

---

# Riskmodell för utökat underhållsintervall på ångturbiner

---

Amir Edrisi



**LUNDS UNIVERSITET**  
Lunds Tekniska Högskola

1 september 2013

©Amir Edrisi  
Avdelningen för Kraftverksteknik  
Institutionen för Energivetenskaper  
Lunds Tekniska Högskola  
SE-221 85 Lund, Sverige

## **Abstract**

The purpose of this project was to create a risk model for extended time between major overhauls on steam turbines. The project was created by Siemens Industrial Turbomachinery who develops and manufactures steam turbines and performs maintenance. It is the turbine users who have requested a longer time in order to reduce maintenance costs and increase availability.

Prior to the work, external and internal studies about risk analysis were done where inspiration was obtained. A structure for the risk model was created from the studies containing three parts; damage mechanisms, factors affecting them and analysis tool. The investigated damage mechanisms were divided into material impact, water damages, operation damages and contaminants. These were processed and factors were pointed out. The processing consisted of calculations, mapping, frequency & consequence analysis, investigation of indications and possibilities of measuring damage mechanisms. From the pointed out factors a control division between the company and the users was made which represents from where the turbine is getting affected.

From this division, a principle for an analysis tool, was created. The tool consists of a life time assessment where a target interval for maintenance is created and a quality factor for control and possible change of this interval. The treatments of the damage mechanisms are supposed to be performed in different parts of the tool. In the first part calculations and experiences from the turbine fleet are used as an input. After that an adaptation to the user's target interval and conditions is made and it is possible to create target maintenance interval. This interval is then reconciled with data during operation. At last, experience is gathered from inspections & overhauls were planning for the next maintenance can be made.

A future goal for the project was determined which is a translation of the damage mechanisms into risk. The goal took inspiration from Hartford Steam Boiler presented in the external study. The result of this goal is a ranking of the turbines by their condition which is to be extracted from the analysis tool. Future development of the tool is needed before it can be put into use.

## Sammanfattning

Syftet med detta projekt var att skapa en riskmodell för utökat tidsintervall mellan stora revisioner på ångturbiner. Projektet var framtaget av Siemens Industrial Turbomachinery AB som utvecklar och tillverkar ångturbiner och utför service. Det är turbinanvändare som har efterfrågat längre tidsintervall för att passa in underhållet av turbinen med annan utrustning.

Inför arbetet gjordes externa och interna studier om riskanalys där inspiration hämtades. En struktur för riskmodellen skapades från studierna innehållande tre delar; skademekanismer, faktorer och analysverktyg. De skademekanismer som undersöktes delades in i materialpåverkan, vattensador, driftskador och föroreningar. En hantering av dessa gjordes samt faktorer pekades ut. I hanteringen gjordes beräkningar, kartläggning, frekvens-och konsekvensanalys, indikationsundersökning samt mätning av berörda skademekanismer. Från faktorerna som påverkar skademekanismerna gjordes en kontrollfördelning mellan företaget och turbinanvändarna som representerar varifrån turbinen påverkas.

Från kontrollfördelningen byggdes ett principutförande för ett analysverktyg som kan användas på alla turbiner. Verktöget består av en livslängdsbedömning av turbinen som skapar målintervall för underhåll och en kvalitetsfaktor för kontroll och eventuell justering av intervallet. Hanteringar av skademekanismerna är tänkt att utföras på olika delar av verktöget. I första delen matas beräkningar och erfarenheter på turbinflottan och konstruktionen till verktöget och sedan görs en anpassning till användarens förutsättningar och mål. Ett underhållsintervall att sträva mot kan bestämmas. Det stäms av med driftinformation som består av formulär och driftdata. Slutligen under en inspektion eller revision hämtas ytterligare information och planering för nästa underhåll kan göras.

Ett framtida mål med hela projektet sattes som är en översättning av skademekanismer till risk. Målet tog inspiration från Hartford Steam Boiler presenterat i den externa studien. Resultatet av detta mål är en rangordning av turbinerna utifrån dess tillstånd som ska kunna plockas ur analysverktöget. Framtida utveckling av verktöget behövs innan användning.

# Tack till

Arbetet har utförts med hjälp av personal från serviceavdelningen för ångturbin och kringutrustning på Siemens Industrial Turbomachinery i Finspång. Utan dessa hade inte projektet kunnat göras. Jag vill börja med att tacka mina handledare; Per Hortlund, Anna Samuelsson, Anders Bergvall och Lars Gunnar Johansson för stöd och uppföljning genom hela projektet. Även stort tack till Pontus Slottner och Mikael Forsberg för hjälp med riskanalys, Henrik Samuelsson för hjälp med beräkningar och Jüri Tavast för genomgång av kemi.

Från Lunds Tekniska Högskola vill jag tacka min handledare Magnus Genrup för stöd och första kontakt med företaget och min examinator Marcus Thern för administrativ hjälp.

# Förord

Denna rapport är ett examensarbete på avdelningen för Kraftverksteknik, Institutionen för Energivetenskaper, Lunds Tekniska Högskola. Utbildningens omfattning är 300 hp med examensarbete på 30 hp. Medverkande företag är Siemens Industrial Turbomachinery i Finspång, Sverige. Rapporten har tillkommit från ett utvecklingsprojekt framtaget av Avdelningen för Service Ångturbin, Siemens Industrial Turbomachinery.

## Upplägg

Denna rapport är indelad i tre delar. Första delen är en introduktion till projektet, andra delen innehåller genomförandet och det material som använts och tredje delen innehåller resultatet. En sammanfattning av alla kapitel följer nedan:

- **Del I, Introduktion**
  - **1. Inledning** - Kort bakgrundsbeskrivning gällande företaget samt en presentation av projektet och dess syfte. Här finns också angivet vilka avgränsningar som gjorts i arbetet.
  - **2. Introduktion till ångturbinen** - En presentation av ångturbinen som arbetet berör i syfte att skapa förståelse för läsaren samt presentation om ångturbiner och underhållskoncept på SIT.
- **Del II, Metod och material**
  - **3. Arbetsgång** - En beskrivning av den ordning arbetet genomfördes, de beslut som togs samt de problem som dök upp.
  - **4. Sammanfattning gav informationsinhämtning** - Denna del börjar med en litteraturstudie om riskanalys följt av en intern informationsinhämtning på företaget. Efter presenteras en skapad riskmodell med beskrivningar om dess innehåll.
  - **5. Analys ur riskperspektiv** - En behandling av det material som togs upp i kapitel 4.
- **Del III, Slutfas**
  - **6. Framtagning av resultat** - En presentation av den idé som tagits fram för riskanalys.
  - **7. Diskussion** - Analys av det genomförda arbetet och hela projektet.
  - **8. Framtida arbete** - Förslag till vidareutveckling.

# Innehåll

Summary . . . . .	i
Sammanfattning . . . . .	ii
Tack till . . . . .	iii
Förord . . . . .	iv
<b>I. Introduktion</b>	<b>1</b>
<b>1. Inledning</b>	<b>2</b>
1.1. Bakgrund . . . . .	2
1.2. Syfte och problemställning . . . . .	2
1.3. Arbetets avgränsningar . . . . .	3
<b>2. Ångturbinen</b>	<b>4</b>
2.1. Värmekraftverk . . . . .	4
2.2. Komponenter . . . . .	6
2.3. Ångturbinerna på SIT . . . . .	11
2.4. Underhållskoncept . . . . .	11
<b>II. Metod och material</b>	<b>13</b>
<b>3. Arbetsgång</b>	<b>14</b>
3.1. Informationshämtning . . . . .	15
3.2. Preliminär riskmodell . . . . .	16
3.3. Riskbedömning . . . . .	18
<b>4. Sammanfattning av informationsinhämtning</b>	<b>19</b>
4.1. Extern studie: Litteratur . . . . .	19
4.1.1. Brandteknik, Lunds Tekniska Högskola . . . . .	19
4.1.2. Hartford Steam Bolier . . . . .	21
4.1.3. FMEA-Failure mode and effects analysis . . . . .	23
4.2. Intern studie . . . . .	24
4.2.1. Skadefaktorer . . . . .	24
4.3. Skademekanismer . . . . .	26
4.3.1. Skador från vatten . . . . .	26
4.3.2. Skador under drift . . . . .	27
4.3.3. Materialpåverkan . . . . .	27

4.3.4. Föroreningar i ångan . . . . .	29
<b>5. Analys ur riskperspektiv</b>	<b>31</b>
5.1. Riskmodellens innehåll . . . . .	31
5.2. Bearbetning av skademekanismer . . . . .	32
5.2.1. Frekvens och konsekvens . . . . .	32
5.2.2. Indikationer . . . . .	33
5.2.3. Mätning . . . . .	33
5.2.4. Kartläggning . . . . .	34
5.2.5. Beräkning . . . . .	35
<b>III. Slutfas</b>	<b>39</b>
<b>6. Framtagning av resultat</b>	<b>40</b>
6.1. Mål . . . . .	40
6.2. Presentation av analysverktyg . . . . .	40
6.2.1. Livslängdsbedömning . . . . .	40
6.2.2. Kvalitetsfaktorer . . . . .	42
<b>7. Diskussion</b>	<b>43</b>
7.1. Arbetet . . . . .	43
7.2. Projektet . . . . .	44
7.3. Målet . . . . .	45
<b>8. Framtida arbete</b>	<b>47</b>



**Del I.**

**Introduktion**

# 1. Inledning

## 1.1. Bakgrund

Siemens Industrial Turbomachinery (SIT) AB i Finspång, Sverige tillverkar ång-och gasturbiner. I år (2013) fyller turbintillverkningen i Finspång 100 år och har genom åren vuxit till cirka 2700 anställda. Inom ångturbindivisionen finns idag utvecklings-och serviceavdelning samt viss produktion.

Serviceavdelningen ansvarar för eftermarknaden för bland annat turbinerna som tillverkas i Finspång. I nuläget finns det ca 250 anläggningar av dagens turbintyper i drift runt om i världen. Det finns även äldre ångturbintyper i drift vilka SIT också ansvarar för. Ett urval av de tjänster som SIT bidrar med är inspektion av turbinerna, reservdelar, olika moderniseringar och effekthöjningar.

Ångturbiner är konstruerade för lång livslängd och för upprätthållande av denna behöver turbinerna regelbundet genomgå underhåll i form av inspektioner och revisioner. Det mest omfattande underhållet kallas för Stor Revision (SR) eller Major Overhaul (MO). Denna utförs efter *en viss drifttid eller efter att en maximal kalendertid har passerat*. Under en MO demonteras och inspekteras turbinen. Det leder till kostnader för turbinanvändarna både för underhållet och förlorad drifttid. Ett växande önskemål om längre tidsintervall mellan MO:s har efterfrågats för reduktion av kostnader och ökning av tillgängligheten på maskinerna. En annan faktor är användarnas resterande utrustning som även de kräver sitt underhåll och ångturbinen skulle kunna underhållas samtidigt. Det kan då finnas möjligheter att anpassa underhållet utefter användares målsättning.

## 1.2. Syfte och problemställning

Syftet med projektet att ta fram en modell för optimering av underhållsintervallen. För att kunna följa användarnas önskemål behöver följande frågor besvaras:

1. Vad grundas dagens intervalltider på? *Svar: De grundas på normer och erfarenheter inom SIT*
2. Vad begränsar ett utökat underhållsintervall? *Svar: Ökade risker som kan äventyra tillgängligheten, ge ökade kostnader och därmed mindre driftintäkter.*
3. Hur ska dessa risker hanteras?

Det är frågeställningen i 1 och 2 som leder till den slutgiltiga problemställningen. Tanken med detta projekt är att utveckla en *riskmodell* för att säkerhetsställa turbinernas skick och hur det påverkas med tiden.

### 1.3. Arbetets avgränsningar

Här presenteras de större avgränsningar som gjordes, under arbetet, med anledningen att hålla sig inom tidsramen (20 veckor).

- Det är enbart ångturbinens större komponenter som analyseras. Dessa är: Turbinhus, rotor, mellanväggar och lager. En mer detaljerad avgränsning finns under rubrik 2.2. De risker som analyseras är sådana som leder till **skador/haveri** av turbinen. Händelser som ger prestandaförluster antas inte påverka turbinens livslängd.
- Fokus med denna analys är att ta fram en lämplig riskanalysmetod för dessa ångturbiner för utökning av **MO**-intervall. SIT utför även andra typer av inspektioner (mindre) utöver MO. Dessa behandlas enbart som en inmatning till projektet och en djupare analys har utelämnats.
- Projektet är en början på någonting nytt och målet är att ta fram ett förslag att bygga vidare på.

En del information i rapporten har utelämnats på grund av sekretesskäl, men det utgör inte något hinder för förståelse.

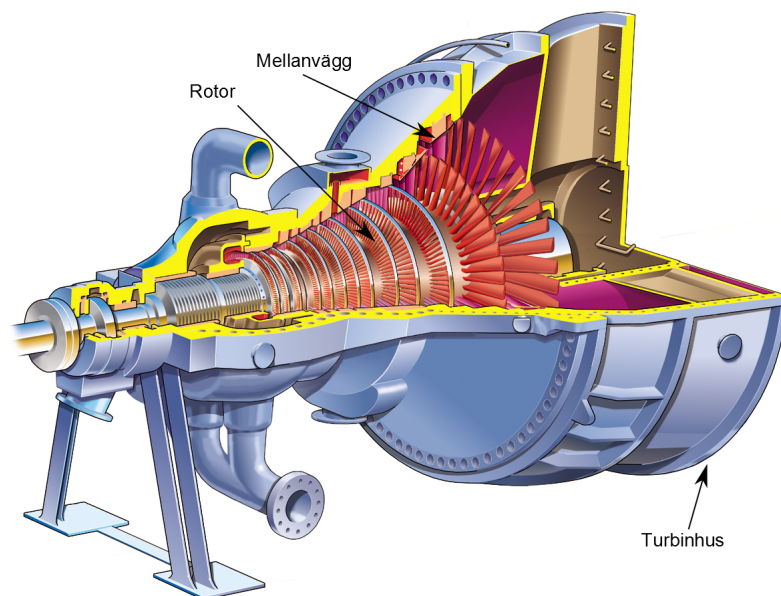
## 2. Ångturbinen

Som inledning till utvecklandet av en riskmodell görs här en presentation av ångturbinen. Den börjar med ett exempel på ångturbinens funktion i ett värmekraftverk följt av dess komponenter. Därefter följer en beskrivning om ångturbinerna på SIT samt dess underhållskoncept.

### 2.1. Värmekraftverk

En ångturbin är som namnet antyder en turbin som drivs av ånga. Den tillhör i detta exempel ett större system kallat värmekraftverk och dess funktion är omvandling av värmeenergi till mekanisk energi. Den mekaniska energin används till att producera el via en generator. Ångturbiner finns idag hos elproducenter och i industrier.

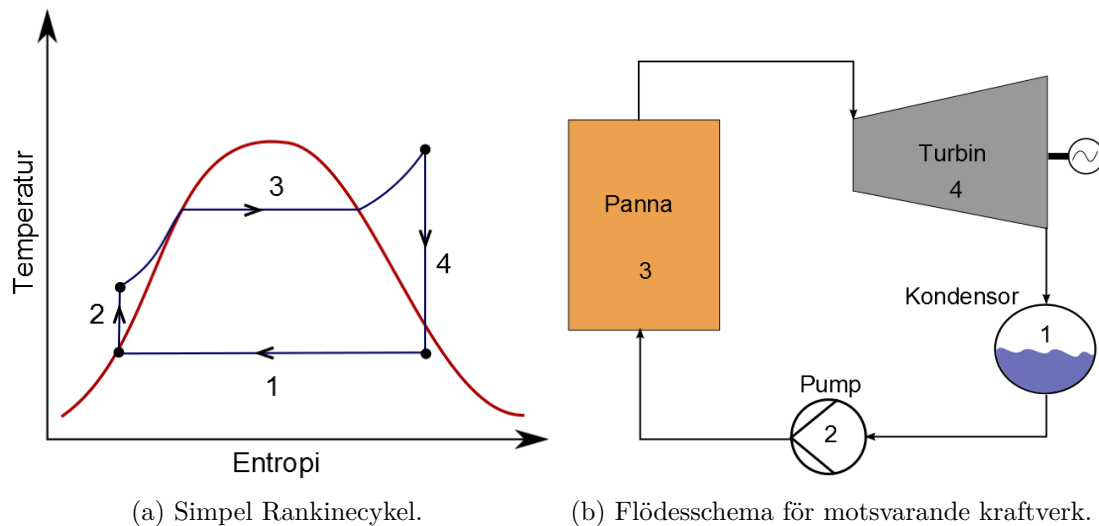
Delar av den värmeenergi som används för att producera ånga omvandlas till mekanisk energi i turbinen. Ångan, som är trycksatt och uppvärmd, strömmar genom turbinen samtidigt som expansion sker. Det är expansionen genom turbinen tack vare en areaökning som får ångan att strömma från ett högt till ett lågt tryck. Den innehållande värmeenergin gör att molekylerna kräver mer utrymme och bidrar ytterligare till expansion.



Figur 2.1.: Ångturbin

Rotationen fås genom att stationära skovlar riktar om strömningen mot turbinens rotor. En rotor kan enkelt beskrivas som en lång axel med skovlar likt fläktblad runt om. Figur 2.1 visar en utskuren bild på en SIT-turbin. Mer om rotorn och turbinens övriga komponenter finns under rubrik 2.2.

Figur 2.2 nedan visar en simpel idealisk Rankinecykel illustrerat i en graf tillsammans med ett flödesschema för motsvarande kraftverk. Siffrorna visar ordningen och var motsvarande del i grafen representeras. Denna ångcykel beskriver matarvattnets faser, temperaturer, tryck och andra parametrar genom hela systemet.



Figur 2.2.

Den röda kurvan i grafen, figur 2.2a är mättnadslinjen för vatten som till vänster om kurvan i är vätskefas, till höger i gasfas och under kurvan i en blandning av dessa, även kallat mättad blandning. Den blå linjen visar matarvattnet genom hela systemet. I verkligheten ser denna linje annorlunda eftersom mycket annan utrustning som förvärmare, mellanöverhettning samt annat som påverkar matarvattnet finns i kraftverket.

Grafen visar förhållandet mellan temperatur och entropi. Entropi kan beskrivas som *ett mått på hur mycket värmeenergi som inte kan omvandlas till mekanisk energi (arbete)*. I denna graf sker processerna i nummer 2 och 4 *isentropiskt*, med andra ord: konstant entropi i pump och turbin.

I följande lista förklaras matarvattnets förlopp genom hela systemet från figur 2.2b.

1. I **kondensorn** kommer ånga från turbinen som en mättad blandning och kondenseras till mättat vatten (endast vatten vid koktemperatur). Kondensorn kan kylas med havsvatten, vatten från floder via kyltorn eller användas till fjärrvärmeproduktion.
2. Vattnet flödar till en **pump** som höjer trycket med temperaturökning som följd. Trycksättningen av matarvattnet sker i vätskefas eftersom det kräver mindre energi jämfört med trycksättning (komprimering) av ånga.

3. I **pannan** värms vattnet upp, kokas och överhettas. Vattnets temperaturökning och fasändring ses i figur 2.2a. Överhettning av ångan ger mer effekt och gör den torrare. Torr ånga höjer verkningsgraden samtidigt som risken för skador från vattendroppar minskar (mer om detta under sektion 4.3).
4. Ånga som nu har ett högt energiinnehåll leds till sist in till **turbinen** där energi-omvandling sker.

I rankinecykeln utnyttjas fördelarna med vattnets vätske- och gasfas. En vätska kräver mindre arbete att trycksätta och en gas expanderar mer vid uppvärmning. Det finns även rankinecykler som använder andra medier än vattnen, men det är ovanligt.

## 2.2. Komponenter

Värmekraftverk som beskrevs ovan ser i verkligheten annorlunda ut. Det finns många typer av pannor med olika bränslen som inte ger samma ångdata (temperatur och tryck) till turbinen. Turbinernas utloppsdata varierar också beroende på typ av kylsystem i kondensorn. De har också en kringutrustning för att kunna hålla sig i drift.

Det finns alltså många yttre faktorer som spelar roll vid konstruktion av en ångturbin som på grund av detta behöver anpassas för varje projekt.

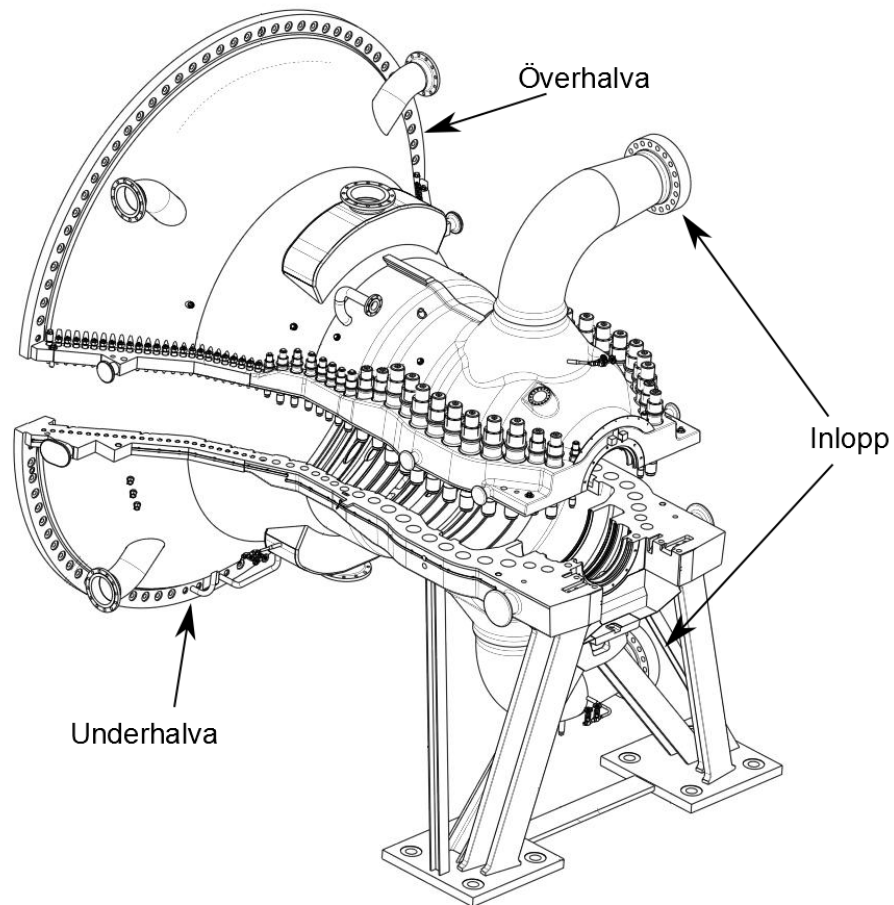
Inför detta projekt undersöktes endast turbinens komponenter, framförallt de av större betydelse. Annan utrustning togs med som en riskfaktor i vissa fall, men gick inte in på en djupare undersökning. Listan nedan visar de turbinkomponenter som valts ut.

- **Turbinhus**
- **Mellanväggar**
  - Ytter-och innering
  - Ledskenor
- **Rotor**
  - Rotorkropp
  - Skovlar
- **Lager**
  - Axiallager
  - Bärlager

Ett mer förtydligande av hur komponenterna ser ut presenteras i figurerna 2.3-2.7 med beskrivningar.

## Turbinhuset

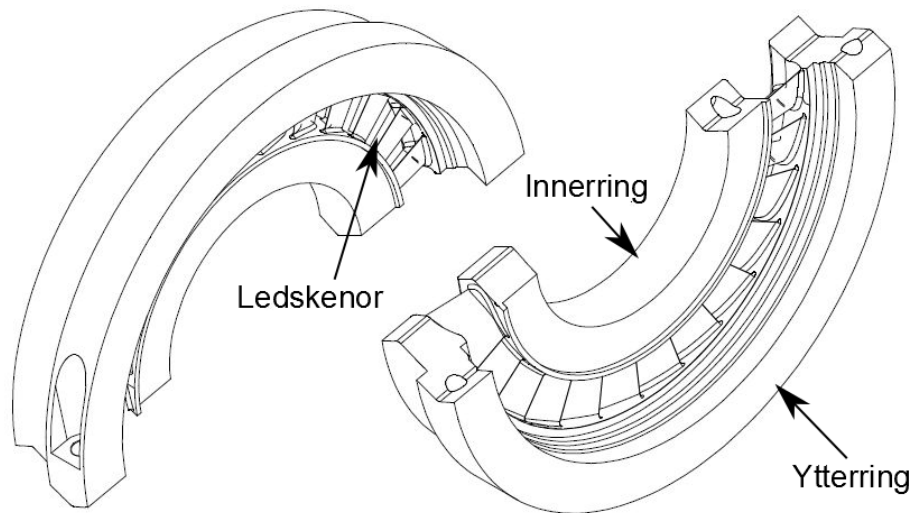
Turbinhuset, figur 2.3, är det som håller de andra komponenterna på plats samt sluter ångkanalen. Det sitter fast på ett fundament i marken. I figuren syns över- och underhalvan och hur dessa skruvas ihop. De två tjockare rören (över och under till höger) är där ångan leds in i turbinen och sedan expanderar ut till utloppet, vänster i figuren. De två lådorna med hål i som sitter på över- och undersidan samt de fyra mindre rören (ett som inte syns) är för avtappning. Avtappning är då ånga tappas av från turbinen till diverse applikationer eller till förvärmare som nämnt ovan, men ånga kan även tappas in. Den runda öppningen från turbinhuset till höger är där rotoraxeln går ut som sträcker sig till generatorm (vid elproduktion).



Figur 2.3.: Turbinhuset

## Mellanväggar

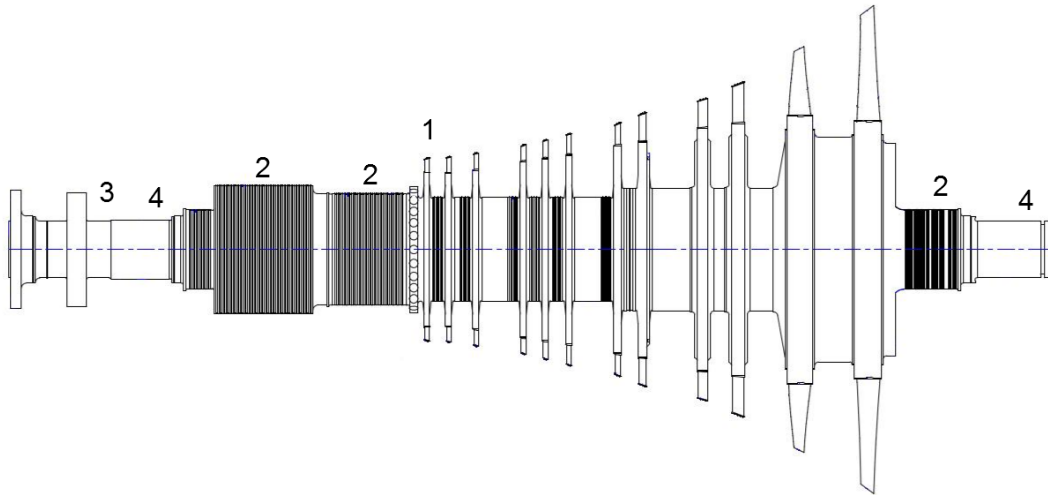
Mellanväggarnas funktion är att, genom dess stationära skovlar (ledskenor), rikta om strömningen till rätt vinkel mot rotorskovlar. Dess över-och underhalva som syns i figur 2.4, sitter på respektive del i turbinhuset mellan varje rotorsteg. Den består av en inner-och ytterring samt ledskenor som sitter i mellan ringarna (där flödet riktas om). Ytterringen har kontakt med turbinhuset och innerringen sitter runt rotoraxeln med tätningar i mellan. Tätningarna hindrar ånga från att läcka mellan axel och innerring.



Figur 2.4.: Över-och underhalva av ett mellanväggssteg



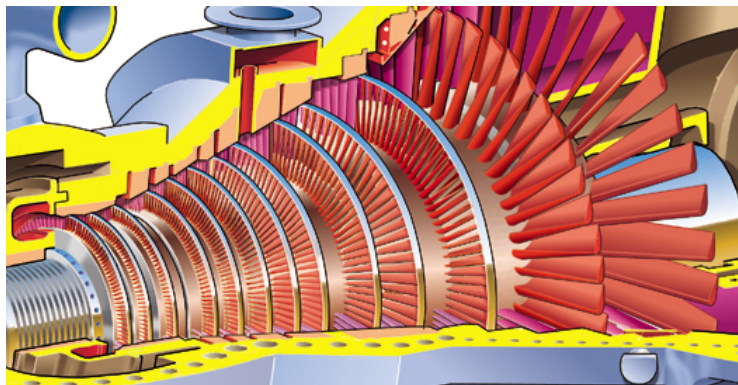
## Rotor



Figur 2.5.: Turbinens rotor

Figur 2.5 och 2.6 visar rotorn som är den enda rörliga komponenten och har endast kontakt med oljefilmen från turbinlagrarna (mer om nedan). På rotoraxeln syns skovlarna med skivorna de sitter på. Nummer 1 i figur 2.5 visar första steget som ångan flödar igenom och vidare till höger i figuren fram till slutsteget. Bladen eller skovlarna är vridna för att träffas av strömningen från mellanväggarna.

Nummer 2 i samma figur visar de ställen med tätningsssegment mot ångaläckage som annars (lättare) läcker ut från turbinen. Även mellan rotorstegen på axeln syns tätade områden mellan innerring på mellanvägg och rotoraxel. Nummer 3 och 4 är ställen där lagren sitter.



Figur 2.6.: Rotorn i turbinen

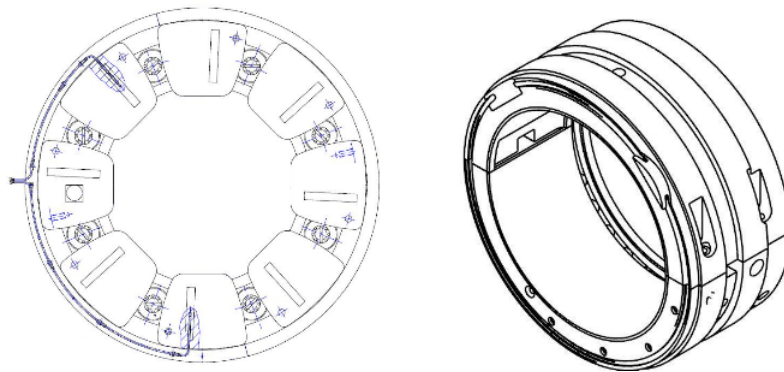
I figur 2.6 syns ett band på skovlarna runt om hela steget. Detta band är egentligen

ett tak som sitter på varje skovel och tillsammans bildar en ring. Ovanpå dessa sitter tätningar mot turbinhuset för att förhindra att ånga strömmar över bladen. En tråd, som inte syns i figurerna, ligger runt rotorsteget och håller ihop skovlarna och dämpar vibrationer. Rotorns slutsteg saknar skoveltak eftersom dessa blad är för tunga och riskerar att skaka sönder taken under drift. Ångan tillåts flöda över bladen i detta fall. Som vibrationsdämpare har dessa blad dämpningstrådar mellan dem, men som inte syns i figuren.

## Lager

Axiallager och bärlager i figur 2.7 sitter vid nummer 3 respektive 4 (två bärlager) i figur 2.5 (rotorn). Lagren utgör kontakten mellan roterande och stationära delar. Genom lagren flödar olja kontinuerligt för att tillåta rotation samt minimera friktionen. Oljan pumpas genom lagren via oljepumpar som måste vara igång under drift. För bärlagren är det rotationen från rotoraxeln som bygger upp trycket. Detta kan inte göras från stillestånd och får då hjälp av lyftoljepumpar som bär upp rotorn en aning och möjliggör rotation.

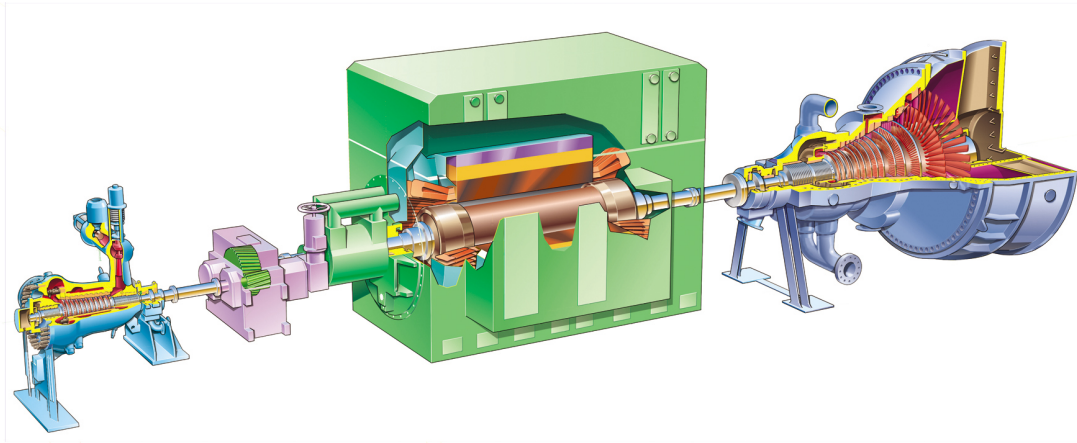
Ångan som strömmar i expansionsriktningen trycker på rotorn åt samma håll. För att hela rotorn inte ska förskjutas är det axiallagret som håller emot denna rörelse med olja mellan 'plattorna' på axiallagret och skivan, nummer 3 på rotorn figur 2.5.



Figur 2.7.: Till vänster: Axiallager. Till höger: Bärlager

## 2.3. Ångturbinerna på SIT

På SIT tillverkas och utvecklas två ångturbiner med beteckningarna SST700 och SST900. Dessa finns i tre moduler som bestäms av de in- och utloppstryck turbinen arbetar i och kallas högtrycks-, mellantrycks- och lågtrycksturbin. Effekterna på dessa varierar mellan 30 MW upp till 180 MW beroende på applikation. Modulerna kan kopplas samman för ännu högre effekter där ångan värms upp mellan dem (mellanöverhettning). Figur 2.8 visar ett exempel på två hopkopplade moduler, men det finns även andra uppsättningar.



Figur 2.8.: Ett exempel på hur två moduler kopplas samman. Från vänster: Högtrycksmodul, växel, generator och lågtrycksmodul.

Uppdelning i moduler tillåter drift vid olika varvtal och att enbart en modul kan vara i drift med den andra bortkopplad. Modulerna finns i olika storlekar och anpassas till den mängd ånga som levereras från ångpannan. Turbinerna sträcker sig över en rad applikationer och finns bland annat i pappersbruk, gaskombianläggningar, på oljeplattformar, samt övriga industrier och kraftverk.

## 2.4. Underhållskoncept

I underhållskonceptet på SIT ingår flera typer av inspektioner och underhåll, bland annat en MO. Dessa är i huvudsak förebyggande åtgärder och kräver varierande arbetsmängd. Listan nedan beskriver kort de olika fältserviceprodukterna.

- **No stop check** - Kontroll som sker under drift för att upptäcka potentiella fel.
- **Säkerhetsinspektion** - Inspektion av säkerhetsutrustning som kräver att turbinen tagits ur drift, men behöver inte kylas ner. Turbinens skyddsutrustning kontrolleras och vissa aktiviteter från No stop check utförs även här.
- **Videoskopinspektion** - Turbinen inspekteras med ett videoskop genom inspektionshål (en kamera som kan ledas in i turbinen) där eventuella skador på kompo-

menterna kan upptäckas. Turbinen behöver ha tagits ur drift och vara nedkyld.

- **Begränsad revision** - En revision där en säkerhetsinspektion görs tillsammans med inspektion av lager, växellåda, ångsil (partikelfilter) och värmeväxlare. Kräver en viss öppning av turbinen som ska vara nedkyld och ur drift.
- **Stor Revision eller MO** - Turbinen öppnas ut helt och inspekteras noggrant. Det finns under en MO möjlighet att inspektera alla komponenter och byta ut det som behövs. Det utförs även vissa arbeten samt justeringar på turbinen. Det är MO:s som detta projekt fokuserar på och är det som kräver flest arbetsdagar att genomföra.
- **Livslängdsbedömning** - Efter en längre tidsperiod utförs en ingående analys av turbinens skick och planering av kommande underhåll.

Underhållen ovan sker regelbundet med bestämda tidsintervall för varje. Resultaten av varje underhåll används som inmatning till nästa. Utöver underhållskonceptet finns även korrigerande underhåll samt ett reservdelskoncept, men dessa behandlas inte i detta projekt.

**Del II.**

## **Metod och material**

### 3. Arbetsgång

Här presenteras tillvägagångssättet på projektet samt förutsättningarna och det första tankarna som fanns från början. Genomförandet kan delas in i följande delar:

- **Datainsamling**
- **Preliminär riskmodell**
- **Riskbedömning**

#### **Förutsättningar och första tankar**

Detta arbete är ett utvecklingsprojekt inom en ny gren. Det fanns från början vissa riktlinjer att följa som blev tvunget att ändras under arbetets gång.

Från början fanns tankarna att en enskild turbinmodul skulle väljas ut och analyseras som senare skulle byggas ut för alla modultyper. Från en modul skulle ytterligare avsmalningar ske till komponentnivå. En riskmodell skulle göras med följande inmatningar:

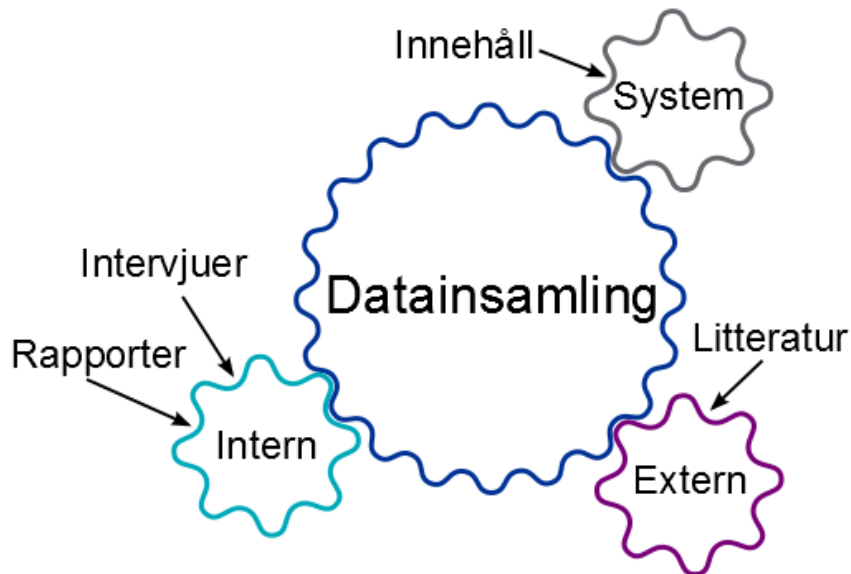
- Turbinanvändarens målsättning
- Turbinens konstruktion
- Historiska fel
- Turbinens aktuella tillstånd
- Driftdata
- Driftprofil
- Mätvärden

Med denna information skulle en riskbaserad modell skapas. Idén med att välja ut en modul skrotades eftersom det ansågs vara bättre att ta ett steg tillbaka och börja på en lägre nivå. Arbetet bytte då riktning till en generell riskmodell för att skapa en bättre grund till framtida undersökningar. Istället utgicks det från de ovan listade punkterna.

### 3.1. Informationshämtning

Innan skapandet av en riskmodell påbörjades, definierades vilka komponenter som skulle ingå. Detta blev en första avgränsning i projektet och turbinens kringutrustning såsom oljepumpar eller växlar utelämnades.

Som ett förberedande moment gjordes en informationssökning på hur riskanalyser och riskmodeller ser ut samt vilka olika tillvägagångssätt som tillämpas. Sökningen riktade in sig på riskanalyser anpassade för detta arbete. Totalt valdes tre referenser ut varav den ena tipsades från SIT och som gav en grundläggande idé på arbetets mål.



Figur 3.1.: Datainsamlingens delar med ett fördefinierat system, intern information från SIT samt en extern undersökning från litteratur.

Informationsinhämtning gjordes även inom företaget. Det fanns förberedande material tillgängligt som var en sammanställning av alla tidigare MO's med inspektionsrapporter. I rapporterna finns bedömningar om turbinens skick, skador som skett, allvarlighetsgraden samt eventuella åtgärder som har gjorts.

Här uppkom det ett förslag om analys av tidigare MO:s som skulle stå till grunden för riskmodellen. Detta kom att utelämnas eftersom en djupare undersökning av turbinens påverkan under drift behövdes.

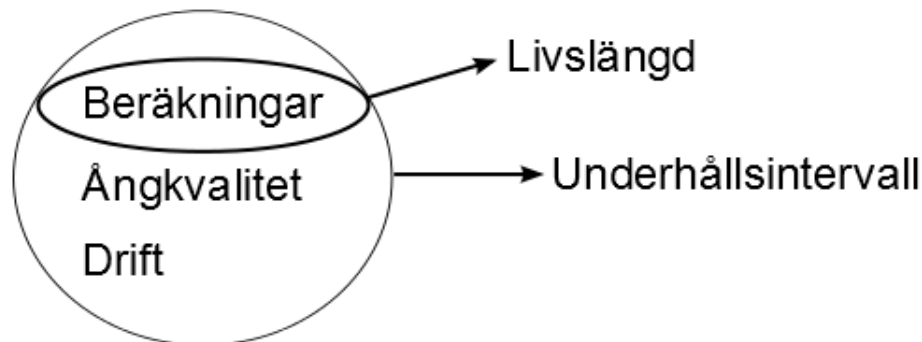
Förutom rapporter kompletterades den interna informationssökningen med erfarenheter från anställa om deras erfarenheter vid inspektioner och underhåll samt andra riskanalyser inom SIT.

### 3.2. Preliminär riskmodell

Från all datainsamling gjordes en första modellstruktur. Riskmodellen började följa en FMEA (Failure mode and effects analysis, mer under litteraturstudie sektion 4.1) för designkriterier på turbinen. En första riskanalys skapades som byggde på hållfasthetsberäkningar och åldrande av turbinen.

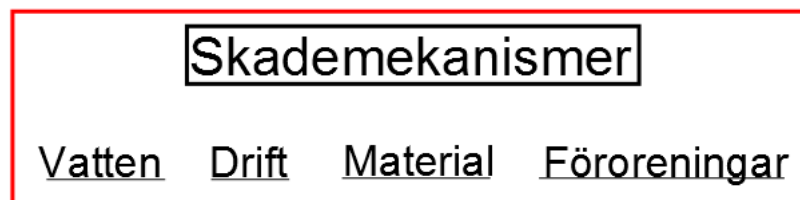
Då skador och haveri var den konsekvens som arbetades mot börjades en undersökning om turbinens drifttid och när risken för denna blir konsekvens blir för hög. Under turbinernas designstadier görs beräkningar på spänningar i komponenter och hur det påverkar turbinen över tiden. Med enklare hållfasthetsberäkningar på de skademekanismer som turbinen designas för kunde en livslängd fås fram. Tanken med den första modellen var att börja från en livslängd och arbeta mot underhållsintervall

Resultatet från beräkningarna var att en vidare undersökning behöver göras av andra skadefaktorer. Slutsatsen från denna undersökning blev att enbart hållfastheten inte ger tillräcklig information om livslängden. Det beror på att man vanligtvis konstruerar en ångturbin för en lång livslängd (mer än 25 år) och andra faktorer hinner under denna tid att göra stor inverkan.



Figur 3.2.: Beräkningar på turbinen gav en livslängd, men behövde kompletteras för att få underhållsintervall.

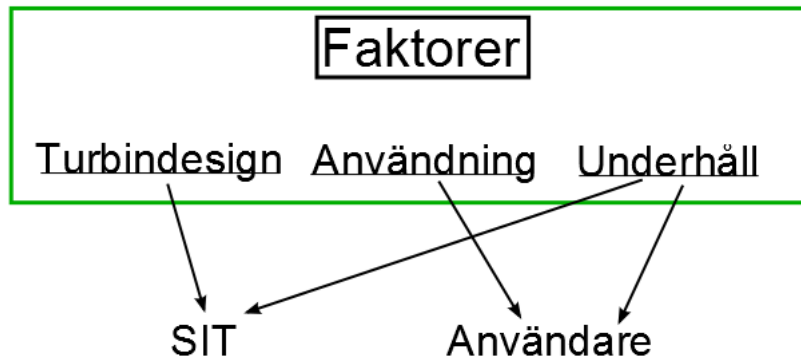
Behovet av underhåll undersöktes med skador och skadefaktorer på ångturbiner samt historiken på hela turbinflottan från tidigare inspektioner och händelser. Skadorna och dess mekanismer delades upp i fyra kategorier: Vatten, drift, material och föroreningar som kan ses i figur 3.3.



Figur 3.3.: Indelning av skador.



Faktorer som påverkar dessa mekanismer togs fram, men även sådana faktorer som ligger utanför ångturbinen, det vill säga underhållsarbete och resterande delar i kraftverket. Dessa hamnar utanför projektet, men togs med för framtida påbyggnader. En faktorindelning gjordes utefter två parter, SIT och användare som gav tre faktorgrupper och kan ses i figur 3.4.

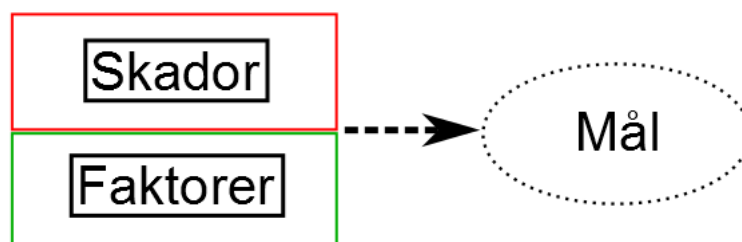


Figur 3.4.: Indelning av skadefaktorer med två parter

Förutom turbinens konstruktion, som hamnar under 'Turbindesign', är det driften och ångans kvalitet som påverkar dess skick. Från denna uppdelning framgick det tydligare hur riskerna kunde fördelas mellan SIT och användare av turbinen. Denna uppdelning måste hanteras i riskbedömningen.

Alla skademekanismerna behandlades olika i syftet att kunna göra en lämplig sammanvägd riskbedömning. Hanteringen gjordes inom frekvens och konsekvens, indikationer, mätning, kartläggning och beräkning. Dessa delar skulle tillsammans ge en riskfaktor.

Ett mål med projektet togs fram som kortfattat kan beskrivas som en riskranking av varje turbin utifrån skademekanismer och faktorer.



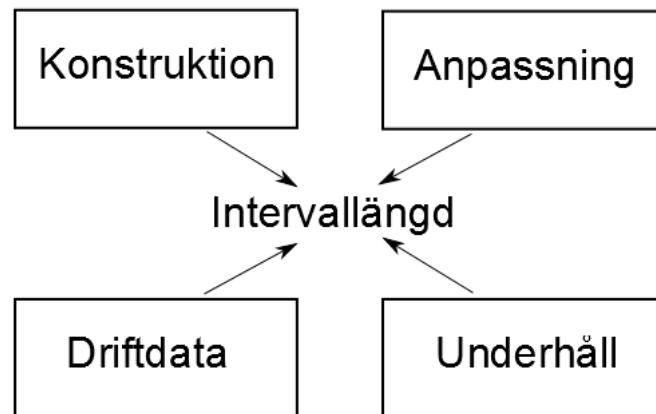
Figur 3.5.: Från skador och behandlingen av dessa samt faktorerna, togs ett framtida mål fram till riskmodellen.

### 3.3. Riskbedömning

Först studerades en metod där alla skademekanismer skulle undersökas på ångturbinen för att ta fram en normallivslängd. Turbinen skulle antas ha lång livslängd som skulle reduceras efterhand på grund av inverkan av skademekanismer. Gissningar kunde göras med designparametrar, men för driftfaktorer (användarfaktorer) uppstod ett problem. Det visade sig att turbinanvändarna i praktiken skiljer sig mycket från varandra med avseende på hur deras drift och underhåll sköts. Ett analysverktyg behövdes med två riskbedömningar: En gemensam från SIT och en enskild för varje användare.

Ett verktyg togs fram bestående av två delar där det första är för en uppskattad livslängd utifrån en idealdrift av turbinen. Allt som görs från SIT's sida vid konstruktion av turbin kompletterat med erfarenheter på hela flottan är tänkt att ge möjliga intervall.

Analysen kan efter detta gå vidare till anpassning efter användaren som innehåller driftprofil och historik. En driftprofil berättar om hur turbinen är tänkt att köras det vill säga hur ofta den startar, lastvariationer och stilleståndstider. Detta kan återigen tas med i beräkningar för att få fram uppdaterade livslängder. Turbinens historik består av aktiviteter som utförts och händelser som inträffat.



Figur 3.6.: Genom att först analysera gemensamma faktorer och sedan anpassa för varje användare underlättas analysen. Detta kan sedan kompletteras med driftdata och underhållsfaktorer.

För att till sist ta med de spridda användarfaktorerna behövs information från användaren för bedömning av vilka skademekanismer som har störst risk att inträffa. Dessa skademekanismer är de (alla utom material) som beror mycket på användaren. Mätbara värden, undersökta innan, kan användas i denna analys tillsammans med en kvalitetsgranskning av turbinens skötsel. Utifrån dessa undersökningar kan en riskbedömning göras och det är vid underhåll och inspektioner av SIT där denna bedömning kan stämmas av.

## 4. Sammanfattning av informationsinhämtning

Här presenteras det arbete som gjorts inför den analysmetod som tagits fram. Först följer den externa och interna informationssökningen och riskmodellens utseende, skademekanismer och slutligen faktorer. Den skapade riskmodellen refereras till namnet MORA (Major Overhaul Risk Assessment).

### 4.1. Extern studie: Litteratur

Inom området riskanalys finns det olika metoder att gå tillväga för att identifiera, beräkna och åtgärda risker. I följande underrubriker är utvalda inspirationskällor presenterade inom området. Den information som togs från dessa är sådant som passar in i projektet. Det finns även mycket annan information att hitta i varje källa om andra metoder eller analyser. Syftet med denna litteraturstudie är att visa de tankegångar MORA utgick ifrån. En kort beskrivning och förklaring av inspirationskällorna följer nedan.

- 'Brandteknik, Lunds Tekniska Högskola', [1] presenteras för att visa de *grundtankar* inför skapandet av MORA. I texten presenteras olika riskanalyser, riskperspektiv och kategoriseringar inom riskanalys.
- 'Hartford Steam Boiler' förkortas HSB, [2] visar en intressant metod att redovisa risker och definierar ett tydligt *mål* att sträva efter i en riskanalys. Målet med MORA har tagit inspiration av HSB's metoder för att presentera risker på ångturbiner på ett simpelt sätt.
- 'FMEA-Failure mode and effects analysis', [4] valdes för att det är en passande metod vid analys av denna typ.

Det bör nämnas att denna litteraturstudie gjordes för att ge inspiration och de metoder som nämns i denna har inte följts strikt. Detta eftersom det fanns andra aspekter framförallt inom SIT som påverkade riskmodellens utseende.

#### 4.1.1. Brandteknik, Lunds Tekniska Högskola

Jerry Nilsson på avdelningen för Brandteknik, Lunds tekniska högskola har skrivit i sin rapport '*Introduktion till riskanalysmetoder*' [1] om riskanalys inom olika områden. I rapporten kategoriseras risktyper sett från olika perspektiv samt hur risker ska bedömas och hanteras. Detta kan även göras i fallet med riskanalys på ångturbin.

Den riskkällan som denna analys handlar om faller inom *Teknologiska riskkällor*, det vill säga industrianläggningar, strukturer etc.. Den konsekvensen som MORA arbetar mot är skador samt haveri som klassas som *Egendoms-och Ekonomiska risker (Finansiella risker)* [1].

Det passande riskperspektivet är ett *Företags Perspektiv*. I detta riskperspektiv är vinsten en styrande faktor för hur risker ska hanteras. Men längre fram i tiden handlar det om företagets överlevnad. Riskerna kan fortfarande existera, men måste hanteras på ett sätt som säkrar företaget och dess rykte [1]. Ett annat perspektiv som passar in är det *Tekniska Riskperspektivet* som består av tre delar: De händelser som kan uppstå, sannolikheten för dessa och de konsekvenser de leder till. I det tekniska perspektivet vägs dessa tre delar in och en risk tas fram. Hur allvarliga konsekvenserna är eller vilka riskkällor som finns, är inte med i detta perspektiv [1].

I [1] presenteras ett antal analysmetoder som bestämmer hur riskerna hanteras. Två intressanta metoder är den *Försäkringsbaserade* och den *Sannolikhetsriktade* metoden. Den första är försäkringsbolagens metoder för att bestämma risker och ett exempel om detta presenteras i sektion 4.1.2 nedan. Den sannolikhetsriktade metoden bygger på det tekniska riskperspektivet som presenteras ovan. Metoden går ut på att med uppskattade sannolikheter bedöma riskerna vid en olycka.

De analysmetoder samt tillvägagångssätt som tas upp i [1] ger en generell beskrivning och är tagna från IEC (International Electrotechnical Commission). I rapporten *'Risk management — Risk assessment techniques'* [5] finns mer utförlig beskrivning. De analysmetoder som finns är anpassade till de riskperspektiv som nämndes innan. En generell riskhanteringsprocess visas nedan i figur 4.1. Den röda ramen visar detta projekts fokus.

<b>A. Riskanalys</b>	<b>B. Riskvärdering</b>	<b>C. Riskreduktion</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition av omfattning</li> <li>• Identifikation av risker</li> <li>• Beräkning av risker</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beslut om risktolerans</li> <li>• Analys av alternativ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beslutsfattande</li> <li>• Genomförande</li> <li>• Övervakning</li> </ul>

Figur 4.1.: Riskhanteringsprocessen inspirerad av [1], ursprungligen från IEC (översatt).

I första punkten under steg A ingår orsaken till analys, det som ska analyseras (med avgränsning), relevanta aspekter till problemet samt de antaganden och beslut som behöver göras. Denna punkt bestämmer analysens storlek. I nästa punkt identifieras riskkällorna i syftet att ta reda på hur stora risker som finns och vilka åtgärder som behövs. Detta kallas även kvalitativ metod. I tredje punkten som kallas för kvantitativ metod görs det beräkningar av de framtagna riskerna [1].

### 4.1.2. Hartford Steam Bolier

Som nämnt ovan har försäkringsbolag sina metoder att beräkna risker. Ett försäkringsbolag vid namnet Hartford Steam Boiler (HSB) [2] som arbetar med bland annat kraftverk använder sig utav ett mjukvaruverktyg baserad på sannolikhet (utifrån statistik). Detta verktyg är för just ångturbiner och ska ge svar om när ett underhåll bör utföras. J.A Latovich skriver i rapporten *'Turbine Optimization Programs to Extend Outage Periods and Manage Equipment Breakdown Risk'* om två verktyg som förkortas STRAP (Steam turbine risk assessment project) och TOOP (Turbine Outage Optimization Program) [3]. STRAP och TOOP är utvecklat genom forskning och riktlinjer från ASME (American Society of Mechanical Engineers).

HSB använder detta verktyg för att hjälpa deras kunder med att utföra de rätta underhållen vid rätt tidpunkt. Enligt dem själva har detta gett goda resultat där vissa kunder har lyckats dra ner på sina underhållskostnader. De anser att den tanke som finns i dag kring underhåll är konservativ och de menar att det inte passar in i dagens samhälle där ekonomin har fått större inverkan [2].

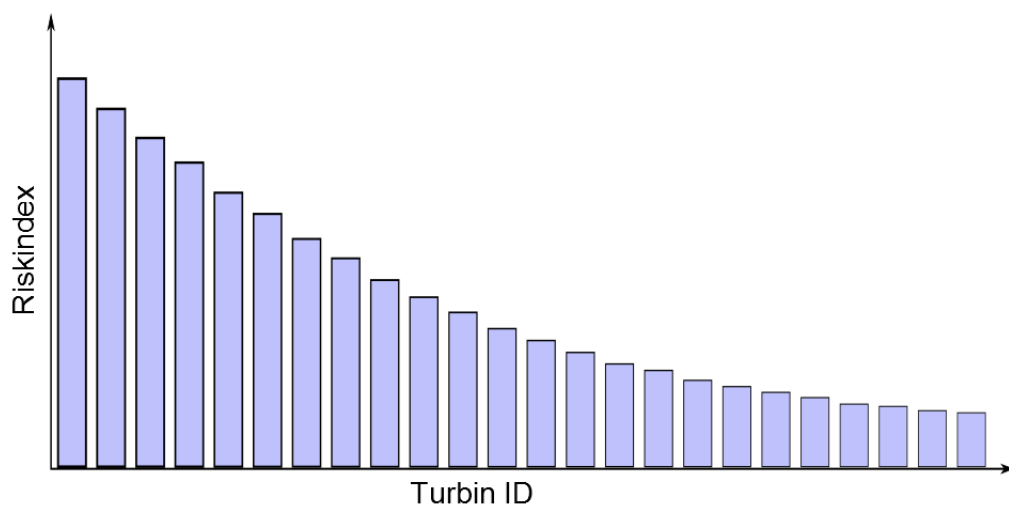
Målet för TOOP och STRAP är att ta fram optimerade underhållsintervall. Verktygen är lika varandra och det som skiljer dem är på vilka turbin typer de kan användas. Principen är däremot densamma och processen sker i fem steg enligt listan nedan [3]. Det finns liknelser med denna lista och figur 4.1 ovan för de tre första stegen.

Tabell 4.1.: Process för STRAP och TOOP (översatt med förklaring tillagd) [3]

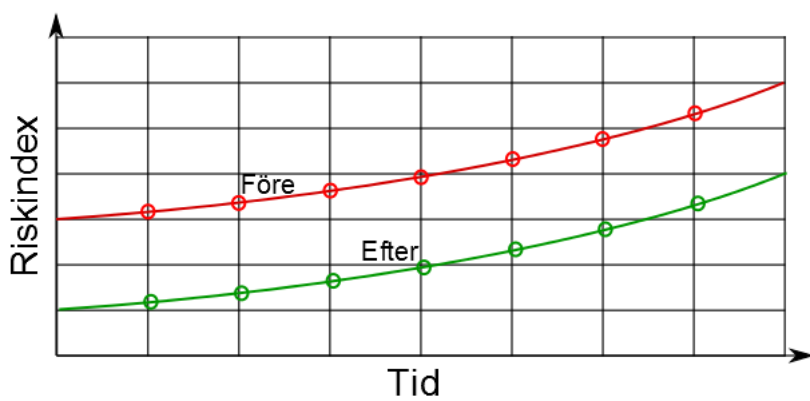
- |  |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"><li><b>1. Systemdefinition - Turbinen indelad i komponenter</b></li><li><b>2. Kvalitativ riskbedömning - Lista upp fel/skador på varje komponent</b></li><li><b>3. Kvantitativ riskbedömning - Data för sannolikhet &amp; konsekvenser</b></li><li>4. Utveckling av inspektionsprogram</li><li>5. Ekonomisk optimering</li></ol> |
|--|

Tillvägagångssättet för dessa verktyg är att undersöka turbinens historik vid inspektioner och under drift, samt dess ålder och andra åtgärder som gjorts. Detta verktyg är till för flera typer av ångturbiner och en gruppering av turbinerna görs utifrån effekt, utseende och temperaturer. Turbinen delas upp i dess komponenter för att lättare kunna undersökas. Från HSB's datainsamling (historik och intervjuer) och erfarenheter beräknas sannolikheter för skador och hur dessa ökar med tiden. Körsätt, användning samt intressant mätdata tas med i beräkningarna [3].

Vad dessa mjukvaruverktyg gör efter beräkning är att vikta komponenter och ranka dem. Rankingen beror på frekvensen och konsekvensen av händelser. Slutresultat ger en riskpoäng eller ett riskindex på hela turbinen med en förutspädd ökning över tiden. Detaljer om hur dessa program fungerar finns inte tillgängligt. Men med index är det lättare att jämföra turbinerna i flottan samt göra det mer begripligt att förstå. Tanken med HSB's verktyg är att bestämma när det är som mest optimalt att utföra ett underhåll. Figurerna 4.2 och 4.3 visar rangordningen och hur riskindex kan förändras med tiden [3].



Figur 4.2.: Rangordning av turbiner med inspiration [3].



Figur 4.3.: Riskindex förändras med tiden och är nyttigt vid beslut om underhåll med inspiration från [3]

### 4.1.3. FMEA-Failure mode and effects analysis

Från [1, 3] nämnda ovan kan det läsas att en kvalitativ samt kvantitativ bedömning behöver göras. En passande metod för en riskanalys till detta arbete är en FMEA analys. L. T. Ostrom och C. A. Wilhelmsen beskriver i *'Developing Risk Models for Aviation Inspection and Maintenance Tasks'* (2011) om hur en FMEA går till [4].

Principen för FMEA är att identifiera händelser som leder till fel och sedan ta fram konsekvenser samt faktorer som orsakar händelserna. I följande lista från [4] finns det som kan fås ut av FMEA (översatt och förkortad).

- **Identifiering och dokumentation av:**
  1. **Potentiella fel i system, komponenter eller procedurer**
  2. **Potentiella effekter av fel i ovan nämnda områden**
  3. **Potentiella orsaker**
  4. Metoder för att reducera sannolikheten för att ett fel ska inträffa
  5. Metoder för att bättre upptäcka fel
  6. Rangordning av fel för beslutstagande
  7. Startpunkt för en åtgärdsplan

[4] ger ett exempel på en komponent som används i denna metod. I figur 4.4 visas hur en undersökning i ett formulär kan göras för en enskild komponent.

Item	Potential Failure Mode	Cause of Failure	Possible Effects	Probability	Criticality (Optional)	Prevention

Figur 4.4.: Det som tas upp i en FMEA, inspiration från [4].

## 4.2. Intern studie

Efter att inspiration hämtats från litteratur påbörjades arbetet med riskmodellen. En intern undersökning gjordes inom några områden för att inkludera de verkliga erfarenheter som finns. Av sekretesskäl kan ingen detaljerad information nämnas.

Det första som studerades var underhållsförloppet på SIT samt dokumentationer från MO:s. I dessa finns det bedömningar om turbinernas tillstånd vid inspektion och även utförda arbeten på turbin samt eventuella byten av komponenter. Mycket lärdom kunde dras av hur turbinen påverkas under drift, speciellt vilka komponenter som är mer utsatta än andra. En sammanställning av alla MO:s med bedömningar gav en bra översikt om vilka skador som har högre sannolikhet. Utifrån de studerade skadorna kunde dessa faktorer tas fram.

### 4.2.1. Skadefaktorer

Bland annat delades skademekanismerna in, efter de faktorer som påverkar dem, i grupper som kan ses i figur 3.4, rubrik 3.2. Men även andra faktorer existerar och lyftes fram. En beskrivning av de tre faktorgrupperna följer nedan.

#### Turbindesign

Vid konstruktion av turbinen görs beräkningar på hållfastheten för att se hur materialet påverkas och de skademekanismer under kategorin material är med i dessa beräkningar. Jämfört med andra skademekanismer finns det möjlighet att förutspå när dessa faller med tydliga resultat i siffror.

En ångturbin konstrueras för en lång livslängd och beräkningar kan uppdateras med tiden och räknas om vid komponentbyte. Men oavsett hur bra beräkningarna är kan det dyka upp andra problem i konstruktionen. För nya komponenter, tillverkningsmetoder eller materialval kan inte alltid allting förutspås. Så kallade barnsjukdomar (fel vid tidigt stadium) kan uppstå och beräkningsprogram kan då behöva att uppdateras.

Beräkningar kan också kompletteras med erfarenheter inom flottan. Det kan till exempel vara vissa utsatta komponenter eller skademekanismer som slår till under ett visst driftförhållande.

#### Användare

När turbinerna efter konstruktion, tillverkning och transport till slut hamnar i ett kraftverk står det inför olika förutsättningar. Användarfaktorerna är väldigt spridda samt att turbinen behöver anpassas till varje kraftverk. Exempel på sådant som ger inverkan på turbinens livslängd finns i listan nedan.

- **Kraftverk** - Kraftverkets generella skick och användartypen. I kraftverket behöver alla delar fungera tillsammans och ett problem i en del kan påverka hela cykeln. Det kan finnas skillnader mellan industrier eller elproducenter där olika driftprofiler



styr. Exempelvis turbiner som ofta regleras i last påverkas mer är de som håller en konstant last.

- **Reningsutrustning** - Hur matarvattnet rensas från kontaminationer och dylikt. En bra ångkemi och ångkvalitet är nödvändigt för att uppnå en lång livslängd.
- **Turbinens kringutrustning** - Turbinen är beroende av sin egna hjälputrustning. Om till exempel ett problem med oljepumparna för uppstår lagerna kan detta ge allvarliga konsekvenser. Det är därför viktigt att dessa samt annan kringutrustning övervakas.
- **Skötsel** - Den övervakning av turbinen som sker och det underhåll som görs. I övervakning spelar mätutrustning en stor roll, både hur mätning sker och vad som mäts. Här spelar även den mänskliga insatsen in då de står för skötseln.

Det är skademekanismerna i kategorierna vatten, drift och föroreningar som spelar en större roll för användarfaktorn. Dock så är det i vissa fall turbinkonstruktionen som tillåter vissa skademekanismer. Detta är främst för vattendropserosion som beror på ångdatan genom turbinen.

## **Underhåll**

Under en MO demonteras turbinen för inspektion och eventuella åtgärder. Det är i stor del mänskliga faktorer till eventuella händelser genom hela underhållsperioden.

I en MO lyfts rotern och lagren ur turbinhuset. Delarna är tunga och måste hanteras försiktigt. Om skador upptäckts vid inspektion kan dessa åtgärdas. All hantering och bearbetning innehåller riskfyllda moment som till exempel förflyttning, slipning eller svetsning. Då turbinen slutligen ska monteras måste rotor placeras och riktas rätt för att inte få kontakt i andra komponenter. Detta görs även vid den första monteringen för nya turbiner.

Inga definierade skademekanismer ovan faller in under denna faktor, men underhållet utgör en betydande del i analysen. Det är dels risker med själva underhållsförloppet, men också att en avstämning och ett eventuellt bekräftande av skador kan göras.

### 4.3. Skademekanismer

I boken *'Turbine Steam Path Maintenance and Repair Volume one'* skriven av William P. Sanders & P. Eng. [6] beskrivs vanligt förekommande skademekanismer på ångturbinen. Denna bok har varit till stor hjälp vid undersökande av alla mekanismer, men också personal från SIT [7] som bidragit med information (från intern studie). Av sekretesskäl nämns inte kända och erfarna skademekanismer från SIT.

Som det kan ses i figur 3.3, rubrik 3.2 delades skademekanismerna in i fyra underrubriker. Dessa beskrivs nedan med en efterföljande sammanställning.

#### 4.3.1. Skador från vatten

Under expansionen i turbinen sänks temperaturen och trycket till en nivå där ångan börjar kondensera och fukt (vatten) bildas. Till en början bildas små droppar (dimma) som senare slås samman med varandra [6].

Vatten som har en högre densitet saknar de flödesegenskaper som turbinen är designad för och behöver därför avskiljas. Det krävs mer energi för att hålla samma hastighet och byta riktning på vattnet jämfört med ångan. De små dropparna lägger sig på ytorna inne i turbinen. Dessa samlas ihop och bildar ännu större droppar som hamnar i flödet. Tyngre vattendroppar som inte accelererar på samma sätt som ånga slår mot turbinens komponenter och deformerar samt eroderar materialet. Denna typ av skademekanism kallas **vattendroppserosion**. Erosion orsakat av vattet sker på flera ställen i turbinen. Även då vattnet flödar över ytan nöts materialet [6].

Skovlarnas bakkant i slutsteget kan drabbas av erosion om turbinen körs i dellast. Anledningen är att ångflödet vid dellast har en tendens att skapa en undertrycksregion vid lägre radier, med andra ord, det flödar mer vid de yttre regionerna (mot bladtopparna). Detta gör att ånga strömmar tillbaka in i turbinen till undertrycksregionen. Det arbete som utförs på den tillbakaströmmande ångan ger en temperaturökning som följd. Ångan värmer i sin tur upp bladen och efter en viss uppvärmning påverkas materialets egenskaper. För att motverka detta sprejas vatten i avloppsändan för att kyla den återströmmande ångan. Men det vatten från sprejen kan också flöda in i turbinen och skada den på samma sätt som nämnt ovan [6].

Springor och fogar mellan komponenter har potential att bli läckagestråk vid åldrande. Dessa nöts ut med tiden och då enbart ånga läcker igenom sjunker turbinens prestanda, men i ett tillstånd där vatten förekommer drabbas turbinen av skador. Vattnet sliter på materialet i de trånga utrymmena och orsakar större läckage. Läckageflödet återvänder sedan till huvudströmmen i en tillräcklig stor grad att turbinen vibrerar av de impulslaster som läckaget ger [6].

Idag finns det teknik att mäta och avskilja vattnet i turbinen. Beroende på vilken teknik som används samt hur utsatt turbinen är påverkar riskbedömningen.

### 4.3.2. Skador under drift

Händelser under drift kan vara oförutsedda och hända utan förvarning. Det finns också mer kända händelser som är vanligt förekommande. Skador orsakade av dessa händelser beror mycket från fall till fall.

#### Främmande objekt

Solida objekt som av olika anledningar hamnar i ångflödet kan orsaka rejäla skador beroende på dess massa, hastighet och hur den slår mot turbinen. Ett objekt kan komma från turbinen själv som en följd av en annan skademekanism till exempel ett blad som lossnat. Objekt utifrån kan också förekomma, men är mer ovanligt. Från ångpannan eller andra intappningar till turbinen kan det åka med delar. Även efter ett underhåll kan mindre komponenter såsom skruvar eller bultar råka ligga kvar efter montering [6].

#### Partikelerosion

Partikelerosion kan sammanfattas som sönderblästring av material från partiklar i ångan. Små partiklar följer lättare med ångan och kommer oftast från annat i systemet. Första stegen i turbinen är de som drabbas mest eftersom turbinbladen där har en hög relativ hastighet mot ångan och partiklarna. Det finns en ångsil innan turbinen vars uppgift är att filtrera ångan från partiklar, men denna sil kan ändå släppa igenom mindre sådana [6].

En vanlig partikelkälla är från **skalning** av material som sker vid höga temperaturer särskilt i pannan och i turbininlopp. Det orsakas på grund av materialytor som sväller och sedan utsätts för temperaturgradienter. Det gör att den svällande ytan lossnar och hamnar i ångflödet [6].

#### Iskärning

Spelet mellan rotorbladen och turbinhuset bör vara litet för att hålla nere förluster från ånga som läcker igenom. Direkta konstruktionsfel är då dessa delar kommer i kontakt med varandra under drift som en följd av temperaturojningar eller från höga spänningar. Oftast är dessa möjliga att beräkna och kan förhindras redan under designfasen. Men då spelet är väldigt litet kan däremot andra störningar under drift orsaka iskärning av komponenterna som till exempel vibrationer. Kontakten kan alltså vara väldigt kortvarig men ändå tillräcklig för att göra skada [6, 7].

Iskärningen orsakar en värmegenerering som direkt efter kyls ner av ångan som passerar. Vid en sådan snabb temperaturförändring ändras materialets inre struktur och risken att det lossnar ökar. Om dessa iskärningar sker med hög frekvens kan temperaturerna bli sådana att ytan oxiderar (korroderar) [6, 7].

### 4.3.3. Materialpåverkan

I omgivningarna med höga temperaturer och dynamiska rörelser under längre tider försämras materialens egenskaper. Bland turbiner handlar det vanligtvis om tre mekanismer. Dessa

är kända mekanismer som tas hänsyn till samt beräknas på vid konstruktion.

## **Kryp**

Kryp är en deformation av material som sker under en lång tidsperiod av belastning. Denna mekanism är starkt beroende av temperatur och risken är då mycket högre för de första rotorstegen. Krypdeformationen är plastisk och kan delas in i primär-, sekundär- och tertiärfas och kryphastigheten varierar mellan dessa faser. I den primära fasen sker snabb deformation som saktar in till den sekundära fasen. I den tertiära fasen accelereras deformationen åter igen tills brott sker. Allt detta sker under en lång tid och vanligtvis passeras aldrig den sekundära fasen.

Spänningar i materialet (främst rotorblad) beror av många faktorer bland annat tryckförhållande, varvtal och massflöde. Högre temperatur gör att materialets sträckgräns försämras (sämre motstånd från spänningar) och krypdeformationen sker i snabbare takt [6, 7].

## **Högcykelutmattning**

Utmattningsbrott från högcykelutmattning eller HCF (F är från engelskans fatigue) sker då materialet utsätts för cykliska laster av låg magnitud och hög frekvens. Lastens magnitud samt cykelns amplitud bestämmer hur mycket materialet tål. Precis som kryp är HCF beroende av temperatur och kan också ske i kombination med detta. Spänningarna befinner sig under sträckgränsen för materialet, men plastiska deformationer på mikroskopisk nivå existerar ändå. Det är sådana som initierar HCF och även LCF (se nedan) [7].

Alla material har en utmattningsgräns som bestämmer hur många cykler ett material tål (antalet cykler för HCF är en definition). En del material har egenskapen att vid en lägre spänning tål oändligt antal cykler. Vid design befinner sig spänningen under denna nivå för att brott aldrig ska kunna ske. Men då materialet utsätts för en annan skademekanism som antingen deformerar materialet, ändrar dess egenskaper eller ger mekaniska skador kan detta komma att initiera en spricka. I takt med att turbinen fortsätter att snurra och utsätts för sin cykliska last växer sprickan som till sist orsakar ett utmattningsbrott. Vibrationer som en följd av en annan skademekanism kan också orsaka utmattningsbrott [7].

## **Lågcykelutmattning**

Till skillnad från HCF är lågcykelutmattning (LCF) då utmattningsbrott sker efter ett färre antal cykler orsakade av höga spännings- eller temperaturgradienter. Med andra ord utsätts turbinen för så pass höga spänningar med stor temperaturvariation att sprickbildning sker snabbt och propageringen lika så. Det är lättare att upptäcka en potentiell LCF jämför med HCF då deformationerna samt sprickbildningar är mer synliga. Cykler för LCF kan definieras som start, stopp eller lastvariationer samt annat som får turbinen att gå ifrån sin normala driftpunkt [6].

#### 4.3.4. Föroreningar i ångan

Matarvattnet strömmar igenom mycket utrustning samt många rör och ventiler. Mycket av dessa är källor till föroreningar som hamnar i flödet. En vanlig källa är läckage in till systemet som händer då trycket är lägre än i atmosfären. Saltvatten in i kondensator vid kylning mot havet är ett exempel på detta. Men föroreningar kan också lösas upp av matarvattnet på grund av höga temperaturer inom systemet. Detta skre från ytor inne i rör som till exempel koppar och järn [6, 7].

Tillsatser i systemet som nytt matarvatten bör komma från en ren källa. Behandlingar av matarvattnet för att rensa ut vissa ämnen kräver tillsatser av andra och i dagens system ställs höga krav på matarvattnet där olika kemikalier måste användas [6, 7].

#### Beläggningar

Det finns föroreningar som sätter sig på komponenterna inne i turbinen och hindrar ångan att passera. Vanliga ämnen är kiseldioxid och magnetit som formats i pannan. Dessa ämnen samt en del andra är ofarliga i sig för materialet. Däremot orsakar de en ökning av roterande massa som ger en ändring i egenfrekvens. Detta kan komma att orsaka vibrationer som hamnar i området för HCF. Fördelningen av beläggningen är inte alltid jämn över ett rotorsteg vilket kan medföra dynamiska svängningar [7].

Aggressiva beläggningar som skadar materialet existerar också, framför allt de innehållande natrium som försämrar materialets hållfasthetsegenskaper. Till skillnad från magnetit och kiseldioxid kan dessa beläggningar till och från spolats bort av ångan. Det finns då inga indikationer på att dessa ämnen existerar överhuvudtaget. Skademekanismer av natriuminnehållande beläggningar är former av korrosion som står skrivet nedan [7].

#### Korrosion

Korrosion i turbinen innebär att materialet bryts ned av kemiska reaktioner. Det finns ett antal former av korrosion med olika utseende. Vanlig klassisk korrosion i fuktig miljö sker vid stillestånd vid hög relativ luftfuktighet. Under drift är korrosion vanligt i det fuktiga området i expansionen. Korrosionen sker där på grund av joner som samlas och gör angrepp. I springor mellan komponenter och andra gömställen är det större risk för korrosion. Det är områden där det växlas mellan torr och fuktigt ånga och som påverkas mest av ändringar i flödet [6].

Förekomst av klorider orsakar korrosion i form av gropar på turbinens komponenter belägna innan det fuktiga området. Groparna utgör zoner där aggressiva joner kan samlas precis som korrosion skedd i springor. I båda fallen kan korrosionen fortsätta under stillestånd om jonerna fortfarande finns kvar [6].

Medan de två ovannämnda korrosionsformerna orsakar materialborttagning finns det två andra former som ger sprickbildningar och som kan vara en följd av korrosion skedd på ytan. **Spänningskorrosion** är en av dessa och sker på grund av en korrosiv omgivning kombinerat med höga spänningar. Det korrosiva ämnet i det här fallet är natriumhydroxid och angriper i ett torrare område innan fuktbildning. Spricktillväxten beror av storleken

på spänningen och temperaturen. Det kan dock ta lång tid för en spricka att bildas, men vid initiering växer den sedan i snabb takt [6, 7].

En variant av HCF och spänningskorrosion nämnda ovan är **korrosionsutmattning** som orsakar sprickbildning vid cyklisk last i en korrosiv miljö. Brottet är till skillnad från spänningskorrosion ett utmattningsbrott som också sker vid natriumangrepp [6][7]. Indikationer till korrosionsutmattning är gropar från korrosion och denna skademekanism sker vanligtvis i något våtare område än i fallet med spänningskorrosion.

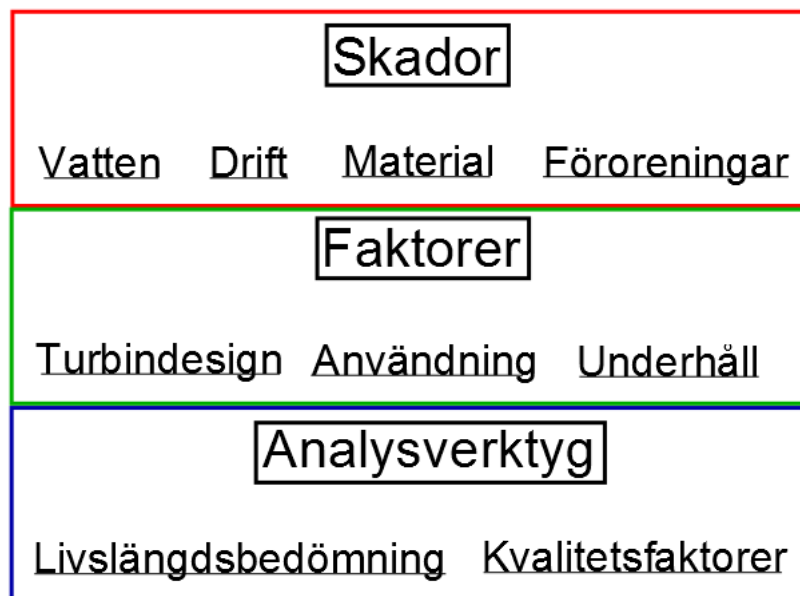
## 5. Analys ur riskperspektiv

Här presenteras en analys av materialet i kapitel 4 med en översikts bild för MORA (den skapade riskmodellen) och hur skademekanismer kan hanteras.

### 5.1. Riskmodellens innehåll

Utifrån litteraturstudien samt intern undersökning gjordes en plan på vilka delar riskmodellen MORA ska innehålla. MORA ska vara en modell som kan användas för att bedöma skaderisker på turbiner vid ökning av underhållsintervall. Uppbyggnaden av MORA skedde i flera steg. Som en grund för riskanalysen påbörjades en FMEA där skademekanismer samt faktorerna som påverkar dessa undersöktes. Detta gjordes utifrån den definierade konsekvensen. En presentation av skademekanismerna med fakta hämtat internt och externt följer i nästa sektion.

Från de faktorer som listades upp delades de in i tre kategorier och inom varje kategori togs idéer fram om hur analysmetoderna kan se ut. En kontrollfördelning gjordes mellan SIT och turbinanvändare från faktorerna. Figur 5.1 nedan visar hela MORA's struktur.



Figur 5.1.: Riskmodell MORA

## 5.2. Bearbetning av skademekanismer

För att bedöma riskerna med alla skademekanismer räcker det inte med enbart en presentation av dem. En hantering av dessa gjordes med följande frågor i beaktande.

1. **Frekvens och konsekvens** - Är skadorna vanligt förekommande? Vilka konsekvenser leder de till?
2. **Indikationer** - Finns det sätt att upptäcka dessa under drift?
3. **Mätning** - Går det att sätta värden på skadorna?
4. **Kartläggning** - Finns det möjlighet att lokalisera riskområden?
5. **Beräkning** - Vad kan beräknas och hur?

Följande underrubriker behandlar dessa frågor. Tabell 5.1 nedan visar de identifierade skademekanismerna.

<b>Vatten</b>	<b>Drift</b>	<b>Material</b>	<b>Föroreningar</b>
Vattendropperosion	Främmande objekt	Kryp	Beläggningar
	Partikelerosion	HCF	Korrosion
	Skalning	LCF	Spänningskorrosion
	Is kärning		Korrosionsutmattning

Tabell 5.1.: De identifierade skademekanismerna

### 5.2.1. Frekvens och konsekvens

Från den interna studien fanns material tillgängligt som visar bedömningar på varje turbin och dess komponenter. Ett exempel på hur detta material ser ut visas i figur 5.2. Ett antal turbiner som genomgått en MO finns uppräddade till vänster i figuren med modultyp. Här har bedömningen gjorts på två delar i rotorn, axeln och skovlarna. Olika skademekanismer har bedömts med siffror där högre siffra innebär (skala 0-5) en större skada (som har förtydligats med färg).

Med given ålder samt årtal för utförd MO på turbinerna, kan påverkan efter en viss tid tas fram med informationen i figuren. En tidsaxeln kan då göras med inträffande händelser vid varje MO. Det kan dock inte fås fram när eventuella skador har skett utan att mer information under drift och från inspektioner finns.

En sammanställning av denna typ med MO:s utförda på hela flottan kan vara ett underlag till bestämmande av frekvensen för skademekanismerna. Om det finns händelser som lett till ett haveri bör dessa också finnas med i statistiken med dess orsak. Det går då att få en koppling mellan skademekanismerna och dess konsekvenser.



Namn	Modul	Rotor							
		Axel				Skovlar			
		Vatten	Erosion	Korrosion	Beläggningar	Vatten	Erosion	Korrosion	Beläggningar
Turbin 1	MT	1	2	0	0	1	0	1	0
Turbin 2	HT	0	4	0	1	0	0	3	1
Turbin 3	MT	1	3	0	2	0	2	2	0
Turbin 4	LT	0	5	2	0	0	0	5	0
Turbin 5	LT	1	3	0	0	3	1	2	2
Turbin 6	HT	0	1	1	2	0	0	4	0

Figur 5.2.: Ett exempel på bedömning av turbiner

### 5.2.2. Indikationer

Skademekanismerna är svåra att bedöma, särskilt under drift då det inte finns möjlighet att öppna turbinen och undersöka dem. Det finns däremot vissa indikationer att gå efter. Tre vanliga indikationer enligt [6] följer i listan nedan.

- **Vibrationer** - Kan uppstå av flera anledningar bland annat från beläggningar. Men också om komponenter har lossnat speciellt rotorblad eller att rotern är felriktad. Felriktning innebär att komponenter inte befinner sig i sin rätta position (kan stå snett) under drift.
- **Ljud** - I de rotationshastigheter som förekommer kan en liten ändring ge ifrån sig ett ljud. Detta kan exempelvis vara iskärning eller ett främmande objekt.
- **Ändring i effekt eller verkningsgrad** - Ett blad som lossnat skapar inte alltid vibrationer, speciellt om det är ett relativt litet blad. Om effekten har sänkts något kan detta vara en indikation. Dock så finns det andra faktorer som påverkar en effektändring till exempel beläggningar som blockerar, eroderade komponenter eller tätningar som slitits för mycket. Mycket kan också bero på andra delar i kraftverket.

Indikationer kan bidra till att upptäcka fel i förtid. Detta kan kontrolleras med användaren genom formulär och utförda mätningar. De ovannämnda indikationerna är enbart ett fåtal sådana och en djupare undersökning är nödvändig för att täcka alla.

### 5.2.3. Mätning

Förutom de indikationer listade ovan finns det möjlighet att under drift utföra mätningar av främst ångdata. På vissa skademekanismer kunde storheter tas fram som talar om vad som kan och bör mätas i ångan. Det är då lättare att upptäcka vilken skademekanism som eventuellt verkar. Storheterna står i kursiv stil.

- **Vattendropperosion, Fukthalt.** Beror på turbinens ångdata genom hela expansionen.

- **Främmande objekt.** Denna mekanism är oförutsett och därför inget som kan mätas. Ger indikationer vid händelse.
- **Partikelerosion, Tryckskillnad (över ångsil).** Är ångsilen igensatt av partiklar kan detta upptäckas av en trycksänkning efter ångsilen.
- **Skalning.** Skalprodukter som lossnar inne i turbinen är svåra att mäta.
- **Iskärning.** Denna mekanism är oförutsett och därför inget som kan mätas. Ger indikationer vid händelse.
- **Kryp, Tid, temperatur och spänning.** Kan beräknas.
- **HCF, Tid, temperatur och spänning.** Kan beräknas.
- **LCF, Tid, temperatur och spänning.** Kan beräknas.
- **Beläggningar, Halter av kiseldioxid och magnetit.** Ger även indikationer i prestandan eller vibrationer nämnt ovan.
- **Korrosion, Fukthalt, tid och temperatur.** Storheterna gäller speciellt vid stillestånd.
- **Spänningskorrosion, Tid, natriumhalt och spänning.** Natriumet kan spolats bort till och från och därför behövs kontinuerlig mätning.
- **Korrosionsutmattning, Tid, natriumhalt och spänning.** Natriumet kan spolats bort till och från och därför behövs kontinuerlig mätning.

#### 5.2.4. Kartläggning

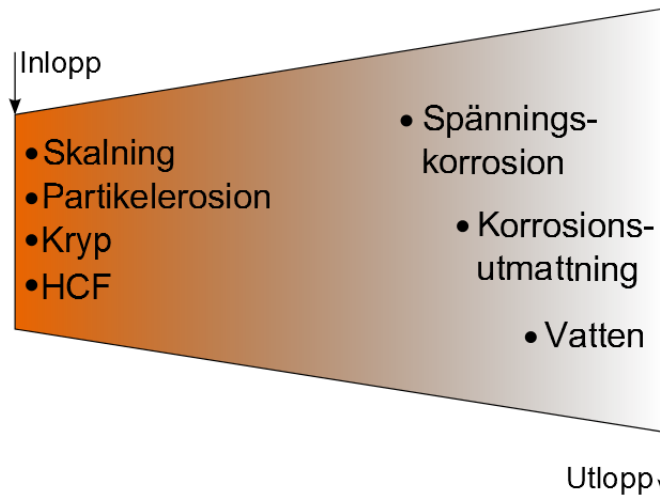
Utifrån beskrivningarna och listan ovan kan en del skademekanismer lokaliseras. Det finns alltså delar av strömningen i turbinen där större verkan från vissa mekanismer sker. Främst gäller detta vid höga temperaturer eller fuktbildning. Figur 5.3 nedan visar var under turbinens expansion vissa av skademekaniserna vanligtvis sker.

Från vänster i figuren finns det fyra skademekanismer listade på samma område. Det är kryp, HCF och skalning som faller ut vid höga temperaturer som det är i den omgivningen vid inloppet. Partikelerosion drabbar oftast de första stegen då partiklarna inte har hunnit accelerera med strömmen och slår då mot bladen. De tre mekaniserna längre bak börjar vid gränsen för fuktbildning där spänningskorrosion som sker vid ett något torrare område hamnar först följt av korrosionsutmattning. Vattenskadorna drabbar turbinens slutsteg.

Från kartläggningen kan riskområden på turbinen identifieras som är till nytta för riskbedömning. Observera att alla turbiner inte utsätts för dessa skademekanismer.

#### 5.2.5. Beräkning

De ovannämnda skademekaniserna från materialkategorin (kryp, HCF och LCF) kan beräknas med hjälp av beräkningsdata från SIT. Datan innehåller turbinens driftparametrar, komponenternas geometri samt vilket material som används. Från denna information



Figur 5.3.: Kartläggning av vissa skademekanismer på turbinen

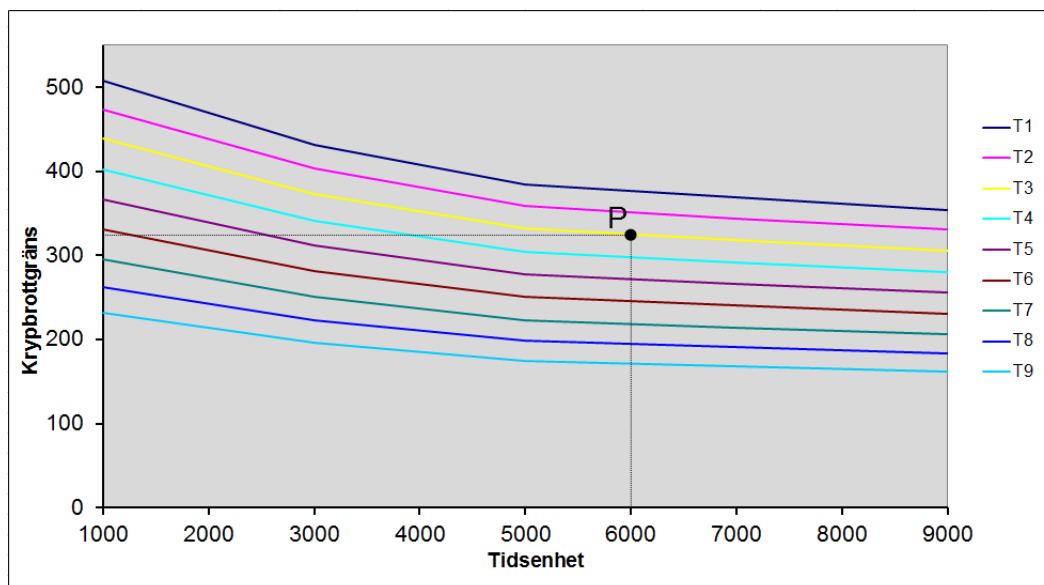
görs hållfasthetsberäkningar där spänningar tas fram för bland annat de tre skademekanismerna. Dessa har beteckningarna  $\sigma$ , som är upplevda spänningen under drift, och  $\sigma_{max}$  som är den maximalt tillåtna spänningen på materialet. För alla spänningar finns även säkerhetsfaktorer,  $S_f$  bestämda av SIT. I följande underrubriker beskrivs hur livslängder togs fram med hjälp av dessa parametrar för kryp, HCF och LCF. Figurerna nedan överensstämmer ej med verkliga på grund av sekretesskäl.

### Kryp

Vid beräkning av livslängd för kryp behövs en *krypbrottgräns*,  $R_{k,t}$  beräknas för det använda materialet som beror av tid och temperatur. *Krypbrottgräns är den gräns, vid en given temperatur och spänning, ett krypbrott sker efter en viss tid.* På SIT beräknas krypbrottsgränser med ekvationer funna i beräkningsprogram och kan representeras grafiskt. Figur 5.4 visar hur krypbrottgränsen ändras med tiden för olika temperaturer.

Från figuren kan det ses att  $R_{k,t}$  sjunker snabbare vid högre temperatur. Det område där kryp har stor inverkan kallas krypområde som är materialberoende, men alltid sker vid höga temperaturer.

Ett exempel kan göras med den utsatta punkten  $P$  i figuren.  $P$  representerar en komponent med en given temperatur  $T_3$ . I  $P$ 's nuvarande position som ligger på 6000 tidsenheter har dess  $R_{k,t}$  sjunkit till cirka 325 från cirka 440 spänningenheter (den gula linjen). Från beräkningsdatan hämtas spänningen på  $P$ ,  $\sigma$  och dess säkerhetsfaktor  $S_f$ . Dessa två multiplicerade med varandra bestämmer den maximala värdet på  $R_{k,t}$ . Det är alltså den **tidsenhet**, då villkoret  $\sigma \cdot S_f = R_{k,t}$  stämmer, som är lika med livslängden på komponent  $P$ .



Figur 5.4.: Krypbrottgränsens ändring med tiden för ett fiktivt material

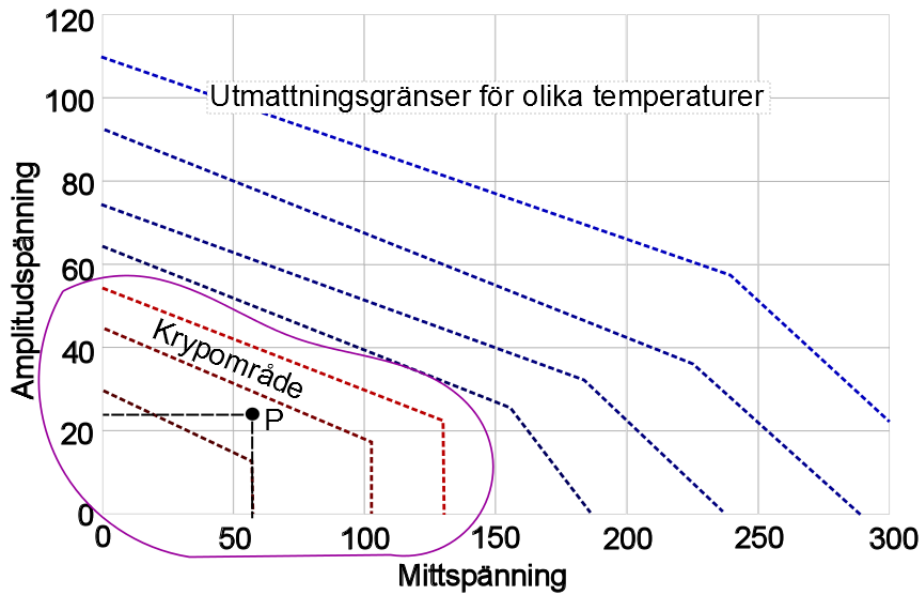
## HCF

I beräkningsdata för HCF finns förutom upplevd och maximal spänning en indelning mellan mitt- och amplitudspänning  $\sigma_M$  respektive  $\sigma_A$ .  $\sigma_M$  är den spänning vid en viss last och  $\sigma_A$  är den cykliska lastens inverkan. Som nämnt under beskrivning av HCF ovan finns en *utmattningsgräns*  $\sigma_U$  som är den spänning där utmattningsbrott sker efter ett bestämt antal cykler (en definition). Om spänningen ligger under denna gräns antas materialet hålla tillräckligt länge utan hänsyn till kryp. HCF sker oftast i kombination med kryp och beräknas i krypområdet.

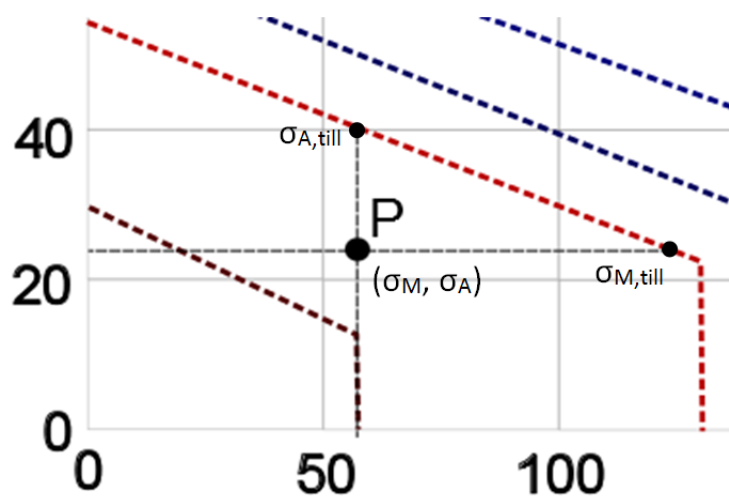
Vid HCF-beräkning används Haigh-diagram för varje material som visas i figur 5.5 nedan. De färgade och streckade kurvorna är utmattningsgränser;  $\sigma_U$  för olika temperaturer med avseende på  $\sigma_M$  och  $\sigma_A$ .  $\sigma_U$  ökar vid lägre temperatur och vid höga temperaturer hamnar det i krypområdet uttritade i figuren.

Punkten  $P$  representerar en komponent i figuren med givet  $\sigma_M$  och  $\sigma_A$ . Dess temperatur  $T_P$  bör vara sådan att  $P$  ligger under kurvan för utmattningsgräns för denna temperatur. Avståndet till utmattningsgränsen bestäms av säkerhetsfaktorerna  $S_f$ . Vid en närmare titt på grafen som visas i figur 5.6 nedan finns ett förtydligande om  $P$ :s koordinater samt maximalt tillåtna spänningarna uttritade. Här representerar den röda streckade linjen gränsen för HCF för  $P$ .

Uträkning av livslängden på  $P$  utgår från avstånden till de tillåtna spänningarna. Det bör tilläggas att denna marginal ändras med tiden på grund av kryp. Livslängdsbedömningen för HCF görs utifrån marginalen mellan faktisk och tillåten spänning. I uträkningen tas hänsyn även till materialets krypbrotsgräns som kan avläsas i figur 5.4 ovan.



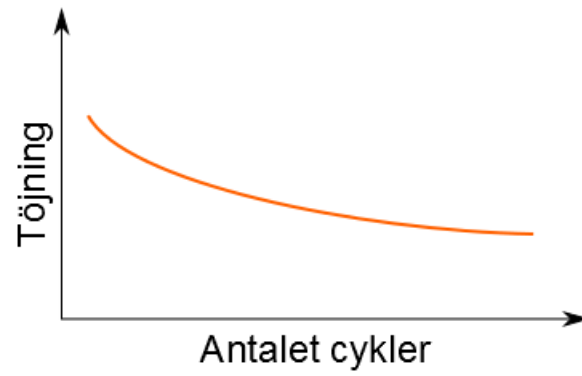
Figur 5.5.: Haigh-diagram för ett fiktivt material



Figur 5.6.: Närmare bild på punkten P

### LCF

En cykel i LCF är en period med höga gradienter (spänningar och temperaturer) och behöver nödvändigtvis inte ligga i krypområdet som för de två fallen ovan. Resultatet för LCF-beräkning skiljer sig också från de andra då det fås ut i antalet cykler istället för en livslängd i tid. *Beräkningar av antalet cykler beror på materialets amplitudtöjning  $\epsilon_a$  under en cykel vid en given temperatur. Större töjning ger lägre antal cykler.* Figur 5.7 visar hur förhållandet kan se ut.



Figur 5.7.: Ett exempel på hur antal cykler beror av töjning

Framtagning av denna graf görs utifrån materialdata där  $\epsilon_a$  beräknas med hjälp av den amplitudspänning  $\sigma_a$  som det utsätts för. Dessa beräkningar redovisas inte på grund av sekretesskäl.

**Del III.**

**Slutfas**

## 6. Framtagning av resultat

### 6.1. Mål

Målet med riskmodellen är att *från alla områden som berör risker för skador på ångturbin ta fram ett koncept som översätter detta till sådant som är användbara för att optimera intervallen mellan MO:s.*

Det föreslagna sättet att göra detta på tog inspiration av Hartford Steam Boiler [2] presenterat i litteraturstudien. Tanken är att använda sig av riskindex, men att till skillnad från HSB också utifrån beräkningsdata som endast turbintillverkaren har tillgång till.

### 6.2. Presentation av analysverktyg

Verktyget för riskbedömning skapades från skadefaktorerna och den tidigare nämnda kontrollfördelningen. Figur 6.1 nedan visar en illustration av analysverktyget. Det består av två delar, *livslängdsbedömning* och *kvalitetsfaktor*. Illustrationen visar ett informationsflöde av intressant data för riskbedömning som kretsar i en loop. Meningen är att denna information ska när som helst kunna tas ut och visa turbinens nuvarande tillstånd.

Verktyget är till för existerande turbiner och sådana under konstruktion med inmatning av turbin vid start, längst upp i figuren. Inmatningen av information görs i varje block som representeras av de svarta horisontella pilarna. De gröna böjda pilarna motriktade bredvid varandra symboliserar en regelbunden uppdatering av information. Detta är information som byts ut efterhand för att inte gamla fel ska ligga kvar (sådana som har åtgärdats). Mellan varje block finns tjockare svarta pilar som visar vilken ordning de olika stegen genomgås.

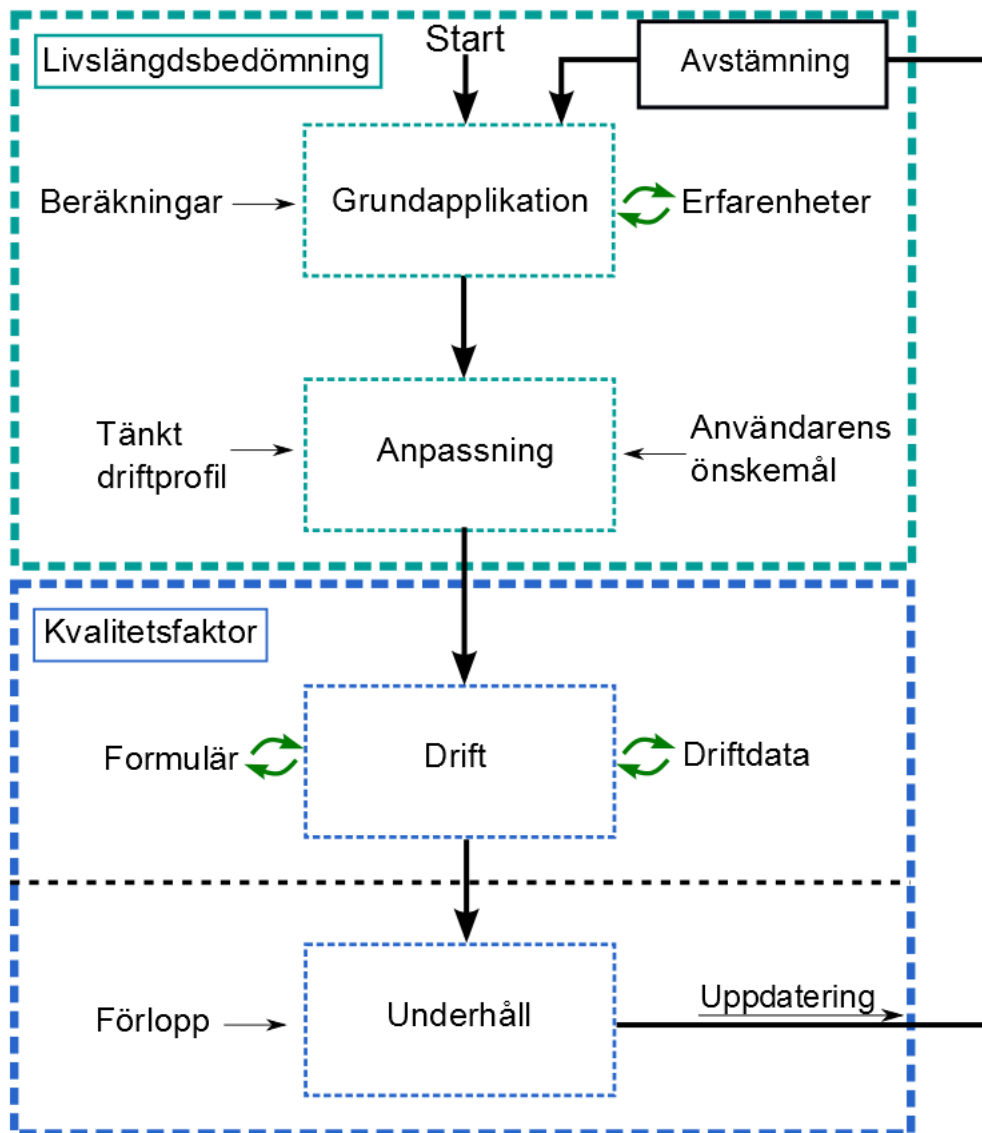
Från start görs en livslängdsbedömning av turbinen oberoende av turbinens skick innehållande en grundapplikation som görs av SIT. Vid nästa steg anpassas riskbedömningen efter användarens förutsättningar. Under kvalitetsfaktor justeras intervallet beroende på turbinens tillstånd som avgörs av driftdata och utförda underhåll. Detta ger i sin tur en uppdatering av hela analysverktyget.

De två delarna av analysverktyget beskrivs mer utförligt i efterföljande underrubriker med kopplingar till hanteringen av skademekanismer i föregående sektion (5) och står skrivet i fet stil.

#### 6.2.1. Livslängdsbedömning

Den första information som behandlas sker i *grundapplikationen* där turbinens konstruktion analyseras. I första hand hämtas data från de utförda **Beräkningar** gjorda på





Figur 6.1.: Analysverktyg

turbinen vid nykonstruktion eller en uppdaterad beräkning utifrån avstämningen. Det är säkerhetsfaktorer samt tillåtna och maximala spänningar (förhållandet mellan) som bedömningen görs utifrån.

Turbinerna är sällan identiska med bland annat olika dimensioner, egenskaper, tillverkning samt ångdata. Mycket är inkluderat i beräkningarna, men problem som ändå uppkommer behöver matas in till grundapplikationen. Detta görs i erfarenheter som ska vara en komplettering till beräkningsdata. Dessa erfarenheter är sådana från hela flottan samt turbinens konstruktion i sig. Från **Frekvens och konsekvens** och **Kartläggning**

av skademekanismerna tas sannolikheter respektive riskområden med. Uppdateringssymbolen visar hur problem både kan dyka upp samt försvinna genom åtgärder.

I nästa block sker den första kontakten med användaren för en *anpassning* till en eventuell målsättning från deras sida. Tänkt driftprofil innehåller i huvudsak turbinens körsätt med hänsyn till lastvariationer, in-och avtappningar, antal starter osv. En viktig faktor är den förutspådda tiden under ett befinnande körsätt till exempel hur många tidsenheter en turbin är i normaldrift eller med en stängd avtappning. Ångdata ändras vid olika körsätt som i sin tur ändrar påverkan på turbinen. Denna del är även kopplat till beräkningar av turbiner utefter driftprofil. Från användarens önskemål är det främst anpassning av underhåll till annan utrustning.

### 6.2.2. Kvalitetsfaktorer

Den förutspådda livslängden behöver bekräftas med hjälp av faktisk data. I första blocket, *Drift*, ska information som finns tillgänglig hjälpa riskbedömningen. Användarinformation är kontinuerlig data samt kontrollfrågor med formulär. I formulären är det tänkt att aktiviteter utförda av användaren ska noteras. Exempelvis ronderingar, kontroller och övrig skötsel av turbinen där **indikationer** kan noteras. Även skötsel vid stillestånd räknas in i denna del.

I driftdata finns till skillnad från formulären mätbar data som om möjlighet finns kan följas av SIT. Beroende på hur vad som mäts och hur en noggrannare bedömning kan göras. Typ av mätbar data kan vara följande:

- **Ångdata** - Föroreningar, fukthalter, temperatur och tryck
- **Lastdata** - Vilken last turbinen körs och hur den varierar
- **Starter** - Antalet starter och turbinens temperatur vid start

Denna data skiljer sig mellan användare. Det spelar en stor roll hur frekvent **mätning** sker och typ av mätutrustning som finns. All data som inhämtas kontrolleras sedan med bestämda krav. Om turbinen hamnar i en riskzon kan det förutspådda intervallet komma att minska. Det bör nämnas att de användardata listade ovan har olika kritikalitet. Skulle till exempel föroreningarna ligga på kritiska nivåer ökar risken markant jämfört med förändrad lastdata, speciellt riskerna för spänningskorrosion ökar. Både data från formulär och drift bör helst ske med en uppdatering för en bestämd period (år eller säsong).

I blocket *underhåll* finns, förutom MO, de andra underhållstyperna gjorda av SIT (se sektion 2.4). I underhållsförloppet som är inmatningen i denna ingår de händelser som skett under själva underhållet nämnt i sektion 4.2.1.

Underhållsblocket ger ett möjligt underhållsintervall till kommande eller nästa MO beroende på vilken underhållstyp det just utförda var. Återigen genomgås samma procedur i analysverktyget, men utifrån avstämningen denna gång.

## 7. Diskussion

### 7.1. Arbetet

#### Materialiet

Syftet med att peka ut tre faktorer till var att redovisa båda parternas, SIT och användarens, kontroll med en tredje faktor där båda är involverade (underhållet). Definitionen av faktorerna lyfter fram svårighetsgraden i denna analys som syftar på den del där SIT står för kontrollen och blir då mer besvärlig att bedöma. Detta var anledningen att det slutgiltiga analysverktyget behandlar dessa delar separat med en anpassning till varje typ av användare.

För denna analys krävdes material om skador på ångturbiner som har legat som en grund till hela projektet. Under *Hantering av skademekanismer*, kapitel 5 lades mest arbete ned på beräkningarna och kartläggningen som båda krävde mycket påläsning. Mindre arbete har gjorts på de andra delarna och anledningen var att ta sig vidare i projektet för att nå ett resultat inom tidsramen. Men det som togs fram visar vilka områden som kan utvecklas samt justeras. Det visar även vad en riskbedömning på en ångturbin kan innehålla.

Kopplat till analysverktyget kan de presenterade hanteringarna eller metoderna föras in i varje block. Hur risken fås fram från dessa görs med mer eller mindre tydliga värden från varje metod. I beräkningarna finns det materialparametrar att följa, men från kartläggningen som identifierar riskområden finns inte tillräckligt med information. Kartläggningen visar endast vilka skademekanismer som kan uppstå, men det är ingen självklarhet att risken är högre på turbinen. Det kan finnas fall där turbinkonstruktionen gjorts med avseende på riskområdena. Alltså kan inga slutsatser dras innan en undersökning på konstruktionen gjorts.

Materialiet till frekvens och konsekvens, figur 5.2, visar bland annat hur historiska erfarenheter kan tas tillvara på och en statistisk modell kan utvecklas. Denna modell kompletterad med data från andra underhåll och åtgärder på turbiner ger en erfarenhet på hela turbinflottan.

Indikationer och mätning av skademekanismer görs vid bestämmande av kvalitetsfaktor. Hur detta ska ske har endast nämnts som frågeformulär (för skötsel av turbin) respektive driftdata. Driftdata för antal starter och lastvariationer kan kontrolleras med beräkningar, men vad det gäller skötsel och mätning av föroreningar finns det i nuläget inga metoder presenterade. I formulären är det tänkt som en kontroll på om användaren har utfört viktiga aktiviteter. Detsamma gäller mätning av föroreningar där en kontroll mot rekommenderade värden kan göras. Både aktiviteterna och dessa värden kan styras av SIT och kan fungera som ett villkor för minskad risk.

## Analysverktyget

I analysverktyget ska de två blocken med de fyra inmatningarna ge tillräcklig information för en uppskattad livslängd. Från de definierade och hanterade skademekanismerna är det möjligt att förutspå turbinens skick med den tänkta driftprofilen. I beräkningarna är det även möjligt att räkna för olika drift.

Från en uppskattad livslängd kan ideala underhållsintervall eller målintervall tas fram och krav för upprätthållande av dessa. Här krävs kommunikation med användaren för att göra upp en plan med krav för dessa intervall. Livslängdsbedömningen kan göras innan turbinen har lämnat fabriken och utan att begära data från användaren, men också användas på existerande turbiner med alla tidigare data infört. Under den första delen av analysverktyget kan det behövas en underhållsstrategi med mindre revisioner emellanåt om turbinen är planerad att vara i drift en längre tid än vanligt. Det finns till exempel viss utrustning som har lägre underhållsintervall än turbinen som måste behandlas på ett lämpligt sätt.

En kvalitetsfaktor för eventuell justering av det förutspådda intervallet kan med informationen från användaren skapas. Då underhållsintervallen går utanför de normer som finns idag är det viktigt att regelbundet följa upp driften. I ett beslut om ett utökad intervall läggs ansvaret på båda parter. För att kunna garantera längre drift behövs då data för att kontrollera skademekanismerna. I underhållsförloppet kan arbeten, händelser och åtgärder noteras och matas in i verktyget. De mindre underhållen används också som en uppföljning av driften.

Det är resultatet av underhållet, där information om turbinens skick ges, som är den mest värdefulla. Här kan en uppdatering göras av hela analysverktyget samt för den enskilda turbinen. Händelser på turbinen kan kontrolleras med de tidigare blocken och uppdatera samtliga. Analysverktyget erbjuder användaren ett inflytande som tillsammans med hjälp av SIT kan hjälpa med dennes målsättning. Mycket lärdomar kan dras från skador på turbinen av båda parter.

Från en början kommer detta analysverktyg att vara okalibrerat då erfarenheter om hela turbinflottan ej stämts av med varje turbin. Det behövs alltså en testkörning av modellen innan den kan användas, förutsatt att den är så pass utvecklad. Om förväntade händelser skulle stämma överens med de verkliga har modellen blivit tillräckligt kalibrerad.

## 7.2. Projektet

Inför detta projekt gjordes en del studier inom riskanalys och hela projektet har tagit inspiration av redan tillgängliga modeller. Det kan eventuellt finnas brister i metoden eftersom tidigare kunskap och erfarenheter inte funnits. Riskmodellen presenterad här har redan från början anpassats till användning av SIT därav har vissa delar i existerande riskanalyser utelämnats.

Syftet med projektet är kopplat till underhållsintervallen, men för att undersöka dessa var det nödvändigt att undersöka hela livslängden på turbinen. Hur intervallen i slutändan bestäms beror på beslut från SIT. Som det togs upp i kapitel 3, *Arbetsgång*, var tanken att från början skapa en riskbaserad modell för bestämmande av intervall. Vad som istället

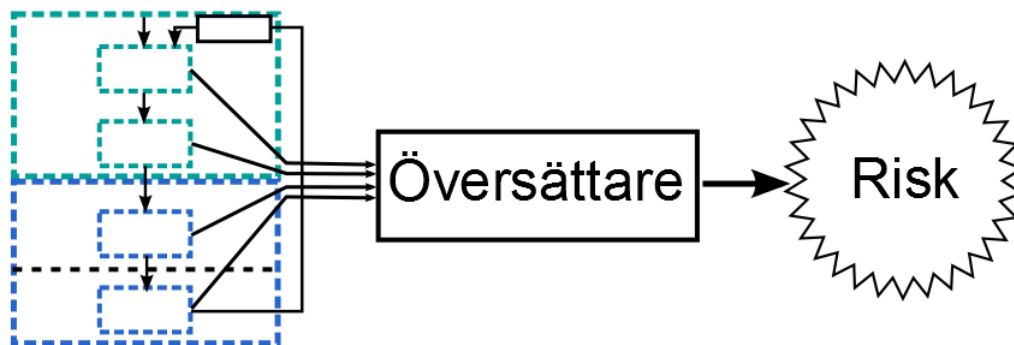
gjordes var en grund för risker på ångturbin. Som nämnt under de faktorer presenterade i kapitel 4.2.1, behöver denna analys inkludera all utrustning i hela kraftverket. En väl optimerad riskmodell på enbart turbinen har ingen betydelse när faktorer utanför begränsar. Vid ett senare bestämmande av underhållsintervall gäller då detsamma.

Underhållen och intervallen behöver kalibreras med andra underhåll som utförs på turbinens kringutrustning och resterande delar av kraftverket. Det skulle till exempel passa bättre att utföra revision på ångpannan och turbinen samtidigt. I det presenterade underhållskonceptet på SIT finns det mindre underhåll som även de skulle kunna justeras. På så vis kan de också utföras med annan utrustning och ändra intervallet för MO:s. Till detta kommer användarnas egna målsättning och önskemål när ett underhåll skulle passa in. Användarens intressen är att kunna ha bra tillgänglighet på turbinen och det kan uppnås med anpassad underhållsstrategi. Med det menas att över en tidsperiod bestämma vilka typer av underhåll som ska utföras och när.

Vad bland annat stycket ovan avslöjar är att även om risker kan tas fram finns det annat som styr. De främsta faktorerna är tidpunkten och tiden för underhållet. Med tidpunkten menas tillfällen då det är som minst behov av turbinens produktion. I slutändan är det ekonomin som styr allt. Det risken står för är kostnader för de konsekvenser av ett haveri, liknande ett försäkringsbolag.

### 7.3. Målet

Det utsatta målet som riskmodellen ska sträva mot tog inspiration av Hartford Steam Boiler's metoder att hantera risker på. Anledningen till detta mål är att de undersökningar som gjordes och behöver göras för denna riskmodell går in djupt i vissa områden. Då inriktningar inom projektet kan komma att kräva expertis kan det bli svårt för oinsatta som har nytta av riskmodellen att förstå den. Till exempel de skademekanismer som presenterades är svåra att bedöma med enkla metoder och experiment kan då vara nödvändigt. Vad målet säger är alltså metoder som översätter komplicerad information till enkel, men nyttig sådan. Analysverktyget är tänkt att kunna ta fram riskindex eller på samma sätt.

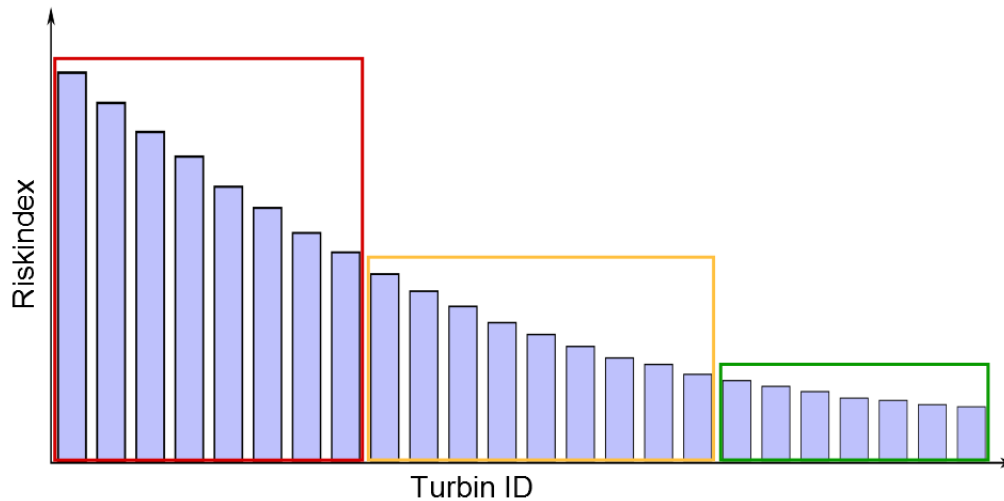


Figur 7.1.: Från alla delar i verktyget kan en översättning till den totala risken göras.

Det måste finnas en baskunskap bakom framtagande av riskindex, speciellt vid ut-

veckling av detta. Att översätta allting till en siffra kan ge missvisande resultat om framtagningen av riskindex fungerar dåligt. Alarmerande händelser eller värden som ligger långt ifrån krav ska synas på riskindexet och åtgärder som bland annat underhåll ska sänka den. Som en kontroll när ett underhåll, speciellt MO, ska ske behövs en förutspådd risk med tiden.

Det är inte riskindex i sig som är lösningen utan fungerar som ett verktyg för bedömning. Det ger en bättre grund vid riskbedömning även för andra typer av underhåll. Genom att analysera hela turbinflottan och rangordna efter index fås en bättre koll. Figur 4.2 under presentationen av HSB, litteraturstudien visar en lättförståelig redovisning av turbinernas skick i hela flottan. Det största syftet är att identifiera riskområden för varje turbin för att försöka reducera dessa. Figur 4.2 visar en enkel redovisning av hela flottan, men den skulle också kunna användas som bedömning vid till exempel försäkringar eller utlämnande av garantier. En modifiering av figuren med risknivåer utsatta visas nedan i figur 7.2.



Figur 7.2.: Exempel på rangordning av turbiner indelad i tre nivåer.

De tre risknivåerna i figuren visar ett exempel på hur denna rangordning kan användas. I det här fallet kan nivåerna stå för olika behandling av turbiner eller vilken underhållstyp turbinen är i behov av.

## 8. Framtida arbete

Från diskussionen presenteras förslag till vidareutveckling av arbetet i listan nedan.

- Alla delar i analysverktyget behöver utvecklas. Först och främst måste en djupare analys göras inom varje skademekanism och dess faktor, påverkan över tid och samverkan med varandra.
- En testkörning av analysverktyget kan vara nödvändig. Metoder för livslängdsbedömning och bestämmande av målintervall behöver skapas.
- Ett översättningsverktyg till risker som byggs upp samt kalibreras.
- Beräkning av riskkostnader det vill säga sannolikheten multiplicerat med kostnaden för konsekvensen kan komma att vara intressant.
- En utveckling av prestandaförluster till projektet är möjlig eftersom det finns indikationer som tyder på detta.

# Litteraturförteckning

- [1] J. Nilsson (2003). *'Introduktion till riskanalyismetoder'*, Brandteknik, Lunds Tekniska Högskola, Lund, Rep. 3124. [Elektronisk] Tillgänglig: [länk](#) [2013-05-01].
- [2] HSB (Hartford Steam Boiler). [Elektronisk] Tillgänglig: [länk](#) [2013-05-01]
- [3] J.A. Latcovich Jr. (Mar 2002). *Turbine Optimization Programs to Extend Outage Periods and Manage Equipment Breakdown Risk*, The Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Company, Hartford, Connecticut. [Elektronisk] Tillgänglig: [länk](#) [2013-05-01]
- [4] Lee T. Ostrom and Cheryl A. Wilhelmsen (2011). *'Developing Risk Models for Aviation Inspection and Maintenance Tasks'*, Aeronautics and Astronautics, Prof. Max Mulder (Ed.), ISBN: 978-953-307-473-3, InTech. [Elektronisk] Tillgänglig: [länk](#) [2013-05-01]
- [5] IEC/FDIS 31010:2009(E) (2009). *'Risk management — Risk assessment techniques'*. [Elektronisk] Tillgänglig: [länk](#) [2013-05-01]
- [6] William P. Sanders, P. Eng. (2001). *'Turbine Steam Path Maintenance and Repair Volume One'* ISBN: 0-87814-787-X, PennWell Corporation, 1421 South Sheridan Road Tulsa, OK 74112.
- [7] Personal på SIT, privat konversation.



# Riskbedömning för utökat underhållsintervall på ångturbiner

AMIR EDRISI\*

Lunds Tekniska Högskola  
ama080aed@student.lth.se

## Sammanfattning

En riskbedömning på en ångturbin utfördes i en undersökning för utökade underhållsintervall. Bedömningen gjordes med en riskmodell baserad på FMEA och tog inspiration från ett försäkringsbolag för redovisning av risknivåer. De risker som uppkom är olika typer av skademekanismer som beror av vissa faktorer. Flera sätt att hantera dessa mekanismer togs fram som bland annat består av beräkningar, mätningar och en kartläggning om var de sker. Ett analysverktyg skapades med hanteringarna som inmatning där det i framtiden är tänkt att risknivåer ska plockas ut och en bedömning kunna göras.

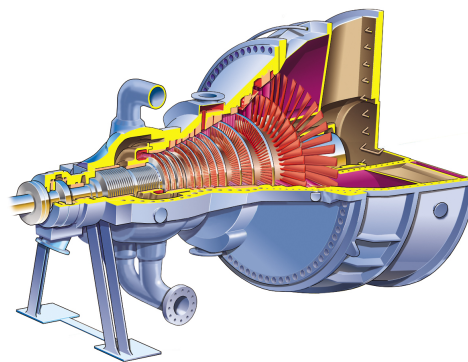
**När bör ett underhåll på ångturbin utföras? Optimala tidpunkter för underhåll vore då bästa tillgängligheten kan uppnås samtidigt som kostnader kan hållas nere. Att underhålla för ofta sänker denna tillgängligheten, men att vänta för länge kan leda till samma konsekvens om inte värre. Ett underhåll är viktigt för att upprätthålla livslängden på ångturbinen och att skjuta upp sitt underhåll innebär ökade risker. Det behövs därför en undersökning av dessa med hjälp av en riskanalys.**

Siemens Industrial Turbomachinery AB (SIT) i Finspång sysslar bland annat med ångturbiner där utveckling, service och viss produktion finns beläget. Serviceavdelningen ansvarar för eftermarknaden för alla turbiner och en av de tjänster som erbjuds är just underhåll. Från turbinanvändarna har en längre tid mellan underhållen efterfrågats för att öka tillgängligheten på maskinerna och reducera underhållskostnader, men också för att anpassa underhållet till rätt tidpunkt. För användaren innebär det längre drifttid av turbinerna och möjligheter till att utföra underhåll då deras resterande utrustning ska underhållas.

## I. INTRODUKTION

Ångturbinen kan kortfattat beskrivas som en enhet för omvandling från värmeenergi till mekanisk energi. Det finns även andra enhe-

ter med denna egenskap, men ångturbinen utmärker sig genom att den, som namnet antyder, drivs av ånga. Trycksatt och uppvärmd ånga leds in i turbinen och expanderar som skapar en rörelse på turbinens rotor. Denna rörelse eller rotation kan omvandlas till el via en generator. Ångan bildas i en ångpanna som är en ännu större enhet i kraftverket där de båda finns belägna. I figur 1 visas ångturbinen med rotern synlig.



Figur 1: En utskuren ångturbin från SIT

## II. UNDERSÖKNING AV RISKER

Ångturbiner som underhålls regelbundet får en väldigt lång livslängd som kan sträcka sig över flera decennier. De risker som uppkommer vid förskjutet eller uteblivet underhåll är en rad skademekanismer med vissa faktorer som påverkar dessa. I projektet har inspiration tagits från en känd riskana-

\*Riskmodell för utökat underhållsintervall på ångturbiner 1

lysmetod kallad FMEA (Failure mode and effects-analysis) är lämplig att använda för denna typ av undersökning. Första stegen i en FMEA går ut på att lista upp alla potentiella fel, effekter och orsaker på varje komponent.

Skadefaktorerna kommer från konstruktion, drift och underhåll. Dessa kan delas upp i två parter som ansvarar, SIT och turbinanvändarna. SIT utför konstruktionen, användarna har hand om drift och vid underhåll medverkar båda parterna. Vid en riskbedömning behöver båda parter inverkan tas med. En svårighet med detta är att alla turbinanvändare har olika förutsättningar och påverkar därmed skötsel av turbinen. Att ta itu med detta kan göras med en anpassad riskanalys för varje enskild turbin.

### III. FAKTORER

En ångturbin utsätts för många påfrestningar under drift, bland annat höga temperaturer och krafter från ångan. Över tiden påverkas materialet och komponenter kan komma att bytas ut. Vid design av en ångturbin tas hänsyn till parametrar som spänningar och temperaturer som med enkla hållfasthetsformler kan beräknas. En livslängd på hur länge materialet kan motstå alla påfrestningar kan tas fram. Denna livslängd är relativt lång, men under tiden finns skademekanismer som orsakar en betydligt större verkan.

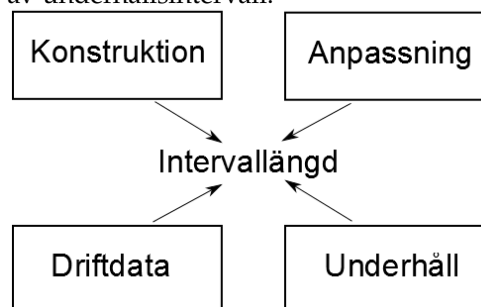


Figur 2: Påverkan på turbinens livslängd

Ångan som leds in i turbinen är aldrig fri från solida partiklar eller föroreningar. Dessa eroderar (tar bort) materialet eller försvarar det och det är därför viktigt med en bra ångkvalitet. Det finns även andra händelser under drift som kan inträffa speciellt eftersom turbinen utgör en av flera delar i ett kraftverk.

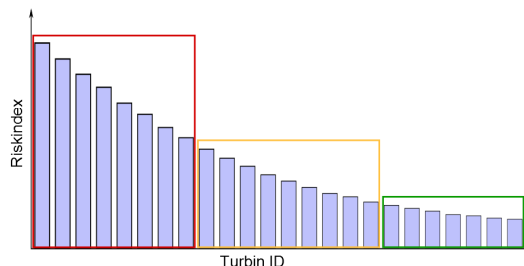
### IV. ANALYSVERKTYG

Många skademekanismer kan hanteras genom beräkning, mätning och lokalisering. All denna data kompletterad med erfarenheter och turbinanvändarnas önskemål samlas in och används till bedömning av underhållsintervall. I ett uppbyggt analysverktyg har ovanstående delar gjorts som från en början utförs på konstruktionsnivå och gå senare ner till den enskilda turbinen. Figur 3 visar de delar som tagits med vid bestämmande av underhållsintervall.



Figur 3: Bestämmande av intervalllängd

Ur detta verktyg är det i framtiden tänkt att värden för risknivåer på hela turbinen ska kunna plockas ut. Nivåerna ska beräknas utifrån data från de delar visat i figur 3. Dessa värden representerar turbinens behov av underhåll. Idén med att använda sig av risknivåer togs från ett försäkringsbolags metod som använder detta till redovisning. Ett riskvärde eller riskindex på varje turbin ger möjlighet till jämförelse på alla turbiner i hela SIT's flotta. Figur 4 visar ett exempel för hur turbinerna rangordnas efter risk indelade i tre farozoner.



Figur 4: Rangordning av turbiner efter risk