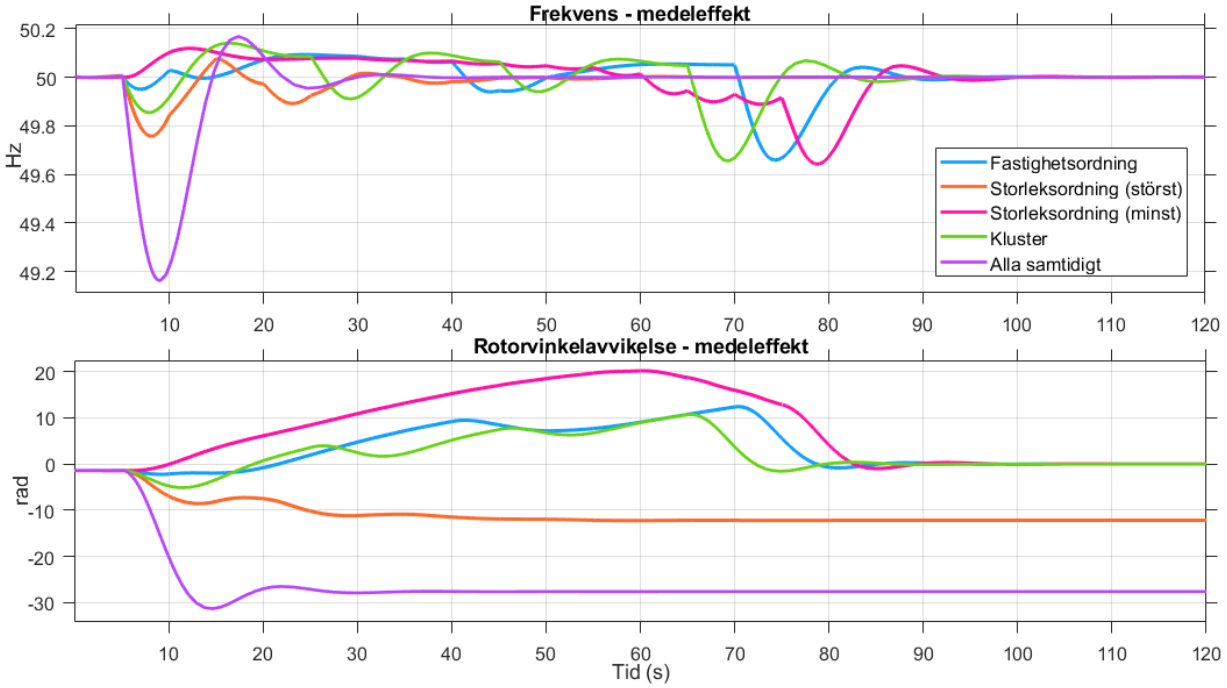
Kraftverken är i modellerna inställda på att starta från 0 effekt, och vid 5 sekunder börja leverera utefter referenseffekten *Pref*. Denna parameter är förinställd och sätts automatiskt av Simulink baserat på lasterna så att systemet kan stabilisera sig. Det innebär att kraftverket börjar rampa upp mot denna nivå vid 5 sekunder, oavsett om några laster hunnit kopplas på. I verkligheten vet inte kraftverken i förväg exakt hur mycket last som kommer kopplas på, utan levererar den effekt som efterfrågas. Skillnaden blir därmed att kraftverken i simuleringarna har en fördel jämfört med i verkligheten beträffande stabilitet.

I normala fall används statik i frekvensens återkoppling vilket innebär att belastningens effektförbrukning förändras proportionellt mot frekvensavvikelser. Vid en ökning av lasten leder detta till en sänkning av frekvensen relativt börvärdet, det vill säga den nominella frekvensen. Frekvensen stabiliseras således under 50 Hz eftersom den integrerande delen i PID-regleringen styr mot det nya börvärdet. Ju större lastökning, desto större frekvensavvikelse eller *offset*. I simuleringarna stabiliseras frekvensen på 50 Hz trots statik i regleringen. Detta beror på att programmet automatiskt justerar börvärdet baserat på den slutgiltiga lasten. Emellertid påverkas inte de simulerade grafernas övergripande form eller förlopp.

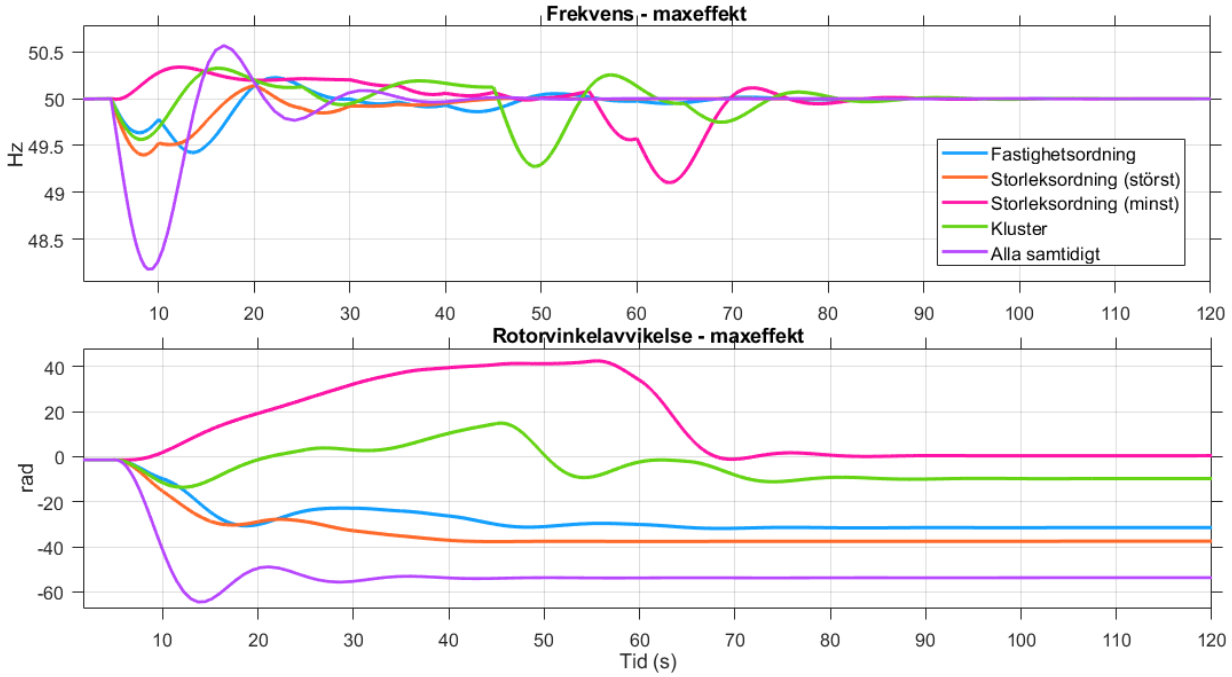
Viktigt att notera är att resultaten speglar simuleringarna som utgår från datamodellen. Resultatens tillförlitlighet är därför beroende av hur väl modellen överensstämmer med verkligheten. Eftersom modellen innehar förenklingar som reducerat komplexiteten hos det faktiska systemet, bör resultaten tolkas med viss försiktighet. Likväl säger resultaten fortfarande något betydelsefullt om de övergripande trenderna och responsen hos systemet vid övergång till ödrift.

4.1 Vattenkraftverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse

Frekvenssvaren och rotorvinkelavvikelsen för de olika pålastningsstrategierna presenteras i Figur 9 för scenariot medeleffekt och Figur 10 för scenariot maxeffekt. Den totala lasten är 246 kVA respektive 382 kVA. Rotorvinkelavvikelsens referens är synkronhastigheten, och mäter således vinkeln mot systemets synkronhastighet.



Figur 9. Vattenkraftverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse under pålastning i scenariot medeleffekt.



Figur 10. Vattenkraftverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse under pålastning i scenariot maxeffekt.

Sista lasterna kopplas på vid 75 respektive 60 sekunder för medeleffekt respektive maxeffekt (eftersom tre fastigheter är bortplockade för maxeffekten). När sista lasten är påkopplad tar det ca 20 sekunder för alla scenarier innan systemet stabiliserar sig för både frekvens- och rotorvinkelavvikelse.

Frekvens- och rotorvinkelavvikeseln är under de första 5 sekunderna stabil eftersom ingen last finns påkopplad och kraftverket startar från 0. Efter 5 sekunder börjar generatorn förse elektrisk effekt till elnätet och lasterna. I pålastningsstrategin *Alla samtidigt* är frevensdippen, och således också rotorvinkelavvikelsen, störst. I scenariot medeleffekt klarar likväl frekvensregleringen av att hantera storleken och frekvensen håller sig över 49 Hz, men pålastningen blir för stor för scenario maxeffekt.

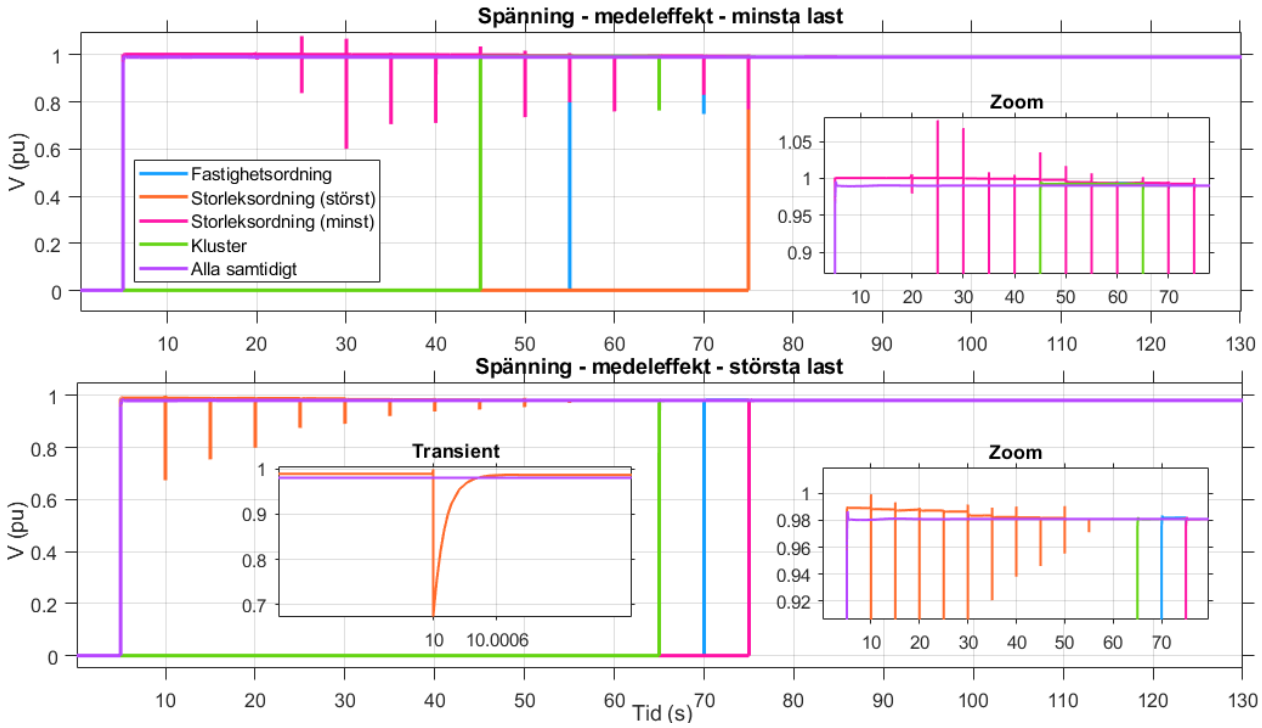
I pålastningsstrategin *Storleksordning (minst)* presenteras att frekvensen och rotorvinkelavvikelsen ökar vid initial pålastning, vilket kan tyckas märkvärdigt. Detta beror som tidigare nämnt på att modellen börjar rampa upp mot referenseffekt vid 5 sekunder. De laster som kopplas på i början är för små i förhållande till vad referenseffekten är inställd på att matcha. Resultaten för *Storleksordning (minst)* beter sig därmed märkligt i den simulerade vattenkraften.

Rotorvinkelavvikelsen hamnar på negativa värden, alltså efter synkron referens, ju större last som lastas på initialt eftersom generatorn roterar långsammare än referensens rörelse just då. I pålastningsstrategin *Kluster* är varje pålastningssteg större än för pålastningsstrategierna *Fastighetsordning* samt *Storleksordning*. Däremot är det längre tid mellan pålastningarna vilket verkar fördelaktigt för systemets stabilitet. Rotorvinkeln hinner återgå närmare sin utgångspunkt när den stabiliserar sig eftersom systemet har längre tid på sig att regleras innan nästa last kopplas på.

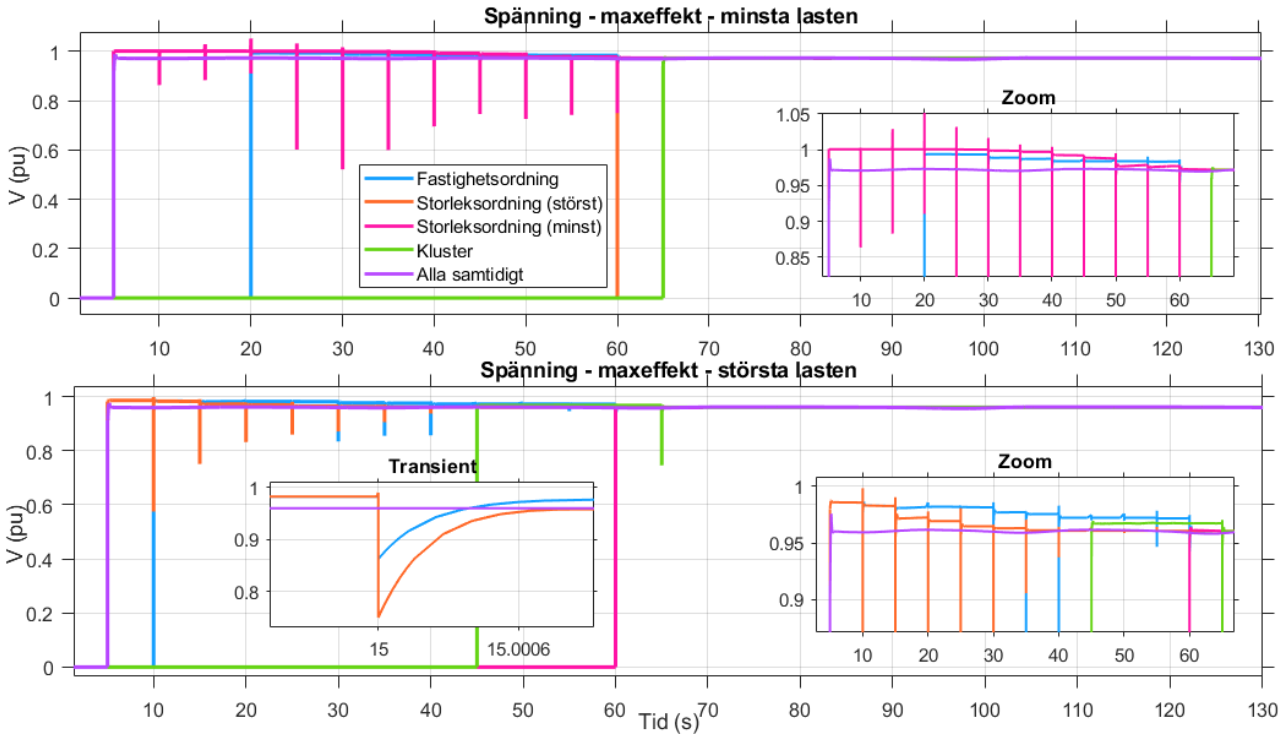
För både medeleffekt och maxeffekt erhålls till synes mycket höga värden för rotorvinkelavvikelsen. I normaldrift varierar avvikelsen mellan någon enstaka radian. I ödrift finns dock, som tidigare nämnt, ingen synkron referens vilket betyder att rotorvinkeln anses stabil så länge den inte fortsätter att accelerera. Vid alla simuleringar stabiliserar sig rotorvinkelavvikelsen efter ca 80-90 sekunder, vilket uppfyller kravet för stabilitet. Sedermera innebär det eventuella problem om ytterligare generator tillkommer systemet, då rotorvinkeln behöver vara i fas eller nära fas med den nya generatorn för att synkronisering ska kunna ske.

4.2 Vattenkraftverkets spänning

Spänningen vid minsta respektive största lasten för de olika pålastningsstrategierna ses i Figur 11 i scenariot för medeleffekt och Figur 12 vid scenariot för maxeffekt. Minsta respektive största lasten är fastighet 11 och 14, respektive fastighet 4 och 2.



Figur 11. Vattenkraftverkets spänning under pålastning i scenariot medeleffekt.



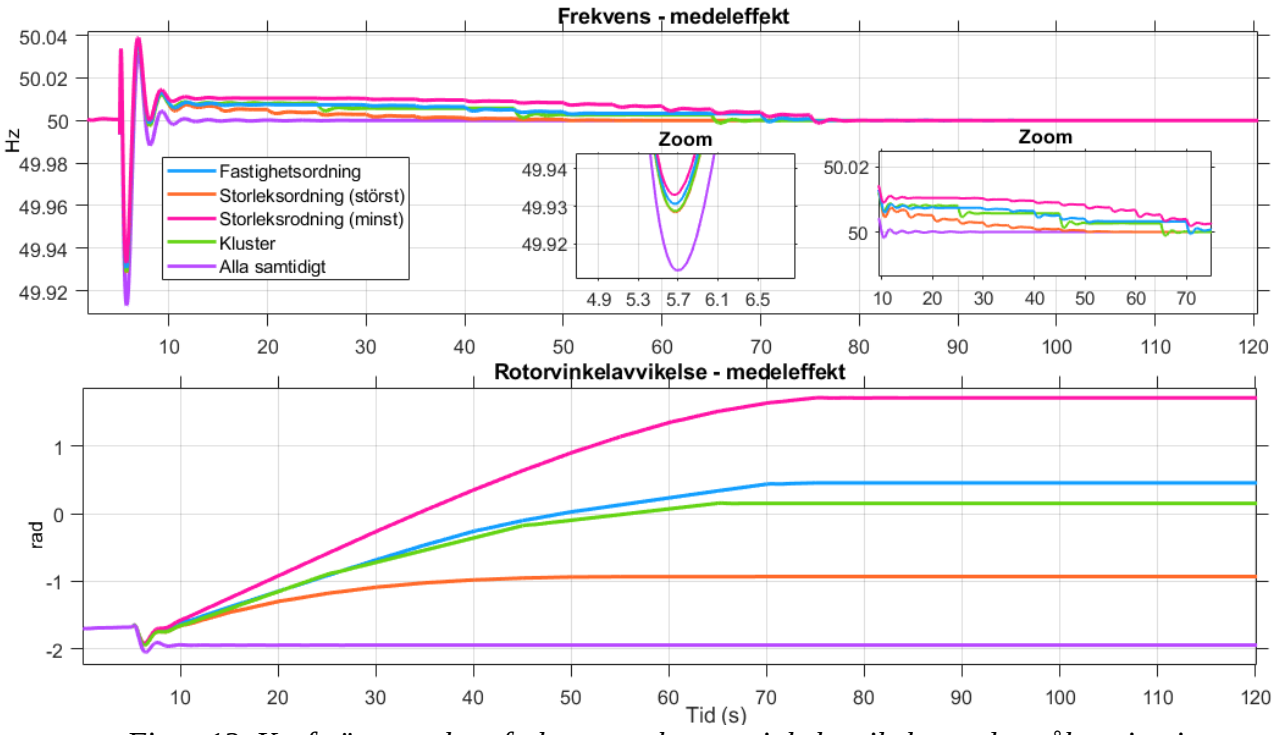
Figur 12. Vattenkraftverkets spänning under pålastning i scenariot maxeffekt.

Spänningen som presenteras är RMS-spänning. I scenariot med medeleffekt stabiliserar sig spänningen på 0.9901 pu vid minsta lasten och 0.9809 pu vid största lasten för alla pålastningsstrategier. I scenariot med maxeffekt stabiliserar sig spänningen vid 0.9730 pu vid minsta lasten och 0.9615 pu vid största lasten för alla pålastningsstrategier. Stabilitetskravet på 5% avvikelse, 0.95-1.05 pu, uppfylls därmed för samtliga simuleringar. De transienter som visas i spänningskurvan är när nästkommande laster kopplas på. För den minsta lasten ses transienterna i fallet med *Storleksordning (minst)* eftersom den minsta lasten kopplas på först och detsamma för den största lasten i pålastningsstrategin *Storleksordning (störst).* Spänningskurvorna inträder vid olika tidpunker baserat på vart i ordningen den minsta eller största lasten placerar sig; i pålastningsstrategin *Kluster* för scenariot medeleffekt är den minsta lasten med i det näst sista klustret medan den största lasten är med i det sista klustret.

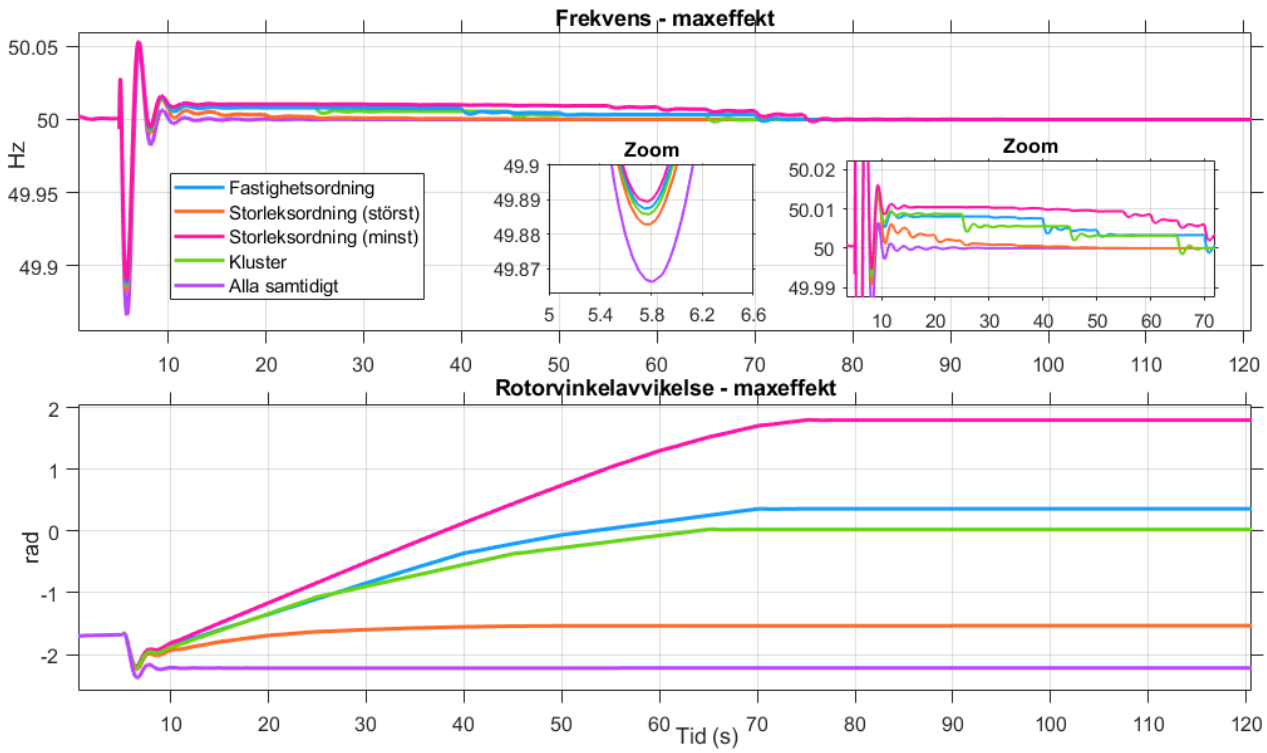
Transienterna uppmäter mellan 0.01-0.5 pu, men återhämtar sig alla efter ca 0.6 ms. Trots att transienterna som mest uppnår förhållandevis höga 0.5 pu är återhämtningstiden mycket kort. Kort återhämtningstid tyder på god spänningsstabilitet och att systemet klarar av att hantera snabba lastförändringar för samtliga simulerade scenarier och pålastningstrategier.

4.3 Kraftvärmeverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse

Frekvenssvaren och rotorvinkelavvikelsen för de olika pålastningsstrategierna ses i Figur 13 i scenariot för medeleffekt och Figur 14 för scenariot med maxeffekt. Den totala lasten är 246 kVA respektive 819 kVA.



Figur 13. Kraftvärmeverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse under pålastning i scenariot medeleffekt.



Figur 14. Vattenkraftverkets frekvens- och rotorvinkelavvikelse under pålastning i scenariot maxeffekt.

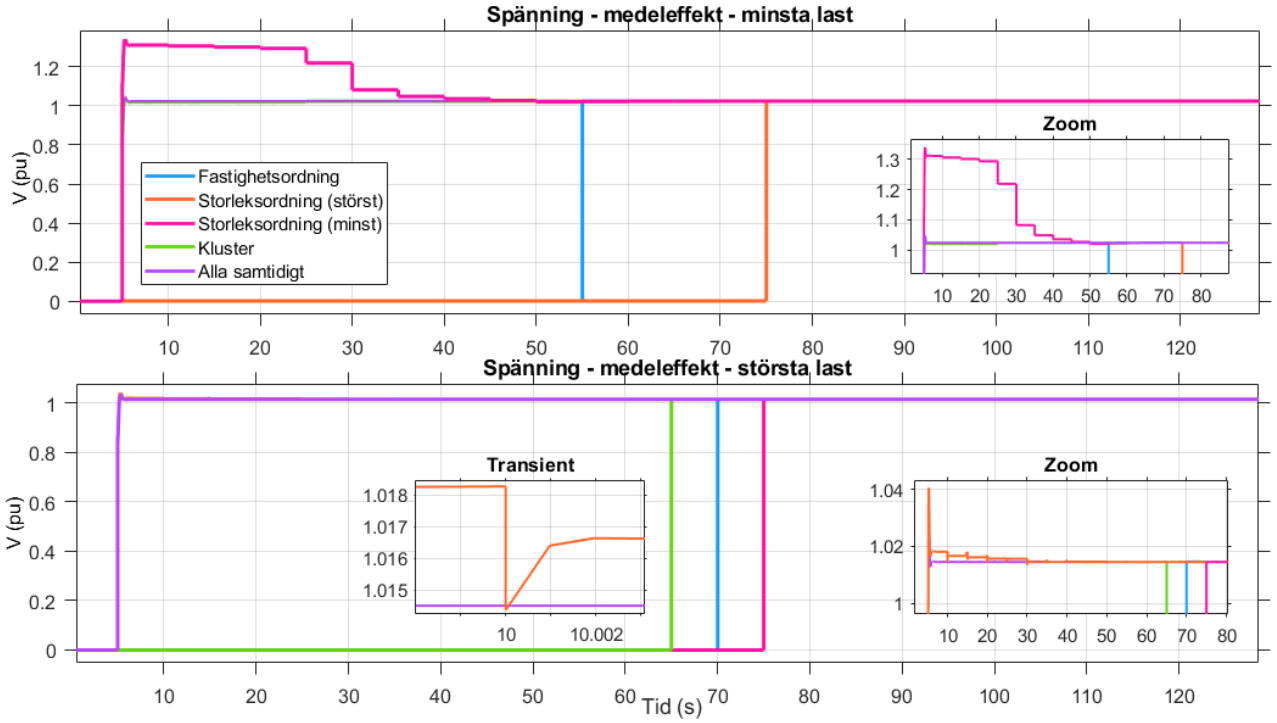
Frekvenskurvorna för kraftvärmeverket uppvisar endast små skillnader mellan de simulerade pålastningsstrategierna. Det beror på att de anslutna lasterna är relativt små jämfört med kraftvärmeverkets maximala kapacitet, vilket gör att varje laststeg har begränsad påverkan. Vid jämförelse mellan scenarierna för medel- och maxeffekt är dessutom kurvorna för både frekvens- och rotorvinkelavvikelse nästan identiska. Detta förklaras av att skillnaden i effektbehov mellan de två fallen är liten i förhållande till kraftvärmeverkets märkeffekt.

Frekvensen håller sig inom godtagbara intervall för alla simuleringar med en största frekvensdipp på 49.87 Hz för pålastningsstrategi *Alla samtidigt* i scenario maxeffekt. Frekvensdippen som sker efter 5 sekunder är till följd av att kraftverket kopplas till elnätet och dummy-lasten, vilket drar betydligt mer effekt än de prioriterade fastigheterna. Dippen är lite större för scenariot *Alla samtidigt* eftersom lasterna som kopplas på vid 5 sekunder är större än för de andra scenarierna, följt av *Storleksordning (störst)* av samma anledning.

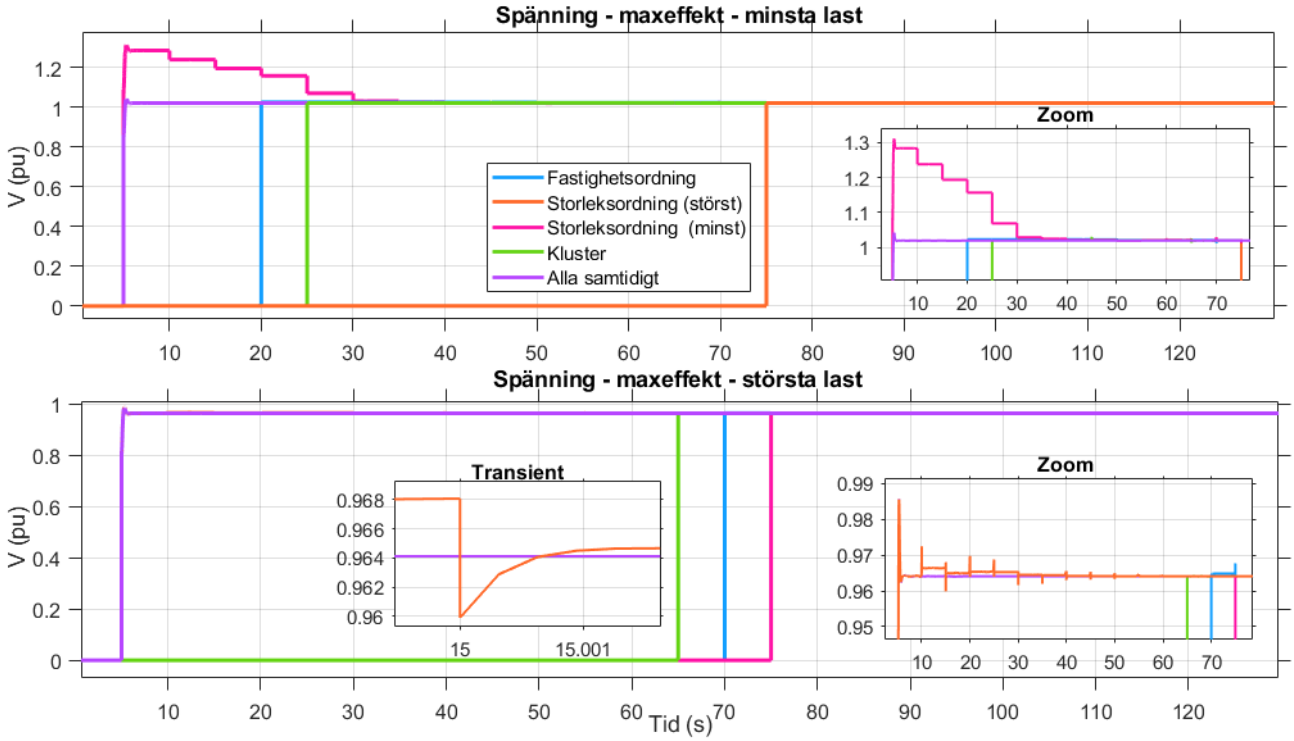
Rotorvinkelavvikelsen startar likt vattenkraftverket på -1.6 radianer, vilket troligen är en modellteknisk effekt som inte påverkar stabilitetsanalysen. För samtliga pålastningsstrategier stabiliseras avvikelsen efter ca 80 sekunder och hinner inte driva i väg lika långt som för vattenkraften, framför allt på grund av kraftverkets relativa effektstorlek. Likt vattenkraften stabiliseras pålastningsstrategin *Kluster* bättre för rotorvinkelavvikelsen eftersom systemet har längre tid på sig att stabiliseras mellan pålastningarna.

4.4 Kraftvärmeverkets spänning

Spänningen vid minsta respektive största lasten för de olika pålastningsstrategierna ses i Figur 15 i scenariot för medeleffekt och Figur 16 vid scenariot för maxeffekt. Minsta respektive största lasten är fastighet 11 och 14, respektive fastighet 4 och 14.



Figur 15. Kraftvärmeverkets spänning under pålastning i scenariot medeleffekt.



Figur 16. Kraftvärmeverkets spänning under pålastning i scenariot maxeffekt.

Spänningen som presenteras är RMS-spänning. Spänningen för medeleffekt stabiliserar sig på 1.0241 pu respektive 1.0145 pu för minsta respektive största last för samtliga pålastningsstrategier. Spänningen för maxeffekt stabiliserar sig på 1.019 pu respektive 0.9641 pu för minsta respektive största last för samtliga pålastningsstrategier. Stabilitetskravet på 5% avvikelse, 0.95-1.05 pu, uppfylls därmed för samtliga simuleringar.

Transienterna vid pålastning har en återhämtningstid på cirka 1 ms. Detta är något längre än de 0.6 ms som observerades för vattenkraftverket, men indikerar fortfarande en snabb stabilisering. Dessutom är transienternas magnitud mindre, med ett maximalt värde på 0.02 pu, vilket kan förklaras av den betydligt mindre relativa laststorleken för kraftvärmeverket jämfört med vattenkraftverket.

För pålastningstrategin *Storleksordning (minst)* vid minsta lasten sker en kraftig överspänning på 1.3 pu innan alla laster är påkopplade. Detta beror som tidigare nämnt på simuleringens förinställda referenseffekt. I praktiken borde kraftverket dock utan problem klara av att reglera ner spänningen vid korrekt dimensionerat excitationssystem.

5. Diskussion

Resultaten från simuleringarna ger insikt i hur ett vattenkraftverk respektive kraftvärmeverk påverkar stabilitet och elkvalitet vid ödrift, särskilt i relation till olika pålastningsstrategier. Simuleringarna visar tydligt att val av strategi påverkar både frekvens, rotorvinkelavvikelse och spänningskvalitet. Diskussionen presenterar modellens påverkan på resultatet innan en genomgång av stabilitet, elkvalitet och pålastningsstrategier. Avslutningsvis diskuteras dimensionering av framtida studier för att ytterligare förbättra förståelsen av ödrift och dess roll i ett mer resilient energisystem.

5.1 Modellens påverkan på resultatet

En grundläggande aspekt som påverkar simuleringarna är att kraftverken i modellen börjar leverera effekt mot ett förinställt börvärde från 5 sekunder, oavsett efterfrågan. Detta innebär som tidigare nämnt en viss idealisering jämfört med verkliga förhållanden, och en eventuell överskattning av stabilitet. Genom att simulera pålastning vid maxeffekt tar simuleringarna dock höjd för ett extremscenario; chansen är väldigt låg att alla laster kopplas på när de drar som absolut mest. Såväl detta scenario visar goda chanser för en stabil ödrift från både vattenkraftverket och kraftvärmeverket.

Modellens ändrade börvärde medförde en stabilisering på 50 Hz i stället för ett lägre värde. I verkligheten hade det krävts ytterligare reglerinsatser för att kompensera för offset. Oftast innebär detta en sekundär eller tertiär frekvensreglering i form av exempelvis aFRR eller mFRR. Som tidigare nämnt hade detta dock förmodligen inte påverkat de simulerade grafernas övergripande beteende. Det innebär att de dynamiska trenderna, som frekvensdipparnas storlek och återhämtningsförlopp i stort hade varit oförändrade. Slutsatserna kring systemets stabilitet och beteende påverkas därmed inte nämnvärt.

Modellen för vattenkraftverket visade att ett enskilt aggregat inte klarade av att försörja samtliga prioriterade fastigheter i scenariot med maximal belastning. Eftersom vattenkraftverket i verkligheten är utrustat med två aggregat, tyder resultaten på att det vid användning av båda sannolikt inte skulle uppstå några problem med försörjning. Den totala ökningen i tillgänglig märkeffekt skulle dessutom sannolikt bidra till förbättrad stabilitet, då kraftverket får större kapacitet att hantera både lastvariationer och störningar.

För kraftvärmeverket simulerades ödriften endast utifrån sin producerade eleffekt. Detta innebär bland annat att modellen inte tagit hänsyn till ett förbrukande av spillvärme. Det innebär även att modellen inte tagit hänsyn till den värmeleverans som kan hjälpa till att både värma fastigheter i fjärrvärmenätet och hålla elproduktionen stabilare under längre tid. Att inkludera värmebehovet i modellen skulle sannolikt ha påverkat resultaten positivt genom att öka systemtrögheten, ge jämnare effektuttag och en ökad flexibilitet.

5.2 Frekvens- och rotorvinkelavvikelse

Generellt uppvisades goda förmågor till frekvensstabilitet och godtagbara rotorvinkelavvikelser för de olika scenarierna. Alla simulerade scenarier och pålastningsstrategier utom *Alla samtidigt* för vattenkraftens maxeffekt klarade av att hålla frekvensen över 49 Hz vid största frekvensdipp. I normala fall bör frekvensen som tidigare nämnt hålla sig inom ett snävare band runt det nominella värdet. Vid större störningar tillåts större avvikelser, men systemet bör kunna återgå till normalt driftområde inom en viss tid, vilket simuleringarna visar på. Vid frekvenser utanför uppmätta gränser utlöses skyddsåtgärder som exempelvis last- eller generatorbortkoppling för att förhindra kollaps, även om dessa gränser ofta ligger på över ±1 Hz från nominell frekvens.

En ödrift karaktäriseras som tidigare nämnt av låg systemtröghet till följd av avsaknaden av ett stort, sammankopplat nät och innebär att det finns mindre roterande massa som kan fungera som buffert vid snabba förändringar i effektbalansen. Det medför en begränsad förmåga att snabbt justera effektproduktionen för att matcha förändringar i lasterna. Följaktligen utgör en enskild last en betydande andel av den totala belastningen i ett litet isolerat nät, vilket visades tydligt för exempelvis vattenkraften. Frekvensdippen vid lastpåslag var påtaglig och visade att reglerkapaciteten blir mer begränsad vid frånvaro av tillräcklig tröghet.

Rotorvinkelavvikelsen stabiliserar sig likt frekvensen 20 sekunder efter sista pålastning i samtliga simuleringar. Ju större lastpåslag desto mer ökar avvikelsen då generatorns mekaniska effekt inte omedelbart matchar den ökade elektriska konsumtionen. Således saktar rotorn ner tillfälligt relativt synkron hastighet. Jämfört med ett stort elnät med många sammankopplade generatorer som kan stabilisera varandra, är rotorvinkelavvikelsen i ett isolerat system mycket känsligare för obalans mellan produktion och konsumtion och kan därför öka i större omfattning. De höga initiala rotorvinkelavvikelserna i simuleringarna av framför allt vattenkraften understryker vikten av att tolka dessa värden inom kontexten av ödrift, där avsaknaden av en stark synkron referens gör stabiliseringen mer relevant än själva vinkelvärdet.

5.3 Spänning

Spänningsnivåerna håller sig inom den godtagbara gränsen på 0.95-1.05 pu i samtliga scenarier, vilket indikerar god spänningsreglering. Ofta ses spänningsstabiliteten som svåruppnålig i en ödrift. I en ödrift begränsas spänningsstabiliteten främst av en obalans mellan reaktiv effekt och last, eftersom spänningen är starkt beroende av balansen mellan genererad reaktiv effekt och den totala reaktiva effektförbrukningen. Ett begränsat elnät är i högre grad kopplat till en begränsad effektreserv av denna typ vilket kan medföra svårigheter att kompensera för effektförbrukningen. I isolerade system är avstånden ofta längre relativt effektproduktionen, vilket leder till större spänningsfall orsakade av induktiva laster.

Att spänningen håller sig inom godtagbara nivåer i simulerade scenarion kan både bero på att avstånden är relativt korta, samt att kraftverken har högfungerande excitationssystem. Dessutom är modellerade laster till största grad resistiva. Vid resisitva laster finns en direkt proportionell relation mellan spänning och ström via Ohms lag. Detta innebär att spänningen tenderar att vara relativt stabil om kraftverkets spänningsreglering är effektiv. Resistiva laster har mindre benägenhet att orsaka stora reaktiva effektflöden som kan destabilisera spänningen. Dessutom modelleras lasterna som statiska. Utan dynamiska laster vars effektbehov ändras på ett icke-linjärt sätt, kan spänningsstabiliteten framstå som enklare att upprätthålla. I verkligheten ändras lasternas effektbehov vid olika tidpunkter.

5.4 Elkvalitet

Transienternas korta återhämtningstid (0.6–1 ms) förstärker bilden av god spänningsstabilitet. Transienterna varierar i storlek, där de största relaterar till större laststeg med induktiva laster. Induktiva laster ger generellt större transienter eftersom de initialt belastar nätet hårdare vid inkoppling. I verkliga ödriftsscenarier ses ofta längre varande transienter vid inkoppling av stora laster, upp till hundratals millisekunder. Spänningstransienter vid inkoppling av stora laster är därmed en betydande utmaning för elkvaliteten och stabiliteten vid ett ödrift; eftersom nätet är svagare orsakar en plötslig belastningsökning ett mer påtagligt spänningsfall än i ett starkare, sammankopplat system.

De snabbt återhämtade transienterna i modellen kan bero på god spänningsreglering från excitationssystemet. En annan viktig observation är att simuleringarna utfördes i *fasorer*. Det betyder att simuleringarna fokuserar på grundtonsfrekvensen på 50 Hz och representerar spänningar och strömmar som komplexa tal (fasorer) med en magnitud och en fasvinkel. Detta gjordes eftersom stabilitetsstudierna fokuserade på långsammare förlopp med tidskonstanter i storleksordning sekunder och uppåt. Till följd av detta kan transienta förlopp på millisekunder filtrerats bort eller approximerats. För att bättre kunna studera transienter behöver simuleringarna utgå från *ögonblicksvärden* där spänningen modelleras som funktioner av tiden. Det medför att icke-linjära samt icke-sinusformade transienter och andra snabba förändringar visas på ett mer detaljerat och beräkningskrävande sätt. Likväl är det tidskrävande att studera resterande stabilitet i sådant läge.

5.5 Pålastningsstrategier

Simuleringarna visade att pålastningsstrategierna hade en stor inverkan på stabiliteten, och att ett väl valt dimensionerande av denna är viktig för att undvika överbelastning och avvikelser i en ödrift. Samtliga scenarion visade att pålastningsstrategin *Kluster* uppvisade fördelaktig stabilitet för framför allt frekvens- och rotorvinkelstabiliteten. Detta innebär att systemet har lättare att upprätthålla stabilitet om det går lite längre tid mellan pålastningarna, trots att de blir större laststeg. Följaktligen kan en möjlig

förbättrad pålastningsstrategi vara att koppla på mindre laster men med större mellanrum. Detta verkar enligt resultatet både kunna göras i enlighet med *Storleksordning (störst)* samt i godtycklig ordning *Fastighetsordning* som båda uppvisar liknande stabilitet. Detta förhåller sig väl med det faktum att lastkoppling i praktiken styrs av prioritering snarare än storlek.

Även om *Storleksordning (minst)* beter sig märkligt i simuleringarna, är det förmodligen också i verkligheten inte ett optimalt alternativ om kraftverken har tillräcklig reserv och snabb reglering. Vid initialt liten belastning följt av större lastpåslag finns risk att kraftverkets regleringssystem inte aktiveras effektivt och orsakar ojämn återhämtning vid efterföljande större laststeg. Vid typiskt dimensionerade kraftverk kan kraftverket hantera de största lasterna initialt och snabbt stabilisera systemet på en högre belastningsnivå. Detta kan speciellt vara fördelaktigt om det finns ett tidskritiskt behov, där systemet initialt drabbas av en större frekvensdipp och transienter men snabbare kan stabiliseras.

Pålastningsstrategierna förhåller sig liknande mellan vattenkraft- och kraftvärmeverket, och kraftverkets typ bör därmed inte påverka val av pålastningsstrategi. Däremot visar resultatet att val av pålastningsstrategi kan tänkas vara nära sammankoppplat med specifikationer som:

- Kraftverkens egenskaper i form av effektreserver, reglerhastighet och märkeffekt.
- Lastens karaktär i form av storlek, egenskaper samt kritikalitet.
- Systemets tröghet och hur väl den roterande massan kan motverka frekvensförändringar.
- Skyddssystem för exempelvis underfrekvens och överspänningsskydd.

5.6 Framtida studier

För att vidare studera kraftverkens förmåga till ödrift från en dödnätsstart kan kraftvärmeverket tänkas simuleras med inräknad värmeeffekt. En simulering innehållande exempelvis kondensatorer som hanterar spillvärmen medför en högre grad av realism och skulle kunna besvara frågan om hur sådana komponenter påverkar försörjningen i ödrift. Även simuleringar utifrån ett använt fjärrvärmenät hade varit av intresse för stabilitetsanalysen. Den stora fördelen i diskussioner kring att använda kraftvärmeverk till dödnätsstarter och ödrift är just dess förmåga att leverera både elektrisk och termisk energi.

Dummy-lasten som lades till på grund av överdimensioneringen i kraftvärmeverket innebar att lastpåslagen inte fick så stor effekt vid simuleringarna. Hade kraftvärmeverket kunnat köras vid lägre märkeffekter än 30% hade lastpåslagen således kunnat studerats bättre. Framtida studier kan därmed fokusera på att studera hur lågt

kraftvärmeverket kan köras vid situationer som ödrift, där man inte nödvändigtvis är intresserad av att uppnå höga verkningsgrader eller minimal bränsleförbrukning.

För vattenkraftverket hade simulering utifrån båda aggregaten lättare kunnat testa tesen kring förbättrad stabilitet vid högre märkeffekter. Ytterligare simuleringar med påkoppling av fler generatorer hade medför givande resultat; alltså en ödrift försedd utifrån exempelvis både ett vattenkraftverk och kraftvärmeverk. Delvis för att adressera utmaningen med potentiell synkronisering av ytterligare generatorer som lyfts fram i resultaten för rotorvinkelavvikelsen, men också för att undersöka hur samverkan och lastdelning mellan olika kraftverkstyper påverkar den övergripande stabiliteten och elkvaliteten i ödrift.

Dessutom hade framtida studier kunnat genomföra liknande simuleringar men med dynamiska laster. Även om maxlastscenariot avsåg extremfall, skulle stabilitetsanalyser med varierande lasteffekter bättre ha belyst systemets känslighet för olika typer av belastning och ökat dess realism. Framtida studier skulle dessutom kunna lägga större vikt vid själva dödnätsstarten av kraftverken snarare än enbart den etablerade ödriften. Viktiga frågor att undersöka inkluderar nödvändiga ombyggnationer av kraftverken och den mest kostnadseffektiva metoden för att initiera elproduktionen från ett strömlöst tillstånd.

I stället för att pålasta momentant hade simuleringen kunnat använda sig av jämnare pålastning eller *load ramping*. Det innebär att man inte kopplar in en stor last direkt vid en given tidpunkt, utan att lasten gradvis ökas över en viss tidsperiod; antingen linjärt över tid, långsammare vid start och slut eller stegvist. Detta kan tänkas speciellt fördelaktigt för kraftverk som reagerar långsammare på förändringar i elbehov eller har svårare att snabbt öka sin produktion. En jämnare ökning av elanvändningen minskar både frekvensdippar och vinkelförändringar i generatorerna, eftersom förändringarna i hur mycket el som tas ut blir mindre stegvisa. Det kan också leda till mindre plötsliga förändringar i spänningen.

Det går vidare att fundera på att införa en reglering som endast kopplar på en last när stabiliteten håller sig inom förutbestämda intervall. Det skulle i så fall innebära ett övervakningssystem som mäter parametrarnas avvikelse och endast kopplar på nästkommande last om stabiliteten håller sig inom intervallen. En annan strategi för förbättrad stabilitet innefattar förutkommande effektstyrning eller *feedforward*. Det innebär att man ökar den mekaniska effekten innan en stor last kopplas på i ödriften för att ta höjd, liknande det modellen implementerade med förinställd referenseffekt.

En kvantifiering och jämförelse av systemträgheten i de två kraftverksmodellerna och dess inverkan på framför allt frekvensstabiliteten vid snabba lastförändringar skulle därtill vara värdefull, likväl som att lägga större fokus vid att studera hur regleringssystemen fungerar och deras dynamiska respons vid pålastning under ödrift. Studier kring hjälpsystem som shuntkondensatorer för att stabilisera spänningen vid induktiva laster, eller implementerandet av Power System Stabilizer (PSS) i modellen

hade kunnat medföra värdefulla insikter i hur spänningsstabiliteten i ödrift kan förbättras vid hantering av större laster.

Avslutningsvis hade en jämförande studie kring olika beredskapsstrategier bättre kunnat belysa de specifika fördelarna med dödnätsstart och ödrift i relation till andra alternativ som exempelvis lokala reservkraftverk eller energilager. Det är viktigt att poängtera att ödrift sällan är den enda beredskapslösningen som krävs; utan behöver kompletteras med andra åtgärder som robusta skydds- och övervakningssystem och dimensionering av energitillgångar för att säkerställa en trygg och resilient energiförsörjning vid allvarliga störningar. Framtida forskning bör därför anta ett bredare perspektiv på beredskap där ödriftens potential utvärderas i samspel med andra tekniska och organisatoriska lösningar för att bygga ett mer motståndskraftigt samhälle.

6. Slutsatser

Syftet med studien har varit att undersöka hur stabilitet och elkvalitet påverkas vid ödrift efter en dödsnätsstart, med fokus på kraftförsörjning från antingen ett vattenkraftverk eller ett kraftvärmeverk. Genom simuleringar i Simulink har systemets respons analyserats för olika pålastningsstrategier och lastnivåer, med utvärdering av frekvens, rotorvinkelavvikelse, spänning och transienter. Studien visar att simuleringar, även med förenklade modeller, kan ge värdefulla insikter i hur elnätets dynamik påverkas vid ödrift.

Stabiliteten i elnätet påverkas olika beroende på vilken typ av kraftverk som används som primär källa vid dödsnätsstart. Både vattenkraftverket och kraftvärmeverket klarar generellt att upprätthålla godtagbar stabilitet, men vattenkraftverket är mer känsligt för snabba lastförändringar och uppvisar större avvikelser vid hög belastning.

Kraftvärmeverket uppvisar en jämnare och mer robust frekvens- och vinkelrespons, framför allt eftersom dess relativa effektkapacitet i modellen är större i förhållande till lasten. Frekvensstabiliteten är därmed starkt beroende av kraftverkets relativa effektreserv och dess förmåga att snabbt matcha lastförändringar. Ju större andel av lasten som kopplas på vid ett enskilt steg, desto mer tenderar rotorvinkelavvikelsen att öka. Trots dessa dynamiska variationer stabiliserar sig spänningen i samtliga simulerade scenarier inom det godtagbara intervallet om ±5 % från nominell spänning (0.95-1.05 pu). Stabilitet uppnås emellertid ca 20 sekunder efter sista pålastning i samtliga scenarier för både frekvens, rotorvinkel och spänning, vilket indikerar goda förutsättningar till stabilitet även om vissa övergående dippar eller överskridningar förekommer.

Elkvaliteten i ödriftsscenariot från båda simulerade kraftverken är generellt god. Vattenkraftverket uppvisar något större transienter vid pålastning, särskilt vid större lastpåslag, men dessa återhämtar sig snabbt inom 0.6 ms. Kraftvärmeverket uppvisar mindre transientmagnituder men något längre återhämtningstid på 1 ms, vilket fortfarande betraktas som god prestanda. Studien hänvisar emellertid till vidare studier för en utökad förståelse kring pålastningens påverkan på transienter.

Resultaten visar att pålastningsstrategin har stor betydelse för systemets stabilitet och för att minska risken för överbelastning och avvikelser. Strategin *Kluster*, där grupper av laster kopplas på med mellanrum, ger bäst kompromiss mellan systemrespons och stabilitet. Den ger regulatorn tid att återhämta sig mellan varje steg, vilket minskar både frekvensdipp, rotorvinkelavvikelse och spänningstransienter. Strategierna *Storleksordning (störst)* och *Fastighetsordning* ger båda goda och liknande svar på systemets stabilitet. Strategin *Storleksordning (minst)* uppvisar märkligt beteende i några av simuleringarna, men är likväl heller ingen optimal pålastningsstrategi vid typiskt dimensionerade kraftverk. Strategin *Alla samtidigt* ger kraftigast transienter och störst belastning på systemet, särskilt vid höga effektbehov. En effektiv pålastningsstrategi bör därför:

- Begränsa laststegens storlek i förhållande till kraftverkets reglerkapacitet.
- Tillåta tillräcklig tid mellan påslag för att hinna återgå till stabila driftförhållanden.
- Prioritera lastordning utifrån effektstorlek och anpassa ordningsföljden efter både elnätstruktur och lastens kritikalitet.

Sammanfattningsvis visar studien att både vattenkraftverket och kraftvärmeverket har goda förutsättningar att användas som primära källor vid ödrift efter en dödnätsstart för att försörja kommunens prioriterade fastigheter. Dock är det tydligt att kraftverkets dimensionering i förhållande till lasten, liksom valet av pålastningsstrategi, spelar en avgörande roll för att uppnå stabil drift och upprätthålla god elkvalitet. Arbetet belyser därmed vikten av noggrann planering och analys som en del av ett bredare beredskapsarbete. I en tid där samhällets elförsörjning utsätts för ökade påfrestningar och nya risker, blir förståelsen för ödriftens möjligheter och begränsningar en central del i att stärka elnätets robusthet och kommunens beredskap.

Referenser

Axberg, E., Alkefjärd, T., Grahn, P., Jigvall, C., Karlsson, J., Karlsson, T., Pandur, S., Sidén, J., Vendel Nylander, C. & Wallnerström C-J. (2020). *Kapacitetsutmaningen i elnäten; Ei R2020:06*. Energimarknadsinspektionen. https://ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb0a/1611643287162/Kapacitetsutmaningen-i-eln%C3%A4ten-Ei-R2020-06.pdf [Hämtad: 2025-01-21].

Bollen, M-H-J., Styvaktakis, E. & Yu-Hua Gu, I. (2005). Categorization and analysis of power system transients. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(3), s.2298-2306, doi:10.1109/TPWRD.2004.843386.

Breeze, P. (2018). *Hydropower*. Academic Press Inc.

CERCIND. (2025). *Auxiliary consumption and transformation losses*. Central Electricity Regulatory Commission. https://www.cercind.gov.in/auxcon.pdf [Hämtad: 2025-04-10].

Cheema, K-M. (2020). A comprehensive review of virtual synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 120(1), s.1-10, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106006.

Chen, C., Liang, H., Zhai, X., Zhang, J., Liu, S., Lin, Z. & Yang, L. (2022). Review of restoration technology for renewable-dominated electric power systems. *Energy Conversion and Economics*, 3(5), s.259-344, doi:https://doi.org/10.1049/enc2.12064.

Cherp, A. & Jewell, J. (2014). The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy policy*, 75(1), s.415-421, doi:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.005.

CEPR. (2022). *The economic toll of attacks on Ukraine's power grid*. Centre for Economic Policy Research. https://cepr.org/voxeu/columns/economic-toll-attacks-ukraines-power-grid [Hämtad: 2025-01-21].

EI. (2024*). Så här är elnätet uppbyggt*. Energimarknadsinspektionen. https://ei.se/bransch/koncessioner/det-har-gor-ei-inom-koncessioner/sa-har-ar-elnatet-uppbyggt [Hämtad: 2025-01-20].

EIA. (2023). *Hydropower explained*. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/energyexplained/hydropower/ [Hämtad: 2025-04-04].

Energiföretagen. (2018). *Energiåret - Elproduktion*. https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/statistik/energiaret/energiaret--elproduktion.pdf [Hämtad: 2025-01-20].

Energimarknadsbyrån. (2025). *Elkvalitet*. https://www.energimarknadsbyran.se/el/konsumentratt/elkvalitet-och-stromavbrott/elkvalitet/ [Hämtad: 2025-01-24].

Energimyndigheten. (2023). *Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi - Slutleverans*. https://www.energimyndigheten.se/4afb45/globalassets/klimat--

miljo/elektrifiering/del-2-och-slutleverans-kraftvarme-och-fjarrvarmestrategin-er_2023_27-15-dec2023.pdf [Hämtad: 2025-01-22].

Energimyndigheten. (2024a). *Robusta elnät*. https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/samhallsbyggnad-och-energiplanering/vagledning-for-kommunal-energiplanering/energisystemet/distribution/robusta-elnat/ [Hämtad: 2024-10-24].

Energimyndigheten. (2024b). *Minskad elanvändning och elproduktion under 2023*. https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/minskad-elanvandning-och-elproduktion-under-2023/ [Hämtad: 2025-01-24].

Energimyndigheten. (2024c). *Tillstånd för kraftvärme*. https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/tillstand-och-provning/tillstandsprocesser/tillstand-for-kraftvarme/ [Hämtad: 2025-01-24].

Energimyndigheten. (2025). *Resan till ett mer elektrifierat samhälle*. https://www.energimyndigheten.se/klimat/sveriges-elektrifiering/ [Hämtad: 2025-01-20].

ENTSO-E. (2017). *FCR-N DESIGN OF REQUIREMENTS*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/contentassets/e5a38b7a16a443b290f5d49d42ea03c0/3---fcr-n-design-of-requirements.pdf [Hämtad: 2025-03-23].

FOI. (2007). *Perspektiv på energisäkerhet*. Totalförsvarets forskningsinstitut. https://www.foi.se/rest-api/report/FOI-R--2250--SE [Hämtad: 2025-01-21].

FOI. (2017). *Sveriges elförsörjning: Hur möter vi en ökad sårbarhet?*. Totalförsvarets forskningsinstitut. https://www.foi.se/rest-api/report/FOI%20Memo%206173 [Hämtad: 2025-01-21].

Hamilton, E.R., Undrill, J., Hamer, S. och Manson, S. (2010). Considerations for Generation in an Islanded Operation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 46(6), s.2289-2298, doi:10.1109/TIA.2010.2070481.

Hirodontis, S., Ioannou, S. & Raspopoulos, M. (2020). LOAD SHEDDING SCHEMES FOR ISLANDING DISTRIBUTION NETWORK OPERATION. *The 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion* (MEDPOWER 2020), s.97-102, doi:10.1049/icp.2021.1268.

IEA. (2023). *Emergency response and energy security - Ensuring the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price*. International Energy Agency. https://www.iea.org/about/emergency-response-and-energy-security [Hämtad: 2025-01-21].

IEEE. (2003). *IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee554/Std1110-2003.pdf [Hämtad: 2025-03-15].

Jang, W., Huang, H., Davis, K-R., Overbye, T-J. (2020). Considerations in the Automatic Development of Electric Grid Restoration Plans. *North American Power Symposium*, s.1-6, doi:10.1109/NAPS50074.2021.9449763.

Jansson Myhr, K. (2024). *Elen förändrade folks vardag*. Vattenfall. https://historia.vattenfall.se/stories/en-ny-vardag-med-el/elen-andrade-folks-vardag/ [Hämtad: 2025-01-20].

Karlsson, D. & Nordling, A. (2016). *Svängmassa i elsystemet: En underlagsstudie*. Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien. https://www.iva.se/contentassets/9166af7147f842cdb832dd5cb2f8f2b8/201606-iva-vagvalel-svangmassa.pdf [Hämtad: 2025-01-22].

Kim, K., Rao, P. & Burnworth, J. (2010). Self-Tuning of the PID Controller for a Digital Excitation Control System. *Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Transactions on Industry*, 46(4), s.1518-1524, doi:http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2010.2049631.

Kinsley. (2025). *How to Use CHP Systems for Emergency Power*. https://www.kinsley-group.com/how-to-use-chp-for-emergency-power/ [Hämtad: 2025-04-10].

Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A. & Canizares, C. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), s.1387-1401, doi:10.1109/TPWRS.2004.825981.

Malm, M., Pettersson, A., Sloth, J., Hemmingsson, M. & Karlsson, D. (2015). *Kablars nollföljdsimpedans*. Energiforsk. https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/18646/beraekning-och-maetning-av-36-kilovoltskablars-nollfoeljdsimpedans-energiforskrapport-2015-101.pdf [Hämtad: 2025-04-07].

Mathworks. (2025). *Simscape: Model and simulate multidomain physical systems*. https://se.mathworks.com/products/simscape.html [Hämtad: 2025-01-24].

MSB. (2015). *Vägledning för hantering av reservkraftprocessen*. Myndigheten för samhällsskydd och beredskap. https://www.msb.se/contentassets/ee7389c4f9d5435aa2e7a5a93b146486/27503.pdf [Hämtad: 2025-01-24].

MSB. (2019). *Stormarna Alfrida och Jan*. Myndigheten för samhällsskydd och beredskap. https://rib.msb.se/filer/pdf/28826.pdf [Hämtad: 2025-01-21].

MSB. (2022). *Reservkraft*. Myndigheten för samhällsskydd och beredskap. https://www.msb.se/reservkraft [Hämtad: 2024-10-24].

MSB. (2024). *Antalet cyberangrepp ökade kraftigt under 2023*. Myndigheten för samhällsskydd och beredskap. https://www.msb.se/sv/aktuellt/nyheter/2024/mars/antalet-cyberangrepp-okade-kraftigt-under-2023/ [Hämtad: 2025-01-21].

NEPP. (2016). *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*. North European Power Perspectives. https://www.nepp.se/etapp1/pdf/reglering.pdf [Hämtad: 2025-01-22].

Nguyen, P. (2022). Stability Analysis of Microgrid Islanding Transients based on Interconnected Dissipative Subsystems. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, s.1-1, doi:10.1109/PESGM48719.2022.9916664.

NHA. (2021). *Black Start: Hydropower is the Guardian of the Grid*. National Hydropower Association. https://www.hydro.org/powerhouse/article/black-start-hydropower-is-the-guardian-of-the-grid/ [Hämtad: 2025-01-22].

Pan, Z., Jenkins, N. & Wu. J. (2025). Black start from renewable energy resources: Review and a case study of Great Britain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 209(1), s.1-21, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115143.

Patsakis, G., Rajan, D., Rios, J. & Oren, S. (2017). Optimal Black Start Allocation for Power System Restoration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), s.6766-6776, doi:10.1109/TPWRS.2018.2839610.

Persson, B. (2005). *Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/foreskrifter/svkfs2005_2.pdf [Hämtad: 2025-04-22].

Polisen. (2024). *Förundersökning om sabotage i Östersjön fortsätter*. https://polisen.se/aktuellt/nyheter/nationell/2024/november/forundersokning-om-sabotage-i-ostersjon/ [Hämtad: 2025-01-21].

Raval, T. & Patel, R. (2013). Optimization of Auxiliary Power Consumption of Combined Cycle Power Plant. *Procedia Engineering*, 51(1), s.751-757, doi:https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.01.107.

RISE (2023). *Krafttank används i forskningsprojekt för cybersäkerhet i elnätet*. https://www.ri.se/sv/krafttank-anvands-i-forskningsprojekt-for-cybersakerhet-i-elnatet [Hämtad: 2025-01-21].

Rydegran, E. (2023). *Kraftvärme*. Energiföretagen. https://www.energiforetagen.se/energifakta/kraftvarme/ [Hämtad: 2025-01-24].

Salomonsson, P. (2024). *Vad betyder alla ord inom stödtjänst- och balansmarknaden?*. Mölndal energi. https://www.molndalenergi.se/kunskap/vad-betyder-alla-ord-inom-stodtjanst-och-balansmarknaden [Hämtad: 2025-01-24].

Sami, A., Bilal Kadri, M., Aziz, N. & Pirwani, N. (2016). Design & simulation of fuzzy PID for hydro power plant. *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, s.683-687, doi:10.1109/INTECH.2016.7845077.

Shabani, A., Dhamo, D., Panxhi, D., & Zavalani, O. (2023). Modelling and Simulation of Residential Load Profiles as an Approach for Data-Driven Prediction. *European Journal of Engineering and Technology Research*, 8(1), s.59-65, doi:http://dx.doi.org/10.24018/ejeng.2023.8.1.2970.

SRP. (2024). *How SRP ensures your power quality*. Salt River Project. https://www.srpnet.com/customer-service/business-electric/power-quality [Hämtad: 2025-01-24].

Statkraft. (2025). *Electricity: The hydropower plants of tomorrow will deliver much more power*. https://www.statkraft.com/newsroom/explained/electricity-increased-power-to-be-as-important-as-increased-production-in-future-hydropower-plants/ [Hämtad: 2025-04-23].

Stödtjänster. (2024). *Spänningsreglering (Voltage Control).* https://stodtjanster.se/spanningsreglering-voltage-control/ [Hämtad: 2025-01-23].

Svk. (2024a). *Kraftsystemstabilitet*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/ [Hämtad: 2024-10-24].

Svk. (2024b). *Om ö-drift*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/om-odrift/ [Hämtad: 2024-10-24].

Svk. (2024c). *Sveriges elnät*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/ [Hämtad: 2025-01-20].

Svk. (2024d). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2024.pdf [Hämtad: 2025-01-20].

Svk. (2024e). *Utveckling av transmissionsnätet*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnatet/ [Hämtad: 2025-01-20].

Svk. (2024f). *Om ö-drift*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/om-odrift/ [Hämtad: 2025-01-21].

Svk. (2024g). *Frekvensstabilitet*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/ [Hämtad: 2025-01-22].

Svk. (2024h). *Frekvenshållningsreserv störning uppreglering (FCR-D upp)*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr-d-upp/ [Hämtad: 2025-01-22].

Svk. (2024i). *Automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR)*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/afrr/ [Hämtad: 2025-01-22].

Svk. (2024j). *Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR).* Svenska kraftnät. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/mfrr/ [Hämtad: 2025-01-22].

Svk. (2024k). *Spänningsstabilitet*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/ [Hämtad: 2025-01-23].

Svk. (2024l). *Rotorvinkelstabilitet*. Svenska kraftnät. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/rotorvinkelstabilitet/ [Hämtad: 2025-01-23].

Svk. (2025*). Frekvenshållningsreserv störning nedreglering (FCR-D ned).* Svenska kraftnät. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr-d-ned/ [Hämtad: 2025-01-22].

Swanson, K. (2024). *Forsmark 2 har på fredagen 26 januari meddelat marknaden om en förlängning av enturbinsdriften*. Vattenfall. https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2024/reparationsarbeten-pa-forsmark-2-paborjade [Hämtad: 2025-01-21].

Söderberg, K. & Lundén P. (2023). *Digital resiliens inom energisektorn - En rapport om energisektorns digitala systems resiliens och deras roll för samhällets motståndskraft och funktion*. RISE. https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1819394/FULLTEXT01.pdf [Hämtad: 2025-01-21].

Tiwari, R. & Raj Chelliah, T. (2022). Design Improvement and Tuning of Excitation System ST5B With PSS3B and Coordinated OEL in Hydropower Plant. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58(5), s.5895-5907, doi: 10.1109/TIA.2022.3184667.

Unger, T., Sköldberg, H., Odenberger, M. Nyholm, E., Johnsson, J. & Blomqvist, P. (2023). *På vilka sätt kan fjärrvärmesektiorn bidra till ett leveranssäkert elsystem?*. Energiforsk. https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leverenssakert-elsystem.pdf [Hämtad: 2025-01-20].

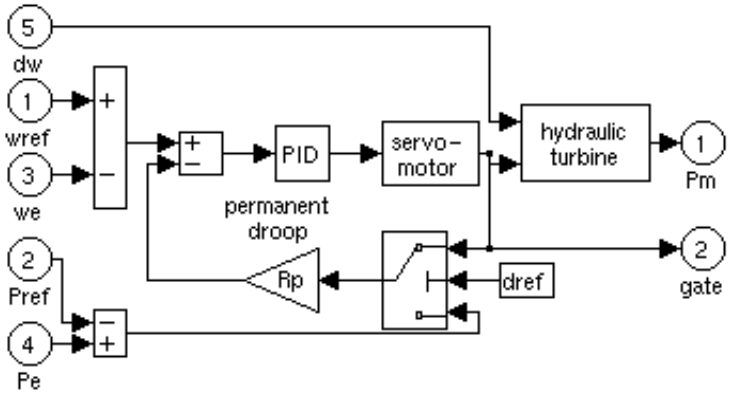
VEAB. (2025). *Så fungerar fjärrvärme i Växjö*. Växjö Energi AB. https://www.veab.se/foretag/fjarrvarme/sahar-fungerar-fjarrvarme/ [Hämtad: 2025-01-22].

Wikipedia. (2019). *Voltage spike*. https://en.wikipedia.org/wiki/Voltage_spike [Hämtad: 2025-01-24].

Zhao, Y., Zhang, T., Sun, L., Zhao, X., Tong., L., Wang., L., Ding, J. & Ding, Y. (2022). Energy storage for black start services: A review. *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*, 29(4), s.691-704, doi:https://doi.org/10.1007/s12613-022-2445-0.

Appendix A

Hydraulic turbine and governor



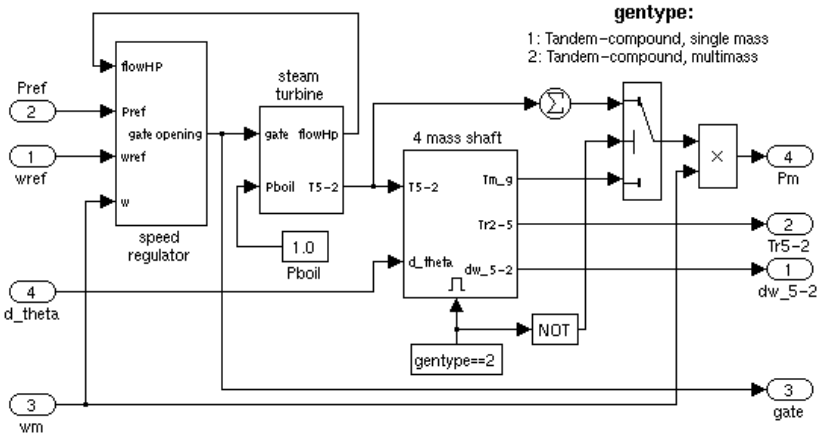
Tabell 7. Beskrivning av parametrarna i Hydraulic turbine and governor-blockets styrsystem, samt dess inställda värden.

Parameter	Värde	Beskrivning
		Servomotor
Ka() Ta(sec)	1 0.01	Förstärkning *Ka* styr hur starkt servomotorn reagerar på styrsignal. Tidskonstant *Ta* styr tiden för servomotorn att uppnå önskad position. Värden uppskattade utifrån litteratur (ENTSO-E, 2017).
		Permanent droop and regulator
Rp() Kp() Ki() Kd() Td(s)	0.05 3 0.6 0 0.01	Statik *Rp* anger hur stor frekvensavvikelse som krävs för fullt effektutslag. Proportionell förstärkning *Kp* styr hur snabbt regulatorn reagerar på frekvensavvikelser. Integrerande förstärkning Ki tar bort långsiktiga avvikelser genom långsam justering av öppning. Deriverande förstärkning Kd dämpar svängningar (begränsad av tidskonstant Td). Värden utgår från simulerade tester.
		Gate opening limits
gmin (pu) gmax (pu) vgmin (pu/s) vgmax (pu/s)	0.01 0.98 -0.1 0.1	Minimal/maximal öppning av dammlucka *gmin / gmax*. Minimal/maximal hastighet för stängning av dammlucka *vgmin / vgmax*. Förinställt standardvärde.
		Hydraulic turbine

β() Tw(sec)	0 1.7	Hastighetsavvikande dämpningskoefficient β och vattenanloppstid *Tw*. Beskriver fördröjning i vattnets rörelse (dynamisk effekt). Vattenanloppstiden beräknandes utifrån $T_w = \frac{q \times L}{g \times h \times A}$ där q=vattenflöde (m^3/s), h=fallhöjd (m), L=tilloppstubens längd (m), A=tilloppstubens area (m^2), g=9.81m/s^2.
Droop reference		
0=power error 1=gate opening	0	Ingång för feedback loop: grind öppen (=1) eller elektrisk effektavvikelse (=0). Förinställt standardvärde.
Initial mechanical power		
(pu)	0	Den effekt som turbinen börjar med i simuleringen.

Appendix B

Steam turbine and governor



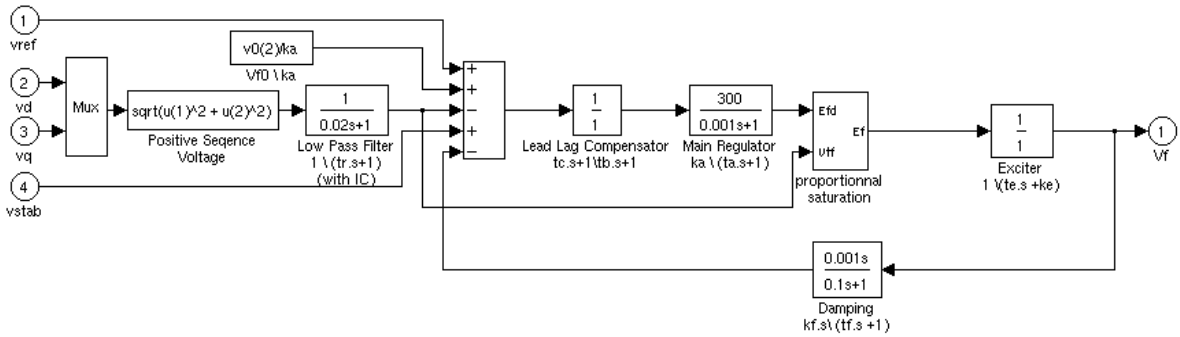
Tabell 8. Beskrivning av parametrarna i Steam turbine and governor-blockets styrsystem, samt dess inställda värden.

Parameter	Värde	Beskrivning
		Regulator gain, perm. droop, dead zone
Kp Rp(pu) Dz(pu)	1 0.05 0	Proportionell förstärkning *Kp* styr hur snabbt regulatorn reagerar på frekvensavvikelser. Statik *Rp* anger hur mycket avvikelse i frekvensen som ger 100% effektutslag. Dead zone *Dz* anger intervall kring nominell frekvens där regleringen inte reagerar. Värden angivna av kraftverket.
		Gate opening limits
gmin (pu) gmax (pu) vgmin (pu/s) vgmax (pu/s)	0 4.5 -0.1 0.1	Minimal/maximal öppning av ångventil *gmin / gmax*. Minimal/maximal hastighet för stängning av ångventil *vgmin / vgmax*. Förinställda standardvärden.
		Nominal speed
rpm	1500	Turbinens märkhastighet (varv per minut). Värde angivet av kraftverket.
		Speed relay and servo-motor time constants
Tsr(s) Tsm(s)	0.001 0.15	Konstanter som styr hur snabbt turbinen reagerar på en styrsignal – *Tsr* för reläts reaktionstid, *Tsm* för hur snabbt ventilen rör sig. Förinställda standardvärden.

Turbine torque fractions		
F2 F3 F4 F5	0.5 0.5 0 0	Fördelningen av vridmomentet till olika axlar i turbinkedjan, högtryckssteget vs lågtryckssteget. Stegen antas fördelas lika. Behöver summera 1.
Steam turbine time constants		
T2 T3 T4 T5	0.2 0.3 0 0	Tidskonstanter som beskriver fördröjning från att ventilen släpper in mer ånga till att det ger mekaniskt moment från respektive turbinsteg. Värde angivet av kraftverket.
Initial power		
pu	0	Den effekt som turbinen börjar med i simuleringen.

Appendix C

Excitation system



Tabell 9. Beskrivning av parametrarna i Excitation system-blockets reglersystem, samt dess inställda värden.

Parameter	Värde vattenkraft	Värde kraftvärme	Beskrivning
Regulator gain and time constant			
Ka() Ta(s)	300 0.001	100 0.001	Förstärkningsfaktor *Ka* justerar styrka på regleringen. Tidskonstant *Ta(s)* styr hur snabbt regulatorn svarar på förändringar i spänningen. Värden utgår från simulerade tester.
Low-pass filter time constant			
Tr(s)	20e-3	20e-3	Tidskonstant *Tr(s)* filtrerar högfrekventa störningar i systemet. Förinställda standardvärden.
Ke() Te(s)	1 0	1 0	Förstärkningsfaktor *Ke()* bestämmer styrka på reaktion av förändringar i regulatorn, och tidskonstant *Te(s)* hastighet på reaktionen. Förinställda standardvärden.
Transient gain reduction			
Tb(s) Tc(s)	0 0	0 0	Konstanterna *Tb(s)* och *Tc(s)* används för att minska transienta förstärkningen under kortvariga störningar eller lastförändringar. Förinställda standardvärden.

Damping filter gain and time constant			
Kf() Tf(s)	0.001 0.1	0.001 0.1	Försträkning *Kf()* bestämmer dämpning av oscillerande beteenden och tidskonstant *Tf(s)* hastighet på dämpningen. Förinställda standardvärden.
Regulator output limits and gain			
Efmin (pu) Efmax (pu) Kp()	-11.5 11.5 0	-11.5 11.5 0	Minimala/maximala intervallet för fältspänningen *Efmin* / *Efmax*. Förstärkning *Kp* styr hur starkt fältspänningen förstärks. Förinställda standardvärden.
Initial values of terminal voltage and field voltage			
Vt0 (pu) Vf0 (pu)	1 1	1 1	Initialvärden för terminalspänning *Vt0* och fältspänning *Vf0*.

Appendix D

Synchronous machine

Tabell 10. Beskrivning av parametrarna i Synchronous machine-blockets styrsystem, samt dess inställda värden.

Parameter	Värde vattenkraft	Värde kraftvärme	Beskrivning
Nominal power, line-to-line voltage, frequency			
Pn(VA) Vn(Vrms)	700e3 5e3	30.6e6 11e3	Generatorns märkeffekt *Pn(VA)* samt line-to-line spänningen *Vn(Vrms).* Värden angivna av kraftverken.
Stator resistance			
Rs(pu)	2.8544e-3	3e-3	*Rs(pu)* representerar elektriska förluster i statorlindningarna på grund av resistiv uppvärmning. Värden angivna av kraftverken.
Reactances			
Xd Xd' Xd'' Xq Xq'' Xl	1.305 0.296 0.252 0.474 0.243 0.18	1.305 0.296 0.252 0.474 0.243 0.18	Reaktanser i generatorn vid olika scenarion. *Xd* och *Xq* i stationärt tillstånd. *Xd'* vid en kortvarig förändring. *Xd''* och *Xq''* omedelbart efter en snabb förändring. *Xl* läckreaktansen från statorn. Förinställda standardvärden.
Inertia coefficient, friction factor, pole pairs			
H(s) F(pu) p()	3 0 10	3.37 0 2	Tröghetskontsant *H(s)* anger motstånd mot hastighetsändring. Faktor *F(pu)* beskriver friktion i förhållande till hastighet. Polpar *p()* är antalet magnetpolpar i rotorn. Värden angivna från kraftverken, eller beräknade enligt: $H = \frac{J \times w^2}{2 \times S_n}$ där J=tröghetsmoment (kgm^2),

			w=rotationshastighet (rad/s), Sn=märkeffekt (VA)
Time constants			
Td’ Td´´ Tqo’’	1.01 0.053 0.1	1.01 0.053 0.1	Tidskonstanter för störningar. *Td’* anger hur snabbt magnetfältet i d-axeln ändras efter en störning. *Td’’* hur snabbt kortslutningsströmmen i d-axeln minskar direkt efter ett fel. *Tqo’’* anger hur snabbt flödet i q-axeln avtar vid störning. Förinställda standardvärden.
Active power generation			
P(W)	560e3	24.48e6	Effekten *P(W)* från generatorn som levereras till elnätet. Beräknades enligt: $P = S \times cos\varphi$ där S=generatorns märkeffekt (VA), cosφ=effektfaktor

Appendix E

Three-phase transformers

Tabell 11. Beskrivning av parametrarna i Three-phase transformers-blocket, samt dess inställda värden.

Parameter	Värde vattenkraft	Värde kraftvärme	Beskrivning
Connections			
1: ABC-abc 2: ABC-abc 3: ABC-abc	Yg-Yg - D-Yg	Yg-Yg Yg-Yg D-Yg	Lindningsanslutningar för transformatorerna. 1 motsvarar transformatorn närmast generatorn och 3 motsvarar lokalnätstransformatorerna. Värden angivna av kraftverken.
Nominal power and frequency			
1: Pn(VA) 2: Pn(VA) 3: Pn(VA)	700e3 - 200e3	20e6 10e6 200e3	Märkeffekt *Pn(VA)* för transformatorerna. Värden angivna av kraftverken.
Winding 1 parameters			
1: Ph-Ph(Vrms) 2: Ph-Ph(Vrms) 3: Ph-Ph(Vrms)	5e3 - 11e3	11e3 70e3 11e3	Fas-till-fas nominella spänningen *Ph-Ph(Vrms)* för primärlindningen.
Winding 1 parameters			
R1(pu) L1(pu)	0.0027 0.08	0.0027 0.08	Resistans *R1(pu)* och läckinduktans *L1(pu)* för lindning 1 på transformatorerna. Förinställda standardvärden.
Winding 2 parameters			
1: Ph-Ph(Vrms) 2: Ph-Ph(Vrms) 3: Ph-Ph(Vrms)	11e3 - 400	70e3 11e3 400	Fas-till-fas nominella spänningen *Ph-Ph(Vrms)* för sekundärlindningen.
Winding 2 parameters			

R2(pu) L2(pu)	0.0027 0.08	0.0027 0.08	Resistans *R2(pu)* och läckinduktans *L2(pu)* för lindning 2 på transformatorerna. Förinställda standardvärden.
Magnetization resistance and inductance			
Rm(pu) Lm(pu)	500 500	500 500	Magnetiseringsresistans *Rm(pu)* samt magnetiseringsinduktans *Lm(pu)* för transformatorerna. Förinställda standardvärden.

Appendix F

Distributed parameters line

Data för fastighet 1, 2, 4, 5, 9, 10, 11, 12, 13 och 15 från en fördelningsstation. Sträckan från vattenkraftverket till fördelningsstationen är totalt 1540m varav den längsta kabeltyp är högspänningskabel X_1. Kabelnamnen anonymiseras i rapporten och kabelsträckan är inlagd med medvetna fel. Från denna fördelningsstation förgrenar sig nätet sedan i 8 riktningar via högspänningskablar fram till varsin lokalnätstransformator. För vardera sträcka läggs kabellängderna ihop och representeras av längsta kabeltyp. Fastighet 1 och 2 samt fastighet 12 och 13 utgår båda från samma lokalnätstransformatorer. Från lokalnätstransformatorerna går slutligen lågspänningskablar ut till fastigheterna och kabeltyp samt kabellängd läggs ihop likt föregående.

Data för fastighet 3, 6, 7, 8 och 14 utgår direkt från vattenkraftverket och sammanräknas med hjälp av tidigare beskriven metod, där fastighet 6 och 7 utgår från samma lokalnätstransformator. I Tabell 12 presenteras kabeltyp och kabellängd för respektive fastighet. Tabellen presenterar om data utgår från fördelningsstation *F* eller från vattenkraftverket *VK*. Högspänningskabeln representerar sträckan fram till lokalnätstransformatorn och lågspänningskabeln representerar lokalnätstransformator till fastighet.

Tabell 12. Förenklad kabeldata för respektive fastighet från vattenkraftverket.

Fastig-het	Utgår från	Högspännings-kabel (Längsta kabeltyp)	Total kabel-längd (m)	Lågspännings-kabel (Längsta kabeltyp)	Total kabel-längd (m)
1	F	X_2	470	X_5	100
2	F	-	-	X_6	50
3	VK	X_4	1160	X_7	200
4	F	X_3	420	X_7	70
5	F	X_3	610	X_8	190
6	VK	X_2	2070	X_7	280
7	VK	-	-	X_6	210
8	VK	X_4	2170	X_6	20

9	F	X_4	1320	X_9	40
10	F	X_4	600	X_8	90
11	F	X_3	390	X_7	170
12	F	X_4	290	X_6	70
13	F	-	-	X_8	170
14	VK	X_4	760	X_6	60
15	F	X_4	320	X_7	340

Kablarna från kraftvärmeverket passerar alla vattenkraftverket. Från kraftvärmeverket går flera högspänningskablar fram till en nätstation som tillsammans är 3910m långa och representeras av längsta kabeltyp X_3. Från nätstationen går ytterligare högspänningskablar fram till vattenkraftverket som totalt är 1930m och representeras av längsta kabeltyp X_4. Därefter utgår modellen från samma elnätsstruktur som presenterats i Tabell 12. Data för motsvarande kabeltyp som appliceras av modellen återfinns i Tabell 13.

Tabell 13. Kabelvärden för respektive kablar.

Högspännings-kabel	**Resistans (Ohm/km)**	**Nollföljdsresistans (Ohm/km)**	**Reaktans (Ohm/km)**	**Nollföljdsreaktans (Ohm/km)**
X_1	0.0799	0	0.0850	0
X_2	0.2099	0	0.1099	0
X_3	0.2099	0	0.0939	0
X_4	0.1500	0	0.0939	0
Lågspännings-kabel	**Resistans (Ohm/km)**	**Nollföljdsresistans (Ohm/km)**	**Reaktans (Ohm/km)**	**Nollföljdsreaktans (Ohm/km)**
X_5	0.2099	0	0.0689	0.001
X_6	0.1250	0.1250	0.0780	0.0780
X_7	0.0991	0.0991	0.0740	0.0740
X_8	0.1000	0	0.0689	0.0010
X_9	0.2099	0	0.0719	0.0010

Appendix G

Klusteruppdelning

Tabell 14. Presentation av uppdelade kluster i pålastningsstrategin.

Scenario	Kluster	Effekt (kW)	Pålastning (tid)
Vattenkraft medeleffekt	Fastighet 1-2 Fastighet 3-8 Fastighet 9-13 & 15 Fastighet 14	63 63 59 59	5 sek 25 sek 45 sek 65 sek
Vattenkraft maxeffekt	Fastighet 2 Fastighet 9 & 15 Fastighet 1 & 3 Fastighet 4-7 & 11-13	92 95 98 87	45 sek 25 sek 5 sek 65 sek
Kraftvärmeverk medeleffekt	Fastighet 1-3 Fastighet 4-8 Fastighet 9-12 & 15 Fastighet 13-14	190 213 213 182	45 sek 25 sek 5 sek 65 sek
Kraftvärmeverk maxeffekt	Fastighet 1-3 Fastighet 4-8 Fastighet 9-12 & 15 Fastighet 13-14	190 213 213 182	45 sek 25 sek 5 sek 65 sek