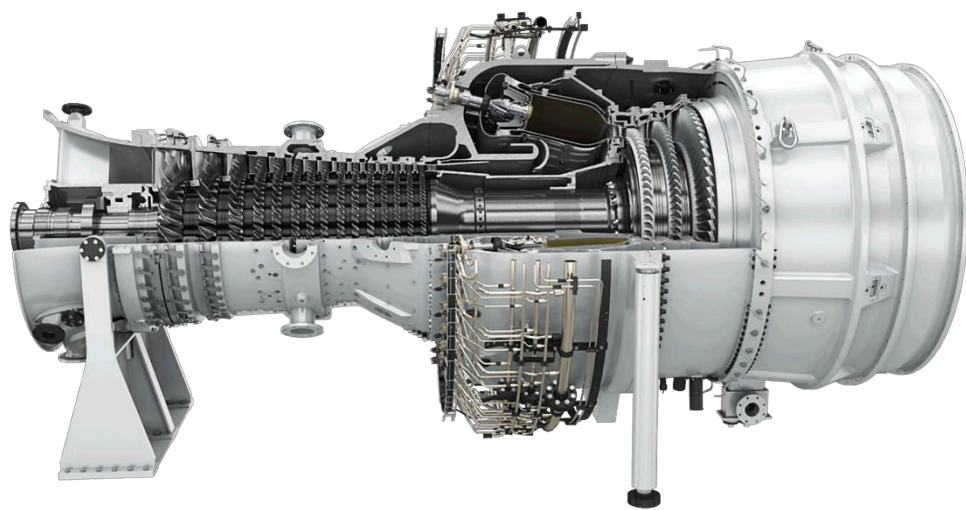


Utvärdering av gasturbiner som vätgasbaserade elproducenter kopplat till fjärrvärme



Figur 1: Siemens Energy SGT-800 core [10]

Sammanfattning

I ett framtida energisystem baserat på förnybar elkraft behöver variationer i elproduktion kompenseras av en kombination av olika resurser såsom energilager för både elektrisk och termisk energi, vattenkraft och termiska kraftverk för elgenerering, med återvinning av värme (kraftvärmepincip) eller utan beroende på värmebehov. Även så kallad efterfrågefleksibilitet blir en viktig faktor i energisystemet, värmepumpar och ny eldriven produktion av bränsle och kemikalier kan med fördel köras med viss flexibilitet för att bidra till detta. Bränsle kommer generellt att bli en högt värderad resurs, eldnings enbart för värmeändamål bör då undvikas och biobränsle hellre användas till exempelvis kemikalie- och plastproduktion, transportsektorn elektrifieras troligen på sikt. I en sådan situation

bör återvinning av spillvärme komma att prioriteras högt och ihop med värmepumpar stå för en stor del av basförsörjningen av värmeproduktion.

Termiska kraftverk kan försörjas med olika typer av bränslen. Gasturbiner körs i dagens omvärld mest på fossil naturgas eller fossil eldningsolja (diesel) men kan relativt enkelt anpassas för diverse olika förnybara bränslen. Vart och ett sådant förnybart bränsle har sina för och nackdelar vilket innebär att de kommer att få något olika användning. All omvandling av förnybar elektricitet eller kolväteceller såsom biobränsle till ett gasturbinbränsle med energin bunden i kemisk form kan ses som ett energilagringssystem med olika ekonomiska förutsättningar för att överbrygga kortare eller längre driftperioder. En gasturbin med ett lager av flytande förnybart bränsle är en bra lösning för reservkraft eftersom kapitalkostnaden är låg och stora mängder bränsle kan lagras för att klara även längre perioder av brist av vindkraft. Om vätgas blir billigare än flytande förnybart bränsle kan gasturbinen då med fördel även användas för kraftgenerering mer frekvent genom tillägg av ett energilagringssystem baserat på vätgas. Jämfört med många andra energilagringssystem som har en räckvidd begränsad av energiinnehållet i lagret kan alltså ett vätgassystem baserat på gasturbiner växla över till annat bränsle när vätgaslagret tömts och därmed även klara kontinuerlig drift.

I kraftvärmekoppling fås ett mycket högt bränsleutnyttjande, den del av utvecklad värmeeffekt från förbränning av bränslet som måste ”dumpas” för att kunna producera elkraft tillgodogörs till fjärrvärme eller industriell processånga. Termiska kraftverk som bara ska vara i drift i perioder då det råder brist på annan förnybar kraft kan med fördel utrustas med värmeåtervinning kombinerat med ett termiskt energilagringssystem. Den ”dumpade” värmen ackumuleras då under kraftverkets driftperioder för att sedan distribueras till fjärrvärmebehov när kraftverket står still. Vidare måste kraftverk vara väl lämpade för sådan cyklisk drift genom snabb, ekonomisk start och liten underhållskonsekvens av cykling. Gasturbiner, även moderna industriella gasturbiner i kombi-cykelutförande, erbjuder just detta och dessutom med en mycket hög verkningsgrad.

Den höga verkningsgraden innebär att vid ett givet värmeunderlag fås ca 3 gånger så hög elproduktionskapacitet som för konventionella fastbränslepannor med ångturbin. Intermittent drift avsedd att bara generera el i perioder av brist på vindkraft och däremellan stå still innebär att man med hjälp av värmelager kan buffra spillvärme från kraftverket till stilleståndsperioderna, då behövs större kraftverk för att som genomsnitt leverera samma mängd värme som en anläggning som körs kontinuerligt. Kombinationen av ökad elkapacitet vid drift och effekten av möjlig värmelagring innebär en kraftigt ökad potential till leverans av eleffekt från kraftvärmesektorn. Mer än 10 gånger större elgenereringskapacitet än från konventionell anläggning är möjligt om brist på förnybar el från vind och sol förekommer 30% eller mindre andel av tid. Konsekvensen blir då att även relativt små fjärrvärmeunderlag kan bli en sund ekonomisk bas för kraftvärmelanläggningar.

En stor fördel med kraftvärmeproduktion för sådan balanskraft är att den av naturliga skäl blir distribuerad över landet och då främst till platser där värmebehoven finns, vilket normalt sammanfaller väl med elbehoven, transmissionsförluster minimeras på så sätt. Med sådant distribuerat nät av balanskraft kan även kapacitetsbegränsningar i

elnätet kompenseras, även om det finns överskott av förnybar kraft bortom en flaskhals i nätet kan det vara mer lönsamt att köra reservkraftanläggning i form av kraftvärme emellanåt för att slippa kostsam förstärkning av elnätet.

Det finns redan teknologi för kraftproduktion från vätgas i form av både gasmotorer och gasturbiner och därför är inte utveckling av bränsleceller alls kritisk för implementering av vätgas som energibärare i kraftverksapplikationer. Men de kan ses som nyckelteknologi för vissa mobila applikationer och för småskalig kraftgenerering, speciellt i mikronät och för mikro-CHP vilket till exempel innebär kraftvärmeproduktion för hushåll, samtidig produktion av tappvarmvatten, husvärme och hushållsel. Bedömningar av bränslecellers framtida potential indikerar att de även på relativt lång sikt inte kommer att kunna konkurrera med gasturbiner i kraftverkstillämpningar, dvs skalan över ca 20 MW.

Bio-CCS (Carbon Capture and Storage) har förts fram som en metod att åstadkomma negativa koldioxidutsläpp för att kompensera andra källor som är svåra att åtgärda. Sådan teknologi innebär oftast ett kostsamt tillägg av koldioxidinfångning från rökgasen, så kallad "post-cap", från biobränsleeldning.

Ett alternativ till sådan teknologi är Oxy-fuel där biobränslet förgasas och därefter förbränns med tillsats av syrgas blandad med återcirkulerad koldioxid i stället för luft. Den rökgas som uppstår består då endast av koldioxid och vattenånga, enkel kondensering av vattenångan genom kylning av rökgasen ger koncentrerad koldioxid som enda återstående del och dyrbar koldioxidinfångning behövs ej. Siemens Energy har tagit fram koncept för både en trycksatt pannteknologi samt en gasturbinbaserad teknologi för oxyfuel.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	1
Bakgrund.....	5
Om kraftvärmeprincipen och dess betydelse för leverans av balanskraft till elnätet. Eller hur 38MW baslast el förvandlas till 500 MW balanskraftkapacitet	6
I kraftvärmeverk har elverkningsgraden stark påverkan på elkapacitet	6
Balanskraft / reservkraft kontra ökad kapacitet för eltransmission	9
Balanskraft / reservkraft kontra ökad kapacitet för elenergilagring.....	11
Energilagring och efterfrågefleksibilitet den nya tidens ”peakers” (spetslastkraftverk)	11
Begränsning i både effekt- och energikapacitet	12
Energilagring och efterfrågefleksibilitet i elnätet påverkar drift av reservkraft.....	13
Vätgassystem som energilagring	15
Kraftverk baserat på gasturbin	16
Gasturbinens princip.....	16
Flygderivat.....	17
Industriella gasturbiner	18
Peaking (spetslast) / reservkraft.....	18
Simple Cycle Cogen	18
Kombianläggning	19
Flexkombianläggning	20
Kraftvärme kontra elektrifierad värmeleverans.....	22
Bränslen lämpliga för gasturbiner	23
Fasta bränslen	24
Gasformiga bränslen.....	25
Flytande bränslen	26
Fossila flytande bränslen	26
Förnyelsebara flytande bränslen.....	27
Bränslepriser.....	29
Konkurrerande teknik för kraftproduktion från bränsle.....	30
Kolmotorer	30
Bränsleceller vs gasturbinteknik	31
Business case / vem betalar?	34
Nätstabilitet	36
Modifikationer av gasturbin för vätgaseldning.....	37
Oxyfuel-teknologier	40
Oxy-boiler	41
Vätgaseldning i Oxyfuelcykel	42
Disclaimer.....	43
Referenser	44

Bakgrund

Energisystemet globalt och i Sverige har under en 20 årsperiod succesivt förändrats till att en ökande andel av produktionen sker från sol och vind. Detta har inneburit till en början att bränsle kunnat sparas i konventionella kraftverk jämfört med om dessa förnybara källor inte funnits. Någon större minskning av användning av fossila bränslen har det dock inte lett till, eftersom efterfrågan på energi samtidigt ökar. Detta har dock under de senaste åren förändrats, utbyggnadstakten av förnybar energiproduktion ökar kraftigt och en ny medvetenhet om brådskan av omställning har uppstått. Det finns både ett stort politiskt intresse och en stor förändringsvilja hos industrin, mycket tack vare att ett antal grepp tagits för att påverka den finansiella marknaden till att prioritera förnybarhet.

Denna snabba omställning ställer helt nya krav på anpassning av energisystemen. Förnybar kraft har en starkt variabel karaktär som måste kompenseras genom anpassning av efterfrågan till den varierande tillgången och genom annan kraftproduktion. Samtidigt står vi inför en expansiv elektrifiering av transportsektor och många industriella processer. Många industrier, till exempel petrokemiindustrin, behöver även byta sina råvaror från fossila till förnybara, detta kommer att skapa nya konkurrenssituationer om resurser med en hel del insvägningsfenomen att vänta. En nyckel till denna omställning kan vara generering av vätgas från förnybar el. Scenarier som lyfter den centrala rollen av vätgas är beskriven i till exempel [1, 2, 3]. Ett mera svenskt perspektiv har utarbetats i [13].

Vätgasen kan tillsammans med infångad koldioxid ersätta fossila kolväten både som insatsråvara och som bränsle, vätgasen kan även användas som bränsle direkt i många applikationer. För kraftgenerering ses vätgasen som en form av energilager för omfördelning av el från överskottsperioder till bristperioder. Att ersätta fossilt bränsle med vätgas för att producera elkraft i samma stund som elkraft används till gasgenerering innebär en förlust som kan synas orimlig. I vissa fall kan det dock försvaras, till exempel för att undvika slitage och kostnader relaterade till start och stopp av elektrolys respektive kraftgenerering samt även för att hålla kraftgenerering spinnande för att ge tillgång till nätstabiliserande förmåga av svängmassa och möjlighet till momentant effektpådrag. Att direkt ersätta ett fossilt bränsle med vätgas och därmed anta samma drifttider som historiskt vid användning av fossilt bränsle kan dock bli mycket missvisande.

Drifttid för termiska kraftverk förskjuts troligen i framtiden till de perioder då det råder brist på förnybar sol och vindkraft. Vattenkraften kan disponeras om något för att bidra till utjämning av variabel försörjning från sol och vind, men det kommer därutöver behövas en betydande mängd kraftverk såsom gasturbiner för att garantera att full elgenereringskapacitet alltid finns tillgänglig. Andra typer av energilager samt efterfrågefleksibilitet kommer troligen att innebära att utnyttjandegraden av dessa gasturbiner blir relativt låg men kan inte ersätta dem eftersom uthålligheten för energilagersystem och efterfrågefleksibilitet är begränsad. I [4] beskrivs och modelleras gasturbinens roll i framtida energisystem i Europa baserat på några grundläggande antaganden.

För att hitta en balans i vilka resurser som skall investeras i kommer elpriset att variera kraftigt. När ”vinden inte blåser” spelar det ingen roll att vindkraft är billigt, andra produktionslag kommer vid dessa tillfällen användas och deras kostnader kommer då att styra elpriset. Det innebär att traditionella metoder att jämföra produktionskostnad såsom LCOE (Levelized Cost Of Electricity) inte är relevanta om man inte tar hänsyn till tidsaspekt eller systemkostnad via en ekonomisk belastning av helhetsansvar på de energiprodukter som inte klarar kontinuerlig leverans. Ett svenskt perspektiv på framtidens elmarknad presenterades nyligen i [14].

I omställningen av energisystemet innebär även värmesektorn en utmaning, idag förbrukar denna sektor mer än 50% av samhällets energiförbrukning [17]. Omställning till värmepumpar ter sig som en uppenbar lösning eftersom de ger ca 3 gånger så mycket värme som insats av elkraft. Värmepumpar höjer temperaturnivå på infångad låggradig värme till en användbar nivå för uppvärmning och i småskaliga applikationer kan ofta låggradig värme hämtas genom kylning av omgivningsluft. Men för att storskaliga applikationer ska bli ekonomiska krävs oftast en värmekälla med hög värmekapacitet såsom havsvatten, kylning av flodvatten kan inte alltid tillåtas av miljöskäl. För storskalig introduktion av värmepumpar krävs också både utbyggnad av förnybar elgenerering, utöver vad som krävs för att ersätta befintlig fossil kraft, och en förstärkning av elnätet utöver vad introduktion av till exempel elbilar innebär. Utnyttjning av spillvärme och förbättrad energieffektivitet genom tex förbättrad isolering av byggnader är därför redan högprioriterat. Vid de tillfällen det behövs termiska kraftverk för att balansera elnätet bör man i största mån se till att spillvärmets från sådan balanskraftsgenerering tas om hand, det vill säga genom användning av kraftvärmepumpen för denna balanskraft för att bäst utnyttja bränslet. Koldioxidavtryck för olika former av kraftgenerering har diskuterats mycket det senaste åren, men lika viktigt är att hushålla med de framtida förnybara bränslena som troligen blir en bristvara, därmed är det viktigt att ha hög bränsloeffektivitet/verkningsgrad när de används, även i kraftverk som körs relativt lite.

Om kraftvärmepumpen och dess betydelse för leverans av balanskraft till elnätet. Eller hur 38MW baslast el förvandlas till 500 MW balanskraftkapacitet

I kraftvärmeverk har elverkningsgraden stark påverkan på elkapacitet

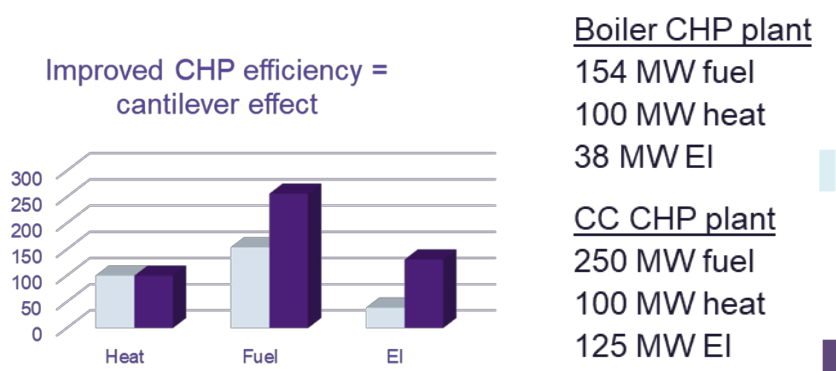
För ren värmeproduktion genom förbränning av bränsle används pannor av olika slag. Trots att ren värmeproduktion är den absolut enklaste tillämpningen kan man dock notera att kostnadsökningen för att också generera elektricitet via en ångcykel inte är väldigt stor. Dessutom kan man lätt se att vid ett givet värmeunderlag så innebär samtidig elproduktion ett behov av ökad bränsletillförsel som i princip bara motsvarar den levererade elen, en liten ökning av skorstensförlust uppstår dock men

nettoresultat är att elproduktionen sker till en marginalverkningsgrad i storleksordningen 90 %. Denna höga marginalverkningsgrad i kombination med relativt begränsad marginalinvestering för elproduktionen är bakgrunden till att kraftvärme blivit mycket populär.

Vidare kan man konstatera att en förbättring av elverkningsgrad i en kraftvärmeanläggning med given totalverkningsgrad ger motsvarande minskning av ”värmeverkningsgrad”, ska då samma mängd värme produceras innebär det att anläggningens totalkapacitet behöver ökas, det ger en hävstångseffekt så att tex steget från 25 till 26% elverkningsgrad innebär en ökning av elproduktionskapacitet med 5,6%. Ett viktigt nyckeltal som påvisar detta är det så kallade alfa-värdet, dvs kvot mellan el och värme-produktionskapacitet.

Om man byter en ångcykel med 25% elverkningsgrad mot en så kallad kombicykel med en elverkningsgrad på 50% så ökar elproduktionskapaciteten med 230% baserat på samma värmeunderlag, alfavärdet har ökat från 0,38 till 1,25. Om till exempel värmeunderlaget är 100 MW skulle alltså pannanläggning med ångturbin producera ca 38 MW el medan kombianläggningen ger 125 MW el. Naturligtvis kräver då kombianläggningen mer bränsle, 250 MWth, än pannanläggningen som drar 154 MWth men notera att ökningen av bränsleförbrukningen bara är i samma storleksordning som det vunna extra elutbytet, marginalverkningsgraden i exemplet är hela 90% $(125-38)/(250-154)$.

Kraftvärmeprincipen innebär alltså alltid en väldigt liten extra uppoffring av bränsle för att få elproduktion till godo i situationen att man ändå skall elda för att producera värme. Men ännu viktigare är att; ökad elverkningsgrad i en kraftvärmeanläggning ger mångdubbelt värde i form av kraftigt ökad elgenereringskapacitet vid ett givet värmeunderlag. Se vidare [5].



Figur 2 Konsekvenser av varierande elpriser för dimensionering av kraftvärmeverk

Traditionell drift av kraftvärme har inneburit att man i de flesta fall styrt anläggningens effekt för att passa det värmebehov man har, d.v.s. elproduktionen har setts som en biprodukt till värmeproduktionen. Oftast har elpriset varit högt nog att motivera el-leverans från kraftvärmeanläggningar så att ingen hänsyn till elpris behövt tas i driftläggningen utom i undantagsfall. I senare tid har dock elpriset blivit

så lågt att elgenerering inte ens med så bra verkningsgrad blir lönsam. Om elförsäljning skall ske till ett pris som är lägre än marginalkostnaden för den ökade bränsleförbrukningen blir kraftvärmedriften en förlustaffär och ren värmeproduktion blir då att föredra. I konventionella anläggningar är ofta då lösningen att tillfälligt leda ånga förbi ångturbinen direkt till kondensorn och därigenom kunna köra anläggningen som ren värmepanna, eventuellt med ångturbinen kvar på en minimilast för att vara redo att dra på igen.

Om elpriset är kraftigt varierande är en rimlig och lönsam lösning att bara köra kraftvärmeanläggningen när elpriset är högt och stoppa när priset är lågt. För att klara värmeleveransen kan då antingen drift av storskalig värmepump eller värmeleverans från ett värmelager tänkas. Om ett värmelager används skall det naturligtvis även laddas upp med värme under de perioder då kraftvärmeanläggningen körs, konsekvensen blir då att kraftvärmeanläggningen behöver vara större för att både leverera värme till fjärrvärmenät och till buffring i värmelager. Tyvärr passar konventionella pannanläggningar ganska dåligt till sådan cyklisk till/från – drift. Gasturbiner i kombianläggningar som designats för sådan flexdrift är däremot mycket lämpade, de startar snabbt till liten startkostnad och liten konsekvens i underhållskostnad. Förluster relaterade till stillestånd är även mindre än om en baslastanläggning stoppas och återstartas eftersom man till exempel installerar skorstensspjäll som blockerar utkyllning genom självdrag och anpassar ångsystemet för att bibehålla tryck genom att inte dräneringar i onödan släpper ut vatten eller ånga vid stillestånd samt installerar god värmeisolering av alla komponenter.

Om man som exempel antar att en panna med ångturbin byts mot en kombianläggning, kommer elproduktionskapaciteten att öka från 38 MW till hela 500 MW baserat på samma genomsnittliga värmeleverans på 100 MW. Pannan i exemplet antas ge elverkningsgraden 25% och värmekapacitet 100 MW och ha tidigare gått i kontinuerlig baslast under värmesäsong. Kombianläggningen har antagits ge elverkningsgraden 50% och vara utrustad med värmelager och körs bara 25% av tiden för att matcha varierande elpriser. 75% av tiden tas värmefrån värmelagret i exemplets kombianläggning och följaktligen krävs 400 MW värmeeffekt för att både leverera 100 MW fjärrvärme och buffra upp tillräcklig energi i lagret för att täcka stilleståndsperiod. Om kraftvärme utnyttjas väl kan alltså en väldigt stor förmåga till balansering av varierande leverans av vind- och solgenererad el frigöras utan att värmeunderlagen utökas. Drift under bara 25% av tiden är naturligtvis bara ett exempel för att påvisa fenomenet.

Det finns många som studerat behovet av balanskraft i framtida energisystem, men oberoende av om man simulerar eller spekulerar så är allt beroende av ett antal antaganden om framtida förhållanden, till exempel kring hur stor kapacitet av vind och solkraft som installeras och hur transmissionsförmåga byggs ut, även mycket detaljerade simuleringar är alltså i grunden en spekulation eftersom antaganden och randvillkor "gissas". Den så kallade kapacitetsfaktorn beskriver kvoten av verklig energileverans över konstant full effekt över året. För vindkraft kan till exempel faktorn vara bara 30% men det betyder inte att leverans bara finns tillgänglig 30% av tiden. Om man installerar betydligt mer kapacitet än kraftbehovet kommer andelen

tid som vinden räcker för att täcka behoven bli betydligt högre än 30%, kombineras det med att vattenkraft eller energilager bidrar till att jämna ut energileverans så förekommer så kallad residuallast, dvs balanskraftresurser, under bara liten andel av kalendertid. Men, oberoende av om elkraftproduktion från balanskraftresurser krävs såg 10% av tiden eller hela 40% av tiden så finns fenomenet där; - kraftverk kan byggas större baserat på ett givet värmeunderlag om värmelager som kan buffra tillfällig överproduktion av värme installeras.

Man kan dra slutsatsen att relativt små värmeunderlag, som traditionellt endast varit ekonomiska att försörja med ren värmepanna, kan bli rimliga som basis för effektiva flexibla kombicykler. Även med ett litet fjärrvärmeunderlag kan skalfördel av stor kraftanläggning nås. Den stora fördelen med detta är att all behövlig balanskraft troligen kan byggas i kraftvärmekoppling med högt bränsleutnyttjande.

I medelstora till stora fjärrvärmenät kan med denna princip även utrymme finnas för kombination av värmepumpar och kraftvärme. Kraftvärmeblocket blir då mindre än om det skall buffra upp värme för allt värmebehov. Om man i exemplet ovan inför värmepumpar som levererar ca 70 MW när kraftvärmen står still blir ändå exemplets kraftvärmeanläggning på 250 MW istället för 500 MW och värmelagret 1/3 i storlek jämfört med om enbart kraftvärme installeras.

Balanskraft baserat på kraftvärmeprincip innebär ett betydligt bättre bränsleutnyttjande än alternativ kondenskraft eller "open cycle" (gasturbin eller motor utan kompletterande ångcykel). I en framtid där bränslet som skall användas till leverans av balanskraft kommer att vara en begränsad och högt värderad resurs är detta synnerligen viktigt, även vid korta drifttider.

Om man i en framtid endast skulle ha behov av elgenerering från termiska kraftverk under en mycket liten andel av tiden, såg 5%, så blir troligen lönsamheten för kombianläggning sämre än för en ren gasturbin. Det kan dock ändå vara rimligt att förse en sådan gasturbin med en avgaspanna för värmeåtervinning eftersom tilläggsinvesteringen för detta är relativt liten, ca 7% av hela investeringen [15]. I ett sådant scenario styrs dimensioneringen av behovet av elkapacitet. Om det sen blir lönsamt att verkligen ta hand om all spillvärme från anläggningen, eller bara delvis, blir en ekonomisk fråga för dimensionering av ett värmelager.

Balanskraft / reservkraft kontra ökad kapacitet för eltransmission

Elkraft som ersätter bortfall av solgenerering är såklart för utjämning mellan dygnet ljusa och mörka timmar, men även för varierad molnighet och naturligtvis säsongvariationer i våra nordliga breddgrader. Ökad transmissionskapacitet kan i viss mån jämna ut effekter av molnighet men knappast mellan jordens tidszoner, eller för säsongeffekter. För dygnsutjämning krävs en kombination av anpassat behovsmönster och korttidslagring av el och för säsonganpassning annan kompletterande elleverans.

Elkraft för ersättning av bortfall av vindkraft kan naturligt i stor utsträckning ordnas genom ökad transmissionskapacitet, ofta är det god vind i andra regioner när det är stilla i en. Men det finns perioder med dåligt med vind i stora områden samtidigt, tex hela Nordeuropa och Skandinavien. Det lär även finnas tillfällen med dåligt vindförhållande i stor del av Sverige samtidigt med dålig möjlighet till import även om vindförhållanden i Danmark och Tyskland är goda om deras förbrukning är stor, då hjälper knappast stor transmissionskapacitet. Av beredskapsskäl måste man även tänka in risken att transmissioner från andra länder och även mellan svenska regioner faller bort, då krävs distribuerad reservkraft, se även [14].

Slutsatsen blir alltså att stor transmissionskapacitet kan minska tid som balanskraft / reservkraft behövs men inte nödvändigtvis den effektkapacitet som behöver installeras. Stor transmissionskapacitet som saknar redundans innebär även en störningsrisk, vid bortfall av en sådan länk krävs att det finns reservkapacitet inom det egna nätet som snabbt kan kompensera bortfallet. För krissituationer finns naturligtvis möjligheten att avsiktligt koppla bort vissa stora förbrukare eller elområden för att inte hela nätet skall falla samman, man vill dock minimera sådana åtgärder. Rullande elavbrott är något som invånare i somliga länder med svag nätkapacitet ofta får lida av, det kan bli konsekvensen om inte tillräcklig backup finns installerad. Vid storskalig utbyggnad av ny variabel kraftgenerering som vindkraft är det viktigt att bygga ut balanskraft / reservkraft i samma takt för att inte komma i svårigheter. Utbyggnad av transmissionskapacitet kommer även att krävas, inte minst på grund av ökade elbehov, men det tar tyvärr lång tid från beslut till drift. Distribuerad reservkraft innebär en stor fördel genom att de även kan köras i situationer av problem med flaskhalsar i elnätet. Att distribuerad kraft dessutom ger en större försörjningstrygghet genom att konsekvens av ett fel i eltransmissionen blir mindre är givet. I dagens läge i Sverige med bristande kapacitet i vissa delar av nätet är utbyggnad av distribuerad reservkraft en troligen snabbare och billigare lösning än nya kraftledningar som ofta innebär projekt på tiotals år, inte minst pga tillståndprocessen.

Stor transmissionskapacitet innebär alltså att antalet drifttimmar för balanskraftanläggningar och reservkraft blir begränsad även om kapaciteten ändå måste finnas. Konsekvensen blir att kapitalkostnad per installerad genereringskapacitet blir en avgörande parameter för balanskraftanläggningarna. Gasturbiner har en mycket låg kapitalkostnad per installerad kapacitet och har egenskaper som passar utmärkt för drift som balanskraft / reservkraft. De är snabbstartade, även industriella gasturbiner i mellanstorlek kan starta och nå full effekt inom 10 minuter. Gasturbiner har även kraftfull reglerrespons, klarar stora kortslutningsströmmar och har stor "svängmassa", speciellt för industriella gasturbiner. Till exempel SGT-800 har ett H-värde (upplagrad dynamisk rotationsenergi MWs per kapacitet MVA) på ca 4.5 s, det vill säga i samma storleksordning som större ångturbiner.

Även kombianläggningar med både gasturbin och ångturbin installerade, har en tilltalande låg kapitalkostnad per kapacitet men den är naturligtvis större än om man bara har en gasturbin. Kombianläggning som balanskraft blir ekonomiskt tilltalande i de fall anläggningen körs mer tid än som ren reservkraft. Om bränslet är dyrt, och

därmed så även elkraft vid balanskraftdrift, innebär kombianläggningens höga verkningsgrad att den kan vara aktuell även om drifttiden är under 2000 timmar per år.

Balanskraft / reservkraft kontra ökad kapacitet för elenergilagring

Detta kapitel handlar om hur kraftverk som genererar el från vätgas och andra förnybara bränslen kan komma att användas och samspelet med energilagring anslutna till samma elnät. Det ger även resonemangsmässigt en grund till hur en driftprofil för balans / reservkraft kan tänkas bli, dvs periodvis dagliga starter samt vissa perioder av längre kontinuerlig drift respektive stillestånd.

Energilagring och efterfrågefleksibilitet den nya tidens ”peakers” (spetslastkraftverk)

Kraftverk avsedda att snabbt starta och stoppa för att komplettera baslastproduktion när denna ej räcker till för att täcka efterfrågan, ej hinner starta upp eller är oekonomisk på grund av att toppbehov är kortvariga, kallas internationellt för peaking power plants, eller kort och gott ”peakers”. Eftersom de bara levererar ström kortvarigt, kräver den levererade kraften ett högre pris per kilowattimme än baskraften, detta för att täcka kapitalkostnad som slås ut över liten drifttid och den ibland låga verkningsgraden.

Energilagring, och då främst batterisystem, har av många utropats som den nya tidens peakers i stället för traditionella peaker-anläggningar, som typiskt varit gasturbiner, ofta av flygderivattyp.

Till skillnad mot gasturbinerna så saknar dock batterisystem förmågan att också köra kontinuerligt. Följden blir att utöver installation av stora batterisystem som ska agera som peakers, så behövs även gasturbiner för att kunna leverera el under längre perioder. Energilagringssystemen tar över vissa drifttimmar från gasturbinen och minskar därmed lönsamhet för gasturbinerna som alltså förskjuts till mer av reservfunktion. Energilagring, till exempel batterier, kan under perioder av laddning styras aktivt för att balansera elnät likaväl som att de kan göra detta vid utleverans av kraft.

Variationer i behov inom dygnet av så kallad residualkraft (= totala elbehovet minus levererad förnybar kraft från sol, vind och vatten) kan jämnas ut med så kallad ”efterfrågefleksibilitet” (eng: demand response) eller genom laddning / urladdning av energilagring. Efterfrågefleksibilitet innebär att elförbrukning som ändå sker förskjuts i tid för att passa tillgängligheten av förnybar el. Generellt är verkningsgraden för efterfrågefleksibilitet nära 100% eftersom det är frågan om ett givet energibehov som bara flyttas något i tid, tex för laddning av en elbil, tid för drift av värmepumpar där ändå byggnaders värmetröghet jämnar ut temperaturen eller tidpunkt för körning av till exempel tvättmaskiner. Efterfrågefleksibilitet kräver dock något slag av smart styrning, tex. styrning från någon gemensam operatör eller genom prisincitament och användning av smarta elmätare med relativt kort tidsintervall för differentierad

prissättning. Efterfrågefleksibilitet är dock till sin natur begränsad till utjämning inom dygnet eftersom de flesta behov som kan styras har acceptans bara för förskjutning inom skalan antal timmar. En typ av efterfrågefleksibilitet med längre tidskonstant är storskaliga värmepumpar kopplade till stora högtemperaturvärmelager, dessa kan lagra värme för ett antal dygns upp till någon/några månaders värmeleverans beroende på lagertyp och krävd fjärrvärmetemperatur.

Såväl energilager som efterfrågefleksibilitet kan även användas för bidrag till spänningsstabilisering av elnätet genom att den så kallade reaktiva effekten kan regleras, i större förbrukare eller energilager kan man försvara aktiv styrning av reaktiv effekt men i mindre kör man troligen hellre på en fast kvot i förhållande till den aktiva effekten.

Vätgasgenerering genom elektrolys kan aktivt styras för att balansera elnätet, om en elektrolysanläggning är i drift med full kapacitet vid elöverskott kan den regleras ner eller stoppas vid effektbrist. För energisystemet kan det ses som optimalt att de helt stoppas vid kapacitetsbrist men för bästa driftekonomi med hänsyn till startkostnad och underhållskostnad kan det tänkas att man inte helt stoppar utan bara reducerar effekt.

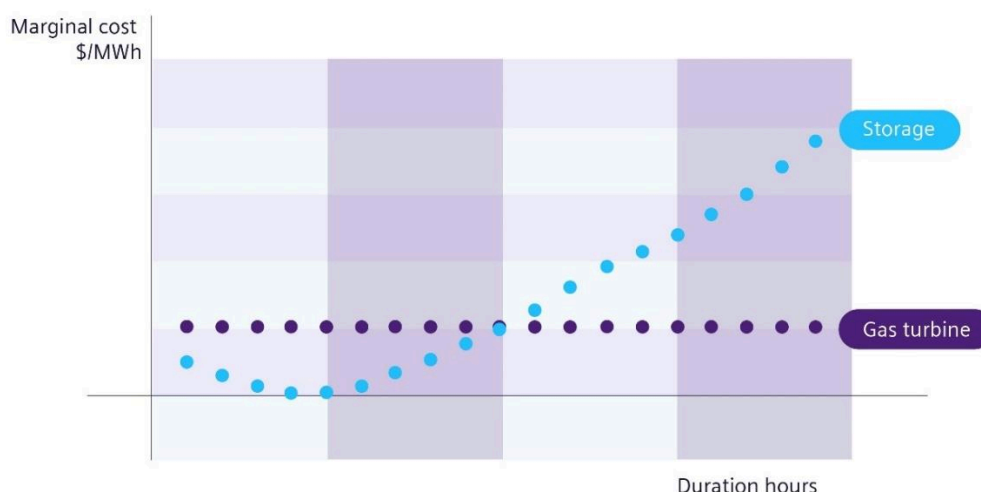
Begränsning i både effekt- och energikapacitet

Energilager dimensioneras för en lämplig kombination av effektkapacitet och energikapacitet. I fallet av ett batterilager bestämmer effektkapaciteten storleken av kraftelektronik, transformatorer, ställverksutrustning osv samt innebär ett minimikrav på energikapacitet i batterier eftersom dessa har en begränsad förmåga att mata stora strömmar. Lagrets energikapacitet däremot avgör hur många batterier utöver minimikravet som skall installeras för att klara full effekt under en viss tid.

Vid investering i energilagret studeras statistik för effektbehov, för stor förmåga skulle ge få tillfällen som hela kapaciteten utnyttjas, dvs dåligt kapitalutnyttjande. Rimligt antagande är att man ser till att fulla kapaciteten utnyttjas i princip varje dag under året. Det innebär att resten av effektbehov lämnas till reservkapacitet, till exempel gasturbiner. Vidare studeras såklart statistik för fortvarighet av leverans så att en lagom förmåga byggs, om man till exempel ser att många tillfällen kräver full kapacitet upp till 4 timmar och även många tillfällen kanske bara under en till 2 timmar men att man oftast ändå tömmer 4 timmars full-kapacitet inom dygnet så blir troligen 4 timmars kapacitet lagom. Om man skulle sikta på att klara längre perioder än vad som ryms inom en dygns cykel blir utnyttjandegraden snabbt sämre, om man till exempel skulle investera i kapacitet att klara 2 dygns utmatning händer detta kanske bara en gång per 2 veckor. Kapitalkostnaden för den sist tillagda kapaciteten får snabbt en allt sämre utnyttjning och sprids denna kapitalkostnad över de tillfällen det utnyttjas fås en snabbt eskalerande kostnad, se diagram nedan. I samma diagram visas som princip en konstant marginalkostnad för elleverans från en anläggning i form av en gasturbin. Gasturbinen antas ändå finnas installerad p.g.a. behov av reservkraft och marginalkostnaden för lite mer drift blir en ökad bränslekostnad om

vi förutsätter inköpt bränsle, tex flytande förnybar metanol eller HVO100. Underhållskostnad för gasturbinen påverkas inte alls om den ändå styrs av antal driftcykler och drifttider per cykel förlängs något. Av diagrammet (se Figur 3) framgår att vid överskridande av en viss energikapacitet för energilagret, uttryckt som fortvarighet vid full effekt ("duration") blir marginalkostnaden större än el från reservkraft. Till en början minskar energilagrets kostnad som en effekt av att ökad energikapacitet förbättrar kapitalutnyttjandet av investeringen i effektkapacitet. Diagrammet kan representera många olika typer av energilagrar, skillnaden är att skalan för fortvarighet "duration" förskjuts beroende på marginalkostnad av energiinnehåll, om tex. tillskott av kapacitet i vattenmagasin för pumpkraftverk är låg kan optimering ge ett antal dygns kapacitet i stället för som vanligt idag ca ett dygn. Om gasturbinen förses med bränsle från ett anläggnings specifikt lager, till exempel ett vätagaslager, kommer den visade kurvan med konstant marginalkostnad att även den vika av uppåt mot eskalerande kostnad men sannolikt efter längre tid än visat i diagrammet.

Marginal cost per MWh



Figur 3: Marginalinvestering i lager optimeras kontra marginalkostnad GT-drift [11]

Energilager och efterfrågefleksibilitet i elnätet påverkar drift av reservkraft

Konsekvensen av optimering av energilagrar för bästa ekonomi blir att de reducerar drifttid för reservkraft medan de lämnar en stor mängd korta och längre tillfällen för reservkraften att fånga upp. Inom vissa delar av driftsäsong räcker inte efterfrågefleksibilitet plus energilagrar till i effektkapacitet utan reservkraftanläggningar tvingas starta under en kort period i princip varje dag. Andra dagar, eller delar av säsongen, töms energilagren innan dygnet är över och reservkraft måste startas en stund för att fylla i med saknad energileverans.

Kombinationen av dessa två skäl; effektbrist respektive energibrist leder till att aktivering av reservkraft förväntas motivera start av genomsnittlig sådan anläggning som mest 200 gånger per år, troligen mindre än 100 gånger per år. Många av dessa driftperioder blir på fåtal timmar men vid fåtal tillfällen per år krävs drift i flera veckor. Reservkraftanläggningar måste alltså ha god ekonomi för cyklisk drift med korta driftperioder men även ha förmågan till flera veckors drift.

Siffervärdena för antal starter angivna här är naturligtvis av spekulativ art för en framtida situation med i princip all fossil kraftgenerering utfasad. Drifttimmar och antal driftcykler per år kommer förstås att variera mellan olika marknader och över tid men principen för samspelet mellan energilager och reservkraft är tydligt från enkla ekonomiska fakta.

Installation av energilagersystem i elnätet innebär även att effektvariationer kan jämnas ut i situationer av brist på förnybar kraft när reservkraft behövs dygnet runt och det leder till att behovet av installerad reservkraft minskas något. Reservkraften kan utnyttjas till att ladda upp energilager under låglasttimmar i nätet och i gengäld kan energilager hjälpa till med utmatning av kraft under höglasttimmar. Vidare kan energilager minska problem med begränsad transmissionskapacitet i elnätet.

I Sverige har vi en unik situation med stor kapacitet i vattenkraft som kan användas som balanskraft även om man inte har möjligheten till pumpning av vatten tillbaka till den högt belägna dammen. Vattenkraften är dock begränsad i balanskraftförmåga genom existerande begränsningar i installerad effektkapacitet och allt mindre tolerans för variation av vattenflöde. I en situation av att man skulle vilja uppgradera till större effektkapacitet tenderar uppdateringar av vattendomar tyvärr att gå i motsatt riktning, både sänkning av maxflöde och ökning av minimiflöde. Vattenkraft för elnätsbalansering är även idag begränsad av nord-sydlig transmissionskapacitet. Precis som med fallet av stor transmissionskapacitet innebär efterfrågefleksibilitet och energilager att antalet drifttimmar för reservkraftanläggningar reduceras. Igen – med lågt utnyttjande av reservkraftanläggningar blir kapitalkostnaden en mycket viktig parameter. Tyvärr finns heller idag ingen etablerad marknadsplats för reservkraftresurser, elmarknaden handlar enbart med energi och ersätter inte investeringar med syftet att garantera kapacitet. Generellt kan man se reservkapacitet för kraftgenerering som en del av infrastruktur likaväl som transmission eller redundanser i transformatorer etc. I Sverige åligger det Svenska Kraftnät att hålla med nödvändig reserv och därigenom kan man förvänta en viss upphandling för ökning och ersättning av åldrande kapacitetsreserv. I andra länder har kapacitetsauktioner börjat bli alltmer förekommande. Svenska Kraftnät har ett undantag från EU principer om fri marknad och konkurrens för dessa reservkraftanläggningar, tyvärr innebär det att dessa anläggningar inte kan utnyttjas även kommersiellt för balanskraft såsom utmålet i denna rapport om inte systemet förändras. Eftersom svenska kraftnäts undantag från EU:s marknadsprinciper är tidsbegränsat kommer detta förhoppningsvis förändras inom inte alltför lång framtid. Ett annat synsätt är att vindkraftägare skall vara ansvariga för att hålla en viss backup för de tillfällen de inte kan leverera, alternativt att de får bättre betalt av elhandlare om de kan garantera sin leverans genom att även hålla med nödvändig reservkraft. Med ett ökat tryck på elhandlare att ta ansvar för effektbalans genom höjda straff för

missad balanshållning borde dessa handlare förväntas kontraktera kapacitetsreserver eftersom det då blir en ekonomiskt rimlig försäkring mot straffavgift. Om elhandlare som säljer förnybar kraft även tvingas till att all såld kraft skall vara förnybar måste förstås även kapacitetsreserver för sådan kraft drivas med förnybart drivmedel.

Vätgassystem som energilager

Vätgaslager kan ses som en variant av energilager som samverkar med reservkraft på samma sätt som i resonemanget ovan, skillnaden gentemot batterilager är dock att verkningsgraden från el tillbaka till el är lägre, men å andra sidan kan förhoppningsvis större energimängder lagras till lägre kostnad per energienhet. Lagerkostnad för vätgas är dock mycket beroende av lagertyp, för kraftverkstillämpningar erfordras mycket stora volymer och därför krävs bergum om mer än några timmars drift skall klaras. Som exempel krävs ett lager på ca 100 000 m³ för att lagra trycksatt vätgas vid 70bar om en 50 MW gasturbin skall försörjas med gas för en veckas drift (se [18] för beräkning av vätgasbehov för gasturbindrift). En intressant aspekt är även att en och samma gasturbin som installeras för reservkraft även kan användas i vätgassystemet, samma anläggningsinvestering löser alltså båda behoven av energilager och möjlig kontinuerlig försörjning. När vätgaslagret tömts och reservkraft därför behövs, växlar anläggningen bara över till ett flytande bränsle som kan lagras billigt i stora mängder. Vätgas-system kommer dock att vara dyrare i sin energileverans än efterfrågefleksibilitet och batterilager på grund av den sämre verkningsgraden, därför uppstår en konkurrenssituation för de kortare drift-fönstren liknande den beskriven ovan mellan energilager och reservkraft. I principdiagrammet bild 3, kan alltså vätgassystemet ses som GT system med konstant rörlig kostnad i konkurrensen mot och efterfrågefleksibilitet / batteri. I längre drifttidsfönster däremot drabbas även vätgassystemet av behov av ökad investering i vätgaslager för att öka uthållighet, då blir det i stället en konkurrens mellan vätgas och reservbränsle med lägre lagerkostnad. Trots att vätgassystemet är ett energilager kan det alltså betraktas som en del av reservkraften där rollen blir att ersätta en del av användningen av dyrt flytande förnybart bränsle med den förhoppningsvis något billigare vätgasen. Om marknadspris för flytande förnybart bränsle domineras av bränsle producerat från vätgas (så kallat power to X) kan man som grov skattning bedöma kostnaden som ett påslag på vätgaspris för uppgraderingen med storleksordning 50%. Även ett förråd av flytande bränsle är en form av energilager, dock med lägre lagerkostnad än för vätgasen. Flytande bränsle kan också transporteras till ett kraftverk med relativt kort ledtid och till begränsad kostnad, det är alltså inte nödvändigt att anläggningens bränslelager ska behöva täcka värsta scenariot i drifttid.

Vätgaslager kommer alltså troligen att optimeras för att täcka drifttider upp till antal dygn eller veckoskala, knappast månader om inte väldigt storskaliga bergumslager kan byggas till låg kostnad, till exempel i saltfyndigheter som tyvärr inte finns tillgängliga i Sverige.

Kraftverk baserat på gasturbin

Gasturbinens princip

I grunden är en gasturbin en synnerligen enkel maskin, luft tas in genom ett luftfilter och komprimeras varpå luften leds genom en brännkammare där lufttemperaturen höjs kraftigt. Den heta luften leds därefter genom en turbin och vid expansionen i denna turbin utvinns betydligt mer kraft än vad som krävdes vid kompressionen eftersom volymen av luften ökat kraftigt vid upphettningen. Som en tumregel ger expansionen dubbelt så mycket kraft som går åt i kompressorn. Att det dröjde så länge som till slutet av 1940 talet innan gasturbiner blev utvecklade beror på att denna kraftcykel är mycket känslig för förluster i kompressorn och att arbetstemperaturen till en början inte var särskilt hög, de första experimentmaskinerna kunde inte ens täcka sina egna förluster utan krävde extern kraft för att drivas. Flygets utveckling och behov av lätta kraftfulla motorer var naturligtvis även en kraftfull sporre för gasturbinutvecklingen. För att nå höga prestanda krävs mycket avancerad teknologi i flera av gasturbinens delar. Temperaturen på luften/avgasen från brännkammaren är så hög att inga metaller skulle klara att utsättas för den, alla komponenter i dessa delar av maskinen är därför kyllda med luft som leds i små kanaler direkt genom ledskenor och löpskovlar. Dessa delar är dessutom skyddade av avancerade keramiska skyddsskikt. Vid rotationen utsätts även löpskovlarna för extrema mekaniska laster och för att klara detta vid hög temperatur används mycket speciella legeringar som gjuts med teknik som leder till att hela skoveln blir en enda monokristall, metallers normala svaga punkt med risker för sprickbildningar i korngränser mellan de enskilda metallkristallerna undviks därmed.

Förbränning i en gasturbin är kontinuerlig och kan därmed styras och optimeras på ett helt annat sätt än vad som är möjligt i kolvmotorer. I moderna gasturbiner tillämpas en förblandning av bränsle och luft med ett stort luftöverskott innan antändning sker i brännaren, anledningen till detta förfaringsätt är att man då begränsar topptemperaturen som kan nås i flammen och därmed förhindras bildning av NO_x (som är kraftigt temperaturberoende). Förbränningsgaserna i flammen är alltså utspädda med extra luft redan innan förbränning sker. Denna förbränningsprincip är endast möjlig genom en design av brännare som förhindrar att flammen vandrar tillbaka in i mixningszonen genom att gashastigheterna är extremt höga uppströms den önskade positionen för flammen. Genom träget testande under många år har man succesivt lyckats att reducera NO_x bildning och samtidigt fått brännarna alltmer stabila och driftsäkra, kort sagt – även förbränningsteknologin i en modern gasturbin är väldigt avancerad.

Gasturbinteknologi generellt är alltså mycket avancerad även om grundprincipen är enkel, teknikutvecklingen för aerodynamisk design av maskinerna har varit fantastisk under de senaste decennierna tack vare alltmer detaljerade simuleringsmöjligheter genom IT-revolutionen. Även på materialsidan har en kontinuerlig utveckling lett till att allt högre temperaturer kan accepteras, allt detta sammantaget har lett till att verkningsgraderna nått nivåer som man för 30 år sedan inte trodde någonsin skulle

vara möjliga och även till att specifik effekt för maskinerna blivit allt högre. Emissionsdata har samtidig blivit allt bättre och klarar alltmer skärpta krav i ett allt större driftområde.

Även med tillgång till den senaste teknologin för design och material är utveckling av en enskild turbinmodell en lång resa av provande och optimerande, för att nå bästa prestanda vill man minimera kylflöden vilka belastar med komprimering ”i onödan”, fördelningen av kylflöde måste alltså vara oerhört precis och bara doseras där den behövs. För varje liten förändring av en detalj måste allt annat optimeras om återigen. Med alltmer förfinade beräknings och designmetoder har dock antalet sådana optimeringsiterationer kunnat minskas och utveckling av nya maskiner och maskinuppgraderingar gått allt snabbare. 3D-printning av vissa detaljer har inneburit att man förkortat ledtider kraftigt för produktionen av nya designvarianter för testning vilket lett till snabbare utveckling och högre grad av förfining och optimering.

Trots att alltmer exklusiva material används har ökningen av effekten för en given fysisk maskinstorlek lett till att specifik kostnad gått ner. Genom allt större produktion av gasturbiner har även serieproduktionsfördelar nåtts vilket pressat kostnadsbilden ytterligare.

Flygderivat

Utvecklingen av jetmotorer till flygmaskiner ledde till en snabb utveckling mot allt bättre prestanda och även till en omfattande serieproduktion. Ett sätt att skapa en gasturbin för markbunden kraftproduktion var att ta en jetmotor och sätta en extra kraftturbin bakom denna som då kunde utnyttja ”jetstrålen” till expansion i turbinen i stället. Man fick därigenom tillgång till en färdigdesignad maskin i de delar som är mest krävande, den kraftturbin som läggs till arbetar vid temperaturer som inte kräver skovelkyllning och är därför en enkel design i sammanhanget. Man fick även tillgång till världsomspännande tillgång till reservdelar och service vilket var en fördel. Flygmotorer är designade för att främst vara lätta och ge hög effekt under väldigt begränsad del av drifttiden och sådan är tyvärr inte driften i den markbundna kraftverksapplikationen. Man måste därför gradera ner tillåtna arbetstemperaturer och effekt för att maskinen skall få en rimlig livslängd. Flygmotorer har även god tillförlitlighet genom extremt täta inspektioner och underhåll, flygderivat är därför mest lämpade för kortvarig drift, tex som reservkraft och peakers. Maskinerna är även onödigt dyra och känsliga genom att de byggs väldigt lätta, i viss mån kan dyra material såsom titan bytas till enklare och billigare motsvarigheter men det kräver en hel del omkonstruktion och utbytbarhet med flygmotorkomponenter förloras därmed. En nackdel för kraftgenerering är även att flygmotorerna är optimerade för maximal kraft och hög verkningsgrad endast i ”simple cycle” det vill säga ingen hänsyn har tagits till att avgaserna skall användas till något. Vid användning av en gasturbin i en kombi-cykel har därför flygderivatmaskiner sämre verkningsgrad än en industriell maskin i motsvarande storlek trots att maskinen ensam kan ha en högre verkningsgrad. Detta beror på att flygderivatmaskinens avgastemperatur passar avgaspannan och ångproduktionen dåligt.

Lättkonstruktionen hos flygderivat innebär i många fall att maskinerna värms upp snabbt vid start vilket är en fördel vid cyklisk drift, dvs vid frekventa starter som i peakeranläggningar. I jämförelse med "heavy duty" gasturbiner som är en typisk äldre industriell design tål flygderivat cyklisk drift väldigt bra men med det är det inte sagt att flygderivat är oberörda av frekventa starter, det finns också delar i dessa maskiner som utsätts för kraftigt termisk stress vid starter och kraftturbinen är oftast av en tung design. Vid starter går maskinen även igenom ett antal mekaniska stressförlopp som leder till utmattning.

Industriella gasturbiner

Utvecklingen av jetmotorer till flygmaskiner ledde till en snabb utveckling av dessa mot allt bättre prestanda. På senare år har även industriella gasturbiner genomgått motsvarande utveckling och i tillämpliga delar har även designmetoder och materialkunnande utvecklade för flygindustrin kommit industrisidan till del. Prestanda hos industrimaskiner av idag har kommit ifatt flygderivatmaskinerna och i kombi-cykelapplikationer även gått om och man har även bättre anpassat många maskiner för tålighet mot cyklisk drift. Den största skillnaden mellan maskintyperna är att industrimaskiner är utvecklade för kontinuerlig drift vid hög last och med driftsäkerhet och tillförlitlighet som ledmotiv vilket nås genom enkelhet i maskinens grundkoncept.

Eftersom det inte finns något egensyfte att hålla dessa maskiner lätta är de generellt mer robusta och har för enaxliga maskiner en större roterande massa än sina kusiner flygderivaten. Den högre roterande massan innebär en stor fördel vid kraftgenerering eftersom det ger en tröghet mot varvtalsförändringar. Eftersom generatoren är av synkron typ innebär detta att man direkt får en tröghet mot ändring av elnätets frekvens. Den stora lagrade mekaniska rotationsenergin innebär också att generatoren kortvarigt kan generera väldigt hög strömstyrka, upp till 7 gånger märkströmskapaciteten, vilket är viktigt vid kortslutningsincidenter i elnätet för att säkringar skall lösa ut som tänkt.

Peaking (spetslast) / reservkraft

Gasturbiner som installeras för ren reservkraft / spetslastgenerering eller så kallad peaking är ofta inte försedda med någon avgaspanna utan heta avgaser vid ca 500 graders temperatur leds ut i omgivningen direkt via skorstenen. Denna lösning ger den absolut lägsta investeringen per installerad effekt. Verkningsgraden från bränsle till genererad el är för moderna gasturbiner ca 40%, medan en del äldre turbiners verkningsgrad kan vara bara 20%. Vid användning av maskinen fåtal timmar per år spelar inte verkningsgraden särskilt stor roll, varken ekonomiskt eller miljömässigt. Investeringskostnad för en färdiginstallerad gasturbin som är runt 50 MW, i en sådan enkel konfigurering är i storleksordningen 5500 kronor/kW [15].

Simple Cycle Cogen

Mindre gasturbiner (5 - 30 MW) som körs mer eller mindre kontinuerligt förses ofta med en enkel värmeåtervinning i avgasstråket, det kan vara en ångpanna för

generering av processånga, en hetvattenpanna eller en hetoljepanna. Denna lösning förekommer även för mellanstora gasturbiner (25 – 60 MW). Med en sådan värmeåtervinning blir totalverkningsgraden hög, typisk 85 – 92% om moderna industriella gasturbiner används, något sämre för flygderivat och för äldre maskintyper. En avgaspanna av detta slag är en mycket enkel konstruktion, bara en konvektionsvärmeväxlar modul monterad i en rektangulär avgaskanal, i många fall av vertikal konstruktion med en utloppshuv på toppen och en enkel, ofta mycket kort skorsten därpå. Värmeväxlarmodulen består av standardiserade panntuber med kamflänsar för ytförstoring. Avgaskanalen är en plåtkonstruktion isolerad på insida eller utsida. Vid invändigt isolerad avgaspanna kan gasturbinen startas snabbt utan att det ger termostress i pannan, se vidare resonemang kring startförlopp för kombianläggning nedan.

Utöver själva avgaspannan tillkommer lite rörsystem, ventiler och ofta cirkulationspumpar samt en mindre mängd instrumentering. Tillkommande kostnad för en hetvattenpanna med dess kringutrustning för en gasturbin i 50 MW klassen är ca 25 miljoner kronor [15].

Kombianläggning

Kombianläggning innebär att en avgaspanna tar upp värme från gasturbinens avgaser och utnyttjar denna för generering av ånga som sedan driver en ångturbin. Genom en sådan kombination av två kraftcykler i en anläggning, först gasturbin och därefter en ångturbin, fås en väldigt hög verkningsgrad, i dagens läge upp till nära 60% för mellanstora anläggningar och 63% för stora anläggningar. I kraftvärmekoppling utnyttjas värme från ångturbinens kondensator till värmning av fjärrvärmevatten, vilket innebär att sista stegen i ångturbinen inte finns och expansionen av ångan avslutas något tidigare än vad som är möjligt med kallt kylvatten. Elverkningsgraden blir följaktligen något lägre i kraftvärmeapplikationer än i ren kondenskraft men totalverkningsgraden ((el + värme) / bränsle) blir hög. Även en del värme från avgaspannan nedströms ångkretsen fångas upp i en fjärrvärmeekonomiser, totalverkningsgraden blir oftast ca 87 – 90 %, ännu högre är möjligt. Bränsleutnyttjandet i kraftvärmekoppling är alltså nära densamma som för fastbränslepannor.

En avgaspanna placerad efter en gasturbin är en betydligt enklare teknik än tex en fastbränslepanna, främst därför att avgastemperaturen är så pass låg, ca 600°C, att kylda väggar i pannan helt kan undvikas, invändig isolering täckt med liner-plåtar är därför en normal lösning. Ingen bränslehantering, askhantering, stoftrening osv krävs heller när endast avgas från en gasturbin hanteras. Avgaspannan är därigenom betydligt billigare än andra pannor och resultatet är att hela kombicykeln kostar oftast mindre än tredjedelen per installerad eleffekt jämfört med fastbränslepanna med ångturbin. En färdig installerad anläggning baserad på en gasturbin i 50 MW klassen kostar ca 750 miljoner eller ca 9200 Kronor per kW [15]. Då har antagits att gasturbin och avgaspanna ställs upp utomhus, gasturbinen inkluderar en egen vädertålig byggnad, så kallad enclosure, ångturbin, vattenbehandling, kontrollrum, elutrymmen, verkstad och personalutrymmen inryms i en separat byggnad. Vidare

har då antagits att högspänningsställverk och step-up transformator till högspänningsnät ej ingår och att inga försvårande markförutsättningar eller liknande föreligger.

En avgaspanna blir vid snabb start av en gasturbin inte utsatt för samma snabba startförlopp som gasturbinen trots att den tar emot gasturbinens avgas som snabbt går upp i flöde och temperatur, anledningen är att det invändiga isolersystemet utan problem klarar snabb uppvärmning och att de tryckbärande delarna inte följer avgasens temperatur utan mera följer ångan och vattnets temperatur.

Värmeövergångstalet är väldigt mycket högre på insidan av panntuber, där vatten värms och kokas, än på utsidan som omsveps av avgaserna. Hur snabbt panntuberna samt de mer känsliga tjockväggiga delarna i ångdom och samlingslådor värms bestäms alltså av hur fort temperaturen på vattnet ökas och det styrs av hur fort man väljer att reglera upp ångtrycket. Pannans överhettare värms dock upp i nästan samma takt som avgaserna men det designar man för. Den största delen av starttiden för en kombianläggning bestäms normalt av uppvärmning och start av ångturbinen. Gasturbinen kan snabbstartas med avgasen ledd direkt genom avgaspannan och gasturbinens fulla kapacitet kan alltså utnyttjas inom kort tid men det tar ca 3 timmar innan ångturbinen är uppe i full produktion om den var kall innan start.

Flexkombianläggning

Flexibel drift som innebär både frekventa start och stopp av anläggningen och frekventa laständringar med emellanåt stora laststeg med hög ramphastighet ställer andra krav på anläggningens konstruktionsprinciper än vad som är fallet vid konventionell baslastdrift. Här följer ett förslag på en anpassning av en anläggning för flexdrift; En kombianläggning designad för flexibel drift använder samma grundkonstruktion för avgaspannans isolersystem som för en normal kombianläggning men designas för endast en trycknivå för ångproduktion och ångans data väljs betydligt lägre än för en avgaspanna avsedd för baslastdrift. Man får då glädje av 3 faktorer som bidrar till snabbare starter; kortare ”resa” till sluttillstånd, tunnare godstjocklekar som tillåter snabbare ”resa” samt att materialtyper för dessa lägre data även tål en snabbare ”resa”.

Med lägre slutligt ångtryck för driften är mättnadstemperaturen av ångan vid full drift lägre, med en given uppvärmningshastighet når man alltså önskat sluttillstånd tidigare i ett startförlopp, detsamma gäller för lägre sluttemperatur vid tillämpning av en tillåten temperatur-ramphastighet. Med lägre ångtryck räcker även tunnare godstjocklekar i ångledning och ångturbinens hölje, det innebär att uppvärmning av godset går snabbare men också att en given temperaturskillnad mellan in och utsida ställer till mindre spänning. Slutligen tål enklare duktila material större temperaturskillnader än högtemperaturmaterialen utan att riskera att nå skadliga konsekvenser och de har även bättre värmeledningsförmåga som innebär snabbare utjämning av temperaturskillnad. Ett intressant faktum är även att pannans tryck inte får ökas för långsamt eftersom det kan innebära lokala kokningsfenomen i ekonomisern, för hög void (andel ångblåsor i vatten) i kokartuber och för höga hastigheter i överhettare. Slagfenomen och erosion kan då uppstå. Det är inte

ovanligt att operatörer tror sig vara skonsamma mot en pannanläggning genom att höja ångtrycket alltför långsamt och därigenom snarare ökar skaderisker. I flexanläggningen installeras även ofta ett avgasspjäll i skorstenen nedströms pannan för att undvika egenkonvektion och utkylning av pannan vid stillestånd. För att undvika att luft som dras igenom gasturbinen under stilleståndstid pga så kallad baxning (långsam rotation för att förhindra deformation av gasturbinaxeln) ska kyla pannan installeras även ett litet baxluftspjäll mellan gasturbinens avgasdiffusor och pannans värmöverföringsytor. Faktum är att snabb kylning av avgaspanna efter ett stopp är betydligt mer skadligt för pannan än snabb temperaturökning vid start. Dränsystemet i en flexdriftspanna anpassas så att inte dräneringar öppnas i onödan under stoppförloppet eftersom det annars leder till onödiga värmeförluster och extra materialstress av snabb minskning av mättnadstemperatur i hela pannkretsen. En ytterligare finess som kan installeras i flexanläggning är värmekablar som håller ångturbinens gods vid en lämplig minsta temperatur på ca 300°C, även huvudångledningar kan varmhållas på detta vis. Eftersom sådan varmhållning sker med värmekabel innanför isoleringen och är begränsad till system med liten ytteryta är energiåtgången för varmhållning låg. Med varmhållning undviks det mest känsliga temperaturområdet för uppvärmningen helt och hållet och man är redan på god väg till slutlig drifttemperatur.

För att kunna tillåta snabbstart av gasturbinen tillämpas ofta något som kallas ”purge credit”, det innebär att ett styrsystem håller reda på att gasturbin och panna har vädrats tidigare genom ett vädringsförlopp eller genom tidigare drift med kontrollerat stoppförlopp som utesluter risk för bränslerester i systemen. Det krävs då även att bränsletillförseln blockeras med dränering / vädring mellan dubbla ventiler. Gasturbin av typen SGT-800 kan med purge credit starta från kallt tillstånd till full effekt inom 10 minuter, de mindre maskinerna ännu något snabbare. Hela ångcykeln kan i en flexanläggning nå full effekt inom 20-30 minuter efter en natts stillstånd. Flexanläggningens verkningsgrad i kraftvärmekoppling vid kontinuerlig full drift är ca 53,5%, vilket är ca 1,5% lägre än för en motsvarande anläggning som optimerats för baslast. Vid en drift med frekventa start och stopp blir dock flexanläggningens genomsnittliga verkningsgrad högre än baslastanläggningens eftersom bränsleåtgång under startförlopp är betydligt mindre i och med att full, stabil drift nås snabbt. Trots flexanläggningens extra optioner för flexförmåga är den billigare i investering än en motsvarande baslastanläggning, det beror på att endast ett ångsystem istället för två (högtryck respektive lågtryckssystem) installeras, lägre materialkostnad och att matarvattensystemet förenklas.

Kraftvärme kontra elektrifierad värmeleverans

I ett framtidsscenario där vind och sol byggs ut kraftfullt och där förnybart bränsle blivit förhållandevis dyrt p.g.a. efterfrågan från kemiindustri och transportsektor, kan elpris i perioder av god vindtillgång bli betydligt lägre än bränslepriser. I sådan situation lönar sig inte drift av kraftvärmeverk. Omvänt kan då även förväntas att elpriser blir mycket höga vid brist på vind, i sådana situationer styrs troligen elmarknadspriset främst av termisk kraftproduktion, vattenkraft antas inte räcka till för nordiska och nordeuropeiska marknaden. Ett alternativ såsom utmålats ovan är då att kraftvärmeverk enbart körs när elpris är högt och att spillvärme från sådan elkraftproduktion buffras i värmelager. Ett annat alternativ är naturligtvis värmeproduktion antingen som direktverkande el eller via värmepump och buffring av sådan värme i termiskt lager för att täcka värmeleverans under perioder av höga elpriser. I små anläggningar blir man troligen tvungen att välja det ena eller andra sättet, en kombination av både kraftvärmelanläggning och värmepump lönar sig troligen väl vid något större anläggningar. Genom en sådan kombination blir det även uppenbart att storleken på värmelager blir mindre än om till exempel enbart ett kraftvärmeverk skall leverera värmets, teoretiskt sett skulle en kombination av båda värmeproduktionsslagen kunna innebära att inget värmelager alls behövs. Det kan dock visa sig lönsamt att kunna lagra en viss mängd ändå för att undvika alltför frekventa start/stop men framför allt därför att köpkostnad och säljintäkt kommer att skiljas åt, bland annat p.g.a. transmissionskostnader, i värsta fall även av skatteskal. Ekonomin för respektive teknikval, kraftvärme eller elektrifierad värmeproduktion, beror såklart av elpris, bränslepris och inte minst av hur stor fördelning av drifttid som betingar högt respektive lågt elpris. Studier som blickar mot lång sikt indikerar att residuallast, dvs. termisk kraft för balansering av elnät, kan behövas endast ca 10% av kalendertid (se t.ex. [12]). Med så låg utnyttjandegrad skulle man kunna dra slutsatsen att investeringar i termisk kraft därmed inte skulle löna sig. Men eftersom sådan kraftleverans kommer att behövas blir konsekvensen på en fri marknad att elpriset blir motsvarande högre i dessa glesa driftperioder så att anläggningsägare skall kunna få avkastning av kapital. Under en övergångsperiod, storleksordningen 20 år, innan vindkraft och sol mm har byggs ut så kraftigt kan man vänta sig en större andel av drifttid för termisk kraft, säg storleksordning 50% av tid. Ekonomin för elektrifierad värmeleverans, främst värmepumpar är i dagsläget relativt svag men kommer med ökad utbyggnad av vindkraft att succesivt bli bättre. Nyckeln till omställning är trots detta inte enbart utbyggnad av vindkraften, utbyggnad av avsättning av vindkraftsel i samma takt som ökad produktion krävs för att inte hamna i stagnation p.g.a. kannibalisering av marknad. Stöd till utbyggnad av både värmepumpar och vätgasgenerering kan alltså bidra till att vindkraft och solkraft kan fortsätta att byggas ut. Men ökad avsättning av förnybar el kräver även utbyggnad av eltransmission och sådan utbyggnad kan ta längre tid än ökning av produktion och behov. Då kan termiska kraftverk distribuerade i elnätet ha stor betydelse för att klara belastningstoppar i överföring. Även större värmepumpar kan

utnyttjas för att jämma ut belastningar i elnätet, speciellt om de kombineras med värmelager. Utbyggnad av elbehov som kan styras för att anpassas till elnätets kapacitet på det viset kräver alltså inte nödvändigtvis elnätsutbyggnad på samma sätt som andra typer av elförbrukare. Stora värmelager i kombination med kraftvärmeanläggningar respektive stora värmepumpar ger förmåga till ackumulering av energi, och därmed nätstabilisering, till en betydlig lägre kostnad än om batterisystem används för direkt lagring av elektrisk energi.

En stor fördel som kan nås, om en kombination av både kraftvärme och värmepumpinstallation väljs, är att värmepumpen kan utnyttjas för att effektivt lyfta tillbaka värmeförluster vid temperaturnivåer något under vad som kan värmväxlas direkt till fjärrvärme. Ett tydligt exempel på detta är spillvärme från elektrolysanläggning där flera typer av elektrolyssapparater kräver kylning vid för låg temperaturnivå för att passa återvinning till fjärrvärme direkt.

Ett annat exempel är lågtemperaturvärme från kraftvärmeverket.

Rökgaskondensering kan ge stora värmetillskott men efter avgaspannan i en gaskombianläggning krävs kylning till relativt låg temperaturnivå för att effektivt tillgodogöra sig kondenseringsvärme av vatten utvecklat från förbränningen.

Vid eldning av vätgas i ett kraftverk ökar mängden värme som kan utvinnas i rökgaskondensering eftersom allt värme kommer från bildning av vattenånga och inget från bildning av koldioxid i och med att bränslet endast innehåller väte. Vidare kräver maskinerna (gasturbin, ångturbin, växlar, generatorer) för kraftgenereringen kylvatten vid relativt låg temperaturnivå och varmet från denna kylning kan också återvinnas effektivt med värmepump.

Eftersom lågtemperaturvärme från kraftvärmeverket utvecklas under driftperioder för kraftvärmens kan man reflektera över möjligheten att även införa värmelager vid låg temperaturnivå, sådana lager kan vid bra förutsättningar vara relativt billiga att bygga, kostnaden är naturligtvis beroende av hur stora energimängder som man tänker sig att lagra och hur många lagringscykler per år som man kan utnyttja lagret. Om tex kraftvärmeverkets största andel av drift är för perioder i veckoskala behöver också värmelager bara lagra energi motsvarande dessa korta perioder och kan därmed utnyttjas för storleksordningen 20 fulla laddnings/urladdningscykler per år. Vid en jämförelse med säsongslager av lågtemperaturvärme som bara utnyttjas till en cykel per år ger alltså denna typ av lager ett betydligt bättre utnyttjande och ekonomi.

Bränslen lämpliga för gasturbiner

Många olika gasformiga och flytande bränslen fungerar bra att elda i en gasturbin. En vanlig missuppfattning är att gasturbiner bara kan köras på gas, och då framför allt på fossil naturgas. Detta är måhända en konsekvens av namnet på maskintypen som hellre kanske borde vara ”förbränningssturbin”. Den gas man syftar på i namnet gasturbin är helt enkelt arbetsmediet maskinen använder, att jämföra med ångturbiner som har arbetsmediet ånga. Arbetsmediet, gasen, är luft som sugts in och komprimeras för att sedan hettas upp i förbränningskammaren och därefter

expandera igen i avgasturbinen. Eftersom gasturbinen använder själva avgasen från förbränningen som arbetsmedium för kraftgenerering kan mycket höga temperaturnivåer utnyttjas i maskinen, storleksordning 1400 grader C. Material i gasturbinens brännkammareväggar och skovlar måste kylas och inga ämnen i bränsle som kan orsaka smältor kan tolereras, visst skydd mot högtemperaturkorrosion finns i den beläggning som skovlar och brännkamarliner förses med. Eftersom gasturbinens brännkammare är kompakt och arbetar vid ca 20 bar måste ett bränsle till att börja med vara fysiskt lämpligt att kunna matas in i brännkammaren. Voluminösa fasta bränslen är alltså uteslutet. Injektion av pulvriserat fast bränsle såsom träpulver har diskuterats och testats i vissa försök (då via en slags förkammare som kan betraktas som en förgasare). Det leder dock till alltför stora svårigheter, till exempel relaterade till askinnehåll i bränslet och ingen teknik för detta existerar idag eller planeras att utvecklas. Många olika gasformiga och flytande bränslen fungerar bra att elda i en gasturbin. Olika bränslen har dock olika värmevärden och varierande förbränningsegenskaper vilket innebär att en brännare och därtill hörande brännkammare utvecklad för ett bränsle inte direkt kan antas lämpligt för ett annat bränsle om inte egenskaperna är snarlika. Siemens Energys senaste generationer av brännare är mycket bränsleflexibla och har ett relativt stort omfång i bränslen som kan användas. Även så kallade dubbelbränslebrännare finns tillgängliga, dessa är utvecklade för att kunna växla mellan förbränning av gasformigt bränsle (oftast naturgas) och dieselolja. Förmågan att snabbt kunna växla över från gas till ett flytande bränsle är för många kunder viktigt för att trygga driften vid avbrott i gasleveransen, till exempel vid större störningar i elnätet då gaskompressorstationer riskerar att stoppas.

Fasta bränslen

Förbränning av fasta bränslen direkt i en gasturbin är alltså inte möjligt om de inte först förgasas.

Förgasare för fasta bränslen i så kallad IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) är relativt kostsamma och tyvärr inte tillräckligt driftflexibla för att passa till en flex-anläggning. Vid användning av biobränslen ökar även kostnad och drifttillförlitlighet blir låg. IGCC-principen passar endast vid baslastdrift i stora anläggningar för att få rimligt kapitalutnyttjande samt stabil kontinuerlig drift för att klara tillförlitlighet och idag har sådana anläggningar slutat byggas. IGCC skulle kunna passa i framtida energisystem endast om de kan köras i baslast i ett elnät där inte tillräcklig produktion från vind, sol och vattenkraft är rimligt, i så fall bör anläggningen även förses med koldioxidinfångning från rökgasen eftersom baslastdrift innebär stora utsläpp och kapitalkostnad av koldioxidinfångning kan motiveras endast vid hög utnyttjandegrad.

En framtida intressant utveckling är omvandling av fasta bränslen till flytande med hjälp av pyrolys eller via termisk förgasningsteknik, vilket liknar IGCC-anläggning, med skillnaden att man i stället för direkt förbränning av gasen i en gasturbin omvandlar gasens molekylmix på katalytisk väg till kolväten som är i flytande form

vid atmosfärsförhållanden. En sådan bränsleuppgraderingsanläggning körs då kontinuerligt i full baslast och får ett bra kapitalutnyttjande och god driftstillförlitlighet genom stabil drift. Se vidare under avsnitt om flytande bränsle.

Gasformiga bränslen

Fossila gaser

Idag är naturgas det vanligaste gasturbinbränslet, men i princip alla brännbara gaser kan användas för drift av gasturbiner. Naturgas levereras antingen via rörgasnät eller i flytande form, s.k. LNG (Liquid natural gas, dvs metan i förvätskad form genom nedkylning till under minus 160 grader). Exempel på andra gaser med fossilt ursprung som används i gasturbiner är propan och butan, restgaser från oljeutvinning och från LNG produktion, restgaser från koksugnar och från diverse andra industriprocesser. Att kunna ta tillvara dessa restgaser och förbränna dem i en turbin ger flera miljömässiga och ekonomiska fördelar. En del industriella restgaser kan innehålla hög halt av vätgas.

Vätgas som produceras från naturgas, till exempel genom ”steam reforming” har potential att bli ett prioriterat bränsle under en övergångsperiod mot ett fossilfritt samhälle (se vidare diskussion i [21]), Kolatomerna från naturgasen omvandlas då till koldioxid direkt i steam-reformingprocessen, och kan samlas in och deponeras under mark (Carbon Capture and Storage, CCS) för all överskådlig framtid på ungefär samma sätt som naturgasen som tagits upp. Vätgas producerad på det viset har i media benämnts blå vätgas.

Förnyelsebara gaser

Det finns flera olika förnyelsebara gaser som är lämpliga som bränsle i gasturbiner. Gas med förnybart ursprung kan vara till exempel vätgas. Då har vätgasen producerats genom spjälkning av vatten med hjälp av förnybar el (från sol- vind- eller vattenkraft) i en elektrolysör. Vätgas som producerats på detta sätt med avsikten att åter producera elektricitet vid brist på annan förnybar kraft är en form av energilagring i konkurrens med t.ex. batterisystem och pumpkraft.

Ett annat förnyelsebart bränsle är biogas som produceras genom rötning av våta avfallsströmmar, t.ex. slakteriavfall och avloppsslam eller överskott från livsmedelsproduktion. Biogas består av metan och koldioxid och om koldioxiden separeras motsvarar biogasen naturgas och är då lämplig att använda i en gasturbin utan behov av anpassning av turbinens system och kan fritt blandas med naturgas. Tillgången till lämpliga avfallsströmmar för produktion av biogas är dock begränsad. En möjlighet skulle kunna vara att produktion av biogas sker distribuerat till exempel i anslutning till jordbruk och kreatursstallar och att gasen samlas ihop och transporteras till kraftverk i flytande eller komprimerad form. Biogas är enklare och billigare att lagra än vätgas och om man i samhället har omsättning av både vätgas och biogas kan det vara mest ekonomiskt att prioritera

direkt användning av vätgas och för system som kräver längre lagring prioritera biogasen. Biogas är dock besvärlig även den att lagra i stora mängder jämfört med flytande bränslen.

Vid jämförelse mellan att använda biogas som bränsle i kraftverk eller som fordonsbränsle indikerar en enkel jämförelse av verkningsgrader att det är mer effektivt att använda gasen i kraftverk och producera el och därefter ha eldrivet fordon i stället för gasbilar.

- Verkningsgraden i ett kraftvärmeverk är över 50% till el och 90% totaltverkningsgrad (el plus värme) och om man antar verkningsgraden för batterisystemet inklusive elmotor till ca 70% Verkningsgraden till mekaniskt arbete blir då 35% och till värme i fjärrvärmenät ytterligare 40%.
- Verkningsgraden i gasfordon är i storleksordningen 25% eller ännu lägre beroende på att mesta motordriften är på dellast och att verkningsgraden kraftigt beror på körprofil.

Hantering av gas för drift av gasfordon innebär även en betydligt högre risk för läckage av gas till omgivningen än vid kraftverksdrift dvs. en stor nackdel i växthushänseende.

Vidare kräver användning som fordonsgas att gasen uppgraderas genom separation av koldioxid, vilket innebär en kostnad och en förlust i effektivitet hos bränslet. Om gasen används i en gasturbin däremot kan koldioxidinnehållet i gasen tolereras utan uppgradering vilket är en ekonomisk och verkningsgradsmässig fördel. Biogas kan även användas för direkt ersättning av naturgas i naturgasnät men även då krävs uppgradering.

Den koldioxid som separerats vid uppgradering av biogas kan utnyttjas till ytterligare metanproduktion genom att kombineras med vätgas från en elektrolysör följt av syntes i en katalytisk process.

Så kallad syngas, d.v.s. gas från termisk förgasning av biobränsle, kan utnyttjas för omvandling till metan. Metanisering innebär dock en reduktion av verkningsgrad och ökad kostnad jämfört med direkt användning av syngasen till exempel i en gasturbin, men fördelen är att gasen blir lagringsbar samt att den kan användas för direkt ersättning av naturgas i naturgasnät. Även sådan metaniserad syngas har i media benämnts "biogas" vilket är något förvillande eftersom biogas är benämningen på uppgraderad rötgas.

Flytande bränslen

Fossila flytande bränslen

Gasturbiner kan köras på flytande bränslen (de heter gasturbiner för att det arbetande mediet är luft, vilket är en gas). Dieseloilja har sedan lång tid använts som bränsle i gasturbiner, ofta som backupbränsle. Då är gasturbinen utrustad med dubbelbränslebrännare som klarar både gasformigt och flytande bränsle i valfria

proportioner och med bränsleväxling möjlig under drift. Det är troligt att flytande bränslen blir mer vanliga för gasturbindrift, antingen som huvudbränsle i rena reservkraftanläggningar eller som räckviddsförlängning i anläggningar som i normal drift körs på vätgas eller biogas. När gaslagret tömts kan maskinen köras vidare genom växling till ett flytande bränsle som är enkelt och ekonomiskt att lagra i stora volymer men måhända är dyrt per energienhet.

Förnyelsebara flytande bränslen

Förnyelsebara flytande bränslen finns i flera olika varianter. Börjar vi titta på förnyelsebar diesel, så har Siemens Energy just nu pågående testning av flera olika former [16].

Även om ett förnybart dieselbränsle formellt uppfyller samma bränsle-specifikation som diesel från fossilt ursprung så kan det uppstå problem med koksning eller från små spårämnen som är annorlunda eller unika för biobränslet, testning och eventuell anpassning av bränslesystem etc krävs. Vissa dieselkvaliteter, såväl fossila som förnybara, är dåligt lagringsbara men i viss mån kan bildning av längre, tyngre kolväten tex. paraffiner separeras ur den lagrade volymen genom cirkulation genom en reningsanläggning. Annars är lösningen att skapa en bränsleomsättning om bränslen blivit lagrat längre än acceptabelt t.ex. genom att köra anläggningen även i en situation då lönsamhet är dålig. Ett annat alternativ är en samordning med annan mer kontinuerlig användning av bränslet och bara mellanlagra vid kraftverket för att skapa en tillräcklig buffert. Sådan annan kontinuerlig användning kan t.ex. vara fordonsbränsle, med lite tur och skicklighet kan lagringskapaciteter samordnas så att mellanlagringen vid kraftverk skapar ett värde och inte extra kostnad genom att ett annat fordonsbränslelager kan ersättas.

HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) är ett lämpligt bränsle för gasturbindrift och dessutom med god lagringsbarhet. **RME** (Rape seed Methyl Ester) är en undertyp av **FAME** (Fatty Acid Methyl Ester) under testning, man kan dock konstatera att RME fått lite dåligt rykte kring lagringsbarhet.

Andra mer renodlade typer av bränslen är alkoholerna metanol och etanol som har mycket god lagringsbarhet och är mindre miljöskadliga vid eventuellt spill än tex dieselolja. De består även av endast en kolväteförening med distinkta egenskaper till skillnad från diesel och andra fossila eldningsolja som är blandningar av många föreningar. Det innebär att egenskaper inte varierar beroende av ursprung.

Metanol är en lovande kandidat med goda förbränningsegenskaper, i princip oändlig lagringsbarhet och möjlig framtida produktion både från biobränslen via förgasningsteknik och från vätgas kombinerad med infångad koldioxid [9]. Under en övergång till förnybara bränslen kan även metanol från fossil bas användas för att klara försörjningstrygghet medan produktion av förnybar metanol byggs upp. Metanol är även en vitt spridd baskemikalie för kemiindustrin, vilket betyder att synergier för bränslesektor med omställning av kemiindustrin till förnybart råmaterial erhålls och det innebär god distribution och tillgång i alla världsdelar.

En intressant utvecklingsmöjlighet är hybridproduktion där t.ex. omvandling av biobränsle till metanol kombineras med ett extra tillskott av vätgas från elektrolys, då maximeras utnyttjandet av biobränslets kolinnehåll vilket innebär en ökning av metanolutbytet med upp till 70%. Om vätgasen producerats via elektrolys i anslutning till biometanolproduktionen kan även syrgasen från elektrolysen utnyttjas i processen och både energiförbrukning och investering i luftsepareringsanläggning kan därmed uteslutas. Utökad produktion på detta sätt är potentiell billig och effektiv jämfört med alternativ produktion av e-metanol (beroende på kostnad för infångad CO₂). Metanolen producerad på detta sätt kan alltså ses som en hybridprodukt 60% biometanol / 40% e-metanol men till en betydligt bättre effektivitet och kostnad än om man ställde upp de två teknologierna separat. Spillvärme från både biometanolprocessen och elektrolysen utnyttjas med fördel till fjärrvärme, samlokalisering med större fjärrvärmenät är alltså en fördel. En sådan process bör köras i kontinuerlig baslast främst för att få bra kapitalutnyttjande.

Användning av skogsavfall för produktion av metanol innebär en högre förädling än användning av biomassan som bränsle i kraftvärmeverk. Det kan alltså vara mer lönsamt ur nationellt perspektiv med värmepumpar plus ”kemvärme” än kraftvärme, speciellt i ett perspektiv av låga elpriser pga stor utbyggnad av vindkraft. Även för en industriprocess såsom biometanolproduktion är tillgång till ett fjärrvärmenät med avsättning för spillvärme en tillgång. Kombinationen av riklig tillgång på skogsbränsle och avsättning för fjärrvärme kan alltså vara en konkurrensfördel internationellt gentemot andra produktionsmetoder för förnybar kemråvara såsom metanol.

En annan tänkbar metod för produktion av metanol från biobränsle är via så kallad Bio-CCUS (Carbon Capture Utilization & Storage) där infångad koldioxid från rökgas efter biobränsleförbränning kombineras med vätgas från elektrolys i en katalytisk process för metanolframställan. Ett märkesnamn på denna teknik är ”Liquid Wind”. I pappersbruk förbrukas stora mängder processånga och om den ångan produceras genom förbränning av biobränsle kan Bio-CCUS vara rimlig i den mån det inte går att ersätta processångleverans genom elektrifiering via högtemperaturvärmepumpar och elpannor.

För befintliga biobränsleeldade kraftvärmeverk kan BIO-CCUS vara intressant under en övergångsperiod. Men på lång sikt blir det troligtvis inte lönsamt, åtminstone inte för nyinvesteringar, eftersom eldning av biobränsle för uppvärmning inte blir lönsamt om el blir billigare eller i varje fall i samma storleksordning som biobränsle i stora delar av säsongen. Högt kapitalinsats i kombination med lågt utnyttjande skapar dåliga ekonomiska förutsättningar.

Koldioxidinfångningen kräver troligen en effektiv uppströms rening av rökgasen, det bör alltså vara en fördel om redan en rökgasrening finns installerad. För denna typ av anläggning är baslastdrift troligen nödvändig både av tekniska och ekonomiska skäl, elproduktion från en sådan anläggning kan då aktiveras vid behov (högt elpris i troligen kortare perioder) genom att endast ångturbinen startas och stoppas (om nu en

ångturbin finns installerad) utan påverkan på resten av anläggningen mer än att värmeproduktion då varierar något.

Det är tänkbart att även etanolproduktion kan boostas med hjälp av vätgastillskott, eller som alternativ, att avskild CO₂ från etanolproduktion kan omvandlas till metan eller metanol med hjälp av vätgastillskott.

Ammoniak är mest känt som en baskemikalie t.ex. för produktion av konstgödsel eller som köldmedie i kylmaskiner. Ammoniak kan framställas från vätgas och kväve utvunnet från luft och kan då ses som en utmärkt bärare av energiinnehållet i vätgasen. Ammoniak kan användas direkt som bränsle eller spjälkas upp igen till vätgas och kvävgas genom upphettning. Ammoniak kan lagras i flytande form om det hålls kylt till under - 33°C, det innebär att värmeledning från omgivningen in i lagret kontinuerligt förångar ett visst flöde av ammoniak som antingen ska förbrukas eller komprimeras och kylas för att kunna returneras till lagret i flytande form igen, man har alltså en viss energiförbrukning för att hålla lagret över tid.

Förbränning av ammoniak direkt i en gasturbins brännkammare ger potentiellt väldigt kraftig utveckling av NO_x men ammoniak kan termiskt krackas till en blandning av vätgas och kvävgas och därefter förbrännas i gasturbinen. Om krackningen dock inte är fullständig kommer ett slip av ammoniak till förbränningen att orsaka NO_x-bildning, förhoppningsvis dock till en nivå som kan brytas ned av en NO_x-katalysator i avgasstråket nedströms gasturbinen. Ett alternativ är att gasblandningen av väte och kväve nedströms krackningen separeras och endast vätgasen matas till gasturbinen, detta innebär en viss extra kostnad men innebär att brännarteknologi för vätgas kan användas vilket är värdefullt i de fall även vätgas från gaslager i anslutning till turbinen används primärt och ammoniaken används som backup. Ammoniak är tyvärr giftigt och hantering och lagring av så stora volymer som krävs till en gasturbindrifft kan bli utmanande säkerhetsmässigt och därför ge svårigheter med tillståndsgivning, speciellt inom tätbebyggda områden. Man får redan vid begränsad kapacitet en s.k. Sevesoklassning av anläggningen som innebär att kombinerade risker med andra externa verksamheter måste hanteras och detta i samråd med räddningstjänst och tillståndsgivare, att evakueringsplaner för 3:part finns etcetera.

Bränslepriser

Framtida bränslepriser är mycket svåra att sia om eftersom marknadskrafter kommer att styra utvecklingen och det kommer säkerligen att uppstå kraftiga prisvariationer under en omställningsfas när tillgång och efterfrågan är i tillväxt men inte alltid i samtakt. Kostnaden för ett bränsle byggs upp av råvarukostnad dividerat med verkningsgrad för uppgraderingen, kapitalkostnad för uppgraderingsanläggning samt lagring och transportkostnad. Typiskt för alla typer av uppgradering är att kapitalkostnaden är så pass hög att den får stor påverkan om utnyttjandegraden av anläggningen blir låg, anläggningar bör alltså så långt möjligt baseras på en

baslastdrift. Råvarukostnaden för biobränsle såsom GROT (grenar och toppar) har en baskostnad för att ta ut ur skogen och transportera till användare men marknadspriset kan vara långt högre än den kostnaden betingat via användarnas handlingsalternativ. Om till exempel marknadspris på el relativt biobränslen blir lågt under stor del av året blir det inte rimligt att driva biobränsleeldade kraftvärmeverk ens för ren värmeleverans, det tas då över av elektrifierade lösningar. - Innebär det då fallande biobränslepris pga. minskad efterfrågan eller kommer kemisektorns behov av förnybar råvara innebära ökad efterfrågan i stället? Man kan tänka sig att dessa tendenser leder till att biobränslepriset under en relativt lång period kommer att vara lågt men att när efterfrågan från kemiindustri börjar leda till komplettering med e-metanol så harmoniseras de olika metanolproduktionerna till samma prisnivå vilket återkopplar till biobränslepriset. Konsekvensen kan alltså tänkas bli att biometanol kan vara relativt billigt under en lång övergångsperiod om inte kapacitet i uppgraderingsanläggningar i stället blir den begränsande faktorn. Potentiellt kan vätgasproduktion bli billig om råvaran elkraft blir billig under större delen av året och elektrolysinvestering kan utnyttjas väl. Vätgas har dock hög kostnad för lagring och transport. Vätgas blir också bara en handelsvara på marknader där ett gasnätverk kan byggas, på andra marknader blir troligen vätgas ett internt mellansteg med lokal lagring och då är ”kostnad eller pris” en chimär intern parameter.

En baslastanvändning av vätgas i industri kan bli attraktiv jämfört med konventionella bränslen men kostnaden för vätgas från lager för att överbrygga längre elbristperioder bli problematisk och dyr. Om då andra mer lättlagrade bränslen, till exempel ammoniak eller biometanol, kan växlas in i dessa perioder kan det vara nyckeln till vätgasanvändningen för basförbrukningen. Samma resonemang är delvis applicerbart på användning av vätgas i kraftverk för återgenerering av el, trots att vätgasens roll i det sammanhanget är en form av energilager. Storlek av vätgaslager optimeras lämpligen för relativt frekvent utnyttjande och kompletteras med annat flytande bränsle för att täcka mindre vanliga, längre driftperioder. För en omfattande diskussion om biogas och dess kostnad samt prognoser se [21].

Konkurrerande teknik för kraftproduktion från bränsle

Kolmotorer

Kolmotorer har länge använts som reservkraftaggregat i mindre anläggningar, då ofta i form av hög- eller medelvarviga dieselmotorer eller gasmotorer. Denna typ av motor har relativt stora emissioner och kort teknisk livslängd, verkningsgraden är normalt under 40%.

De senaste 20 åren har dock lågvarviga motorer egentligen utvecklade för fartygsframdrivning vuxit i kapacitet och verkningsgrad, denna typ av motor förekommer i kraftverk ända upp till ett par hundra MW i kapacitet genom

uppställning av många maskiner parallellt, men försäljningen av sådana installationer ses minska i dagsläget. Verkningsgraden hos en sådan lågvarvig maskin är något högre än för en ren gasturbin men den blir dyrare. I kombicykelutförande blir kolvmaskinen betydligt sämre än gasturbinen i verkningsgrad. Emissioner från lågvarviga kolvmaskiner är generellt betydligt högre än från gasturbiner, dessa maskiner har dock oftast inte tävlat på lika villkor eftersom BAT (Best Available Technology) har en struktur som placerar dessa konkurrerande tekniker i två olika grupper med helt olika krav trots att man konkurrerar om samma projekt, kolvmaskiner har dock i ökande utsträckning uteslutits av miljöskäl, speciellt i projekt där utsläpp även under startförlopp skall inkluderas.

Kolvmotorer kräver ett mycket frekvent underhåll, framför allt i form av frekventa oljebyten. Ofta betecknas denna kostnad i stället för ”förbrukningsartiklar” för att inte synas som underhållskostnad. Smörjoljeförbrukningen är utöver en stor kostnad även en miljöbelastning. Lågvarviga kolvmotorer kännetecknas även av att de består av väldigt stora mängder stål och att kraftiga betongfundament krävs. Med ökande stålpriser bland annat kopplat till energi och förnybarhetsperspektiv innebär det ett kostnadsproblem för dessa maskiner. Kolvmaskiner har även betydligt mindre inbyggd rörelseenergi vid drift än gasturbiner av industriell typ. Trots att de är mycket tunga innebär det låga varvtalet att de bidrar med en upplagrad rotationsenergi per effektkapacitet som är betydligt mindre än vad en enaxlig industriell gasturbin ger.

Även kolvmotorer kan anpassas till förbränning av vätgas och förnybara flytande bränslen. För dubbelbränslesystem blir dock verkningsgrad lägre än för en ren gasmotor. En fördel som ofta framhävs med kolvmotorer är förmågan till snabb start, för lågvarviga motorer som hålls varma (externt tillförd värme) klarar de start på 5 minuter, utan varmhållning ca 20 minuter. Små, högvarviga maskiner klarar start ner till under en halv minut. Behovet av snabba starter för maskiner kopplade till elnätet är dock begränsad och gasturbiner klarar start till full effekt på under 10 minuter utan varmhållning.

Bränsleceller vs gasturbinteknik

I kraftverksapplikationer är idag inte bränsleceller konkurrenskraftiga gentemot gasturbiner (och kolvmotorer) och förekommer enbart i några mindre installationer mest för demonstrationssyfte. För små effektbehov och för mobila applikationer har de bättre förutsättningar och har börjat förkomma mer vanligt. Förväntan är stor på att bränsleceller skall vara den mest ekonomiska räckviddsförlängaren till batterisystem i fordon, speciellt då för tung trafik på längre sträckor.

För uppskalning av kapacitet med bränsleceller fås tyvärr en väldigt liten skalfördel eftersom större anläggning innebär många parallella bränslestackar. Även om större bränslecellsstackar skulle byggas är membranytan som krävs proportionell mot kapacitetsbehovet. Studier av framtida ekonomi för bränsleceller i kraftverkssammanhang indikerar att vid storskalig serietillverkning skall kostnaden

komma ner så att de blir i närheten men något över, effektspecifik kostnad hos gasturbininstallationer idag, se kapitel "Kraftverk baserat på gasturbin" och [19]. Teknik för omvandling av bränsle till el finns ändå så någon parallell till utvecklingen och kommersialiseringen av vind och solkraft kan knappast dras eftersom det där inte fanns andra existerande teknikalternativ. I dagsläget har även bränsleceller en kort livslängd, ca 10 - 30 000 timmar, [19] vilket i kraftverkssammanhang är väldigt lite jämfört med en industriell gasturbin om man pratar om normal kontinuerlig drift. Effekter av cyklisk drift på livslängd och underhållskostnad är även väsentligt. Det räcker alltså inte enbart med att få ner investeringskostnaden för att kunna konkurrera. En ytterligare besvärande faktor är att bränsleceller normalt anpassas för endast ett bränsle, till exempel vätgas. Om man då vill ha förmågan att växla bränsle när vätgasförrådet tar slut måste då detta sekundära bränsle förbehandlas så att bränslet kolinnehåll separeras, normalt i form av koldioxid och att endast väteandelen i bränslet tillgodogörs i bränslecellen. Detta innebär en tilläggs kostnad för separation och rening av vätgasen samt en förlust i verkningsgrad för sekundärbränslet, visserligen gör det mindre ekonomisk skada i rörlig kostnad om sekundärbränsle används fåtal drifttimmar men tillägget i kapitalkostnad försämrar investeringskalkylen.

Det är inte heller alla bränsleceller som kan arbeta vid tillräcklig temperaturnivå för att spillvärme skall kunna utnyttjas direkt som fjärrvärme vilket är önskvärt för att få ett acceptabelt bränsleutnyttjande.

I mobila tillämpningar räcker dock bränslecellers livslängd gott eftersom fordons livslängd i antal drifttimmar är en bråkdel av motsvarande för kraftverk och man behöver inte heller kunna växla bränslen.

Även gasturbiner genomgår en kontinuerlig utveckling och det innebär att man kan förvänta att även de blir billigare per installerad kapacitet. Hittillsvarande gasturbinutveckling har mest varit fokuserad på höjning av verkningsgraden för att få god ekonomi i baslasttillämpningar men om användning som reservkraft blir mer vanlig kommer detta förstås driva utvecklingen mot låg kostnad i stället.

Bränsleceller matar ut sin elkraft via kraftelektronik och förmågan i sådana system till leverans av reaktiv effekt, kortslutningsström och svängmassa är synnerligen begränsad. Under drift klaras enbart leverans motsvarande installerad märkström och vid stillestånd inget alls. Ett kraftverk baserat på gasturbinteknik och konventionella elgeneratorer däremot kan leverera dessa tjänster väl även när kraftverket är stoppat genom att generatorer kan förbli roterande och inkopplade till elnätet. En generator kan kortvarigt leverera upp till 7 gånger sin märkström, vilket är omöjligt med kraftelektronik. En generator kan även förses med ett extra svänghjul för att ytterligare förbättra svängmassa när turbinen står still. Om man med ett system baserat på bränsleceller skall klara samma sak krävs en ytterligare investering i så kallade synkronkondensatorer vilket helt enkelt är fristående elgeneratorer inkopplade mot elnätet men utan drivande maskiner.

För 30 år sedan var den förväntade, framtida, verkningsgraden hos bränsleceller långt bättre än för en gasturbin och även jämfört med en kombicycle. Att man då såg bränsleceller som en nyckelteknologi för framtiden är dock en förlegad slutsats eftersom gasturbinteknologins verkningsgrad i kombicycleutförande redan gått förbi

den förväntade verkningsgraden hos bränsleceller och skillnaden är inte särskilt stor ens vid användning av enbart gasturbin i "simple cycle". Främsta argumentet för bränslecellsteknik är alltså inte giltigt längre. Idag står hoppet i stället till att kostnaden för bränsleceller ska bli lägre än för annan kraftgenerering (se t.ex. diskussion i [22]) och detta kommer säkert att stämma för småskaliga applikationer men inte för stora eftersom skalfördelen inte är tillräckligt stor. Ökad storlek på bränslecellsanläggning innebär flera bränsleceller eller större enheter men totala mängden membran (eller antal moduler) är direkt proportionell mot kapaciteten. Ett förenklat förhållningssätt för studier kring framtida energisystem kan vara följande: se omvandlingsteknik från bränsle till el som en anonym, svart box och antag gasturbinteknik inom denna box för dagsläge och närmsta framtid eftersom det är den mest lönsamma tekniken idag. Basera systemmässiga ekonomiska och tekniska utvärderingar på det. Osäkerheten i framtida bränslekostnad är däremot långt mycket större än osäkerhet i kapitalkostnad och systemverkningsgrader. Osäkerheten i framtida driftprofil och ersättningsnivå för kapacitet, energilevarens samt olika systemtjänster är dessutom avsevärd. Utfall av systemstudier är alltså långt mer beroende av dessa osäkerheter än teknikval för återgenerering av el från vätgasen.

Ett angreppssätt för att komma runt en del av osäkerheter i driftprofil om man ändå vill jämföra teknikval för återgenerering av el är förstås att anta några grovt förenklade extremfall samt något eller några påhittade fall däremellan baserade på resonemang liknade det som framförts ovan i denna rapport. Ett enkelt extremfall är där man antar att anläggning ställs upp för att klara kapacitetsbehov men drifttimmar och driftcykler per säsong är noll. Då blir jämförelsen bara baserad på kapitalkostnad och fasta underhållskostnader, tex. för byte av åldrande bränslecellsstackar. Ett annat förenklat fall är förstås kontinuerlig last och därmed inga startcykler. För ett bränsle såsom vätgas som i sin natur är en form av energilagring är förstås det senare fallet rätt orimligt men de två fallen tillsammans ger ändå en viss uppfattning om teknikval. I det första extremfallet vinner gasturbinen idag och i lång framtid eftersom både investeringskostnad och underhållskostnad är lägre, detta säger oss att för rena reservkraftapplikationer blir gasturbin i simple cycle det bästa valet. I det andra fallet blir bränslekostnaden dominerande och då vinner den anläggning som har högsta verkningsgrad, dvs. gasturbin i kombicycle. Finns det då fall mellan dessa extremer som kan gynna bränslecellen? Låt oss igen resonera med hjälp av förenklade extremfall, till att börja med kan vi anta att en anläggning startar många gånger per dag men inte levererar någon energi alls, stoppas alltså omedelbart efter start. För gasturbinalternativet får man då en betydande underhållskostnad samt bränsleförbrukning under startförlopp, en ångcykel som ska återvinna avgasvärme efter gasturbinen blir meningslös eftersom den aldrig hinner starta, det är alltså en simple cycle gasturbin vi talar om. Bränslecellen i denna jämförelse kan även den drabbas av startkostnad om starter innebär slitage på kringutrustning och förkortning av livslängd på bränslecellsstackar. Dessa kostnader har indikerats som existerande av leverantörer men graden av livslängdförkortning är inte helt känd än pga bristande drifterfarenheter respektive bristande öppenhet från leverantörer. Man kan dock konstatera att känslighet för cykling är olika mellan olika bränslecellstyper.

Bränslecellstyper som varmhålls vid stillestånd för att vara kapabla att starta tillräckligt snabbt belastas av energiförlusten relaterad till detta men det är troligen inte en dominerande kostnad i sammanhanget. Ekonomin för detta extremfall är svårt att bedöma utan att studera kostnaderna djupare men även här har gasturbinen en initial ledarposition genom den lägre kapitalkostnaden. Ett extremfall som tar oss lite närmare en realitet är att ta stöd av resonemanget ovan kring konkurrenssituation mot batterilager och efterfrågefleksibilitet, som leder till att det är mycket osannolikt att få mer startcykler än ca 200 stycken per år. Då blir troligen gasturbinen åter vinnaren genom lägre kapitalkostnad och att underhållskostnad hamnar under, eller i paritet med, bränslecellen även om bränslecellen inte skulle ha livslängsförkortning av cyklisk drift. Gasturbinens första större service innebärande byte av heta delar (brännare, brännkammarmöjligheter, ledskenor och vissa turbinskovlar) sker som exempel för SGT-800 efter ca 1500 starter eller 30 000 timmar och kostar i storleksordningen 700 kr/MW (installerad GT effekt).

Business case / vem betalar?

I debatten hörs ofta röster om elproduktionskostnad för olika energislag, ofta hävdas att vind och solkraft idag är billigare än traditionell termisk kraftgenerering och att mer sådan kraft skulle leda till lägre elpriser. När sådana argument förs fram jämförs ofta en så kallad LCOE, (Levelized Cost Of Electricity). En sådan kostnadsindikering var rimlig en gång i tiden när till exempel ett mindre tillskott av vindkraft direkt ersatte bränsleförbrukning i större kraftverk utan någon direkt påverkan på driften av de större kraftverken. Med en stor andel av vindkraft eller solkraft kan man dock inte prata om produktionskostnad för den kraften utan att också ta hänsyn till tidsaspekter, d.v.s. man måste räkna in kostnaden för kraftförsörjningen när vinden inte blåser eller solen inte skiner. Man kan inte heller direkt jämföra kostnad för vindkraft med kostnad för kraft från ett termiskt kraftverk som skall leverera när vindkraften inte gör det, leveransen är ju vid olika tidpunkter. För korrekta ekonomiska jämförelser måste alltså ett helt systemtänk appliceras där ytterligare nödvändiga investeringar i elnät, reservkraft och energilagring tas med. I det fallet med energilagring krävs även ett extra tillskott av den variabla kraften för att skapa elgenerering som krävs för laddning av lagret och även täcka dess förluster. När en viss nivå av ny variabel kraft har installerats, typiskt ca 30%, kommer varje tillägg av sådan kraft leda till att även andra investeringar i till exempel reservkraft också måste göras. Frågan blir då vem som ska betala för dessa investeringar och deras driftkostnader. En lösning är att marknadskrafter skall lösa detta, då leder det till att elpriset blir kraftigt varierande, billigt när vind och sol levererar och dyrt eller mycket dyrt när så inte är fallet. De sista reserverna som utnyttjas väldigt sällan skulle i ett sådant system behöva ersättas med oerhört höga energipriser för att täcka kapitalkostnaden från en driftintäkt som bara förekommer fåtal timmar per år. En investerare skulle få stora svårigheter att göra rimliga kalkyler på hur mycket drifttid man kan köra och blir då även tvungen att ta i rejält i överkant i sin prissättning för att täcka upp riskexponeringen. En bättre lösning kan då vara att se åtminstone en del

av reservkraft som en del av investeringen i den variabla kraften eller att se investering i reservkraft som en del av elnätets infrastruktur som betalas av fasta nätavgifter.

I princip skall all energileverans skötas via handel som då naturligtvis är på energibasis, dvs. en handelsplats med spotpriser per MWh el. Priser på energi i sådan handel är lägre om man har god tid på sig att planera och succesivt högre ju kortare avropstiden blir. Om all balansering av elnätet skulle ske genom auktioner just när behovet uppstår skulle de bli ett oerhört svårt handelsproblem att klara balansering i sekundskalan. För korta tidsrymder används därför handel med åtaganden i förväg så att dessa snabba responser sedan kan ropas av om och när de behövs till ett pris som överenskommit i förväg. Sådan handel kan fås att fungera genom att man har reducerat mängden handel som måste ske i de korta tidsrymderna genom att handla det mesta mot prognoser i stället för bara mot aktuellt behov och sedan göra mindre justeringar. Det finns dock alltid en risk att de små justeringarna pga prognosfel blir extra stora och även då måste det klaras, dvs en sista kapacitetsreserv måste hållas i bakfickan utanför den normala handeln och den kapacitetsreserven har av naturen ett rätt lågt utnyttjande. Om man i framtiden ökar variationer och prognosfel genom större andel oplanerbar kraftgenerering så ökar behovet av reservkapacitet.

Anläggningar som är av karaktären reservkraft bör ses som del av nätets infrastruktur snarare än energiproducenter eftersom produkten man levererar är en tillförsäkran om att nätet ska vara driftsäkert (dvs effektkapacitet) snarare än ett energiflöde. I Sverige har Svenska Kraftnät (SVK) något av denna roll idag men det är emot EU principer, den som håller med nät skall inte också vara elleverantör. En reservkraftsresurs skulle mycket väl kunna utnyttjas även för mer normala energileveranser, till exempel gasturbin med vätgaslagarsystem där ett extra system för flytande bränsle ses som reservkraft, men det kan inte tillåtas enligt konkurrenslagar i det fall reservkraften ägs av SVK. Vad blir då alternativet? Om elhandlare beläggs med väldiga böter för de fall då de inte klarat att hålla balans mellan vad de sålt och köpt så kan det bli en god affär för dem att köpa in åtagande från någon som bygger en reservkraftsanläggning, det skulle då kunna röra sig om en fast kapacitetsersättning för att alltid vara redo. Man kan även tänka sig att elhandlare betalar en vindparksägare något bättre för elen om vindparken även har en backup eller energilagring installerat och därmed kan absorbera avvikelser direkt.

Ersättningssystem måste dock komma på plats innan några aktörer börjar planera och handla upp kraftverk, därefter kommer en ledtid för projektutveckling på kanske ett par år plus projektgenomförande på ytterligare ett par år. Kapacitetsersättningar som auktioneras i korta tidsskalor ger ingen trygghet långsiktighet om någon skall investera med sådan ersättning som stor del av förväntad intäkt för ett nytt kraftverk. Långa kapacitetskontrakt, helst 15-års bas eller längre, skulle kanske kunna lösa detta på liknande sätt som garanterade elpriser för vindkraft satte fart på vindkraftsbyggandet. Tyvärr har inte detta i dagsläget tillräcklig prioritet politiskt och därmed kan i förlängningen stora problem uppstå.

Nätstabilitet

Utjämning av energileverans i de lite längre tidsskalorna timmar till veckor har diskuterats ovan och har då handlat om start/stop av kraftvärme respektive värmepumpar och utnyttjande av termiska energilager för att möjliggöra sådan dynamisk drift utan att störa värmeleveranser. Nätstabilitet handlar dock även om att styra leverans av aktiv effekt motsvarande behoven i mycket korta tidsskalor samt om spänningsreglering och hantering av störningar såsom oväntade stopp av kraftöverföringar och kraftverk eller kortslutningar i elnätet.

Ersättningar för snabba responser har börjat implementeras, villkoret för det är också snabba mätningar för tariffer. Svängmassa och hantering av reaktiv effekt har historiskt inte varit några problem och har därför inte heller ersatts utan bara i viss mån hanterats via regelverk. Med ökande andel sol och vindkraft samt batterisystem med kraftelektronik har dock behovet börjat att uppstå och man kan förvänta sig en handel även av dessa produkter. En gasturbin med synkrogenerator är en mycket god resurs för leverans av sådana tjänster. Vid stillestånd sker naturligtvis ingen sådan leverans men man kan mycket väl köra en gasturbin på noll effekt och ändå ha full tillgång till snabb frekvensreglering via omedelbart pådrag av effekt vid behov. Vid sådan tomgångsdrift har man såklart tillgång till generatorns fulla förmåga att leverera reaktiv effekt för spänningsreglering av nätet och förmågan att leverera höga strömmar vid nätfel såsom kortslutning. Svängmassan hos en industriell gasturbin är även mycket stor. Om man i framtiden klarar nätstabilisering, dvs. leverans av dessa tjänster även med efterfrågefleksibilitet så fungerar detta troligen bara bra så länge som man har relativt mycket sådan last i drift, vid gränslagen när driftflexibel last dragit ner sin förbrukning och det nästan är dags att starta reservkraft kan problem med instabilitet uppstå och då är det mycket lämpligt att köra gasturbiner på tomgång. För dessa ändamål är en så kallad "green idling" under utveckling, redan i dag kan en SGT-800 delvis ta drivenergi vid tomgång från elnätet för att därigenom spara bränsle. Om vätgas genereras på samma plats som gasturbininstallationen kan man även tänka sig att samtidigt förse gasturbinen med vätgas för att på så vis spinna gasturbin på tomgång utan belastning av annan extern bränsleförsörjning än förnybar el.

Som alternativ kan en koppling, "frihjul" installeras som möjliggör att generatoren spinner vid stoppad gasturbin för att leverera reaktiv effekt även om svängmassan då är mindre än när även gasturbinen körs. Det är naturligtvis även tänkbart att lägga till ett svänghjul till generatoraxeln för att ytterligare öka svängmassan. Tvåaxliga maskiner såsom SGT600 och SGT-700 kan ha kraftturbinen spinnande ihop med generator vid avstängd maskin.

Bränsleceller med kraftelektronik saknar svängmassa helt vilket även är fallet med batterisystem. I ett elsystem där kraftgenerering till stor del kommer från källor utan egen svängmassa är det redan ett problem med potentiell instabilitet och situationen blir än värre om kompletterande generering även den har samma brist. Man blir då tvungen att installera så kallade synkronkondensatorer vilket är detsamma som en generator som saknar någon kraftmaskin, dvs. generatoren spinner obelastad och synkroniserad med elnätet och ger därmed tillskott av svängmassa och förmåga till

reaktiv effekt. Om bränsleceller används för reservkraft behövs alltså troligen mer investeringar i synkronkondensatorer än om reservkraft levereras av gasturbiner som redan har detta.

Begreppet ”synthetic inertia” betyder att man från kraftelektronik levererar en snabb respons som skall simulera den tröghet som en generator ger. Ofta innebär dock denna ”synthetic inertia” endast en snabb primärrespons vilket är en linjär respons av effektpådrag som funktion av frekvensavvikelse. I det fallet innebär det inte tillskott av någon tröghet alls (varken fysisk, eller simulerad) utan bara att man försöker balansera frekvensen med mer kraftfullt effektpådrag i förhållande till frekvensavvikelse, vilket kan leda till instabilitet och översvängningar. Några få leverantörer har gjort försök med en respons från kraftelektroniken som bättre skall simulera en generator. I princip skapar man en respons proportionell mot derivatan av nätfrekvensen. I teorin låter det bra men i praktiken blir det väldigt störningskänsligt och kan leda till att regleringen skapar stabilitetsproblem i stället för att lösa dem då spänningsstörningar och övertoner mm kan feldetekteras som tecken på frekvensstörning.

Kolvmotorer som används för reservkraft arbetar vid låga varvtal, så även generatorerna. Masströghetsmomentet, inertian, är visserligen stort hos kolmaskiner på grund av att de är tunga, men det låga varvtalet innebär att lite kinetisk energi lagras. Svängmassa korrigerat matematiskt till motsvarande nätfrekvensen är ca 1/8 av en enaxlig industriell gasturbins motsvarande svängmassa (per maskinkapacitet). Frikoppling av en generator från en kolvmotor med hjälp av frihjul för att spinna vidare synkroniserad med elnätet vid stoppad motor blir meningslös eftersom en sådan lågvarvig generator har så liten svängmassa. Om man även ser till att kolvmotorer är små skulle det bli komplext och kostsamt att ha ett stort antal sådana generatorer spinnande. Någon möjlighet till frikopplad generator för nätstabilisering vid stoppad motordrift motsvande frihjulsoptionen för en gasturbin existerar alltså inte.

Modifikationer av gasturbin för vätgaseldning

Eftersom en gasturbin arbetar med ett luftflöde som arbetsmedium och därmed har ett stort luftöverskott i förbränningen påverkas inte avgasernas massflöde eller sammansättning särskilt mycket av ett bränslebyte, maskinens prestanda påverkas alltså inte märkbart så länge som man lyckas elda lika stor effekt i brännkammaren. Värmeöverföring från avgas till skovlar i turbinen påverkas i liten grad och det innebär en mindre påverkan på design eller drift, tex att antingen arbetstemperatur reduceras marginellt eller att kylflöden trimmas om.

Den största påverkan av vätgaseldning ligger i brännare och brännkammare. För att nå samma eldade effekt krävs mycket större volymflöde av vätgas än naturgas, värmevärde per volym är ca 1/3. Vätgasen är samtidigt en mycket reaktiv och lättantändlig gas. I moderna gasturbiner används en typ av brännare, Dry Low Emission (DLE) som förbländar bränsle och stora mängder luft uppströms förbränningszonen, detta för att luftöverskottet späder ner avgaserna redan innan

antändning och därmed begränsas förbränningstemperaturen effektivt och detta leder till en mycket låg nivå av termisk bildad kväveoxid, NO_x. Vid byte av bränsle i en DLE-brännare från naturgas till vätgas innebär den högre reaktiviteten hos vätgas att antändning sker lättare och snabbare, det vill säga att risken för baktändning ökar. Det innebär att flammans flampropageringshastighet blir så hög att antändningspunkten vandrar upp och in i förblandningsdelen av brännaren vilket innebär stor risk för ett snabbt skadeförlopp. Eftersom de flesta kunder som idag har intresse av vätgasdrift begär en möjlighet att fritt skifta från ren naturgasdrift till en hög inblandning av vätgas är dagens teknikutveckling baserad på användning av en och samma brännare för både vätgas och naturgasdrift trots att dessa gasers egenskaper är kraftigt olika. Siemens Energy är idag ledande i denna utveckling och erbjuder redan idag upp till 75% vätgasandel vid användning av vätgasoptimerad brännare. 3 gasturbinmodeller i segmentet industriella gasturbiner i mellanstorlek dvs 25 - 65 MW kapacitet. SGT-600, SGT-700 och SGT-800 kan i dagsläget offereras för upp till 75% vätgas och en fjärde maskin, SGT-750, för upp till 40%. För stora gasturbiner respektive de små är dagens gräns för vätgasandel 30%. Det finns maskiner på marknaden, till exempel Siemens Energys flygderivat SGT-A35, som klarar 100% vätgas i traditionell diffusionsbrännare men då krävs vatteninsprutning, vilket är oönskat hos de flesta kunder av driftkostnadsskäl eller på grund av bristande vattentillgång.

Med vätgasandel menas här volymsandel, andel på energibasis blir lägre eftersom vätgasen har så lågt värmevärde, 75% volymsandel motsvarar ca 50% energiandel. Målsättningen är att komma vidare till 100% vätgasandel snart, senast 2030 [20]

En tänkbar alternativ utveckling är naturligtvis brännare anpassade för enbart vätgasdrift vilket teoretiskt sett är enklare än brännare för flera gaser men det är ännu inte efterfrågat. För att klara drift nära gränsen för baktändning har brännarna anpassats med högre flödes hastighet och man också utvecklat ett system som mycket snabbt detekterar att baktändning är på väg att hända och då aktiveras tillfällig en vatteninsprutning som hämmar fenomenet.

Vid vätgaseldning förskjuts även flammen bakåt i brännkammaren vilket förändrar profilen av värmebelastning på brännkammareväggen som är kyld av luftflödet till brännaren, samtidigt förändras strålningsspektrat kraftigt, se bild nedan. Termisk påverkan på brännkammaren av detta klaras väl i senare generationer av brännkammare. Eftersom flammen flyttas närmare brännarens utlopp fås viss ökad värmeexponering av brännarens material vilket måste hanteras i designen.

NO_x bildning påverkas något till en högre nivå än vid naturgaseldning men eftersom NO_x-egenskaperna är mycket goda till att börja med finns viss marginal till normala utsläppsgränser, idag offereras vätgaseldning med NO_x-krav på 25 ppm.

Målsättningen för vidareutveckling av dessa brännare är såklart att ytterligare minska NO_x-bildningen samtidigt som vätgasandelen skall ökas. I de fall NO_x-bildning är en problemställning finns två teknikalternativ; reduktion av temperatur vilket då minskar gasturbinens effekt och verkningsgrad något eller installation av NO_x-katalysator av SCR-typ i avgasstråket nedströms gasturbinen.

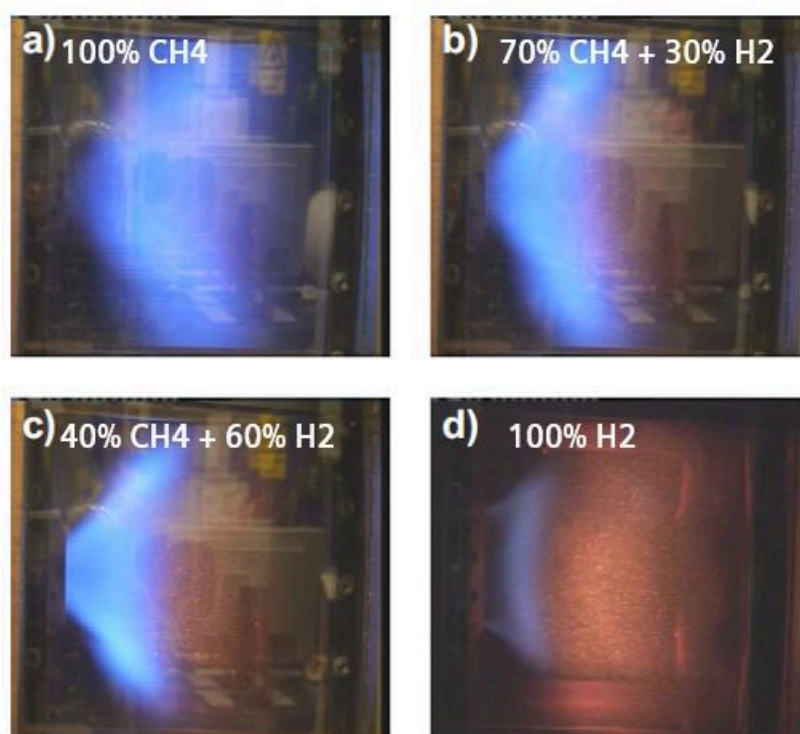


Bild 1 Test av gasturbinbrännare med varierad vätgasinblandning

I och med lanseringen av 3D-printning av brännare har tiden från en ny ritning till en färdigproducerad brännare förkortats väsentligt, tillverkningstoleranser har kunnat bli snävare samt geometrier såsom invändiga kylkanaler kunnat designas fritt utan hänsyn till traditionella tillverkningsmetoder. Den snabba ledtiden har lett till en kraftigt uppsnabbad teknikutveckling genom att nya designvarianter kunnat testas utan många månaders väntan på produktion av ny prototyp. Bättre precision har inneburit att alla brännare i ett set är lika och trimning alltså inte behöver anpassas till sämsta individen och tack vare nya designmöjligheter har kylkanaler kunnat göras effektivare.

Eftersom vätgas har ett mycket större område av farlig luft-bränsleblandning avseende antändningsrisk än vad som är fallet med naturgas så påverkas säkerhetstänket i viss mån. Vid ett eventuellt läckage krävs mer luft för att blanda ut vätgasen till ofarligt nivå, samtidigt är gasen mycket lätt vilket innebär att läckage i större omfattning söker sig uppåt. Ventilationssystem i gasturbinens inneslutning måste därför anpassas och elektriska komponenter och instrument måste i större omfattning vara av EX-klassad typ.

Vätgas har en tendens att krypa igenom material som är täta för andra gaser på grund av att molekylerna är så liten, det innebär en anpassning i bränslesystemkomponenter där vätgas hanteras. Vätgas kan även orsaka så kallad väteförsprödning av stål vilket påverkar materialval för rör och komponenter i bränslesystemet.

Tabellen nedan visar övergripande exempel på åtgärder som krävs för att anpassa en gasturbin till vätgas beroende på vätgasandel i bränslet. För en nyleverans av en

maskin innebär detta relativt begränsade extrakostnader. För en befintlig maskin som skall konverteras blir kostnaderna något högre, om till exempel redan installerade instrument skall uppgraderas till EX-klassade behöver instrumenten bytas där det för en ny maskin bara rör sig om en liten marginalkostnad för att få relevanta certifikat. För en befintlig maskin kan ett byte av ventilationssystem, bränslesystem samt brännare och brännkammare tillkomma beroende på modell medan det vid nyleverans endast handlar om valet av sådant anpassat system i stället för standardsystem.

Examples of installation adaptations to consider	5-15%	15-30%	30-75%
Burner flash-back supervision	✓	✓	✓
Burner flash-back control			✓
Adjusted burner design ¹		✓	✓
Ignition fuel & central gas/purge air system		✓	✓
Enclosure gas detection system	✓	✓	✓
Enclosure fire detection system		✓	✓
ATEX/CFD-considerations & ventilation adjustment	✓	✓	✓
Gas fuel system (material, valves etc.)		✓	✓
Additional monitoring		✓	✓

Tabell 1 Exempel på åtgärder för vätgasanpassning av en gasturbin

Oxyfuel-teknologier

Genom att förbränna ett bränsle med syrgas i stället för med luft som oxidationsmedel fås ett antal intressanta effekter, koldioxid i bränslet omvandlas såklart till koldioxid i båda fallen men i en oxyfuelteknologi består rökgasen enbart av denna koldioxid samt vattenånga från förbränningen av bränslets väteinnehåll. Om rökgasen kyls väl kondenseras vattenångan till vatten och separeras och återstående rökgas är då endast koncentrerad koldioxid med små mängder föroreningar såsom argon från luftsepareringen. Om man alltså vill återvinna koldioxid från förbränning är dessa teknologier väl lämpade och ger potentiellt både bättre verkningsgrad och ekonomi än att fånga koldioxid i rökgasen efter en mer konventionell anläggning som använder syret i luft som oxidationsmedel. Oxyfuelteknologier kräver en försörjning med syrgas som normalt sker genom separering av luft, denna syrgasproduktion belastar såklart processerna med en parasitförbrukning vilket reducerar verkningsgrad. Men vid jämförelse med alternativet med infångning av koldioxid från rökgas så belastas även dessa processer av intern parasitförbrukning för koldioxidinfångningen.

Oxyfuelteknologier innebär också att vattnet från förbränningen kondenseras, och detta sker vid en högre temperaturnivå än vid motsvarande konventionella kraftprocesser, det blir alltså enklare och mer lönsamt att återvinna värme av rökgaskondensering. I en trycksatt variant av dessa processer sker kondensering till och med vid så hög temperaturnivå att det kan bidra till ångcykelns kraftgenerering. Exempel på oxyfuelteknologier är ”Allam cycle” [7] som bygger på superkritisk koldioxid i arbetscykeln, förbränningen sker direkt i arbetsmediet och en viss andel av bildad koldioxid återcirkuleras. Ett annat exempel är ”Oxy-GT” som även den utnyttjar förbränning direkt i arbetsmediet och återcirkulerar en del av bildad koldioxid. Man använder en normal gasturbin med mindre anpassningar till att luft som arbetsmedium i maskinen bytts till återcirkulerad koldioxid [8]. Allam-cykel kräver helt nya typer av maskiner som anpassas till drift vid mycket höga tryck för att nå superkritiskt tillstånd, maskinerna förväntas därmed bli fysiskt mycket små relativt den effekt de utvecklar. Fördelen med Allam-cykel är att man kan få all kraft ur endast en arbetscykel (med god verkningsgrad) medan fördelen med Oxy-GT är att det är en snabbare och mer tillgänglig utvecklingsväg i och med användning av mer befintlig teknologi. En Oxy-GT byggs typiskt som en kombicykel och då förväntas verkningsgraden bli något bättre än för en Allam-cykel.

Oxy-boiler

Ett annat teknologispår för oxyfuelprincipen är användning av en panna där förbränningen skiljs från arbetsmediet. Värmeväxling till arbetsmediet måste då ske och cykeln är i allt väsentligt alltså en konventionell panna med ångcykel men med vissa skillnader. För förbränning av fasta bränslen (såsom kol) är en panna med rökgas vid atmosfärstryck det man främst arbetat med, detta av naturliga skäl då man utgått från konventionella kolpanneteknologier och gjort nödvändiga anpassningar för oxyfuelprincipen. Läckage av luft in i sådana pannor är dock ett vanligt bekymmer. I en normal panna gör det inte någon märkbar skada men i oxyfuel tillämpning späds då avgasen snabbt ut och utvinningen av den rena koldioxiden försvåras. Nedströms rökgaskondenseringen tas en del av rökgasen till en recirkulation till förbränningszonen med syftet att späda ner de annars extrema temperaturer som uppstår vid förbränning med syrgas.

Oxyboiler för gaseldning kan med fördel utföras som en trycksatt panna. Siemens Energy har tagit fram en sådan arbetscykel och konceptuell panndesign. I denna kraftcykel hålls rökgasen vid övertryck, ca 20 bar, och en recirkulation sker uppströms rökgaskondenseringen i stället för nedströms. Eftersom rökgaskondenseringen är trycksatt sker kondenseringen vid en hög temperaturnivå och kondensationsvärmets kan därför utnyttjas till matavattenförvärmning i ångcykeln. I jämförelse med pannor med rökgas vid atmosfärstryck blir en sådan panna mycket kompakt och verkningsgraden högre.

Vätgaseldning i Oxyfuelcykel

Även om oxyfuelteknologierna har utvecklats för att ge en effektiv koldioxidinfångning vid förbränning av kol eller naturgas så bör de även kunna användas för förbränning av vätgas. Vid vätgasförbränning kommer idealt sett ingenting att återstå efter kondenseringen av vattenånga i rökgas eftersom den då består av enbart vattenånga. Detta förutsätter dock att både vätgasen och syrgasen är helt rena och att de doserats fullkomligt perfekt till förbränningen. Om en normal / ekonomisk luftsepareringsanläggning används för syrgasförsörjningen så innehåller den ca 95% syrgas och resten är en mix av restkomponenter från luften, dvs främst kvävgas och argon. Denna lilla rest är alltså den enda rökgas som bildas. Om oxyfuelprocessen förutsätter en stor återcirkulation av koldioxid för att fungera så måste därmed denna koldioxid först skapas genom tex förbränning av en ”startdos” av kolhaltigt bränsle, därefter kan en viss liten inblandning av kolhaltigt bränsle krävas för att upprätthålla mediefyllnad i cirkulationen. Exempel på sådana är Allam-cycle, ”Oxy-GT” och oxyboiler för fasta bränslen. En trycksatt oxyboiler av Siemens Energys typ bör dock kunna köras med enbart vattenånga i recirkulationen. En mycket intressant aspekt är att vätgasproduktion via elektrolys även ger upphov till syrgasproduktion. I en oxyboilerteknologi kan denna syrgas utnyttjas effektivt och ersätter då behovet av en separat luftsepareringsanläggning. Syrgasen från en elektrolysanläggning förväntas inte heller bära med sig några föroreningar om bara vattnet in i anläggningen är mycket rent. I och med att kväve då inte finns i förbränningsmiljön utesluts bildning av kväveoxider helt och det uppstår inget restgasflöde ut från rökgaskondenseringen. Vattnet från rökgaskondenseringen kan även användas i elektrolysen igen efter passage genom enkel rening. Kostnad och energi för vattenbehandling till elektrolysen kan alltså reduceras.

Disclaimer

Innehållet i denna rapport kan ändras och/eller innehålla felaktigheter. Information förmedlad i detta dokument är endast översiktliga beskrivningar och generella prestandauppgifter vilka inte alltid nödvändigtvis överensstämmer med beskrivna tekniklösningar eller vilka kan vara under förändring genom ytterligare utveckling av produkter. Projektspecifika förutsättningar för verkliga anläggningar och applikationer kan skilja sig från den i rapporten beskrivna tekniken/produkterna, vilket kan påverka såväl prestanda, egenskaper och kostnad för en verklig anläggning på ett sätt som inte beskrivs i denna rapport. Uppgifter om leveransomfattning, prestanda, egenskaper och kostnad för en produkt är bindande endast när detta är uttryckligen överenskommet i ett specifikt kontrakt. Alla benämningar av produkter kan vara varumärke eller skyddat produktnamn tillhörande Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, AB eller annat företag och vars användning av tredje part kan inkräkta på ägarens rättigheter.

Denna rapport baseras i viss utsträckning på spekulationer om framtida situationer och utifrån en förenklad bild av att ett framtida samhälle som i sin struktur baseras på förnybarhet och fossilfrihet. Ambitionen med framtidsutblick innebär att traditionella vetenskapliga system av referenser till stöd för uppgifter och påståenden är svåra att finna eller använda. Referenser till framtidsstudier gjorda tidigare än dagens situation kan riskera att missleda mer än hjälpa eftersom sådana studier sannolikt är baserade på redan förlegade antaganden om en framtid.

IEA (International Energy Agency) [1, 2] ger dock ut rapporter som baseras på aktuell konsensus mellan många analytiker om förväntan på framtida utveckling och stor mängd statistik om pågående trender. Styrkan i dessa rapporter är även att man tar fasta på politiska åtaganden och antaget uppfyllande av dessa. Svagheter är att strukturella orimligheter inte analyseras och upptäcks och att viss grad av populism och/eller trender i åsiktsbildning kan misstänkas färga scenarierna, speciellt sådana baserade på politiska uttalanden.

Priser för olika produkter och i synnerhet för råvaror såsom bränslen i framtiden är mycket svårt att spekulera om eftersom priser till stor utsträckning styrs av marknadskrafter och inte nödvändigtvis av framställningskostnad. I rapporten har därför resonemanget utgått från logiska sammanhang och inbördes relationer, till exempel bör ett bränsle framställt med vätgas som ingående råvara betinga ett högre pris än den förbrukade vätgasen.

Läsaren är själv ansvarig för slutsatser och/eller beslut han tar baserat på rapporten.

Referenser

- [1] International Energy Agency (iea); “Net Zero by 2050, A roadmap for the global energy sector”; October 2021; <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [2] International Energy Agency (iea); “World Energy Outlook 2021”; October 2021 <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- [3] Agora Energiewende, Agora Industry; “12 Insights on Hydrogen”; 2021 <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/12-insights-on-hydrogen-publication/>
- [4] Simon Öberg, Mikael Odenberger, Filip Johnsson; “Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems”; International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 1, 2022; Pages 624-644, ISSN 0360-3199; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.035>
- [5] Magnus Genrup, Marcus Thern; ”Ångturbineteknik- årsrapport 2020”; Energiforsk RAPPORT 2021:781; 2021; <https://energiforsk.se/program/uppfoljning-av-angturbinturvecklingen/rapporter/%C3%A5ngturbineteknik-arsrapport-2020-2021-781/>
- [6] Magnus Genrup, Marcus Thern; ”Gasturbinteknik- årsrapport 2021”; Energiforsk RAPPORT 2021:782; 2021; <https://energiforsk.se/program/gasturbinturveckling/rapporter/gasturbinteknik-%C3%A5rsrapport-2021-2021-782/>
- [7] Rodney Allam, Scott Martin, Brock Forrest, Jeremy Fetvedt, Xijia Lu, David Freed, G. William Brown, Takashi Sasaki, Masao Itoh, James Manning, “Demonstration of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture,” Energy Procedia, Volume 114, 2017, Pages 5948-5966, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1731>.
- [8] Sundkvist, S. G., Dahlquist, A., Janczewski, J., Sjödin, M., Bysveen, M., Ditaranto, M., Langørgen, Ø., Seljeskog, M., and Siljan, M. (May 2, 2014). "Concept for a Combustion System in Oxyfuel Gas Turbine Combined Cycles." ASME. *J. Eng. Gas Turbines Power*. October 2014; 136(10): 101513. <https://doi.org/10.1115/1.4027296>
- [9] VärmlandsMetanol <https://www.varmlandsmetanol.se/>

[10] Gas Turbine Product information Siemens Energy: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines.html>

[11] Anders Stuxberg; “Industrial Gas Turbines: the perfect complement for renewables -plus storage”; The Energy Industry Times; September 2021; <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:701e53fc-9cc1-4ebc-957d-ff4d9c5c8efc/flexible-generation-teit-02092021.pdf>

[12] Simon Öberg; “Hydrogen in the European Energy System”; Licentiate Thesis, Department of Space, Earth, and Environment CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY 2022 <https://research.chalmers.se/publication/530305>

[13] IVA: ”Om vätgas och dess roll i elsystemet”; Syntesrapport från IVAs projekt Vätgasens roll i ett fossilfritt samhälle; Juni 2022; <https://www.iva.se/publicerat/vatgas-och-dess-roll-i-elsystemet>

[14] Bergman, Lars et al, 2022; ”Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad”; ISBN 978-91-7673-859-7; Energiforsk RAPPORT 2022:859; 2022 <https://energiforsk.se/media/31326/langsiktiga-investeringar-och-handel-pa-framtidens-elmarknad-energiforskrapport-2022-859.pdf>

[15] Thermoflow Software suit version 29: GTPPro, GTMaster, PEACE från Thermoflow Inc; <https://www.thermoflow.com/>
 Programvarupaket för prestandaberäkningar och investeringskalkyl. Ingående gasturbinprestanda enligt maskinleverantörer såsom Siemens Energy.

[16] Pressmeddelande: Unikt samarbete mellan Göteborg Energi och Siemens Energy - Gasturbiner kördes på flytande biobränsle; Feb 2022; https://www.mynewsdesk.com/se/goteborg_energi/pressreleases/pressmeddelande-unikt-samarbete-mellan-goetborg-energi-och-siemens-energy-gasturbiner-koerdes-paa-flytande-biobraensle-3160288

[17] International Energy Agency (iea); <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/heating>

[18] Siemens Energy; Hydrogen-decarb calculator: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines/hydrogen-decarb-calculator.html>

[19] Annika Carlson, Axel Nordin Fördös, Jenny Lindborg, Anders Lundblad, Anders Wicks; ”Utvärdering av Bränslecells-teknologier för sektorkoppling till fjärrvärme”; RISE, 2021

[20] Siemens Energy: "Sustainability Report 2021; press release Jan. 2022;
<https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energy-presents-sustainability-report-fiscal-year-2021>

[21] Liebetrau, J., Rensberg, N., Maguire, D., Archer, D., Wall, D., Murphy, J.D. (2021) "Renewable Gas – discussion on the state of the industry and its future in a decarbonised world"; Murphy, J.D. (Ed.) IEA Bioenergy Task 37, 2021:11.
http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/bilder/publications/Renewable%20Gas%20Report_2.pdf

[22] Linda Dyab, Pia Maria Bondesson, Håkan Sköldberg, Johan Holm, Magnus Brolin, Sofia Nyström, Rebecca Samuel; "Sektorkoppling För Ett Mer Effektivt Energisystem"; Energiforsk; RAPPORT 2021:764;
<https://energiforsk.se/program/sectorkoppling-el-gas-och-fjarrvarme/rapporter/sectorkoppling-for-ett-mer-effektivt-energisystem-2021-764/>