Produktionsanläggningars förmåga att hantera uppkomna och framtida driftsituationer i kraftsystemet – teori och praktik

Evert Agneholm

28 september 2021

Evert Agneholm

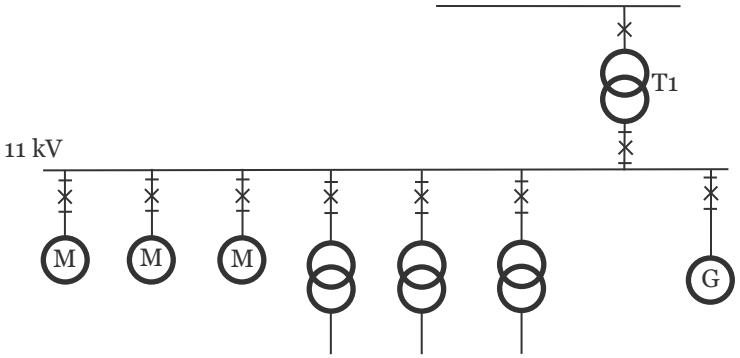
- Född och uppvuxen i Värmlandsbro
- Civilingenjörsexamen 1993 på Chalmers tekniska högskola
- Doktorsexamen 1999 Chalmers tekniska högskola
- Konsult sedan 1999
- En av grundarna av Gothia Power 2004, sedan 2020 på Protrol
- Har jobbat mycket med
  - Frekvensreglering
  - Spänningsreglering
  - Ödrift
  - Kravställning av produktionsanläggningar utifrån regelverk (Svk FS 2005:2, Rfg, EIFS 2018:2)
  - Både teoretiska analyser och praktiska prov
- Adjungerad professor på högskolan Väst i Trollhättan (30 %)

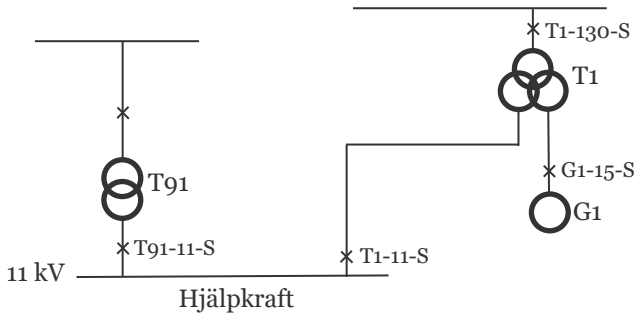
Innehåll

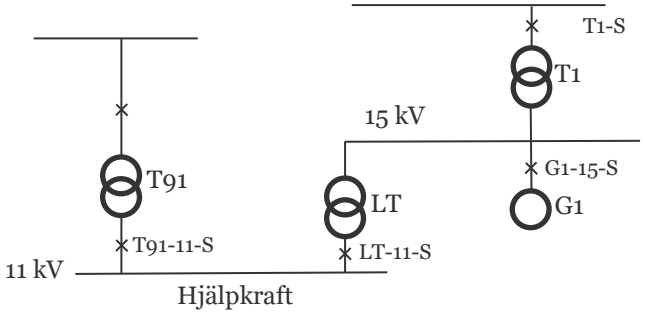
- Introduktion
- Reaktiv effekt och spänningsreglering
  - Aggregattransformatorn
  - Generatorns förmåga att producera och förbruka reaktiv effekt
  - Driftmoder spänningsregulator
  - Behov och kostnad för reaktiv effekt
  - Krav enligt RfG
- Frekvensreglering och reglering av aktiv effekt
  - Frekvensen vid normal och störd drift
  - Rotationsenergi
  - Exempel på frekvensregleringsprodukter
  - Kravställning enligt RfG
- Ödrift
- Sammanfattning

Aggregattransformator

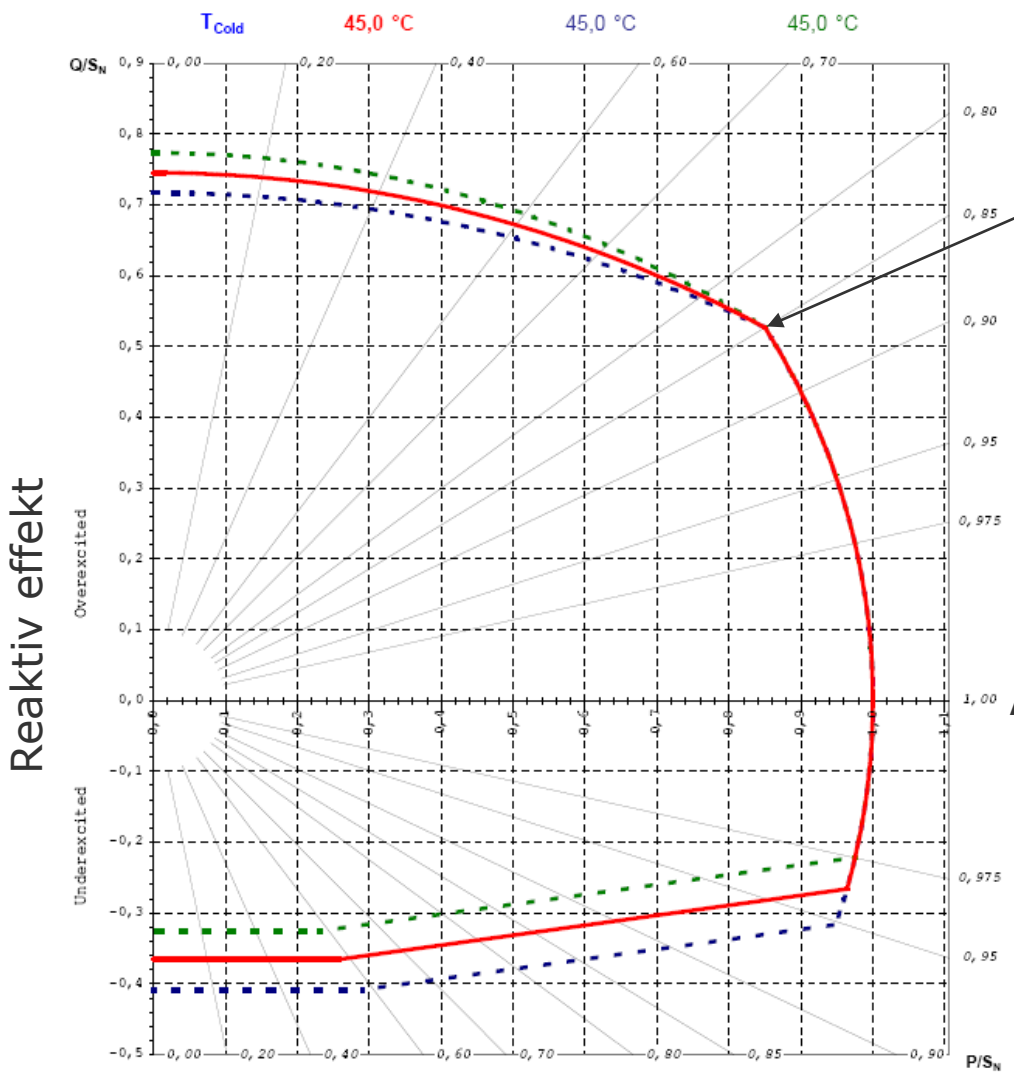
- Anslutningen av generatorn till nätet kan ske exempelvis via
  - En egen separat 2-lindningstransformator
  - En med hjälpkraften gemensam transformator
  - En trelindningstransformator
  - Andra kombinationer
- Transformatorn är ibland utrustad med automtisk lindningskopplare som gör att spänningen kan regleras under drift i steg, exempelvis ±8*1,67 %
- Om transformatorn inte har automatisk lindningskopplare finns ofta en omsättningskopplare som kan justeras då transformatorn är urkopplad, exempelvis ±2*2,5 %







Generatorns kapabilitetsdiagram - ångturbin



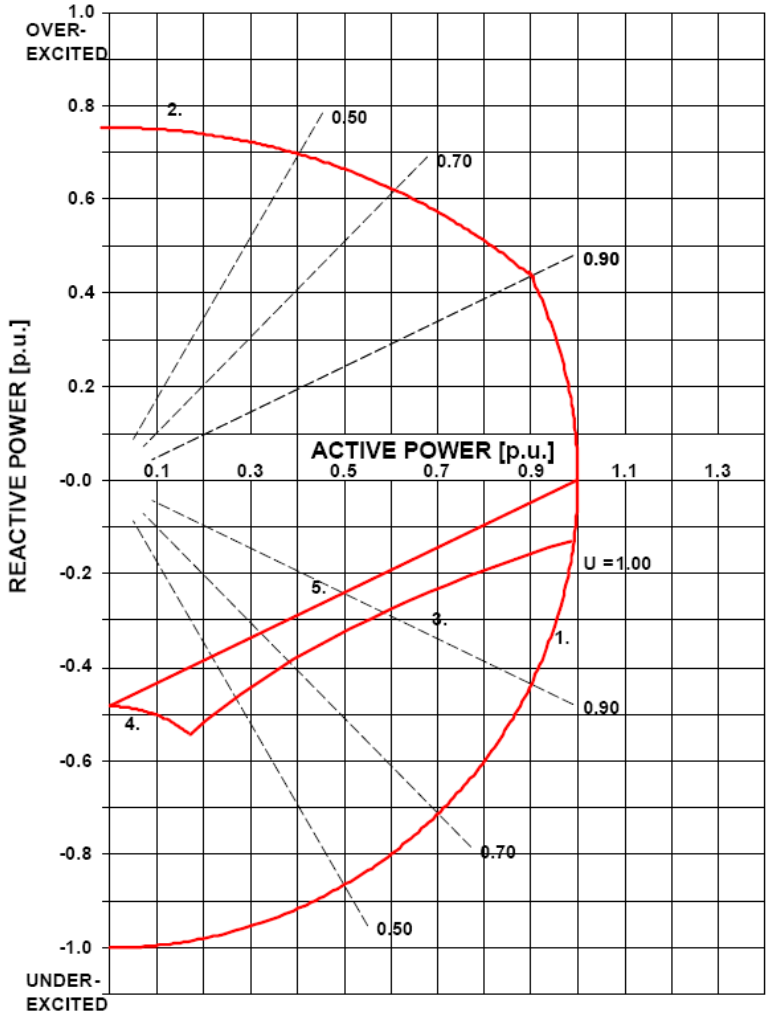
Kapabilitetsdiagrammet givet vid märkspänning och utan begränsare och skydd

Märkeffekt (här kan cosφ avläsas)

1 pu motsvarar 100 % och 100 % motsvarar märkeffekten på generatorn i MVA

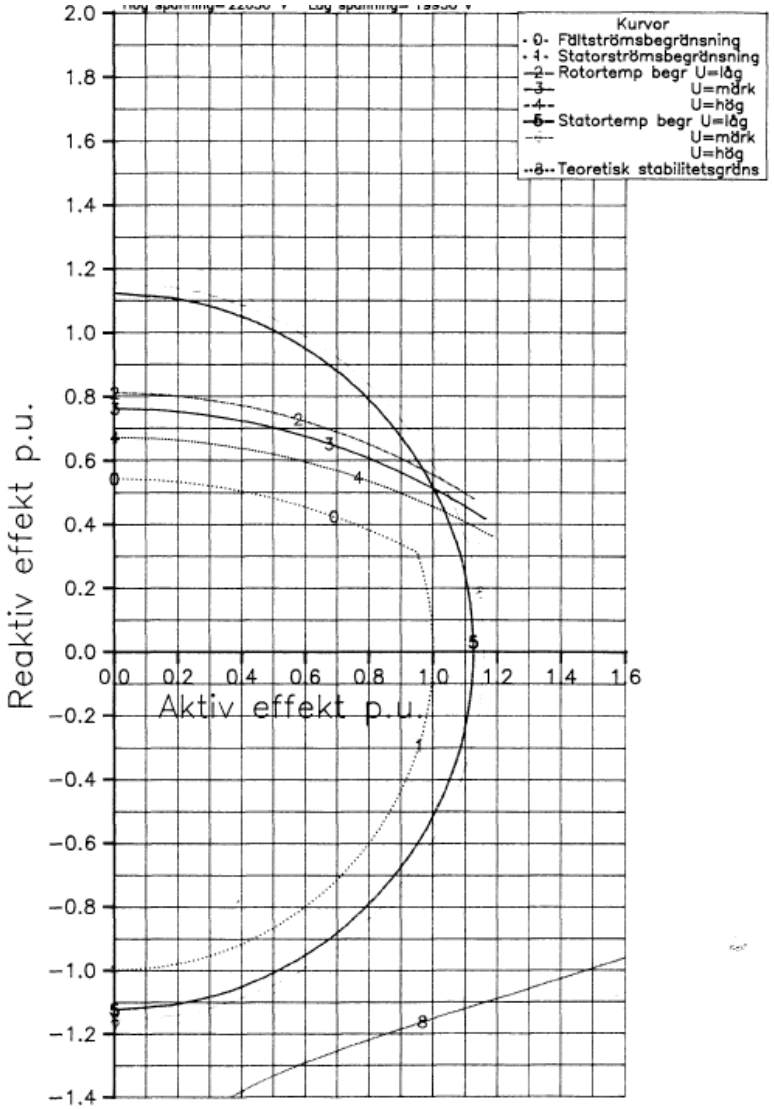
Generator - Type:	SGen5-100A-2P 092-26		
Load Point	Rated	A (+5%*U_N)	B (-5%*U_N)
S_N	82,40 MVA	82,40 MVA	82,40 MVA
U_N	15,00 kV	15,75 kV	14,25 kV
I_N	3,172 kA	3,021 kA	3,339 kA
f_N	50 Hz	50 Hz	50 Hz
PF	0,85	0,85	0,85
T_{Cold}	45,0 °C	45,0 °C	45,0 °C

Generatorns kapabilitetsdiagram – ångturbin och vattenkraft



BASE APPARENT POWER 1 p.u. = 56200 kVA

1. STATOR HEATING LIMIT
2. ROTOR HEATING LIMIT
3. PRACTICAL STABILITY LIMIT
4. ZERO FIELD-CURRENT LIMIT
5. CORE END HEATING LIMIT

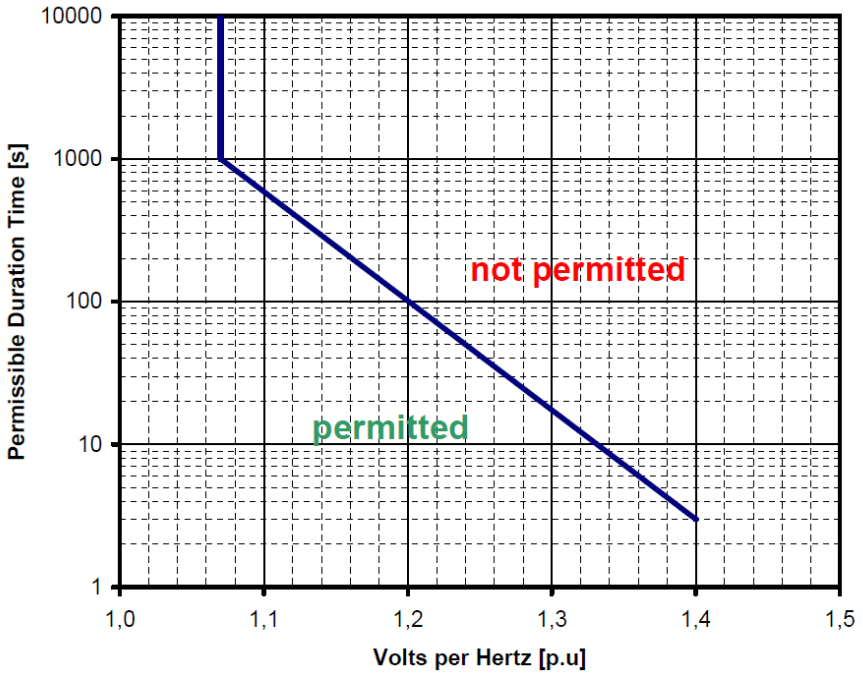


- Ångturbiner har ofta begränsad förmåga till reaktiv förbrukning
- Förmågan till reaktiv effektproduktion styrs mycket av val av effektfaktor, cosφ

Protrol

Begränsningar i generator

- Statorström
  - Termisk begränsning av statorlindningen
  - Används ofta i termiska anläggningar och även i vattenkraftanläggningar
  - Typisk inställning 105 % av märkström och tidsfördröjning på 5-10 s
- Fältström
  - Termisk begränsning av fätströmmen/rotorströmmen
  - Används normalt för alla generatorer
  - Typisk inställning 105 % av märkfältströmmen och tidsfördröjning 5-10 s
  - Det finns ibland även en snabb fältströmbegränsare som är inställd på en högre ström
- Undermagnetisering
  - Förmågan väsentligt sämre för termiska aggregat än vattenkraft
  - Uppvärmning
  - Fältström 0
  - Praktisk stabilitetsgräns
- V/Hz
  - Begränsning på grund av flöde i järnet
  - Uppvärmning
  - Typisk inverttidskarakteristik

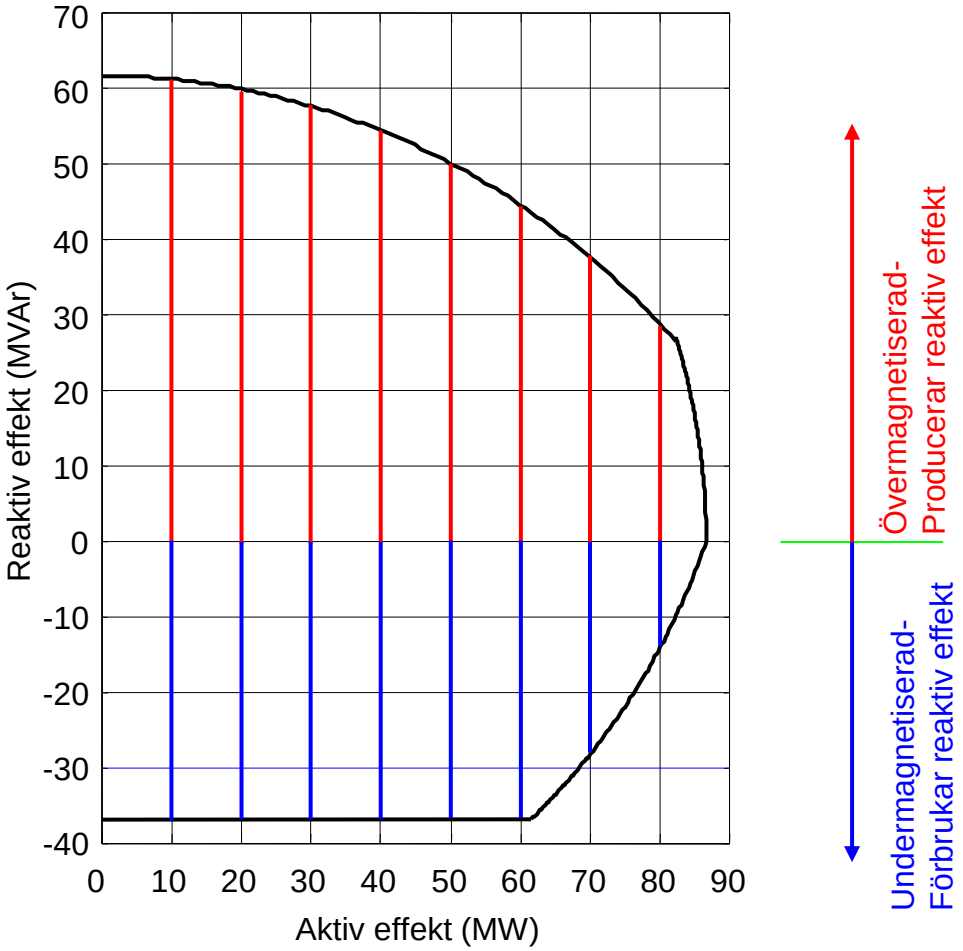


Driftmoder spänningsregulator

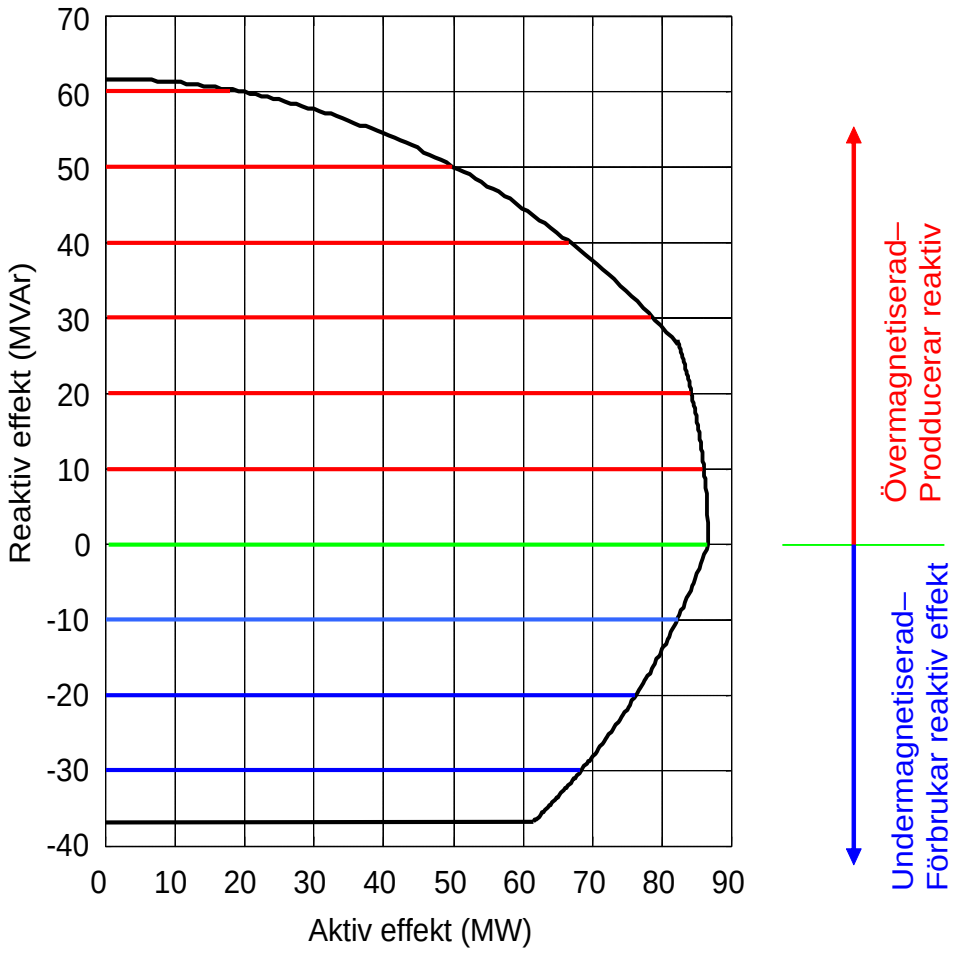
- Automatisk spänningsreglering
  - Reglerar spänningen => reaktiv effekt varierar med nätets spänningsvariation
- Mvar reglering
  - Reglerar reaktiv effekt => spänningen varierar med nätets spänningsvariation
- Effektfaktorreglering/cosφ reglering
  - Reglerar förhållandet mellan P och Q => spänningen varierar med nätets spänningsvariation
- Fältströmreglering – reservdriftmod
  - Fältströmmen regleras => spänningen och reaktiv effekt varierar med nätets spänningsvariation

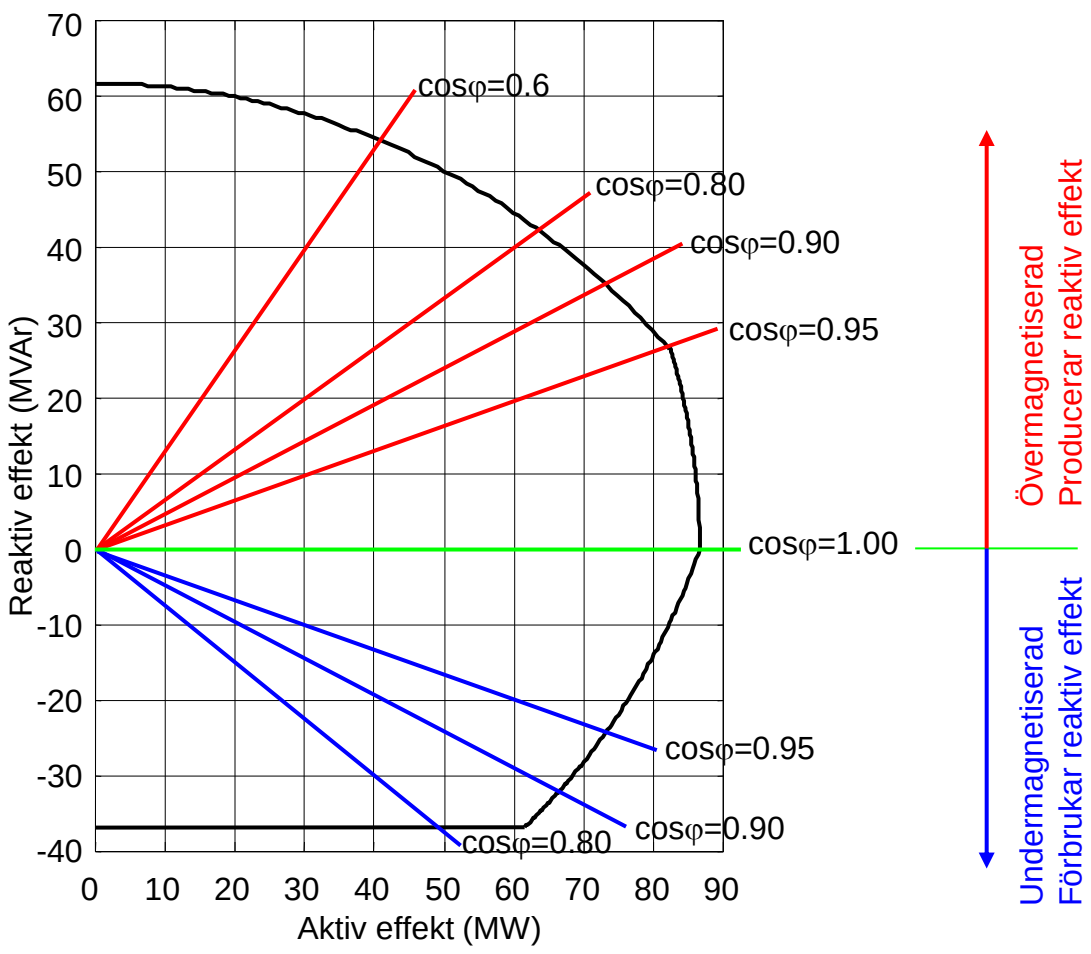
- Om aggregattransformatorn har lindningskopplare så står ofta denna för spänningsregleringen
  - Mvar reglering och cosφ reglering kan bibehållas med normal spänning

Automatisk spänningsreglering



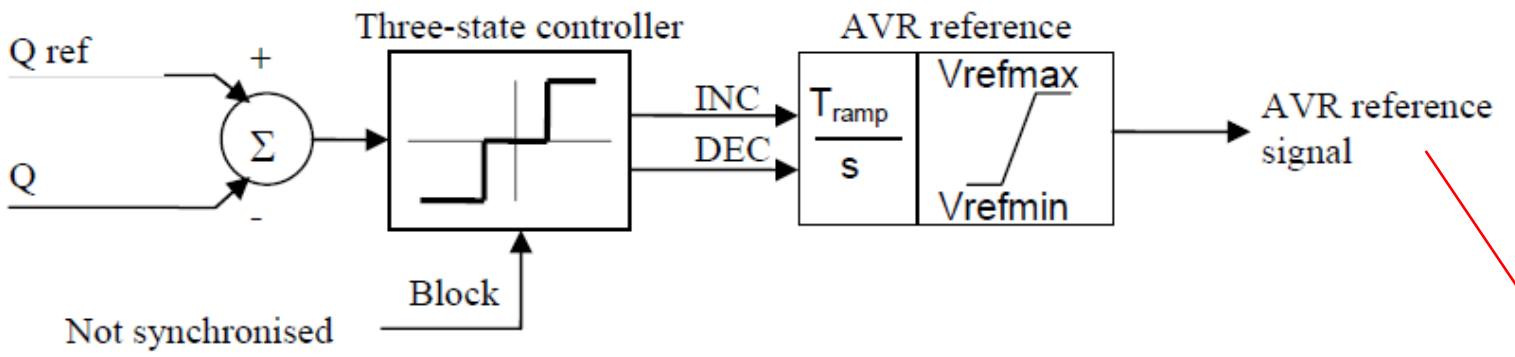
Mvar reglering och Cosφ reglering/effektfaktorreglering

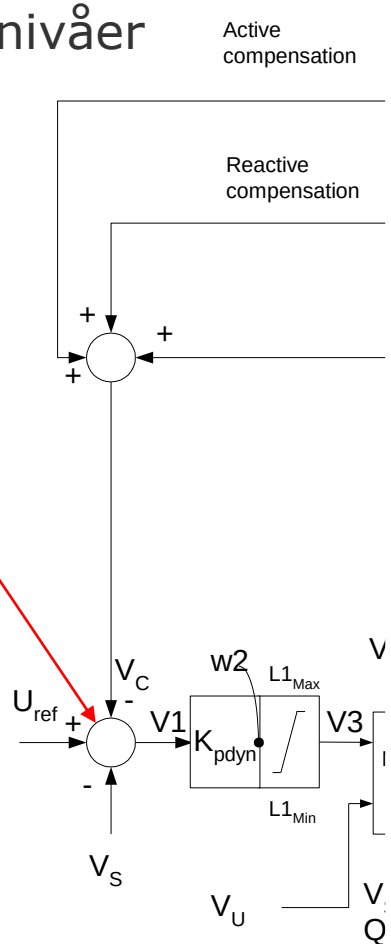




Mvar reglering och cos reglering

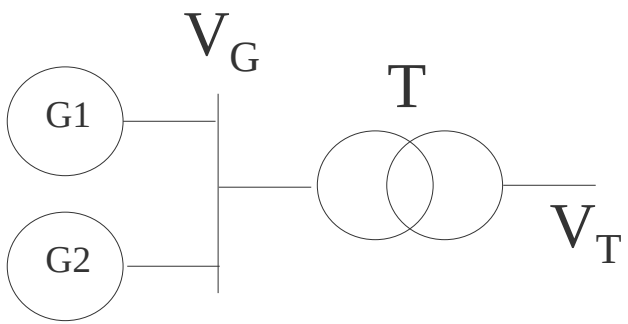
- Överordnad och långsam form av reglering – typiskt minuter
- För korta tidsförlopp beter sig aggregatet som att det är i automatisk spänningsreglering
- Mvar reglering är en lämplig driftmod om abonnemang ska hållas mot nätägaren då detta ofta föreskriver att det reaktiva effektutbytet ska hållas inom vissa nivåer

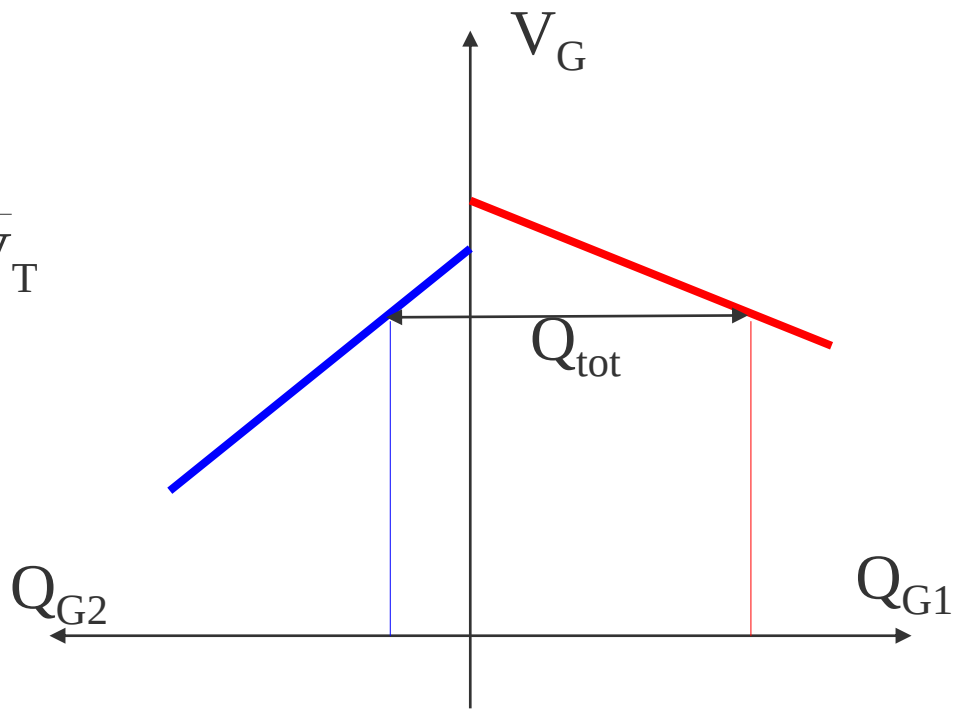




Spänningsreglering med reaktiv statik/lastkompensering

- Två generatorer som är anslutna till samma skena måste ha reaktiv statik
- Om bägge generatorerna har 0 % i reaktiv statik fås instabilitet
- Positiv reaktiv statik innebär att spänningen på generatorklämmorna minskar med ökande reaktiv effektproduktion

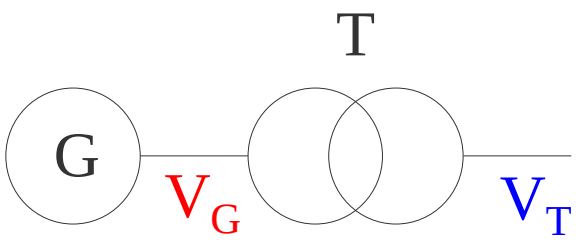


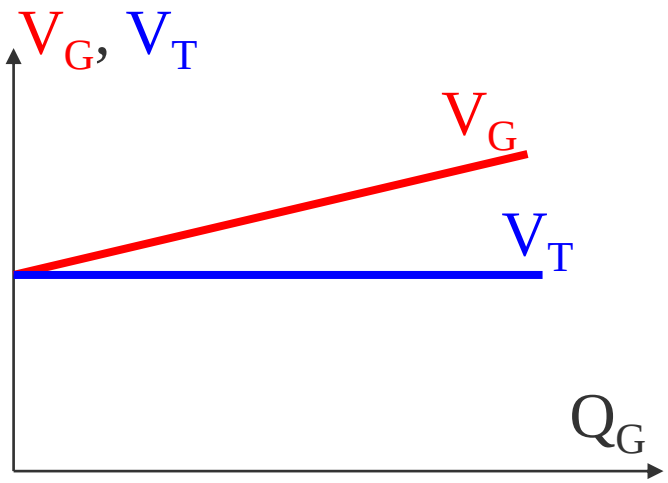


Reaktiv statik > 0

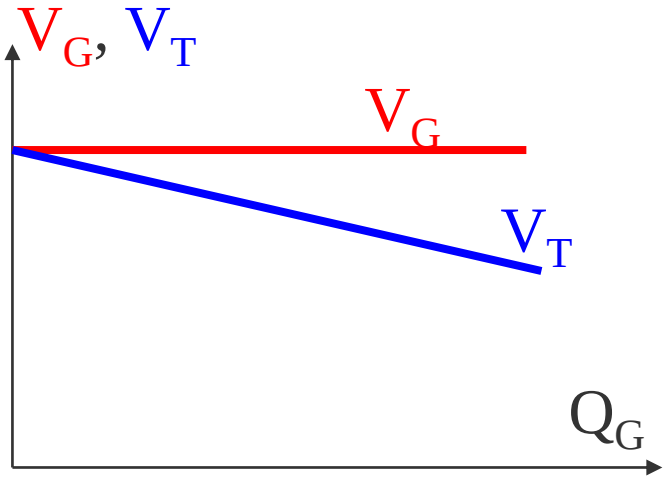
Spänningsreglering med reaktiv statik/lastkompensering

- En generator som är ansluten till en skena med enbart en generator kan reglera spänningen på ovansidan av transformatorn, på generatorklämmorna eller någonstans mitt emellan
  - 0 % i reaktiv statik => spänningen på generatorskenan konstant
  - Negativ reaktiv statik => spänning generatorskenan ökar med ökande reaktiv effektproduktion
- Denna driftsituation kommer att vara stabil
- Spänningen mäts normalt på generatorskenan





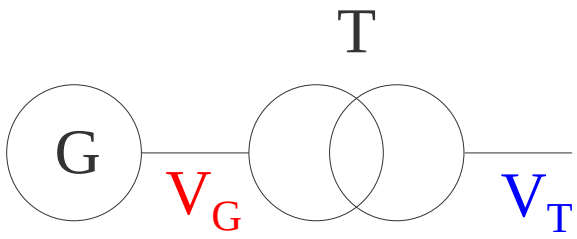
Reaktiv statik = 0

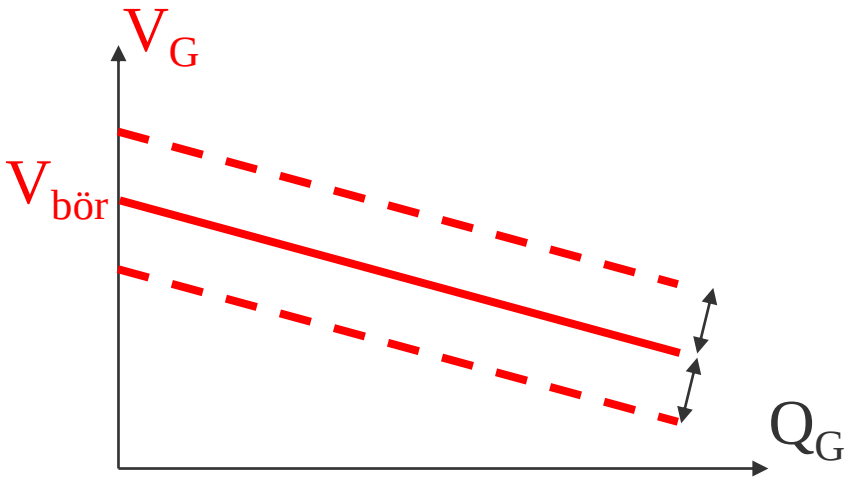


Reaktiv statik < 0

Spänningsreglering – justering av spänning och reaktiv effekt

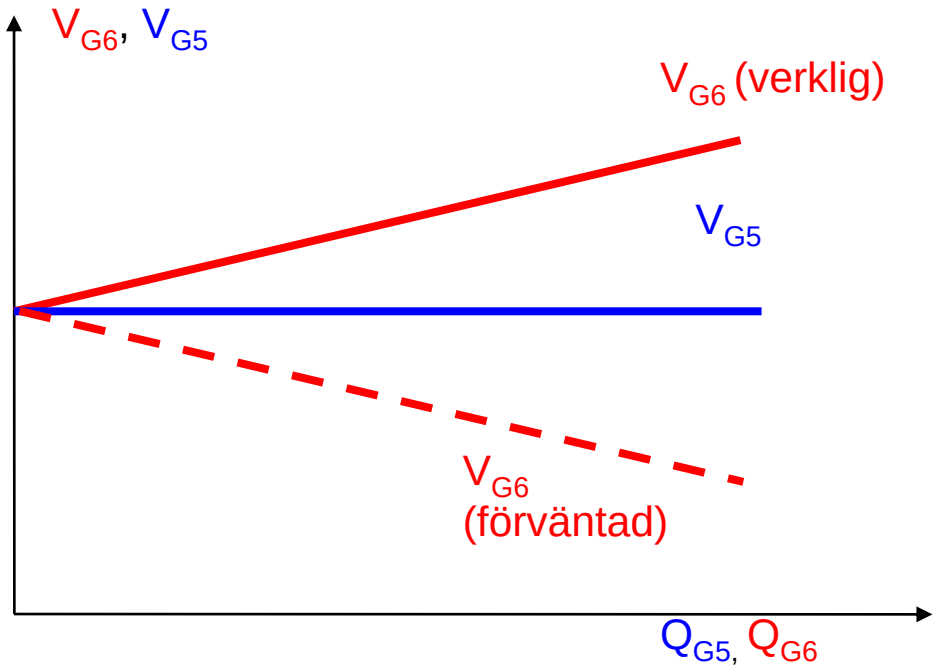
- Spänningen och den reaktiva effekt från en generator kan även ändras då generatorn är i driftmod automatisk spänningsreglering
- Genom att justera spänningsbörvärdet parallellförflyttas statikkurvorna
- Om spänningsärvärdet är lika med spänningsbörvärdet är reaktiv effektproduktion 0
- Ökning av spänningsbörvärdet medför en ökning av den reaktiva effektproduktionen

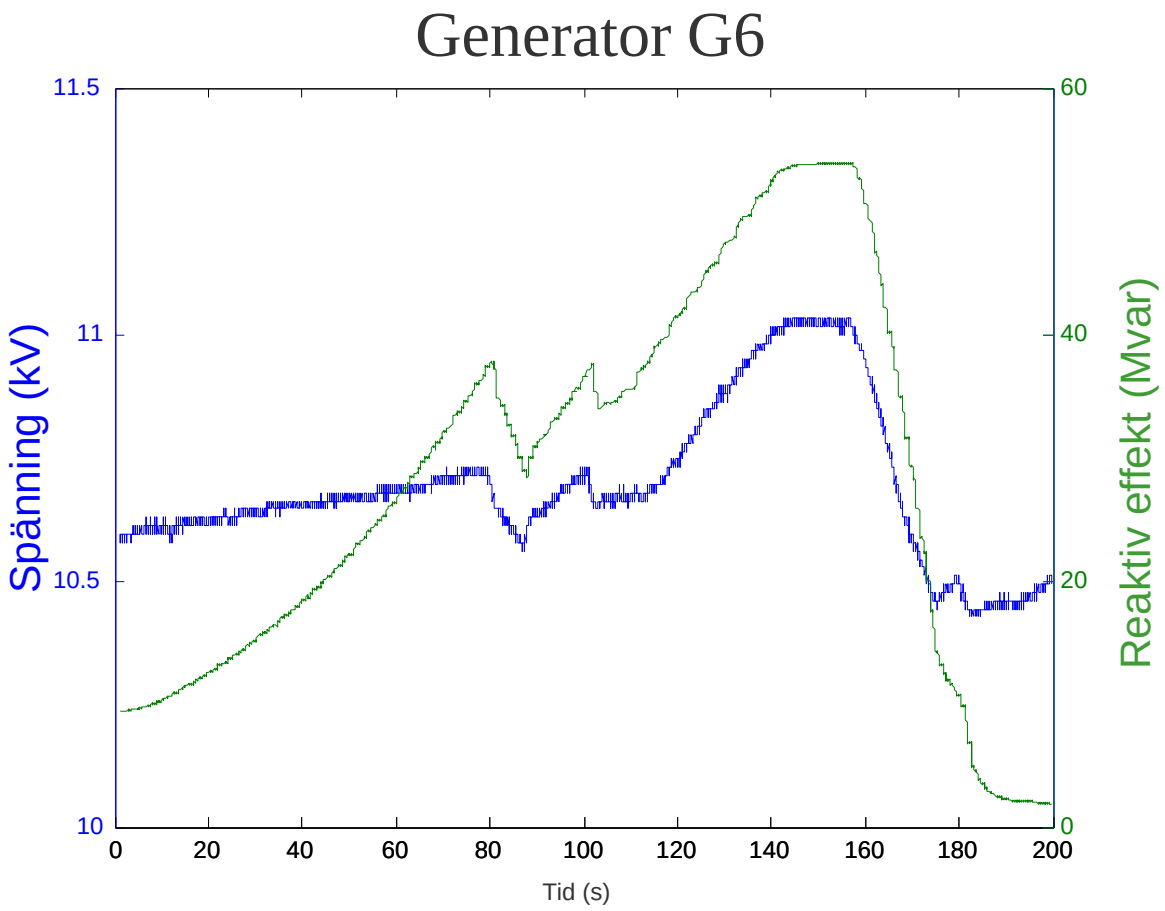




Spänningsreglering med reaktiv statik/lastkompensering – fel tecken på statik

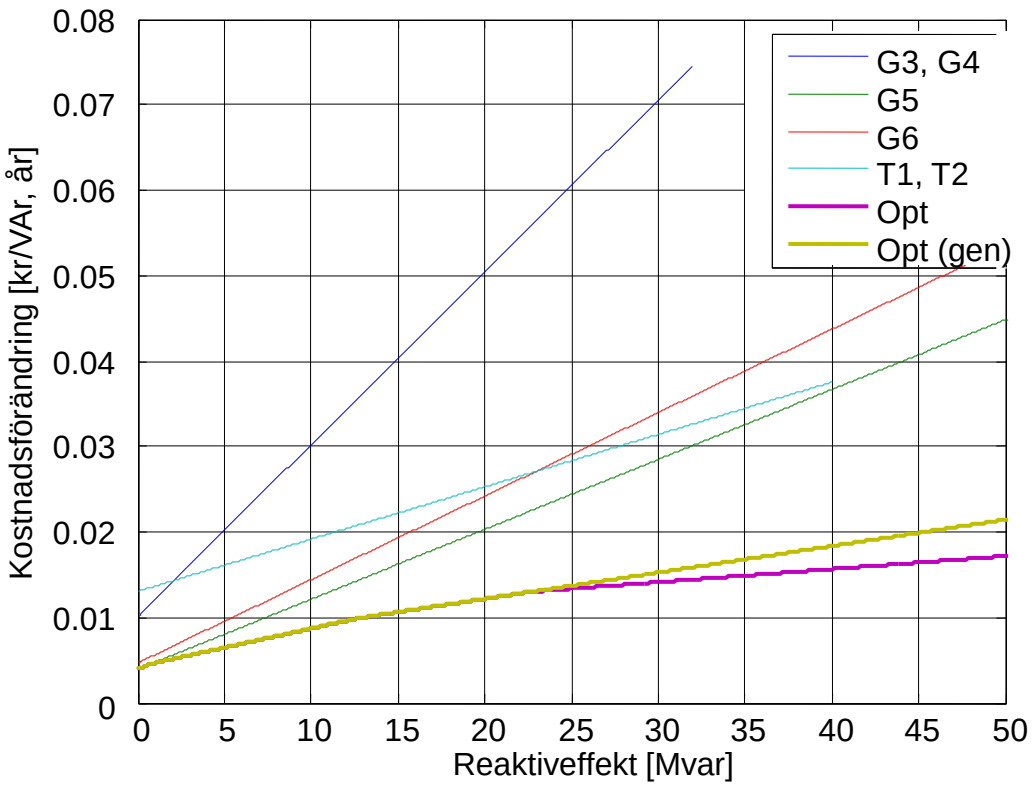
- Två parallella generatorer en med 0 statik och en med negativ statik (skulle varit positiv statik)
- Situationen blir instabil





Kostar det att producera reaktiv effekt?

- Produktion av reaktiv effekt leder till ökade förluster
- Förluster i generator som påverkas av reaktiv effektproduktion är
  - Järnförluster
  - Belastningsförluster
  - Magnetiseringsförluster
- I transformator uppkommer förluster på grund av ökad reaktiv effekttransport
  - Tomgångsförluster
  - Belastningsförluster
- Förlustökningen ökar nästan kvadratiskt med den reaktiva effektproduktionen
- Kostnaden för att producera reaktiv effekt ökar med ökande reaktiv effekt, dvs ökande marginalkostnad



Kostnad för en industri som producerar reaktiv effekt i egna generatorer (G1-G6) eller köper in via nätet (T1/T2). Elpris 30 öre/kWh och elcertifikat 20 öre/kWh

Krav på reaktiv effekt och spänningsreglering enligt RfG

- RfG gäller för alla nya anläggningar samt anläggningar som byggs om helt eller delvis
- För ”synkrona kraftproduktionsmoduler” gäller
  - Kunna producera reaktiv effekt i anslutningspunkten motsvarande en Pmax/3
  - Kunna förbruka reaktiv effekt motsvarande Pmax/6
- Anslutningspunkten är oftast på ovansidan av aggregattransformatorn
- Aggregattransformatorn förbrukar reaktiv effekt (förluster) vid märkdrift motsvarande 10-15 % av Pmax
- Generatorn måste därför kunna producera reaktiv effekt upp mot 45-50 % av Pmax
- Val av generatorns effektfaktor cosφ sker därför utifrån kravet på att kunna tillhandahålla reaktiv effekt
- ”Vi väljer en effektfaktor som vi har på de andra generatorerna” är inte rätt/optimalt

Krav på generator och transformator enligt RfG

- RfG ställer också krav på att ”kraftproduktionsmoduler” ska klara av spänningsvariationer i anslutande nät mellan 90-110 %
- Dessutom ska samtidigt variationer i frekvensen klaras motsvarande 47,5-51,5 Hz
- Kombination av hög spänning och låg frekvens ger ett högt V/Hz förhållande (järnet går i mättning) som ofta är dimensionerande för generatorer och transformatorer
- Även hjälpkraften ska vara dimensionerad för att klara givna spänningar och frekvenser

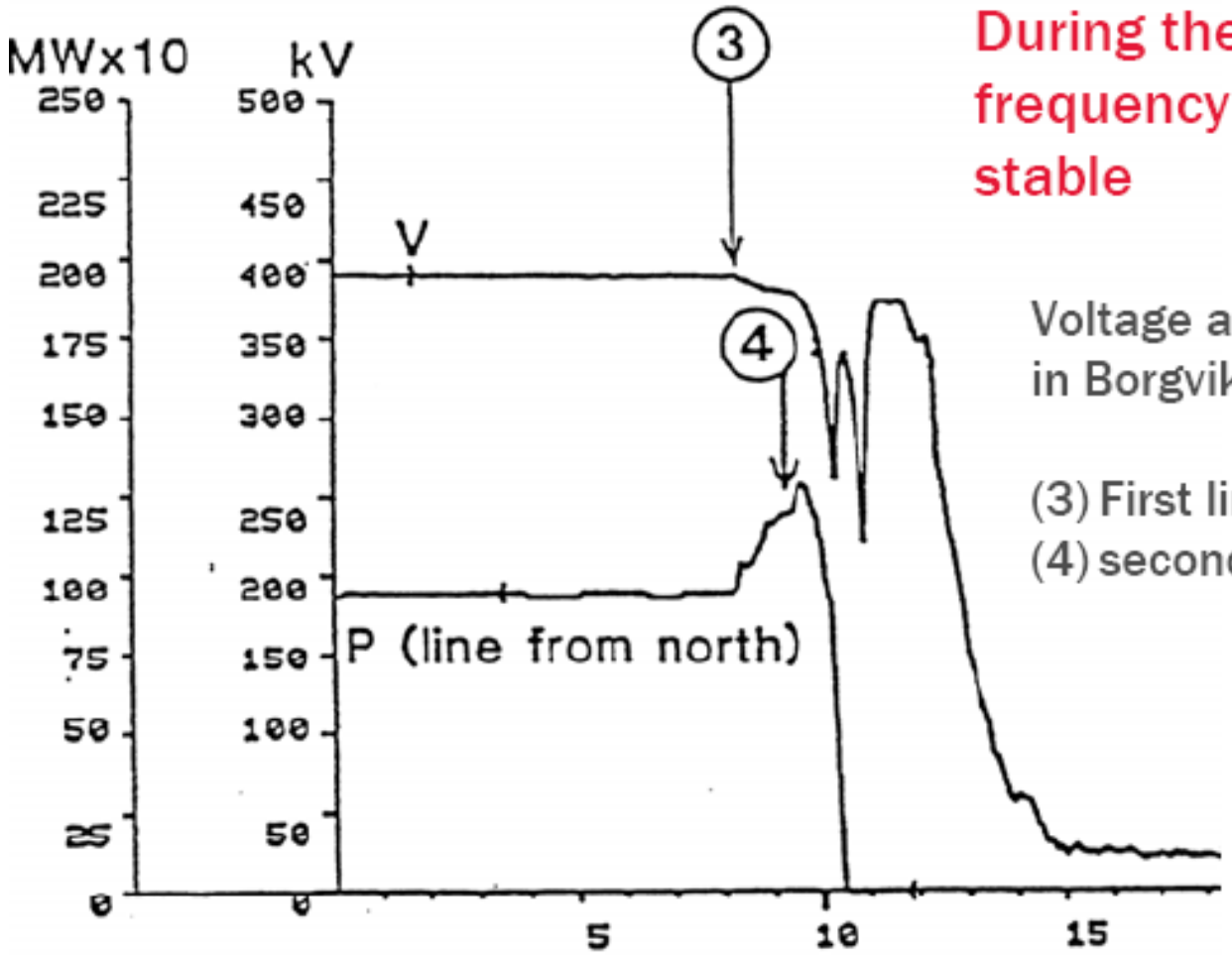
- **För att uppfylla RfG går det inte att köpa in generator och transformator enligt standard (ex IEC 60034 och IEC 650076) då dessa inte anger tillräckligt höga krav**

När behövs reaktiv effekt?

- Reaktiv effektstöttning behövs under normala driftsituationer för att hålla spänningen i nätet inom tillåtna gränser
  - Då transmissionsnätet är hårt lastat behöver reaktiv effekt tillföras/produceras av generatorer
  - Då transmissionsnätet är lågt lastat behöver reaktiv effekt tas om hand/förbrukas av generatorer
- I extrema situationer som kan resultera i en kollaps av systemet är bristen på reaktiv effekt ofta en orsak
- 2003 och 1983 års storstörningar berodde på spänningskollaps
  - Brist på reaktiv effekt i södra Sverige
- Reaktiv stöttning bör finnas så nära transmissionsnätet som möjligt

- **Ång- och gasturbiner kan göra stor nytta genom att tillhandahålla reaktiv stöttning**

Spänningen i södra Sverige vid storstörningen 1983



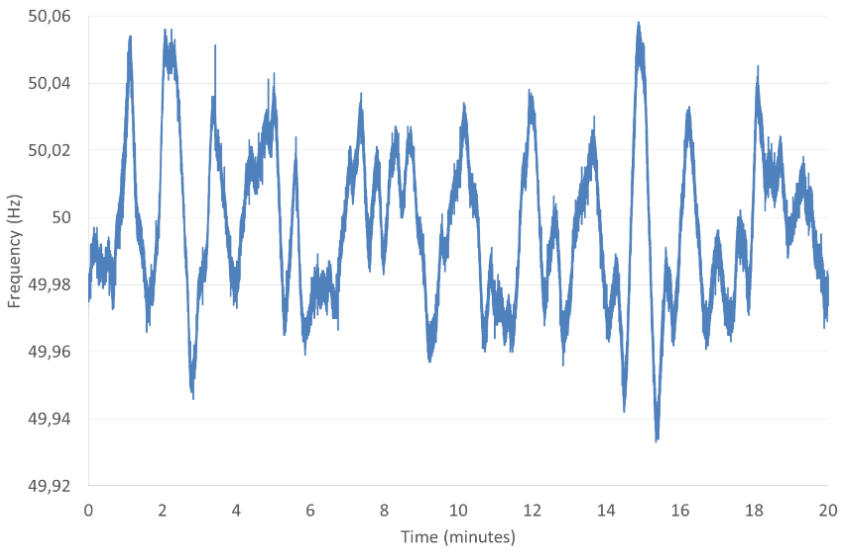
During the initial 50 s the frequency is normal and stable

Voltage and power measured in Borgvik the 10 last seconds

(3) First line trip in Örebro area
(4) second line trip

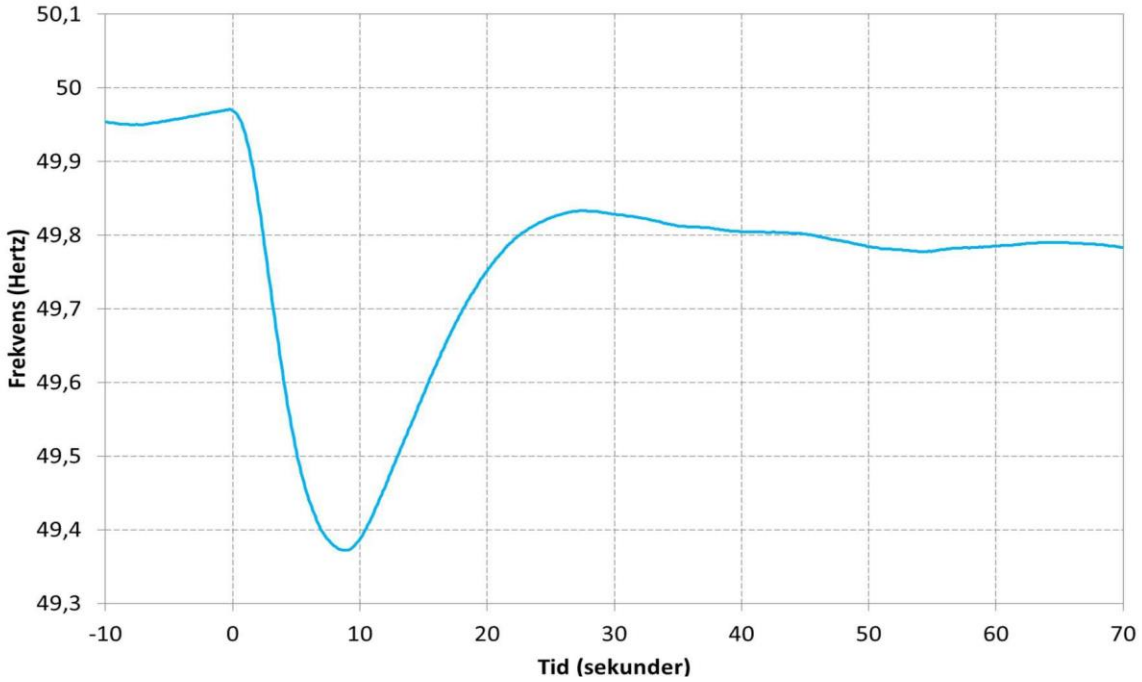
Frekvensreglering av nordiska kraftsystemet

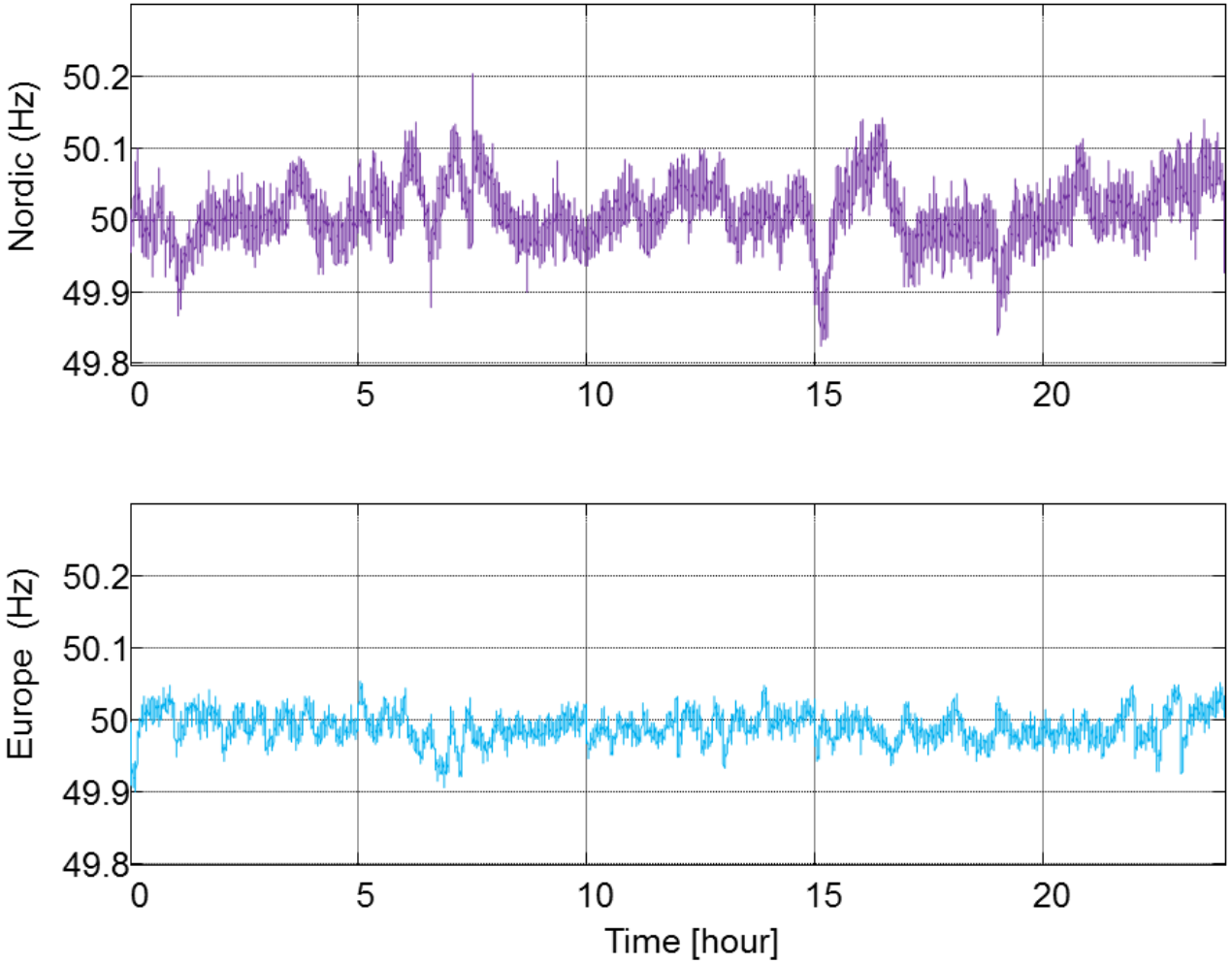
- Frekvensregleringen i det nordiska kraftsystemet har historiskt sett fungerat bra
  - Stabil och predikterbar basproduktion från kärnkraft
  - Reglerbar vattenkraft
  - Bra rotationsenergi/svängmassa från kraftverken
  - Kraftbolagen tog tidigare ett gemensamt ansvar
- Omställningen har inneburit
  - Fler uppkopplingar mot angränsande system
  - Kraftbolagen tar ansvar gentemot aktieägare
  - Mer icke predikterbar produktion
  - Mindre rotationsenergi då omriktaranslutna kraftverk inte bidrar med rotationsenergi
- Framtiden
  - Gigantisk utbyggnad av produktion och förbrukning under de kommande 20 åren



Hur mycket varierar frekvensen i det svenska/nordiska systemet?

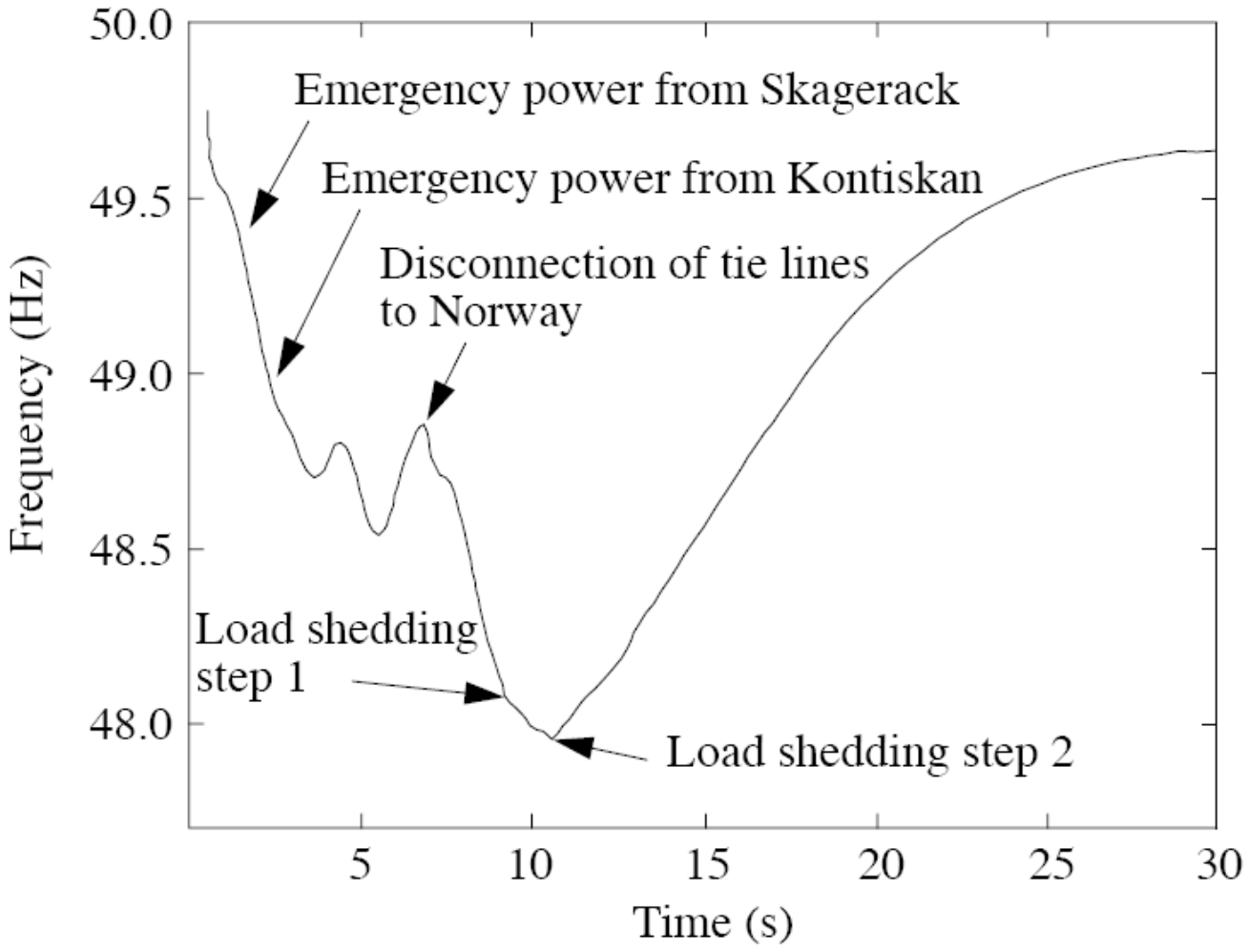
- Frekvensen ska hållas inom 49,9-50,1 Hz – FCR-N
- Bortfall av ett stort kärnkraftverk eller HVDC länk kan dynamiskt ge frekvenssänkningar ned till 49,0 Hz - FCR-D

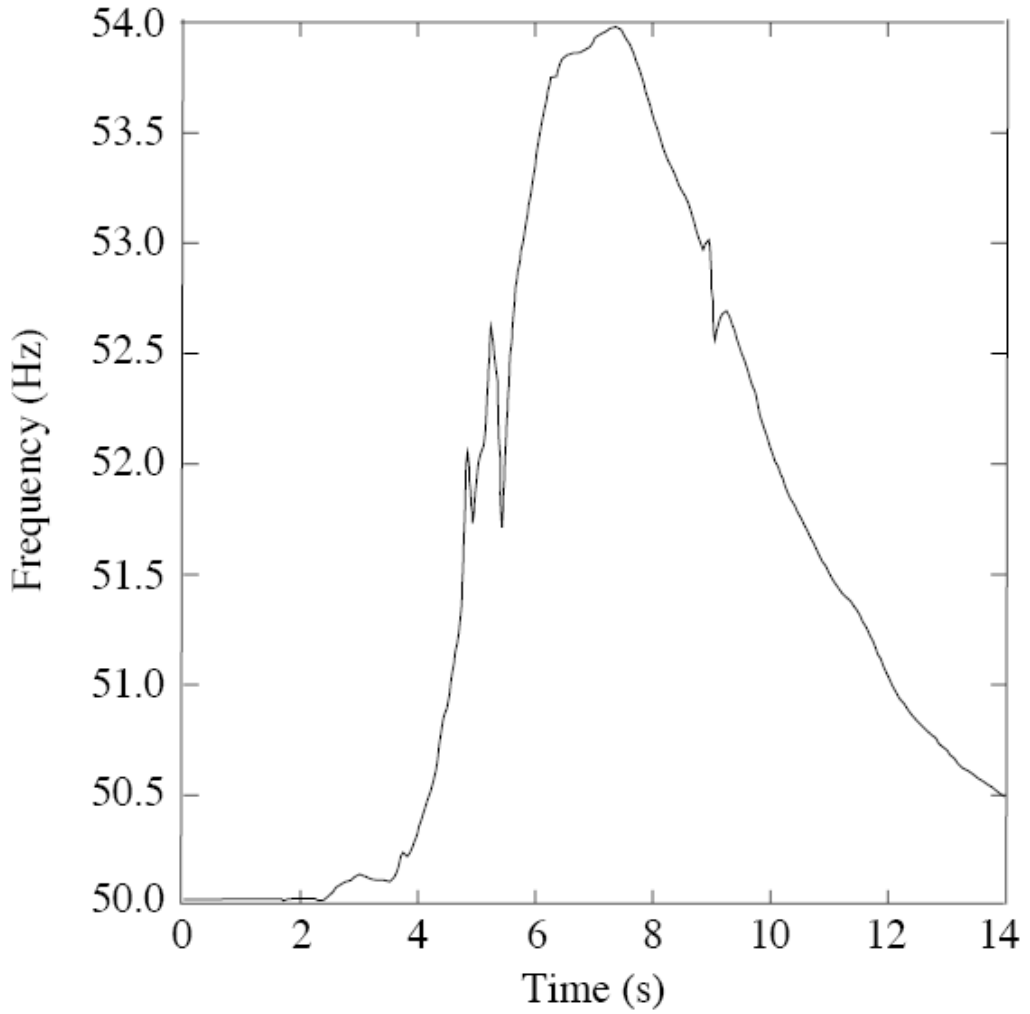




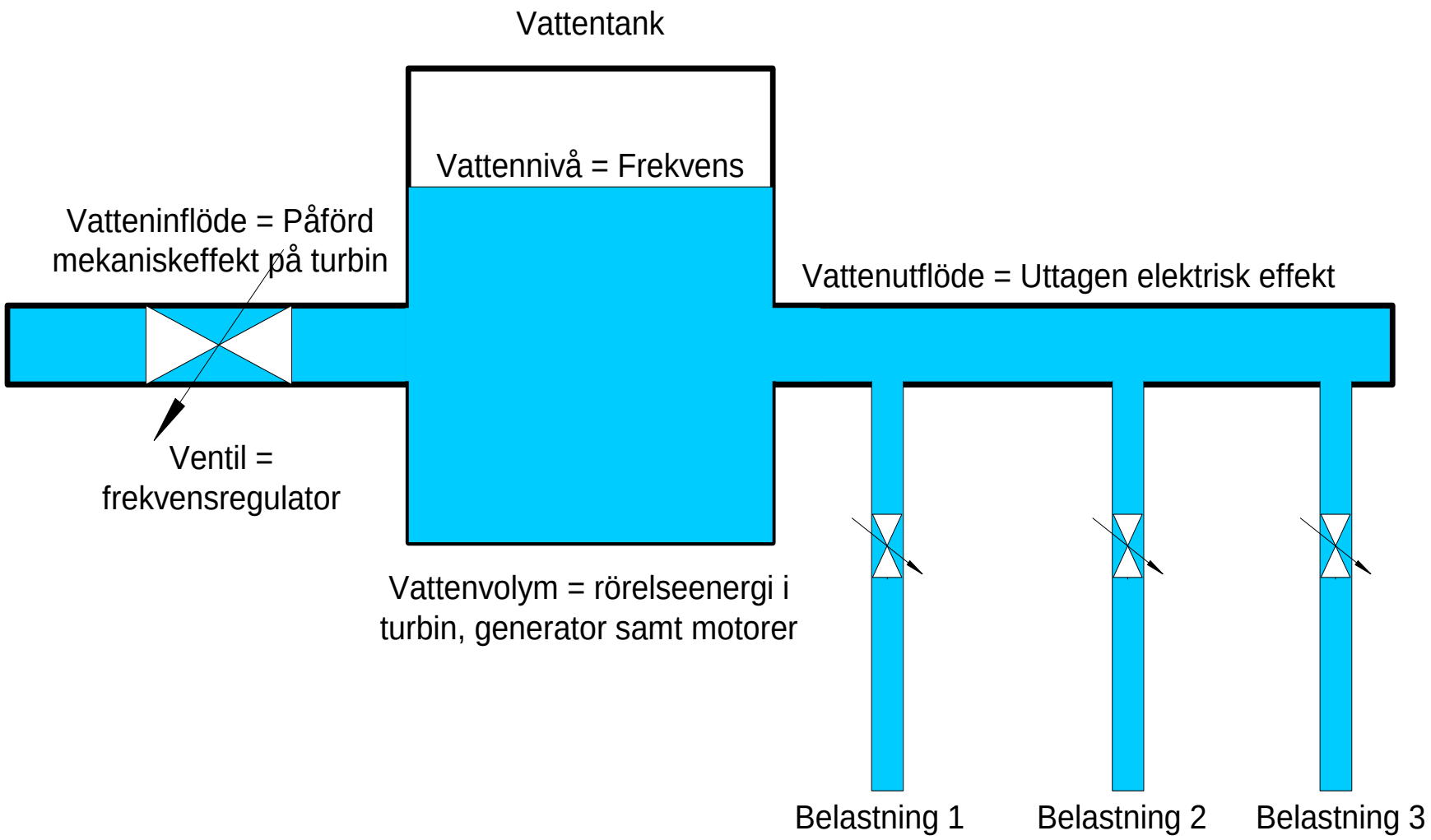
Protrol

Frekvensen under storstörningar 1979 och 1983





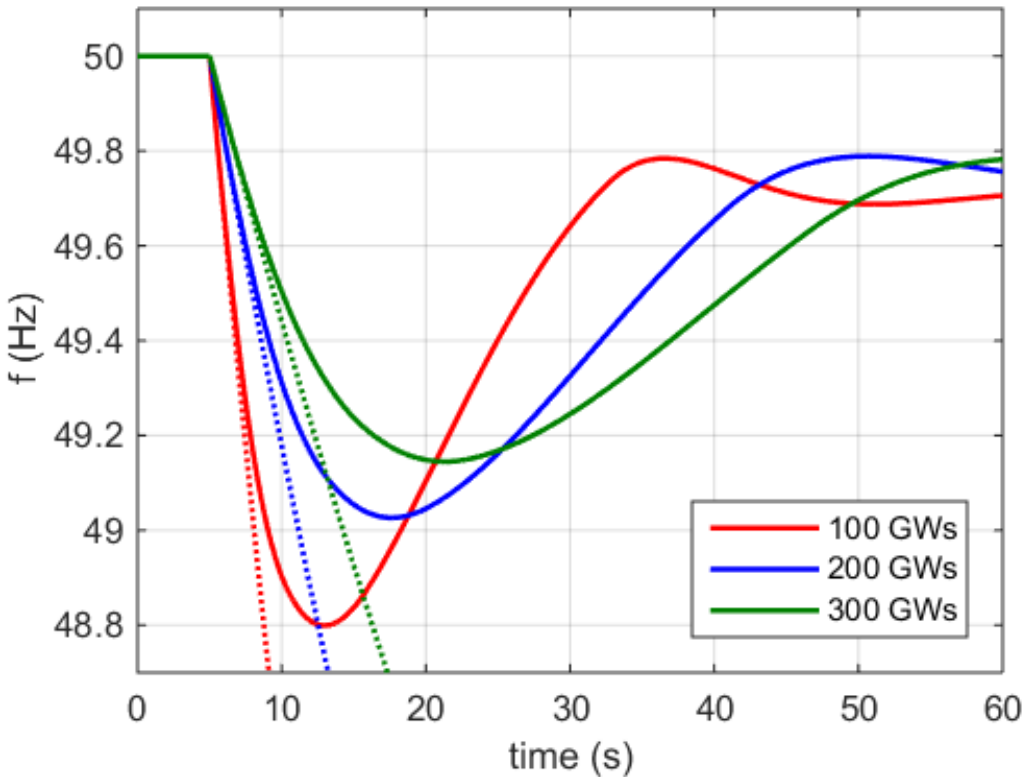
Frekvensreglering av ett kraftsystem – analogi med en vattentank



Rotationsenergi i kraftsystemet

- Rotationsenergin i kraftsystemet kommer huvudsakligen ifrån turbiner och generatorer
- En liten del kommer från direktanslutna motorer
- Låg rotationsenergi innebär ”svajigare” frekvens
- Systemet måste klara bortfall av produktion/HVDC länk även under situationer med låg rotationsenergi

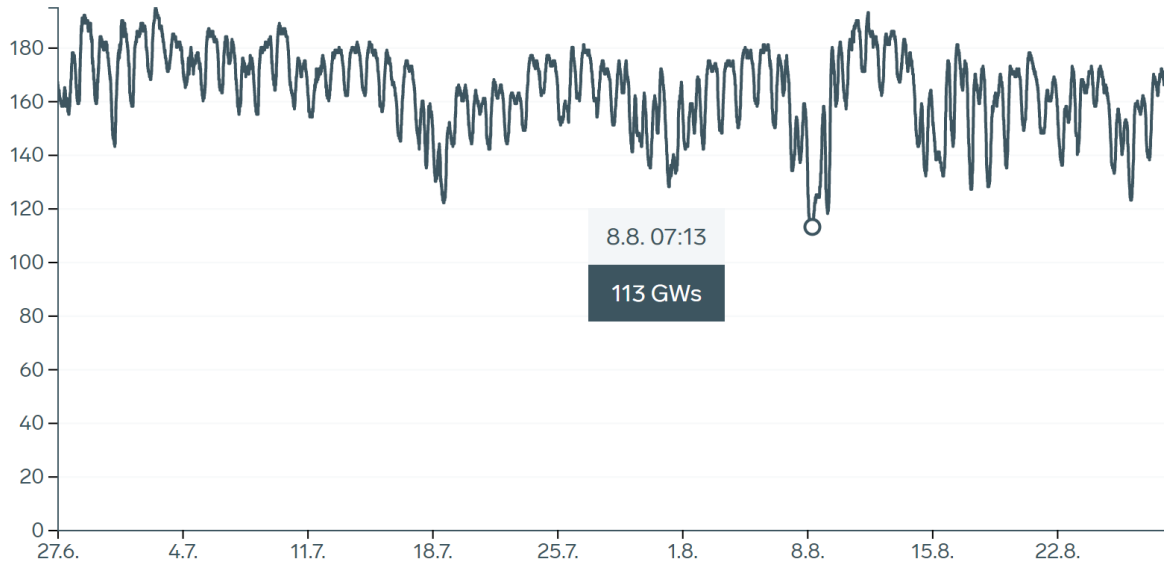
- 100 GWs motsvarar 28.000 kWh som är lika mycket som elenergiförbrukningen i en gammal eluppvärmd villa under ett år
- Om förbrukningen i det nordiska systemet är 50 GW och rotationsenergin då är 200 GWs klarar rotationsenergin att försörja all last under 4 s (200 /50)
- Ång- och gasturbiner bidrar till rotationsenergi

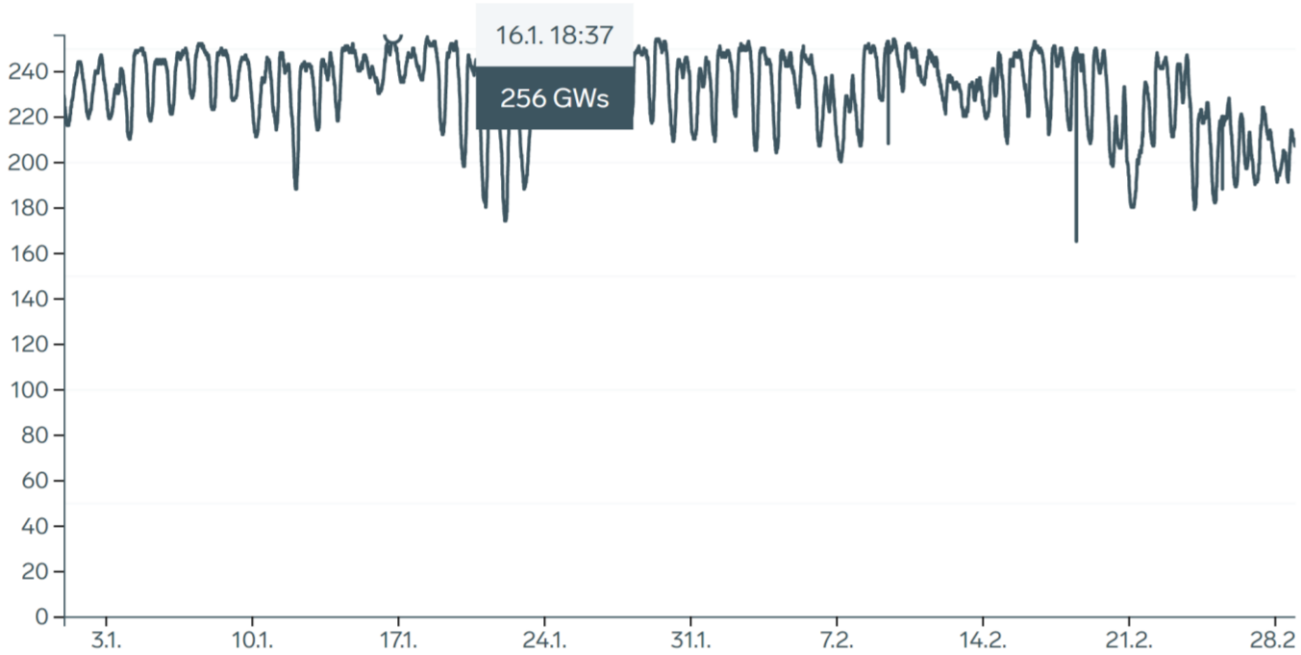


Frekvensen vid bortfall av 1450 MW och olika mängd rotationsenergi

Rotationsenergi i kraftsystemet under sommaren och vintern 2021

- Lägsta rotationsenergin 113 GWs inträffade 8 augusti
- Högsta rotationsenergin 256 GWs inträffade 16 januari



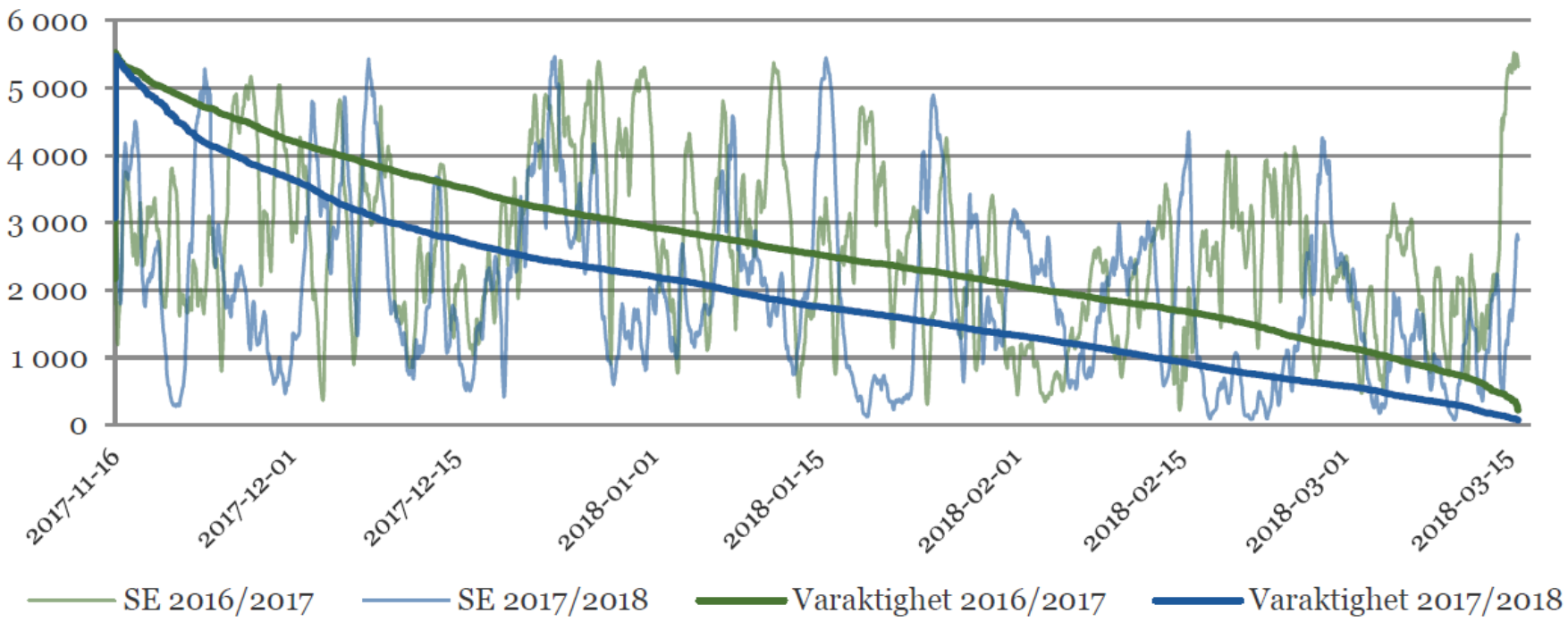


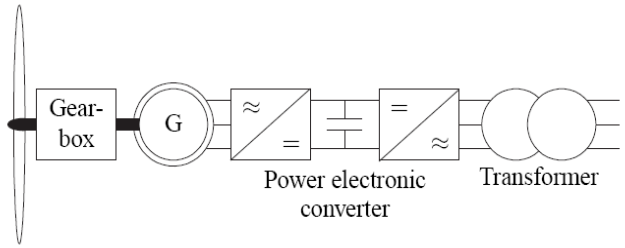
- Rotationsenergin varierar beroende på hur många produktionsanläggningar som är infasade i systemet

Krav på rotationsenergi enligt RfG

- Det finns inget direkt krav på att tillhandahålla rotationsenergi enligt RfG
- Indirekt finns dock ett krav genom kravet på feltålighet
- Feltålighet innebär att aggregatet ska klara av en kortslutning i yttre nät under 200 ms utan att falla ur fas
  - Rotationsenergin på aggregatet (relativt dess storlek) är den parameter som har störst påverkan på möjligheterna att klara feltålighet
  - Ett flertal befintliga ång- och gasturbiner klarare inte kravet på feltålighet
- Eftersom rotationsenergin under vissa tider på året är låg har den nya produkten FFR (Fast frequency response) introducerats

Icke planerbar produktion skapar nya utmaningar

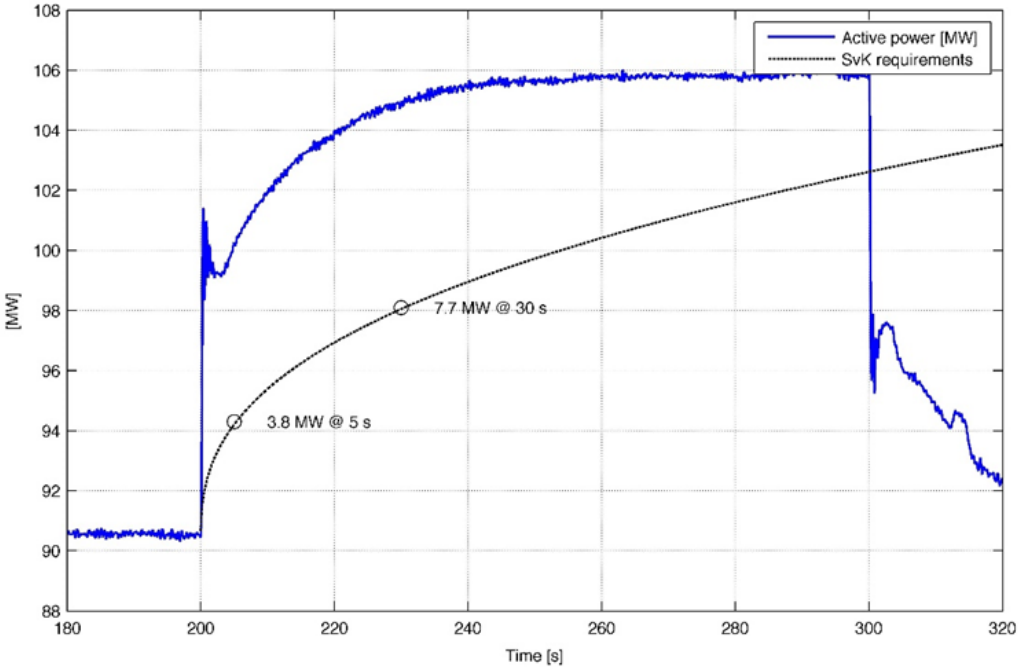




Protrol

Frekvensreglering

- FCR-N (frequency containment reserve – normal)
  - Hjälpa till att hålla frekvensen i kraftsystemet inom 49,9-50,1 Hz
  - 600 MW i Norden
  - Nya krav på gång
    - Snabbhet
    - Stabilitet
    - Dämpa pendlingar med periodtider kring en minut
  - FCR-D (Frequency containment reserve – disturbed)
    - Snabbhet
    - Stabilitet
- De nyare FCR kraven tuffare att klara för befintlig vattenk



- Ång- och gasturbiner har stora möjligheter att sälja FCR-N och FCR-D

Protrol

Krav på frekvensreglering enligt RfG

- För frekvenser över 50,5 Hz ska kraftproduktionsmoduler bidra med frekvensreglering, LFSM-O
  - Alltid aktiverat
  - Frekvensdödband +0,5 Hz
- För frekvenser under 49,5 Hz ska kraftproduktionsmoduler bidra med frekvensreglering, LFSM-U
  - Alltid aktiverat
  - Frekvensdödband -0,5 Hz
- För frekvenser utanför normaldriftområdet 49,9-50,1 Hz ska kraftproduktionsmoduler bidra med frekvensreglering, FSM
  - Normalt inte aktiverat men Svk kan beordra aktivering
  - Frekvensdödband ±0,1 Hz

När aktiveras ödrift

- Extrema väderhändelser som resulterar i omfattande strömavbrott
- Storstörning följt av problem med återstart
  - I Sverige sker detta extremt sällan
- Sabotage
  - Krig
  - Terroristattack
- Störningen ska ha pågått någon/några dagar
- Svenska kraftnät är elberedskapsmyndighet och jobbar för att ödrifter ska kunna etableras i Sverige i krissituationer

Hur kan en ödrift uppstå?

- Spontant i samband med en allvarlig störning
- Planerat då systemet blivit svart
  - Sjukhus
  - Samhällsviktig verksamhet
- Planerad övergång från normal drift till ödrift
  - Innan en störning inträffat
  - Underhållsarbete då dieselgenerator försörjer hela eller delar av ett mindre område
  - Industrier med egen elproduktion
    - Känsliga för störningar

Utmaningar i ödrift

- Säkerställ att produktionsanläggningen har lokal hjälpkraftförsörjning under störningen
- Säkerställ att drift kan ske utan tillgång till fjärrvärmesystem
- Säkerställ att det finns bränsle, vatten och processkemikalier lokalt i lager
- Dödnätstarta/svartstarta produktionsanläggningar
- Reglera frekvensen i önätet
- Reglera spänningen i önätet
- Säkerställa felbortkoppling i ett önät
- Samkörning mellan elnät och produktion
- Säkerställ kompetens hos personal
- Ång- och gasturbiner har stora möjligheter att bidra vid en ödrift

Sammanfattning

- Ång- och gasturbiner kan bidra till kraftsystemstabiliteten under normal och störd drift
  - Tillhandahållandet av reaktiv effekt och spänningsreglering
  - Reglering av aktiv effekt och frekvensreglering
  - Rotationsenergi
  - Ödriftförmåga
- Vissa funktioner är obligatoriska
- Vissa funktioner säljs på en marknad och generera ytterligare intäkter för ägaren

- Vid om- och nybyggnationer måste anmälan alltid ske
  - RfG – berörd systemansvarig (se beskrivning hos Energimarknadsinspektionen)
  - Elberedskapsmyndigheten (se beskrivning hos Svk Elberedskap)