

## 2. Pha Lai 火力発電所の概要

現地名	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại
英名	Pha Lai Thermal Power Plant Joint-stock Company
略名	PLPC
会社設立	2006年1月26日
所在地	Fha Lai (ハノイの東方およそ 65km)
定格出力	Pha Lai I 440 MW (110 MW × 4基) Pha Lai II 600 MW (300 MW × 2基)
使用燃料	石炭 (無煙炭)
年間稼働時間	Pha Lai I 7,600 時間 (2006-2009 年、全ユニット平均) Pha Lai II 7,900 時間 (2005-2009 年、全ユニット平均)



図 2-1 ハイズオン省ファーライ  
(写真中央は発電所)



図 2-2 Pha Lai I 外観



図 2-3 Pha Lai II 外観

## 2.1 Pha Lai 火力発電所株式会社沿革

Pha Lai 火力発電所は Pha Lai I と Pha Lai II の 2 つのプラントを有する。

旧ソビエト連邦の支援によって建設された Pha Lai I の設計出力は 440 MW で、4 基のユニットで構成される。建設開始は 1980 年 5 月 17 日であり、1983 年から 1986 年までに 4 基の発電ユニット（1 号機から 4 号機）が完工した。建設当時は乾期のみ運転であったが、現在は逼迫した国内の電力事情をかんがみ改良が施され、通年運転を行っている。

Pha Lai II は住友商事、三井バブcock株式会社、ストーン&ウェブスター社、現代建設株式会社、日本海外経済協力基金（OECF）等の資金提供と技術協力によって建設された。設計出力は 600MW で、2 基のユニット（5 号機と 6 号機）から構成される。建設開始は 1998 年 6 月 8 日であり、5 号機は 2002 年 12 月 28 日に、6 号機は 2003 年 3 月 14 日に運開した。本ユニットの特徴はそのボイラ構造であり、中国の無煙炭火力発電設備をベースとし、英国の研究所でベトナム炭への至適化が図られた。これにより、発電効率と大気汚染レベルの両方が最適化されている。

以来、Pha Lai 火力発電所は総出力 1,040MW を有し、ベトナムで最大の石炭火力発電所となった。従業員数は約 1400 名で、うち、女性の占める割合は約 3 割である。本発電所はもともと EVN 傘下の国営施設であったが、「ベ」国政府の政策により 2005 年 3 月 30 日に株式会社化された。

## 2.2 Pha Lai 発電所主要機器仕様

主要機器等の仕様（表 2.2-1、表 2.2-2、表 2.2-3、表 2.2-4、表 2.2-5、表 2.2-6）およびボイラ、タービン、発電機および制御室の外観（図 2.2-1、図 2.2-2、図 2.2-3、図 2.2-4、図 2.2-5、図 2.2-6、図 2.2-7、図 2.2-8、図 2.2-9、図 2.2-10）を以下に示す。

表 2.2-1 ボイラ仕様

	Pha Lai I	Pha Lai II
搭載数	8 缶 (2 缶/基)	2 缶 (1 缶/基)
メーカー	ロシア製	三井バブコック製(英)
型式	屋外式単胴自然循環型 EK3-220-100-10C	屋外式単胴自然循環型
燃焼方式	2 段式コーナーファイアリング	ダウンショットファイアリング
蒸気流量	220[T/H]	875[T/H]
過熱器出口圧力	100[kgf/cm <sup>2</sup> ]	174.1[kgf/cm <sup>2</sup> ]
過熱器出口温度	540[ ]	541[ ]
ボイラ効率	86.05[%]	88.5[%]
ミル型式	チューブミル	チューブミル

表 2.2-2 タービン仕様

	Pha Lai I	Pha Lai II
搭載数	4 基	2 基
メーカー	ロシア製	ゼネラルエレクトリック社製(米)
型式	K-100-90-7	複流型 270T 422/423
最大出力	110[MW]	300[MW]
主蒸気圧力	90[kgf/cm <sup>2</sup> ]	169[kgf/cm <sup>2</sup> ]
主蒸気温度	535[ ]	538[ ]
タービン効率	39[%]	45.1[%]

表 2.2-3 発電機仕様

	Pha Lai I	Pha Lai II
搭載数	4 基	2 基
メーカー	ロシア製	ゼネラルエレクトリック社製(米)
型式	TB -120-2T3 型	290T 422/423
容量	141[MVA]	396[MVA]
電圧	10,500 [V]	19,000[V]
電流	7,700[A]	12,033[A]
回転数	3,000 [rpm]	3,000 [rpm]
周波数	50 [Hz]	50 [Hz]

表 2.2-4 石炭仕様

	Pha Lai I	Pha Lai II
石炭使用量	1,586,000 T/年	1,644,000 T/年
石炭発熱量	5,035 kCal/kg 石炭	5,080 kCal/kg 石炭
標準石炭使用率	439 g/kWh	320 g/kWh

表 2.2-5 Pha Lai I ファンおよびポンプ仕様

	定格出力 [kW]	定格圧力	定格電流 [A]	定格流量 [m <sup>3</sup> /h]	搭載数
押込通風ファン (FDF)	496	-	73.5	267,000	2台/基
誘引ファン (IDF)	630	295 kg/m <sup>2</sup>	77	308,000	2台/基
微粉炭送風機	-	-	-	108,000	4台/基
復水ポンプ (CP)	250	169 mH <sub>2</sub> O	-	320	2台/基 + 予備 1台
ボイラ給水ポンプ (BFP)	1,720	150 kg/m <sup>2</sup>	-	270	3台/基 + 予備 1台
循環水ポンプ (CWP)	2,000	17 mH <sub>2</sub> O	-	32,400	2台/基 + 予備 1台 + 修理 1台

表 2.2-6 Pha Lai II ファンおよびポンプ仕様

	定格出力 [kW]	定格圧力	定格電流 [A]	定格流量 [m <sup>3</sup> /h]	搭載数
押込通風ファン (FDF)	876	525.56 mmH <sub>2</sub> O	-	602,280	2台/ボイラ
一次空気ファン (PAF)	788	1680.6 mmH <sub>2</sub> O	-	181,440	2台/ボイラ
誘引ファン (IDF)	955	324.27 mmH <sub>2</sub> O	-	855,036	2台/ボイラ
復水ポンプ (CP)	700	220 mH <sub>2</sub> O	75	820	2台/基
ボイラ給水ポンプ (BFP)	4,500	221.35 bar	450	573	3台/基 + 予備 1
循環水ポンプ (CWP)	1,200	-	128	-	2台/基 + 予備 1



図 2.2-1 Pha Lai I ボイラ外観



図 2.2-2 Pha Lai I タービン、発電機外観



図 2.2-3 Pha Lai I タービン



図 2.2-4 Pha Lai I 発電機



図 2.2-5 Pha Lai I 制御室



図 2.2-6 Pha Lai II ボイラ外観



図 2.2-7 Pha Lai II タービン、発電機外観



図 2.2-8 Pha Lai II タービン





図 2.2-9 Pha Lai II 発電機



図 2.2-10 Pha Lai II 制御室

## 2.3 系統の概要と特徴

### (1) 燃料系統

#### < 燃料 >

使用燃料の 75%は水路にて Hon Gai および Mao Khe から、25%は陸路にて石炭運搬列車でベトナム北部の Vang Danh から輸送されている(図 2.3-1、図 2.3-2)。プラント設計における無煙炭性状値は、以下のとおりである。ただし現在使用している無煙炭は、上記性状値より劣るものが使用されている(図 2.3-3)。

発熱量約	5,035 kcal/kg
灰分	28.3%
湿分	9.65%
酸素分	2.22%

水素分	2.32%
硫黄分	0.73%
窒素分	0.4%
固定炭素分	56.38%



图 2.3-1 石炭運搬船



图 2.3-2 石炭運搬列車



図 2.3-3 無煙炭

< 揚炭方式 >

Pha Lai I の棧橋には、ロープバランス式引込クレーンアンローダが 5 台設置されている（図 2.3-4）。海上輸送された石炭はクラムシェルバケットにて受入ベルトコンベヤホッパへ投入後、ベルトコンベヤでバンカまたは貯炭場へ搬送される。

Pha Lai II の棧橋ではクラブトドリ式橋型クレーンアンローダが 4 台設置されている（図 2.3-5）。海上輸送された石炭はクラムシェルバケットから受入コンベヤへ直接投炭され、ベルトコンベアでバンカまたは貯炭場へ搬送される。

列車にて輸送された石炭は Pha Lai I、Pha Lai II 共に貨車を傾けることで直接コンベヤに投入され、バンカまたは貯炭場へ搬送される。

運転は 3 交替制の 24 時間体制で行われ、雨天時でも揚炭は実施されている。



図 2.3-4 Pha Lai I のロープバランス式引込クレーンアンローダ



図 2.3-5 Pha Lai II のクラブトロリ式橋型クレーンアンローダ



図 2.3-6 揚炭棧橋における定期船からの揚炭状況

#### < 貯炭場 >

Pha Lai I の貯炭場容量は約 12 万 t で、屋内貯炭場( 35,000 t × 2 エリア )と屋外貯炭場( 25,000 t × 2 エリア )がある。貯炭場内はブルドーザを用いて整地管理している。

Pha Lai II 用の貯炭場容量は約 35 万 t で、屋内貯炭場 ( 34,300t × 4 エリア、図 2.3-7 )と屋外貯炭場 ( 17,000 t × 2 エリア、90,000 t × 2 エリア、図 2.3-8 )がある。スタッカ 2 台、リクレーマ 2 台、スタックリクレーマ 1 台が装備されている。

保存されている石炭は揮発分が低く、自然発熱によるカロリー損失の恐れはない。屋外貯炭場も屋内貯炭場も乾期、雨季を問わず常時使用されている。



図 2.3-7 屋内貯炭場



図 2.3-8 屋外野積式貯炭場

#### < ベルトコンベヤ >

Pha Lai I、Pha Lai II 共に直送系統（揚炭からバンカまで、図 2.3-9）、受入系統（揚炭から貯炭場まで）、および送炭系統（貯炭場からバンカ、図 2.3-10）がある。Pha Lai I と Pha Lai II の系統は繋がっておらず独立している。いずれの系統もベルトコンベヤは 2 条確保されており、コンベヤシュートの切り替えダンパで系統選択が可能である。

ベルトは肉厚摩耗管理、部分補修およびベルト取り替えの実績があり、ベルト表面に目立った損傷はない。ベルト損傷時にはコンベヤを停止し、溶射修理を行うが、片系列での運転が可能のため送炭への支障はない。

コンベヤ室内には微粉炭が多量に堆積している。ベルトコンベヤ速度、シュート詰まり、ベルト片寄りなどの各部検出装置およびバンカ投入用のスクレーパ可動部などに、微粉炭の堆積、固着が一部認められた。

バンカへの投炭は、バンカ毎に設置されたコンベヤ上部のスクレーパの昇降により行っている

(図 2.3-10)。



図 2.3-9 貯炭場のベルトコンベヤ



図 2.3-10 バンカへの投炭状況

(白矢印:スクレーパ、ベルト上に降下する。赤矢印:バンカ開口部、石炭はここへ投炭される。)

#### <バンカ>

Pha Lai I のバンカは 8 台装備されており、1 バンカあたりの容量は  $360 \text{ m}^3$  である( 図 2.3-11 )。セパレータの後流にサブバンカがある。

Pha Lai II のバンカは 8 台装備されており、1 バンカあたりの容量は  $250 \text{ m}^3$  である( 図 2.3-12 )。セパレータの後流にサブバンカがある。

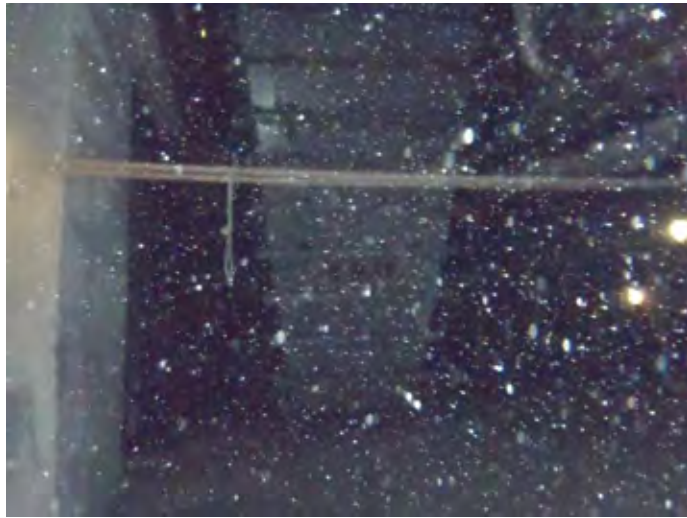


図 2.3-11 Pha Lai I 石炭バンカ



図 2.3-12 Pha Lai II 石炭バンカ

< 給炭機 >

Pha Lai I、Pha Lai II 共、各バンカ出口にベルトフィーダ式の給炭機が設置されている（図 2.3-13、図 2.3-14）。ベルトフィーダの速度調整が可能であり給炭量を調整できる。



図 2.3-13 Pha Lai I 給炭機



図 2.3-14 Pha Lai II 給炭機

#### <ミル>

Pha Lai I、Pha Lai II 共に石炭粉碎のためのチューブ式ミルが、ボイラあたり 2 台設置されている（図 2.3-15、図 2.3-16）。鋼球のはいた胴形の容器を回転させ、その中で石炭を粉碎する装置である。

Pha Lai I のミルは、モータ出力 1,600 kW、ミル出力約 33.1 t/h で、40 mm の鋼球を 65.5 t 内包する。粉碎された石炭の粒度は約 90  $\mu\text{m}$  で、ミル内温度は約 110~120 である。

Pha Lai II のミルは、モータ出力 1,400 kW、ミル出力約 48.8 t/h、回転数 17.3 rpm で、40 mm の鋼球を 95 t 内包する。ミル内の温度は約 100~120 であるが、これは設計値より約 30~40 低い。粉碎された石炭の粒度は約 90  $\mu\text{m}$  である。





図 2.3-15 Pha Lai I チューブ式ミル



図 2.3-16 Pha Lai II チューブ式ミル

<セパレータ、サイクロン分離器>

セパレータとサイクロン分離器は粉碎した石炭を粒度ごとに分級する。

Pha Lai I、Pha Lai II 共に微粉炭管（フューエルパイプ）の後段に粗粉分離器（セパレータ）と遠心分離器（サイクロン、図 2.3-17）が装備されている。セパレータで分離された粗粉は再度ミルへ送られ、サイクロンで分離された粗粉は対向側バーナへ、細粉は対角側バーナへ送られる。サイクロン後流のサブバンカ入口では 2 時間毎にサンプルが採取され、石炭粒度が測定されている。



図 2.3-17 Pha Lai I サイクロン分離器

#### < 微粉炭送風機 >

微粉炭送風機は、サイクロン分離器で分級した微粉炭を、サブバンカ、石炭粉砕機またはボイラへ供給する。微粉炭の送り先はボイラの運転状態に応じて選定される。Pha Lai I、Pha Lai II 共にボイラあたり 2 台設置されている（図 2.3-18）。



図 2.3-18 Pha Lai II 微粉炭送風機

## (2) 通風系統

### < FDF >

押込通風ファン（FDF）は燃料の燃焼に必要な空気を取り込んでボイラ内へ供給する。

Pha Lai I は遠心ファンで、1 基あたり 2 台設置されており、ファン効率は 93%である（図 2.3-19）。

Pha Lai II は軸流ファンで、1 ボイラあたり 2 台設置されている。流量調整は動翼変更によって行い、ファン効率は 86%である（図 2.3-20）。



図 2.3-19 Pha Lai I 押込通風ファン



図 2.3-20 Pha Lai II 押込通風ファン

< PAF >

一次空気押込ファン（PAF）は空気圧により燃料の微粉炭をバーナーに供給する。

Pha Lai I には設置されていない。

Pha Lai II には1ボイラあたり2台設置されている。回転数は1,490 rpmで、流量調整は吸込ヘッドの翼開度で調整する（図 2.3-21）。



図 2.3-21 Pha Lai II 一次空気押込ファン

< IDF >

誘引ファン（IDF）は煙道ガスを煙突まで送り込む。

Pha Lai I の IDF は遠心ファンタイプであり、1 基あたり 2 台設置されている（図 2.3-22）。回転数は 750 rpm、ファン効率は 80% である。なお、Pha Lai I の IDF は空気予熱機のエアリークの影響で過負荷となっている。

Pha Lai II の IDF は遠心ファンであり、1 ボイラあたり 2 台設置されている（図 2.3-23）。ファン回転数は 450 ~ 745 rpm で、流量調整はモータ速度変更と吸引方向の翼開度変更によって行われる。ファン効率は 82.2% である。



図 2.3-22 Pha Lai I 誘引ファン



図 2.3-23 Pha Lai II 誘引ファン

< AH >

空気予熱器（AH）は燃焼排ガスの熱を吸収して燃料用空気の予熱を行う。

Pha Lai I の AH はチューブ式構造を採用している（図 2.3-24）。Pha Lai II の AH はユングストローム式を採用している（図 2.3-25）。SDS センサードライブシステムを搭載し、シール間隙調整が可能である。空気予熱器の元素部位が損傷し、空気漏れが発生している。



図 2.3-24 Pha Lai I 空気予熱器  
（チューブ式、外観からは確認不可）



図 2.3-25 Pha Lai II 空気予熱器

#### < スートブロワ >

スートブロワは伝熱面に付着した灰およびクリンカを蒸気噴射により除去する。

Pha Lai I には、ロータリスートブロワが設置され、1日1回運転される(図 2.3-26)。

Pha Lai II は、ボイラのロータリスートブロワを毎週2回、空気予熱器のスートブロワを適宜、運転している(図 2.3-27)。空気予熱器のエLEMENTには、エロージョンが発生している。



図 2.3-26 Pha Lai I および Pha Lai II のボイラ用ロータリスートブロワ



図 2.3-27 Pha Lai II の空気予熱器用ストブプロワ

### (3) 循環水系統

#### < 取水口設備 >

タイピン川の河川水を取水している。水温は夏期 32 、冬期 19 、平均 23 である。インテークにはペットボトル、ビニール、空き缶、木くずが多量に浮遊している（図 2.3-28）。これらの異物を除去するため、スクリーンが設置されており、Pha Lai I には、バースクリーンが 8 箇所、ロータリスクリーンが 4 台設置されている（図 2.3-29、図 2.3-30）。Pha Lai II は、バースクリーンが 10 箇所、ロータリスクリーンが 5 台設置されている（図 2.3-31、図 2.3-32）。



図 2.3-28 取水口



図 2.3-29 Pha Lai I バースクリーン



図 2.3-30 Pha Lai I ロータリスクリーン





図 2.3-31 Pha Lai II バースクリーン



図 2.3-32 Pha Lai II ロータリスクリーン

< CWP >

循環水ポンプ(CWP)は取水口内の河川水を汲み上げ復水器へ冷却水を供給する。

Pha Lai I の循環水ポンプは、4 台設置（常用 2 台、予備機 1 台、補修停止 1 台）されており、河川水位 0.5 m 以上で運転が可能である（図 2.3-33）。夏期の水温は 32 まで温度上昇するが、常用の 2 台のみで運転を行う。また、復水器の真空度が悪化した場合も 2 台のみで運転し、3 台目の予備機は運転されていない。現状では 3 台目を運転しても改善の余地がないと判断されている。

Pha Lai II の循環水ポンプは、5 台設置されている（図 2.3-34）。VWF インバータ制御にて回転数調整を実施している。1 ユニット当たり常時 2 台を運転し、このほかに予備機を 1 台保有する。



図 2.3-33 Pha Lai I 循環水ポンプ



図 2.3-34 Pha Lai II 循環水ポンプ

#### (4) 復水系統

<CP、CBP>

復水ポンプ（CP）はホットウェルから復水を抽出し、低圧給水加熱器および脱気器まで送水する。

Pha Lai I はユニットあたり 3 台（1 台は予備）装備しており、回転数は 1,480 rpm、効率は 76%である（図 2.3-35）。

Pha Lai II の復水ポンプはユニットあたり 2 台設置されており、回転数は 1,486 rpm、効率は 80%である（図 2.3-36）。また、Pha Lai II には、復水昇圧ポンプ（CBP）がユニットあたり 2 台、設置されている（図 2.3-37）。



図 2.3-35 Pha Lai I 復水ポンプ



図 2.3-36 Pha Lai II 復水ポンプ



図 2.3-37 Pha Lai II 復水昇圧ポンプ

#### (5) 給水系統

< BFP >

ボイラ給水ポンプ(BFP)は給水の圧力を上げ、給水をボイラ内へ押し込む働きをする。

Pha Lai I のボイラ給水ポンプ (BFP) は 1 基あたり 1 台設置されている (図 2.3-38)。回転数は 2,970 rpm、効率は 76%である。

Pha Lai II のボイラ給水ポンプは 1 基あたり 2 台設置されている(図 2.3-39)。回転数は 1,491 rpm、効率は 82%である。



図 2.3-38 Pha Lai I ボイラ給水ポンプ



図 2.3-39 Pha Lai II ボイラ給水ポンプ

< 蒸気ドラム >

Pha Lai I、Pha Lai II 共にボイラ上部に設置されており、蒸気と水と分離し、蒸気を取り出す（図 2.3-40）。



図 2.3-40 Pha Lai II の蒸気ドラム

< 復水器洗浄装置 >

スポンジボール、カーボンランダムボール等を復水器内で循環させることで、復水器冷却管の洗浄を行う。

Pha Lai I には装備されていない。

Pha Lai II には装備されており、洗浄用ボールにスポンジ素材を使用している（図 2.3-41）。なお、復水器冷却管の材質は SS304 ステンレス材である。



図 2.3-41 復水器洗浄装置

## 2.4 環境に対する取り組み

### (1) 煙突

Pha Lai I , Pha Lai II 共に、200mの煙突高さが設けられている ( 図 2.4-1 )。



図 2.4-1 Pha Lai I 煙突 ( 写真左 ) , Pha Lai II 煙突 ( 写真右 )

### (2) 電気集塵器

排ガス中に含まれるばいじんを除去する。

Pha Lai I、Pha Lai II 共に、電気集塵器(EP)が設置されている ( 図 2.4-2、図 2.4-3 )。



図 2.4-2 Pha Lai I 電気集塵器



図 2.4-3 Pha Lai II 電気集塵器

### (3) 脱硫装置

排煙中の硫酸化物を除去する。Pha Lai II には湿式排煙脱硫装置が設置されている（図 2.4-4）。



図 2.4-4 湿式排煙脱硫装置

#### (4) 排水処理装置

発電所からの起動排水、脱硫排水、含油排水および生活排水等の処理装置が設置されている(図 2.4-5)。処理水の化学的酸素要求量、水素イオン濃度、浮遊物質量は常時モニタリングされ、「ベ」国排出基準を満たしている。また、3 ヶ月に一度、外部機関による水質調査が行われる。



図 2.4-5 排水受槽

#### (5) 植樹

Pha Lai I の運転開始以来、発電所構内の緑化に力を注いでいる。植樹管理の部署があり、発電所内の植樹の手入れは行きわたっている(図 2.4-6、図 2.4-7)。





図 2.4-6 Pha Lai I 事務所広場



図 2.4-7 Pha Lai II 事務所広場

## 2.5 組織

ファーライ火力発電株式会社の組織図を図 2.5-1 に示す。また、それぞれの役割を以下に示す。

労務部：

- 労働者の給与などの待遇制度、賞罰、採用、労働訓練等に関する業務遂行
- 上記業務に関する社長への助言
- 全 18 名で構成。内、部長 1 名、副部長 1 名

財務会計部

- 政府の規定に従い各資金源を管理
- 会計業務の遂行

- 全 16 名で構成。内、部長 1 名、副部長 1 名

#### 技術部

- 保安運転技術や工事・設備管理に関する計画立案
- 運転記録の管理および運転方式の決定
- 修理に係る外注業務の判断と発注
- 全 28 名で構成。内、部長 1 名、副部長 3 名

#### 総務部

- 警備
- 各種保険に関わる業務
- 社有車および駐車場の管理
- 食堂、社員宿舎、公的設備の管理
- 各種訴訟および賠償に関わる業務
- 植樹活動
- 事務用品、事務機器の購入と計画
- 会社印の保管および管理
- 行政的手続きおよびその他調整業務
- 全 143 名で構成（社長及び取締役 4 名、警備担当 13 名、書類作成 7 名、駐車場管理 16 名、保険担当 9 名、社員宿舎 7 名、社有車管理 13 名、中央管理棟の清掃担当 14 名、食堂担当 44 名、植樹担当 9 名）

#### 資材計画部

- 資材、道具、設備、文房具などの購入、計画、管理等
- 廃棄設備、廃棄装置の回収と処理
- 全 70 名で構成（部長および副部長 3 名、計画担当 11 名、統計担当 11 名、資材受入担当 9 名、実労および倉庫管理 16 名、石油石炭受入担当 20 名）

#### 消防警備部

- 社内の警備および治安維持
- 守衛業務
- 消火器の設置及び管理
- 全 74 名で構成（内、部長 1 名、副部長 2 名）

#### 燃料ブロック

- 燃料供給に関わるすべてのラインの運転と管理
- 分析用サンプルの収集
- 石炭、石油の受入業務
- 全 257 名で構成（事務 14 名、受入担当 12 名、衛生担当 14 名、サンプリング担当 11 名、列

車運転手 9 名、ホイールローダ運転手 16 名、シフト 22 名、シフト 21 名、シフト 21 名、シフト 20 名、シフト 22 名、クレーン運転手 17 名、積降作業員 15 名、鉱車積降作業員 21 名

#### 化学ブロック

- 水施設管理
- 石炭、石油、水、水蒸気、排気ガスの測定
- プラントで必要となる化学物質の受入と管理
- 全 63 名で構成（事務 6 名、化学物質受入担当 2 名、シフト 8 名、シフト 8 名、シフト 9 名、シフト 8 名、シフト 8 名、分析担当 7 名、港湾試験担当 7 名）

#### 第一運転ブロック

- プラント運転に関わるすべての設備の操作と管理
- 生活水の管理
- ボイラ設備の試験および調整
- 全 262 名で構成（事務 16 名、設備調整員 9 名、清掃員 9 名、水量調節担当 5 名、生活水ポンプ担当 10 名、シフト 44 名、シフト 42 名、シフト 43 名、シフト 43 名、シフト 44 名）

#### 第二運転ブロック

- プラント周りの設備や装置に関する操作や管理
- 当ブロックに関わる化学物質の受入
- 当ブロックに関わる石炭、石油、石灰岩などの物資の受入れ
- 全 262 名で構成（事務 22 名、清掃員 19 名、清掃員 18 名、化学分析担当 12 名、物資受入担当 8 名、サンプル採取担当 9 名、クレーン運転手 27 名、冷蔵装置および電気機器担当 10 名、ソフトウェア担当 3 名、シフト 44 名、シフト 44 名、シフト 45 名、シフト 43 名、シフト 44 名）

#### 電気・計測ブロック

- 電気設備および計測設備の工事、運転、メンテナンス
- 会社の通信連絡網を管理、保守
- 全 146 名で構成（事務 13 名、シフトリーダー 8 名、情報担当 8 名、清掃員 4 名、シフト 23 名、シフト 22 名、シフト 24 名、シフト 22 名、シフト 22 名）

#### 補助生産ブロック

- クリンカや灰の管理
- 石膏の生産
- 関連する重機の運転
- 全 24 名で構成（事務 4 名、倉庫管理 3 名、トラック運転手 9 名、パワーショベル運転手 8 名）

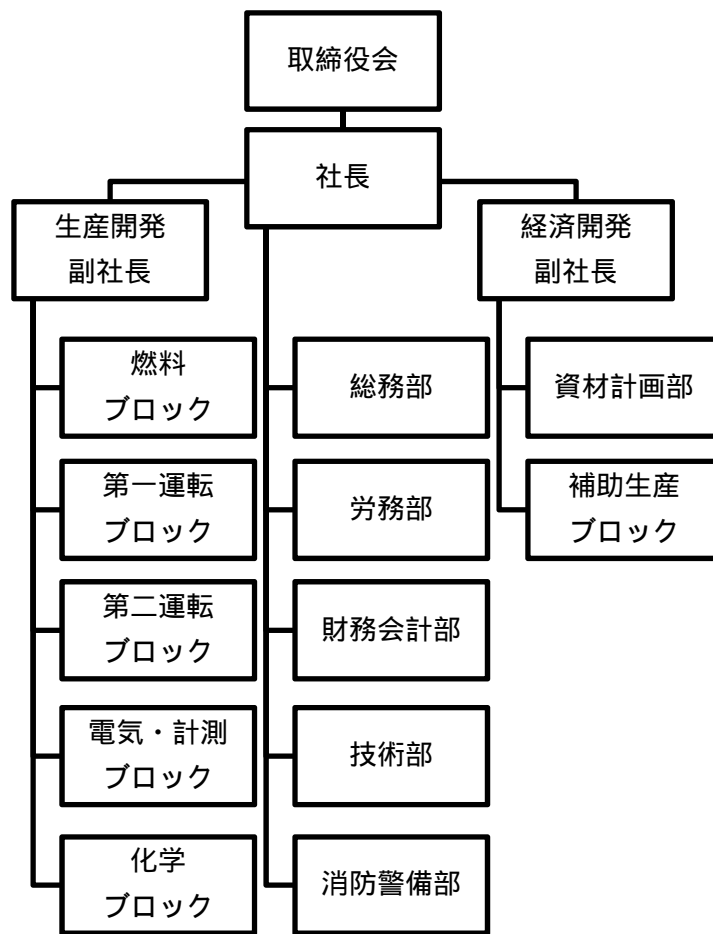


図 2.5-1 Fha Lai 火力発電株式会社組織図

### 3. Uong Bi 火力発電所の概要

現地名	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Uông Bí
英名	Uong Bi Thermal Power Plant Joint-stock Company
略名	UBPC
会社設立	2010年6月30日
所在地	Uong Bi (ハノイの東方およそ100km)
定格出力	Uong Bi 5,6号機 110MW (55MW × 2基) Uong Bi 7号機 300MW (1基)
使用燃料	石炭(無煙炭)
年間稼働時間	Uong Bi 5号機: 6,500時間(2005-2009年平均) Uong Bi 6号機: 7,900時間(2005-2009年平均) Uong Bi 7号機: 不明



図 3-1 Uong Bi 5,6号機外観



図 3-2 Uong Bi 7号機外観



図 3-3 Uong Bi 8号機 建設中  
(2012年運転開始予定 300MW)

### 3.1 Uong Bi 火力発電所株式会社沿革

Uong Bi 石炭火力発電所では1号機から4号機の建設を1961年5月19日に開始した。旧ソビエト連邦の援助により1963年に完工したこれらは、4つのボイラを有し、総出力は48MW(12MW × 4)であった。現在、これらのプラントはすでに廃棄されており、新たに新設された5号機、6号機、7号機が運転を行っている。

5号機、6号機の建設開始は1973年で、それぞれ1975年7月1日、1978年6月5日に運開した。建設当初、5号機は出力50MW、6号機は出力55MWであったが、1997年に5号機を55MWに改装し出力を増加させた。

2002年5月26日には「ベ」国の独自資本により7号機の建設が開始され、2009年11月27日に出力300MWのプラントが運開した。これにより当該発電所の総出力は5号機、6号機と合わせて410MWとなっている。従業員数は1600人で、2010年6月30日には「ベ」国の政策に従い株式会社化された。

なお、隣接する敷地では、現在新たに定格出力330MWの8号機の建設が進められており、2011年8月に運開予定である。

### 3.2 Uong Bi 発電所主要機器仕様

主要機器の仕様(表3.2-1、表3.2-2、表3.2-3、表3.2-4、表3.2-5、表3.2-6)およびボイラ、タービン、発電機および制御室の外観(図3.2-1、図3.2-2、図3.2-3、図3.2-4、図3.2-5、図3.2-6、図3.2-7、図3.2-8、図3.2-9、図3.2-10)を以下に示す。

表 3.2-1 ボイラ仕様

	Uong Bi 5,6号機	Uong Bi 7号機
搭載数	4 缶 (2 缶/ユニット、 #5~8)	1 缶 (1 缶/ユニット、 #9)
メーカー	ロシア製	ロシア製
ボイラ型式	K20-3	-
燃焼方式	一段式対向バーナ (バーナ数 4)	二段式対向バーナ (バーナ数 16)
蒸気流量	110[T/H]	137.6[T/H]
過熱器出口圧力	100[kg/cm <sup>2</sup> ]	194.7[kgf/cm <sup>2</sup> ]
過熱器出口温度	540[ ]	543[ ]
再熱器出口圧力	-none	176[kgf/cm <sup>2</sup> ]
再熱器出口温度	-none	543[ ]
ボイラ効率	90.65[%]	87.66[%]
ミル型式	チューブミル	チューブミル

表 3.2-2 タービン仕様

	Uong Bi 5,6号機	Uong Bi 7号機
搭載数	2 基 (#5、 #6)	1 基 (#7)
メーカー	ロシア製	ロシア製
タービン型式	K-50-90-3/4	-
最大出力	55[MW]	303[MW]
主蒸気流量	220[T/H]	848.2[T/H]
主蒸気圧力	90[kgf/cm <sup>2</sup> ]	171[kgf/cm <sup>2</sup> ]
主蒸気温度	535[ ]	538[ ]
タービン効率	44[%]	-

表 3.2-3 発電機仕様

	Uong Bi 5,6号機	Uong Bi 7号機
搭載数	2 基	1 基
発電機メーカー	ロシア製	ロシア製
発電機型式	TB -60-2T 型	TBB-320-2T3
容量	55[MW]	303[MW]
電圧	6,300[V]	19,000[V]
電流	6,310[A]	10,830[A]
回転数	3,000 [rpm]	3,000 [rpm]
周波数	50 [Hz]	50 [Hz]

表 3.2-4 石炭仕様

	Uong Bi 5,6号機	Uong Bi 7号機
石炭使用量	-	137.6t/h
石炭発熱量	6,020 kCal/kg 石炭 (実績 5100~5450 kCal/kg 石炭)	4,961 kCal/kg 石炭

表 3.2-5 Uong Bi 5,6号機ファンおよびポンプ仕様

	定格出力 [kW]	定格圧力	定格電流 [A]	定格流量 [m <sup>3</sup> /h]	搭載数
押込通風ファン ( FDF )	200	379 mmH <sub>2</sub> O	27.5	123,600	1台/基
誘引ファン ( IDF )	260	258 mmH <sub>2</sub> O	33	170,000	1台/基
微分炭送風機	160	680 mmH <sub>2</sub> O	19.3	33,100	2台/基
復水ポンプ ( CP )	105	12.3 kg/cm <sup>2</sup>	-	160	2台/基
ボイラ給水ポンプ ( BFP )	1,720	159 kg/cm <sup>2</sup>	226	270	2台/基 + 予備 1台
循環水ポンプ ( CWP )	2,000	258 kg/cm <sup>2</sup>	226	270 t/h	1台/基 + 予備 1台

表 3.2-6 Uong Bi 7号機ファンおよびポンプ仕様

	定格出力 [kW]	定格圧力	定格電流 [A]	定格流量 [m <sup>3</sup> /h]	搭載数
押込通風ファン ( FDF )	800	335.5kgf/cm <sup>2</sup>	-	564,300	2台
誘引ファン ( IDF )	1,600	465 kgN/m <sup>3</sup>	-	865,900	2台
復水ポンプ ( CP )	105	12.3 kg/cm <sup>2</sup>	-	160	2台 + 予備 1台
ボイラ給水ポンプ ( BFP )	1,720	150 kg/cm <sup>2</sup>	-	270	3台 + 予備 1台
循環水ポンプ ( CWP )	1,800	17.27 mH <sub>2</sub> O	231.5	5,845	2台
一次空気ファン ( PAF )	160	220 kg/m <sup>2</sup>	290	76,200	4台





図 3.2-1 Uong Bi 5,6 ボイラ外観



図 3.2-2 Uong Bi 5,6 タービン、発電機外観



図 3.2-3 Uong Bi 5,6 タービン



図 3.2-4 Uong Bi 5,6 発電機



图 3.2-5 Uong Bi 5,6 制御室



图 3.2-6 Uong Bi 7 ボイラ外観



図 3.2-7 Uong Bi 7 タービン、発電機外観



図 3.2-8 Uong Bi 7 タービン



図 3.2-9 Uong Bi 7 発電機



図 3.2-10 Uong Bi 7 制御室

### 3.3 系統の概要と特徴

#### (1) 燃料系統

##### < 燃料 >

使用燃料の無煙炭は、ベトナム北部の Vang danh から、石炭運搬列車で輸送され、石炭性状の分析は定期的に行われている（図 3.3-1）。

Uong Bi 5,6 号機は 4B グレードの無煙炭を 1,000 t /日/ユニット、使用する。使用石炭の性状値は以下のとおりである。ただし、現在使用されている石炭の発熱量実測値は 5,200 ~ 5,400 kcal/kg であり、供給される石炭の質は年々低下傾向にある。

発熱	6,050 kcal/kg
灰分	24%
湿分	8%

揮発 6.5%  
硫黄 0.6%

Uong Bi 7号機は5Aグレードの無煙炭を約3,000t/日/ユニット、使用する。使用石炭の性状値は以下のとおりである。ただし、現在使用されている石炭の発熱量実測値は4,750～4,830 kcal/kgであり、供給される石炭の質は年々低下傾向にある。

発熱量 5,500 kcal/kg  
灰分 30%  
湿分 8%  
揮発分 6.5%  
硫黄分 0.6%



図 3.3-1 石炭運搬列車

#### < 燃料受入方式 >

Uong Bi 火力発電所では使用燃料のすべてが石炭運搬列車により受け入れられる。運搬列車は受入ヤードに停車後、荷台側面のハッチを開放する（図 3.3-2、図 3.3-3）。流れ出た石炭は地上面の開口部から地下に設置されたホッパへ投入され、ベルトコンベヤによってバンカまたは貯炭場へ搬送される（図 3.3-4、図 3.3-5）。



図 3.3-2 受入ヤードの石炭運搬列車



図 3.3-3 石炭の受入状況



図 3.3-4 地下の受入コンベヤ



図 3.3-5 地下の受入コンベヤ状況

< 貯炭場 >

Uong Bi 5,6号機用に屋内貯炭場 20,000 tがある(図 3.3-6)。

Uong Bi 7号機用に屋内貯炭場 30,000 tがある(図 3.3-7)。

両者とも保存されている石炭は揮発分が低く、自然発熱によるカロリー損失の恐れはない。屋内貯炭場は側壁があり、横からの雨水浸入を防ぐことができる。



図 3.3-6 Uong Bi 5,6号機の屋内貯炭場



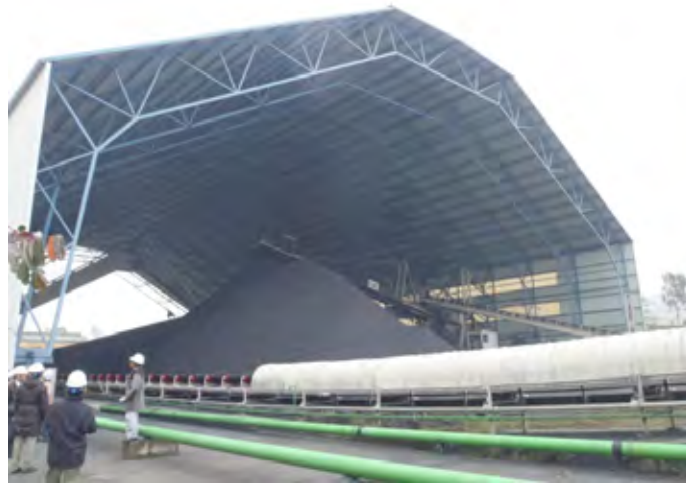


図 3.3-7 Uong Bi 7号機の屋内貯炭場



図 3.3-8 Uong Bi 8号機用のドーム型屋内貯炭場（建設中）

#### <ベルトコンベヤ>

Uong Bi 5,6号機、7号機共に運搬列車からの直送系統（受入コンベヤからパンカまで）、受入系統（受入コンベヤから貯炭場まで）および送炭系統（貯炭場からパンカまで）がある（図 3.3-9、図 3.3-10）。Uong Bi 5,6号機とUong Bi 7号機の系統は繋がっておらず独立している。

7号機のベルトは新しくベルト表面の傷も見当たらない。コンベヤは室内に設置されており、降雨対策がなされている。



図 3.3-9 貯炭場のベルトコンベヤ



図 3.3-10 送炭ベルトコンベヤ

#### < バンカ >

Uong Bi 5,6 号機のバンカはボイラあたり 2 台装備されており、1 バンカあたりの容量は 200  $\text{m}^3$  である (図 3.3-11)。セパレータの後流にサブバンカが 1 台あり、容量は 140  $\text{m}^3$  である。

Uong Bi 7 号機のバンカは 2 台装備されており、1 バンカあたりの容量は 400  $\text{m}^3$  である (図 3.3-12)。セパレータ後流に 1 台あるサブバンカの容量は 300  $\text{m}^3$  である (図 3.3-13)。



图 3.3-11 Uong Bi 5,6号機 石炭バンカ



图 3.3-12 Uong Bi 7号機 石炭バンカ



図 3.3-13 Uong Bi 7号機 サブバンカ

< 給炭機 >

Uong Bi 5,6 号機、Uong Bi 7 号機共、各バンカ出口にベルトフィーダ式の給炭機が設置されている（図 3.3-14、図 3.3-15）。ベルトフィーダの速度調整が可能であり給炭量を調整できる。



図 3.3-14 Uong Bi 5,6 号機 給炭機



図 3.3-15 Uong Bi 7号機 給炭機

#### <ミル>

Uong Bi 5,6号機、Uong Bi 7号機共にチューブ式ミルが設置されており、ボイラあたり2台設置されている(図 3.3-16、図 3.3-17)。鋼球の入った胴形の容器を回転させ、その中で石炭を粉砕する。Uong Bi5,6号機のミルは、出力 380 kW、28 t 分の鋼球を内包する。Uong Bi7号機のミルは、出力 1,600 kW、約 93 t 分の鋼球を内包する。粉砕後の石炭粒度は約 90  $\mu\text{m}$  である。ミル入口の微粉炭管の摩耗が著しく部分取替や溶接補修にて都度対応している。



図 3.3-16 Uong Bi 5,6号機 チューブ式ミル



図 3.3-17 Uong Bi 7号機 チューブ式ミル

<セパレータ、サイクロン分離器>

セパレータとサイクロン分離器は粉碎した石炭を粒度ごとに分級する。Uong Bi 5,6号機、Uong Bi 7号機共に微粉炭管（フューエルパイプ）の後段に粗粉分離器（セパレータ）と遠心分離器（サイクロン）が装備されている（図 3.3-18、図 3.3-19、図 3.3-20）。セパレータで分離された粗粉は再度ミルへ送られ、サイクロンで分離された粗粉は対向側バーナへ、細粉は対角側バーナへ送られる。サイクロン後流のサブバンカ入口では2時間毎にサンプルが採取され、石炭粒度が測定されている。



図 3.3-18 Uong Bi 5,6号機 サイクロン分離器



図 3.3-19 Uong Bi 7号機 セパレータ



図 3.3-20 Uong Bi 7号機 サイクロン分離器

< 微粉炭送風機 >

微粉炭送風機は、サイクロン分離器で分級した微粉炭を、サブバンカ、石炭粉砕機またはボイラへ供給する。微粉炭の送り先はボイラの運転状態に応じて送り先を選定される。Uong Bi 5,6号機、Uong Bi 7号機共にボイラあたり2台設置されている(図 3.3-21、図 3.3-22)。



図 3.3-21 Uong Bi 5,6 号機 微粉炭送風機



図 3.3-22 Uong Bi 7 号機 微粉炭送風機

## (2)通風系統

### < FDF >

押込通風ファン（FDF）は燃料の燃焼に必要な空気を取り込んでボイラ内へ供給する。

Uong Bi 5,6 号機は遠心ファンで、1 基あたり 2 台設置されている（図 3.3-23）。

Uong Bi 7 号機は遠心ファンで、2 台設置されている（図 3.3-24）。





図 3.3-23 Uong Bi 5,6号機 押込通風ファン



図 3.3-24 Uong Bi 7号機 押込通風ファン

< PAF >

一次空気押込ファン（PAF）は空気圧により燃料の微粉炭をバーナーに供給する。

Uong Bi 5,6号機には設置されていない。

Uong Bi 7号機には4台設置されている（図 3.3-25）。



図 3.3-25 Uong Bi 7号機 一次空気押込ファン

< IDF >

誘引ファン（IDF）は煙道ガスを煙突まで送り込む。

Uong Bi 5,6号機は遠心ファンが1基あたり1台設置されている（図 3.3-26）。

Uong Bi 7号機は遠心ファンが2台設置されている（図 3.3-27）。



図 3.3-26 Uong Bi 5,6号機 誘引ファン



図 3.3-27 Uong Bi 7号機 誘引ファン

< AH >

空気予熱器 (AH) は燃焼排ガスの熱を吸収して燃料用空気の予熱を行う。Uong Bi 5,6号機、7号機共に AH はチューブ式構造を採用している (図 3.3-28)。



図 3.3-28 Uong Bi 7号機 空気予熱器

< スートブロワ >

スートブロワは伝熱面に付着した灰およびクリンカを蒸気噴射により除去する。

Uong Bi 7号機には、ロータリスートブロワとデスラガが設置されているが、噴射蒸気により管壁にエロージョンが発生している (図 3.3-29、図 3.3-30)。



図 3.3-29 Uong Bi 7号機のロータリストプロウ



図 3.3-30 Uong Bi 7号機のデスラッタ

### (3)循環水系統

#### <取水口設備>

Bach Dang 川の河川水を取水している。取水口およびポンプ場は発電所から約 1.7km 離れており、川沿いに設置された導水管で送水している（図 3.3-31）。インテークにはペットボトル、ビニール、空き缶、木くずが浮遊している。これらの異物を除去するため、Uong Bi 5,6 号機には、ロータリスクリーンが 2 台設置されている（図 3.3-32）。バースクリーンは設置されていない。

Uong Bi 7 号機には、ロータリスクリーンが 2 台設置されている。バースクリーンは設置されていない（図 3.3-32）。



図 3.3-31 発電所までの導水路  
(写真左端、川沿いの配管が導水路)



図 3.3-32 ロータリスクリーン  
(写真左より2台が7号機用、真ん中2台が5,6号機用、右端の青い2台は建設中8号機用)

< CWP >

循環水ポンプ(CWP)は取水口内の河川水を汲み上げ復水器へ冷却水を供給する。

Uong Bi 5,6号機の循環水ポンプは、合計で2台設置されている(図 3.3-33、図 3.3-34)。

Uong Bi 7号機の循環水ポンプは、2台設置されている(図 3.3-33、図 3.3-35)。



図 3.3-33 ポンプ場全景  
(写真左、黄色の CWP は建設中の 8 号機用)



図 3.3-34 Uong Bi 5,6 号機 CWP



図 3.3-35 Uong Bi 7号機 CWP

#### (4)復水系統

< CP >

復水ポンプ（CP）はホットウェルから復水を抽出し、低圧給水加熱器（図 3.3-38）および脱気器（図 3.3-39）まで送水する。

Uong Bi 5,6号機はユニットあたり2台設置されている（図 3.3-36）。

Uong Bi 7号機の復水ポンプは2台設置されており、1台は予備機である（図 3.3-37）。



図 3.3-36 Uong Bi 5,6号機 CP



图 3.3-37 Uong Bi 7号機 CP



图 3.3-38 Uong Bi 7号機 給水加熱器





図 3.3-39 Uong Bi 7号機 脱気器

#### (5) 給水系統

##### < BFP >

ボイラ給水ポンプ(BFP)は給水の圧力を上げ、給水をボイラ内へ押し込む働きをする。

Uong Bi 5,6号機のボイラ給水ポンプ(BFP)は1基あたり2台設置されている(図 3.3-40)。

Uong Bi 7号機のボイラ給水ポンプは3台設置されており1台は予備機である(図 3.3-41)。



図 3.3-40 Uong Bi 5,6号機 BFP



図 3.3-41 Uong Bi 7号機 BFP

#### < 蒸気ドラム >

Uong Bi 5,6号機、Uong Bi 7号機共にボイラ上部に設置されており、蒸気と水とを分離し、発電用の蒸気を取り出している（図 3.3-42）。



図 3.3-42 Uong Bi 7号機 蒸気ドラム

#### < 復水器洗浄装置 >

スポンジボール、カーボンランダムボール等を復水器内で循環させることで、復水器冷却管の洗浄を行う。

Uong Bi 5,6号機には装備されていない。

Uong Bi 7号機には装備されており、洗浄用ボールにスポンジ素材を使用している。復水器冷却管の材質はチタンで、毎日洗浄されている（図 3.3-43）。



図 3.3-43 Uong Bi 7号機 復水器洗浄装置

### 3.4 環境に対する取り組み

#### (1) 煙突

Uong Bi 5,6 号機の煙突は 70m と低い。Uong Bi 7 号機は 200m の煙突高さが設けられている (図 3.4-1)。



図 3.4-1 Uong Bi 7号機煙突(写真左)、Uong Bi 5,6号機煙突(写真中央)と建設中Uong Bi 7号機煙突(写真右)

#### (2) 電気集塵器

排ガス中に含まれるばいじんを除去する。

Uong Bi 5,6 号機、7 号機共に電気集塵器(EP)が設置されている (図 3.4-2、図 3.4-3)。Uong Bi 5,6 号機の電気集塵器は 2004 年から 2005 年に掛けて増設された。



図 3.4-2 Uong Bi 5,6号機 電気集塵器



図 3.4-3 Uong Bi 7号機 電気集塵器

### (3)脱硫装置

排煙中の硫黄酸化物を除去する。

Uong Bi 7号機には排煙脱硫装置が設置されている(図 3.4-4)。



図 3.4-4 Uong Bi 7号機 排煙脱硫装置

#### (4) 排水処理施設

発電所からの起動排水、脱硫排水、含油排水および生活排水等の処理装置が設置されている(図 3.4-5)。処理水の化学的酸素要求量、水素イオン濃度、浮遊物質量は常時モニタリングされ、「ベ」国排出基準を満たしている。



図 3.4-5 水処理施設

#### (5) 植樹

発電所構内の緑化に力を注いでいる。発電所内の植樹の手入れは行きわたっている(図 3.4-6)。



図 3.4-6 事務所前広場全景

### 3.5 組織

ウォンビ火力発電株式会社の組織図を図 3.5-1 に示す。

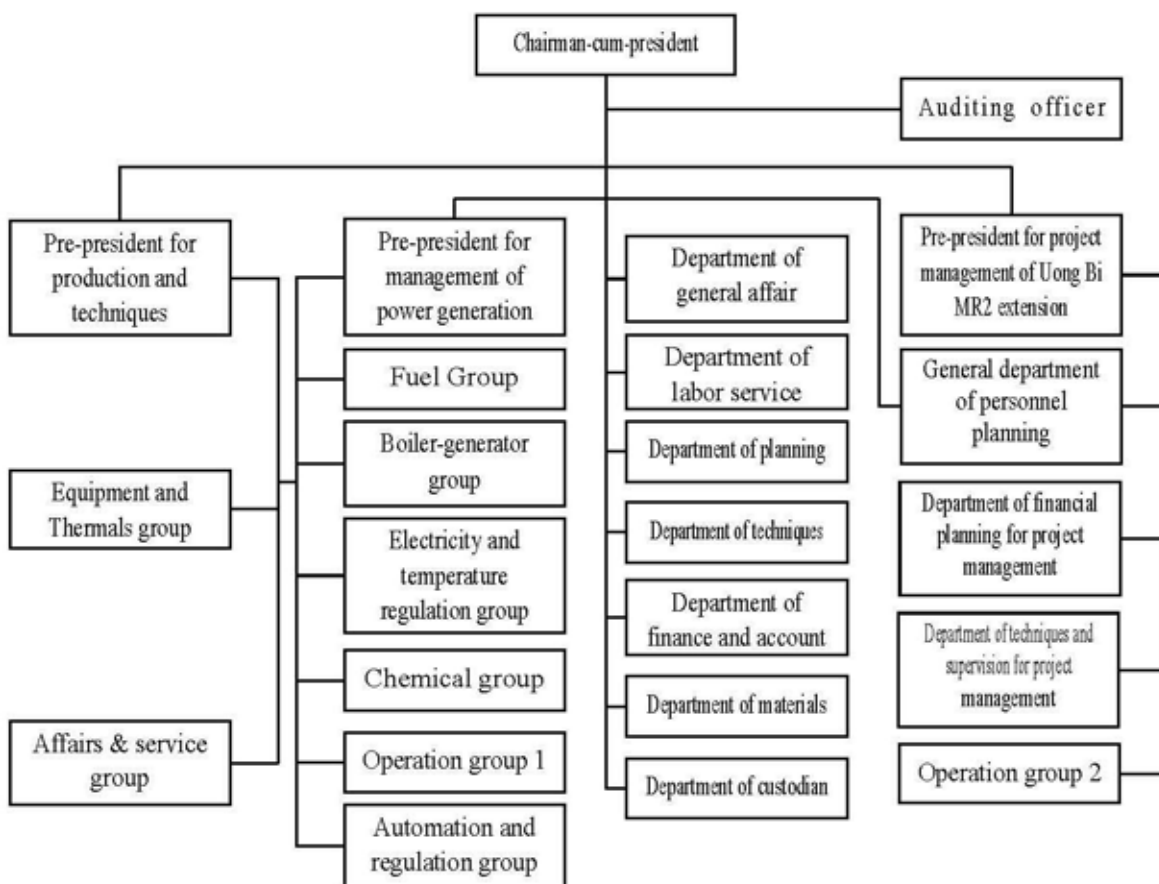


図 3.5-1 Uong Bi 火力発電株式会社組織図

## 附録 2 発電所運用・保守

## 1. Ninh Binh 火力発電所運用状況

### 1.1 Ninh Binh 火力発電所の運転状況と運転管理体制

近年の Ninh Binh 火力発電所における運転概要は、表 1.1-1 に示すとおりである。出力はプラント合計で 100MW とベトナム国内においてもさほど大容量のプラントではないが、慢性的な電力不足という国内事情を反映し、いずれのユニットもプラント稼働率は 80%以上であり、年間の運転時間も 8000 時間前後と、非常に高稼働で運用されている。

表 1.1-1 Ninh Binh 火力発電所の運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.	Ninh Binh TPP				
		#1	#2	#3	#4	
1	Year in operation	5-1974	12-1974	11-1975	3-1976	
2	Output (MW)	Actual	25.0	25.0	25.0	25.0
		Design	25.0	25.0	25.0	25.0
3	Capacity Factor (%)	0.93	0.86	0.87	0.79	
4	Generating End Efficiency (%)	Actual	22.1	22.0	22.9	22.7
		Design	26.1 ( $\frac{10^*}{\text{lo}} \frac{\text{may}^*}{\text{dien}^*} \frac{\text{tt}}{\text{tt}}=0.96$ )			
5	Operating hours (hrs/yr)					
	in 2005	8474	8164	6769	7104	
	in 2006	8506	8286	8553	8155	
	in 2007	8485	7765	7664	7388	
	in 2008	7490	8405	8344	7213	
	in 2009	8451	7948	7961	7216	

発電端効率は 20%強であり、設計値(26.1%)は下回っているものの、運転開始以来 40 年が経過した老朽化プラントであることを考慮するとそれ程低い値ともいえず、むしろ他の発展途上国と比較してもそんな色ない値であるといえる。

2005 年に行われた調査(“Pilot Studies for Knowledge Assistance for IMPROVING OPERATION & MAINTENANCE OF COAL- FIRED THERMAL POWER PLANTS IN NORTHERN VIETNAM ”, August, 2005 JBIC)によると、当時の発電端効率も今回の調査結果と同様の約 21%であることから、ここ数年、20%前半のプラント効率を維持しているようである。測定条件が必ずしも同一ではないため、今回の調査結果と 2005 年当時の状況を比較・評価することは難しいが、2000 年以降、石炭回転分級器の取替(2000 年実施、石炭のさらなる微粉炭化)に加え、給水加熱器、復水器の細管取替(ともに 2005-2007 年)を行っており、これらの結果、比較的安定した運転状態を継続できていると判断できる。

Ninh Binh 火力発電所の運転体制は、各ユニット 3 交替制であり、それぞれのグループは、電気系、タービン系、ボイラ系のパートごとに分割されている。また、制御室も電気系と機械系ではそれぞれ異なっている。

プラントの運転性能管理は保安技術部の管轄であり、プラント効率の算出に必要な石炭性状の分析などは、化学管理部が行っている。また、一部の運転データはいわゆる運転ログ装置により記録されているものの、ほとんどは運転員が毎正時に自ら計器を読み取り記録し、それらをもとに、当直ごとにプラント効率を算出し、保安技術部の性能管理の専門家が月平均のプ



ラント効率を算出し管理している。

さらに、これらの記録は発電電力量と共に EVN に送付されている。EVN では他の国内火力発電所の運転記録を含めて総合的な解析を行うとともに、課題の抽出、改善策の検討を行っている。

また、Ninh Binh 火力発電所では、各パートが頻繁に巡視を行っており、多くの運転データを採取しているが、仮にそれらの運転データが設計値を下回っていた場合であっても、運転制限値を超過しない限りはプラントの運転を継続している。Ninh Binh 火力発電所は運転開始以来 40 年近くが経過した EVN 所有の石炭火力発電所の中で最も古い発電所であり、設備の老朽化も進んでいるため、多少の効率低下は容認されているようである。また、慢性的な電力不足という国内事情を背景に、定格出力が確保できる範囲においては、プラント効率の低下もある程度容認されている傾向にあるようである。このような点は、あらかじめプラント効率が最も良くなるポイントを定め、それを大きく逸脱しないようにプラントを制御しながら運転を行う「目標値管理」とは異なる点である。

## 1.2 ボイラ設備運転における現状分析

Ninh Binh 火力発電所では、中国製の屋内式単胴自然循環型ボイラが採用されている。ボイラ設備の運転状況を表 1.2-1 に示す。ボイラ効率は、80%前半であり、設計値は下回っているものの、2005 年調査時と比較して同等もしくはやや改善が認められており、経年的な劣化の影響を考慮すると概ね良好な運転状態を維持しているものと判断できる。

表 1.2-1 ボイラ設備運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.	Ninh Binh TPP				
		#1	#2	#3	#4	
1	Boiler Efficiency (%)	Actual	82.39	83.10	83.66	81.44
		Design	90.1			
2	Actual Temperature ( ) -AH1					
	Gas in / Gas out		245/155	250/150	246/155	
	Air in / Air out		33/185	38/185	40/180	
	Actual Temperature ( ) -AH2					
	Gas in / Gas out		485/310	468/315	463/333	
	Air in / Air out		185/365	185/361	180/343	
	As design basis ( )					
	Gas in / Gas out		467/137			
Air in / Air out		30/375				
3	Coal Composition (w%)					
	Carbon design basis / Actual Value		62.8 /58-65			
	Hydrogen design basis / Actual Value		2.2 / 2 - 2.5			
	Oxygen design basis / Actual Value		1.5 / 2 - 2.5			
	Nitrogen design basis / Actual Value		0.4 / 0.3 - 0.5			
	Sulfur design basis / Actual Value		0.4 / 0.5 - 0.8			
	Ash design basis / Actual Value		22.0 - 26 / 22 - 32			
	Moisture design basis / Actual Value		11 / 7 - 11			
Calorific value L.H.V (kcal/kg) design basis / Actual Value		5500/ 5000 - 5500				
4	Remaining Carbon in Ash (%)		15-20			

ボイラ効率の低下要因は、低品位炭の使用や十分な微粉炭化が行われぬ等により理由により燃焼が不完全となる場合と、経年的な劣化等により蒸発管内面に鉄や銅等のスケールが付着し、ボイラ本体の熱伝導率が低下したり、伝熱管内面の汚れや低温部ではドレンによる腐食で伝熱が阻害され空気予熱器の熱交換率が低下する場合などが考えられる。

Ninh Binh 火力発電所では、灰中に含まれる未燃分が 15-20%と非常に高く、それにより、燃焼不完全による損失の増加およびボイラ効率に低下につながっている。石炭の粒径は、約 90 μm 程度と十分微細化されており、また、発電所独自に、燃焼ガス流速の調整による燃焼調整などにも取り組んでいることが今回の調査から明らかになったが、国のエネルギー政策の一環として国内石炭火力発電所では比較的低位のものを使用せざるを得ない状況が影響していると考えられる。

また、空気予熱器のガス入口側温度は設計値 467 に対して、最大 485 であり、ボイラ本体の熱伝導率が低下し熱交換が不十分となり、その結果、高温の燃焼ガスが排出されボイラ効率が低下している状況が読み取れる。さらに、空気予熱器単体の熱交換を見た場合であっても、燃焼用空気温度は、設計上、345 の温度上昇を期待できるのに対して、実際には約 330 程度であり、空気予熱器単体での熱効率が低下している状況が推測される。このため、空気予熱器出口側ガス温度が設計値(137 )を 10 以上上回る 150 程度となっており、ボイラ効率低下の一因となっている。

Ninh Binh 火力発電所でも、これまでの回転分級器の取り換えなどをおこなっており、石炭の微粉炭化はかなり進んでおり、調査では粒径は 90 μm 程度と十分微細化されていることが確認されている。また、地元の百科学と共同で、送炭用送風機の回転数制御による最適な燃焼制御の調査・研究を行い、既に実用化しているとのことである。これは、運転員が風量に応じて手動で 4 台のうち 1 台のファンの回転数を変えるとそれに追従し残りの 3 台のファンの回転数も変化するというものである。

このように、Ninh Binh 火力発電所では、灰中未燃分削減の取り組みを進めており、近年は未燃分が減少し、燃焼効率が改善されつつあるようである。

一方、ボイラ本体における熱伝導率の低下や空気予熱器の熱交換率の低下は、経年的な配管の汚れや腐食により伝熱が阻害されることが大きな要因であることから、定期的な清掃など比較的容易に効率の改善を期待できる項目である。

### 1.3 タービン設備運転における現状分析

Ninh Binh 火力発電所におけるタービン効率、および主要機器の運転記録は表 1.3-1 のとおりである。ボイラと同様に、効率よりも出力の確保を優先しているため、運転に影響がない範囲での設計値を下回った運転を許容している。

Ninh Binh 火力発電所では、通常の運転状態において主蒸気圧力、主蒸気温度および復水器真空度がいずれも定格値を下回っているおり、その結果、タービン全体の効率も低下している。

表 1.3-1 タービン設備運用状況

	Name of Power Plant & Unit No.		Ninh Binh TPP			
			#1	#2	#3	#4
1	Turbine Efficiency (%)	Actual	27.6	27.0	28.2	28.1
		Design	31			
2	Main Steam					
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual <sup>1</sup>	36.2	36.2	36.2	36.2
		Design	37	37	37	37
	Temperature ( )	Actual	440	442	442	444
		Design	450	450	450	450
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	120	120	110	120
		Design	130	130	130	130
	Superheater Spray Flow Rate (Ton/hr)	Actual	18/18	20/24	32/32	32/32
Design		32/32	32/32	32/32	32/32	
3	Condenser					
	Vacuum (mmHg)	Actual	690	670	685	690
		Design	716	716	716	716
4	Make-up Water					
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	1.4	1.4	1.4	1.4
		Design				
	Temperature ( )	Actual	23.5	23.5	23.5	23.5
		Design				
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	8	8	8	8
Design						
5	Boiler Feed Water					
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	56	56.5	56	56
		Design	57	57	57	57
	Temperature ( )	Actual	170	169.9	170	170.5
		Design	172	172	172	172
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	120	125	125	121
Design		130	130	130	130	
1 過熱器出口あとの主蒸気圧力						

今回の聞き取り調査においてこの点を Ninh Binh 火力発電所技術者に確認したところ、タービン効率向上の観点からは、設計値に近い運転状態を維持することが最も望ましいことは認識しているものの、経年的な劣化の影響も考慮の上、高温・高圧蒸気のストレスを配管に与えることにより、機器の破損も危惧されることから、タービン効率が低下することを承知の上で、主蒸気温度・主蒸気圧力が定格値を下回る運転を許容しているとのことであった。

また、Ninh Binh 発電所では、発電所近郊の川から、機器冷却水を取り込んでいるが、水温の上昇による復水器真空度への影響が大きな問題となっており、特に、夏期においては水温 37 に達することもあるとのことであった。

#### 1.4 環境設備運転における現状分析

ベトナムの大気汚染物質の主な排出源は都市部を中心としたオートバイや自動車の排気ガスによるものと、火力発電所を含めた産業活動によるものである。特に、都市部では排気ガスによる大気汚染が深刻であり、粉じん、鉛、CO（一酸化炭素）、NO<sub>x</sub>（窒素酸化物）、HC（炭化水素）、SO<sub>2</sub>（二酸化硫黄）などの濃度が年々上昇している。

これに対して、Ninh Binh 火力発電所における排ガス中に占める大気汚染物質は、表 1.4-1 のとおりである。ベトナム国内では、工業団地や石炭を燃料とした火力発電所の周辺などで産業活動による大気汚染が問題となっているにもかかわらず、ローカル企業の多くは大気汚染対策を実施していないとされている。

しかし、Ninh Binh 火力発電所においては、過去の調査（「Ninh Binh 火力発電所の煙突出口排ガス測定装置設置導入に関する可能性」（2005年10月 国際協力銀行ほか））でも、発電所所員は環境保全対策を熟知するとともに、環境関係エンジニアの排ガス測定・分析手法・評価等に対する認識が十分であるとの評価も得ており、所員の環境保全に対する意識は非常に高いとされている。

表 1.4-1 環境設備運用状況

	Name of Power Plant & Unit No.	Ninh Binh TPP			
		#1	#2	#3	#4
1	Flue Gas at ECO out				
	O <sub>2</sub> (vol%)	1.65 - 3.07			
	CO <sub>2</sub> (vol%)	17.1 - 18.43			
	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	282 - 307			
	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	335 - 363			
2	Flue gas at stack out				
	Gas flow rate (Nm <sup>3</sup> /hr, wet)	200000 - 205000			
	Temperature ( )	130			
	Particulate (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	254.7	218.5	327.4	223.6
	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	824.7	860.4	927.1	838.5
	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	80.4	87.5	127.2	91.7

Note: Environmental regulation for flue gas of Thermal Power Plant as below,  
PM (Particulate Matters) :400mg/Nm<sup>3</sup>, NO<sub>x</sub> :1000mg/Nm<sup>3</sup>, SO<sub>x</sub>:1500mg/Nm<sup>3</sup>

今回の調査でも、他の発電所と異なり大気汚染物質の排出量を測定していることに加え、130mの高煙突の設置、電気集塵器の増設や低 NO<sub>x</sub> 型バーナの採用を行うなど、環境対策分野に対する投資を積極的に進め、環境負荷の低減を図っている。

この結果、表 1.4-1 に示すとおり、粉じん、窒素化合物、二酸化硫黄のいずれにおいてもベトナム国で定める環境基準を下回っていることが確認された。

ただし、表 1.4-1 に示すように、例えば、ECO 出口と煙突出口における SO<sub>2</sub> や NO<sub>x</sub> 値が大きく異なっているなど、その測定値自体には少なからず疑問を生じる。環境測定計器に限ったことではないが、プラント効率を正確に把握するためには、適切な計器のメンテナンスが欠かせない条件である。現在のところ、このような計器類については、故障時に修理・取替を行うことを原則と

しており、プラント運開以来 40 年近く使用している計器類も数多く認められた。今後、定期的な計器校正により、計器信頼度を維持することがプラント効率の把握には必要であることから、を検討することが必要であると考えられる。

## 1.5 タービン設備保守における現状分析

### (1) 全般

30年以上経過している設備であり、設備の老朽化は見られるが、現場の状況はよく、タービン関係設備において、外観から設備に異常が見られるようなものは特になかった。4号タービンの高圧第2HTRのシェル側安全弁にてリークが確認されたものの、程度は軽微であり、別件の補修停止の機会にでも対応することで十分なレベルである。



蒸気リーク

図 1.5-1 高圧第2HTR

### (2) 主タービン

主タービンは、2000年から2002年にかけて、最終12段動翼の取替修理を実施している。原因は翼の浸食によるものである。11段、10段についても既に、購入済みで取替に備えている。それ以外の翼については、運開依頼取替、溶接等の修理を実施していない。タービン翼へのスケール付着量はあまりないと報告であった。浸食状況等の詳細の記録は採られていない。シュラウド外周と外壁のラジアルフィンとの間隙、車軸とラビリンスパッキンとの間隙は、記録が採られており、許容値内に管理されていた。



図 1.5-2 主タービン

### (3) 給水加熱器

高圧給水加熱器（第 1、第 2）については、2001 年から 2005 年にかけて、細管の取替が実施されている。更新以前には、管板部の溶接部でのリーク、細管リーク等が発生していた。現在は止栓は実施されていない。加熱器細管リークに対する予防保全は実施されておらず、ブレイクダウンメンテナンスで対応している。細管の洗浄等は実施した経験がない。



図 1.5-3 給水加熱器

#### (4) 復水器

復水器の細管について以前は、アルミニウム黄銅管が使用されていたが、止栓数増加により、2005年から2010年にかけてキュプロニッケル管に順次取替を実施した。その後、2010年8月に4号機にて1回細管リークを経験している。ニンビン発電所の取水は川からの取水であるが、夏季は取水温度が上昇し(37程度)かつ、循環水管の口径が小さく、CWPの台数に余裕があるにもかかわらず、管の圧損の関係から、CWPを追加起動しても循環水を十分な量流すことができず、結果、復水器の真空値が下がり、定格出力をもてない状況となっている(CWPは、800kW 2台、520kW 2台の計4台構成。取水温度により、800kW 1台のみの運転。800kW 1台 + 520kW 1台もしくは520kW 2台の運転をしており、全台が運転することはない)。しかし、夏の短期間であり、特段の対策は実施していない状況である。復水器の細管清掃については、逆洗、ブラシ洗浄、ゴムブラシ洗浄等の洗浄を実施しており、定期点検、3か月毎の補修停止にて実施している。復水器の細管についてもリークに対する予防保全は実施されておらず、ブレイクダウンメンテナンスで対応している。



図 1.5-4 復水器



## 2 Pha Lai 火力発電所運用状況

### 2.1 Pha Lai 火力発電所の運転状況と運転管理体制

Pha Lai 発電所は 1980 年代前半に建設された Pha Lai 発電所と 2000 年はじめに建設された Pha Lai II 発電所とから構成されている。Pha Lai 発電所の定格出力は 440MW(110MW×4)、Pha Lai II 発電所の定格出力は 600MW(300MW×2)である。

近年の運転概要は、それぞれ表 2.1-1 および表 2.1-2 に示すとおりである。慢性的な電力不足という国内事情を反映し、いずれのユニットも比較的高稼働で運転されている。

表 2.1-1 Pha Lai I 火力発電所の運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.	Pha Lai I TPP				
		#1	#2	#3	#4	
1	Year in operation	1983	1984	1985	1986	
2	Output (MW)	Actual	90	85	100	100
		Design	110	110	110	110
3	Capacity Factor (%)	-	-	-	-	
4	Generating End Efficiency (%)	Actual	28.3	30	29.09	28.57
		Design	32.5			
5	Operating hours (hrs/yr)					
	in 2005	7567	7426	6904	6338	
	in 2006	7902	7765	7559	7756	
	in 2007	8384	6649	8476	7980	
	in 2008	6434	6599	7891	8228	
	in 2009	8656	8269	8558	7087	

表 2.1-2 Pha Lai II 火力発電所の運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.	Pha Lai II TPP		
		#5	#6	
1	Year in operation	2001	2002	
2	Output (MW)	Actual	290	295
		Design	300	300
3	Capacity Factor (%)	89.5	89.4	
4	Generating End Efficiency (%)	Actual	35.18	35.42
		Design	38.1	38.1
5	Operating hours (hrs/yr)			
	in 2005	7627	8159	
	in 2006	7561	7312	
	in 2007	6871	8331	
	in 2008	8216	7780	
	in 2009	8565	8434	

Pha Lai I 発電所の発電端効率は 30%以下であり、設計値(32.5%)を下回っている。運転開始以来 25 年以上が経過したプラントであり、設備の老朽が進んでいることに加え、慢性的な電力不足のために定期点検や修理のためにプラントを停止することも難しく、なかなか効果的なメンテナンスを行うことができないため、設計効率を維持することは難しいものと思われる。特に、運転年数が 30 年近い 1 号および 2 号については、効率低下が著しい。

一方、Pha Lai II 発電所の発電端効率は、35%程度であり、これも設計値である 38.1%を下回っている。Pha Lai II 発電所は、新鋭の火力発電所ではあるが運転開始以来、国内電力需給が逼迫していることから本格点検を行う機会に恵まれず、これまで本格点検は実施していないということであった。

Pha Lai 火力発電所の運転体制は、各ユニット 3 交替制であり、それぞれのグループは、電気系、タービン系、ボイラ系のパートごとに分割されている。また、制御室も電気系と機械系ではそれぞれ異なっている。

プラントの運転性能管理は技術部の管轄であり、定期点検手前に点検前後の比較のため独自にプラントの効率を計算するが、定期点検後は外部の専門会社に効率計算を委託している。Pha Lai I 発電所においては、運転員が毎正時に自ら計器を読み取り記録しているが、Pha Lai II 発電所では運転員の記録のほかに、運転ログ装置にユニット主要運転値が自動的に記録されている。

Pha Lai 発電所において聞き取り調査を行った限りでは、ボイラ効率やタービン効率などの効率計算や効率に影響を与えるパラメータ(例えば、排ガス温度など)に対する知見を有してはいるものの、国内の電力需給状況が非常に逼迫しており、ユニットの運転を優先せざるを得ない状況であり、適切な保守による効率の維持改善に取り組めない状況が推測された。

## 2.2 ボイラ設備運転における現状分析

Pha Lai I 火力発電所では、旧ソ連製のボイラが採用されている。ボイラ設備の運転状況を表 2.2-1 に示す。ボイラ効率は、80%台中盤を維持しており、設計値は若干下回る低であり、経年的な劣化の影響を考慮すると概ね良好な運転状態を維持しているものと判断できる。

Pha Lai I 発電所におけるボイラ効率の低下要因は、大きく分けてふたつであることが、今回の聞き取り調査で判明した。

ひとつはボイラ伝熱管への経年的なスケール付着による熱伝導率の低下によるものであり、もうひとつは空気予熱器からの空気の吸い込みによるものである。

一方、空気予熱器ガス入口温度は設計値 553 に対して、最大で 550 であり設計値との差はさほど大きくない。これに対して、空気予熱器入口側空気温度は、30 (設計値 23 )、出口側空気温度は設計値 410 に対して、400 となっていることから、ボイラ本体の伝熱不良による影響も考えられるものの、空気予熱器単体の性能低下がボイラ効率低下の主たる要因であると推測される。なお、空気予熱器単体の性能劣化要因については、空気の吸い込みの他、経年的な劣化に伴う配管の汚れや腐食などによる伝熱不良なども考えられる。

なお、今回の聞き取り調査では、このような空気予熱器単体での性能管理は行っていないとの

ことであった。

また、Pha Lai II 発電所のボイラ運転状況は、表 2.2.2 のとおりである。Pha Lai II 火力発電所では、ロシア製のボイラが採用されている。ボイラ設備の運転状況を表 2.2-2 に示す。ボイラ効率は、80%台中盤であり、新鋭プラントであることから現在のところは良好な運転状態を維持している。

表 2.2-1 Pha Lai I TPP ボイラ設備運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.	Pha Lai I TPP				
		#1	#2	#3	#4	
1	Boiler Efficiency (%)	Actual	85.0	84.8	85.0	84.4
		Design	86.06			
2	Actual Temperature ( ) -AH					
	Gas in / Gas out	550/140	550/140	550/140	550/140	
	Air in / Air out	30/400	30/400	30/400	30/400	
	As design basis ( )-AH					
	Gas in / Gas out	553/133	553/133	553/133	553/133	
	Air in / Air out	23/410	23/410	23/410	23/410	
	Actual Concentration of O <sub>2</sub> in flue gas (vol %) -AH					
	ECO out / AH out	42/32	42/32	42/32	42/32	
3	Coal Composition (w%)					
	Carbon design basis / Actual Value	56.8				
	Hydrogen design basis / Actual Value	2.2/2.32				
	Oxygen design basis / Actual Value	2.22				
	Nitrogen design basis / Actual Value	0.4				
	Sulfur design basis / Actual Value	0.73				
	Ash design basis / Actual Value	28.3/29.5				
	Moisture design basis / Actual Value	9.5				
Calorific value L.H.V (kcal/kg) design basis / Actual Value	5035/5000					
4	Remaining Carbon in Ash (%)	16-18				

表 2.2-2 Pha Lai II TPP ボイラ設備運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.	Pha Lai II TPP		
		#5	#6	
1	Boiler Efficiency (%)	Actual	84.8	84.9
		Design	88.5	
2	Actual Temperature ( ) -AH			
	Gas in / Gas out		20.7/327	20/330
	Air in / Air out		400/123	409/126
	As design basis ( )-AH			
	Gas in / Gas out		27/339	27/339
	Air in / Air out		391/126	391/126
	Actual Concentration of O2 in flue gas (vol %) -AH			
	ECO out / AH out		2.4/4.9	2.2/4.7
	Actual Concentration of O2 in flue gas (vol %) -AH			
ECO out / AH out		3.7/4.7	3.6/4.7	
3	Carbon design basis / Actual Value		56.5/55.8-58.3	
	Hydrogen design basis / Actual Value		1.41/1.39-1.43	
	Oxygen design basis / Actual Value		1.69/1.68-1.71	
	Nitrogen design basis / Actual Value		1.69/1.68-1.71	
	Sulfur design basis / Actual Value		0.5/0.49-0.52	
	Ash design basis / Actual Value		30.32/28-31.3	
	Moisture design basis / Actual Value		9/8.5-10	
	Calorific value L.H.V (kcal/kg) design basis / Actual Value		4950/4920-5025	
4	Remaining Carbon in Ash (%)		14-18	

Pha Lai II 発電所においても、Pha Lai I 発電所と同様の傾向はあらわれており、空気予熱器の効率低下によりボイラ全体の効率が低下している状況がうかがえる。

また、聞き取り調査においては、ミルの負荷が増加しており通常、予備機 1 台運転とするところ、予備機なしの全台運転を行っており、その結果、所内負荷増加によりプラント効率が低下しているということであった。

### 2.3 タービン設備運転における現状分析

Pha Lai I 火力発電所および Pha Lai II 火力発電所におけるタービン効率、および主要機器の運転記録はそれぞれ、表 2.3-1 および表 2.3-2 のとおりである。Pha Lai I、Pha Lai II とともにボイラと同様に、定格効率に対してやや低い値となっている。

特に Pha Lai I および Pha Lai II とともに、復水器の真空度の低下が著しくこれがタービン効率低下に大きく影響している。特に、夏期における河川水温度の上昇による真空度の低下が大きな問題点である。

また、このほかにも、除塵装置不良による復水器配管洗浄不足のため、配管の汚れが原因となり熱交換の低下や、経年的な劣化により生じる、復水器への空気の吸い込みなどの影響など、設備的な不具合が効率の低下に影響を及ぼしている。

今回の調査においてこの点を Pha Lai 火力発電所技術者に確認したところ、このような設備の不具合状況を把握しているが、国内の電力供給事情は大変厳しく、なかなかユニットを停止し、保守を行うことができないとの回答であった。

特に、Pha Lai II 火力発電所については、運転開始以来、簡易点検(点検周期 2 年)を一度実施したのみで、本格点検(点検周期 4 年)を一度も実施していない。このほかには、比較的負荷が軽い時期に短期間ユニットを停止し修理を行うのみで、年間を通じてほぼ連続運転に近い状態であり、適切なメンテナンスを行うことが難しい状況である。

表 2.3-1 Pha Lai I タービン設備運用状況

	Name of Power Plant & Unit No.		Pha Lai I TPP			
			#1	#2	#3	#4
1	Turbine Efficiency (%)	Actual	34.0	36.4	35.8	34.3
		Design	39.0			
2	Main Steam					
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	95	95	94	95
		Design	100	100	100	100
	Temperature ( )	Actual	535	535	535	535
		Design	540	540	540	540
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	210	210	210	210
		Design	220	220	220	220
	Superheater Spray Flow Rate (Ton/hr)	Actual	0-10	0-10	0-10	0-10
Design		0-10	0-10	0-10	0-10	
3	Condenser					
	Vacuum (mmHg)	Actual	670	650	650	670
		Design	721	721	721	721
4	Make-up Water					
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	15.0	15.5	16.0	15.6
		Design	16.0	16.0	16.0	16.0
	Temperature ( )	Actual	42.0	43.0	44.0	44/0
		Design	-	-	-	-
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	322	318	321	321
Design		320	320	320	320	
5	Boiler Feed Water					
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	165	165	165	164
		Design	165	165	165	165
	Temperature ( )	Actual	155	154	156	154
		Design	158	158	158	158
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	266	265	265	266
Design		270	270	270	270	

表 2.3-2 Pha Lai II 発電所タービン設備運用状況

	Name of Power Plant & Unit No.		Pha Lai II	
			#5	#6
1	Turbine Efficiency (%)	Actual	42.9	43.2
		Design	45.1	45.1
2	Main Steam			
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	173.8	174.2
		Design	174.6	174.6
	Temperature ( )	Actual	541	541
		Design	541	541
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	877.5	878.7
Design		921.8	921.8	
Superheater Spray Flow Rate (Ton/hr)	Actual	22.4	21.5	
	Design	20.0	20.0	
3	Condenser			
	Vacuum (mmHg)	Actual	650	600
Design		721	721	
4	Make-up Water			
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	1.0	1.0
		Design	15.3(Max)	15.3 (Max)
	Temperature ( )	Actual	25.0	25.0
		Design	16.0	16.0
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	27	27
Design		170(Max)	170(Max)	
5	Boiler Feed Water			
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	216	218
		Design	221.4	221.4
	Temperature ( )	Actual	168	169
		Design	170	170
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	520x2	520x2
Design		525x2	525x2	

#### 2.4 環境設備運転における現状分析

Pha Lai I および Pha Lai II 火力発電所における排ガス中に占める大気汚染物質は、それぞれ表 2.4-1 および表 2.4-2 のとおりである。

ベトナムの大気汚染物質の主な排出源は都市部を中心としたオートバイや自動車の排気ガスによるものと、火力発電所を含めた産業活動によるものであり、特に、都市部では排気ガスによる大気汚染が深刻であり、粉じん、鉛、CO (一酸化炭素)、NO<sub>x</sub> (窒素酸化物)、HC (炭化水素)、SO<sub>2</sub>

(二酸化硫黄)などの濃度が年々上昇している。

しかし、このような問題があるにもかかわらずベトナム国内では、多くの企業で大気汚染対策を実施していないとされている。

Pha Lai 火力発電所でも、古い Pha Lai I 火力発電所では煙突出口側での排ガス測定の記録はないものの、Pha Lai II 火力発電所については、煙突出口における排ガス測定を行っており、ベトナム国における環境基準を満足している。

ただし、環境計器に限ったことではないが、発電所内で使用されている測定計器類は総じて劣化しており、また、定期的な計器校正も十分ではないようである。今後、定期的な計器校正により、計器信頼度を維持することがプラント効率の把握や必要であることから、を検討することが必要であると考えられる。

表 2.4-1 Pha Lai I 環境設備運用状況

	Name of Power Plant & Unit No.	Pha Lai I TPP			
		#1	#2	#3	#4
1	Flue Gas at ECO out				
	O <sub>2</sub> (vol%)	3.8 - 5.7			
	CO <sub>2</sub> (vol%)	14.9 - 17.1			
	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	506-565			
	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	669-792			
2	Flue gas at stack out				
	Gas flow rate (m <sup>3</sup> /h)	308			
	Temperature ( )	110			
	Particulate (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	-	-	-	-
	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	-	-	-	-
	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	-	-	-	-

Note: Environmental regulation for flue gas of Thermal Power Plant as below,  
PM (Particulate Matters) :400mg/Nm<sup>3</sup>, NO<sub>x</sub> :1000mg/Nm<sup>3</sup>, SO<sub>x</sub>:1500mg/Nm<sup>3</sup>

表 2.4-2 Pha Lai II 環境設備運用状況

	Name of Power Plant & Unit No.	Pha Lai II TPP	
		#5	#6
1	Flue Gas at ECO out		
	O <sub>2</sub> (vol%)	2.4	2.2
	CO <sub>2</sub> (vol%)	17.1	16.8
	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	1290	1287
	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	285	278
2	Flue gas at stack out		
	Gas flow rate (m <sup>3</sup> /h)	1086499	1098006
	Temperature ( )	97	96
	Particulate (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	95	94
	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	504	503
	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> , wet)	285	278

Note: Environmental regulation for flue gas of Thermal Power Plant as below, PM (Particulate Matters) :400mg/Nm<sup>3</sup>, NO<sub>x</sub> :1000mg/Nm<sup>3</sup>, SO<sub>x</sub>:1500mg/Nm<sup>3</sup>

## 2.5 タービン設備保守における現状分析

### (1) 全般

#### Pha Lai I

運開後 30 年近く経過している設備であり、設備の老朽化が見られる。弁関係に劣化が見られ、グランド部、ボンネットフランジ部等からの蒸気リークが散見された。



図 2.5-1 Pha Lai I タービン建屋内

#### Pha Lai II

運開後、10 年と比較的新しいため、現場の状況はよく、タービン関係設備において、外観から設備に異常が見られるようなものは特になかった。日本の ODA により建設されたこともあり、機器の配置が日本の発電所と似ており、整然とした状況であった。



図 2.5-2 Pha Lai II タービン建屋内



## (2) 主タービン

### Pha Lai I

主タービンは、翼端及びグラウンドのシールフィン部等については取替を実施しているが、動静翼については、修理を実施したことがないと説明を受けた。検査について、詳細な点検は外注しているとのことであり、発電所では記録の確認ができなかった。翼端及びグラウンドのシールフィン部等の間隙について、発電所で実施することは、目視検査とのことである。2号低圧最終段で、動翼の損傷があり、取替を計画しているとのことであった。動翼を損傷していても運転は継続されている。他の号機についても、侵食が見られるため、順次取替を計画している。タービン翼へのスケール付着も見られるとのことである。



図 2.5-3 主タービン

### Pha Lai II

運開後 10 年経過するが、電力需給ひっ迫のため、主タービンについては、今まで開放点検を実施していない。2009 年に本格点検を実施する予定であったが、いまだ実施されていない。発電所の検査で低圧グラウンド部からかなりの空気の吸込みが見られ、次回停止時にはグラウンド部のシールを交換する計画と説明を受けた。タービン内部の、翼端部、ローター部のシール部からの蒸気漏洩も相当あるであろうと発電所の認識であった。低圧マンホールから、低圧翼を検査した時にスケールの付着が確認されたとのことである。動翼の侵食、静翼へのスケール付着が生じている可能性もある。



図 2.5-4 主タービン

### (3) 給水加熱器

検査・修理を外注しているとのことで、止め栓記録等は発電所で管理していないと説明を受けた。Pha Lai I については、細管の肉厚を管理しているとのことであったが、外注であり、詳細は確認できなかった。10年前に低圧ヒーターのチューブをすべて取替、高圧ヒーターは一部取替を実施したと説明を受けた。2年に一度の簡略点検で、細管内部を水洗(10kg/cm<sup>2</sup>)している(Pha Lai II は点検した経験なし)。予防保全は実施されておらず、ブレイクダウンメンテナンスで対応している。



図 2.5-5 Pha Lai I 給水加熱器

### (4) 復水器

Pha Lai I, II とも空気吸込量を測定しており、空気の吸込み量の多さを問題としているとの説明があったが、吸込み箇所、吸込み量等の管理記録は確認できなかった。

#### Pha Lai I

復水器の細管について、10年前すべて取替を実施したと説明があった。材質は、変更しなかった。(アルミニウム黄銅管)。発電所では、現在の止栓状況等確認できなかった。ボール洗浄装置等は設置されておらず、細管の清掃は2年に1度ブラシ洗浄を実施しているのみとの説明であった。復水器の真空度はかなり悪化した状態での運転を余儀なくされていると想定される。復水器の細管についてはリークに対する予防保全は実施されておらず、ブレイクダウンメンテナンスで対応している。



図 2.5-6 復水器

#### Pha Lai II

復水器の細管に SUS304 が使用されており、ボール洗浄装置が設置され、毎日ボール洗浄が実施されている。ただし、ボールについては、サイズの管理等を実施しておらず、ボールの使用を継続して細かくなっていきスクリーンから排出されている状況との説明を受けた。予防保全は実施されておらず、ブレイクダウンメンテナンスで対応している。



図 2.5-7 ボール洗浄装置

## その他

### (1) 水質監視計器

水処理装置のシリカ計は故障しており使われていなかった。シリカ計をはじめとした水質計計は定期的な点検、部品取替を実施しないと継続して使用していくことは困難である。pH 計の指示も安定せず、手分析の値とずれているとの説明があった。水質管理のマニュアルが整備されており、管理値も決められ、8 時間毎に手分析を実施しているため、水質は問題ないレベルに維持されていると考えられる。



図 2.5-8 故障中のシリカ計

### (2) プラント自動化

Pha Lai II はプラントの自動化が図られており、自動起動・停止ができる設計となっている。しかし、機器の不調等によりシーケンスの進行条件が成立せず、現場で自動弁の手助け、機器の

手動起動等を実施して、実際には、手動にてユニットの起動を実施している。

### 3. Uong Bi 火力発電所運用状況

#### 3.1 Uong Bi 火力発電所の運転状況と運転管理体制

Uong Bi 火力発電所の歴史は古く、1号機は1961年に建設が開始され、1963年に運転が開始されている。この初期に建設されたユニットは1号機から4号機まであり、合計出力は48MW(12MW×4台)であったが、既に廃止されている。

現在は、1975年に営業運転が開始された5号機と1978年に運転が開始された6号機、そして2009年に運転が開始された7号機から構成されており、隣接した構内では、2011年8月の運転開始を目指して、8号機の建設工事が行われている。

建設当初、5号機の出力は50MWであったが、その後、6号機の定格出力と同じ55MWに増強されている。7号機の出力は300MW、建設中の8号機は330MWである。

近年の運転概要を表3.1-1に示す。慢性的な電力不足という国内事情を反映し、いずれのユニットも比較的高稼働で運転されている。

表 3.1-1 Uong Bi 火力発電所の運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.		Uong Bi TPP		
			#5	#6	#7
1	Year in operation		1975	1978	2009
2	Output (MW)	Actual	55	55	285
		Design	55	55	300
3	Capacity Factor (%)		-	-	-
4	Generating End Efficiency (%)	Actual	-	-	-
		Design	35.65	35.65	39.14
5	Operating hours (hrs/yr)				
	in 2005		5196	8323	-
	in 2006		7978	7915	-
	in 2007		7954	6450	-
	in 2008		5651	8572	-
	in 2009		5827	8322	-

今回の調査では、Uong Bi 発電所の発電端効率に関するデータを得ることはできなかった。Uong Bi 火力発電所5号及び6号機については、運転開始以来30年以上が経過したプラントであり、設備の老朽が進んでいることに加え、慢性的な電力不足のために定期点検や修理のためにプラントを停止することも難しく、なかなか効果的なメンテナンスを行うことができないため、設計効率を維持することは難しいものと思われる。また、7号機についても、クリンカ発生によりボイラを定格値で運転することが難しいことから、十分な効率を維持できないものと推測される。

Uong Bi 火力発電所の運転体制は、各ユニット3交替制であり、それぞれのグループは、電気系、タービン系、ボイラ系のパートごとに分割されている。また、制御室も電気系と機械系ではそれぞれ異なっている。

### 3.2 ボイラ設備運転における現状分析

Uong Bi 火力発電所 5号および6号は、旧ソ連製のボイラが採用されている。ボイラ設備の運転状況を表 3.2-1 に示す。ボイラ効率は、70%半ばから 80%台前半であり、設計効率 90.6%と比較すると著しく下回る値である。

運転中の6号機の現場調査を行ったところ、複数の箇所で蒸気やガスリークが認められるなど、経年劣化により効率が大幅に低下していることは明らかである。

加えて、5号および6号用燃料として使用される石炭の発熱量が設計値 6020(kcal/kg)に対して、実際に使用している発熱量は、5200~5400(kcal/kg)であり、設計値どおりのボイラ出力が得られないという問題もある。

このため、Uong Bi 火力発電所では、さまざまな炭種に対して、もっとも効率的な運転ができるようにテストを繰り返しているが、なかなか思うような結果は得られていないようである。

表 3.2-1 Uong Bi TPP ボイラ設備運転状況

No.	Name of Power Plant & Unit No.	Uong Bi TPP			
		#5	#6	#7	
1	Boiler Efficiency (%)	Actual	74.0-82.0		86.0
		Design	90.6		86.0
2	Actual Temperature ( ) -AH				
	Gas in / Gas out	327/125	327/125	-	
	Air in / Air out	30/300	30/300	-	
	As design basis ( ) -AH				
	Gas in / Gas out	376/121	376/121	-	
	Air in / Air out	40/316	40/316	-	
	Actual Concentration of O2 in flue gas (vol %) -AH				
	ECO out / AH out	2.6/3.2	2.6/3.22	-	
3	Coal Composition (w%)				
	Carbon design basis / Actual Value	73.6/66.4		59.0/64.29	
	Hydrogen design basis / Actual Value	1.3/1.36		1.09/1.44	
	Oxygen design basis / Actual Value	2.2/0.44		1.14/0.44	
	Nitrogen design basis / Actual Value	0.2/0.037		0.85/0.037	
	Sulfur design basis / Actual Value	0.4/0.85		0.85/10.96	
	Ash design basis / Actual Value	16.8/24		27.69/24.4	
	Moisture design basis / Actual Value	5.5/8.5		9.4	
Calorific value L.H.V (kcal/kg) design basis / Actual Value	6020/5200-5400		4961/5027		
4	Remaining Carbon in Ash (%)	-		6.0-9.0	

一方、2009年に運転を開始している7号は、中国製であるが、クリンカの発生量が多く、火炉壁などに堆積したクリンカが落下した際に、蒸発管の損傷やバーナトリップなどにより、MFTに至る事象が度々発生しているとのことであった。

一般に、クリンカは灰中のアルカリ率が高く、灰の溶融点が低い場合に火炉壁などへの付着量

が多くなる傾向があるとされているが、その発生を抑制するための有効な方策は見つかっておらず、Uong Bi 火力発電所でも、スートブロワの使用回数を増加したり、燃焼調整などの試験重ねた結果、出力を 280～290MW 程度に抑制することにより、クリンカの発生を比較的抑えることができ、なおかつ最も安定した運転を継続できると判断しており、運開して間もないプラントであるにもかかわらず、定格出力(300MW)に満たない状態の運転を継続している。

しかし、これでも数カ月に 1 回程度はクリンカ除去のためユニットを停止する必要があり、発電所運用面の影響が大きいことに加えて、ユニットを再起動するには燃料単価の高い重油を使用するため、経済性の面からも大きな問題となっている。

### 3.3 タービン設備運転における現状分析

Uong Bi 火力発電所におけるタービン効率、および主要機器の運転状態は、表 3.3-1 のとおりである。ボイラと同様に、定格効率を下回る状態である。

表 3.3-1 Uong Bi タービン設備運用状況

	Name of Power Plant & Unit No.		Uong Bi TPP		
			#5	#6	#7
1	Turbine Efficiency (%)	Actual	31-34	31-34	-
		Design	44	44	45.79
2	Main Steam				
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	85-89	85-89	170
		Design	100	100	176
	Temperature ( )	Actual	530-535	530-535	518
		Design	535	535	538
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	220	220	840
Design		220	220	871	
Superheater Spray Flow Rate (Ton/hr)	Actual	-	-	56	
	Design	-	-	-	
3	Condenser				
	Vacuum (mmHg)	Actual	720	720	-
Design		734	734	-	
4	Make-up Water				
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	-	-	-
		Design	-	-	-
	Temperature ( )	Actual	-	-	-
		Design	-	-	-
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	-	-	-
Design		-	-	-	
5	Boiler Feed Water				
	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	Actual	140-150	140-150	187
		Design	150	150	-
	Temperature ( )	Actual	200-234	200-234	235
		Design	215	215	251
	Flow Rate (Ton/hr)	Actual	110-115	110-115	865
Design		110	110	900	



5号および6号機についてはこれまでも翼の取り換えを行うなどの保守を行ってきたが、建設以来30年以上が経過し、経年的な劣化が著しいことに加え、ベトナム国内の発電所では国内の電力需給状況が大変厳しく、Uong Bi 火力発電所においても設備の保守に必要な点検や修理のために十分な停止期間(定期点検等)を確保することは非常に困難であり、随所で蒸気リークなどが認められた。

加えて、復水器の真空度の低下が著しくこれがタービン効率低下に大きく影響している。特に、夏期における河川水温度の上昇による真空度の低下が大きな問題点である。

また、使用されている石炭の発熱量が設計値を大幅に下回っていることから、設計値どおりのボイラ出力を得られていないため、結果として、主蒸気圧力および主蒸気温度が定格を下回っており、このあたりも効率低下の要因のひとつである。

また、7号機については、比較的良好な状態での運転を継続しているが、復水器細管に一部破損が認められるなど、今後の運転に影響を与えかねない不具合も報告されていることから、適切な保守を行うことが望ましい。

### 3.4 環境設備運転における現状分析

Uong Bi 火力発電所から排出される大気汚染物質については、今回の調査で十分なデータを得ることができなかった。ベトナム国においては、火力発電所を含めた産業活動による大気汚染は深刻な問題であり、粉じん、鉛、CO(一酸化炭素)、NO<sub>x</sub>(窒素酸化物)、HC(炭化水素)、SO<sub>2</sub>(二酸化硫黄)などの濃度が年々上昇している。

このため、早期に測定機器を設置し、大気汚染物質排出量の適切な管理体制を整えることが望ましい。

### 3.5 タービン設備保守における現状分析(Uong Bi 発電所)

#### (1) 全般

#### Uong Bi 5,6号機

運転後30年以上経過している設備であり、設備の劣化状況はかなり進行している。弁関係からの蒸気リークをはじめ、給水加熱器周りからも蒸気リークが見られ、設備の状況はかなり厳しい状況である。



図 3.5-1 Uong Bi 5,6 号機 本館建屋内（タービン基礎回り）

#### Uong Bi 7 号機

運開後、2年経っていないため、全般的に外観からは問題は見られなかった。



図 3.5-2 Uong Bi 7 号機 本館建屋内

#### (2) 主タービン

##### Uong Bi 5,6 号機

5号機は定期点検中であった。一部の静翼を取り換えるとのことであるが、納期がかなりかかるとの説明であった。2008年5号機の第18段動翼の取替を実施した。また、2000年には6号機の第22段動翼の取替を実施した。



図 3.5-3 Uong Bi 5,6号機 主タービン

#### Uong Bi7号機

運転時に振動が大きい、タービン伸び差の問題が見られたようであるが、振動に関しては、蒸気加減弁の開閉タイミングの調整、およびバランスショットにより問題は解決され、伸び差の問題は設計どおりの車室ウォーミングと起動スケジュールを守れば、問題は生じなくなったと説明があった。高圧 17 段、中圧 15 段、低圧 4 段（ダブルフロー）。



図 3.5-4 Uong Bi7号機 主タービン

#### (3) 給水加熱器

5号機について高圧 HP6,7,8 のヒーター全体の取替を実施している。6号機については2003年に HP6,7,8 のチューブの取替を実施している。止め栓記録は管理されている。6号機給水加熱器

付近から蒸気リークが見られ、劣化がかなり進行しているものと推定される。予防保全は実施されておらず、ブレイクダウンメンテナンスで対応している。



図 3.5-5 Uong Bi 5,6 号機 給水加熱器まわり

#### (4) 復水器

Uong Bi 5,6 号機

5 号機については 2000 年に全て細管の取替を実施した。材質は黄銅管。6 号機も過去に取替を実施している。止栓記録は管理されており、許容値(12%)を超過した場合は取替を実施している。真空が悪化した場合は逆洗にて清掃している。その他の清掃は 2 年、4 年おきの定期点検時に清掃している。予防保全は実施されておらず、ブレイクダウンメンテナンスで対応している。



図 3.5-6 Uong Bi 5,6 号機 復水器

## Uong Bi 7号機

チタン管を採用している。ボール洗浄装置も設置されている。毎日ボール洗浄が実施されている。ただし、ボールについては、サイズの管理等を実施しておらず、ボールの使用を継続して細かくなっていきスクリーンから排出されている状況との説明を受けた。



図 3.5-7 Uong Bi 7号機 復水器

## その他

### (1) 水質監視計器

7号機には水質自動監視計器が設置されている。水質計のメンテナンスには高度な知識と技術が必要とのことで十分使いこなせていないと説明があった。水質関係のマニュアルが整備されており、管理値も決められ、2時間毎に手分析を実施しているため、水質は問題ないレベルに維持されていると考えられる。

### (2) プラント自動化

7号機は自動起動・停止できるユニットであるが、ソフトウェアの問題で、使用できないと説明があった。問題の詳細は不明とのことである。