

บทที่ 2

รายละเอียดโรงไฟฟ้า

บทที่ 2

รายละเอียดโรงไฟฟ้า

2.1 ความเป็นมา

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ขนาด 401 เมกะวัตต์ เป็นส่วนหนึ่งของโครงการระยะที่ 5 ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) สำหรับรองรับความต้องการกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ ซึ่งเป็นสาธารณูปโภคพื้นฐานที่สำคัญ ซึ่งเพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของโรงงานอุตสาหกรรมในเขตพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 401 เมกะวัตต์ ในสถานการณ์การดำเนินการปกติ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตประมาณ 63 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในสถานการณ์การดำเนินการปกติ จะสามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ 349 เมกะวัตต์ และจำหน่ายไอน้ำได้ 120 ตันต่อชั่วโมง ทั้งนี้ การที่บริษัทฯ มีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ จะทำให้มีไฟฟ้าและไอน้ำเพียงพอต่อความต้องการที่มากขึ้น และโรงไฟฟ้าได้ใช้เทคโนโลยีในการควบคุม NO_x ที่มีความเหมาะสมเป็นแบบ dry low NO_x ซึ่งสามารถควบคุมการระบายให้ไม่เกิน 55 ส่วนในล้านส่วนได้

(ที่มา: รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ, สิงหาคม พ.ศ.2551)

2.2 ที่ตั้งโรงไฟฟ้าและผังโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง ซึ่งตัวโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ว่างของโรงไฟฟ้าปัจจุบัน (โรงไฟฟ้าเดิม) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด มีพื้นที่ประมาณ 4.98 ไร่ โดยมีอาณาเขตติดต่อดังนี้

ทิศเหนือ ติดกับ บริษัท โกลบอล ยูทิลิตี้เซอร์วิส จำกัด หรือ GUSCO และ
บริษัท สยามแผ่นเหล็กวิลาส จำกัด (STP)

ทิศใต้ ติดกับ ท่าเทียบเรือมาบตาพุด

ทิศตะวันออก ติดกับ ถนนไอ-6 ถัดไปเป็นพื้นที่ของบริษัท ปิยะแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) (NFC)

ทิศตะวันตก ติดกับ ถนนภายในนิคมฯ และทะเล

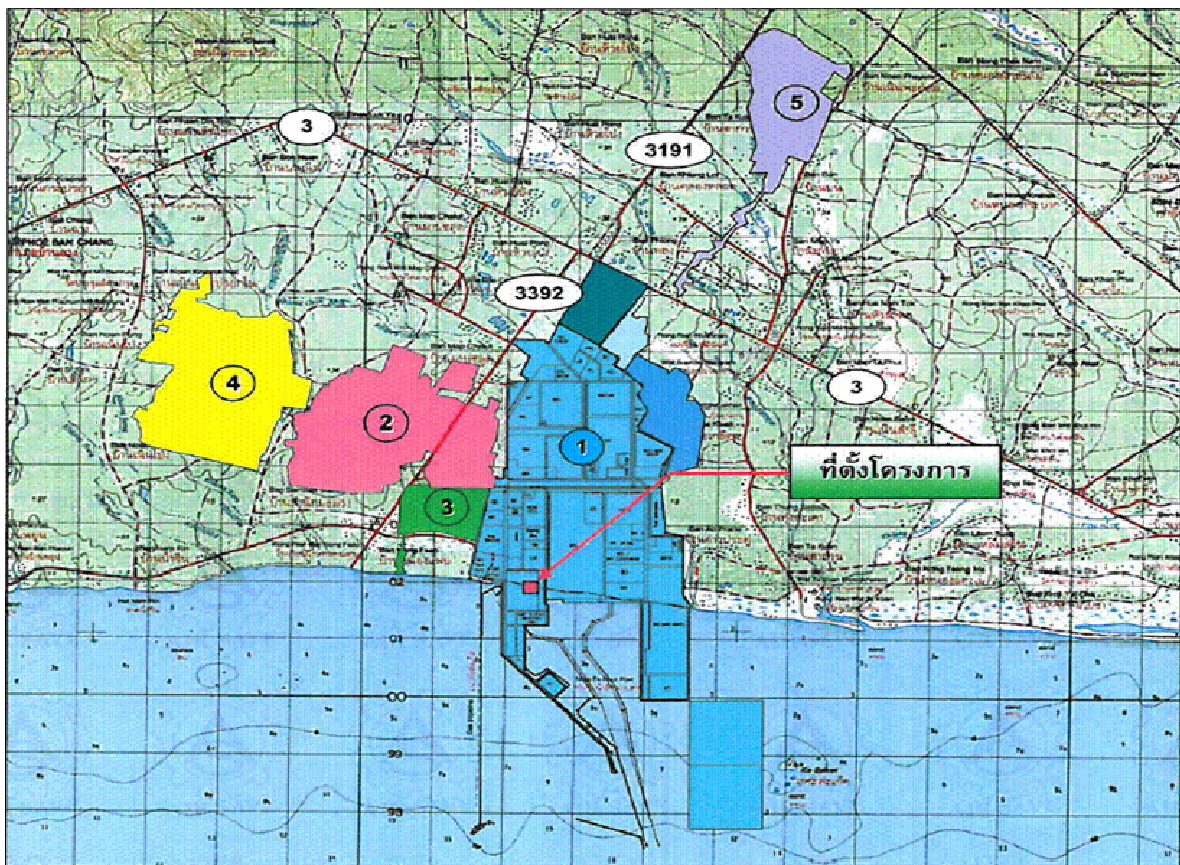
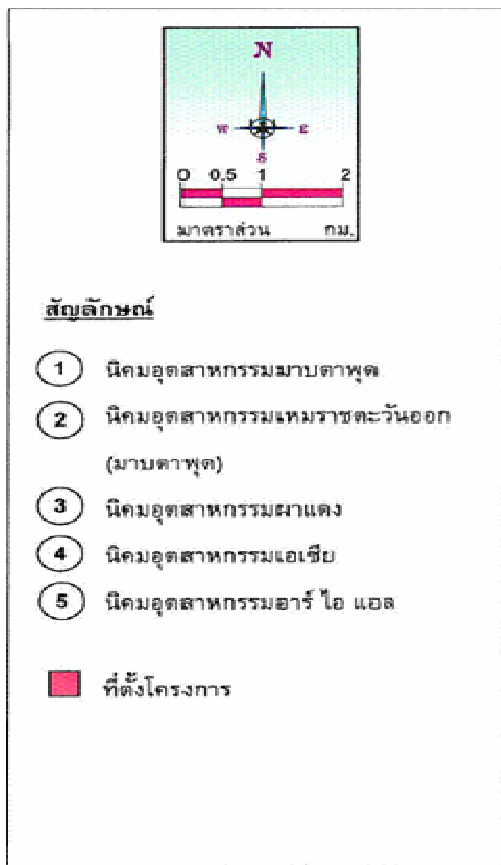
ที่ตั้งของโรงไฟฟ้าแสดงในรูปที่ 2.2-1 โดยแบ่งพื้นที่ออกเป็นพื้นที่หน่วยผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ พื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้า และอาคารห้องควบคุมสำหรับสถานีควบคุมความดัน/ตรวจวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติ (MRS) และตัวจ่ายก๊าซธรรมชาติให้กับโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ใกล้กับ MRS ของโรงไฟฟ้าเดิม ดังแสดงในรูปที่ 2.2-2 และรูปที่ 2.2-3

2.3 รายละเอียดโรงไฟฟ้า

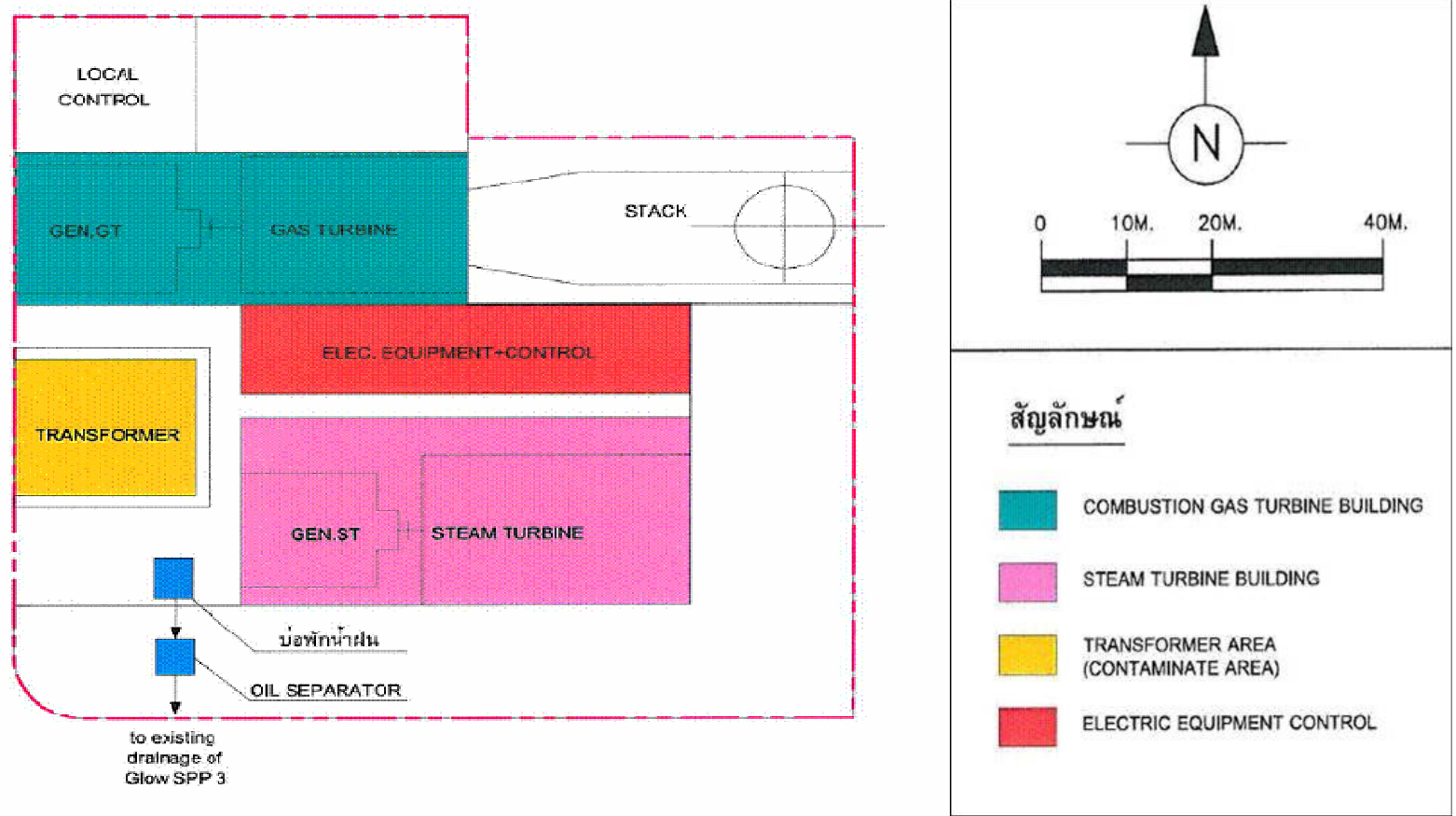
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) เปิดดำเนินการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตประมาณ 63 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 401 เมกะวัตต์ หากไม่มีความต้องการไอน้ำจากลูกค้าภายนอก แต่ในสภาวะปกติจะสามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ 349 เมกะวัตต์ ในขณะเดียวกันกับที่ส่งจำหน่ายไอน้ำได้ 120 ตันต่อชั่วโมง เนื่องจากโรงไฟฟ้ามีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตเพียงชนิดเดียว มลพิษหลักที่เกิดขึ้นจากการใช้เชื้อเพลิงดังกล่าว คือก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้าได้มีการใช้เทคโนโลยีในการควบคุม NO_x ที่มีความเหมาะสมในขณะนี้ คือ การใช้หัวเผาของหน่วยผลิตไฟฟ้าเป็นแบบ dry low NO_x ซึ่งทำให้โรงไฟฟ้าสามารถควบคุมการระบาย NO_x ให้ไม่เกิน 55 ส่วนในล้านส่วน หรือคิดเป็นเพียงร้อยละ 45.8 ของค่ามาตรฐานควบคุม (ค่าควบคุมระบุให้การระบาย NO_x จากโรงไฟฟ้า ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติไม่เกิน 120 ส่วนในล้านส่วน) โดยก๊าซธรรมชาตินั้นรับมาจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

2.4 เชื้อเพลิง

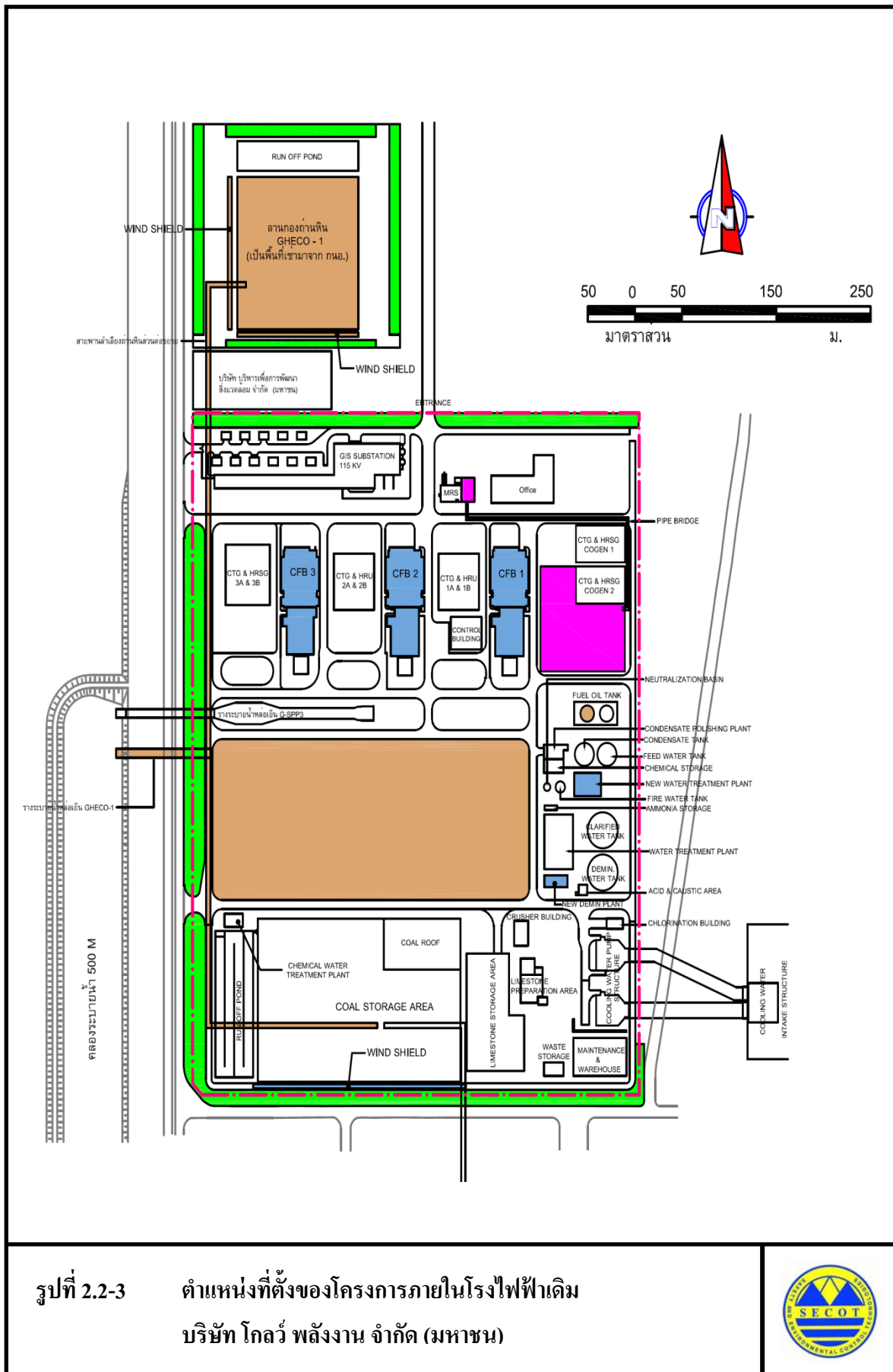
โรงไฟฟ้าใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้าและไม่มีการเตรียมเชื้อเพลิงอื่นๆ สำรองไว้ เนื่องจากหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นชนิดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงได้เพียงอย่างเดียว โดยโรงไฟฟ้ามีการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ 63 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เมื่อรวมกับความต้องการก๊าซธรรมชาติสูงสุดของโรงไฟฟ้าเดิม ทำให้พื้นที่นี้มีความต้องการก๊าซธรรมชาติสูงสุดประมาณ 176 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ต่อก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สามารถลำเลียงก๊าซธรรมชาติให้พื้นที่โรงไฟฟ้าเดิมได้สูงสุด 224 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จึงมีความเพียงพอในการขนส่งเชื้อเพลิงดังกล่าว



รูปที่ 2.2-1 ที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)



รูปที่ 2.2-2 แผนผังใช้ประโยชน์ที่ดินของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)



รูปที่ 2.2-3

ตำแหน่งที่ตั้งของโครงการภายในโรงไฟฟ้าเดิม
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)



2.5 สารเคมี

รายละเอียดปริมาณการใช้ การขนส่ง และการเก็บกักสารเคมีที่ใช้ในโรงไฟฟ้าแสดงดังตารางที่

2.5-1 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- (1) สารเคมีที่ใช้ส่วนใหญ่เพื่อควบคุมคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ เช่น โซเดียมฟอสเฟต แอมโมเนียมไฮดรอกไซด์ และไดเอทิลไฮดรอกซีลามีน (DEHA) และสารเคมีที่ใช้ในการปรับปรุงคุณภาพน้ำทะเลก่อนนำมาหล่อเย็นในกระบวนการผลิต ได้แก่ โซเดียมไฮโปคลอไรต์ (Sodium Hypochlorite)
- (2) สารเคมีข้างต้นถูกเก็บไว้ในถังเก็บกักของสารเคมีแต่ละชนิด (ใกล้กับจุดใช้งาน) ก่อนนำไปใช้งานต่อไป สำหรับรายละเอียดการขนส่งและการเก็บกักแสดงดังตารางที่ 2.5-1

ตารางที่ 2.5-1 สารเคมีที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

| สารเคมี | ปริมาณการใช้ (ตัน/ปี) | การขนส่ง | | การเก็บกัก | ปริมาณการเก็บกัก | การใช้ประโยชน์ |
|--|--------------------------|-----------|-----------|----------------------------------|--------------------|---|
| | | วิธีขนส่ง | เที่ยว/ปี | | | |
| 1. สารละลายโซเดียมฟอสเฟต | 13 | รถบรรทุก | 3 | ถังกักเก็บ 3.8 m ³ | 3.0 m ³ | - ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำเพื่อป้องกันการเกิดตะกอนในหน่วยผลิตไอน้ำ |
| 2. สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์ | 12 | รถบรรทุก | 6 | ถังกักเก็บ 2.5 m ³ | 2.0 m ³ | - ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำเพื่อควบคุมค่าความเป็นกรด-ด่างของน้ำในระบบ |
| 3. สารละลายไดเอทิลไฮดรอกซีลามีน (DEHA) | 20 | รถบรรทุก | 14 | ถังกักเก็บ 1.9 m ³ | 1.5 m ³ | - ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำเพื่อกำจัดออกซิเจนในน้ำก่อนเข้าหน่วยผลิตไอน้ำ ซึ่งเป็นการป้องกันการกัดกร่อนในระบบ |
| 4. สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์ | 120 | รถบรรทุก | 32 | ถังกักเก็บ 3.8 m ³ | 3.0 m ³ | - ปรับปรุงคุณภาพน้ำทะเลก่อนนำไปใช้หล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นไอน้ำ |

2.6 การขนส่ง

การขนส่งเชื้อเพลิงและสารเคมีเข้าสู่พื้นที่โรงไฟฟ้า และการส่งจำหน่ายผลิตภัณฑ์ออกนอกพื้นที่มีรายละเอียดดังนี้

(1) การขนส่งก๊าซธรรมชาติมายังพื้นที่โรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ได้มีการวางท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติผ่านมายังด้านหน้าของโรงไฟฟ้าเพื่อจ่ายก๊าซให้กับโรงไฟฟ้าเดิมอยู่แล้ว โรงไฟฟ้าจึงวางท่อก๊าซธรรมชาติขนาด 10 นิ้ว เชื่อมต่อกับท่อก๊าซธรรมชาติเดิมขนาด 16 นิ้ว ที่บริเวณก่อนทางเข้าสถานีตรวจวัดความดันและวัดปริมาณก๊าซ (Metering and regulating station; MRS) ของโรงไฟฟ้าเดิมเข้าสู่ MRS ของโรงไฟฟ้า โดยจุดเชื่อมต่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าอยู่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าเดิม ซึ่งท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติที่ออกจาก MRS ของโรงไฟฟ้าจะติดตั้งบนชั้นวางท่อที่มีอยู่แล้วของโรงไฟฟ้าเดิมมายังหน่วยผลิตของโรงไฟฟ้า โดยระยะทางการวางท่อจาก MRS ไปจนถึงหน่วยผลิตมีความยาวประมาณ 250 เมตร

(2) การขนส่งสารเคมี

สารเคมีที่ใช้ในโรงไฟฟ้าสั่งซื้อจากผู้จำหน่ายภายในประเทศ และถูกขนส่งเข้าสู่พื้นที่โรงไฟฟ้าด้วยรถบรรทุก สารละลายโซเดียมฟอสเฟต แอมโมเนียมไฮดรอกไซด์ ไดเอทิลไฮดรอกซีลาอามีน และโซเดียมไฮโปคลอไรต์ มีความถี่ในการขนส่ง 3, 6, 14 และ 32 เที่ยวต่อปี ตามลำดับ สำหรับการขนส่งสารเคมีดังกล่าวจะใช้ทางหลวงหมายเลข 3 เป็นเส้นทางหลัก

(3) กระแสไฟฟ้า

กระแสไฟฟ้าที่ส่งจำหน่ายให้กับโรงงานในพื้นที่มาบตาพุด (สูงสุด 397 เมกะวัตต์) ถูกส่งเข้าระบบสายส่งเดิมของโรงไฟฟ้าปัจจุบัน ซึ่งเป็นระบบท่อย้ายส่งที่ฝังอยู่ใต้ดิน

(4) การขนส่งไอน้ำ

โรงไฟฟ้ามีแผนจำหน่ายไอน้ำให้กับโรงงานในพื้นที่มาบตาพุดสูงสุด 120 ตันต่อชั่วโมง โดยไอน้ำจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบท่อขนส่งไอน้ำของโรงไฟฟ้าเดิม

2.7 กระบวนการผลิต

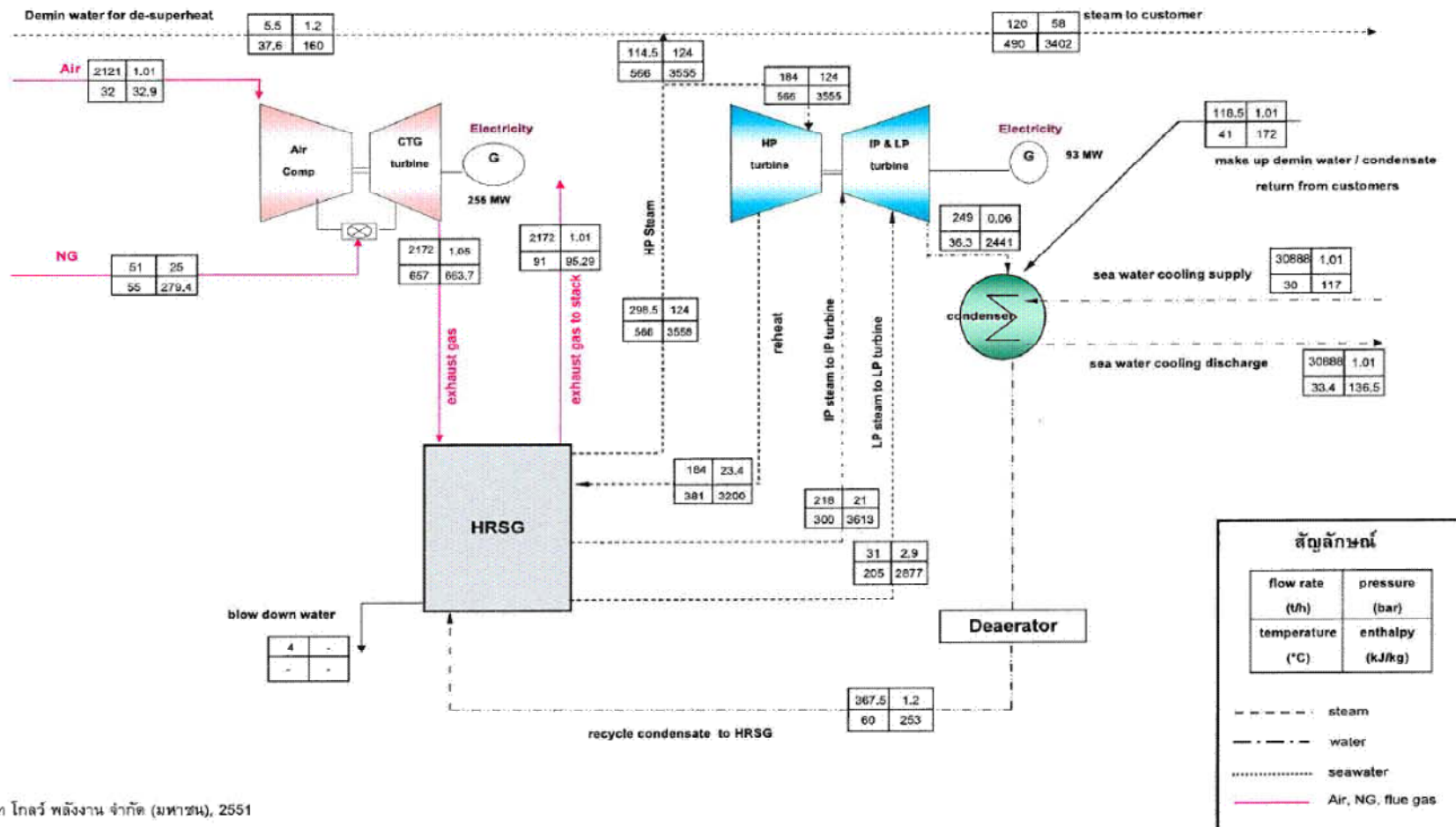
2.7.1 รายละเอียดกระบวนการผลิต

กระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้าเป็นแบบความร้อนร่วม (cogeneration) ประกอบด้วยหน่วยผลิตหลัก คือ หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (combustion gas turbine generator; CTG) หม้อไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (heat recovery steam generator; HRSG) และหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (steam turbine generator; STG) อย่างละ 1 หน่วย โดยเป็นการนำเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำมาใช้ร่วมกัน กล่าวคือไอเสียจาก CTG ที่ยังคงมีพลังงานความร้อนสูงจะถูกนำไปเป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไอน้ำแรงดันสูงที่ HRSG ไอน้ำดังกล่าวจะถูกนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าอีกครั้งที่ STG ดังนั้นการผลิตดังกล่าวจึงสามารถใช้ประโยชน์จากเชื้อเพลิงได้อย่างคุ้มค่าและเป็นประโยชน์สูงสุด หรือมีประสิทธิภาพสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบอื่นๆ ทั้งนี้ยังสามารถลดอัตราการระบายสารมลพิษทางอากาศ (ต่อหน่วยการผลิต) การผลิตของโรงไฟฟ้าสามารถควบคุมรูปแบบการผลิตให้แปรผันตามความต้องการไอน้ำของลูกค้าได้ กล่าวคือ

(1) ในกรณีปกติ (มีการจำหน่ายไอน้ำให้กับลูกค้า) โรงไฟฟ้าจะแบ่งไอน้ำส่วนหนึ่งที่ผลิตได้จาก HRSG ไปจำหน่ายให้กับลูกค้า ซึ่งจะทำการผลิตไฟฟ้าโดยรวมลดลง พบว่าความต้องการไอน้ำของลูกค้าประมาณ 120 ตันต่อชั่วโมง ดังนั้นในกรณีนี้จะทำการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 349 เมกะวัตต์ คุณภาพแสดงดังรูปที่ 2.7-1 โดยหักลบความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าเอง 4 เมกะวัตต์ ทำให้สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายนอกได้ 345 เมกะวัตต์

(2) กรณีที่ไม่มีความต้องการไอน้ำจากลูกค้าซึ่งเกิดขึ้นเป็นครั้งคราว โรงไฟฟ้าจะนำไอน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมดจาก HRSG ไปใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า ในกรณีนี้จะทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 401 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุด คุณภาพแสดงดังรูปที่ 2.7-2 โดยเมื่อหักลบความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในโครงการ 4 เมกะวัตต์ ทำให้โรงไฟฟ้าสามารถจำหน่ายไฟฟ้าแก่ลูกค้าภายนอกได้ 397 เมกะวัตต์

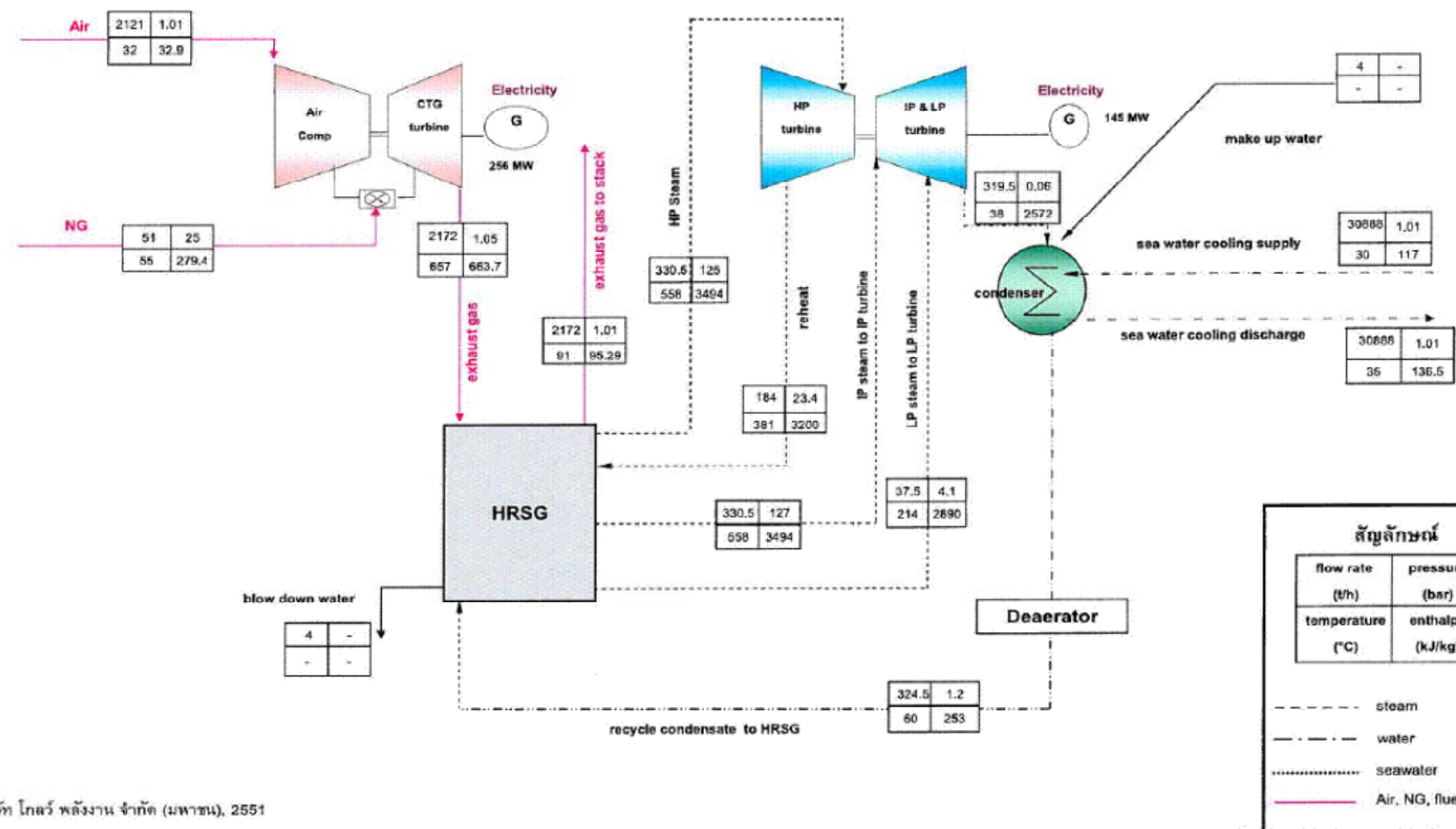
โรงไฟฟ้าสามารถดึงไอน้ำส่วนหนึ่งจาก HRSG มาปรับสภาวะ (ความดันและอุณหภูมิ) ให้เหมาะสมตามความต้องการของลูกค้าก่อนนำไปจำหน่าย การปรับสภาวะไอน้ำข้างต้นเป็นการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุบางส่วนมาผสมกับไอน้ำ (ที่ได้จาก HRSG) ซึ่งมักเรียกการดำเนินการข้างต้นว่า de-superheat (อ้างถึงรูปที่ 2.7-1)



ที่มา : บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน), 2551

รูปที่ 2.7-1 ข้อมูลกระบวนการผลิตกรณีปกติ (มีการจำหน่ายไอน้ำ)
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)





รูปที่ 2.7-2 คุณสมบัติกระบวนการผลิตที่ไม่มีกำนัยไอน้ำ
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

- เมื่อโรงงานลูกค้ารับไอน้ำจากโครงการไปใช้งานแล้วจะส่ง condensate บางส่วนกลับคืนให้กับโรงไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าจะนำ condensate ดังกล่าวไปใช้ผลิตไอน้ำซ้ำต่อไป ทั้งนี้คาดว่า condensate ที่รับคืนจะมีปริมาณเพียงร้อยละ 30 ของไอน้ำที่ส่งจำหน่าย ไอน้ำที่ผ่านการผลิตกระแสไฟฟ้าที่ STG แล้วถูกป้อนเข้าสู่เครื่องควบแน่นไอน้ำ (condenser) เพื่อนำ condensate กลับไปผลิตไอน้ำอีกครั้ง แต่ต้องมีการระบายน้ำส่วนหนึ่งออกจากระบบบ้าง เพื่อควบคุมปริมาณสารละลายในน้ำที่หมุนเวียนในระบบไม่ให้สูงจนเกินไป เรียกว่าที่ระบายทิ้งออกจากหม้อไอน้ำว่า boiler blow down water
- โรงไฟฟ้าใช้ระบบหล่อเย็นแบบ once through โดยใช้น้ำทะเลเป็นตัวกลางสำหรับหล่อเย็น ทั้งนี้ โดยอาศัยความได้เปรียบทางภูมิศาสตร์เนื่องจากตั้งอยู่ใกล้กับทะเล ทำให้สามารถลดปริมาณการใช้น้ำจืดได้ในปริมาณมาก
- โรงไฟฟ้าใช้หัวเผาของ CTG เป็นแบบ dry low NO_x ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสมในขณะนี้ ทำให้อัตราการระบาย NO_x ไม่เกิน 55 ส่วนในล้านส่วน หรือคิดเป็นเพียงร้อยละ 45.8 ของค่ามาตรฐานควบคุม

2.7.2 หน่วยผลิตหลัก

(1) หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (CTG)

CTG ประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซ 1 ชุด และเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า 1 ชุด สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 256 เมกะวัตต์ เริ่มจากสูบอากาศผ่านแผ่นกรองอากาศแล้วจึงป้อนอากาศเข้าสู่ช่วงแรกของกังหันก๊าซ เพื่ออัดอากาศให้มีความดันสูงแล้วฉีดก๊าซธรรมชาติเข้าไปจุดระเบิดในห้องเผาไหม้ สำหรับก๊าซร้อน (exhausted gas) ที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้จะถูกส่งไปขับใบพัดของกังหันก๊าซซึ่งเชื่อมติดกับแกนเพลลา โดยที่ปลายเพลลาอีกด้านหนึ่งเชื่อมอยู่กับโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้าด้วย ทำให้สามารถขับเคลื่อนโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้าจนเหนี่ยวนำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น สำหรับก๊าซร้อนที่ผ่านออกจากกังหันก๊าซแล้วยังคงมีพลังงานความร้อนเหลืออยู่ จะถูกส่งไปแลกเปลี่ยนความร้อนที่หน่วยผลิตไอน้ำต่อไป

(2) หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (STG)

STG ประกอบด้วยเครื่องกังหันไอน้ำจำนวน 1 ชุด และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด มีความสามารถในการผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุด (กรณีที่โครงการไม่จำหน่ายไอน้ำ) 145 เมกะวัตต์ ในสภาวะปกติที่มีการจำหน่ายไอน้ำ 120 ตันต่อชั่วโมง จะผลิตกระแสไฟฟ้าที่ STG ได้ 93 เมกะวัตต์ การทำงานเริ่มจากนำไอน้ำที่ผลิตจาก HRSG ป้อนเข้าสู่ STG ซึ่งไอน้ำจะขับเคลื่อน steam turbine ที่มีเพลลา อีกด้านหนึ่งต่อเชื่อมกับโรเตอร์ของ generator ทำให้สามารถขับเคลื่อนโรเตอร์ของ generator จนเหนี่ยวนำ เกิดเป็นกระแสไฟฟ้าขึ้น สำหรับไอน้ำที่ผ่านการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วย STG แล้ว ถูกป้อนเข้าสู่เครื่อง ควบแน่นไอน้ำเพื่อนำ condensate หมุนเวียนกลับมาผลิตไอน้ำซ้ำต่อไป

(3) หน่วยผลิตไอน้ำ (HRSG)

โรงไฟฟ้ามี HRSG 1 ชุด โดยหลักการทำงานเริ่มจากการนำก๊าซร้อนที่ผ่านการขับเคลื่อน ใบพัดของ CTG ซึ่งยังคงมีพลังงานเหลืออยู่ค่อนข้างสูง (มีอุณหภูมิประมาณ 500-600 องศาเซลเซียส) ป้อนเข้าสู่ HRSG เพื่อถ่ายเทพลังงานความร้อนให้กับน้ำปราศจากแร่ธาตุจนเดือดเป็นไอน้ำ สำหรับไอน้ำ ที่ผลิตได้ส่วนใหญ่ถูกนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่ STG และไอน้ำอีกส่วนหนึ่งถูกปรับสภาวะให้ เหมาะสมก่อนจำหน่ายให้กับลูกค้าต่อไป ส่วนก๊าซร้อนหลังถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำปราศจากแร่ธาตุแล้ว ถูกระบายออกสู่บรรยากาศผ่านปล่องต่อไป

รายละเอียดอุปกรณ์หรือหน่วยผลิตหลักของโรงไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 2.7-1

ตารางที่ 2.7-1 อุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ
บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

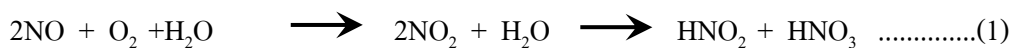
| อุปกรณ์ | หน่วย | รายละเอียด |
|--|-------|--------------------------------|
| 1. Combustion gas turbine generator | | |
| Number | set | 1 |
| Fuel type | - | Natural gas |
| NO _x suppression | - | dry low NO _x burner |
| Voltage | kV | 17 |
| Gross power output | MW | 256 |
| 2. Steam turbine generator | | |
| Number | set | 1 |
| Shaft speed | rpm | 3000 |
| Voltage | kV | 11.5 |
| Gross power output | MW | 145 |
| 3. Heat recovery steam generator | Set | 1 |
| 3.1 HP Steam | | |
| Steam output flow | t/h | 330.5 |
| Steam output temperature | °C | 566.0 |
| Steam output pressure | bar | 124 |
| 3.2 IP steam | | |
| Steam output flow | t/h | 282.2 |
| Steam output temperature | °C | 566.0 |
| Steam output pressure | bar | 27.6 |
| 3.3 LP steam | | |
| Steam output flow | t/h | 45.7 |
| Steam output temperature | °C | 292.0 |
| Steam output pressure | bar | 3.4 |

ที่มา : บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน), 2551

2.7.3 ระบบควบคุมความร้อนของก๊าซร้อนก่อนระบายออกปล่อง

โรงไฟฟ้าได้ออกแบบให้สามารถใช้ประโยชน์ความร้อนจากก๊าซร้อนที่ผ่านการผลิตไอน้ำแล้วให้เกิดประโยชน์สูงสุดก่อนระบายออกปล่อง โดยนำก๊าซร้อนข้างต้นมาถ่ายเทความร้อนให้กับ condensate ทำให้อุณหภูมิของ condensate สูงขึ้นก่อนที่จะป้อนเข้าสู่ส่วนผลิตไอน้ำ ขณะที่ก๊าซร้อนที่ผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อนกับ condensate และระบายออกจากปล่องมีอุณหภูมิประมาณ 91 องศาเซลเซียส

เมื่อพิจารณาเชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงไฟฟ้าคือก๊าซธรรมชาติ ซึ่งภายหลังจากการเผาไหม้แล้วทำให้เกิดมลพิษที่เจือปนในก๊าซร้อนที่ระบายออกปล่อง คือ ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) หาก NO_x ถูกควบแน่นจะอยู่ในรูปกรดไนตริก (HNO_3) (ดังสมการ 1) ซึ่งมีฤทธิ์ในการกัดกร่อน การออกแบบเครื่องจักรของโรงไฟฟ้ามีการควบคุมการระบาย NO_x ไม่เกิน 55 ส่วนในล้านส่วน ซึ่งที่ความเข้มข้นของ NO_x ดังกล่าวจะมีอุณหภูมิที่จุดน้ำค้างทำให้ NO_x ควบแน่นที่ประมาณ 50 องศาเซลเซียส (ที่ความชื้นในก๊าซร้อนร้อยละ 10.8) เมื่อเปรียบเทียบกับค่าการประเมินโครงการพบว่าอุณหภูมิของก๊าซร้อนที่ระบายออก (91 องศาเซลเซียส) สูงกว่าอุณหภูมิที่จุดน้ำค้างที่ทำให้ NO_x ควบแน่น จึงทำให้มีผลกระทบต่อการใช้งานในระดับต่ำ



นอกจาก NO_x ซึ่งเป็นมลพิษหลักที่เจือปนในก๊าซที่ระบายออกจากปล่องของโรงไฟฟ้าแล้ว การเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติยังอาจทำให้เกิดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) เจือปนอยู่เล็กน้อย เมื่อพิจารณาจากหน่วยผลิตโรงไฟฟ้าเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจากแหล่งเดียวกัน พบว่ามีค่าการระบาย SO_2 สูงสุดไม่เกิน 0.95 ส่วนในล้านส่วน ซึ่งมีค่าที่ต่ำมาก ดังนั้นผลกระทบต่อการใช้งานเนื่องจากการควบแน่นจาก SO_2 และเปลี่ยนรูปเป็นซัลฟูริก (ดังสมการ 2) จึงอยู่ในระดับต่ำ

2.8 ระบบเสริมและระบบสาธารณูปโภค

2.8.1 น้ำใช้

กิจกรรมที่มีการใช้น้ำของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย 3 กิจกรรมหลัก ได้แก่ การใช้น้ำสำหรับ พนักงาน/สำนักงาน การใช้น้ำเพื่อชดเชยในระบบผลิตไอน้ำ และการใช้น้ำเพื่อการหล่อเย็น (ควบแน่นไอน้ำ) โดยผลการใช้น้ำของโรงไฟฟ้าในช่วงดำเนินการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.8-1 รายละเอียดการใช้น้ำในช่วงดำเนินการมีดังนี้

(1) การใช้น้ำเพื่อการหล่อเย็น กิจกรรมของโรงไฟฟ้าที่มีการใช้น้ำมากที่สุด คือ การใช้น้ำเพื่อการหล่อเย็นหรือควบแน่นไอน้ำที่ผ่านกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้ามาแล้ว (จาก STG) ก่อนหมุนเวียน condensate ที่ได้กลับไปผลิตไอน้ำซ้ำต่อไป ทำให้สามารถใช้น้ำได้อย่างคุ้มค่าและมีประโยชน์สูงสุด ทั้งนี้โรงไฟฟ้าใช้ระบบหล่อเย็นแบบ once through และอาศัยน้ำทะเลเป็นตัวกลางแลกเปลี่ยนความร้อน โดยมีความต้องการใช้น้ำทะเลสูงสุด 8.33 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที (717,120 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) โรงไฟฟ้าสูบน้ำทะเลจากสถานีสูบน้ำของโรงไฟฟ้าเดิมที่ได้ก่อสร้างเตรียมไว้แล้ว ภายหลังการแลกเปลี่ยนความร้อนจะระบายน้ำทะเลดังกล่าวกลับสู่ทะเลต่อไป

(2) การใช้น้ำสำหรับพนักงาน/สำนักงาน โรงไฟฟ้ามีการใช้น้ำโดยเฉพาะในส่วน of พนักงาน/สำนักงาน มีปริมาณการใช้ประมาณ 10 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยซื้อมาจากระบบผลิตน้ำใสของ บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

(3) การใช้น้ำเพื่อชดเชยในระบบผลิตไอน้ำ โรงไฟฟ้ามีการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุเฉพาะในส่วนผลิตไอน้ำ ซึ่งในสถานะปกติมีความต้องการใช้รวม 2,095 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยซื้อมาจาก ระบบผลิตน้ำใสของ บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด แต่ในกรณีที่ไม่สามารถจำหน่ายไอน้ำให้กับโรงงานอื่น มีการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุชดเชยน้ำที่สูญเสียเฉพาะในส่วนของการ blow down เท่านั้น ประมาณ 96 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

ตารางที่ 2.8-1 ปริมาณการใช้น้ำ

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

| กิจกรรมการใช้น้ำ | ปริมาณการใช้น้ำ (ลบ.ม./วัน) | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|-------------------|----------------|---------------------|-------------------|----------------|
| | กรณีปกติที่มีการจำหน่ายไอน้ำ | | | กรณีไม่จำหน่ายไอน้ำ | | |
| | น้ำใส | น้ำปราศจากแร่ธาตุ | น้ำทะเล | น้ำใส | น้ำปราศจากแร่ธาตุ | น้ำทะเล |
| 1. พนักงานและสำนักงาน | 10 | - | - | 10 | - | - |
| 2. กระบวนการผลิตไอน้ำ | | | | | | |
| - น้ำหยาบในหม้อไอน้ำแบบ HRSG | - | 1,963 | - | - | 96 | - |
| - น้ำใช้ปรับสภาพไอน้ำ (de-superheat) | - | 132 | - | - | - | - |
| 3. ระบบหล่อเย็นในการควบแน่นไอน้ำ | - | - | 717,120 | - | - | 717,120 |
| รวมการใช้น้ำแต่ละประเภท | 10 | 2,095 | 717,120 | 10 | 96 | 717,120 |

ที่มา : บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน), 2551

2.8.2 ระบบหล่อเย็น (Cooling Water System)

โรงไฟฟ้าใช้ระบบหล่อเย็นชนิด once through ซึ่งมีน้ำทะเลเป็นตัวกลางแลกเปลี่ยนความร้อน โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) โรงไฟฟ้านำน้ำทะเลมาใช้หล่อเย็น ซึ่งมีหลักเกณฑ์ในการพิจารณาดังนี้

- ที่ตั้งโรงไฟฟ้ามีความได้เปรียบทางภูมิศาสตร์เนื่องจากตั้งอยู่ใกล้กับทะเล จึงมีศักยภาพที่จะนำน้ำทะเลมาใช้ประโยชน์

- ลดผลกระทบต่อการใช้น้ำจืดโดยรวมของพื้นที่ภาคตะวันออก เนื่องจากหากใช้น้ำจืดสำหรับการหล่อเย็นด้วยหอหล่อเย็น จะต้องใช้น้ำจืดเพิ่มขึ้นประมาณ 8,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

- หากเปรียบเทียบระบบหล่อเย็นโดยใช้น้ำทะเลชนิด once through กับระบบอื่นๆ เช่น ระบบหล่อเย็นแบบใช้น้ำ (wet cooling tower) ระบบหล่อเย็นแบบใช้อากาศ (dry cooling with air-cooled condenser) พบว่า ระบบหล่อเย็นโดยใช้น้ำทะเลชนิด once through เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงสุด

(2) โรงไฟฟ้าได้พิจารณาการออกแบบระบบหล่อเย็นให้สามารถทำงานได้มีประสิทธิภาพสูงสุดโดยใช้น้ำทะเลให้น้อยที่สุด ซึ่งมีความต้องการใช้น้ำทะเลสูงสุด 8.33 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที

2.8.3 ระบบระบายน้ำ

รายละเอียดการจัดการน้ำฝนของโรงไฟฟ้า รวมถึงบริเวณที่อาจทำให้น้ำฝนปนเปื้อน มีดังนี้

(1) พื้นที่ของโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในพื้นที่ว่างรกรากพัฒนาของโรงไฟฟ้าเดิม ซึ่งวางระบายน้ำฝนหลักของโรงไฟฟ้าเดิมได้ออกแบบให้สามารถรับน้ำฝนจากพื้นที่ทั้งหมดเป็นที่เรียบร้อยแล้ว ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ของโรงไฟฟ้านี้ด้วย ทั้งนี้ การก่อสร้างระบบระบายน้ำฝนของโรงไฟฟ้าจะจัดทำเฉพาะระบบระบายในพื้นที่ของโรงไฟฟ้าก่อนนำไปเชื่อมต่อกับระบบระบายเดิม

(2) พื้นที่ของโรงไฟฟ้ามีการแยกระบบระบายน้ำฝนออกจากระบบระบายน้ำเสียอย่างชัดเจน โดยแบ่งการจัดการน้ำฝนออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ น้ำฝนไม่ปนเปื้อน และน้ำฝนที่อาจปนเปื้อน

(3) น้ำฝนไม่ปนเปื้อนเป็นน้ำฝนที่ตกในพื้นที่ที่ไม่มีการใช้สารเคมีหรือสารปนเปื้อนอื่นๆ เช่น พื้นที่อาคารหรือหน่วยผลิตที่มีหลังคาปกคลุมมิดชิด เป็นต้น ซึ่งโรงไฟฟ้าจะรวบรวมน้ำฝนดังกล่าวลงสู่รางระบายน้ำฝนของโรงไฟฟ้าก่อนระบายลงสู่ระบบระบายของโรงไฟฟ้าเดิมต่อไป

2.9 มลพิษและการควบคุม

2.9.1 มลพิษทางอากาศ

แหล่งกำเนิดและอัตราการระบายมลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 2.9-1 มีรายละเอียดดังนี้

(1) แหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศของโรงไฟฟ้ามีเพียงแหล่งเดียว คือ CTG & HRSG ซึ่งมลพิษเกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติใน CTG หลังจากนั้นก๊าซร้อนที่เหลือไปใช้ผลิตไอน้ำที่ HRSG ก่อนระบายออกไป ซึ่งมลพิษหลักที่เกิดจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ NO_x

(2) โรงไฟฟ้ามีการติดตั้งระบบตรวจวัดคุณภาพอากาศแบบต่อเนื่อง (continuous emission monitoring system; CEMs) เพื่อเป็นการเฝ้าระวังอัตราการระบายมลพิษทางอากาศ NO_x SO_2 และฝุ่นละอองจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 2.9-1 อัตราการระบายสารมลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

| Stack | ชนิดเชื้อเพลิง | Stack Characteristic | | Exhaust Gas | | | | Concentration ^{1/} | Loading |
|--------------------------|-------------------|----------------------|--------------|----------------------------|---------------------------------|-------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------|
| | | Height (m) | Diameter (m) | Temp. ^{2/} (K) | Velocity ^{2/} (m/s) | %O ₂ ^{2/} | Flow Rate ^{1/} (Nm ³ /s) | NO _x (ppm) | NO _x (g/s) |
| CTG-HRSG | NG (17.5 kg/s) | 60 | 7.6 | 364 | 26.00 | 15.00 | 270.00 | 55 | 27.92 |
| ค่ามาตรฐาน ^{3/} | | | | | | | | 120 | - |

หมายเหตุ : ^{1/} At 1 atm, 760 mm.Hg, 25°C dry condition and 7% O₂

^{2/} At actual condition

^{3/} ค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ.2553

ที่มา : บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน), 2551

2.9.2 น้ำเสียและการจัดการ

กิจกรรมที่ก่อให้เกิดน้ำเสียประกอบด้วย 3 กิจกรรมหลัก ได้แก่ น้ำเสียจากพนักงาน/สำนักงาน น้ำทิ้งจากผลิตไอน้ำ และน้ำทิ้งจากการหล่อเย็น ซึ่งกิจกรรมน้ำเสียข้างต้นมีความสอดคล้องกับกิจกรรมการใช้น้ำของโรงไฟฟ้า นอกจากนี้ อาจเกิดน้ำเสียอีกแหล่งกำเนิดหนึ่งในช่วงฝนตก ได้แก่ น้ำฝนที่อาจปนเปื้อนในพื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้ามีการจัดการน้ำเสียที่เกิดขึ้นโดยแยกบำบัดให้เหมาะสมกับสารมลพิษที่ปนเปื้อนในน้ำเสียแต่ละแหล่งกำเนิดหรือในแต่ละกิจกรรม ดังนี้

(1) น้ำเสียจากพนักงาน/สำนักงาน เกิดขึ้นประมาณ 10 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน น้ำเสียดังกล่าวมีสารอินทรีย์เป็นสารมลพิษหลัก จึงจัดให้มีถังบำบัดน้ำเสียสำเร็จรูปที่เป็นกระบวนการชีวภาพหรืออาศัยจุลินทรีย์ในการย่อยสลายสารอินทรีย์ให้เป็นแร่ธาตุต่างๆ ทั้งนี้เพื่อป้องกันผลกระทบเมื่อระบายลงสู่แหล่งรับน้ำทิ้ง ซึ่งควบคุมคุณภาพน้ำทิ้งให้อยู่ในมาตรฐานก่อนระบายลงสู่บ่อกักน้ำทิ้งของโรงไฟฟ้า ลักษณะน้ำเสียจากโรงไฟฟ้าก่อนและหลังผ่านการบำบัด แสดงดังตารางที่ 2.9-2

โรงไฟฟ้าจัดให้มีบ่อตรวจสอบน้ำทิ้งขนาด 1 ลูกบาศก์เมตร เพื่อตรวจสอบน้ำทิ้งจากพนักงาน/สำนักงานที่ผ่านการบำบัดแล้ว ทั้งนี้เพื่อใช้เป็นตัวแทนน้ำทิ้งที่เหมาะสมก่อนตรวจสอบคุณภาพ อีกทั้งกำหนดให้มีการเก็บตัวอย่างน้ำเพื่อตรวจสอบค่าบีโอดี ซีโอดี น้ำมันและไขมัน ทีดีเอส เอสเอส และอุณหภูมิ ทุกๆ 1 เดือน

(2) น้ำทิ้งจากการผลิตไอน้ำหรือ boiler blow down water เกิดขึ้นประมาณ 96 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน น้ำทิ้งข้างต้นเป็นน้ำที่สะอาดเนื่องจากเป็นน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิตไอน้ำซึ่งมีคุณภาพใกล้เคียงกับน้ำปราศจากแร่ธาตุ แต่น้ำทิ้งดังกล่าวมีอุณหภูมิสูง โรงไฟฟ้าจึงจัดให้มี boiler blow down tank เพื่อลดอุณหภูมิน้ำทิ้งดังกล่าว ก่อนส่งไปที่ถังเก็บน้ำดิบ (raw water tank) ของโรงไฟฟ้าเดิม และหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ต่อไป

ตารางที่ 2.9-2 ลักษณะน้ำเสียจากโรงไฟฟ้าก่อนและหลังผ่านระบบบำบัด

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

| Parameter | หน่วย | คุณภาพน้ำทิ้ง ของโรงไฟฟ้า ^{1/} | ค่าควบคุมคุณภาพ น้ำทิ้งจากโรงไฟฟ้า | มาตรฐาน ^{2/} |
|--------------|-------|--|---------------------------------------|-----------------------|
| BOD | mg/l | 180 | ≤ 20 | ≤ 20 |
| SS | mg/l | 158 | ≤ 20 | ≤ 50 |
| Oil & grease | mg/l | 450 | ≤ 5 | ≤ 5 |
| TKN | mg/l | 44 | ≤ 100 | ≤ 100 |

หมายเหตุ : ^{1/} อ้างอิงตามคุณลักษณะน้ำทิ้งสำนักงานใน “ตำราระบบบำบัดมลพิษน้ำ” (สมาคมวิศวกรรมสิ่งแวดล้อมแห่งประเทศไทย, 2545)
^{2/} มาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับที่ 2 (พ.ศ.2539) เรื่อง กำหนดคุณลักษณะของน้ำทิ้งที่ระบายออกจากโรงงาน

(3) น้ำทิ้งจากระบบหล่อเย็น การหล่อเย็นด้วยน้ำทะเลมีความแตกต่างจากการหล่อเย็นด้วยน้ำจืด คือ มีการสูญเสียน้ำที่ระเหยน้อยมาก จึงทำให้ลักษณะน้ำทิ้งไม่แตกต่างจากน้ำทะเลที่สูบน้ำเข้ามาใช้มากนัก การเปลี่ยนแปลงคุณลักษณะของน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็น ได้แก่ อุณหภูมิที่สูงขึ้น และปริมาณคลอรีนคงเหลือจากการเติมโซเดียมไฮโปคลอไรต์ ในน้ำทะเลก่อนเข้าระบบหล่อเย็นเพื่อป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ของระบบหล่อเย็น ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าควบคุมอุณหภูมิน้ำทะเลที่จุดระบายน้ำทิ้งให้สูงขึ้นไม่เกิน 5 องศาเซลเซียสจากสภาพธรรมชาติ และควบคุมให้มีปริมาณคลอรีนคงเหลือที่จุดระบายน้ำทิ้งไม่เกิน 0.1 มิลลิกรัมต่อลิตร โดยใช้ค่าจากการตรวจวัดโดยอัตโนมัติที่จุดระบายน้ำทิ้งมาควบคุมปริมาณการสูบน้ำ และการเติมสารเคมี รายละเอียดการควบคุมค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวของโรงไฟฟ้ามีดังนี้

- การควบคุมอุณหภูมิน้ำทะเล โรงไฟฟ้าทำการติดตั้งเครื่องตรวจวัดอุณหภูมิน้ำหล่อเย็นแบบต่อเนื่องเพื่อตรวจวัดอุณหภูมิน้ำทะเลที่จุดสูบน้ำเข้าและหลังผ่านระบบหล่อเย็นของโรงไฟฟ้า โดยค่าตรวจวัดจะแสดงผลที่ห้องควบคุมส่วนกลาง เพื่อให้ผู้ควบคุมกระบวนการผลิตสามารถปรับอัตราการใช้น้ำหล่อเย็นได้อย่างเหมาะสม โดยจะควบคุมอุณหภูมิน้ำที่ผ่านการหล่อเย็นให้สูงขึ้นไม่เกิน 5 องศาเซลเซียสจากอุณหภูมิที่จุดสูบน้ำเข้า ทั้งนี้ หากอุณหภูมิน้ำที่ผ่านระบบหล่อเย็นมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น

เกิน 5 องศาเซลเซียส โรงไฟฟ้าจะเพิ่มปริมาณน้ำหล่อเย็นที่ใช้ และจะลดกำลังการผลิตหากปริมาณน้ำที่ใช้ถึงจุดสูงสุดแล้ว ซึ่งการลดกำลังการผลิตทำให้ไอน้ำที่ผลิตได้ลดลง และทำให้อุณหภูมิของน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นลดลงด้วย

- การควบคุมความเข้มข้นคลอรีน โรงไฟฟ้าทำการติดตั้งเครื่องตรวจวัดความเข้มข้นคลอรีนแบบต่อเนื่องในน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้า โดยค่าตรวจวัดจะแสดงผลที่ห้องควบคุมส่วนกลาง เพื่อให้ผู้ควบคุมกระบวนการผลิตสามารถปรับอัตราการเติมโซเดียมไฮโปคลอไรต์ได้อย่างเหมาะสม ซึ่งจะต้องมีความเข้มข้นเพียงพอในการควบคุมจุลชีพ แต่ไม่สูงเกินกว่าค่าที่กำหนด คือ 0.1 มิลลิกรัมต่อลิตร ทั้งนี้ เมื่อพบว่าน้ำที่จากการหล่อเย็นมีแนวโน้มที่ความเข้มข้นคลอรีนจะเพิ่มสูงกว่า 0.1 มิลลิกรัมต่อลิตร จะส่งสัญญาณไปที่ตัวควบคุมเพื่อปรับลดอัตราการเติมคลอรีนลงเพื่อให้ความเข้มข้นอยู่ในค่าที่กำหนด

2.9.3 การจัดการของเสีย

ของเสียที่เกิดขึ้นแบ่งออกเป็น 2 ประเภทตามแหล่งกำเนิด คือ ของเสียจากกระบวนการผลิต และของเสียจากพนักงาน มีรายละเอียดดังนี้

(1) ของเสียจากกระบวนการผลิต

ของเสียจากกระบวนการผลิตแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ ของเสียไม่อันตราย และของเสียอันตราย มีรายละเอียดดังนี้

- ของเสียไม่อันตราย

- เศษเหล็ก/เศษโลหะ เกิดจากการซ่อมแซมหรือบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องจักรต่างๆ ในกระบวนการผลิต ซึ่งคาดว่าจะมีปริมาณประมาณ 1 ตันต่อปี อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้ารวบรวมของเสียดังกล่าวก่อนติดต่อให้ผู้รับซื้อมารับเพื่อนำกลับไปใช้ใหม่ ซึ่งขยะเหล่านี้โรงไฟฟ้าสามารถส่งให้ผู้รับซื้อได้ 100%

- แผ่นกรองอากาศของ CTG มีปริมาณประมาณ 0.5 ตันต่อปี โดยโรงไฟฟ้าจะรวบรวมของเสียดังกล่าวก่อนติดต่อให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมเป็นผู้รับไปกำจัดต่อไป

- ของเสียอันตราย

- น้ำมันจากถังดักน้ำมัน ซึ่งคาดว่าจะเกิดขึ้นประมาณ 0.2 ตันต่อปี โดยรวบรวมใส่ถังขนาด 200 ลิตร ก่อนติดต่อหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมรับไปกำจัดต่อไป หรือในบางกรณีสามารถนำกลับไปได้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงทดแทนได้ เช่น นำไปเป็นเชื้อเพลิงทดแทนในโรงงานปูนซีเมนต์ เป็นต้น

- น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้วหรือน้ำมันหล่อลื่นที่เสื่อมสภาพที่เกิดจากงานซ่อมบำรุง ซึ่งคาดว่าจะเกิดขึ้นประมาณ 0.5 ตันต่อปี โดยนำมันดังกล่าวจะถูกรวบรวมเก็บไว้ในถังขนาด 200 ลิตร ก่อนติดต่อหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมรับไปกำจัดต่อไป หรือในบางกรณีสามารถนำกลับไปได้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงทดแทนได้ เช่น นำไปเป็นเชื้อเพลิงทดแทนในโรงงานปูนซีเมนต์ หรือนำกลับไปปรับปรุงคุณภาพเพื่อนำกลับไปได้ใช้ใหม่ เป็นต้น

(2) ของเสียจากพนักงานและสำนักงาน

ช่วงดำเนินการคาดว่าจะมีพนักงานประมาณ 20 คน มีอัตราการเกิดของเสียประมาณ 5.8 ตันต่อปี ซึ่งสามารถแบ่งของเสียได้เป็น 3 ประเภท คือ ของเสียทั่วไป ของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ และของเสียอันตราย

2.9.4 เสียงและการควบคุม

โรงไฟฟ้าได้ควบคุมระดับเสียงดังที่อาจจะเกิดขึ้นจากการดำเนินงาน โดยควบคุมเครื่องจักร/อุปกรณ์ต่างๆ ไม่ให้เกิน 85 เดซิเบลเอ (ที่ระยะ 1 เมตร) รวมถึงจัดให้พนักงานทำงานในห้องควบคุมเพื่อป้องกันเสียงดัง (Control room) อีกทั้งได้จัดเตรียมอุปกรณ์ป้องกันเสียงส่วนบุคคลให้เพียงพอ เช่น ปลั๊กอุดหู ที่ครอบหู เป็นต้น ให้กับพนักงานที่เข้าไปทำงานหรือตรวจสอบอุปกรณ์/เครื่องจักรที่มีเสียงดัง

2.10 อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

จากการที่โรงไฟฟ้าซึ่งรับผิดชอบโดยบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) มีที่ตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกับโรงไฟฟ้าเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด และมีการใช้สาธารณูปโภคและส่วนเสริมการผลิตบางส่วนร่วมกัน ทำให้การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าวย่อมส่งผลกระทบต่อกัน หากเกิดความผิดปกติของการดำเนินงานในโรงใดโรงหนึ่งในพื้นที่โรงไฟฟ้าเดิม โดยเฉพาะอุบัติเหตุ หรือการเกิดอันตรายร้ายแรงจากการปฏิบัติงาน ดังนั้น กลุ่มบริษัทโกลว์ซึ่งเป็นผู้รับผิดชอบโรงไฟฟ้าทั้งหมดภายในพื้นที่โรงไฟฟ้าเดิม จึงกำหนดนโยบายด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน เพื่อให้โรงไฟฟ้าต่างๆ ในพื้นที่ใช้เป็นแนวทางในการปฏิบัติร่วมกัน นอกจากนี้ ยังได้แต่งตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงานร่วมกันเพื่อดำเนินการระบบการจัดการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงานสำหรับโรงไฟฟ้าต่างๆ ในพื้นที่โรงไฟฟ้าเดิมเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและสอดคล้องกับกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

2.11 การประชาสัมพันธ์ มวลชนสัมพันธ์ และแผนการรับเรื่องร้องเรียน

เนื่องจากภายในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเป็นพื้นที่รองรับการขยายตัวของอุตสาหกรรม โดยเฉพาะ ทำให้มีจำนวนโรงงานเข้ามามีตั้งเป็นจำนวนมาก หากการดำเนินการเรื่องประชาสัมพันธ์/ชุมชนสัมพันธ์เป็นไปอย่างต่างคนต่างทำ ย่อมส่งผลให้การดำเนินการไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ เพราะชุมชนหรือหน่วยงานภายนอกไม่สามารถจำแนกกิจกรรมหรือมลพิษที่เกิดจากโรงงานแต่ละโรงได้ อันอาจส่งผลให้การแก้ไขประเด็นปัญหาไม่สอดคล้องกับสาเหตุที่แท้จริง ดังนั้น โรงไฟฟ้ามีแนวคิดในการประชาสัมพันธ์/ชุมชนสัมพันธ์ร่วมกับนิคมฯ ซึ่งมีแผนการทำงานที่ชัดเจนทำให้ทราบถึงปัญหาในภาพรวมของพื้นที่และประเด็นปัญหาเฉพาะเรื่อง

แผนการดำเนินงานด้านประชาสัมพันธ์และชุมชนสัมพันธ์ของโครงการแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มเป้าหมายดังนี้

(1) กลุ่มเพื่อนบ้านในนิคมอุตสาหกรรม ประกอบด้วย นิคมอุตสาหกรรมและโรงงานอื่นๆ ภายในนิคมฯ เพื่อประชาสัมพันธ์การดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้า

(2) กลุ่มเพื่อนบ้านรอบนิคมอุตสาหกรรม หมายถึง ชุมชนต่างๆ รอบนิคมอุตสาหกรรม เช่น การให้ข้อมูลข่าวสารในเรื่องการจัดการของโรงไฟฟ้าโดยเน้นในด้านสิ่งแวดล้อม การสร้างงานในชุมชน เป็นต้น

2.12 พื้นที่สีเขียว

เนื่องจากโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในพื้นที่ของโรงไฟฟ้าเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด ซึ่งโรงไฟฟ้าเดิมได้จัดเตรียมพื้นที่สีเขียวให้มีสัดส่วนมากกว่าร้อยละ 5 ของพื้นที่ดังกล่าวอยู่แล้ว ดังนั้นโรงไฟฟ้าจะใช้พื้นที่สีเขียวร่วมกับโรงไฟฟ้าเดิม ซึ่งโรงไฟฟ้าเดิมจัดให้มีพื้นที่สีเขียวประมาณ 9.1 ไร่ จากพื้นที่รวมทั้งหมดประมาณ 180 ไร่ ซึ่งสัดส่วนพื้นที่สีเขียวข้างต้นคิดเป็นร้อยละ 5.1 ของพื้นที่ทั้งหมด (ผังพื้นที่สีเขียวของโรงไฟฟ้าเดิมแสดงดังรูปที่ 2.2-3)

2.13 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างไปจากรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างไปจากรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/4682 ลงวันที่ 23 มิถุนายน พ.ศ.2551 รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 2.13-1

ตารางที่ 2.13-1 การเปรียบเทียบรายละเอียดการดำเนินการของโครงการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างไปจากรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบ
สิ่งแวดล้อม โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

| รายละเอียดโครงการ | รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾ | รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลง หรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾ |
|--------------------|---|---|
| 1. ที่ตั้งโรงไฟฟ้า | โรงไฟฟ้ามีพื้นที่ประมาณ 4.98 ไร่ ตั้งอยู่ในพื้นที่ว่างของโรงไฟฟ้าเดิม บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 2. เชื้อเพลิง | โรงไฟฟ้าใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และไม่มีการสำรองเชื้อเพลิงอื่นไว้ โดยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติ ประมาณ 63 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 3. สารเคมี | สารเคมีที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นสารเคมีเพื่อควบคุมคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ เช่น โซเดียมฟอสเฟต แอมโมเนียม- ไฮดรอกไซด์ และ ไดเอทิลไฮดรอกซีลามีน (DEHA) และสารเคมีที่ใช้ในการปรับปรุงคุณภาพน้ำทะเลก่อน นำมาหล่อเย็นในกระบวนการผลิต ได้แก่ โซเดียมไฮโปคลอไรต์ (Sodium Hypochlorite) ซึ่งจะถูเก็บไว้ใน ถังเก็บกักของสารเคมีแต่ละชนิดใกล้กับจุดใช้งาน | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 4. ผลกระทบ | การผลิตของโรงไฟฟ้าเป็นแบบความร้อนร่วม มีผลิตภัณฑ์ 2 ประเภท คือ กระแสไฟฟ้า และไอน้ำ โดยมี วัตถุประสงค์เพื่อจำหน่ายให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่มาบตาพุด โดยในสภาวะปกติ มีการผลิตไฟฟ้า ได้สูงสุด 349 เมกะวัตต์ และจำหน่ายไอน้ำ 120 ตันต่อชั่วโมง แต่หากไม่สามารถจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าได้ จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 401 เมกะวัตต์ | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 5. การขนส่ง | - การขนส่งก๊าซธรรมชาติมายังพื้นที่โรงไฟฟ้า เป็นการขนส่งทางท่อ โดยโรงไฟฟ้ามีการวางท่อจ่ายก๊าซ ธรรมชาติเชื่อมต่อกับท่อก๊าซฯ เดิม ที่บริเวณก่อนทางเข้าสถานีตรวจวัดความดันและวัดปริมาตรก๊าซของ โรงไฟฟ้าบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด เข้าสู่ MRS ของโรงไฟฟ้า - สารเคมีถูกขนส่งเข้าสู่พื้นที่โรงไฟฟ้าด้วยรถบรรทุก | ไม่เปลี่ยนแปลง |

ตารางที่ 2.13-1 (ต่อ)

| รายละเอียดโครงการ | รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾ | รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลง หรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾ |
|--|--|---|
| 5. การขนส่ง (ต่อ) | <ul style="list-style-type: none"> - กระแสไฟฟ้าถูกส่งเข้าระบบสายส่งเดิมของโรงไฟฟ้า บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งเป็นระบบท่อยาส่งที่ฝังอยู่ใต้ดิน - ไอน้ำถูกป้อนเข้าสู่ระบบท่อยาส่งไอน้ำเดิมของโรงไฟฟ้า บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 6. กระบวนการผลิต | <p>กระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้าเป็นแบบความร้อนร่วม (cogeneration) ประกอบด้วยหน่วยผลิตหลักคือ หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (combustion gas turbine generator; CTG) หม้อไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (heat recovery steam generator; HRSG) และหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (steam turbine generator; STG) อย่างละ 1 หน่วย โดยเป็นการนำเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำมาใช้ร่วมกัน กล่าวคือไอเสียจาก CTG ที่ยังคงมีพลังงานความร้อนสูงจะถูกนำไปเป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไอน้ำแรงดันสูงที่ HRSG และไอน้ำจะถูกนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าอีกครั้งที่ STG ดังนั้นการผลิตดังกล่าวจึงสามารถใช้ประโยชน์จากเชื้อเพลิงได้อย่างคุ้มค่าและเป็นประโยชน์สูงสุดหรือมีประสิทธิภาพสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแบบอื่นๆ รวมทั้งยังสามารถลดอัตราการระบายสารมลพิษทางอากาศ (ต่อหน่วยการผลิต)</p> | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 7. ระบบเสริมและระบบสาธารณูปโภค 7.1 น้ำใช้ | <p>กิจกรรมที่มีการใช้น้ำประกอบด้วย 3 กิจกรรมหลัก ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> - การใช้น้ำสำหรับพนักงาน/สำนักงาน มีปริมาณการใช้น้ำประมาณ 10 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน - การใช้น้ำเพื่อชะล้างในระบบผลิตไอน้ำ ในสภาวะปกติมีความต้องการใช้น้ำรวม 2,095 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน แต่กรณีที่ไม่มีการจำหน่ายไอน้ำจะใช้น้ำในส่วนของการ Blow down เท่านั้น ประมาณ 96 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน - การใช้น้ำเพื่อการหล่อเย็น มีความต้องการใช้น้ำทะเลสูงสุด 8.33 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที หรือ 717,120 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน | ไม่เปลี่ยนแปลง |

ตารางที่ 2.13-1 (ต่อ)

| รายละเอียดโครงการ | รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾ | รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลง หรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾ |
|--|---|---|
| 7. ระบบเสริมและระบบสาธารณูปโภค (ต่อ) 7.2 ระบบระบายน้ำ | <ul style="list-style-type: none"> - โรงไฟฟ้าก่อสร้างระบบระบายน้ำฝนเฉพาะในพื้นที่ของโรงไฟฟ้า ก่อนนำไปเชื่อมต่อกับระบบระบายเดิมของโรงไฟฟ้า บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด - มีการแยกระบบระบายน้ำฝนออกจากระบบระบายน้ำเสียอย่างชัดเจน โดยแบ่งการจัดการน้ำฝนออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ น้ำฝนไม่ปนเปื้อน และน้ำฝนที่อาจปนเปื้อน | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 8. มลพิษและการควบคุม 8.1 มลพิษทางอากาศ | <ul style="list-style-type: none"> - แหล่งกำเนิดมลพิษของโรงไฟฟ้ามีเพียงแหล่งเดียว คือ CTG&HRSG มลพิษหลักที่เกิดขึ้น ได้แก่ NO_x จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติใน CTG และออกแบบหัวเผาเป็นแบบ Dry Low NO_x ซึ่งเป็นเทคโนโลยีลด Thermal NO_x - โรงไฟฟ้าสามารถควบคุมการระบาย NO_x ที่ความเข้มข้นไม่เกิน 55 ppm หรือคิดเป็นอัตราการระบาย 27.92 กรัมต่อวินาที และควบคุมการระบาย SO₂ และฝุ่นละออง ไว้ไม่เกิน 0.95 ppm และ 5 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ตามลำดับ | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 8.2 น้ำเสียและการจัดการ | <p>น้ำเสียเกิดจาก 3 กิจกรรมหลัก ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> - น้ำเสียจากพนักงาน/สำนักงาน เกิดขึ้นประมาณ 10 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยมีถังบำบัดน้ำเสียสำเร็จรูปที่เป็นกระบวนการชีวภาพ และมีบ่อตรวจสอบน้ำทิ้งขนาด 1 ลูกบาศก์เมตร เพื่อตรวจสอบน้ำทิ้งทุก 1 เดือน - น้ำทิ้งจากการผลิตไอน้ำ หรือ Boiler blow down water เกิดขึ้นประมาณ 96 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน จัดให้มี Boiler blow down tank เพื่อลดอุณหภูมิ ก่อนส่งไปถังเก็บน้ำดิบ (Raw water tank) ของโรงไฟฟ้าบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด และหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ | ไม่เปลี่ยนแปลง |

ตารางที่ 2.13-1 (ต่อ)

| รายละเอียดโครงการ | รายละเอียดตามที่ระบุในรายงาน EIA ⁽¹⁾ | รายละเอียดการดำเนินการที่เปลี่ยนแปลงหรือแตกต่างจากรายงาน EIA ⁽¹⁾ |
|-------------------------------|---|---|
| 8.2 น้ำเสียและการจัดการ (ต่อ) | - น้ำทิ้งจากระบบหล่อเย็นเป็นน้ำทะเล มีการสูญเสียน้ำที่ระเหยน้อยมาก ทำให้มีลักษณะไม่ต่างจากน้ำทะเลที่สูบน้ำใช้ จึงมีการควบคุมอุณหภูมิน้ำทะเลที่จู่ระบายน้ำทิ้งให้สูงขึ้นไม่เกิน 5 องศาเซลเซียส และควบคุมปริมาณคลอรีนคงเหลือที่จู่ระบายน้ำทิ้งไม่เกิน 0.1 มิลลิกรัมต่อลิตร | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 8.3 การจัดการของเสีย | ของเสียที่เกิดขึ้นแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ - ของเสียจากระบวนการผลิต ได้แก่ ของเสียไม่อันตราย เช่น เศษเหล็ก/โลหะ และแผ่นกรองอากาศของ CTG โรงไฟฟ้ามีการรวบรวมและติดต่อให้ผู้รับซื้อมารับเพื่อนำกลับไปใช้ใหม่ และของเสียอันตราย เช่น น้ำมันจากถังดักน้ำมัน และน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว โรงไฟฟ้าจะรวบรวมใส่ถังขนาด 200 ลิตร จากนั้นจะติดต่อหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตรับไปกำจัดต่อไป - ของเสียจากพนักงานและสำนักงาน ได้แก่ ของเสียทั่วไป ของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ และของเสียอันตราย | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 8.4 เสียงและการควบคุม | โรงไฟฟ้าควบคุมระดับเสียงที่เกิดจากการทำงาน ได้แก่ เครื่องจักร/อุปกรณ์ต่างๆ ไม่ให้เกิน 85 เดซิเบลเอ (ที่ระยะ 1 เมตร) รวมถึงจัดให้พนักงานทำงานในห้องควบคุม (Control room) และจัดเตรียมอุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคลให้เพียงพอ เช่น ปลั๊กอุดหู ที่ครอบหู เป็นต้น | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 9. อาชีวอนามัยและความปลอดภัย | มีการกำหนดนโยบายด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน เพื่อใช้เป็นแนวทางในการปฏิบัติร่วมกัน และแต่งตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย เพื่อดำเนินการด้านระบบความปลอดภัยต่างๆ ในโรงไฟฟ้า | ไม่เปลี่ยนแปลง |
| 10. พื้นที่สีเขียว | โรงไฟฟ้าใช้พื้นที่สีเขียวร่วมกับโรงไฟฟ้าเดิม โดยมีพื้นที่สีเขียวประมาณ 9.1 ไร่ จากพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 180 ไร่ โดยคิดเป็นร้อยละ 5.1 ของพื้นที่ทั้งหมด | ไม่เปลี่ยนแปลง |

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/4682 ลงวันที่ 23 มิถุนายน พ.ศ.2551