

HD-Innenblock-Retrofit an zwei 800 MW Dampfturbosätzen – Erfahrungen und Ergebnisse

Christian Sommer, Renato Rachel, Stefan Wenke, Michael Evers, Eduard Jenikejew und Marco Redieß

Das Kraftwerk Schwarze Pumpe (KSP), als eines der 4 Braunkohlekraftwerke der Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG), besteht aus zwei Blöcken mit einer Leistung von je 800 MW brutto. Die mit überkritischen Dampfparametern betriebenen Turbosätze wurden im Jahr 1997 erstmalig mit dem Netz synchronisiert und haben inzwischen eine Laufzeit von mehr als 200.000 äquivalenten Betriebsstunden absolviert. Sowohl bezüglich der Betriebsstunden als auch der geplanten Restlaufzeit, entsprechend Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG), ergaben sich für die Jahre 2022 (Block A) und 2024 (Block B) sinnvolle Zeitpunkte für die zweiten Hauptrevisionen der Turbosätze.

Die in Topfbauweise ausgeführten HD-Turbinen erfordern erfahrungsgemäß Revisionsdauern von mindestens 95 Tagen, im vorliegenden Fall war eine sogar noch größere Dauer zu erwarten gewesen.

Da eine mehr als dreimonatige Nichtverfügbarkeit der Anlage nicht akzeptabel war, wurde das gegenständliche Projekt zur Reduzierung der Revisionsdauer initiiert. Zusätzlich sollten möglichst hohe HD-Wirkungsgrade und ein sicherer Betrieb bis zum geplanten Betriebszeitende, ohne die HD-Turbinen ein weiteres Mal öffnen zu müssen, erreicht werden.

Im Projektursprung sollte der Block A ein HD-Innenmodulretrofit erhalten und dessen ausgebaute Turbine revidiert im Block B installiert werden. Durch innen- und außenpolitisch beeinflusste Marktveränderungen mit entsprechendem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, änderte sich der Projekthalt jedoch im Laufe der Projektlaufzeit von einem zu zwei HD-Modulretrofits. Auf dieser Basis war es jetzt zwar möglich auch am Block B eine Wirkungsgradsteigerung zu erzielen, allerdings erhöhte sich gegenüber der ursprünglichen Revisionsmodullösung das Risiko erheblich, die erwartete Revisionsdauerreduzierung nicht zu erreichen.

Die Retrofits der HD-Innenblöcke erfolgten am Block A im Jahr 2022 und am Block B im Jahr 2024. Die gesteckten Erwartungen an die Reduzierung der Gesamtrevisionsdauer konnten nahezu erfüllt werden. Mittel- und langfristig sind die hohen Wirkungsgrade und die Voraussetzungen für einen störungsfreien Betrieb bis zum geplanten Betriebszeitende jedoch noch höher zu bewerten als das Einhalten der Revisionsdauern.

Das Projekt hat eindrucksvoll bewiesen, dass auch unter den heutigen herausfordernden Randbedingungen und den inzwischen überschaubaren Restlaufzeiten von Kohlekraftwerksblöcken ein Retrofit weiter-

hin eine sehr interessante Option gegenüber einer Hauptrevision darstellen kann. Eine wichtige Voraussetzung für den Projekterfolg ist dabei immer die gute und vertrauensvolle Zusammenarbeit im gesamten Projektteam.

1 Dampfturbosätze im Kraftwerk Schwarze Pumpe

Das Kraftwerk Schwarze Pumpe war eines der ersten großen Kraftwerksprojekte in den neuen Bundesländern nach 1990. Der Baubeginn des neuen Kraftwerkes war im Jahr 1993. Die erste Netzschaltung des Blockes A erfolgte am 23.05.1997 und Block B folgte am 29.11.1997. Die Bruttoleistung beider Blöcke beträgt je 800 MW elektrisch mit einer erhöhten Prozessdampf- und Fernwärmeauskopplung zur Versorgung des Industrieparks „Schwarze Pumpe“ und die Städte Spremberg und Hoyerswerda.

Beide Hauptturbinen wurden von Siemens als 4-gehäusige Kondensationsturbinen, mit je einer HD-Turbine, einer MD-Turbine und 2 baugleichen ND-Turbinen, geliefert (Bild 1). Es handelte sich um die ersten beiden Turbosätze einer neuen Generation, sowohl hinsichtlich der Konstruktion als auch neuer, warmfester Stähle in der MD-Turbine.

Die überkritischen Frischdampfparameter von 547°C und 260 bar und Dampfparameter der Zwischenüberhitzung von 565°C und 65 bar waren notwendig, um Blockwirkungsgrade über 40% netto erreichen zu können. Ebenfalls neu war der Einsatz einer 3D-Reaktionsbeschaufelung. Während der Block A noch mit der bis dahin aktuellen 2D-Reaktionsbeschaufelung ausgerüstet wurde, bekam der Block B die 1. Entwicklungsstufe einer neuen wirkungsgradsteigernden 3D-Reaktionsbeschaufelung, was nahezu die einzige Abweichung zwischen beiden Turbosätzen darstellte.

Autoren

Christian Sommer, Renato Rachel und Stefan Wenke
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Spremberg, Deutschland

Dr. Michael Evers und
Dr. Eduard Jenikejew
Siemens Energy
Mülheim an der Ruhr,
Deutschland

Marco Redieß
TurboServ GmbH
Mücheln, Deutschland

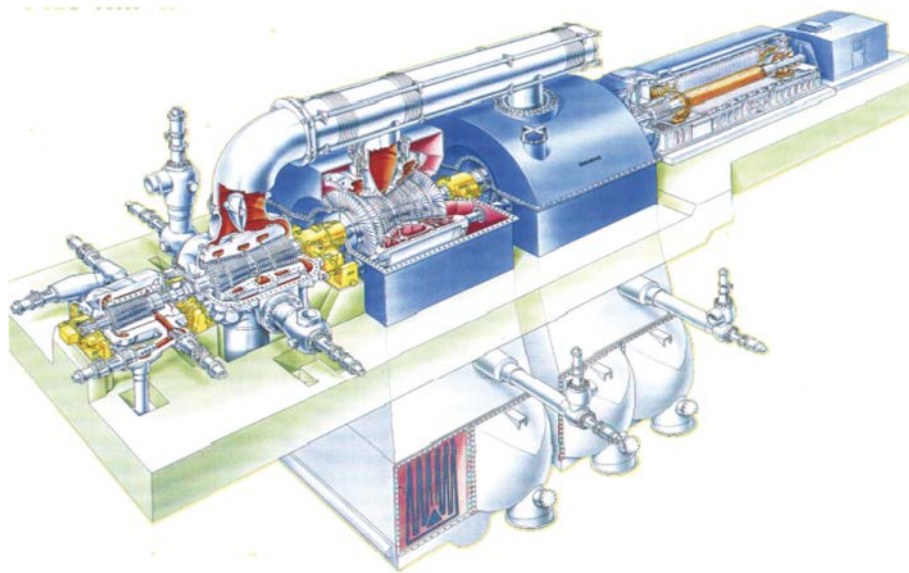


Bild 1. Turbosätze A und B im Kraftwerk Schwarze Pumpe, 3D-Gratik [Siemens Energy].

Tab. 1. Dauer und Umfang der bisherigen Hauptrevisionen in den Jahren 2009 und 2010.

	Block A	Block B
Erste Hauptrevision	2009	2010
Dauer	96 Tage	104 Tage
Umfang	<ul style="list-style-type: none"> • Demontage im Kraftwerk • Revision HD-Außengehäuse im Kraftwerk • Revision HD-Rotor und -schaufelträgerin Mülheim 	<ul style="list-style-type: none"> • Demontage und Revision aller Komponenten in Mülheim • Transport des kompletten HD-Turbinenmoduls nach Mülheim
Zweite Hauptrevision	2022	2024

2 Bisherige Hauptrevisionen an den HD-Topfturbinen

Die Hochdruckteilturbinen von Siemens Energy sind typischerweise in dieser Leistungsklasse als Topfturbinen ausgeführt. Diese Bauweise erfordert zur Demontage ein Trennen der KZÜ- und FD-Leitungsanschlüsse sowie ein Herausheben und Drehen der gesamten Hochdruckturbinen zur Demontage des Topfdeckels sowie der Einbauten, bestehend aus HD-Rotor und -Leitschaufelträger.

Bei einer Hauptrevision und Demontage des HD-Teils sind auch maschinelle Bearbeitungen am Topfgehäuse notwendig, die u.a. dazu führen, dass für den Turbosatz insgesamt eine Revisionsdauer von mindestens 95 Tagen erforderlich ist. Bei Block A dauerte die erste Hauptrevision im Kraftwerk 96 Tage und bei Block B im Werk Mülheim sogar 104 Tage (Tabelle 1). Der vermeintlich etwas schnellere Werksdurchlauf führte durch einen Starkregen im Sommer 2010 zu einer Transportunterbrechung auf dem Rückweg zum Kraftwerk Schwarze Pumpe. Der Schwertransport mit einer Nutzlast von über 130t musste mehrere Tage auf einem Autobahnrastplatz pausieren, bis der betreffende Autobahnabschnitt zur Weiterfahrt wieder freigegeben werden konnte.

Die schonmal erreichten Revisionsdauern von 96 und 104 Tagen wären für die zweite

Hauptrevision nicht mehr realistisch gewesen, da aus Lebensdauergründen auch der Austausch von mehreren Lauf- und Leitschaufelreihen empfohlen wurde.

Entscheidend bei der Bewertung der Revisionsdauer ist auch der Revisionsbedarf anderer Komponenten und Systeme des Kraftwerksblockes. In den Jahren 2022 und 2024 erforderten die Blöcke Revisionsdauern von nur maximal 75 Tagen, die Turbosätze mit den über 100 Tage dauernden Revisionen der HD-Teilturbinen, hätten die Stillstände also erheblich verlängert.

3 Projektidee Modulretrofit und Umsetzung als Innenblockretrofit

Durch LEAG wurden die Möglichkeiten einer Verkürzung der Gesamtrevisionsdauer bereits viele Jahre im Vorfeld untersucht. Da die Revision der HD-Topfturbinen auf dem kritischen Weg der Stillstände beider Blöcke lag, reifte die Projektidee ein neues HD-Tur-

binenmodul zu beschaffen und innerhalb der Revision am Block A zu montieren. Das alte HD-Turbinenmodul sollte dann in der zur Verfügung stehenden Zeit von knapp 2 Jahren überholt und anschließend in den Block B eingesetzt werden.

Bereits im Jahr 2012 wurde die Hauptrevision am 900MW Block Boxberg Q ohne die Revision der HD-Turbine durchgeführt, da der Gesamtstillstand ansonsten deutlich mehr als 95 Tage gedauert hätte. Stattdessen wurde ein neues HD-Turbinenmodul für 2014 beschafft, da aber die Notwendigkeit einer Ventilrevision erst im Jahr 2016 gegeben war und keine weiteren Auffälligkeiten an der HD-Turbine vorlagen, wurde die HD-Turbine erst im Jahr 2016 planmäßig ausgetauscht. Ein Austausch der HD-Turbine liegt in der Regel nicht mehr auf dem kritischen Weg einer Revision, da der reine Austausch in kleiner 35 Tagen möglich ist.

Die Beschaffung einer neuen HD-Turbine für das Kraftwerk Schwarze Pumpe hätte durch die Doppelblockanlage deutlich mehr Stillstandstage eingespart als am Boxberger Block Q. Allerdings hatten sich in der Zwischenzeit die wirtschaftlichen Randbedingungen wesentlich verändert. Zur Verbesserung der Gesamtwirtschaftlichkeit wurde eine Marktanfrage durchgeführt. Der Austausch eines Turbinenmoduls, dem sogenannten Modulretrofit, ist, hinsichtlich der erforderlichen Schnittstellenmaße, für Nicht-Originalhersteller deutlich einfacher als ein Innenblockretrofit. Die Marktanfrage und die wirtschaftliche Situation führten allerdings zu keiner positiven Projektentscheidung für ein Modulretrofit. Weitere Nachteile für die Nicht-Originalhersteller waren zusätzliche Aufwände und Risiken bei der Integration ins vorhandene Steuerölsystem und in die bestehende Leittechnik.

Als Alternative für ein Modulretrofit blieb noch die Möglichkeit eines Innenblock-Retrofits. Dazu war durch den Originalhersteller eine Lösung zu erarbeiten, die deutlich günstiger als ein Modulretrofit war und darüber hinaus die Randbedingungen einer Revisionsdauer von 75 Tagen erfüllen konnte (Bild 2). Insbesondere die Revisionsdauer wurde hinsichtlich möglicher Befunde genau geprüft und diese bereits in den Ablauf fest eingeplant. Nach umfangreichen Vorbereitungen konnte Anfang 2020 ein Innenblockretrofit für den Block A an Siemens Energy beauftragt werden.

Zu diesem Zeitpunkt sollte der Innenblock aus dem Block A noch, wie ursprünglich für

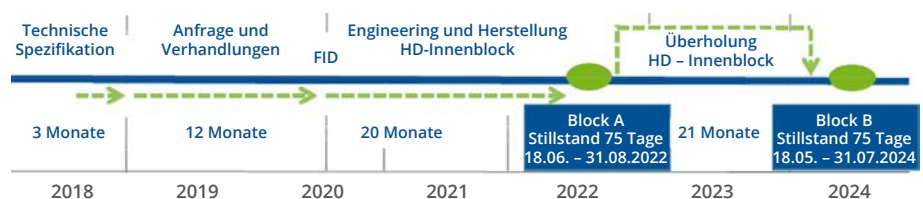


Bild 2. Projektlaufzeit für HD-Innenblockretrofit und Aufarbeitung Block A für Block B.

das Turbinenmodul geplant, überholt und dann in den Block B eingebaut werden.

Die Verwendung des Innenblockes aus dem Block A für den Block B hätte aber eine Verschlechterung des HD-Wirkungsgrades bedeutet, da der Block A noch mit einer 2D-Reaktionsbeschaufelung ausgeführt war. Zudem führten die durch den Ukraine-Krieg inzwischen wieder veränderten Marktbedingungen, zu einer deutlich besseren Wirtschaftlichkeit eines Retrofits. Folglich wurde das Projekt dahingehend angepasst, die vorbereitete Option eines baugleichen Innenblock-Retrofits zu bestellen anstelle den HD-Innenblock aus dem Block A aufzuarbeiten.

Dadurch war es möglich, zwei komplett neue, baugleiche HD-Innenblöcke zu installieren und die höchsten Wirkungsgrade an beiden Blöcken zu erreichen. Zudem konnte die Schluckfähigkeit passend zu den aktuellen Parametern der Dampferzeuger angepasst und durch Nutzung der Lebensdauerreserven des Topfgehäuses, ein sicherer Weiterbetrieb bis zum Jahr 2038 sichergestellt werden.

4 Technische Details des HD-Retrofit

Der Kern des neuen HD-Innenblockes bildet die neue Beschaufelung, in diesem Fall wie vor Retrofit wieder mit 17 Stufen, ausgeführt als 3D-Reaktionsbeschaufelung (Pkt.1, Bild 3). Die dreidimensionale Form der Leit- und Laufschaufelprofile wurde so optimiert, dass Strömungsverluste besonders im Bereich der Übergänge zum Fuß und zur Deckplatte minimiert werden. Die Auslegung des Schaufelpfades erfolgte numerisch. Der Reaktionsgrad der einzelnen Stufen kann dabei so variieren, dass ein Optimum bezogen auf den gesamten Schaufelpfad erreicht wird (Pkt.2, Bild 3).

Weiterhin wurden zur Verbesserung des Wirkungsgrades an den Deckbändern der ersten 6 Laufreihen Bürstendichtungen eingesetzt (Pkt.3, Bild 3). Wegen eines möglichen Wärmeeintrages durch die Bürsten in den Rotor, werden die Bürstendichtungen nur an den Schaufeldeckbändern eingesetzt. Der Einsatz an nur 6 Deckbändern ergibt sich aus der wirtschaftlichen Optimierung.

Für eine langanhaltende Wirkungsgradverbesserung wurden gefederte Segmente mit abrasiven Schichten über der Kolbenabdichtung der HD-Turbine eingesetzt. Die gefederten Segmente erlauben besonders kleine Spiele im Normalbetrieb und ein Ausweichen bzw. radiales Einfedern der Segmente im Rotordrehbetrieb. Die abrasiven Schichten erlauben ein Einarbeiten der Rotordichtbänder bei lokaler Spielüberbrückung, insbesondere im transienten Betrieb. Die Rotordichtbänder bleiben dabei intakt und durch die Relativdehnung ergibt sich dann im stationären Betrieb wieder eine Abdich-

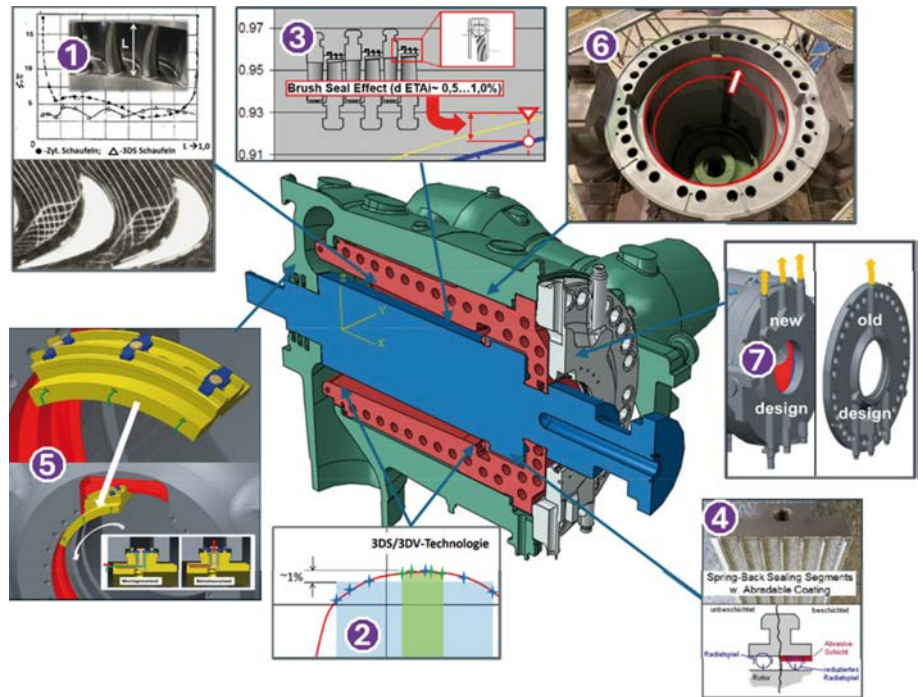


Bild 3. Technische Details des HD-Retrofits.

tung mit sehr kleinen radialen Spielen. (Pkt.4, Bild 3).

Zusätzlich zur Kolbenabdichtung wurden auch die äußeren Wellenabdichtungen gefedert und mit abrasiven Schichten ausgeführt. Dadurch kann die Leckage über den Wellendichtungen nachhaltig reduziert werden. Dazu wurde im bestehenden Topfaußengehäuse auf der Steuerseite, eine Umfangsnut mit einer Einfüllöffnung eingearbeitet, um die Segmente des gefederten Wellendichtungsringes montieren zu können. Dabei kommen sogenannte APC – Segmente (Assembly Preload Control) zum Einsatz (Pkt.5, Bild 3). Auf der Generatorseite kam ein komplett neuer Topfdeckel mit gefederten Wellendichtungssegmenten und mit 4 anstelle 2 Absaugeleitungen zum Einsatz. Durch 4 Absaugeleitungen können die Druckverluste reduziert und eine verbesserte Wellendichtungsabsaugung in allen Lastpunkten erreicht werden (Pkt. 7, Bild 3).

Die Einstromung des Leitschaufelträgers wurde mit einer spiralförmigen Geometrie optimiert, um die Drosselverluste zu reduzieren (Bild 4). Das wurde erreicht, indem die Dampfeinströmungen einheitlich in Umfangsrichtung geleitet werden und damit nicht frontal aufeinandertreffen (5). Das Topfaußengehäuse wurde dazu innen, im Bereich der Einstromung, mit einer mobilen Drehbearbeitung vergrößert. (Pkt. 6, Bild 3)

Die Designverbesserung der Einstromung führt ebenfalls zu einer besseren Anströmung der ersten Leitreihen (Bild 5). Die in der Ursprungs konstruktion vorhandenen sogenannten „Falschanströmungen“ der ersten Leitreihe können dadurch vermieden werden.

5 Projektentwicklung

Bereits in der Angebotsphase wurden die Betriebserfahrungen und die möglichen

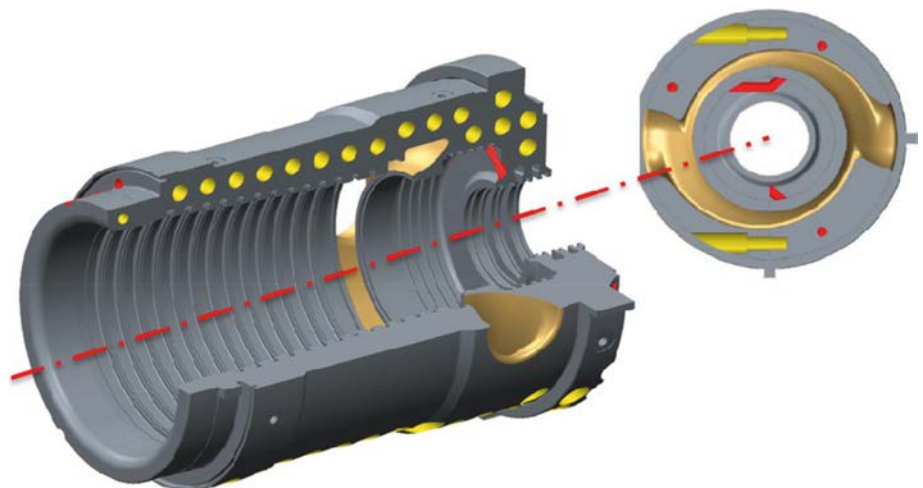


Bild 4. HD-Leitschaufelträger, Einstromspirale.

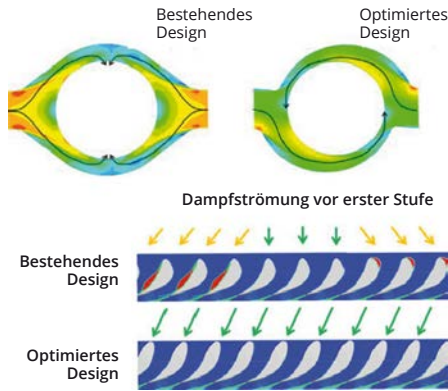


Bild 5. Einströmspirale mit optimiertem Design.

konstruktiven Lösungen sowie alle möglichen Befunde im Team zwischen LEAG und Siemens Energy vorbereitet und weitestgehend auch vertraglich vereinbart.

Zur Projektabwicklung gehörten monatliche Statusreports, Kundenkonstruktionsmeetings zu Beginn des Projektes, Besprechungen zu den Nachweismessungen, regelmäßige Besprechungen während der Montage im Kraftwerk sowie ein Auswertungsgespräch nach Fertigstellung von Block A mit Festlegungen zur Verbesserung der Abwicklung für Block B.

Weiterhin wurden Kundenmeldepunkte für die wichtigsten Ereignisse, wie jeweils die Prüfung des Rotorschmiedestückes und des Schaufelträgers sowie der Spielkontrolle im Werk (Bild 6) und das Schleudern und Wuchten des fertigen HD-Rotors vereinbart und durch LEAG oder den VGBE im Auftrag von LEAG begleitet.

Während der Revision wurden auftretende Schwierigkeiten oder Probleme in kurzfristig angesetzten Meetings besprochen und die weitere Verfahrensweise abgestimmt. Insgesamt war die Projektabwicklung durch eine offene und vertrauensvolle Zusammenarbeit zwischen LEAG und Siemens Energy gekennzeichnet.



Bild 6. HD-Innenblock bei der Spielmessung im Werk Mülheim von Siemens Energy.

6 Retrofit am Block A im Jahr 2022

Der erste Retrofitumbau am Block A wurde von Mai bis August 2022 durchgeführt. Die MD-Turbine und beide ND-Turbinen wurden in dieser Revision nicht geöffnet. Der Retrofitumbau der HD-Turbine war von Anfang an auf dem kritischen Pfad des Revisionsablaufs.

Bei der mechanischen Bearbeitung vor Ort traten bei der Erweiterung der Innengewinde am HD-Topfgehäuse zur Verschraubung des Topfdeckels größere Verzögerungen auf, dazu kamen beim Personal für die mobile Bearbeitung noch mehrere Infektionen mit Corona. Dadurch lagen die Arbeiten im Vergleich zur Planung zwischenzeitlich bis zu 11 Tage zurück. Weiterhin wurde festgestellt, dass das HD-Topfgehäuse über die zurückliegenden Betriebsjahre durch Relaxation im Durchmesser etwas größer aber dafür auch um einige Millimeter kürzer geworden war. Dadurch waren noch weitere, bisher ungeplante, mechanische Bearbeitungen vor Ort erforderlich.

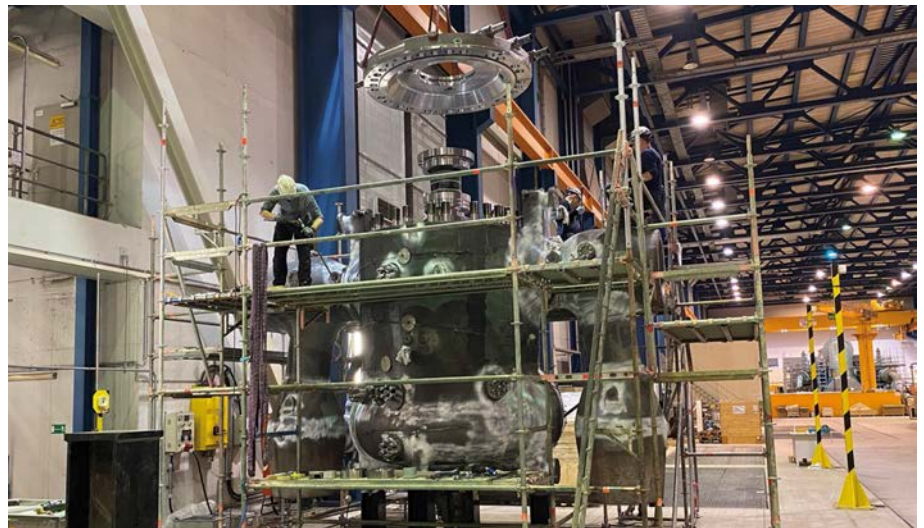


Bild 7. HD-Turbine in aufrechter Position während dem Aufsetzen des Topfdeckels.

Zur Klärung der weiteren Vorgehensweise wurden kurzfristige Meetings zwischen LEAG und Siemens Energy angesetzt, wo verschiedene Lösungen zum Aufholen des zeitlichen Verzuges besprochen wurden. Durch die Reduzierung von zu erweiternden Gewindebohrungen und durch parallele Bauteilbearbeitung in der Werkstatt im Kraftwerk Boxberg konnten mehrere Tage zurückgewonnen werden. Nicht zuletzt durch den besonderen Einsatz der Revisionsleitung und Nebengewerken, wie Isolierung und Gerüstbau, konnte das Revisionsende nach insgesamt 75 Tagen noch pünktlich erreicht werden (Bild 7).

7 Abgeleitete Verbesserungen für das zweite HD-Retrofit

Aus den Erfahrungen des ersten Retrofit-Umbaus wurden Maßnahmen zur Verbesserung für den zweiten Umbau am Block B abgeleitet. Eine wichtige Maßnahme war der Einsatz eines 3D-Laserscanners. Da-

durch konnten die wichtigsten Maße schnell aufgenommen, von der Konstruktion ausgewertet und notwendige Nacharbeiten zeitnah und präzise vorgegeben werden.

Durch eine rechnerische Überprüfung wurde es zudem möglich, die Anzahl der zu erweiternden Gewindebohrungen zu reduzieren und dadurch auch die Bearbeitungszeit zu minimieren.

Eine weitere Maßnahme war die maschinelle Bearbeitung der Flanschfläche am Topfgehäuse, auf der der neue Topfdeckel verschraubt werden sollte. Anders als beim zeitaufwendigen händischen Abrichten der Flanschdichtfläche zum Anpassen an den neuen Topfdeckel, wurde durch die am Block B durchgeführte maschinelle Drehbearbeitung insgesamt Zeit gespart aber vor allem auch die Qualität verbessert. Das zeigte sich auch in einer reduzierten Montagezeit beim Schrumpfen der Dehnschrauben.

8 Retrofit am Block B im Jahr 2024

Die Ableitung konkreter Maßnahmen aus den Erfahrungen des Blocks A führte zu einer wesentlichen Verbesserung im Ablauf des Retrofitumbaus am Block B von April bis August 2024. Alle Aktivitäten an der HD-Turbinen blieben sehr gut im geplanten Terminablauf.

Die Arbeiten an der HD-Turbine lagen auch diesmal wieder auf dem kritischen Weg der Revision. Allerdings wurde jetzt auch an der MD-Turbine eine Hauptrevision durchgeführt. Ungeplante Befunde an der MD-Turbine führten letztlich doch zu Verzügen gegenüber dem geplanten Terminablauf. Zusätzlich gab es Befunde an den Kompensatoren der ND-Anzapfleitungen A2, was ein ungeplantes Demontieren der ND-Oberteile erforderte.

Allein durch die zusätzliche Hauptrevision der MD-Turbine war eine Gesamtdauer von 75 Tagen nicht mehr darstellbar. Die ungeplanten Befunde an der MD-Turbine und den ND-Turbinen führten insgesamt zu einer Stillstandszeit von 102 Tagen. Im Hinblick auf die Summe der durchgeführten Arbeitsumfänge waren die erzielten Ergebnisse trotzdem ein Erfolg und wären bei einer gewöhnlichen HD-Topfrevision nicht möglich gewesen.

9 Ergebnisse der Nachweismessung

Der HD-Wirkungsgrad und die Schluckfähigkeit der HD-Turbine sind die wichtigsten zugesicherten Beschaffenheitsmerkmale des HD-Retrofits. Zusätzlich wurde auch das Laufverhalten und das zulässige Maschinengeräusch vertraglich vereinbart. Laufverhalten und Maschinengeräusch wurden dazu ca. 4 Wochen vor Abstimmung zum Retrofitumbau und ca. 4 Wochen nach Wiederinbetriebnahme gemessen. Die Messwerte für das Laufverhalten waren an beiden Blöcken besser als vor Umbau. Das Maschinengeräusch war an Block A und B nahezu unverändert gegenüber den Referenzwerten vor dem Umbau. Die vertraglich zugesicherten Werte für das Laufverhalten und das Maschinengeräusch wurden an beiden Blöcken erfüllt. Die Nachweismessungen für HD-Wirkungsgrad und -Schluckfähigkeit wurden jeweils bis zu 6 Monate nach Wiederinbetriebnahme durchgeführt. Da die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen deutlich über eine Betriebszeit von 6 Monaten hinausgehen, war es wichtig, den Wirkungsgrad inklusive der typischen Anfangsalterung, bedingt durch eine Zunahme der Rauigkeiten auf den Schaufelprofilen und Vergrößerung von Radialspielen, nach der typischen Einlaufzeit zu ermitteln. Eine Auswertung der Betriebsmessungen zur Ermittlung der Anfangsalterung gestaltete sich erwartungsgemäß schwierig. Es konnten für beide Blöcke die innerhalb der ersten 6 Monate typischen

Alterungen von bis zu 1 %-HD-Wirkungsgrad ermittelt werden.

Der Wirkungsgrad- und Schluckfähigkeitsnachweis erfolgte entsprechend (nach DIN 1943 / IEC 60953-3). Dazu wurde der zu bewertende Block im reinen Kondensationsbetrieb betrieben und die Dampfauskopplungen und Fernwärmeversorgungen auf den 2. Block umgelastet. Nach der Kreislaufisolationsmessung, zur Bestimmung der unbekannten Verluste, wurden 2 Vorversuche zur Bewertung des Betriebszustands durchgeführt. In den anschließenden Hauptmessungen wurden die 2 vereinbarten Messreihen für den Nachweis aufgenommen.

In Tabelle 2 sind die Messwerte für den inneren Wirkungsgrad und die Schluckfähigkeit für beide Blöcke ersichtlich.

Tab. 2. Ergebnisse der Nachweismessungen zum HD-Wirkungsgrad und -Schluckfähigkeit.

	Block A	Block B
Erster Dampf	01.09.2022	18.08.2024
Datum der Messung	09.02.2023	13.02.2025
HD-Wirkungsgrad		
Vereinbart	92,5 %	+/- 0,5 %
Messreihe 1	92,70 %	92,67 %
Messreihe 2	92,74 %	92,65 %
Schluckfähigkeit		
Vereinbart	+ 1 % bis + 4 %	+/- 1 %
Messreihe 1	+ 0,76 %	+ 0,35 %
Messreihe 2	+ 0,81 %	+ 0,31 %

Die Werte beider Messreihen lagen dicht beieinander und bestätigten damit deren Plausibilität. Bemerkenswert dicht beieinander lagen auch die Messwerte von Block A und B sowohl für den Wirkungsgrad als auch für das Schluckvermögen. Dadurch wurde unter anderem die hohe Ausführungsqualität in der Fertigung und Montage nachgewiesen. Es zeigt auch eindrucksvoll, dass die heutige CNC-Fertigung sehr genau und folglich gut reproduzierbar ist.

Die Schluckfähigkeit der HD-Turbine ist besonders wichtig, da dadurch maßgeblich der Blockwirkungsgrad bzw. der Wärmeverbrauch des gesamten Kraftwerksblockes beeinflusst wird. Es ist essenziell, dass die HD-Turbine nicht zu klein ausgeführt wird, um die maximal zulässige Dampferzeugerleistung ohne Drucküberschreitung über die Turbine fahren zu können. Andererseits führt eine zu groß ausgeführte Schluckfähigkeit der HD-Turbine dazu, dass sich im Gleitdruckbetrieb zu geringe Frischdampfdrücke einstellen, die zu einer verkürzten Expansion in der HD-Turbine und dadurch zu einem geringeren Blockwirkungsgrad führen. Die Unsicherheiten bei der Schluckfähigkeit ergeben sich unter anderem aus unbekannten Druckverlusten innerhalb der HD-Turbine und aus dem Bau- und Ausrichttoleranzen.

Da ein Erreichen der maximalen Leistung oft noch wichtiger ist als der Blockwirkungsgrad, wird die Schluckfähigkeit meistens in Richtung größerer Werte toleriert. Das übliche „Bauspiel“ von 3 % wurde dazu noch um eine typische Toleranz auf die Bestimmung des Dampfmassenstromes von +/- 1 % erweitert. Im vorliegenden Fall wurde an beiden Blöcken nahezu der ideale Wert getroffen. Mit den erreichten Werten kann somit die maximal zulässige Dampferzeugerleistung „gefahren“ werden und es wird in allen Lastpunkten der nahezu beste Blockwirkungsgrad erreicht.

Die erreichten Schluckfähigkeiten waren bei der Erstlieferung zwischen beiden Blöcken unterschiedlich aber deutlich größer ausgefallen als damals geplant.

Die Wirkungsgrade vor den Retrofits wurden aus Kostengründen nicht gemessen, waren aber mit ausreichender Genauigkeit aus zurückliegenden Messungen bekannt. Zusätzlich wurde eine umfangreiche Auswertung der Betriebsdaten vor/nach Retrofit durchgeführt, die den theoretisch errechneten Leistungsgewinn durch das jeweilige HD-Retrofit bestätigte. Demnach wurde beim Block A ein Leistungsgewinn von deutlich über 10 MW, bei gleichen thermodynamischen Randbedingungen, erreicht. Das führt zu einer Einsparung von ca. 40.000 t CO₂ im Jahr bei unterstellten ca. 6500 Vollastbetriebsstunden. Beim Block B liegen die Verbesserungen nur bei etwas mehr als 50 % der Werte des Blocks A. Dieser Umstand ist maßgeblich auf die differierenden Originalbeschaukelungen und den damit verbundenen unterschiedlichen Ausgangswirkungsgraden beider HD-Teile zurückzuführen.

10 Fazit und Schlussfolgerungen

Die HD-Retrofits an den Blöcken A und B im Kraftwerk Schwarze Pumpe der Lausitz Energie Kraftwerke AG wurden hauptsächlich durch die langen Revisionsdauern der HD-Topfturbinen initiiert. Innerhalb der Projeklaufzeit wurden die Lösungen mehrfach an die sich ändernden Randbedingungen angepasst. Aus einem Modulretrofit für den ersten Block und Aufarbeitung des alten HD-Moduls wurden schlussendlich jeweils ein HD-Innenblockretrofit an Block A und Block B.

Die Verkürzung der Stillstandszeit von jeweils über 100 Tagen auf 75 Tage konnte nahezu erreicht werden. Durch den Einsatz der neuesten 3D-Reaktionsbeschauflung und moderner Abdichtungstechnologien konnten höchste HD-Wirkungsgrade erreicht werden. Zudem wurden auch die weiterverwendeten HD-Topfgehäuse modernisiert. Die erreichten Schluckfähigkeiten passen ideal zu den Blöcken und sind eine wichtige Voraussetzung für höchste Blockwirkungsgrade.

Durch die Verkürzung der Dauer beider Hauptrevisionen, die erreichte Mehrleistung und reduzierten Kosten für CO₂-Zertifikate, konnte eine Projekt-Amortisation von deutlich unter 3 Jahren und positive Effekte innerhalb der geplanten Restlaufzeit beider Blöcke erreicht werden. Ein Betrieb bis zum geplanten Betriebszeitende 2038 ohne ein weiteres Öffnen der HD-Turbinen erscheint aus heutiger Sicht sehr gut möglich zu sein.

Die durchgeführten HD-Retrofits zeigen eindrucksvoll, dass ein Retrofit der Dampfturbine weiterhin eine sehr gute Alternative zu einer Hauptrevision sein kann – selbst bei deutlich reduzierten Restlaufzeiten und auch ansonsten schwieriger werden den Projektandrbedingungen wie steigenden Kosten und ausgelasteten Ressourcen (Bild 8).

Abschließend ist auch zu erwähnen, dass ein derartiger Projekterfolg nur durch eine vertrauensvolle und motivierende Zusammenarbeit der Projektteams bei Siemens Energy und LEAG erreicht werden konnte.



Bild 8. Block B nach Wiederinbetriebnahme im August 2024.

Abstract

Retrofit of two 800 MW steam turbine sets – experiences and results

The Schwarze Pumpe power plant (KSP), one of the four lignite-fired power plants operated by Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG), consist of two units with a gross output of 800 MW each. The turbosets with supercritical steam parameters were both synchronised to the grid for the first time in 1997 and reached a service life of more than 200,000 equivalent operating hours. This means that 2022 and 2024 were sensible dates for the second main overhaul of the turbo units, also regarding the remaining planned operating times of both units.

Experience has shown that the barrel design of the HP turbines requires a main overhaul period of at least 95 days; in this case, even more days were to be expected. The reduction of the total overhaul time for both turbosets was therefore the reason for developing a project. In addition, the highest possible HP efficiencies and safe operation up to the planned end of the operating time were to be achieved without having to open the HP turbines again.

For economic reasons, the project had to be adapted from an originally planned module retrofit on one unit and a module replacement with a previously overhauled HP turbine on the second unit to ultimately one inner unit retrofit each on units A and B over the course of the project. However, compared to a module solution, the risk of achieving the expected reduction in overhaul duration increased considerably.

The retrofit of the HP inner blocks was carried out on Block A in 2022 and on Block B in 2024. The expectations of a significant reduction in the overall inspection duration were almost fulfilled. In the medium and long term, the high efficiency levels and the prerequisites for trouble-free operation until the planned end of the operating period should be rated even higher.

The project has impressively demonstrated that even under today's challenging marginal conditions and the now manageable remaining service lives of power plant units, a retrofit can still be a very interesting option compared to a major overhaul. An important precondition for the success of the project is always good and trusting co-operation within the entire project team.

www.vgbe.energy

www.vgbe.services