

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการ
ป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
ระหว่างเดือนกรกฎาคม-ธันวาคม พ.ศ. 2567

ฉบับปกปิดข้อมูลที่มีกฎหมายคุ้มครอง

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10)

บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

เลขที่ 11 ถนนไอ-ห้า นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
อำเภอเมือง จังหวัดระยอง 21150



จัดทำโดย

บริษัท เอแอลเอส แลบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย จำกัด)

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกัน
และแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10)
ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง
ระหว่างเดือนกรกฎาคม-ธันวาคม พ.ศ. 2567



ดำเนินการโดย
บริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด


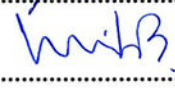

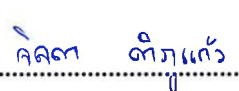
หนังสือรับรองการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

วันที่ 15 มกราคม พ.ศ. 2568

หนังสือรับรองฉบับนี้ ขอรับรองว่า บริษัท เอแอลเอส แลборатори กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด เป็นที่ปรึกษาด้านสิ่งแวดล้อม และจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ฉบับประจำเดือน

- () มกราคม-มิถุนายน พ.ศ.
(✓) กรกฎาคม-ธันวาคม พ.ศ. 2567
() อื่นๆ (ระบุ).....

โดยมีคณะผู้จัดทำรายงาน ดังต่อไปนี้

ผู้จัดทำรายงาน		ลายมือชื่อ	ตำแหน่ง
นายสุพจน์	สกลมเต๊ะ		ผู้ควบคุมห้องปฏิบัติการวิเคราะห์
นางวิลาวัลย์	บริรักษ์		ผู้ควบคุมห้องปฏิบัติการวิเคราะห์
ดร.ชลิดา	เหนียวบุบผา		ผู้เชี่ยวชาญด้านคุณภาพน้ำ
นางจิตตา	คำภูแก้ว		ผู้เชี่ยวชาญด้านการติดตาม

ตรวจสอบมาตรการด้านสิ่งแวดล้อม

ขอแสดงความนับถือ


(นางสาวยุพาพร จันทรเปล่ง)

ผู้ช่วยผู้จัดการทั่วไปสายธุรกิจตรวจติดตามคุณภาพสิ่งแวดล้อม
บริษัท เอแอลเอส แลборатори กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด

**รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด**

1. ชื่อโครงการ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10)
2. สถานที่ตั้ง นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง
3. ชื่อเจ้าของโครงการ บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด
4. สถานที่ติดต่อ เลขที่ 11 ถนนไอ-ห้า นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมือง
จังหวัดระยอง 21150
โทรศัพท์ 0-3869-8400 โทรสาร 0-3684-4789
Email -
5. จัดทำโดย บริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด
6. โครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมเมื่อ วันที่ 29 เมษายน พ.ศ. 2567
ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/7765
7. โครงการได้นำเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครึ่งสุดท้ายเมื่อ วันที่ 30 กรกฎาคม พ.ศ. 2567
8. รายละเอียดโครงการ แสดงรายละเอียดทั้งหมดในรายงานบทที่ 1 บทนำ

การเสนอรายงาน

- () เจ้าของโครงการได้มอบให้.....
เป็นผู้ดำเนินการเสนอรายงาน ดังหนังสือมอบอำนาจที่แนบมา
- (✓) เจ้าของโครงการเป็นผู้ดำเนินการเสนอรายงาน



นาง นิตธีรญา บัวสรวง

ผู้จัดการส่วนบริหารระบบคุณภาพองค์กร



นาย สมเกียรติ ปุยะติ

รักษาการผู้จัดการฝ่ายอาวุโสคุณภาพ
ความมั่นคงปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม

บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

บทที่ 1

บทนำ

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของโครงการ

โรงไฟฟ้าถ่านหินพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์ เดิมอยู่ในความดูแลของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และโรงงานอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ได้รับมติเห็นชอบ อนุมัติโครงการตามหนังสือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ที่ วว. 0804/2697 ลงวันที่ 18 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2541

เนื่องจากความเจริญทางเศรษฐกิจส่งผลให้แนวโน้มความต้องการกระแสไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ทางโรงไฟฟ้าจึงได้ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า Gas Turbine Unit (ส่วนที่เหลือ) ในปี พ.ศ. 2548 ซึ่งมีการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ และได้รับมติเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009/12963 ลงวันที่ 27 ธันวาคม พ.ศ. 2547 และในปี พ.ศ. 2551 มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ และการใช้ที่ดิน ซึ่งได้รับมติเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/4025 ลงวันที่ 29 พฤษภาคม พ.ศ. 2551

ในปี พ.ศ. 2552 มีการปรับปรุงระบบการเผาไหม้ การติดตั้งหม้อไอน้ำ และระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเพิ่มเติม โดยให้บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด เป็นผู้ดำเนินการ ซึ่งได้รับมติเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/6885 ลงวันที่ 11 กันยายน พ.ศ. 2552

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์ (โครงการปัจจุบันหรือโรงไฟฟ้าเดิม) เริ่มเปิดดำเนินการมาตั้งแต่ พ.ศ. 2542 และปัจจุบันมีการเปลี่ยนชื่อโครงการเป็น “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น” โดยในปี พ.ศ. 2565 มีการปรับปรุง ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า และปรับปรุงการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าบางส่วนของโรงไฟฟ้าเดิมที่กำลังจะหมดสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เป็น 499 เมกะวัตต์ (ลดลง 148 เมกะวัตต์) ยกเลิกแผนการติดตั้งหม้อไอน้ำสำรอง (Backup Boiler) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาด 180 ตันต่อชั่วโมง มีการปรับลดอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากปล่องของโครงการปัจจุบัน และมีการปรับปรุงการใช้ประโยชน์ภายในพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการในประเด็นต่างๆ และสอดคล้องตามการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน ซึ่งได้รับมติเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/9195 ลงวันที่ 2 มิถุนายน พ.ศ. 2565

เนื่องจากรายงานฯ ของโครงการที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิมระบุความสูงของปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ จำนวน 2 ชุด (ปล่องระบายของ Cogen Unit 3 หรือ CTG HRSG 3 และปล่องระบายของ Cogen Unit 4 หรือ CTG HRSG 4) มีความสูง 35 เมตร แต่ปล่องระบายของ CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ที่มีการก่อสร้างและเปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2547 มีความสูง 60 เมตร ดังนั้น บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด จึงขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ซึ่งได้รับมติเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/19504 ลงวันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2566

สำหรับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 10 มีขอเปลี่ยนแปลง 3 ประเด็นหลัก คือ

1. ขอปรับปรุงระยะการปรับลดค่าการระบายมลสารทางอากาศของโครงการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์ในปัจจุบัน
2. ขอแก้ไขตัวเลขค่าควบคุมความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ระบายออกจากปล่อง CFB & STG3
3. ขอปรับปรุงความถี่และระยะเวลาตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total Dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Respirable Dust) บริเวณพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับค่าที่กำหนดในมาตรฐานตามระยะการทำงานปกติ ซึ่งได้รับมติเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/7765 ลงวันที่ 29 เมษายน พ.ศ. 2567

รายละเอียดความเป็นมาและการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ดังแสดงในตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 ความเป็นมาและการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ/หรือรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชัน (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ความเป็นมา	การจัดทำรายงาน EIA	หมายเหตุ
1. การเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2537	รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้า (Coal-Fired Cogeneration Plant) ของบริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) ขนาด 600 เมกะวัตต์ โดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ วว. 0804/8763 ลงวันที่ 13 ตุลาคม พ.ศ. 2537	-
2. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 1 ในปี พ.ศ. 2541	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้า Coal-Fired Cogeneration มาบตาพุด (640 เมกะวัตต์) ของบริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ วว. 0804/2697 ลงวันที่ 18 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2541	เป็นการขอเพิ่มการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้า เพิ่มขึ้นเป็น 640 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นหน่วยผลิตที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน 360 เมกะวัตต์ (จำนวน 3 หน่วย หน่วยละ 120 เมกะวัตต์) และหน่วยผลิตที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 280 เมกะวัตต์ (จำนวน 8 หน่วย หน่วยละ 35 เมกะวัตต์)
3. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2 ในปี พ.ศ. 2544	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการของโรงไฟฟ้า Coal-Fired Cogeneration มาบตาพุด (640 เมกะวัตต์) ของบริษัท ไทย-โคเจนเนเรชั่น จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ วว. 0804/101 ลงวันที่ 5 มกราคม พ.ศ. 2544	เป็นการขอตีตั้งระบบบำบัดโลหะหนัก (Heavy Metal) และธาตุปริมาณน้อย (Trace Element) ในระบบบำบัดน้ำเสียจากลานกองถ่านหิน
4. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 3 ในปี พ.ศ. 2545	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการของโรงไฟฟ้า Coal-Fired Cogeneration มาบตาพุด (640 เมกะวัตต์) ของบริษัท ไทย-โคเจนเนเรชั่น จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ วว. 0804/9457 ลงวันที่ 6 กันยายน พ.ศ. 2545	เป็นการขอตีตั้งระบบบำบัด Reverse Osmosis เพื่อใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ

ตารางที่ 1.1 (ต่อ) ความเป็นมาและการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ/หรือรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ความเป็นมา	การจัดทำรายงาน EIA	หมายเหตุ
5. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 4 ในปี พ.ศ. 2546	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการของโรงไฟฟ้า Coal-Fired Cogeneration มาบตาพุด (640 เมกะวัตต์) ของบริษัท ไทย-โคเจนเนอเรชั่น จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009/5944 ลงวันที่ 17 มิถุนายน พ.ศ. 2546	เป็นการขอเพิ่มกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าอีก 115 เมกะวัตต์เป็นครั้งคราว เฉพาะกรณีที่ไม่สามารถจำหน่ายไอน้ำให้กับลูกค้า โดยนำไอน้ำที่ผลิตได้ไปใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าที่เครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (STG) แทน
6. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 5 ในปี พ.ศ. 2547	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009/12963 ลงวันที่ 27 ธันวาคม พ.ศ. 2547	มีการเปลี่ยนแปลง 4 ส่วน คือ 1) เปลี่ยนหน่วยนำกลับความร้อน (Heat Recovery Unit; HRU) 2 ชุด ในหน่วยผลิตไฟฟ้า Hybrid Unit 3 เป็นหน่วยผลิตไอน้ำแบบ Heat Recovery Steam Generator (HRSG) 2) เพิ่มกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าของเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) 2 ชุด ในหน่วยผลิตไฟฟ้า Hybrid Unit 3 จาก 35 เมกะวัตต์เป็น 38.5 เมกะวัตต์ ทำให้โรงไฟฟ้าเดิมมีกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าในสภาวะปกติเพิ่มขึ้นเป็น 647 เมกะวัตต์ 3) ติดตั้งระบบผลิตน้ำใส กำลังการผลิต 14,400 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน จำนวน 1 ชุด 4) ติดตั้งระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุเพิ่มเติม โดยมีกำลังการผลิต 4,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน และติดตั้งถังปรับสภาพให้เป็นกลาง เพิ่มอีก 1 ชุด

ตารางที่ 1.1 (ต่อ) ความเป็นมาและการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ/หรือรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ความเป็นมา	การจัดทำรายงาน EIA	หมายเหตุ
7. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 6 ในปี พ.ศ. 2551	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/4025 ลงวันที่ 29 พฤษภาคม พ.ศ. 2551	เป็นการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการเพื่อรองรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ 2 โครงการของกลุ่มบริษัท โกลว์ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) และทำการปรับลดอัตราการระบายมลพิษทางอากาศลง เพื่อให้โครงการใหม่ 2 โครงการ สามารถดำเนินการได้เพื่อให้สอดคล้องตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ จากการประชุมครั้งที่ 6/2550 เมื่อวันที่ 9 เมษายน พ.ศ. 2550
8. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 7 ในปี พ.ศ. 2552	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/6885 ลงวันที่ 11 กันยายน พ.ศ. 2552	มีการเปลี่ยนแปลงดังนี้ 1) การปรับปรุงการใช้เชื้อเพลิงของหม้อไอน้ำแบบ CFB (Circulating fluidized-bed boiler) ซึ่งเดิมใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียวให้สามารถใช้ถ่านหินผสมกับชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงได้ 2) การติดตั้งหม้อไอน้ำสำรองที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาดกำลังการผลิตไอน้ำสูงสุด 180 ตันต่อชั่วโมง 3) การปรับปรุงระบบคุณภาพน้ำเพิ่มเติม ได้แก่ ระบบผลิตน้ำใส ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ และหน่วยปรับปรุงคุณภาพคอนเดนเสท

ตารางที่ 1.1 (ต่อ) ความเป็นมาและการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ/หรือรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ความเป็นมา	การจัดทำรายงาน EIA	หมายเหตุ
9. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 8 ในปี พ.ศ. 2565	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 8) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/9195 ลงวันที่ 2 มิถุนายน พ.ศ. 2565	เป็นการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการเพื่อรองรับการดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์เพื่อทดแทนสัญญาของโรงไฟฟ้าเดิมจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. มีการเปลี่ยนแปลงดังนี้ 1) ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้าและปรับปรุงการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าบางส่วนทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เป็น 499 เมกะวัตต์ 2) ยกเลิกแผนการติดตั้งหม้อไอน้ำสำรอง (Backup Boiler) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาด 180 ตันต่อชั่วโมง 3) การปรับลดอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากปล่อง 4) มีการปรับปรุงการใช้ประโยชน์ภายในพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการในประเด็นต่างๆ
10. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 9 ในปี พ.ศ. 2566	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/19504 ลงวันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2566	เป็นการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิมระบุความสูงของปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ จำนวน 2 ชุด (ปล่องระบายของ Cogen Unit 3 หรือ CTG HRSG 3 และปล่องระบายของ Cogen Unit 4 หรือ CTG HRSG 4) มีความสูง 35 เมตร แต่ปล่องระบายของ CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ที่มีการก่อสร้างและเปิดดำเนินงานมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2547 มีความสูง 60 เมตร

ตารางที่ 1.1 (ต่อ) ความเป็นมาและการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ/หรือรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ความเป็นมา	การจัดทำรายงาน EIA	หมายเหตุ
11.การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 10 ในปี พ.ศ. 2567	รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/7765 ลงวันที่ 29 เมษายน พ.ศ. 2567	เป็นการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัท โกลว์ในปัจจุบัน มีการเปลี่ยนแปลงดังนี้ 1) ขอปรับปรุงระยะการปรับลดค่าการระบายนํ้าทางอากาศของโครงการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์ในปัจจุบัน 2) ขอแก้ไขตัวเลขค่าควบคุมความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ระบายออกจากปล่อง CFB & STG3 3) ขอปรับปรุงความถี่และระยะเวลาตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total Dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Respirable Dust) บริเวณพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับค่าที่กำหนดในมาตรฐานตามระยะการทำงานปกติ

ทั้งนี้ มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจาก สผ. ตามหนังสือที่ ทส 1009.7/7764 ลงวันที่ 29 เมษายน พ.ศ. 2567 เป็นมาตรการฯ ที่โรงไฟฟ้ายึดปฏิบัติตามอยู่ในปัจจุบัน โดยสรุปรายละเอียดผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ให้การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย สำนักงานท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดระยอง กรมธุรกิจและพลังงาน กรมโรงงานอุตสาหกรรม และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ทราบทุก 6 เดือน

ดังนั้น บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด จึงมอบหมายให้ บริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาทางด้านสิ่งแวดล้อม ดำเนินการตรวจวัดตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม พร้อมทั้งตรวจสอบและรวบรวมข้อมูลเพื่อจัดทำรายงานผลการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม เสนอต่อหน่วยงานราชการดังกล่าว สำหรับรายงานฯ ฉบับนี้เป็นการรายงานผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และการปฏิบัติตามแผนการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ครั้งที่ 2 ประจำปี พ.ศ. 2567 (ระหว่างเดือนกรกฎาคม ถึงธันวาคม พ.ศ. 2567)

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Monitoring) ของโครงการ
- 2) เพื่อรวบรวมผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
- 3) เพื่อจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมดังกล่าว พร้อมทั้งนำมาเปรียบเทียบกับผลการตรวจวัดในช่วงที่ผ่านมา และนำเสนอต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

1.3 ขอบเขตการดำเนินงาน

ในการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการทางด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ จะประกอบไปด้วย

1.3.1 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ทางโครงการจะเป็นผู้ดำเนินการตามมาตรการ พร้อมทั้งรวบรวมเอกสารหลักฐานต่างๆ ซึ่งใช้ประกอบผลการดำเนินการ โดยบริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด จะเป็นผู้ตรวจสอบและจัดทำรายงานผลการดำเนินงานตามมาตรการฯ และนำมาผนวกเข้าไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม

1.3.2 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

สำหรับมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม บริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ดำเนินการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และรายงานผลการตรวจวัดดังกล่าว โดยบริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้รวบรวมข้อมูลผลการตรวจวัดทั้งหมด และข้อมูลของโครงการในด้านอื่นๆ ซึ่งเป็นข้อกำหนดตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

รายละเอียดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ดังแสดงในภาคผนวก ก

1.4 รายละเอียดโครงการ

1.4.1 ขนาดและที่ตั้งโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชัน ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ผลิตกระแสไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง บนพื้นที่ทั้งหมด ประมาณ 180 ไร่ (288,000 ตารางเมตร) ดังแสดงในรูปที่ 1.4.1-1 โดยมีอาณาเขตดังนี้

ทิศเหนือ	ติดกับ	วางระบายน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ถัดไปเป็นพื้นที่จัดการระบบสาธารณสุขโคเจนเนอเรชันที่ดำเนินการโดยบริษัท โกลบอล ยูทิลิตี้ เซอร์วิส จำกัด และพื้นที่ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งมีแผนจะพัฒนาและก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า ใหม่เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของโครงการปัจจุบัน
ทิศใต้	ติดกับ	ถนนภายในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด และถัดไปเป็นพื้นที่ของด่านศุลกากรมาบตาพุดของท่าเทียบเรือมาบตาพุด
ทิศตะวันออก	ติดกับ	พื้นที่ว่างภายในนิคมฯ และพื้นที่ของบริษัท เอ็นเอฟซี จำกัด (มหาชน)
ทิศตะวันตก	ติดกับ	ติดกับถนนไอ-หนึ่ง ของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ถัดไปเป็นคลองระบายน้ำหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าเดิม และทะเลอ่าวไทย
สำหรับพื้นที่ภายในโรงไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 1.4.1-2		

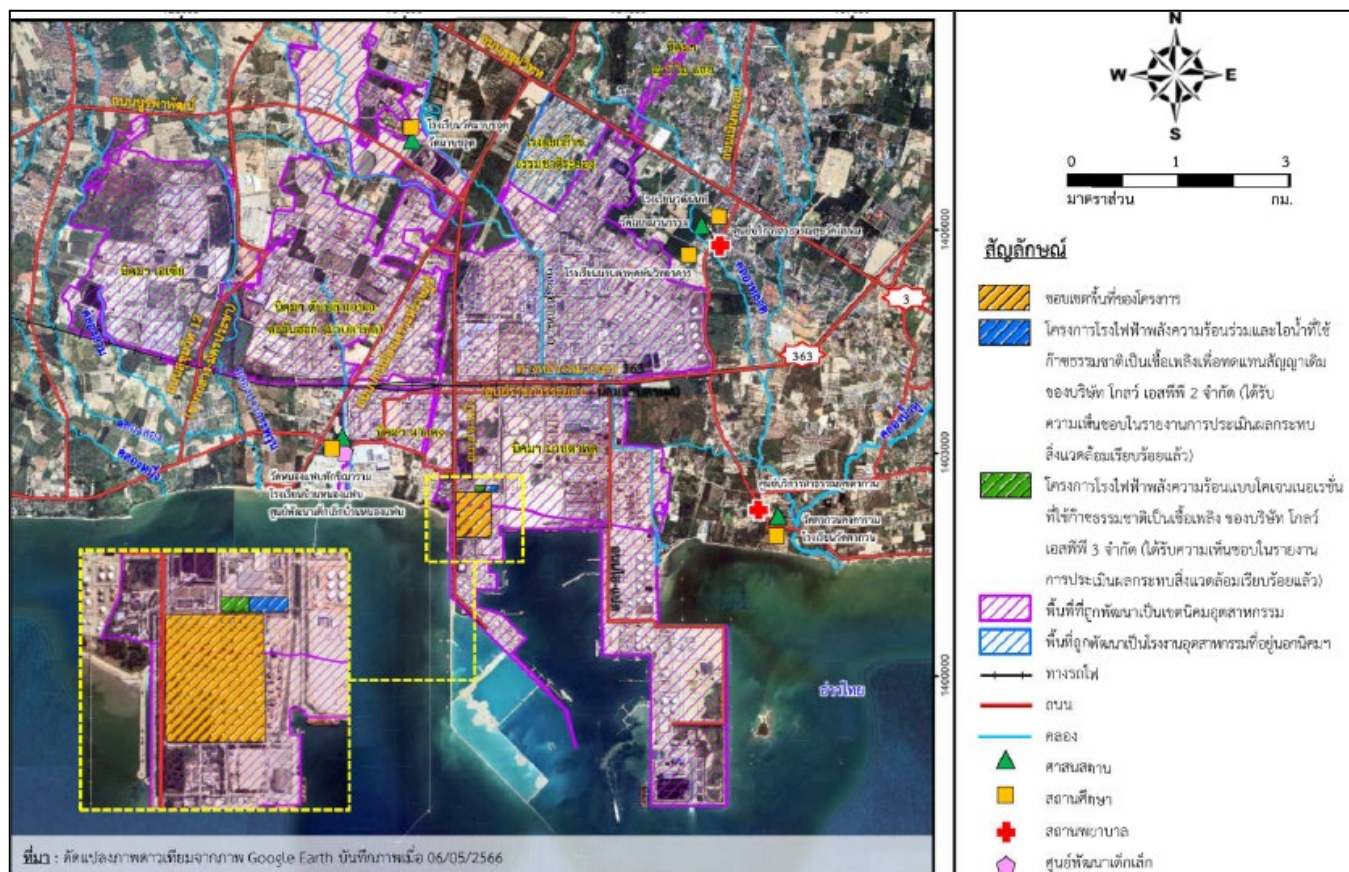
1.4.2 การเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์ที่ดิน

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชัน ของบริษัท โกลว์เอสพีพี 3 จำกัด มีการเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์จากที่ดินบางส่วน เพื่อแบ่งขอบเขตการใช้ที่ดินเป็นพื้นที่ของโรงไฟฟ้าใหม่ 2 โรง ของกลุ่มบริษัทโกลว์ได้แก่

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาด 700 เมกะวัตต์ ดำเนินการโดย บริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำขนาด 401 เมกะวัตต์ ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์

พลังงาน จำกัด (มหาชน)

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด
ระหว่างเดือนกรกฎาคม-ธันวาคม พ.ศ. 2567



รูปที่ 1.4.1-1 ที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด

โดยโรงไฟฟ้าเดิมมีการติดตั้งระบบสาธารณูปโภคและอุปกรณ์เพิ่มเติมอีกบางส่วนบนพื้นที่ว่าง เพื่อรองรับการให้บริการแก่โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ทั้ง 2 โครงการ และส่งเสริมประสิทธิภาพการผลิต และคุณภาพสิ่งแวดล้อม

ผังการใช้ประโยชน์ที่ดินของโรงไฟฟ้าในเชิงเปรียบเทียบระหว่างปัจจุบัน และหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการ ดังแสดงในรูปที่ 1.4.2-1 สำหรับรายละเอียดการใช้ประโยชน์ที่ดินที่เปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากการขอเปลี่ยนรายละเอียดของโรงไฟฟ้าเดิม พบว่าโรงไฟฟ้าเดิมจะให้เข้าพื้นที่ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (700 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ (401 เมกะวัตต์) ประมาณ 35 และ 5 ไร่ ตามลำดับ

นอกจากนี้โครงการโรงไฟฟ้าทั้ง 2 โครงการข้างต้นมีการใช้สาธารณูปโภค-สาธารณูปการ บางส่วนร่วมกับโรงไฟฟ้าเดิมด้วย เช่น ระบบผลิตน้ำใส ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ ทำเทียบเรือขนถ่าย ถ่านหิน ระบบลำเลียงถ่านหิน บ่อสูบน้ำทะเล คลองระบายน้ำหล่อเย็น เป็นต้น โดยบริษัท โกลว์เอสพีที 3 จำกัด เป็นผู้รับผิดชอบระบบสาธารณูปโภค-สาธารณูปการทั้งหมดที่โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ร่วมใช้ประโยชน์ สำหรับรูปแบบเชิงนิติสัมพันธ์ มีทั้งรูปแบบการจำหน่าย การให้เช่า และการใช้ประโยชน์ร่วมกัน ทั้งนี้ หากเป็นสาธารณูปโภคที่ใช้แล้วหมดไป เช่น น้ำดิบ น้ำใส และน้ำปราศจากแร่ธาตุ เป็นต้น โครงการโรงไฟฟ้าใหม่จะรับซื้อจากโรงไฟฟ้าเดิม แต่ถ้าสาธารณูปโภคที่เป็นอุปกรณ์หรือโครงสร้างพื้นฐาน เช่น รางระบายน้ำหล่อเย็น ทำเทียบเรือขนถ่าย ถ่านหิน เป็นต้น โครงการโรงไฟฟ้าใหม่จะเช่าจากโรงไฟฟ้าเดิม ในขณะที่น้ำสำรองดับเพลิง เครื่องสูบน้ำดับเพลิง และพื้นที่สีเขียวอยู่ภายใต้รูปแบบที่ให้อำนาจใช้ประโยชน์ร่วมกัน

1.4.3 รายละเอียดโรงไฟฟ้า

จากรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ที่ ทส 1009.7/7764 ลงวันที่ 29 เมษายน พ.ศ. 2567 มีรายละเอียดดังนี้

(1) พื้นที่ส่วนการผลิต

โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 ชุดเป็น 9 ชุด แต่มีการเปิดดำเนินงานในสภาวะปกติ จำนวน 8 ชุด และหน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง โดยแบ่งหน่วยผลิตตามการใช้เชื้อเพลิงเป็น 2 ส่วน ได้แก่ หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง หรือ Combustion Turbine Generator; CTG จำนวน 6 ชุด โดยที่ CTG จำนวน 4 ชุด ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด ในขณะที่ CTG จำนวน 2 ชุด ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) และหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบ Circulating Fluidized Bed หรือ CFB & STG ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3 ชุด มีกำลังการผลิตไฟฟ้า รวม 360 เมกะวัตต์ ซึ่ง CFB&STG 1 และ CFB&STG 2 ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด ในขณะที่ CFB&STG 3 ดำเนินการผลิตโดย บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) นอกจากนี้ มีแผนจะติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำชนิด Back Pressure (BSTG) ขนาดเล็ก จำนวน 5 ชุด ทดแทนการทำงาน Pressure Control Valve ชุดเดิม เพื่อลดความดันไอน้ำที่ผลิตได้ ก่อนนำไปผสมน้ำบางส่วนเพื่อปรับลดอุณหภูมิให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้ลูกค้าต่อไป ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพหรือลดการสูญเสียพลังงานของระบบไปน้ำเดิม โดยแปลงพลังงานไอน้ำที่เคยสูญเสียไปโดยเปล่าประโยชน์จากการลดความดันด้วย Pressure Control Valve มาเป็นการผลิตไฟฟ้าทดแทน ซึ่งทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เหลือ 499 เมกะวัตต์ หรือลดลง 148 เมกะวัตต์

(2) พื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิต

เป็นพื้นที่ที่จัดไว้สำหรับจัดวางอุปกรณ์ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการผลิตโดยตรง แต่เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบเสริมการผลิตหรือระบบสาธารณูปโภค สำหรับโครงการปัจจุบันมีสัดส่วนพื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิต 45.81 ไร่ หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 32.72 พื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่) ประกอบด้วย อาคารสำนักงาน ลานจอดรถ สถานีควบคุมความดันก๊าซ โรงอาหาร ไซโลพักถ่านหิน ไซโลพักถ่านหิน อาคารควบคุมส่วนกลาง อาคารเก็บน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว สถานีไฟฟ้าย่อย ระบบผลิตน้ำใช้ (น้ำใส/น้ำประปา/ น้ำปราศจากแร่ธาตุ) ถังสำรองน้ำดับเพลิง อาคารเก็บสารเคมี สถานีสูบน้ำทะเลเพื่อหล่อเย็น

เครื่องจักร อาคารผลิตสารโซเดียมไฮโปคลอไรต์ อาคารบดถ่านหิน อาคารบดหินปูน อาคารเก็บพักหินปูน อาคารเก็บของ/ซ่อมบำรุง บ่อรวบรวมน้ำจากลานกองถ่านหิน/ระบบบำบัดน้ำเสียทางเคมี และมีการติดตั้งสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม 1 แห่ง บริเวณพื้นที่ลานจอดรถเดิมบางส่วนและบางส่วนของพื้นที่ว่างเดิมเพื่อควบคุมความดันและปริมาณก๊าซธรรมชาติก่อนส่งไปยังโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด ที่ตั้งอยู่พื้นที่ด้านทิศเหนือของโครงการ ซึ่งมีแผนจะเปิดดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2567 จึงทำให้สัดส่วนของพื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิตเพิ่มขึ้นเป็น 45.81 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 32.72 ของพื้นที่โครงการ

(3) พื้นที่เก็บพักถ่านหิน

เป็นพื้นที่ที่ถูกจัดสรรไว้เพื่อเก็บพักถ่านหินก่อนนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงที่หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟพี จำนวน 3 ชุด โดยที่โครงการปัจจุบันมีพื้นที่เก็บพักถ่านหินโดยรวม 18.31 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 13.08 ของพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่) แบ่งเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ลานกองถ่านหินที่เป็นระบบเปิด (ไม่มีหลังคาปกคลุม) ซึ่งเป็นพื้นที่ส่วนใหญ่ของพื้นที่กองเก็บถ่านหินเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำรองของโครงการ และลานกองถ่านหินที่มีหลังคาปกคลุมซึ่งเป็นพื้นที่กองถ่านหินก่อนป้อนเข้ากระบวนการผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการ

(4) พื้นที่ว่างและถนน

เป็นพื้นที่ที่ถูกจัดสรรให้เป็นถนนเพื่อใช้สัญจรภายในพื้นที่โครงการ รวมถึงพื้นที่ว่างระหว่างอาคาร/พื้นที่ส่วนการผลิตหรือพื้นที่ระบบสาธารณูปโภคเพื่อความปลอดภัยในแง่ของระยะห่างที่เหมาะสมและความสะดวกในการเข้าถึงเพื่อบำรุงรักษา โดยที่โครงการปัจจุบันมีพื้นที่ว่างและถนนโดยรวม 44.39 ไร่ หรือมีสัดส่วนร้อยละ 31.71 ของพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่)

(5) พื้นที่สีเขียว

เป็นพื้นที่ที่ถูกจัดสรรเพื่อมุ่งเน้นใช้ประโยชน์เป็นแนวป้องกันและเพื่อเพิ่มทัศนียภาพ ภายในพื้นที่โครงการ โครงการมีพื้นที่สีเขียวโดยรวม 9.24 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 5.13 ของพื้นที่โดยรวมของโครงการ (180 ไร่) หรือ คิดเป็นร้อยละ 6.6 ของพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่)

โดยที่ โรงไฟฟ้ามีหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการ ประกอบด้วย

(1) หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Combustion Turbine Generator: CTG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 8 ชุด มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 287 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็น 2 ส่วนกล่าวคือ ส่วนแรก เป็นหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ จำนวน 4 ชุด (CTG & HRSG 1, 2, 3 & 4) ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 35, 35, 38.5 และ 38.5 เมกะวัตต์ ตามลำดับ หรือมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 147 เมกะวัตต์ แต่ละชุดประกอบด้วยเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (CTG) และเครื่องผลิตไอน้ำโดยนำความร้อนที่เหลือกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery steam Generator; HRSGs) ซึ่งเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ CTG เพื่อผลิตไฟฟ้าในขั้นตอนแรกและมีการนำก๊าซร้อนที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าที่ CTG มาผลิตไอน้ำ ความดันสูงที่ HRSG และนำไอน้ำความดันสูงบางส่วนมาปรับลดความดันและอุณหภูมิให้เป็นไอน้ำความดันปานกลาง ก่อนส่งจำหน่ายไอน้ำความดันสูงและไอน้ำความดันปานกลางให้ลูกค้าหรือโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ในพื้นที่มาบตาพุดต่อไป สำหรับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซส่วนที่สองเป็นแบบพลังความร้อนร่วมและน้ำร้อน จำนวน 4 ชุด (CTG & HRU 1A & 1B และ CTG & HRU 2A & 2B) ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าชุดละ 35 เมกะวัตต์ หรือมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 140 เมกะวัตต์ แต่ละชุดประกอบด้วยเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (CTG) และเครื่องผลิตน้ำร้อนโดยนำความร้อนที่เหลือกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery Unit; HRU) ซึ่งเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ CTG เพื่อผลิตไฟฟ้าในขั้นตอนแรกและมีการนำก๊าซร้อนที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าที่ CTG มาใช้ในกระบวนการผลิตน้ำร้อนที่ HRU ก่อนส่งเข้าเครื่องผลิตไอน้ำแบบ Circulating Fluidized Bed (CFB) ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สำหรับไอน้ำความดันสูงบางส่วนที่ผลิตได้จาก CFB จะถูกนำไปผลิตไฟฟ้าที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator; STG) และมีการนำไอน้ำความดันสูงบางส่วนมาปรับลดความดันและอุณหภูมิให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่บริเวณพื้นที่มาบตาพุดต่อไป ทั้งนี้การทำงาน CFB & STG 1 ที่ทำงานร่วมกับ CTG HRU 1A & 1B เรียกว่า Hybrid Unit 1 และการทำงาน CFB & STG 2 ที่ทำงานร่วมกับ CTG HRU 2A & 2B เรียกว่า Hybrid Unit 2 เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซส่วนที่สองที่เป็นแบบพลังความร้อนร่วมและน้ำร้อน จำนวน 4 ชุด (CTG HRU 1A & 1B และ CTG HRU 2A & 2B) ซึ่งทำงานร่วมกับ CFB & STG 1 & 2 (Hybrid Unit 1 และ Hybrid Unit 2) กำลังจะหมดสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ภายในปี พ.ศ. 2567 ดังนั้น โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน

2 ชุด (CTG HRU 1A& 1B) ส่วน CTG HRU 2A& 2B ถูกใช้งานต่อไปอีกประมาณ 15 ปี ซึ่งมีการทำงาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ยังไม่มีแผนจะรื้อถอน หน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRU 1A & 1B ที่ถูกยกเลิกการใช้งานในขณะนี้ เนื่องจากคำนึงถึงความปลอดภัย และอาจเกิดผลกระทบจากการรื้อถอน อย่างไรก็ตาม หากมีความชัดเจนสำหรับแนวทางการดำเนินการของ CTG HRU 1A& 1B ที่จะถูกยกเลิกการใช้งานแล้ว บริษัทฯ จะมีการแจ้งต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้รับทราบ หรือพิจารณาต่อไป ดังนั้น เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการทำให้มีหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Combustion Turbine Generator: CTG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงลดลงจาก 8 เป็น 6 ชุด (ทำงาน 5 ชุด สำรอง 1 ชุด) โดยที่หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ จำนวน 4 ชุด เป็นหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 35, 35, 38.5 และ 38.5 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ จำนวน 2 ชุด เป็นหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าชุดละ 35 เมกะวัตต์ (มีการทำงาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด) ดังนั้น ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซในภาพรวมของโครงการ ลดลงจาก 287 เป็น 182 เมกะวัตต์

(2) หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบ CFB & STG ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

โครงการมีหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี (CFB & STG) ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3 ชุด (CFB & STG 1, CFB & STG 2 และ CFB & STG 3) ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าชุดละ 120 เมกะวัตต์ หรือมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 360 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันหน่วยผลิตไฟฟ้า CFB & STG 1 และ CFB & STG 2 ถูกออกแบบให้แต่ละชุดทำงานร่วมกับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบพลังความร้อนร่วมและไอน้ำร้อน (CTG & HRU) จำนวน 2 ชุด กล่าวคือ นำก๊าซร้อนที่เกิดจาก CTG มาผลิตไอน้ำร้อนที่ HRU (Heat Recovery Unit) ก่อนป้อนไอน้ำร้อนเข้า CFB เพื่อผลิตไอน้ำและนำไอน้ำที่ผลิตได้ไปผลิตไฟฟ้าที่เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator; STG) ต่อไป ดังนั้น CFB & STG 1 ที่ทำงานร่วมกับ CTG HRU 1A& 1B ถูกเรียกว่า Hybrid Unit 1 และ CFB & STG 2 ที่ทำงานร่วมกับ CTG HRU 2A & 2B ถูกเรียกว่า Hybrid Unit 2 ในขณะที่ CFB & STG 3 ของโครงการปัจจุบันมีการทำงานเป็นอิสระกับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ กล่าวคือ มีการป้อนน้ำปราศจากแร่ธาตุเข้า CFB 3 เพื่อผลิตไอน้ำและนำไอน้ำที่ผลิตได้ไปผลิตไฟฟ้าที่เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำหรือ STG ต่อไป

เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบพลังความร้อนร่วมและไอน้ำร้อน 4 ชุด (CTG HRU 1A& 1B และ CTG HRU 2A & 2B) และหน่วยผลิตไฟฟ้า CFB & STG1 และ CFB & STG 2 หรือ Hybrid Unit

1 และ Hybrid Unit 2 ของโครงการปัจจุบันกำลังจะหมดสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ภายในปี พ.ศ. 2567 และ พ.ศ. 2568 ตามลำดับ ดังนั้น โครงการจะหยุดดำเนินงานหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซจำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) เมื่อหมดสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ในขณะที่ยังคงดำเนินงาน CTG HRU 2A & 2B (ทำงาน 1 ชุด สำรอง 1 ชุด) รวมถึง CFB & STG 1 และ CFB & STG 2 ต่อไปอีก 15 ปี เพื่อให้สอดคล้องตามอายุของเครื่องจักรและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับโรงงานอุตสาหกรรมภายในพื้นที่มาบตาพุดแทนการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. อย่างไรก็ตาม จำเป็นต้องปรับเปลี่ยนการผลิตของ CFB&STG 1 จากเดิมที่เคยทำงานร่วมกับ CTG HRU 1A & 1B มาเป็นการทำงานแบบอิสระหรือทำงานแยกออกจาก CTG HRU 1A & 1B ที่ถูกยกเลิกหรือหยุดการผลิต รวมถึงมีการปรับปรุงการผลิตของ CFB & STG 2 จากเดิมที่เคยทำงานร่วมกับ CTG HRU 2A & 2B มาเป็นการทำงานร่วมกัน CTG HRU 2A หรือ 2B เพียง 1 ชุด ซึ่งการปรับปรุงการผลิตดังกล่าวส่งผลทำให้มีปริมาณไอน้ำความดันสูงที่ผลิตได้จาก CFB 1 & 2 ลดลง รวมถึงทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าของ CFB & STG 1 และ CFB & STG 2 ในภาพรวมลดลงจาก 240 เป็น 168 เมกะวัตต์ ในขณะที่หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า CFB & STG 3 ไม่แตกต่างจากเดิมซึ่งยังคงทำให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 120 เมกะวัตต์เช่นเดิม ดังนั้น เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ทำให้มีหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวมลดลงจาก 360 เป็น 288 เมกะวัตต์

1.4.4 วัตถุดิบ

ปริมาณวัตถุดิบที่ต้องใช้ในหน่วยการผลิตทั้งพลังถ่านหินและพลังก๊าซธรรมชาติ มีดังต่อไปนี้

- (1) ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติจะใช้สำหรับเป็นเชื้อเพลิงผลิตกระแสไฟฟ้าในอุปกรณ์ CTG ซึ่งนอกจากจะใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าส่วนที่นอกเหนือจากพลังถ่านหินแล้ว บางส่วนจะใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการเริ่มเดินเครื่องต้มน้ำด้วยถ่านหิน (Circulation Fluidized Bed Boiler; CFB) โดยสั่งซื้อก๊าซธรรมชาติจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
- (2) ถ่านหิน โดยเลือกใช้ถ่านหินประเภทบิทูมินัสคุณภาพสูงที่มีปริมาณกำมะถัน ต่ำกว่าร้อยละ 1 ซึ่งนำเข้าจากต่างประเทศเช่น อินโดนีเซีย จีนและออสเตรเลีย
- (3) หินปูน ใช้ฉีดเข้าในหม้อไอน้ำที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง (CFB) เพื่อช่วยลดปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เกิดขึ้น ปริมาณหินปูนที่ใช้จะขึ้นกับปริมาณกำมะถันที่เจือปนในถ่านหิน โรงไฟฟ้าได้เลือกใช้ถ่านหินที่มีปริมาณกำมะถันน้อยกว่าร้อยละ 1
- (4) น้ำปราศจากแร่ธาตุ จะถูกใช้สำหรับผลิตไอน้ำในหม้อไอน้ำ และใช้ฉีดพ่นเพื่อดักจับก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนในอุปกรณ์กำเนิดไฟฟ้าด้วยการเผาไหม้ เชื้อเพลิง (CTG)
- (5) น้ำมันหล่อลื่น สำหรับใช้ในการหล่อลื่นเครื่องจักรและการเติมเพื่อบำรุงรักษา
- (6) น้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองสำหรับหน่วยการผลิตไฟฟ้าพลังก๊าซธรรมชาติเฉพาะในกรณีที่เกิดปัญหาใดๆ ที่ไม่สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อป้อนให้กับโรงไฟฟ้าได้ทัน และในกรณีจำเป็นที่จะต้องทดสอบความสามารถของอุปกรณ์กำเนิดไฟฟ้าพลังก๊าซทั้ง 2 ชุดพร้อมกัน โดยโรงไฟฟ้ามีถังสำรองน้ำมันดีเซลขนาด 1,700 ลูกบาศก์เมตร
- (7) ททราย ใช้เป็นวัสดุในการหมุนเวียนเชื้อเพลิง การถ่ายเทความร้อนภายใน Hot Loop ของเตาเผาจะถูกควบคุมโดยการเพิ่มขึ้นของวัสดุในหึ่งเผาไหม้ (Bed Material) ในระบบหมุนเวียน เมื่อใช้ถ่านหินซึ่งมีเถ้าปนอยู่ประมาณร้อยละ 12 เรียกว่า "Fuel Ash" เป็นวัสดุหลักในหึ่งเผาไหม้ถ่านหิน ที่มีปริมาณเถ้าปนอยู่ต่ำนี้จะออกมาจากเตาเผาเร็วกว่าเวลาในการเรียงตัวเป็นวัสดุพื้นในหึ่งเผาไหม้ ซึ่งในกรณีเหล่านี้เถ้าจะถูกแทนที่ด้วยทรายโดยอัตโนมัติ
- (8) อิลิมินอกซ์ ใช้เพื่อป้องกันการกัดกร่อนในหม้อไอน้ำ (กำจัดออกซิเจนในน้ำ)

1.4.5 เชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิต

1.4.5.1 เชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซ

(1) ก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในโรงไฟฟ้ารับมาจาก บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

(2) น้ำมันดีเซลความเร็วสูง

น้ำมันดีเซลความเร็วสูงเป็นเชื้อเพลิงสำรอง สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซ โดยเลือกใช้น้ำมันที่มีปริมาณกำมะถันน้อยที่สุด

1.4.5.2 เชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบใช้ถ่านหิน

ถ่านหินที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงจะนำเข้ามาจาก 3 ประเทศ ได้แก่ อินโดนีเซีย จีน และออสเตรเลีย ปริมาณถ่านหินที่นำเข้าประมาณจากอัตราการใช้ 3,200 ตันต่อวัน ที่กำลังการผลิตสูงสุด ซึ่งเป็นกำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหิน ปริมาณกำมะถันในถ่านหินจะควบคุมให้มีค่ามากที่สุด ไม่เกินร้อยละ 1 ซึ่งทางโรงไฟฟ้าได้ออกแบบและเลือกใช้อุปกรณ์เครื่องจักรต่างๆ ที่สามารถรองรับการเผาถ่านหินที่มีปริมาณกำมะถันร้อยละ 1 ได้โดยไม่ทำให้เกิดปัญหาเรื่องปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ มีค่าเกินมาตรฐานในการระบายออกสู่บรรยากาศ

1.4.5.3 เชื้อเพลิงชีวมวล (ขี้้นไม้สับ) สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบใช้ถ่านหิน

โครงการมีการเพิ่มทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี ทั้ง 3 ชุด กล่าวคือ โดยปกติมีการใช้ถ่านหินบิทูมินัสเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว อย่างไรก็ตาม บางช่วงที่ราคาเชื้อเพลิงชีวมวล (ขี้้นไม้สับ) มีความเหมาะสมก็จะมีการนำชีวมวล (ขี้้นไม้สับ) มาเป็นเชื้อเพลิงเสริมเพื่อผสมกับเชื้อเพลิงถ่านหินบิทูมินัสในสัดส่วนสูงสุดไม่เกินร้อยละ 20 ของค่าความร้อนทั้งหมด เพื่อส่งเสริมการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ในบางช่วง

1.4.6 การใช้น้ำ

น้ำใช้ส่วนใหญ่จะใช้ในระบบผลิตน้ำใสและระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ มีรายละเอียด ดังนี้

1.4.6.1 ระบบผลิตน้ำใส

โครงการมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำใส จำนวน 3 ชุด ที่มีกำลังการผลิตโดยรวม 36,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยที่ระบบผลิตน้ำใสชุดที่ 1 มีความสามารถในการผลิตน้ำใส 14,400 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ประกอบด้วยถังตกตะกอนที่มีการบรรจุแผ่น Lamella และถังกรองทราย Dyna Sand สำหรับระบบผลิตน้ำใสชุดที่ 2 มีความสามารถในการผลิตน้ำใส 14,400 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ประกอบด้วยถังตกตะกอนแบบ Hydro Ripple หรือเป็นแบบ Pulsator Clarifier ชนิดหนึ่ง และระบบ Micro Filtration ในขณะที่ระบบผลิตน้ำใสชุดที่ 3 มีความสามารถในการผลิตน้ำใส 7,200 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ประกอบด้วยถังตกตะกอนแบบ Hydro Ripple หรือเป็นแบบ Pulsator Clarifier ชนิดหนึ่ง และถังกรองทราย นอกจากนี้โครงการปัจจุบันมีการติดตั้งถังน้ำใสขนาด 15,000 ลูกบาศก์เมตร เพื่อสำรองน้ำใสที่ผลิตได้จากระบบผลิตน้ำใสก่อนสูบลำเลียงไปใช้ในกิจกรรมต่างๆ ของโครงการบางส่วน และจำหน่ายให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโรงงานอื่นๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดอีกส่วนหนึ่ง อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการทำให้มีความต้องการใช้น้ำใสจากระบบผลิตน้ำใสของโครงการในภาพรวมเพิ่มขึ้นเป็น 16,493.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 45.8 ของความสามารถระบบผลิตน้ำใสของโครงการ ดังนั้น ระบบผลิตน้ำใสของโครงการยังสามารถรองรับปริมาณความต้องการใช้น้ำที่เพิ่มขึ้นได้อย่างเพียงพอ

1.4.6.2 ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ

โครงการมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ จำนวน 4 ชุด ที่มีกำลังการผลิตรวม 16,320 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยที่ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ แต่ละชุดมีขนาด 2,880 5,040 6,720 และ 1,680 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ตามลำดับ สำหรับระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการแต่ละชุด ประกอบด้วยระบบอาร์โอ และถังเรซินประจุบวกและลบ (Mixed Bed) โดยการทำงานของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุจะเริ่มจากการนำน้ำใสจากถังสำรองน้ำใสเข้าระบบอาร์โอ ซึ่งแผ่นเมมเบรนของระบบอาร์โอจะยอมให้โมเลกุลน้ำผ่านได้ในขณะที่ไอออนส่วนใหญ่ถูกดักด้วยเยื่อเมมเบรน และถูกดึงออกจากระบบอาร์โอพร้อมกับน้ำทิ้งบางส่วน โดยน้ำที่ผ่านระบบอาร์โอจะถูกส่งเข้าถังเรซินประจุบวก และลบ (Mixed Bed) ที่มีหน้าที่ดูดซับหรือกำจัด

ไอออนที่เป็นประจุบวกและลบที่อาจหลงเหลือออก ทำให้น้ำที่ผ่านถังเรซินประจุบวก และลบเป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุ ซึ่งจะถูกรวบรวมเข้าถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุขนาด 15,000 ลูกบาศก์เมตร ก่อนสูบลำเลียงไปใช้ในกิจกรรมต่างๆ ของโครงการบางส่วนและจำหน่ายให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโรงงานอื่นๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดอีกส่วนหนึ่ง อย่างไรก็ตาม เมื่อใช้งานไประยะหนึ่งเรซินในถังจะอิ่มตัวไปด้วยประจุของธาตุต่างๆ จึงต้องทำการฟื้นฟูสภาพเรซิน (Regeneration) โดยใช้สารละลายกรดซัลฟูริกเพื่อฟื้นฟูเรซินประจุบวกและใส่สารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์เพื่อฟื้นฟูเรซินประจุลบ รวมถึงล้างด้วยน้ำปราศจากแร่ธาตุ โดยน้ำทิ้งจากการฟื้นฟูสภาพเรซินจะถูกรวบรวมไปบำบัดที่บ่อปรับสภาพน้ำทิ้งของโครงการเพื่อบำบัดให้ได้ตามมาตรฐานก่อนระบายลงรางระบายน้ำของโครงการ อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการทำให้มีความต้องการน้ำปราศจากแร่ธาตุจากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการในภาพรวมเพิ่มขึ้นเป็น 11,713 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 71.8 ของความสามารถระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการ ดังนั้น ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการยังสามารถรองรับปริมาณความต้องการใช้น้ำที่เพิ่มขึ้นได้อย่างเพียงพอ

1.4.6.3 ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท

โครงการปัจจุบันมีการติดตั้งระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท จำนวน 2 ชุด ที่มีกำลังการผลิตรวม 13,440 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยที่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทแต่ละชุดมีขนาด 4,800 และ 8,640 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ตามลำดับ ซึ่งมีหน้าที่ปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทที่เกิดจากการจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรมภายในพื้นที่มาบตาพุดและถูกลำเลียงกลับมายังพื้นที่โครงการก่อนนำกลับมาใช้ประโยชน์ภายในพื้นที่โครงการส่วนหนึ่งและสามารถจำหน่ายให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือที่ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการหรือที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงได้อีกส่วนหนึ่ง สำหรับระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทแต่ละชุดประกอบด้วยถังเรซินประจุบวกและลบ (Mixed Bed) โดยการทำงานของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทจะเริ่มจากการนำน้ำคอนเดนเสทที่รับมาจากลูกค้าที่จำหน่ายไอน้ำ เข้าถังเรซินประจุบวกและลบ เพื่อดูดซับหรือกำจัดไอออนที่อาจปะปนมากับน้ำคอนเดนเสท ทำให้น้ำที่ผ่านถังเรซินประจุบวกและลบเป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุ ซึ่งจะถูกรวบรวมเข้าถังพักน้ำขนาด 3,500 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง ก่อนสูบลำเลียงไปใช้ในกิจกรรมต่างๆ ของโครงการบางส่วนและจำหน่ายให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโรงงานอื่นๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดอีกส่วนหนึ่ง อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการทำให้สามารถ

หมุนเวียนน้ำคอนเดนเสทกลับมาใช้ประโยชน์ได้โดยรวมเพิ่มขึ้นเป็น 24,553 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยจะถูก
รวบรวมเข้าระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทของโครงการ เพียง 13,440 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน เพื่อให้
สอดคล้องตามความสามารถของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทของโครงการ ปัจจุบัน ส่วนคอนเดนเสท
ส่วนที่เหลืออีกประมาณ 11,113 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน จะรวบรวมเข้าถังพักน้ำเพื่อรวมกับน้ำที่ได้จากระบบผลิต
น้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการก่อนนำไปใช้ในกิจกรรมต่างๆ ต่อไป

1.4.7 สารเคมีและก๊าซ

สารเคมีส่วนใหญ่จะใช้ในการปรับแต่งคุณภาพน้ำควบแน่น เช่น สารเคมีที่ใช้ในการควบคุมค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) สารโซเดียมฟอสเฟตใช้เพื่อป้องกันการกัดกร่อนในหม้อไอน้ำและลดความกระด้างในน้ำ

สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการปรับปรุงคุณภาพน้ำ มีดังต่อไปนี้

- (1) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์ เป็นสารที่ใช้ควบคุมจุลชีพในน้ำทะเลบริเวณสถานีสูบน้ำทะเลของโครงการก่อนที่นำมาใช้ใน การหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า
- (2) สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์ เป็นสารที่ใช้ควบคุมความเป็นกรด-ด่างของน้ำที่ป้อนเข้าระบบผลิตไอน้ำ
- (3) สารละลายคาร์โบไฮเดรตไซด์ เป็นสารที่ใช้กำจัดออกซิเจนในน้ำก่อนป้อนเข้าหม้อไอน้ำ เพื่อป้องกันการกัดกร่อนของหม้อไอน้ำ
- (4) หินปูน เป็นสารที่ใช้กำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เกิดจากการเผาไหม้ของหม้อไอน้ำแบบซีเอฟบี
- (5) แอมโมเนียแอนไฮไดรต์ เป็นสารที่ใช้กำจัดก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดจากการเผาไหม้ของหม้อไอน้ำแบบซีเอฟบี
- (6) ไตรโซเดียมฟอสเฟต เป็นสารที่ใช้ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ เพื่อป้องกันการเกิดตะกรันในระบบ
- (7) สารละลายอะลูมิเนียมคลอไรด์ไฮเดรต เป็นสารที่ใช้ในระบบผลิตน้ำใส
- (8) สารช่วยรวมตะกอน (มีโพลีอะคริลาไมด์เป็นองค์ประกอบ) เป็นสารที่ใช้ในระบบผลิตน้ำใส
- (9) สารควบคุมจุลชีพ (มี 2,2-ไดโบโรโม-3-ไนทริโล โพรพิโอนาไมด์เป็นองค์ประกอบ) เป็นสารที่ใช้ควบคุมจุลชีพในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ
- (10) สารป้องกันการเกิดตะกรัน (มีสารโพลีออลฟอสเฟตเป็นองค์ประกอบ) เป็นสารที่ใช้ป้องกันการเกิดตะกรันในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ
- (11) สารละลายกรดซัลฟูริก เป็นสารที่ใช้ในการฟื้นฟูสภาพเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ
- (12) สารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ เป็นสารที่ใช้ในการฟื้นฟูสภาพเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ

1.4.8 ระบบบำบัดน้ำเสีย

น้ำเสียและการบำบัดน้ำเสียต่างๆ ของโรงไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

1.4.8.1 น้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า

แหล่งกำเนิดน้ำเสียของกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าที่สำคัญ ได้แก่

- (1) น้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำควบแน่น น้ำเสียส่วนนี้จะถูกระบายสู่อุปกรณ์ปรับสภาพความเป็นกรด-ด่าง เพื่อปรับความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของน้ำให้อยู่ในช่วงระหว่าง 5.5-9.0 ก่อนระบายทิ้งลงสู่คลองระบายทิ้งน้ำทิ้งหล่อเย็น
- (2) น้ำทิ้งจากการหล่อเย็น เมื่อมีการใช้งานไประยะหนึ่ง ทางโรงไฟฟ้าจะมีการระบายน้ำทิ้งลงสู่คลองระบายทิ้งน้ำหล่อเย็น

1.4.8.2 น้ำเสียจากลานกองถ่านหิน

น้ำฝนที่ตกบริเวณลานกองถ่านหิน รวมทั้งน้ำที่ไหลซึมผ่านกองถ่านหิน โรงไฟฟ้ามีมาตรการจัดการป้องกันไม่ให้มีน้ำระบายทิ้งหรือน้ำชะเป็นอันตรายต่อสภาพแวดล้อม ดังต่อไปนี้

- (1) ปูด้วยวัสดุที่กันซึมน้ำในลานกองถ่านหิน
- (2) จัดเตรียมระบบระบายน้ำที่จะรวบรวมน้ำชะหรือน้ำฝนที่ไหลผ่านกองถ่านหินไว้ได้ทั้งหมด
- (3) จัดระบบให้น้ำชะและน้ำฝนไหลลงไปตามท่อระบาย เข้าสู่ถังตกตะกอนขนาดใหญ่ น้ำใสจากถังตกตะกอนจะถูกบำบัดจนสามารถปล่อยทิ้งลงสู่คลองระบายน้ำหล่อเย็น และระบายลงทะเลต่อไป

1.4.8.3 น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค

น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคจะถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดน้ำเสียภายในโรงไฟฟ้า ซึ่งมีปริมาณ ประมาณ 100 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ระบบบำบัดน้ำเสีย ประกอบด้วย

- 1) ถังแยกของแข็ง (Solid separation tank)
- 2) ถังปรับเสถียร (Equalization tank)
- 3) ถังเติมอากาศ (Aeration tank)
- (4) ถังตกตะกอน (Sedimentation tank)
- (5) ถังเติมคลอรีน (Chlorination tank)

1.4.8.4 น้ำฝนในพื้นที่โรงไฟฟ้า

น้ำฝนที่ตกในบริเวณพื้นที่โรงไฟฟ้าและพื้นที่ใกล้เคียงต่างๆ จะถูกรวบรวม และส่งตรงไปยังคลองระบายน้ำหล่อเย็นเพื่อระบายน้ำลงสู่ทะเลต่อไป

1.4.9 การควบคุมมลพิษทางอากาศ

ปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าที่หยุดเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าบางส่วน และเพิ่มประสิทธิภาพของระบบบำบัดมลสารทางอากาศของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าอีกบางส่วนมาใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ (ดำเนินการหลักการ 80/20 อ้างอิงตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ) ซึ่งแบ่งได้เป็น 2 ระยะ ได้แก่ (1) ระยะที่ 1 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของ บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกันจำนวน 4 ชุด (ปล่อยระบาย 4 ปล่อย) และ (2) ระยะที่ 2 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของบริษัทฯ ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นพร้อมกันอีก จำนวน 2 ชุด (ปล่อยระบาย 2 ปล่อย) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจและการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่เปลี่ยนแปลงไป

1) การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด หรือระยะที่ 1 เดิม แบ่งการพัฒนาออกเป็น 3 ระยะย่อย แสดงดังตารางที่ 1.4.9-1 ถึง 1.4.9-3 กล่าวคือ

(1) ระยะที่ 1.1 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกันก่อน จำนวน 2 หน่วย โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A&1B และปรับลดอัตราการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากปล่องระบาย

บางหน่วยผลิตไฟฟ้า หรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองรวมไม่เกิน 147.75, 212.52 และ 26.75 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ

(2) ระยะที่ 1.2 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 3 หน่วย โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A&1B ส่วน CTG HRU 2A&2B จะใช้งาน 1 ชุด สำรอง 1 ชุด และปรับลดอัตราการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากปล่องระบายบางหน่วยผลิตไฟฟ้า หรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองรวมไม่เกิน 137.49, 211.99 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ

(3) ระยะที่ 1.3 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 4 หน่วย โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A&1B ส่วน CTG HRU 2A&2B จะใช้งาน 1 ชุด สำรอง 1 ชุด และปรับลดอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากปล่องระบายบางหน่วยผลิตไฟฟ้า หรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองรวมไม่เกิน 136.34, 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ

ตารางที่ 1.4.9-1 ปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของ
กลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^[2] (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย หรือระยะที่ 1.1)

ปล่องระบายอากาศ	ค่าความเข้มข้น ^[1]			ค่าอัตราการระบาย		
	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/m ³)	NO _x (g/s)	SO ₂ (g/s)	TSP (g/s)
1. CTG HRSG 1	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2. CTG HRSG 2	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3. CTG HRU 1A	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า					
4. CTG HRU 1B						
5. CFB & STG1	100	179	55	28.77	71.24	8.41
6. CTG HRU 2A	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7. CTG HRU 2B	101	0.95	5	10.26	0.13	0.27
8. CFB & STG2	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9. CTG HRSG3	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10. CTG HRSG4	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11. CFB & STG3	100	170	55	28.77	68.06	8.41
รวม				147.75	212.52	26.75

หมายเหตุ : ^[1] ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^[2] โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะ
ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

ตารางที่ 1.4.9-2 ปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของ
กลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^[2] (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 3 หน่วย หรือระยะที่ 1.2)

ปล่องระบายอากาศ	ค่าความเข้มข้น ^[1]			ค่าอัตราการระบาย		
	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/m ³)	NO _x (g/s)	SO ₂ (g/s)	TSP (g/s)
1. CTG HRSG 1	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2. CTG HRSG 2	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3. CTG HRU 1A	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า					
4. CTG HRU 1B						
5. CFB & STG1	100	178	55	28.77	71.24	8.41
6. CTG HRU 2A	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7. CTG HRU 2B	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)					
8. CFB & STG2	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9. CTG HRSG3	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10. CTG HRSG4	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11. CFB & STG3	100	170	55	28.77	68.06	8.41
รวม				137.49	211.99	26.48

หมายเหตุ : ^[1] ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^[2] โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะ
ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

ตารางที่ 1.4.9-3 ปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของ
กลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^[2] (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 4 หน่วย หรือระยะที่ 1.3)

ปล่องระบายอากาศ	ค่าความเข้มข้น ^[1]			ค่าอัตราการระบาย		
	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/m ³)	NO _x (g/s)	SO ₂ (g/s)	TSP (g/s)
1. CTG HRSG 1	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2. CTG HRSG 2	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3. CTG HRU 1A	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า					
4. CTG HRU 1B						
5. CFB & STG1	96	175	55	27.62	70.04	8.41
6. CTG HRU 2A	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7. CTG HRU 2B	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)					
8. CFB & STG2	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9. CTG HRSG3	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10. CTG HRSG4	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11. CFB & STG3	100	170	55	28.77	68.06	8.41
รวม				136.34	210.79	26.48

หมายเหตุ : ^[1] ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^[2] โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะ
ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

2) การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด หรือระยะที่ 2 เดิม จะดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นพร้อมกันอีก จำนวน 2 หน่วย ภายหลังการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด ได้ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG ครบทุกหน่วยแล้ว (ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม) กล่าวคือ โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A&1B ส่วน CTG HRU 2A&2B จะใช้งาน 1 ชุด สำรอง 1 ชุด และปรับลดอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG ทั้ง 3 ชุด รวมถึงปรับลดอัตราการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากปล่องระบายบางหน่วยผลิตไฟฟ้า หรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองรวมโดยรวมไม่เกิน 120.21, 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ แสดงดังตารางที่ 1.4.9-4

ตารางที่ 1.4.9-4 ปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของ
กลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ^[2] (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 6 หน่วย หรือระยะที่ 2)

ปล่องระบายอากาศ	ค่าความเข้มข้น ^[1]			ค่าอัตราการระบาย		
	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/m ³)	NO _x (g/s)	SO ₂ (g/s)	TSP (g/s)
1. CTG HRSG 1	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2. CTG HRSG 2	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3. CTG HRU 1A	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า					
4. CTG HRU 1B						
5. CFB & STG1	80	175	55	23.01	70.04	8.41
6. CTG HRU 2A	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7. CTG HRU 2B	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)					
8. CFB & STG2	80	180	55	23.01	72.06	8.41
9. CTG HRSG3	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10. CTG HRSG4	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11. CFB & STG3	80	170	55	23.01	68.06	8.41
รวม				120.21	210.79	26.48

หมายเหตุ : ^[1] ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^[2] โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะ
ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซ
ธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

1.4.10 การจัดการกากของเสีย

กากของเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าสามารถสรุปรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1.4.10-1

ตารางที่ 1.4.10-1 ประเภทและปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้า บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด

รายละเอียด	ปริมาณที่เกิด (ตันต่อปี)	ขั้นตอนที่เกิด	ประเภท	วิธีการกำจัด
1. ถังจากการเผาไหม้ถ่านหิน	126,000	หน่วย CFB	ของเสียไม่อันตราย	บริษัทที่ได้รับ อนุญาตจาก กรมโรงงาน อุตสาหกรรม
2. เเรซินที่เสื่อมสภาพ	4.9	ระบบผลิตน้ำ ปราศจากแร่ธาตุ	ของเสียไม่อันตราย	
3. กากตะกอนจากระบบ บำบัดน้ำเสีย	40	ระบบบำบัดน้ำเสีย	ของเสียไม่อันตราย	
4. กากของเสียจาก ระบบบำบัดน้ำใส	1,005	ระบบผลิตน้ำใส	ของเสียไม่อันตราย	
5. น้ำมันจากถังแยกน้ำมัน	20	Oil Separator	ของเสียอันตราย	
6. ถ่านกัมมันต์	1	ระบบผลิตน้ำปราศจาก แร่ธาตุ	ของเสียไม่อันตราย	
7. ภาชนะบรรจุสารเคมี	20	กระบวนการผลิต	ของเสียอันตราย	
8. ฉนวนกันความร้อน	3	กระบวนการผลิต	ของเสียอันตราย	
9. แบตเตอรี่ที่ใช้แล้ว	0.75	กระบวนการผลิต	ของเสียอันตราย	
10. แผงวงจรไฟฟ้าที่ใช้แล้ว	0.4	กระบวนการผลิต	ของเสียอันตราย	
11. แผ่นกรองน้ำ	8.1	ระบบผลิตน้ำปราศจาก แร่ธาตุ	ของเสียไม่อันตราย	
12. น้ำมันหล่อลื่น	12	เครื่องจักร/อุปกรณ์	ของเสียอันตราย	
13. น้ำมันล้างเครื่องกังหันก๊าซ	94	เครื่องจักร/อุปกรณ์	ของเสียอันตราย	
14. วัสดุปนเปื้อน	40	เครื่องจักร/อุปกรณ์	ของเสียอันตราย	
15. แผ่นกรองอากาศ	3.8	ถุงกรองฝุ่น	ของเสียไม่อันตราย	
16. ของเสียจากพนักงาน	81.83	พนักงาน	ขยะทั่วไป	หน่วยงานที่ได้รับ อนุญาตในท้องถิ่น

ที่มา : รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น
(เดือนมิถุนายน 2565)

1.4.11 การควบคุมมลพิษทางเสียง

แหล่งกำเนิดเสียงดังภายในโรงไฟฟ้า จำแนกได้เป็น 7 แหล่ง ดังนี้

- (1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังก๊าซธรรมชาติ
- (2) ส่วนเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้าในส่วนควบคุมและส่วนกลางควบคุมมอเตอร์
- (3) เครื่องเป่าอากาศช่วยลดความร้อนบริเวณชั้นนอกที่ห่อหุ้มเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- (4) เสียงดังจากอุปกรณ์ HRSG
- (5) ปัมป์สูบน้ำเข้าหม้อไอน้ำ
- (6) การติดตั้งวาล์ว Relief ช่วยลดความดันที่สูงเกินไปในบางอุปกรณ์เพื่อความปลอดภัย
- (7) แหล่งกำเนิดเสียงรบกวนอื่นๆ เช่น คอมเพรสเซอร์ วาล์วและอุปกรณ์ควบคุมด้วย

แรงลม (Pneumatic) พัฒนาระบายความร้อน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วยไอน้ำและปล่อยระบายไอเสียบริเวณระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบควบคุมการจ่าย เป็นต้น

ทางโรงไฟฟ้ามีการติดป้ายเตือน ให้พนักงานที่เข้าปฏิบัติงานบริเวณพื้นที่ดังกล่าว จะต้องมีการสวมอุปกรณ์ลดการได้รับเสียง และพนักงานทุกคนจะต้องปฏิบัติตามกฎระเบียบของการทำงานอย่างเคร่งครัด นอกจากนั้นยังมีการติดตามตรวจวัดระดับเสียง เพื่อป้องกันการสูญเสียการได้ยินของพนักงาน

1.4.12 การขนส่งและกองเก็บวัตถุดิบ

การขนส่งวัตถุดิบของโรงไฟฟ้าจะดำเนินการ ดังต่อไปนี้

- (1) ก๊าซธรรมชาติและน้ำดิบส่งเข้าโรงไฟฟ้าโดยระบบท่อนำส่ง
- (2) การขนส่งสารเคมีที่ใช้ในการบำบัดน้ำเสีย น้ำมันดีเซล ก๊าซอื่นๆ สารหล่อลื่นสำหรับเครื่องจักร และสารกำจัดน้ำมันไขมัน ขนส่งโดยใช้รถบรรทุก
- (3) ถ่านหินจะขนส่งทางเรือเพื่อวัตถุประสงค์สำหรับขนถ่ายถ่านหินโดยเฉพาะ
- (4) ขี้เถ้าจากการเผาไหม้ถูกขนออกไปจากโรงไฟฟ้าด้วยรถบรรทุกถ่้าถ่านหินโดยเฉพาะ

และนำไปกำจัดด้วยวิธีการดังนี้

- ใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนในเตาเผาปูนซีเมนต์
- นำกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่
- ฝังกลบในพื้นที่นอกโรงไฟฟ้า โดยมีผู้รับกำจัดที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงาน
- อุตสาหกรรมรับผิดชอบในการดำเนินการให้กับโรงไฟฟ้า

(5) กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าส่งไปยังลานสวิตช์ (Switch Yard) เพื่อส่งเข้าสู่ระบบสายส่ง และระบบจ่ายกระแสไฟของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยส่งจ่ายเป็นกระแสไฟฟ้าชนิด 3 เฟส

(6) พลังงานความร้อนส่งจ่ายให้กับลูกค้าผ่านระบบท่อ

1.4.13 อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

การดำเนินการภายในโรงไฟฟ้า จะเป็นไปตามมาตรฐานด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของกลุ่มบริษัทโกลว์ซึ่งสอดคล้องกับ OSHA ได้แก่ การจัดเตรียมอุปกรณ์เพื่อความปลอดภัยในการทำงาน เช่น เครื่องช่วยในการหายใจ ชุดเสื้อผ้าป้องกันสารเคมี ถุงมือ ที่ครอบตา แวนกันลม หมวก นิรภัย รองเท้าหุ้มเหล็ก ชุดเสื้อผ้านิรภัย อุปกรณ์ลดเสียง และอื่นๆ รวมทั้งกำหนดให้มีระบบการขอใบอนุญาตทำงาน (Work Permit System) และระบบ Lock out หรือ Tag out เป็นต้น พนักงานทุกคน จะได้รับการอบรมการใช้อุปกรณ์เพื่อความปลอดภัยในการทำงาน นอกจากนี้โรงไฟฟ้ายังจัดให้มีการอบรมทบทวนหลักสูตรการอบรมด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยเป็นประจำทุกปี เพื่อปลูกฝังจิตสำนึกและกระตุ้นให้พนักงานเกิดความตื่นตัวทางด้านความปลอดภัย

1.4.14 พื้นที่สีเขียว

โรงไฟฟ้าได้จัดให้มีพื้นที่สีเขียวไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 ของพื้นที่โรงไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งปัจจุบันมีการจัดสรรให้มีพื้นที่สีเขียวโดยรวม 9.24 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 5.13 ของพื้นที่โดยรวมของโครงการ (180 ไร่) หรือคิดเป็นร้อยละ 6.6 ของพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่) โดยมีผังแสดงพื้นที่สีเขียวของโครงการ ดังแสดงในรูปที่ 1.4.14-1

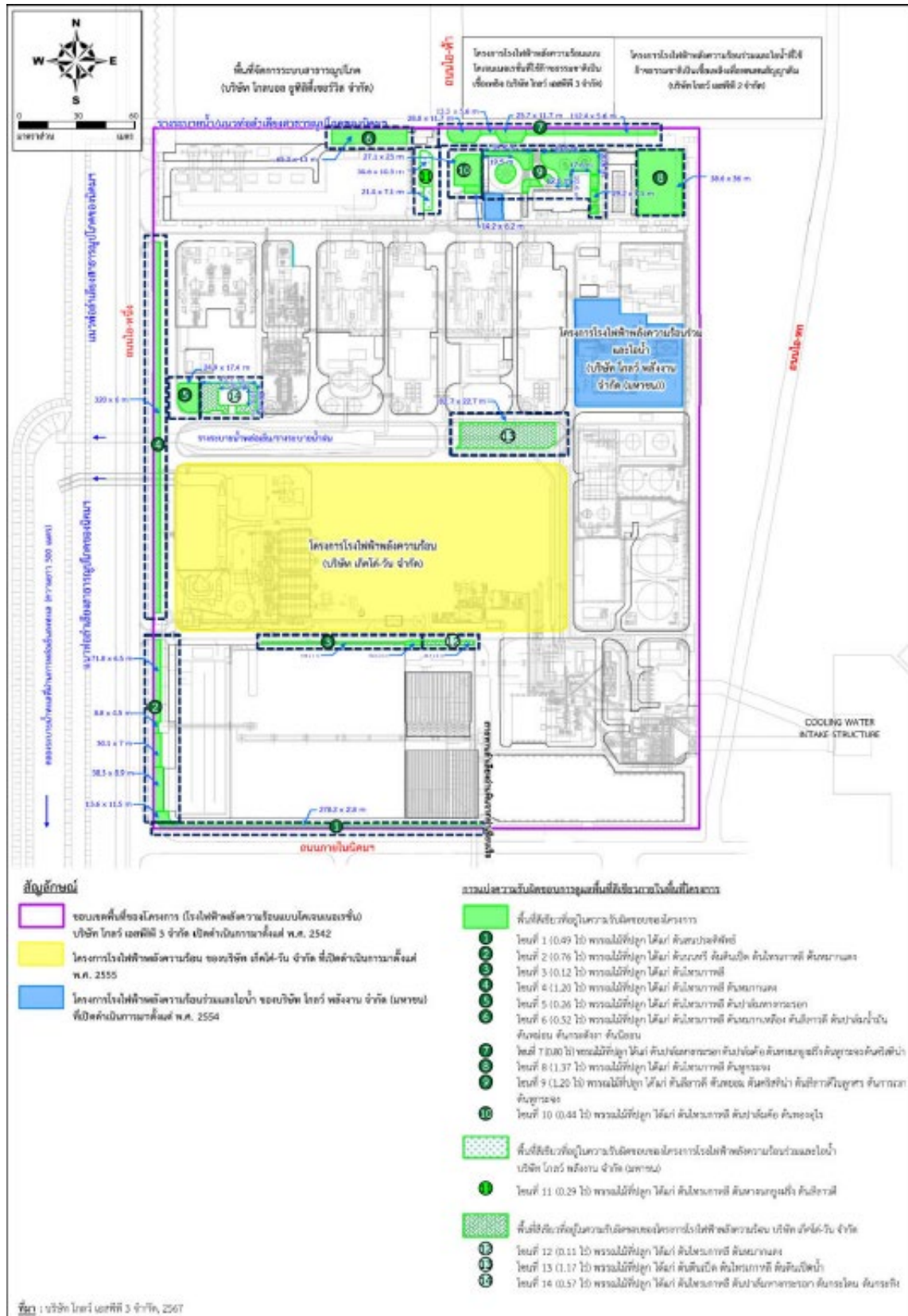
อย่างไรก็ตาม เนื่องจากพื้นที่ของโครงการบางส่วนในปัจจุบันถูกจัดสรรให้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ จำนวน 2 โครงการ จึงมีการแบ่งความรับผิดชอบการดูแลพื้นที่สีเขียวข้างต้น ดังนี้

- พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการ 7.16 ไร่ หากคิดสัดส่วนพื้นที่สีเขียวต่อพื้นที่ที่ใช้ดำเนินโครงการ (140 ไร่) คิดเป็นร้อยละ 5.11
- พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์พลังงาน จำกัด (มหาชน) 0.29 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 5.8 ของพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของบริษัท โกลว์พลังงาน จำกัด (มหาชน)
- พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน บริษัท เก็คโค-วัน จำกัด 1.79 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 5.11 ของพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของบริษัท เก็คโค-วัน จำกัด

สำหรับแนวทางการพัฒนาพื้นที่สีเขียวของโครงการปัจจุบันที่ผ่านมามุ่งเน้นจัดสรรพื้นที่สีเขียวให้อยู่ในบริเวณขอบเขตพื้นที่โครงการให้มากที่สุดตามความเหมาะสมของการใช้ประโยชน์พื้นที่และตามข้อจำกัดด้านความปลอดภัย ทั้งนี้โครงการมีการคัดเลือกพรรณไม้ที่ปลูกบริเวณพื้นที่สีเขียวให้เป็นไม้ยืนต้นที่ไม่มีการผลัดใบ ได้แก่ ต้นสนประดิพัทธ์ ต้นนนทรี ต้นตีนเป็ด ต้นไทรเกาหลี ต้นหมาก แดง และต้นหูกระจง อย่างไรก็ตาม โครงการมีแผนงานจะปลูกต้นไม้โคกอินเดียวเพิ่มเติมบริเวณพื้นที่สีเขียวเดิมด้านริมรั้วโครงการด้านทิศตะวันตกเพื่อให้มีความหนาแน่นของทรงพุ่มของต้นไม้เพิ่มขึ้นจากเดิม ทั้งนี้พรรณไม้บางส่วนที่ปลูกในพื้นที่สีเขียวของโครงการในปัจจุบันมีศักยภาพในการลดมลพิษทางอากาศ กล่าวคือ ต้นสนประดิพัทธ์สามารถลดผลกระทบจากฝุ่นละอองได้ ในขณะที่ต้นโคกอินเดีย สามารถลดผลกระทบจากก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนได้ (อ้างอิงจาก หนังสือพรรณไม้ที่มีศักยภาพลดมลพิษในพื้นที่จังหวัดระยองและพื้นที่ใกล้เคียง ฉบับประชาชน โดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, 2555)

อีกทั้งโครงการมีการกำหนดแผนบำรุงรักษาด้านไม้บริเวณพื้นที่สีเขียวของโครงการให้มีการรดน้ำประจำวันอย่างน้อยสัปดาห์ละ 3 ครั้ง การใส่ปุ๋ยอย่างน้อย 1 ครั้งต่อ 3 เดือน การกำจัดวัชพืช อย่างน้อย 1 ครั้งต่อ 6 เดือน การสำรวจการรอดตายและการปลูกทดแทนให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน และประเมินผลและกำหนดแผนงานเพิ่มเติมเป็นประจำทุกปี เพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและต่อเนื่อง

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 10) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด
ระหว่างเดือนกรกฎาคม-ธันวาคม พ.ศ. 2567



รูปที่ 1.4.14-1 ผังแสดงพื้นที่สีเขียวของโครงการบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด

1.4.15 การจัดการบริเวณลานกองถ่านหิน

ปัจจุบันโรงไฟฟ้ามีมาตรการควบคุมการฟุ้งกระจายของฝุ่นถ่านหินบริเวณลานกองถ่านหิน ดังนี้

(1) บดอัดถ่านหินให้มีความหนาแน่นที่เหมาะสม (ประมาณ 1.2 ตันต่อลูกบาศก์เมตร)

(2) จัดให้มีบ่อรวบรวมน้ำชะจากลานกองถ่านหิน (Run Off Pond) โดยนำน้ำชะจากลานกองถ่านหินฉีดพรมลานกองถ่านหิน และไม่มีกระแสน้ำจากบ่อดังกล่าวออกสู่ภายนอก ทั้งนี้ ในกรณีที่เกิดฝนตกหนักอย่างต่อเนื่อง และบ่อ Run Off Pond ไม่สามารถเก็บกักน้ำชะได้อย่างพอเพียง บริษัทฯ ยังได้จัดเตรียมระบบบำบัดน้ำชะเพื่อบำบัดน้ำจากบ่อดังกล่าวให้มีลักษณะที่เหมาะสมก่อนแล้วจึงทำการระบายออก

(3) ปลูกไม้ยืนต้นบริเวณลานกองถ่านหิน

(4) ปลูกพืชคลุมพื้นที่ลานกองถ่านหินที่สำรองไว้ในยามฉุกเฉิน (dead storage)

(5) การขนส่งถ่านหินต้องทำการปิดคลุมอย่างมิดชิด

(6) การติดตั้งกำแพงกันลมบริเวณลานกองถ่านหิน