UPPSALA UNIVERSITET

UPTEC ES 25016
Examensarbete 30 hp
Juni 2025

Rotationsenergi i framtidens kraftsystem

En fallstudie av Mälarenergis möjligheter att bidra till frekvensstabilitet genom mekanisk och syntetisk rotationsenergi

Julia Mikaelsdotter

Civilingenjörsprogrammet i energisystem

UPPSALA UNIVERSITET

Rotational energy in the power system of the future

Julia Mikaelsdotter

Abstract

The transition towards a power system with a higher share of intermittent production, such as wind and solar, leads to a power system with a lower share of synchronously connected machines. This leads to a decrease in available rotational inertia, which challenges the frequency stability of the Nordic synchronous area.

This thesis was conducted in collaboration with Mälarenergi AB, with the purpose to evaluate the company's potential contribution to the system inertia. Two solutions are investigated; the conversion of three decommissioned generators into synchronous compensators and the use of a planned battery system for synthetic inertia. The technical analysis includes calculations of inertia constants, stored rotational energy and active power delivery during frequency disturbances. Two approaches to the conversion are assessed; the full disconnection of the turbine and the de-blading of the turbine. Furthermore, an economic analysis regarding the conversion and operational costs for the synchronous compensators is done.

The results show that the decommissioned generators could contribute with a total of between 618 MWs and 1 298 MWs of rotational energy, depending on the turbine configuration. Generator 3 alone accounts for the majority of this contribution, 429 MWs and 900 MWs respectively. Generator 3 is therefore concluded to be the most viable option for conversion. However, the economic analysis indicates that the current market conditions do not justify the investment, since the investment cost is high and there's currently no remuneration model for rotational energy in the Nordic synchronous area.

It could be concluded that Mälarenergi has significant technical potential to support grid frequency stability, but the viability of these contributions depends on the implementation of financial incentives from the Nordic TSOs.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Uppsala

Handledare: Anton Hedén Sandberg Ämnesgranskare: Urban Lundin

Examinator: Petra Jönsson

Populärvetenskaplig sammanfattning

Vad händer med elnätet om vinden mojnar eller solen går i moln? Dagens samhälle strävar mot nettonollutsläpp, vilket bland annat innefattar att ersätta all fossilbaserad elektricitetsproduktion med förnybara energikällor som sol- och vindkraft. I och med denna omställning försvinner en för kraftsystemet viktig egenskap: tröghet. Dessa energikällors väderberoende innebär att de är oförutsägbara, vilket medför ett behov av att koppla energikällorna till elnätet via kontrollmekanismer. Detta skiljer sig från klassisk energiproduktion, vars generatorer ofta kopplas direkt till elnätet och är således synkront kopplade. När dessa stora generatorer roterar finns det energi lagrad i dess rörelse, så kallad rotationsenergi, vilket bidrar till elnätets förmåga att hålla frekvensen stabil. Denna rotationsenergi agerar som ett skyddsnät för elnätets frekvensstabilitet, och en minskning av den tillgängliga rotationsenergin leder till att elnätet reagerar snabbare och mer okontrollerat på störningar. Detta kan i värsta fall leda till strömavbrott.

Detta examensarbete undersöker hur energibolaget Mälarenergi kan bidra med extra rotationsenergi till kraftsystemet, och på så vis gynna systemstabiliteten. Detta kan göras genom att antingen återanvända gamla generatorer som tagits ur drift eller genom att utnyttja ett planerat batterilager. På så sätt kan företaget bidra med rotationsenergi – antingen mekanisk (som i ett snurrande hjul) eller syntetisk (genom smart styrd elektricitet från batterier).

Företaget har tre generatorer som har tagits ur drift, och i arbetet utreds möjligheterna för att bygga om dem till så kallade synkronkompensatorer. En synkronkompensator är en maskin som är kopplad synkront till elnätet, men den är inte kopplad till varken någon elproduktion eller konsumtion. Dess syfte är istället att snurra med elnätet och lagra rotationsenergi, för att hjälpa stabilisera elnätets frekvens ifall någonting oväntat händer. Beräkningarna visar att Mälarenergis tre maskiner skulle kunna tillföra mellan 618 och 1 298 megawattsekunder (MWs) av rotationsenergi, beroende på hur generatorn kopplas ihop med turbinen. Den största generatorn G3 står för merparten av denna potential, den bidrar ensam med 429 respektive 900 MWs av denna rotationsenergi. Detta är en betydande mängd, och representerar ungefär 0,5% av Nordens årsmedelvärde för tillgänglig rotationsenergi år 2024.

Utöver de gamla generatorerna har Mälarenergi även potential att bidra med syntetisk rotationsenergi via deras planerade batteripark. Batterier kan inte snurra, men med rätt kontrollmekanismer kan de däremot reagera snabbt på förändringar i elnätet. Med rätt styrning kan batterier alltså kontrolleras för att efterlikna synkronkompensatorers respons på frekvensförändringar, vilket kan bli en viktig egenskap i framtidens kraftsystem.

Problemet i nuläget är att det saknas ekonomiska incitament för att investera i resurser som bidrar med rotationsenergi. Historiskt sett har brist på rotationsenergi i Nordens synkronområde inte varit ett problem, tack vare vår höga andel vatten- och kärnkraft. Av denna anledning finns det i nuläget ingen ersättningsmodell för rotationsenergi, eftersom kraftsystemet tidigare har fått det ”gratis”. Detta innebär att investeringarna som krävs för att bygga om generatorer/optimera batterier i nuläget inte lönar sig. Däremot kan framtiden se annorlunda ut. Svenska Kraftnät, som ansvarar för elöverföringen i Sverige, ser att det i framtiden kan finnas ett behov för att införa en ersättning för rotationsenergi - men när och hur detta kommer ske är oklart.

Sammanfattningsvis visar examensarbetet att vi redan idag har resurser som kan hjälpa till att stabilisera frekvensen på framtidens elnät, men att rätt förutsättningar krävs för att de ska implementeras. Mälarenergi har betydande potential att bidra med rotationsenergi, både genom sina avvecklade generatorer och genom den planerade batteriparken, men för att detta ska realiseras krävs ekonomiska incitament.

Exekutiv sammanfattning

Examensarbetet bekräftar att det nordiska kraftsystemet står inför ökade utmaningar gällande frekvensstabilitet, i samband med en minskad tillgänglig rotationsenergi till följd av minskad synkront ansluten kraftproduktion. Ett kraftsystems tillgängliga rotationsenergi är en kritisk faktor för systemets transienta stabilitet, och Svenska Kraftnät konstaterar därför att rotationsenergi är någonting som troligtvis kommer ersättas ekonomiskt i framtiden.

Examensarbetet är utfört på uppdrag av Mälarenergi AB för att undersöka företagets potential att bidra till rotationsenergi, både till mekanisk rotationsenergi via konverteringen av företagets avvecklade generatorer till synkronkompensatorer samt till syntetisk rotationsenergi genom den planerade batteriparken. Beräkningarna visar att Mälarenergis tre avvecklade generatorer har potential att bidra med totalt cirka 618 MWs i rotationsenergi vid en total bortkoppling av turbinerna eller 1 298 MWs rotationsenergi vid en avbladning av turbinerna. Bara generator 3 kan bidra med 429 MWs respektive 900 MWs i de två scenarierna, vilket troligtvis kommer vara det mest ekonomiskt lönsamma alternativet för Mälarenergi. Utöver synkronkompensatorernas bidrag med rotationsenergi skulle de även bidra med andra viktiga systemnyttor som kortslutningseffekt och reaktiv effektreglering.

En ekonomisk analys pekar på att konvertering till synkronkompensatorer innebär betydande initiala kostnader, vilket i kombination med bristen på ersättning för rotationsenergi leder till ett saknat incitament för konverteringen. Av samma anledning saknar batteriparken incitament att modifieras för att kunna bidra med syntetisk rotationsenergi. Däremot kan investeringen visa sig vara lönsam i framtiden, ifall en ersättning för rotationsenergi etableras. Företaget rekommenderas därför att fortsatt följa Svenska Kraftnäts arbete med ersättningsmodeller för rotationsenergi. När de rätta ekonomiska förutsättningarna uppstår bedöms Mälarenergi ha goda möjligheter att vidare bidra till kraftsystemets stabilitet och skapa nya intäktsströmmar.

Förord

Det är med stor glädje och tacksamhet jag presenterar mitt examensarbete, som markerar slutet på mina studier till civilingenjör i energisystem vid Uppsala universitet och Sveriges lantbruksuniversitet. Arbetet har utförts i samarbete med Mälarenergi i Västerås, och jag vill rikta ett stort tack till alla medarbetare på Mälarenergi som bistått mig under denna våren. Ett extra stort tack till min handledare Anton Hedén Sandberg och Anders Einarsen. Jag vill även uttrycka min tacksamhet till Mälarenergi för detta väldigt intressanta ämne för ett exjobb, det har varit ett nöje att få spendera våren med att djupdyka i rotationsenergins roll i kraftsystemet.

Jag vill även rikta ett stort tack till Urban Lundin och Danilo Laban vid Uppsala universitet, som båda har svarat på frågor och funderingar under våren. Bådas eran kunskap och vägledning har varit väldigt värdefull för mig under arbetets gång.

Min studietid i Uppsala har varit otroligt minnesvärd, och alla personer involverade ska ha det största av tack för att ni har gjort denna resa så betydelsefull!

Uppsala, juni 2025
Julia Mikaelsdotter

Innehåll

1 Inledning **1**
1.1 Syfte . . . 1
1.2 Frågeställningar . . . 1
1.3 Avgränsningar . . . 1

2 Bakgrund och teori **2**
2.1 Produktion av elektricitet i Nordens synkronområde . . . 2
2.1.1 Framtidsprognoser . . . 3
2.1.2 Det dimensionerande felet . . . 3
2.2 Rotationsenergi . . . 4
2.2.1 Tröghetskonstant . . . 5
2.2.2 Rotationsenergins stabiliserande roll i elnätet . . . 5
2.2.3 Den dimensionerande nivån av rotationsenergi . . . 8
2.3 Kompensering och ersättning av rotationsenergi . . . 8
2.3.1 Synkronkompensatorer . . . 8
2.3.2 Snabb frekvensreserv . . . 8
2.3.3 Syntetisk rotationsenergi . . . 9
2.4 Synkronmaskiners ytterligare bidrag till systemnytta . . . 9
2.5 Mälarenergis resurser . . . 10
2.5.1 Avvecklade generatorer . . . 10
2.5.2 Planerad batteripark . . . 11

3 Metod **12**
3.1 Litteraturstudie . . . 12
3.2 Beräkningar av synkronkompensatorernas potential . . . 12
3.3 Intervjuer . . . 12

4 Resultat **13**
4.1 Omvärldsanalys - närliggande synkronområdens lösningar för rotationsenergi . . . 13
4.2 Nordiska synkronområdets balanseringsmarknad . . . 14
4.2.1 Framtida utsikter för en marknad för rotationsenergi . . . 14
4.2.2 Olika resursers potentiella bidrag till systemnytta . . . 15
4.3 Mälarenergis resurser och dess potential . . . 17
4.3.1 Mekanisk rotationsenergi via synkronkompensatorer . . . 17
4.3.2 Syntetisk rotationsenergi via batteripark . . . 18
4.3.3 Dynamisk FFR via batteripark . . . 19
4.4 Ekonomisk analys för synkronkompensatorerna . . . 20
4.4.1 Utgifter för ombyggnation . . . 20
4.4.2 Utgifter för driftskedet . . . 21
4.4.3 Lönsamhetsanalys för ombyggnation av G3 . . . 23
4.4.4 Känslighetsanalys för lönsamhetsanalysen . . . 25

5 Diskussion **26**
5.1 Systemperspektiv på behovet av rotationsenergi . . . 26
5.2 Mälarenergis resurser . . . 26
5.3 Ekonomisk analys . . . 27
5.4 Felanalys . . . 28
5.5 Vidare studier . . . 29

6 Slutsatser **30**

Bilaga A Härledning av effekttillförsel från en synkronmaskin **38**

1 Inledning

Det ökande elektricitetsbehovet har medfört en ökad andel intermittent kraftproduktion, vilket har som konsekvens att andelen elektricitetsproduktion från synkronmaskiner minskar [1]. Systemets synkronmaskiner bidrar med en inneboende tröghet mot frekvensändringar, vilket innebär att de bidrar till kraftsystemets rotationsenergi (även benämnt svängmassa). Denna rotationsenergi spelar en viktig stabiliserande roll i elnätet, och i samband med dess minskning finns ett behov av kompenserande åtgärder. Införandet av den avhjälpande åtgärden Snabb frekvensreserv (FFR) var just av denna anledning, att hantera kraftsystemets frekvensstabilitet vid tillfällen med låg rotationsenergi utan att införa ett krav på rotationsenergi [2].

Svenska Kraftnät (SvK) förutser att det i framtidens kraftsystem troligtvis kommer finnas ett behov av att implementera någon sorts ekonomisk ersättning även för rotationsenergi, vilket skapar ett intresse för att undersöka de potentiella möjligheterna [3]. En aktuell produkt är den så kallade synkronkompensatorn, som kopplas synkront till elnätet utan att varken producera eller konsumera aktiv effekt (utöver förlusterna) [4]. Synkronkompensatorn bidrar på så sätt till kraftsystemets rotationsenergi.

Företaget Mälarenergi AB äger tre generatorer som har tagits ur bruk, och i samband med det helt kopplats bort från elnätet. Företaget vill därför utreda generatorernas potential vid en konvertering till synkronkompensatorer, för att kunna bidra med rotationsenergi till kraftsystemet. Företaget är även intresserade av att utreda hur de skulle kunna bidra med syntetisk rotationsenergi via sin kommande batteripark.

1.1 Syfte

Syftet med examensarbetet är att undersöka det nuvarande och framtida behovet av extra tillförd rotationsenergi, samt utreda hur Svenska Kraftnät ämnar att upprätthålla tillräckliga nivåer. Examensarbetet avser även att beskriva outnyttjade synkronmaskiners potentiella rotationsenergibidrag, samt undersöka en batteriparks potentiella bidrag via syntetisk rotationsenergi. Vidare ämnar examensarbetet även att presentera en ekonomisk analys för ombyggnationen och driften av generatorerna som synkronkompensatorer.

1.2 Frågeställningar

- Hur stort är behovet av rotationsenergi i kraftsystemet, och hur ser behovet och möjligheterna för kompensering av detta ut?
- Hur kan olika resurser bidra till att kompensera för låga nivåer av rotationsenergi?
- Hur stor potential har Mälarenergi att bidra med rotationsenergi till kraftsystemet genom att konvertera sina avvecklade generatorer till synkronkompensatorer?
- Kan detta vara kostnadseffektivt att implementera?

1.3 Avgränsningar

Under arbetets gång har flertalet avgränsningar gjorts. Omvärldsanalysen har begränsats till att undersöka synkronområden i Europa. Beräkningarna för elektricitetskostnaderna för att driva synkronkompensatorerna har endast gjort med utgång i år 2024:s elpriser. Inga möjligheter gällande implementering av extra svänghjul har undersökts.

2 Bakgrund och teori

Detta avsnitt presenterar den väsentliga informationen och de teoretiska begrepp som krävs för att förstå rapportens resultat. Detta inkluderar förklaringar av den nuvarande samt prognostiserade framtida produktionen av elektricitet i Norden, rotationsenergi och dess roll i elnätet, hur rotationsenergi kan ersättas, samt en sammanställning av Mälarenergis aktuella resurser.

2.1 Produktion av elektricitet i Nordens synkronområde

Sverige, Norge, Finland och den danska elzonen DK2 ingår i samma synkronområde, vilket innebär att ländernas elnät är synkroniserade till samma frekvens eftersom de är sammankopplade genom växelströmsförbindelser [5]. Synkronområdet hanterar frekvensstabilitet gemensamt, eftersom frekvens är en global parameter i ett elektriskt växelströmssystem. Frekvensen i det nordiska synkronområdet balanseras mot 50 Hz, där målet är att upprätthålla en stabil frekvens oavsett omständigheter [6]. En viktig egenskap för ett kraftsystem är att elektricitet inte kan lagras, utan varje sekund måste det konsumeras lika mycket elektricitet som det produceras för att bibehålla frekvensen stabil [7].

Nordens länders elektricitetsproduktion samt andelen synkronmaskinbaserad produktion för år 2023 redovisas nedan i tabell 1. En synkronmaskin är en maskin som är direkt kopplad till elnätet, och dess rotor roterar därför synkront med elnätets elektriska frekvens. Att ha synkronmaskinbaserad elektricitetsproduktion är viktigt för frekvensstabiliteten i ett synkronområde, vilket förklaras vidare i avsnitt 2.2.2. För den synkronmaskinbaserade produktionen har det antagits att all energi som produceras av vattenkraft, kärnkraft, bioenergi, kol, olja och gas är kopplat till elnätet via synkronmaskiner.

Tabell 1: Länderna i Nordens synkronområdes elektricitetsproduktion samt hur stor andel av elproduktionen som är synkronmaskinbaserad, under året 2023 [8, 9, 10, 11].

	Sverige	**Norge**	**Finland**	**Danmark**	**Totalt**
Elektricitetsproduktion [TWh]	166,4	153,6	79,84	33,63	433,5
Synkronmaskinbaserad prod. [TWh]	129,2	138,2	64,56	11,10	343,1
Andel synkronmaskinbaserat	77,6%	90,0%	80,9%	33,0%	79,1%

I tabellen redovisas hela Danmarks elproduktion, och inte endast den för zonen DK2 som egentligen är den del av Danmark som ingår i Nordens synkronområde. Andelen synkronmaskinbaserad produktion i hela Danmark har alltså antagits vara representativ för den i DK2. Det kan observeras från tabell 1 att sammanslaget i Nordens synkronområde var ungefär 79% av elproduktionen synkronmaskinbaserad under 2023. Samma data, fast för kalenderåret 2013, presenteras i tabell 2.

Tabell 2: Länderna i Nordens synkronområdes elektricitetsproduktion samt hur stor andel av elproduktionen som är synkronmaskinbaserad, under året 2013 [8, 9, 10, 11].

	Sverige	**Norge**	**Finland**	**Danmark**	**Totalt**
Elektricitetsproduktion [TWh]	153,0	133,1	71,26	34,61	392,0
Synkronmaskinbaserad prod. [TWh]	143,2	131,3	70,48	22,97	367,8
Andel synkronmaskinbaserat	93,6%	98,6%	98,9%	66,4%	93,8%

Som redovisat i tabell 2 kan det fastställas att år 2013 stod de synkronmaskinbaserade elektricitetskällorna för ungefär 94% av Nordens synkronområdes elproduktion. Det kan konstateras att endast under de tio senaste åren har andelen synkronmaskinbaserad produktion i det nordiska synkronområdet sjunkit med 16 procent.

Anledningen till denna kraftiga minskning på bara tio år är huvudsakligen den stora ökningen av vindkraft och solenergi i området [1]. Både solenergi och vindkraft är intermittenta energikällor, och dess output gällande spänning och frekvens varierar därför beroende på väderförhållandena. Kraftslagen kopplas därför till elnätet via kraftelektronik för att kunna leverera effekt [12]. Detta innebär att när penetreringen av intermittenta energikällor ökar, leder det till att andelen synkronmaskinskopplad elproduktion minskar.

2.1.1 Framtidsprognoser

Energimyndigheten förutser att elkonsumtionen kommer att öka kraftigt fram till 2050 [13]. Energimyndighetens prognoser förutser att Sveriges elanvändning kommer uppgå till mellan 228 och 349 TWh år 2050, beroende på hur elektrifieringen utvecklas. I samtliga av de potentiella framtidsscenarierna förväntas både landbaserad vindkraft och solkraft stå för en större andel av elektricitetsproduktionen. I de undersökta scenarierna varierade vindkraftens bidrag mellan 127 TWh och 179 TWh, vilket är en enorm ökning från 2024:s 40,5 TWh från vindkraft [13, 14]. På samma vis förutses solenergins produktion uppgå till mellan 9 och 32 TWh till år 2050, vilket även det är en stor ökning från år 2024:s 2,5 TWh solenergi. Enligt Energimyndighetens prognoser förväntas alltså dessa två intermittenta energikällor stå för ungefär 60% av energiproduktionen, oavsett scenario.

Även Svenska Kraftnät gör sina egna framtidsprognoser för Sveriges elektricitetsförbrukning, vilka presenteras i deras rapport *Långsiktig Marknadsanalys* [1]. SvK presenterar fyra olika scenarier för Sveriges elproduktion år 2045, varav de scenarier med minst respektive högst andel intermittent elektricitet har 41,1% respektive 75,7% sol- och vindkraft i elektricitetsmixen.

Det kan konstateras att Energimyndighetens och Svenska Kraftnäts prognoser avviker mycket från varandra. Det som kan fastställas är att alla prognoser är eniga i den kraftiga ökningen av andelen intermittenta elektricitetskällor, jämfört med dagens 20,9% som redovisat i avsnitt 2.1. Redan idag upplever kraftsystemet utmaningar till följd av den redan relativt höga andelen intermittent elektricitet. Framtidens prognostiserade ytterligare ökning av intermittent elektricitet medför ett mindre förutsägbart kraftsystem med mindre tröghet, som kan innebära konsekvenser för kraftsystemets stabilitet [3].

2.1.2 Det dimensionerande felet

Målsättningen gällande elnätets stabilitet är att systemet ska klara av att hålla sig inom riktvärden för frekvensavvikelse, vid det största möjliga bortfallet av en enskild komponent [15]. I Nordens kraftsystem är den största enskilda komponenten Finlands kärnkraftsreaktor Olkiluoto 3, med en effekt på 1 600 MW. Olkiluoto 3 har dock en särskild skyddsmekanism som automatiskt kopplar bort 300 MW last när reaktorn trippar, vilket innebär att den maximala obalansen vid bortkoppling istället blir 1 300 MW [16]. Referensincidenten för Nordens synkronområde är därför istället bortfallet av Oskarshamn 3, vilket skulle resultera i en kraftobalans på 1 450 MW. Detta kallas för det dimensionerande felet, och används vid fastställning av krav på och behov av flera av kraftsystemets stödtjänster.

2.2 Rotationsenergi

Rotationsenergi är den kinetiska energin som finns lagrad hos en roterande kropp, vilket i sammanhanget för ett elektriskt system innebär den lagrade rörelseenergin i kraftsystemets synkront kopplade maskiner [17]. Ett objekt i rotation innehar en viss tröghet mot rörelseförändring, vilket innebär att det åtgår energi för att öka rotationshastigheten och det frigörs energi när rotationshastigheten minskas [18]. Den roterande massan motstår således förändringar i rotationshastigheten, såvida det inte sker en ändring av det externt tillförda vridmomentet [19]. Detta fenomen beskrivs av tröghetsmomentet I, som beskriver hur stort vridmoment som krävs för att objektet ska rotera kring en axel. En generatorrotor kan approximeras som en solid cylinder, och dess tröghet kan därför beräknas enligt ekvation 1.

$$I = \frac{mr^2}{2} \tag{1}$$

Där

I = Tröghetsmoment [kg $\cdot$ m^2]

m = massa [kg]

r = radie [m]

En annan relevant parameter är hur fort rotorn roterar kring den givna axeln, vilken beskrivs av rotationshastigheten enligt ekvation 2.

$$\omega = 2\pi f \tag{2}$$

Vinkelfrekvensen ω beskriver hur snabbt någonting roterar i radianer per sekund, istället för varv per sekund som frekvensen f beskriver. Uttrycket kan således användas både för den mekaniska frekvensen f_m som beskriver hur snabbt en maskins rotor roterar, samt även för den elektriska frekvensen f_e som är den elektriska signalens frekvens i växelström. Med hjälp av ekvation 1 och ekvation 2 kan det nu beräknas hur mycket rotationsenergi E_{rot} som finns lagrad i en roterande solid cylinder, vilket görs enligt ekvation 3.

$$E_{rot} = \frac{I\omega_m^2}{2} \tag{3}$$

Gällande rotationsenergi är det även relevant att kunna beräkna hur mycket effekt en synkronmaskin tillför elnätet vid en viss frekvensförändringshastighet. Detta beräknas enligt ekvation 4, och ekvationens härledning återfinns i bilaga A.

$$P = I \cdot 4\pi^2 \cdot \frac{f_e}{(pp)^2}\frac{df_e}{dt} \tag{4}$$

Där

P = effekt [W]

pp = Antalet polpar

En synkronmaskins poler refererar till de magnetiska polerna på rotorn, och ett polpar är således ett par av dessa magnetiska poler. I härledningen i bilaga A används antalet polpar för

att konvertera mekanisk frekvens till elektrisk frekvens med hjälp av sambandet i ekvation 5 nedan.

$$f_e = (pp) \cdot f_m \tag{5}$$

2.2.1 Tröghetskonstant

Tröghetskonstanten är en parameter som används för att kvantifiera hur mycket rotationsenergi en synkronmaskin innehar. Tröghetskonstanten för en maskin är ett fast värde som beskriver hur lång tid maskinen kan producera energi på märkeffekt, med endast den lagrade rotationsenergin som finns i rotorn vid rotation på nominellt varvtal [20]. Konstanten beräknas genom att dividera maskinens rotationsenergi E_{rot} med den nominella skenbara effekten S_{nom} enligt ekvation 6.

$$H = \frac{E_{rot}}{S_{nom}} = \frac{I\omega_m^2}{2S_{nom}} \tag{6}$$

Där

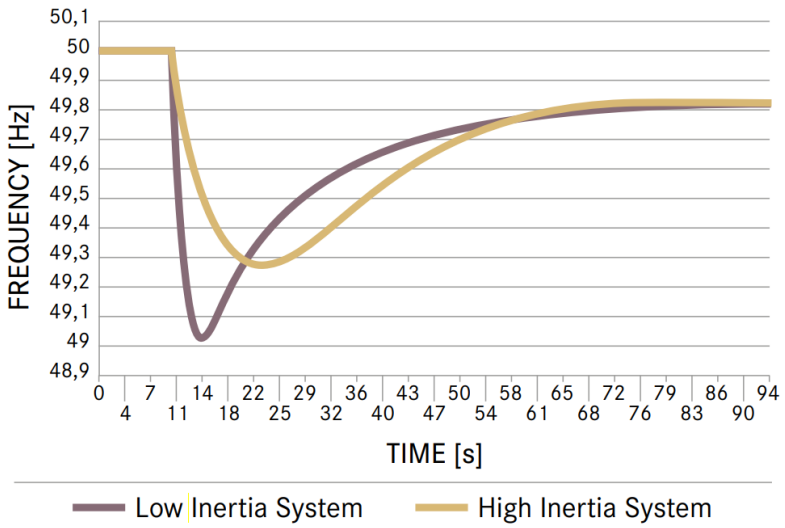
H = Tröghetskonstanten [s]

S_{nom} = Nominell skenbar effekt [VA]

Tröghetskonstanten varierar beroende på vilken sorts turbin som driver generatorn, och turbintypen är generellt sett olika för olika energikällor. H-värdet varierar därför generellt mellan 2-8 sekunder beroende på den drivande energikällan [20]. Desto högre tröghetskonstant, desto större bidrag till frekvensstabiliteten.

2.2.2 Rotationsenergins stabiliserande roll i elnätet

Synkronmaskiner har förmågan att avge och uppta energi momentant, vilket innebär att maskinernas rotationsenergi bidrar till att frekvensförändringar sker långsammare. Ett kraftsystem behöver rotationsenergi för att bibehålla frekvensstabiliteten efter störningar. Figur 1 illustrerar systemresponsen efter en stor störning, och visar på skillnaden mellan ett system som innehar mycket rotationsenergi och ett system med mindre rotationsenergi.



Figur 1: Frekvenssvar efter en stor störning från ett kraftsystem med mycket rotationsenergi och ett system med lite rotationsenergi [12].

Detta kan förklaras med hjälp av Swingekvationen, som är en ekvation som används för att beskriva hur en synkronmaskins rotor svarar på störningar i kraftsystemet. Ekvationen är applicerbar under antagandet att kraftsystemet i fråga är ett balanserat trefassystem, och att även störningen är balanserad [21]. Swingekvationen för en enskild maskin är utskriven i ekvation 7.

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) \tag{7}$$

Där

ω_{syn} = Nominell elektrisk vinkelfrekvens [rad/s]

δ = Elektrisk lastvinkel [rad]

P_m = Mekanisk effekt som levereras av drivmotorn (minus mekaniska förluster) [W]

P_e = Elektrisk effekt som generatorn levererar till elnätet (plus elektriska förluster) [W]

Den högra sidan av ekvation 7 representerar skillnaden mellan levererad mekanisk effekt och elektrisk effekt, och huruvida detta värde är positivt eller negativt fastställer ifall rotorn accelererar eller retarderar [21]. Om $P_m(t) > P_e(t)$ kommer rotorn accelerera och lagra effektskillnaden som rotationsenergi, vilket även innebär att effektvinkeln δ kommer öka. Av samma anledning kommer fallet $P_m(t) < P_e(t)$ leda till att rotorn retarderar och δ minskar, eftersom generatorn i detta fall levererar mer elektrisk effekt än vad som vid tillfället är mekaniskt genomförbart.

Förstaderivatan av lastvinkeln δ är samma sak som synkronmaskinens elektriska vinkelfrekvens ω_e, alltså $\frac{d\delta}{dt} = \omega_e$. Ifall detta sätts in i ekvation 7, kan Swingekvationen skrivas om enligt ekvation 8.

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d\omega_e(t)}{dt} = P_m(t) - P_e(t) \tag{8}$$

Som konstaterat i ekvation 2 är ω direkt proportionell mot frekvensen f enligt $\omega = 2\pi f$. Ekvation 8 kan följaktligen skrivas om enligt ekvation 9 nedan.

$$\frac{df_e(t)}{dt} = \frac{f_{syn}\Delta P(t)}{2H} \tag{9}$$

Där

$\Delta P = P_m(t) - P_e(t)$ [W]

f_{syn} = Nominell elektrisk frekvens [Hz]

f_e = Momentan elektrisk frekvens [Hz]

Vänsterledets $\frac{df_e}{dt}$ är frekvensändringshastigheten, vilket förkortas RoCoF efter engelskans *Rate of Change of Frequency* och anges i enheten Hz/s. Eftersom tröghetskonstanten H är direkt proportionerlig mot rotationsenergin E_{rot} enligt ekvation 6, visar ekvation 9 att rotorns frekvensändringshastighet är inverst proportionerlig mot dess rotationsenergi. Detta samband är applicerbart även på en kraftsystemnivå, i vilket fall ΔP istället skulle representera skillnaden i producerad och förbrukad effekt i synkronområdet och H är kraftsystemets sammanslagna tröghetskonstant. Detta är ett viktigt samband för kraftsystemets stabilitet, eftersom det innebär att desto mer rotationsenergi som finns tillgänglig desto långsammare sker frekvensförändringar (lägre RoCoF). När rotationsenergin i systemet minskar leder det till minskad dämpning av

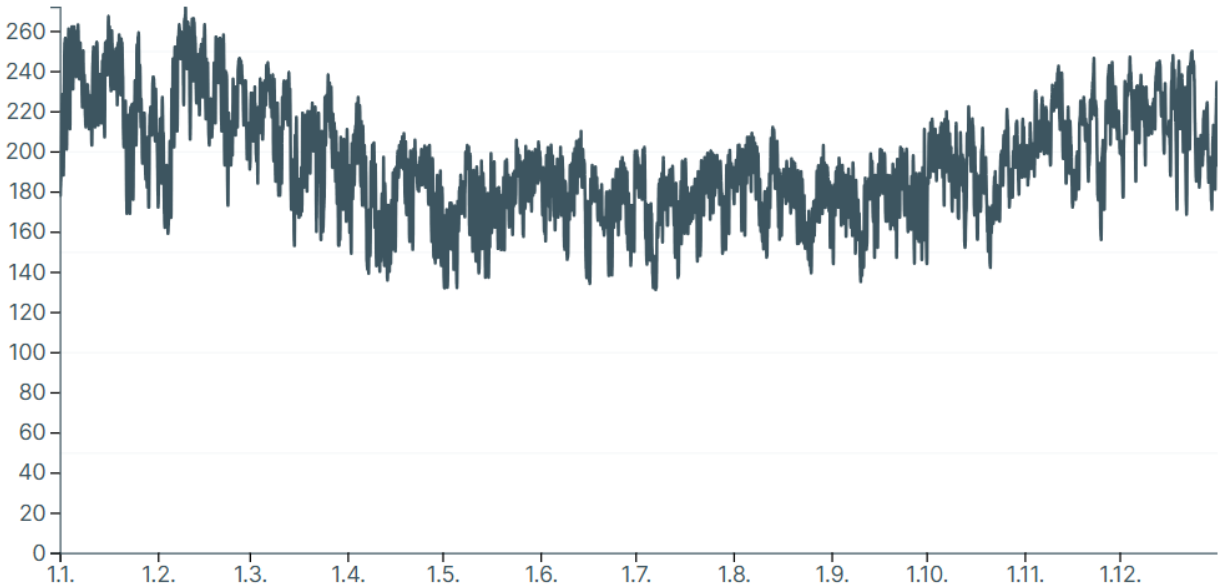
frekvensen, samt ett ökat oscillerande beteende [16]. Rotationsenergin i kraftsystemet är alltså framförallt viktig för den transienta stabiliteten, eftersom rotationsenergin saktar ner frekvensfallet och begränsar hur djupt frekvensen hinner sjunka innan stödtjänsterna hinner aktiveras [22].

För att bibehålla frekvensen i elnätet konstant har Svenska Kraftnät ett antal stödtjänster som ämnar att stödja kraftsystemet vid obalanser. Dessa produkter är frekvensåterställningsreserverna (aFRR och mFRR), frekvenshållningsreserverna (FCR-N och FCR-D) samt den snabba frekvensreserven (FFR) [3]. Någonting som är gemensamt för alla dessa stödtjänster är att de aktiveras baserat på storleken på frekvensavvikelsen från den nominella frekvensen 50 Hz [23]. I nuläget finns det ingen stödtjänst som reagerar på eller hanterar RoCoF, utan det nordiska synkronområdet har under lång tid förlitat sig på redan tillräckliga nivåer rotationsenergi för att begränsa hastigheten på frekvensförändringar [6].

Som det fastställdes i avsnitt 2.1 medför omställningen till ett grönare energisystem en ökande andel intermittenta energikällor i energimixen, vars producerade elektricitet omvandlas till nätets frekvens via kraftelektroniska omriktare [24]. Maskiner som kopplas via kraftelektronik bidrar inte med någon inneboende tröghet, och en hög andel omriktarkopplad elektricitetsproduktion leder till en förändring av kraftsystemets egenskaper och funktionalitet.

En liknande ökning av anslutning via omriktare kan observeras även för laster. Historiskt har många industrilaster varit direkt anslutna till kraftsystemet, och därmed haft ett frekvensberoende effektuttag [18]. Detta innebär i praktiken att motorn förbrukar mindre effekt vid underfrekvenser. Idag är det allt vanligare att industrins laster ansluts via frekvensomriktare, vilket minskar deras frekvensberoende egenskaper och därmed deras bidrag till kraftsystemets frekvensstabilitet. Synkronmotorer har inte bara ett frekvensberoende effektuttag, utan bidrar även med rotationsenergi [3].

Under 2024 var genomsnittet av tillgänglig rotationsenergi i det nordiska synkronområdet 195 GWs, och dess fördelning under året illustreras i figur 2.



Figur 2: Rotationsenergi i det nordiska synkronområdet under år 2024 [25].

Det kan observeras från figur 2 att det generellt finns mindre tillgänglig rotationsenergi under sommarmånaderna. Detta är eftersom varmt och torrt väder resulterar i låga nivåer rotations-

energi, vilket beror på den ökade andelen intermittent energiproduktion under dessa månader [16]. Årets minsta tillgängliga rotationsenergi var 131 GWs.

2.2.3 Den dimensionerande nivån av rotationsenergi

För att fastställa krav för marknadens olika stödtjänster används olika dimensioneringsnivåer för synkronområdets totala rotationsenergi [16]. I nuläget är dessa dimensioneringsnivåer baserade på frekvenshållningsreserven för störning (FCR-D). Den dimensionerande rotationsenergin för prestanda för det nordiska synkronområdet är 150 GWs, vilket innebär att när rotationsenergin är över 150 GWs kan FCR-D bibehålla frekvensen över 49,0 Hz efter den största möjliga enskilda störningen.

Dimensionerande rotationsenergin för stabilitet har fastställts till 120 GWs, och rotationsenerginivåer över detta medför att FCR-D kan säkerställa en robust stabilitetsmarginal och därmed tillräcklig dämpning av frekvensoscillationer efter en störning [16]. När rotationsenergin i systemet sjunker under 120 GWs minskar stabilitetsmarginalen, men det är först när nivån når omkring 90 GWs som systemstabiliteten utmanas. Det uppstår ett behov av den snabba frekvensreserven (FFR) när systemets rotationsenergi understiger 155 GWs (innan störning).

Eftersom nivån av rotationsenergi är speciellt betydelsefullt vid störningar, är det även värt att notera att en bortkoppling av en generator även medför förlusten av maskinens bidrag till systemets rotationsenergi. I det nordiska synkronområdet uppgår denna förlust av rotationsenergi i händelse av en stor bortkoppling som högst till 15 GWs [16].

Nordens synkronområde har inget separat dimensionerande krav för RoCoF.

2.3 Kompensering och ersättning av rotationsenergi

2.3.1 Synkronkompensatorer

Förenklat kan en synkronkompensator beskrivas som en motor som körs på tomgång [3]. Mer konkret kan det beskrivas som en DC-exciterad synkronmaskin vars drivaxel varken är kopplad till en last eller en turbin [4]. Maskinen syftar alltså inte till att konvertera elektrisk effekt till mekanisk effekt eller tvärtom, utan används istället för reaktiv effektkontroll, inmatning av felström samt att bidra till frekvensstabiliteten via dess rotationsenergi.

Synkronkompensatorer har traditionellt sett använts mestadels för spänningsreglering via dess förmåga att justera sin produktion/konsumtion av reaktiv effekt, men har nu istället blivit aktuellt för dess förmåga att bidra med synkront ansluten rotationsenergi [4, 26]. Så länge den elektriska frekvensen är nära den nominella, kan effektbidraget från rotationsenergi approximeras som linjärt beroende av RoCoF [19].

2.3.2 Snabb frekvensreserv

FFR definieras som det kontrollerade tillskottet av elektriskt vridmoment från en enhet som reagerar snabbt på frekvensförändringar, för att motverka effekten av minskad rotationsenergi i systemet [19]. I praktiken är det en tillförsel av aktiv effekt, aktiverat av låga värden på frekvensen [27]. Eftersom FFR reagerar på frekvensavvikelsen (och inte RoCoF) bidrar den inte med rotationsenergi. Däremot infördes FFR som en avhjälpande åtgärd i Norden för att utgöra ett alternativ till att besluta om ett krav för minsta nivå av rotationsenergi, eftersom det ämnar att hantera samma problem [2]. Den avhjälpande åtgärden upphandlas därför under timmar med låg rotationsenergi, med syftet att skapa förutsättningar för att hantera de transienta frekvensavvikelserna som uppstår vid störningar [27].

De nordiska transmissionsnätsoperatörerna (TSO) delar på ansvaret för att säkra tillgången av tillräckliga nivåer FFR i synkronområdet. Det har därför tagits fram fördelningsnycklar som fastställer hur mycket FFR varje nation ansvarar för att avropa. Dessa fördelningsnycklar visas i tabell 3.

Tabell 3: Fördelningsnycklar för FFR i Nordens synkronområde [15, 28].

År	**Område**			
	Sverige	Norge	Finland	DK2
2020	24%	42%	20%	14%
2021-2025	35%	39%	18%	8%

För att fastställa hur mycket FFR som ska upphandlas utför TSO:erna kontinuerliga analyser. FFR-behovet är direkt relaterat till den momentant tillgängliga rotationsenergin och det dimensionerande felet, samt en eftersträvan att frekvensen aldrig ska understiga 49,0 Hz [15]. Som konstaterat i avsnitt 2.2.3 avropas FFR som regel när den tillgängliga rotationsenergin understiger 155 GWs. Svenska Kraftnäts historiska analyser visar att behovet av FFR huvudsakligen finns under perioden maj till november, vilket beror på att rotationsenergin i elnätet under dessa månader generellt sätt är lägre [28].

2.3.3 Syntetisk rotationsenergi

Rotationsenergi som levereras via synkronmaskiner kallas mekanisk rotationsenergi eftersom energin är lagrad mekaniskt, men rotationsenergi kan även produceras syntetiskt. Som konstaterat i avsnitt 2.2.2 är rotationsenergi inverst proportionerligt mot frekvensändringshastigheten, och just att rotationsenergi styrs av RoCoF är det som definierar rotationsenergi. Begreppet syntetisk rotationsenergi syftar därför till inmatningen av extra elektrisk effekt från en icke-synkront ansluten energikälla som regleras av frekvensändringshastigheten, till skillnad från FFR som regleras av frekvensavvikelsen [19].

Leverans av syntetisk rotationsenergi kräver lagrad energi i system kraftelektroniskt kopplade till elnätet. Denna energilagring kan vara i form av batterier, roterande massor från vindturbiner eller kopplingar till andra kraftsystem via högspänd likström (HVDC) [19]. Eftersom det inte finns någon direkt relation mellan RoCoF och effektleverans från någon av dessa energikällor, behövs det kompletterande kontrollmekanismer för att kunna leverera syntetisk rotationsenergi.

Både syntetisk rotationsenergi och FFR är effektivt gällande att förbättra den minsta momentana frekvensen efter en störning, men det är bara syntetisk rotationsenergi som förbättrar RoCoF [19].

2.4 Synkronmaskiners ytterligare bidrag till systemnytta

Utöver rotationsenergi bidrar synkronmaskiner även med ytterligare systemnyttor, nämligen kortslutningseffekt och reaktiv effektkontroll [29]. Behovet av kortslutningseffekt uppstår vid ett fel, när spänningen i en nätnod kan sjunka hastigt till följd av felet. För att upprätthålla spänningen i noden uppstår ett behov av mycket snabb inmatning av ström/effekt. Synkronmaskiner besitter egenskapen att momentant kunna mata ström flera gånger större än sitt nominella värde, vilket innebär att de kan bidra med kortslutningseffekt [3].

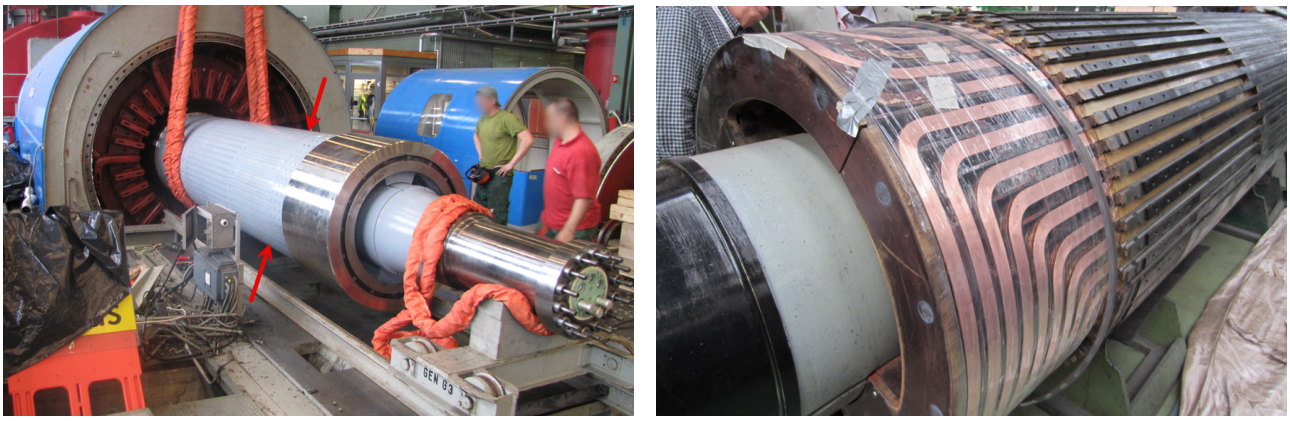
Synkronmaskiner har även förmågan att reglera den reaktiva effekten på elnätet, med hjälp av att variera maskinens fältström och därav kontrollera om maskinen är över- eller underexciterad [4]. Huruvida maskinen konsumerar eller producerar reaktiv effekt kan alltså kontrolleras, vilket

även det är viktigt för kraftsystemets spänningsstabilitet. Utöver det är reaktiv effektkontroll även viktigt för att minimera förlusterna i elnätet, eftersom reaktiv effekt orsakar extra ström i ledningarna utan att bidra till verkligt arbete. Reaktiv effekt kan i praktiken inte överföras långa avstånd, utan behöver produceras och konsumeras på rätt ställen i elnätet för att reaktiv effektbalans ska uppnås [30]. Det är alltså fördelaktigt att minimera onödig reaktiv effekt i elnätet, för att förbättra energieffektiviteten och minska överföringsförlusterna. Synkronmaskiners förmåga att reglera den reaktiva effekten är på grund av detta en nyttig systemtjänst.

2.5 Mälarenergis resurser

2.5.1 Avvecklade generatorer

Mälarenergi är ett energibolag som äger ett kraftvärmeverk, som har tre avvecklade generatorblock som alla drevs av ångturbiner. Dessa avvecklade generatorer, G1, G2 och G3, skulle potentiellt kunna byggas om för att drivas som synkronkompensatorer. I figur 3 visas G3:s generatorrotor både med och utan rotorkapseln.



Figur 3: Bilder på Generatorrotorn från block 3. I den vänstra bilden visas hela generatorrotorn, medan den högra bilden illustrerar rotorn utan rotorkapseln.

Data för dessa tre aktuella generatorblock visas nedan i tabell 4. Det kunde inte erhållas någon exakt rotorradie för generator 3, utan endast radien för dess aktiva delar kunde fastställas. Denna radie är 525,5 mm, och approximationen har gjorts att den totala radien är 10% större.

Tabell 4: Data om Mälarenergis resurser [31, 32, 33].

	Generator 1	**Generator 2**	**Generator 3**
Massa [ton]	24	24	52
Märkeffekt [MVA]	55	55	294
Rotorradie [mm]	400	400	578
Antal polpar	1	1	1
Driftsättning [år]	1963	1963	1969
Togs ur drift [år]	2015	2019	2012
Drifttimmar [h]	157 877	141 606	67 760
Kylmedium	Luft	Luft	Vätgas

Generator 1 och 2 drivs båda av en Ljungströmsturbin, och generatorblocken innehåller alltså två generatorer vardera. Siffrorna som presenteras i tabell 4 är de *sammanslagna* värdena per

generatorblock. Generatorblock 1 innehåller alltså egentligen två generatorer om 27,5 MVA och 12 ton vardera, och likaså generatorblock 2. Generator 2 genomgick år 2015 en livstidsförlängning, som bland annat inkluderade en omlindning av generatorns två rotorer och statorer [34].

Notera väl att även fast även generator 3 är gammal, har den en relativt låg drifttid. Detta i kombination med att det är den största av de undersökta generatorerna gör den extra intressant för syftet. G3 har vid några tillfällen sedan nedstängningen av normaldrift körts för reservkraft.

2.5.2 Planerad batteripark

Mälarenergi planerar att under 2026 drifta en ny batterianläggning, som kommer ha en kapacitet på 30 MW och 60 MWh [35]. Syftet med batterianläggningen är att delta på stödtjänstmarknaden, samt även att bidra till elnätsstabilitet och reservkraft. Batteriet kommer möjliggöra för Mälarenergi att delta på alla nuvarande åtta stödtjänstmarknader, och det skulle även potentiellt kunna bidra med syntetisk rotationsenergi. Anläggningen kommer delta på alla stödtjänstmarknader efter multi-marknadsoptimeringsprincipen, och huruvida det blir aktuellt att bidra med syntetisk rotationsenergi beror därför på möjligheten att delta på en marknad som gör det lönsamt.

3 Metod

Detta avsnittet redogör för metodiken för framtagningen av rapportens resultat.

3.1 Litteraturstudie

De första två kapitlen av resultatet är utförda som en litteraturstudie. Syftet med litteraturstudien är att bidra med en sammanställning av hur olika synkronområden arbetar för att säkerställa tillräckliga nivåer rotationsenergi i sitt kraftsystem, för att få en bild av hur Nordens synkronområdes strategier potentiellt skulle kunna utvecklas. Litteraturstudien syftar även till att ge en tydlig bild av Nordens synkronområdes nuvarande lösningar. Vidare utförs en jämförelse mellan de i examensarbetet diskuterade resurserna, för att klargöra vilka resurser som bidrar med vilka systemnyttor.

I omvärldsanalysen (avsnitt 4.1) har övriga synkronområden i Europa undersökts, med hjälp av de lokala TSO:ernas dokumentation. Information har även intagits från ENTSO-E, alltså the *European Network of Transmission System Operators*. Avsnitt 4.2 (Nordiska synkronområdets balanseringsmarknad) har delats in i två underdelar, där avsnitt 4.2.1 beskriver det nordiska synkronområdets utsikter för en marknad för rotationsenergi. Detta avsnitt är huvudsakligen baserat på information från Svenska Kraftnät, men även från övriga TSO:er i Norden. För underavsnitt 4.2.2, som beskriver olika resursers bidrag till systemnytta, har information inhämtats från ett bredare spann källor.

3.2 Beräkningar av synkronkompensatorernas potential

För att uppskatta de potentiella tröghetsmomenten, tröghetskonstanterna och rotationsenergierna som Mälarenergis avvecklade generatorer skulle kunna bidra med har beräkningar utförts. Dessa har gjorts med hjälp av ekvationerna som redovisas i teorikapitlet. Alla beräkningar har utförts både för scenariot att en komplett bortkoppling av turbinen görs, samt för scenariot att en avbladning av turbinen görs.

För att kunna upprätta en jämförelse med en batteriparks potentiella bidrag via syntetisk rotationsenergi, har det analyserats hur synkronkompensatorernas effektbidrag vid en störning varierar med storleken på RoCoF. Vidare utfördes en lönsamhetsanalys för drift av generator 3 som synkronkompensator, genom att beräkna och sammanställa kostnaderna för ombyggnation, elektricitet och underhåll.

3.3 Intervjuer

Som en del av examensarbetet har diverse kunniga personer intervjuats, både internt inom företaget och externt. Inom företaget har det huvudsakliga syftet varit att införskaffa information gällande Mälarenergis resurser. De personerna som intervjuades utanför Mälarenergi var dels två kraftsystemspecialister, med syftet att vidga förståelsen gällande SvK:s nuvarande ställningstagande till stabilitetsresurserna samt de framtida utsikterna för en marknad för rotationsenergi. Utöver det har även personer på ABB och Hitachi Energy intervjuats, med syftet att vidga förståelsen gällande synkronkompensatorer och dess ekonomiska kostnad.

4 Resultat

De relevanta resultaten med avseende på rapportens syfte och frågeställningar presenteras i detta avsnitt.

4.1 Omvärldsanalys - närliggande synkronområdens lösningar för rotationsenergi

Majoriteten av Europa omfattas av fyra större synkronområden, inklusive det nordiska. De andra synkronområdena är Irlands synkronområde som opereras av TSO:n Eirgrid, Storbritanniens synkronområde som opereras av TSO:n National Grid (NG), och Kontinentaleuropas synkronområde *Continental Europe Synchronous Area* (CESA) där många TSO:er deltar [36, 37, 38]. I dessa synkronområden hanteras behovet av tillräcklig rotationsenergi på olika sätt.

Eirgrid har fastställt en operativ begränsning för rotationsenergi på 23 GWs, och har påbörjat en utredning för att fastställa ifall gränsen kan sänkas till 20 GWs [39]. I och med denna potentiella sänkning förväntar sig Eirgrid även kunna sänka kravet på minsta antalet aktiva konventionella kraftverk från åtta till sju stycken, vilket är ett krav som existerar eftersom Irlands energimix består av mycket omriktarkopplad produktion. För att vidare hantera detta problem presenterade Eirgrid i utredningen [40] en ny kravställningsratio SNSP, eller 'System Non-Synchronous Penetration'. Hur SNSP beräknas visas i ekvation 10.

$$SNSP = \frac{Non - SynchGen + Import}{Load + Export} \tag{10}$$

Ration SNSP fastställer hur stor andel av kraftsystemets energi som produceras av omriktarkopplade energikällor, och dess övre gräns för stabilitet är för nuvarande 75% [41]. Eirgrid har även ett krav på att RoCoF inte ska överstiga 1 Hz/s, vilket huvudsakligen uppnås med hjälp av rotationsenergi och kan därför ses som ett indirekt krav på rotationsenergi [42]. Eirgrid undersöker även möjligheten att implementera en day-ahead-marknad för systemtjänster, men huruvida rotationsenergi i sånt fall skulle utgöra en egen marknad specificeras inte [43].

Även NG i Storbritannien löser tillgången till rotationsenergi genom att ha en kravställd minsta nivå, vilken under 2024 sänktes från 140 till 120 GWs [44]. Den tidigare kravställningen syftade till att begränsa RoCoF till 0,125 Hz/s, men NG har nu ändrat sitt ställningstagande och godtar RoCoF-nivåer upp till 0,5 Hz/s [45]. NG uppnår dessa tillräckliga tröghetsnivåer genom sitt projekt *Stability Pathfinder*, vars första fas gick ut på att upphandla tillräckliga rotationsenergiresurser [46]. Avtal tecknades med fem företag om tillgängligheten av tolv synkronkompensatorer, och gäller fram till mars 2026 [41, 47]. NG jobbar i nuläget med att teckna ytterligare liknande långtidskontrakt för de kommande åren, men de har även börjat undersöka möjligheterna för en kortsiktig marknad för rotationsenergi [48].

Kontinentaleuropas synkronområde CESA är världens största synkronområde, och det har konstaterats att den transienta frekvensstabiliteten vid sammankopplad drift inte utmanas av låga nivåer rotationsenergi [37, 49]. Detta leder till begränsade efterforskningar gällande rotationsenergi och relaterade tjänster inom CESA-länderna. Synkronområdet fastställer istället att systemuppdelningar är det nuvarande potentiella hotet mot den transienta frekvensstabiliteten. CESA konstaterar dock i rapporten [50] att en marknad för rotationsenergi kan bli aktuellt i långsiktiga scenarier. Marknaden skulle i sånt fall skulle behöva omfatta hela synkronområdet, vilket skulle medföra utmaningar sett till utformningen av marknaden. I nuläget har CESA fastställt en RoCoF-gräns på 1 Hz/s för att kraftsystemet ska kunna bedrivas inom stabili-

tetsgränserna, och det konstateras att framtidens kraftsystem bör designas för att kunna utstå RoCoF-nivåer på upp emot 2 Hz/s [49, 51].

Inom CESA hanteras stabilitetsfrågor olika beroende på vilken TSO som bedriver verksamheten i området. Gällande rotationsenergi kan den Iberiska halvön lyftas fram som ett svagare område, eftersom områdets tillgängliga rotationsenergi uppskattas vara 50% lägre än i övriga CESA [52]. Detta har identifierats som ett problem ifall området skulle behöva bedrivas i ö-drift. Strömavbrottet på den Iberiska halvön den 28 april 2025 bekräftade denna tes, när halvöns bortkoppling från övriga CESA ledde till en kollaps av kraftsystemet [53]. Bortfallet av 2,2 GW spansk elektricitetsproduktion ledde till ett kraftigt frekvensfall, vilket i sin tur ledde till att skyddsanordningar mot förlust av synkronism kopplade bort den Iberiska halvön från CESA. Detta, i kombination med att Spaniens dåvarande elektricitetsproduktion bestod av över 60% solenergi, hade som konsekvens att den Iberiska halvöns kraftsystem kollapsade, vilket visar på vikten av tillräckliga nivåer rotationsenergi [54].

Även Baltikum har tidigare varit ett område med låg rotationsenergi, området har historiskt förlitat sig på Rysslands kraftsystem för systemstabiliteten [55]. I samband med de baltiska ländernas bortkoppling från det ryska kraftsystemet och deras anslutning till CESA, har alla tre länder påbörjat installationen av tre synkronkompensatorer vardera för att öka systemstabiliteten. Vidare finns det ytterligare exempel på mindre Europeiska synkronområden som använder icke-marknadsbaserade lösningar för att säkerställa tillräcklig rotationsenergi. Exempelvis förlitar sig Färöarnas kraftsystem på syntetisk rotationsenergi från ett 2,3 MW batteri anslutet till en vindpark, och har även påbörjat processen att bygga två synkronkompensatorer [56, 57].

Som en del av Nordens arbete med att framta en ny stabiliseringsfilosofi för rotationsenergi sammanställt i rapporten *Future System Inertia 2*, utfördes en undersökning av andra synkronområdens upplevelser kring rotationsenergi [58, 56]. Ett formulär skickades ut till olika TSO:er gällande deras system och dess rotationsenergi, och av de tolv svar som inkom klargjorde åtta TSO:er att de ansåg att minskande rotationsenergi är en utmaning. Av dessa svar rapporterade två TSO:er att de redan har en marknad för rotationsenergi på plats. Dessa två TSO:er var ERCOT i Texas, USA samt Transpower i Nya Zeeland. Specifikationer gällande hur dessa marknader är uppbyggda framkom ej, men det är oavsett noterbart att det finns synkronområden som redan idag har marknader för rotationsenergi.

4.2 Nordiska synkronområdets balanseringsmarknad

4.2.1 Framtida utsikter för en marknad för rotationsenergi

SO artikel 39.3a [59] syftar till att fastställa vilken minsta tröghet som krävs för att bibehålla driftsäkerheten och förhindra överträdelser av stabilitetsgränserna, och rapporten [16] bedömer att det i närtid inte finns ett behov av en fastställd miniminivå mekanisk rotationsenergi i Norden. Detta delvis tack vare införandet av FFR-marknaden år 2020, vilket är ett resultat av Svenska Kraftnäts omfattande utvecklingsarbete för att ta fram en ny stabiliseringsfilosofi och nya strategier för att hantera ett framtida kraftsystem med lägre nivåer rotationsenergi [60]. Däremot förutser SvK att ett behov av att implementera en marknad för rotationsenergi antagligen kommer uppstå i framtiden [3].

Eftersom det betalas ut ersättning för tjänsten FFR just när rotationsenergin i kraftsystemet är låg, har mekanisk rotationsenergi egentligen redan ett ekonomiskt värde. Svenska kraftnät uttrycker det som att mekanisk rotationsenergi i kraftsystemet redan har ett marginalvärde som är större än noll, åtminstone under de timmar FFR upphandlas [3]. Myndigheten menar därför att det förefaller ändamålsenligt att även mekanisk rotationsenergi skulle ersättas vid de tillfällen som marginalvärdet är större än noll. Samma bedömning gjordes i Elmarknadsutredningen,

vilket är en statlig utredning som överlämnades till regeringen i april 2025 [61].

Svenska kraftnät menar att införandet av en ersättning för rotationsenergi på nationell nivå har övervägts, men eftersom frekvens är en global parameter i det nordiska synkronområdet kan nationella lösningar leda till snedvridningar på marknaden [3]. SvK fastställer därför att det rimligaste i nuläget är att vidareutveckla FFR-produkten, och fortsatt driva arbetet för en gemensam ersättningsmodell för rotationsenergi inom ramen för det nordiska samarbetet.

En potentiell väg framåt är att utveckla en gemensam rotationsenergimarknad för alla Nordens länder. Ett annat möjligt scenario är att marknadsutformningen skulle likna FFR-marknaden i avseendet att varje nation ansvarar för att avropa en viss andel av kraftsystemets totala behov. Fördelningsnycklarna för FFR återfinns i tabell 3 under avsnitt 2.3.2, och visade att Sverige ansvarar för att avropa 35% av Nordens FFR. Rapporten [15] har analyserat nationell mätdata för rotationsenergi under tidsperioden oktober 2019 till november 2021, och kunde fastställa att Sverige bidrog med den enskilt största andelen rotationsenergi till Nordens synkronområde. Sverige bidrog som mest med 56,9% av rotationsenergin, som minst med 34,3% och genomsnittligt med 46,2%. Det kan konstateras att Sverige redan bidrar med högre andel rotationsenergi än andelen ansvar som tilldelats Sverige gällande FFR-produkten.

En annan potentiell lösning för att säkerställa synkronområdets rotationsenergi är att, likt Storbritanniens TSO NG, upphandla tillgängligheten av enskilda resurser. Denna lösning är inte helt främmande för Svenska Kraftnät, eftersom även de tidigare har upphandlat nödvändiga resurser vid behov. Ett exempel är sommaren 2020 när SvK tecknade avtal med Ringhals gällande den fortsatta driften av reaktor 1, just för att tillgängliggöra de systemstabiliserande förmågorna som rotationsenergi [62]. Ersättningen SvK betalade ut var 100 miljoner kronor i startavgift och sedan 17 miljoner kronor i veckoavgift [63]. Avtalet gällde under elva veckor, vilket resulterade i att Svenska Kraftnät betalade ut ungefär 290 Mkr för tjänsten. Ringhals 1 har märkeffekten 900 MW och enligt [64] har kärnkraft generellt en tröghetskonstant på omkring 6,4 sekunder, vilket innebär att Ringhals 1 bidrar med ungefär 5,76 GWs rotationsenergi. För SvK var detta en tillfällig lösning, medan det i Storbritannien blivit en mer långvarig lösning med hjälp av liknande kontrakt gällande synkronkompensatorer. Även det skulle kunna vara en potentiell marknadsutformning för att säkerställa tillräckliga nivåer rotationsenergi i Norden.

Vid en potentiell utveckling av en rotationsenergimarknad finns det alltså många aspekter att ta ställning till, inte minst gällande exakt vad som ska prissättas. Vidare kan det konstateras att en D-1 marknad för rotationsenergi initialt skulle kunna medföra utmaningar, eftersom det krävs stora investeringskostnader från aktörsidan för att bygga synkronkompensatorer och liknande resurser. Långsiktiga kontrakt är därför inte heller någonting som bör uteslutas. Slutligen fastställer SvK att det i nuläget inte pågår något koncentrerat arbete för att utveckla en ersättningsmodell för rotationsenergi, utan att det är någonting som möjligtvis kommer längre fram i tiden. Det är därför värt att notera att diskussioner kring ersättning för rotationsenergi i nuläget är huvudsakligen spekulativa.

4.2.2 Olika resursers potentiella bidrag till systemnytta

Som konstaterat i avsnitt 2.4 bidrar synkronmaskiner till systemnytta även utöver sitt rotationsenergibidrag, främst i form av kortslutningseffekt och förmåga att reglera den reaktiva effekten. Till skillnad från rotationsenergi är behovet av kortslutningseffekt och reaktiv kompensering lokala parametrar, vilka är betydande för framförallt spänningsstabiliteten. En jämförelse har upprättats i tabell 5 för att jämföra bidragen från mekanisk rotationsenergi, syntetisk rotationsenergi och FFR till dessa systemnyttor.

Tabell 5: Jämförelse av bidrag till systemnytta mellan mekanisk rotationsenergi, syntetisk rotationsenergi och FFR.

	Mekanisk rotationsenergi	**Syntetisk rotationsenergi**	**FFR**
Kortslutningseffekt	Ja. Synkronmaskiner kan momentant mata in cirka 5 gånger sin nominella ström vid en spänningsdipp, vilket hjälper återställa systemets spänning [51]. Kortslutningseffektbidraget är alltid vitalt för spänningsstabiliteten, då kortslutningseffekt innebär en trögghet mot spänningsändringar [3]. En hög förmåga att bidra med kortslutningseffekt leder alltså till större stöd vid fel [51].	Nej. För omriktarkopplad produktion är den utgående strömmen begränsad till strax över det nominella värdet. Detta leder till att förmågan att bidra med reaktiv effektmatning vid spänningsdippar är begränsad [51].	Nej. För omriktarkopplad produktion är den utgående strömmen begränsad till strax över det nominella värdet. Detta leder till att förmågan att bidra med reaktiv effektmatning vid spänningsdippar är begränsad [51].
Reaktiv effektkontroll	Ja. Synkronmaskinens fältström kan kontrolleras för att reglera den reaktiva effektutmatningen [65].	Nej. Syntetisk rotationsenergi har inget inneboende bidrag till den reaktiva effektkontrollen. Däremot kan även reaktiv effekt kontrolleras kraftelektroniskt, och samma moduler som matar syntetisk rotationsenergi skulle kunna kontrollera även reaktiv effekt.	Nej. FFR är modellerat så att den injicerar endast aktiv effekt, och stödtjänsten bidrar inte med reaktiv effektkontroll [66]. Däremot kan även reaktiv effekt kontrolleras kraftelektroniskt, och samma moduler som matar syntetisk rotationsenergi skulle kunna kontrollera även reaktiv effekt.
Direkt hantering av RoCoF	Ja. Mekanisk rotationsenergi tillförs av synkronmaskiner vars roterande massa reagerar på RoCoF [65]. Rotationsenergin avges momentant baserat på storleken på RoCoF, och mekanisk rotationsenergi innebär därför att inbromsningen av frekvensfallet sker direkt.	Ja. Syntetisk rotationsenergi matar in extra elektrisk effekt baserat på storleken på RoCoF [19]. Eftersom detta sker genom kraftelektroniska kontroller, leder det dock till att responsen är lite fördröjd i förhållande till den momentana responsen hos mekanisk rotationsenergi [51].	Nej. FFR aktiveras som respons på en frekvensavvikelse, och inte på RoCoF. FFR bidrar därför inte till en direkt förbättring av RoCoF [66].
Direkt hantering av maximala frekvensavvikelsen	Nej. Däremot innebär en hög tillgänglig rotationsenergi att frekvensfallet sker långsammare, vilket ger övriga stödtjänster tid att reagera [12]. Denna egenskap innebär ett indirekt bidrag till att begränsa frekvensnadir [67].	Nej. Däremot innebär en hög tillgänglig rotationsenergi att frekvensfallet sker långsammare, vilket ger övriga stödtjänster tid att reagera [12]. Denna egenskap innebär ett indirekt bidrag till att begränsa frekvensnadir [67].	Ja. FFR aktiveras till följd av en frekvensavvikelse, i vilket fall resursen bidrar med aktiv effekt för att supporta elnätet [19]. Denna aktiva effekt direkt motverkar frekvensfallet, och därav begränsas den maximala frekvensavvikelsen.

När de nordiska TSO:erna under 2010-talet utredde hur frekvensstabilitet skulle säkerställas i framtiden, konstaterades det att den maximala momentana frekvensavvikelsen i närtid utgjorde ett större problem än RoCoF [68]. Detta är anledningen till att just FFR implementerades som en marknad, eftersom FFR är effektivt för att minska den maximala frekvensavvikelsen. Det konstaterades även att FFR skulle innebära en lägre socioekonomisk kostnad än implementationen av extra roterande massor i elnätet, eftersom det redan fanns diverse resurser som förväntades kunna bidra med aktiv effekt på en FFR-marknad.

4.3 Mälarenergis resurser och dess potential

4.3.1 Mekanisk rotationsenergi via synkronkompensatorer

Baserat på den erhållna informationen om generatorerna som presenterades i avsnitt 2.5.1, kunde synkronkompensatorernas potentiella rotationsenergi beräknas. För att bygga om en existerande synkrongenerator till en synkronkompensator behöver ändringar utföras gällande turbinen, eftersom turbinbladen skulle innebära ett högt luftmotstånd och därmed leda till höga förluster [69]. Ett alternativ är att helt koppla bort turbinen från generatorn, vilket skulle innebära att endast generatorns rotor skulle utgöra den roterande massan. Tröghetsmomentet, rotationsenergin och tröghetskonstanten för denna lösning beräknades genom med hjälp av datan i tabell 4 och ekvation 1, 3 samt 6. Resultatet för beräkningarna visas i tabell 6.

Tabell 6: Redovisning av tröghetsmoment, rotationsenergi och tröghetskonstant för de aktuella generatorerna på Mälarenergi, vid en bortkoppling av hela turbinen.

	I [kgm^2]	**E_{rot} [MWs]**	**H [s]**
Generator 1	1 920	94,7	1,7
Generator 2	1 920	94,7	1,7
Generator 3	8 690	429	1,5

Att koppla bort hela turbinen skulle innebära att maskinens tröghetsmoment skulle minskas drastiskt, enligt [69] skulle endast en tredjedel av maskinens ursprungliga tröghetsmomentet kvarstå. Ett annat alternativ är därför att avlägsna turbinens blad, men behålla turbinaxeln kopplad till generatorn. Enligt [69] leder detta till en att maskinens totala tröghetsmoment minskas med mindre än 30%. Dessa två samband kan kombineras enligt ekvation 11 för att beräkna tröghetsmomentet för den roterande massan när turbinen istället har avbladats.

$$I_{avbladning} = I_{tot} \cdot 0,7 = 3 \cdot I_{bortkoppling} \cdot 0,7 = 2,1 \cdot I_{bortkoppling} \tag{11}$$

De potentiella värdena för tröghetsmoment, rotationsenergi och tröghetskonstant för generatorblocken i fallet då även turbinaxeln ingår i den roterande massan visas i tabell 7.

Tabell 7: Redovisning av tröghetsmoment, rotationsenergi och tröghetskonstant för de aktuella generatorerna på Mälarenergi, vid en avbladning av turbinen.

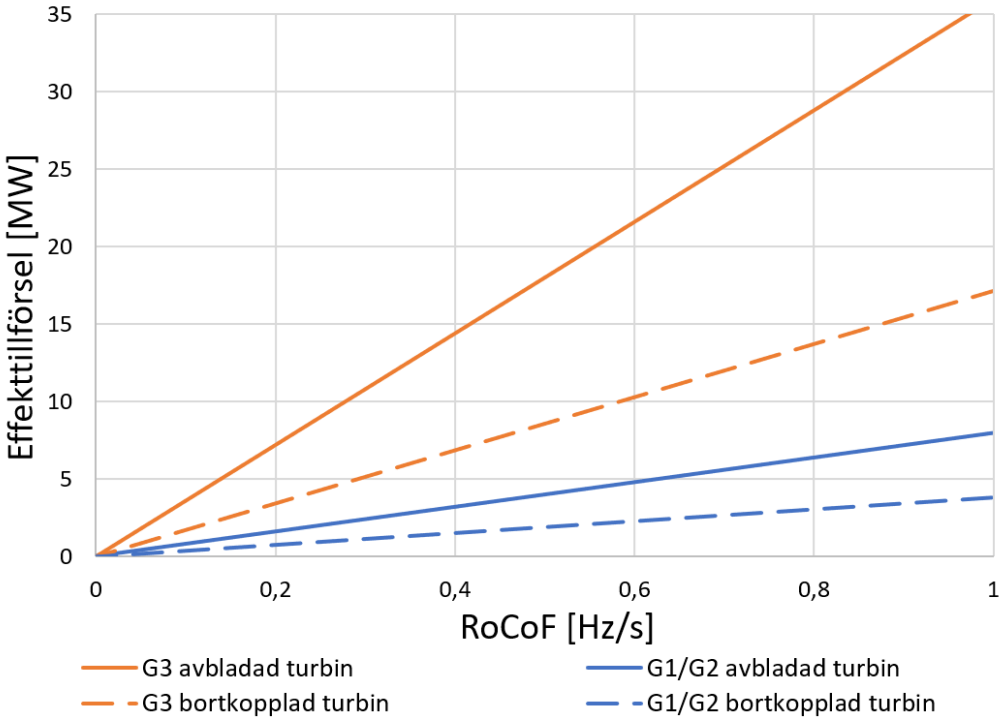
	I [kgm^2]	**E_{rot} [MWs]**	**H [s]**
Generator 1	4 030	199	3,6
Generator 2	4 030	199	3,6
Generator 3	18 240	900	3,1

Vidare beräknades även effekten synkronkompensatorerna skulle tillföra elnätet vid en störning. Detta gjordes med hjälp av ekvation 4, med det huvudsakliga syftet att upprätta en jämförelse mellan mekanisk och syntetisk rotationsenergi. Till en början beräknades detta vid RoCoF = 0,24 Hz/s, vilket valdes eftersom det är det maximala värdet som godtas vid modellering av FCR-D [70]. Det antogs även att $f_e \approx 50$ Hz, och som konstaterat i tabell 4 har alla tre generatorer endast ett polpar. Den potentiella effekttillförseln kunde sedan beräknas med hjälp av ekvation 4 och värdena för tröghetsmoment presenterade i tabell 6 och 7 . De erhållna resultaten presenteras i tabell 8.

Tabell 8: Synkronkompensatorernas potentiella effekttillförsel till kraftsystemet vid en störning som resulterar i RoCoF = 0,24 Hz/s.

	$\mathbf{P_{BortkoppladTurbin}}$ **[MW]**	$\mathbf{P_{AvbladadTurbin}}$ **[MW]**
Generator 1	0,91	1,9
Generator 2	0,91	1,9
Generator 3	4,1	8,6

Det kan observeras i ekvation 4 att effekttillförseln är linjärt beroende av RoCoF, och figur 4 illustrerar hur effekttillförseln varierar med storleken på RoCoF för de olika undersökta lösningarna.



Figur 4: Synkronkompensatorernas effektbidrag till elnätet och hur det varierar beroende på storleken på RoCoF.

4.3.2 Syntetisk rotationsenergi via batteripark

Ifall hela batteriparkens potential används till syntetisk rotationsenergi skulle den i teorin kunna bidra med 30 MW syntetisk rotationsenergi till elnätet. Ifall detta sätts i perspektiv till synkronkompensatorernas potentiella bidrag illustrerat i figur 4, kan det konstateras att syntetisk rotationsenergi har hög potential. Av de undersökta möjligheterna kunde endast en avbladning

av G3 bidra med lika mycket effekt till elnätet, och detta endast vid en störning som resulterar i RoCoF $>$ 0,83 Hz/s. Detta påstående bygger dock på att hela batteriets potential skulle användas till syntetisk rotationsenergi.

För omriktarkopplad produktion är den utgående strömmen som konstaterat i avsnitt 4.2.2 begränsad till ungefär det nominella värdet för konverterns kraftelektronik. Detta medför att ifall batteriet sedan innan opererar nära sin maximala förmåga, skulle det kunna bidra med väldigt låg rotationsenergi till nätet, och vice versa nära batteriets lägsta driftpunkt [49]. Till skillnad från övriga stödtjänster skulle syntetisk rotationsenergi reagera på RoCoF, vilket innebär att ytterligare mätpunkter och kontrollsystem skulle behöva implementeras för att möjliggöra leveransen. Just att inmatningen sker kontrollerat via kraftelektroniska komponenter innebär även att det kommer ske smått fördröjt jämfört med inmatningen från mekanisk rotationsenergi [51]. Denna tidsfördröjning har som konsekvens att inmatning av syntetisk rotationsenergi inte har riktigt samma påverkan på RoCoF och minimifrekvens som en inmatning av lika mycket effekt från mekanisk rotationsenergi.

Fördelen med syntetisk rotationsenergi som systemtjänst är att tiden batterilagret i verkligheten skulle behöva leverera aktiv effekt är kort, åtminstone om det fastställs ett dödband. Ifall det skulle sättas ett dödband för syntetisk rotationsenergi på exempelvis RoCoF $<$ 0,1 Hz/s, innebär det att batteriet endast skulle bidra med syntetisk rotationsenergi när RoCoF överstiger 0,1 Hz/s. Oavsett om ett dödband implementeras eller ej skulle batteriet generellt inte mata särskilt hög aktiv effekt för syntetisk rotationsenergi. Båda dessa egenskaper indikerar att implementeringen av syntetisk rotationsenergi via batteriparken inte skulle inskränka alltför mycket på batteriets förmåga att bidra till övriga systemtjänster.

4.3.3 Dynamisk FFR via batteripark

Dagens FFR är en statiskt definierat sett till att den aktiveras vid en viss tröskelfrekvens, och responderar likadant oavsett hur systemförutsättningarna utvecklas [71]. FFR jobbar alltid enligt sin standardprofil för att höja frekvensen, men risken finns att frekvensen hinner återställas medan FFR fortfarande är aktivt. Beroende på störningens storlek och övriga systemförutsättningar kan det leda till att FFR tillsammans med övriga reserver överreagerar, vilket resulterar i en överfrekvensstörning istället. För att hantera detta problem övervägs en ny version av FFR - dynamisk FFR [72].

Eftersom dynamisk FFR ännu inte är en produkt på marknaden har de tekniska kraven inte specificerats, och hur tjänsten skulle bete sig beror därför på hur den definieras [72]. Enligt Svenska kraftnät skulle en dynamisk FFR kunna inneha en snabb funktion som kontinuerligt mäter frekvensen och kontinuerligt reglerar resursens aktiva effekt. Detta skulle möjliggöra för resursen att kontinuerligt utvärdera ifall frekvensen fortsätter sjunka eller om den börjat stiga och återgå till sitt normalläge, i vilket fall resursen kan minska sin effekttillförsel. Dynamisk FFR skulle därför kunna bidra till dämpning av frekvensoscillationer och förhindra att överfrekvensstörningar sker i samband med FFR, vilket innebär att dess beteende skulle efterlikna det av rotationsenergi ytterligare.

Inför framtiden är även dynamisk FFR en möjlighet för att hantera minskningen av rotationsenergi i kraftsystemet, och Mälarenergi skulle i så fall kunna bidra genom sin batteripark.

4.4 Ekonomisk analys för synkronkompensatorerna

4.4.1 Utgifter för ombyggnation

För att kunna drifta de avvecklade generatorerna som synkronkompensatorer behöver de byggas om, vilket genererar ombyggnationsutgifter (capex). Exakt vilka åtgärder som kommer behövas är omöjligt att fastställa innan dessa specifika generatorer har utretts närmare. Det finns dock ett antal insatser som med stor sannolikhet kommer att behöva genomföras vid samtliga ombyggnationer, vilka listas nedan [69].

- Koppla en motor till generatorrotorn för att driva synkronkompensatorn till synkron frekvens vid uppstart. Ett alternativ till detta kan vara att använda en statisk frekvensomriktare (SFC) för att accelerera rotorn till över synkron hastighet, innan SFC:n kopplas bort och maskinen synkroniseras med nätet när synkron hastighet uppnås.
- Bortkoppla eller avblada turbinen. Som konstaterat i avsnitt 4.3.1 skulle turbinens blad leda till höga förluster, och ett av de tidigare nämnda alternativen behöver därför väljas för att minimera förlusterna.
- Ifall turbinen kopplas bort helt måste nya axialkullager troligtvis installeras, eftersom axiallagret vanligtvis är lokaliserat på turbinaxeln. Ifall turbinen avbladas kan nuvarande axialkullager potentiellt användas.
- Smörjsystemet kommer antagligen vara i behov av uppdateringar.
- Fundamentet kommer behöva byggas om för att få plats med de nya ombyggnationerna.
- Uppdatera kontroll- och skyddsanordningarna.
- Återkoppla maskinerna till elnätet.

Utöver dessa modifieringar som kommer behöva utföras, finns det ytterligare modifieringar som kan behöva utföras beroende på generatorns skick. De största av dessa potentiella tillkommande ombyggnationer listas nedan [69].

- Linda om generatorns rotor och stator. Eftersom maskinerna är gamla är det troligt att lindningarna kommer behöva ersättas för säker och effektiv drift, med undantaget generator 2 vars rotor och stator lindades om år 2015 [34].
- Byta ut generatorns excitationssystem. För synkronkompensatorer används en automatisk spänningsregulator (AVR) för att uppnå den reaktiva effektkontrollen, och excitationssystemet behöver därför ses över.
- Modifiera kylsystemet. Tillverkare av tekniken menar att inga synkronkompensatorer större än 250 MVA ska kylas med luft. Större maskiner bör istället kylas med vätskekylning eller vätgaskylning, för att hålla temperaturerna inom designspecifikationerna. G3 (294 MVA) var vätgaskyld och G1/G2 (55 MVA vardera) var luftkylda, vilket innebär att kylsystemen inte nödvändigtvis skulle behöva bytas ut helt och hållet. Modifieringar och reparationer kan troligt behöva utföras oavsett.

Kostnaden för att genomföra dessa modifieringar varierar beroende på maskinens nuvarande tillstånd, och det är därför svårdefinierat. Olika litteratur pekar på olika kostnader, och litteraturen som har undersökts sammanställs i tabell 9.

Tabell 9: Den uppskattade kostnaden för att bygga om en generator till en synkronkompensator, presenterade i tre olika rapporter [69, 73, 74, 75, 76, 77].

Utgivare av rapport	**Uppskattad kostnad**	**Växelskurs vid rapportens utgivning**	**Uppskattad kostnad i SEK**	**Uppskattad kostnad för Mälarenergis G3**
DIGSilent	AUD $21-40 M	7,2295 SEK/AUD	152 - 289 MSEK	152 - 289 MSEK
CIGRE	ZAR 256 M	0,5743 SEK/ZAR	147 MSEK	147 MSEK
Marketsand-Markets	USD $20 000/MVAr - $50 000/MVAr	10,491 SEK/USD	210 - 525 kSEK/MVAr	61,7 - 154 MSEK

Det kan konstateras att olika källor indikerar spridda kostnader för konverteringen, men att 150 Mkr är inom rimlighetsspannet för alla källor. Som en del av arbetet har det även förts en dialog med säljansvarig mot Mälarenergi på ABB [78], som inte kunde ge ett ungefärligt pris för att konvertera generatorerna till synkronkompensatorer. Däremot delgavs information gällande priset för en helt ny synkronkompensator. ABB säljer inte synkronkompensatorer som är lika stora som Mälarenergis G3 (294 MVA), men kunde delge att priset för en synkronkompensator på 55 MVA varierar mellan 50-100 Mkr. Detta är av samma storlek som G1 och G2. Anledningen till det stora prisspannet är att priset varierar beroende på utrustning såsom kontrollskåp, svänghjul, smörjenhet, kylenhet, mm.

Siemens Energy menar att kostnaden för att konvertera en generator till en synkronkompensator generellt är ungefär 50% av kostnaden för en ny synkronkompensator [79]. Även rapporterna [69], [74] och [76] menar att det är billigare att konvertera gamla generatorer jämfört med att köpa en ny synkronkompensator. Detta indikerar att ombyggnationen av en generator till synkronkompensator egentligen inte borde kosta så mycket som 150 Mkr som det redovisades i tabell 9, utan att kostnaden troligtvis skulle vara signifikant lägre. Hur höga ombyggnationskostnaderna faktiskt bli är beroende av hur många av ovan nämna delombyggnationer som behöver utföras. Enligt [74] är kostnaderna för ombyggnationen i hög utsträckning beroende av ifall rotorn och statorn behöver lindas om.

4.4.2 Utgifter för driftskedet

Uppskattningen av kostnaderna för driftskedet (opex) har delats upp i två delar, kostnaden för elektricitetsbehovet och kostnaderna för underhållet.

Elektricitetsbehov

Effektbehovet för att driva en synkronkompensator vid konstant drift antas enligt [15] vara 1 MW per 400 MWs kapacitet, vilket i G3:s fall skulle vara 1,07 MW vid bortkoppling av hela turbinen och 2,25 MW vid avbladning av turbinen. För G1 och G2 skulle det enligt samma uppskattning krävas 0,237 MW respektive 0,498 MW. Mälarenergis aktuella resurser finns i Västerås, och ingår alltså i elområdet SE3. Under år 2024 var det genomsnittliga elpriset i SE3 40,88 öre/kWh [80].

Till att börja med beräknades kostnaderna för driftskedet i fallet då turbinen helt kopplades bort och endast generatorrotorn användes som roterande massa. Driftkostnaden för att driva G3 som en synkronkompensator under hela året beräknades enligt ekvation 12.

$$\text{Driftkostnad} = 1,07 \text{ MW} \cdot 408,8 \text{ kr/MWh} \cdot (24 \cdot 365) \text{ h} = 3,8 \text{ Mkr} \tag{12}$$

Som konstaterat i avsnitt 2.3.2 är perioden maj till november de månaderna som den tillgängliga rotationsenergin generellt sätt är tillräckligt låg för att behöva upphandla den avhjälpande åtgärden FFR. Det är därför ett alternativ att synkronkompensatorerna endast skulle vara i drift under denna tidsperioden. Det genomsnittliga elpriset under månaderna maj till november i SE3 under år 2024 var 26,66 öre/kWh, och månaderna innehåller tillsammans 214 dagar [80]. G3:s driftkostnad under sommar/höst-månaderna kunde därför beräknas enligt ekvation 13.

$$\text{Driftkostnad} = 1,07 \text{ MW} \cdot 266,6 \text{ kr/MWh} \cdot (24 \cdot 214) \text{ h} = 1,5 \text{ Mkr} \tag{13}$$

Förlusterna för synkrondriften samt driftkostnaderna för scenariot med bortkoppling av hela turbinen visas i tabell 10 nedan.

Tabell 10: Effektåtgång och driftkostnader för drift av Mälarenergis generatorer som synkronkompensatorer vid bortkoppling av hela turbinen. Driftkostnaderna är baserade på genomsnittspriser från år 2024, och visas både för hela året samt för drift endast under tidsperioden maj till november.

	$\mathbf{P_{loss}}$	**Driftkostnad (hela året)**	**Driftkostnad (sommar/höst)**
Generator 1	0,237 MW	0,85 Mkr	0,33 Mkr
Generator 2	0,237 MW	0,85 Mkr	0,33 Mkr
Generator 3	1,07 MW	3,8 Mkr	1,5 Mkr

Vidare beräknades även driftkostnaderna för fallet då turbinen istället avbladades, men turbinaxeln fortsatt var en del av den roterande massan. Eftersom det leder till ett ökat tröghetsmomentet innebär det att även effektbehovet för driften är större, närmare bestämt 2,25 MW för G3 och 0,498 MW för G1/G2 som tidigare konstaterat. Samma beräkningar återupprepades med detta högre värde på effektåtgången, och resultatet visas i tabell 11.

Tabell 11: Effektåtgång och driftkostnader för drift av Mälarenergis generatorer som synkronkompensatorer vid avbladning av turbinen. Driftkostnaderna är baserade på genomsnittspriser från år 2024, och visas både för hela året samt för drift endast under tidsperioden maj till november.

	$\mathbf{P_{loss}}$	**Driftkostnad (hela året)**	**Driftkostnad (sommar/höst)**
Generator 1	0,498 MW	1,8 Mkr	0,68 Mkr
Generator 2	0,498 MW	1,8 Mkr	0,68 Mkr
Generator 3	2,25 MW	8,1 Mkr	3,1 Mkr

Dessa kostnader är alltså de totala elektricitetskostnaderna för att driva generatorerna som synkronkompensatorer under hela tidsperioderna.

Underhållskostnader

Underhållskostnaderna har endast uppskattats för generator 3. För uppskattningen har nuvarande underhållskostnader för generator 4 tagits i beaktande, eftersom G3 och G4 är av liknande storlek. Kostnaderna för ånga, kondensat, turbin och fjärrvärme har bortsetts ifrån, eftersom

kostnaderna skulle bortgå vid drift av generatorn som en synkronkompensator. De kvarvarande kostnaderna för de senaste tio åren redovisas i tabell 12, med enheten tusentals kronor.

Tabell 12: Relevanta driftkostnader för generator 4 uppdelat på kategorierna elkraft, styrsystem, övergripande, generator, kylvatten och övriga stödsystem [81]. Enheten för alla kostnader är kkr.

Kategori	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Elkraft	121	236	646	138	217	138	1680	569	150	145
Styrsystem	-	208	340	152	226	587	322	227	250	635
Övergripande	135	611	2030	4220	919	840	901	1990	2100	1400
Generator	23,8	320	1120	497	464	3630	228	1970	367	1760
Kylvatten	138	519	169	994	162	155	363	406	666	1290
Övriga stödsystem	47,8	45,1	38,9	88,8	459	1240	35,1	103	338	-8,7
Totalt [kkr]	466	1940	4340	6090	2450	6590	3530	5270	3870	5220

År 2015 och 2016 genomgick generatorblocken en ombyggnation, vars utgifter klassificerades som en investering och inte underhåll. Kostnaderna visas därför inte i dessa siffror. Under dessa åren var generatorblocken inte i bruk, och åren bör därför bortses från i en kostnadsanalys. År 2017 drabbades turbinen av ett haveri i samband med fel vid ett filterbyte. Detta ledde till att blocket inte kunde användas för produktion av elektricitet under cirka ett år, utan endast för fjärrvärme vid behov. Detta innebär att generatorblocket även under år 2017 och 2018 opererade under väldigt speciella omständigheter, och underhållskostnaderna kan därför anses medföra osäkerheter.

Medelvärdet för underhållskostnaderna under åren 2019-2024 beräknades, och kunde fastställas vara 4,5 Mkr per år. Underhållskostnaderna förväntas vara mindre vid drift som synkronkompensator, eftersom flertalet delsystem inom de inkluderade kategorierna kommer bortfalla. För en mer exakt analys av underhållskostnaderna krävs en detaljerad utredning av vilka delsystem som inte behövs vid drift som synkronkompensator.

4.4.3 Lönsamhetsanalys för ombyggnation av G3

Detta avsnitt ämnar att beräkna en ungefärlig ersättning för rotationsenergi som Mälarenergi skulle behöva få utbetald för att en investering i ombyggnation av G3 till synkronkompensator ska gå plusminus noll. Lönsamhetsanalysen är endast utförd för generator 3, som antas vara Mälarenergis bästa alternativ för ombyggnation till synkronkompensator. Beräkningarna har gjorts med utgångspunkt i att ersättning skulle utbetalas för synkronkompensatorns tillgänglighet, och att den skulle vara i drift under hela perioden maj-november när rotationsenergin i systemet generellt sätt är lägre. Som redovisat i avsnitt 4.4.2 innebär detta drift i 214 dagar och ett genomsnittligt elpris på 26,66 öre/kWh under perioden.

Övriga antaganden som har gjorts är att ombyggnationskostnaden skulle vara ungefär 150 Mkr, eftersom det påvisades i tabell 9 i avsnitt 4.4.1 att detta värde för ombyggnation låg inom rimlighetsspannet för alla de undersökta källorna. Ett annat antagande som gjorts är att underhållskostnaderna är 25% mindre för synkronkompensatorn jämfört med kostnaden som redovisades i avsnitt 4.4.2.

De relevanta värdena gällande rotationsenergi och capex-/opexkostnader för G3 vid både bortkoppling och avbladning av turbinen visas i tabell 13.

Tabell 13: Rotationsenergi och kostnader för generator 3. Värdet för underhåll bygger på antagandet att synkronkompensatorns underhållskostnader skulle vara 25% mindre än för generatorn. Elektricitetskostnaden bygger på år 2024:s elektricitetspriser samt antagandet att synkronkompensatorn endast skulle vara i drift under tidsperioden maj-september.

	Rotationsenergi	**Underhåll**	**Elektricitet**	**Ombyggnation**
Bortkoppling av turbin	429 MWs	3,4 Mkr/år	1,5 Mkr/år	150 Mkr
Avbladning av turbin	900 MWs	3,4 Mkr/år	3,1 Mkr/år	150 Mkr

Investeringen i en ombyggnation är omfattande, och för att beräkna kostnaden per år användes kapitalåtervinningsfaktorn (CRF) [82]. CRF beräknas med hjälp av räntan i (Mälarenergi använder internräntan 8%) och tidshorisonten för investeringen Y, och beräknas för en tioårig livstid enligt ekvation 14.

$$\text{CRF} = \frac{(i(1+i)^Y}{(1+i)^Y - 1} = \frac{0,08(1+0,08)^{10}}{(1+0,08)^{10} - 1} = 0,15 \tag{14}$$

Med hjälp av detta kan ett break-even pris slutligen beräknas, vilket för en livslängd på tio år och en bortkoppling av hela turbinen görs enligt ekvation 15.

$$\text{Break-even pris} = \frac{(3,4 + 1,5 + 0,15 \cdot 150)\ \text{Mkr}}{429\ \text{MWs} \cdot (214 \cdot 24)\text{h}} = 12,3\ \text{kr/MWs, h} \tag{15}$$

Priset anges i enheten kr/MWs,h och visar hur mycket betalt Mälarenergi skulle behöva få per tillförd MWs och timme för att gå jämnt ut på investeringen. Rapporten [69] menar att för att en ombyggnation av en generator till synkronkompensator ska löna sig behöver livslängden vara 10-15 år eller högre. Olika beräkningar har därför utförts för att undersöka synkronkompensatorns lönsamhet för en livslängd på antingen 10, 15 eller 20 år. Samma beräkning som i ekvation 15 har utförts för alla tre scenarier på livslängd, och sedan återupprepats även för en avbladning av turbinen. Resultatet visas i tabell 14.

Tabell 14: Break-even pris vid ombyggnation av G3 angivet för de olika turbinkonfigurationerna och livslängderna för synkronkompensatorn.

	10 års livslängd	**15 års livslängd**	**20 års livslängd**
Bortkoppling av turbin	12,3 kr/MWs,h	10,1 kr/MWs,h	9,13 kr/MWs,h
Avbladning av turbin	6,23 kr/MWs,h	5,19 kr/MWs,h	4,70 kr/MWs,h

Dessa värden är alltså den enligt studien minsta ersättningen som Mälarenergi skulle behöva erhålla för rotationsenergin. För att ombyggnationen ska löna sig behövs högre ersättning, vilket skulle generera incitament för en investering. När Svenska Kraftnät betalade för att hålla igång Ringhals 1 under sommaren 2020 betalade de som konstaterat i avsnitt 4.2.1 ut 17 Mkr i veckoavgift för ungefär 5,76 GWs rotationsenergi, vilket innebär en kostnad på 17,6 kr/MWs,h. De konstaterade värdena i tabell 14 indikerar därför att omvandlingen av generatorerna till synkronkompensatorer potentiellt skulle kunna vara en lönsam affär för Mälarenergi, ifall ett liknande ekonomiskt incitament skulle uppstå.

Det är värt att notera att beräkningarna medför höga osäkerheter, eftersom det finns begränsat med information gällande framförallt kostnaderna för ombyggnation av en generator till

en synkronkompensator. Ombyggnationen antas till exempel kosta lika mycket både för en full bortkoppling av turbinen och en avbladning av turbinen, vilket inte skulle vara fallet i verkligheten. På grund av den bristande tillgängliga informationen har det dock inte kunnat göras en separation av capex-kostnaderna för de två fallen. Det är rimligt att anta att en bortkoppling av turbinen egentligen skulle innebära lägre ombyggnationskostnader än för en avbladning, eftersom det är en mindre komplex process [69].

Notera även att livslängderna 10, 15 och 20 år inte på något vis är en prognos på synkronkompensatorns verkliga potential för livslängd, utan endast är valda värden för att uppskatta ett ungefärligt break-even pris för olika livslängdsscenarier.

4.4.4 Känslighetsanalys för lönsamhetsanalysen

För att utvärdera den ekonomiska analysen utfördes en känslighetsanalys. Detta gjordes för scenariot 20 års livslängd och en avbladning av turbinen, och som presenterat i avsnitt 4.4.3 ovan resulterade dessa förutsättningar i ett break-even pris på 4,7 kr/MWs,h. För känslighetsanalysen har underhålls-, elektricitets- och ombyggnationskostnaderna varierats, för att kunna fastställa hur stor påverkan varje delkostnad har på resultatet. Varje enskild kostnadspost varierades 50% uppåt respektive nedåt, och dess påverkan på break-even priset kunde därefter fastställas. Resultatet av känslighetsanalysen visas i tabell 15.

Tabell 15: Känslighetsanalys för lönsamhetsanalysen. I basfallet redovisat i avsnitt 4.4.3 var break-even priset 4,7 kr/MWs,h.

Kostnadspost	**Orginalkostnad för kostnadsposten [Mkr/år]**	**Break-even pris efter 50% ökning [kr/MWs,h]**	**Break-even pris efter 50% minskning [kr/MWs,h]**
Underhåll	3,4	5,06	4,34
Elektricitet	3,1	5,03	4,37
Ombyggnation	15,3	6,35	3,05

Det kan observeras i tabell 15 att variationen av ombyggnationskostnaden genererar de största avvikelserna från basfallet, vilket beror på att dess årliga kostnad är signifikant högre än den för underhåll och elektricitet. Att öka/minska ombyggnationskostnaden med 50% genererar en ökning/minskning av break-even priset med 35%, medan underhålls- och elektricitetskostnaderna endast påverkade break-even priset med 7,7% respektive 7,0%. Ombyggnationskostnaden är alltså den känsligaste parametern i lönsamhetsanalysen.

Detta, i kombination med att den använda kostnaden för ombyggnation är den kostnadspost med störst osäkerhet, utgör en betydande felkälla. Det är troligt att den faktiska kostnaden för ombyggnationen skulle vara signifikant lägre än 150 Mkr, vilket känslighetsanalysen fastställer skulle minska det resulterande break-even priset avsevärt.

5 Diskussion

5.1 Systemperspektiv på behovet av rotationsenergi

Resultaten i detta arbete bekräftar den ökande utmaning som det nordiska kraftsystemet står inför, i takt med att andelen elektricitetsproduktion från synkront anslutna generatorer minskar. Det kan konstateras att rotationsenergin i systemet redan under normala driftförhållanden närmar sig, och ibland understiger, Svenska Kraftnäts dimensionerande nivåer för prestanda (150 GWs) och ibland även för stabilitet (120 GWs). Det är troligt att dessa nivåer kommer underskridas allt oftare i framtiden. Detta anses vara problematiskt, och det kan därför konstateras att det framtida kraftsystemet kommer behöva nya lösningar för att ersätta den förlorade trögheten som detta medför. Detta kan hanteras genom att införa ekonomiska incitament antingen för att öka rotationsenergin i systemet eller för snabbare och mer precisa frekvensreglerande resurser. Om inga åtgärder vidtas riskerar den transienta stabiliteten att försämras. Omvärldsanalysen visar att lösningarna för att hantera den minskande rotationsenergin varierar världen över, och det finns inget entydigt svar på vad som är mest effektivt. Alla synkronområden anpassar sina policys och marknader efter synkronområdets unika behov.

Ett aktuellt exempel som tydligt illustrerar vikten av rotationsenergi är det omfattande strömavbrottet som inträffade i Spanien den 25 april 2025. Den Iberiska halvön sattes i ö-drift efter en störning vid en tid med låg rotationsenergi, vilket snabbt utvecklades till en systemkollaps som påverkade tiotals miljoner människor. Händelsen bör fungera som en väckarklocka även för andra synkronområden eftersom utvecklingen på flera håll i världen går mot ett kraftsystem med liknande egenskaper, det vill säga hög andel omriktarkopplad produktion och lägre tillgång till rotationsenergi. Det visar på det systemkritiska värdet av rotationsenergi, och understryker det som en nödvändig förutsättning för ett robust och resilient kraftsystem. Händelsen tydliggör behovet av att integrera stabilitetsresurser såsom synkronkompensatorer eller syntetisk tröghet, innan andelen omriktarkopplade resurser når nivåer som allt oftare äventyrar systemets stabilitet.

Det är viktigt att notera att syntetiska lösningar såsom FFR och syntetisk rotationsenergi inte fullt ut kan bidra till frekvensstabiliteten på samma sätt som mekanisk rotationsenergi gör, framförallt gällande systemets initiala svar på störningar. FFR aktiveras först vid en faktisk frekvensavvikelse, medan rotationsenergi agerar momentant vid påbörjad störning. Även om syntetisk rotationsenergi också reagerar på RoCoF, resulterar kontrollmekanismen i en liten fördröjning som innebär att tjänsten inte helt kan ersätta mekanisk rotationsenergi. Däremot kunde det konstateras i avsnitt 4.3.2 att syntetisk rotationsenergi är mer ”potent” än mekanisk, sett till dess effektbidrag vid en störning. På grund av storleken på G1 och G2 visade det sig att effekten som frigjordes från dess roterande massor var relativt låg. Det framstod tydligt att G3 kan tillföra ett större effektbidrag, men att det krävdes en RoCoF $> 0{,}83$ Hz/s för att G3 skulle kunna bidra med mer än 30 MW till elnätet. Eftersom Mälarenergis planerade batteripark i teorin skulle kunna bidra med 30 MW till elnätet, kunde det därför fastställas att syntetisk rotationsenergi har hög potential att kunna förbättra RoCoF vid störningar.

5.2 Mälarenergis resurser

Mälarenergis tre avvecklade generatorblock erbjuder en konkret möjlighet att återintroducera rotationsenergi till kraftsystemet genom ombyggnation till synkronkompensatorer. Beräkningarna i avsnitt 4.3.1 visar att dessa maskiner, beroende på turbinkonfiguration, kan tillföra mellan 95–900 MWs vardera. Det högsta värdet på 900 MWs (avbladning av turbinen på G3) motsvarar 0,6% av den dimensionerande nivån rotationsenergi för prestanda i det nordiska systemet

(150 GWs). Generator 3 har därför god potential att signifikant bidra till systemstabiliteten.

Tabell 5 klargör att synkronkompensatorer bidrar till andra lokala systemnyttor, närmare bestämt kortslutningseffekt och reaktiv effektkontroll. Särskilt kortslutningseffektens roll i att återställa spänningen efter fel är av kritisk betydelse för spänningsstabiliteten i ett elnät. Även dessa systemnyttor skulle innebära ett värde för Mälarenergi, i huvudsak om synkronkompensatorn kopplades till Mälarenergis egna elnät. Ifall Mälarenergis elnät har behov av mer kortslutningseffekt eller ytterligare förmåga för reaktiv effektkompensering, skulle synkronkompensatorer kunna spela en viktig roll även där.

Alla Mälarenergis undersökta generatorer är kopplade till ångturbiner, vilket enligt rapporten [69] innebär större utmaningar vid ombyggnation till synkronkompensator jämfört med vatten- och gasturbiner. Rapporten menar på att de största utmaningarna för ångturbiner troligt är att ändringar kommer behövas på den gemensamma generator-/turbinaxeln, vilket leder till ändringar på fundamentet. Utöver det kan anpassning av kyl- och smörjsystemet visa sig vara utmanande, beroende på grundförutsättningarna. Att både G1 och G2 är kopplade till Ljungströmsturbiner innebär en ytterligare utmaning vid konvertering, eftersom blocken innehåller två separata generator-/turbinaxlar. Huruvida en konvertering av dessa skulle innebära en ihopkoppling av turbinaxeln eller drift av de två generatorerna som separata synkronkompensatorer kvarstår att fastställas.

5.3 Ekonomisk analys

Som fastställt i avsnitt 4.4.1 innebär ombyggnationen av en generator till en synkronkompensator stora kostnader, men kostnaderna förväntas oavsett vara mindre än vid investering i lika mycket potential från nya synkronkompensatorer. Rapporten [69] belyser dock att den riktiga vinsten med ombyggnation är att ledtiderna förväntas vara kortare. Ifall en marknad för rotationsenergi skulle införas kan det därför innebära en fördel att vara snabbare ut på marknaden än andra aktörer. Detta skulle inte bara etablera Mälarenergi som en leverantör av rotationsenergi, utan även tillåta företaget deltaga på marknaden innan flertalet aktörers existens hinner sänka priserna. Rapporten [74] fastställer att priset per MVA för en ny synkronkompensator sjunker exponentiellt när maskinens märkeffekt ökar. Samma samband observeras *inte* för ombyggnationer, utan det antas istället att kostnaden är relativt lika oberoende av generatorns storlek. Kostnaden fastställs istället vara beroende av ifall generatorn behöver lindas om och vilka renoveringar som krävs. Det kan därför konstateras att Mälarenergi antagligen skulle gynnas mest av konverteringen av generator 3, som är mer än fem gånger så stor som G1/G2 sett till märkeffekt.

Som konstaterat i avsnitt 2.5.1 är alla de undersökta generatorblocken gamla. Detta innebär att ombyggnationen som skulle behöva utföras för omvandlingen till synkronkompensatorer troligtvis är omfattande, vilket innebär höga kostnader. Det kunde konstateras i känslighetsanalysen i avsnitt 4.4.4 att kostnaden för ombyggnation påverkar break-even priset i hög utsträckning, eftersom det är den dominerande kostnaden. Generatorernas redan långa livstid kan därför visa sig vara avgörande i en lönsamhetskalkyl eftersom det medför ett behov av de mer omfattande ombyggnationerna, som omlindning och utbyte av excitationssystem.

Eftersom kostnaderna för ombyggnation och drift av synkronkompensatorerna är betydande innebär det en avsaknad på incitament för aktörer som Mälarenergi att investera i denna typ av stabilitetsresurser. I dagsläget saknas en marknad eller ersättningsmodell för rotationsenergi i Norden, vilket innebär att resursen inte skulle generera ekonomisk vinning. För att kunna avgöra huruvida investeringen skulle vara ekonomiskt lönsam i framtiden är det avgörande med mer information från SvK och övriga nordiska TSO:er, gällande om och i så fall vilka

ersättningsmodeller som kan bli aktuella i framtiden.

En potentiell framtida marknad för rotationsenergi kan komma med vissa komplicerande faktorer. I nuläget är låga nivåer rotationsenergi endast ett problem under relativt få timmar under ett helt år, vilket kan innebära att marknaden skulle avropa tjänsten relativt sällan. Även detta innebär en ekonomisk risk för leverantörerna på den framtida marknaden. Marknaden hade därför potentiellt gynnats av att ha två delar; en för utnyttjning av tjänsten och en för tillgängligheten. Detta skulle skapa incitament för investeringar trots att marknaden i sig fortfarande är under utveckling, och samtidigt säkra framtidens frekvensstabilitet.

Det bör anses fördelaktigt att behovet av rotationsenergi oftast uppstår under sommarmånaderna, eftersom det är då som elpriset är lågt. En troligt alternativ för en synkronkompensator är att den skulle hållas igång endast under sommarmånaderna, och möjligtvis även under hösten. Som konstaterat i avsnitt 4.4.2 är det troligt att månaderna maj till november skulle vara aktuella. Det generellt lägre elpriset under dessa månader kommer innebära en lägre driftkostnad för synkronkompensatorerna, vilket är positivt för den potentiella ekonomiska lönsamheten.

Som konstaterat i avsnitt 4.2.1 är Sverige det av de nordiska länderna som bidrar med högst andel rotationsenergi till det gemensamma synkronområdet. Under den analyserade tidsperioden oktober 2019 till november 2021 bidrog Sverige med ett genomsnitt på 46,2% av rotationsenergin, och vid den tidpunkten där Sverige bidrog med minst andel rotationsenergi bidrog landet med 34,3% av rotationsenergin. Ifall detta jämförs med den nyutvecklade FFR-marknaden, som ämnar att hantera problemet som låga nivåer rotationsenergi skapar, har Sverige där tilldelats ett ansvar för att avropa 35% av Nordens FFR. Det kan alltså konstateras att Sveriges minsta andel rotationsenergibidrag är ungefär lika stort som Sveriges totala ansvar gällande FFR, och Sveriges genomsnittliga rotationsenergibidrag är dessutom betydligt mycket större. Ifall en marknad för rotationsenergi skulle utformas liknande marknaden för FFR med fördelningsnycklar, kan det därför konstateras att Sverige potentiellt inte kommer stå inför särskilt stora avrop. Även detta är värt att notera vid ett investeringsbeslut gällande synkronkompensatorer, att marknadens utformning spelar stor roll för den potentiella lönsamheten. Däremot är det även noterbart att stora delar av den analyserade tidsperioden är innan nedstängningen av reaktorerna på Ringhals 1 och 2 (nyårsafton år 2019 respektive 2020), vilket påverkar genomsnittsvärdet [83]. Det kan dock även fastställas att hela sommarsäsongen år 2021 ingick i den analyserade tidsperioden, vilket innebär att det noterade minsta värdet kan antas vara relativt representativt även för det nuvarande kraftsystemet.

Det är även möjligt att ersättning för rotationsenergi inte kommer introduceras. Nordens energisystem står just nu inför några formande år, och framtidens förutsättningar kommer avgöras beroende på besluten som tas nu. Nuvarande regering vill ändra på Sveriges historiskt negativa ställningstagande gällande kärnkraft, och diskuterar möjligheten att återigen börja bygga ny kärnkraft [84]. Huruvida denna ambition överlever år 2026:s riksdagsval kan bli avgörande för hur elnätets framtida frekvensstabilitet kommer säkerställas, eftersom mer kärnkraft skulle innebära mer inneboende tröghet.

5.4 Felanalys

Det finns ett antal osäkerheter och begränsningar i arbetet som bör beaktas. För det första är samtliga beräkningar av rotationsenergi och tröghetskonstant baserade på antaganden om bland annat maskinernas geometri, massa och driftsätt. Exempel på dessa antaganden är G3:s rotorradie, som baseras på rotorradie för de aktiva delarna. Att rotorn approximeras som en solid cylinder är även ett antagande som inte är helt korrekt, även om det är det rimligare av antaganden att göra. För att kunna beräkna tröghetsmomentet för en avbladad turbin har det

även gjorts antaganden angående hur stor andel av tröghetsmomentet som finns i generatorn, turbinaxeln och turbinbladen. Det har inte heller djupdykts i exakt vilka tekniska modifieringar som krävs för att anpassa befintliga generatorer till synkronkompensatorer i praktiken, vilket påverkar både capex och opex i den ekonomiska analysen.

Som redovisat i avsnitt 4.3.1 är generatorernas tröghetskonstant mellan 1,5 - 1,7 sekunder, och eftersom antagandet kan göras att generatorn står för ungefär en tredjedel av den totala trögheten kan det därför konstateras att den totala tröghetskonstanten skulle vara ungefär 4,5 - 5,1 sekunder. Detta är rimliga värden för denna sorts maskiner, men de kan även konstateras vara i det lägre spannet av rimlighet. Värdena är framräknade med hjälp av ovan flertalet nämnda antaganden, och det är möjligt att dessa antaganden har lagt grunden för dessa relativt låga värden.

Det är även värt att notera att batteriparkens bidrag till syntetisk rotationsenergi i hög grad skulle påverkas av deltagandet på flera stödtjänstmarknader samtidigt, vilket kan skapa konflikter i resursallokeringen. Detta har inte beaktats i rapportens antagande gällande dess potentiella syntetiska rotationsenergibidrag.

Det kan även konstateras att den framtida marknadsutvecklingen för rotationsenergi i hög grad är spekulativ. Det finns en tydlig vilja från Svenska Kraftnät att vidareutveckla ersättningsmodeller i framtiden, men inga formella beslut eller tidplaner finns i dagsläget.

5.5 Vidare studier

Fortsatt forskning kring rotationsenergi i det nordiska synkronområdet bör utföras inom flera olika områden. Det skulle vara värdefullt att genomföra detaljerade simuleringar av frekvensrespons i scenarier med låg tröghet, där olika kombinationer av mekanisk och syntetisk rotationsenergi undersöks. Detta skulle möjliggöra en kvantitativ bedömning av den faktiska systemnyttan från resurser som synkronkompensatorer gentemot batteriparker som bidrar med syntetisk rotationsenergi.

Det hade även varit intressant att studera alternativa utformningar för en marknadsbaserad ersättningsmodell för rotationsenergi. Arbetet hade gynnats av att jämföra olika prissättningsmodeller, och deras inverkan på incitament för investering i nya resurser. Det hade även varit relevant att undersöka hur incitament kan designas för att kombinera investeringar i rotationsenergi med andra stödtjänster, för att gynna multifunktionella resurser som batteriparker.

Vidare hade ytterligare tekniska utredningar behövts för att undersöka genomförbarheten gällande konverteringen av äldre generatorer till synkronkompensatorer. Det hade även varit intressant med en detaljerad jämförelse mellan synkronkompensatorer konverterade från äldre generatorer och nya synkronkompensatorer, för att fastställa hur de olika teknikerna skiljer sig gällande exempelvis livslängd, effektivitet och lönsamhet.

6 Slutsatser

Detta examensarbete har undersökt behovet av rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet, samt utvärderat Mälarenergis potentiella bidrag genom konvertering av avvecklade generatorer till synkronkompensatorer och via syntetisk rotationsenergi från en planerad batteripark. Analysen visar att det finns ett ökande systembehov av rotationsenergi, till följd av en allt större andel intermittent och omriktarkopplad elproduktion. Svenska Kraftnät förutser därför att en ersättningsmodell för rotationsenergi troligtvis kommer införas i framtiden, vilket skulle skapa incitament för resurser som synkronkompensatorer. I nuläget kan det dock konstateras att det inte finns tillräckligt incitament för Mälarenergi att investera i en sådan ombyggnation. Konverteringen av generatorerna till synkronkompensatorer skulle innebära betydande initiala investeringar, och i nuläget genererar rotationsenergi inte någon ersättning. På grund av detta är den enda anledningen för Mälarenergi att investera i en ombyggnation ifall företagets egna elnät hade varit i behov av mer kortslutningseffekt eller reaktiv effektkompensering. Av samma anledning saknar batteriparken incitament att modifieras för att kunna bidra med syntetisk rotationsenergi.

Beräkningarna visar att Mälarenergis tre avvecklade generatorer har potential att bidra med totalt cirka 618 MWs i rotationsenergi vid en total bortkoppling av turbinerna eller 1 298 MWs rotationsenergi vid en avbladning av turbinerna. Bara generator 3 kan bidra med 429 MWs respektive 900 MWs i de två scenarierna, och generatorn anses vara Mälarenergis mest lönsamma alternativ var gällande konvertering till synkronkompensator. Även Mälarenergis planerade batteripark har potential att bidra med syntetisk rotationsenergi (samt dynamisk FFR). Batteriparkens syfte är redan att vara en flexibel resurs på flera stödtjänstmarknader, och skulle ekonomiska incitamentet för syntetisk rotationsenergi/dynamisk FFR uppstå har resursen möjlighet att vidga sitt bidrag till även dessa tjänster. Både de potentiella synkronkompensatorerna och batteriparkens möjliga bidrag till rotationsenergi kan ge Mälarenergi en stark position på en framtida rotationsenergimarknad.

Sammanfattningsvis visar arbetet att Mälarenergi har realistiska och värdefulla möjligheter att bidra till systemstabilitet, både genom mekanisk och syntetisk rotationsenergi. För att realisera dessa möjligheter krävs dock marknadsmässiga incitament.

Referenser

[1] Svenska kraftnät, "Långsiktig marknadsanalys 2024: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050," 2024. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/lma_2024.pdf. Hämtad: [2025-05-13].

[2] Svenska kraftnät, "Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3," 2023. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-3---1.0.pdf. Hämtad: [2025-03-21].

[3] Svenska Kraftnät, "Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring," 2021. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/rapport-regeringsuppdrag-avseende-stodtjanster_211018_.pdf. Hämtad: [2025-03-18].

[4] ENTSO-E, "Synchronous condenser," u.å. https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser. Hämtad: [2025-03-20].

[5] Svenska Kraftnät, "Sveriges elnät," 2024. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/. Hämtad: [2025-03-17].

[6] Svenska Kraftnät, "Frekvensstabilitet," 2025. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/. Hämtad: [2025-03-19].

[7] Svenska Kraftnät, "Balansering av kraftsystemet," 2024. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/balansering-av-kraftsystemet/. Hämtad: [2025-05-13].

[8] Our World in Data, "Sweden: Energy country profile," 2025. https://ourworldindata.org/energy/country/sweden. Hämtad: [2025-05-13].

[9] Our World in Data, "Norway: Energy country profile," 2025. https://ourworldindata.org/energy/country/norway. Hämtad: [2025-05-13].

[10] Our World in Data, "Finland: Energy country profile," 2025. https://ourworldindata.org/energy/country/finland. Hämtad: [2025-05-13].

[11] Our World in Data, "Denmark: Energy country profile," 2025. https://ourworldindata.org/energy/country/denmark. Hämtad: [2025-05-13].

[12] Svenska Kraftnät, Energinet, Fingrid, Statnett, "Nordic grid development perspective 2023," 2023. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_ngpd2023.pdf. Hämtad: [2025-03-31].

[13] Energimyndigheten, "Scenarier över sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050," no. ER 2023:07, 2023. https://www.energimyndigheten.se/49428c/globalassets/statistik/prognoser-och-scenarier/langsiktiga-scenarier/langsiktiga-scenarier-over-sveriges-energisystem-2023.pdf. Hämtad: [2025-05-14].

[14] Svenska Kraftnät, "Elstatistik," 2025. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik/. Hämtad: [2025-05-14].

[15] Svenskt Näringsliv, "Kraftsamling elförsörjning - stödtjänster," 2022. https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/rapporter/tai3e4_rapport_stodtjanster_webbpdf_1185904.html/Rapport_Stodtjanster_webb.pdf. Hämtad: [2025-03-18].

[16] Nordic analysis Group, "Requirement for minimum inertia in the nordic power system," *Nordic TSO Report*, 2021. https://www.svk.se/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/so/39.3.a/godkand-metod-for-att-faststalla-minsta-troghet-for-driftsakerhet-och-stabilitetsgranserna.pdf. Hämtad: [2025-03-17].

[17] Svenska Kraftnät, "Data om rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet," 2025. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/data-om-rotationsenergi-i-det-nordiska-kraftsystemet/. Hämtad: [2025-03-17].

[18] Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademin, "Svängmassa i elsystemet - en underlagsstudie," 2016. https://www.iva.se/contentassets/9166af7147f842cdb832dd5cb2f8f2b8/201606-iva-vagvalel-svangmassa.pdf. Hämtad: [2025-03-18].

[19] R. Eriksson, N. Modig, and K. Elkington, "Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, 2018. https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1049/iet-rpg.2017.0370.

[20] Australian Energy Market Operator, "Inertia in the NEM explained," *AEMO Report*, 2023. https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/engineering-framework/2023/inertia-in-the-nem-explained.pdf?la=en. Hämtad: [2025-03-18].

[21] J. D. Glover, T. J. Overbye, A. B. Birchfield, and M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*. Boston, United States of America: Cengage learning, 7th ed., 2022.

[22] Svenska kraftnät, "Integrering av vindkraft," 2013. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2015-och-aldre/20130313-integrering-av-vindkraft.pdf. Hämtad: [2025-03-18].

[23] Svenska Kraftnät, "Om olika reserver," 2025. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/. Hämtad: [2025-03-18].

[24] Svenska Kraftnät, "Systemutvecklingsplan 2022–2031: Vägen mot en dubblerad elanvändning," 2021. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf. Hämtad: [2025-03-20].

[25] Fingrid, "Inertia of the Nordic power system," 2025. https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/InertiaofNordicpowersystem/. Hämtad: [2025-03-20].

[26] Svenska kraftnät, "Nätutvecklingsplan 2024-2033," 2013. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_natutveckling_2024-2033.pdf. Hämtad: [2025-03-20].

[27] Svenska Kraftnät, "Snabb frekvensreserv (FFR)," 2024. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/ffr/. Hämtad: [2025-03-21].

[28] Svenska Kraftnät, "Behov av FFR," 2024. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/ffr/behov-av-ffr/. Hämtad: [2025-03-21].

[29] H. M. Tróndheim, "A battery system utilized for ancillary services - the Faroe Islands: Optimisation, diagnosis and control of electrical power systems and high voltage systems," 2018. https://www.researchgate.net/publication/344659172_A_Battery_System_Utilized_for_Ancillary_Services_-the_Faroe_Islands_Optimisation_Diagnosis_and_Control_of_Electrical_Power_Systems_and_High_Voltage_Systems_Internship_Project_Report/links/5f875e0a458515b7cf81ddc2/A-

Battery-System-Utilized-for-Ancillary-Services-the-Faroe-Islands-Optimisation-Diagnosis-and-Control-of-Electrical-Power-Systems-and-High-Voltage-Systems-Internship-Project-Report.pdf. Hämtad: [2025-04-02].

[30] Svenska Kraftnät, "Spänningsstabilitet," 2025. https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/. Hämtad: [2025-05-14].

[31] Kraftdragarna, "Faktura Kraftdragarna SX2879 intransport rotorer och statorer." Intern dokumentation på Mälarenergi AB, 2015.

[32] Aktiebolaget Aroskraft, "Teknisk dokumentation generatoranläggning - intern dokumentation." Intern dokumentation på Mälarenergi AB, 1963.

[33] Mälarenergi AB, "Nav produktionsdata." Intern dokumentation på Mälarenergi AB, 2025.

[34] VG Power Turbo, "Aros G2 - rapport över utfört arbete." Intern dokumentation på Mälarenergi AB, 2015.

[35] A. Einarsen and J. Wahrolin, "Marknadsanalys projekt BESS KVV." Intern presentation på Mälarenergi AB, 2025.

[36] F. Hofmann, M. Schlott, A. Kies, and H. Stöcker, "Flow allocation in meshed AC-DC electricity grids," *Energies*, vol. 13, no. 5, 2020. https://www.mdpi.com/1996-1073/13/5/1233. Hämtad: [2025-04-02].

[37] ENTSO-E, "Continental Europe successful synchronisation with Ukraine and Moldova power systems," 2022. https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/continental-europe-successful-synchronisation-with-ukraine-and-moldova-power-systems/. Hämtad: [2025-04-02].

[38] ENTSO-E, "ENTSO-E confirms successful synchronization of the Continental European electricity system with the systems of the Baltic countries," 2025. https://www.entsoe.eu/news/2025/02/09/entso-e-confirms-successful-synchronization-of-the-continental-european-electricity-system-with-the-systems-of-the-baltic-countries/. Hämtad: [2025-04-02].

[39] Eirgrid, "Tso imperfections & constraints: Multi-year plan 2023-2027," 2023. https://cms.eirgrid.ie/tso-imperfections-and-constraints-multi-year-plan-2023-2027. Hämtad: [2025-04-03].

[40] Eirgrid, "System non-synchronous penetration: Definition and formulation," 2018. https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/SNSP-Formula-External-Publication.pdf7. Hämtad: [2025-04-04].

[41] S. Bindu, L. Sigrist, and J. Chaves-Ávila, "Market-based solutions to compensate for low inertia in a renewable-dominated power system," *SSRN Electronic Journal*, 2024. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4944082. Hämtad: [2025-04-04].

[42] Eirgrid, "Operational policy roadmap 2022-2023," 2022. https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Operational-Policy-Roadmap-2022-to-2023.pdf. Hämtad: [2025-04-03].

[43] DotEcon Ltd, "Future arrangements for system services (FASS)," *SONI Report*, 2023. https://cms.soni.ltd.uk/sites/default/files/media/documents/FASS-DotEconAfry-Recommendations-Paper-September-2023-SONI.pdf. Hämtad: [2025-04-07].

[44] National Energy System Operator (NESO), "Operability strategy report," 2025. https://www.neso.energy/document/358116/download. Hämtad: [2025-04-03].

[45] National Energy System Operator (NESO), "Frequency risk and control report," 2023. https://www.neso.energy/document/276056/download. Hämtad: [2025-04-03].

[46] Enegen Power Systems, "National grid ESO stability pathfinder," 2025. https://www.enegen.co.uk/content/generation/Stability-Pathfinder.shtml. Hämtad: [2025-04-04].

[47] National Energy System Operator (NESO), "Stability network services – phase 1 concluded," 2020. https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/network-services/stability-network-services#Phase-1-concluded. Hämtad: [2025-04-04].

[48] National Energy System Operator (NESO), "Markets roadmap: March 2025," 2025. https://www.neso.energy/document/358131/download. Hämtad: [2025-04-04].

[49] ENTSO-E, "Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental europe," 2016. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf. Hämtad: [2025-04-02].

[50] ENTSO-E, "Project Inertia - Phase II: Updated frequency stability analysis in long term scenarios, relevant solutions and mitigation measures," 2023. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/231108_Project_Inertia_Phase_II_First_Report_FOR_PUBLICATION_clean.pdf. Hämtad: [2025-04-07].

[51] ENTSO-E, "Inertia and rate of change of frequency (RoCoF)," 2020. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf. Hämtad: [2025-03-27].

[52] Red eléctrica de España, "Estudios de prospectiva del sistema y necesidades para su operabilidad," 2020. https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Prospectiva_y_Operabilidad_Reunion_GSP29Sep20.pdf. Hämtad: [2025-04-07].

[53] ENTSO-E, "ENTSO-E expert panel initiates the investigation into the causes of Iberian blackout," 2025. https://www.entsoe.eu/news/2025/05/09/entso-e-expert-panel-initiates-the-investigation-into-the-causes-of-iberian-blackout/. Hämtad: [2025-05-12].

[54] P.-O. Hedman, "Brist på svängmassa sannolikt en spansk faktor," *Second Opinion*, 2025. https://second-opinion.se/brist-pa-svangmassa-sannolikt-en-viktig-faktor/.

[55] M. Tooming, "Estonia completes second synchronous condenser needed to uncouple from Russian grid," 2023. https://news.err.ee/1609199200/estonia-completes-second-synchronous-condenser-needed-to-uncouple-from-russian-grid. Hämtad: [2025-04-07].

[56] E. Ørum, M. Kuivaniemi, L. Haarla, M. Laasonen, A. Jerkø, I. Stenkløv, F. Wik, R. Eriksson, N. Modig, K. Elkington, and P. Schavemaker, "A survey on inertia related challenges and mitigation measures," *ENTSO-E*, 2017. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-

kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/nordic-tsos-survey-on-inertia-related-challenges-and-mitigation-measures.pdf. Hämtad: [2025-04-02].

[57] ABB, "ABB technology ensures grid stability as the Faroe Islands pivot to green energy," 2022. https://new.abb.com/news/detail/88427/abb-technology-ensures-grid-stability-as-the-faroe-islands-pivot-to-green-energy. Hämtad: [2025-05-15].

[58] ENTSO-E, "Future system inertia 2," 2017. https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/tki-toiminta/raportit/nordic-report-future-system-inertia2_vfinal.pdf. Hämtad: [2025-04-02].

[59] Europeiska komissionen, "Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 august 2017 - establishing a guideline on electricity transmission system operation," *Official Journal of the European Union*, 2017. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485. Hämtad: [2025-03-25].

[60] Svenska kraftnät, "Långsiktig marknadsanalys 2018: Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till år 2040," 2019. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2018/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf. Hämtad: [2025-04-15].

[61] Elmarknadsutredningen, "Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning?," 2025. https://regeringen.se/contentassets/afe8f043159c4da084fca6590e01c203/spanning-i-tillvaron--hur-sakrar-vi-var-framtida-elforsorjning-sou-202547.pdf Hämtad: [2025-06-11].

[62] Vattenfall, "Ringhals 1 stöttar elnätet i sommar," 2020. https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2020/ringhals-1-stottar-elnatet-i-sommar. Hämtad: [2025-04-15].

[63] S. Karlsson, "Somrarna har blivit den största utmaningen," *Second Opinion*, 2021. https://second-opinion.se/somrarna-har-blivit-den-storsta-utmaningen/. Hämtad: [2025-04-15].

[64] C. Agathokleous and J. Ehnberg, "The need for additional inertia in the european power system until 2050 and the contribution of wind power," *Proceedings of the 4th International Hybrid Power Systems Workshop*, 2019. https://research.chalmers.se/publication/509204/file/509204_Fulltext.pdf. Hämtad: [2025-06-18].

[65] Hitachi Energy, "Synchronous condenser system," 2021. https://publisher.hitachienergy.com/preview?DocumentID=8DBT000009&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=launch. Hämtad: [2025-03-31].

[66] ENTSO-E, "Technical requirements for fast frequency reserve provision in the nordic synchronous area – external document," 2021. https://www.svk.se/siteassets/english/stakeholder-portal/prequalification/technical-requirements-for-ffr-v1.1.pdf. Hämtad: [2025-03-28].

[67] O. J. Ayamolowo, P. Manditereza, and K. Kusakana, "An overview of inertia requirement in modern renewable energy sourced grid: challenges and way forward," *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 9, no. 11, 2022. https://jesit.springeropen.com/articles/10.1186/s43067-022-00053-2. Hämtad: [2025-05-22].

[68] ENTSO-E, "Fast frequency reserve – solution to the Nordic inertia challenge," 2019. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/

utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/ffr-stakeholder-report_13122019.pdf. Hämtad: [2025-05-13].

[69] DIgSILENT Pacific Pty Ltd, "Repurposing existing generators as synchronous condensers: Report on technical requirements," *ARENA Report*, 2023. https://arena.gov.au/assets/2023/06/repurposing-existing-generators-as-synchronous-condensers-report.pdf. Hämtad: [2025-03-24].

[70] Energinet, "Prequalification of FCR-N and FCR-D," 2023. https://en.energinet.dk/media/r4rbirq2/prequalfication-of-fcr-n-and-fcr-d.pdf. Hämtad: [2025-06-10].

[71] D. Al Kez, A. M. Foley, F. Ahmed, and D. J. Morrow, "Overview of frequency control techniques in power systems with high inverter-based resources: challenges and mitigation measures," *IET Smart Grid*, 2023. https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/stg2.12117. Hämtad: [2025-05-12].

[72] Energinet, "Dynamic FFR," u.å. https://en.energinet.dk/electricity/balancing-and-ancillary-services/upcoming-market-changes/dynamic-ffr/. Hämtad: [2025-05-12].

[73] Exchange-Rates.org, "AUD to SEK exchange rate history for 2023," 2023. https://www.exchange-rates.org/exchange-rate-history/aud-sek-2023. Hämtad: [2025-05-19].

[74] M. Tomlinson, F. Jooste, U. Minnaar, and W. Farmer, "Repurposing coal power station generators as synchronous condensers on the South African grid," *CIGRE Science & Engineering*, 2024. https://cse.cigre.org/cse-n033/repurposing-coal-power-station-generators-as-synchronous-condensers-on-the-south-african-grid.html. Hämtad: [2025-05-19].

[75] Exchange-Rates.org, "ZAR to SEK exchange rate history for 2024," 2024. https://www.exchange-rates.org/exchange-rate-history/zar-sek-2024. Hämtad: [2025-05-19].

[76] MarketsandMarkets, "Synchronous condenser market by cooling type (hydrogen-cooled, air-cooled, water-cooled), type (new & refurbished), starting method (static frequency converter, pony motor), end-user, reactive power rating and region – global forecast to 2030," 2022. https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/synchronous-condenser-market-189197147.html. Hämtad: [2025-05-19].

[77] Exchange-Rates.org, "USD to SEK exchange rate history for 2022," 2022. https://www.exchange-rates.org/exchange-rate-history/usd-sek-2022. Hämtad: [2025-05-19].

[78] Peter Mokricki - säljansvarig mot Mälarenergi på ABB. Personlig intervju, 2025-05-13.

[79] Siemens Energy, "Convert existing equipment to a synchronous condenser," 2025. https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/service/Synchronous-condenser-conversion.html. Hämtad: [2025-05-19].

[80] Elbruk.se, "Elpriser 2024 – historiska spotpriser på el," 2025. https://www.elbruk.se/elpris-historik-2024. Hämtad: [2025-04-14].

[81] Mercur, "Ekonomiskt uppföljningssystem - generator 4." Intern dokumentation på Mälarenergi AB, 2025.

[82] F. Díaz-González, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, *Energy Storage in Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 2016.

[83] Strålsäkerhetsmyndigheten, "Anläggningar under avveckling," 2025. https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/karnkraft/avveckling-av-

karntekniska-anlaggningar-i-sverige/anlaggningar-under-avveckling/. Hämtad: [2025-05-20].

[84] Regeringskansliet, "Frågor och svar om kärnkraft," 2025. https://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/fragor-och-svar-om-karnkraft/. Hämtad: [2025-05-20].

A Härledning av effekttillförsel från en synkronmaskin

För att kunna jämföra syntetisk rotationsenergi med mekanisk beräknades hur mycket effekt en synkronmaskin avger vid en viss RoCoF. Härledningen för formeln som användes redovisas här i bilaga A.

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{d}{dt}\frac{I\omega_m(t)^2}{2} = \frac{I}{2}\frac{d\omega_m(t)^2}{dt} = \frac{I}{2}2\omega_m \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = I\omega_m\frac{d\omega_m}{dt} \tag{16}$$

Den mekaniska vinkelfrekvensen ω_m, kan skrivas om enligt $\omega_m = 2\pi f_m$. Uttrycket kan då skrivas om enligt 17.

$$P = I\omega_m\frac{d\omega_m}{dt} = I \cdot 2\pi f_m \cdot 2\pi\frac{df_m}{dt} = I \cdot 4\pi^2 \cdot f_m\frac{df_m}{dt} \tag{17}$$

Den mekaniska och elektriska frekvensen hänger ihop enligt $f_e = (pp) \cdot f_m$ där (pp) är antalet polpar på maskinen. Ekvationen kan fortsatt skrivas om enligt ekvation 18.

$$P = I \cdot 4\pi^2 \cdot \frac{f_e}{(pp)} \cdot \frac{d}{dt}\frac{f_e}{(pp)} = I \cdot 4\pi^2 \cdot \frac{f_e}{(pp)^2}\frac{df_e}{dt} \tag{18}$$

Där $\frac{df_e}{dt}$ är frekvensändringshastigheten (alltså RoCoF) och den elektriska frekvensen är $f_e \approx 50$ Hz vid normaldrift i det nordiska kraftsystemet.