

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9)
[ฉบับสมบูรณ์]

สารบัญ	หน้า
จดหมายนำส่ง	
รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (แบบ สผ.๕)	
หนังสือรับรองการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (แบบ สผ.๖)	
บัญชีรายชื่อผู้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (แบบ สผ.๗)	
แบบแสดงรายละเอียดการเสนอรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (แบบ สผ.๘)	
ใบอนุญาตเป็นผู้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมนิติบุคคล	
สำเนาหนังสือเห็นชอบการพิจารณารายงานฯ	
สารบัญ	ก
สารบัญรูป	ข
สารบัญตาราง	ค
บทที่ 1 บทนำ	1-1
1.1 ความเป็นมาและสถานภาพของโครงการปัจจุบัน	1-1
1.2 เหตุผลและความจำเป็นการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 9	1-8
1.3 วัตถุประสงค์การจัดทำรายงานฯ	1-9
บทที่ 2 รายละเอียดโครงการและการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	2-1
2.1 สรุปรายละเอียดโครงการก่อนและหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ	2-1
2.2 ที่ตั้งโครงการและการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ	2-17
2.2.1 ที่ตั้งโครงการ	2-17
2.2.2 การใช้ประโยชน์ที่ดินและผังองค์ประกอบโครงการ	2-19
2.3 การจัดการและควบคุมมลสารทางอากาศ	2-25
2.3.1 แหล่งกำเนิดและการควบคุมมลสารทางอากาศ	2-25
2.3.2 การประเมินผลกระทบต่อคุณภาพอากาศในบรรยากาศ	2-31
บทที่ 3 ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ	3-1
3.1 ผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ	3-1
3.2 ผลการปฏิบัติตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ	3-1
3.2.1 การติดตามตรวจสอบผลกระทบด้านคุณภาพอากาศ	3-89
3.2.2 การติดตามตรวจสอบด้านคุณภาพน้ำ	3-102
3.2.3 ระดับเสียงทั่วไป	3-145
3.2.4 การติดตามตรวจสอบด้านอาชีวอนามัย	3-147
3.2.5 สภาพสังคมและเศรษฐกิจ	3-159
3.2.6 ข้อร้องเรียน	3-172

บทที่ 4 แผนปฏิบัติการด้านสิ่งแวดล้อม

4-1

รูปที่	สารบัญรูป	หน้า
1.1-1	ที่ตั้งโครงการภายในเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง	1-2
1.1-2	ผังการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของโครงการ	1-6
2.2.1-1	การใช้ประโยชน์ที่ดินโดยรอบพื้นที่โครงการในปัจจุบัน	2-18
2.2.2-1	ผังการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ	2-20
3.2.1-1	ตำแหน่งปล่องระบายของโครงการที่กำหนดให้มีการตรวจวัดมลสารทางอากาศ	3-84
3.2.1-2	ตำแหน่งตรวจวัดคุณภาพอากาศในบรรยากาศ	3-94
3.2.2-1	ตำแหน่งตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งของโครงการ	3-103
3.2.2-2	ตำแหน่งตรวจวัดคุณภาพน้ำทะเล	3-114
3.2.3-1	ตำแหน่งตรวจวัดระดับเสียง	3-146
3.2.4-1	ตำแหน่งตรวจวัดเสียงภายในพื้นที่โครงการ	3-148
4-1	ผังการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ	4-91
4-2	ตำแหน่งตรวจวัดคุณภาพอากาศและระดับเสียงในบรรยากาศบริเวณพื้นที่ศึกษา (ช่วงก่อสร้าง)	4-92
4-3	ตำแหน่งตรวจวัดคุณภาพอากาศและระดับเสียงในบรรยากาศบริเวณพื้นที่ศึกษา (ช่วงดำเนินการ)	4-93
4-4	ตำแหน่งตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมภายในพื้นที่ของโครงการ	4-94
4-5	ตำแหน่งตรวจวัดคุณภาพของแหล่งน้ำทะเลชายฝั่ง	4-95
4-6	ตำแหน่งตรวจวัดทรัพยากรชีวภาพทางทะเลและสัตว์น้ำวัยอ่อนของโครงการ	4-96
4-7	แผนปฏิบัติการภาวะฉุกเฉิน 3 ระดับของโครงการ	4-97
4-8	ขั้นตอนการรับเรื่องร้องเรียนและการแก้ไขปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ	4-98
4-9	ขอบเขตพื้นที่ศึกษารอบที่ตั้งโครงการและตำแหน่งชุมชนที่อยู่ในพื้นที่ศึกษา	4-99
4-10	ผังแสดงพื้นที่สีเขียวของโครงการ	4-100

ตารางที่	สารบัญตาราง	หน้า
1.1-1	ความเป็นมาของการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการปัจจุบัน	1-3
1.1-2	สถานภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการ	1-7
2.1-1	การเปรียบเทียบรายละเอียดโครงการก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ พร้อมทั้งการประเมินผลกระทบ	2-2
2.2.2-1	สัดส่วนการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ	2-21
2.3.1-1	แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ ^{3/}	2-27
2.3.1-2	แหล่งกำเนิดและค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ ^{3/} หลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ	2-28
2.3.1-3	แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ ^{3/}	2-29
2.3.1-4	แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ ^{3/} หลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ	2-30
2.3.2-1	การประเมินระดับความเข้มข้นก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ในบรรยากาศที่เกิดจากปล่องระบาย CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ก่อนและหลังเปลี่ยนแปลง	2-32
2.3.2-2	การประเมินระดับความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศที่เกิดจากปล่องระบาย CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ก่อนและหลังเปลี่ยนแปลง	2-33
2.3.2-3	การประเมินระดับความเข้มข้นฝุ่นละอองในบรรยากาศที่เกิดจากปล่องระบาย CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ก่อนและหลังเปลี่ยนแปลง	2-34
3.1-1	ผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการที่ผ่านมา	3-2
3.2.1-1	ผลการตรวจวัดก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการ	3-85
3.2.1-2	ผลการตรวจวัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการ	3-88
3.2.1-3	ผลการตรวจวัดฝุ่นละอองจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการ	3-90

ตารางที่	สารบัญตาราง (ต่อ)	หน้า
3.2.1-4	ผลการตรวจวัดสารอินทรีย์ระเหยที่ปล่อยระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบ Circulating Fluidized Bed Boiler (CFB Boiler) ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	3-92
3.2.1-5	ผลการตรวจวัดฝุ่นละอองรวมในบรรยากาศ เฉลี่ย 24 ชั่วโมง บริเวณชุมชน	3-95
3.2.1-6	ผลการตรวจวัดฝุ่นละอองรวม เฉลี่ย 24 ชั่วโมง บริเวณลานกองถ่านหิน	3-96
3.2.1-7	ผลการตรวจวัดฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 10 ไมครอน เฉลี่ย 24 ชั่วโมง บริเวณชุมชน	3-97
3.2.1-8	ผลการตรวจวัดก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง บริเวณชุมชน	3-99
3.2.1-9	ผลการตรวจวัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง บริเวณชุมชน	3-100
3.2.1-10	ผลการตรวจวัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เฉลี่ย 24 ชั่วโมง บริเวณชุมชน	3-101
3.2.2-1	ผลการตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งจากระบบบำบัดน้ำเสีย ชุมที่ 4 และน้ำทิ้งจากการฟื้นฟูระบบผลิตน้ำประปาจากแร่ธาตุที่ผ่านการบำบัดด้วยบ่อปรับสภาพน้ำทิ้ง	3-104
3.2.2-2	ผลการตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งในบ่อกักน้ำทิ้งจากลานกองถ่านหิน	3-105
3.2.2-3	ผลการตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งบริเวณรางระบายน้ำด้านทิศเหนือของรางระบายน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็น	3-106
3.2.2-4	ผลการตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งบริเวณรางระบายน้ำทิ้งด้านทิศใต้ของรางระบายน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็น	3-108
3.2.2-5	ผลการตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งบริเวณจุดรวมน้ำทิ้งก่อนระบายออกนอกโรงไฟฟ้า	3-110
3.2.2-6	ผลการตรวจวัดบีโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมดในน้ำทิ้งของโครงการ	3-112
3.2.2-7	ผลการตรวจวัดอุณหภูมิของแหล่งน้ำทะเล	3-115
3.2.2-8	ผลการตรวจวัดค่าความเป็นกรด-ด่างของแหล่งน้ำทะเล	3-122
3.2.2-9	ผลการตรวจวัดความเค็ม (Salinity) ของแหล่งน้ำทะเล	3-124
3.2.2-10	ผลการตรวจวัดค่าการนำไฟฟ้า (Conductivity) ของแหล่งน้ำทะเล	3-126
3.2.2-11	ผลการตรวจวัดปริมาณของแข็งที่ละลายทั้งหมด (TDS) ของแหล่งน้ำทะเล	3-128
3.2.2-12	ผลการตรวจวัดค่าความขุ่น (Turbidity) ของแหล่งน้ำทะเล	3-130
3.2.2-13	ผลการตรวจวัดออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen) ของแหล่งน้ำทะเล	3-132
3.2.2-14	ผลการตรวจวัดความโปร่งใส (Transparency) ของแหล่งน้ำทะเล	3-134
3.2.2-15	ผลการตรวจวัดสารแขวนลอย (SS) ของแหล่งน้ำทะเล	3-136
3.2.2-16	ผลการตรวจวัดบีโอดี (BOD ₅) ของแหล่งน้ำทะเล	3-138
3.2.2-17	ผลการตรวจวัดค่าคลอรีนคงเหลือ (Residual Chlorine) ของแหล่งน้ำทะเล	3-140
3.2.2-18	ผลการตรวจวัดปริมาณบีโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน และปริมาณโลหะหนักในแหล่งน้ำทะเล	3-142
3.2.3-1	ผลการตรวจวัดระดับเสียงทั่วไป	3-145

ตารางที่	สารบัญตาราง (ต่อ)	หน้า
3.2.4-1	ผลการตรวจวัดระดับเสียงเฉลี่ย 8 ชั่วโมง ภายในพื้นที่โครงการ	3-149
3.2.4-2	ผลการตรวจวัดค่าระดับความร้อนภายในพื้นที่โครงการ	3-150
3.2.4-3	ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างภายในพื้นที่โครงการ	3-152
3.2.4-4	ผลการตรวจสอบสุขภาพประจำปีของพนักงานทั่วไป	3-153
3.2.4-5	ผลการตรวจสอบสุขภาพประจำปีของพนักงานตามปัจจัยเสี่ยงในช่วงปี พ.ศ. 2562-2564	3-154
3.2.4-6	สถิติการเกิดอุบัติเหตุภายในพื้นที่โครงการ	3-157
3.2.5-1	ตารางเปรียบเทียบการสำรวจความคิดเห็นตัวแทนครัวเรือน ตามรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระหว่างปี พ.ศ. 2561-2564	3-160
3.2.5-2	ตารางเปรียบเทียบการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนตามรายงาน ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระหว่างปี พ.ศ. 2561-2564	3-167
4-1	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมรายงานการเปลี่ยนแปลง รายละเอียดในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด (มาตรการทั่วไป)	4-3
4-2	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมรายงานการเปลี่ยนแปลง รายละเอียดในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด (ช่วงก่อสร้าง)	4-8
4-3	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมรายงานการเปลี่ยนแปลง รายละเอียดในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด (ช่วงดำเนินการ)	4-21
4-4	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมรายงานการเปลี่ยนแปลง รายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด (ช่วงก่อสร้าง)	4-62
4-5	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมรายงานการเปลี่ยนแปลง รายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด (ช่วงดำเนินการ)	4-66

ตารางที่	สารบัญตาราง (ต่อ)	หน้า
4-6	แหล่งกำเนิดและค่าควบคุมปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ ปัจจุบัน (ก่อนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์)	4-88
4-7	แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับ ลดมลสารทางอากาศ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ ^{3/,4/}	4-89
4-8	แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับ ลดมลสารทางอากาศ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ ^{3/,4/}	4-90

สารบัญภาคผนวก

ภาคผนวก ก	หนังสือสำคัญของโครงการ
ภาคผนวก ก-1	หนังสือแจ้งเปลี่ยนชื่อโครงการ
ภาคผนวก ก-2	สำเนาหนังสือเห็นชอบรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ
ภาคผนวก ข	การประเมินผลกระทบด้านคุณภาพอากาศ
ภาคผนวก ค	ใบอนุญาตก่อสร้างและแบบแปลนปล่องระบายของ CTG HRSG3 และ CTG HRSG4 ที่ใช้ในการขออนุญาตจากการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
ภาคผนวก ง	หนังสือรับรองเรื่องร้องเรียน

บทที่ 1

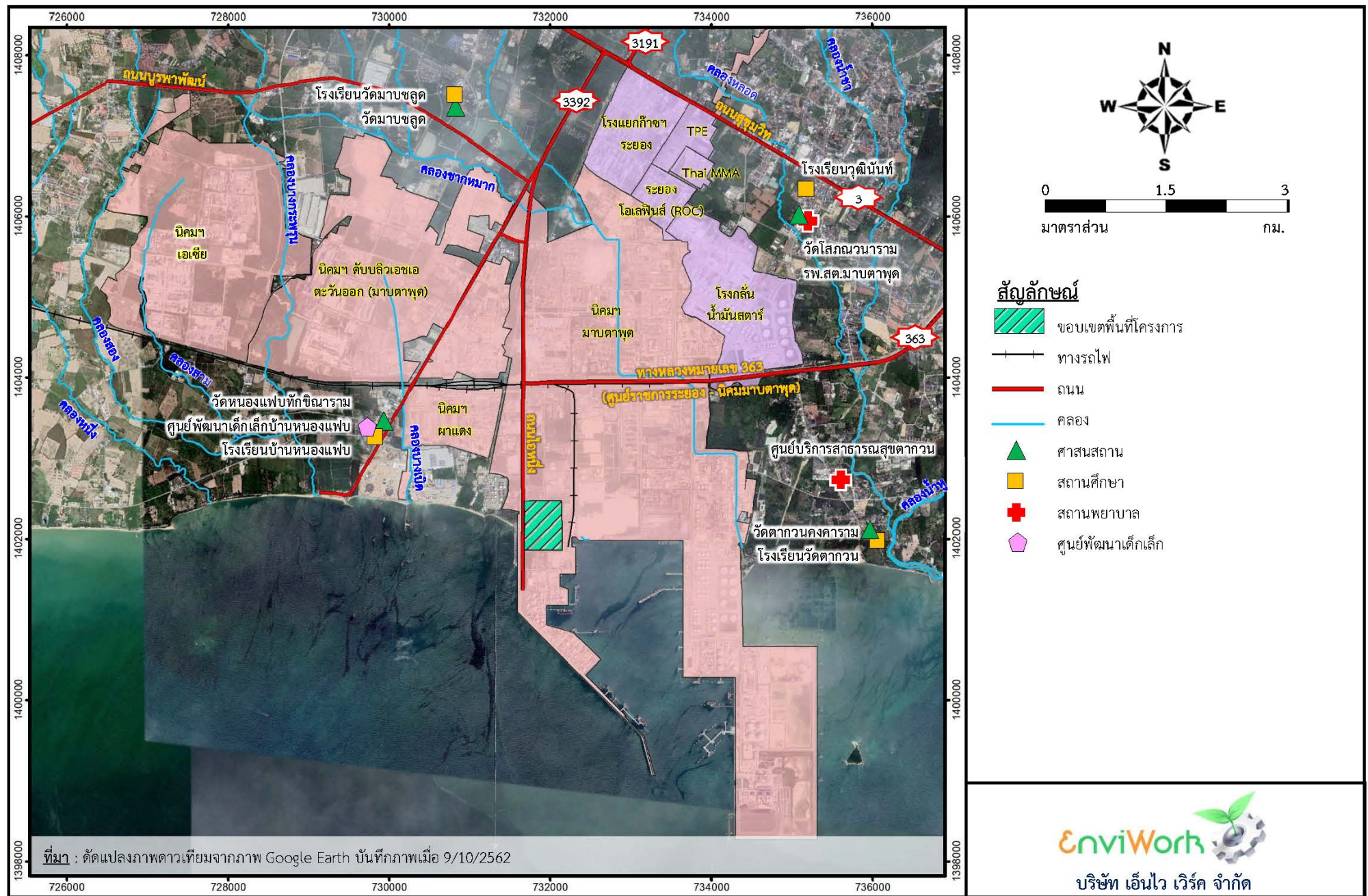
บทนำ

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและสถานภาพของโครงการปัจจุบัน

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่เริ่มเปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2542 (เดิมชื่อ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์” โดยที่สำเนาหนังสือการเปลี่ยนชื่อโครงการดังกล่าวแนบมา ก-1) ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง (ที่ตั้งของโครงการปัจจุบันแสดงดังรูปที่ 1.1-1) โดยที่รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการปัจจุบันที่รับผิดชอบโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการอุตสาหกรรมเมื่อ พ.ศ. 2537 ซึ่งต่อมาได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการอุตสาหกรรมและคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการพลังงานมาตามลำดับดังรายละเอียดในตารางที่ 1.1-1 (สำเนาหนังสือเห็นชอบรายงานฯ ของโครงการแต่ละฉบับแสดงดังภาคผนวก ก-2)

อ้างอิงรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ (ครั้งที่ 8) หรือรายงานฯ ฉบับล่าสุดที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพลังงาน (เมื่อ 2 มิถุนายน 2565) ระบุว่าโครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) ส่วน CTG HRU 2A & 2B ถูกใช้งาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด ดังนั้น ทำให้โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ชุด แต่มีการเปิดดำเนินงานในสภาวะปกติ จำนวน 8 ชุด และหน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง อีกทั้งมีแผนจะติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำชนิด Back Pressure (BSTG) ขนาดเล็ก จำนวน 5 ชุด ทดแทนการทำงาน Pressure Control Valve ชุดเดิมเพื่อลดความดันไอน้ำที่ผลิตได้ก่อนนำไปผสมน้ำบางส่วนเพื่อปรับลดอุณหภูมิให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้ลูกค้าต่อไป ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพหรือลดการสูญเสียพลังงานของระบบไอน้ำเดิมโดยแปลงพลังงานไอน้ำที่เคยสูญเสียไปโดยเปล่าประโยชน์จากการลดความดันด้วย Pressure Control Valve มาเป็นการผลิตไฟฟ้าทดแทน ซึ่งทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เหลือ 499 เมกะวัตต์ หรือลดลง 148 เมกะวัตต์ (ฝั่งหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าและสถานภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการแสดงดังรูปที่ 1.1-2 และตารางที่ 1.1-2)



รูปที่ 1.1-1 ที่ตั้งโครงการภายในเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง

ตารางที่ 1.1-1

ความเป็นมาของการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการปัจจุบัน

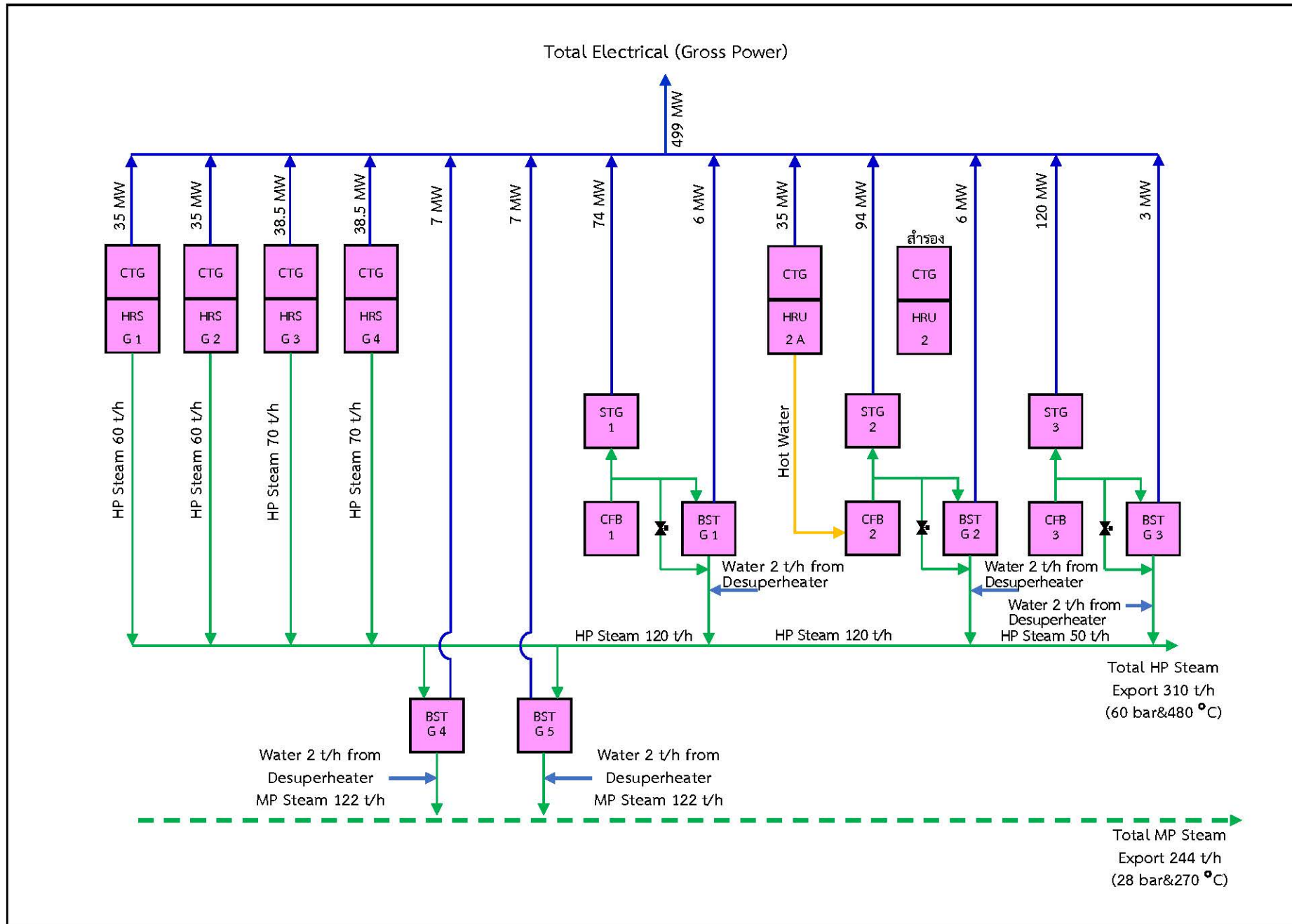
เดือน/ปี	รายงานฯ/รายงานการเปลี่ยนแปลงฯ ที่ผ่านการเห็นชอบ	หนังสือเลขที่
ตุลาคม 2537	บริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้า (Coal-Fired Cogeneration Plant) ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม 600 เมกะวัตต์	วว 0804/8763
กุมภาพันธ์ 2541	บริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) โอนความรับผิดชอบการดำเนินการโครงการให้กับบริษัท เดอะ โคเจนเนอเรชัน จำกัด (มหาชน) และบริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด พร้อมทั้งมอบหมายให้บริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด จัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 1) สำหรับประเด็นที่ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานฯ ดังกล่าว ได้แก่ การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงอีกชนิดหนึ่งในการผลิตไอน้ำและไฟฟ้า ทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวมเพิ่มขึ้นเป็น 640 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น 2 ส่วน ดังนี้ (1) หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี (Circulating Fluidized Bed ; CFB & STG) ที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน จำนวน 3 ชุด ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าชุดละ 120 เมกะวัตต์ โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม 360 เมกะวัตต์ ดำเนินการโดย บริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด (2) หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (Combustion Turbine Generator; CTG) จำนวน 8 ชุด ขนาดชุดละ 35 เมกะวัตต์ โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม 280 เมกะวัตต์ ดำเนินการโดย บริษัท เอ็มทีพี โคเจนเนอเรชัน จำกัด อย่างไรก็ตาม มีการออกแบบให้ CFB & STG แต่ละชุดทำงานร่วมกับ CTG & HRU 2 ชุด โดยนำก๊าซร้อนที่ได้จาก CTG มาผลิตไอน้ำที่ HRU ก่อนนำไอน้ำร้อนเข้า CFB & STG แต่ละชุด สำหรับการทำงานร่วมกันระหว่าง CFB & STG แต่ละชุดกับ CTG 2 ชุด เรียกว่า Hybrid Unit ดังนั้น จึงประกอบด้วย Hybrid Unit 3 ชุด	วว 0804/2658
ธันวาคม 2543	บริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 2) โดยการติดตั้งระบบบำบัดโลหะหนัก (Heavy Metals) และธาตุปริมาณน้อย (Trace Elements) เพื่อบำบัดน้ำจากบ่อกักน้ำชะจากลานกองถ่านหินก่อนระบายออกสู่ภายนอก	วว 0804/16408
กันยายน 2545	บริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 3) โดยการติดตั้งระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำแบบ Reverse Osmosis (RO) เพื่อใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	วว 0804/9398
มิถุนายน 2546	บริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด มีหนังสือถึงสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) เพื่อพิจารณาอนุญาตให้ บริษัท เดอะโคเจนเนอเรชัน จำกัด (มหาชน) เข้าร่วมพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์ ในส่วนที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้าง (หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ Cogen Unit 3 & 4 และ CFB & STG 3)	ทส 1009/5899

ตารางที่ 1.1-1 (ต่อ)

เดือน/ปี	รายงาน/รายงานการเปลี่ยนแปลงฯ ที่ผ่านการเห็นชอบ	หนังสือเลขที่
มิถุนายน 2546	บริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 4) โดยการนำไอน้ำส่วนหนึ่งที่ไม่สามารถจำหน่ายให้กับลูกค้าในบางช่วงมาใช้ที่เครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (STG) ของ Hybrid Unit ทั้ง 3 ชุด กรณีดังกล่าวทำให้เครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (STG) ของ Hybrid Unit แต่ละชุดผลิตไฟฟ้าเป็นครั้งคราวที่ 165 เมกะวัตต์	ทส 1009/5900
ธันวาคม 2546	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด แจ้งต่อ สผ. ในการเปลี่ยนชื่อบริษัทต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการ มีรายละเอียดดังนี้ (1) บริษัท ไทยโคเจนเนเรชั่น จำกัด เปลี่ยนชื่อเป็น บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด (2) บริษัท เอ็มทีพี โคเจนเนอเรชั่น จำกัด เปลี่ยนชื่อเป็น บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (3) บริษัท เดอะ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) เปลี่ยนชื่อเป็น บริษัท โกลว์ เอสพีพี จำกัด (มหาชน) หมายเหตุ : ต่อมา บริษัท โกลว์ เอสพีพี จำกัด (มหาชน) ได้เปลี่ยนชื่อเป็น บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)	GSPP 3-03-059
ธันวาคม 2547	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 5) สำหรับประเด็นหลักที่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ มีรายละเอียดดังนี้ (1) เปลี่ยนหน่วยนำกลับความร้อน (Heat Recovery Unit; HRU) 2 ชุด ของ Hybrid Unit 3 เดิมเป็นหน่วยผลิตไอน้ำแบบ Heat Recovery Steam Generator (HRSG) ดังนั้น ทำให้ CFB & STG 3 ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงทำงานแยกส่วนกับเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซเดิมจำนวน 2 ชุด ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ จึงทำให้ไม่มีหน่วย Hybrid Unit 3 อีกต่อไป อีกทั้งมีการเพิ่มกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าของเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) 2 ชุด ข้างต้นจาก 35 เป็น 38.5 เมกะวัตต์ ทำให้โรงไฟฟ้าเดิมมีกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้ารวมเพิ่มขึ้นเป็น 647 เมกะวัตต์ (2) ติดตั้งระบบผลิตน้ำใสและระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุเพิ่มเติม	ทส 1009/12963
พฤษภาคม 2551	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 6) สำหรับประเด็นหลักที่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ มีรายละเอียดดังนี้ (1) จัดสรรพื้นที่ว่างภายในโรงไฟฟ้าเดิมรองรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ 2 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของบริษัท เกล็ดไค-วัน จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) พร้อมทั้งปรับปรุงระบบควบคุมมลพิษทางอากาศเพื่อลดการระบายสารมลพิษทางอากาศจาก CFB & STG ทั้ง 3 ชุด ตามหลักการ 80/20 อ้างถึงมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (2) ติดตั้งระบบผลิตน้ำใสและระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุเพิ่มเติม	ทส 1009.7/4025

ตารางที่ 1.1-1 (ต่อ)

เดือน/ปี	รายงาน/รายงานการเปลี่ยนแปลงฯ ที่ผ่านการเห็นชอบ	หนังสือเลขที่
กันยายน 2552	<p>บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 7) สำหรับประเด็นหลักที่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ มีรายละเอียดดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) เพิ่มทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงของหม้อไอน้ำแบบ CFB & STG โดยนำชีวมวล (ไม้สับ) มาเป็นเชื้อเพลิงเสริมเป็นครั้งคราวไม่เกินร้อยละ 20 โดยค่าความร้อนรวม (เดิมใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง) (2) ติดตั้งหม้อไอน้ำสำรอง (Backup Boiler) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาด 180 ตันต่อชั่วโมง เพื่อเพิ่มเสถียรภาพในการจัดหาไอน้ำให้กับกลุ่มลูกค้าไอน้ำในพื้นที่มาบตาพุดกรณีที่หน่วยผลิตไฟฟ้าบางหน่วยหยุดการผลิตในช่วง (3) การติดตั้งระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (ระบบอาร์โอและถังแลกเปลี่ยนประจุ) โดยนำน้ำทิ้งจากระบบอาร์โอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุเดิมมาใช้ผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ และมีการติดตั้งระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทโดยนำน้ำควบแน่นที่เกิดจากการใช้ไอน้ำของลูกค้าไอน้ำของโครงการมาปรับปรุงคุณภาพน้ำก่อนนำกลับไปผลิตไอน้ำต่อไป 	ทส 1009.7/6885
ธันวาคม 2564	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด แจ้งเปลี่ยนชื่อโครงการ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 640 เมกะวัตต์” เป็น “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น”	ทส 1010.7/19198
มิถุนายน 2565	<p>บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ได้รับความเห็นชอบต่อรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 8) สำหรับประเด็นหลักที่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ มีรายละเอียดดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) การยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้าและปรับปรุงการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าบางส่วนของโรงไฟฟ้าเดิมที่กำลังจะหมดสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย อีกทั้งมีแผนจะเพิ่มประสิทธิภาพหรือลดการสูญเสียพลังงานของระบบผลิตไอน้ำเดิมโดยติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำชนิด Back Pressure (BSTG) ขนาดเล็กจำนวน 5 ชุด ทดแทนการใช้ Pressure Control Valve ชุดเดิม ทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เป็น 499 เมกะวัตต์ (ลดลง 148 เมกะวัตต์) (2) ยกเลิกแผนการติดตั้งหม้อไอน้ำสำรอง (Backup Boiler) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาด 180 ตันต่อชั่วโมง (3) การปรับลดอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกปล่อยของโครงการปัจจุบัน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่จำนวน 2 โครงการของกลุ่มบริษัทโกลว์เพื่อทดแทนสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (4) มีการปรับปรุงการใช้ประโยชน์ภายในพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการในประเด็นต่างๆ และสอดคล้องตามการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน 	ทส 1009.7/9195



รูปที่ 1.1-2 ผังการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของโครงการ

ตารางที่ 1.1-2

สถานภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการ

หน่วยผลิตหลัก	เชื้อเพลิง	กำลังการผลิต (MW)	ประสิทธิภาพไฟฟ้า (%) ^{1/}	ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบโคเจนเนอเรชั่น (%) ^{2/}	ผู้รับผิดชอบควบคุมการผลิต
1.1 Cogen Unit 1 (CTG HRS G 1)	NG	35	28.5	73.2	บจก. โกลว์ เอสพีพี 2
1.2 Cogen Unit 2 (CTG HRS G 2)	NG	35	28.5	73.2	บจก. โกลว์ เอสพีพี 2
1.3 Cogen Unit 3 (CTG HRS G 3)	NG	38.5	30.9	82.0	บมจ. โกลว์ พลังงาน
1.4 Cogen Unit 4 (CTG HRS G 4)	NG	38.5	30.9	82.0	บมจ. โกลว์ พลังงาน
1.5 CFB & STG 1	Coal	74	34.2	55.7	บจก. โกลว์ เอสพีพี 3
Hybrid Unit					
1.6 CTG HRU 2A	NG	35	36.8	54.0	บจก. โกลว์ เอสพีพี 2
1.7 CTG HRU 2B	NG	ชุดสำรอง			บจก. โกลว์ เอสพีพี 2
1.8 CFB & STG 2	Coal	94			บจก. โกลว์ เอสพีพี 3
1.9 CFB & STG 3	Coal	120	38.74	49.0	บมจ. โกลว์ พลังงาน
1.10 หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ BSTG ขนาดเล็กเพื่อลดความดันไอน้ำก่อนนำไปจำหน่าย					
- BSTG 1	-	6	-	-	บจก. โกลว์ เอสพีพี 3
- BSTG 2	-	6	-	-	บจก. โกลว์ เอสพีพี 3
- BSTG 3	-	3	-	-	บจก. โกลว์ เอสพีพี 3
- BSTG 4	-	7	-	-	บจก. โกลว์ เอสพีพี 3
- BSTG 5	-	7	-	-	บจก. โกลว์ เอสพีพี 3
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าของโครงการ	-	499	-	-	-

หมายเหตุ : ^{1/} เป็นประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าในกรณีที่ไม่มีจำหน่ายไอน้ำหรือเป็นการนำไอน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมดมาผลิตไฟฟ้า

^{2/} ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบโคเจนเนอเรชั่นจะพิจารณาจากพลังงานไฟฟ้าและพลังงานไอน้ำที่ผลิตและจำหน่ายลูกค้า

1.2 เหตุผลและความจำเป็นการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 9

ตามที่กล่าวแล้วในหัวข้อ 1.1 โครงการปัจจุบันจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) ส่วน CTG HRU 2A & 2B ถูกใช้งาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด ทำให้โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ชุด แต่มีการเปิดดำเนินงานในสภาวะปกติ จำนวน 8 ชุด และหน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง อีกทั้งมีแผนจะติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกักดันไอน้ำชนิด Back Pressure (BSTG) ขนาดเล็ก จำนวน 5 ชุด ทดแทนการทำงาน Pressure Control Valve ชุดเดิมเพื่อลดความดันไอน้ำที่ผลิตได้ก่อนนำไปผสมน้ำบางส่วนเพื่อปรับลดอุณหภูมิให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้ลูกค้าต่อไป ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพหรือลดการสูญเสียพลังงานของระบบไอน้ำเดิมโดยแปลงพลังงานไอน้ำที่เคยสูญเสียไปโดยเปล่าประโยชน์จากการลดความดันด้วย Pressure Control Valve มาเป็นการผลิตไฟฟ้าทดแทน ดังนั้นทำให้โครงการมีปล่องระบาย (Stack) ของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าที่ยังใช้งานอยู่ จำนวน 9 ปล่อง

อย่างไรก็ตาม สืบเนื่องจากกลุ่ม GPSC ได้เข้ามาควบคุมภารกิจของกลุ่มบริษัทโกลว์ จึงได้มีการตรวจสอบรายละเอียดโครงการต่างๆ พบว่ารายงานฯ ฉบับล่าสุดที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพลังงานได้ระบุความสูงของปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกักดันไอน้ำ 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 (ใบอนุญาตก่อสร้างและแบบแปลนที่ใช้ในการขออนุญาตจากการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย แสดงถึงภาคผนวก ค^{1/}) ดังนั้น บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด จึงมอบหมายให้ บริษัท เอ็นไว เวิร์ค จำกัด (บริษัทที่ปรึกษาและเป็นบริษัทที่มีสิทธิในการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม) เป็นผู้ศึกษาและจัดทำ “รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9)” เพื่อแก้ไขข้อมูลความสูงปล่องระบายของ CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ให้สอดคล้องกับการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน และนำเสนอรายงานฯ ข้างต้นต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เพื่อพิจารณาต่อไป ซึ่งเป็นไปตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ระบุไว้ในรายงานฯ ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิมที่ระบุว่า “หากบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้แตกต่างไปจากที่ได้เสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้ให้ความเห็นชอบไปแล้ว ให้เป็นหน้าที่ของหน่วยงานที่มีอำนาจหน้าที่ในการพิจารณาอนุมัติหรืออนุญาตเป็นผู้พิจารณา ดังนี้

หมายเหตุ :^{1/} โครงการได้ประสานขอหลักฐานการขออนุญาตก่อสร้างปล่องระบายของ CTG HRSG3 และ CTG HRSG4 ฉบับที่ได้รับความเห็นจากการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) เรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตาม จากการประสานงานพบว่าเนื่องจากโครงการได้ยื่นขออนุญาตก่อสร้างมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2547 (เป็นระยะเวลาประมาณ 18 ปี) อีกทั้ง กนอ. ได้มีการย้ายอาคารสำนักงาน ดังนั้นจึงทำให้เอกสารที่ได้รับไม่ครบถ้วนสมบูรณ์ทั้งฉบับที่ยื่นต่อ กนอ. โดยเอกสารที่ได้รับจะเป็นใบอนุญาตก่อสร้างและแบบแปลนที่ใช้ในการขออนุญาตจากการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) รายละเอียดดังภาคผนวก ค

1) หากเห็นว่าการแก้ไขเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมดังกล่าวไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นมาตรการที่เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า หรือเทียบเท่ามาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้ว ให้หน่วยงานที่มีอำนาจอนุมัติ หรืออนุญาต รับผิดชอบการปรับปรุงแก้ไขเปลี่ยนแปลงดังกล่าวให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในกฎหมายนั้นๆ ต่อไป พร้อมกับให้จัดทำสำเนาการปรับปรุงแก้ไขมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่รับผิดชอบไว้ส่งให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ

2) หากหน่วยงานที่มีอำนาจในการอนุมัติ หรืออนุญาต มีความเห็นว่าการปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการนั้นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้วให้หน่วยงานที่มีอำนาจในการอนุมัติ หรืออนุญาต จัดส่งรายงานการปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการหรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ คณะที่เกี่ยวข้องพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการเปลี่ยนแปลงหรือปรับปรุงมาตรการดังกล่าว และเมื่อโครงการหรือกิจกรรมมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด หรือปรับปรุงแก้ไขมาตรการฯ ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้ความเห็นชอบประกอบแล้ว หน่วยงานที่มีอำนาจในการอนุมัติ หรืออนุญาต ต้องแจ้งผลการแก้ไขเปลี่ยนแปลงดังกล่าวให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบด้วย

1.3 วัตถุประสงค์การจัดทำรายงานฯ

- 1) ศึกษารายละเอียดของโครงการที่เปลี่ยนแปลงไปจากรายงานฯ ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิม และประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ
- 2) ทบทวนมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการที่เปลี่ยนแปลงไป
- 3) เสนอรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น (ครั้งที่ 9) ต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เพื่อพิจารณาให้ความเห็นในส่วนที่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ

บทที่ 2

รายละเอียดโครงการ
และการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

บทที่ 2

รายละเอียดโครงการและการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

2.1 สรุปรายละเอียดโครงการก่อนและหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ

อ้างอิงรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ (ครั้งที่ 8) หรือรายงานฯ ฉบับล่าสุดที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณา รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพลังงาน (เมื่อ 2 มิถุนายน 2565) ระบุว่าโครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) ส่วน CTG HRU 2A & 2B ถูกใช้งาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด ดังนั้น ทำให้โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ชุด แต่มีการเปิดดำเนินการในสภาวะปกติ จำนวน 8 ชุด และหน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง อีกทั้งมีแผนจะติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำชนิด Back Pressure (BSTG) ขนาดเล็ก จำนวน 5 ชุด ทดแทนการทำงาน Pressure Control Valve ชุดเดิมเพื่อลดความดันไอน้ำที่ผลิตได้ก่อนนำไปผสมน้ำบางส่วนเพื่อปรับลดอุณหภูมิให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้ลูกค้าต่อไป ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพหรือลดการสูญเสียพลังงานของระบบไอน้ำเดิมโดยแปลงพลังงานไอน้ำที่เคยสูญเสียไปโดยเปล่าประโยชน์จากการลดความดันด้วย Pressure Control Valve มาเป็นการผลิตไฟฟ้าทดแทน ซึ่งทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เหลือ 499 เมกะวัตต์ อีกทั้งทำให้โครงการมีปล่องระบาย (Stack) ของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าที่ยังใช้งานอยู่ จำนวน 9 ปล่อง

อย่างไรก็ตาม สืบเนื่องจากกลุ่ม GPSC ได้เข้ามาควบคุมภารกิจของกลุ่มบริษัทโกลว์ จึงได้มีการตรวจสอบรายละเอียดโครงการต่างๆ พบว่ารายงานฯ ที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิมได้ระบุความสูงของปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ 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 จึงมีความจำเป็นต้องจัดทำ “รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชัน (ครั้งที่ 9)” เพื่อแก้ไขข้อมูลความสูงปล่องระบายของ CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ให้สอดคล้องกับการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน สำหรับข้อมูลเปรียบเทียบรายละเอียดของโครงการตามรายงานฯ ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิม (ปี พ.ศ. 2565) และหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9) สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.1-1 ทั้งนี้ผลการประเมินการแพร่กระจายของมลสารทางอากาศจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRSG 3 และหน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRSG 4 ของโครงการที่มีการแปลงความสูงปล่องจาก 35 เป็น 60 เมตร เพื่อให้สอดคล้องตามการดำเนินงานจริง พบว่าทำให้ความเข้มข้นสูงสุดของมลสารทางอากาศในบรรยากาศที่เกิดจากปล่องระบายอากาศของโครงการลดลงจากเดิม ดังนั้น ทำให้ผลกระทบด้านคุณภาพอากาศลดลงจากเดิม

ตารางที่ 2.1-1

การเปรียบเทียบรายละเอียดโครงการก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ พร้อมทั้งการประเมินผลกระทบ

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
1. ที่ตั้งโครงการ การใช้ประโยชน์ที่ดินและ ผังองค์ประกอบโครงการ	<p>โครงการตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อ.เมือง จ.ระยอง มีพื้นที่โดยรวมประมาณ 180 ไร่ แบ่งการใช้ประโยชน์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่</p> <p>1) พื้นที่ที่จัดสรรให้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ มีขนาดพื้นที่ 40.0 ไร่ (ร้อยละ 100.0) แบ่งเป็น 2 โครงการ</p> <p>(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 5.0 ไร่ (ร้อยละ 12.5)</p> <p>(2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท แก๊สโค้ะวัน จำกัด 35.0 ไร่ (ร้อยละ 87.5)</p> <p>2) พื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของโครงการ มีขนาดพื้นที่ 140.0 ไร่ (ร้อยละ 100.0) มีสัดส่วนสำหรับดำเนินกิจกรรมต่างๆ ดังนี้</p> <p>(1) พื้นที่ส่วนการผลิต 22.25 ไร่ (ร้อยละ 15.89)</p> <p>(2) พื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิต 45.81 ไร่ (ร้อยละ 32.72)</p> <p>(3) พื้นที่เก็บพื้ถ่านหิน 18.31 ไร่ (ร้อยละ 13.08)</p> <p>(4) พื้นที่วางและถนน 44.39 ไร่ (ร้อยละ 31.71)</p> <p>(5) พื้นที่สีเขียว 9.24 ไร่ (ร้อยละ 6.60)</p> <p>การคำนวณสัดส่วนที่ว่างภายในพื้นที่ทั้งหมดของโครงการ (180 ไร่) อ้างอิงตามนิยามของประกาศการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยที่ 103/2556 เรื่อง การพัฒนาที่ดินสำหรับผู้ประกอบการในนิคมอุตสาหกรรม พบว่ามีพื้นที่ว่างร้อยละ 49.39 ส่วนการคำนวณสัดส่วนที่ว่างเทียบกับพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของโครงการ (140 ไร่) พบว่ามีที่ว่างร้อยละ 63.82 ซึ่งมีความสอดคล้องตามประกาศการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยฉบับดังกล่าวที่กำหนดให้มีที่ว่างไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของพื้นที่โครงการ</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
2. กำลังการผลิตไฟฟ้าและหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการ	<p>โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ชุด แต่มีการเปิดดำเนินการในสภาวะปกติ 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 เอสพีพี 2 จำกัด ในขณะที่ CTG จำนวน 2 ชุด ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) และหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบ Circulating Fluidized Bed หรือ CFB & STG ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 3 ชุด มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 360 เมกะวัตต์ ซึ่ง CFB & STG 1 และ CFB & STG 2 ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ในขณะที่ CFB & STG 3 ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) นอกจากนี้ มีแผนจะติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำชนิด Back Pressure (BSTG) ขนาดเล็กจำนวน 5 ชุด ทดแทนการทำงาน Pressure Control Valve ชุดเดิมเพื่อลดความดันไอน้ำที่ผลิตได้ก่อนนำไปผสมน้ำบางส่วนเพื่อปรับลดอุณหภูมิให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้ลูกค้าต่อไป ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพหรือลดการสูญเสียพลังงานของระบบไอน้ำเดิมโดยแปลงพลังงานไอน้ำที่เคยสูญเสียไปโดยเปล่าประโยชน์จากการลดความดันด้วย Pressure Control Valve มาเป็นการผลิตไฟฟ้าทดแทน ซึ่งทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เหลือ 499 เมกะวัตต์ หรือลดลง 148 เมกะวัตต์ (ผึ่งหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าและสถานะภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการอ้างอิงถึงรูปที่ 1.1-2 และอ้างอิงตารางที่ 1.1-2 ในบทที่ 1)</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม
3. เชื้อเพลิง	<p>โครงการมีการใช้เชื้อเพลิงหลัก 2 ชนิด ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ (ใช้กับหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซหรือ Combustion Turbine Generator; CTG) และถ่านหินบิทูมินัส (ใช้กับหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบีหรือ Circulating Fluidized Bed; CFB) นอกจากนี้ หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบีมีทางเลือกที่สามารถใช้ชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) เป็นเชื้อเพลิงเสริมเพื่อผสมกับถ่านหินในบางช่วงที่มีความเหมาะสมในด้านเศรษฐศาสตร์ สำหรับการใช้เชื้อเพลิงในแต่ละชนิดมีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) ก๊าซธรรมชาติ</p> <p>โครงการรับก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อลำเลียงขนาด 16 นิ้ว ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่เชื่อมต่อกับสถานีควบคุมแรงดันและปริมาณก๊าซธรรมชาติ (Gas Metering Station; MRS) ที่ตั้งอยู่ภายในพื้นที่โครงการก่อนลำเลียงก๊าซธรรมชาติด้วยระบบท่อลำเลียงไปใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักที่หน่วยผลิตไฟฟ้าต่างๆ ของโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ภายในพื้นที่โครงการ ซึ่งโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวมสูงสุด 203 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (โครงการมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์พลังงาน จำกัด (มหาชน) ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของโครงการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ 63 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด มีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
	<p>60 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 มีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)</p> <p>2) ถ่านหินบิทูมินัส</p> <p>โครงการมีความต้องการใช้ถ่านหินบิทูมินัส 3,200 ตันต่อวัน หรือ 1,120,000 ตันต่อปี (มีแผนการผลิตประมาณ 350 วันต่อปี) อีกทั้งโครงการปัจจุบันกำหนดมาตรการรับถ่านหินบิทูมินัสที่มีองค์ประกอบของซัลเฟอร์ไม่เกินร้อยละ 1 โดยรับมาจากแหล่งถ่านหินที่นำเข้ามาจากต่างประเทศ เช่น อินโดนีเซีย ออสเตรเลีย เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ที่ผ่านมาโครงการให้ความสำคัญกับแหล่งถ่านหินจากประเทศอินโดนีเซียเป็นลำดับแรกเนื่องจากพิจารณาความเหมาะสมระยะทางการขนส่งและคุณภาพถ่านหินที่ต้องการ โดยมีการขนส่งถ่านหินด้วยเรือขนาด 30,000 – 59,000 ตันต่อเที่ยว ประมาณ 19 เที่ยวต่อปี ซึ่งเข้าเทียบท่าบริเวณท่าเรือ “โครงการท่าเรือขนถ่ายถ่านหินของโรงไฟฟ้า” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด หลังจากนั้นมีการใช้ระบบสายพานลำเลียงถ่านหินที่เป็นระบบปิดลำเลียงถ่านหินจากท่าเรือเพื่อไปเก็บไว้ที่พื้นที่กองถ่านหิน 2 ส่วน ได้แก่ ลานกองถ่านหินที่ไม่มีหลังคาปกคลุมที่สามารถเก็บพักถ่านหินได้ 180,000 ตัน และพื้นที่เก็บพักถ่านหินที่มีหลังคาปกคลุมที่สามารถเก็บพักถ่านหินได้ 50,000 ตัน ดังนั้น พื้นที่ลานกองถ่านหินของโครงการสามารถเก็บพักถ่านหินได้โดยรวม 230,000 ตัน หรือสามารถเก็บพักถ่านหินไว้ใช้สำหรับโครงการได้ประมาณ 71 วัน</p> <p>3) ชีวมวล</p> <p>มีการเพิ่มทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีทั้ง 3 ชุด กล่าวคือ โดยปกติมีการใช้ถ่านหินบิทูมินัสเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว อย่างไรก็ตาม บางช่วงที่ราคาเชื้อเพลิงชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) มีความเหมาะสมก็จะมีการนำชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) มาเป็นเชื้อเพลิงเสริมเพื่อผสมกับเชื้อเพลิงถ่านหินบิทูมินัสในสัดส่วนสูงสุดไม่เกินร้อยละ 20 ของค่าความร้อนทั้งหมด เพื่อส่งเสริมการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ในบางช่วง ทั้งนี้กรณีที่มีการใช้ชีวมวลหรือชิ้นไม้สับเป็นเชื้อเพลิงเสริมที่หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีทั้ง 3 ชุด ทำให้มีความต้องการใช้ชิ้นไม้สับสูงสุดโดยรวม 1,050 ตันต่อวัน โดยที่โครงการกำหนดให้รับเชื้อเพลิงชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศที่ได้รับการขออนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและขนส่งเข้าพื้นที่โครงการด้วยรถบรรทุกขนาด 20 ตัน ก่อนนำมาเก็บพักไว้ที่ลานเก็บพักถ่านหินที่มีหลังคาปกคลุม โดยมีการจัดเตรียมพื้นที่ส่วนหนึ่งไว้เก็บพักเชื้อเพลิงชิ้นไม้สับประมาณ 400 ตารางเมตร ซึ่งพื้นที่ที่จัดเตรียมไว้ข้างต้นสามารถสำรองเชื้อเพลิงชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) ได้โดยรวมประมาณ 400 ตัน โดยกำหนดให้พื้นที่ดังกล่าวมีหลังคาปกคลุมเพื่อป้องกันน้ำฝนชะล้างและกำหนดให้มีระบบฉีดพ่นน้ำเพื่อควบคุมฝุ่นละอองและเพื่อระงับเหตุถูกเฝื่อน นอกจากนี้ โครงการมีการจัดเตรียมที่จอดรถขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลบริเวณใกล้กับบ่อรวบรวมน้ำชะจากลานกองถ่านหินที่อยู่ด้านทิศตะวันตกของพื้นที่โครงการ และจัดเตรียมพื้นที่ลานกอง</p>		

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ																																																
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)																																																	
	เชื้อเพลิงชีวมวลให้สามารถรองรับการเผาเชื้อเพลิงชีวมวลจากรถบรรทุกได้พร้อมกันไม่น้อยกว่า 3 คัน ในครั้งเดียว เพื่อลดเวลาการจอดรอของรถบรรทุกเชื้อเพลิงชีวมวลที่จะเข้าสู่พื้นที่โครงการ นอกจากนี้ กำหนดให้รถบรรทุกที่ขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลเข้าสู่โครงการต้องปิดคลุมด้วยผ้าใบอย่างมิดชิด หากเชื้อเพลิงชีวมวลมีการตกหล่นบนผิวจราจรที่ใช้ขนส่งจะต้องให้ผู้จัดหาเชื้อเพลิงชีวมวลรับผิดชอบทำความสะอาดโดยห้ามกองชีวมวลที่ตกหล่นไว้บริเวณไหล่ของถนน มีการจัดเตรียมพื้นที่เพื่อติดตั้งจุดล้างล้อรถบรรทุกเชื้อเพลิงชีวมวลก่อนออกจากพื้นที่โครงการ และกำหนดให้มีการจัดเก็บข้อมูลของแหล่งที่มาของชีวมวลทุกล็อตที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในพื้นที่โครงการ																																																		
4. สารเคมี	<div>โครงการมีการใช้สารเคมีในระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำใช้และระบบควบคุมมลสารทางอากาศ มีรายละเอียดดังนี้</div> <table><tr><td>1) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์</td><td>541 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 0.01)</td><td></td></tr><tr><td>(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)</td><td></td></tr><tr><td>2) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์</td><td>824 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 10)</td><td></td></tr><tr><td>(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)</td><td></td></tr><tr><td>3) สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์</td><td>1,020.3 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 25-27)</td><td></td></tr><tr><td>(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)</td><td></td></tr><tr><td>4) สารละลายคาร์โบไฮเดรต</td><td>45.3 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 5-10)</td><td></td></tr><tr><td>(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)</td><td></td></tr><tr><td>5) หินปูน</td><td>37,472 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน)</td><td></td></tr><tr><td>6) แอมโมเนียแอนไฮไดรด์</td><td>1,673 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซอกไซด์ของไนโตรเจนที่หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบี)</td><td></td></tr><tr><td>7) ไตรโซเดียมฟอสเฟต</td><td>0.21 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)</td><td></td></tr><tr><td>8) สารละลายอลูมิเนียมคลอไรด์ไฮดรต</td><td>227 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 50)</td><td></td></tr><tr><td>(ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)</td><td></td></tr><tr><td>9) สารช่วยรวมตะกอน</td><td>9.2 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(มีโพลีอะคริลาไมด์เป็นองค์ประกอบ)</td><td></td></tr><tr><td>(ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)</td><td></td></tr></table>	1) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	541 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 0.01)		(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)		2) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	824 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 10)		(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)		3) สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์	1,020.3 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 25-27)		(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)		4) สารละลายคาร์โบไฮเดรต	45.3 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 5-10)		(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)		5) หินปูน	37,472 ตันต่อปี	(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน)		6) แอมโมเนียแอนไฮไดรด์	1,673 ตันต่อปี	(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซอกไซด์ของไนโตรเจนที่หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบี)		7) ไตรโซเดียมฟอสเฟต	0.21 ตันต่อปี	(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)		8) สารละลายอลูมิเนียมคลอไรด์ไฮดรต	227 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 50)		(ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)		9) สารช่วยรวมตะกอน	9.2 ตันต่อปี	(มีโพลีอะคริลาไมด์เป็นองค์ประกอบ)		(ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)		ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม
1) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	541 ตันต่อปี																																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 0.01)																																																			
(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)																																																			
2) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	824 ตันต่อปี																																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 10)																																																			
(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)																																																			
3) สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์	1,020.3 ตันต่อปี																																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 25-27)																																																			
(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)																																																			
4) สารละลายคาร์โบไฮเดรต	45.3 ตันต่อปี																																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 5-10)																																																			
(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)																																																			
5) หินปูน	37,472 ตันต่อปี																																																		
(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน)																																																			
6) แอมโมเนียแอนไฮไดรด์	1,673 ตันต่อปี																																																		
(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซอกไซด์ของไนโตรเจนที่หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบี)																																																			
7) ไตรโซเดียมฟอสเฟต	0.21 ตันต่อปี																																																		
(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)																																																			
8) สารละลายอลูมิเนียมคลอไรด์ไฮดรต	227 ตันต่อปี																																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 50)																																																			
(ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)																																																			
9) สารช่วยรวมตะกอน	9.2 ตันต่อปี																																																		
(มีโพลีอะคริลาไมด์เป็นองค์ประกอบ)																																																			
(ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)																																																			

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
	<p>10) สารควบคุมจุลชีพ 4.7 ต้นต่อปี (มี 2,2-ไดโบโรโม-3-ไนทริโล โพรพิโอนาไมด์ เป็นองค์ประกอบ) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p> <p>11) สารป้องกันการเกิดตะกรัน 23.5 ต้นต่อปี (มีสารโพลีออสฟอสเฟตเป็นองค์ประกอบ) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p> <p>12) สารละลายกรดซัลฟูริก 563 ต้นต่อปี (ความเข้มข้นร้อยละ 98) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p> <p>13) สารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ 563 ต้นต่อปี (ความเข้มข้นร้อยละ 50) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p>		
5. ผลกระทบ	<p>โครงการมีการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าส่วนหนึ่งให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และมีการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำอีกส่วนหนึ่งให้กับโรงงานต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดหรือพื้นที่ใกล้เคียง นอกจากนี้ มีการจำหน่ายน้ำใสและน้ำปราศจากแร่ธาตุเพื่อให้กับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดหรือพื้นที่ใกล้เคียงมีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) กระแสไฟฟ้า โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) 499 เมกะวัตต์ และมีกำลังไฟฟ้าสุทธิ (Net Power) ที่มีการจำหน่าย 474 เมกะวัตต์ โดยมีข้อตกลงเพื่อส่งไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้กับ กฟผ. 194 ส่วนที่เหลือจำหน่ายให้กับโรงงานต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดหรือพื้นที่ใกล้เคียงประมาณ 280 เมกะวัตต์</p> <p>2) ไอน้ำ โครงการมีปริมาณไอน้ำที่สามารถจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่มาบตาพุดโดยรวม 554 ต้นต่อชั่วโมง แบ่งเป็น 2 ส่วน มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ไอน้ำแรงดันสูง 310 ต้นต่อชั่วโมง</p> <p>(2) ไอน้ำแรงดันปานกลาง 244 ต้นต่อชั่วโมง</p> <p>3) น้ำใส โครงการมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำใส จำนวน 3 ชุด ที่มีกำลังการผลิตน้ำใสโดยรวม 36,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน มีความต้องการใช้น้ำใสจากกิจกรรมของโครงการรวมถึงกลุ่มโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดโดยรวม 16,493.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (โครงการมีการใช้น้ำใส 13,774 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน และส่งให้โครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด 2,719.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) ซึ่งยังคงสามารถผลิตและจำหน่ายน้ำใสให้กับลูกค้าที่ต้องการได้อีก 19,506.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ								
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)									
	<p>4) น้ำปราศจากแร่ธาตุ โครงการมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุจำนวน 4 ชุด ที่มีกำลังการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 16,320 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยที่ปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุจากกิจกรรมของโครงการรวมถึงกลุ่มโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดโดยรวม 11,713 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (โครงการมีการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ 3,226 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน และส่งให้โครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด 8,487 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) ซึ่งยังคงมีความสามารถผลิตและจำหน่ายน้ำปราศจากแร่ธาตุให้กับลูกค้าที่ต้องการได้อีก 4,607 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน</p>										
6. ระบบระบายความร้อนหรือระบบน้ำหล่อเย็น	<p>โครงการมีการติดตั้งสถานีสูบน้ำทะเลภายในพื้นที่โครงการเพื่อนำน้ำทะเลมาใช้ในการหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟพีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงทั้ง 3 ชุด ซึ่งเป็นระบบน้ำหล่อเย็นที่ใช้น้ำทะเลแบบใช้ครั้งเดียว (Once-Through Cooling Water System) โดยที่โครงการปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำทะเลในการหล่อเย็นโดยรวม 27.73 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที นอกจากนี้ เนื่องจากมีโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของโครงการและมีการใช้สถานีสูบน้ำทะเลร่วมกับโครงการเพื่อนำไปใช้หล่อเย็นเครื่องจักร จำนวน 2 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด ที่เปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ.2555 และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) ที่เปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ.2554 ทำให้ปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำทะเลจากสถานีสูบน้ำทะเลของโครงการโดยรวม 77.96 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม								
7. ระบบคมนาคม	<p>1) การขนส่งทางบก</p> <p>ปริมาณรถขนส่งที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการในภาพรวม 169 คันต่อวัน มีรายละเอียดดังนี้</p> <table><tr><td>* รถขนส่งเชื้อเพลิงซีมวอล</td><td>53 คันต่อวัน</td></tr><tr><td>* รถขนส่งสารเคมี</td><td>17 คันต่อวัน</td></tr><tr><td>* รถขนส่งมูลฝอยและกากอุตสาหกรรม</td><td>17 คันต่อวัน</td></tr><tr><td>* การเดินทางของพนักงาน</td><td>82 คันต่อวัน</td></tr></table> <p>2) การขนส่งทางน้ำ</p> <p>มีการขนส่งถ่านหินที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงที่หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟพีของโครงการผ่านทางเรือขนส่งจากต่างประเทศเข้าท่าเทียบเรือและระบบสายพานลำเลียงที่เป็นระบบปิดจากท่าเทียบเรือมายังพื้นที่ของโครงการ (ท่าเทียบเรือและระบบสายพานลำเลียงถ่านหินจากท่าเทียบเรือมายังพื้นที่โครงการอยู่ในความรับผิดชอบของ “โครงการท่าเรือขนถ่ายถ่านหินของโรงไฟฟ้า” ที่ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด) ซึ่งมีปริมาณการขนส่งถ่านหินด้วยเรือ จำนวน 19 เที่ยวต่อปี</p>	* รถขนส่งเชื้อเพลิงซีมวอล	53 คันต่อวัน	* รถขนส่งสารเคมี	17 คันต่อวัน	* รถขนส่งมูลฝอยและกากอุตสาหกรรม	17 คันต่อวัน	* การเดินทางของพนักงาน	82 คันต่อวัน	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม
* รถขนส่งเชื้อเพลิงซีมวอล	53 คันต่อวัน										
* รถขนส่งสารเคมี	17 คันต่อวัน										
* รถขนส่งมูลฝอยและกากอุตสาหกรรม	17 คันต่อวัน										
* การเดินทางของพนักงาน	82 คันต่อวัน										

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
8. ระบบระบายน้ำ	<p>ปัจจุบันมีการก่อสร้างและติดตั้งระบบระบายน้ำภายในพื้นที่โครงการ ซึ่งระบบระบายน้ำที่เป็นระบบที่แยกออกจากระบบระบายน้ำทิ้ง อีกทั้งแบ่งระบบระบายน้ำฝนออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ระบบระบายน้ำฝนของพื้นที่ที่มีโอกาสปนเปื้อน และระบบระบายน้ำฝนของพื้นที่ที่ไม่มีโอกาสปนเปื้อน มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) ระบบระบายน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อน พื้นที่หรือกิจกรรมของโครงการที่มีโอกาสทำให้น้ำฝนปนเปื้อนประกอบด้วยพื้นที่ 3 ส่วน ได้แก่ พื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้า พื้นที่เครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ และพื้นที่ลานกองถ่านหิน สำหรับพื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้าและพื้นที่เครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซจะมีการติดตั้งระบบระบายน้ำฝนโดยรอบเพื่อรวบรวมน้ำฝนที่อาจจะปนเปื้อนเข้าถังแยกน้ำมันก่อนระบายน้ำฝนที่ผ่านการบำบัดเข้าสู่ระบบระบายน้ำฝนที่ไม่ปนเปื้อนของโครงการและระบายออกสู่ภายนอกต่อไป ส่วนพื้นที่ลานกองถ่านหินที่ไม่มีหลังคาปกคลุมจะมีการติดตั้งระบบระบายน้ำฝนโดยรอบเพื่อรวบรวมน้ำฝนเข้าบ่อรวบรวมน้ำชะจากลานกองถ่านหินก่อนหมุนเวียนมาฉีดพรมพื้นที่ลานกองถ่านหินต่อไป</p> <p>2) ระบบระบายน้ำฝนที่ไม่มีโอกาสปนเปื้อน พื้นที่ที่ไม่มีโอกาสทำให้น้ำฝนปนเปื้อน ได้แก่ น้ำฝนที่ตกบริเวณหลังคาอาคารต่างๆ รวมถึงพื้นที่ส่วนการผลิตและระบบสาธารณูปโภคที่ไม่มีกิจกรรมที่อาจก่อให้เกิดการปนเปื้อน โดยมีการก่อสร้างและติดตั้งรางระบายน้ำฝนที่เป็นรางคอนกรีตเสริมเหล็กคอนกรีตรอบพื้นที่อาคารต่างๆ รวมถึงบริเวณถนนภายในพื้นที่ของโครงการเพื่อรวบรวมน้ำฝนที่เกิดขึ้นบางส่วนเข้ารางระบายน้ำและระบายลงคลองระบายน้ำยาว 500 เมตร ที่อยู่ด้านทิศตะวันตกของพื้นที่โครงการเพื่อระบายน้ำฝนลงแหล่งน้ำทะเลต่อไป อีกทั้งมีการระบายน้ำฝนจากพื้นที่บางส่วนลงรางระบายน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดที่อยู่ด้านทิศเหนือของพื้นที่โครงการก่อนระบายน้ำฝนลงทะเลต่อไป</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม
9. ระบบน้ำใช้	<p>โครงการมีแหล่งน้ำใช้ 2 ส่วนหลัก ได้แก่ การติดตั้งสถานีสูบน้ำทะเลภายในพื้นที่โครงการเพื่อนำน้ำทะเลมาใช้ในระบบน้ำหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า และมีการจ่ายน้ำทะเลให้กับโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการอีกบางส่วน และรับน้ำดิบมาจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเพื่อนำมาปรับปรุงคุณภาพน้ำก่อนนำมาใช้ในกิจกรรมของโครงการและมีการจำหน่ายน้ำใช้อีกส่วนหนึ่งให้กับโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) แหล่งน้ำทะเลและปริมาณการใช้น้ำทะเล โครงการมีการติดตั้งสถานีสูบน้ำทะเลภายในพื้นที่โครงการเพื่อนำน้ำทะเลมาใช้ในการหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าซึ่งเป็นระบบน้ำหล่อเย็นที่ใช้ น้ำทะเลแบบใช้ครั้งเดียว (Once-Through Cooling Water System) โดยที่โครงการมีความต้องการ</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
	<p>ใช้น้ำทะเลในการหล่อเย็นโดยรวม 27.73 ลบ.ม./วินาที (2,395,872 ลบ.ม./วัน) นอกจากนี้ ยังมีโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของโครงการ จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)) ซึ่งมีการใช้สถานีสูบน้ำทะเลร่วมกับโครงการเพื่อนำไปใช้หล่อเย็นเครื่องจักร 41.9 และ 8.33 ลบ.ม./วินาที ตามลำดับ (3,620,160 และ 719,712 ลบ.ม./วัน ตามลำดับ) ดังนั้น ทำให้ปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำทะเลจากสถานีสูบน้ำทะเลในภาพรวม 77.96 ลบ.ม./วินาที (6,735,744 ลบ.ม./วัน)</p> <p>2) แหล่งน้ำใช้และปริมาณน้ำใช้ของโครงการ</p> <p>ปัจจุบันรับน้ำดิบและน้ำประปาจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด กล่าวคือ โครงการรับน้ำประปาเพื่อนำมาใช้กับอาคารสำนักงานของโครงการ ในขณะที่น้ำดิบส่วนหนึ่งที่รับมาจากนิคมฯ จะถูกจำหน่ายให้กับโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือที่ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการและมีการนำน้ำดิบอีกส่วนหนึ่งเข้าระบบผลิตน้ำใสเพื่อปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำใสและน้ำปราศจากแร่ธาตุก่อนนำไปใช้ในกิจกรรมของโครงการบางส่วนและมีการส่งให้โครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของบริษัทในเครือที่ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการและโรงงานอุตสาหกรรมอื่นๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด ทั้งนี้โครงการรับน้ำใช้มาจากนิคมฯ โดยรวม 16,571.5 ลบ.ม./วัน แบ่งเป็นน้ำประปา 38 ลบ.ม./วัน และน้ำดิบ 16,533.5 ลบ.ม./วัน นอกจากนี้ โครงการสามารถหมุนเวียนน้ำทั้งจากส่วนต่างๆ กลับมาใช้ใหม่ภายในพื้นที่โครงการและส่งให้กับโครงการโรงไฟฟ้ากลุ่มบริษัทโกลว์โดยรวม 25,303 ลบ.ม./วัน และสามารถหมุนเวียนน้ำที่ระบายจากระบบผลิตไอน้ำจากโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์เข้าถึงน้ำดิบเพื่อนำไปผลิตน้ำใสก่อนนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้อีก 1,594 ลบ.ม./วัน ดังนั้น โครงการจึงมีความต้องการใช้น้ำจากทุกแหล่งโดยรวม 43,468.5 ลบ.ม./วัน แบ่งการใช้น้ำในแต่ละกิจกรรมดังนี้</p> <p>(1) น้ำใช้ภายในกิจกรรมโครงการ 17,070 ลบ.ม./วัน</p> <ul style="list-style-type: none"> * น้ำใช้สำหรับอาคารสำนักงาน 38 ลบ.ม./วัน (รับน้ำประปาจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด) * น้ำใช้สำหรับฉีดพ่นลานกองถ่านหิน 750 ลบ.ม./วัน (นำน้ำทั้งจากระบบบำบัดของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ น้ำทิ้งจากการล้างพื้นและน้ำชะจากลานกองถ่านหินที่ผ่านการตกตะกอนหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่) * น้ำใช้หล่อเย็นอุปกรณ์/เครื่องจักร 739 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพให้เป็นน้ำใสก่อนนำมาใช้ในส่วนนี้) * น้ำดับจับไอน้ำและลดอุณหภูมิน้ำทิ้งจาก 511 ลบ.ม./วัน จากระบบผลิตไอน้ำ (รับน้ำดิบจากนิคมฯ เพื่อนำมาใช้ในส่วนนี้) 		

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
	<p>* น้ำใช้ระบบ Water Injection 476 ลบ.ม./วัน เพื่อลด NOx ที่เกิดจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพให้เป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุก่อนนำมาใช้ในส่วนนี้)</p> <p>* น้ำเติมขดเคຍในระบบผลิตไอน้ำ 13,608 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุ รวมถึงรับน้ำคอนเดนเสทที่เกิดจากการใช้น้ำของลูกค้ายกกลับมาใช้ใหม่)</p> <p>* น้ำใช้ที่ระบบอาร์โอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 1,119 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำอาร์โอ)</p> <p>* น้ำใช้พื้นที่ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 182 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p> <p>* น้ำใช้ปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท 188 ลบ.ม./วัน (รับน้ำคอนเดนเสทที่เกิดจากการใช้น้ำของลูกค้ายกกลับมาใช้ใหม่)</p> <p>* น้ำล้างทำความสะอาดพื้นและอุปกรณ์ 21 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพให้เป็นน้ำใสก่อนนำมาใช้ในส่วนนี้)</p> <p>(2) ปริมาณน้ำที่จำหน่ายให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโครงการอื่น 25,836.5 ลบ.ม./วัน</p> <p>* จำหน่ายน้ำดิบให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ 1,123 ลบ.ม./วัน</p> <p>* จำหน่ายน้ำใสให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโรงงานอื่นๆ 2,719.5 ลบ.ม./วัน</p> <p>* จำหน่ายน้ำปราศจากแร่ธาตุให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโรงงานอื่นๆ 8,487 ลบ.ม./วัน</p> <p>* จำหน่ายน้ำคอนเดนเสทให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ 13,507 ลบ.ม./วัน</p> <p>3) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำใช้</p> <p>(1) ระบบผลิตน้ำใส ปัจจุบันมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำใสจำนวน 3 ชุด ที่มีกำลังการผลิตชุดละ 14,400 14,400 และ 7,200 ลบ.ม./วัน หรือมีกำลังการผลิตรวม 36,000 ลบ.ม./วัน ในขณะที่ปัจจุบันโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของบริษัทในเครือรวมถึงโรงงานในพื้นที่มาบตาพุดมีความต้องการใช้น้ำใสจากระบบผลิตน้ำใสของโครงการโดยรวม 16,493.5 ลบ.ม./วัน</p>		

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ																														
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)																															
	<p>(2) ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ มีการติดตั้งระบบระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุจำนวน 4 ชุด ที่มีกำลังการผลิตชุดละ 2,880 5,040 6,720 และ 1,680 ลบ.ม./วัน หรือมีกำลังการผลิตรวม 16,320 ลบ.ม./วัน ในขณะที่ปัจจุบันโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของบริษัทในเครือรวมถึงโรงงานในพื้นที่มาบตาพุดมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุจากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการโดยรวม 11,713 ลบ.ม./วัน</p> <p>(3) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท ปัจจุบันมีการติดตั้งระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทที่มีกำลังการผลิตรวม 13,440 ลบ.ม./วัน</p>																																
10. น้ำเสียและน้ำทิ้ง	<p>น้ำเสีย/น้ำทิ้งที่เกิดจากการดำเนินโครงการแบ่งเป็น 2 ส่วน ได้แก่ น้ำทิ้งที่เกิดจากการใช้น้ำใส/น้ำดิบ (น้ำจืด) และน้ำทิ้งที่เกิดจากการนำน้ำทะเลมาใช้หล่อเย็น มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) น้ำเสีย/น้ำทิ้งที่เกิดจากการใช้น้ำประปา/น้ำดิบ (น้ำจืด)</p> <table><tr><td>* น้ำทิ้งจากอาคารสำนักงาน</td><td>38 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำชะจากลานกองถ่านหิน</td><td>562 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการหล่อเย็น</td><td>739 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>อุปกรณ์/เครื่องจักร</td><td></td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากระบบอาร์โอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ</td><td>1,119 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ</td><td>182 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท</td><td>188 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากระบบผลิตไอน้ำ</td><td>806 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์</td><td>21 ลบ.ม./วัน</td></tr></table> <p>2) น้ำทิ้งที่เกิดจากการนำน้ำทะเลมาใช้หล่อเย็น</p> <p>ระบายน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นจากโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่ระบายลงคลองระบายน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นยาว 500 เมตร ของโครงการก่อนระบายลงทะเลรวม 77.96 ลบ.ม./วินาที</p> <table><tr><td>* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็น</td><td>27.73 ลบ.ม./วินาที</td></tr><tr><td>ของโครงการ</td><td></td></tr><tr><td>* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของ</td><td>41.90 ลบ.ม./วินาที</td></tr><tr><td>โรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท เกาะโคะวัน จำกัด</td><td></td></tr><tr><td>* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของ</td><td>8.33 ลบ.ม./วินาที</td></tr><tr><td>โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)</td><td></td></tr></table>	* น้ำทิ้งจากอาคารสำนักงาน	38 ลบ.ม./วัน	* น้ำชะจากลานกองถ่านหิน	562 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการหล่อเย็น	739 ลบ.ม./วัน	อุปกรณ์/เครื่องจักร		* น้ำทิ้งจากระบบอาร์โอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	1,119 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	182 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท	188 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากระบบผลิตไอน้ำ	806 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	21 ลบ.ม./วัน	* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็น	27.73 ลบ.ม./วินาที	ของโครงการ		* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของ	41.90 ลบ.ม./วินาที	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท เกาะโคะวัน จำกัด		* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของ	8.33 ลบ.ม./วินาที	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)		ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม
* น้ำทิ้งจากอาคารสำนักงาน	38 ลบ.ม./วัน																																
* น้ำชะจากลานกองถ่านหิน	562 ลบ.ม./วัน																																
* น้ำทิ้งจากการหล่อเย็น	739 ลบ.ม./วัน																																
อุปกรณ์/เครื่องจักร																																	
* น้ำทิ้งจากระบบอาร์โอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	1,119 ลบ.ม./วัน																																
* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	182 ลบ.ม./วัน																																
* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท	188 ลบ.ม./วัน																																
* น้ำทิ้งจากระบบผลิตไอน้ำ	806 ลบ.ม./วัน																																
* น้ำทิ้งจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	21 ลบ.ม./วัน																																
* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็น	27.73 ลบ.ม./วินาที																																
ของโครงการ																																	
* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของ	41.90 ลบ.ม./วินาที																																
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท เกาะโคะวัน จำกัด																																	
* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของ	8.33 ลบ.ม./วินาที																																
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)																																	

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
11. มลสารทางอากาศ	<p>โครงการมีแผนจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด ที่เคยทำงานร่วมกับหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี ชุดที่ 1 และ 2 โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) ส่วน CTG HRU 2A & 2B ถูกใช้งานต่อไปอีกประมาณ 15 ปี โดยมีการทำงาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด ดังนั้นทำให้มีปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ปล่อง แต่มีการเปิดดำเนินงานในสภาวะปกติ จำนวน 8 ปล่อง (หน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง) ประกอบด้วย ปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 5 ปล่อง และปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า จำนวน 3 ปล่อง ซึ่งทำให้อัตราการระบายมลสารทางอากาศลดลงส่วนหนึ่งจากการหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุดตามที่กล่าวแล้วข้างต้น นอกจากนี้ โครงการมีการแนวคิดที่จะเพิ่มการใช้แอมโมเนียแอนไฮไดรส์และหินปูนที่ในระบบบำบัดมลสารทางอากาศที่เกิดจากหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีของโครงการเพื่อปรับลดค่าควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) ที่เกิดจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี ทั้งนี้เพื่อนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการให้กับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทในเครือเพื่อทดแทนสัญญาจ่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อีก 2 โครงการที่ตั้งอยู่ติดกับพื้นที่โครงการด้านทิศเหนือและมีแผนจะเริ่มเปิดดำเนินการภายในปี พ.ศ. 2567 ได้แก่ “โครงการพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชันที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3</p> <p>ทั้งนี้มีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมของโครงการเป็น 2 กรณี มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) กรณีที่ 1 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด) จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมเท่ากับ 136.34 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p>	<p>จำนวนปล่องระบายและค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศจากแต่ละปล่องไม่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม แต่เนื่องจากรายงานฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพลังงานได้รับความสูงของปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ 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 ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้องแก้ไขข้อมูลความสูงปล่องระบายของ CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ให้สอดคล้องกับการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน</p> <p>ทั้งนี้มีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมของโครงการไม่แตกต่างจากเดิม โดยแบ่งเป็น 2 กรณี มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) กรณีที่ 1 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด) จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมเท่ากับ 136.34 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p>	<p>เมื่อพิจารณาผลการประเมินการแพร่กระจายมลสารทางอากาศที่เกิดจากปล่องระบายของโครงการในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ (ปล่อง CTG HRSG 3 และปล่อง CTG HRSG 4) โดยเปรียบเทียบในกรณีก่อนและหลังเปลี่ยนแปลงความสูงปล่องพบว่าภายหลังการเปลี่ยนแปลงระดับผลกระทบด้านคุณภาพอากาศมีค่าลดลง ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ส่งผลกระทบบนระดับต่ำ</p>

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
	<p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 96 ppm และ ≤ 27.62 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 175 ppm และ ≤ 70.04 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(5) ปล่อง CFB & STG 2 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CTG HRSG 3 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 4 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CFB & STG 3 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(2) กรณีที่ 2 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด) จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO2) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 120.21 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ มีรายละเอียดดังนี้</p>	<p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 96 ppm และ ≤ 27.62 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 175 ppm และ ≤ 70.04 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(5) ปล่อง CFB & STG 2 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CTG HRSG 3 (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 4 (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CFB & STG 3 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(2) กรณีที่ 2 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด) จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO2) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 120.21 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ มีรายละเอียดดังนี้</p>	

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
	<p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 175 ppm และ ≤ 70.04 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(5) ปล่อง CFB & STG 2 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CTG HRSG 3 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 4 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CFB & STG 3 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p>	<p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2 (ความสูง 35 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 175 ppm และ ≤ 70.04 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(5) ปล่อง CFB & STG 2 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CTG HRSG 3 (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 4 (ความสูง 60 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CFB & STG 3 (ความสูง 100 เมตร)</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p>	

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ																																		
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)																																			
12. ระดับเสียง	แหล่งกำเนิดเสียงที่สำคัญของโครงการ ได้แก่ พัดลมเป่าอากาศของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงและระบบดักฝุ่นแบบลงกรอง หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) และหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator) ทั้งนี้โครงการมีมาตรการในการควบคุมระดับเสียงจากแหล่งกำเนิดเสียงที่สำคัญข้างต้นโดยการติดตั้งผนังล้อมรอบเครื่องจักรหรือ Encloser และกำหนดให้มีแผนการซ่อมบำรุงเครื่องจักรในเชิงป้องกัน นอกจากนี้ ปัจจุบันมีการติดตั้งอุปกรณ์ลดเสียงหรือไซเลนเซอร์ (Silencer) เพื่อลดเสียงดังกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินเมื่อความดันในระบบไอน้ำสูงเกินค่ากำหนดและจำเป็นต้องระบายไอน้ำออกจากระบบบางส่วนเพื่อควบคุมความดันในระบบไอน้ำให้มีความเหมาะสม	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม																																		
13. การจัดการกากของเสีย	<div>ของเสียที่เกิดขึ้นจากการดำเนินการ มีรายละเอียดดังนี้</div> <table><tr><td>* มูลฝอยจากพนักงานและอาคารสำนักงาน</td><td>81.83 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* เล้าหนัก</td><td>16,000 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* เล้าเบา</td><td>110,000 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* เรซินที่เสื่อมสภาพ</td><td>4.9 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* กากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสีย</td><td>40 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* กากตะกอนจากระบบผลิตน้ำใส</td><td>1,005 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* น้ำมันจากถังแยกน้ำมัน</td><td>20 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* ถ่านกัมมันต์เสื่อมสภาพ</td><td>1 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* ภาชนะบรรจุสารเคมีที่ใช้แล้ว</td><td>20 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* อนุวณกันความร้อนเสื่อมสภาพ</td><td>3 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* แบตเตอรี่ที่ใช้แล้ว</td><td>0.75 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* แผงวงจรไฟฟ้าที่ใช้แล้ว</td><td>0.4 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* แผ่นกรองน้ำที่เสื่อมสภาพ</td><td>8.1 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* น้ำมันหล่อลื่นที่เสื่อมสภาพ</td><td>12 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* แผ่นกรองอากาศที่เสื่อมสภาพ</td><td>3.8 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* น้ำยาล้างเครื่องกังหันก๊าซเสื่อมสภาพ</td><td>94 ตัน/ปี</td></tr><tr><td>* วัสดุปนเปื้อน</td><td>40 ตัน/ปี</td></tr></table>	* มูลฝอยจากพนักงานและอาคารสำนักงาน	81.83 ตัน/ปี	* เล้าหนัก	16,000 ตัน/ปี	* เล้าเบา	110,000 ตัน/ปี	* เรซินที่เสื่อมสภาพ	4.9 ตัน/ปี	* กากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสีย	40 ตัน/ปี	* กากตะกอนจากระบบผลิตน้ำใส	1,005 ตัน/ปี	* น้ำมันจากถังแยกน้ำมัน	20 ตัน/ปี	* ถ่านกัมมันต์เสื่อมสภาพ	1 ตัน/ปี	* ภาชนะบรรจุสารเคมีที่ใช้แล้ว	20 ตัน/ปี	* อนุวณกันความร้อนเสื่อมสภาพ	3 ตัน/ปี	* แบตเตอรี่ที่ใช้แล้ว	0.75 ตัน/ปี	* แผงวงจรไฟฟ้าที่ใช้แล้ว	0.4 ตัน/ปี	* แผ่นกรองน้ำที่เสื่อมสภาพ	8.1 ตัน/ปี	* น้ำมันหล่อลื่นที่เสื่อมสภาพ	12 ตัน/ปี	* แผ่นกรองอากาศที่เสื่อมสภาพ	3.8 ตัน/ปี	* น้ำยาล้างเครื่องกังหันก๊าซเสื่อมสภาพ	94 ตัน/ปี	* วัสดุปนเปื้อน	40 ตัน/ปี	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม
* มูลฝอยจากพนักงานและอาคารสำนักงาน	81.83 ตัน/ปี																																				
* เล้าหนัก	16,000 ตัน/ปี																																				
* เล้าเบา	110,000 ตัน/ปี																																				
* เรซินที่เสื่อมสภาพ	4.9 ตัน/ปี																																				
* กากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสีย	40 ตัน/ปี																																				
* กากตะกอนจากระบบผลิตน้ำใส	1,005 ตัน/ปี																																				
* น้ำมันจากถังแยกน้ำมัน	20 ตัน/ปี																																				
* ถ่านกัมมันต์เสื่อมสภาพ	1 ตัน/ปี																																				
* ภาชนะบรรจุสารเคมีที่ใช้แล้ว	20 ตัน/ปี																																				
* อนุวณกันความร้อนเสื่อมสภาพ	3 ตัน/ปี																																				
* แบตเตอรี่ที่ใช้แล้ว	0.75 ตัน/ปี																																				
* แผงวงจรไฟฟ้าที่ใช้แล้ว	0.4 ตัน/ปี																																				
* แผ่นกรองน้ำที่เสื่อมสภาพ	8.1 ตัน/ปี																																				
* น้ำมันหล่อลื่นที่เสื่อมสภาพ	12 ตัน/ปี																																				
* แผ่นกรองอากาศที่เสื่อมสภาพ	3.8 ตัน/ปี																																				
* น้ำยาล้างเครื่องกังหันก๊าซเสื่อมสภาพ	94 ตัน/ปี																																				
* วัสดุปนเปื้อน	40 ตัน/ปี																																				
14. ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย	<div>โครงการมีการติดตั้งระบบป้องกันและระงับอัคคีภัยทั้งภายในและนอกอาคารเพื่อให้ครอบคลุมกิจกรรมที่อาจก่อให้เกิดเหตุฉุกเฉินได้ สำหรับการออกแบบและติดตั้งระบบอุปกรณ์ดับเพลิงภายในพื้นที่ของโครงการอ้างอิงตามมาตรฐาน NFPA สำหรับอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยที่ถูกติดตั้งภายในพื้นที่ของโครงการ ประกอบด้วย</div> <table><tr><td>* ตู้เก็บสายน้ำดับเพลิง</td><td>จำนวน 26 ชุด</td></tr><tr><td>* หัวจ่ายน้ำดับเพลิง</td><td>จำนวน 52 ชุด</td></tr><tr><td>* ระบบหัวกระจายน้ำดับเพลิงอัตโนมัติ</td><td>จำนวน 51 ชุด</td></tr></table>	* ตู้เก็บสายน้ำดับเพลิง	จำนวน 26 ชุด	* หัวจ่ายน้ำดับเพลิง	จำนวน 52 ชุด	* ระบบหัวกระจายน้ำดับเพลิงอัตโนมัติ	จำนวน 51 ชุด	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม																												
* ตู้เก็บสายน้ำดับเพลิง	จำนวน 26 ชุด																																				
* หัวจ่ายน้ำดับเพลิง	จำนวน 52 ชุด																																				
* ระบบหัวกระจายน้ำดับเพลิงอัตโนมัติ	จำนวน 51 ชุด																																				

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานฯ ฉบับล่าสุด (พ.ศ. 2565)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 9)	
	<ul style="list-style-type: none"> * ถังดับเพลิง <ul style="list-style-type: none"> • ถังดับเพลิงแบบมือถือ จำนวน 91 ถัง • ถังดับเพลิงชนิด CO₂ จำนวน 93 ถัง • ถังดับเพลิงชนิดโฟม จำนวน 6 ถัง • เครื่องดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง จำนวน 5 ถัง • ถังดับเพลิงชนิดละอองน้ำยา จำนวน 320 ถัง * เครื่องตรวจจับความร้อน จำนวน 81 ชุด * เครื่องตรวจจับควัน จำนวน 668 ชุด * รถดับเพลิงจำนวน จำนวน 1 คัน * ถังสำรองน้ำดับเพลิงขนาดความจุ 1,143 ลูกบาศก์เมตร รวมทั้งได้จัดให้มีเครื่องสูบน้ำดับเพลิง (Fire Pump) จำนวน 2 ชุด คือ เครื่องสูบน้ำดับเพลิงชนิดขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้า ขนาด 2,500 แกลลอนต่อนาที (568 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง) จำนวน 1 ชุด และเครื่องสูบน้ำดับเพลิงชนิดขับเคลื่อนด้วยเครื่องยนต์ดีเซลขนาด 2,500 แกลลอนต่อนาที (568 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง) จำนวน 1 ชุด ทั้งนี้ปริมาณน้ำสำรองดับเพลิงดังกล่าวสามารถรองรับกรณีเกิดเหตุเพลิงไหม้บริเวณดังกล่าวได้ไม่ต่ำกว่า 2 ชั่วโมง 		
15. พนักงาน	<p>พนักงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) พนักงานของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด จำนวน 80 คน เพื่อควบคุมการผลิตของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ชุดที่ 1 และ 2 (CFB & STG 1 และ CFB & STG 2)</p> <p>(2) พนักงานของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด จำนวน 77 คน เพื่อควบคุมการผลิตของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 4 ชุด (Cogen unit 1, 2, CTG HRU 2A&2B)</p> <p>(3) พนักงานของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) จำนวน 33 คน เพื่อควบคุมการผลิตของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ชุดที่ 3 (CFB & STG 3) และหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 2 ชุด ได้แก่ (Cogen unit 3 & 4)</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม

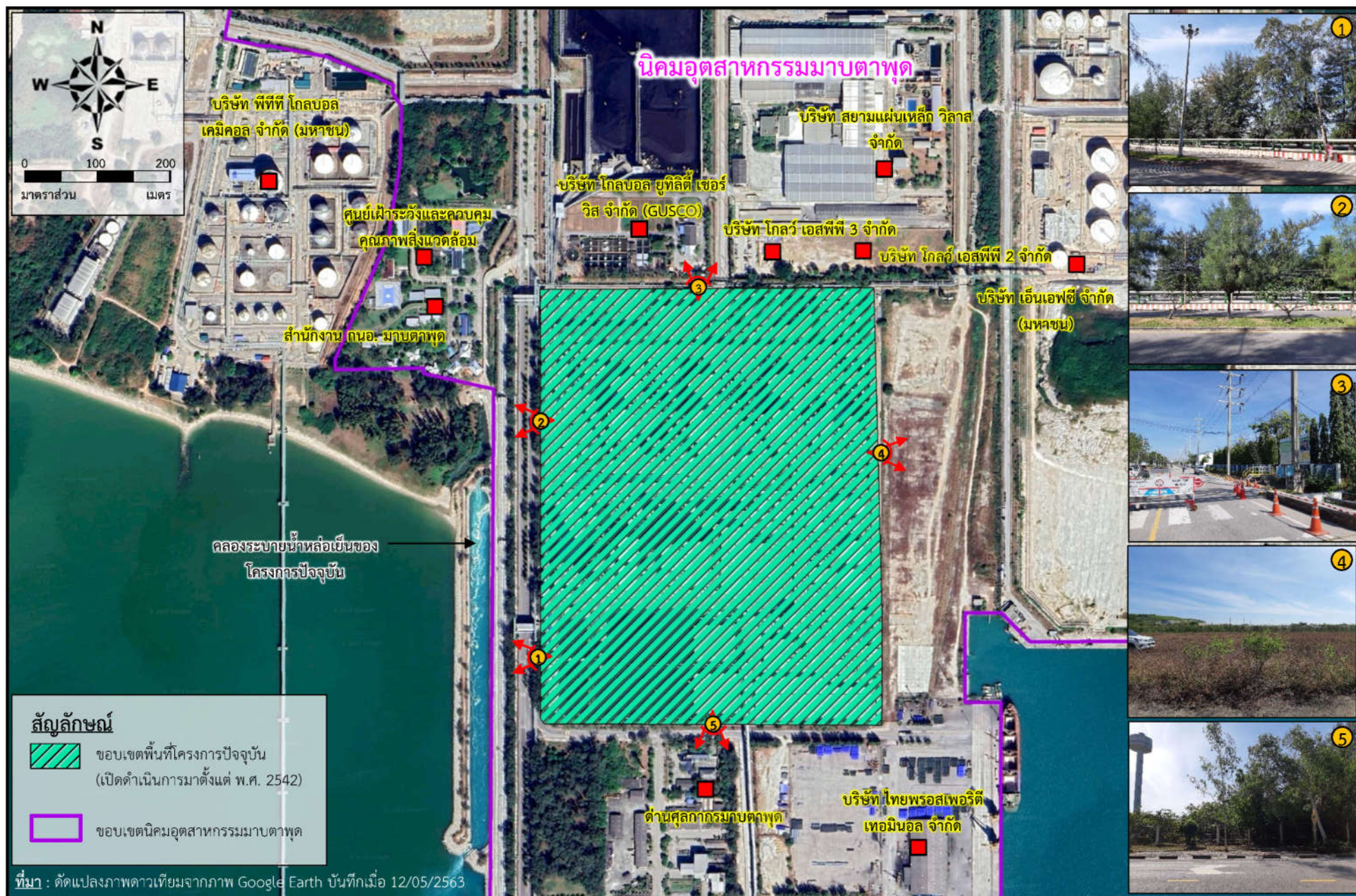
2.2 ที่ตั้งโครงการและการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ

2.2.1 ที่ตั้งโครงการ

โครงการปัจจุบันเริ่มเปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2542 ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง (ที่ตั้งโครงการอ้างอิงถึงรูปที่ 1.1-1 ในบทที่ 1) มีขนาดพื้นที่โดยรวมประมาณ 180 ไร่ ทั้งนี้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ไม่ทำให้ที่ตั้งและขนาดพื้นที่ของโครงการแตกต่างจากเดิม

สำหรับภาพถ่ายดาวเทียมแสดงลักษณะการใช้ประโยชน์โดยรอบอาณาเขตพื้นที่ของโครงการในปัจจุบันแสดงดังรูปที่ 2.2.1-1 มีรายละเอียดดังนี้

ทิศเหนือ	ติดกับรางระบายน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ถัดไปเป็นพื้นที่จัดการระบบสาธารณูปโภคที่ดำเนินการโดยบริษัท โกลบอล ยูทิลิตี้ เซอร์วิส จำกัด และพื้นที่ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งมีแผนจะพัฒนาและก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของโครงการปัจจุบัน
ทิศใต้	ติดกับถนนภายในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด และถัดไปเป็นพื้นที่ของด่านศุลกากรมาบตาพุดของท่าเทียบเรือมาบตาพุด
ทิศตะวันออก	ติดกับพื้นที่ว่างภายในนิคมฯ และพื้นที่ของบริษัท เอ็นเอฟซี จำกัด (มหาชน)
ทิศตะวันตก	ติดกับถนนไอ-หนึ่ง ของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ถัดไปเป็นคลองระบายน้ำหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าเดิม และทะเลอ่าวไทย



รูปที่ 2.2.1-1 การใช้ประโยชน์ที่ดินโดยรอบพื้นที่โครงการในปัจจุบัน

2.2.2 การใช้ประโยชน์ที่ดินและผังองค์ประกอบโครงการ

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ไม่ทำให้ผังการใช้ประโยชน์พื้นที่และสัดส่วนการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม โดยที่ผังการใช้ประโยชน์ของโครงการแสดงดังรูปที่ 2.2.2-1 ในขณะที่สัดส่วนการใช้ประโยชน์พื้นที่ในแต่ละกิจกรรมภายในพื้นที่ของโครงการแสดงดังตารางที่ 2.2.2-1 โดยที่โครงการมีขนาดพื้นที่โดยรวมประมาณ 180 ไร่ แบ่งการใช้ประโยชน์เป็น 2 ส่วนหลัก ได้แก่ พื้นที่ที่จัดสรรให้เป็นที่ตั้งโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ 40 ไร่ และพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินงานของโครงการ 140 ไร่ มีรายละเอียดดังนี้

1) พื้นที่ที่จัดสรรให้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการไม่มีผลกระทบทำให้พื้นที่ที่ถูกจัดสรรให้เป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม กล่าวคือ ปัจจุบันมีการจัดสรรพื้นที่ประมาณ 40 ไร่ เพื่อเป็นที่ตั้งโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ จำนวน 2 โครงการ มีรายละเอียดดังนี้

(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) มีขนาดพื้นที่ประมาณ 5 ไร่ เริ่มเปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 ปัจจุบันมีการดำเนินการหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ Combustion Turbine Generator (CTG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และ Steam Turbine Generator (STG) จำนวน 1 ชุด มีกำลังการผลิตรวม (Gross Power) สูงสุด 401 เมกะวัตต์ (กรณีที่ไม่จำหน่ายไอน้ำ)

(2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ดำเนินการโดยบริษัท เก็คโค-วัน จำกัด มีขนาดพื้นที่ประมาณ 35 ไร่ เริ่มเปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 ปัจจุบันมีการดำเนินการหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบ Pulverized Coal-Fired Boiler ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงและ Steam Turbine Generator (STG) จำนวน 1 ชุด มีกำลังการผลิตรวม (Gross Power) 700 เมกะวัตต์

นอกจากนี้ โครงการปัจจุบันจะเป็นผู้ให้บริการหรือสนับสนุนระบบสาธารณูปโภคให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือที่ตั้งอยู่ภายในพื้นที่โครงการทั้ง 2 โครงการข้างต้น รวมถึงจะมีการสนับสนุนระบบสาธารณูปโภคให้กับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่อีก 2 โครงการของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่จะตั้งอยู่บนพื้นที่ใหม่ด้านทิศเหนือของพื้นที่โครงการเพื่อทดแทนสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ของโครงการปัจจุบัน ได้แก่ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม” ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง” ที่ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด



รูปที่ 2.2.2-1 ผังการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ

ตารางที่ 2.2.2-1

สัดส่วนการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ

การใช้ประโยชน์ที่ดินแต่ละกิจกรรม	สัดส่วนการใช้ประโยชน์พื้นที่ของโครงการ	
	ไร่	ร้อยละ
1) พื้นที่ที่จัดสรรให้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ	40.00	100.00
(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (เปิดดำเนินการ พ.ศ. 2554)	5.0	12.5
(2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน บริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด (เปิดดำเนินการ พ.ศ. 2555)	35.0	87.5
2) พื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของโครงการ	140.00	100.00
(1) พื้นที่ส่วนการผลิต	22.25	15.89
(2) พื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิต	45.81	32.72
(3) พื้นที่เก็บพักถ่านหิน	18.31	13.08
(4) พื้นที่วางและถนน	44.39	31.71
(5) พื้นที่สีเขียว ^{1/}	9.24 ^{1/}	6.60
พื้นที่โดยรวมของโครงการ	180.00	-

หมายเหตุ : ^{1/}โครงการจัดสรรให้มีพื้นที่สีเขียวโดยรวม 9.24 ไร่ หรือเท่ากับร้อยละ 5.13 ของพื้นที่โครงการทั้งหมด (180 ไร่) นอกจากนี้ เนื่องจากพื้นที่ของโครงการบางส่วนถูกจัดสรรให้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ จำนวน 2 โครงการ จึงมีการแบ่งความรับผิดชอบในการดูแลพื้นที่สีเขียวข้างต้นดังนี้

- (1) พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการ 7.16 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 5.11 ของพื้นที่ที่ใช้ดำเนินโครงการปัจจุบัน
- (2) พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 0.29 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 5.8 ของพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)
- (3) พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด 1.79 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 5.11 ของพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2566

2) พื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินการของโครงการ

ปัจจุบันมีพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินการของโครงการโดยรวม 140 ไร่ ทั้งนี้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการจะไม่ทำให้พื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินการของโครงการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม มีรายละเอียดดังนี้

(1) พื้นที่ส่วนการผลิต

เป็นพื้นที่ที่ถูกจัดสรรไว้ติดตั้งอุปกรณ์/เครื่องจักรที่ใช้ในการผลิตโดยตรง สำหรับโครงการปัจจุบันมีสัดส่วนพื้นที่ส่วนการผลิต 22.25 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 15.89 ของพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินการของโครงการ (140 ไร่) ประกอบด้วย หน่วยผลิตไฟฟ้าจำนวน 11 ชุด แบ่งเป็น หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Combustion Turbine Generator; CTG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 8 ชุด และหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบี (Circulating Fluidized Bed; CFB) ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3 ชุด นอกจากนี้ ประกอบด้วยเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำชนิด Back Pressure จำนวน 5 ชุด ที่มีการติดตั้งเพื่อทดแทนการทำงาน Pressure Control Valve เพื่อปรับลดความดันของไอน้ำที่ผลิตได้ให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้ลูกค้าต่อไป อย่างไรก็ตาม โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) ส่วน CTG HRU 2A & 2B ถูกใช้งาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ยังไม่มีแผนจะรื้อถอนหน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRU 1A & 1B ที่ถูกยกเลิกการใช้งานในขณะนี้ เนื่องจากคำนึงถึงความปลอดภัยและอาจเกิดผลกระทบจากการรื้อถอน ทั้งนี้หากมีความชัดเจนสำหรับแนวทางการดำเนินการกับ CTG HRU 1A & 1B ที่ถูกยกเลิกการใช้งานแล้ว บริษัทฯ จะมีการแจ้งต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้รับทราบหรือพิจารณาต่อไป

(2) พื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิต

เป็นพื้นที่ที่จัดไว้สำหรับจัดวางอุปกรณ์ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการผลิตโดยตรง แต่เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบเสริมการผลิตหรือระบบสาธารณูปโภค สำหรับโครงการปัจจุบันมีสัดส่วนพื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิต 45.81 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 32.72 พื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่) ประกอบด้วย อาคารสำนักงาน ลานจอดรถ สถานีควบคุมความดันก๊าซ โรงอาหาร ไซโลพักถ่านหิน ไซโลพักถ่านหิน อาคารควบคุมส่วนกลาง อาคารเก็บน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว สถานีไฟฟ้าย่อย ระบบผลิตน้ำใช้ (น้ำใส/น้ำประปา/น้ำปราศจากแร่ธาตุ) ถังสำรองน้ำดับเพลิง อาคารเก็บสารเคมี สถานีสูบน้ำทะเลเพื่อหล่อเย็นเครื่องจักร อาคารผลิตสารโซเดียมไฮโปคลอไรต์ อาคารบดถ่านหิน อาคารบดหินปูน อาคารเก็บกากหินปูน อาคารเก็บของ/ซ่อมบำรุง บ่อรวบรวมน้ำจากลานกองถ่านหิน/ระบบบำบัดน้ำเสียทาง

(3) พื้นที่เก็บพักถ่านหิน

เป็นพื้นที่ที่ถูกจัดสรรไว้เพื่อเก็บพักถ่านหินก่อนนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงที่หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี 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 หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 31.71 ของพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่) อย่างไรก็ตาม การคำนวณที่ว่างภายในพื้นที่ของโครงการอ้างอิงตามนิยามของประกาศการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยที่ 103/2556 เรื่อง การพัฒนาที่ดินสำหรับผู้ประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม กล่าวคือ “พื้นที่อันปราศจากหลังคาหรือสิ่งปกคลุมซึ่งพื้นที่ดังกล่าว อาจจะจัดเป็นบ่อน้ำ สระว่ายน้ำ บ่อพักน้ำเสีย ที่พักมูลฝอย หรือที่จอดรถ ที่อยู่นอกอาคารก็ได้ และให้ความหมายรวมถึงพื้นที่ของสิ่งก่อสร้าง หรืออาคารที่สูงจากระดับพื้นดิน ไม่เกิน 1.2 เมตร และไม่มีหลังคาหรือสิ่งก่อสร้างปกคลุมเหนือระดับนั้น” ทั้งนี้เมื่อพิจารณาที่ว่างเทียบกับพื้นที่ทั้งหมด 180 ไร่ พบว่ามีพื้นที่ว่างคิดเป็นร้อยละ 49.39 แต่หากพิจารณาที่ว่างเทียบกับพื้นที่ที่ใช้สำหรับกิจกรรมของโครงการ 140 ไร่ พบว่ามีที่ว่างคิดเป็นร้อยละ 63.82 ซึ่งมีความสอดคล้องตามประกาศการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยข้างต้น ซึ่งกำหนดให้มีที่ว่างไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของพื้นที่โครงการ

(5) พื้นที่สีเขียว

เป็นพื้นที่ที่ถูกจัดสรรเพื่อมุ่งเน้นใช้ประโยชน์เป็นแนวป้องกันและเพื่อเพิ่มทัศนียภาพภายในพื้นที่โครงการ โดยที่โครงการมีการจัดสรรให้มีพื้นที่สีเขียวโดยรวม 9.24 ไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 5.13 ของพื้นที่โดยรวมของโครงการ (180 ไร่) หรือคิดเป็นร้อยละ 6.6 ของพื้นที่ที่ถูกใช้ประโยชน์ในการดำเนินโครงการ (140 ไร่) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากพื้นที่ของโครงการบางส่วนในปัจจุบันถูกจัดสรรให้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ จำนวน 2 โครงการ จึงมีการแบ่งความรับผิดชอบการดูแลพื้นที่สีเขียวข้างต้นดังนี้

ก) พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการ 7.16 ไร่ หากคิดสัดส่วนพื้นที่สีเขียวต่อพื้นที่ที่ใช้ดำเนินโครงการ (140 ไร่) คิดเป็นร้อยละ 5.11

ข) พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 0.29 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 5.8 ของพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

ค) พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในการดูแลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน บริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด 1.79 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 5.11 ของพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด

สำหรับแนวทางการพัฒนาพื้นที่สีเขียวของโครงการปัจจุบันที่ผ่านมามุ่งเน้นจัดสรรพื้นที่สีเขียวให้อยู่ในบริเวณขอบเขตพื้นที่โครงการให้มากที่สุดตามความเหมาะสมของการใช้ประโยชน์พื้นที่และตามข้อกำหนดด้านความปลอดภัย เช่น ขอบเขตพื้นที่บางส่วนอยู่ติดกับพื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้าหรือแนวท่อลำเลียงเชื้อเพลิงหรือสารเคมี จึงมีข้อกำหนดที่ไม่สามารถปลูกต้นไม้ในบริเวณดังกล่าวได้ ทั้งนี้โครงการมีการคัดเลือกพรรณไม้ที่ปลูกบริเวณพื้นที่สีเขียวให้เป็นไม้ยืนต้นที่ไม่มีการผลัดใบ ได้แก่ ต้นสนประดิพัทธ์ ต้นนนทรี ต้นตีนเป็ด ต้นไทรเกาหลี ต้นหมากแดง ต้นหูกกระจัง และโอศกอินเดีย ทั้งนี้พรรณไม้บางส่วนที่ปลูกในพื้นที่สีเขียวของโครงการในปัจจุบันมีศักยภาพในการลดมลพิษทางอากาศ กล่าวคือ ต้นสนประดิพัทธ์สามารถลดผลกระทบจาก

ฝุ่นละอองได้ ในขณะที่ต้นอโศกอินเดียสามารถลดผลกระทบจากก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์และก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนได้ (อ้างอิงจากหนังสือพรรณไม้ที่มีศักยภาพลดมลพิษในพื้นที่จังหวัดระยองและพื้นที่ใกล้เคียง ฉบับประชาชน โดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, 2555) นอกจากนี้ โครงการมีการกำหนดแผนบำรุงรักษาต้นไม้บริเวณพื้นที่สีเขียวของโครงการ ดังนี้

- ก) การรดน้ำ กำหนดให้มีการรดน้ำต้นไม้เป็นประจำอย่างน้อยสัปดาห์ละ 3 ครั้ง
- ข) การใส่ปุ๋ย กำหนดให้มีแผนการใส่ปุ๋ยเพื่อปรับปรุงคุณภาพดินให้เหมาะสมกับการเจริญเติบโตของต้นไม้อย่างน้อย 1 ครั้งต่อ 3 เดือน
- ค) การกำจัดวัชพืช กำหนดให้มีแผนการกำจัดวัชพืชอย่างน้อย 1 ครั้งต่อ 6 เดือน ทั้งนี้เพื่อป้องกันวัชพืชแย่งอาหารและน้ำทำให้ต้นไม้ที่ปลูกมีความเจริญเติบโตช้าลง รวมถึงเป็นแหล่งสะสมและที่อยู่อาศัยของโรคและแมลงต่างๆ
- ง) การสำรวจการรอดตายและการปลูกทดแทน กำหนดให้มีแผนการสำรวจการรอดตาย และการปลูกทดแทนต้นไม้ที่ตายแล้วให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน

2.3 การจัดการและควบคุมมลสารทางอากาศ

2.3.1 แหล่งกำเนิดและการควบคุมมลสารทางอากาศ

โครงการปัจจุบันมีการเปิดดำเนินการหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า 2 ส่วน ได้แก่ หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง และหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ดังนั้น แหล่งมลสารทางอากาศที่สำคัญของโครงการปัจจุบันคือปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าต่างๆ ของโครงการ ทั้งนี้รายงานฯ ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิมระบุว่าโครงการมีแผนจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) ส่วน CTG HRU 2A & 2B ถูกใช้งาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด ดังนั้น ทำให้มีปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ปล่อง แต่มีการเปิดดำเนินงานในสภาวะปกติ จำนวน 8 ปล่อง (หน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง) ประกอบด้วย ปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 5 ปล่อง (โครงการปัจจุบันมีการติดตั้งระบบฉีดพ่นน้ำหรือ Water injection เข้าห้องเผาไหม้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซเพื่อป้องกันหรือลดการเกิดก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน) และปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า จำนวน 3 ปล่อง (โครงการปัจจุบันติดตั้งระบบเอสเอ็นซีอาร์หรือ Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) หรือระบบฉีดแอมโมเนียเข้าห้องเผาไหม้ของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีแต่ละชุดเพื่อกำจัดก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดขึ้น รวมทั้งมีการควบคุมการรับถ่านหินบิทูมินัสที่มีองค์ประกอบของซัลเฟอร์ไม่เกินร้อยละ 1 และติดตั้งระบบป้อนหินปูนเข้าห้องเผาไหม้ของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีแต่ละชุดเพื่อกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เกิดขึ้น นอกจากนี้มีการติดตั้งระบบดักฝุ่นแบบถุงกรองเพื่อควบคุมฝุ่นละอองที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงถ่านหิน) นอกจากนี้ รายงานฯ ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิมระบุว่าโครงการจะเพิ่มการใช้แอมโมเนียแอนไฮไดรส์และหินปูนที่ในระบบบำบัดมลสารทางอากาศที่เกิดจากหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีของโครงการเพื่อปรับลดค่าควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ที่เกิดจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี ทั้งนี้เพื่อนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการให้กับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทในเครือเพื่อทดแทนสัญญาจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อีก 2 โครงการที่ตั้งอยู่ติดกับพื้นที่โครงการด้านทิศเหนือและมีแผนจะเริ่มเปิดดำเนินการภายในปี พ.ศ. 2567 ได้แก่ “โครงการพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม” ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง” ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3

สำหรับค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศหลังปรับลดการระบายมลสารทางอากาศจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการแบ่งได้เป็น 2 กรณี มีรายละเอียดดังนี้

1) กรณีที่ 1 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด)

กรณีนี้โครงการจะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมเท่ากับ 136.34 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที โดยที่รายละเอียดการระบายมลสารทางอากาศของแต่ละปล่องระบายของโครงการปัจจุบันกรณีนี้แสดงดังตารางที่ 2.3.1-1 สำหรับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ไม่ทำให้จำนวนแหล่งกำเนิดมลสารทางอากาศและค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศแตกต่างจากเดิม แต่เนื่องจากรายงานฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพลังงานได้ระบุความสูงของปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ 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 ที่มีการก่อสร้างและเปิดดำเนินงานมาตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2547 มีความสูง 60 เมตร ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้องแก้ไขข้อมูลความสูงปล่องระบายของ ของ CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ให้สอดคล้องกับการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน โดยที่รายละเอียดการระบายมลสารทางอากาศของแต่ละปล่องระบายของโครงการในกรณีนี้หลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการแสดงดังตารางที่ 2.3.1-2

2) กรณีที่ 2 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด)

กรณีนี้จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 120.21 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ โดยที่รายละเอียดการระบายมลสารทางอากาศของแต่ละปล่องระบายของโครงการปัจจุบันกรณีนี้แสดงดังตารางที่ 2.3.1-3 สำหรับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ไม่ทำให้จำนวนแหล่งกำเนิดมลสารทางอากาศและค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศแตกต่างจากเดิม แต่เนื่องจากรายงานฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพลังงานได้ระบุความสูงของปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ 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 ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้องแก้ไขข้อมูลความสูงปล่องระบายของ ของ CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ให้สอดคล้องกับการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน โดยที่รายละเอียดการระบายมลสารทางอากาศของแต่ละปล่องระบายของโครงการในกรณีนี้หลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการแสดงดังตารางที่ 2.3.1-4

ตารางที่ 2.3.1-1

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{3/}

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit Temp (K)	Exit Velocity (m/s)	Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)				NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	96	175	55	27.62	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	35	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	35	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	136.34	210.79	26.48

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด

ตารางที่ 2.3.1-2

แหล่งกำเนิดและค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศของโครงการเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{3/} หลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit Temp (K)	Exit Velocity (m/s)	Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)				NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRS G1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRS G2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	96	175	55	27.62	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRS G 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRS G 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	136.34	210.79	26.48

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด

ตารางที่ 2.3.1-3

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ^{3/}

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit	Exit	Flow ^{1/}	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height	DIA.	Temp	Velocity	Rate	NO _x	SO ₂	TSP	(g/s)		
					(m)	(m)							(K)	(m/s)	(Nm ³ /s)
1	ปล่อง CTG HRS G1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRS G2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	175	55	23.01	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	180	55	23.01	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRS G 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	35	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRS G 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	35	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	80	180	55	23.01	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	120.21	210.79	26.48

หมายเหตุ: ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ตารางที่ 2.3.1-4

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ^{3/} หลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit Temp (K)	Exit Velocity (m/s)	Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)				NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
							NO _x	SO ₂	TSP						
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	ยกเลิกหน่วยผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	175	55	23.01	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	180	55	23.01	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	80	180	55	23.01	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	120.21	210.79	26.48

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)^{2/} ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

2.3.2 การประเมินผลกระทบต่อคุณภาพอากาศในบรรยากาศ

แนวทางการศึกษาผลกระทบต่อคุณภาพอากาศในบรรยากาศจากมลสารทางอากาศที่เกิดจากปล่องระบายของโครงการในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ (การเพิ่มความสูงปล่อง CTG HRSG 3 และปล่อง CTG HRSG 4 จาก 35 เป็น 60 เมตร เพื่อให้สอดคล้องกับการดำเนินงานจริงในปัจจุบัน) เป็นการใช้แบบจำลองคณิตศาสตร์ AERMOD เป็นเครื่องมือในการศึกษาการแพร่กระจายมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากปล่องระบายข้างต้นไปยังพื้นที่โดยรอบโครงการ โดยที่ AERMOD เป็นแบบจำลองฯ ที่ถูกพัฒนาต่อเนื่องมาจากแบบจำลองฯ ISCST โดย AMS/EPA Regulatory Model Improvement Committee (AERMIC) ซึ่งเป็นหน่วยงานที่เกิดจากความร่วมมือของ 2 องค์กร คือ American Meteorological Society (AMS) และ Environmental Protection Agency (EPA) โดยมีความสอดคล้องกับประกาศของ EPA 40 CFR Part 51 (Federal Register, 9 November 2005) ที่กำหนดให้ใช้ AERMOD เป็น Regulatory Model เพื่อใช้ประเมินการแพร่กระจายมลสารทางอากาศ

การกำหนดกรณีศึกษาการแพร่กระจายมลสารทางอากาศจากปล่องระบายของโครงการจะมีการศึกษาใน 2 กรณี มีรายละเอียดดังนี้

1) **กรณีที่ 1** ศึกษาการแพร่กระจายมลสารทางอากาศจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ของโครงการปัจจุบันอ้างอิงข้อมูลปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้างดงกล่าวตามที่ระบุไว้ในรายงานฯ ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบไว้เดิม (มีความสูงปล่องจาก 35 เมตร)

2) **กรณีที่ 2** ศึกษาการแพร่กระจายมลสารทางอากาศจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 โดยเปรียบเทียบข้อมูลปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้างดงกล่าวที่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม (เพิ่มความสูงปล่องจาก 35 เป็น 60 เมตร)

สำหรับรายละเอียดศึกษาการแพร่กระจายมลสารทางอากาศด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ตามกรณีศึกษาข้างต้นแสดงดังภาคผนวก ข ซึ่งสามารถสรุปผลการศึกษาการแพร่กระจายมลสารทางอากาศจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 กรณีก่อนและหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 ซึ่งมีความสูงปล่องระบาย 35 เมตร กับกรณีที่ 2 ซึ่งมีความสูงปล่องระบาย 60 เมตร) ได้ดังตารางที่ 2.3.2-1 ถึงตารางที่ 2.3.2-3 พบว่าค่าความเข้มข้นสูงสุดของมลสารทางอากาศที่เกิดจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้า CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 กรณีหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (กรณีที่ 2) มีค่าต่ำกว่ากรณีก่อนเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (กรณีที่ 1) ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ส่งผลกระทบบนระดับต่ำ และทำให้ผลกระทบลดลงจากเดิม

ตารางที่ 2.3.2-1

การประเมินระดับความเข้มข้นก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ในบรรยากาศที่เกิดจากปล่องระบาย CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ก่อนและหลังเปลี่ยนแปลง

บริเวณ	NO ₂ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง (ไมโครกรัมต่อ ลบ.ม.)		NO ₂ เฉลี่ย 1 ปี (ไมโครกรัมต่อ ลบ.ม.)	
	กรณีที่ 1 ก่อนเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 2 หลังเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 1 ก่อนเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 2 หลังเปลี่ยนแปลง
	(ความสูงปล่อง 35 เมตร)	(ความสูงปล่อง 60 เมตร)	(ความสูงปล่อง 35 เมตร)	(ความสูงปล่อง 60 เมตร)
1. ค่าผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	120.05	65.63	1.53	1.02
2. ตำแหน่งที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	731200.00, 1403900.00	729400.00, 1415400.00	731400.00, 1403900.00	728900.00, 1415400.00
3. พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	บริเวณพื้นที่ว่าง ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือประมาณ 1,500 เมตร	บริเวณเขาน้ำยอง ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศเหนือประมาณ 13,100 เมตร	บริเวณพื้นที่ว่าง ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือประมาณ 1,450 เมตร	บริเวณเขาน้ำยอง ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศเหนือประมาณ 13,200 เมตร
มาตรฐาน ^{1/}	320		57	

หมายเหตุ : ^{1/} ประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 33 (พ.ศ.2552) เรื่อง กำหนดมาตรฐานค่าก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ในบรรยากาศโดยทั่วไป

ตารางที่ 2.3.2-2

การประเมินระดับความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศที่เกิดจากปล่องระบาย CTG HRS G 3 และ CTG HRS G 4 ก่อนและหลังเปลี่ยนแปลง

บริเวณ	SO ₂ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง (ไมโครกรัมต่อ ลบ.ม.)		SO ₂ เฉลี่ย 24 ชั่วโมง (ไมโครกรัมต่อ ลบ.ม.)		SO ₂ เฉลี่ย 1 ปี (ไมโครกรัมต่อ ลบ.ม.)	
	กรณีที่ 1 ก่อนเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 2 หลังเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 1 ก่อนเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 2 หลังเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 1 ก่อนเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 2 หลังเปลี่ยนแปลง
	(ความสูงปล่อง 35 เมตร)	(ความสูงปล่อง 60 เมตร)	(ความสูงปล่อง 35 เมตร)	(ความสูงปล่อง 60 เมตร)	(ความสูงปล่อง 35 เมตร)	(ความสูงปล่อง 60 เมตร)
1. ค่าผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	2.25	1.00	0.77	0.47	0.03	0.02
2. ตำแหน่งที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	732200.00, 1401400.00	731200.00, 1401500.00	731500.00, 1401900.00	731500.00, 1401900.00	731400.00, 1403900.00	731600.00, 1402000.00
3. พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	บริเวณอ่าวไทย ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศใต้ ประมาณ 450 เมตร	บริเวณอ่าวไทย ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศตะวันตกได้ประมาณ 600 เมตร	บริเวณอ่าวไทย ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศตะวันตกประมาณ 200 เมตร	บริเวณอ่าวไทย ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศตะวันตกประมาณ 200 เมตร	บริเวณพื้นที่ว่าง ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือประมาณ 1,450 เมตร	บริเวณอ่าวไทย ห่างจากพื้นที่โครงการไปทางทิศตะวันตกประมาณ 100 เมตร
มาตรฐาน ^{1/}	780		300		100	

หมายเหตุ : ^{1/}มาตรฐานคุณภาพอากาศตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 21 พ.ศ. 2544 เรื่อง กำหนดมาตรฐานค่าก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศโดยทั่วไปในเวลา 1 ชั่วโมง และประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 24 พ.ศ. 2547 เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศโดยทั่วไป

ตารางที่ 2.3.2-3

การประเมินระดับความเข้มข้นฝุ่นละอองในบรรยากาศที่เกิดจากปล่องระบาย CTG HRSG 3 และ CTG HRSG 4 ก่อนและหลังเปลี่ยนแปลง

บริเวณ	TSP เฉลี่ย 24 ชั่วโมง (ไมโครกรัมต่อ ลบ.ม.)		TSP เฉลี่ย 1 ปี (ไมโครกรัมต่อ ลบ.ม.)	
	กรณีที่ 1 ก่อนเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 2 หลังเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 1 ก่อนเปลี่ยนแปลง	กรณีที่ 2 หลังเปลี่ยนแปลง
	(ความสูงปล่อง 35 เมตร)	(ความสูงปล่อง 60 เมตร)	(ความสูงปล่อง 35 เมตร)	(ความสูงปล่อง 60 เมตร)
1. ค่าผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	1.51	0.92	0.05	0.03
2. ตำแหน่งที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	731500.00, 1401900.00	731500.00, 1401900.00	731400.00, 1403900.00	731600.00, 1402000.00
3. พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบสูงสุดของพื้นที่ศึกษา	บริเวณอ่าวไทย ห่างจาก พื้นที่โครงการ ไปทางทิศตะวันตกประมาณ 200 เมตร	บริเวณอ่าวไทย ห่างจาก พื้นที่โครงการ ไปทางทิศตะวันตกประมาณ 200 เมตร	บริเวณพื้นที่ว่าง ห่างจาก พื้นที่โครงการ ไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ประมาณ 1,450 เมตร	บริเวณอ่าวไทย ห่างจาก พื้นที่โครงการ ไปทางทิศตะวันตกประมาณ 100 เมตร
มาตรฐาน ^{1/}	330		100	

หมายเหตุ : ^{1/} อ้างอิงมาตรฐานจากประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 24 พ.ศ. 2547 เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศโดยทั่วไป