



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech

Schlussbericht vom 15.12.2015

Erweiterung eines Testkraftwerks mit Abgas- rückführung zur Erprobung von Emissions- reduktion und Wirkungsgradoptimierung – Phase A



Datum: 15.12.2015

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das
Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger:

Alstom (Schweiz) AG
Brown Boveri Strasse 7
CH-5401 Baden
www.alstrom.com

Autoren:

Gordon Anderson, Alstom (Schweiz) AG, gordon.anderson@power.alstom.com
Peter Flohr, Alstom (Schweiz) AG, peter.flohr@power.alstom.com

BFE-Programmleitung: Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.admin.ch

BFE-Projektbegleitung: Peter Jansohn, peterjansohn@psi.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501004-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 15.12.2015

Erweiterung eines Testkraftwerks mit Abgasrückführung zur Erprobung von Emissionsreduktion und Wirkungsgradoptimierung – Phase A

Auftraggeber:
Bundesamt für Energie;
Pilot- und Demonstrationsprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:
Alstom (Schweiz) AG
Brown Boveri Strasse 7
CH-5401 Baden
www.alstom.com

Autoren:
Gordon Anderson, Alstom (Schweiz) AG, gordon.anderson@power.alstom.com
Peter Flohr, Alstom (Schweiz) AG, peter.flohr@power.alstom.com

BF E- Bereichsleiterin: Y.Calisesi, Leiterin Pilot- und Demonstrationsprogramm
BF E- Programmleiter: P.Jansohn, Leiter Forschungsprogramm Kraftwerk 2020 und CCS
BF E-Vertragsnummer: SI/501004-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Die Firma Alstom entwickelt seit einigen Jahren eine Kohlendioxid-Abscheidungsanlage für Gas- und Dampf-Kraftwerke für den kommerziellen Betrieb. Ein Abgasrückführungssystem (FGR, Flue Gas Recirculation) ermöglicht eine deutlich kleinere und günstigere Auslegung der CO₂-Abscheidungsanlage, als dies für ein herkömmliches Kombikraftwerk nötig wäre. Der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks mit CO₂-Abscheidungsanlage ist höher mit FGR als ohne.

Das Alstom Birr 2 Testkraftwerk wurde als Basis einer Demonstrationsanlage für die benötigten Technologien ausgewählt. In einer ersten Phase des Projekts wurden die Technologien des Abgasströmungsteilers und des Abhitze-Dampferzeugers (HRSG) validiert. Die HRSG Technologien bieten Vorteile in Bezug auf Wirkungsgrad, Kosten und Flexibilität beim Einsatz in Gas und Dampf Kombikraftwerken.

Résumé

Depuis plusieurs années, Alstom a développé des technologies de captage des émissions de dioxyde de carbone. La recirculation des gaz de combustion (FGR) a été identifiée comme fournissant des avantages significatifs en réduisant substantiellement la taille et le coût d'une installation de captage de CO₂, ainsi qu'en améliorant le rendement d'une centrale à cycle combiné équipée de captage de CO₂.

La centrale d'essai d'Alstom Birr 2 a été sélectionnée comme centrale de démonstration pour la technologie FGR. Dans la première phase du projet, les technologies de division du flux de gaz de combustion et de chaudière de récupération de chaleur (HRSG) ont été validées. La technologie des chaudières de récupération améliore le rendement, le coût et la flexibilité d'une centrale à cycle combiné.

Abstract

Alstom has been developing technologies for capture of carbon dioxide emissions from gas turbine exhaust gas for several years. Flue gas recirculation has been identified as providing significant advantages by substantially reducing the size and cost of the carbon capture plant, and by improving the efficiency of a combined cycle power plant with carbon capture.

The Alstom Birr 2 test plant was selected as the basis for a FGR technology demonstration plant. In a first phase of the project, technologies for an exhaust gas flow divider and for a heat recovery steam generator (HRSG) have been demonstrated. The HRSG technology offers improved efficiency, costs and flexibility in combined cycle power plant.

Ausgangslage

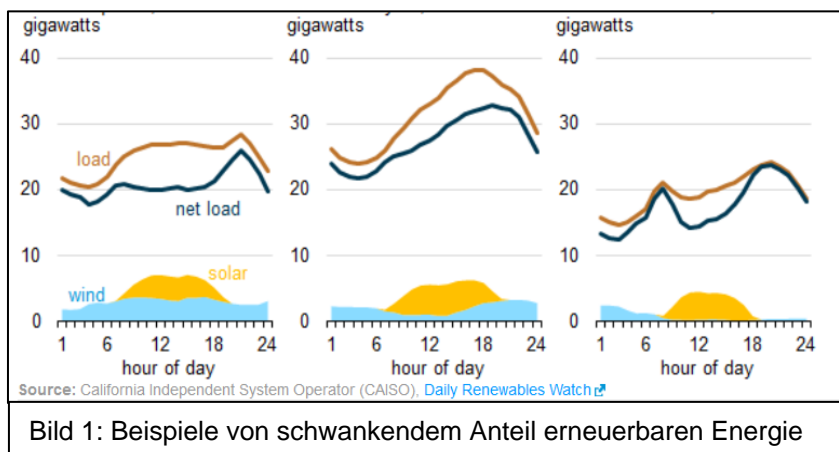
Kombikraftwerke als zukunftsgerechte Stromerzeugungstechnologie

Kombinierte Gas- und-Dampf-Turbinen Kraftwerke bieten heute mit thermischem Wirkungsgrad gegen 61% eine der effizientesten Technologien für Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen. Andere Arten von Fossilbrennstoff-Kraftwerken, beispielsweise Kohlekraftwerke und Gasturbinen-Kraftwerke ohne Dampfkreis liegen im Bereich von 30 bis 46%.

Um den Wirkungsgrad von Kombikraftwerken zu verbessern und die Stromerzeugungskosten zu senken, werden einerseits grössere und effizientere Gasturbinen entwickelt und andererseits die Betriebsparameter wie Druck und Temperatur vom Wasserdampfkreislauf erhöht.

Kombikraftwerke bieten auch eine der potentiell flexibelsten Stromerzeugungs-Technologien um Schwankungen in Strom-Produktion und -Bedarf auszugleichen. Die Anteile von Wind- und Solar-Strom im Strommix erreichen schon heute in gewissen Netzen und zu gewissen Zeiten mehr als 25% und diese erneuerbaren Stromerzeugungs-Kapazitäten werden stetig aufgebaut. Die Stromerzeugung von solchen Anlagen ist naturbedingt schwankend und schlecht prognostizierbar (siehe Bild 1).

Da Technologien wie Kohlekraftwerke und Atomkraftwerke nur verhältnismässig langsam auf Lastwechsel reagieren können, sind diese eher für konstanten „Base-load“ Betrieb eingesetzt. Gasturbinen im einfachen Zyklus (ohne Dampfturbinen) eignen sich dagegen sehr gut als „Peaker“, um diese Schwankungen auszugleichen. Sie haben jedoch den Nachteil eines schlechten Wirkungsgrads.



Ein Ziel der Entwicklung von neuen Kombikraftwerken ist deswegen, die Reaktionszeit des Dampfkreislaufs und Dampfturbinen zu verbessern, damit sie näher an die Flexibilität der Gasturbinen herankommen.

Abgasrückführung für Kohlendioxid-Abscheidung

Die Verbrennung von jeglichen fossilen Brennstoffen erzeugt CO₂. Die Kohlendioxid-Emissionen von Gas-gefeuerten Kombikraftwerken liegen mit durchschnittlich 54% der Anzahl Tonnen CO₂ pro MW Stunde deutlich tiefer als die CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerke. Nichtsdestotrotz ist es ein sehr wichtiges Ziel, die Kohlendioxid-Emissionen auch von dieser Art Kraftwerk zu minimieren, um eine zukunftsgerechte und umweltfreundliche Stromerzeugungsmix zu ermöglichen.

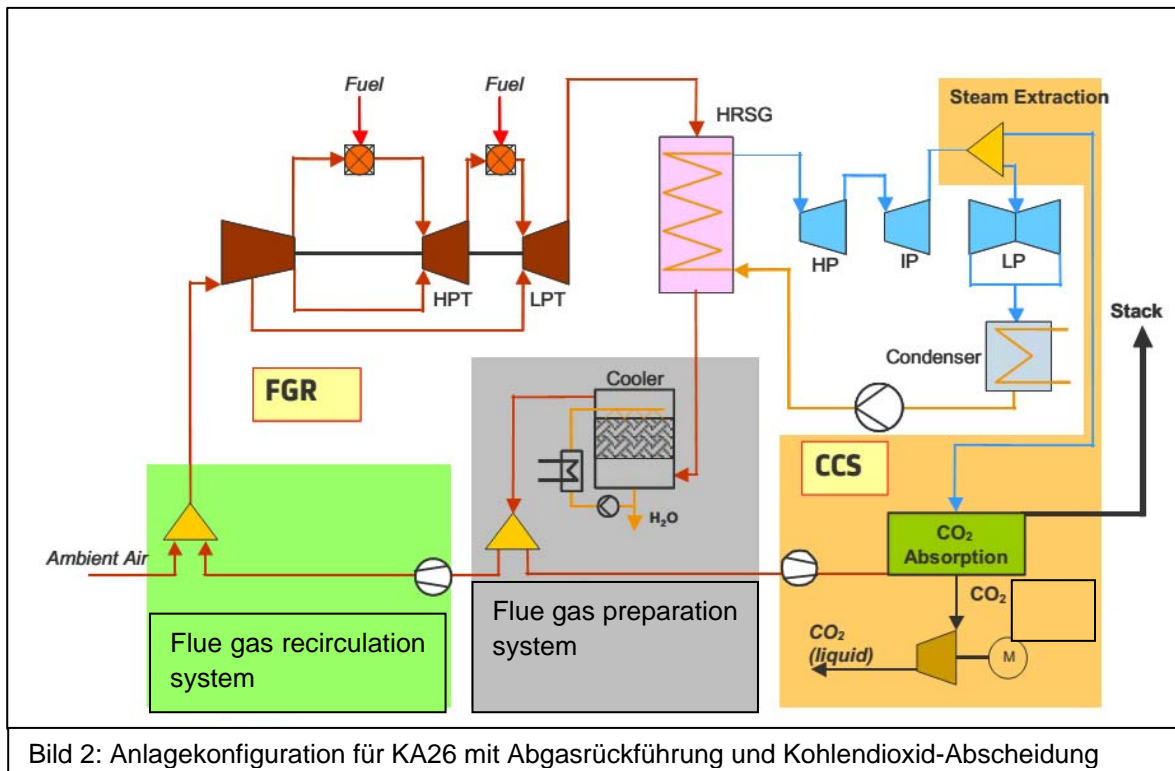
In den vergangenen Jahren wurden mehrere Kohlekraftwerke mit Anlagen oder Pilot-Anlagen für die Abscheidung von Kohlendioxid aus dem Rauchgas nachgerüstet. Verschiedene Technologien haben sich auf kleineren Massstab bewiesen.

Die Firma Alstom erzielt deswegen seit einigen Jahren eine Kohlendioxid-Abscheidungsanlage für Gas-und Dampf-Kraftwerke für den kommerziellen Betrieb.

Die geringe (circa 3%) Konzentration CO₂ im Gasturbinenabgas ist für die effiziente Abscheidung sowie für die Übertragung von Abscheidungstechnologien von Kohlekraftwerke mit circa 11% Volumen-

anteil CO₂ problematisch. Die Abscheideanlage braucht ein Vierfaches der Grundfläche welches für das Kombikraftwerk alleine notwendig ist. Damit ist der kommerzielle Bau und Betrieb eines solchen Kraftwerks praktisch unverträglich.

Ein Abgasrückführungssystem (FGR, Flue Gas Recirculation) führt einen Anteil (bis zu 50%) des Abgases durch Kühler zum Gasturbinen-Lufteinlass und mischt dieser im Einlass mit frischer Luft. Die mehrfache Verbrennung führt zu einer Anreicherung des CO₂-Gehalts im Abgas (von 3.5% auf circa 6% für Turbinen ohne sequentielle Verbrennung), sowie zu einer entsprechenden Reduzierung der zu behandelnden Abgasmenge. Der Prozess ist in Bild 2 dargestellt.



Durch die Reduktion des Abgasvolumenstroms und die Steigerung der CO₂ Konzentration kann die Abscheideanlage kleiner ausgelegt werden. Dies bietet zum einen Kostenvorteile und zum anderen kann der Energiebedarf der Abscheideanlage reduziert werden. Die Abscheideanlage selbst verringert den Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerks um circa 8 Prozentpunkte. Mit Abgasrückführung kann diese Verringerung effektiv um ca. 0,3 – 0,5 Prozentpunkte reduziert werden.

Bei einer Pilotanlage im Technology Centre Mongstad wurde die Alstom Chilled Ammonia Process für CO₂-Abscheidung aus Gasturbinenabgas demonstriert. Versuche in reduziertem Masstab auf Verbrennungsprüfständen sowie Studien und Versuche im Bereich Aerodynamik und Abgaskühlung, haben die grössten Fragen zu einzelnen Technologien für FGR beantwortet.

Das Alstom Birr 2 Testkraftwerk in Birr, Aargau, wurde als Basis einer Demonstrationsanlage für das FGR-System ausgewählt. Die einzelnen Technologien und das Zusammenspiel zwischen verschiedenen Anlagensystemen sollen durch die Versuche mit der GT8C2 Gasturbine bei vollem Masstab validiert werden. Eine Übertragung auf der Gross- oder sehr Gross-Kombianlage (zB. KA26) wäre dadurch mit einem verkleinerten Restrisiko verbunden.

Eine wichtige Funktion des FGR-Systems ist die Abkühlung des Abgases auf 40°C, damit die Mischung von Frischluft und rückgeführtem Abgas nicht die höchstzulässige Eintrittstemperatur der Gasturbine übersteigt. Die Kühlung erfolgt in zwei Stufen. In eine erste Stufe wird das Abgas von der Turbinenaustrittstemperatur (TAT) von 400 bis 550°C über einen HRSG, der Dampf für Dampfturbinen zur Stromerzeugung sowie auch Dampf zur CO₂-Abscheideprozess erzeugt, auf 150°C bis 170°C heruntergekühlt. In einem zweiten Prozessschritt wird das Abgas von dieser Temperatur in einer Di-

rect Contact Cooler (DCC) auf 40°C gekühlt. Im DCC wird das Abgas durch Kontakt mit fließendem Wasser gekühlt, das auch NO_x vom Abgas absorbiert. Die Struktur des Kühlturms und der Kühlmatrix sind kostenbedingt auf eine Eintrittstemperatur von höchstens 170°C ausgelegt.

Wärmerückgewinnungs-Dampferzeuger Technologie

Die Firma Alstom arbeitet auch seit circa 2012 an neuen Technologien für Dampferzeuger.

Generell werden zwei Arten von Dampferzeugern in Kombi-Kraftwerken eingesetzt. Am meisten verbreitet sind „Drum-HRSG“. In dieser Art HRSG sind die Verdampfer-Rohre senkrecht und U-förmig. Diese sind mit einer Trommel oberhalb der Verdampfer-Module verbunden. Durch natürliche Konvektion zirkuliert das unter Druck stehende Wasser durch die Rohre. In der oberen Hälfte der Trommel wird gesättigter Dampf von dem siedenden Wasser getrennt und abgeführt, und durch Überhitzerrohre weitergeführt und weiter erhitzt, bevor es in die Dampfturbinen gelangt.

Die zweite Art HRSG beruht auf dem im Anfang des 20sten Jahrhunderts patentierten „Once Through“ Prinzip von Benson. Hier wird das Wasser mit Hochdruck durch Verdampfer-Rohre einmal durchgefördert. Durch entsprechende Kontrolle des Wasserdrucks und der Wassermenge, kann das vorgewärmte Speisewasser in einem einzigen Vorgang auf Siedetemperatur erhitzt werden, in Dampf verwandelt, und überhitzt werden.

Die Vorteile vom OT-HRSG liegen in der vereinfachten Konstruktion, in kürzeren Anfahrzeiten, in höheren Prozessdrücken (Trommeln sind konstruktionsbedingt auf circa 180 bar begrenzt) und dadurch in höheren Wirkungsgraden der Dampfturbinen.

Der Betrieb mit überkritischem Wasserdruck- und Temperatur-Kombinationen, wie in grösseren Kohlekraftwerken seit 20 Jahren üblich ist, wird auch bei Kombikraftwerken erzielt. Bisher ist dies wegen der verhältnismässig kleineren Leistung der Gasturbinen und entsprechend kleineren physischen Grösse der Dampfturbinen als in Kohlekraftwerken noch nicht erreicht. Da die Gasturbinen der heutigen H-Klasse genügend Abgaswärme zur Verfügung stellen, ist dieses Ziel jetzt realistisch geworden. Eine Erhöhung des Betriebsdrucks im Dampfkreislauf von den heutigen Werten auf überkritisches Niveau, bringt eine Erhöhung des Wirkungsgrads des Kombikraftwerks um 0.25%.

In der Realität ist es bei bisherigen OT-HRSGs schwierig die Kontrolle und Wasserverteilung so zu meistern, dass alle parallel-laufenden Verdampfer-Rohre bei allen Betriebspunkten eine gleiche Dampfqualität liefern. Um diese Problematik zu überwinden werden Auslegungskompromisse eingegangen, die die Vorteile des Grundkonzepts nicht mehr gewährleisten.

Die neu von Alstom entwickelte OT-Technologie verspricht bessere Wärmeübertragung, bessere Wasserverteilung und Dampfqualität bei Voll- und Teil-Last Betrieb, bessere Lebensdauer (durch flexiblere Gestaltung der Rohre) und bessere Anfahrereigenschaften als bisherige OT-HRSG's. Zwei Konstruktionskonzepte sind hier massgebend. Erstens wird die Verdampferstufe des HRSG's in Modulen unterteilt und die Wasserzufuhr zu den einzelnen Modulen wird über Ventile präzise gesteuert. Zweitens werden die Verdampferrohre anstatt waagrecht oder senkrecht als inklinierte Serpentine eingebaut, was ein stabileres Verdampfen sowie eine optimale Wärmeübertragung verspricht.

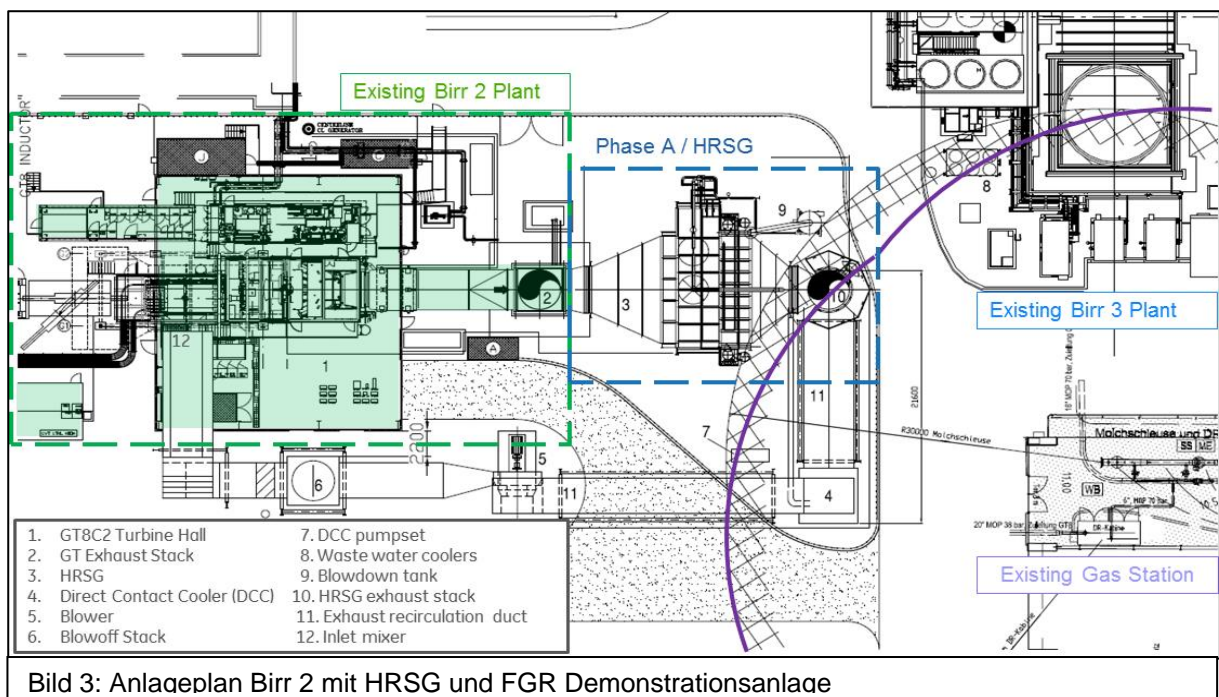
Um alle diese Aspekte des neuen OT-HRSG zu validieren, ist ein Versuch bei vollem Massstab hinter einer Gasturbine notwendig. Die Gelegenheit, dies mit der Validierung der FGR-Anlage zu kombinieren, wurde im 2013 erkannt und verfolgt. Die Modulbauweise der Technologie ermöglichte den Bau eines HRSG's mit 3 Modulen für die 55MW Birr 2 Anlage ohne diese zu skalieren. Der HRSG für eine 350MW KA26 Anlage würde 8 Verdampfer-Modulen ähnlicher Grösse benötigen.

Aufteilung des Projekts

Aus technischen sowie kommerziellen Gründen wurde das Gesamt-Projekt in zwei Phasen aufgeteilt. In der Phase A sollte die bestehende Gasturbinen-Testanlage mit einem Abgasströmungsteiler und Abhitze-Dampferzeuger ausgerüstet werden, um so diese Technologien einzeln zu validieren, sowie die Fähigkeit der Anlage, die Abgasmenge und Temperatur entsprechend der DCC-Einlassbedingungen regeln zu können, zu demonstrieren.

In einer zweiten Phase soll ein Abgasrückführungssystem gebaut und validiert werden. Die Anlage ist in Bild 3 dargestellt.

Als Nachfolge-Projekt bestände die Möglichkeit ein Pilot CO₂-Abscheideanlage zu bauen und zu testen, um die neuesten Abscheidungstechnologien zu validieren.



Projektziele

Die Projektziele für Phase A sind wie folgt zusammengefasst.

Das bestehende GT8C2 Gasturbinen-Testkraftwerk (Birr2) wird erweitert in folgender Weise:

- Ein Abgasströmungsteiler wird im bestehenden Kamin hinter der Gasturbine eingebaut, um die Abgasaufteilung zwischen Kamin und HRSG zu regeln.
- Ein Abhitze-Dampferzeuger (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) wird hinter den bestehenden Kamin gebaut, mit zweitem Kamin und sonstigen Nebenausrüstungen.
- Die Kontrollsysteme für Strömungsteiler, Speisewasser- und Dampf-Kreislauf werden installiert und integriert mit der bestehenden Kontrollinfrastruktur

Die bestehenden sowie neuen Anlagenteile des Testkraftwerks werden in Betrieb genommen und ein Versuchsprogramm wird durchgeführt mit folgenden Primärzielen:

- Validierung der Kontrollierbarkeit der Abgasstromaufteilung
- Validierung der Kontrollierbarkeit der Wasserverteilung zwischen den HRSG-Komponenten
- Validierung der Wärmeübertragung, Dampfqualität und Regulierbarkeit des HRSG bei Volllast- und Teillast-Betriebspunkten der Gasturbine.
- Validierung der Gesamtanlage insbesondere in Bezug auf die Regulierbarkeit und Belastungsgradienten der Wasserdampfanlage bei transientem Betrieb der Gasturbine.

Vorgehen / Methode

Die Konzipierung, Erstellung und Validierung der Erweiterung der Birr 2 Anlage erfolgte über 2 Jahre in mehreren, teilweise überlappenden Phasen:

1. Konzipierung, Spezifizierung und Detailkonstruktion
2. Einkauf und Vorfabrikation
3. Vorbereitung der Baustelle, Umbau des Gassystems, Tiefbauarbeiten
4. Montage der Anlagenteile und System-Prüfungen
5. Inbetriebnahme
6. Validierungs-Tests

Die bestehende Birr 2 Prüfanlage umfasste eine Alstom Gasturbine Modell GT8C2 mit einfachem Kamin und Aktiv-Generator, der den Betrieb der 60Hz-Anlage im 50Hz-Netz ermöglicht. Die Erweiterung umfasste folgende Anlagenteile:

- Jalousieklappe in bestehendem GT Kamin, um die Aufteilung des Abgasstroms zu regeln.
- Dampfkesselstruktur bestehend aus Einlassschacht, Gehäuse und zweitem Abgaskamin.
- Wasserkreis bestehend aus Entgaser, Hochdruckpumpe, Speisewasservorwärmer, Wasser-Regelventile.
- Dampfkreis bestehend aus Once-Through-Modulen, Dampfabscheider, Dampfregelventil.
- Abwassersystem bestehend aus Abwasserleitungen, Entspannungsbehälter, Kühler.
- Steuersystem bestehend aus Prozess-Instrumentierung, Steuerrechner, Netzwerk.
- Nebensystemen wie Brandschutz- und Vibrationsschutz-Anlagen.
- Validierungs-Instrumentierung und Datenerfassungssystem.

Zusätzlich mussten die neuen Systeme in die lokale Infrastruktur des Testzentrums eingebunden werden. Die Wasser-Versorgung und –Entsorgung wurden über die bestehenden Entsalzungs-, Aufbewahrungs-, Förderungs-, Hochdruckpumpen- und Abwasser-Systeme von der Anlage Birr 3 gewährleistet. Die Stromversorgung zu Birr 2 gelingt über eine gemeinsame (Birr 3, Birr 4) Hochspannungsschaltanlage und Trafostation. Brenngas wird über die gemeinsame Gasstation für alle Testkraftwerke bezogen.

Konstruktion und Beschaffung

Die Konzipierung sowie detaillierte Konstruktion des Dampfkessels wurde von Alstom Windsor (USA) und Surabaya (Indonesien) ausgeführt. Die Integration in die Anlage Birr 2 und die Anschlüsse für Speisewasser, Abwasser und Strom an der bestehenden Infrastruktur des Kraftwerkparks wurde von Alstom in der Schweiz konstruktiv umgesetzt. Gewisse Anlagenberechnungen wurden auch von Alstom Indien sowie von Schweizer Ingenieur- und Architektur-Dienstleistungsfirmen ausgeführt. Die Projektplanung wurde von Alstom in der Schweiz durchgeführt.

Entsprechend der Projektstrategie wurden wo möglich Schweizer Firmen gegenüber ausländischen Firmen bevorzugt. Im Bereich Dienstleistungen (Konstruktion, Programmierarbeiten, Prüfarbeiten) sowie für Tiefbau und Montagearbeiten konnten mehrheitlich inländische Firmen beauftragt werden. Die Herstellung des Speisewasservorwärmers (Economiser) sowie die Once Through (OT) Module, die den Kern der zu validierenden Technologie darstellen, wurden firmenintern von Alstom Portugal unternommen. Für die restlichen Anlagenteile (Balance of Plant) gingen die Bestellungen mehrheitlich an entsprechend spezialisierte ausländische Firmen, wo möglich über ihre schweizerischen Tochterfirmen (siehe Anhang 1).

Bau- und Montage-Phasen

Der Bau der neuen Anlage fing im Frühling 2014 mit der Räumung des bestehenden Kontrollraums und mit dem Umbau des Gassystems an. Die Gasdruckreduzierstation musste neu platziert werden, um die Fundamente für den HRSG gießen zu können. Auch musste die Molchschleuse gekürzt werden, um die umliegende Sperrzone zu verschieben und die Auslegung der HRSG und Kamin dadurch weniger zu beschränken.



Bild 4: Montage der HRSG-Struktur

Die Montage der HRSG-Struktur dauerte bis im November und erlaubte den rechtzeitigen Einbau der Verdampfer und Speisewasser Vorwärmermodule (Economisers) sowie das Errichten des zweiten Kamins im Dezember.

In den folgenden Monaten war die Montage mehrheitlich auf den Einbau von Verrohrungen, Ventilen, Schalldämpfern und Nebenanlagenteilen konzentriert. Die Hochdruckverrohrung unterlag zum Teil aufwendigen zerstörungsfreien Prüfverfahren wie Röntgen und Druckproben, die teilweise durch externe Parteien ausgeführt und bezeugt werden mussten.

Im späteren Frühling 2015 wurden die Steuersysteme, prozessrelevanten Instrumentierungen, elektrischen Anlagen und Druckluftsysteme eingerichtet. Die Validierungsinstrumentierung, insgesamt über 500 Thermoelemente und Druckmessungen, wurden auch installiert.

In der letzten Montagephase wurden Heizkabel und



Bild 5: Installation des obersten Verdampfer-Moduls

Rohrisolierungen montiert.

Mit dem Abschluss der Montagarbeiten wurde der Bauabschluss bei Gemeinde, Kanton und AWA gemeldet. In Zusammenhang mit der AWA Inspektion wurden einige Anpassungen an Absicherungen, Fluchtwegen und Zugangspodesten verlangt. Nach Erledigung dieser Anpassungen wurde die Betriebsbewilligung für die Anlage erteilt.

Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme der Anlage fing überlappend mit dem Ende der Montagephase im Juni 2015 an, indem die Übergabe von ersten Anlagensystemen an die interne Betriebsorganisation TTTVG stattfand. Die Übernahme durch TTTVG (Thermal Transverse Technology Validation – Gas) ging sequenziell über zwei Monate vonstatten. Dies erlaubte ein systematisches Überprüfen und die Einschaltung der einzelnen elektrischen, mechanischen, Wasser-, Dampf-, und Regel-Systemen.

Die Inbetriebnahme des Generators, des Stromrichters und der Gasturbine lief einwandfrei und wurde mit dem Meilenstein „Motorroll“ (erstes Drehen des Rotors) gegen Ende August abgeschlossen. Die Inbetriebnahme des Dampfkessels lief auch verhältnismässig reibungslos, wurde jedoch wegen der Neupositionierung eines Instrumentierungs-Anschlusskastens und Dichtheitsproblemen bei Instrumentierungsrohrverbindungen etwas verzögert. Der verspätete Abschluss von verschiedenen Wasser- und Stickstoff-Anschlüssen im Birr 3 Speisewasserturm hat auch zu diesem Verzug beigetragen.

Zeitplan

Der Bau und die Montage der neuen Anlage dauerten bis Ende August 2015. Vor Allem die Montage und System-Prüfungen haben einen vier-Monatigen Verzug des Projekts verursacht. Tabelle 1 zeigt die geplanten sowie die erreichten Daten für Hauptmeilensteine des Projekts. Der Grobzeitplan ist in Tabelle 2 dargestellt.

Nr	Meilenstein	Geplant	Erreicht
1	Notice to Proceed / Capex Release	18.12.2013	18.12.2013
2	Specification and Concept Gate Review	25.02.2014	04.03.2014
3	Equipment purchasing release	01.04.2014	01.04.2014
4	Site works start	01.04.2014	01.04.2014
5	Gas line modification start	01.05.2014	02.06.2014
6	Civil works start	23.06.2014	23.07.2014
7	Design Gate Review	13.08.2014	13.08.2014
8	Civil works complete	21.08.2014	29.09.2014
9	GT stack damper installation complete	31.08.2014	31.12.2014
10	HRSG erection start - mechanical	03.09.2014	22.10.2014
11	HRSG erection start - electrical, I & C	15.01.2015	29.01.2015
12	HRSG erection complete – mechanical	11.03.2015	23.07.2015
13	HRSG erection complete - electrical, I & C	25.02.2015	23.07.2015
14	Cold commissioning start	01.03.2015	03.07.2015
15	Test Readiness Review	30.04.2015	24.08.2015
16	GT First Firing / validation test start	01.05.2015	16.09.2015
17	Test completion	30.06.2015	13.11.2015

Tabelle 1: Kritische Projektmeilensteine – geplante und erreichte Datum

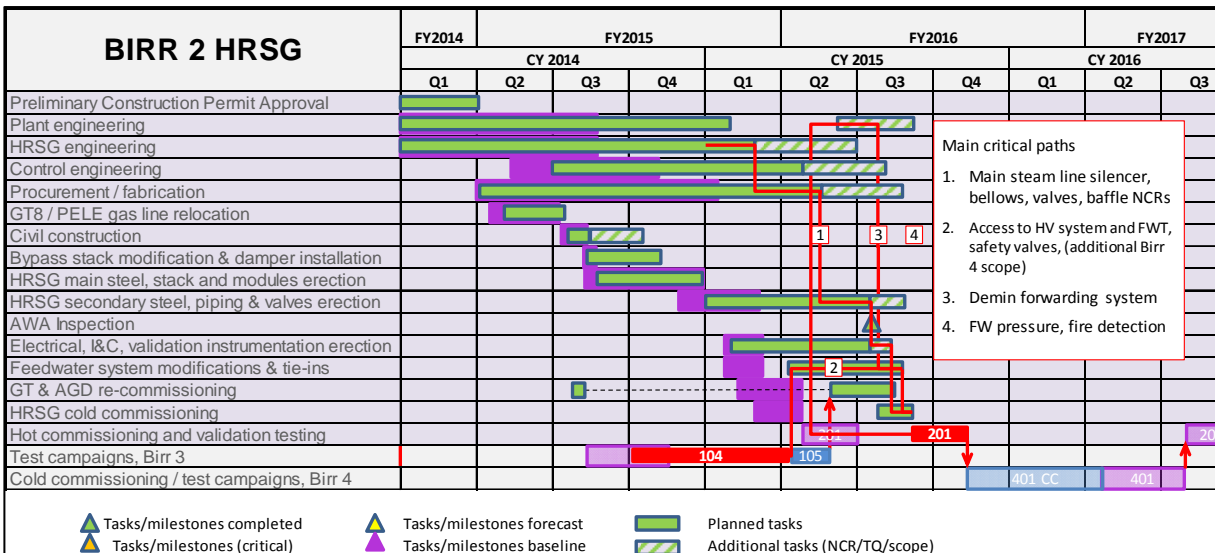


Tabelle 2: Grobzeitplan des Projekts



Bild 6: HRSG-Anlage komplett nach Abschluss der Bauphase

Ergebnisse / Erkenntnisse

Die Testkampagne wurde am 16. September mit dem Zünden der Gasturbine offiziell begonnen.

Die Kampagne wurde in mehrere Testtage über 7 Wochen aufgeteilt. Diese sind im Anhang 2 dargestellt. Die einzelnen Testblöcke dauerten zwischen 1 und 4 Tagen. Zwischen den Testblöcken wurden Inspektionen, Wartungsarbeiten und für Testzwecke geplante Anpassungen an der Anlage durchgeführt, wie zum Beispiel das Austauschen von Lochblenden.

Die detaillierten Testzwecke, Testverfahren und technischen Ergebnisse sind im Dokument „TN15/2063 - Birr 2 HRSG Testing 201st Test Campaign Execution“ dokumentiert und unten zusammengefasst.



Bild 7: Birr 2 Anlage im Betrieb am 2015-11-06

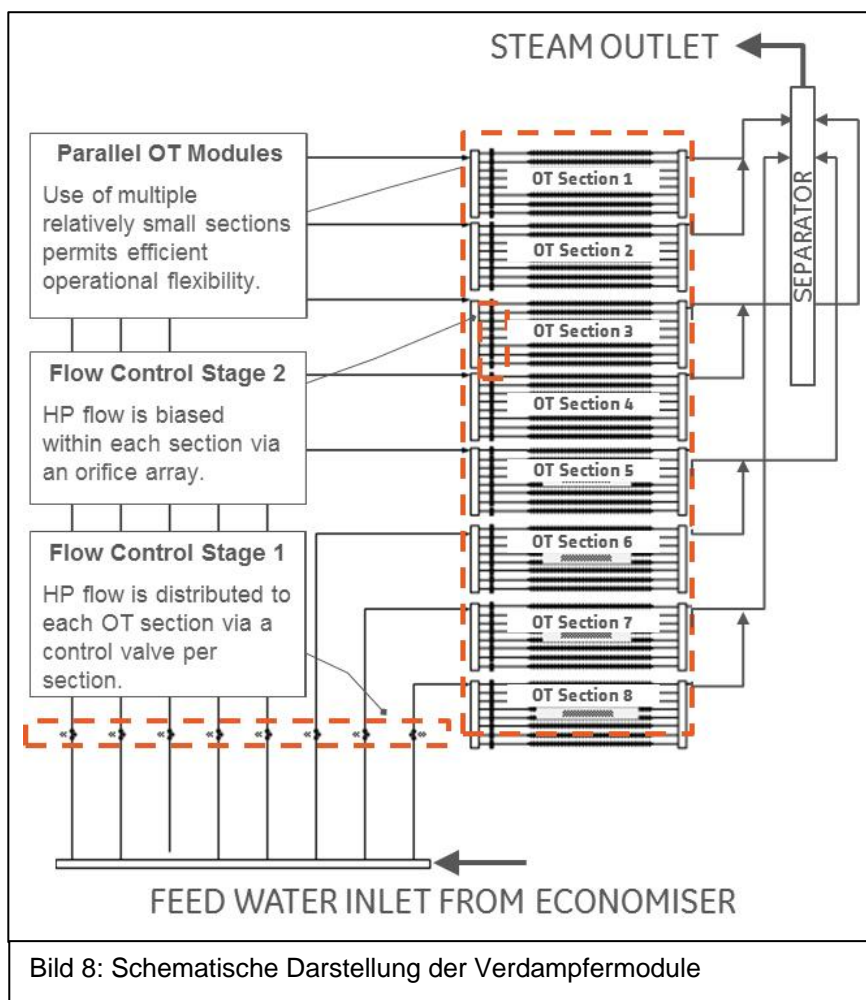
In Bezug auf die oben genannten Projektziele sind die Versuchsergebnisse wie folgt zusammenzufassen:

Validierung der Kontrollierbarkeit der Abgasstromaufteilung

Die im GT-Kamin eingebauten Kaminschieber (4-Flügel Jalousie-Klappe mit elektrischem Antrieb) ermöglicht eine Abgasstromaufteilung zwischen circa 0% bis 60% durch den GT-Kamin und den Dampfkessel. Mit der Klappe in geschlossener Stellung fließt circa 99% des Abgases durch den HRSG, wobei circa 1% entweicht als Leckage durch die Klappe in den GT Kamin. Mit dem Schieber in offener Stellung fließt circa 40% der Abgasmassenstrom durch den HRSG und 60% gelangt durch den GT Kamin in die Atmosphäre. Der Schieber bietet eine kontrollierbare und wiederholbare Abgasstromaufteilung.

Validierung der Kontrollierbarkeit der Wasserverteilung zwischen HRSG-Komponenten

Die Wasserverteilung zwischen den Rohren und Modulen des HRSG's muss präzise eingestellt werden können, um eine möglichst optimale Temperaturverteilung am Ausgang der Module bei allen Lastpunkten zu erzielen. Ein grosser Unterschied zwischen der herkömmlichen OT- Technologie und die in Birr getestete Technologie ist die Aufteilung der Verdampfer-Stufen des HRSG's in verschiedene, übereinander gestapelte Module. Somit ist der Einfluss der Schwerkraft auf die Wasserverteilung



zwischen den einzelnen Rohren innerhalb eines Moduls deutlich geringer. Die Wasserverteilung zwischen Modulen wird mit Hilfe von Trimm-Ventile (Flow Control Stage 1) dynamische geregelt. Wie in früheren OT-HRSGs werden Lochblenden (Flow Control Stage 2) eingesetzt, um die richtige Aufteilung innerhalb der einzelnen Modulen einzustellen. Die Lochblenden können nur im Stillstand der Anlage ausgetauscht werden. Normalerweise wird diese Tätigkeit nur während der Inbetriebnahme des HRSGs ausgeführt. Diese zwei Massnahmen sind im Bild 8 ersichtlich.

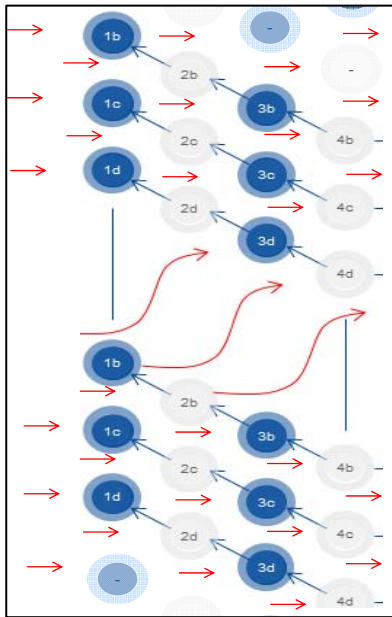
Die Tests in Birr haben gezeigt, dass beide Regeltechniken gut funktionieren. Die Dampftemperatur an den drei Modul-

Ausgängen in Birr 2 konnten innerhalb weniger Grad Celsius zueinander geregelt werden. Nach drei Korrektur-Iterationen der Lochblenden zeigten auch die Temperaturaufteilungen innerhalb den Modulen die erwünschten Profile.

Die Funktionalität des Verteilerkonzepts gilt somit als erfolgreich nachgewiesen.

Validierung der Wärmeübertragung, Dampfqualität und Regulierbarkeit des HRSG's bei Vollast- und Teillast-Betriebspunkten der Gasturbine

Die Wärmeübertragung, Dampfqualität, Regulierbarkeit und Betriebsstabilität des Dampfkessels wurden bei verschiedenen Lastpunkten der Gasturbine untersucht.



Die neue gasseitige Auslegung der Module und Leitbleche basiert auf einem rechnerisch optimierten gestaffeltem Gegenstrom-Wärmeaustauschkonzept (siehe Bild links), hat sich gut erwiesen. Die erwartete signifikante Reduktion der benötigten Rohrfläche für die gegebene Wärmeübertragung wurde bestätigt.

Das Regelsystem hat sich bei verschiedenen Dampfdrücken und Temperaturen bis und mit überkritischem Betrieb (über 22.1MPa, 374°C) sehr gut und stabil verhalten. Der Übergang in den überkritischen Betrieb war nicht merkbar.

Somit war die HRSG Technologie im Ziel-Lastbereich zwischen 40% und 100% Gasturbinenlast völlig zufriedenstellend. Dieser Lastbereich deckt alle üblichen Betriebspunkte ab, in dem die Emissionen von herkömmlichen Gasturbinen (ohne sequentielle Verbrennung) innerhalb den vorgegebenen Emissionsgrenzen bleiben und in dem die Gasturbinen deswegen für längere Zeit stromerzeugend betrieben werden.

In gewissen Netzumgebungen werden Kombi-Anlagen bei sehr tiefen Lastpunkten als sogenannte „Spinning Reserve“ betrieben. Dies ermöglicht eine schnellere Belastung der Anlage im Falle von plötzlich erhöhtem Strombedarf im Netz. Je tiefer der erreichbare Lastpunkt ist, um so geringer ist der Gasverbrauch und der damit verbundene CO₂ -Ausstoss während die Anlage zur Auflastung bereitgehalten wird. Da bei diesen tiefen Lasten ungenügend Abgas-Energie für die Produktion von trockenem Dampf durch eine Trommel oder herkömmlichen OT-HRSG zur Verfügung steht, werden Kombi-Anlagen öfters in Simple Cycle betrieben, um das Risiko von Dampfturbinen-Schaufelerosion durch Wassertropfen zu vermeiden. Dies bedeutet, dass das GT-Abgas nicht durch den HRSG fließt und kein Dampf produziert wird. Da der HRSG und die Dampfturbinen entsprechend kalt bleiben, wird die Anfahrzeit auf Vollast bis in den Stundenbereich verlängert. Bei Kombikraftwerken ist es deswegen vorteilhaft, auch bei sehr tiefen Lasten überhitzten Dampf zu produzieren, damit auch die Dampfturbinen auf Betriebstemperatur gehalten werden können, um eine schnelle Belastung der gesamten Anlage zu ermöglichen.

Der in Birr getestete HRSG konnte bereits bei Gasturbinenleerlauf überhitzten Dampf produzieren. Durch eine Optimierung der Steuerparameter konnte überhitzter Dampf automatisch produziert werden, jedoch wurden langsame Druck- und Temperatur-Schwankungen (im mehreren Minuten Bereich) registriert. Durch manuelle Einstellung der Regelventile konnte der stabile Betrieb der Verdampfer-Module ohne Druck- und Temperatur-Schwankungen erfolgreich nachgewiesen werden.

Validierung der Gesamtanlage insbesondere in Bezug auf die Regulierbarkeit und den Belastungsgradienten der Wasserdampfanlage bei transientem Betrieb der Gasturbine und Generator

Belastungs- und Entlastungsgradienten von 6 MW / Minute wurden erfolgreich getestet. Diese entsprechen den normalen Lastgradienten der 55MW GT8C2 Gasturbine von 11% relativer Last pro Minute. Die Belastung von Leerlauf auf Vollast innerhalb 10 Minuten erfolgte problemlos.

Tests wurden durchgeführt, um das Verhalten des HRSG beim Kaltstart zu untersuchen. Der Wasserverbrauch von herkömmlichen OT-HRSGs bei Kaltstarts kann wegen längerer Produktion von ungesättigtem Dampf (gemischter Dampf mit Wasserfraktion) und der damit verbundenen Abfuhr von heissem Wasser sehr hoch ausfallen. Der hohe Wasserverbrauch beeinflusst die Grösse der Wasseraufbereitungsanlage, beziehungsweise die Komplexität und Kosten von Wasserrezirkulationssystemen im Kraftwerk direkt.

Beim Kaltstart hat die neue OT-HRSG Technologie grosse Vorteile bewiesen. Verschiedene Versuche mit progressiv reduzierter Wasserzufuhr haben gezeigt, dass die Module einen sehr geringen oder gar keinen Wasserdurchfluss beim Kaltstart benötigen. Die Module wurden vor der Freigabe zum GT Start gefüllt und die Wasserzufuhr vorübergehend auf ein Minimum reduziert oder abgestellt. Beim Erreichen der Dampf-Zieltemperatur nach dem GT-Start wurde die Wasserzufuhr wieder erhöht. Anfangs wurden Wasserdurchflussmengen von circa 25% des Volllastmassenstroms erprobt. Dies wurde bei nachfolgenden Starts erfolgreich progressiv auf null reduziert.

Eine deutlich geringere Umweltbelastung, sowie eine reduzierte Startzeit der Anlage (unter 30 Minuten) wurde somit bewiesen.

Weitere Bemerkungen

Die Funktionalität von zwei elektro-pneumatischen Regelventilen für Dampfdruck und Wasserzufuhrmenge war etwas unbefriedigend.

Das Dampfablassventil, das den Druck im gesamten Wasserdampfkreislauf regelt, zeigte instabiles Verhalten (langperiodisches Pendeln), trotz konstantem Positionsanforderungssignal. Die Ursache des Problems konnte während der Testkampagne auch mit Hilfe der Ventillieferant nicht eruiert werden, liegt aber wahrscheinlich in der Ventilauslegung oder in der lokalen Ventil-Steuereinheit. Durch mechanische Begrenzung der maximalen Öffnung des Ventils konnten die meisten Tests, bis auf gewisse dynamische Versuche, mit etwas Mehraufwand trotzdem durchgeführt werden. Somit wurde die Anlage grundsätzlich im „Sliding Pressure“-Modus anstatt mit aktiver Druckregelung getestet. Insofern das dieses Ventil nicht in einem Kraftwerk vorkommt, sondern der Druckabfall durch die in Birr nicht vorhandenen Dampfturbinen simulieren sollte, wurde diese Problematik als unkritisch eingestuft.

Das Hauptwasserkontrollventil, das die gesamte Wassermenge zum Dampfkessel kontrollieren sollte, zeigte ein kurzperiodisches Pendel-Verhalten. Um dieses Problem zu umgehen, wurde das Ventil während den Testläufen (nach dem GT-Start) in offener Stellung fixiert. Die Wassermenge wurde durch die bereits vorhandene drehzahlgesteuerte Wasserhochdruckpumpe geregelt. Als Nebeneffekt wurde dadurch ein effizienteres Betriebskonzept erfolgreich erprobt. Weil die Pumpe nicht stetig gegen das teils-geschlossene Steuerventil pumpen muss, wird die volle 1MW Leistung nur noch bei Volllast absorbiert. Im Teillastbetrieb des Kraftwerks ist der Energieverbrauch der Pumpe entsprechend der Wasserfördermenge und des Systemdrucks deutlich reduziert.

Diskussion / Würdigung der Ergebnisse / Erkenntnisse

Die EPC Phase (Engineering, Procurement and Construction) des Projekts wurde erfolgreich mit 4 Monaten Verzug, aber ohne Budgetüberschreitung abgeschlossen. Obwohl diese Phase nicht massgebend für die technische Validierung der HRSG Technologie war, wurden verschiedene Verbesserungsmöglichkeiten für den zukünftigen Produktebau identifiziert oder verifiziert, vor allem bei der Herstellung und Installation der OT-Module.

Die Versuchskampagne hat die Vorteile der Once-Through Technologie und des dazu gehörenden Steuerkonzeptes mehrheitlich bewiesen. Die Wärmeübertragung, der Wasserverbrauch, die Stabilität, die Regulierbarkeit und die Dampfqualität entsprechen oder übertreffen die Erwartungen bei normalem Betrieb.

Auch die Integration im Testkraftwerk wurde erfolgreich umgesetzt. Der Abgasströmungsteiler im GT-Kamin hat im Testbetrieb die Einstellung der Abgasmenge zum HRSG wie erwartet ermöglicht.

Schlussfolgerungen Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss

Um das Produkt zur Marktreife zu bringen sind weitere Entwicklungsschritte und Validierungstests notwendig. Insbesondere die Validierung der HRSG-Regulierbarkeit bei sehr geringer Gasturbinenlast und bei Transienten sind wichtige Ziele denen nachgegangen werden muss.

Um bei tiefen Lasten ein stabiles Regeln des Überhitzungsgrades zu gewährleisten, muss das Steuerkonzept überarbeitet und optimiert werden. Das bestehende Modell des Wasser-Dampf-Kreislaufs wird anhand der aktuellen Testresultate verfeinert. Die Überarbeitung des Regelkonzepts, sowie die entsprechende Optimierung der Regelparameter für sehr tiefe Lastpunkte und für den transienten Betrieb werden anschliessend angegangen.

Ebenso muss die Auslegung und Ausführung der Hauptregelventile (Wassermenge und Dampfdruck) überprüft und verbessert werden, damit eine vollständig automatische und stabile Regelung des Dampfkessels möglich ist. Dazu muss mit dem Ventillieferanten eng zusammengearbeitet werden, um die Ursachen der Ventilschwingungen zu klären und zu beseitigen.

Diese Entwicklungsarbeiten werden in der Periode 2015 Q4 bis 2016 Q1 ausgeführt. Eine zweite Testkampagne im Sommer oder Herbst 2016 wird angedacht, um diese Verbesserungen zu validieren.

Finanzieller Überblick

Finanziell besteht das Projekt aus zwei Teilen. Das CAPEX (Capital Expenditure) Projekt, mit intern freigegebenem Nominalbudget von 15,46 Millionen Euro. Dies beinhaltet die Konzipierung, Konstruktion, Herstellung, Montage und Inbetriebnahme der Anlage. Die effektiv angefallenen Kosten für diesen Anteil des Projekts sind im Anhang 3 zusammengefasst. Trotz des viermonatigen Projektverzugs, blieben die Kosten innerhalb des vorgesehenen Gesamt-Budgets. Die etwas höheren Montagekosten wurden durch Einsparungen seitens Konstruktion und Komponenten mehrheitlich ausgeglichen.

Die bisher verbuchten und verrechneten Kosten laufen auf eine Gesamtsumme von 14,374 MCHF (ohne Obligos zu noch offen bleibenden Bestellungen).

Noch nicht vergebene Aufträge, zum Beispiel für das Konservieren der Anlage, fallen ausserhalb des Rahmens dieses Projekts und sind nicht in Anhang 3 dargestellt.

Die Kosten für die Testkampagne sind separat unter OPEX zusammengefasst und sind im Anhang 4 dargestellt. Diese laufen auf insgesamt 1,772 MCHF, wobei die bisher verbuchten Kosten wegen versetzter Verrechnung von Gas und externe Mitarbeiter erst 508 kCHF erreicht haben.

Wie in Tabelle 3 dargestellt, liegen die gesamten Projektkosten somit bei 16,746 M€ (18,121 MCHF). Die bisher in Rechnung gestellten Kosten liegen bei 13,754 M€ (14.883 MCHF).

Projektphase	Ist	Obligo	Total
Engineering, Bau, Inbetriebnahme	13,284 k€	1,825 k€	15,109 k€
Test	470 k€	1,167 k€	1,636 k€
Total	13,754 k€	2,992 k€	16,746 k€

Tabelle 3: Kostenzusammenfassung, CAPEX und OPEX Kosten

Nach Wert wurden 44% der Bestellungen an Schweizer Firmen (ausser Alstom) vergeben, 32% in der Europäischen Union, und 24% in der USA. Inklusiv Alstom-interne Kosten wurden 57% des gesamten Projektbudgets in der Schweiz ausgegeben, wie in Bild 9 dargestellt.

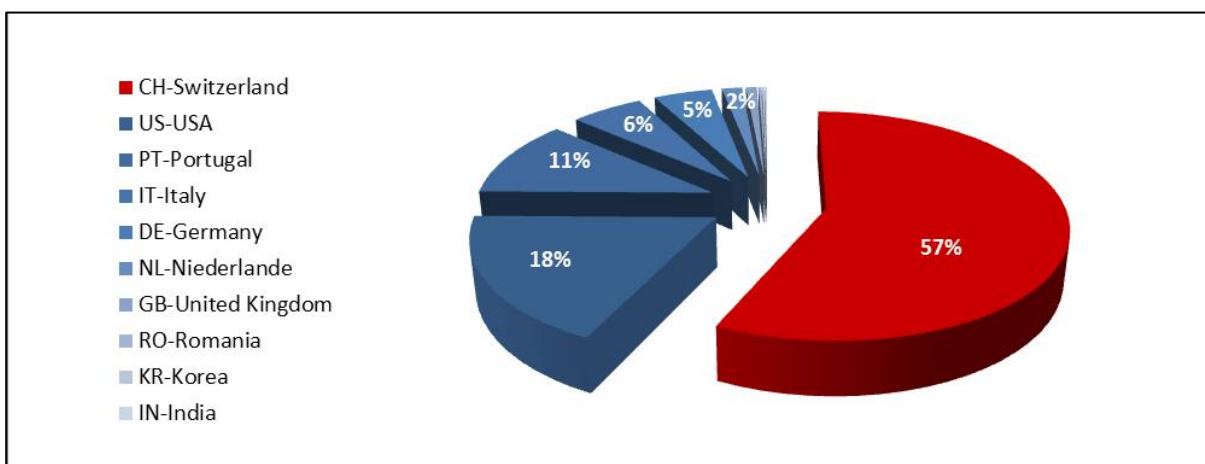
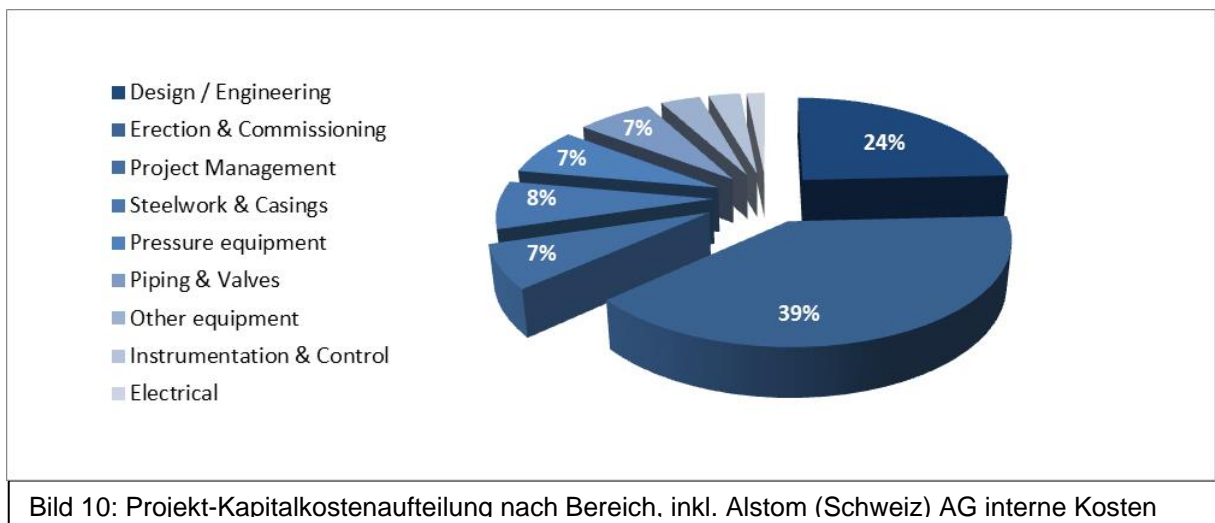


Bild 9: Projekt-Kapitalkostenaufteilung nach Land. inklusive Alstom (Schweiz) AG interne Kosten

Die Aufteilung der Kosten unter den Bereichen Engineering (24%), Equipment (30%), Bau (39%) und Projektleitung (7%) ist im Bild 10 dargestellt.



Anhang

- Anhang 1 – Birr 2 Extension Phase A Bestellungsliste
- Anhang 2 – Birr 2 Testkalender 201 Versuchskampagne
- Anhang 3 – Birr 2 Extension Phase A CAPEX Kostenauszug
- Anhang 4 – Birr 2 Extension Phase A OPEX Kostenauszug

Abkürzungsverzeichnis

FGR	Abgasrückführung (Flue Gas Recirculation)
BOP	Restliche Anlagenteile (Balance of Plant)
EPC	Konstruktion, Beschaffung, Bau (Engineering, Procurement, Construction)
IB	Inbetriebnahme (Commissioning)
HRSG	Abhitze-Dampferzeuger (Heat Recovery Steam Generator)
OT HRSG	Zwangsdurchlaufkessel mit Einmal-Wasserdurchlauf (Once-Through HRSG)
CAP	Gekühltes Ammoniak Prozess zur Rückgewinnung CO ₂ (Chilled Ammonia Process)
CAPEX	Investitionsaufwand (Capital Expenditure)
OPEX	Betriebsaufwand (Operations Expenditure)
FSNL	Leerlauf bei vollem Drehzahl (Full speed no load)
DCC	Kühler mit direkten Kontakt zwischen Wasser u. Abgas (Direct Contact Cooler)
TAT	Turbinen Austritts-Temperatur
Birr 2	Testanlage für GT8C2 Gasturbine
Birr 3	Testanlage für GT26 Gasturbine
Birr 4	Testanlage für GT36 Gasturbine
GT	Gasturbine
KA	Kombianlage, Kraftwerk bestehend aus Gas- und Dampf-turbine, mit HRSG
KA26	Kombianlage, basiert auf Alstom GT26 Gasturbine
GT26	Alstom Gasturbine, circa 220MW Leistung
GT8C2	Alstom Gasturbine, 55MW Leistung
TTTVG	Gasturbinen-Testgruppe (Transverse Thermal Technology Validation Gas)
AWA	Amt für Wirtschaft und Arbeit
TIR	Versuchs- und Inspektions-Anfrage (Test and Inspection Request)
OH	Betriebsstunden (Operating Hours)