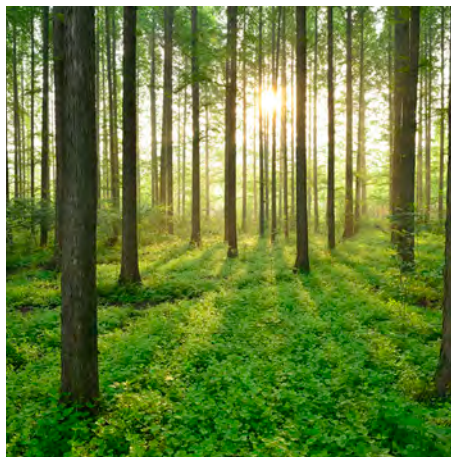


ÅNGTURBINTEKNIK, ÅRSRAPPORT 2024

RAPPORT 2025:1121



UPPFÖLJNING AV ÅNGTURBIN-
UTVECKLINGEN



Ångturbinteknik, årsrapport 2024

MAGNUS GENRUP, LUNDS UNIVERSITET

ISBN 978-91-89918-22-1 | © Energiforsk juni 2025. Bild: Bertil Wahlund.

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Det här projektets syfte har varit att förbättra användarnas beställar-, drift- och underhållskompetens för ångturbiner och kringssystem i kraftvärmeanläggningar. I detta treåriga bevakningsprojekt, har industrirelevanta frågeställningar för ångturbiner belysts, bland annat flexibel och cyklisk drift, metodik för livslängdsbedömning, tillståndsovervakning och underhållsstrategier.

Kraftvärmeanläggningar med ångturbiner finns i många städer runtom i landet och fyller en viktig funktion i Sveriges energisystem, både vad gäller elproduktion som att bidra med förmågor och tjänster. Våra kraftvärmeverk är även viktiga för Sveriges resiliens och förmåga till ö-nätsdrift vid nätsammanbrott. Dessa aspekter med mera beskrivs i projektets årsrapport.

Årsrapporten har tagits fram inom olika två projektetapper, och finansierats av Stockholm Exergi, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstads Energi, Mälarenergi, Skellefteå kraft, Söderenergi, E.ON Energilösningar/Navirum, Växjö Energi, Renova, Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö och Uniper. Projektet har genomförts av Magnus Genrup, Lunds Universitet, och Energiforsk har varit sammanhållande.

Projektet har följts av en styrgrupp med följande medlemmar: Sebastian Müller och Johan Gustafsson, Stockholm Exergi, Martin Rokka, Göteborg Energi, Erik Jaräng och Magnus Allmyr, Mälarenergi, Gunnar Turesson, Skellefteå kraft, Stefan Elez och Joel Månsson, Söderenergi, Robert Trangärd, Karlstads Energi, Magnus Wennerström, E.ON Energilösningar/Navirum, Frank Jaksic, Växjö Energi, Jonas Berglund, Jämtkraft, Malin Bruhn, Andreas Hellström och Jonas Axner, Renova, Rasmus Persson och Torbjörn Bänkestad, Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö, Henrik Pagels och Martin Gertmar, Uniper och Bertil Wahlund, Energiforsk. Energiforsk tackar styrgruppen för värdefulla insatser i projektet

Maj 2025
Bertil Wahlund
Energiforsk AB

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet och publiceringen innebär inte att Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

Sammanfattning

Ångturbinens roll i det svenska kraftsystemet är betydande och omfattar både kärnkraft, konventionell kondens, kraft/värme och industriellt mottryck. Ungefär hälften av all svensk el produceras i ångturbiner, vilket motsvarar cirka 140 TWh per år. I ett framtida förnybart Sverige kommer ångturbinens roll fortsatt vara stark eftersom det är ett effektivt och flexibelt sätt att omvandla biomassa till el och fjärrvärme. Även processerna för att framställa förnybart fordonsbränsle kommer att kräva integrerade energikombinat för hög totalverkningsgrad.

Sverige har en lång tradition inom turbinteknik. Den första praktiskt användbara ångturbinen tillskrivs de Laval 1883. Bröderna Ljungström har också gjort viktiga insatser genom att utveckla den motroterande radialturbinen, vilket lade grunden till STAL i Finspång. STAL köpte Laval i Nacka 1959 och bytte namn till STAL-Laval och var världsledande inom många områden. Idag är verksamheten i Finspång renodlad mot gasturbiner och det finns ingen tillverkning av ångturbiner i Sverige. Service finns dock kvar.

Användningen av ångturbiner är omfattande i Sverige, och de flesta städer har kraft-/värmeanläggningar med minst en ångturbin. Av historiska skäl är de flesta turbinerna svenska men idag finns det ingen nyttillverkning och tillverkare som Dosan-Skoda och Fincantieri har etablerat sig med allt större marknadsandelar.

Det finns två typer av ångturbiner: lägre- eller högre reaktionsgrad¹ som beskriver ångans acceleration i rotorn i relation till hela turbinsteget. Rena impulsturbiner byggs inte eftersom ingen eller för liten rotoracceleration inverkar mycket negativt på stegverkningsgraden. Ur ett brukarperspektiv har detta ingen direkt betydelse, förutom att reaktionsturbiner alltid har fler steg och därmed längre rotoror, samt eventuellt något högre verkningsgrad. Impulstekniken kräver dyra mellanväggar, vilket gör att kostnadsskillnaden är liten.

Utvecklingen har gått framåt och större turbiner har idag verkningsgrader som var otänkbara 10-15 år tillbaka i tiden. Stora kraftverksturbiner kan idag nå 94-96 procent verkningsgrad för högtrycks- respektive lågtrycksturbinen. Dessa nivåer är inte möjliga fullt ut för industristorlekar eftersom både volymflödet och tryckförhållandena är lägre. Processens verkningsgrad är också lägre eftersom man normalt har lägre admissionsdata.

En turbin behöver ett visst mått av underhåll och därför finns normalt ett underhållsprogram som täcker ett årligt stopp för översyn av exempelvis turbinskydd till att turbinen öppnas vart sjunde år. Exakt hur mycket underhåll och service en turbin kräver beror på dess design, men driftprofilen har en stor inverkan. Start- och stoppcykler innebär stora temperaturgradienter som resulterar i stora strukturella påkänningar, vilket även gäller för laständringar och lastfrånslag.

Ett framtida förnybart kraftsystem kommer att innebära stora inslag av tid- och väderberoende produktionsslag, såsom sol- och vindkraft. Tillsammans med exempelvis utfasning av kärnkraft kommer detta sannolikt att innebära mer sekundärreglering. Denna typ av drift kommer att ställa andra krav på

¹ I fortsättningen impuls- och reaktionsteknik

underhållsåtgärder och kostnader. Det absolut mest centrala för att undvika turbinskador, är att uppfylla kraven på ångkvalitet och stilleståndskonservering. Oavsett driftprofilen, finns olika alternativ beträffande både leverantörer, program och omfattning för service.

Som en konsekvens av effektknapphet i elområde 3 (SE3) och elområde 4 (SE4) har exempelvis nätoperatören uppgift att handla upp mothandelskapacitet (mFRR). Det egentliga behovet i SE3 och SE4 är 700/250 respektive 1 300/1 250 MW och man kan förmoda att kapacitet kommer att byggas. Exakt hur denna mix av planerbar produktion ska se ut är inte känt, men man kan med säkerhet förmoda varianter av ång- och gasturbiner. En stor del i detta kan man förmoda kommer vara baserat på varianter av energilagring. Vätgas och varianter är en del av lösningen men inget lager har så låg kostnad som ett flisupplag. Per definition kommer mFRR/aFRR påverka underhållet genom start- och stoppcykler och på- och avlastning vid exempelvis tvåskift. Alla ångturbiner har förmåga att delta i frekvensreglering antingen som FCR-N eller FCR-D men maskiner i ren fjärrvärmekoppling kanske är bäst lämpade för FCR-D. Utöver rena effekt- och frekvenstjänster kan ångturbiner bidra med spänningsstabilitet (faskompensering) och kortslutningseffekt. Ångturbinen är också en viktig komponent i vår förmåga att skapa resiliens i elnätet genom att erbjuda svartstart och ö-näts förmåga. För att enkelt kunna skapa ett ö-nät är det lämpligt att starta nätbygget efter en störning där turbinen körs i s.k. husturbin-drift. I detta driftmode körs turbinen frekvens- och spänningsreglerad med kraftverket som enda last. Tricket är att ta sig dit utan att lösa ut anläggningen vid störningen! En störning kan vara både frekvens- och spänningsrelaterad, men oftast hänger de ihop. För att skydda turbinen mot effekterna av låg frekvens (typiskt skovelvibrationer och Volt/Hz) är det klokt att öppna stationsbrytaren och därmed skapa driftformen "husturbindrif". Det andra fallet låg nätspänning som i normalfallet uppstår vid kortslutning. Den stora risken här är att rotorn faller ur fas när effekten som generatoren producerar sjunker, som genererar vrid-momentsfluktuationer (~10 !!!). RfG (2016/631) eller EIFS 2018:2 stipulerar att feltåligheten ska vara cirka 200 ms innan brytaren löser på gränsbryttid. Först därefter kan man övergå till husturbindrif, eller i värsta fall trippa turbinen. Det finns ett par trick och s.k. "fast valving" är en av lösningarna. Syftet med detta är att införa mer dämpning i lika area-kriteriet.

Summary

About half of the total Swedish power production is steam turbines, in either nuclear, conventional condensing, district heating, and industrial back-pressure units. Sweden has an ambitious goal of having the first climate-neutral energy system by 2030. A plethora of means for both electric power, heating, and fuels for transport will be required to reach a climate-neutral system. Regardless of the exact solutions, the steam turbine will play a major role in the future. The steam turbine offers a very efficient- and flexible way of producing power and heat from raw biomass. Production of domestic fuels for road transport will, for high total efficiency, call for efficient energy systems where extraction steam turbines certainly will be an intergraded part.

Sweden has a long tradition in steam turbine technology with many firsts, namely, the reaction- and impulse technology by Patrick DeLaval and the counter-rotating radial turbine by the Ljungström brothers. The former is considered the first practical steam turbine, and it was one year ahead of Charles Parsons' reaction turbine. The work by DeLaval and Ljungström resulted in two prominent companies DeLaval in Nacka and STAL in Finspong. STAL acquired DeLaval in 1959 and formed STAL-LAVAL, and focused the turbine activities to Finspong. The company was very successful with their radial- and low-reaction turbines and had, for example, half the world market for steam turbines until the oil crisis. Today, the company is a part of Siemens, and the entire steam turbine portfolio has been discontinued because of portfolio overlap. There are numerous steam turbines in Sweden (in contrast to almost no gas turbines) because of well-developed district heating in most cities and many energy-intense companies such as paper- and steel mills. Due to historical reasons, most turbines are from Finspong, but more OEMs (e.g., Doosan-Skoda, Fincantieri) are gaining market shares.

They are two basic design philosophies, namely low- and 50 percent reaction and a gauge of the rotor acceleration. The debate between impulse and reaction has been going on since the first turbine turned. The word impulse is highlighted because, in practice, all impulse turbines are low-reaction units (for efficiency reasons). The exact level of reaction, per se, has, from a strict user perspective, no real meaning. Instead, the design philosophy's consequences will profoundly impact the stage count, general rotor build, and shaft -thrust.

There has been a major relative improvement in efficiency, and Siemens has demonstrated (in situ) efficiency levels of 94 and 96 percent for the HP- and LP-cylinder, respectively. However, it should be noted that this applies to large utility turbines where the pressure ratio and the volumetric flows are significantly higher. This means that one should not expect to find differentials for industrial units. The lower admission data also influence the cycle performance – and back-pressure. All turbines require maintenance at certain intervals – ranging from annual safety checks to full overhauls each seventh year. The scope varies from manufacturer to manufacturer (even down to the unit), but the running profile is important. Starting and stopping impose large significant temperature-imposed stresses in the rotors and casings. The same reasoning is, to a lower extent, valid for large load changes in either direction. The future climate-neutral power system in Sweden, where weather-dependent production means will dominate, will most likely result in more transient

operation for our conventional assets. This scenario will certainly call for more maintenance and a higher cost of ownership. However, the absolute key to trouble-free turbine operation is to maintain the steam chemistry within the limitations and adequate conservation during stand-still.

The capacity shortage in the Swedish bidding areas three and four (SE3 and SE4) has rendered in the TSO securing counter-trading capacity in manual secondary reserves. The real needs for SE3 and SE4 are 700/250 and 1,300/1,250 MW, respectively. It is, therefore, safe to assume that there will be a significant future capacity build-up. The exact composition for this dispatchable capacity is unclear at the time of writing, but it is safe to assume steam- and gas turbines – with variants. A significant part of this will be forming our future energy storage capability. Hydrogen and its derivative fuels will be part of the solution. However, a pile of woodchips has the lowest cost ever, and one can safely assume that steam cycles will be a part. By definition, operating the plant in, e.g., two shifts with daily starts, stops, and loading cycles will call for extra maintenance. All steam turbines have a turbine controller which incorporates frequency and load control.

Besides power- and frequency control, the turbo sets can contribute to voltage stability (synchronous condensation) and short-circuit current. Our steam turbines are important factors in providing resilience for the grid by offering black-start capability and island-mode operation. The simplest way of restoring the grid after a major disturbance is to start from the turbine operating in house-load mode. In this mode of operation, the turbine is grid-forming (i.e., both frequency and voltage control). The challenge is to get the plant to this state without tripping the turbine, boiler, and critical parts of the auxiliary systems – during the grid calamity. A grid disturbance may be a frequency problem or a voltage problem, but they may be combined. The main issues with the turbine are blading dynamics (vibrations) and voltage/Hz problems. Both may set hard limits for safe operation and will set trip levels for, e.g., low frequency. The best outcome is that the station breaker opens, and the plant goes to house-load operation. The other fault scenario is a low-voltage grid (a.k.a brown-out) where the generator may step out of phase. This very violent phenomenon may cause torque fluctuations with a factor that may be on the order of ten! The generator code RfG (2016/631) and the Swedish domestic EIFS 2018:2 stipulate that the unit must be able to stay online for 200 ms during brown-out. It is not until after 200 ms that the turbine/breaker is allowed to trip – or even better house load operation. However, we have a few tricks up our sleeves, and one is fast-valving. This aims to provide more damping – cf. the equal area criteria in the text.

Innehåll

1	Inledning	13
2	Ångturbinen	15
2.1	Historisk tillbakablick	15
3	Tillverkare och utvecklingsläget	21
3.1	Hur maximerar man verkningsgraden?	21
4	Turbiner	23
4.1	Alstom (General Electric)	23
4.2	Siemens	24
5	Introduktion till Rankine cykeln och grundläggande turbinteknik	25
5.1	Typisk Svensk Kraftvärmeanläggning	25
5.2	Temperatur för Värmebortförsel	26
5.3	Medeltemperatur för värmeförsel	31
5.3.1	Admissionstemperatur	31
5.3.2	Admissionstryck	31
5.3.3	Matarvattenförvärmning	32
6	Ångturbinen	34
6.1	Grundläggande begrepp	34
6.1.1	Verkningsgrad	34
6.1.2	Vidhet och turbinkonstant	34
6.2	Turbinteknik	37
6.2.1	Radialturbin av Ljungströmstyp	39
6.2.2	Stor eller liten turbin?	39
6.2.3	Växlad eller oväxlad turbin?	40
7	Turbinreglering	43
7.1	Upprullningsregulatorn	44
7.2	Panntrycksbegränsaren	45
7.3	Steg-/gradientbegränsare	46
7.4	Maxeffektbegränsare	46
7.5	Maxeffekt – delturbin	46
7.6	Slagbegränsare	46
7.7	Frekvens-/lastregulator	46
7.8	Minlastbegränsare	49
7.9	VK2 eller admissionstryck	49
7.10	Övrig funktionalitet	50
7.11	Spänningsregulatorn	50
8	Turbinens säkerhetssystem	53
8.1	Nivå och grundläggande funktion	53
8.2	Tripblock	54

8.3	Spänningsreglering	55
9	Prestanda och garantiprov	56
9.1	prestandagarantier	56
9.1.1	Mätonoggrannhet	57
9.1.2	Malus och bonus	57
9.2	Garantiprov	58
9.2.1	Läckage och basläggning	58
9.2.2	Flödesmätning	59
9.2.3	Effektmätning	60
9.3	Checklista inför kontakt och garantiprov	62
10	Flexibilitet – allmänna aspekter	63
10.1	Introduktion	63
10.2	Kondenssvans	65
10.3	Ångcykeln och kemin – ur ett praktiskt perspektiv	67
10.4	Flexibilitet – Start, stopp och gradienter	69
10.4.1	Reglerform	73
10.5	Minlast och ventilation	76
10.6	Ökad start- och stoppflexibilitet i turbinen	80
10.7	Ökad flexibilitet – lastreglering (tex FCR-D och mFRR)	82
10.8	SSS-koppling mellan turbin och generator	86
11	Service och underhåll	88
11.1	Introduktion	88
11.2	När är det dags för normal planerad service?	89
11.3	Prestanda och serviceåtgärder	91
11.4	Etablera LÄNGRE intervall?	92
12	Skador	94
12.1	Turbinen	94
12.2	Reglerventiler	96
12.3	Skador – försäkringsdata	97
12.3.1	Övervarv	97
12.3.2	Smörjolja	97
13	Konservering	98
13.1	Långa stopp	98
13.2	Korta stopp	99
13.3	Baxning	99
13.4	Hydraulik	99
13.5	Generator	99
14	Övervakning	100
14.1	Anläggningens verkningsgrad	100
14.2	Turbinens Verkningsgrad och vidhet	100
14.2.1	Verkningsgrad	100

14.2.2	Vidhet och verkningsgrad	102
14.2.3	Vidhetsförändringar	104
14.2.4	Vacuumfallsprov	105
14.2.5	Axeltätningar	106
15	Framtida turbiner och anläggningar	109
15.1	Sektorkoppling	109
15.2	Tredje generationen "Plus"	110
15.3	Kondenssvanskoppling med vätgaseldad gasturbin	111
15.4	Organisk Rankine cykel – ORC	112
15.5	Superkritisk CO ₂ -cykel	113
15.6	Integrera värme från elektrolys i kraftvärme-anläggning	114
16	Hantera nätfel, svartstart och ö-drift	117
16.1	Husturbindrift och Ö-nät	117
16.2	Fast-valving och RfG	121
17	Referenser	123

1 Inledning

Syftet med projektet är att öka beställar-, drift- och underhållskompetensen hos turbin- och anläggningsägare. Nyttan med projektet är högre kompetens och verktyg för brukaren av turbinen – för att erhålla bättre totalekonomi, tillgänglighet och miljöprestanda.

Projektet följer i huvudsak:

- Utvecklingen av turbinteknik – primärt ur ett användarperspektiv
- Investeringskostnader (där möjligt)
- Underhållskostnader
- Flexibilitet

Fokus för projektet är också turbiner av industristorlek eftersom dessa är dominerande inom Svensk kraft/värmeproduktion.

I Sverige finns idag ett stort antal industriturbiner och de flesta är varianter på "gamla" ATM och VAX2 från Finspång. Andra tillverkare som exempelvis Doosan-Skoda och Fincantieri har tagit stora marknadsandelar och är idag väletablerade i svensk kraft-/värmeproduktion.

Som tidigare nämnts, har projektet fokus på brukarsidan och behandlar aspekter kring prestanda och turbinteknik ur det perspektivet. Drift-, underhålls- och tillståndskontrollsförågor är naturliga delar i turbinens livscykel och mycket av rapporteringen kring dessa frågor bottnar i turbintekniken. Exempelvis, har en turbin med låg reaktionsgrad ungefär hälften så många steg som en motsvarande reaktionsturbin – för ungefär samma verkningsgrad och initialkostnad. Men parametrar kring flexibilitet och totalekonomi över turbinens livscykel är inte nödvändigtvis samma. Alla turbiner har exempelvis begränsningar i gradienter för färsångstemperaturen för att begränsa temperaturinducerade rotor- och husspänningar samt relativ expansion. Vid drift kring utläggningsdata har detta ingen större betydelse eftersom temperaturen är någorlunda konstant – men det kan innebära begränsningar vid start- och stoppcykler.

Ett framtida svenskt energisystem med stora andelar väderberoende produktion kommer sannolikt påverka hur vi kör våra bio-eldade anläggningar (sekundärreglering). Både över- och underskott av elproduktion kommer att inverka – ett effektivt sätt att lagra energi är att använda fjärrvärmenäten. Ett sätt är att använda elöverskottet direkt i en elpanna och samtidigt reducera produktionen i ångpannan och turbinen (och spara bränslet som också är en form av lager). Det omvända är att öka elproduktionen vid effektbrist men detta kräver att man kan frikoppla eleffekten från värmeunderlaget. Man kan ha antingen en ren kondenssvans eller returkylare för att lösa detta. Problemet är ofta att effektbehovet i landet sammanfaller med behovet av värmeproduktionen – det vill säga kalla vinterdagar.

All presenterad information i denna rapport bygger på öppna källor som ASME IGTI, PowerGen, VGB, facklitteratur och facktidsskrifter. ASME IGTI:s årliga konferens om gas- och ångturbiner är den främsta inom teknikområdet. PowerGen är främst kring kommersiella aspekter men även underhållsaspekter.

² Idag SST-700 och SST-900, men har även haft benämningen ATP

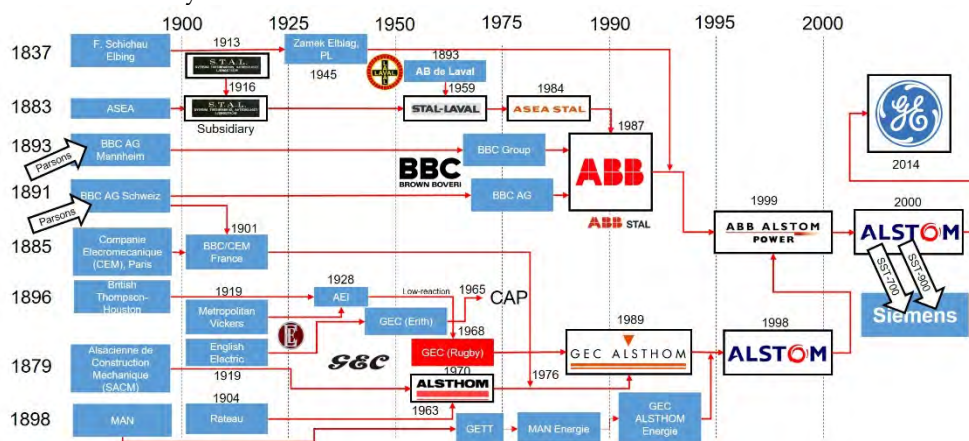
Rapporten är, under projektet, ett levande dokument som uppdateras årligen. Detta innebär att vissa punkter kan vara "styvmoderligt" behandlade i nuvarande utgåva.

2 Ångturbinen

2.1 HISTORISK TILLBAKABLICK

Världens två första kraftverk med elproduktion startades i London och New York 1882. Platserna var Holborn Viaduct och Pearl Street i London respektive New York. Båda anläggningarna hade vattenrörspannor från Babcock & Wilcox [1] och kolvångmaskiner. Det var först ett år senare (1883) som de Laval introducerade sin reaktionsångturbin och ännu ett år senare byggde Charles Parsons den första reaktionsturbinen med flera (15) steg. Det första riktiga kraftverket med ångturbin (Parsons) startades 1888 i Newcastle i England. Patrik de Laval patenterade sin impulsturbin med konvergent-divergenta (eller Laval-) munstycke samma år. I och med detta började debatten, som pågår än idag, om vilken som är bäst. Birger Ljungström påbörjade arbetet med sin motroterande ångturbin 1908 och lade därmed grunden till Svenska Turbinfabriks AB Ljungström – STAL. Man kan visa att turbinen, per rad, kan uträtta cirka dubbelt så mycket arbete som motsvarande axialturbin. Detta beror på en relativ effekt av att nästa rad roterar åt motsatt håll, och då kan man ha en högre relativ hastighet ut ur raden – trots optimal inströmning i nästa. Läger man sedan till att det inte finns några stationära rader får man cirka fyra gånger med arbete per radpar än i motsvarande axialturbin.

Sverige hade tidigt två prominenta turbinföretag (de Laval i Nacka och STAL i Finspång) som 1959 blev STAL-LAVAL efter ett uppköp. Turbintraditionen fortsatte fram till 2015 när Siemens avvecklade hela den svenska ångturbin-portföljen³ till förmån för sina tyska maskiner.



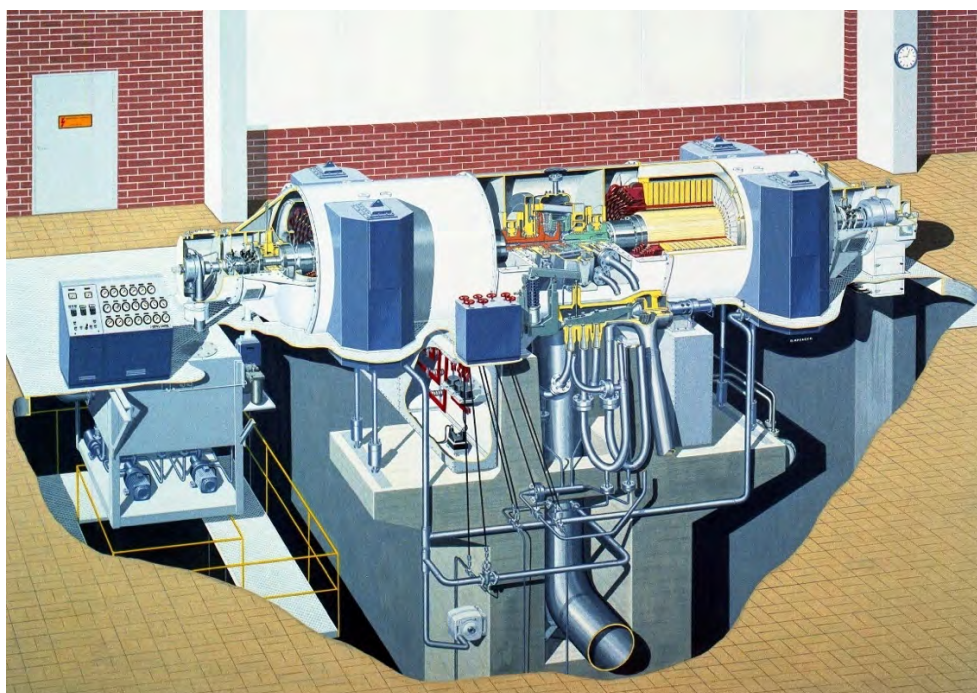
Figur 2-1. Stamtavla – BBC et al.

Ångcykeln är därför förhållandevis ung (ca 1850) och kallas normalt för Clausius-Rankinecykeln bland annat efter sin skotske uppfinnare William John Macquorn Rankine (1820–1872). Mer handfast och vetenskaplig teori för ångturbiner etablerades så sent som 1903 av Professor Stodola [2] (ETH Zürich). Samma år etablerades också h,s-diagrammet av Rickard Mollier (TU Dresden) och som sedan dess bär hans namn.

Radial- eller Ljungströmturbinen har potential för mycket hög verkningsgrad och var en storsäljare fram till 80-talet med cirka 2 000 leveranser. Sista nyleverans var till Polen 1990 och avslutade en viktig epok i Finspång. Turbinen, i sin ursprungs-form, har

³ SST-700 och SST-900 (f d VAX HT+LT och MT)

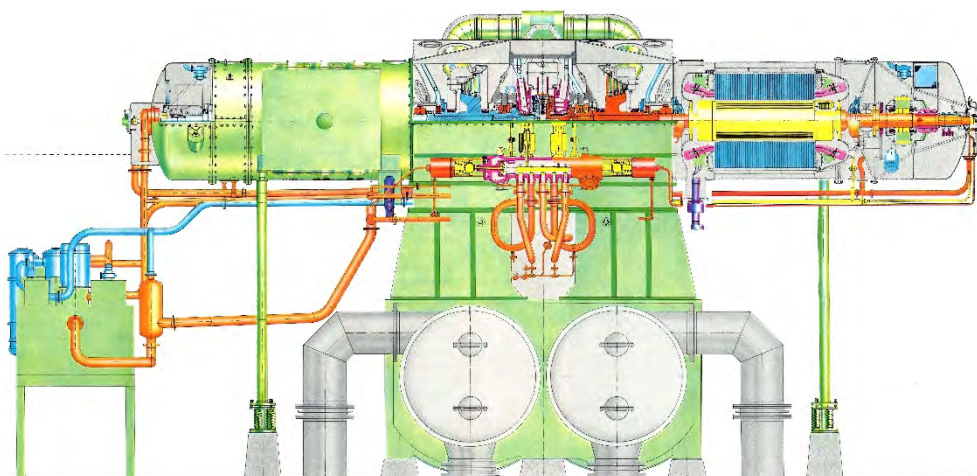
trångt avlopp⁴ och lämpar sig bäst för mottrycksapplikationer med måttliga volymflöden. Bilden på nästa sida visar en typisk mottrycksinstallation med ett Möller-system för exempelvis en pappersindustri. Möller-systemet infördes 1932 och erbjuder ännu högre verkningsgrad p.g.a. längre skovlar och sidoplattsläckage än det enkla Ljungströmsystemet. Fler ringar gör också att den är lämpligare för större värmefall. I tillägg till detta kan man också visa att axialkrafterna kan minskas väsentligt.



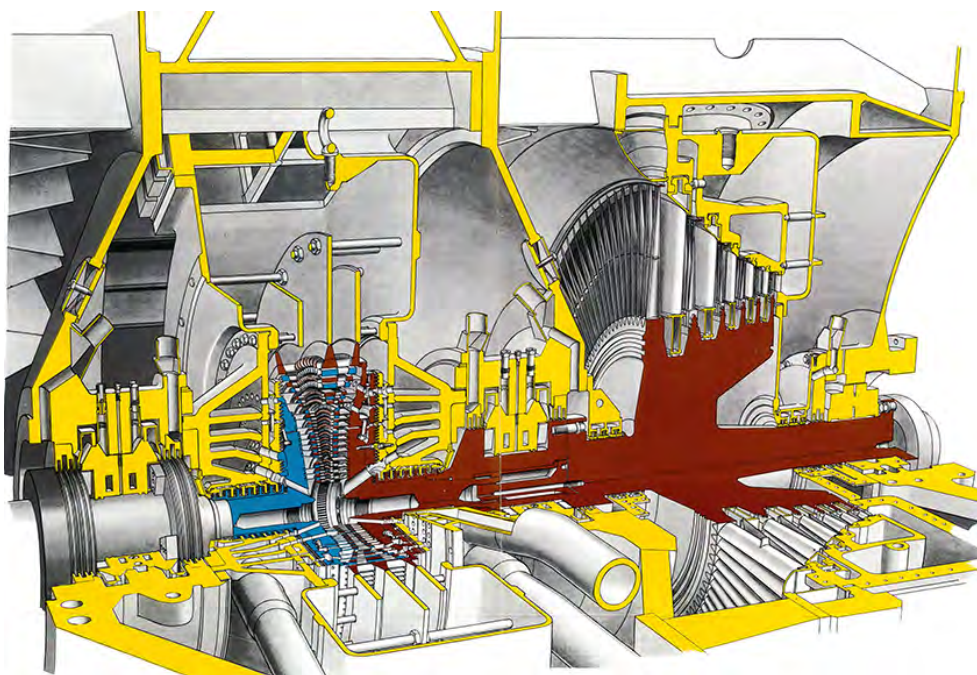
Figur 2-2. Radialturbin av Möller-typ (Ljungström), Källa ABB Stal AB

För att komma runt problemet med trånga avlopp utvecklades det s.k. Wibergsystemet 1915 med axialsteg på sidplattornas ändor. Detta visade sig inte vara tillräckligt utan Curt Nicolin (personligen – under en sjukskrivning med influensa) utvecklade det som kom att kallas för en DURAX-turbin för kall- och värmekondensdrift. Denna turbintyp kom, bland annat, att användas på Stenungssund Block 1...4, Öresundsverket G16, Hässelby 4, Marviken och Oskarshamnsverket block 1. Stenungssund satte världsrekord i pålastning 1960 med imponerande 37,5 procent per minut (1 MW/s) – ingen moderna axialmaskin kan slå detta och rekordet lär stå sig än idag för avsiktlig pålastning.

⁴ P.g.a. böjupåbuktning i ringarna



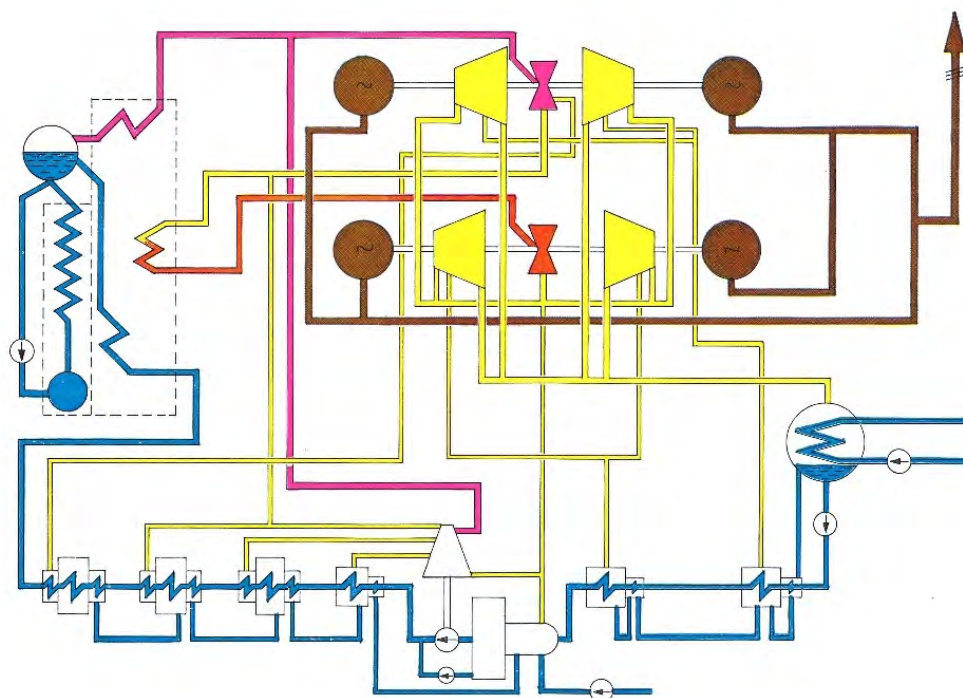
Figur 2-3. Stal-Laval DURAX (radial/axial)



Figur 2-4. Stal-Laval DURAX skovelsystem

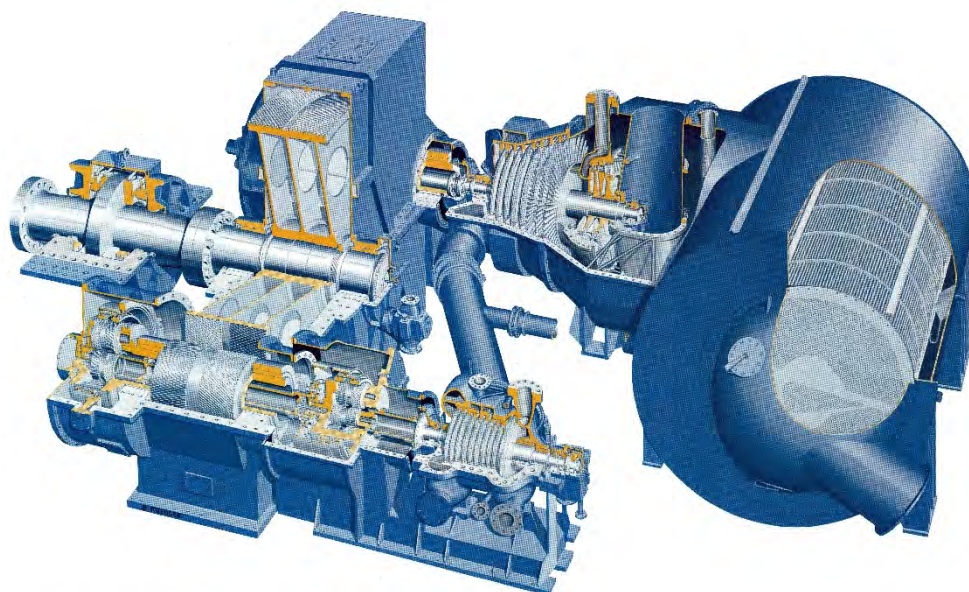
Ett av problemen med Durax-turbinerna var att det var komplicerat att införa mellanöverhettning eftersom man behövde två separata radialsystem. Lösningen var två separata turbiner med resulterande fyra generatorer. Bilden nedan visar Stenungssund block 1 och 2 som också är identiskt med gamla G16 på Öresundsverket, Malmö⁵.

⁵ Ersatt av gaskombi sedan 2008



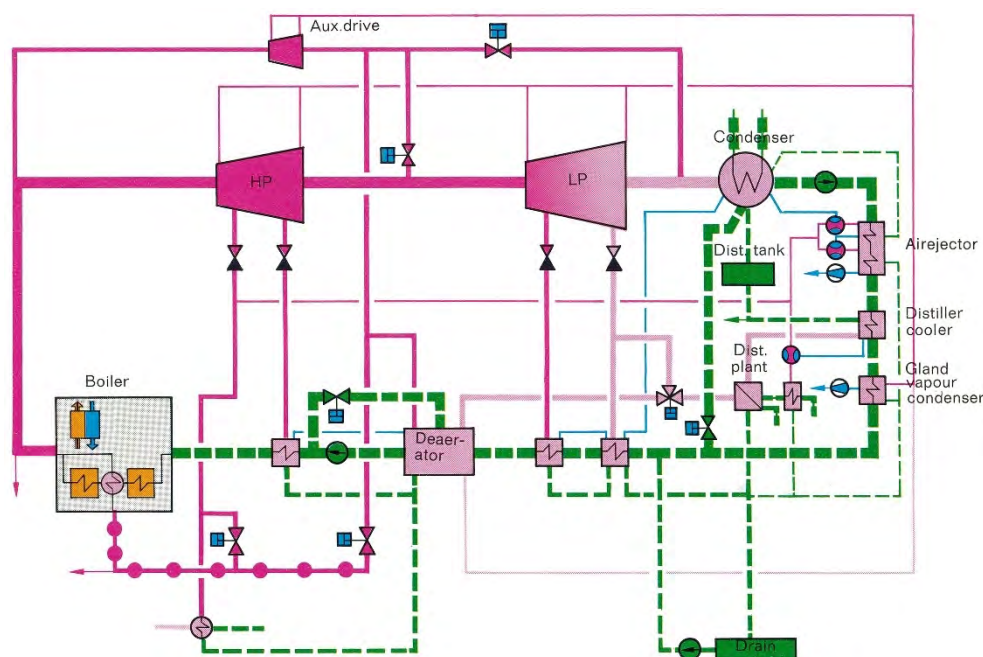
Figur 2-5. Stal-Laval DURAX processschema

Figuren på under visar en växlad AP-marinturbin som är föregångare till vad som senare blev VAX (och senare SST-700 och SST-900). Maskintypen utvecklades under sent 60-tal och blev världsledande för marin framdrivning med 318 sålda enheter. Tyvärr kom första och andra oljekrisen under 70-talet och ändrade framdrivningsmarknaden så att dieselmotorerna blev dominanta på grund av avsevärt högre verkningsgrad.



AP single plane machinery for powers above 10 MW

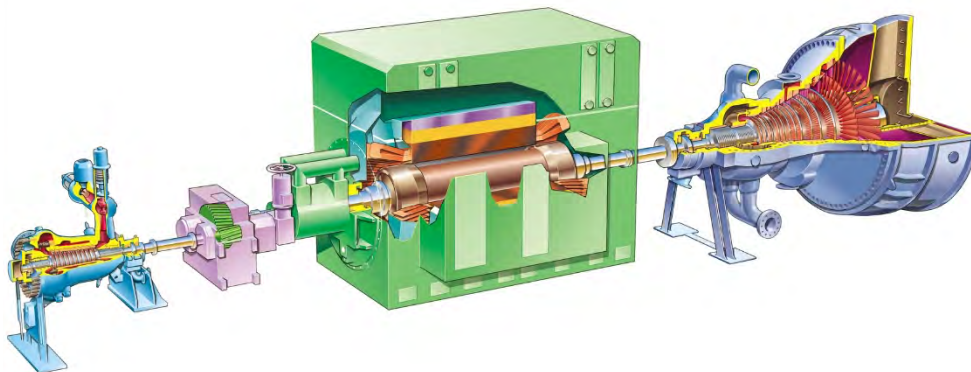
Figur 2-6. Stal-Laval AP-turbin för fartygsdrift



Figur 2-7. Stal-Laval AP-turbin processchema

Som tidigare nämnts utvecklades denna marina teknologi till det som senare blev VAP och VAX-turbinerna under 70- och 80-talet. Tekniken vidareutvecklades till VAX II som lanserades under mitten av 90-talet. VAX II hade en mycket innovativ beskovlingsteknologi som kallades "meridionalprofilering" som var långt före sin tid och var, i princip, baserad på prismatiska (dvs. helt ovridna) korta skovlar och möjliggjorde låg kostnad jämfört med motsvarande tredimensionella skovlar. Principen kan beskrivas på ett par olika sätt men enklast förklarad som en kombination av "Russian kink" och att profilerna trycksidor lutade neråt och detta kombinerat resulterade i konstant reaktionsgrad över skovelhöjden eftersom det inte fanns någon radiell tryckgradient mellan statorn och rotorn. I alla fall var konstruktionen att betrakta som ett turbintekniskt genidrag som svensk industri kan vara stolt över!

Turbinteknologin fortsatte att utvecklas under olika namn som i all väsentlighet berodde på vem som ägde företaget och hetta slutligen SST-700 och SST-900 i Siemens nomenklatur.



Figur 2-8. VAX/SST-700/900

Finspångs axialturbiner har alltid haft låg reaktionsgrad och man kan, som tidigare nämnts, diskutera vilken teknologi som är bäst. Turbiner med låg reaktionsgrad har en stor fördel – nämligen färre steg och därför kortare rotor. Detta är ovärderligt för flexibiliteten eftersom dessa kan hanteras på ett sätt som inte är möjligt för vissa turbiner med 50 procent reaktionsgrad.

3 Tillverkare och utvecklingsläget

Det finns många leverantörer på marknaden i dag och storleksmässigt finns det turbiner från kW-skala till 1 600 MW turbiner för kärnkraftverk. Båda typerna, det vill säga aktions- och reaktionsturbiner, finns på marknaden än i dag. Skillnaden mellan dessa två huvudtyper är hur ångan accelereras i rotorbladen där stegen är relativt korta. De bakre stegen är alltid av reaktionstyp eftersom reaktionsgraden vid navet skulle vara negativ om man konstruerade för låg reaktionsgrad i mitten. Det bör nämnas att man normalt har lite reaktion även för "impulsturbiner" eftersom man måste accelerera lite vid navet för hög verkningsgrad.

Utvecklingen för större kraftverksturbiner (typiskt över 150...200 MW) har gjort att man numera har mycket höga verkningsgrader. Siemens har exempelvis publicerat verkningsgradnivåer på 94,2 och 96,1 procent för högtrycks- respektive lågtrycksturbinen i Boxberg (Tyskland). Verkningsgraden för en turbin är en funktion av volymflödet, tryckförhållandet och stegverkningsgraden. Det sistnämnda innefattar skovelpassagernas aerodynamik men även läckageflöden.

3.1 HUR MAXIMERAR MAN VERKNINGSGRADEN?

Ett ångkraftverks verkningsgrad är en kombination av processen och turbinen och båda "måste vara på plats" för att nå hög totalverkningsgrad. Detta kan sammanfattas att vara en funktion av:

- Färsångans tryck och temperatur
- Eventuell reheat
- Matarvattentemperatur
- Antal förvärmare
- Kondensortryck
- Avloppsarea (förlust)
- Stegverkningsgraden

Alla utom den sista påverkar medeltemperaturen för tillförd- respektive bortförd värme och dessa koncept kommer att behandlas separat mer i detalj i nästa sektion. Utvecklingstrenden idag är turbiner för dels 600°C men nästa stora tekniksteg är 700°C som är nödvändigt för att komma över 50 procent verkningsgrad för stora koleldade kraftverk. För industrisegmentet är siffrorna blygsammare men trenden är fortfarande mot 565...600°C. Ett typiskt svenskt kraftvärmeverk har lägre admissionstemperatur och man finner sällan över 540°C. Orsaken till denna nivå (och lägre) är normalt korrosion i slutöverhettaren⁶ som exempelvis beror på klorider i flisbränslet och pannkostnad.

Normal konstruerar man exempelvis turbinhus för ett visst kryp (t.ex. 0,2 % kryp under 200 000 timmar). Man kan visa att högre admissionsdata kommer att öka godstjockleken enligt formeln för tangentialspänning (eng. hoop stress) för en tunnväggig cylinder som lyder: $t = (p \cdot r) / \sigma_{\theta}$. Det ökade trycket (p) påverkar proportionellt medan temperaturen påverkar σ_{θ} för att visst mått av kryp (t.ex. 0,2 % under 200 000 timmar). Man kan t.ex. visa att för ett typiskt husmaterial så kommer en

⁶ I horisontella (eller bakre-) draget men i dag är det standard att ha slutöverhettaren i sandlåset (Intrex) eftersom halten klorider där är avsevärt lägre eftersom dessa normalt följer gasfasen

ökning från 565 till 620°C halvera den tillåtna spänningsnivån för samma krypnivå. Resultatet blir tjockare turbinhus och nivån som diskuterades ovan tillsammans med förväntad ökning av admissionstrycket, resulterat i ett tre gånger tjockare turbinhus. Ett tjockare turbinhus kommer att resultera i en större temperaturgradient under exempelvis en start – risk för lågcykelutmattning. Detta innebär att man behöver längre starttider för att inte längdutvidgningen pga. temperaturgradienten skall öka spänningsnivån (kompression- och dragspänning innerst respektive ytterst). Man kan utveckla samma resonemang för rotern men formlerna blir mer komplicerade eftersom antagandet om tunnväggig endast gäller om $t \leq r/10$, vilket inte är fallet med t ex trumrotorer (reaktion) eller skivor (impuls). Det är inte ovanligt att kombianläggningar klarar en varmstart under 30 minuter – trots mycket avancerade ångdata. Lösningen här är att införa överdimensionerade spraykylare och starta ångturbinen med en lägre admissionstemperatur för att sedan sakta öka temperaturen på ångan. Starttiden som tillverkarna anger definieras från baxningsvarvtal av gasturbinen till fullt öppen regler- och interceptventil för ångturbinen. Det finns andra sätt att förkorta starttiden som kommer att diskuteras i ett senare kapitel.

Man kan även av samma anledning överväga ett reglersteg eftersom man har ett stort värdefall i pådragsbågarna som i sig själva bildar "tryckskalet". Man kan schablonmässigt anta att man lägger ut för ett tryckförhållande runt 1,47 som ger en 30 procent lägre tryck och 8 procent lägre temperatur ($0,7^{(1,3-1)/1,3} = 0,92$). Detta innebär att man kan ha ett antingen sämre material eller ett tunnare turbinhus – och i fallet med horisontalt delningsplan, lägre bultspänning. Resonemanget kring reglersteget gäller endast statisk belastning eftersom rotern (och skivan) upplever stora temperaturskillnader i samband med belastningsändringar.

⁷ Beror på reglerstegets bladhastighet $u (= \omega \cdot r)$ och belastningstalet.

4 Turbiner

Det finns ett stort antal tillverkare och listan nedan gör inte anspråk på att vara komplett.

4.1 ALSTOM (GENERAL ELECTRIC)

Alstom är en av världens största leverantörer av ångturbiner och täcker området 5 till 1 900 MW. Den delen av företaget som arbetar med energiprodukter är sedan 2015 uppköpt av General Electric och portföljen kommer att integreras med deras. Alstom har av tradition arbetat med reaktionsturbiner medan General Electric har, i huvudsak, arbetat med impulsteknik. Den totala installerade effekten med Alstoms ångturbiner är 580 000 MW – eller 20 procent av alla ångturbiner.

Tabell 1 Alstoms icke-nukleära ångturbiner

Typ	Effektområde	Generator	Applikation
GRT	5...65 MW	Topack	CCPP/Biomass/Industrial/Waste/CSP
MT	50...100+ MW	Topack/Topair	CCCP/Biomass/Industrial/Waste/CSP
STF15C	100...250 MW	Topair	Combined cycles
STF30C	150...400 MW	Topair/Topgas	Combined cycles
STF25	100...350 MW	Topair/Topgas	Steam Power Plants
STF40	250...700 MW	Topair/Topgas/Gigatop	Steam Power Plants
STF60	500...900 MW	Gigatop	Steam Power Plants
STF100	700...1 200 MW	Gigatop	Steam Power Plants
COMAX	100...400 MW	Topair/Topgas	Cogeneration

För svensk kraftvärmeproduktion är GRT- och MT-modellerna sannolikt mest aktuella.

	GRT	MT	COMAX
Admission [$\text{bar}_a/^\circ\text{C}$]	$\leq 125/\leq 540$	$\leq 175/\leq 565 (\leq 540)$	
Varvtal [min^{-1}]	4 200...11 000	3 000/3 600 (60 Hz)	
Beskovling	Reaktion	Reaktion	
Inlopp/Reglersteg	Reglersteg (impuls)	Scroll	
Rotor	Smide	Smide eller svetsad	

	GRT	MT	COMAX
Antal hus	Ett	Ett	
Turbinhus	Enkelt	Dubbel HP/IP-del, enkelt LP	
Utlopp [m ² eller längd i m]	≤3,5	1,041 (50 Hz)/0,965 (60 Hz)	
Avtappningar/kontrol lerade	≤5/0	≤7/0	

4.2 SIEMENS

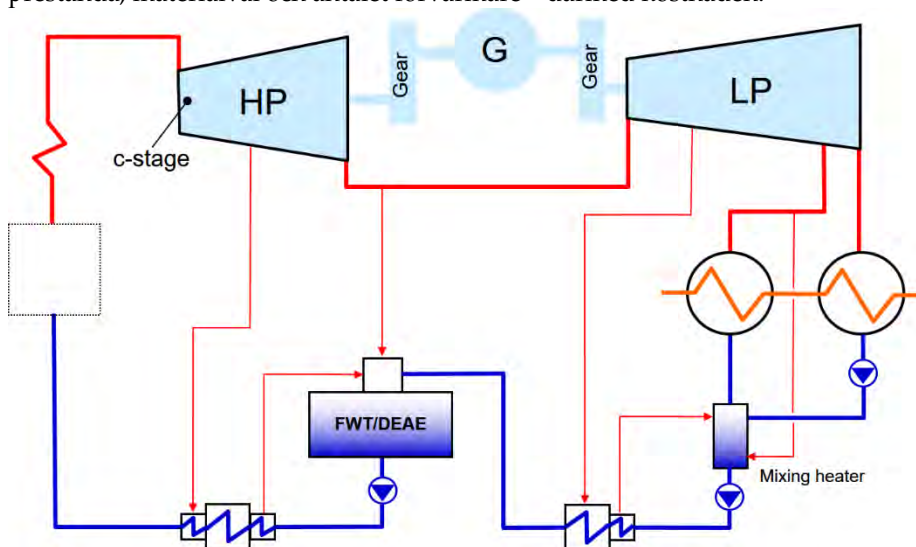
Siemens produktportfölj täcker området 0,045...1 900 MW från industriapplikationer till nukleära enheter. Industriturbinsegmentet är 0,045 till 250 MW

5 Introduktion till Rankine cykeln och grundläggande turbin teknik

Syftet med detta kapitel är att ge grunderna kring cykeln och ångturbinen ur ett brukarperspektiv. Det finns ett par mycket läsvärda standardverk, exempelvis [1] [3], [4], [5], [6] och [7] som rekommenderas om mer djup-lodande information efterfrågas.

5.1 TYPISK SVENSK KRAFTVÄRMEANLÄGGNING

De flesta svenska kraftvärmeverken som eldar fastbränsle har en snarlik ångcykel men varierande storlek och ångdata. Anläggningens ångdata kommer att påverka prestanda, materialval och antalet förvärmare – därmed kostnaden.



Figur 5-1. Typisk svensk kraftvärmeanläggning

Figuren ovan visar en konventionell anläggning med två turbinhus (HT och LT), två värmekondensorer, blandningsförvärmare, lågtrycksförvärmare, MAVA-tank och högtrycksförvärmare. Antalet förvärmare bestäms huvudsakligen av admissionstrycket och ekonomiska parametrar (t.ex. bränsle- och elpris). Behovet (och värdet) av verkningsgrad för en kraftvärmeanläggning är en komplex fråga som beror på utvärdering av el- respektive värmepriset. För att illustrera detta kan man, med hjälp av enkel termodynamik, teckna förhållandet mellan producerad värme och el som:

$$\left. \begin{aligned} \eta &= \frac{W}{\dot{Q}_{in}} \\ W &= \dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{ut} \end{aligned} \right\} \frac{\dot{Q}_{ut}}{W} = \frac{1}{\eta} - 1$$

Ekv. 5-1

Tabell 2

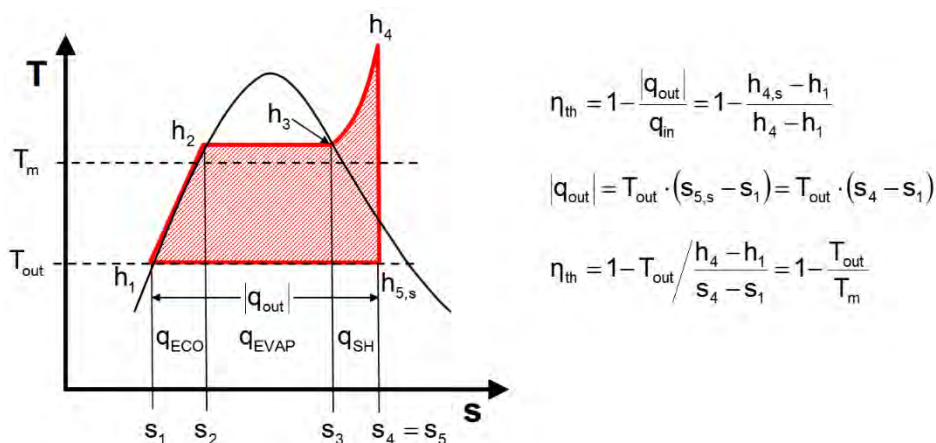
W [MW]	η [-]	Q_{in} [MJ/s]	Q_{ut} [MJ/s]	Q_{ut}/W [-]
50	1/4	200	150	3
50	1/3	150	100	2
50	2/5	125	75	3/2
50	1/2	100	50	1

Sambandet ovan och tabellen visar att förhållandet mellan värme- och elproduktion ökar med minskad cykelverkningsgrad. Dagens situation, med mycket varierande elpriser, gör att man i vissa fall överväger ren värmeproduktion.

Ett rationellt sätt att diskutera en ångcykels termodynamiska prestanda är att introducera konceptet med medeltemperatur för tillförd värme (T_m) och skriva verkningsgraden som:

$$\eta = 1 - \frac{T_{ut}}{T_m}$$

Ekv. 5-2



Figur 5-2. Definition av medeltemperatur

Ekvationen visar att för att öka verkningsgraden så skall man sänka temperaturen för värmebortförsel och öka medeltemperaturen för värmetillförsel.

5.2 TEMPERATUR FÖR VÄRMEBORTFÖRSEL

Eftersom processen i en kondensor, för alla praktiska fall, är en ren fasövergång sker detta vid konstant temperatur. För en kallkondensanläggning (t.ex. kondenssvans i Västerås) är det självklara svaret att den lägsta möjliga temperaturen i kondensorn ger den bästa prestandan (under vissa förutsättningar kring turbinavloppets storlek och aerodynamisk stegbelastning). Normal kondenseringstemperatur (tryck) är kylvattentemperaturen plus 10...12 °C (8...10 °C temperaturökning i kylvattnet och

2...3 °C grädighet⁸ i kondensorn). För en kraftvärmemaskin är situationen helt annorlunda och önskad framledningstemperatur plus cirka 1,5...2,0 °C grädighet bestämmer kondenserings Temperaturen (trycket) i VK2. Vidare är den vanliga definitionen av verkningsgrad "besvärlig" eftersom man normalt vill ha ett visst värmefflöde som lämnar anläggningen. Enkelt betraktat så kan man uppnå detta med antingen en "sämre" turbin eller en "bättre" som ger större flöde för samma värmelast. Detta innebär att man får dubbelt genomslag genom en bättre expansionsprocess som samtidigt har ett större flöde. För att demonstrera detta förhållande kan man teckna uttrycket:

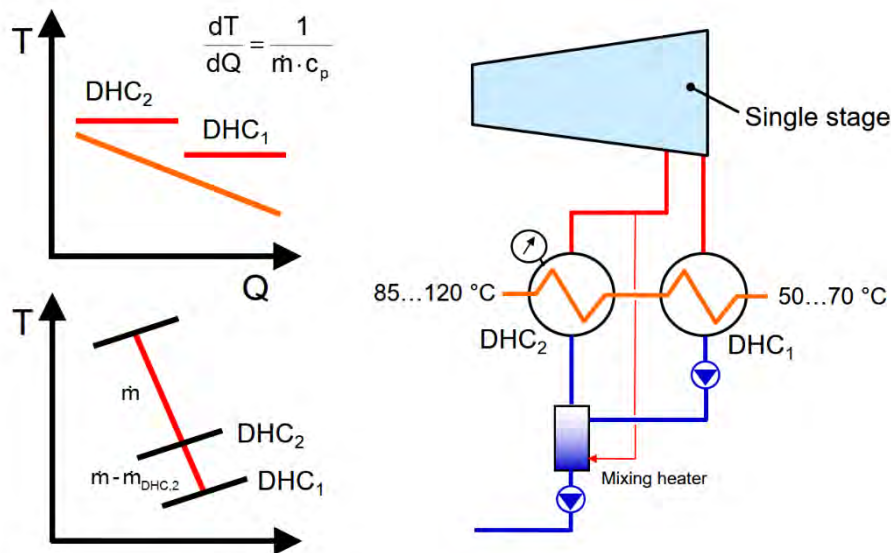
$$\left. \begin{aligned} \dot{Q}_{\text{Värme}} &= \dot{m} \cdot (h_{\text{adm}} - \eta_s \cdot \Delta h_s - h_{\text{kondensat}}) \\ P_{\text{Turbin}} &= \dot{m} \cdot \eta_s \cdot \Delta h_s \end{aligned} \right\} \therefore P_{\text{Turbin}} = \frac{\dot{Q}_{\text{Värme}}}{(h_{\text{adm}} - \eta_s \cdot \Delta h_s - h_{\text{kondensat}})} \cdot \eta_s \cdot \Delta h_s$$

Om man nu tänker sig två turbiner (A och B) med olika verkningsgrad som i övrigt har identiska data, får man uttrycket:

$$\left. \frac{P_{T,A}}{P_{T,B}} \right|_{\dot{Q}_{\text{Värme}}, \Delta h_s} = \frac{\eta_{s,A}}{\eta_{s,B}} \cdot \left(1 + \frac{\Delta \eta_s \cdot \Delta h_s}{h_{\text{adm}} - \eta_s \cdot \Delta h_s - h_{\text{kondensat}}} \right)$$

Ekvationen visar tydligt att effekten kommer att påverkas "två gånger", pga. massflödet ökar i den "bättre" turbinen (A).

Temperaturen efter VK1 brukar normal väljas som medel av in- och utgående fjärrvärmetemperatur (och 1,5...2,0 °C grädighet/TTD). Anledningen till att man har två värmekondensorer (VK2 och VK1) är den stora exergiförlusten kopplad till den stora temperaturskillnaden mellan in- och utgående fjärrvärme.

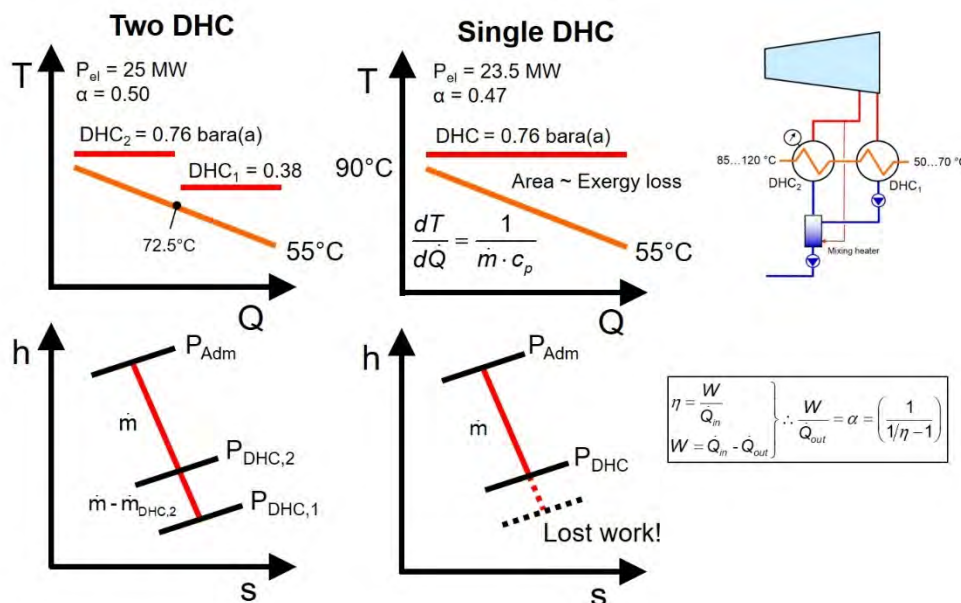


Figur 5-3. Koppling med två värmekondensorer

I figuren ovan visas, bland annat, ett T,Q-diagram över processen i värmekondensornerna (VK). De två övre linjerna visar schematiskt kondenseringsprocesserna i VK2 och VK1 medan linjen under representerar temperaturökningen för

⁸ Grädighet definieras här som skillnad mellan kondenserings Temperatur och utgående kylvatten. Denna parameter styr värmväxlarareorna behovet och är en funktion av effektvärderingen (kr/kW)

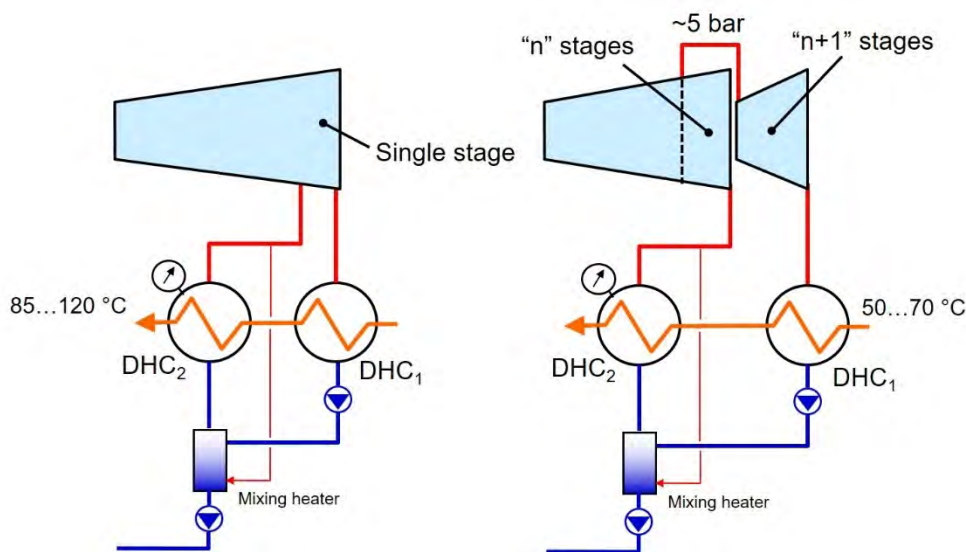
fjärrvärmvattnet. Arean mellan linjerna är ett mått⁹ på exergiförlusten och att dela in processen i två delar minskar denna. Ett annat betraktelsesätt är att arbetet som produceras när ångan till VK1 expanderas mellan trycket i avtappningen till VK2 och avloppet till VK1 är "gratis". Figuren nedan visar hur anläggningen alfa-tal och uteffekt varierar för en viss värmelast med en respektive två kondensorer.



Figur 5-4. Prestanda med en- respektive två värmekondensorer

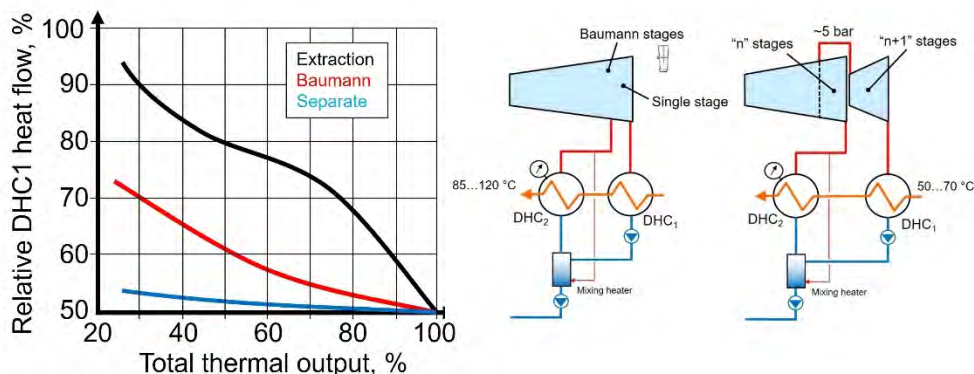
Lösningen med ett turbinsteg mellan VK1 och VK2 är inte alltid optimal eftersom värmefallet, och därmed verkningsgraden, varierar med framlednings-temperaturen. Vid låglast förskjuter man belastningen mot VK1, vilket inte är helt enkelt att inse vid en första anblick. En bättre lösning kan vara att dela flödet till värmekondensorererna på en högre trycknivå och sedan ha ett olik antal steg till respektive kondensor. Detta gör att verkningsgraden varierar mindre än för ett enkelsteg som separerar VK2 från VK1. Denna lösning är enkel att införa om man har en större turbin med en dubbelflödig mellantryckare, dvs. normalt med reheat. Man måste dock ha motsvarande skillnad omvänt i lågtrycksturbinen. Sverige har ingen direkt tradition av dylika anläggningar utan det rör sig om en handfull. Utomlands, är läget annorlunda och denna typ av lösning är vanlig. Det bör dock nämnas att en uppdelning i två separata kanaler påverkar verkningsgraden negativt pga. lägre skovelhöjder. Man kan exempelvis visa att uppdelningen i två flöden kommer att kräva 1,6 gånger fler steg för att bibehålla samma verkningsgrad som för en enkel expansion. En detaljerad diskussion är av platsskäl inte lämplig här. Mindre turbiner som inte har behov av mer än ett- eller två turbinhus.

⁹ Egentligen proportionell mot $1/T$



Figur 5-5. Kopplingsvarianter värmekondensorer

Ett elegant sätt att lösa detta är med s.k. Baumannsteg där kanalen delas med en platta på lämplig höjd. Denna lösning användes på exempelvis STAL-LAVALS oväxlade ATM-turbiner¹⁰ som utvecklades på 70-talet. Predikamentet med denna lösning är att man kan införa vibrationsproblem som normalt kräver dämptrådar. Baumann steget utvecklades ursprungligen för kallkondens innan man lyckades bygga tillräckligt stora turbinavlopp.



Figur 5-6. Belastningsfördelning värmekondensorer

I praktiken är inte kondensortrycket en fri variabel eftersom man har antingen ett visst kylvatten och, i fallet, med fjärrvärme ett visst behov av framlednings-temperatur. Det finns en gammal missuppfattning som gör gällande att inte returtemperaturen påverkar ångturbinen eftersom värmefallet bestäms av framledningstemperaturen. Detta stämmer dock inte eftersom man, i normalfallet, har två värmekondensorer och returtemperaturen kommer att påverka fördelningen mellan dessa. En lägre returtemperatur kommer att ge ett lägre tryck i VK1 – och därmed större värmefall i turbinsteget som separerar VK2 och VK1. Orsaken till detta är att en lägre returtemperatur också ger en lägre sluttemperatur (vid samma värmemängd) och då blir trycket i VK1 lägre – som i sin tur ger mer elproduktion eftersom värmefallet i sista steget blir större. Man kan, exempelvis, detta genom att betrakta lutningen på

¹⁰ Finns bl.a. på Västhamnsverket i Helsingborg, Norrköping, Luleå, Örebro

vattenlinjen i en kondensor som alltid är konstant för samma flöde och specifik värmekapacitet. Bör dock nämnas att rökgaskondensering som är bra för anläggningsverkningsgraden, bygger på en kall retur som sedan tar upp kondenseringsvärmets från rökgaserna.

En ökad framledningstemperatur kommer att öka termiska belastningen i VK1 (dvs. inte bara högre tryck i VK2) eftersom det högre trycket i avtappningen gör att mer flöde kommer gå igenom det sista turbinsteget. Detta gör att belastning på VK1 (och dess kondensatpumpar) också ökar.

5.3 MEDELTEMPERATUR FÖR VÄRMETILLFÖRSEL

Medeltemperaturen för värmetillförsel styrs av admissionsdata, eventuell reheat och matarvattenförvärmning.

5.3.1 Admissionstemperatur

En ökad admissionstemperatur ökar medeltemperaturen (T_m) för värmetillförsel och därmed verkningsgraden. Praktiskt begränsas temperaturen av dels turbinens material och av begränsningar i ångpannan. Inom segmentet industriturbiner är idag 525...540...565°C normalt/möjligt och utvecklingstrenden är mot 580...600 °C. Sannolikt är de högsta temperaturnivåerna förbehållna gaskombianläggningar som eldas med naturgas. Anledningen till den höga admissionstemperaturen är att tillverkarna idag optimerar sina gasturbiner för både hög gasturbinverkningsgrad men även hög ångcykelverkningsgrad för maximal kombicykelverkningsgrad. Trenden för gasturbiner är idag att lägga ut för en avgastemperatur i intervallet 600...640°C. För en ånganläggning, utgör i de flesta fallen inte ångturbinen den mest begränsade faktorn, utan korrosionsproblem i slutöverhettarna brukar vara den begränsade faktorn. I kolpulvereldade kraftverksanläggningar är idag temperatur-nivåerna 600 och 620°C normala för admissions- respektive reheatånga. Det finns även halmeldade anläggningar¹¹ med 600°C (och 300 bar) admissionsdata. Det finns också överkritiska pannor med cirkulerande bädd¹² med 560°C (275 bar) och 580°C (50 bar) för färsk- respektive reheatånga.

5.3.2 Admissionstryck

En ökning av admissionstrycket kommer också att höja T_m men samtidigt sänka volymflödet i början av turbinen (för ett visst massflöde). Ett ökat tryck kommer öka fukthalten i avloppet (brukar benämnas steg L-0, näst sista är L-1, osv...) men även öka risken för erosionskorrosion¹³. En för hög fukthalt riskerar att avsevärt förkorta livslängden för rotorn i L-0 eftersom dropparna träffar trycksidan på bladet. Man brukar schablonmässigt säga att varje procent fukt ger lika stor minskning i verkningsgrad för steget. Utöver att dropparna "träffar fel" så måste dessa accelereras med skjuvning (från friströmmen) och tenderar även att underkylas. Det sistnämnda beror på att kondenseringsprocessen inte börjar vid $x=1$ (dvs. när man skär mättnadslinjen) utan sker abrupt något senare. Denna process styrs av tidsderivatan av trycket som kan tecknas som [1]: $dp/dt = -1/p \cdot \partial p / \partial x \cdot \partial x / \partial t = -ca/p \cdot \partial p / \partial x$. I de flesta praktiska fall sker detta vid 3...4 procent fukthalt.

Volymflödet bestämmer skovelhöjden och ett lågt volymflöde innebär korta skovlar. En kort skovel har normalt lägre verkningsgrad eftersom förluster som relateras till ändväggarna och spel får relativt större inflytande och därmed lägre verkningsgrad. Alla tillverkare har olika turbinhus med olika optimala volymflöden både för inloppet men även för utloppet. Exakt hur detta förhåller sig varierar mellan tillverkarna men principen är förmodligen den samma – skovelhöjden i inloppet och hastigheten i utloppet (avloppsförlusten, tryckfall i utloppsdelar och överföringsrör är alla proportionerliga mot hastigheten i kvadrat). Ett effektivt sätt att öka skovelhöjden i början av expansionen är att växla turbinen.

¹¹ Avedøre II (AVV II) i Köpenhamn som drivs av DONG

¹² 460 MWe, Poludniowy Koncern Energetyczny (PKE) Elektrownia Łagisza, Bedzin, Poland

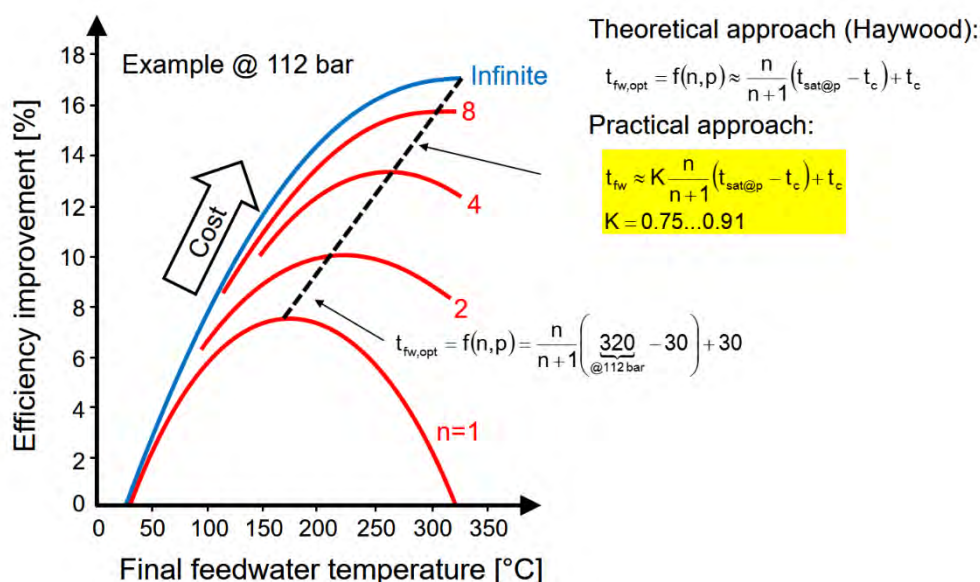
¹³ Flow Accelerated Corrosion - FAC

5.3.3 Matarvattenförvärmning

Matarvattenförvärmning ökar T_m också eftersom värmeupptaget i ångpannan startar från en högre nivå. Matarvattnet förvärms i ett antal steg genom att man tappar av ånga från turbinen och använder denna för uppvärmningen. Detta gör cykeln regenerativ och man kan även förklara verkningsgradsökningen genom att man producerar arbete med en minde andel värme till sänkan. Man kan maximalt förvärma till mättnadstemperaturen¹⁴ för avtappningsstrycket. Man kan analytiskt visa att man får optimal verkningsgrad för ångcykeln om slutmatarvatten-temperaturen väljs enligt ekvationen [8]:

$$t_{mava} = f(n, p_{adm}) \approx \frac{n}{n+1} (t_{mättnad}(p_{adm}) - t_{kond}) + t_{kond}$$

Ekv. 5-3

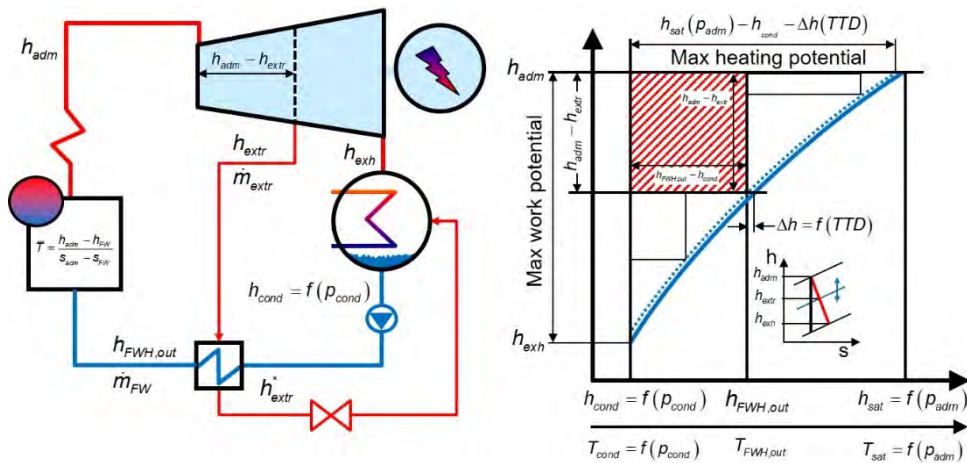


Figur 5-7. Exempel på vinst med matarvattenförvärmning vid 112 bara ångtryck.

I texten ovan nämndes att ekvationen gäller för ångcykeln och man får en suboptimering om man applicerar denna eftersom pannans bakre drag får problem med liten ekonomiser-belastning. Risken är att man istället sänker ångpannans verkningsgrad med ökad rökgastemperatur som följd. Det är praxis att införa en korrektionsfaktor som ligger i intervallet 0,75...0,91 för att minska sluttemperaturen till en optimal nivå för hela anläggningens verkningsgrad – om inte pann-leverantören specificerar en lämplig nivå i förväg.

Det bör observeras att ekvationen endast ger ett riktvärde och man bör absolut inte ändra turbinstegens belastning för att uppnå ett visst tryck efter rotern i det aktuella steget. I figur 5-7 ovan visas verkningsgradsvinsten för olika antal förvärmare som funktion av sluttemperaturen – optima är ganska flackt och det är alltid bättre att behålla en optimal steg- eller turbinverkningsgrad genom att lägga ut för optimalt belastningstal ($\psi = \Delta h_0/u_2$). För att illustrera beteendet på ett annat mer grafiskt sätt kan man introducera figuren nedan (enligt rysk förlaga):

¹⁴ En eller två grader "negativ" grädigheit är möjligt vid hög överhettningsgrad.



Figur 5-8. Avtappning – val av tryck

Figuren ovan visar hur avtappningsången kan utföra arbete i turbinen innan den tappas ut. I figuren visas en streckad area som representerar arbetet innan ången avtappas. I ekvationen nedan anger α förhållandet mellan avtappningsmängden och huvudflödet.

$$W_{\alpha} = \alpha(h_{adm} - h_{extr}) = \frac{(h_{FWH,out} - h_{cond})(h_{adm} - h_{extr})}{h_{extr} - h_{extr}^*} \cong \frac{(h_{FWH,out} - h_{cond})(h_{adm} - h_{extr})}{const}$$

Avtappningsången kan, om man bortser från grädigkeiten, värma matarvattnet till mättnadstemperaturen för avtappningen (blå linjerna). Nämnaren blir en konstant eftersom man kan empiriskt visa att entalpiskillnaden på ångsidan över förvärmaren i all väsentlighet är oberoende av trycket. Följaktligen gäller det att söka maximal area för avtappningen enligt ovan. Vid mer än en avtappning ska man maximera samtliga areor i figuren, enligt ovan.

Ekvationen ovan ger matarvattnets sluttemperatur och kondenseringsstemperaturen bestäms, i huvudsak av kyl- eller fjärrvärmemetemperaturen. Nästa steg är att optimalt fördela temperaturökningen per förvärmare. Normalt är att anta konstant temperaturförhållande över alla förvärmarna enligt [3] och [5]:

$$\frac{T_1}{T_0} = \frac{T_2}{T_1} = \dots = \frac{T_n}{T_{n-1}} = K$$

Ekv. 5-4

Detta är samma som att anta ett geometriskt medelvärde enligt [3]:

$$K = \sqrt[n]{\frac{T_{mava}}{T_{kondensat}}}$$

Ekv. 5-5

Ekvation 5-4 och 5-5 resulterar i en högre temperaturökning vid högre temperaturnivå, dvs. de högre förvärmarna har högre temperaturökning.

Man kan välja alternativa förklaringsmodeller, två vanliga är:

- Cykeln blir regenerativ och arbete utförs med minskad värmemängd till sänkan.
- Man får typiskt 6 gånger större uppvärmning än effektbortfall.

6 Ångturbinen

De första praktiska ångturbinerna utvecklades i slutet av 1800-talet och axialtekniken är den absolut mest förekommande. Charles Parsons utvecklade tidigt både inflödes- och utflödes radialturbinteknik men dessa lämpar sig inte för stora flöden och värmefall eftersom det är besvärligt att ha många steg. Inflödes radialturbin är till exempel standard i turboladdare men lämpar sig inte för fuktig ånga eftersom turbinen lätt chokas i ledskenan med utcentrifugerat kondensat.

6.1 GRUNDLÄGGANDE BEGREPP

6.1.1 Verkningsgrad

En turbins verkningsgrad kan definieras på ett antal sätt, exempelvis [3] och [9], men isentrop verkningsgrad är absolut vanligast för turbiner. Denna kan definieras för ett steg, delturbin och hela turbinen som:

$$\eta_s = \frac{h_\alpha - h_\omega}{h_\alpha - h_{\omega,s}} = \frac{\Delta h}{\Delta h_s} \quad \text{Ekv. 6-1}$$

Man skiljer mellan total-statisk och total-total och skillnaden beror på om man betraktar utloppshastigheten som en förlust eller inte. En turbins (eller delturbin) verkningsgrad beror på de individuella stegens verkningsgrad men även på det totala tryckförhållandet. Det sistnämnda är en termodynamisk effekt som beror på isobarernas lutning och resulterar i fallet för turbiner att hela turbinen har högre verkningsgrad än stegens. Mer information om detta fenomen¹⁵ återfinnes exempelvis i referenserna [2], [3] och [4].

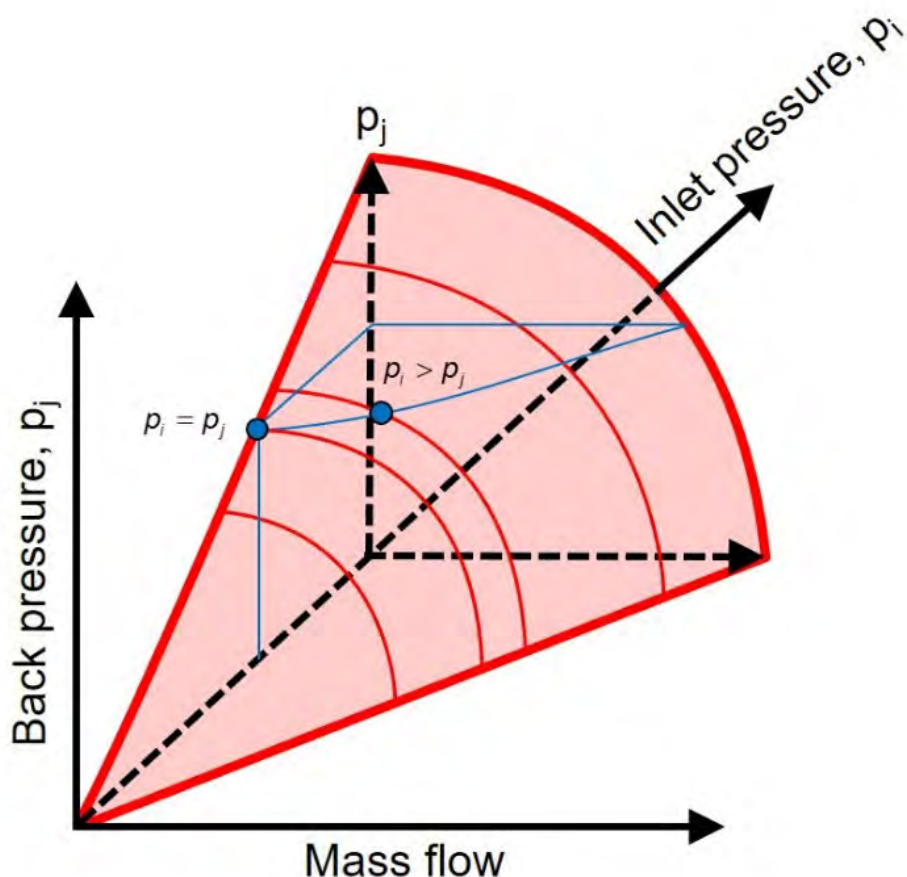
6.1.2 Vidhet och turbinkonstant

Turbinens genomsläpplighet kallas på svenska för "vidhet" (eng. "swallowing capacity") och är ett mått på storlek då enheten är längd². Auriel Stodola [2] etablerade tidigt empiriskt den så kallade "ångkonen" (eng. "steam cone rule"):

$$\frac{\dot{m}_{i-j}}{\sqrt{\frac{p_i}{v_i}}} \sim \sqrt{1 - \left(\frac{p_j}{p_i}\right)^2} \quad \text{Ekv. 6-2}$$

Där index "i" är inloppet och "j" är utloppet. Stodola visade också att proportionaliteten är unik för varje turbin [2] och benämns "turbinkonstanten" CT. Figuren nedan visar principen grafiskt:

¹⁵ Reheat-effekt



Figur 6-2. Ett turbinsteget i h,s-diagrammet med tillhörande hastighetstriangel

$$\frac{\dot{m}_{i-j}}{\sqrt{\frac{p_i}{v_i}}} = C_{T,i-j} \sqrt{1 - \left(\frac{p_j}{p_i}\right)^2}$$

Ekv. 6-3

Om man kvadrerar ovan ekvation och stuvlar om så erhåller man ekvationen för en ellips – därav namnet "ängellipsen", "ångkonen" eller "ångstruten". Man brukar oftast skriva ekvation 6-3 på de mer praktiska formerna:

$$\dot{m}_{i-j} = C_{T,i-j} \sqrt{\frac{p_i}{v_i}} \sqrt{1 - \frac{1}{\left(\frac{p_i}{p_j}\right)^2}} = C_{T,i-j} \sqrt{\frac{p_i^2 - p_j^2}{p_i v_i}}$$

Ekv. 6-4

Turbinkonstanten C_T beskriver *genomsläppligheten*¹⁶ hos en turbin eller delturbin, som bestäms av minsta sektionerna i skovlarna. Stodolas modell är inte alltid tillräckligt bra för exempelvis reglersteg som har hög belastning eller chokning vid dellast, eller när behov av noggrannare modeller föreligger. I dessa fall bör man använda exempelvis

¹⁶ Kan ses som effektivarea

Beckmanns modell som har avsevärt bättre precision vid exempelvis chokning. Denna metod är dock inte lämplig för handräkning men är fullt möjlig att använda på samma sätt som Stodolas metod. Man kan visa att strömningsvinklarna i turbinen i huvudsak bestäms av förhållandet mellan minsta sektionen (o) och delningen (s) genom $\alpha = \arccos(o/s)$ och utloppsmachtalet. Det sistnämnda är i normalfallet ren underljudsströmning för de flesta stegen i turbinen. De fall där man kan tänka sig chokning (d v s Mach = 1 i en "minsta sektion") är reglersteg i dellast samt bakre- och slutsteg i normallast (p.g.a. låg ljudhastighet och större hastighetstrianglar). För en viss turbin blir således genomsläppligheten en funktion av stegens (stator och rotors) minsta sektioners areor. Strömningsvinklarna ut ur statorerna är i storleksordningen 70...75° för en typisk turbin med låg reaktionsgrad. Man kan visa att varje grad "fel" i designvinklen ger 4...5 procent fel i turbinkonstanten – dvs. en antingen för liten eller för stor turbin beroende på felets tecken. Detta innebär att tillverkarna måste ha god kontroll över sina vinkelmodeller när man lägger ut turbinen. Vissa tillverkare genomför omfattande CFD-analyser på sina utlägg för att undvika vidhetsfel. En för stor turbin är egentligen inte bra eftersom man måste strypa inloppet för att bibehålla ångtrycket vid nominellt flöde – vilket alltid innebär förluster. En för liten turbin är normalt ett mycket värre bekymmer eftersom man inte kan producera effekten vid nominellt tryck. Praxis var tidigare att lägga ut turbinen för tre procent extra flöde och därmed minska risken för låg effekt vid en för liten turbin.

Om man antar att tryckförhållandet över turbinen (eller delturbinen) är mycket stort, så kan uttrycket för vidheten skrivas som¹⁷:

$$\left. \begin{aligned} \dot{m}_{i-j} &\approx C_{T,i-j} \sqrt{\frac{p_i}{v_i}} \\ v &= \frac{zRT}{p} \end{aligned} \right\} \therefore \dot{m} \approx K \frac{p_i}{\sqrt{T_i}} \quad \text{eller} : \frac{\Delta \dot{m}}{\dot{m}} \approx \frac{\Delta p_i}{p_i} - \frac{1}{2} \frac{\Delta T_i}{T_i}$$

Ekv. 6-5

Ekvation 6-5 är identisk med ekvationen för ett vanligt munstycke och man kan dra slutsatserna att:

- (1) Flödet genom turbinen, delturbinen och även steget är direkt proportionerligt mot trycket innan.
- (2) Flödet är omvänt proportionerligt mot roten ur inversen på inloppstemperaturen.

Dvs. kopplingen mellan flöde, tryck och temperatur i turbinen.

Ur ett turbintekniskt perspektiv innebär detta att alla tryck byggs upp bakifrån i turbinen – dvs. trycket innan t.ex. ledskena "n" bestäms av minsta sektionen nedströms i samma ledskena (även t.ex. förlusterna och läckage inverkar). Denna insikt är kritisk om man ska förstå hur en turbin fungerar.

Resonemanget ovan är grunden till hur man **effektivt övervakar turbinens prestanda**. Man kan bilda nyckeltal som dels direkt utnyttjar principen ovan men även kombinera med verkningsgraden. Man kan exempelvis skapa ett nyckeltal som alltid sjunker vid både lägre verkningsgrad och lägre genomsläpplighet. Många fel som beror på beläggningar i turbinen sänker både verkningsgraden men blockerar även en del av

¹⁷ Endast ideal gas – dvs. överhettad ånga

bladpassagera – dvs. dessa blir trängre.

Om man exempelvis plottar avtappningstrycken som funktion av flödet så "saknas" temperaturberoendet och man får en lätt konkav funktion [5]. Detta är helt naturligt eftersom temperaturen har en inverkan på volymiteten ($v = z \cdot R \cdot T / p$). I detta fall stryper man flödet med reglerventilen och "flyttar" hela expansionsprocessen till höger i Mollier-diagrammet.

Om man önskar att använda exempelvis ekvation 6-5 för att övervaka om turbinkonstanten har ändrats (beläggningar) så kan det vara lämpligt att "ta bort" beroendet av temperaturen. Det enklaste sättet är att anta konstant verkningsgrad¹⁸ och konstant ventilläge, då kan man visa att om trycket sjunker 10 procent så sjunker temperaturen 2,2 procent. Det relativa flödet blir $0,9/0,9780,5 = 0,91$ – dvs. om man sänker flödet 9 procent så sjunker trycket 10 procent ($10/9 \approx 1,11$) och man kan skriva:

$$\frac{dp}{p} = 1,11 \frac{d\dot{m}}{\dot{m}}$$

Det föregående uttrycket kan integreras till:

$$p = \dot{m}^{1,11}$$

Ekv. 6-6

På detta sätt har vi tagit bort inflytandet av temperaturen i exempelvis steg "n" och har ett uttryck som enbart beror på trycket.

6.2 TURBINTEKNIK

En av de mest fundamentala skillnaderna mellan tillverkarna är hur man väljer reaktionsgrad¹⁹ för kortare skovlar. Order "kortare" kursivt eftersom skillnaden endast existerar där den radiella tryckskillnaden (dvs. topp till nav) inte orsakar diffusion där hastigheten sjunker lokalt. En ren impulsturbin har ingen acceleration i rotn och ångan endast länkas om. Syftet med denna text är inte att skriva en lärobok i turbinteknik utan att förklara några fundamentala skillnader.

Reaktionsgraden påverkar stegbelastningen $\Delta h_0 / u^2$ och därmed antalet steg för ett visst totalt värmefall i turbinen. Man kan exempelvis visa att stegbelastningstalet är en funktion av reaktionsgraden, flödeskoefficienten och strömmingsvinkeln efter steget:

$$\frac{\Delta h_0}{u^2} = 2 \cdot (1 - \Lambda - \varphi \cdot \tan \alpha_3)$$

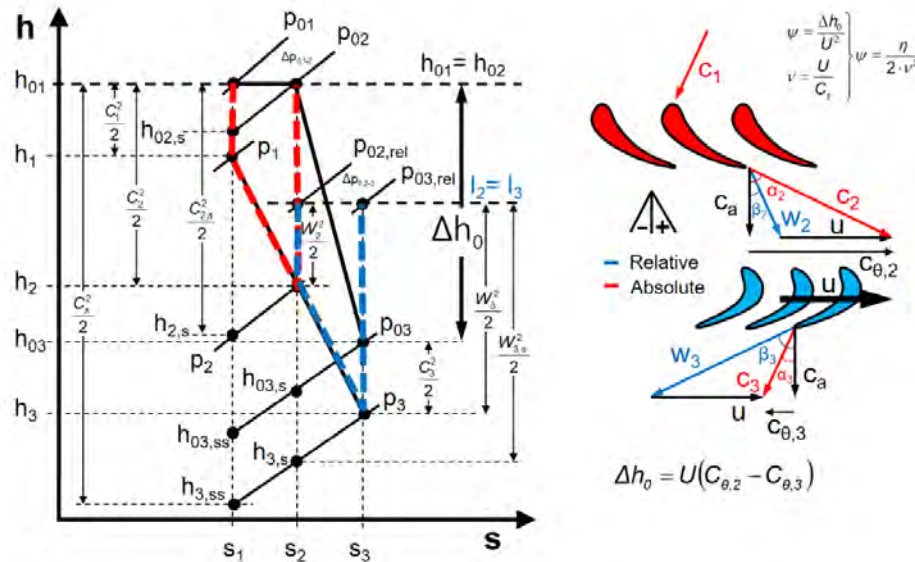
Ekv. 6-7

I de flesta fall önskar man helt axiell utströmning från steget (dvs $\alpha_3 = 0$) eftersom utloppshastigheten som till stor del styr total-statisk verkningsgrad men även inloppsförlusterna till nästa steg. Man får då ett belastningstal som blir två för ren impuls (dvs. $\Lambda = 0$) medan 50 procent reaktionsgrad ger 1,0 i belastningstal. Dvs. i teorin är det möjligt att ha dubbelt så stor stegbelastning vis impuls än för en reaktionsturbin.

¹⁸ Egentligen inte nödvändigt om ändringen inte är större än t.ex. fem procent

¹⁹ I viss litteratur anges att Ljungströmsturbinen har 100 procent reaktionsgrad eftersom det i egentlig mening inte finns några statorer. Ur ett beskovlingsaerodynamiskt perspektiv har Ljungströmsturbinen 50 procent reaktion

Man inser även direkt vikten av en hög bladhastighet (u) för ett stort stegvärmefall och därmed färre steg.



Figur 6-2. Ett turbinstege i h,s -diagrammet med tillhörande hastighetstriangel

I figuren ovan visas är processen och hastighetskomposanterna för statorn i röd färg medan rotorns visas som blå.

I praktiken har alla impulsturbiner en viss reaktion och detta beror på att man skulle få mycket höga sekundärförluster (dvs. låg verkningsgrad) i rotorerna om man inte accelererade vid bladroten där reaktionsgraden är som lägst. Typiskt väljer man ett hastighets eller expansionsförhållande förhållande som ger 5...10 procent reaktion i botten och låter reaktionsgraden i mittnittet variera men ett värde på 20 procent är vanligt förekommande. Detta gör att man i praktiken får ett lägre belastningstal (typiskt cirka 1,6) och därmed inte hälften så många steg som reaktionsturbinen. Tyvärr så är mellanväggarna dyra att tillverka och det är därför inte ovanligt att en turbin med låg reaktionsgrad (dvs färre steg) faktiskt är dyrare än motsvarande turbin med högre reaktionsgrad.

För att sammanfatta har *impulsturbinen* följande fördelar/nackdelar och designegenskaper:

- Lägre antal steg
- Lägre axialkrafter
- Styvare rotorblad (stor omlänkning)
- Mellanväggstätningar på lägre radie (dvs. minde spalt area för ett visst spel). Bör dock understrykas att detta läckage inverkar mycket menligt på stegverkningsgraden och måste minimeras. Det är även vanligt att använda exempelvis borststätningar för att minimera läckaget.
- Relativt sett litet toppspelsläckage (pga. liten tryckskillnad)

Reaktionsturbinen har följande fördelar/nackdelar och designegenskaper:

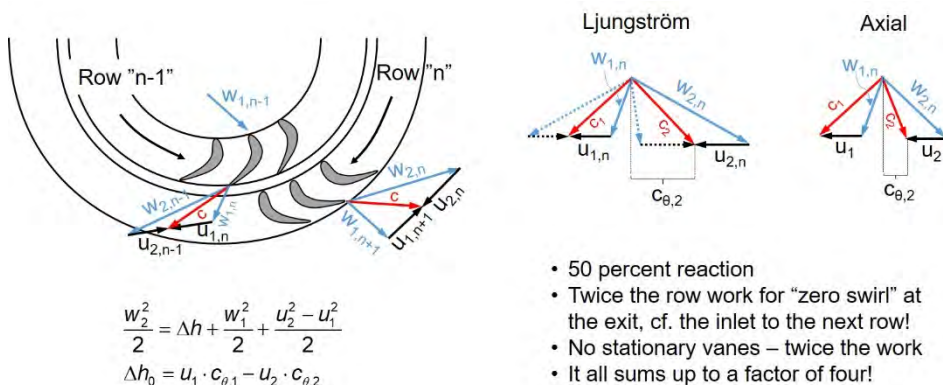
- Lägre stegbelastning och jämnare hastighetsnivå (se figur innan) och därför högre stegverkningsgrad. Förlusterna skalar alltid mot hastigheten i kvadrat och det är därför en god idé att inte ha onödigt stor hastighet någonstans.
- Stora axialkrafter som normalt kräver balansskolv för att avlasta axiallagret

- Symmetriska bladprofiler
- Trumrotor pga. axialkrafterna

Det är lätt att inledas i tanken att takbandaget för turbiner, med låg reaktionsgrad, inte behövs eftersom tryckskillnaden är liten över rotorn. Här är funktionen primärt att hindra läckage från tryck- till sugsidan som uppstår på grund av den aerodynamiska belastningen (lyftkraften). Som tidigare nämnts har turbiner med låg reaktionsgrad i allmänhet "djupa" mellanväggstättningar för minimalt spel. Man kan schablonmässigt anta att varje procent läckage ger underför två procent förlust som beror dels på att ånga passerar utanför ledskenan och därmed inte utför arbete i steget samt störeffekten av inblandningen innan rotorn. Vissa turbinleverantörer har balanseringshål för att minska axialkrafterna – men samtidigt erbjuder ett sätt att blanda in läckflödet från tätningen utan att störa huvudflödet. Tyvärr så introducerar man vissa strukturella risker med hålen efter som det är i en högt lastad miljö (t ex LCF).

6.2.1 Radialturbin av Ljungströmtyp

Radialturbinen eller Ljungströmturbinen är unik på många sätt och man kan exempelvis visa att man kan få fyra gånger mer arbete per radpar än för motsvarande reaktionsturbin i axialutförande.



Figur 6-3. Radialturbin - arbetsprincip

6.2.2 Stor eller liten turbin?

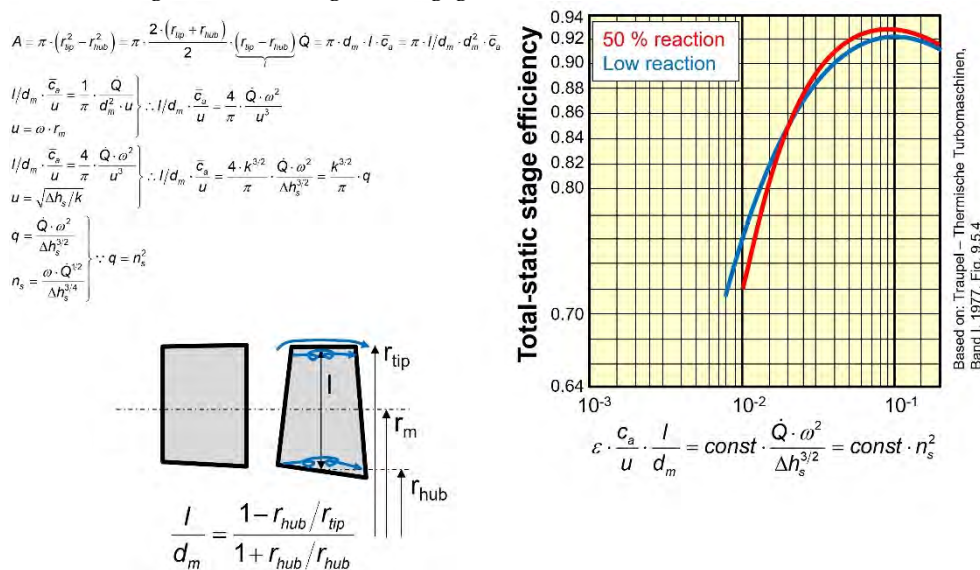
Ångturbiner finns i ett stort antal storlekar och de allra minsta kanske är några 10-tal kW upp till 1600 MW. Man kan, i princip, anta med god verklighetsförankring att verkningsgraden är en funktion av volymflödet och tryckförhållandet. Ibland resonerar man i termer av vidhet (ekvation 6-3) som är ett mått på genomsläpplighet och därmed volymflödet. Tryckförhållandet är viktigt eftersom det styr antalet steg och en termodynamisk effekt som kallas "reheat" – som i princip beror på att trycklinjernas lutning är T för ett Mollier-diagram eller T/c_p i ett T,s -diagram. Sammanfattningsvis blir effekten att summan av stegvärmefallen är större än det totala isentropa värmefallet eller att den totala turbinverkningsgraden är större än stegens verkningsgrad.

Ett klassiskt sätt att betrakta och karakterisera ett turbomaskin steg är används det specifika varvtalet. Detta tal är konstruerat via dimensionsanalys på ett sätt så att man endast erhåller:

$$n_s = \frac{\omega \sqrt{\dot{V}}}{\Delta h_s^{3/4}}$$

Ekv. 6-8

Dvs. ett tal som beskriver varvtalet (rad/s), volymflödet och stegets isentropa värmefall. Grovt förenklat kan man säga att man kan välja exempelvis turbinteknik (axial, radial, etc.) baserat på detta. För en viss teknologi (t.ex. axial) kan man med rimlig eller acceptabel noggrannhet korrelera stegverkningsgraden som funktion av det specifika varvtalet. Figur 6-4 visar stegverkningsgraden som funktion av en konstant $\cdot n_s^2$.



Figur 6-4. Möjlig stegverkningsgrad s.f.a turbinteknologi och specifikt varvtal

Ytterligare tydlighet är möjligt genom att införa en annan variant som istället är en konstant $\cdot n_s \cdot 4/3$ och då erhåller man en dimensionslös parameter med formen:

$$\frac{\Delta h_0}{\dot{Q}^{2/3} \cdot \omega^{4/3}}$$

Ekv. 6-9

Med denna parametergrupp (som egentligen är ett dimensionslöst stegvärmefall) kan man visa att en halvering av volymflödet ger 1,6 gånger fler steg. Detta kommer att ha stor betydelse för SMR inom kärnkrafts-området. Slutligen kan man visa att ett stegs verkningsgrad är en komplex funktion av:

$$\eta_{TT} = f \left(\underbrace{\Lambda, \frac{u}{c_s}, \frac{c_a}{u}}_{\text{Designer}}, \underbrace{\frac{\Delta h_0}{\dot{Q}^{2/3} \cdot \omega^{4/3}}, \frac{\sigma_p}{\rho \cdot \dot{Q}^{2/3} \cdot \omega^{4/3}}}_{\text{Stress}}, \underbrace{\frac{\dot{Q}^{2/3} \cdot \omega^{1/3}}{\nu}}_{\text{Re}} \right)$$

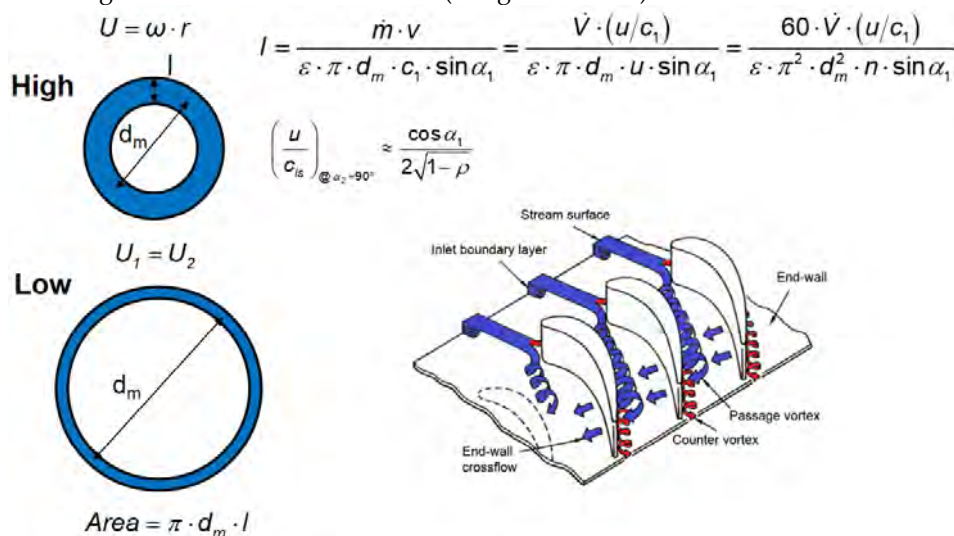
Ekv. 6-9

I ekvationerna ovan finns varvtalet ω representerat som rad/s ($\pi \cdot n/30$) vars betydelse är uppenbar. I nästa sektion introduceras växlad jämfört med oväxlad turbin.

6.2.3 Vxlad eller ovxlad turbin?

De flesta "mindre" turbiner idag är vxlade och anledningen är primärt stegvärmefall och skovelhöjd. Det förstnämnda går att åstadkomma med en relativt sett större radie. Om man för resonemangets skull antar att stegeffekten, bladhastigheten (u), ångans

volymflöde och axialhastighet är samma för både växlade och oväxlade maskiner så får man längre skovlar i det växlade fallet (se figuren nedan).



Figur 6-5. Växlade respektive oväxlade turbin

Fördelen med relativt sett längre skovlar är högre verkningsgrad eftersom effekter som härrör till sekundärströmning och spel får ett relativt betraktat mindre inflytande om skovelns längd. Man kan visa att spänningsnivån i beskovlingen är proportionell mot produkten av den annulära arean och varvtalet i kvadrat ($\sigma \sim AN^2$). Detta förhållande innebär, i allmänhet, förenklat sett att en mindre turbin kan ha högre varvtalsnivå än för en större. Det är inte ovanligt att se växlade högtrycksturbiner medan lågtrycksturbinen är oväxlade. I de flesta fall är dock fortfarande bladhastigheten (u) lägre i högtrycksturbinen eftersom temperatur-nivån är högre.

I samband med exempelvis skadeutredningar är det inte ovanligt om frågan huruvida en växlade turbin skulle utgöra en ökad risk. I resonemanget ovan anges att spänningsnivån bestäms av både storleken och varvtalet i kvadrat. Detta innebär att svaret är bundet till konstruktionen och det går därför inte att svara generellt. Ett högre varvtal ger i allmänhet färre steg och man får en kortare rotor som också ger lägre risk. I princip alla mindre turbiner är idag växlade under en viss storlek pga. både stegantal och verkningsgrad.

Faktum är att denna lösning har medgett avsevärt högre alfa-tal för "mindre" anläggningar eftersom turbinverkningsgraden ökar högst väsentligt. Tidigare, dvs. med oväxlade turbiner, var man tvungen att komma upp i en tillräckligt stor storlek – typiskt 50 MW el för att komma över 50 procent.

Sammanfattningsvis kan man argumentera för en växlade turbin enligt:

- Högre stegverkningsgrad – längre blad
- Mindre diameter – mindre läckageförluster
- Mindre material, mindre temperaturinducerad stress och deformation

Argumentet *mot* skulle kunna vara att man får en extra komponent.

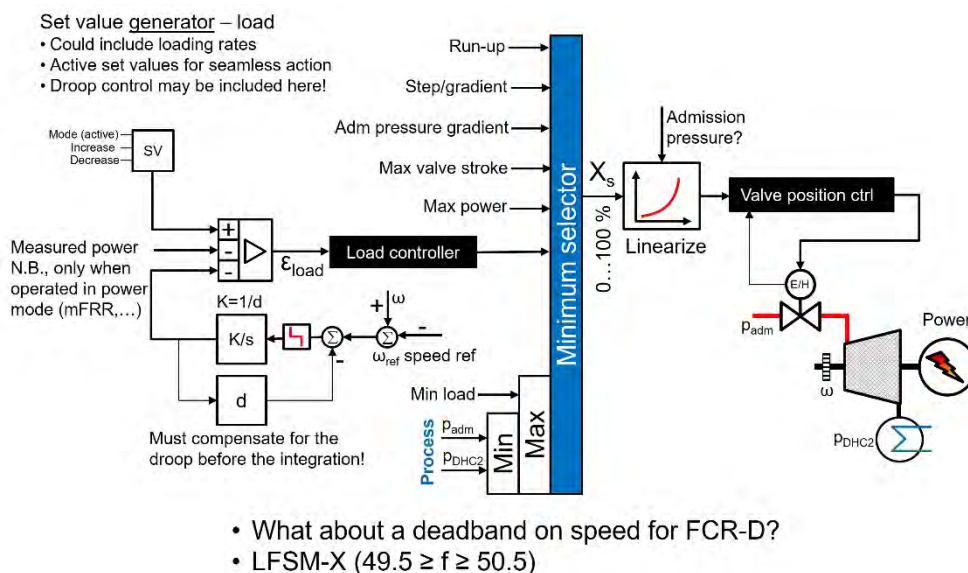
Erfarenheten har, över tid, visat att risken med växeln är minimal och att tillförlitligheten ökar. Det sistnämnda beror på att turbinen blir både mindre och

”lättare” och mindre känslig för termiska effekter. I tillägg kan man ha en robust ”salient pole”1500 rpm generator. En stor fördel är att man kan standardisera turbinerna och ha samma design för 50 respektive 60 Hz, genom olika utväxling. En växel har typiskt 98,5 procent verkningsgrad och exempelvis en turbin på 35 000 kW har ~700 kW växelförlust vilket vida understiger vinsten med längre skovlar. En mer detaljerad utveckling av resonemanget ges inte här av klarhets-skäl.

7 Turbinreglering

Turbinregulatorn har som uppgift att reglera turbinen och förenkla driften för operatören. Tidiga ångturbiner hade oftast endast last/frekvens- och mottrycksreglering medan start och pålastning var manuell. Till varje turbin hör(de) ett antal start- och pålastningskurvor som beror på hur varm turbinen är och det var sedan upp till maskinisten att rulla upp och belasta turbinen med lämplig gradient – efter, bland annat, ha kontrollerat att ångan var tillräckligt överhettat med lämplig pappersångtabell.

Moderna regulatorns arkitektur skiljer sig mellan tillverkarna och den aktuella turbinen. Det är dock möjligt att diskutera de grundläggande byggstenarna i allmänna termer. Figuren nedan visar blocken i en tänkt fjärrvärmeturbin där man exempelvis direkt kan reglera framledningstemperaturen (om pannregulatorn håller admissionstrycket).



Figur 7-1. Exempel turbinregulator

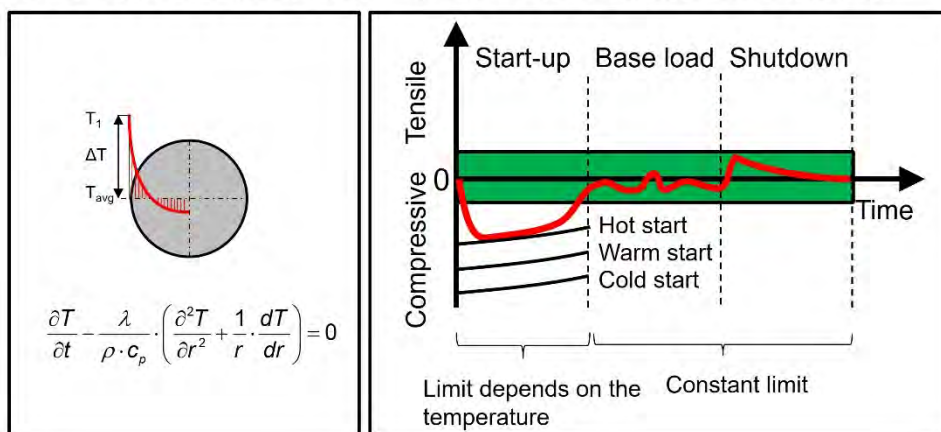
Figuren ovan är schematisk och de olika komponenterna är i verkligheten mer eller mindre komplicerade. Frekvens/effektregulatorn är i all väsentlighet antingen en P-länk (med effekten som bias) eller en PI-variant och för att statiken (effekt/frekvens förhållandet) ska fungera som tänkt måste systemet korrigeras för reglerventilernas avsevärt olinjära karakteristik. Detta är utomordentligt viktigt eftersom statik/droop bygger på ett linjärt svar mellan frekvens och effekt – detta testas också under normal driftsättning och certifiering. Hur turbinen svarar på pådraget är inte helt bestämt av ventilkarakteristiken utan admissionsdata har stor inverkan. Ventilen eller ventilerna har en effektivarea som är en funktion av ventilslaget (se ovan) och beroende på denna tillsammans med turbinens vidhet, kommer ångflödet vara proportionellt mot admissionstrycket och omvänt proportionellt mot roten ur admissionstemperaturen. Summa summarum, det är relativt snårigt att erhålla ett helt linjärt svar under alla betingelser.

7.1 UPPRULLNINGSREGULATORN

Upprullningsregulatorn har till uppgift att rulla upp turbinen – med lämpliga spänningsnivåer – till fasning. Gradienterna bestäms av hustemperaturen eftersom man inte praktiskt (robust) kan mäta rotortemperaturen vilket hade varit avsevärt bättre. När reglerventilen (eller första paret vid partialpådrag) öppnar och turbinen börjar rulla kommer man få temperaturgradienter och därför temperaturinducerad tangentialspänning (eng. hoop stress) och relativ expansion mellan rotor och hus. Upprullningsramperna är beräknade så att spänningsnivåerna är inom gränserna för den avsedda rotor- och huslivslängden.

Lite större turbiner har oftast avancerade modeller för rotorns tangentialspänning och kan därför optimera starten för de aktuella driftparametrarna (ång-temperaturen i inloppet), beräknad rotormedeltemperatur och beräknad temperaturfördelning. Ett exempel på sånt system är Baden/Mannheims system TURBOMAX™ som infördes tidigt för att kunna optimera driften. Det bör nämnas att själva rotorns yt- och medeltemperatur (temperaturfördelning) utvärderas från hustemperaturmätningarna och en beräkningsmodell. Värt att notera är att rotorns yttre delar är i kompression under start då dessa värms (och expanderar) fortare än resten av rotorn (som töjs).

Rotor stress calculation Rotor stress limits calculation



Figur 7-2. Principskiss TURBOMAX™

Beroende på rotorns medeltemperatur kan man **exempelvis** klassificera starten som:

- Kallstart. < 160 °C
- Varmstart 160...420 °C
- Hetstart. > 420 °C

Vanligtvis har man fasta ramper för kall- och het start medan varmstarten optimeras för rotorns livslängd (LCF). Ramperna korrigeras även för (önskad marginal mot) maximal temperaturinducerad spänningsnivå.

Mindre turbiner har oftast "enkla" startkurvor som funktion av stopptiden, exempelvis:

- Het <8 timmar
- Varm 8...24 timmar
- Kall >24 timmar

Trots styrsystem med logik behöver man, före start normalt säkerställa både ångkvalitet och att man uppfyller tillverkarens "driftområdesdiagram" där man exempelvis anger minsta admissionstryck och överhettning (typiskt 30...50 °C). Ett bekvämt trick för att beräkna mättnadstemperaturen är att använda sambandet $t \approx 100 \cdot p^{1/4}$ som i alla praktiska fall ger tillräcklig noggrannhet för att bestämma om temperaturen är tillräckligt hög för att rulla turbinen. **Vissa tillverkare har krav på att admissionstemperaturen skall vara stabil med maximal momentan ändring om ± 50 °C (OBS! Maximalt en gång per timme) och en gradient som inte överstiger ± 5 °C/min**²⁰. Vidare måste ångtemperaturen inte understiga husets (rotorn) med maximalt 50 °C för att undvika "forcerad" kylning av turbinen. Utöver temperaturinducerade spänningar i skivor, rotor och hus finns risk för "relativ expansion" (och kontraktion) med itagning som risk. Värmningsrutinerna under upprullning skiljer sig åt mellan turbinerna och det är svårt att diskutera i generella termer. En turbintyp har exempelvis sitt värmningsvarvtal på 30 procent vis kallstart – men antingen en viss hålltid (beroende på upprullningskurva enligt ovan) eller minsta nivå för smörjoljetemperaturen. Vissa turbiner har en funktion i regulatorn som reducerar varvtalet om vibrationer uppstår under upprullning. Man har också normalt särskilda "snabb" passage av kritiska varvtal för att undvika höga spänningsnivåer. Dessa passager beräknas vid utlägget av turbinen som en naturlig del av rotordynamiken, men verifieras alltid under driftsättningen.

Värmning av ångledningar och ventilhus är normalt "manuella" för mindre turbiner, där operatören hanterar värmnings- och dräneringsventiler för lämpliga gradienter.

Själva upprullningen sker när ett antal förreglingar är "gröna", exempelvis:

- Smörjolja
- Baxning
- Dränageventiler (typiskt: öppna om last ≤ 20 procent)
- Kondensatpump(ar)
- Hydraulik
- Vacuumbrytare
- Spärrånga
- Ejektorer eller ringpumpar för kondensorevakuering och "avgasning"
- Kondensortryck

Upprullningsregulatorn tar normal upp turbinen till fasningsvarvtal och förbereder generatoren för fasning genom att slå till fältbrytaren (magnetisering) vid cirka 95 procent varvtal.

7.2 PANNTRYCKSBEGRÄNSAREN

Panntrycksbegränsaren har till uppgift att antingen hålla ett visst minsta färsångtryck om man inte har valt ett annat reglermode – eller alternativt skydda mot *stora tryckfall på ångsidan* eller ett visst minsta ångtryck. En av riskerna med "för stort" tryckfall (bar/min) i ångsystemet är att ångavskiljarna och ångtorkarna i ångdomen inte fungerar tillfredställande och att man därför riskerar stor överbäring till överhettare och turbin av föroreningar som normalt inte är flyktiga²¹. Man brukar ibland resonera i

²⁰ Som kuriosas kan nämnas att STALs radialturbinkunde klara dubbla nivåerna (dvs. hela ± 100 °C och 10 °C/min)

²¹ Föroreningarna medföljer dropparna

termer av ångrumsbelastning som kan definieras som flöde per enhet volym et c. Bör nämnas att Kiselsyra (SiO_2) är flyktig men med en viss fördelningskoefficient (som är en funktion av trycket) som till viss mån "dämpar" transporten till ångfas. Stora transienter där dropptransport sker kommer sannolikt också innebära större överbäring av Kiselsyra till turbinen.

Utöver risker kring ångkemin, så kommer varierande ångtryck ge upphov till temperaturinducerade spänningar i ångpannans dom och lådor eftersom ändringen i mättnadstemperaturen kan skrivas som $\Delta t/t \approx 1/4 \cdot \Delta p/p$. Normalt vid påeldning har man en tillåten temperaturgradient på exempelvis 4...5 grader per minut i domen. Detta representerar normalt en "full" startcykel och det är inte lämpligt att ligga på denna nivå under normal drift.

7.3 STEG-/GRADIENTBEGRÄNSARE

Syftet med denna begränsare är att skydda turbinen mot "för stora" lastökningar, antingen momentant (MW) eller gradienter (MW/min). Stora lastökningar ger stora temperaturgradienter som ger upphov till spänningar som förbrukar turbinens livslängd. Mer avancerade regulatorer, som exempelvis BBC/ABB/Alstom/GE TURBOMAX™, har modeller för att utvärdera rotorspänning och kan därför optimera/välja lämpliga gradienter för optimal rotorlivslängd. Figuren ovan visar principen men verklighetens system är avsevärt mer komplicerat – särskilt algoritmen för att beräkna temperaturfördelningen i rotorn under drift.

7.4 MAXEFFEKTBEGRÄNSARE

Maxeffektbegränsaren skyddar generatoren mot för hög skenbar effekt, dvs inte överstiga generatorns märkeffekt. I vissa fall begränsas den maximala effekten av rotor (kopplingar) och step-up transformator.

7.5 MAXEFFEKT – DELTURBIN

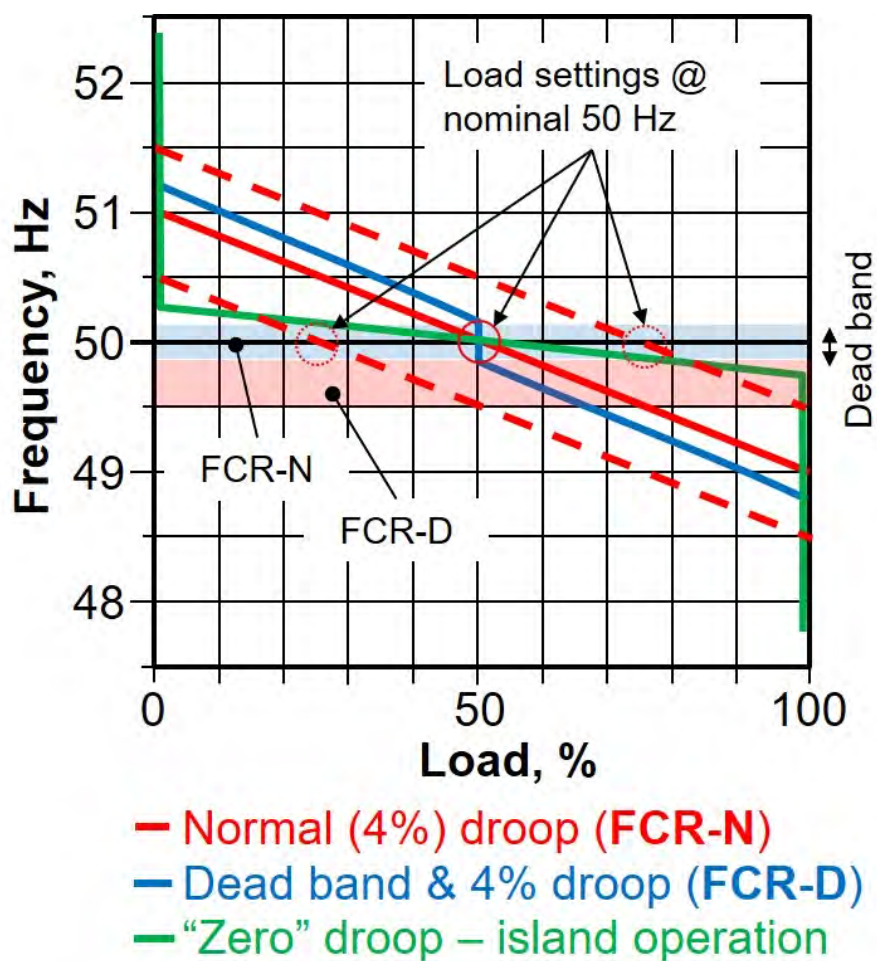
Denna regulator begränsar exempelvis delturbinens uteffekt när man har både stora okontrollerade men exempelvis även bakom kontrollerade avtappningar.

7.6 SLAGBEGRÄNSARE

Denna funktion begränsar ventilslaget(en) om man av någon anledning vill begränsa flödet eller effekten. Begränsaren användas också för att begränsa slaget(en) till maximalt 100 procent.

7.7 FREKVENNS-/LASTREGULATOR

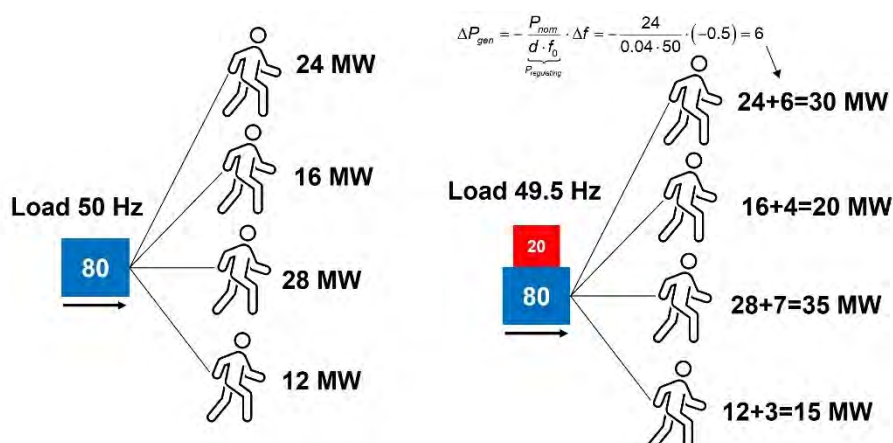
Denna regulator reglerar antingen varvtalet vid ö-drift eller lasten när turbinen är fasad mot nätet. På- och avlastning av turbinen begränsas normalt automatiskt efter tillverkarens kurvor – eller önskad spänningsnivå för turbiner med "thermal-stress controller" (funktion av ytemperaturen och rotorns medeltemperatur).



Figur 7-3. Principskiss frekvensreglering

Figuren ovan visar (1) ”normal” 4 procent droop (varvtalsstatik) som motsvarar FCR-N, (2) 4 procent droop med ett visst dödband som motsvarar FCR-D, samt (3) typisk droop-inställning vid ö-drift. I figuren visas tre röda linjer med samma droop (lutning) där man ser inflytandet av hur turbinen är lastad vid 50 Hz, vid avvikande frekvens. Turbinens lastområde antas vara 0...100 procent i figuren och man ser direkt ”marginalerna” för reglerinsatsen vid avvikande frekvens som funktion av aktuellt börvärde.

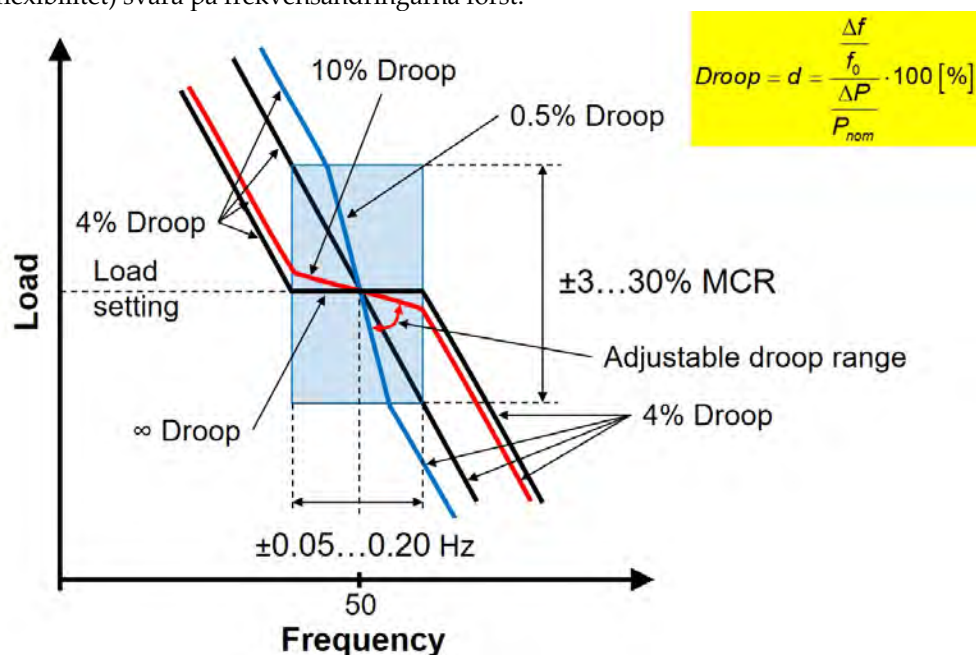
När turbinen körs i en reglerform där trycket i VK2 är fast, dvs. konstant framledningstemperatur, måste man ha dödband i frekvensregleringen. Detta medför att man inte kan reglera effekt (FCR-X) och fjärrvärmemetemperaturen samtidigt. Varför har man egentligen droop (eller statik) reglering vid samkörning med andra generatorer? Vi parallelldrift vill man inte att generatorerna (turbinerna) ska försöka reglera frekvensen eftersom det skulle bli kaos och efterföljande black-out! I princip är detta en variant av P-reglering och man kan visa att en P-regulator endast har en avvikelse multiplicerat med en förstärkning som utsignal (plus eventuell bias). För att återställa frekvensen till nominellt värde använder man aFRR och mFRR. Det är endast vid ren Ö-drift med en generator som man låter en I-länk återställa frekvensen till nominellt värde.



- How to get back to 50 Hz?
- If all the generators/men were operating on an isochronous governor, they would all try to correct the frequency on their own – which would lead to utter chaos and system breakdown!

Figur 7-4 Princip droop- eller statikreglering

Figur 7-3 visade statikregleringen i sin enklaste form, där alla linjerna representerade 4 procent varvtalsstatik. I praktiken låter man statik-inställningen variera särskilt inom primärregleringen (FCR-N). Man låter då de lämpligaste enheterna (i termer av flexibilitet) svara på frekvensändringarna först.



Figur 7-5. Principskiss frekvensreglering med varierande droop (CEGB²²)

Den blå rutan i figuren ovan visar ett tänkt "normalt" reglerfönster där droop-inställningen varierar mellan enheterna. Idag är "vidden" i termer av frekvens 49,9...50,1 för FCR-N. Skulle frekvensen sjunka under 49,9 träder den momentana

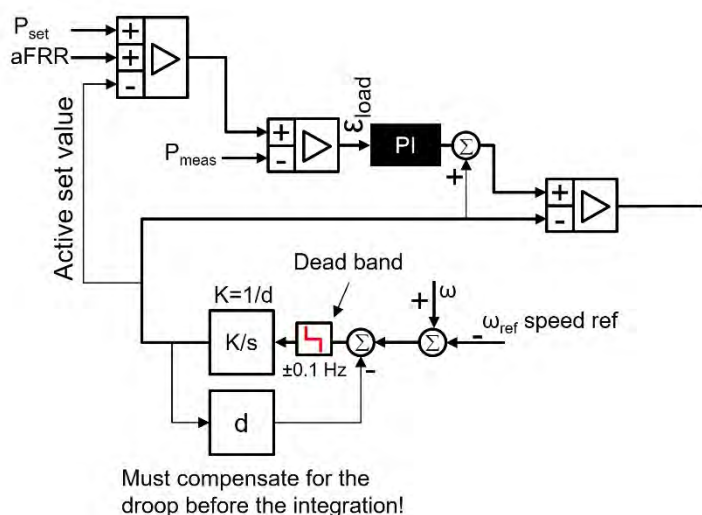
²² Central Electricity Generation Board (CEGB) motsvarar "gamla Vattenfall", dvs. Vattenfallsstyrelsen i Storbritannien

störningsreserven in (FCR-D). Nästa steg är störningsreserv vid 49,5 Hz med gasturbiner, pålastning av fasade vattenturbiner och uppreglering av enheter i frekvensreglering (dvs. flytta droop-kurvan uppåt). Man kan förvänta att de flesta ångturbinbaserade anläggningarna trippar vid 47...48 Hz pga. skydd mot bladsvängningar och andra "farliga" rotordynamiska fenomen. I tillägg till vibrationer så riskerar man skadliga övertemperaturer i generatoren vid höga V/Hz. Vid dessa nivåer kommer sannolikt frekvensfallet att begränsas via manuell lastfrånkoppling²³.

Figuren nedan visar principen för frekvensregleringen i detalj, där även statiken bygger på integration. För att inte bära våld på principen om att ingen generator ska försöka reglera bort frekvensfelet, återkopplar man statiken innan K/s – elementet.

Set value generator – load

- Could include loading rates
- Active set values for seamless action
- Droop control may be included here!



Figur 7-6 Frekvens- och effektereglering

I figuren ovan visas en variant med sömlös övergång mellan effekt till frekvens – och vice-versa genom ett "aktivt börvärde" som sedermera räknas ut.

7.8 MINLASTBEGRÄNSARE

Minlastbegränsaren skyddar mot bl.a. mot bakeffekt efter fasning men, i vissa fall, även för skadlig ventilation eller "turn-up" som ger mycket hög temperatur i slut-stegen.

7.9 VK2 ELLER ADMISSIONSTRYCK

Det finns två "vanliga" sätt att reglera ett kraftvärmeverk utan kondenssvans, nämligen trycket i VK2 (d v s direkt reglering av framledningstemperaturen) eller reglering av panntrycket. Detta innebär att man kan köra antingen med pannan i tryckregleringsmode (d v s eldningsregleringen håller ångtrycket i systemet) och turbinen reglerar framledningstemperaturen. Det andra alternativet är att pannan reglerar ångproduktionen och turbinen reglerar ångtrycket i systemet. Båda

²³ Non-essential load

varianterna har för- och nackdelar och läsaren hänvisas till sin anläggnings-beskrivning för en uttömmande diskussion. **Det bör nämnas att anläggningar som har turbiner som "håller" panntrycket svårligen kan byta reglerform till frekvens reglering och därmed vara diskvalificerad för Ö-nätsdrift.** Det bör dock nämnas att turbinen måste ha en frekvensregulator för att kunna fasa in på nätet.

7.10 ÖVRIG FUNKTIONALITET

I tillägg till de "vanliga" blocken i regulatoren finns det normal en funktion som hanterar lastfrånslag och övergång till husturbindrift. I detta läge stängs reglerventilerna momentant (under en kort tid) för att undvika för stora övervarv (frekvens) när systemet detekterar lastfrånslag på antingen stationsbrytaren (trip) eller frekvensderivata. I samband med detta stryps ånga till låga temperaturer och huset och rotorn upplever en stor temperaturgradient.

Principen är förhållandevis enkel, vid detektering av lastfrånslag dräneras reglerventilen hydrauliskt under typiskt 100 millisekunder samtidigt som börvärdet ställs ned till det varvtal som gäller för huslast vis aktuell statik. Samtidigt stänger man automatiskt alla styrda backventiler i avtappningar för att undvika övervarv. Denna funktion är inte tillräckligt snabb för att hindra att generatoren faller ur fas vid en störning (exempelvis låg spänning vid kortslutning) och kan inte anses ersätta rotationsenergin (svängmassa).

Det finns en stor poäng i att reducera axeleffekten vid kortslutning eftersom man får en "extra" dämpande effekt, när väl felet är bortkopplat. Detta kommer att diskuteras i ett senare kapitel relaterat till feltålighet (FRT i RfG) och kopplar till "lika area kriteriet".

7.11 SPÄNNINGSREGULATORN

En annan helt central del är regleringen av magnetiseringen i generatoren som styr spänningsnivån och därmed lastvinkeln. Denna ska inte blandas ihop med fasvinkeln mellan ström och spänning. Det är vanligt förekommande att man pratar om "lastvinkelstabilitet²⁴" och system för att hantera detta. Dessa brukar kallas för PSS – "Power System Stabilizer" som är en "svag" länk mellan turbin och spänningsregulatorn. I all väsentlighet syftar dessa system till att dämpa svängningar i transmissionssystemet och ser till att rotorn exempelvis inte faller ur fas²⁵. Man kan visa att uteffekten från en synkrogenerator blir:

$$P = \frac{U \cdot E}{X_D} \cdot \sin \delta$$

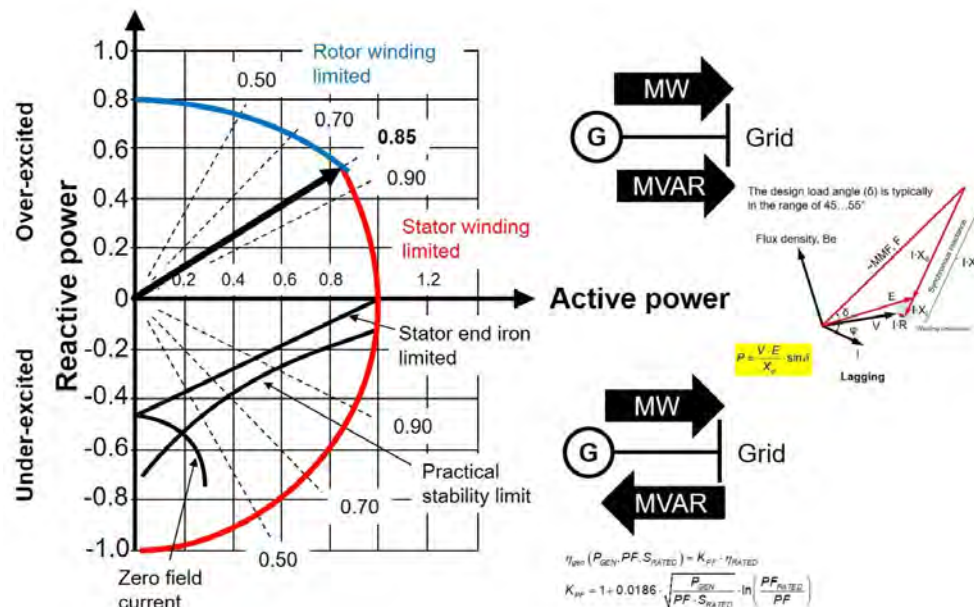
I ekvationen ovan finns variabeln E som är generators internspänning som är direkt kopplad till magnetiseringen (fältstyrkan), generators synkrona reaktans (X_D) samt lastvinkeln (δ). Den sistnämnda kopplar till lastvinkelstabilitet och generators svängmassa (motstånd mot acceleration).

Detta kopplar också till generators kapabilitetsdiagram som visar begränsningar för reaktiv effekt som funktion av aktiv effekt (P,Q-diagram). I detta finns det begränsningar som härrörs till temperaturer i stator- respektive rotorlindningar,

²⁴ Här spelar rotorernas rotationsenergi (svängmassa) mycket stor roll.

²⁵ Se exempelvis Kundur, "Power System Stability and Control" för vidare information

temperatur i statorändar (undermagnetisering), lastvinkeln (undermagnetisering) och minsta magnetisering. I tillägg till detta finns ytterligare begränsningar som uppstår vid höga Volt/Hz (spänning/varvtal vid mättnad).

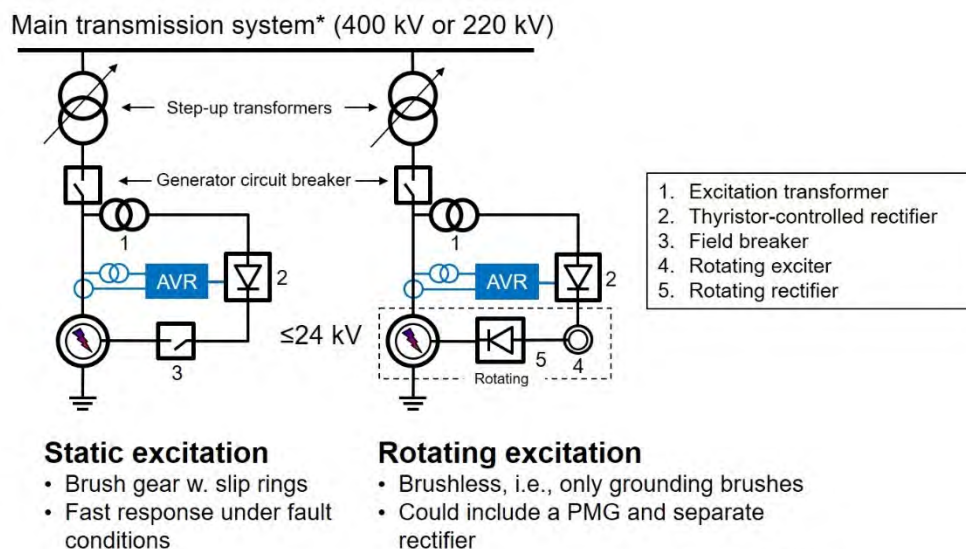


Figur 7-5. Exempel kapabilitetsdiagram (P,Q)

Idag är de flesta "mindre" generatorerna fyrpoliga och roterar med 1500 rpm om man har en växlad ångturbin²⁶. Anledning här är typiskt att man får en styvare rotor med fyra poler och därför inget kritiskt varvtal under upp- och utrullning. Samma gäller för våra största nukleära anläggningar men med skillnaden att dessa alltid är oväxlade och är lämpliga för 1500 rpm för att maximera avloppsarean över en viss storlek.

Figuren nedan visar två typiska spänningsregulatorer – statisk respektive roterande. Båda har för- och nackdelar men generellt är den sistnämnda vanligast för mindre generatorer eftersom man endast behöver enkla jordborst.

²⁶ Maximal effektkapacitet för en växel är cirka 150 MW



Figur 7-5. Exempel spänningsreglering

Vid drift med avvikande effektfaktor kommer generatorns verkningsgrad att påverkas. Det finns en vedertagen metod att beräkna inflytandet som presenteras i ekvation 9-3.

Spänningsregleringen är utomordentligt viktig för att kunna hantera störningar. Ett argument för statisk magnetisering är att denna ska ha bättre förmåga att hantera fall med låg nätspänning (brown-out) utan att falla ur fas. Detta behöver nödvändigtvis inte vara fallet och maskiner med roterande matare kan mycket väl uppfylla kraven i exempelvis RfG.

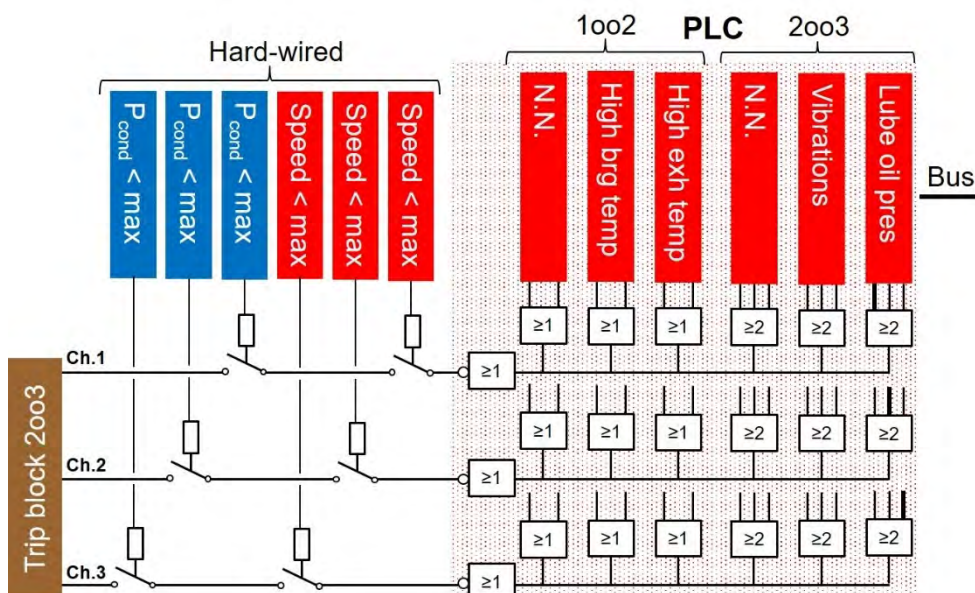
8 Turbinens säkerhetssystem

Alla turbiner har ett säkerhetssystem som tillser att utrustningen inte skadas eller innebär risker för personalen eller tredje man. Exakt hur detta ser ut varierar mellan anläggningarna och syftet med denna text är inte att redovisa alla tänkbara möjligheter och kombinationer.

8.1 NIVÅ OCH GRUNDLÄGGANDE FUNKTION

Genom åren har en filosofi där driftsäkerheten premieras utvecklats som innebär 2/3 för trip. Den stora fördelen med detta är att man kan "lösa" en kanal ända till hydrauliken. Man får då kvittens att den aktuella kanalen löser hydrauliskt och fungerar samtliga på samma sätt vid test så har man kontrollerat funktionen. Själva snabbstoppsventilens funktion testas man lämpligen med ett delslagsprov där man får kvittens att denna har lämnat gränslägesgivaren för öppen ventil. Själva trip-funktionen är vanligtvis att när man släpper (dränerar) trycket i "trippoljesystemet" så dränerar man snabbt högtryckssidan på kolven och låter fjädern stänga ventilen. I ventilens hydrauliksystem finns väl avvägda areor som säkerställer denna funktion.

I systemet finns normalt både "mjuka" trippar såväl som hårdvirade. Exempel på det förstnämnda är trippar som skapas i styrsystemet via mätningar i anläggningen. Dvs. inkluderar antingen buss eller 4...20 mA och I/O i styrsystemet. För att detta ska räknas i termer av tryckkärl etc., måste styrsystemet vara säkerhetsklassat. Exempel på trippar som normalt är hårdvirade är kondensortryck, övervarv och nödstopp. I tillägg till nämnda saker finns alltid en helt manuell tripventil som dränerar trippoljesystemet till hydrauliktanken direkt.



Figur 8-1. Exempel på tripsystem

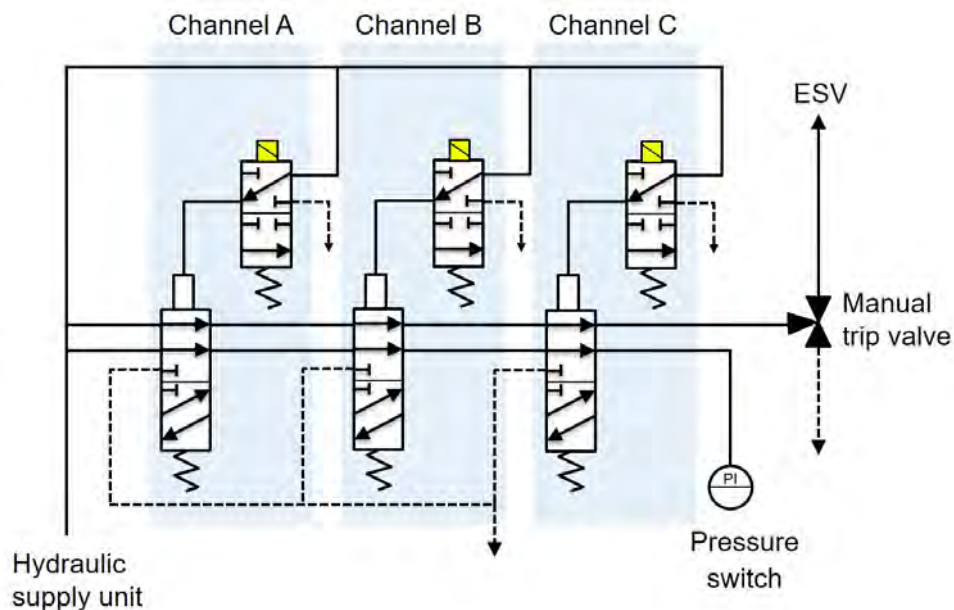
I figuren ovan ser man hur individuella signaler kan påverka säkerhetssystemet. De flesta moderna turbinanläggningar har en motsvarande sida i operatörmiljön så att operatörerna har en enkel översiktsbild.

I samband med ett större alvarligt haveri för ett antal år sedan väcktes frågan huruvida man bör ha ett mekaniskt övervarvsskydd²⁷ eller inte. I princip är det omöjligt att testa under drift och man måste öppna generatorbrytaren och fysiskt öka varvtalet till trippnivån²⁸ för att fysiskt lösa ut turbinen. Det är vanligt att man har två, trippar som samtidigt löser om rotorns axialläge ändrar sig till kritisk nivå. Systemet är ett klassiskt 1/2 och det räcker att en löser för trip ska ske. Man skulle kunna ha ett 2/3 om man adderar ytterligare en. Man skulle dock kunna ha ett arrangemang där man med hjälp av hydraulik (och överföring till rotorn) skjuter ut en trippkolv i taget. Detta är dock opraktiskt, otympligt och mycket komplicerat och författaren till denna rapport känner inte till något fall där detta har applicerats utöver C.E.G.B.s 600 MW kraftverksturbiner i England. Istället är 2/3 digital varvtalmätning och trip att föredra eftersom det finns möjligheter att testa varje kanal till kvittens på hydraultrycket.

Haveri vid driftsättning pga. icke-fungerande övervarvsskydd ska normalt inte kunna ske, då man helt enkelt ställer ner trippnivån till 25 procent varvtal och löser under normal upprullning av turbinen.

8.2 TRIPBLOCK

Figuren nedan visar ett typiskt hydrauliskt "tripblock" där de gula magneterna spännsätts för att möjliggöra trycksättning av säkerhetssystemet.

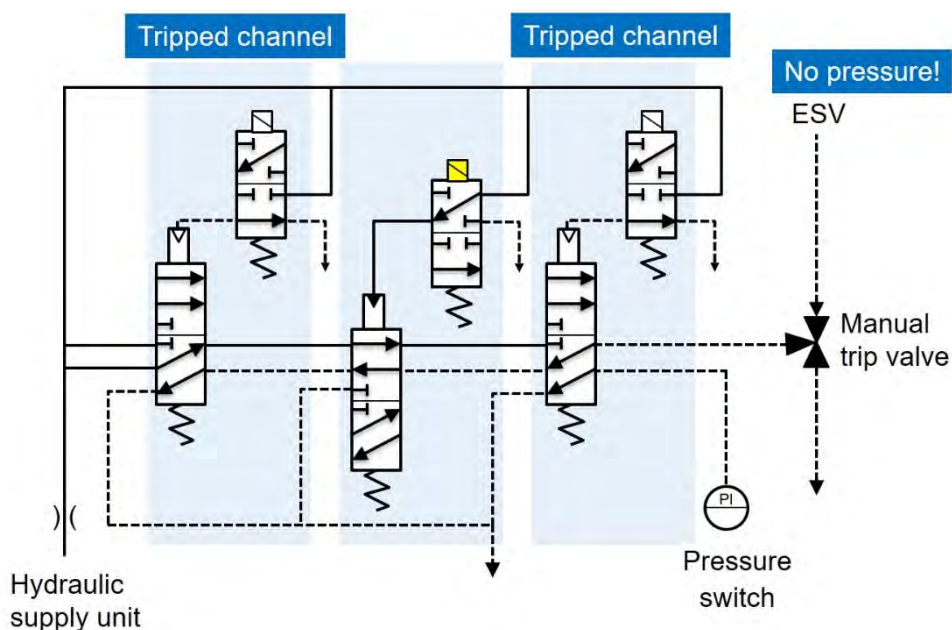


Figur 8-2. Tripblock i normalläge

Om man studerar CETOP-figurerna så inser man att minst två av magneterna måste inaktiveras för att man ska tappa trycket i systemet. Detta innebär att man kan inaktivera en utan att lösa turbinen och fortfarande få kvittens via tryck-transmittern. Figuren nedan visar vad som händer om 2/3 (kanal A och C) löser, eller alternativt 1/2 mjukvarumässigt. Snabbstoppsventilen (ESV) är stängd eftersom trippolje-systemet är dränerat till tanken.

²⁷ Bygger på principen att fjädern är linjär medan centrifugalkraften som verkar på "pinnen" är kvadratisk med varvtalet.

²⁸ Kräver normalt extra frigöring med en fysisk nyckel av funktionen i regleringen



Figur 8-3. Tripblock i utlöst läge

8.3 SPÄNNINGSREGLERING

Turbinens spänningsreglering (AVR) är tillsammans med generatorskydden (eller reläskydden) en kritisk del i turbinens säkerhetssystem. Typiska brytare-trippar är (1) differential-skyddet, (2) statorjordfel, (3) överspänning, (4) överström, (5) undermagnetisering, (6) bakeffekt, och (7) "negative sequence", ... Differential- och jordfelsskyddet trippar normalt också turbinen. Detaljerna i spänningsregleringen är inte del av denna rapport utan vissa mycket begränsade delar diskuteras. Framtidens svagare elnät kommer att innebära utmaningar för generatorerna, axelkopplingar och turbinen. Längre fram i texten nämns FRT där generatören ska klara olika fel utan att lösa ut på exempelvis gränsbryttid. Exempelvis finns krav att en generator ska klara 0.14 sekunder spänningslöst utan att trippa. I detta sammanhang bör nämnas att en två-polig generator och 50 Hz tar 0.02 sekunder per varv och då omsätts 0.14 sekunder till många varv. Man behöver studera ett s.k. kapabilitetsdiagram för den aktuella generatören för att se begränsningarna – särskilt lastvinkelproblematiken. Det finns många bra beskrivningar i litteraturen men de 12 "*magnum opus*" banden som CEGB har gett ut (senare British Electricity International Ltd.) är förmodligen bäst, men tyvärr inte lätta att hitta.

9 Prestanda och garantiprov

Anläggningens kostnad och prestanda är en viktig del i beslutsförandet när man ska bygga en anläggning. I samband med budgetofferterna lämnar tillverkarna värmebalanser med prestandadata. Dessa används normalt av projektet för att utvärdera inför upphandlingen. I nästa fas, när en fast offert överlämnas, brukar garantivärmebalanser överlämnas.

9.1 PRESTANDAGARANTIER

Tillverkaren garanterar normalt *effekten i kW* och *verkningsgraden* som antingen:

- Termisk verkningsgrad: η_{TH} , [-]
- Specifik värmeförbrukning: H.R., [kJ/kWh] ($3600/\eta_{TH}$)
- Specifik ångförbrukning: B, [kg/kWh]
- Effekt vid specificerat ångflöde, [kW]

För alla fallen gäller referenstillstånd för admissionsdata, kylvatten/fjärrvärme, effektfaktor, processavtappning(ar), etc. Leverantören lämnar normalt över korrektionskurvor i samband med kontraktsskrivningen som hanterar avvikelser från referenstillstånden för utläggningsdata. Dessa korrektionskurvor är normalt framtagna med leverantörens normala turbinutläggningsprogram. Det bör dock noteras att korrekturen har en tendens i att "gå in i varandra" och att det kan vara bra att använda designprogrammet direkt och göra en total korrektion för en extra jämförelse. Korrektionskurvorna bör kompletteras med polynom för rationell hantering i t.ex. Excel™ eller i ett prestandaövervakningssystem för senare drift.

Alla tillverkare har sitt eget designsystem för att lägga ut turbinen. Dessa system bygger normalt på turbinens beräkningsunderlag med förlust- och vinkelmodeller och data på t.ex. värmeövergångstal för förvärmare och kondensorer. Turbinutläggningen för *varje enskilt projekt* sker normalt huvudsakligen med endimensionella beräkningsmetoder. Det bör nämnas att turbinerna normalt är helt unika för varje projekt eftersom processdata alltid varierar – men t.ex. hus, bladprofiler och slutsteg är samma eller del av en familj. När man utvecklar bladprofiler och steg använder man däremot mycket avancerade beräkningsmetoder och ibland även prov – men det skulle vara kostsamt, opraktiskt och tidsödande vid rutinutläggning. Detta gör att det finns en viss osäkerhet kring designen, som beror på beräkningsunderlagen men även tillverkningstoleranser kommer att inverka. Detta gör att tillverkarna inför toleranser för att minska risken för prestandaproblem och inkluderar dessa i garantidokumentet. Det är därför viktigt för tillverkarna att välja rätt nivå eftersom en för hög nivå ger sämre garantiprestanda (och utvärdering!) men liten kommersiell risk prestandaböter och en för låg garantimarginal ger det omvända. Tillverkarna har förmodligen olika strategier men man kan anta att man väljer en nivå som reflekterar ett statistiskt underlag och att ett visst antal (exempelvis 19 av 20) ska passera utan problem men att man, i de fall man inte når garantierna, korrigerar turbinen²⁹. Tidigare i rapporten diskuterades vidhetsfel³⁰, där tillverkaren har en viss risk att ligga fel. En "för liten" turbin är ett mycket allvarligt och svårlöst problem eftersom det inte går att producera

²⁹ Typiskt ytråhet och internläckage

³⁰ Vidhetsfel innebär i allmänhet även lägre verkningsgrad eftersom stegen blir "felmatchade" med ökad incidence (d v s inte optimala strömningsvinklar).

effekten med rätt admissionsdata – och därmed en stor kommersiell risk för leverantören. Här finns väsentligen två lösningar, antingen har man exakta modeller för att beräkna strömningsvinklarna inuti turbinen eller så lägger man ut turbinen med marginal för extra ångflöde (t ex tre procent). Turbiner för fuktig ånga (t ex kärnkraft) är extra besvärliga att få rätt kapacitet på och detta brukar resultera i något större flödesmarginaler [4]. Det sistnämnda resulterar i en ”för stor” turbin och man kan behöva strypa i reglerventilen(erna) för att hålla ångtrycket vid nominell pannlast. Detta kommer att resultera i något försämrade prestanda pga. entropiökningen³¹ i reglerventilen. Både DIN 1943 [10] och IEC 953-2 [11] ger tillverkaren rätt att utföra proven med fullt öppna ventiler – så länge som effekten eller flödet inte överstiger nominellt med mer än fem procent.

Man kan också visa att turbinens vidhet påverkar förvärmarna eftersom (enligt tidigare diskussion) förvärmarna värmer till mättnadstemperaturen. Man kan empiriskt visa att mättnadstemperaturen förhåller sig till trycket enligt $t_{sat} \approx 100 \cdot p^{1/4}$ i Celsius och detta uttryck kan efter logaritmering och derivering skrivas som $\Delta t/t \approx 1/4 \cdot \Delta p/p$. Trycket i avtappningen bestäms av flödet som skall igenom nerströms turbinkonstant och yttrycket kan därför skrivas som $\Delta t/t \approx 1/4 \cdot \Delta CT/CT$. Detta innebär att en vidare turbin har lägre temperaturer i förvärmarkedjan än vad exempelvis värmebalanserna förespråkar.

9.1.1 Mätoslaggrannhet

Man bör inte acceptera att provets oslaggrannhet används som tolerans vid garantijämförelse eftersom detta ger tillverkaren en orättvis fördel. Resonemanget brukar vara att om exempelvis verkningsgraden faller ut med 38 ± 1 procent medan garantin är 39 procent, så skall resultatet anses som att det uppfyller garantin. Detta förfarande är helt enligt normerna DIN 1943 [10] och IEC 953-2 [11], men ur ett statistiskt betraktelsesätt³² är chansen att resultatet uppfyller bara 2,5 procent – dvs. chansen att turbinen INTE uppfyller garantin är hela 97,5 procent! I referens [4] och [12] finns ett utförligare resonemang och läsaren hänvisas dit för mer information. Om man utför proven enligt normerna med kalibrerad mätutrustning så kan man klara oslaggrannheter på 0,5 procent och strax över en procent för eleffekt respektive verkningsgrad.

OBS! Prov med driftinstrument brukar uppvisa minst det dubbla mot ovan och detta gör provets resultat mycket tveksamt – om ens något tekniskt värde för att säkerställa att garantierna är uppfyllda!

9.1.2 Malus och bonus

I kontraktet brukar eventuellt prestandavite specificeras, typiskt som en viss procent av kontraktssumman per procent saknad prestanda (verkningsgrad och effekt). I de fall tillverkaren har bonus för bättre prestanda är det inte säkert att nivån är den samma som för vite. Istället betraktar man *nuvärdet av vinsten* för köparen över anläggningens tekniska- eller kommersiella livslängd och nivån blir avsevärt högre. Detta förhållande är naturligtvis upp till köparen att acceptera – eller inte.

³¹ $\Delta s = -R \cdot \ln \left(\frac{p_{valve}}{p_{adm}} \right)$

³² Normalfördelningskurva och 95 % konfidensintervall ($2 \cdot \sigma$)

9.2 GARANTIPROV

Ett garantiprov bör utföras dels för att säkerställa att garantierna är uppfyllda samt vara referens för framtida uppföljning av prestanda. Provet bör även utföras så fort som möjligt eftersom normerna normalt har väldigt generös hållning (till tillverkarens fördel) till hur snabbt turbinen åldras. Normen som skall tillämpas under proven är normalt stipulerad i kontraktet.

Det är rekommenderat att utföra ett garantiprov med kalibrerad mätutrustning (jämför diskussionen ovan) för låg onoggrannhet. Väldigt få organisationer har kapacitet för att utföra mätningar med kalibrerad utrustning eftersom det kräver en insats från en **ackrediterad kalibreringsplats**. De flesta leverantörerna har denna kapacitet, antingen egen eller via en tredjepartsleverantör – och det är därför lämpligt att ha detta som en särskild punkt i kontraktet.

Man bör alltid ha en kvalificerad tredjepartskontrollant som övervakar garanti-provet om detta utförs av turbinleverantören!

9.2.1 Läckage och basläggning

Innan provet måste en aktuell basläggningslista utarbetas och kontrolleras så att den uppfyller kraven i normerna (t.ex. [10] och [11]). Det oidentifierade läckaget skall inte överstiga 0,6 procent av ång- eller matarvattenflödet och det är starkt rekommenderat att detta utförs innan provet. Anledningen för detta är att turbintillverkaren får tillgodoräkna sig 60 procent av läckaget eftersom normerna anger att det skall tillskrivas ångpannan och ångrören. Det enklaste sättet att kontrollera läckaget är att baslägga enligt provprogrammet (rotventiler, kontinuerlig bottenblåsning, ...) och stänga tillförseln av spädvatten. Samtidigt kontrolleras alla möjliga flöden ut ur cykeln, exempelvis imrör från avspännings-kärl, dränage till fjärrvärme (eller avlopp) säkerhetsventiler, etc. Samtliga ångfällor bör, trots stängda rotventiler, kontrolleras med en lasertermometer (eller motsvarande).

Nivån i matarvattentaken kommer att sjunka om det finns läckage till externa källor och ändringen räknas om till läckageflöde. Matarvattentanken är en liggande cylinder med kupade gavlar och det går att härleda en analytisk geometrisk ekvation som beskriver volym som funktion av höjd, se exempelvis referens [13] för vidare information eller sambandet nedan:

$$V(h, r, er) = \frac{\overbrace{\pi \times er \times \frac{h^2/3}{r} \times (3 \times r - h)}^{\text{Ends}} + \overbrace{l \times \left(r^2 \times \arccos\left\{ \frac{r-h}{r} \right\} - (r-h) \times \sqrt{r^2 - (r-h)^2} \right)}^{\text{Cylinder}}}{10^9} \quad [m^3]$$

Ekv. 9-1

Där "h" är uppmätt nivå, "r" är nivån i tanken och "er" är gavlarnas ellipsradier. Första delen av ekvationen gäller för gavlarna och det är inte nödvändigtvis så att gavlarna är just exakta ellipser³³ – formeln är dock tillräckligt noggrann för alla "måttliga" förväntade ändringar i tanken.

³³ Se tryckkärlsnormer för relevant information

Även interna läckage i turbinanläggningen (t ex ångfällor och värmningsventiler) bör minimeras eftersom de påverkar prestanda när ångan inte utför arbete i turbinen, utan passerar normalt direkt till kondensorns flashbox.

I de vacuumsatta delarna, kan man ha ett inläckage av luft som försämrar kondensornas värmeövergångstal. Detta gör att kondensornas grädigheit ökar och att man därför kommer att få ett högre kondensortryck för samma fjärrvärmetemperatur – dvs lägre elproduktion. Normala nivåer är i intervallet 1,5 till 2,0 °C och 2,0 till 3,034 °C för värme- respektive kallkondensorer. Man måste alltid ha en "degassing" anläggning som suger icke-kondenserbara gaser ut ur kondensorn. Man brukar ha 2x100 procent kapacitet tillgängligt om en av enheterna skulle falla. Det är alltid kondensorns LMTD³⁵ area som skapar trycket i kondensorn (men inläckage av luft försämrar värmeövergångstalet på tubernas utsida) och vakuumpumpen suger därför inte vacuumet. Vissa leverantörer vill utföra garantiprov med båda enheterna i drift och det är återigen upp till köparen att acceptera detta förfarande – eller inte.

I rollen som köpare bör man kunna förvänta sig att en ny anläggning är byggd och driftsatt på ett sådant sätt så att exempelvis rotventiler inte behöver vara stängda för att uppnå nominell prestanda, eller att man inte har inläckage av luft som stör funktionen i kondensornerna.

9.2.2 Flödesmätning

Oavsett hur garantierna är skriva, måste ångflödet bestämmas med relevant noggrannhet. Normerna ([10] och [11]) hänvisar normalt till ISO 5167-1 [14] där förväntade nivåer redovisas i detalj. Detta är den absolut svåraste punkten och en av de absolut vanligaste orsakerna till mycket stor mätonoggrannhet som kan förstöra ett garantiprov. Alla anläggningar har flödesmätare för både ånga och matarvatten för att exempelvis domens nivåreglering skall fungera. Detta borde innebära att det finns en god förutsättning för flödesmätning med hög precision, men erfarenheten har tyvärr visat annorlunda. Ångflödesmätningen är alltid svår eftersom ånga är kompressibel vilket gör att exempelvis impulsrör tillför integration (dvs. olika tidskonstanter) och man brukar därför normalt få stora standardavvikelse på beräknat ångflöde. Matavattenflödet har inte detta problem och noggrannheten är därför alltid högre. Ett problem är att båda dysorna eller brickorna svetsas in under byggnationen och man kan inte vara säker på att dessa inte har skadats under driftsättning (t.ex. ångblåsning). Ett sätt kan vara att inspektera dessa innan provet med exempelvis ett boroscope – men detta är svårt att praktiskt åstadkomma i en faktisk anläggning. Det är därför vanligt att installera en flödesmätare i röret för inkommande kondensat och beräkna flödet med hjälp av en värmebalans över högtrycksförvärmarna och matarvattentanken. Man kan argumentera att denna mätning, som enkelt kan inspekteras och är relativt okänslig för "extra" mätonoggrannhet kring förvärmarna, håller bra noggrannhet. Det är inte ovanligt att tillverkarna under exempelvis prototypprov förlitar sig på denna och matarvattenflödet. Det bör dock nämnas att man alltid använder kalibrerad utrustning för alla mätpunkter och beräknar flöden enligt metoderna i t.ex. [14] med ångtabeller. Diskussionen här är kortfattad och läsaren hänvisas till relevanta normer och handböcker för mer detaljerad information. Beräkning av flöden som mäts med

³⁴ De flesta referenser anger 2,78°C (5°F) som optimal designnivå både för kondensorer och förvärmare med lite överhettning

³⁵ Logaritmisk medeltemperaturdifferens

strykdon, är iterativ (d.v.s. man måste passräkna) eftersom flödeskoefficienten är en funktion av Reynoldstalet som, sin tur, är en funktion av flödet. Därför ska man normalt undvika de förenklade modellerna (flödet $\approx$ konstant $\cdot \Delta p$) som typiskt återfinns i styrsystemen. Normalt har man bara en Δp -transmitter som driftinstrument och detta kan resultera i hög mätonoggrannhet vid prov på dellast. Ett strypdon har alltid en kvadratisk karakteristik (jämför Bernoulli) och man kan visa att halva flödet ger en fjärdedel av tryckskillnaden mot nominellt – dvs. risken för mätfel ökar avsevärt om man inte har låglasttransmittar.

Två oberoende flödesmätningar sänker onoggrannheten avsevärt för medelvärdet mellan dessa. Båda nämnda normer ([10] ekvation 17 på sidan 15 och [11] ekvation 34 på sidan 147) anger sambandet:

$$V_{\bar{x}} = \pm \frac{1}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{V_{x,i}} \right)^2}}$$

Ekv. 9-2

D.v.s. mätonoggrannheten sjunker avsevärt genom att införa en andra oberoende mätning.

En elegant lösning är att kalibrera strypdonen (OBS! Inte bara flödesmätningen i styrsystemet utan även flödeskoefficienten s_f a Reynoldstalet) med ett radioaktivt spårämne (tracermetod). Denna typ av mätning har potential för mycket låg onoggrannhet – typiskt 0,5 procent! Detta är förmodligen till extra kostnad eftersom en "vanlig" flödeskalibrering med denna metod ligger högre i onoggrannhet.

Det är fullt tänkbart att utföra denna kalibrering under själva garantiprovet och på så uppnå mycket hög noggrannhet.

9.2.3 Effektmätning

De flesta anläggningar har en relativt bra effektmätning installerad för drift- och debiteringsmätning. Mätonoggrannheten brukar vara 0,2...0,5 procent och detta är absolut relevant nivå för ett prov – om utrustningen är kalibrerad.

Mättransformatorerna brukar normalt hålla 0,2 procent onoggrannhet – och dessutom vara kalibrerad hos leverantören (med protokoll). Ett problem som dock brukar dyka upp, är att den faktiska belastningen på nedsidan i spänningstransformatorerna (10 kV → 110 V) är för låg relativt kalibreringen. Detta problem uppstår med digitala instrument som inte belastar nämnvärt (med en mycket liten ström). En lågt belastad nedsida kan ge mycket stora mätfel, eftersom transformatorn inte är riktigt linjär, och man kan ha avsevärt större fel än de nämnda 0,2 procenten. Det är därför inte ovanligt att man installerar tillfälliga belastningsmotstånd under proven för att öka noggrannheten. OBS! Installationen kräver stor försiktighet p.g.a. generatorskydden!

Den totala mätonoggrannheten beräknas enligt Gauss-LaPlace för 95 procent konfidensintervall som:

$$\tau_{p_d} = \sqrt{0.5^2 + 0.2^2 + 0.2^2} \approx 0.57 \quad [\%]$$

Mätonoggrannheten med en wattmeter som håller 0,5 procent klass blir cirka 0.57 procent. En bättre och kalibrerad wattmeter kan göra att onoggrannheten blir avsevärt lägre och man kan då förvänta sig i storleksordningen 0.35 procent. Det är därför starkt rekommenderat att ett instrument med denna klass installeras under garantiprovet. Det tillkommer "extra" onoggrannhet via korrektionsfaktorerna som uppstår när man exempelvis korrigerar för avvikande ångtemperatur och dess mät-onoggrannhet.

Korrektionskurvans lutning behövs för att tillämpa kedjeregeln vid beräkningen. Oftast garanteras anläggningens prestanda med en låg effektfaktor som inte alltid går att köra under provet (t ex 0,8) och man behöver därför korrigera för detta. Man använder med fördel generatorleveratörens förlustunderlag för korrigering. Annars är den absolut vanligaste metoden är att använda ekvationen för ändamålet i [11] som kan skrivas som:

$$K_{PF} = \frac{1}{1+K} \cong 1-K = 1-0,0186 \cdot \sqrt{\frac{P/\cos\varphi}{S_{Rated}}} \cdot \ln\left(\frac{\cos\varphi}{\cos\varphi_{Rated}}\right) \quad \text{Ekv. 9-3}$$

Enligt referens [11] är ekvationen ovan giltig om $S \geq 30$ MVA och $\cos \varphi = 0,7 \dots 1,0$. Alternativt bör, som tidigare nämnts, generators specifika prestandakurvor givetvis användas för korrektionen om dessa är tillgängliga.

9.3 CHECKLISTA INFÖR KONTAKT OCH GARANTIPROV

Punkterna nedan är viktiga att kontrollera innan garantiprovet men andra punkter kan tillkomma.

- Klarar cykeln basläggningskraven med avseende på läckage?
 - Läckagetest (max oidentifierat enligt normer ska inte överskridas)
 - Vacuumfallsprov (alternativt utvärdera grädigkeity och jämföra med garantivärmebalans) för att detektera inläckage av luft
- Har exempelvis avtappningstemperaturer och tryck kontrollerats mot tillverkarens värmebalanser?
 - Temperaturer där ångan är överhettad bör överensstämma väl med värmebalans
 - Högre nivåer indikerar antingen lägre verkningsgrad eller internläckage
- Arbetar "degassing"-enheten i kondensorn enligt design?
 - Grädigkeity i kondensorer och förvärmare (2...3°C) – se garanti-värmebalanser för vidare information
- Har turbinen rätt vidhet?
 - Går provet att köra i ventilpunkt(er) eller överskrider pannans maxbelastning?
 - Normerna anger en maximal avvikelse om fem procent
- Besiktning av strypdon, exempelvis kontrollmätning och invändig inspektion av svetsar i flänsförbanden.
 - Lämpligt att besiktiga med spegel alternativt boroscope
- Kalibrering av kritiska mätpunkter
- Kalibreringsprotokoll och korrektionsunderlag (om provet utförs av turbin-leverantören eller tredjepartsorgan)
- Korrekktioner som tar hänsyn till läckage bör helt undvikas om inte leverantören skall tillgodoräknas saknad prestanda från helt onödiga läckage

10 Flexibilitet – allmänna aspekter

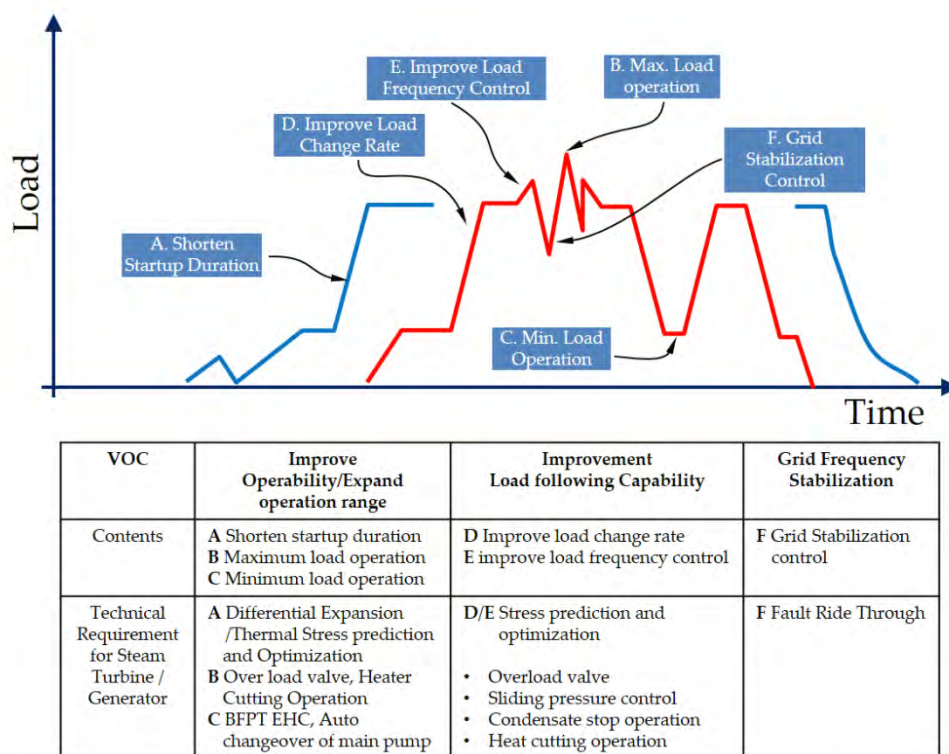
10.1 INTRODUKTION

Ångturbinen och dess komponenter har en viss konstruktionslivslängd (d v s exempelvis kryp) och ett antal starter (d v s lågcykelutmattnings). Utöver detta kommer problem som introduceras genom "normal" drift och stillestånds-konservering.

Elkraftproduktion med ångturbiner brukar man kunna dela in i bas-, flexibel- och topplastproduktion. Utöver detta finns det exempelvis säsongsbetonad produktion där primärsyftet är fjärrvärme och elen är en "biprodukt". Basproduktion med ångturbin i Sverige är uteslutande kärnkraft men i de flesta delar av världen är det kolbaserad produktion. Flexibel produktion med ångturbin (mid-merit) är typiskt måndag-fredag i två-skift med dagliga cykler (t.ex. start, stopp, laständringar, ...). Topplast är egentligen bara en mer extrem variant av det föregående och kan, i en svensk kontext, vara effektreserven. I Sverige är det primärt Karlshamnsverkets två återstående block som utgör produktionsdelen i effektreserven. Karlshamnsverket byggdes 1969–1973 hade ursprungligen tre 330 MW block. Under de första åren utnyttjades verket för basproduktion tills svensk kärnkraft var fullt utbyggd. Sedan slutet av 70-talet³⁶ har verket använts för topplast under kalla dagar eller vid torrår när vattenkraften inte har kunnat producera normalt. Verket har moderniserats över tid och är mycket flexibelt trots att det är 55 år sedan block 1 driftsattes. Starttiden för block 2 och 3 (block 1 avvecklades 2015) är 2 timmar från baxning till full last. Detta har möjliggjorts genom dels varmhållning av ångpannorna med hjälp av cirkulationspumparna och dels med hjälp av hetluftuppvärmda turbiner. Det sistnämnda infördes på 80-talet och är mycket innovativt eftersom även rotorerna är förvärmade. Det finns andra tekniker som exempelvis eluppvärmda isoleringsmattor men dessa kan inte värma rotern utan bara minska avkylningen. Sveriges "andra" topplastverk Stenungssund har högtrycks- och mellantrycksturbiner av radialtyp (Ljungström) och är därför snabbstartat ur ett turbinperspektiv. Kan vara värt att nämna att en radialturbin tål stora ändringar i ångtemperaturen – 100 °C momentant och 10 °C per minut. En modern axialturbin med hög reaktionsgrad brukar som mest acceptera en tredjedel av nämnda siffror och är därför inte lika flexibel (start och stopp). Vid ett test av DURAX-maskinen på Block 2 har en imponerande ramphastighet om 1 MW/s eller 37,5 procent per minut (!) demonstrerats 1960. I detta fall var turbinen fasad och belastad och rampen gjordes mer konstant admissiöstryck – sannolikt för att skona ångpannan.

Figuren nedan visar några "krav" som sannolikt kommer att motiveras av höga nivåer förnybar väder- och tidsberoende kraftproduktion. Utöver flexibilitet tillkommer att anläggningen måste vara feltolerant (engelska: "Fault Ride Through – FRT") och exempelvis inte lösa på frekvens och underspänning inom vissa ramar vid nätstörningar. Detta innebär att man sannolikt måste modifiera generator-skyddet och turbinregulatorerna. Det bör nämnas att 0.14 sekunder spännings-löshet innebär 7,5 varv för en två-polig 50 Hz generator och därför höga mekaniska laster.

³⁶ Barsebäck driftsattes



Figur 10-1. Driftprofil med mycket väderberoende förnybar produktion, baserad på [15]

I exempelvis Tyskland och Storbritannien ser kraven ut enligt följande [15]:

	Anläggningstyp	Tyskland	England
FRT (brown-out)	Förnybar	0 V – 0,15 s 85% V – 15 s	0 V – 0,14 s 15% V – 0,14 s 80% V – 1,2 s 85% V – 2,5 s 90% V – 3 min
	Konventionell	0V – 0,15 s	Som ovan
	Förnybar		-0.5 Hz – 10% power in 10 s (keep for 30 min)
	Konventionell	Varvtalsstatik ± 2%	Som ovan
Frekvens	Konventionell	Varvtalsstatik ± 2%	Som ovan

I Sverige sker frekvenshållning med normal statikreglering på vissa vatten-kraftverk. Detta innebär att verket har en viss effektmarginal och lasten varierar hyggligt linjärt med nätfrekvensen.

Ett typiskt problem vid "normal" drift är överbäring från ångdomen, där både flyktiga och icke-flyktiga föroreningar anrikas i vätskefasen. De flyktiga följer väsentligen en

kombination av Gibbs- och Henrys lag, d v s det finns ett visst förhållande mellan vad som finns i ångfasen och halten i pannvattnet. Kiselsyra (SiO_2) har exempelvis fördelningarna 1/100 och 1/50 för 80 bar respektive 170 bar – och man kan därför förvänta sig en respektive två procent av kiselsyran i admissionsången till turbinen. Motsvarande siffror för NaCl är cirka 1/100 000 och 1/100 – d v s en storleksordning lägre vid högre tryck och mycket mindre vid lägre färsångstryck. En slutsats är att "transportmekanismen" för överbäring exempelvis NaCl är droppar som följer med ut ur ångseparatorerna. Normalt är detta inget större problem så länge som man håller konduktiviteten på lämplig nivå – men transienta förlopp där domtrycket sjunker hastigt kan ge stor överbäring av normalt "icke-flyktiga" föroreningar som NaCl.

Vikten av att hålla god kontroll av pann- och matarvattenkemin är av yttersta vikt för problemfri drift! Mekanismen för utfällning i turbinen är antingen att maximalt partialtryck överskrides för en viss förorening i överhettat område eller "skrubbas ut" i fuktigt område (Wilson-zonen). Nedan diskuteras flexibilitetsaspekter ur ett mer lågcykelutmattningsperspektiv – men det finns en stark koppling till kemin där man vid start inte alltid har stabil kemi samt att korrosionsangrepp kan ge upphov till skador med spricktillväxt under exempelvis start.

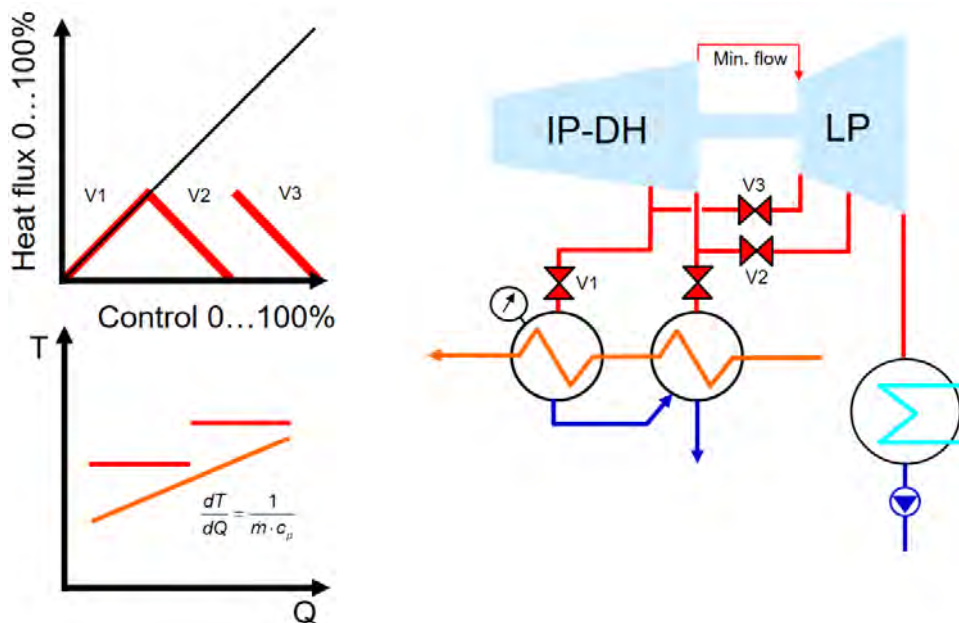
Beläggningar i turbinen ökar ytråheten och därmed strömmingsförlusterna där Reynoldstalen är tillräckligt höga. Höga Reynoldstal gör att gränsskikten blir tunna och att ytråheten "sticker upp" utanför det inre viskösa underskiktet delen av gränsskiktet och därför får relativt stor påverkan på förlusterna.

10.2 KONDESSVANS

De svenska kraftvärmeanläggningarna har oftast inte kondenssvanskoppling och då kan man inte enkelt "frikoppla" elproduktionen från värmeunderlaget och därmed kunna styra fördelningen. Värmeunderlaget i Sverige är väl utbyggt med traditionella anläggningar. Man kan diskutera om det är möjligt att se denna elproduktion som flexibel i ett framtida Sverige med en större andel väderberoende förnybar produktion. Oftast sammanfaller högt elbehov med högt värmebehov vid kalla vinterdagar och redan idag är denna resurs utnyttjad. Ett sätt att öka flexibiliteten är att installera ackumulatorer och på så sätt kunna styra produktionen mot tider med högt elpris.

Ett ännu flexiblere alternativ är kombinationen kondenssvans och ackumulator, där värmelasten kan styras mellan 0...100 procent med hjälp av ett ventilarrangemang. Denna lösning gör det möjligt för producenterna att aktivt delta både primär- och sekundärreglering³⁷. Primärreglering benämns normalt FCR-N och vid större avvikelser gäller FCR-D – där frekvensen faller utanför dödbandet i turbinregulatorn.

³⁷ Återställning av nätfrekvensen pga. enbart P-verkan i turbinregulatorerna



Figur 10-2. Kondenssvanskoppling

Figuren ovan visar ventilarrangemanget för att styra värmelasten mellan 0...100 procent. Ventilen V1 öppnas först och trycket i VK2 kan då regleras tills man når trycket i avtappningen (som varierar med flöden och nedströms vidheter). Nästa steg är att stänga ventilen V2 och på så sätt öka trycket i VK1. Sist i kedjan stänger man V3 och då ökar trycket i VK2 ytterligare. Sammantaget kan man på detta sätt styra värmelasten mellan 0...100 procent. Man kan inte köra lågtrycksturbinen helt utan flöde eftersom beskovlingen skulle överhettas och man måste alltid ha en minflödeskanal (se resonemang om ventilation längre fram i texten).

I Sverige finns några exempel på denna typ av turbin, exempelvis i eller på Luleå, Öresundsverket och Mälarenergis block III.

I turbinregulatorn finns inställningen för turbinens varvtalsstatik (eng. "speed droop", "droop" eller bara "d") som definieras som:

$$droop = d = \frac{\frac{\Delta f}{f_{nom}}}{\frac{\Delta P}{P_{nom}}} \times 100 \quad [\%]$$

Ekv. 10-1

Det är vanligt att skriva om ekvationen ovan på formen:

$$\Delta P = - \underbrace{\left(\frac{P_{nom} \cdot 100}{d \cdot f_{nom}} \right)}_{\text{Reglerstyrka}} \cdot \Delta f$$

Ekv. 10-2

Uttrycket i parentesen benämns reglerstyrka och beskriver hur turbinen svarar effektmässigt vid en frekvensändring. I det nordiska systemet ska denna vara 6000 MW/Hz för tillräcklig nätstabilitet.

10.3 ÅNGCYKELN OCH KEMIN – UR ETT PRAKTISKT PERSPEKTIV

Den enskilt största källan för problem för både tillgänglighet och prestanda är dålig ång- och vattenkemi. De flesta anläggningarna i Sverige har bra utrustning och rutiner men "olycksfall" kan fortfarande hända. Anledningen till att inkludera ångkemin under "flexibilitet" är att detta oftast är den största problemet vid uppstart. Ett bra exempel är en installation som fanns på Karlshamnverket, där hela kondensatsystemet kunde sköljas (cirkuleras) med vatten från matarvattentanken genom jonbytarna i kondensatrengs-anläggningen.

Ett annat problem är att man ofta förväntar sig att driftpersonalen ska kunna hantera alla uppkomna situationer. Tyvärr ligger det i sakens natur att kemiproblem är komplexa och man behöver därför både utbildning och erfarenhet för att fatta rätt beslut. En typisk fråga som uppstår vid larm är "kan jag köra över natten tills kemisten kommer i morgon?" Svaret är inte alltid enkelt men VGB har infört ett tydligt system för hur man ska hantera uppkomna situationer [16] i driftorganisationen.

Vissa saker måste dock sitta i ryggmärgen och ett exempel är tubbrott i en kallkondensor. Detta detekteras normalt genom att ledningsförmågan ökar dramatiskt pga. NaCl från havsvattnet. I normalfallet kommer jonbytarna i kondensatsystemet kunna hantera detta under en viss tid, tills exempelvis "sågsånstricket" appliceras. NaCl i pannvattnet är mycket problematiskt eftersom det omvandlas till HCl i ångpannan som kommer att ge ett mycket lågt pH-värde. En direkt konsekvens blir att man "betar" pannan utan närvaro av en inhibitor och blir av med magnetitskiktet (Fe_3O_4). För att undvika detta måste man tämligen omgående dosera NaOH (natronlut) för att bibehålla pH-värdet på normal nivå där inte järn är lösligt i vatten och på så sätt förebygga skador.

VGBs system [16] är förhållandevis enkelt och bygger på en **normalnivå** och tre **larmnivåer** där vissa åtgärder föreslås:

Normalt (N) till Larmnivå 1 (AL1) är inom vad som anses som normalt enligt [16] och vanliga rutiner mätning, dosering och bottenblåsning följs.

Larmnivå 1 (AL1) till Larmnivå 2 (AL2) innebär att man överskrider ett visst (eller vissa) gränsvärden och riskerar skador / problem i anläggningen – på sikt. Felet ska **åtgärdas inom en vecka** för att inte skada anläggningen men även andra åtgärder kan behövas som exempelvis bottenblåsning, dosering, regenerering, läcktätning, etc.

Larmnivå 2 (AL2) till Larmnivå 3 (AL3) är väsentligen som AL1 men med skillnaden att felet är allvarigare och måste **åtgärdas inom ett dygn**.

Över / under Larmnivå 3 (AL3) är mycket allvarligt och man riskerar skador på anläggningen. **Skiftingenjör** (skiftchef) fattar beslut om **avställning inom en timme** för att undvika skador.

Vid start gäller andra rutiner och läsaren hänvisas till [16] för en uttömmande diskussion.

Tabellen nedan visar *några exempel* för ånga från [16]:

Förorening	Enhet	Gränsvärde		
Sur konduktivitet	$\mu\text{S}/\text{cm}$	N	0,1	
		AL1	0,2	
		AL2	0,5	
		AL3	1,0	
Kisel (SiO_2)	$\mu\text{g}/\text{kg}$	N	<5	
		AL1	20	
Natrium (Na)	$\mu\text{g}/\text{kg}$		AVT-dosering	Fosfatdosering
		N	<2	<5
		AL1	5	10
		AL2	10	20
		AL3	20	40

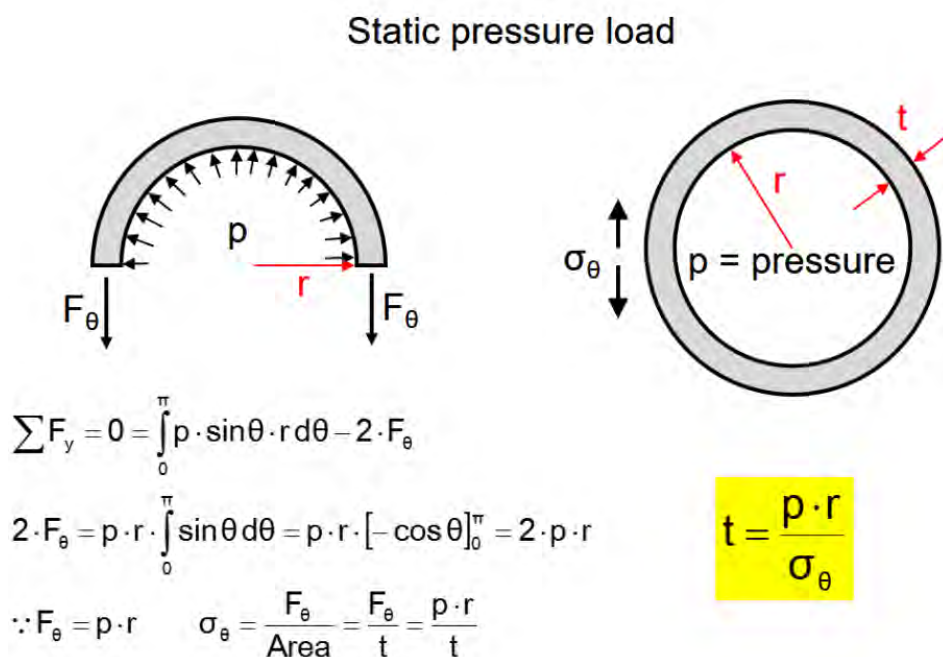
Eventuellt kan man utveckla modellen till **grön**, **gul** och **röd** vid exempelvis implementering i ett styrsystem för visning på operatörsstationerna. Svaret på den tidigare frågan huruvida man kunde köra tills kemisten kom på morgonen är sannolikt ja förutsatt man inte över- eller understiger AL2...AL3. Resonemang förutsätter dock lämpliga åtgärder enligt ovan.

Det finns en svensk handbok i vattenkemi [17] som är utgiven av ÅF (nu AFRY), Värmeforsk (nu Energiforsk) och Fjärrvärmeföreningen relativt sent (2001) och ersätter äldre standardlitteratur från exempelvis Ångpanneföreningen. Ett annat utmärkt exempel är textboken "Fundamentals of Steam Generation Chemistry" av Brad Bueker [18] som ger en bra introduktion till ämnet och inkluderar illustrativa exempel. Dessa verk förvaras lämpligen lätt tillgängliga i kontrollrummet.

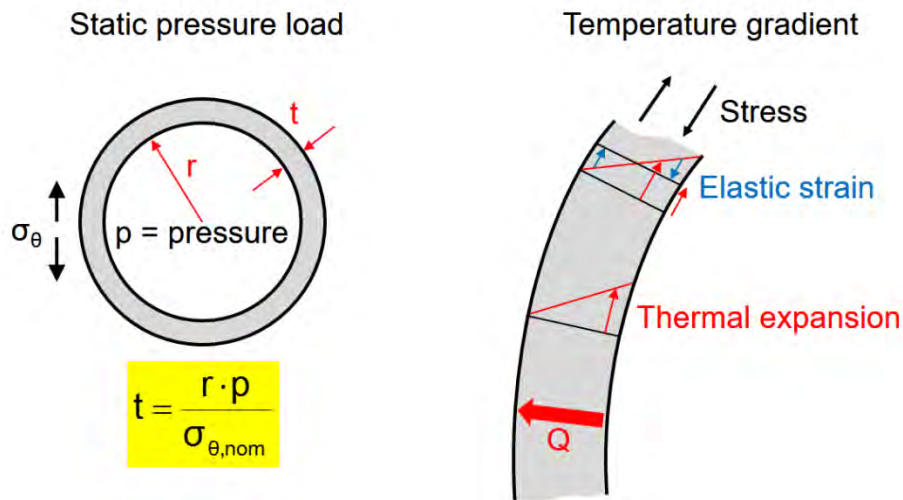
10.4 FLEXIBILITET – START, STOPP OCH GRADIENTER

Man kan diskutera vad ordet flexibilitet innebär för ett kraftverk men i allmänhet är det start, stopp, driftsätt och laständringar som avses. Man brukar exempelvis införa begrepp som kall-, varm- och hetstart för att beskriva hur turbinen skall varvas upp till fasning och därefter pålastning. Detta är väl etablerade begrepp som har funnits sedan länge – men skillnaden är att man idag kanske gör detta en gång per dygn för exempelvis solångturbin- och kombianläggningar där mycket erfarenhet har skapats. Denna driftprofil är inte möjlig om man har en bubbel- eller cirkulerande bädd eftersom starttiderna blir orimligt långa oftast pga. ångpannans murverk, dom och exempelvis anslutningar mellan tub/skärm och tjockväggiga lådor. Panndomen är en stor tjockväggig cylinder med många anslutningar för: cirkulationssystemet, matarvatten, utgående ånga, kontinuerlig bottenblåsning, nivåställ och dosering – många möjliga områden för stora spänningskoncentrationer under transienta förlopp. Domens diameter bestäms av stipulerad volym (volym/tid mellan normal och trip vid avbrutet matarvattenflöde), tid/sträcka för vattensavskiljning och inredningen. Man kan argumentera att en längre dom löser volymkraven – men tyvärr inte avskiljningsproblematiken. Det finns innovativa lösningar, exempelvis en ”stående” panndom [1] eller externa avskiljare som medger en längre dom med mindre diameter. Man kan visa att tjockleken för domen (gäller även turbinhusen) är proportionell mot diametern om cylindern är att betrakta som tunnväggig (d v s att tangentialspänningen varierar linjärt över tvärsnittet (figur 10-4). Man brukar allmänt anse att gränsen för tunnväggig går vid om vägg tjockleken är mindre än 20 gånger diametern.

OBS! Resonemanget här är förenklat och praxis idag är att använda FEM-program för noggranna beräkningar – se exempelvis [1] för mer information om pannor och relevant turbinlitteratur [3] och [7].



Figur 10-3. Tangentialspänning och vägg tjocklek för cylinder



Figur 10-4. Temperaturinducerad tangentialspänning

Om cylindern (t ex turbinhuset) utsätts för en *temperaturgradient* vid exempelvis uppstart kommer den varierande längdutvidgningen innebära kompression där temperaturen är högre än medeltemperaturen och dragspänning där temperaturen är lägre än medeltemperaturen (se figur 10-4). Man kan visa att uttrycken för radial- och tangentialspänning från temperaturgradienter blir:

$$\sigma_r = \frac{\alpha E}{(1-\mu)r^2} \left\{ \frac{r^2 - r_i^2}{r_y^2 - r_i^2} \int_{r_i}^{r_y} T r dr - \int_{r_i}^r T r dr \right\} \quad \text{Ekv. 10-1}$$

$$\sigma_\theta = \frac{\alpha E}{(1-\mu)r^2} \left\{ \frac{r^2 - r_i^2}{r_y^2 - r_i^2} \int_{r_i}^{r_y} T r dr - \int_{r_i}^r T r dr - T r^2 \right\} \quad \text{Ekv. 10-3}$$

Ekvationen ovan har förenklade lösningar (om väggen är relativt tunn och $T_i > T_y$) för *maximal tangentialspänning*, d v s vid inner- respektive ytterradien:

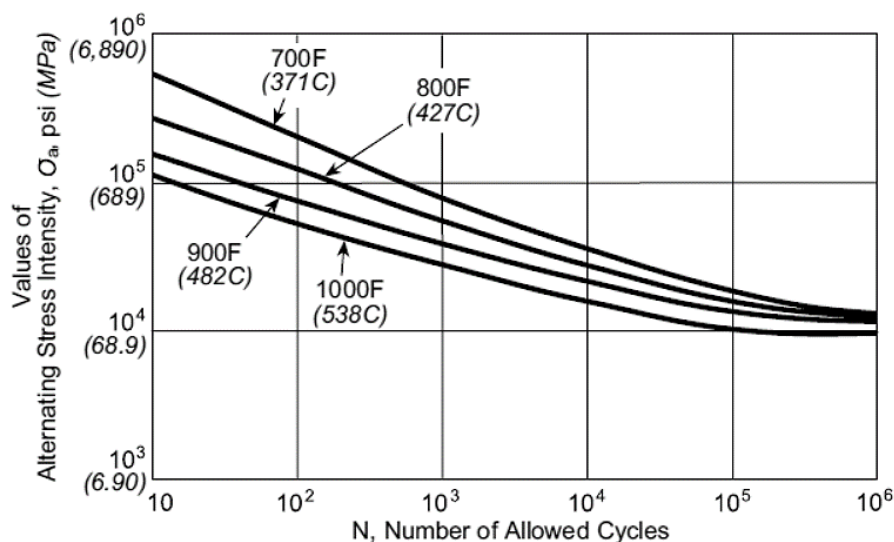
$$\sigma_{\theta,i} = \frac{\alpha E T_i}{2(1-\mu) \ln\left(\frac{r_y}{r_i}\right)} \left\{ 1 - \frac{2r_y}{r_y^2 - r_i^2} \ln\left(\frac{r_y}{r_i}\right) \right\} \approx \frac{-\alpha E \Delta T}{2(1-\mu)} \quad \text{Ekv. 10-4}$$

$$\sigma_{\theta,y} = \frac{\alpha E T_i}{2(1-\mu) \ln\left(\frac{r_y}{r_i}\right)} \left\{ 1 - \frac{2r_i}{r_y^2 - r_i^2} \ln\left(\frac{r_y}{r_i}\right) \right\} \approx \frac{\alpha E \Delta T}{2(1-\mu)} \quad \text{Ekv. 10-5}$$

Hur "allvarlig" denna spänning är, i ett utmattningsperspektiv, bestäms av Palmgren-Miners regel som skrivs:

$$\sum \frac{n}{N} = 1 \quad \text{Ekv. 10-6}$$

Palmgren-Mimers regel beskriver den kumulativa skadan från "n" spänningar med en viss nivå delat med det *maximala antalet för samma spänning* (från materialspecifik σ, N -kurva – se nedan figur).



Figur 10-5. Wöhler eller σ, N -kurva för ett typiskt pannmaterial (kolstål), från [1]

För att illustrera utmattning och hur man använder Palmgren-Miners regel kan man tänka sig en komponent som upplever en alternerande last enligt:

Antal:	10 %	30 %	60 %
Last (spänning)	σ_1	σ_2	σ_3
	N_1 från σ, N -kurva	N_2 från σ, N -kurva	N_3 från σ, N -kurva
Miners regel:	$\frac{0.1 \times n}{N_1} + \frac{0.3 \times n}{N_2} + \frac{0.6 \times n}{N_3} = 1$		

För att beräkna antalet cykler i exemplet, till utmattningsbrott, löser man ekvationen ovan enligt:

$$n = \frac{1}{\frac{0.1}{N_1} + \frac{0.3}{N_2} + \frac{0.6}{N_3}}$$

Man brukar ange en design som "säker" om Palmgren-Mimers inte överstiger 1,0. Flygindustrin har t.ex. normalt krav på en faktor tre för flygvärdighetscertifiering – d.v.s. om exempelvis en komponent i en motor certifieras för 23 000 flygcykler så skall den dimensioneras (MP=1,0) för 69 000 flygcykler.

Domen har exempelvis tendens att "hogga" under start³⁸ vilket resulterar i stora drag- och kompressionsspänningar i falltubsanslutningarna.

³⁸ Eftersom den är halvfylld med vatten värms ovandelen mer

För en turbinskiva och rotor gäller samma ekvationer och om det inte finns någon "bore" sätts innerradien till noll (d v s $r_i = 0$), samt att temperaturen varierar linjärt med radien:

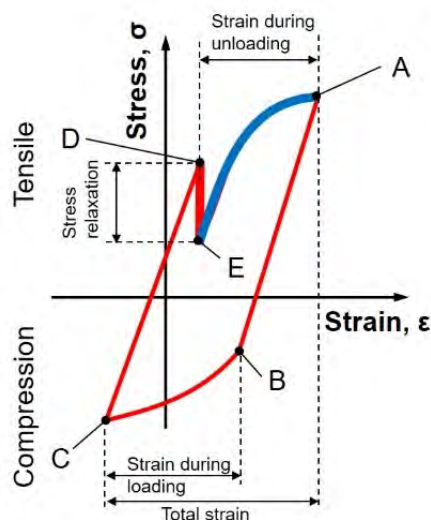
$$\sigma_r(r) = \alpha E \left\{ \frac{1}{r_{rim}^2} \int_0^{r_{rim}} T(r) dr - \frac{1}{r^2} \int_0^r T(r) dr \right\} \approx \frac{\alpha E \Delta T}{3} \left(1 - \frac{r}{r_{rim}} \right) \quad \text{Ekv. 10-7}$$

$$\sigma_\theta(r) = \alpha E \left\{ \frac{1}{r_{rim}^2} \int_0^{r_{rim}} T(r) dr - \frac{1}{r^2} \int_0^r T(r) dr - T \right\} \approx \frac{\alpha E \Delta T}{3} \left(1 - 2 \frac{r}{r_{rim}} \right) \quad \text{Ekv. 10-8}$$

Ekvationerna ovan ger vid handen att, om $\alpha = 1,8 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, $E = 6,9 \cdot 10^4 \text{ MPa}$ och $\Delta T = 55 \text{ } ^\circ\text{C}$, spänningsnivån p.g.a. temperaturgradienten blir 46 MPa vid radien = 0.

Resonemanget ovan bygger på ideala fall (enkla rotationssymmetriska geometrier) men är illustrativa beträffande fenomenet temperaturinducerade spänningar. En mer noggrann analys kräver en detaljerad FEM-modell eftersom en verklig rotor (eller hus) har komplicerade geometrier. Även randvillkor som, exempelvis lokala värmeövergångstal, är viktiga för resultaten.

Figuren nedan är ett exempel på hur en start-stopp-cykel kan se ut för en rotor. Vid start kommer temperaturen att öka mest vid yterradien. Materialet vill expandera p.g.a. längdutvidgningskoefficienten men begränsas av det kallare materialet längre in. Den yttre delen kommer då i kompression eftersom material längre in inte växer lika fort. Detta motsvarar sträckan A-B i figuren nedan. Kompressionen av materialet kan plasticera p.g.a. om spänningen är tillräckligt stor, som visas som sträckan B-C i figuren.



Figur 10-6. Spänning- och töjningloop

När temperaturen utjämnas vid pålastning till fullast (C-D) och det inte längre finns kompression eftersom materialet under expanderar och resulterar i stället i dragspänning. Är metalltemperaturen tillräckligt hög, kommer dragspänningen att ge kryp och därför relaxera (sträckan C-D). Detta är den primära orsaken till mikrostrukturella skador som kan ge sprickinitiering, men skadan initieras redan i kompressionsförloppet. Avlastning och stopp är mindre komplicerad cykel i figuren (sträckan E-A). För att beräkna temperaturen (T) för olika radier (r) vid olika tidpunkter

(t), löser man typiskt temperaturfältsekvationen för en cylinder nedan för en känd yttemperatur. Lösningen är inte trivial utan man använder Bessel-funktioner (utanför diskussionen i denna rapport).

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\lambda}{\rho \cdot c_p} \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT}{dr} \right) = 0 \quad \text{Ekv. 10-9}$$

Situationen är annorlunda för gaskombi-anläggningar där gasturbinen går att starta och lasta till fullast på mindre än 10...12 minuter oavsett storlek. Bottencykeln, d v s avgaspannan och ångturbinen, når fullast inom mindre än 30 minuter förutsatt mindre än cirka 8 timmar driftuppehåll. Definitionen av fullast är fullt öppen reglerventil (VWO) men inte full admissionstemperatur. Den *lägre admissionstemperaturen* åstadkommer man med spray-ångkylare med hög kapacitet och man får därför mindre gradienter i rotern och i huset.

Tekniken med reducerad admissionstemperatur är generellt tillämpbar och moderna gaskombianläggningar kylvärmer ångan till 60 procent av nominell till 85 procent last vid kallstart. Genom att studera figuren ovan inses lätt varför lägre ångtemperatur är att eftersträva vid start. Dock, ska man inte på något sätt kyla rotern med ångan vid start eftersom detta är en mycket onödig manöver som kan undvikas med bypass, dräneringar och startventil.

10.4.1 Reglerform

Vilken typ av reglering som maskinen är konstruerad för har stor inverkan på temperaturgradientinducerade spänningar. I detta stycke kommer de tre vanligaste reglerformerna att diskuteras med avseende på livslängd.

Enkelventilsturbin bygger på strypreglering och man stryper "hela flödet" med resulterande exergiförstörelse. Prestanda i fullast är oftast bättre än turbiner med reglersteg eftersom verkningsgraden för ett "vanligt" steg är mycket högre.

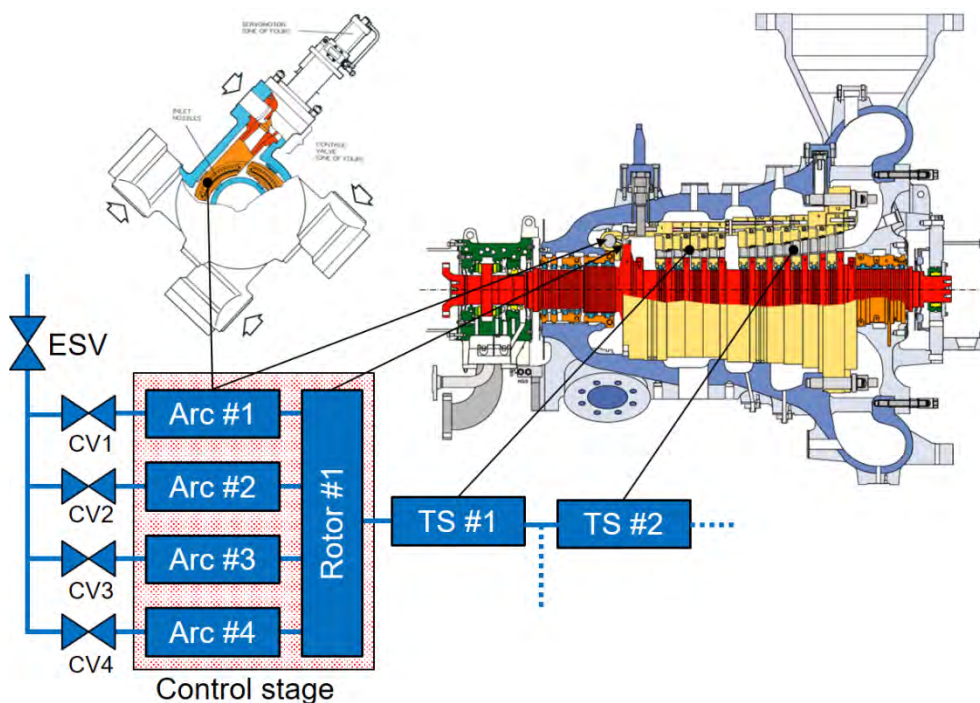
De flesta svenska turbiner för exempelvis kraft-värme har reglersteg bl.a. för hög verkningsgrad över ett stort lastområde. Reglersteget är normalt konstruerat för ett tryckförhållande kring 0,70...0,75, genom större diameter än övriga steg, och anledningen är primärt:

- Reglerbarhet
- Snabb sänkning i ångdata (kostnad för turbinhus, bultspänning för turbiner med horisontellt delningsplan, ...)

Reglersteget har "olägenheten" att värmefallet varierar stort över lastområdet – och därmed temperaturen. Varje pådragsbåge har sin egen reglerventil och trycket efter reglersteget bestäms av nästa delturbins vidhet (genomsläpplighet). Detta innebär att man exempelvis har överljudsströmning i de pådragna sektorerna kring halv last. Reglersteget producerar ett större antal kW i delast trots att massflödet sjunker – detta beror helt på det ökande värmefallet.

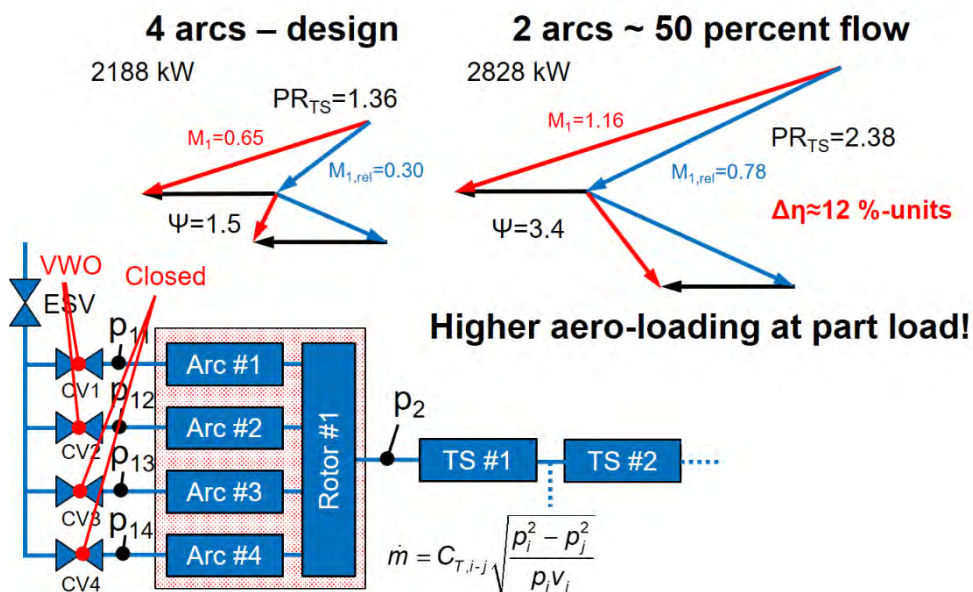
Skovlarna och infästningarna upplever en alternerande last när bladen passerar in- respektive ut ur de pådragna sektorerna. Det är alltid lasten i tangentiell led som är störst och det är en missuppfattning att man exempelvis ska lägga ut reglersteget för ren impuls för att undvika spänningsvariationer i axialriktningen. I praktiken har man "någon" acceleration i rotern men reaktionsgraden bör inte överstiga 4...6 procent

eftersom förlusterna blir mycket stora om rotorn ger "mottryck" som trycker ut ånga mellan huset och rotorn i icke-pådragna sektorer.



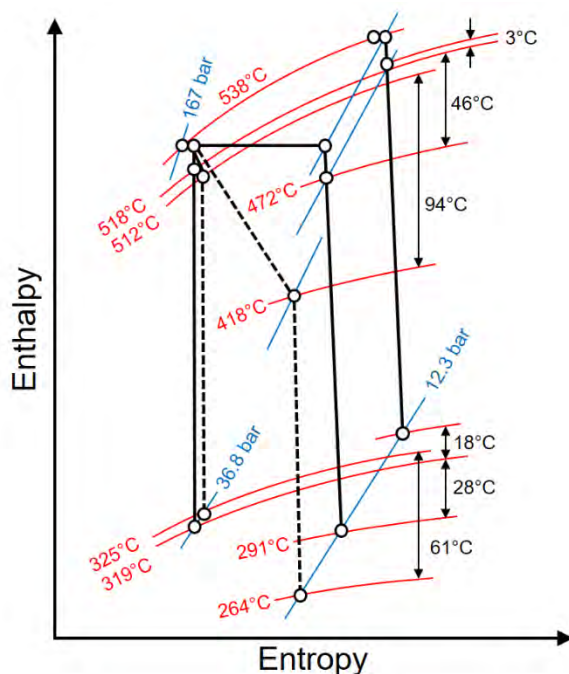
Figur 10-7. Schematisk skiss över parallella pådragsbågar

Som tidigare nämnts varierar stegvärmefallet för de pådragna sektorerna i reglersteget och figuren nedan visar ett exempel för en tänkt turbin (dvs. har ingen koppling till turbinen på figuren ovan). Värt att notera i figuren nedan är att reglersteget producerar högre effekt vid halv last än för full last – och även vid överljudsströmning!



Figur 10-8. Exempel på hur värmefallet i pådragna sektorer varierar mellan full och cirka halvlust.

Glidtrycksreglering är skonsammast för turbinen och reglerformen bygger på att man kör med fullt öppen reglerventil (öppna reglerventiler) och sänker pannans tryckbörvärde. Figuren nedan visar en jämförelse vid ca 1/3 turbinlast (flöde):



Figur 10-9. Expansionsförlopp för olika reglerformer

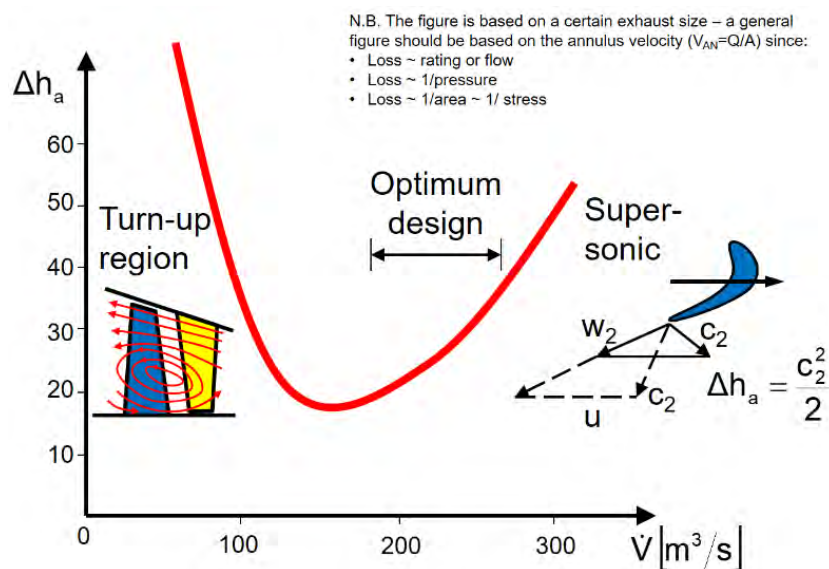
Figuren ovan visar att reglerformen med att låta admissionstrycket glida är skonsammast för turbinen (3°C och 18°C ut ur första respektive sista steget), följt av strypreglering (48°C/28°C) och värst ur ett livslängdsperspektiv är reglersteget (94°C/61°C). Om man för enkelhets skull antar att trycket framför turbinen skall sänkas från 167 bar till 56 bar (dvs 1/3) så kommer mättnadstemperaturen minska från 351°C till 271°C. Denna reglerform kommer därför att påverka ångpannan (domen och cirkulationssystemet) värst. En möjlighet är att man gör alla laständringar i strypmode med alla reglerventilerna och sedan långsamt övergår till partialpådrag. Detta kräver dock att man har separata ställdon för alla reglerventilerna och inte en gemensam³⁹.

³⁹ Exempelvis "dock bar valve"

10.5 MINLAST OCH VENTILATION

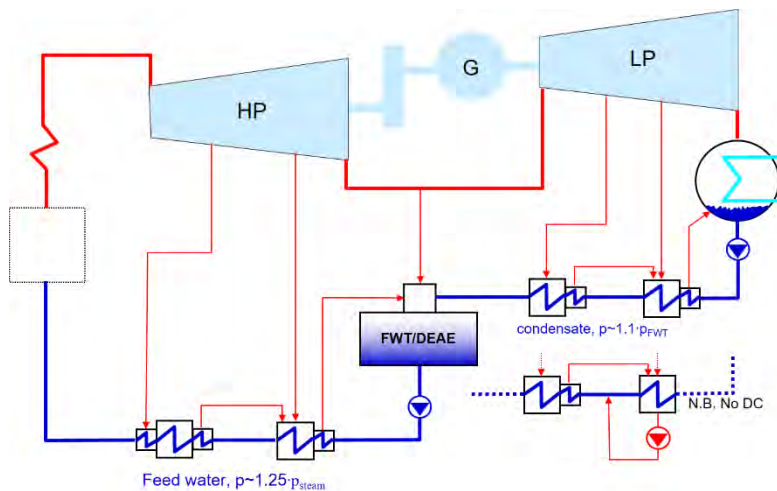
Ventilationsarbete uppstår när volymflödet (värmefallet) genom slutsteget (slutstegen) understiger vissa värden. Man kan inte säga en generell siffra, när detta blir ett problem, utan det beror till största delen på turbinavloppet storlek och kondensorn. Ur ett strikt teoretiskt perspektiv skulle man kunna minimera avloppsförlusten med ett mycket stort avlopp. I praktiken kommer dock centrifugalspänningen vara proportionell mot kanalarean gånger kvadraten på varvtalet (AN^2). Alla tillverkare har avloppsserier där man för varje leverans väljer ett optimalt avlopp. Ordet optimalt innefattar inte bara avloppsförlusten utan även tillgängligt driftområde.

Avloppsförlusten (d v s kinetisk energi i turbinavloppet $- C^2/2$) är normalt betydande men man bör i normalfallet inte välja den absolut lägsta nivån eftersom man riskerar att hamna i ventilation tidigt. Figuren nedan visar en "typisk" avloppsförlustkurva och i detta fall bör man välja sin designpunkt inom markeringen – d v s inte i minsta nivån för största driftområde utan problem med ventilation. Som tidigare nämnts, har alla tillverkare serier med avlopp och principen för att välja följer resonemanget ovan.



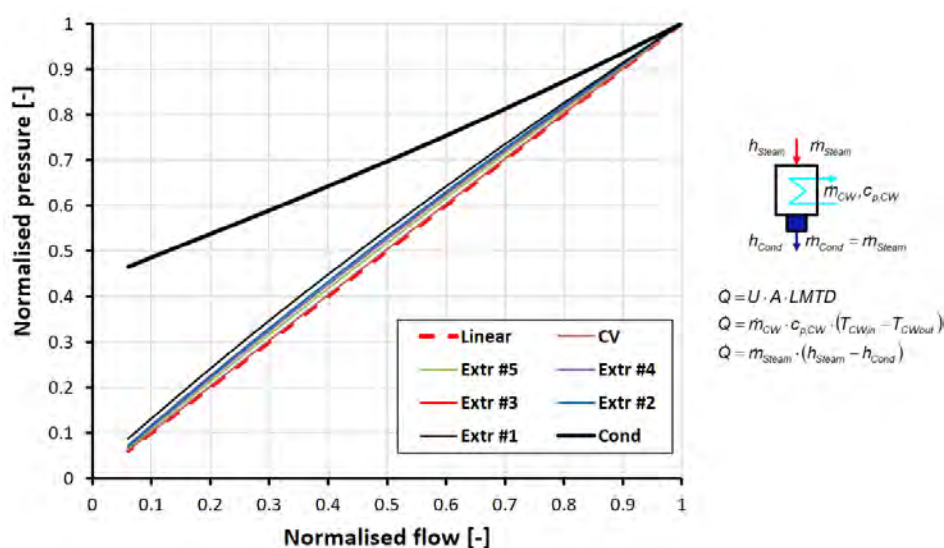
Figur 10-10. Typisk avloppsförlustkurva

Man kan enkelt visa att alla steg/delturbiner – exklusive regler- och slutsteget – har konstanta hastighetstrianglar över hela lastområdet. I detta stycke begränsas resonemanget till slutsteget som först har varierat värmefall. För att demonstrera fenomenet används en standardcykel med fem förvärmare:



Figur 10-11. Exempelcykel

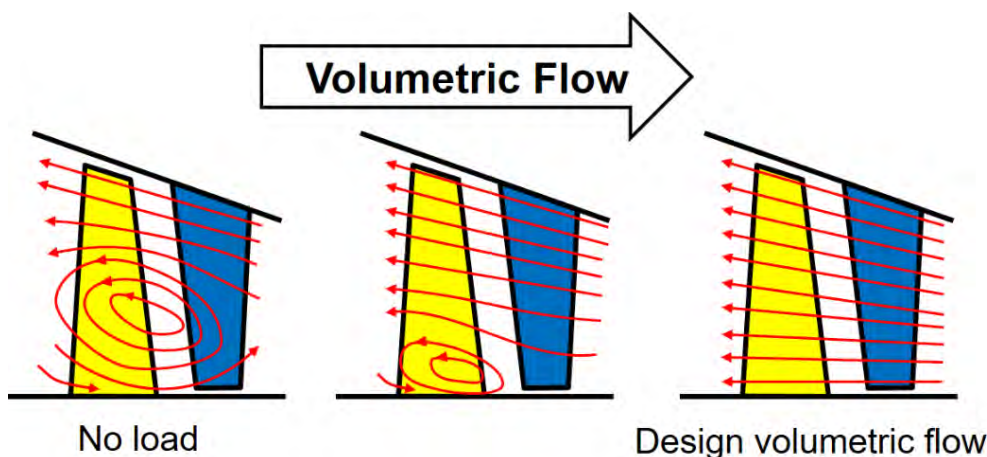
Det bör noteras att exemplet ovan inget har reglersteg men det har ingen betydelse för förklaringsmodellen kring ventilationsarbetet. För att undvika en mycket detaljerad utläggning om hur en rad (minsta sektionen) påverkar nästa och därmed att alla tryck byggs upp bakifrån i en turbin, kan man använda konceptet med "vidhet". Ekvationerna presenteras i kapitel fem (5-4 och 5-5) och läsaren hänvisas dit för en mer utförlig förklaring. Som tidigare nämnts, byggs alla tryck upp av flödet som ska passera nästa sektion (eller steg/rad – beroende på reaktionsgrad) och då blir alla tryck i turbinen proportionerliga mot flödet. Man kan illustrera detta med ett exempel där man kör 50 procent av nominellt flöde genom turbinen. I detta fall kommer alla tryck i maskinen också vara cirka 50...55 procent av nominell nivå – d v s tryckförhållanden är, i princip, oförändrade. Detta gäller inte kondensorn (som inte är en turbomaskin utan en värmeväxlare) och de sista stegen kommer därför att lasta av. Figuren nedan visar alla trycken i turbinens "nodpunkter" (efter reglerventil, samtliga avtappningar och kondensortrycket):



Figur 10-12. Trycknivåer

En direkt observation av kondensortrycket ger vid handen att detta inte följer ett linjärt samband med flödet. Trycket i kondensorn "drivs" av arean och värmeöverföringsprocessen via den logaritmiska medeltemperaturdifferensen (LMTD) och inkommande kylvatten. Turbinens trycknivåer som funktion av flödet påverkas dels av kondensorn och dels av hur "pv-talet" varierar över lastområdet. Detta gör att linjerna blir konvexa men effekten avtar "framåt" i turbinen och blir helt linjär efter reglerventilen.

Hittills har resonemanget begränsats till hur turbinens tryckfördelning varierar över lastområdet. Ventilationsarbetet är den effekt som tillförs ångan från beskovlingen, d v s det "omvända" mot normal drift. I princip kan alla steg i en turbin drabbas men effekten börjar alltid bakifrån ("turn-up") från det sista steget vid lastnedgång. Den bakomliggande principen för att flödet samlas mot ytterradien är komplicerad och bygger på att den radiella tryckfördelningen⁴⁰ ändras när steget arbetar off-design. Figuren nedan visar schematiskt vad som händer när ett slutstegs värmefall minskar.



Figur 10-13. Turn-up/ventilation

Temperaturökningen kan vara mycket dramatisk och Rysk forskning har resulterat i sambandet:

$$\Delta T \approx 0.79 \times p_{cond} - 295 \times \sqrt[3]{\frac{\dot{m}}{p_{cond}}} + 339$$

Ekv.10-10

Vid mycket låga turbinlaster (och avloppsstorlekar) måste man därför kyla genom att spraya kondensat in i utloppshuset. Det är inte ovanligt att systemet används från 10 procent last och nedåt, men det beror på bl.a. på avloppsstorleken och kondensortrycket. Vissa större turbiner mäter temperaturen vid näst sista ledskenan och systemet startas om ett visst värde överstigs. Ett handfast "bevis" för att strömningen ser ut som i skissen ovan är att man kan se en lätt erosion på nedre delen av bakkanten på sista rotorn.

Resonemanget ovan fokuserade på sista steget men alla steg kan hamna i ventilation och det är bara en fråga hur lågt volymflödet är. I princip, sätter alltid ventilationsarbetet den nedre gränsen för turbinens lastområde.

⁴⁰ Radialbalans

- Normal procedur för att stoppa en ångturbin är att lasta av, manuellt eller automatiskt, till något *negativ last för att lösa på bakeffektskyddet*. Samtidigt som bakeffektskyddet testas, täthetsprovas också reglerventilen. Man bör dock inte köra för länge på min-last (eller noll- eller negativ belastning) och skulle turbinen inte lösa måste man öka effekten tills ventilationsarbetet (värmeutvecklingen) är under kontroll. Det är också en god idé att registrera vilken bakeffekt som är möjlig vid stängd reglerventil. En lägre nivå (dvs. högre effekt) kan tyda på att reglerventilen inte är lika tät som tidigare.

Samma typ av problem kan exempelvis uppstå om man har s.k. överlastventil⁴¹ om tryckförhållandet över delen av skovelsystemet mellan inloppet och överlastkanalen blir för litet. Högtrycksturbiner i anläggningar med reheat har samma problem vid uppstart och det är därför standard att ha ett s.k. "TAL-system"⁴² för att kunna starta anläggningen utan att överhetta högtrycksmodulen. Högtrycksturbinen kommer då att ha samma tryck som turbinkondensorn för att minimera ventilationsarbetet som är proportionellt mot densiteten ($\sim$ trycket).

Vissa turbiner har en s.k. "L-1" temperaturgivare som kan detektera ventilation efter näst sista steget. Denna sitter av praktiska skäl vid ytterradien på turbinhuset men bör fånga fenomenet om det blir tillräckligt allvarligt.

⁴¹ Vidhets by-pass

⁴² Kondensortryck i HT-modulen via ventil

10.6 ÖKAD START- OCH STOPPFLEXIBILITET I TURBINEN

För att öka flexibiliteten – eller minska slitaget – kan man överväga bättre matchning mellan metall- och ångtemperaturen vid start. För att förvärma (eller minska avkylningen vid stopp) kan man införa:

- Värmeslingor under husisoleringen
- Ökad spärrångtemperatur
- Ökat spärrångtryck
- Värmning med hetluft
- Ventilationsarbete

OBS! Alla föreslagna åtgärder för ökad flexibilitet behöver analyseras i detalj för varje turbin innan införande!

Värmeslingor har använts sedan 80-talet och är kommersiellt tillgängliga men det är starkt rekommenderat att införa dessa med tillverkarens samtycke. Värme-slingorna i isoleringen kan inte värma rotern utan minskar turbinhusets avkylning och på så sätt håller en högre temperaturnivå. Större turbiner kan ha modulerad värmning där man exempelvis kan undvika krökning av turbinhuset genom att värma endast underhalvan. Ordet "större" bör ses även i termer av rotorlängd (se nedan) och bör inte begränsas till ett visst volymflöde av ånga i utläggningspunkten.

Turbinhusets krökning (h) i meter som funktion av temperaturskillnad kan om h är liten i förhållande till diametern beräknas approximativt med formeln [19]:

$$h = \frac{\text{längd}^2 \cdot \text{längsutvidgingskoefficienten}}{16 \cdot \text{diametern} / 2} \cdot \text{temperaturskillnad}$$

Att **öka spärrångtemperaturen** är en *teoretisk* möjlighet för att höja roterns temperatur eftersom ångan står i direktkontakt med den delen av rotern som passerar genom tätningarna. Att höja temperaturnivån ökar entalpin men sänker massflödet genom tätningen. Man kan enkelt visa att ett tätningsflöde följer en normal Fanno-funktion och efter logaritmisk differentiering får man uttrycket 9-10:

$$\frac{\Delta \dot{m}_{\text{Seal}}}{\dot{m}_{\text{Seal}}} \approx \frac{\Delta p_{\text{in}}}{p_{\text{in}}} - \frac{1}{2} \frac{\Delta T_{\text{in}}}{T_{\text{in}}} \quad \text{Ekv. 9-10}$$

Ekvationen ger vid handen att flödet sjunker om man höjer temperaturen och det är osäkert hur effekten blir beroende på turbinens design. Det finns en "trade-off" mellan temperatur, värmeövergångstal och flöde som måste beaktas i varje enskilt fall.

Det är emellertid besvärligt ur ett praktiskt perspektiv att höja spärrång-temperaturen eftersom man begränsas till antingen mättad ånga från domen, hjälpanglåda (alternativt en hjälpangpanna). Spärrången till lågtryckstätningarna kyls på vanligt sätt med en spraykylare där vattnet tas från kondensatsystemet.

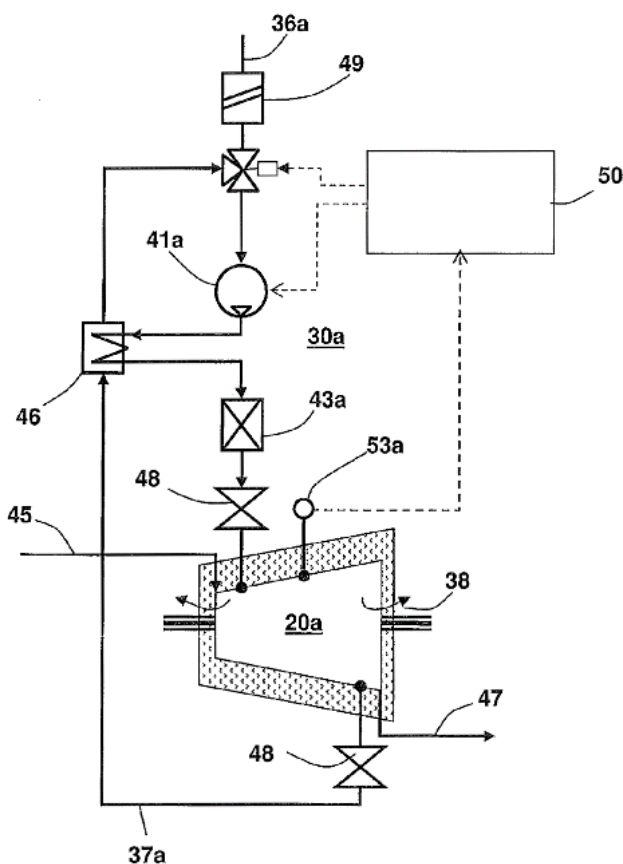
Alternativet är att **öka trycket i spärrångsystemet** som innebär att man har "normal" entalpi i spärrångsystemet men högre flöden till samtliga tätningar. Detta är enkelt att åstadkomma med en mindre ändring i tryckregleringen (d.v.s. bara att öka börvärdet på minsta trycket i spärrångmodulen).

Värmning med hetluft är det absolut effektivaste sättet och man starta turbinen med "perfekt" temperaturmatchning och på detta sätt avsevärt minska temperatur-

gradienterna i rotor och husen. Det är inte samma sak som att helt ta bort temperaturinducerade spänningar i turbinen men det är möjligt att göra en hetstart eller motsvarande.

Installationen är omfattande och man behöver en "blåsare", värmeelement och ett lämpligt ventilarrangemang. Hetluften evakueras exempelvis lämpligen genom den normala vacuumbrytaren.

Värmning med hetluft har mycket framgångsrikt införts på Karlshamnverket och Block III i Västerås under 80-talet. Båda dessa anläggningar har stora reaktionsturbiner av kraftverkstyp. Det är intressant att notera att General Electric (Alstom) har patenterat⁴³ en variant av detta i närtid (2014) – trots att det är "gammal" beprövad teknik som redan finns i bruk sedan länge.



Figur 10–14. Koppling hetluftsvärmning (från GE/Alstom patent)

Ventilationsarbetet vid låga volymflöden är normalt "negativt" eftersom man potentiellt kan överhätta slutstegen vid låglast och normal behöver kyla med kondensatspray (se ovan resonemang). Detta fenomen kan *möjligtvis* användas för att värma rotn (och huset) i högttrycksmodulen innan start. Möjligheten undersöktes och presenterades första⁴⁴ gången i [20].

⁴³ K. Helbig, C. Kuehne and W. F. D. Mohr. "A warming arrangement for a steam turbine in a power plant." EP2738360A1. June 4, 2014 (General Electric / Alstom)

⁴⁴ Till författarnas kännedom vid rapportskrivningen

Denna metod har stor potential för turbiner i industriturbinssegmentet eftersom det är relativt enkelt att ändra baxvarvtalet med frekvensomriktaren. Det bör dock understrykas att det måste införas i samarbete med tillverkaren för att undvika skador på turbinerna.

10.7 ÖKAD FLEXIBILITET – LASTREGLERING (TEX FCR-D OCH MFRR)

I de tidigare styckena har reglering och start- och stopp diskuterats. Syftet med denna sektion är att diskutera hur turbinanläggningen kan göras flexiblare för exempelvis primär-, sekundär- och tertiärreglering.

En viss turbin har en viss utläggningseffekt där turbinen normalt sett är optimerad för prestanda. Man kan givetvis köra en lägre effekt genom antingen stryp-, partialpådrag- eller glidtrycksreglering. Detta har alltid konsekvenser för prestanda som också inkluderar effekter i förvärmarkedjan. Flödet genom beskovlingen är som tidigare diskuterats proportionellt mot ångtrycket (vid konstant temperatur) och man kan därför inte öka effekten utan att höja trycket om ventilen eller ventilerna är fullt öppna. Istället har man ibland en så kallad "överlastventil" eller "vidhets by-pass" där man släpper in en del av ångan efter några skovelrader där turbinen är "vidare" dvs större. Nackdelen är att man dels stryper detta flöde samt att man lastar av stegen innan intappningspunkten i turbinen. Dvs en "tidig" intappning ger lite strypförlust men större problem med möjlig ventilation i stegen innan pga. att tryckförhållandet (värmefallet sjunker) – och vice versa. Ett annat problem är att man tappar in varmare ånga längre ner i turbinen och material (vid samma tjocklek) måste väljas för detta ändamål och man riskerar en dyrare turbinlösning.

Ett annat alternativ om man har ett reglersteg är att lägga ut turbinen med en "extra" pådragsbåge. Detta innebär att man endast använder exempelvis 75 procent av inloppets 360° genom att ha tre av fyra bågar öppna vid utläggningslasten. Den sista bågen "reserveras" för överlast. Detta kommer också ha konsekvenser för turbinens prestanda eftersom designpunkten kommer ha större reglerstegslast (värmefall) än för maximal effekt. Man kommer också ha förluster⁴⁵ [3] som härrör från reglerstegets "icke-pådragna" sektor.

Ett ytterligare alternativ är istället att minska avtappningsmängden genom att:

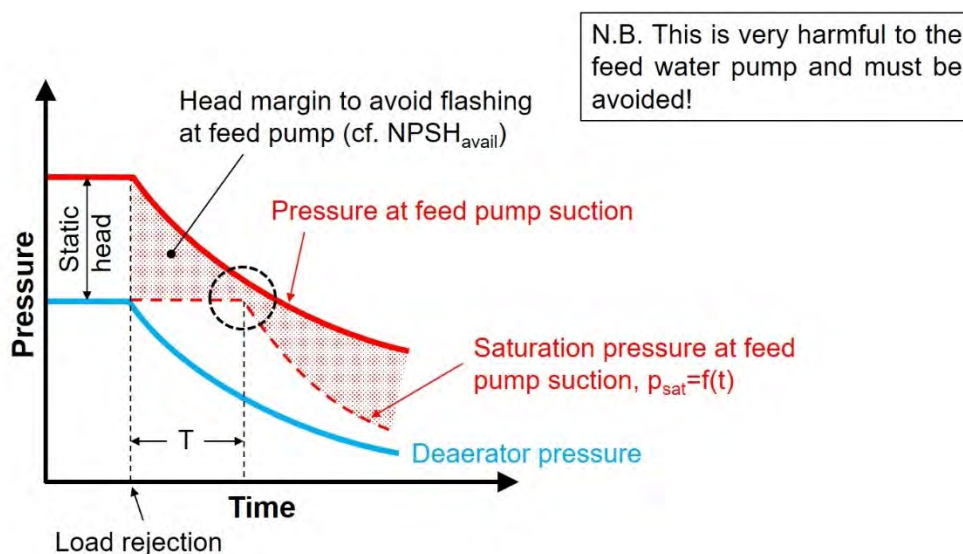
- Stänga av sista högtrycksförvärmaren
- Stänga av kondensatpumparna tillfälligt

Det första alternativet innebär att man helt enkelt stänger ventilen i avtappningsledningen, eller har en parallell by-pass på matarvattensidan, och på så sätt ökar flödet genom turbinen. Man brukar vinna cirka fem procent effekt till priset av en lägre matarvattentemperatur och större axialkrafter i turbinen. Den lägre sluttemperaturen resulterar i högre pannlast och lägre cykelverkningsgrad. Även ångpannans verkningsgrad kommer att sjunka eftersom temperaturförloppet i det bakre draget förändras med kallare matarvatten samt ökad eldad effekt (högre rökgastemperatur eftersom mer värme måste tillföras i eldstaden). Denna "metod" för att öka effekten är inte på något sätt ny utan har använts sedan länge.

Det andra alternativet är att **tillfälligt** stänga av kondensatpumparna och på så sätt ta bort flödet i avtappningarna från matarvattentanken och nedåt (dvs. alla

⁴⁵ Ventilation samt fyllning- och tömningsförluster

lågtrycksförvärmarna). Ledordet är *tillfälligt* och detta bör bara användas under den tid det tar för ångpannan att öka effekten vid exempelvis glidtrycksreglering. En rimlig maxtid skulle kunna vara 5...7 minuter beroende på matarvattentankens storlek. Detta är emellertid inte enkelt att införa eftersom *både* volymen i matarvattentanken och kondensorns "hotwell" måste vara tillräckliga samt att trycket i matarvattentanken⁴⁶ inte får ändras hastigt neråt. Vid en trycksänkning i matarvattentanken kommer matarvattenpumpens tillgängliga NPSH_a att sjunka pga. att energinivån ställer in sig för det nya lägre trycket genom "kokning" av volymen i systemet, vilket tar tid ("T" i figuren nedan). Huvudregeln är att alla manövrar som innebär eventuell tryckändring⁴⁷ i matarvattentanken måste ske på ett sätt som inte är skadligt för pumpen.



Figur 10-15. Tryck (NPSH) förlopp vid trycksänkning matarvattentank

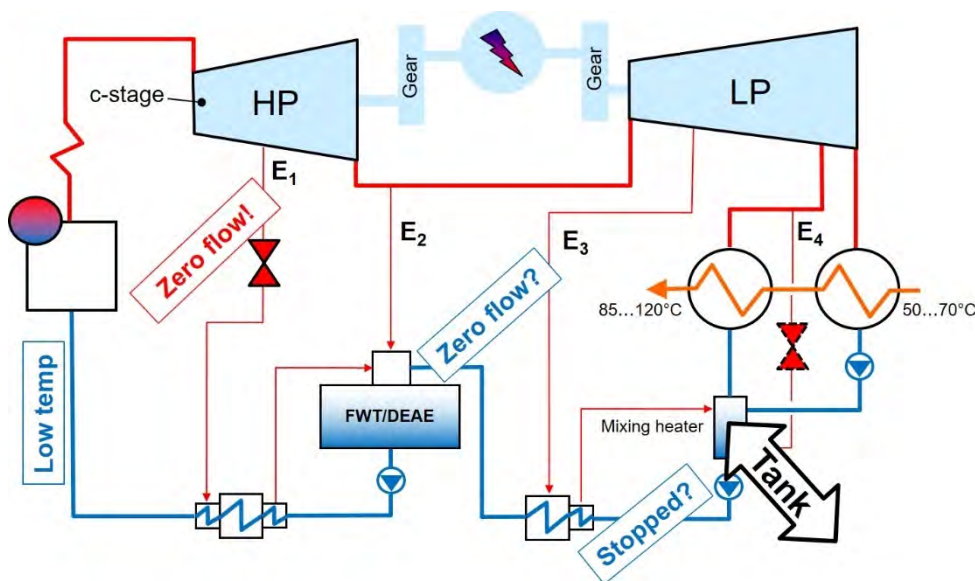
Ingen typisk anläggning har denna kapacitet inbyggd från början och en "hotwell" dimensioneras normalt enbart från perspektivet med höjd till kondensatpumpens sugstuds för att inte få virvlar och inte någon större buffring av kondensat. Bör också nämnas att alla turbiner (och eventuellt dumpförbud⁴⁸) har trip på hög nivå i "hotwell" – särskilt problematiskt vid axiella avlopp. Denna metod kan vid en första anblick verka riskabel men den torgförs av tillverkare som ett flexibilitetsalternativ. Figuren nedan visar en "typisk" svensk anläggning och vilka möjligheter som finns vid handen. Som tidigare nämnts kan man stänga högsta förvärmaren (avtappning E₁) för högre effekt.

En bättre möjlighet är därför en anläggning som figuren nedan visar, där blandningsförvärmaren ersätts av en större. Ett annat alternativ är att komplettera med en extra tank och pump för ändamålet. Fördelen med detta är att man kan lokalisera denna på ett lämpligt ställe där plats finns tillgänglig.

⁴⁶ Kavitation i matarvattenpumparna om trycket sjunker

⁴⁷ Man skulle kunna göra driftomläggningen med peggingången som stöd

⁴⁸ Kondensorn är ett tryckkärl med en maximal tryckklassning och skulle kondenseringsprocessen av någon anledning inte fungera så riskerar man den strukturella integriteten. I tillägg till hårdvirad tripp finns alltid tryckavlastning etc.



Figur 10-16. Effekttökning med förvärmarstopp

Vid stopp av kondensatpumpen kommer avtappningsflödena E_2^{49} , E_3 och E_4 att bli noll och ångan passerar i stället turbinen. Detta är orsaken till att effekten ökar men endast under den tid som finns tillgänglig i volymen i matarvattentanken. Trycket i matarvattentanken bestäms av flödet som ska genom nästa turbinsektion och kommer därför att öka.

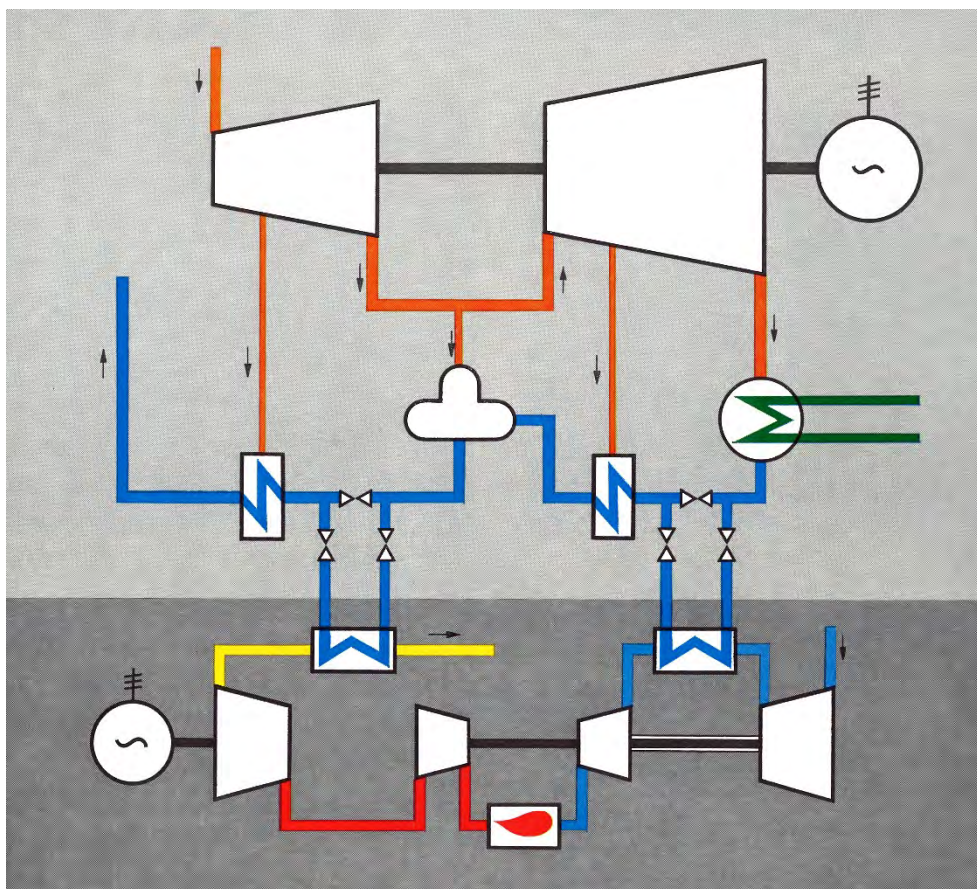
Att stänga avtappningarna 2, 3 och 4 i exemplet i olika kombinationer kommer endast att *sänka turbineffekten* och det motverkar syftet. Skulle man exempelvis stänga avtappning 3 kommer flödet i avtappning 2 att öka i princip motsvarande eftersom det kallare kondensatet kommer att kräva en större mängd avtappningsånga (nu i avtappning 2). Denna ånga hade passerat nedströms beskovling till avtappning 3 och detta effektbidrag försvinner.

Man kan öka verkningsgraden vid dellast genom att införa en extra högtrycksförvärmare som behåller nominell slutmatarvattentemperatur oberoende av turbinlasten. Denna kopplas normalt in efter överlastventilen.

Ett annat alternativ är att införa en gasturbin i förvärmarkedjan och på så sätt eliminera alla avtappningar utom den till matarvattentanken. Marginal-verkningsgraden för denna typ av installation är mycket hög, särskilt eftersom man bör använda en gasturbin med relativt låg avgastemperatur (dvs. hög verkningsgrad pga. högt tryckförhållande). Införandet diskuteras i detalj i referens [21] tillsammans med en analys kring hur ångturbinens axialkrafter förändras. I referens [21] används kraftvärmeverket i Enköping som plattform för diskussionen och författarna hade tillgång till mycket detaljerade data⁵⁰ kring anläggningen. Denna koppling är absolut inte ny och diskuterades redan på 60-talet – se exempel nedan:

⁴⁹ Sjunker avsevärt eftersom inget "nytt" kondensatflöde kommer till tanken

⁵⁰ Bl.a. tillverkarens turbinberäkningsprogram



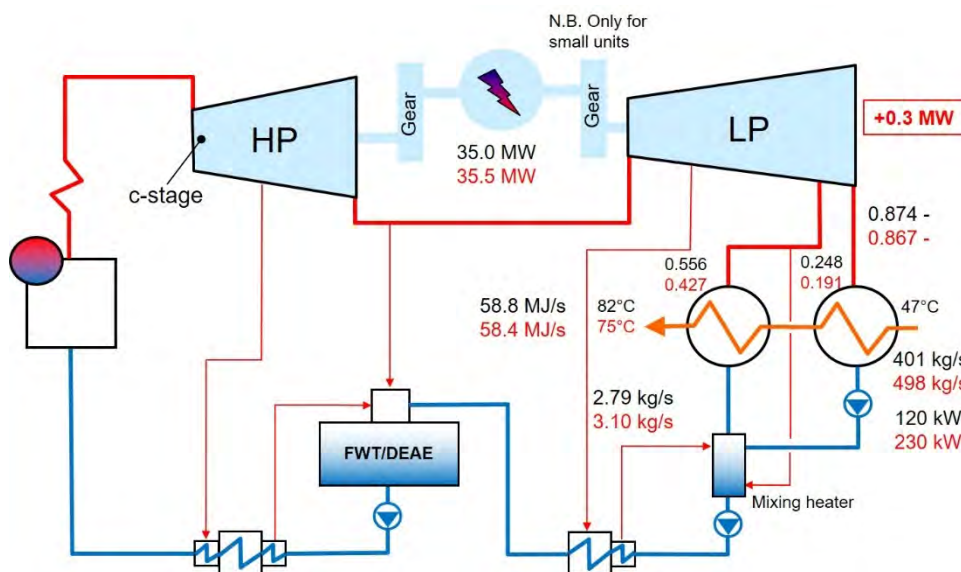
Figur 10-17. Förvärmkoppling med mellankylid gasturbin (STAL-LAVAL)

I figuren ovan visas att matarvattentanken inte är del av kopplingen och detta beror enbart på risken att förstöra matarvattenpumpen vis driftomläggning.

En viss ökning av eleffekten kan skapas genom att öka flödet i turbinkretsen och på så sätt lägre tryck i VK2 och VK1. Ett lägre kondensortryck kommer att ge ett större värmefall i turbinen och på så sätt mer eleffekt. Givetvis gäller första huvudsatsen och producerad fjärrvärmeeffekt sjunker – förutsatt samma energimängd från ångpannan. Så här långt är konceptet rätt men två effekter kommer att motverka en större ökning av effekten. Första lågtrycksförvärmaren är placerad efter blandningsförvärmaren (alternativt VK2s hotwell) och är en tubvärmeväxlare med kondensatet i tuberna och avtappningsången på mantelsidan. Oavsett, om man antar att grädigkeiten är oförändrad, eller inför ett uttryck som tar hänsyn för värmefflödet och flödet på kondensatsidan, enligt:

$$TTD \cong TTD_{des} \cdot \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{des}} \cdot \sqrt{\frac{\dot{m}_{des}}{\dot{m}}} \quad \text{or} \quad \frac{\Delta TTD}{TTD} \cong \frac{\Delta \dot{Q}}{\dot{Q}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta \dot{m}}{\dot{m}}$$

Så blir resultatet att avtappningsmängden ökar vid ett avtappningstryck på 2,5...3,0 bar(a) – och därför missat flöde genom bakomvarande steg. Dvs, även om värmefallet har ökat så minskar massflödet. Det effektiva värmefallet minskas också av ökad avloppsförlust ($C^2/2$). Detta är samma effekt som man kan se för kallkondens – där det finns vara proportionerligt mot flödet i kvadrat. Sammantaget gör detta att pumpeffekten ökar och denna effekt ska belastas ökningen från generatoren.



Figur 10-18. Drift med lägre framledningstemperatur

Figuren ovan visar ett tänkt fall där utläggningsdata för framledningstemperaturen är 82°C (svart) och anläggningen i stället kör med 75°C. Effekten vid generatorklämmorna ökar med 500 kW medan turbinkrets pumpens effekt ökas 200 kW. Nettotillskottet blir cirka 300 kW vilket motsvarar en procent. Sänks framledningstemperaturen ytterligare så sjunker effekten!

10.8 SSS-KOPPLING MELLAN TURBIN OCH GENERATOR

Ett sätt att öka anläggningens förmåga är att installera en så kallad SSS-koppling mellan turbinen och generatoren. Med denna typ av koppling kan generatoren bibehållas fasad utan att ångturbinen är i drift. Idén är inte på något sätt ny och den används typiskt redan idag på gasturbiner för störningshantering samt gaskombi med delad generator.

Ett kraftvärmeverk ligger i allmänhet i anslutning till ett befolkningscentrum (dvs en stad) och har kan en generator tillföra systemförmåga som spänningsstabilitet (reaktiv effekt) och kortslutningsström⁵¹ – utan att ångturbinen är i drift. Reaktiv effekt är normalt viktigt för att undvika spänningsfall som beror på impedans i nätet. I tillägg till detta kan det omvänds vara aktuellt, dvs. att absorbera reaktiv effekt om systemet har mycket nedgrävda kablar (med kapacitans). Dessa fenomen brukar man vanligtvis behandla med hjälp av PI-modeller som förenklat beskriver systemets kapacitet.

För att "starta" generatoren utan att starta turbinen har man möjlighet att införa en frekvensomriktare och helt enkelt varva upp till ett lätt övervarv och sedan fasa under utrullningen. Annars är alternativet att rulla upp ångturbinen och fasa på vanligt sätt för att sedan stoppa ångturbinen.

Vissa anser att en SSS-koppling är en extra risk men redan idag finns det, bara i Sverige, 43 stycken installerade kopplingar på gasturbinerna i störningsreserven. Dessa är extra viktiga vid dimensionering av N-1 för stamnätet där reaktiv förmåga är kritisk för att undvika spänningskollaps om en linje faller ifrån. Data från 2012 visar att det

⁵¹ P g a generatoren subtransienta reaktans (X_D'')

finns mer än 550 SSS-kopplingar i världen som används för faskompensering. I princip alla gaskombianläggningar har SSS-kopplingar för diverse behov – teknologin är mogen!

11 Service och underhåll

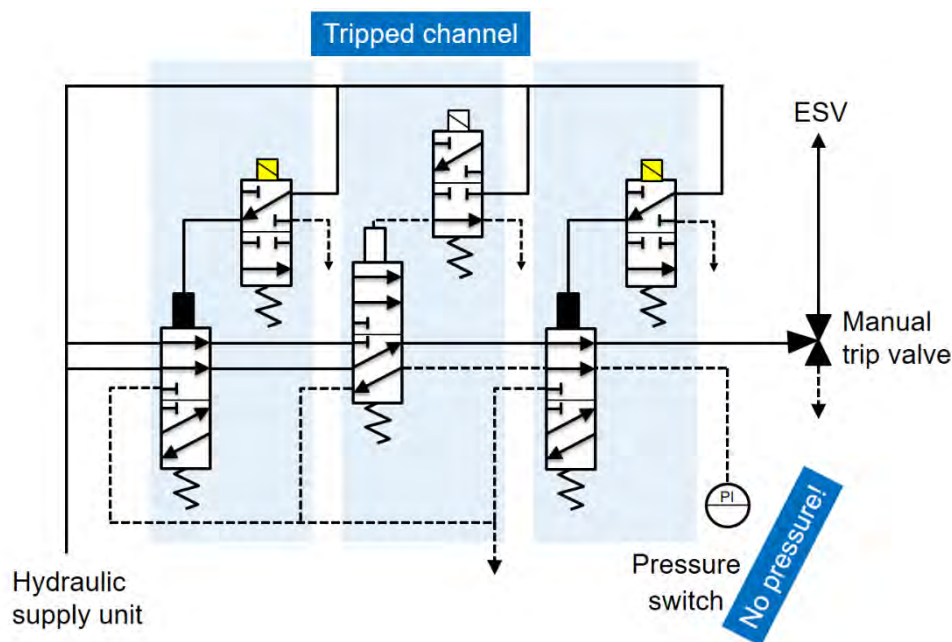
11.1 INTRODUKTION

Alla ångturbiner kommer behöva någon omfattning av service för god tillgänglighet och att inte haverera eftersom anläggningen åldras. I nästa kapitel diskuteras dessa aspekter och syftet med detta kapitel är att introducera koncepten för service.

Under maskinens livslängd kommer ett antal serviceåtgärder på olika nivå att utföras som exempelvis kan vara årliga säkerhetskontroller till större service vart 4:e till 8:e år där rotern tas ut ur maskinen. Exakt vad som utföres varierar mellan maskintyperna och man hänvisas därför till den aktuella manualen för turbinen. Läsaren uppmanas att studera [22] för en uttömmande beskrivning av typiska serviceåtgärder.

En turbin konstrueras för ett antal drifttimmar och ett antal starter – där timmarna primärt reflekterar slitage från kryp, korrosion, erosion medan antalet starter primärt reflekterar lågcykelutmattning.

En del av normal turbindrift är att vid lämpliga tillfällen testa tripkanalerna genom att exempelvis initiera övervarsprov på en kanal åt gången och kontrollera att den även har löst hydrauliskt (2/3-system) genom att trycktransmitter i tripblocket detekterar trycklöst – se figur nedan.



Figur 11-1. Test av tripkanal

Man gör med fördel delslagsprov med snabbstängningsventilen för att säkerställa att den är rörlig. En annan underhållsåtgärd är att kontrollera reglerventilernas täthet vid normalt stopp. Detta innebär att man löser turbinen på noll- eller bakeffekt antingen automatisk som en del av stoppsekvensen, eller manuellt med effektbörvärdet.

11.2 NÄR ÄR DET DAGS FÖR NORMAL PLANERAD SERVICE?

Stor service sker normalt i intervallet 4...8 år beroende på tillverkare och turbintyp. Egentligen är ett visst antal år ett mycket trubbigt verktyg eftersom det egentligen inte säger så mycket om hur – och hur mycket – turbinen slits. Det är därför lämpligare att resonera i antal drifttimmar och starter än att bara fokusera på kalenderår. En modern industrimaskin har typiskt serviceintervallet 50,000 timmar. Detta förutsätter dock att turbinen används i "normal" omfattning och resonemanget skulle exempelvis inte fungera på Karlshamnsverket som inte har haft 20,000 drifttimmar sedan 1977. Säkerhetskontrollen är normalt årlig och innefattar kontroll av mätsystem, tripsystem, hydraulik, vibrationer (om i drift).

- Serviceinsatserna och intervallerna beror på tidigare erfarenhet från:
- Tillverkaren
- Försäkringsbolag(et)
- Branschaktörer som VGB, EPRI, ...
- Egen erfarenhet
- Leveranssäkerhet

I förra kapitlet diskuterades lågcykelutmattnings och man kan förenklat säga att det normalt uppstår en spricka vid ytan på tex rotorn som växer vid höga spänningsnivåer vid tex. startcykler. En annan begränsande faktor är kryp där materialet (korngränserna) "rör" sig trots att spänningsnivån inte uppnår sträckgränsen enligt lämplig definition. Kryp har normalt tre faser och det är vi den sista (tertiär) som kritisk sprickbildning uppstår i materialet. Detta är starkt beroende på tiden och temperaturen och har inte något egentligt beroende av antal cykler. Skillnaden mellan dessa inses enkelt om man studerar ett Wöhler⁵²- och ett Larson-Miller diagram och någon djuplodande diskussion ges inte här. Det finns ett antal andra skademekanismer som exempelvis erosion och korrosion där en gemensam faktor också är tid (se nästa kapitel för mer information).

Ett sätt att rationellt hantera att det finns både tid- och antalsberoende har gjort att serviceleverantörerna har infört konceptet ekvivalenta timmar – där lågcykelutmattnings räknas om till ekvivalent tid. I figuren nedan visas en modell som VGB förespråkar i [22], där serviceinsatserna styrs av ekvivalenta timmar.

Modellen som VGB rekommenderar är:

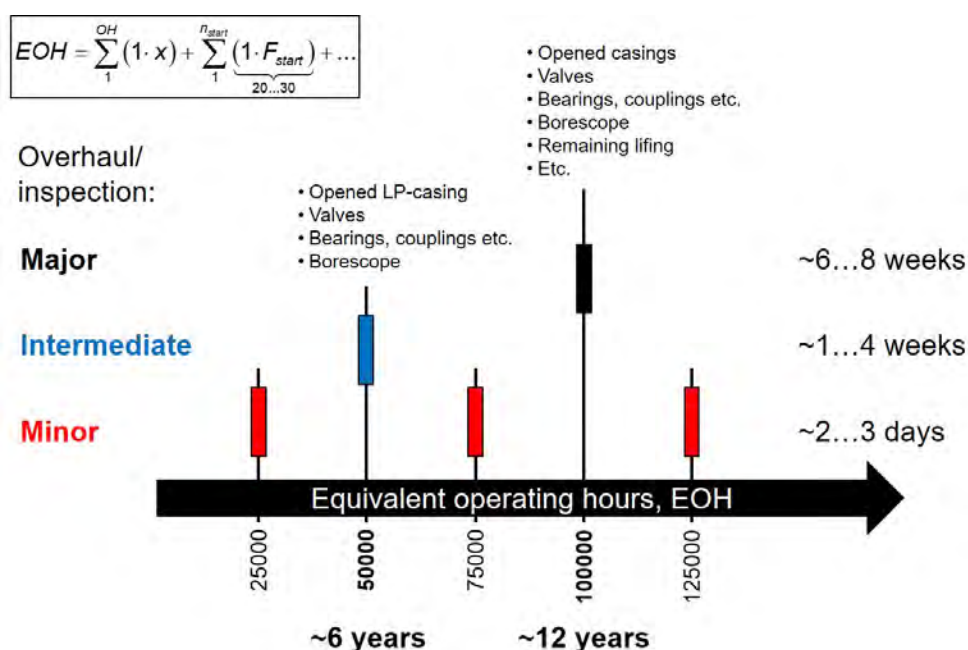
$$EOH = OH + n_{\text{starter}} \cdot (20...30) \quad (11-1)$$

I ekvationen ovan är OH faktiska kalendertimmar, n_{starter} antalet cykler och faktorn 20...30 representerar "skadan" av en cykel i termer av motsvarande tid. En cykel är kursiv eftersom realiteten är något helt annat om inte turbinen körs strikt i baslast utan större variationer. I praktiken måste man ta hänsyn till: (1) eventuella delningsplan, (2) fukt i avloppet, (3) turbiner med austenitiska material (SCC) och (4) växlade maskiner. I tillägg till de konstruktiva förutsättningarna ovan måste man beakta: (1) driftformen (kontinuerlig eller intermitterande), (2) avsteg från "normala" parametrar, (3) start- och stoppcykler (faktisk spänningsnivå), (4) temperatur-transienter och resulterande spänning och (5) driftform som konstant tryck eller glidtryck etc.

⁵² Miner-Palmgren

I tillägg till listan ovan finns saker som tillkommer och upptäcks vid "normal" drift som vibrationer, lagertemperaturer, uppriktning, axialläge, tryckbild i turbinen, glandläckage, etc.

Resultaten från analys av smörj- och hydraulolja är viktiga instrument i underhållsplaneringen eftersom man tidigt kan upptäcka problem. Exakt hur detta går till varierar eftersom det råder olika förutsättningar kring exempelvis rening (separator eller Jensen/CJC-filter) och om man har ett separat hydraulsystem. För hydraulsystem är partikelräkning centralt om man ska säkerställa minimalt komponentslitage. Idag finns det online instrument som mäter partiklar under drift som ger en extra säkerhet mot problem i hydraulsystemet.



Figur 11-2. Exempel serviceintervall

Samma metod har också, av tradition, använts i gasturbinsammanhang och formeln brukar se ut enligt nedan:

$$EOH = \underbrace{\sum_1^{OH} 1 \cdot F_{fuel} \cdot F_{firing}}_{\text{creep and oxidation}} + \underbrace{\sum_1^{n_{starts}} 1 \cdot F_{starts} \cdot F_{load rate}}_{LCF} + \sum_1^{n_{trips}} 1 \cdot F_{trips}$$

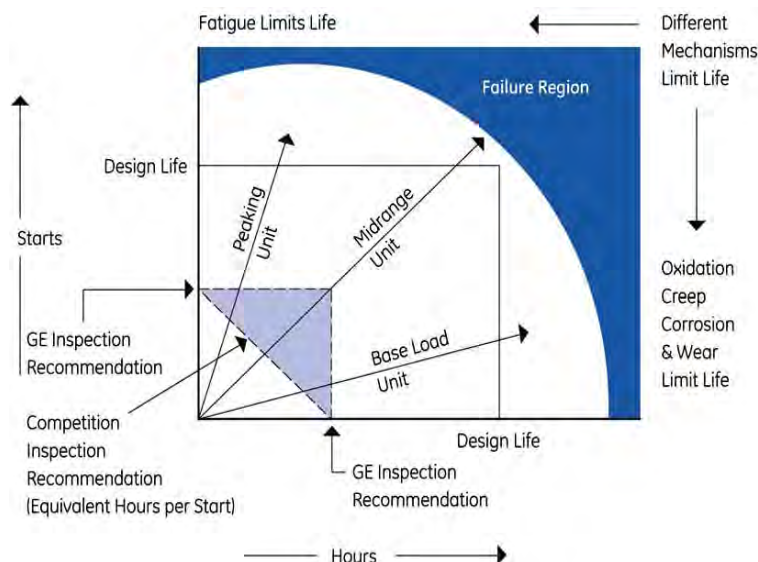
Ekv 11-2

Den första termen är kryp som är både tids- och temperaturberoende och detta införs via OH och F_{firing} . Faktorn F_{fuel} införs för att inkludera beroendet från ökat slitage från exempelvis korrosion från klorider, svavel etc. Den andra och tredje termen beskriver slitage (utmattning) som uppstår genom temperaturinducerad drag- och tryckspänning. Faktorerna F_{starts} och F_{trips} införs för att beskriva "slitage" i termer av tid – trots att det inte finns en sådan koppling.

I gasturbinsammanhang är det välkänt att resultatet av metoden ibland ger ökad servicekostnad eftersom man kommer i ett läge att man inte har "förbrukat" någon av

budgetarna för kryp/erosion och LCF till den nivån när slitaget egentligen är ett problem som innebär exempelvis skaderisk etc.

Figuren nedan är från General Electric (GE) och illustrerar problemet på ett utmärkt sätt. Notera att x-axeln anger korrigerade drifttimmar och y-axeln är antal korrigerade cykler.



Figur 11-3. Serviceintervall s.f.a. tid och antal event

Den lämpligaste metoden är sannolikt att bokföra drifttid och antal kall-, varm- och hetstart och utföra service när någon av dessa uppnår designlivslängd.

Planering och upphandling av "stor" service startar normalt cirka två år före den faktiska insatsen.

11.3 PRESTANDA OCH SERVICEÅTGÄRDER

Utöver att vidmakthålla hög tillgänglighet och säkerhet så kommer vissa serviceinsatser att påverka turbinens prestanda. I princip kan detta sammanfattas som varianter av läckage samt ytråheten. Läckage som påverkar prestanda är typiskt från axeltätningarna och detta leds ofta genom avlastningsrören till en avtappning. Dvs. ånga som skulle bidra till turbineffekten leds förbi beskovlingen med "full" admissionsentalpi och höjer på så sätt entalpin (temperaturen) för den avtappningen. Turbiner med låg reaktionsgrad, dvs. med mellanväggar är mycket känsliga för läckaget genom tätningen. Detta är dels genom att läckageången inte bidrar till stegarbetet eftersom det inte accelereras i ledskenan (statorn) och dels orsakar en stor störeffekt när det åter blandas in i huvudflödet mellan statorn och rotern. Man kan exempelvis visa att varje procent läckageflöde ger cirka två procent verkningsgradsförlust. Detta är orsaken till att man har utvecklat avancerade "rörliga" mellanväggstätningar med mycket små effektivareor samt borsttätningar. Det är lämpligt att införas denna teknologi när turbinen "ändå" är öppen.

Ofta vid service, och för all del vid nyleverans, kommer effekten beskovlingens ytråhet att vara föremål för diskussion. Ytråheten är viktig om Reynoldstalen är höga, dvs. extra viktigt för högtrycksdelen (modulen). Man kan empiriskt visa att "kritisk" ytråhet är:

$$\frac{k_s^*}{k_{orda}} \approx 7.2 \cdot \text{Re}^{-0.9}$$

Denna definition ger en profilförlust som är 1,025 gånger större än för motsvarande "hydrauliskt glatta" ytas, där ytråheten inte påverkar (se exempelvis [3] [4] för mer information). Inflytande av Reynoldstalet inses lätt vid observation av föregående ekvation. Detta är alltid störst i turbinens högtryckdel och vikten av ytråhet inses enkelt.

Reparation av skadade skovlar måste ske med bibehållen kurvaturfördelning, d.v.s. ytans andraderivata ska vara oförändrad. Man kan visa att hastighets-fördelningen runt profilen, och därmed prestanda, styrs av ytans andraderivata. Exakt hur turbintillverkarna gör brukar vara väl förborgade hemligheter, men sammanfattningsvis så finns det två "skolor", nämligen "tidig"- och "bakre" lastning⁵³. Syftet med denna text är inte att presentera profilering utan endast etablera vikten med att behålla kurvaturen. I vissa fall erbjuder tredjeparts-leverantörer egna lösningar som kanske är bättre än de ursprungliga bladen. Detta är inte lätt att vare sig se eller kontrollera och skillnaderna utan mätning med rätt typ av utrustning kan göra bedömningen omöjlig. Som anläggningsägare ska man alltid kräva att få se tredjepartslieferatörens kurvaturfördelningar för att bedöma om det är en kompetent design (eller inte).

Förluster som sker "tidigt" i turbinen brukar vara mindre allvarliga än förluster som sker närmare avloppet. Detta beror på den s.k. "reheateffekten" där en ökad utloppsentalpi från ett steg är "nyttig" energi in i nästa. Man kan exempelvis visa att summan av stegvärmefallen⁵⁴ är större än det totala värmefallet. Litteraturen är väldigt begränsad inom detta område (utom för strikt teori) men referens av Ken Cotton [4] ger en utmärkt praktisk och mycket kvalificerad beskrivning. Motsvarande information finns i Walter Traupels *magnum opus* [3].

För att utvärdera serviceinsatser i termer av prestanda kör man lämpligen ett referensprov innan och ett utvärderingsprov efter serviceinsatsen. Detta diskuteras både i kapitel 8 och 13.

11.4 ETABLERA LÄNGRE INTERVALL?

Ofta finns det en önskan om att förlänga serviceintervallen av antingen pekuniära orsaker eller att erfarenheten har visat att intervallet inte är lämpligt. I vissa fall kan man till och med introducera nya problem som har direkt koppling till att maskinen har varit öppen. Detta innebär en risk i sig själv och därför är optimala intervall en nödvändighet.

Oftast kräver försäkringsgivaren att man följer tillverkarens instruktioner för att försäkring ska gälla. I tillägg till detta kan byte av driftprofil introducera nya behov där fast kalendertid är olämpligt och istället använda ekvivalenta timmar. Givetvis kan detta ersättas av antingen timmar eller event – där det som når sitt värde först "vinner". Tidigare i texten har VGB:s modell [22] presenterats och läsaren hänvisas till denna referens för mer uttömmande information. Det finns givetvis andra

⁵³ Finns ingen bra svensk översättning och man brukar använda "front-" respektive "aft"-loading i dagligt tal.

⁵⁴ Reheatfaktorn

organisationer där EPRI i USA är en av de mest namnkunniga utanför Europa. I deras rekommendationer är cyklerna för MO 80 000 EOH istället för VGB:s 100 000.

Tillverkaren har normalt tillgång till omfattande statistik för den aktuella turbintypen. Detta används normalt för att etablera och utveckla sina serviceprodukter på ett lämpligt sätt. Dessa serviceprodukter bygger normalt på en metodik som kallas "Riskbaserad Metodologi" och har utvecklats av *Hartford Steam Boiler Inspection*. Tillverkaren för på detta sätt ett effektivt verktyg för att leverera service på en nivå som är optimal som är *baserad på flottan av turbiner*. Tredjepartsleverantörer har normalt inte tillgång till detta och här är en av riskerna med att inte använda tillverkaren.

I detta sammanhang är det också lämpligt att man inte operatör inte "skapar" kortare serviceintervall (eller tom skada på turbinen) genom att nogsamt bevaka:

- Ångkemin
- Vibrationer (små ändringar och framförallt nya mönster)
- Hydraulolja (partikelräkning)
- Smörjolja
- Alltid följa tillverkarens driftinstruktioner
- Aldrig (någonsin!) traversbaxa⁵⁵!
- Utrullningstid

⁵⁵ Ett mycket dåligt "trick" som i all väsentlighet går ut på att om rotorn has fastnat pga. baxen inte fungerade som tänkt, vira en nylonstropp runt rotorn och dra med traversen. Detta kommer att skada tätningarna samt riskerar att förstöra maskinens uppriktning och därmed i värsta fall göra denna okörbar!

12 Skador

I den tidigare sektionen diskuterades "normal" påverkan från drift, syftet här är att diskutera skador som inte direkt kan härledas till cyklisk drift. Ångkraftverk har under lång tid haft driftprofiler motsvarande ren baslast till medellast (i vissa fall även rena spetslast). Karakteristiskt för detta är långa tider då samma lastförhållanden råder. Detta har gjort att komponenterna i kraftverken tidigare har arbetat under långsamma gradienter. Med mer väderberoende produktion i näten såsom vind och sol har medfört större fluktuationer i nätet vilket också påverkar lastförhållandena för kraftverken.

Dagens konventionella kraftproduktion används mer och mer för att parera laständringar i näten vilket i sin tur leder till större lastgradienter och annan påfrestning av utrustningen. Idag har, exempelvis, många av de tyska kraftverken kunnat ha väldigt få och korta uppehåll då de inte längre körs. Idag går dessa mot en framtid med tätare stopp och med längre stopptider. Detta har gjort att skador som uppkommer har gått från att vara kryputmattnings till att gå till cyklisk utmattnings och till "spänningsinducerad korrosionssprickbildning".

De vanligaste utmattnings-skadorna var förr ofta skador som uppkom på grund av användning under lång tid. De skador som idag uppkommer uppstår mer och mer på grund av temperaturgradienter. Den cykliska utmattnings leder mycket snabbare till utmattningsbrott.

12.1 TURBINEN

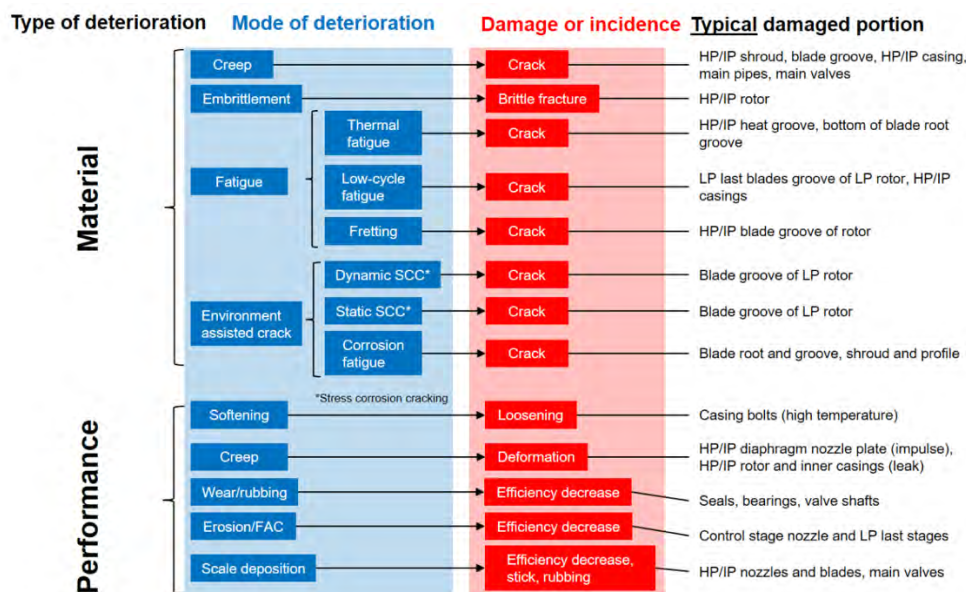
Turbinens utsätts för mycket spänningar under drift vilket förvärras av cyklisk last till följd av laständringar. EPRI har gett ut en rapport [23] där belastningsskador på grund av laständringar finns listade, som:

- Kryp och kryputmattnings i skovelfästningen
- Kryp och kryputmattnings i skovlarna
- Kopparavlagringar
- Utmattnings i LT-turbinen
- Utmattnings i HT-turbinen
- Lokal korrosion
- Korrosionsutmattnings
- Sprickbildning till följd av spänningskorrosion i skovelfästningen i rotorn
- Sprickbildning till följd av spänningskorrosion i skovlarna
- Erosion på grund av vattendroppar i ångflödet
- Vatteninduktion
- Korrosion på grund av flödesacceleration (FAC)
- Fretting
- Överhettning på grund av "windage" (se tidigare kapitel)

I listan finns kryp och kryputmattnings i skovelfästningarna. Skovelfästningen är en mycket utsatt del av turbinen då rotationshastigheten är stor vilket genererar stora belastningar. I denna del möter dessutom skovlarna själva stålet i infästningen och skapar på så sätt tredimensionella kontaktytor. Spänningen som uppstår i dessa kontaktytor reducerar kryp- och utmattningshållfastheten i komponenterna.

Kopparavlagringar är ett fenomen som tidigare har setts som enskilda isolerade problem. Allt fler kraftverk rapporterar att de har fått kopparavlagringar på turbinen. Det är idag inte känt varifrån och hur avlagringarna uppstår men det verkar bara uppstå i pannor med tryck runt 180 bar [18].

Figuren nedan visar en generell skadesammanställning som baseras på [24]⁵⁶ och denna överensstämmer väl med resonemanget ovan. Läsaren hänvisas till [24] för en utförligare diskussion.



Figur 12-1. Typiska skador

De flesta punkterna är välkända och endast några kommer att diskuteras vidare i texten nedan.

Kryp är ett fenomen där materialet "töjs" över tid när det belastas – utöver den normala elastiska töjningen. Temperaturen har en stor inverkan och man kan visa att kryp väl följer ett Arrhenius-uttryck. Man brukar för enkelhetens skull använda den s.k. Larson-Miller parametern för att bedöma svårigheten (livslängden). Denna definieras som (T för temperatur och t för tid):

$$LMP = T(\log t + 20)$$

Ekv 10-1

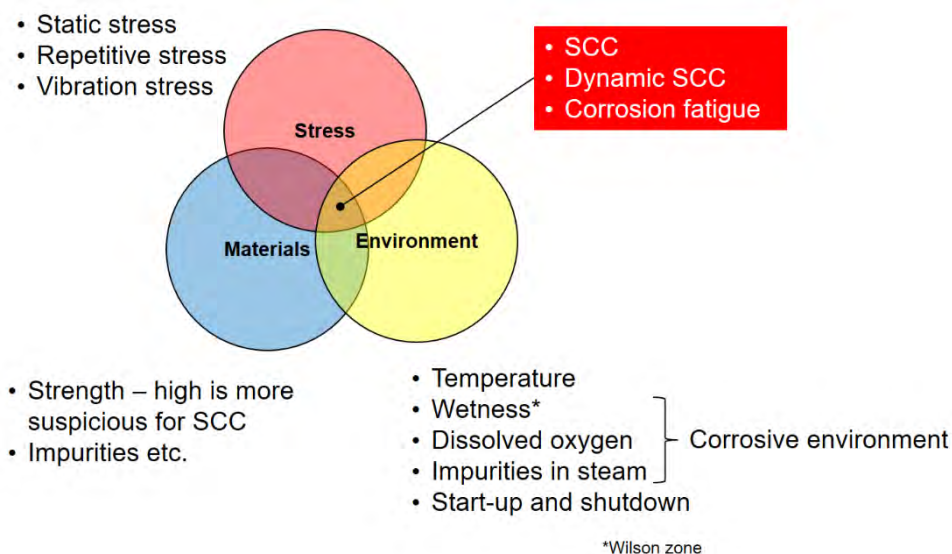
Kryplivsländsdata brukar normalt redovisas som tillåten belastning som funktion av Larson-Miller parametern (eller omvänt). Man brukar exempelvis konstruera viktiga turbindelar (t.ex. hus och rotor) för maximalt 0,2 procent under 200,000 timmar. Kryp har typisk tre faser nämligen: primär-, sekundär- och tertiärkryp. I den sistnämnda fasen uppstår sprickor och eventuella brott. I en turbin kan man förvänta krypskador där både temperaturen och spänningsnivån är hög – exempelvis hus och skovelfästningar i HP-turbinen. Även nitade takbandage har visat sig känsliga för kryp (själva "nitdelen" av skoveln). Än idag säljs nitade takbandage och exempelvis Skoda och General Electric har denna teknik i sina turbiner.

⁵⁶ Mitsubishi/Hitachi

”**Environment Assisted Crack**” är ett samlingsnamn för sprickor som uppstår när tre faktorer samverkar. Spänningskorrosion är ett exempel på detta. Dessa faktorer är:

- Spänningsnivå
- Material
- Driftbetingelser

Figuren nedan sammanfattar faktorerna som leder till ”vanlig” spänningskorrosion, spänningskorrosion vid stora laster (start och stopp) och korrosionsutmattning.



Figur 12-2. Faktorer som samverkar vid t.ex. spänningskorrosion

Figuren nedan sammanfattar faktorerna som leder till ”vanlig” spänningskorrosion, spänningskorrosion vid stora laster (start och stopp) och korrosionsutmattning. Sprickor som uppstår pga. spänningskorrosion (SCC) kräver därför dessa tre rekvisit. Förenklat så faller föroreningar som klorider primärt ut i Wilson-området (där ångan blir fuktig) samtidigt som spänningsnivån i de bakre stegen sannolikt är hög. Detta är den primära orsaken till att det oftast händer i skovelfästningarna i L-0, L-1 och L-2. Hög hållfasta material är oftast känsligare och det är därför som rotors primärt drabbas.

12.2 REGLERVENTILER

De skador som numera uppstår ser annorlunda ut än tidigare skador. Reglerventiler har skadats genom brutna spindlar och låglastskador såsom ”hammarskador”.

Kraftverken hade väsentligen två olika sätt att behandla denna typ av skada, nämligen:

1. Vid minimumlast började de stänga två ventiler istället för bara en. Fördelen med detta är att själva belastningen på ventilerna minskar då flödet istället delas upp på fler ventiler. Det är viktigt att diskutera igenom dessa förändringar med turbintillverkaren då reglerhjulet kommer att uppleva andra drifttillstånd än vad turbintillverkaren har dimensionerat för.
2. Vidare gjordes en del omkonstruktioner för att det skulle bli enklare att komma åt att byta ventilerna då maskinen stod still. Genom att göra

konstruktionsändringar gick det att byta ventilen mycket snabbare än tidigare vilket gjorde att kraftverket kunde tas i drift snabbare efter ett driftsstopp.

12.3 SKADOR – FÖRSÄKRINGSDATA

Grundförutsättningen för att en *skada* ska bli föremål för försäkringen är att denna är **”plötslig och oförutsedd”**. Ordet ”skada” är kursivt eftersom man normalt använder detta ord i stället för haveri – som normalt används för flyg- och sjöfart.

Försäkringsbranschen har skadestatistik för olika skador och det som visas här baseras på IMIA. Skadorna rangordnas 1...4 på dels hur allvarlig skadan är och del hur stor sannolikhet denna är (se fet stil nedan).

12.3.1 Övervarv

Ett exempel på skada med stora konsekvenser (4) som turligt nog är ovanlig (3) är övervarv. Detta kan inkludera vatteninduktion under vissa omständigheter där expansion i en förvärmare är orsaken till övervarvet. De vanligaste underliggande orsakerna är (i) felaktig reglerventil, (ii) felaktigt mekaniskt övervarsskydd⁵⁷, (iii) felaktig snabbstängningsventil, (iv) övervarvsprov som går fel och (v) styrsystemsfel.

Moderna turbiner har elektroniska system där man rutinmässigt kan prova trippedjan genom att lösa en kanal i taget. Detta görs rutinmässigt genom att man aktiverar testfunktionen elektroniskt och på så sätt simulerar övervarv för den aktuella kanalen. Den aktuella kanalen kommer att lösa sin del i tripblocket enligt figur 10-1. Som figuren visar genom CETOP-symbolerna ser man att man får kvittering hydrauliskt att man har löst kanalen. Detta är den stora fördelen med elektronisk varvtalsmätning och 2/3 trippedja.

12.3.2 Smörjolja

Ett exempel på vanligare skada (1) men som har något mildare konsekvenser (3) är förlust av smörjolja. Givetvis kan konsekvenserna bli allvarliga om det resulterar i sekundärskador bortom lagren i sig själv. Exempel på detta är itagningar (radiellt och axiellt) samt skador på lagertappar etc. De vanligaste bakomliggande orsakerna är (i) felaktiga tryckgivare, (ii) felaktigt stand-by pump, (iii) duplexfilter (vid omväxling), (iv) läckande ventiler samt (v) rörbrott. Det sistnämnda resulterar i en stor risk för brand.

⁵⁷ I princip omöjligt att prova under drift, samt att det inte erbjuder 2/3-koppling. CEGB utvecklade dock en metod för att hydrauliskt pressa ut kolven (pinnen).

13 Konservering

Stilleståndskonservering av ångturbinen sker vanligtvis genom noggrann kontroll av luftfuktigheten i turbinen. Luftfuktigheten skall inte överstiga 30...50 procent⁵⁸ (OBS! överallt där man önskar skydda mot stillestånds-korrosion) och man bör därför ha en avsevärd marginal.

13.1 LÅNGA STOPP

Man cirkulerar enklast torkad luft i turbinen genom att ansluta en ordinär Muntherstork™ till en fläns i inloppet för turbiner som bara har ett hus eller till överföringsröret mellan HP- och LP-turbinen i fallet med två hus. För enkelhusturbiner sitter denna fläns vanligtvis innan både snabbstopps- och reglerventilen och detta gör att man måste säkerställa att båda dessa ventiler är öppna under stilleståndsperioden. Exakt hur detta går till varierar mellan olika tillverkare men man måste (på lämpligt sätt) säkerställa att både snabbstopps- och reglerventil(er) är öppna under konserveringen. Man vill ogärna ha hydraulik-systemet i drift under stilleståndperioder⁵⁹ och man därför förutsätta andra varianter. Bör dock nämnas olämpligheten att någon av dessa anordningar kvarglöms vid start eftersom turbinen kommer att rusa när ångsystemet trycksätts utan möjlighet till snabbstopp. Istället är det ofta att föredra att torken ansluts vid turbinavloppet via en separat anslutning. Denna anslutning kommer få avsevärt lägre klassning och man kan ha en enkel kulventil till avsevärt lägre kostnad. Vidare så behövs ingen personal utöver normal drift eftersom inga mekaniska ingrepp behövs i ventilerna. Turbiner med partialpådrag har också normalt fyra reglerventiler vilket gör ingreppet att "hänga" ventilerna mer komplicerat. Man riskerar även att skada ventilernas spindel och axeltärningar om torken ansluts på högtryckssidan. *Det är mycket viktigt att säkerställa att torkluften passerar ut genom axeltätningarna oavsett var torken ansluts – annars riskeras korrosion i tätningarna och på axeltapparna!* I vissa fall ansluter man en extra tork till droppavskiljaren som sitter efter sprayen i spärrångsystemet.

Som tidigare nämnts måste luftfuktigheten vara under 30 procent överallt och man måste därför säkerställa att det exempelvis inte finns några kalla zoner/ytor där detta överskrids.

Man måste också säkerställa att turbinen är "torr" vid konserveringen d.v.s. att det inte finns kondensat i olika lågpunkter och i hotwell. Dessa kan öka luftfuktigheten lokalt under lång tid vid olyckliga omständigheter. Samma gäller anslutningar till eventuella avspänningskärl och flash-box där man vid parallelldrift skulle kunna få ökad fukthalt⁶⁰.

Lösningar med hetluftvärmning löser problemet på ett mycket effektivt sätt eftersom luften som passerar och värmer turbinen är i det närmaste helt torr.

⁵⁸ Korrosionen avstannar under denna nivå.

⁵⁹ Man har också alltid turbintripp när pannan inte är i drift eftersom detta är den del av säkerhetsfilosofin för anläggningen

⁶⁰ Det finns risk att torkaggregatets syrerika luft påskyndar korrosionsprocessen

Man bör också säkerställa att fläkten i torkaggregatet kan hålla ett tillräckligt övertryck så att "fuktig" luft inte kan komma in i turbinen. Man bör kontrollera att torkluften passerar ut genom axeltätningarna – vilket inte sker om trycket är för lågt.

13.2 KORTA STOPP

Vid stopp som är kortare än exempelvis en helg, kan man med fördel behålla vacuumet i systemet. Detta förutsätter givetvis att både bax och spärrånga är tillgängligt under hela stoppet. Ofta har man relativ god tillgång till ånga från panndomen och kan med hjälp av relevant rörsystem säkerställa spärrånga. Kravet på exempelvis spärrångans överhettning varierar mellan turbinleverantörerna men kondensatutfällning är skadligt för tätkanterna och måste undvikas. Vissa kombikraftverk som startar och stoppar ofta har elektriska överhettare som säkerställer att spärrången håller rätt temperatur (exempelvis för att inte kyla axeländarna på ett ofördelaktigt sätt).

Om man har en kallkondensturbin och måste bryta vacuumet av någon anledning så är det ofta fördelaktigt att behålla kylvattenflödet genom kondensorn. Man kommer då kondensera luftfuktighet i kondensorn vilket är fördelaktigt för turbinen.

13.3 BAXNING

Vid stopp behöver turbinen baxas 1 och $\frac{1}{4}$ varv varje vecka för att undvika att axlarna kröks.

13.4 HYDRAULIK

De flesta tillverkarna har instruktioner för hur hydraulsystemet ska köras vid stillestånd och hur ventilerna motioneras.

13.5 GENERATOR

Instruktionerna för värmning etc. måste följas för att undvika potentiella korrosions- och isolationsproblem – konsultera manualen!

14 Övervakning

Omfattningen för ett övervakningssystem kan variera avsevärt beroende på exempelvis anläggningens komplexitet, instrumentering, körsätt, ambitionsnivå, serviceavtal, etc.

- Anläggningens verkningsgrad
- Turbinverkningsgrad och vidhet
- Gaveltätningar
- Inläckage (luft)
- Vibrationer
- Läckage

Det finns kommersiella verktyg för övervakning av turbiner från ett antal leverantörer. Dessa kan bygga på ett antal tekniker, exempelvis Kalmanfilter, Artificiella Neurala Nät⁶¹ (ANN), SVM, ... Möjligheterna är många, men samtliga måste kunna "känna igen" typiska förändringar i driftdata som är resultat av exempelvis beläggningar och lägre verkningsgrad.

14.1 ANLÄGGNINGENS VERKNINGSGRAD

Det enklaste sättet att följa upp verkningsgraden och kapaciteten för anläggningen är att upprepa garantiprovet med driftinstrumenten. Proceduren är den samma och börjar med att man baslägger för provet och lägger turbinen i exempelvis en ventilpunkt. Man bör få god repeterbarhet om driftinstrumenten underhålls och kalibreras – men största risken att misslyckas ligger i anläggningen basläggning och eventuella oidentifierade läckage.

Korrektion till utlägningsdata sker lämpligast med tillverkarens korrektions-kurvor. Man skulle kunna tänka sig ett förenklat förfarande som bygger på hur turbinens isentropa process och avloppsförlust ändras med avvikande driftdata. Detta är dock inte helt okomplicerat och rekommendationen är att använda tillverkarens korrektionskurvor.

14.2 TURBINENS VERKNINGSGRAD OCH VIDHET

14.2.1 Verkningsgrad

Mätning av turbinverkningsgrad kräver att utloppet från turbinen är överhettat och är därför bara tillämplig på högtrycks- och mottrycksturbiner. Man bör vara försiktig med mätningar på t ex enkelhusturbiner där man hänvisas till avtappningar eftersom en stor del av flödet kan vara avlastningsflöden från axeltätningen på högtryckssidan. Entalpin (total) för internläckaget kommer att vara samma som för admissionsången och små flöden kan därför påverka resultatet avsevärt. D v s en plötslig ökning i en avtappningstemperatur kan vara en indikation på en skadad axeltätning (på högtryckssidan). Detta kan / brukar innebära ett större flöde även till läckageångkondensorn med t ex ökat ventilslag i tryckhållnings-ventilen.

⁶¹ Idag "Machine Learning, ML" – som i princip är något förenklade ANN där sigmoiderna ersätts av enklare överföringsfunktioner.

Huvudregeln är att skador i strömningskanalen, internläckage och beläggningar är orsakerna till sänkt verkningsgrad och en trängre turbin.

Turbinens isentropa verkningsgrad brukar normalt skrivas som:

$$\eta_s = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2,s}} \quad \text{Ekv 14-1}$$

Där:

$$\left. \begin{aligned} h_1 &= f(p_1, t_1) \\ h_2 &= f(p_2, t_2) \\ h_{2,s} &= f(s_1(p_1, t_1), p_2) \end{aligned} \right\} \therefore \eta_s = f(p_1, t_1, p_2, t_2)$$

Alla mätningar är behäftade med fel (onoggrannhet – "V") som antingen är bias (kalibrering) och/eller slumpmässiga (precision) och den resulterande onoggrannheten för verkningsgraden blir enligt Gauss-LaPlace för 95 procent (2σ) konfidensintervall:

$$V\eta_s = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial \eta_s}{\partial p_1} \cdot V_{p_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_s}{\partial t_1} \cdot V_{t_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_s}{\partial p_2} \cdot V_{p_2}\right)^2 + \left(\frac{\partial \eta_s}{\partial t_2} \cdot V_{t_2}\right)^2 + \left(\frac{R_{h_1}}{h_1}\right)^2 + \left(\frac{R_{h_2}}{h_2}\right)^2 + A^2(s)}$$

Där:

$$\frac{\partial \eta_s}{\partial p_1}, \frac{\partial \eta_s}{\partial t_1}, \frac{\partial \eta_s}{\partial p_2}, \frac{\partial \eta_s}{\partial t_2}$$

Är partiella derivator enligt ovan definition av isentropa verkningsgraden. Övriga termer kommer från ångtabellens kvalitet/noggrannhet och läsaren rekommenderas söka vidare information i t ex IAWPS eller motsvarande. Det är starkt rekommenderat att använda datorbaserade ångtabeller och beräkna alla derivator numeriskt genom att ändra en variabel åt gången.

Exemplet nedan visar hur man beräknar isentrop verkningsgrad för ett typiskt fall där man har mätt tillståndet in (1) och ut (3) samt tryckfallet över reglerventilerna.

Tillståndet in benämns 1, efter ventilerna 2 och 3 i turbinutloppet.

1. Sök h_1 som en funktion av p_1 och t_1 ($h_1=f(p_1, t_1)$)
2. Sök s_2 efter ventilerna (Obs! entalpin är oförändrad eftersom processen är isentalpisk) som en funktion av p_2 och h_1 ($s_2=f(p_2, h_1)$)
3. Sök den isentropa slutentalpin $h_{3,s}$ (Obs! entropin är oförändrad) som en funktion av p_3 och s_2 ($h_{3,s}=f(p_3, s_2)$)
4. Beräkna verkningsgraden enligt ekvationen ovan.

Beräkningsgången ovan inkluderar effekten av strypning och/eller tryckfall i snabbstoppsventil, ångsil och reglerventil. I designfallet (fullt öppen reglerventil) bör detta vara i storleksordningen 2...3 procent. Man bör, om möjligt, mäta tryckfallet över inloppsventilerna eftersom det möjliggör övervakning trots att reglerventilen inte är

stängd. Ett specialfall är om turbinen har ett "lätt" fuktigt avlopp där man p.g.a. Gibbs faslag inte enkelt kan mäta tillståndet. I detta fall kan man strypa inloppet och på så sätt flytta expansionen till höger i Mollier-diagrammet och på så sätt få ett överhettat utlopp.

14.2.2 Vidhet och verkningsgrad

Vidheten är ett mått på hur stor strömningskanalen är (d v s area) och man kan visa att den totala turbinkonstanten är beroende av alla delturbiners vidhet (i princip även varje steg) enligt (n anger antalet delturbiner):

$$\frac{p_1 v_1}{C_{T,1 \rightarrow (n+1)}^2} = \sum_{i=1}^n \left\{ \left(1 - \frac{\dot{m}_{extr,i}}{\dot{m}_{adm}} \right) \frac{p_i v_i}{C_{T,i \rightarrow (i+1)}^2} \right\} \quad \text{Ekv. 14-2}$$

Ekvationen ovan visar (summerar från inloppet till utloppet) att oavsett var man får t ex beläggning i turbinen, så kommer detta att påverka den totala vidheten. Det bör dock påverkas att vidheten för respektive är kvadrerade i nämnaren och att de större längre bak i turbinen får därför relativt litet inflytande. Om man exempelvis antar beläggingsproblem vid Wilson-linjen så kan man anta ett litet inflytande på total kapacitet.

En turbins generatoreffekt kan skrivas som summan av de individuella delturbinerna effekt som:

$$P_{EL} = \eta_{mek} \cdot \eta_{gen} \cdot \dot{m}_{adm} \cdot \sum_{i=1}^n \left\{ \left(1 - \frac{\dot{m}_{extr,i}}{\dot{m}_{adm}} \right) \cdot \eta_s \cdot \Delta h_{s,i \rightarrow (i+1)} \right\} \quad \text{Ekv 14-3}$$

Sambandet ovan ger vid handen, att vid konstant effekt, så kommer flödet att öka om verkningsgraden sjunker någonstans i turbinen. Om man mäter exempelvis trycket efter reglersteget, så kommer detta att öka om turbinens verkningsgrad (η_s) sjunker (jämför ekvation 6-5).

Genom att utnyttja sambandet 6-5 kan man tillsammans med ekvation 6-6 och ovan resonemang skapa nyckeltalet:

$$K_0 = \frac{P_{EL}}{p_{C-steg}^n \cdot \sqrt{T_{adm}}}$$

Ekv 14-4

Genom observation av ekvationen ovan så inses att värdet, som är unikt för varje turbin, sjunker om antingen verkningsgraden- eller vidheten minskar om någon anledning som exempelvis beläggning, skovelläckage och internläckage. Men vidheten längre bak i turbinen kommer sannolikt inte ha någon större inverkan. Man kan införa denna på olika sätt beroende på turbinen. Ekvationen behöver justeras för exempelvis avvikande värmefall vid exempelvis kraftvärmedrift.

För att illustrera hur metoden fungerar används cykeln i kapitel 8 som plattform för resonemanget. Det bör nämnas att alla stegen är möjliga att genomföra med mätdata från en riktig anläggning. I exemplet varieras turbineffekten mellan 49,906 kW till 15,524 kW genom att strypa reglerventilen från 3 procent till 70 procent. Admissionstemperaturen är, för enkelhetens skull, konstant genom hela last-området.

Beräknade (ersätter här uppmätta och beräknade värden):

Eleffekt, [kW]	Avt.5 [bar]	Massflöde [kg/s]	K _{0,A}	K _{0,B}
49 845	52,41	50,00	951,1	862,4
48 854	51,38	48,96	950,8	862,6
46 369	48,80	46,35	950,1	863,1
41 366	43,61	41,15	948,6	864,1
36 316	38,36	35,95	946,6	865,1
31 213	33,07	30,77	943,9	865,7
26 048	27,72	25,60	939,6	865,6
20 814	22,32	20,44	932,5	863,6
15 505	16,86	15,30	919,6	857,6

I detta fall definieras K₀ enligt ekvation 14-4, med justering för *temperatur* i dimensionslös form, d.v.s. som:

$$K_0 = \frac{P_{EL}}{p_{C-steg}^n} \cdot \sqrt{\frac{T_{adm,nom}}{T_{adm}}}$$

För K_{0,A} är n=1 och för K_{0,B} är n=1.0247, n-värdet beräknas med en standard minstakvadratmetod för att linjärisera K₀ så långt som praktiskt möjligt.

I kapitel 10 visade beräkningarna att trycket i avtappning 5 (sista högtrycks-förvärmaren) varierade linjärt med flödet över lastområdet. För att fånga delturbinernas verkningsgradsförändring när tryckförhållandet minskar (p.g.a avlastning) används det approximativa sambandet [25]:

$$\eta_s = \eta_{s,des} - 2 \cdot \left(\sqrt{\frac{\Delta h_{s,des}}{\Delta h_s}} - 1 \right)^2$$

Ekv 14-5

Ekvationen ovan reflekterar hur Parsontalet påverkar verkningsgraden för en grupp steg, exempelvis mellan två avtappningar. För att demonstrera kapaciteten kommer tre "typiska" felscenarios användas nämligen; beläggningar i högtrycksmodulen, allmänt slitage och beläggningar i lågtrycksmodulen.

Det första fallet är **beläggningar i högtrycksmodulen** där samtliga delturbiners verkningsgrad har minskats med en faktor 0,975. För att simulera beläggningarna minskas delturbinernas vidhet med faktor 0,97 (d.v.s. mindre genomsläpplighet).

	Eleffekt, [kW]	Avt.5 [bar]	Massflöde [kg/s]	$K_{0,A}$	$K_{0,B}$
Nominellt	49 845	52,41	50,00	951,1	862,4
Fel # 1	47 991	52,50	48,49	914,1	828,9

Det andra fallet är **slitage** med sänkt verkningsgrad genom hela turbinen (0,99) och minskad vidhet i HT-modulen (0,99) samt ökad vidhet i LT-modulen (1,03).

	Eleffekt, [kW]	Avt.5 [bar]	Massflöde [kg/s]	$K_{0,A}$	$K_{0,B}$
Nominellt	49 845	52,41	50,00	951,1	862,4
Fel # 2	49 003	52,37	49,51	935,7	848,6

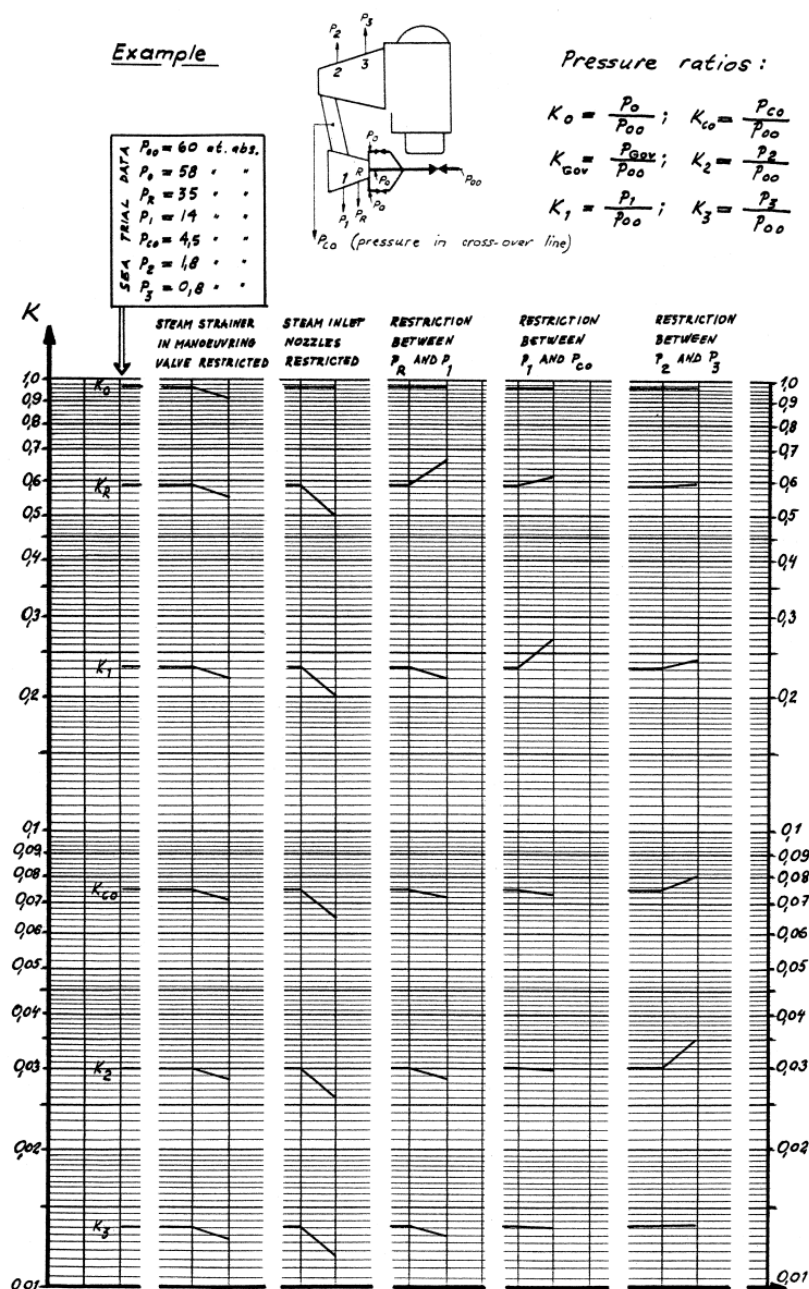
Det sista fallet är nominell HT-turbin och **kraftiga beläggningar i LT-modulen** (0,97 respektive 0,97).

	Eleffekt, [kW]	Avt.5 [bar]	Massflöde [kg/s]	$K_{0,A}$	$K_{0,B}$
Nominellt	49 845	52,41	50,00	951,1	862,4
Fel # 3	49 167	52,50	49,98	936,5	849,2

I samtliga fall sjunker K_0 -faktorn när turbinens verkningsgrad sjunker eller om vidheten ändras. I exemplet användes en turbin med enkelventil där det först mätta trycket är i avtappningen till sista förvärmaren. Tryckförhållandet är cirka 0,37 och det skulle ha varit önskvärt att använda ett tidigare tryck för ökad noggrannhet. Turbinen som användes i exemplet har inget reglersteg – som hade varit att föredra eftersom tryckförhållandet över detta är normalt 0,7 – d.v.s. ett avsevärt högre tryck.

14.2.3 Vidhetsförändringar

Man kan också använda en gammal metod som användes på fartygsturbinernas tid där man jämför delturbinernas tryckförhållande. Som tidigare diskuterats är alla trycken framför varje delturbin (d v s i avtappningarna) proportionella mot flödet och delturbinens vidhet. Skulle en delturbin av någon anledning bli trängre p.g.a. beläggningar kommer denna för ett högre tryckförhållande än normalt – samtidigt som delturbinen innan får lägre tryckförhållande. Metoden var särskilt lämplig för fartyg eftersom den inte kräver effektmätning. Eftersom det inte fanns datorer för bruk ombord i fartyg löstes detta grafiskt (se exempel nedan).



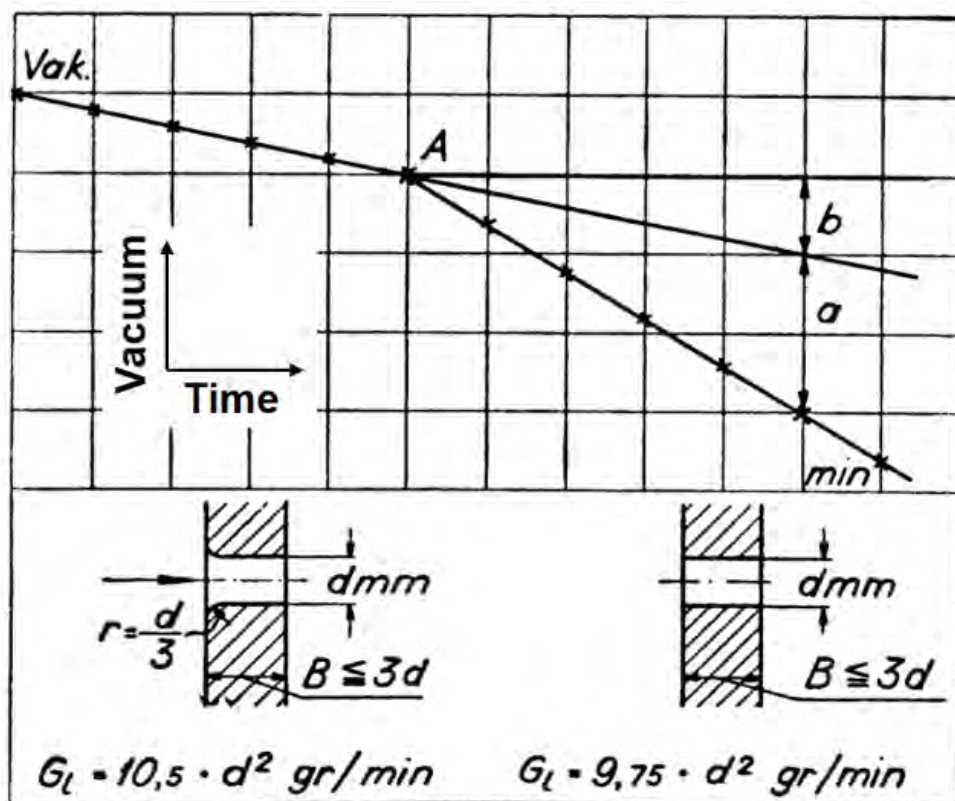
Figur 14-1. Övervakning av trycknivåer i turbinen (STAL-LAVAL)

14.2.4 Vacuumfallsprov

Det vanligaste sättet att upptäcka en läcka i systemet är att kondensorns grädigheit (skillnaden mellan kondenseringsstemperaturen och utgående kylvatten) ökar. Ett "normalvärde" är 2,0 till 2,78 °C för värme- respektive kallkondensorer. I äldre manualer och turbinlitteratur beskrivs en metod för att kvantifiera hur stor kondensorläcka man förväntas leta efter. Principer bygger på att man stänger av "degassing" (pumparna eller ejektorerna) och släpper in en känd mängd luft – för att sedan kvantifiera ändringen i tryckökning. Det finns ett gammalt missförstånd att evakueringsanläggningen för icke-kondenserbara gaser håller kondensortrycket. Detta

är givetvis omöjligt och kondensortrycket uppstår tack vare LMTD och värmeövergångstalet och inte via suget av icke-kondenserbara gaser (d.v.s. vanlig luft). Luft som läcker in bildar en film på tuberna som avsevärt sänker värmeövergångstalet och därmed ökar TTD (grädigheit). Givetvis kommer luften att ha sitt partialtryck (totala trycket är summan av partialtrycken – Daltons lag) men problemet med värmeövergångstalet manifesterar problemet först. I ett teoretiskt extremfall där vi antar att vi har kondenserat allt "kondenserbart" så kommer luftens partialtryck gå mot oändligheten.

Som tidigare nämnts bygger metoden på att man släpper in en känd mängd luft. Detta är enkelt att åstadkomma eftersom tryckfallet över "hålet" i alla praktiska fall är överkritiskt (ljudhastighet ~ 330 m/s) med en viss kontraktion. Figuren nedan visar ungefärliga flöden som funktion av hålets geometri.



Figur 14-2. Vacuumfallsprov

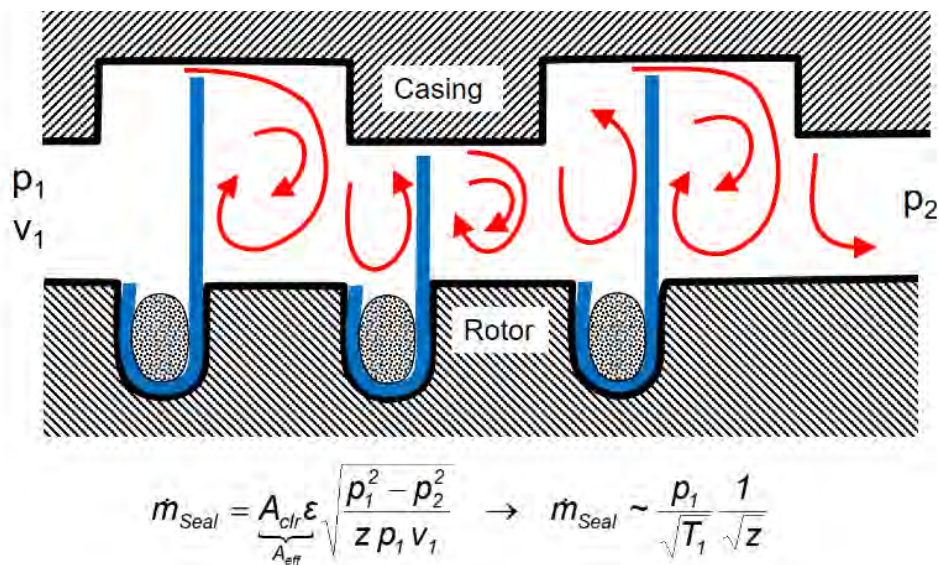
Man får givetvis ingen information om var läckan/läckorna finns utan läcksökning sker på vanligt sätt med helium och detektor.

Ett bra tips i samband med läckagesökning är att inte missa lågtrycksförvärmarna. Den första har normalt lägre tryck än atmosfär oavsett lastnivå medan den andra normalt skiftar från vacuum till övertryck vid en viss last.

14.2.5 Axeltätningar

Axeltätningarnas funktion är att förhindra att antingen ånga läcker ut vid övertryck eller läcker in vid undertryck. Principen är uteslutande labyrinthtätning men vissa turbiner har mekaniska plantätningar. Labyrinthtätningen kommer aldrig att vara helt tät

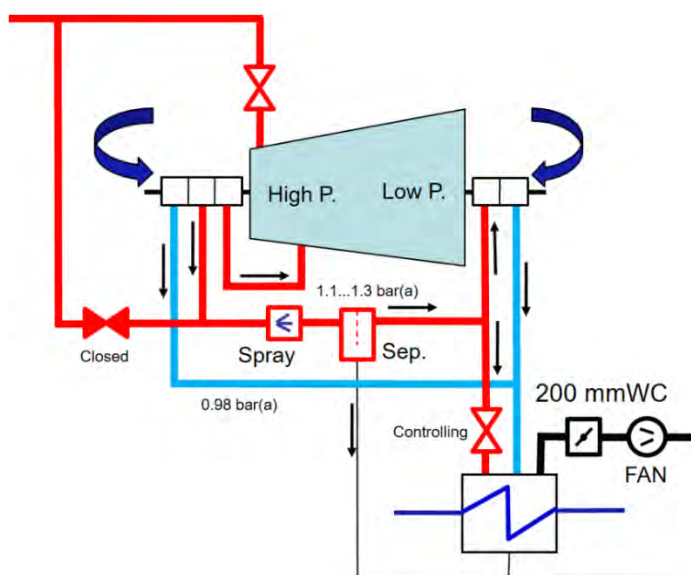
utan man får alltid ett litet läckageflöde i tryckgradientens riktning. Vissa turbiner har idag 300 bar admissionstryck och tryckförhållandet till atmosfär är 300 gånger. För att minimera läckaget har man både ett stort antal tätkanter och minsta möjliga spel och kan uppnå små läckageflöden. Det omvända gäller för inläckage av luft till turbinen. Luftinläckage är problematiskt eftersom man får in ett icke-kondenserbart medium – som dessutom bildar en isolerande luftfilm på tuberna – och därför höjer kondenseringsstrycket (se text om vacuumfallsprov). Ett högre kondensortryck kommer att resultera i ett lägre värmeffektivitet och därför sämre turbinprestanda. Principen för en labyrinthtätning visas i figuren nedan:



Figur 14-3. Principskiss axeltätning

Ekvationerna i figuren visar att den effektiva tätningens areal (A_{eff}) är viktigt för läckageflödet. När tätningen åldras och/eller slites eller skadas pga. itagning kommer denna att öka med ökat läckage som följd.

Utöver själva tätningarna så behöver man ett system för att hantera läckaget från högtryckstättningarna och matning av spärrånga till lågtryckstättningarna. Figuren nedan visar ett schematiskt exempel:



Figur 14-4. Principskiss glandsystem

Exemplet ovan är förenklat till ett enkelhus där tätningen till vänster (högtryck) har ett avlastningsrör till lämpligt steg (avtappning) i turbinen. Syftet med denna är att läckaget ska kunna bidra till turbineffekten men även minska flödet genom resten av tätningen (används också för att definiera trycket i kammaren). Resterande delen går till kammaren som är kopplad till glandkondensorn och trycket regleras i detta system till 1,3 bar. En del av detta flöde blir spärrånga till lågtryckstättningen och resten går till glandkondensorn via en reglerventil. Denna reglerventils slag är en bra indikator över tätningarnas kondition och bör rutinemässigt kontrolleras som en del turbinens tillståndskontroll. I vissa fall⁶² kan det även vara möjligt att enkelt mäta flödet direkt med en hink och en klocka.

I båda tätningarna sitter det en "yttre" kammare som är ansluten till glandkondensorn. Syftet med denna är att "suga" en blandning av läckage- alternativt spärrånga och luft (från utsidan) och på så sätt förhindra läckage av ånga till lokalen.

⁶² Mycket lämpligt för radialturbiner eftersom båda tätningarna sitter på högtryckssidan.

15 Framtida turbiner och anläggningar

Ångturbinen kommer definitivt att vara en del av det svenska kraftsystemet under lång tid framöver – antingen i kraftvärme- eller kallkondens-applikation. Givetvis kan man fördel kombinera dessa egenskaper med en så kallad kondenssvans. I denna framställning kommer endast applikationer att behandlas och inte turbinerna i sig själv. Turbinteknologin är mogen och det enda som kommer sannolikt ändras sig är cyklerna där vi kommer få ORC och kanske sCO₂. Den sistnämnda är en s.k. super-kritisk koldioxidcykel som kommer ha stora fördelar där temperaturen är "för låg" för ordinär vattenånga.

Man kan se denna teknik som bryggan mellan hög- och låg temperatur där ORC kommer att dominera. En ORC är en Rankinecykel med ett lämpligt arbetsmedium, men cykeln är "ordinär". Vissa arbetsmedier kommer ha en beskaffenhet som gör att avloppen från turbinen blir överhettat. Detta kan man visa genom Troutons lag men det är utanför denna text. I dessa fall gör man med fördel cykeln regenerativ genom att flytta värmen som kommer från överhettningen till vätskefasen och detta höjer verkningsgraden genom högre medeltemperatur för värmeförseln. Ur ett turbintekniskt perspektiv är dessa cykler relativt sätt okomplicerade och våra "vanliga" designregler för hur man lägger ut en turbin gäller. Samma går enkelt att visa kring detaljerade aerodynamiska fenomen i beskovlingen.

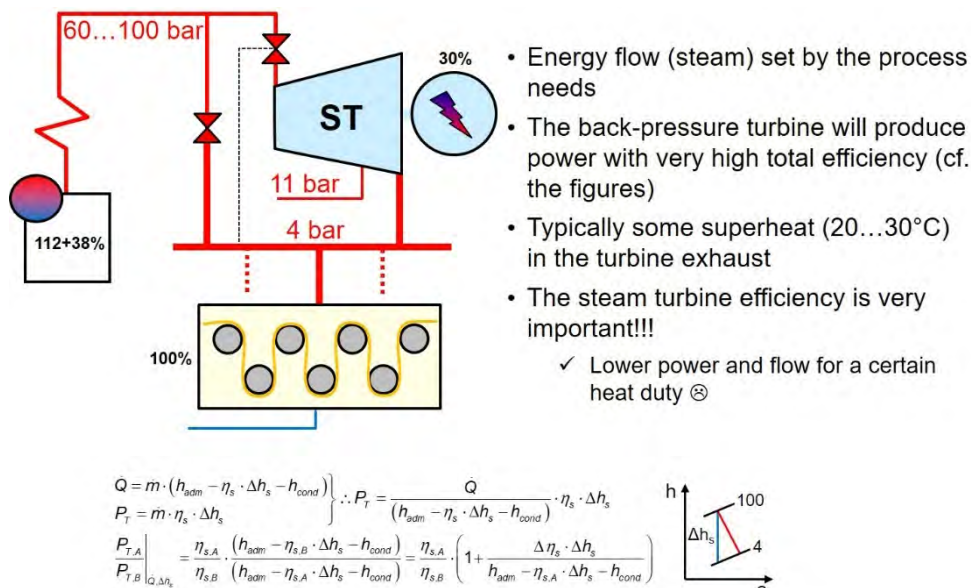
15.1 SEKTORKOPPLING

Omställningen av energisystemet kommer att kräva det som i dagligt tal enligt tysk modell kallas för sektorkoppling. Detta kan åstadkommas på många sätt och det absolut mest vanliga är en mottrycksturbin. Dessa har funnits sedan 1900-talets början och kan inte anses vara nytt. Principen för tex ett sodahus är att man förbränner svartlut och bark i separata ångpannor och har ett värmebehov som motsvarar 4,5 bars mättingsdata. Nu kan man välja en vanlig strypventil (reducerventiler) eller expandera i en turbin och få el "på köpet". Detta är förmodligen en av de äldsta "sektorkopplingarna" trots att det är i samma pannhus. Det behöver dock inte vara samma företag utan företaget "A" kan ha överskott på ånga som sedan säljer reducerad ånga till företaget "B". Det är dock säkert att anta att ångturbiner har sin plats i dessa sammanhang även i framtiden. Redan idag ser vi exempel där kraftvärmeverk säljer processånga till närliggande industri. Denna koppling är elegant eftersom ångan kan expandera i en ångturbin och tappas av vid en lämplig trycknivå. Som tidigare nämnts byggs alla tryck i en turbin upp bakifrån, dvs. desto mer avtappning desto lägre tryck! För att lösa detta problem har man i all väsentlighet tre alternativ:

1. Variabel ledskena omedelbar efter avtappningen – dvs. variabel turbinvidhet.
2. Interna strypdon – butterflyventiler eller varianter på ringpådrag
3. Två-hålsavtappning med ventilarrangemang

Väldigt få metoder att producera el erbjuder så hög verkningsgrad som industriellt mottryck. I figuren nedan visas en typisk mottrycksinstallation där man producerar ånga med relativt höga ångdata i en soda- eller barkpanna. Denna skulle kunna direktreduceras till en lämplig nivå för pappersmaskinen, men till priset av en enorm exergiförlust. I exemplet behöver processen en viss mängd energi, i detta fallet anges

denna som 100 procent. Om detta hade varit en anläggning utan en turbin hade mängden energi till pannan behövt vara 112 procent för att hantera diverse förluster. Om man nu lägger till en mottrycksturbin får man i exemplet 30 procent el (baserat på 100 procent till processen) till priset av 308 procent extra tillfört i ångpannan. Få termiska processer erbjuder denna nivå på verkningsgrad.



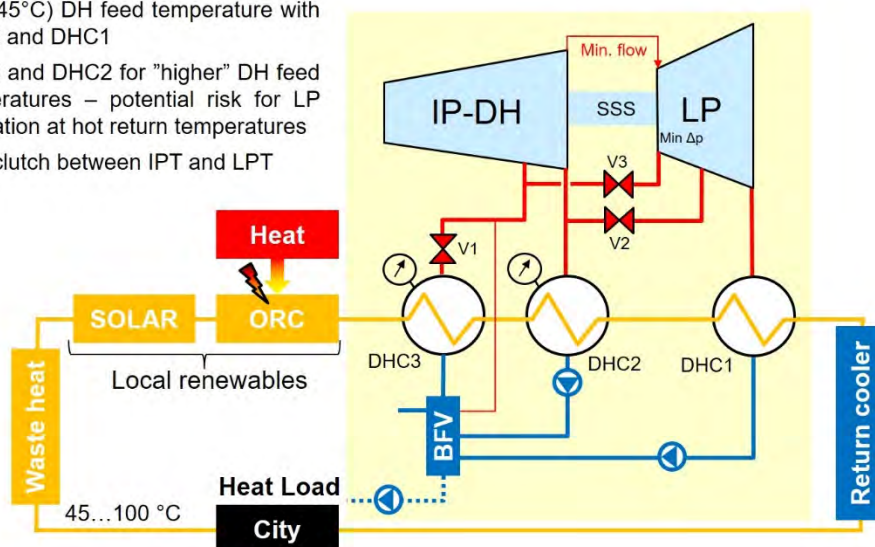
Figur 15-1. Mottrycksanläggning

Nästa steg i denna koppling kan vara ytterligare en kondenssturbin som expanderar mellan 4 och exempelvis 0,04 bar(a).

15.2 TREDJE GENERATIONEN "PLUS"

I dag har Sverige väl utbyggd tredje generations fjärrvärme, som karakteriseras av relativt höga framledningstemperaturer. Temperaturnivån styrs väsentligen av effekten och eventuella flaskhalsar i systemet. Till detta kommer problematik med legionella och man måste därför hålla en viss lägsta temperaturnivå. Detta är sammantaget ett problem när man vill integrera spillvärme som inte har full temperaturnivå (med en viss marginal). Ett bra första steg mot att öka möjligheterna till sektorkoppling i fjärrvärmenätet är att införa "toppning" av tappvarmvattnet med exempelvis elvärmare. Samtidigt är övergången till fjärde generationens fjärrvärme önskvärd särskilt som det ökar potentialen för elproduktion där fjärrvärmevattnet är sänkan. Ett sätt att införa större flexibilitet för spillvärme i framledningen är ett flexibelt kraftvärmeverk som klarar stor vidd i framledningstemperatur. Kan man samtidigt kombinera med en återkylare och optimera turbinavloppet för detta så ökar möjligheterna för flexibla lösningar – där man kan optimera värme och elproduktion efter behov.

- Low (45°C) DH feed temperature with DHC2 and DHC1
- DHC3 and DHC2 for "higher" DH feed temperatures – potential risk for LP ventilation at hot return temperatures
- SSS-clutch between IPT and LPT



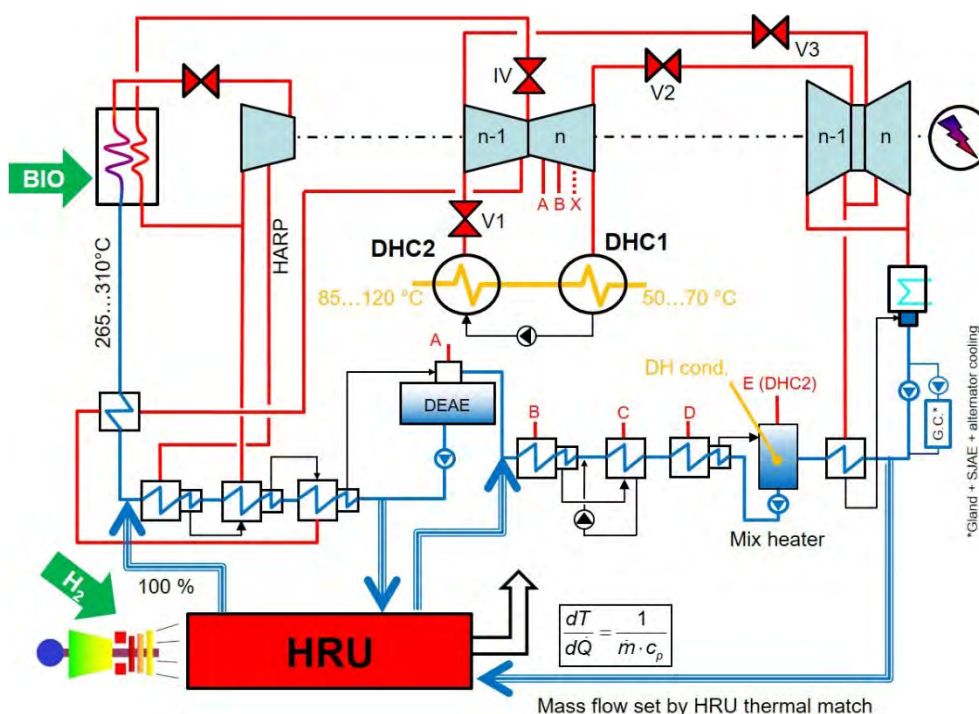
Figur 15-2. Flexibelt 3:e generationens kraftvärmeanläggning

Figuren ovan visar en anläggning som har potential att hantera stor temperaturvidd i framledningen. Kopplingen påminner om kondenssvansens men saknar "riktig" kallkondensor utan använder istället en återkylare (i väntan på 4:e generationen). Fördelen här att kraftvärmeanläggningen får möjligheten att "backa undan" om spillvärme finns tillgängligt för inpumpning i framledningen etc. Man kan också kombinera med inkoppling av små 4:e generationens nät mellan VK1 och VK2 tillsammans med returinkoppling.

15.3 KONDENS SVANSKOPPLING MED VÄTGASELDAD GASTURBIN

En koppling som är att betrakta som avancerad är den som finns på Avedøre 2 (AVV2) i Köpenhamn. Anläggningen projekterades av dåvarande E2 och Vattenfall och driftsattes 2002. Från början var den tänkt som kolpulver- och naturgaseldning, men kolet ersattes av träpellets. Valet av pellets framför flis är på grund av att man behöll befintligt bränsle och brännarutrustning (hörn/tangential) och då fungerar endast pellets som går att krossa i de befintliga kolkvarnarna. AVV2 har avancerade ångdata på 300 bar och 600°C och reheat. Anläggningen har en av världens högsta elverkningsgrad för "vanlig" ångcykel i kondensdrift på 49 procent och 94...96 procent i blanddrift med fjärrvärme. Anläggningen har också en halmpanna som eldar storbal på roster (eng. grate) och även denna har samma (!) avancerade ångdata. I förvärmarkedjan finns två Rolls-Royce Trent 60 (idag Siemens AGT-65) som får mycket hög marginalverkningsgrad. Rolls-Royce anger i två publikationer att marginalverkningsgradspotentialen är 68 procent för en dylik koppling. *Studier av motsvarande system som genomfördes på LTH 2008 visar att potentialen är cirka 60 procent.* Orsaken till skillnaden är sannolikt hur matarvattentanken hanteras och man bör inte inkludera denna i kopplingen – den ska vara kopplad till sin avtappning som bestämmer trycket. Denna nivå på verkningsgrad är mycket hög och i paritet med framtida storskaliga bränsleceller.

Figuren nedan visar hur kopplingen schematiskt kan integrerad med vätgaseldning:



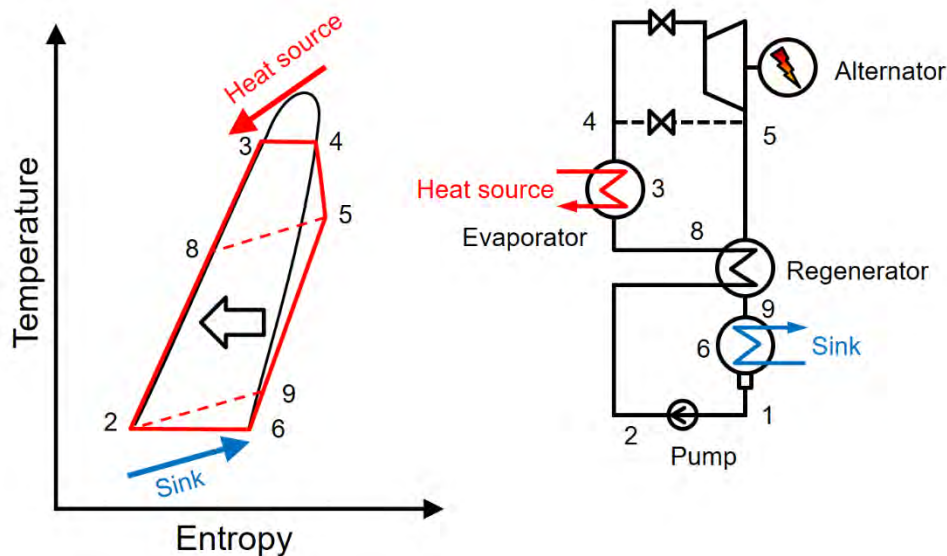
Figur 15-3. Koppling motsvarande Avedöre #2 (AVV2)

Fördelen med denna koppling utöver prestanda är en helt överlägsen flexibilitet. I princip kan man producera fjärrvärme nattetid och köra effektdrift dagtid. Gasturbinen går att starta inom cirka fem minuter och detta kvalificerar för aFRR (non-spinning reserve).

15.4 ORGANISK RANKINE CYKEL – ORC

En variant på ångcykeln är det som i dagligt tal kallas för ORC och står för organisk Rankine cykel. Detta är i all väsentlighet en ångcykel där vattnet har ersatts med ett annat arbetsmedium. Detta innebär i praktiken att man har både själva arbetsmediet och processparametrarna som möjliga att optimera för en viss applikation. Oftast har man en eller några turbiner som lämpar sig för vissa *normaliserade* flöden och *normaliserade* steglaster. Ordet "normaliserat" är kursivt eftersom det som avses är stegarbetet delat med det som normalt kallas *kritisk hastighet*⁶³ i kvadrat. Behandlingen här är mycket kortfattat och läsaren uppmanas att studera litteraturen inom området. Denna cykel har åtnjutit stort intresse inom akademien världen över – men det är en "ordinär" cykel med en värmeväxlare, turbin, regenerator (i förekommande fall men inte nödvändig), kondensor och en pump. Alla komponenter läggs ut på vanligt vis och det finns ingen särskild aero- eller termodynamik för ORC. Oftast söker man billiga lösningar med ett eller få turbinsteg ur ett kostnadsperspektiv. Trycket i turbinkondensorn är som vanligt en funktion av kyltemperaturen och mediets ångtrycksskurva. Man strävar i allmänhet mot cykler som har ett lätt övertryck i kondensorn eftersom man inte vill ha en anläggning för att evakuera icke-kondenserbara gaser i kondensorn. Dessa kommer att vara mättade med arbetsmediet och man måste sörja för att detta i vissa fall inte läcker till atmosfär.

⁶³ Ger ljudhastighet vid en viss totaltemperatur



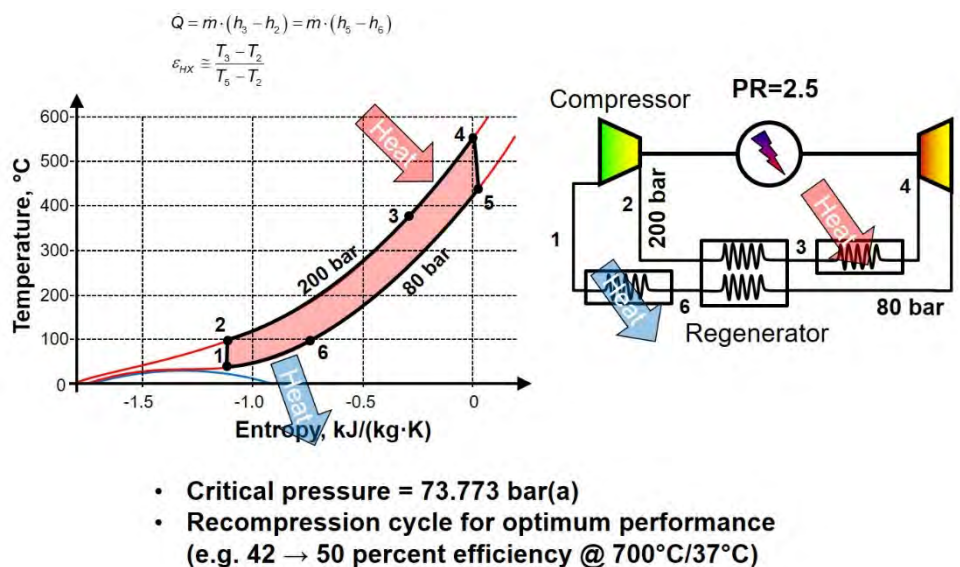
Figur 15-4. Typisk ORC-cykel

Figuren ovan visar en så kallad regenerativ cykel där man inför en värmeväxlare som överför stora delar av energin från turbinavloppets överhettning till kalla sidan.

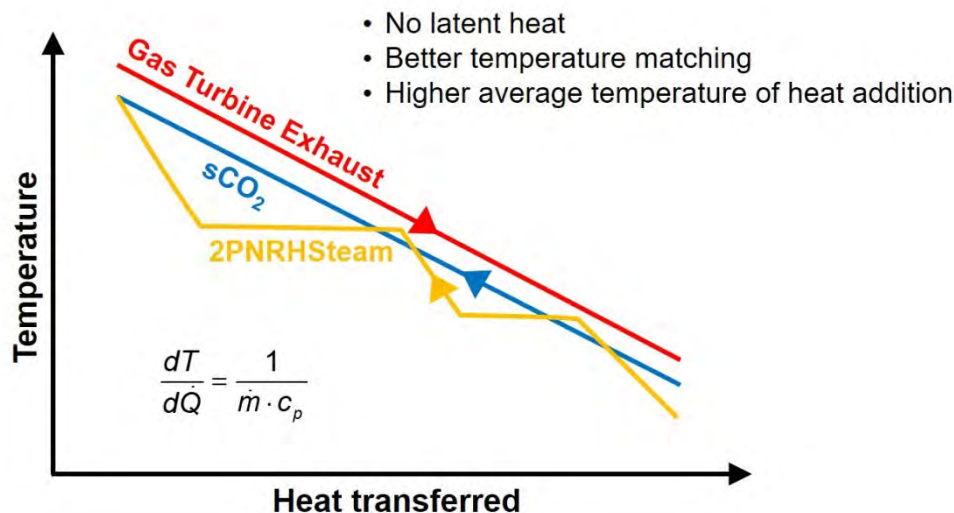
ORC-teknologin börjar bli vanlig i Sverige och införs typiskt i de fall när en fullskalig ångcykel inte är motiverad pga. processparametrarna (värmeflöde och temperatur-nivå för värme- respektive värmebortförel).

15.5 SUPERKRITISK CO₂-CYKEL

I ett visst temperaturintervall, där processparametrarna inte medger en normal ångcykel men inte heller en ORC, kommer sCO₂-processen att vara en möjlig kandidat. I detta fallet har man en sluten variant av Joule-Brayton eller gasturbincykeln. Man kan visa att medeltemperaturen för värmeförseln blir hög eftersom det inte finns någon latent värme eller fasövergång eftersom fluiden är överkritisk. För att processen ska fungera, måste bastrycket (dvs. fyllnadstrycket) överstiga 77,773 bar_a. I praktiken väljer man 80 bar för att ha en viss marginal till potentiell fasövergång som kan vara problematiskt för kompressorn. Kompressorn i systemet har typiskt ett tryckförhållande på 2.5 och det högre trycket i systemet blir då 200 bar(a). Nivån kan vid en första anblick verka hög, men på grund av koldioxidens egenskaper möjlig att åstadkomma med ett centrifugalkompressor-steg. Man behöver dock lägga ut impellern med dubbla splitterblad om den aerodynamiska lasten blir för stor. Vidare behöver man göra cykeln regenerativ samt en värmesänka (och kyla innan kompressorn för optimal prestanda). Man kan också införa en extra kompressor för att dels minska mängden värme till sänkan men också minska exergiförlusten vid värmeförseln. Figuren nedan visar en typisk process, dock utan den extra kompressorn.

Figur 15-5. Typisk sCO₂-cykel

Figuren ovan visar att processen har stor potential för hög cykelverkningsgrad eftersom det inte finns några latent värmen som ger stor exergiförlust.

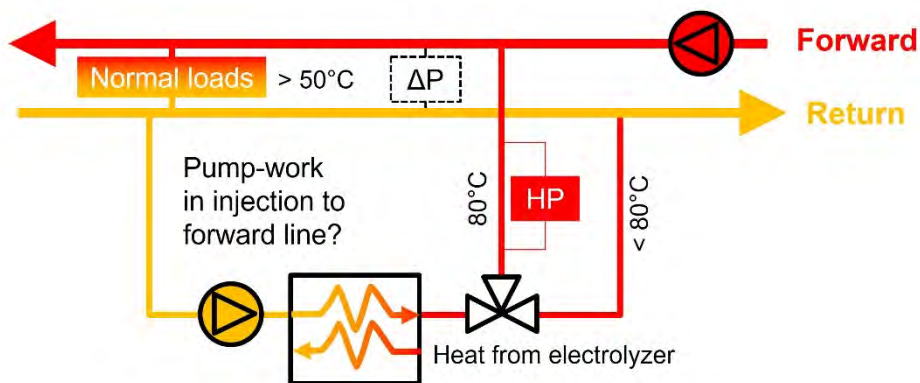
Figur 15-6. T,Q-diagram för vatten och sCO₂

Figuren ovan visar hur ett arbetsmedium som saknar latent värme ger ett "tätare" T,Q-diagram och därför lägre exergiförluster.

15.6 INTEGRERA VÄRME FRÅN ELEKTROLYS I KRAFTVÄRME-ANLÄGGNING

I framtiden kommer elektrolysörerna kanske ha en verkningsgrad på 75 procent vilket innebär att 25 procent av energin som går åt blir förluster. Varje kilogram vätgas som ska produceras kommer att kräva 52,6 kWh el vid 75 procent verkningsgrad, eller 60,6 vid en mer modest siffra som 65 procent. Oavsett, så sker lejonparten av förlusterna som värme och man kan förutsätta att temperaturen är maximalt 82°C och detta reflekterar cellens aktivitet vis á vis membranets livslängd.

Om man inte har en kraftvärmeanläggning så begränsas man till kopplingen nedan. Med antagandet om två grader pinch så kan man förutsätta 80°C som resultat, vilket är fullt möjligt att pumpa ut i fjärrvärmenätet med retur-inkopplingen i figuren. Är temperaturen högre i nätet omöjliggörs denna typ av lösning och man behöver addera en värmepumpslösning till systemet.

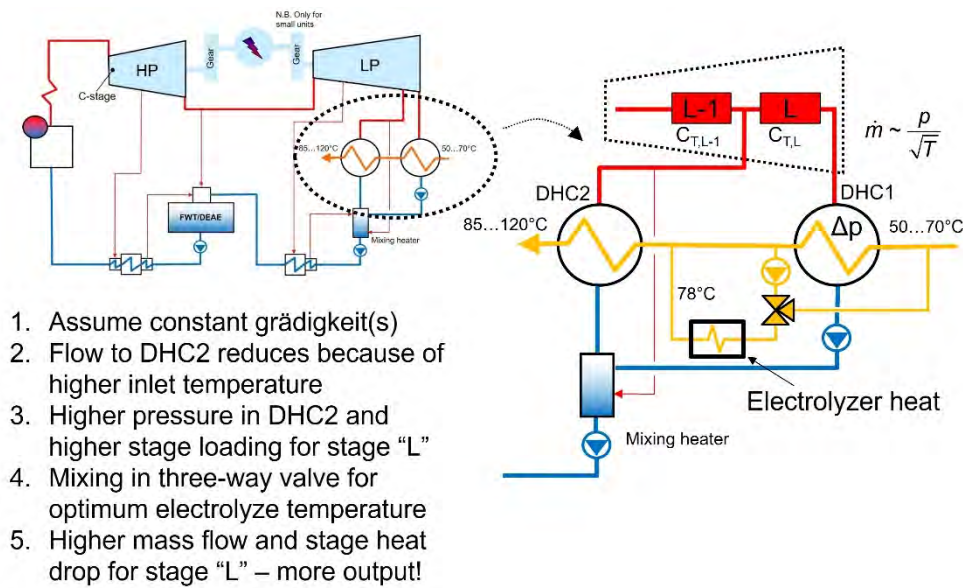


- Electrolyzer return coupling
- Utilize heat if sufficiently low FWT – otherwise, return or Heat Pump
- Simple implementation – no heat pump (but possible)
- AI for control and optimization
- Summer vs. winter cases (flow/temperature)

Figur 15-7 Elektrolysör – sektorkoppling fjärrvärme

Fördelen med denna inkoppling är att det lämpar sig för lokal implementering av spillvärmen.

En bättre lösning är att implementera värmen i ett kraftvärmeverk, där man oavsett framledningstemperatur kan tillgodogöra sig värmen. Med denna koppling kan man använda trycket i VK2 på vanligt sätt för att hålla temperaturen i turbinkretsen – dvs. rådighet över temperaturen trots att spillvärmen är 80...82°C. I vissa fall kan man få aningen mer elproduktion, men den stora vinsten är att man fortfarande kan styra framledningstemperaturen, mer eller mindre, efter behag. Kopplingen är enkel att införa och lämpar sig väl för befintliga anläggningar.



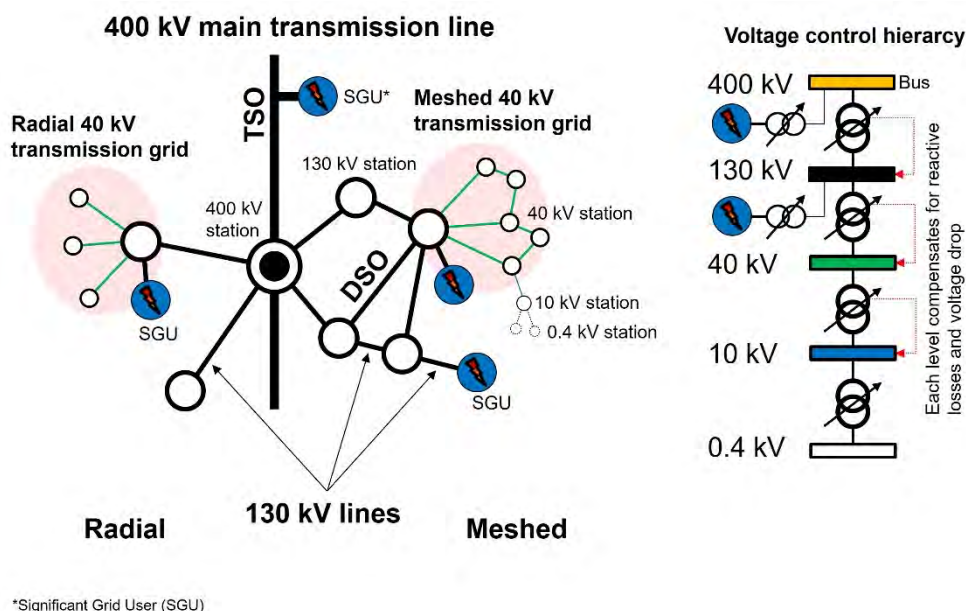
Figur 15-8 Koppling för elektrolysör i kraftvärmeanläggning.

16 Hantera nätfel, svartstart och ö-drift

Man kommer alltid behöva hantera störningar i nätet antingen genom att inte lösa ut brytaren, eller om feltiden blir för lång, helst övergå till husturbindrift utan att lösa ut stationen.

16.1 HUSTURBINDRIFT OCH Ö-NÄT

Ett typiskt nät under normaldrift kan se ut som i figuren nedan och bestå av 5 (eller 6) spännings-nivåer. De flesta termiska anläggningarna har sin anslutnings-punkt på antingen 130 kV eller 400 kV nivån. Ur ett strikt generatorperspektiv är det ingen skillnad eftersom generatorns klämspänning alltid är under 22 kV. Det fanns under en kortare tidsperiod generatorer som kunde anslutas direkt till regionsnättnivå men av någon anledning så ersattes dessa med vanliga och step-up transformator. Varje spänningsnivå förväntas hantera sin egen reaktiva effekt med hjälp av diverse utrustningar. I ett tidigare kapitel har ett så kallat kapabilitets-diagram visats (figur 7-4) och läsaren hänvisas dit för vidare information. Alla synkrongeneratorer kan variera sin reaktiva statik med hjälp av generatorns fältström som styr internspänningen och därmed både lastvinkeln och den reaktiva produktionen antingen lag eller lead. Dvs. både producera och konsumera reaktiv effekt. En uttömmande diskussion skulle också kräva en beskrivning av step-up transformatorn, som självfallet är en del i systemet, men läsaren hänvisas till litteraturen för att denna rapport avser turbinen och inte yttre nät av praktiska skäl.

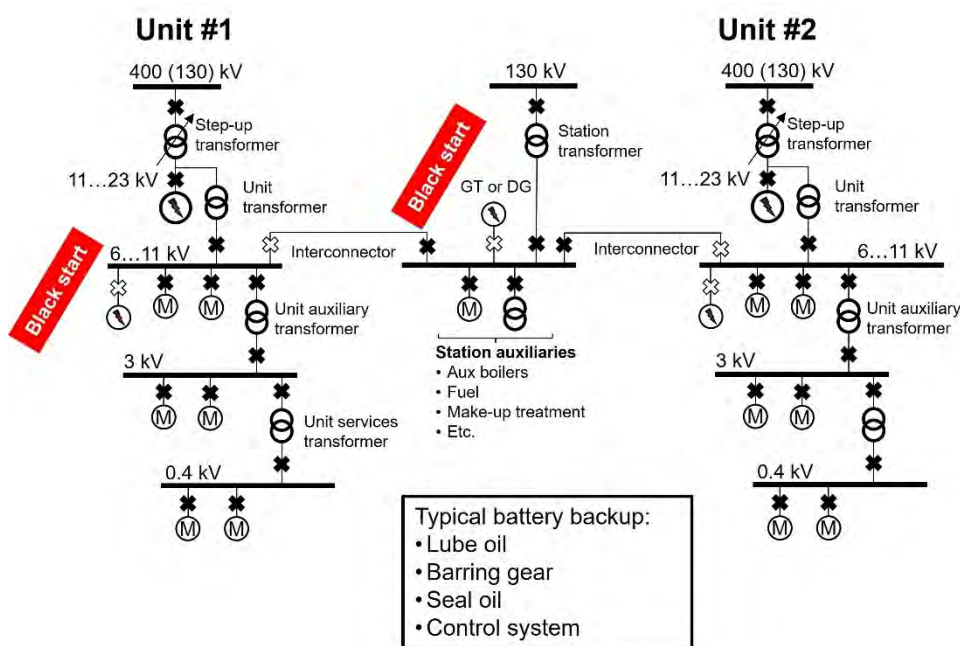


Figur 16-1. Kraftsystem vid normal drift

Alla transmissionssystem har, oavsett spänningsnivå, både kapacitiva och induktiva inslag. Detta gör att spänningen kan både sjunka och öka (Ferranti-effekt) beroende på driftsbetingelserna. Man använder normalt numeriska lösare och en beskrivning som kallas PI-modeller för att analysera spänningsnivåer i näten. Dessa fenomen resulterar exempelvis i att även kärnkraftverk kör undermagnetiserat under vissa driftsbetingelser för att hålla nere nätspänningen pga. av Ferranti-effekten. Drift med

undermagnetiserad generator medför ökat slitage pga. uppvärmningseffekter som påverkar statorändarna.

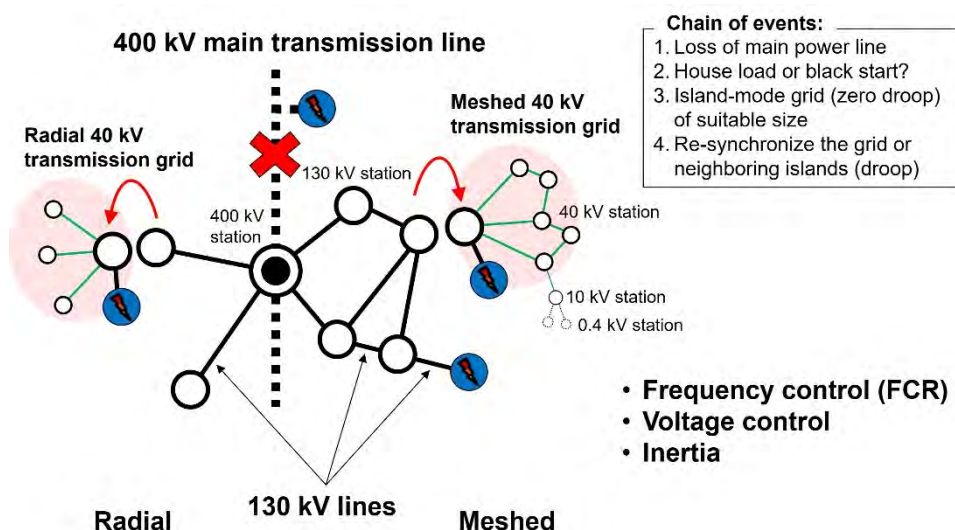
Stationens eget nät är också kritiskt vid nätfel, svartstart och övergång till Ö-drift. Oftast har man möjlighet till två anslutningar, typiskt regionnätetsnivå och en lokalnätetsnivå. För kärnkraft är detta typiskt transmissionssystemet (400 kV) och regionnätet. I de flesta fallen för kärnkraft är de ordinarie matarvattenpumparna en del i djupförsvarsprincipen och då behöver man gasturbiner för att hantera startströmmarna. I figuren nedan har varje block sin step-up transformator (sv. aggregattransformator) och en gemensam stationstransformator (sv. hustransformator) för exempelvis uppstart. I figuren finns både stations- och generator-brytare som get stor frihet i hur man väljer att förse stationen med kraft under startförloppet. Det kan finnas ett sk. *”stort elektiskt avstånd”* mellan de två anslutningarna som gör övergången från station till block problematisk – med resulterande stora strömmar när *”båda hållen”* är anslutna samtidigt. Det finns lite olika sätt att göra detta på och det skiljer stort på *”vanligt”* eller direktanslutna komponenter och de som ansluts via frekvensriktare (utöver batterisäkrat). Har man direktanslutna komponenter så är det sannolikt enklast att separera hjälpkraftskennorna och spänningssätta via enhetstransformatorerna och sedan återställa alla kontaktorer *”on the fly”*.



Figur 16-2 Exempel på hjälpkraft vid anläggning med två block

Skulle av någon anledning nätet inte fungera, exempelvis efter en störstörning, är ö-drift ett alternativ för att säkerställa krafttillgång för viss viktig belastning. Här kommer en eller flera generatorer hantera frekvens och spänning. Typiskt, kommer en primär generator ha ett lågt statikvärde (dvs. hög förstärkning) medan andra sannolikt har en större siffra som bör ligga runt fyra procent. Som diskuterats i kapitel 7 måste turbinregulatorn vara "tillräckligt" linjär för att detta ska fungera. Ång- och gasturbiner har bra förutsättningar för att vara just linjära eftersom de inte uppvisar s.k. icke-minfas karakteristik på samma sätt som vattenturbiner. En uttömmande diskussion kring detta fenomen är av platsskäl inte lämpligt och läsaren hänvisas till litteraturen. Väldigt förenklat, kan man säga att detta är en kombinerad effekt av två helt skilda

orsaker; (1) vattnet i systemet måste accelerera när ledskenorna öppnar samt en mer öppen ledskena ger mindre "swirl" in i turbinen som ger mindre effekt initialt. För exempelvis en Francisturbin ökar vidheten (flödet) 3...5 procent per grad vinkeländring (som påverkar swirlen in i turbinen). Turbinens AVR (spänningsregulator) måste självklart vara konfigurerad för att hålla spänningen på nätet och inte varianter på reaktiv effekt.



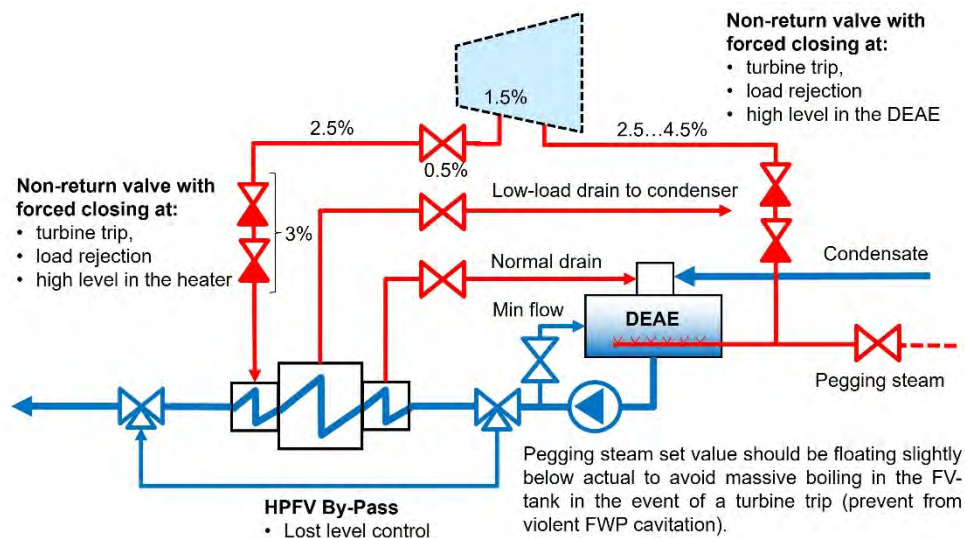
Figur 16-3. Kraftsystem vid störd drift

Skulle situationen ovan ske så kommer resonemanget initialt i texten bygga på att endast stationsbrytaren löser och inte turbinbrytaren. Dvs. turbinen övergår från exempelvis reglera framledningstemperaturen till att hålla frekvensen och spänningen inom anläggningen. Denna övergång är kritiskt för att snabbt kunna bygga ö-nätet!

Händelseförloppet är typiskt:

1. Detektera lastfrånslaget antingen via brytaren eller via varvtalsderivatan från varvtalsmätningen.
2. Dränera reglerventil(erna) hydrauliskt under en kort tidsperiod.
3. Forcera varvtalsbörvärdet till lämplig nivå.
4. Hoppas på det bästa ...

Vid lastfrånslaget kommer ångan i turbinhusen att bidra till övervarvet samt kondensat i förvärmare kommer att förångas när trycket i avtappningarna sjunker mycket hastigt. Tanken är att de backventiler som har forcerad stängning ska stänga och på så sätt minska övervarvet som kommer från förångat kondensat.



Figur 16-4. Högtrycksförvärmare och matarvattentank med ventilarrangemang

Läsaren bör också studera figur 10-15 och inse att matarvattenpumpen kommer att kavitera när energinivån i matarvattentanken och rören till pumpen ställer in sig (kokning) för rätt nivå vid det nya trycket. Här är det viktigt att peggingssystemet snabbt träder in och begränsar tryckfallet i matarvattentanken.

Nivån i turbinkondensorns (eller kondensorerna) hotwell kommer att öka pga. samma fenomen som i matarvattentanken. Här är risken stor att man får hög nivå både pga. kokning samt att kondensatpumpen(arna) fungerar dåligt under transienten. Skulle man trippa på hotwellnivå är det sannolikt att man även får dumpförbud och då är man i ett väldigt dåligt läge som ger turbintrip. I diskussionen är ångpannan mycket styvmoderligt behandlad och det förutsätts både att turbinens bypass hinner öppna och att säkerhetsventilen efter slut-överhettare har adekvat kapacitet för att kyla denna. Fungerar inte detta trippar pannan och då måste man göra en svartstart.

I tillägg till problematiken ovan, så kan nivåer i exempelvis förvärmare omöjliggöra övergång till husturbindrift och då är det enda till buds stående medel igen en svartstart.

Svartstart utan yttre nät är besvärligare eftersom man måste kunna hantera matarvattenpumpens startström och effekt. Detta är ett stort problem för många typer av anläggningar och visar på vikten att kunna övergå till husturbindrift för att sedan kunna återfå stationsbrytaren. Detta är också ett av argumenten för en ångturbindriven matavattenpump och att endast ha en liten eldriven pump med 10...15 procent kapacitet. Samma argument kan torgföras för att bättre kunna hantera en kortslutning i nätet, där man alltid drabbas av ett spänningsfall och riskerar att lösa ut. Historiskt sett när vårt elnät var svagare, hade vissa kraftverk sätt att hantera störningar i yttre nät (både frekvens och spänning) genom att ha HELA hjälpkraften på ett eget internt nät som betjänades av en särskilt avsedd ångturbin – ett prominent exempel var G13 på gamla Öresundsverket. Både Nyhamnsverket och gamla Öresundsverket hade exempelvis varmhållningsrostrar för att producera fem procent av nominellt ångflöde och hade turbinerna fasade för faskompensering och redo för att ta upp last.

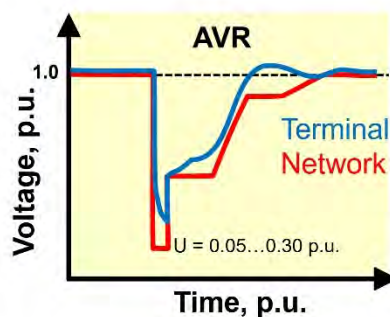
OBS! Alla reglerformer som innebär att pannans tryck regleras av ångturbinen omöjliggör både övergång till husturbindrift och ö-nät!

16.2 FAST-VALVING OCH RFG

I resonemanget ovan diskuterades hur man hanterar en störning med black-out alternativt brown-out med låg spänning där skydden löser på gränsbryttid för att rotorn inte ska falla ur fas.

I resonemanget ovan introducerades snabb hydraulisk dränering (stängning av reglerventilen) under typiskt 100 ms. Samma möjligheter kan användas för att förhindra att generatoren faller ur fas vid en kortslutning med låg spänning. I figuren nedan visas ett tänkt spänningsförlopp under en kortslutning. Tanken är att man ska klara en dylik cykel under 200 ms utan att behöva lösa på gränsbryttid.

- Physical rotor angle at short circuit
 - $\Delta\phi \sim 1/H$
- Load angle
 - Always below 90°
 - AVR response
- Fast breaking
 - Resistors (~500 ms)
 - Cf. Kundur p. 1106 (ed 1) or 881 (ed 2)



$$\left. \begin{aligned} \frac{df}{dt} &= \frac{\Delta P}{2 \cdot H \cdot P_{nom}} \cdot f_{nom} \\ \omega &= 2 \cdot \pi \cdot f \end{aligned} \right\} \Rightarrow \frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi \cdot \Delta P}{H \cdot P_{nom}} \cdot f_{nom}$$

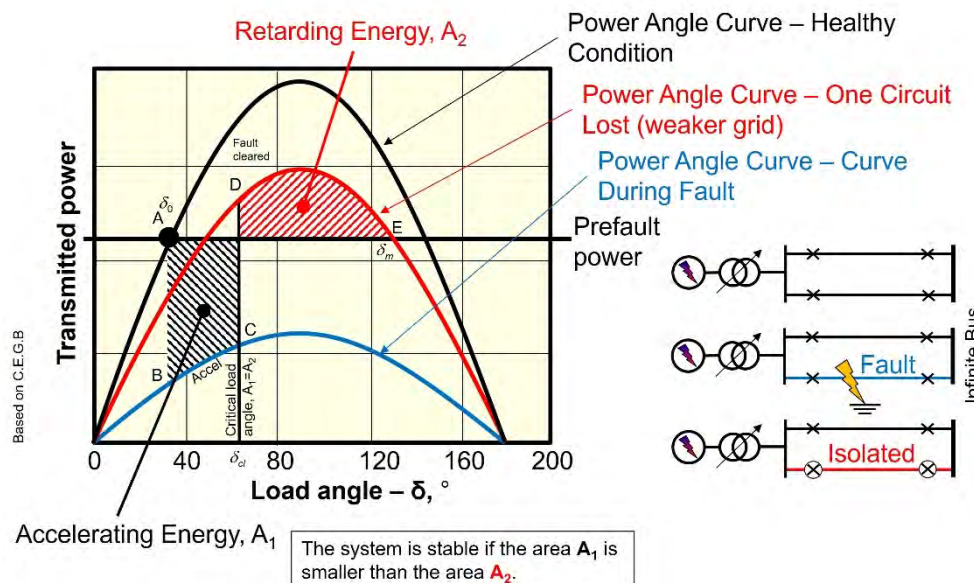
$$\Delta\omega = \frac{\pi \cdot \Delta P}{H \cdot P_{nom}} \cdot f_{nom} \cdot t \Rightarrow \Delta\phi_{tr} = \frac{\pi \cdot \Delta P}{2 \cdot H \cdot P_{nom}} \cdot f_{nom} \cdot t^2 \xrightarrow{\text{Loss of power } \Delta P = P_{nom}} \Delta\phi_{tr} = \frac{90}{H} \cdot f_{nom} \cdot t^2 [^\circ]$$

- Caveat! The load angle " δ " must also be taken into consideration ($\leq 90^\circ$). Cf. the literature on generators!
- Short-circuit torque variation – factor of 10! (miss-synchronization on the order of 20.)

Figur 16-5. Brown-out vid kortslutning

I fallet ovan visas hur man approximativt kan beräkna hur rotorn fysiska (OBS! Ej primärt lastvinkel eftersom spänningsregulatorn kommer att påverka) som funktion an tid vid nollspänning när 100 procent av lasten försvinner från generatoren. Värt att notera är att turbinsträngens H-värde finns i nämnaren, dvs. ett större värde ger mindre vinkeländring. För en mellanstor kraftverksturbin kan man anta ett H-värde på cirka fyra sekunder. Det bör också nämnas att spännings-nivån som generatoren upplever beror på var i nätet kortslutningen sker, transformatorns och generatorns reaktans.

I figuren nedan visas ett förlopp med "lika-area-kriteriet" i ett maskat nät. Det absolut viktigaste för förståelsen är att turbinens axeleffekt initialt är konstant.



Figur 16-4. Lika-area-kriteriet

I figuren ovan körs turbinen i punkten A med en lastvinkel på cirka 35° och systemet är i fortvarighet. Vid en viss tidpunkt sker en kortslutning i en av de anslutande ledningarna och spänningen sjunker så att generatorn producerar motsvarande punkten B. Turbineffekten är som tidigare nämnts konstant och det finns en obalans mellan momenten och rotorn kommer att börja accelerera fysiskt i sitt fält (kan betraktas som en fjäder). Hur snabbt detta sker bestäms av rotorns polära tröghet som omräknat till tid ger H-värdet. Vid punkten C hanteras felet i nätet och spänningen stiger till punkten D. Den svartsträckade arean i figuren ovan är ett mått på energin som vill accelerera rotorn. I punkten D är nätet svagare än innan eftersom det nu bara finns en lina men generatoreffekten är nu HÖGRE än turbineffekten. Rotorn kommer dock att fortsätta accelerera tills energi-överskottet är konsumerat till punkten E. Eftersom turbineffekten är för liten i förhållande till generatoreffekten kommer rotorn att decelereras och lastvinkeln sjunker till ett nytt jämviktsläge. Man kan nu visa att detta kommer att ske om A_2 är större än A_1 . Här inses lätt vikten av H-värdet för att producera ett minimum av A_1 ! Systemet måste emellertid i praktiken dämpas för att undvika svängningar och det som står till buds är spänningsregleringen (PSS) och "fast valving".

17 Referenser

- [1] Babcock & Wilcox, Steam, 42nd Edition, Charlotte, NC: Babcock & Wilcox, ISBN 978-0-9634570-2-8, 2015.
- [2] A. Stodola, Dampf- und Gasturbinen, Düsseldorf: VDI Verlag, ISBN 3-18-400727-8, 1986 (reprint from 1922).
- [3] W. Traupel, Thermische Turbomaschinen Band I, 3rd ed., Berlin Heidelberg New York: Springer Verlag, ISBN 3-387-07939-4, 1977.
- [4] K. Cotton, Evaluating and Improving Steam Turbine Performance, Rexford, New York: Cotton Fact Inc., ISBN 0-9639955-1-0, 1998.
- [5] K. Salisbury, Steam Turbines and Their Cycles, Huntington, NY: Krieger Publishing Company, ISBN 0-88275-138-7, 1950.
- [6] Alstom Power (General Electric), Clean Combustion Technologies, Windsor, Connecticut: Alstom, ISBN 978-0-615-26919-1, 2009.
- [7] A. Leyzerovich, Steam Turbines for Modern Fossil-Fuel Power Plants, CRC, ISBN 0-88173-548-5, 2008.
- [8] R. Haywood, Analysis of Engineering Cycles, 2nd Edition, Oxford: Pergamon, ISBN 0-08-017948-7, 1975.
- [9] VGB, Anleitung zum Überwachen von Dampfturbinen durch Messen den inneren Wirkungsgrades - R 118 M, VGB PowerTech, 2004 (1982).
- [10] DIN, "DIN 1943 - Thermal Acceptance Tests of Steam Turbines," DIN, 1975.
- [11] IEC, "Rules for Steam Turbine Thermal Acceptance Tests - Part 2: Wide Range of Accuracy for Various Types and Sizes of Turbines," IEC, 1990.
- [12] ASME, "Test Uncertainty - ASME PTC 19.1-2005," The American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, ISBN 0-7918-3010-1, 2005.
- [13] B. Wiencke, "Computing the Partial Volume of Pressure Vessels," International Journal of Refrigeration, vol. 33, pp. 868-876, 2010.
- [14] "ISO 5167-1 - Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices - Part 1: Orifice Plates, Nozzles and Venturi Tubes Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full," ISO, 1991.
- [15] A. Tani, "Steam Turbine Design for Load-Following Capability and Highly Efficient Partial Operation," i Advances in Steam Turbines for Modern Power Plants, Duxford, Woodhead Publishing, ISBN 978-0-08-100314-5, 2017, pp. 153-163.
- [16] VGB, "Guidelines for Feed Water, Boiler Water and Steam Quality for Power Plants / Industrial Plants - VGB-R 450 Le," VGB, Essen, 2004.
- [17] H. Bjurström och B. Carlsson, Handbok i vattenkemi för energianläggningar - M6-814, Stockholm: Värmeforsk (Energiforsk), 2001.
- [18] B. Buecker, Fundamentals of Steam Generation Chemistry, Tulsa, Oklahoma, USA: PennWell Corporation, ISBN 0-87814-750-0, 2000.
- [19] VGB, VGB Guideline - Thermal Behaviour of Steam Turbines, Essen, Germany: VGB Technische Vereinigung der Grosskraftwerksbetreiber E.V., 1990.

- [20] M. Topel, M. Genrup, M. Jöcker, J. Spelling och B. Laumert, "Operational Improvements for Startup Time Reduction in Solar Steam Turbines," ASME Journal for Gas Turbines and Power, vol. 137, nr 042604-1, 2015.
- [21] M. Genrup och K. Jonshagen, "SYS08-809 - Integrering av biogaseldad gasturbin i kraftvärmeanläggning / Integration of bio-fired gas turbines in combined heat and power generation," Värmeforsk, Stockholm, 2011.
- [22] T. McCloskey och R. Dooley, Turbine Steam Path Damage: Theory and Practice, Palo Alto, CA: EPRI, ISBN 0-8033-5062-7, 1999.
- [23] Y. Enomoto, "Steam Turbine Retrofitting for the Life Extension of Power Plants," i Advances in Steam Turbines for Modern Power Plants, Duxford, UK, Woodhead Publishing, ISBN 978-0-08-100314-5, 2017, pp. 398-436.
- [24] A. Ray, "Dynamic modelling of power plant turbines for controller design," Applied Mathematical Modelling, pp. 109-112, Volume 4, Issue 2, April 1980.

ÅNGTURBINTEKNIK, ÅRSRAPPORT 2024

Ångturbinens roll i det svenska energisystemet är central och i dagsläget produceras ungefär hälften av all el med ångturbiner. I ett framtida helt förnybart energisystem kommer fortfarande stora delar produceras med ångturbiner av olika storlekar. Våra kraftvärmeverk är viktiga för vår resiliens och förmåga till Ö-nätsdrift vid nätsammanbrott. För att en anläggning ska vara riktigt bra på detta är det kritiskt att anläggningen har möjlighet att övergå till husturbindrift – för att sedan som frekvens- och spännings-hållande enhet bygga ett Ö-nät med viktiga belastningar. Tricket är att ta sig till husturbindrift utan att lösa på saker som gränsbryttid, övervarv och allehanda nivåer i processen. Dessa aspekter diskuteras i årets rapport!

Kostnaderna för installation och underhåll av en ångturbin är viktiga parametrar för anläggningens livscykelkostnad. Hur mycket underhåll och service en turbin kräver beror på design och drift. Start- och stoppcykler innebär stora temperaturskillnader som resulterar i stora strukturella påfrestningar, liksom vid laständringar och lastfrånslag. Ett framtida förnybart kraftsystem kommer att ställa andra krav på underhållsåtgärder och kostnader.

Tanken är här att svara på frågor om turbinernas drift och underhåll för att öka kunskap och kompetens bland de som beställer service och underhåll.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.