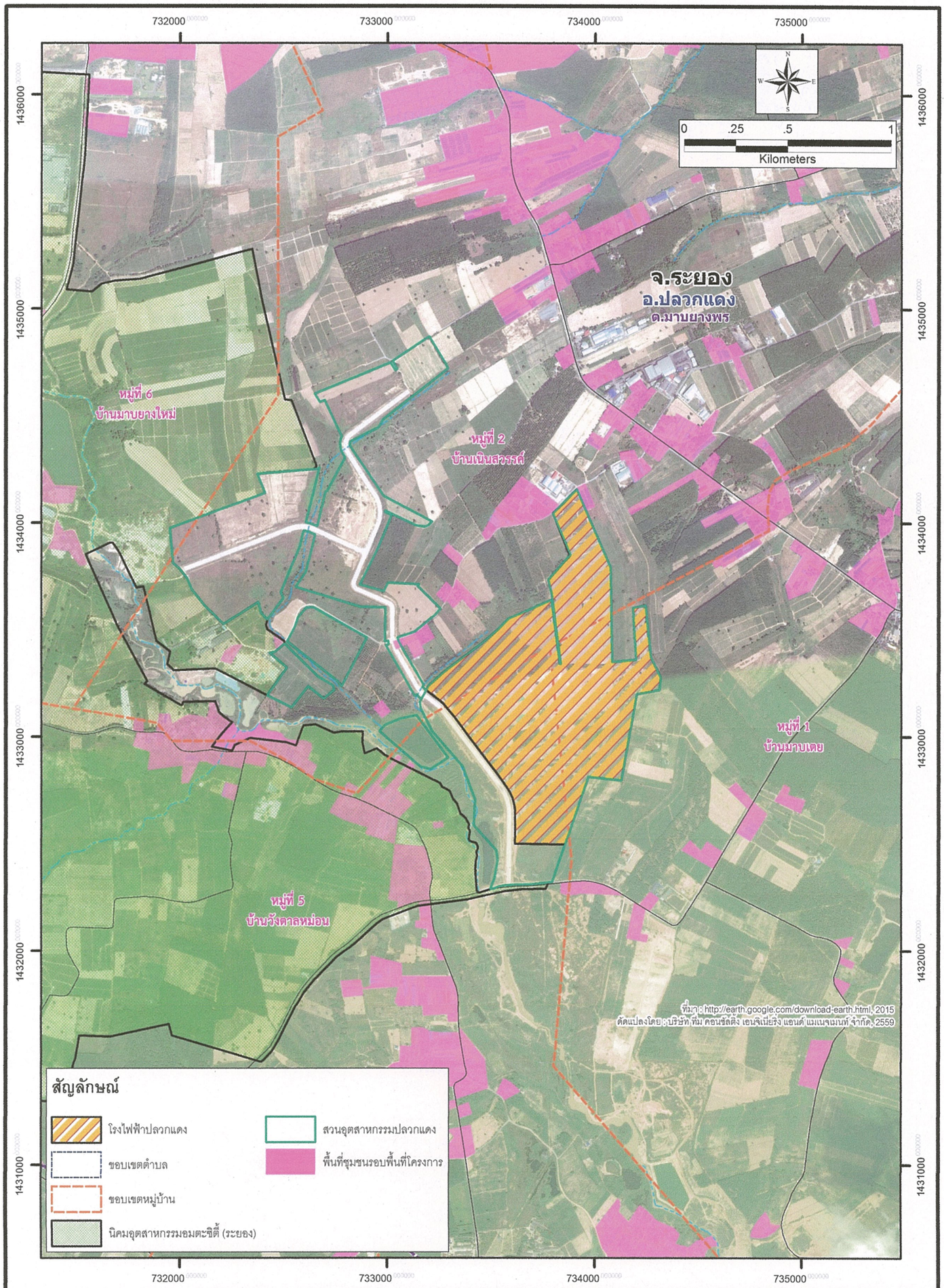


รูปที่ 2.1-7: ภาพถ่ายมุมสูง (Top Eye View) ของพื้นที่โครงการและชุมชนที่อยู่ใกล้เคียงโครงการ

TEAM

10P2809/Damrongsak.B/25-10-59/P2809-044 (Zoom).mxd

โครงการอยู่ห่างจากกรุงเทพมหานครไปทางทิศตะวันออกประมาณ 146 กิโลเมตร สำหรับเส้นทางการเดินทางจากกรุงเทพฯ มายังโครงการสามารถเดินทางมาตามทางหลวงพิเศษหมายเลข 7 (มอเตอร์เวย์) เมื่อถึงสะพานต่างระดับ (แยกแหลมฉบัง) เลี้ยวซ้ายไปตามทางหลวงแผ่นดิน 331 (สายใหม่) ประมาณ 16 กิโลเมตร จนพบสะพานต่างระดับให้ลอดใต้สะพานแล้วกลับรถไปทางอำเภอสัตหีบ ประมาณ 8.6 กิโลเมตร แล้วเลี้ยวซ้ายเข้าแยกปากร่วมเพื่อเข้าสู่ทางหลวงชนบท รย.3013 ตรงไปตาม รย.3013 ประมาณ 13.5 กิโลเมตร จนถึงวัดมาบเตยให้เลี้ยวขวาไปตามทางหลวงชนบท รย.2026 ประมาณ 2.7 กิโลเมตร จนถึงทางเข้าสวนอุตสาหกรรมฯ และเข้าไปประมาณ 200 เมตร จะพบที่ตั้งโครงการอยู่ทางด้านขวามือ ดัง**รูปที่ 2.1-8**

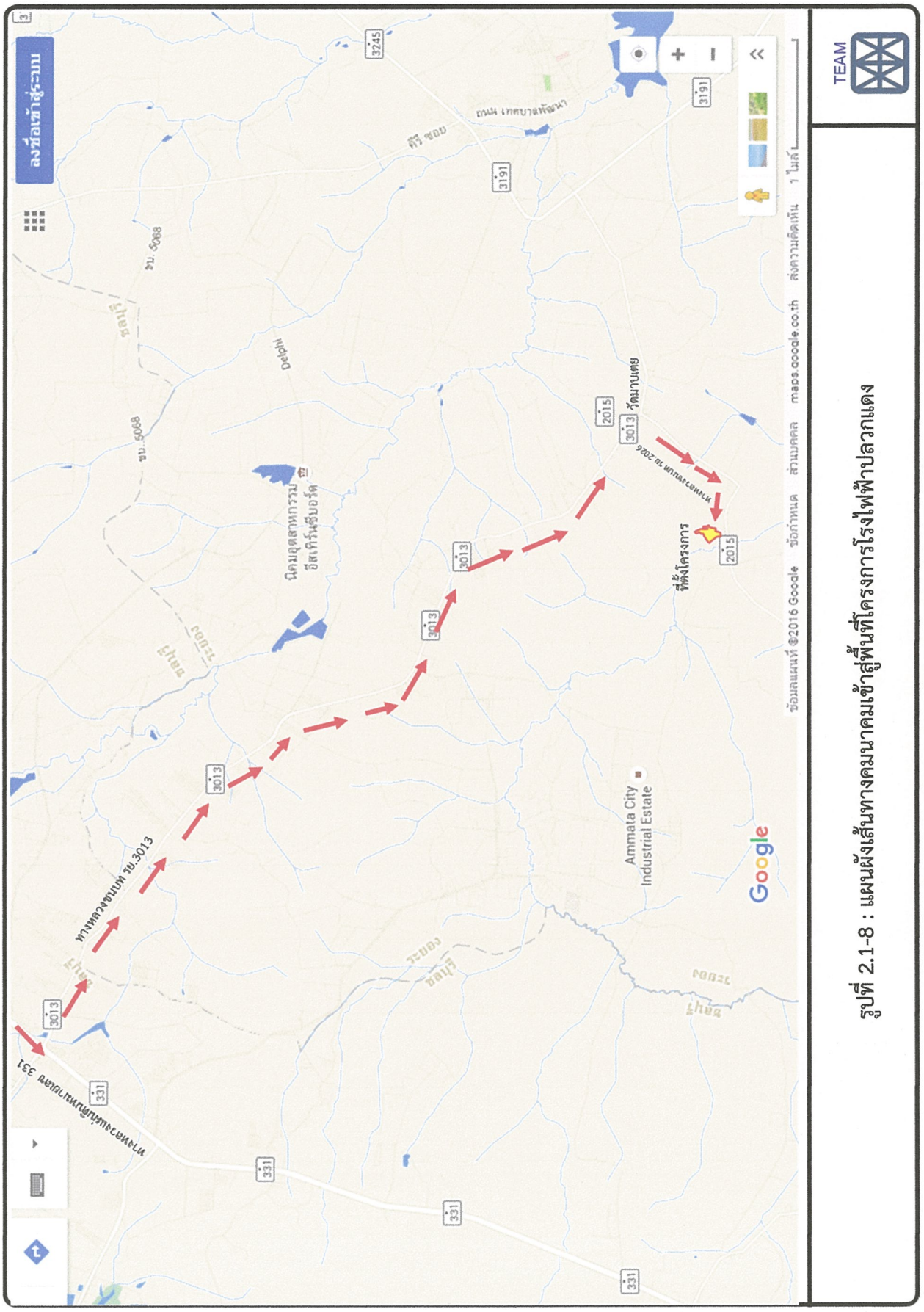
2.2 การพิจารณาทางเลือกในการดำเนินโครงการ

ในการศึกษาแนวทางเลือกในการดำเนินการโครงการนั้น จะดำเนินการพิจารณาตามที่สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ได้ระบุไว้ในเอกสารแนบท้ายประกาศ 3 เรื่อง แนวทางการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เมื่อวันที่ 20 มิถุนายน 2555 เรื่อง กำหนดประเภทและขนาดของโครงการหรือกิจการ ซึ่งต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์ วิธีการระเบียบปฏิบัติและแนวทางการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งได้กำหนดให้ประเมินทางเลือกในการดำเนินการทั้งทางเลือกที่เป็นที่ตั้งโครงการหรือวิธีการดำเนินโครงการ

2.2.1 การพิจารณาทางเลือกที่ตั้งของโครงการ

ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงทั้งขนาดเล็กและขนาดใหญ่ในพื้นที่จังหวัดชลบุรี และจังหวัดระยอง เนื่องมาจากบริเวณพื้นที่ดังกล่าวนั้นอยู่ใกล้กับแหล่งที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงอีกทั้งอยู่ใกล้กับกรุงเทพมหานคร ซึ่งเป็นศูนย์กลางเศรษฐกิจของประเทศ มีรายละเอียดดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก/โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer; SPP) ส่วนใหญ่จะตั้งอยู่ภายในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมหรือสวนอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นแหล่งที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เพื่อใช้ในกระบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ รวมทั้งเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และลดผลกระทบต่อประชาชนในพื้นที่ใกล้เคียง เช่น ปัญหาไฟตก ไฟดับ
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่/โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Independent Power Producer; IPP) จะผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) ทั้งหมด ซึ่งจะช่วยเพิ่มความมั่นคงทางด้านพลังงานไฟฟ้าให้กับประเทศ



รูปที่ 2.1-8 : แผนผังเส้นทางคมนาคมเข้าสู่พื้นที่โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง

เพื่อให้การดำเนินโครงการมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด และมีความเป็นไปได้ในด้านการออกแบบ และมีความเหมาะสมทางด้านการลงทุน การพิจารณาศึกษาพื้นที่ตั้งโครงการจึงเป็นขั้นตอนที่มีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง ประกอบกับสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ได้ระบุแนวคิดในการศึกษาทางเลือกที่ตั้งโครงการไว้ และเป็นกระบวนศึกษาในการกลั่นกรองเบื้องต้นที่จะช่วยในการตัดสินใจคัดเลือกพื้นที่ตั้งโครงการที่เหมาะสมที่สุดที่จะนำมาดำเนินการต่อ ทั้งนี้ การดำเนินโครงการอาจส่งผลกระทบโดยตรงต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อม และพื้นที่อ่อนไหวทางด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่ คุณภาพอากาศ คุณภาพน้ำ และพื้นที่ชุมชน เป็นต้น ทั้งในระยะก่อสร้าง และระยะดำเนินการ ซึ่งอาจก่อให้เกิดความวิตกกังวลทางด้านคุณภาพน้ำทิ้ง และคุณภาพอากาศ ดังนั้น การพิจารณาที่ตั้งโครงการจึงต้องพิจารณาอย่างรอบคอบ เพื่อหลีกเลี่ยงและลดผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม และจะต้องมีความเป็นไปได้ทั้งทางวิศวกรรม การก่อสร้างและการบำรุงรักษา รวมทั้งมีความเหมาะสมในด้านการลงทุนเบื้องต้น จึงได้กำหนดหลักเกณฑ์ในการพิจารณาพื้นที่ตั้งโครงการไว้ดังนี้

- ใช้ประโยชน์พื้นที่ของนิคมอุตสาหกรรม หรือสวนอุตสาหกรรมเป็นหลัก เพื่อลดผลกระทบต่อการใช้พื้นที่ของประชาชน
- หลีกเลี่ยงพื้นที่ทางประวัติศาสตร์หรือมีแหล่งโบราณสถานหรือโบราณวัตถุ
- อยู่ในพื้นที่ของเครือข่ายพลังงานหรือแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
- มีความเป็นไปได้ทั้งด้านวิศวกรรมการก่อสร้าง และการบำรุงรักษา
- มีระบบสาธารณูปโภคต่างๆ ที่สามารถรองรับความต้องการของโครงการได้อย่างเพียงพอ
- มีผลกระทบน้อยที่สุดต่อพื้นที่อ่อนไหวทางสิ่งแวดล้อม เช่น ที่ตั้งชุมชน พื้นอ่อนไหวด้านสังคม เช่น ศาสนสถาน สถานศึกษา สถานที่ราชการ สถานพยาบาล เป็นต้น
- หลีกเลี่ยงพื้นที่ท้ายประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม พื้นที่อนุรักษ์ไว้เป็นพื้นที่เฉพาะ ซึ่งได้รับความคุ้มครองทางกฎหมาย

ผลการคัดเลือกพื้นที่ตั้งโครงการโดยใช้หลักเกณฑ์ในการคัดเลือกพื้นที่ดังกล่าว โครงการได้คัดเลือกพื้นที่ตั้งในสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยพื้นที่ดังกล่าวได้มีการพัฒนา เพื่อรองรับโรงงานอุตสาหกรรม และได้เตรียมระบบสาธารณูปโภคต่างๆ ไว้ เพื่อรองรับโรงงานอุตสาหกรรมที่จะเข้ามาตั้งภายในพื้นที่สวนอุตสาหกรรมเรียบร้อยแล้ว

เมื่อพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง ส่วนขยาย ครั้งที่ 1 ของบริษัท สวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระยอง 2 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.3/15746 ลงวันที่ 29 ธันวาคม 2558 สามารถสรุปประเด็นที่เกี่ยวข้องได้ดังนี้

- จากการพิจารณากฎหมายผังเมืองและข้อกำหนดของการใช้ประโยชน์ที่ดินในอนาคตของพื้นที่ในจังหวัดระยอง พบว่า ไม่อยู่ในเขตผังเมืองรวมที่ได้ประกาศบังคับใช้อยู่ในปัจจุบันของจังหวัดระยอง และพื้นที่ตั้งโครงการนั้นอยู่ในพื้นที่สวนอุตสาหกรรม จึงลดผลกระทบต่อพื้นที่ตั้งของชุมชนและพื้นที่อื่นๆ ได้
- จากการพิจารณาพื้นที่ของเครือข่ายพลังงานหรือแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ พบว่า พื้นที่ตั้งโครงการนั้นอยู่ใกล้กับพื้นที่แนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และแนวสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

- จากการตรวจสอบประเภท และชนิดของโรงงานที่จะเข้ามาตั้งภายในสวนอุตสาหกรรมปลวกแดงตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง ส่วนขยาย ครั้งที่ 1 ระยะดำเนินการ ของบริษัท สวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระยอง 2 จำกัด ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2558 พบว่า โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดงอยู่ในประเภทอุตสาหกรรมเป้าหมายของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยจัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมสนับสนุนการผลิต ดัง**ภาคผนวก 2ข**

2.2.2 การพิจารณาเทคนิคและวิธีการของโครงการ

(1) หลักเกณฑ์และวิธีการพิจารณา

เพื่อให้การพัฒนาโครงการนั้นควบคู่ไปกับการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมและพัฒนาชุมชนให้เป็นไปอย่างยั่งยืน โครงการจึงได้นำหลักเกณฑ์การประเมินทางเลือกของสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) มาใช้ในการประเมินทางเลือกวิธีการดำเนินโครงการ โดยปัจจัยที่โครงการนำมาใช้ในการพิจารณาวิธีการดำเนินโครงการมีดังนี้

(ก) เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิต

เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันจะแบ่งออกเป็น 3 ชนิดหลักๆ คือ

- โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel Power Plant)
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant)
- โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน (เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น)

สำหรับรายละเอียดของโรงไฟฟ้าในแต่ละประเภทนั้น มีรายละเอียดดังนี้

- **โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล**

โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้กันมากที่สุดในปัจจุบัน เป็นการเปลี่ยนพลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงให้เป็นพลังงานกลแล้วไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยสามารถแบ่งย่อยออกไปตามชนิดของเครื่องจักร ดังนี้

- **โรงไฟฟ้าพลังความร้อน**

โรงไฟฟ้าพลังความร้อน มีหลักการ คือ การต้มน้ำให้เดือดและกลายเป็นไอน้ำที่อุณหภูมิและความดันสูงมากเพื่อใช้ไอน้ำฉีดหมุนกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ซึ่งกังหันไอน้ำจะต่อเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำแล้วความดันจะลดลงและถูกนำมาผ่านระบบควบแน่นให้กลายเป็นน้ำและสูบอัดเข้าไปในหม้อน้ำ เพื่อต้มให้กลายเป็นไอน้ำใช้หมุนกังหันไอน้ำได้อีก

- **โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant)**

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เป็นโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพดีกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เนื่องจากมี 2 ขั้นตอน ในการเปลี่ยนพลังงานความร้อนไปเป็นพลังงานกล โรงไฟฟ้าชนิดนี้มีเครื่องจักรเพิ่มจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อน คือ กังหันก๊าซ (Gas Turbine) เชื้อเพลิงที่ใช้ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซล ขั้นแรกก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซลจะถูกฉีดเข้าไปในห้องเผาไหม้ ทำให้เกิดก๊าซร้อนที่ความดันสูง ซึ่งก๊าซร้อนนี้จะไปหมุนกังหันก๊าซได้พลังงาน 2 ใน 3 ออกมา ก๊าซร้อนที่ผ่านกังหันก๊าซแล้วยังคงมีอุณหภูมิสูงอยู่ สามารถนำไปใช้ในการต้มน้ำ (Heat Recovery Steam Generator) ได้ไอน้ำนำไปหมุนกังหันไอน้ำ ได้พลังงานออกมาอีก 1 ใน 3 ซึ่งโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่ในประเทศไทย จะเป็นโรงไฟฟ้าประเภทนี้ เช่น โรงไฟฟ้าระยอง โรงไฟฟ้าวังน้อย และโรงไฟฟ้าแก่งคอย 2

- **โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ**

โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ประกอบด้วย กังหันก๊าซเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแต่ไม่มีหม้อต้มไอน้ำ โดยก๊าซร้อนที่ได้จากกังหันก๊าซจะถูกระบายทิ้งโดยไม่มีการนำมาใช้ประโยชน์ ทำให้โรงไฟฟ้าชนิดนี้มีต้นทุนการผลิตสูงในกรณีที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง และในกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจะทำให้ต้นทุนถูกลงกว่าเล็กน้อย โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะเดินเครื่องเฉพาะช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น เพราะเป็นโรงไฟฟ้าชนิดเดินเครื่องได้เร็วและหยุดเครื่องได้เร็วเช่นกัน ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าชนิดนี้จะต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ถึงแม้ประสิทธิภาพจะต่ำแต่ในระบบผลิตไฟฟ้ายังมีความต้องการโรงไฟฟ้าชนิดนี้อยู่ เพื่อช่วยเสริมกำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงในช่วงสั้นๆ เมื่อปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลงสามารถหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้านี้ได้ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซในปัจจุบัน เช่น โรงไฟฟ้าลานกระบือ โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี และโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 2 จังหวัดระยอง เป็นต้น

- **โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซล**

โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซลใช้เครื่องยนต์ดีเซลเป็นแหล่งกำเนิดพลังงาน โรงไฟฟ้าชนิดนี้มีขนาดเล็ก ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูง ปัจจุบันจึงเลิกใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ยกเว้นที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย นอกจากนี้ในโรงงานอุตสาหกรรมหรือตามอาคารใหญ่ๆ จะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง สำหรับผลิตไฟฟ้าเมื่อระบบจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าขัดข้อง ระบบจ่ายไฟฟ้าสำรองนี้ใช้เครื่องยนต์ดีเซลเป็นแหล่งพลังงาน

- **โรงไฟฟ้าพลังน้ำ**

หลักการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ การเก็บกักน้ำไว้ในที่สูงแล้วต่อท่อน้ำลงมายังโรงไฟฟ้าซึ่งอยู่ต่ำกว่า น้ำที่ไหลในท่อนั้นจะมีแรงดันสูงก่อนจะนำไปผ่านเครื่องกังหันน้ำ (Turbine) จะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ โดยการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังน้ำนั้นจะไม่ก่อให้เกิดก๊าซมลภาวะต่างๆ เช่น ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เป็นต้น อีกทั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำนี้จะไม่มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิต นอกจากนี้ น้ำที่ปล่อยจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าแล้ว สามารถนำไปใช้ประโยชน์ในการอุปโภค-บริโภค และใช้ประโยชน์เพื่อการชลประทานได้ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนลำตะคองชลภาวัฒนา เป็นต้น

- **โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน**
  - **โรงไฟฟ้าพลังลม**

โรงไฟฟ้าพลังลมหรือกังหันลมจัดอยู่ในโรงไฟฟ้าพลังงานงานทดแทน เนื่องจากใช้ลมเป็นพลังงานในการขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าผ่านเครื่องกังหันลม ดังนั้น สถานที่ตั้งส่วนใหญ่จึงอยู่ในที่ที่มีลมพัดค่อนข้างแรงและสม่ำเสมอตลอดทั้งปี ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าประเภทนี้ยังไม่แพร่หลายมากนัก และยังต้องพัฒนาอีกพอสมควร อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าพลังลมหลายแห่ง เช่น กังหันลมที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต ขนาด 192 กิโลวัตต์ โรงไฟฟ้าพลังงานลมเวสต์ห้วยบง 2 และห้วยบง 3 กำลังการผลิตโรงละ 103.5 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ที่อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา เป็นต้น

- **โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์**

โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จัดเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังลม การผลิตไฟฟ้าจะใช้วิธีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไว้บนหลังคาบ้าน หรือสถานที่/บริเวณที่เตรียมไว้ให้สามารถรับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุด กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเป็นกระแสตรงไม่สามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าในบ้านได้จะต้องนำมาผ่านอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าให้เป็นกระแสสลับเสียก่อน อีกทั้งสามารถต่อพ่วงเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ด้วย

ผลการพิจารณาเทคโนโลยีที่โครงการเลือกใช้ในการผลิตไฟฟ้า คือ **โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม** ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพดีกว่า ใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ให้เกิดประสิทธิภาพมากที่สุด เนื่องจากเป็นการนำพลังงานที่เหลือจากการเผาไหม้มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในอีกขั้นตอน

(ข) เทคโนโลยีที่ใช้ในการควบคุม

มลพิษทางอากาศในระยะดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เกิดจากกิจกรรมการเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อขับเคลื่อนกังหันก๊าซ (Combustion Turbine) ซึ่งมลพิษหลักที่ปนเปื้อนออกมาพร้อมไอเสีย ได้แก่ ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) โดยออกไซด์ของไนโตรเจนที่จะถูกระบายออกจะมีปริมาณมาก หรือน้อยขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนของกังหันก๊าซ

ออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้เกิดจากไนโตรเจนทำปฏิกิริยากับออกซิเจนในระหว่างการเผาไหม้ ที่มาของไนโตรเจนมีสองแหล่ง คือ ไนโตรเจนที่อยู่ในอากาศ (Atmospheric Nitrogen) และไนโตรเจนที่อยู่ในเชื้อเพลิง (Fuel-bound Nitrogen) ทั้งนี้ ออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดจากการเผาไหม้ส่วนใหญ่เป็นออกไซด์ของไนโตรเจนจากไนโตรเจนในอากาศ (ซึ่งเรียกว่า Thermal NO_x) ขณะที่ออกไซด์ของไนโตรเจนจากไนโตรเจนที่อยู่ในเชื้อเพลิงมีส่วนน้อยมาก โดยเฉพาะเมื่อเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซลที่ใช้มีปริมาณไนโตรเจนอยู่ในเชื้อเพลิงน้อย ดังนั้น เทคโนโลยีจึงพัฒนาขึ้นเพื่อควบคุม Thermal NO_x เป็นหลัก

โครงการเลือกที่จะใช้เทคโนโลยี Dry Low NO_x (DLN) ในการควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดขึ้นขณะที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และจะใช้เทคโนโลยี Water Injection ในการควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดขึ้นขณะที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง

เทคโนโลยี Dry Low NO_x Combustor ที่โครงการเลือกใช้ในการควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดขึ้นขณะที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจะช่วยควบคุมการเกิดออกไซด์ของไนโตรเจนได้ดีขึ้น โดยอาศัยหลักการที่ว่า Thermal NO_x ที่เกิดขึ้นจะลดน้อยลงหากอุณหภูมิการเผาไหม้ต่ำลง โดยในเทคโนโลยี Dry Low NO_x นี้ได้ออกแบบให้มีการผสมเชื้อเพลิงกับอากาศส่วนหนึ่งก่อนที่จะเกิดการเผาไหม้ (Lean Premix) ทำให้การเผาไหม้เกิดขึ้นที่อุณหภูมิต่ำจึงส่งผลให้เกิดออกไซด์ของไนโตรเจนน้อยลงกว่าการเผาไหม้ในกรณีที่ใช้เทคโนโลยี Diffusion Combustor ซึ่งจะฉีดเชื้อเพลิงเข้าไปโดยตรงในอากาศที่เผาไหม้ ซึ่งจะทำให้อุณหภูมิของการเผาไหม้สูงกว่า

สำหรับเทคโนโลยี Water Injection ที่โครงการเลือกใช้ในการควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดขึ้นขณะที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงจะช่วยควบคุมการเกิดออกไซด์ของไนโตรเจน โดยอาศัยหลักการที่ว่า Thermal NO_x ที่เกิดขึ้นจะลดน้อยลงหากอุณหภูมิการเผาไหม้ต่ำลงเช่นเดียวกัน ดังนั้นการฉีดน้ำเข้าไปในห้องเผาไหม้จะช่วยลดอุณหภูมิในห้องเผาไหม้ และจะทำให้เกิดเกิดออกไซด์ของไนโตรเจนน้อยลง

2.3 ผังองค์ประกอบโครงการ

โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง มีการจัดวางผังอาคารสำหรับติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ รวมทั้งอาคารที่ทำการ และระบบสาธารณูปโภคต่างๆ บนพื้นที่ประมาณ 492 ไร่ ดังแสดงใน**รูปที่ 2.3-1** โดยมีรายละเอียดการใช้ประโยชน์ของพื้นที่เป็นสัดส่วนต่างๆ ดังแสดงใน**ตารางที่ 2.3-1**

2.4 เชื้อเพลิง

2.4.1 แหล่งเชื้อเพลิงและการขนส่งเชื้อเพลิงเข้าสู่โรงไฟฟ้า

โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง เกิดขึ้นจากการเปิดประมูลรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer-IPP) ตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เมื่อปี 2555 โดยเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement) กำหนดให้โรงไฟฟ้าใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก และต้องสามารถเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรองได้ ทั้งยังกำหนดว่าโรงไฟฟ้าจะเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลต่อเมื่อได้รับการสั่งการโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเท่านั้น อาทิเช่น การสั่งการให้เดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลจะเป็นกรณีฉุกเฉินที่มีความขัดข้องในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติ

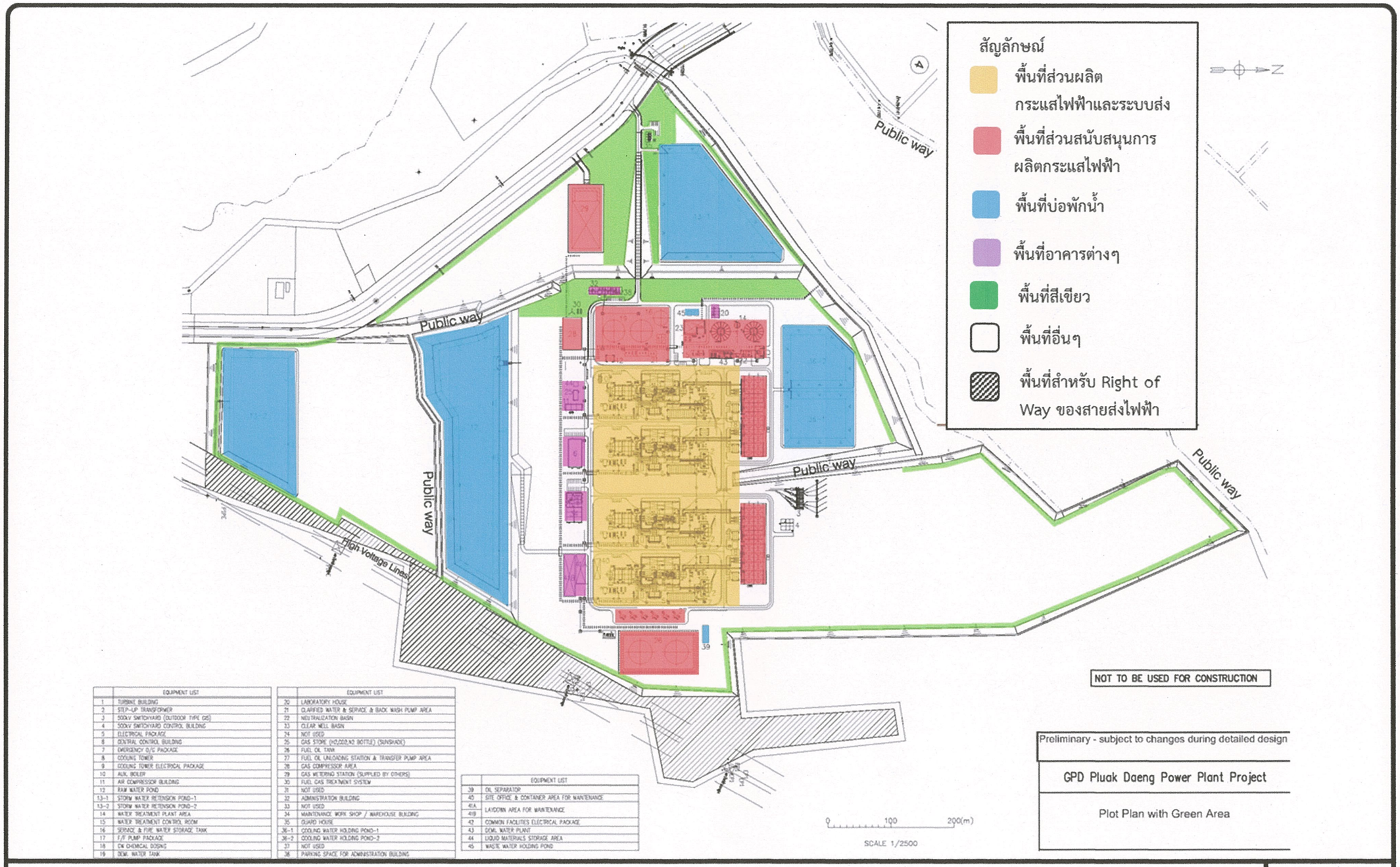
โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง จึงจำเป็นต้องออกแบบให้สามารถใช้เชื้อเพลิงได้สองชนิด ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซล โดยเชื้อเพลิงหลักที่ใช้จะเป็นก๊าซธรรมชาติ ส่วนน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรองที่จะใช้ในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) สั่งการเมื่อเกิดปัญหาในการส่งก๊าซธรรมชาติ

โครงการจะรับก๊าซธรรมชาติจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 5 ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตามหนังสือของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เลขที่ 80000502/35/2559 ลงวันที่ 7 มีนาคม 2559 เรื่อง แจ้งจุดเชื่อมต่อสำหรับโรงไฟฟ้า IPP บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด (ดัง**ภาคผนวก 2ค**) ทั้งนี้ ปัจจุบันบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) อยู่ในระหว่างการประกาศโครงข่ายก๊าซธรรมชาติระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 5

ก๊าซธรรมชาติจะรับมาจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และส่งมาทางท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เชื่อมต่อเข้าสู่พื้นที่โครงการ โดยมีแรงดันก๊าซธรรมชาติที่จุดรับส่งก๊าซไม่ต่ำกว่า 450 psig ที่อุณหภูมิประมาณ 60-83 องศาฟาเรนไฮต์ สำหรับโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซใกล้เคียงกับพื้นที่โครงการในปัจจุบันแสดงดัง**รูปที่ 2.4-1**

ส่วนการขนส่งน้ำมันดีเซลเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำรองเข้าสู่โครงการจะใช้รถบรรทุกน้ำมัน เมื่อรถบรรทุกน้ำมันเข้ามาในบริเวณพื้นที่โครงการแล้ว จะมีสถานีที่สามารถสูบถ่ายน้ำมันเข้าสู่ถังกักเก็บขนาดประมาณ 14,300 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง โดยแต่ละถังจะกักเก็บน้ำมันไม่เกินร้อยละ 90 ของปริมาตรความจุถัง ตามกฎกระทรวง เรื่อง คลังน้ำมัน พ.ศ.2556 ซึ่งปริมาณกักเก็บดังกล่าวเพียงพอสำหรับการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองได้ประมาณ 3 วัน ถังกักเก็บน้ำมันดีเซลจะตั้งอยู่ในบริเวณที่มีคันคอนกรีตล้อมรอบ ซึ่งสามารถรองรับน้ำมันเชื้อเพลิงได้ร้อยละ 100 ของปริมาณความจุของถังใบใหญ่ที่สุดในกรณีที่ถังเก็บแตกหรือรั่ว ตามกฎกระทรวง เรื่อง คลังน้ำมัน พ.ศ.2556

บริเวณที่ใช้เป็นสถานีสูบถ่ายน้ำมันของรถบรรทุก จะมีลักษณะเป็นพื้นคอนกรีตที่มีคันล้อมรอบ เพื่อให้น้ำฝนที่ไหลชะคราบน้ำมันที่อาจหกหรือรั่วไหลในบริเวณดังกล่าวไหลลงสู่ท่อรวบรวมน้ำเพื่อส่งไปบำบัดยังบ่อแยกน้ำมัน (Oil Separator) ต่อไป



	EQUIPMENT LIST
1	TURBINE BUILDING
2	STEP-UP TRANSFORMER
3	500kV SWITCHYARD (OUTDOOR TYPE GIS)
4	500kV SWITCHYARD CONTROL BUILDING
5	ELECTRICAL PACKAGE
6	CENTRAL CONTROL BUILDING
7	EMERGENCY D/G PACKAGE
8	COOLING TOWER
9	COOLING TOWER ELECTRICAL PACKAGE
10	AUX. BOILER
11	AIR COMPRESSOR BUILDING
12	RAW WATER POND
13-1	STORM WATER RETENSION POND-1
13-2	STORM WATER RETENSION POND-2
14	WATER TREATMENT PLANT AREA
15	WATER TREATMENT CONTROL ROOM
16	SERVICE & FIRE WATER STORAGE TANK
17	F/F PUMP PACKAGE
18	CW CHEMICAL DOSING
19	DEMI. WATER TANK

	EQUIPMENT LIST
20	LABORATORY HOUSE
21	CLARIFIED WATER & SERVICE & BACK WASH PUMP AREA
22	NEUTRALIZATION BASIN
23	CLEAR WELL BASIN
24	NOT USED
25	GAS STORE (H2,CO2,N2 BOTTLE) (SUNSHADE)
26	FUEL OIL TANK
27	FUEL OIL UNLOADING STATION & TRANSFER PUMP AREA
28	GAS COMPRESSOR AREA
29	GAS METERING STATION (SUPPLIED BY OTHERS)
30	FUEL GAS TREATMENT SYSTEM
31	NOT USED
32	ADMINISTRATION BUILDING
33	NOT USED
34	MAINTENANCE WORK SHOP / WAREHOUSE BUILDING
35	GUARD HOUSE
36-1	COOLING WATER HOLDING POND-1
36-2	COOLING WATER HOLDING POND-2
37	NOT USED
38	PARKING SPACE FOR ADMINISTRATION BUILDING

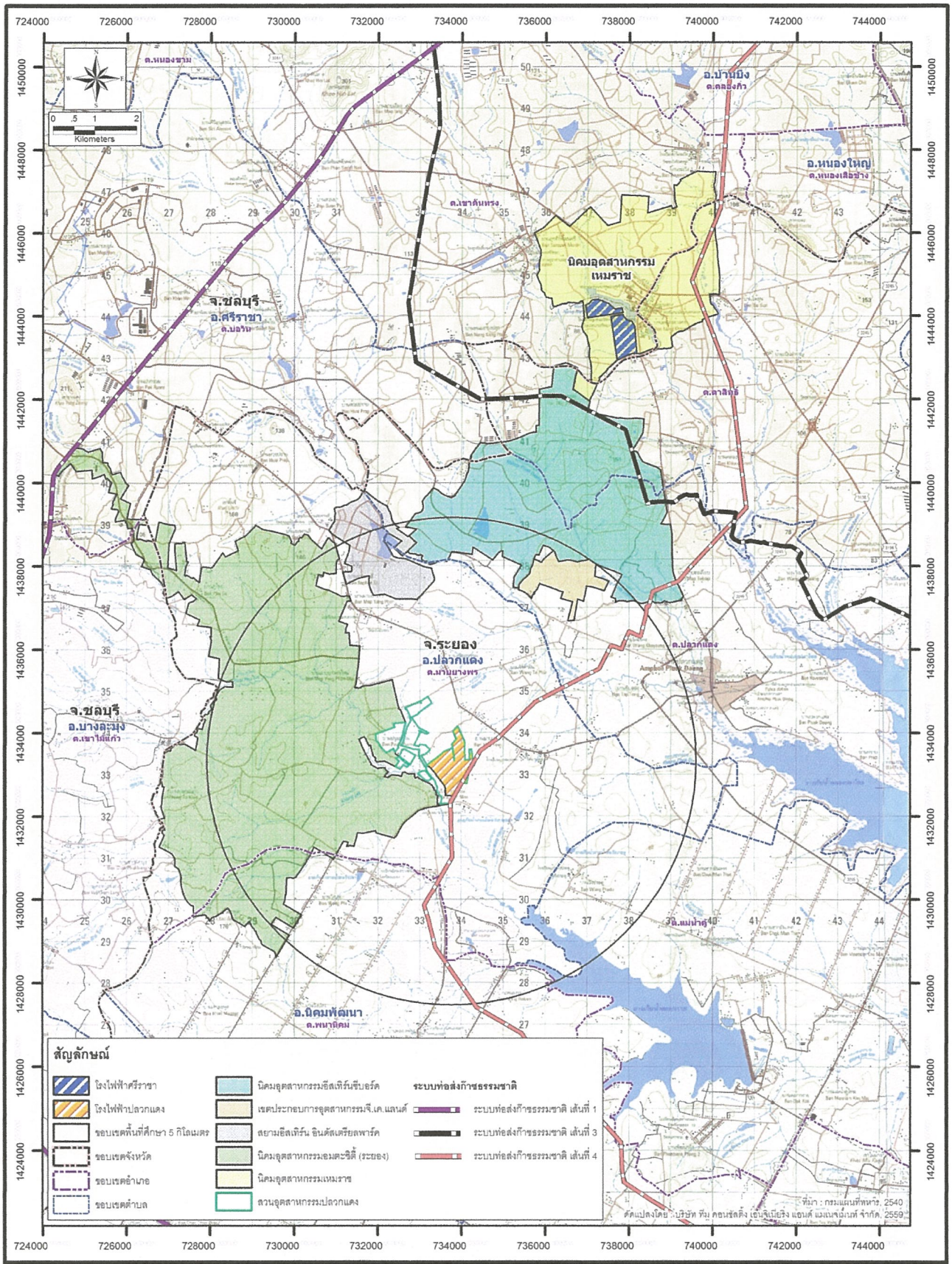
	EQUIPMENT LIST
39	OIL SEPARATOR
40	SITE OFFICE & CONTAINER AREA FOR MAINTENANCE
40A	LAYDOWN AREA FOR MAINTENANCE
41	
42	COMMON FACILITIES ELECTRICAL PACKAGE
43	DEMI. WATER PLANT
44	LIQUID MATERIALS STORAGE AREA
45	WASTE WATER HOLDING POND

รูปที่ 2.3-1 : ผังองค์ประกอบโครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง

ตารางที่ 2.3-1
รายละเอียดการใช้ประโยชน์พื้นที่ภายในโรงไฟฟ้าปลวกแดง

องค์ประกอบภายในบริเวณพื้นที่โครงการ	พื้นที่โดยประมาณ (ตร.ม.)	สัดส่วนร้อยละของพื้นที่ทั้งหมด
(1) **พื้นที่ส่วนผลิตกระแสไฟฟ้าและระบบส่ง (Power Block Area)**		
– ส่วนผลิตกระแสไฟฟ้า (Power Block)	111,318	14.13
– พื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้า	1,560	0.20
รวม (1)	**112,878**	**14.33**
(2) **พื้นที่ส่วนสนับสนุนการผลิตกระแสไฟฟ้า (Balance of Plant Area)**		
– พื้นที่ Gas Metering Station	6,122	0.78
– พื้นที่ Gas Compressor	2,400	0.30
– บริเวณถังเก็บน้ำมันดีเซล (Diesel Storage Tank Area)	6,726	0.85
– พื้นที่ส่วนปรับปรุงคุณภาพน้ำและส่วนบำบัดน้ำเสีย (Water Treatment and Wastewater Treatment Area)	34,108	4.33
– พื้นที่หอหล่อเย็น (Cooling Water Area)	33,118	4.20
รวม (2)	**82,474**	**10.47**
(3) **พื้นที่บ่อพักน้ำ (Pond Area)**		
– บ่อกักเก็บน้ำดิบ (Raw Water Pond)	45,358	5.76
– บ่อพักน้ำทิ้งจากหอหล่อเย็น (Cooling Water Holding Pond)	20,221	2.57
– บ่อพักน้ำทิ้ง (Wastewater Holding Pond)	72	0.01
– บ่อหน่วงน้ำฝน (Storm Water Pond)	46,266	5.87
รวม (3)	**111,917**	**14.21**
(4) **พื้นที่อาคารต่างๆ (Area of Buildings)**		
– อาคาร Control Building	1,000	0.13
– อาคารพัสดุและซ่อมบำรุง (Workshop & Warehouse Building)	1,200	0.15
– พื้นที่บริเวณอาคาร Administration Building และป้อมยาม	800	0.10
รวม (4)	**3,000**	**0.38**
(5) **พื้นที่สีเขียว**	**45,000**	**5.71**
(6) **พื้นที่อื่นๆ เช่น ถนน พื้นที่คูระบายน้ำ พื้นที่สำหรับเดินท่อ พื้นที่สำหรับ Right of Way ของสายส่งไฟฟ้า ฯลฯ**	**432,413**	**54.90**
รวมพื้นที่ทั้งหมด (ตร.ม.)	**787,682**	**100.00**

ที่มา : บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด, 2559



รูปที่ 2.4-1 : โครงข่ายแนวท่อก๊าซธรรมชาติใกล้เคียงบริเวณพื้นที่โครงการ

2.4.2 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงและอัตราการใช้เชื้อเพลิง

(1) ก๊าซธรรมชาติ (เชื้อเพลิงหลัก)

(ก) คุณสมบัติของเชื้อเพลิง

ก๊าซธรรมชาติจัดเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดเมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิลอื่นๆ สำหรับคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติที่จะใช้สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง เป็นก๊าซธรรมชาติที่มีคุณสมบัติเช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติในระบบท่อของ ปตท. ฝั่งตะวันออกของประเทศไทย โดยมีคุณสมบัติดังตารางที่ 2.4-1

สำหรับสิ่งปนเปื้อนอื่นๆ ตามมาตรฐานที่ ปตท. ควบคุม ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ดังรายละเอียดนี้

- คอนเดนเสท (Condensate) หรือไฮโดรคาร์บอนเหลว (Liquid Hydrocarbon) ไม่เกิน 0.50 แกลลอนต่อ 1,000,000 ลูกบาศก์ฟุต
- มีไอน้ำ (Water Vapor) ไม่เกิน 7 ปอนด์ต่อ 1,000,000 ลูกบาศก์ฟุต
- มีออกซิเจน (Oxygen; O2) ไม่เกิน 0.1 % โมล
- มีไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Hydrogen Sulphide; H2S) ไม่เกิน 50 ppm
- มีปรอท (Mercury; Hg) ไม่เกิน 50 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ($\mu g/Nm^3$) ดังตารางที่ 2.4-1

ตารางที่ 2.4-1
องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการออกแบบโครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง

พารามิเตอร์	ข้อมูลเชิงองค์ประกอบ (% โมล)		
	ค่าต่ำสุด*	ค่ากลาง*	ค่าสูงสุด*
คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	4.41	1.43	0.00
ไนโตรเจน (N_2)	2.03	1.66	0.64
มีเทน (C_1)	87.60	90.69	89.33
อีเทน (C_2)	3.92	4.91	8.53
โพรเพน (C_3)	1.36	0.88	1.00
ไอโซบิวเทน (iC_4)	0.31	0.19	0.20
นอร์มอลบิวเทน (nC_4)	0.25	0.16	0.20
ไอโซเพนเทน (iC_5)	0.06	0.06	0.10
นอร์มอลเพนเทน (nC_5)	0.03	0.01	0.00
เฮกเซน (C_6)	0.01	0.00	0.00
เฮพเทน (C_7)	0.01	0.00	0.00
ออกเทน (C_8)	0.00	0.00	0.00
รวม	**100.00**	**100.00**	**100.00**
พารามิเตอร์	**ข้อมูลเชิงคุณภาพ**		
HHV (Sat) Btu/scf	996	1024	1079
ค่าความถ่วงจำเพาะ (SG)	0.6477	0.6136	0.6153
Wobbe Index -WI WI = HHV (Dry) / SQRT (SG)	1,260	1,330	1,400

หมายเหตุ : * ค่าต่ำสุด ค่ากลาง และค่าสูงสุด หมายถึงค่าต่ำสุด/ค่ากลาง/และค่าสูงสุดของ Wobbe Index
ก๊าซธรรมชาติ 1 ลูกบาศก์เมตร คาดว่า จะมีปริมาณปรอทสูงสุดไม่เกินกว่า 50 ไมโครกรัม และมี H_2S สูงสุดไม่เกิน 50 ppm

ที่มา : บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด, 2559

(ข) อัตราการใช้เชื้อเพลิง

ในกรณีที่โรงไฟฟ้ามีการเดินเครื่องเต็มประสิทธิภาพที่กำลังการผลิตสูงสุด คาดว่าจะมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติสูงสุดประมาณ 412 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ที่ค่าความร้อนของก๊าซฯ (LHV dry) ประมาณ 46,600 กิโลจูล/กิโลกรัม หากประมาณการเดินโรงไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติ ที่ 100% load ตลอดทั้งปี จะคิดเป็นปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ 150,380 ล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี

(2) น้ำมันดีเซล (เชื้อเพลิงสำรอง)

(ก) คุณสมบัติของเชื้อเพลิง

ในกรณีที่เกิดปัญหาในการส่งก๊าซธรรมชาติ โครงการจะยังสามารถเดินเครื่องต่อไปได้โดยใช้น้ำมันดีเซลแทน ลักษณะเฉพาะทั่วไปของน้ำมันดีเซลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองสำหรับโครงการแสดงดังตาราง**ที่ 2.4-2** โดยโครงการจะสำรองน้ำมันดีเซลจำนวน 26,000 ลูกบาศก์เมตร ในถังขนาด 14,300 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง

(ข) อัตราการใช้เชื้อเพลิง

ในกรณีที่โรงไฟฟ้ามีการเดินเครื่องเต็มประสิทธิภาพที่กำลังการผลิตสูงสุด คาดว่าจะมีความต้องการใช้น้ำมันดีเซลอัตราประมาณ 8,631 ลูกบาศก์เมตร/วัน ทั้งนี้น้ำมันดีเซลจะนำมาใช้เฉพาะในกรณีฉุกเฉิน เช่น กรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสั่งการให้เดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลเมื่อการเกิดปัญหาจากการจัดส่งก๊าซธรรมชาติเท่านั้น หากประมาณการเดินโรงไฟฟ้าด้วยน้ำมันดีเซล 72 ชั่วโมงในหนึ่งปี คิดเป็นปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลเท่ากับ 25,893 ลูกบาศก์เมตร

ตารางที่ 2.4-2
ลักษณะเฉพาะทั่วไปของน้ำมันดีเซลที่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองสำหรับโครงการ

พารามิเตอร์	ข้อมูลคุณภาพ		วิธีทดสอบ
	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	
ค่าความถ่วงจำเพาะ ณ อุณหภูมิ 15.6°C/15.6°C	0.81	0.87	ASTM D 1298
ดัชนีซีเทน	50	-	ASTM D 613
ความหนืด (cSt) ที่ 40°C	1.8	4.1	ASTM D 445
จุดไหลเท (°C)	-	10	ASTM D 97
ปริมาณกำมะถัน (ร้อยละโดยน้ำหนัก)	-	0.005	ASTM D 2622
การกัดกร่อนแผ่นทองแดง	-	No.1	ASTM D 130
เสถียรภาพต่อการเกิดปฏิกิริยาออกซิเดชัน (กรัม/ลูกบาศก์เมตร)	-	25	ASTM D 2274
กากถ่าน (ร้อยละโดยน้ำหนัก)	-	0.30	ASTM D 4530
น้ำและตะกอน (ร้อยละโดยปริมาตร)	-	-	ASTM D 2709
น้ำ (มิลลิกรัม/กิโลกรัม)		300	EN ISO 12937
สิ่งปนเปื้อนทั้งหมด (มิลลิกรัม/กิโลกรัม)		24	EN 12662
เถ้า (ร้อยละโดยน้ำหนัก)	-	0.01	ASTM D 482
จุดวาบไฟ (°C)	52	-	ASTM D 93
ค่าการกลั่น หรือ อุณหภูมิของส่วนที่กลั่นได้โดยปริมาตรร้อยละ 90 (°C)	-	357	ASTM D 86
โพลีไซคลิก อะโรมาติก ไฮโดรคาร์บอน (ร้อยละโดยน้ำหนัก)		11	ASTM D 2425
ความเข้มของสี	-	4.0	ASTM D 1500
คุณสมบัติการหล่อลื่น รอยขีดข่วน (ไมโครเมตร)	-	460	CEC F-06-96

ที่มา : ประกาศกรมธุรกิจพลังงาน เรื่อง กำหนดลักษณะและคุณภาพของน้ำมันดีเซล พ.ศ.2556 ประกาศ ณ วันที่ 8 พฤศจิกายน 2556

2.4.3 การขนส่งเชื้อเพลิงภายในพื้นที่โครงการ

การขนส่งเชื้อเพลิงภายในพื้นที่โครงการนั้นจะใช้ระบบการขนส่งเชื้อเพลิงทางท่อเป็นหลัก โดยมีรายการคำนวณความหนาของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และท่อส่งน้ำมันของโครงการ ดัง**ภาคผนวก 2ง** ประกอบด้วย

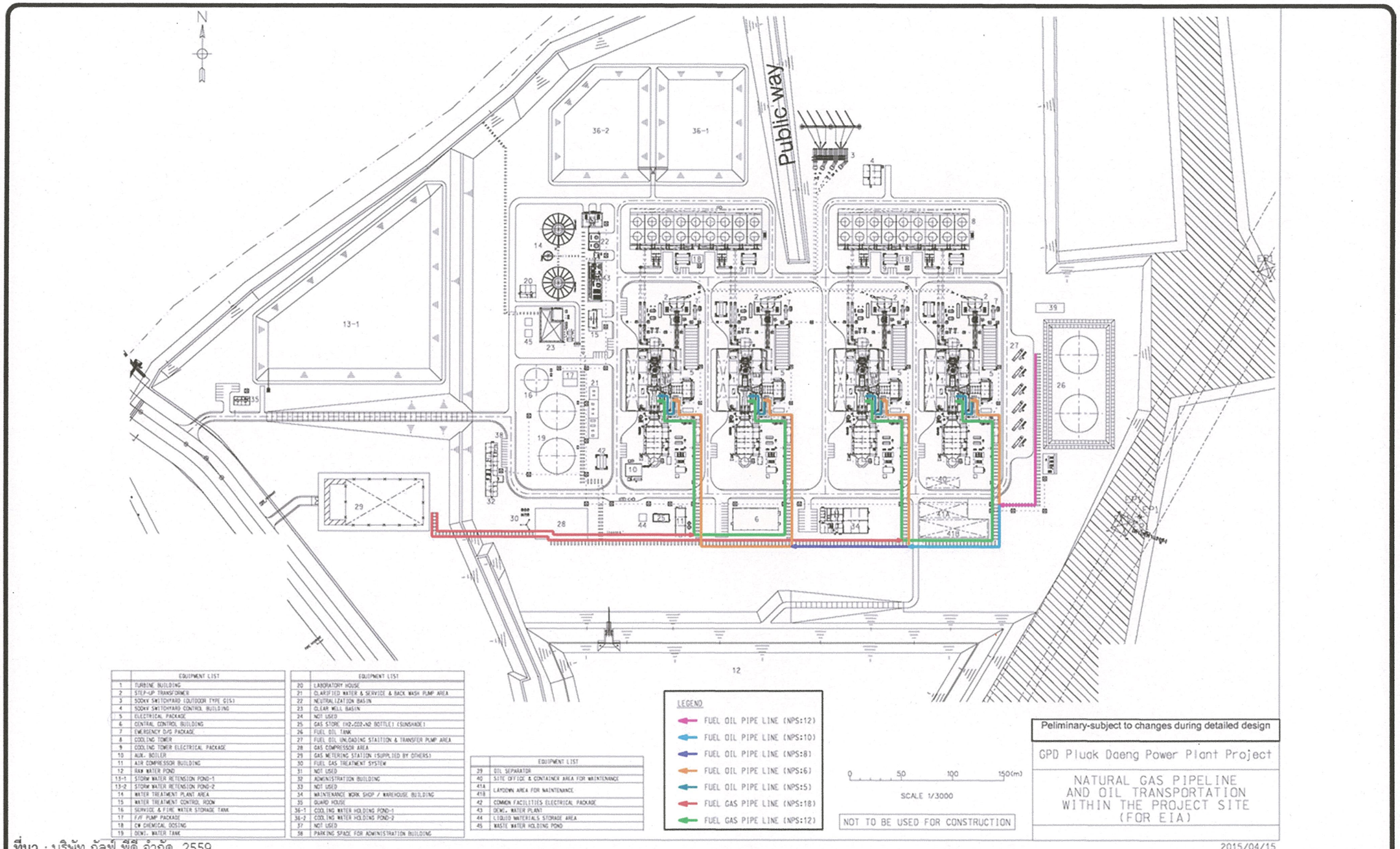
(1) แนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

แนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติภายในพื้นที่โครงการดัง**รูปที่ 2.4-2** จะมีจุดเริ่มต้นที่สถานีควบคุมความดัน และวัดปริมาตรก๊าซ (Gas Metering Station) ทั้งนี้ ท่อส่งก๊าซธรรมชาติภายในพื้นที่โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดงเป็นท่อเหล็ก มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 2 ขนาด คือ 18 นิ้ว และ 12 นิ้ว มีรายละเอียด ดังนี้

- ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 18 นิ้ว วางออกจากสถานีควบคุมความดันและวัดปริมาตรก๊าซ (Gas Metering Station) ไปยังเครื่องอัดก๊าซ (Gas Compressor) จำนวน 2 ท่อ แต่ละท่อมีความยาวประมาณ 125 เมตร ท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวถูกออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ 50 barg ที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส
- ท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 18 นิ้ว วางออกจากเครื่องอัดก๊าซ (Gas Compressor) ไปยังจุดแยกเพื่อแยกเข้าสู่ท่อขนาด 12 นิ้ว ไปยังกังหันก๊าซแต่ละตัว จำนวน 2 ท่อ ความยาวท่อประมาณ 147 เมตร 1 ท่อ (ก่อนแยกเข้ากังหันก๊าซตัวที่ 1 และ 2) และความยาวท่อประมาณ 359 เมตร 1 ท่อ (ก่อนแยกเข้ากังหันก๊าซตัวที่ 3 และ 4) ท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวถูกออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ 60 barg ที่อุณหภูมิ 150 องศาเซลเซียส
- ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว วางออกจากจุดแยกของท่อ 18 นิ้ว ไปยังเครื่องวัดการไหล (Flow Meter) ก่อนเข้ากังหันก๊าซแต่ละตัว มีด้วยกัน 4 ท่อ แต่ละท่อมีความยาวประมาณ 165, 253, 163 และ 428 เมตร ตามลำดับ ท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวถูกออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ 60 barg ที่อุณหภูมิ 150 องศาเซลเซียส
- ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว วางออกจาก Flow Meter เพื่อผ่านเข้าสู่ Fuel Gas Heater และเข้าสู่กังหันก๊าซแต่ละตัว มีด้วยกัน 4 ท่อ แต่ละท่อมีความยาวประมาณ 40 เมตร ท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าว ได้ถูกออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ 60 barg ที่อุณหภูมิ 360 องศาเซลเซียส

ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในความรับผิดชอบของโรงไฟฟ้า คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เชื่อมต่อจากสถานีควบคุมความดันและวัดปริมาณก๊าซ (Gas Metering Station) ไปยังหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้าของโครงการมีการกำหนดมาตรการในการควบคุมดูแล และลดผลกระทบจากระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในพื้นที่โครงการฯ ดังนี้

- ตรวจสอบการรั่วของท่อก๊าซธรรมชาติบริเวณที่อาจเกิดรอยรั่ว ได้แก่ จุดเชื่อมต่อที่อยู่เหนือพื้นดินบริเวณสถานีควบคุมความดันและวัดปริมาณก๊าซ และเครื่องอัดก๊าซอย่างสม่ำเสมอตามที่กำหนดไว้ในคู่มือความปลอดภัยในการทำงานของโครงการ (Safety Procedure)
- ติดตั้งป้ายแสดงตำแหน่งแนวท่อก๊าซธรรมชาติ และตำแหน่งท่อในบริเวณที่อาจจะเกิดอันตราย



	EQUIPMENT LIST
1	TURBINE BUILDING
2	STEP-UP TRANSFORMER
3	500kV SWITCHYARD (OUTDOOR TYPE GIS)
4	500kV SWITCHYARD CONTROL BUILDING
5	ELECTRICAL PACKAGE
6	CENTRAL CONTROL BUILDING
7	EMERGENCY D/G PACKAGE
8	COOLING TOWER
9	COOLING TOWER ELECTRICAL PACKAGE
10	AUX. BOILER
11	AIR COMPRESSOR BUILDING
12	RAW WATER POND
13-1	STORM WATER RETENSION POND-1
13-2	STORM WATER RETENSION POND-2
14	WATER TREATMENT PLANT AREA
15	WATER TREATMENT CONTROL ROOM
16	SERVICE & FIRE WATER STORAGE TANK
17	F/F PUMP PACKAGE
18	CW CHEMICAL DOSING
19	DEMI. WATER TANK

	EQUIPMENT LIST
20	LABORATORY HOUSE
21	CLARIFIED WATER & SERVICE & BACK WASH PUMP AREA
22	NEUTRALIZATION BASIN
23	CLEAR WELL BASIN
24	NOT USED
25	GAS STORE (H2,CO2,N2 BOTTLE) (SUNSHADE)
26	FUEL OIL TANK
27	FUEL OIL UNLOADING STATION & TRANSFER PUMP AREA
28	GAS COMPRESSOR AREA
29	GAS METERING STATION (SUPPLIED BY OTHERS)
30	FUEL GAS TREATMENT SYSTEM
31	NOT USED
32	ADMINISTRATION BUILDING
33	NOT USED
34	MAINTENANCE WORK SHOP / WAREHOUSE BUILDING
35	GUARD HOUSE
36-1	COOLING WATER HOLDING POND-1
36-2	COOLING WATER HOLDING POND-2
37	NOT USED
38	PARKING SPACE FOR ADMINISTRATION BUILDING

	EQUIPMENT LIST
39	OIL SEPARATOR
40	SITE OFFICE & CONTAINER AREA FOR MAINTENANCE
41A	LAYDOWN AREA FOR MAINTENANCE
41B	
42	COMMON FACILITIES ELECTRICAL PACKAGE
43	DEMI. WATER PLANT
44	LIQUID MATERIALS STORAGE AREA
45	WASTE WATER HOLDING POND

ที่มา : บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด, 2559

รูปที่ 2.4-2 : แนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติและท่อส่งน้ำมันภายในพื้นที่โครงการ

(2) แนวท่อขนส่งน้ำมัน

แนวท่อขนส่งน้ำมันภายในพื้นที่โครงการดัง**รูปที่ 2.4-2** จะมีจุดเริ่มต้นที่ถังเก็บน้ำมันดีเซล เพื่อส่งน้ำมันเชื้อเพลิงไปยังหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้า โดยท่อที่ออกจากถังน้ำมันมีขนาด 12 นิ้ว และลดขนาดเป็น 10 นิ้ว 8 นิ้ว 6 นิ้ว และ 5 นิ้ว เมื่อแยกเข้าสู่หน่วยผลิตกระแสไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดของท่อส่งน้ำมันดังนี้

- ท่อส่งน้ำมัน ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว วางออกจากถังเก็บน้ำมันดีเซลเพื่อส่งน้ำมันไปยังหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้า มีความยาวจากถังน้ำมันไปถึงเครื่องสูบส่งน้ำมัน (Fuel Oil Transfer Pump) ประมาณ 104 เมตร โดยออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ที่ 4 barg ที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส
- ท่อส่งน้ำมัน ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว วางออกจากเครื่องสูบส่งน้ำมัน (Fuel Oil Transfer Pump) ไปยังจุดแยกเข้าสู่กังหันก๊าซแต่ละตัว มีความยาวประมาณ 78 เมตร โดยออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ที่ 16 barg ที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส
- ท่อส่งน้ำมัน ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว ยาวประมาณ 140 เมตร เป็นท่อซึ่งต่อมาจากท่อ 12 นิ้ว ข้างต้น ก่อนจะแยกออกเป็นท่อขนาด 8 นิ้ว (114 เมตร) และท่อขนาด 6 นิ้ว (129, 175, 169, และ 257 เมตร) เพื่อแยกเข้าสู่เครื่องสูบจ่ายน้ำมันเข้าสู่กังหันก๊าซ (Main Fuel Oil Pump) ในแต่ละหน่วยการผลิต โดยออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ที่ 16 barg ที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส
- ท่อส่งน้ำมัน ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 5 นิ้ว จำนวน 4 ท่อ แต่ละท่อมีความยาวประมาณ 45 เมตร ออกจากเครื่องสูบจ่ายน้ำมันเข้าสู่กังหันก๊าซ (Main Fuel Oil Pump) ไปยังห้องเผาไหม้ (Combustor) ของกังหันก๊าซในแต่ละหน่วยการผลิต โดยออกแบบให้สามารถรับแรงดันสูงสุดได้ที่ 120 barg ที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส เนื่องจากการฉีดน้ำมันดีเซลเข้าสู่ห้องเผาไหม้ (Combustor) ของกังหันก๊าซ จำเป็นต้องฉีดน้ำมันดีเซลด้วยแรงดันสูง เพื่อให้น้ำมันดีเซลเกิดเป็นละอองขนาดเล็กที่จะผสมกับอากาศได้ดี ทำให้การเผาไหม้สมบูรณ์ และไม่เกิดการเผาไหม้กระจุกตัวอยู่ในบริเวณใดบริเวณหนึ่งจนมีความร้อนสูงเกินไป ณ จุดนั้น (ซึ่งเรียกว่า Hot Spot) เพราะการเกิด Hot Spot จะทำให้บริเวณดังกล่าวมีความร้อนสูง ทำให้เกิดออกไซด์ของไนโตรเจนสูงขึ้นจากการเผาไหม้ จึงจำเป็นต้องฉีดน้ำมันดีเซลด้วยแรงดันสูงเพื่อให้น้ำมันดีเซลดังกล่าวเป็นละอองในห้องเผาไหม้

สำหรับการก่อสร้างวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 18 นิ้ว และ 12 นิ้ว และท่อส่งน้ำมัน ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว 10 นิ้ว 8 นิ้ว 6 นิ้ว และ 5 นิ้ว ภายในพื้นที่โครงการ จะดำเนินการก่อสร้างวางท่อบน Pipe Rack ซึ่งเป็นโครงสร้างเหล็ก ในการก่อสร้างจะเป็นการขุดเปิดหน้าดินเพื่อทำฐานรากของ Pipe Rack จากนั้นนำแผ่นเหล็กมาประกอบเป็นชั้นวางท่อโดยจะมีการเชื่อมเหล็กในแต่ละช่วง สำหรับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในระหว่างการก่อสร้าง Pipe Rack ได้แก่ ฝุ่นละอองจากการเปิดหน้าดิน ซึ่งกิจกรรมดังกล่าวจะดำเนินการไปพร้อมกับกิจกรรมการก่อสร้างฐานรากของโรงไฟฟ้า และเมื่อวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติและท่อส่งน้ำมันภายในพื้นที่โรงไฟฟ้า จะต้องมีการทดสอบการรั่วไหลของท่อโดยการอัดน้ำทดสอบด้วยแรงดันน้ำ (Hydrostatic Test) เพื่อให้ความดันภายในท่อมีค่าประมาณ 1.5 เท่าของความดันดำเนินการสูงสุดของระบบท่อฯ และทิ้งไว้อย่างน้อย 24 ชั่วโมง โครงการจะรับน้ำประปาจากสวนอุตสาหกรรมฯ เพื่อใช้ในการทดสอบ 250 ลูกบาศก์เมตร ทั้งนี้ ระหว่างการทดสอบจะไม่มีการเติมสารเคมีใดๆ ลงไปในน้ำ หลังจากการทดสอบแล้วเสร็จโครงการจะตรวจสอบค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) อุณหภูมิ (Temp.) ของแข็งแขวนลอย (SS) น้ำมันและไขมัน (Oil&Grease) ตามที่สวนอุตสาหกรรมฯ กำหนดแล้วจึงจะระบายน้ำทิ้งดังกล่าวเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของสวนอุตสาหกรรมฯ ซึ่งสวนอุตสาหกรรมฯ ได้

ยืนยันความสามารถในการจ่ายน้ำใช้ให้กับโครงการ รวมทั้งระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของสวนอุตสาหกรรมฯ สามารถรองรับน้ำทิ้งจากกิจกรรมดังกล่าวได้อย่างเพียงพอ (หนังสือยืนยันความสามารถในการให้บริการน้ำใช้และรองรับน้ำทิ้งจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยแรงดันน้ำ (Hydrostatic Test) ดังแสดงใน**ภาคผนวก 2จ**)

2.4.4 การขนถ่ายน้ำมันดีเซลภายในพื้นที่โครงการ

ข้อมูลลักษณะเฉพาะทั่วไปของน้ำมันดีเซล ที่โครงการจะใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองในกรณีที่ก๊าซธรรมชาติไม่สามารถจ่ายให้กับโครงการได้นั้น มีปริมาณซัลเฟอร์ในน้ำมันดีเซลสูงสุดไม่เกิน 0.005% wt ซึ่งเป็นค่าที่กำหนดตามเอกสารแนบท้ายประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน เรื่อง กำหนดลักษณะและคุณภาพของน้ำมันดีเซล พ.ศ.2556 (ลงวันที่ 8 พฤศจิกายน 2556) โดยรายละเอียดแสดงได้ดัง**ตารางที่ 2.4-2** และ**ภาคผนวก 2ฉ** สำหรับขั้นตอนการจัดการในการกักเก็บและขนถ่ายน้ำมันดีเซล เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการขนถ่าย และมาตรการระหว่างการขนถ่ายน้ำมันดีเซล มีรายละเอียดดังนี้

(1) ขั้นตอนการจัดการกักเก็บและขนถ่ายน้ำมันดีเซล

การขนส่งน้ำมันดีเซลเข้าสู่พื้นที่โครงการจะขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำมัน และเมื่อรถบรรทุกน้ำมันเข้ามาในบริเวณพื้นที่โครงการแล้ว จะมีสถานีที่สามารถสูบถ่ายน้ำมันเข้าสู่ถังกักเก็บ จากนั้นน้ำมันจะถูกส่งไปกักเก็บไว้ในถังขนาดประมาณ 14,300 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง โดยจะกักเก็บไม่เกินร้อยละ 90 ของปริมาตรถัง คือ ไม่เกิน 13,000 ลูกบาศก์เมตรต่อถัง ตามกฎกระทรวง เรื่องคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556 ของกระทรวงพลังงาน ในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 130 ตอนที่ 29 ก วันที่ 27 มีนาคม 2556 ข้อ 33 ซึ่งเพียงพอสำหรับการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองของโครงการได้ประมาณ 3 วัน ถังกักเก็บน้ำมันดีเซลจะตั้งอยู่ในบริเวณที่มีคันคอนกรีตล้อมรอบ สามารถรองรับปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงได้ร้อยละ 100 ของปริมาณความจุของถังใบใหญ่ที่สุดในกรณีที่ถังเก็บแตกหรือรั่ว ตามกฎกระทรวง เรื่องคลังน้ำมัน พ.ศ.2556 ของกระทรวงพลังงาน ในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 130 ตอนที่ 29 ก วันที่ 27 มีนาคม 2556 ข้อ 23 (4) นอกจากนี้บริเวณที่ใช้เป็นสถานีสูบถ่ายน้ำมันของรถบรรทุกจะมีลักษณะเป็นพื้นคอนกรีตที่มีคันล้อมรอบ เพื่อให้น้ำฝนที่ไหลชะคราบน้ำมันที่อาจหกหรือรั่วไหลในบริเวณดังกล่าว ไหลลงสู่ท่อรวบรวมน้ำที่อาจมีการปนเปื้อนน้ำมันดังกล่าว เพื่อส่งไปยังบ่อแยกน้ำมัน (Oil Separator) ของโครงการก่อนส่งไปยังระบบบำบัดส่วนกลางของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดงต่อไป มาตรฐานที่นำมาใช้สำหรับถังเก็บน้ำมันเชื้อเพลิง และสิ่งอำนวยความสะดวกในการขนถ่าย มีรายละเอียดดังนี้

- มาตรฐานที่นำมาใช้ในถังเก็บน้ำมันเชื้อเพลิง คือ API 650
- มาตรฐานการออกแบบระบบท่อ คือ ASME B31.1
- มาตรฐานที่ใช้ในการจำแนกพื้นที่อันตราย คือ API RP500
- มาตรฐานที่นำมาใช้ในระบบดับเพลิง คือ NFPA 850 และ NFPA 11

(2) ขั้นตอนการสูบถ่ายน้ำมันจากรถขนส่งน้ำมันเข้าสู่ถังกักเก็บ

สำหรับขั้นตอนและวิธีการปฏิบัติงานสำหรับการขนถ่ายน้ำมันเชื้อเพลิงสำรองลงถังเก็บมีดังนี้

- เมื่อได้รับแจ้งการนำส่งน้ำมันเชื้อเพลิงจากเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยของโรงไฟฟ้า พนักงานจะต้องดำเนินการดังต่อไปนี้
  - ตรวจสอบเอกสารนำส่งน้ำมันเชื้อเพลิงที่รถบรรทุกนำมาส่ง

- ตรวจสอบความถูกต้องของชนิด และคุณสมบัติของน้ำมันเชื้อเพลิงเบื้องต้น โดยการวัดการปนเปื้อนของน้ำโดยใช้สารเคมี และบันทึกค่าที่วัดได้ลงในใบตรวจสอบการขนถ่ายเชื้อเพลิง
- ประเมินปริมาตรของน้ำมันเชื้อเพลิงที่จะขนถ่าย และปริมาตรบรรจุของถังเก็บหลังการขนถ่ายไม่เกิน 90% ของปริมาตรถัง
- ให้พนักงานเตรียมถังดับเพลิงให้พร้อมต่อการแก้ไขสถานการณ์ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

- บันทึกระดับของน้ำมันเชื้อเพลิงในถังเก็บก่อนและหลังขนถ่าย
- พนักงานต้องนำกรวยยางมาปิดกั้นบริเวณรอบๆ รถบรรทุกน้ำมัน
- ในระหว่างที่มีการขนถ่ายน้ำมันเชื้อเพลิง ผู้รับเหมา และผู้ปฏิบัติงานจะต้องนำวัสดุหรือหมอนไม้มารองล้อและใช้ห้ามล้อมือ เพื่อไม่ให้รถบรรทุกเคลื่อนที่ระหว่างการขนถ่าย
- พนักงานต้องต่อสายดินระหว่างรถและสายดินของบริษัท เพื่อคายประจุไฟฟ้าที่อาจสะสมอยู่ที่รถ
- นำภาชนะมารองรับน้ำมันเชื้อเพลิงตามข้อต่อต่างๆ ของท่อในกรณีที่ข้อต่อเหล่านั้นมีการรั่วซึม
- เดินปั๊มน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อขนถ่ายน้ำมันเชื้อเพลิงจากรถบรรทุกลงถังเก็บ
- เมื่อผู้รับเหมาขนถ่ายแล้วเสร็จ ให้ผู้รับเหมานำภาชนะมารองรับน้ำมันเชื้อเพลิงที่รั่วไหลจากการถอดท่อหรือข้อต่อท่อเพื่อไม่ให้หกลงพื้น และให้นำน้ำมันเชื้อเพลิงนั้นไปเทเก็บในถังน้ำมันชั่วคราว เพื่อนำไปใช้ชำระล้างงานซ่อมบำรุงต่อไป
- หลังจากขนถ่ายน้ำมันเชื้อเพลิงแล้ว พนักงานต้องตรวจสอบการรั่วไหลของน้ำมันเชื้อเพลิงบริเวณท่อ ข้อต่อท่อ ลิ้นปิด-เปิดของถังเก็บอีกครั้ง
- ในกรณีที่เกิดเพลิงไหม้ ขณะที่กำลังขนถ่าย แล้วไม่สามารถระงับเหตุได้ ให้ปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินกรณีเกิดเพลิงไหม้

2.5 สารเคมี

สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิตของโครงการ เป็นสารเคมีที่ใช้เพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำให้เหมาะสมต่อการใช้งาน ช่วยในการป้องกันการเกิดตะกรันและตะกอนในท่อน้ำ ดัง**ตารางที่ 2.5-1**

สารเคมีทั้งหมดที่โครงการใช้ จำนวน 13 ชนิด ไม่จัดเป็น Toxic Substance และสารเคมีประเภท Biocide โดยสารเคมี 9 ชนิดที่สามารถระบุองค์ประกอบทางเคมีได้ โครงการอ้างอิงความเป็นพิษจากเอกสาร Material Safety Data Sheet (MSDS) ซึ่งมีที่มาจากโปรแกรมการจัดการข้อมูลสารเคมี (Chemtrack) ของศูนย์ความเป็นเลิศด้านการจัดการสารและของเสียอันตราย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย แสดงดัง**ภาคผนวก 2ช-1** ส่วนสารเคมี 4 ชนิด ได้แก่ Polymer, RO Antiscalant, Oxygen Scavenger และ Scale and Corrosion Inhibitor ซึ่งเป็นชื่อทางการค้าและไม่สามารถระบุองค์ประกอบทางเคมีที่ชัดเจนได้ โครงการได้พิจารณาเลือกใช้ MSDS จากผู้ผลิตในการอ้างอิงถึงสารประกอบและความเป็นพิษของสารเคมีดังกล่าว โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) Polymer ใช้สำหรับปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ โดยใน MSDS ผู้ผลิตไม่ได้ระบุองค์ประกอบมาให้ แต่ระบุว่าไม่เป็นสารอันตราย รายละเอียดดัง**ภาคผนวก 2ช-2**

(2) RO Antiscalant เป็นสารสำหรับป้องกันการเกิดตะกรันบน RO และ Membrane มีองค์ประกอบ คือ Polyphosphate salt และ polymer รายละเอียดดัง**ภาคผนวก 2ช-3**

(3) Oxygen Scavenger (Elimin - OX) เป็นสารสำหรับควบคุมคุณภาพน้ำในระบบ Boiler โดยมีสารคาร์โบไฮดราไซด์ (Carbohydrazide) เป็นองค์ประกอบ 5-10 % (W/W) ซึ่งปริมาณสารที่อยู่ในผลิตภัณฑ์นี้เป็นสารที่ไม่เป็นอันตราย หรือ เป็นอันตรายต่ำ (ไม่จำกัดปริมาณ) และไม่ปรากฏว่าเป็นสารก่อมะเร็งใน Agents Classified by IARC Monographs, Volumes 1-106 ขององค์กรวิจัยมะเร็งระหว่างประเทศ (International Agency for research on Cancer: IARC) รายละเอียดดัง**ภาคผนวก 2ช-4**

(4) Scale and Corrosion Inhibitor เป็นสารป้องกันการเกิดตะกรันในระบบหล่อเย็น ซึ่งเป็นสารประกอบ polyphosphate, phosphates, zinc salt, organic polymer, copper corrosion inhibitor รายละเอียดดัง**ภาคผนวก 2ช-5**

สำหรับรายละเอียดของแหล่งที่มา ปริมาณการใช้ ปริมาณการเก็บกัก และการใช้ประโยชน์ของสารเคมีแต่ละชนิด แสดงใน**ตารางที่ 2.5-1** และจากข้อมูลตามเอกสารจากข้อมูลเอกสารความปลอดภัยเคมีภัณฑ์ (MSDS) ของสารเคมีที่โครงการใช้มีสารเคมีที่เข้าข่ายตามพระราชบัญญัติที่เกี่ยวข้องดัง**ตารางที่ 2.5-2**

2.6 ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า

2.6.1 การออกแบบโรงไฟฟ้า

สำหรับข้อกำหนดทางสภาพภูมิอากาศ และสถานที่ตั้งที่ใช้สำหรับการออกแบบ โรงไฟฟ้าปลวกแดง มีดังนี้

- อุณหภูมิกระเปาะแห้ง (เฉลี่ย) 32.5 องศาเซลเซียส
- ความชื้นสัมพัทธ์ 76 %
- ความดันบรรยากาศ 1,000.9 มิลลิบาร์
- ความสูงพื้นที่โครงการ (จากความสูงน้ำทะเล) 78 เมตร

2.6.2 เครื่องจักรและอุปกรณ์การผลิต

เครื่องจักรและอุปกรณ์หลักสำหรับโครงการจะประกอบด้วย กังหันก๊าซ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องผลิตไอน้ำ กังหันไอน้ำ เครื่องควบแน่น และหอหล่อเย็น โดยมีรายละเอียดทางเทคนิคของเครื่องจักรและอุปกรณ์แต่ละประเภทดังนี้

(1) กังหันก๊าซ (Combustion Turbine: CTs)

โครงการจะมีกังหันก๊าซ (CTs) จำนวน 4 ชุด ซึ่งสามารถทำงานได้ทั้งกับเชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซธรรมชาติ หรือเชื้อเพลิงที่เป็นน้ำมันดีเซล อย่างไรก็ตาม การเดินเครื่องโดยปกติจะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก ส่วนน้ำมันดีเซลจะเป็นเพียงเชื้อเพลิงสำรองเท่านั้น โดยเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้กับอากาศ เกิดแรงดันไปขับกังหันก๊าซ ทั้งนี้ กังหันก๊าซชนิดนี้จะมีการติดตั้งระบบเผาไหม้ที่ทำให้เกิดออกไซด์ของไนโตรเจนต่ำ (Dry Low-Nitrogen Oxides Combustion System (DLN)) เมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และระบบฉีดน้ำ (Water Injection System) เพื่อควบคุมปริมาณ NO_x เมื่อใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง

(2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

โครงการมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) จำนวน 4 ชุด โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกขับเคลื่อนโดยกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำร่วมกันในแต่ละชุด เพื่อเปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยหลักการหมุนขดลวดตัดสนามแม่เหล็ก

ตารางที่ 2.5-1
ชนิดและปริมาณของสารเคมีที่จะนำมาใช้ในโครงการ

สารเคมี	ปริมาณที่ใช้ (ลบ.ม./ปี) [2/]	วัสดุและขนาดของภาชนะกักเก็บ	จำนวนถัง	การใช้ประโยชน์/การขนถ่ายภายในโครงการ	พื้นที่กักเก็บสารเคมี/การป้องกันการรั่วไหล [1/]	แหล่งที่มาของสารเคมี และวิธีการขนส่งสารเคมี
ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ						
$NaClO_2$ 25%	20	ถัง PE บรรจุสารเคมี ประมาณ 40 ลบ.ม.	1	สารตั้งต้นเพื่อผสมเป็นคลอรีนไดออกไซด์เพื่อใช้ควบคุมคุณภาพน้ำ/ระบบท่อปิด	อาคารปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยรถบรรทุกสารเคมี (ของเหลว)
HCl 35%	20	ถัง FRP บรรจุสารเคมี ประมาณ 40 ลบ.ม.	1	สารตั้งต้นเพื่อผสมเป็นคลอรีนไดออกไซด์เพื่อใช้ควบคุมคุณภาพน้ำ/ระบบท่อปิด	อาคารปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยรถบรรทุกสารเคมี (ของเหลว)
Ferric Chloride 40%	1,120	ถัง FRP บรรจุสารเคมี ประมาณ 120 ลบ.ม.	1	เพื่อตกตะกอนในระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/ระบบท่อปิด	อาคารปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยรถบรรทุกสารเคมี (ของเหลว)
Polymer	40	ถุงบรรจุสารเคมีพร้อมถัง FRP ผสมสารละลาย 16 ลบ.ม.	1	เพื่อตกตะกอนในระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/ระบบท่อปิด	อาคารปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถุงสารเคมีขนาด 25 กิโลกรัม
Sodium Hydroxide (NaOH, 50%)	245	ถัง FPR บรรจุสารเคมี ประมาณ 30 ลบ.ม.	1	เพื่อปรับค่า pH ในระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ เพื่อฟื้นฟูสภาพเรซินในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Mixed Bed Regeneration) และเพื่อปรับค่า pH ในบ่อปรับสภาพความเป็นกรด-ด่าง (Neutralization Pit) ของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ/ระบบท่อปิด	อาคารปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยรถบรรทุกสารเคมี (ของเหลว)
Sodium Bisulfite 1% ($Na_2S_2O_5 + H_2O \rightarrow NaHSO_3$) (SMBS) (SBS)	15	ถัง PE บรรจุสารเคมี ประมาณ 1 ลบ.ม.	1	เพื่อป้องกันไม่ให้ RO membrane เสียหายเนื่องจากคลอรีนอิสระ/ระบบท่อปิด	อาคารผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถุงสารเคมีขนาด 25 กิโลกรัม

ตารางที่ 2.5-1
ชนิดและปริมาณของสารเคมีที่จะนำมาใช้ในโครงการ (ต่อ)

สารเคมี	ปริมาณที่ใช้ (ลบ.ม./ปี) [2/]	วัสดุและขนาดของภาชนะกักเก็บ	จำนวนถัง	การใช้ประโยชน์/การขนถ่ายภายในโครงการ	พื้นที่กักเก็บสารเคมี/การป้องกันการรั่วไหล [1/]	แหล่งที่มาของสารเคมี และวิธีการขนส่งสารเคมี
ระบบผลิตน้ำบริสุทธิ์ปราศจากแร่ธาตุรวมทั้งระบบบำบัดน้ำทิ้งโดยการปรับสภาพความเป็นกรด-ด่าง (Neutralization)						
RO Antiscalant (100%)	5	ถัง PE บรรจุสารเคมี ประมาณ 0.1 ลบ.ม.	1	เพื่อป้องกันการเกิดตะกรันบน RO membrane/ ระบบท่อปิด	อาคารผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถังสารเคมีขนาด 25 ลิตร
Sulfuric Acid (H_2SO_4, 98%)	10	ถัง carbon steel บรรจุสารเคมี ประมาณ 3 ลบ.ม.	1	เพื่อฟื้นฟูสภาพเรซินในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Mixed Bed Regeneration) และเพื่อปรับค่า pH ในบ่อปรับสภาพความเป็นกรด-ด่าง (Neutralization Pit) ของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ/ระบบท่อปิด	อาคารผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยรถบรรทุกสารเคมี (ของเหลว)
Citric Acid ($C_6H_8O_7$, 15%)	10	ถัง PE บรรจุสารเคมีประมาณ 2 ลบ.ม.	1	เพื่อล้าง RO membrane /ระบบท่อปิด	อาคารผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถุงสารเคมีขนาด 25 กิโลกรัม
ระบบหมุนเวียนไอน้ำ						
Oxygen Scavenger (Elimin - OX) [3/]	15	ถัง Stainless บรรจุสารเคมีขนาด 1,000 ลิตร	4	ควบคุมคุณภาพน้ำใน Boiler/ระบบท่อปิด	อาคารเก็บสารเคมี/ถาดรอง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถังสารเคมีขนาด 25 ลิตร
Aqueous Ammonia (NH_3-25%)	45	ถัง Stainless บรรจุสารเคมีขนาด 1,000 ลิตร	4	ควบคุมคุณภาพน้ำใน Boiler/ระบบท่อปิด	อาคารเก็บสารเคมี/ถาดรอง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถังสารเคมีขนาด 25 ลิตร
Trisodium Phosphate ($Na_3PO_4.12H_2O$)	30	ถัง Stainless บรรจุสารเคมี ขนาด 500 ลิตร	4	ควบคุมคุณภาพน้ำใน Boiler/ระบบท่อปิด	อาคารเก็บสารเคมี/ถาดรอง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถุงสารเคมีขนาด 25 กิโลกรัม

ตารางที่ 2.5-1
ชนิดและปริมาณของสารเคมีที่จะนำมาใช้ในโครงการ (ต่อ)

สารเคมี	ปริมาณที่ใช้ (ลบ.ม./ปี) [2/]	วัสดุและขนาดของภาชนะกักเก็บ	จำนวนถัง	การใช้ประโยชน์/การขนถ่ายภายในโครงการ	พื้นที่กักเก็บสารเคมี/การป้องกันการรั่วไหล [1/]	แหล่งที่มาของสารเคมี และวิธีการขนส่งสารเคมี
ระบบน้ำหล่อเย็น						
Scale and Corrosion Inhibitor [4/]	120	ถัง PE ประมาณ 2 ลบ.ม.	2	ป้องกันตะกรันในระบบน้ำหล่อเย็น/ระบบท่อปิด	อาคารเก็บสารเคมี/รั้วคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยบรรจุถังสารเคมีขนาด 1 ลบ.ม.
$NaClO_2$ 25%	20	ถัง PE บรรจุสารเคมี ประมาณ 40 ลบ.ม.	2	สารตั้งต้นเพื่อผสมเป็นคลอรีนไดออกไซด์เพื่อใช้ควบคุมคุณภาพน้ำ/ระบบท่อปิด	อาคารปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยรถบรรทุกสารเคมี (ของเหลว)
HCl 35%	20	ถัง FRP บรรจุสารเคมี ประมาณ 40 ลบ.ม.	2	สารตั้งต้นเพื่อผสมเป็นคลอรีนไดออกไซด์เพื่อใช้ควบคุมคุณภาพน้ำ/ระบบท่อปิด	อาคารปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบ/คันคอนกรีตรอบถัง	จัดซื้อในประเทศ ขนส่งมายังโครงการโดยรถบรรทุกสารเคมี (ของเหลว)

หมายเหตุ :
1. สารเคมีที่ใช้ภายในโครงการฯ จะเก็บกักในอาคารเก็บกักสารเคมี ซึ่งมีคันกั้น (Dike) ที่สามารถรองรับปริมาณการรั่วไหลของสารเคมีได้เท่ากับปริมาณของสารเคมีที่เก็บกักในถังเก็บกักที่ใหญ่ที่สุด โดยการเก็บกักสารเคมีจะดำเนินการตามประกาศกรมโรงงานอุตสาหกรรม เรื่อง คู่มือการเก็บรักษาสารเคมีและวัตถุอันตราย พ.ศ.2550
2. ปริมาณสารเคมีดังกล่าวอาจมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับคุณภาพน้ำดิบจากบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน)
3. สารเคมี Oxygen Scavenger ที่โครงการใช้ เป็นสารที่ไม่เป็นอันตราย หรือ เป็นอันตรายต่ำ (ไม่จำกัดปริมาณ) และไม่ปรากฏว่าเป็นสารก่อมะเร็งใน Agents Classified by IARC Monographs, Volumes 1-106 ขององค์กรวิจัยมะเร็งระหว่างประเทศ (International Agency for research on Cancer: IARC)
4. Scale and Corrosion Inhibitor เป็นสารประกอบ polyphosphate, phosphates, zinc salt, organic polymer, copper corrosion inhibitor องค์ประกอบเคมีของสารอาจเปลี่ยนแปลงตามสูตรทางการค้าของผู้ผลิตแต่ละราย

ที่มา : บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด, 2559

ตารางที่ 2.5-2

การพิจารณาเปรียบเทียบการใช้สารเคมีตามพระราชบัญญัติที่เกี่ยวข้อง และค่าความเป็นพิษ (LD_{50})

ชื่อเคมี/ชื่อเคมีทั่วไป	สถานภาพ	พ.ร.บ วัตถุอันตราย พ.ศ. 2535 (ประเภท)	พ.ร.บ. ควบคุมยุทธภัณฑ์ พ.ศ. 2530	พ.ร.บ. คุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541	ค่าความเป็นพิษ (LD_{50})
Sodium Chlorite 25%	ของเหลว	-	-	-	Acute oral toxicity (LD_{50})=165mg/kg [Rat]
HCl 35%	ของเหลว	3	-	✓	Acute oral toxicity (LD_{50})=900mg/kg [Rabbit]
Ferric Chloride 40%	ของเหลว	-	-	-	Oral toxicity (LD_{50})=316mg/kg [Rat]
Polymer	ของแข็ง	-	-	-	Acute oral toxicity (LD_{50})=3,500mg/kg [Mouse]
Sulfuric Acid	ของเหลว	3	-	✓	Oral toxicity (LD_{50})=2,140mg/kg [Rat]
Sodium Metabisulfite	ของแข็ง	-	-	-	Acute oral toxicity (LD_{50})=1,131mg/kg [Rat]
RO Antiscalant (100%)	ของเหลว	No data	No data	No data	LD_{50}=7,400mg/kg [Rat]
Oxygen Scavenger	ของเหลว	-	-	-	Acute oral toxicity (LD_{50})=5g/kg [Rat]
Aqueous Ammonia (25%)	ของเหลว	-	-	-	Oral toxicity (LD_{50})=350mg/kg [Rat]
Trisodium Phosphate	ของแข็ง	No data	No data	No data	-*
Scale and Corrosion Inhibitor (สารประเภท Organic Phosphate Acid)	ของเหลว	3	-	✓	-*
Sodium Hydroxide 50%	ของเหลว	1	-	✓	-*
Citric Acid	ของแข็ง	No data	No data	No data	Acute oral toxicity (LD_{50})=3,000mg/kg [Rat]

หมายเหตุ: - ไม่ระบุว่าเป็นวัตถุอันตรายตาม พ.ร.บ.วัตถุอันตราย 2535, พรบ.ควบคุมยุทธภัณฑ์ พ.ศ. 2530 และ พรบ.คุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541

ประเภทที่ 1 ได้แก่ วัตถุอันตรายที่การผลิต การนำเข้า การส่งออกหรือการมีไว้ในครอบครองต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนด

ประเภทที่ 2 ได้แก่ วัตถุอันตรายที่การผลิต การนำเข้า การส่งออกหรือการมีไว้ในครอบครองต้องแจ้งให้พนักงานเจ้าหน้าที่ทราบก่อน และต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดด้วย

ประเภทที่ 3 ได้แก่ วัตถุอันตรายที่การผลิต การนำเข้า การส่งออกหรือการมีไว้ในครอบครองต้องได้รับการอนุญาต

ประเภทที่ 4 ได้แก่ วัตถุอันตรายที่ห้ามมิให้มีการผลิต การนำเข้า การส่งออก หรือการมีไว้ในครอบครอง

-* จาก MSDS ไม่มีข้อมูลการศึกษาในสัตว์ทดลองและผลกระทบต่อมนุษย์

(3) เครื่องผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator: HRSG)

โครงการมีเครื่องผลิตไอน้ำ (HRSG) จากก๊าซร้อนของกังหันก๊าซด้วยกัน 4 ชุด (HRSG 1 ชุดต่อกังหันก๊าซ 1 ชุด) ซึ่งจะทำหน้าที่นำพลังงานความร้อนจากก๊าซร้อนที่ออกจากเครื่องกังหันก๊าซ (CT) มาใช้ผลิตไอน้ำ และนำไอน้ำที่ผลิตได้ไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกต่อหนึ่ง (HRSG 1 ชุดต่อกังหันไอน้ำ 1 ชุด) โดยเครื่องผลิตไอน้ำจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ Economizer เพื่อให้ความร้อนแก่น้ำที่ป้อนเข้าสู่ระบบผลิตไอน้ำ Evaporator สำหรับผลิตไอน้ำ และ Superheater เพื่อให้เพิ่มอุณหภูมิและเอนทาลปีของไอน้ำ เครื่องผลิตไอน้ำแต่ละชุดจะมีถังรองรับน้ำ Blowdown ที่ระบายออกมาเพื่อลดความเข้มข้นของปริมาณของแข็งละลายน้ำในหม้อไอน้ำ และมีระบบป้อนสารเคมีที่ทำหน้าที่ควบคุมคุณภาพน้ำที่ป้อนเข้าสู่เครื่องผลิตไอน้ำ

นอกจากนี้ ในส่วนของ Evaporator, Superheater และ Re-heater จะมีการติดตั้งวาล์วนิรภัย (Safety Valve) เพื่อป้องกันแรงดันสูงเกินปกติ จากการออกแบบเบื้องต้น แรงดันและอุณหภูมิของไอน้ำที่ออกจาก HRSG โดยประมาณเป็นดังนี้

- ไอน้ำแรงดันสูงจาก Superheater มีความดัน 164 bar (a) อุณหภูมิ 602 องศาเซลเซียส
- ไอน้ำแรงดันปานกลางจาก Reheater มีความดัน 34.6 bar (a) อุณหภูมิ 600 องศาเซลเซียส
- ไอน้ำแรงดันต่ำจาก Superheater มีความดัน 4.8 bar (a) อุณหภูมิ 300 องศาเซลเซียส

ก๊าซร้อนจากกังหันก๊าซแต่ละเครื่องที่ถูกส่งเข้าเครื่องผลิตไอน้ำจะถูกปล่อยออกทางปล่องซึ่งสูงประมาณ 60 เมตร ความสูงของปล่องจะช่วยลดมลภาวะทางอากาศในบริเวณใกล้เคียง และจะมีการติดตั้ง Continuous Emission Monitoring System (CEMs) สำหรับตรวจวัดและควบคุมปริมาณมลสารที่ระบายออกสู่บรรยากาศจากปล่องอย่างต่อเนื่อง

(4) กังหันไอน้ำ (Steam Turbine: STs)

โครงการมีกังหันไอน้ำ (STs) ด้วยกัน 4 ชุด ไอน้ำที่ความดันแตกต่างกัน 3 ระดับ จะทำหน้าที่หมุนกังหันไอน้ำ

ไอน้ำแรงดันสูงจาก HRSG HP Superheater จะถูกส่งมายังกังหันไอน้ำเพื่อขับกังหันไอน้ำแรงดันสูง ไอน้ำที่ออกมาจากกังหันไอน้ำแรงดันสูงจะถูกส่งไปรวมกับไอน้ำแรงดันปานกลางจาก HRSG IP Superheater เพื่อกลับเข้าสู่ HRSG Reheater เพื่อให้ความร้อนอีกครั้ง จากนั้นไอน้ำดังกล่าวจึงถูกส่งเข้าสู่กังหันไอน้ำแรงดันปานกลางเพื่อขับกังหัน และไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำแรงดันปานกลางจะรวมกับไอน้ำแรงดันต่ำจาก HRSG LP Superheater ก่อนเข้าสู่กังหันไอน้ำแรงดันต่ำ ไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำแรงดันต่ำจะเข้าสู่เครื่องควบแน่นต่อไป

(5) เครื่องควบแน่น (Condenser)

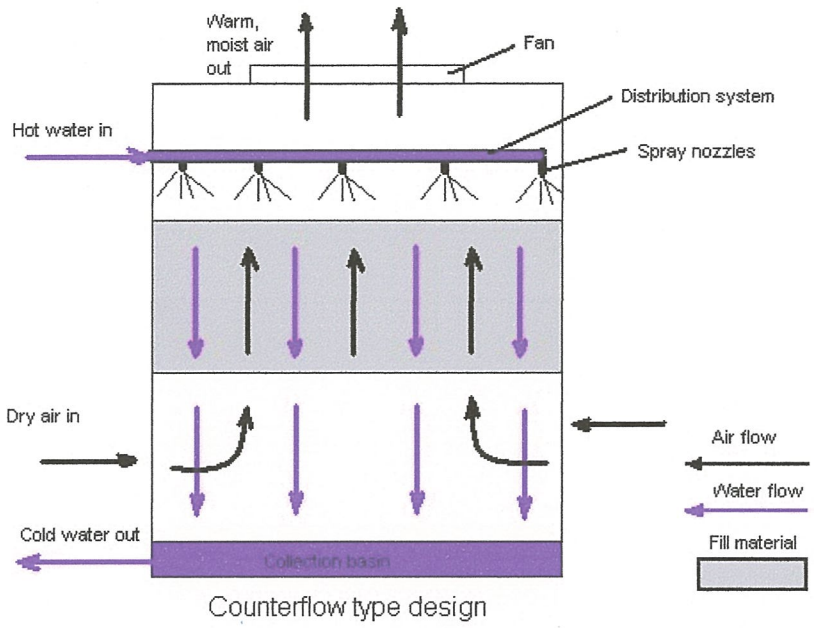
โครงการมีเครื่องควบแน่น 4 ชุด โดยไอน้ำหลังจากผ่านกังหันไอน้ำแล้ว จะถูกส่งไปยังเครื่องควบแน่น ซึ่งเป็นอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างไอน้ำจากกังหันไอน้ำกับน้ำหล่อเย็น เพื่อทำให้ไอน้ำลดอุณหภูมิลงกลายเป็นน้ำคอนเดนเสท และหมุนเวียนกลับไปใช้ในเครื่องผลิตไอน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำต่อไป ทั้งนี้ เครื่องควบแน่นจะได้รับการออกแบบให้ทำงานที่ความดันประมาณ 0.098 bar (a) โดยน้ำหล่อเย็นที่ผ่านเครื่องควบแน่นจะมีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นประมาณ 9 องศาเซลเซียส

(6) ระบบหล่อเย็น (Cooling Water System)

ระบบหล่อเย็น (Cooling Water System) ของโครงการจะมีจำนวน 4 ชุด ทำหน้าที่ลดอุณหภูมิของน้ำหล่อเย็น โดยน้ำหล่อเย็นที่มีอุณหภูมิสูงขึ้นจากเครื่องควบแน่นจะถูกส่งไปยังหอหล่อเย็น (Cooling Tower) เพื่อลดอุณหภูมิลง จากนั้นน้ำหล่อเย็นที่เย็นแล้วจะถูกรวบรวบลงสู่บ่อพักน้ำของหอหล่อเย็น (Cooling Tower Basin) และหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่โดยจะมีการระบายน้ำทิ้งส่วนหนึ่งไปยังบ่อพักน้ำหล่อเย็น (Cooling Water Holding pond) เพื่อรักษาคุณภาพน้ำในระบบให้คงที่

ทั้งนี้ หอหล่อเย็นทำหน้าที่ดึงความร้อนออกจากน้ำหล่อเย็นด้วยการเป่าอากาศสวนทางกับการไหลของน้ำ ทำให้น้ำส่วนหนึ่งระเหยกลายเป็นไอน้ำออกไปกับอากาศ ทำให้น้ำหล่อเย็นที่สูญเสียความร้อนไปนั้นมีอุณหภูมิลดลง ดัง**รูปที่ 2.6-1** โดยข้อมูลการออกแบบเบื้องต้นของระบบหล่อเย็นสามารถสรุปได้ดัง**ตารางที่ 2.6-1**

ทั้งนี้ สามารถสรุปรายการเครื่องจักรและอุปกรณ์หลักได้ ดัง**ตารางที่ 2.6-2**



(**ที่มา :** http://thai-draftman.blogspot.com/2010/10/cooling-tower.html)

รูปที่ 2.6-1 : แสดงหลักการทำงานของหอหล่อเย็น

ตารางที่ 2.6-1
สรุปข้อมูลการออกแบบเบื้องต้นของระบบหล่อเย็น

ชนิดของหอหล่อเย็น	Counter Flow Wet Type Cooling Tower	
ปริมาณน้ำหล่อเย็นหมุนเวียนในระบบ	m^3/h	37,000
อุณหภูมิน้ำร้อนเข้าหอหล่อเย็น	degC	42.7
อุณหภูมิน้ำร้อนออกจากหอหล่อเย็น	degC	33.7
Cooling Range	degC	9.0
อุณหภูมิกระเปาะเปียกของอากาศ	degC	28.8
อุณหภูมิกระเปาะแห้งของอากาศ	degC	32.5
แรงดันบรรยากาศ	Mbar	1000.9
ความชื้นสัมพัทธ์ในอากาศ	%	76
ปริมาณน้ำระเหย	m^3/day	49,072 (@ 100% plant load)
ปริมาณน้ำที่ชดเชย	m^3/day	61,304 (@ 100% plant load)
ปริมาณน้ำที่ระบายทิ้ง	m^3/day	12,232 (@ 100% plant load)

หมายเหตุ : 1) ข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลจากการออกแบบเบื้องต้นของระบบ โดยในขั้นตอนการออกแบบรายละเอียดของระบบจะต้องทำการตรวจสอบและออกแบบให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพต่อไป

2) ปริมาณน้ำชดเชยจะประกอบด้วยน้ำชดเชยที่เป็นน้ำ make up จากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ 60,560 ลบ.ม./วัน และน้ำ Reuse จากระบบต่างๆ ปริมาณ 744 ลบ.ม./วัน

ตารางที่ 2.6-2
รายการเครื่องจักรและอุปกรณ์หลักโครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง

เครื่องจักร	จำนวน (ชุด)	หน้าที่	ขนาดกำลังผลิตต่อชุด
กังหันก๊าซ (Gas Turbine)	4	เผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อไปหมุนกังหันก๊าซ เพื่อขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อไป	482 MW
เครื่องผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator)	4	ผลิตไอน้ำจากก๊าซร้อนที่ออกจากกังหันก๊าซ	- ไอน้ำแรงดันสูงจาก Superheater มีความดัน 164 bar (a) อุณหภูมิ 602 องศาเซลเซียส - ไอน้ำแรงดันปานกลางจาก Reheater มีความดัน 34.6 bar (a) อุณหภูมิ 600 องศาเซลเซียส - ไอน้ำแรงดันต่ำจาก Superheater มีความดัน 4.8 bar (a) อุณหภูมิ 300 องศาเซลเซียส
กังหันไอน้ำ (Steam Turbine)	4	รับไอน้ำจาก HRSG มาหมุนกังหันไอน้ำ เพื่อขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อไป	248 MW
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)	4	ถูกขับโดยกังหันก๊าซ และกังหันไอน้ำร่วมกัน เพื่อเปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า	730 MW
เครื่องควบแน่น	4	อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน โดยน้ำหล่อเย็นดึงความร้อนออกจากไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำ เพื่อควบแน่นไอน้ำให้กลายเป็นน้ำคอนเดนเสท	เครื่องควบแน่นทำงานที่ความดันประมาณ 0.098 bar (a)
หอหล่อเย็น	4	ลดอุณหภูมิน้ำหล่อเย็น	

ที่มา : บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด, 2559

2.7 กระบวนการผลิต และกำลังการผลิต

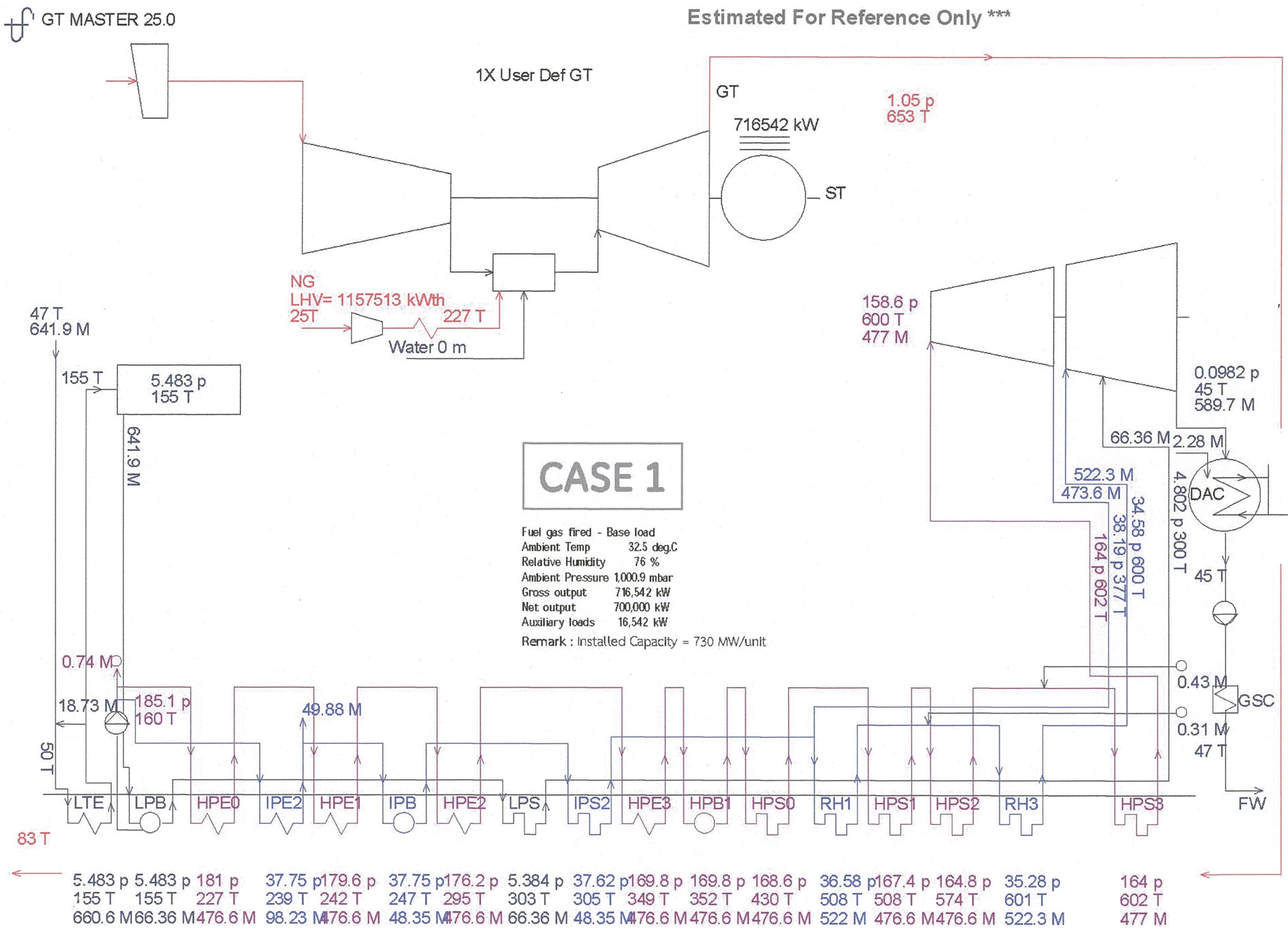
2.7.1 กระบวนการผลิต

โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง ประกอบด้วย ส่วนผลิตไฟฟ้าจำนวน 4 ชุด โดยในแต่ละชุด มีเครื่องจักรหลักประกอบด้วยกังหันก๊าซ 1 เครื่อง กังหันไอน้ำ 1 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง เครื่องผลิตไอน้ำ 1 เครื่อง โดยกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำจะอยู่บนเพลาเดียวกัน (Single Shaft Combined Cycle Configuration) และร่วมกันขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวกัน โดยมีกระบวนการทำงาน ดังแสดงใน**รูปที่ 2.7-1** ถึง**รูปที่ 2.7-6** ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (**รูปที่ 2.7-1** ถึง**รูปที่ 2.7-3**)

(1) เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ได้รับจาก ปตท. ผ่านทางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จะถูกส่งผ่าน Fuel Gas Heater เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำร้อนที่ส่งมาจาก IP Economizer ของเครื่องผลิตไอน้ำ (HRSG) ก๊าซธรรมชาติที่มีอุณหภูมิสูงขึ้น จะถูกส่งไปยังห้องเผาไหม้ของเครื่องกังหันก๊าซ ส่วนน้ำร้อนที่ออกจาก Fuel Gas Heater จะถูกส่งไปยัง LP Economizer ของเครื่องผลิตไอน้ำ (HRSG) เพื่อผลิตไอน้ำต่อไป

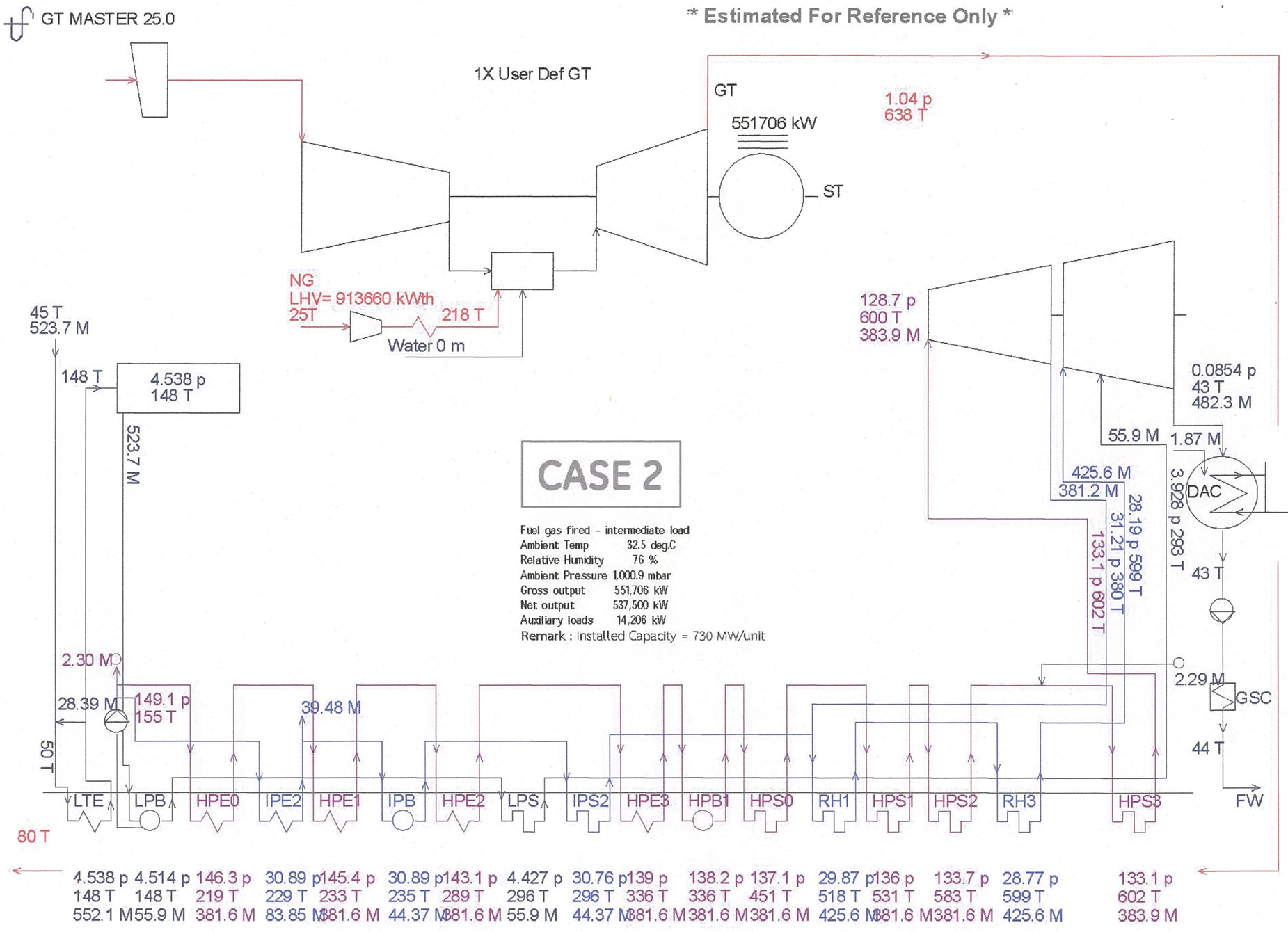
ทั้งนี้ การเพิ่มอุณหภูมิก๊าซธรรมชาติให้สูงขึ้นด้วยการใช้น้ำร้อนจาก HRSG นั้น จะทำให้ประสิทธิภาพรวมของ Combined Cycle ดีขึ้น



p[bar], T[C], M[t/h],

รูปที่ 2.7-1 : ผังกระบวนการผลิตไฟฟ้าและสมดุลความร้อนของ
โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติ FULL LOAD (717 MW GROSS)

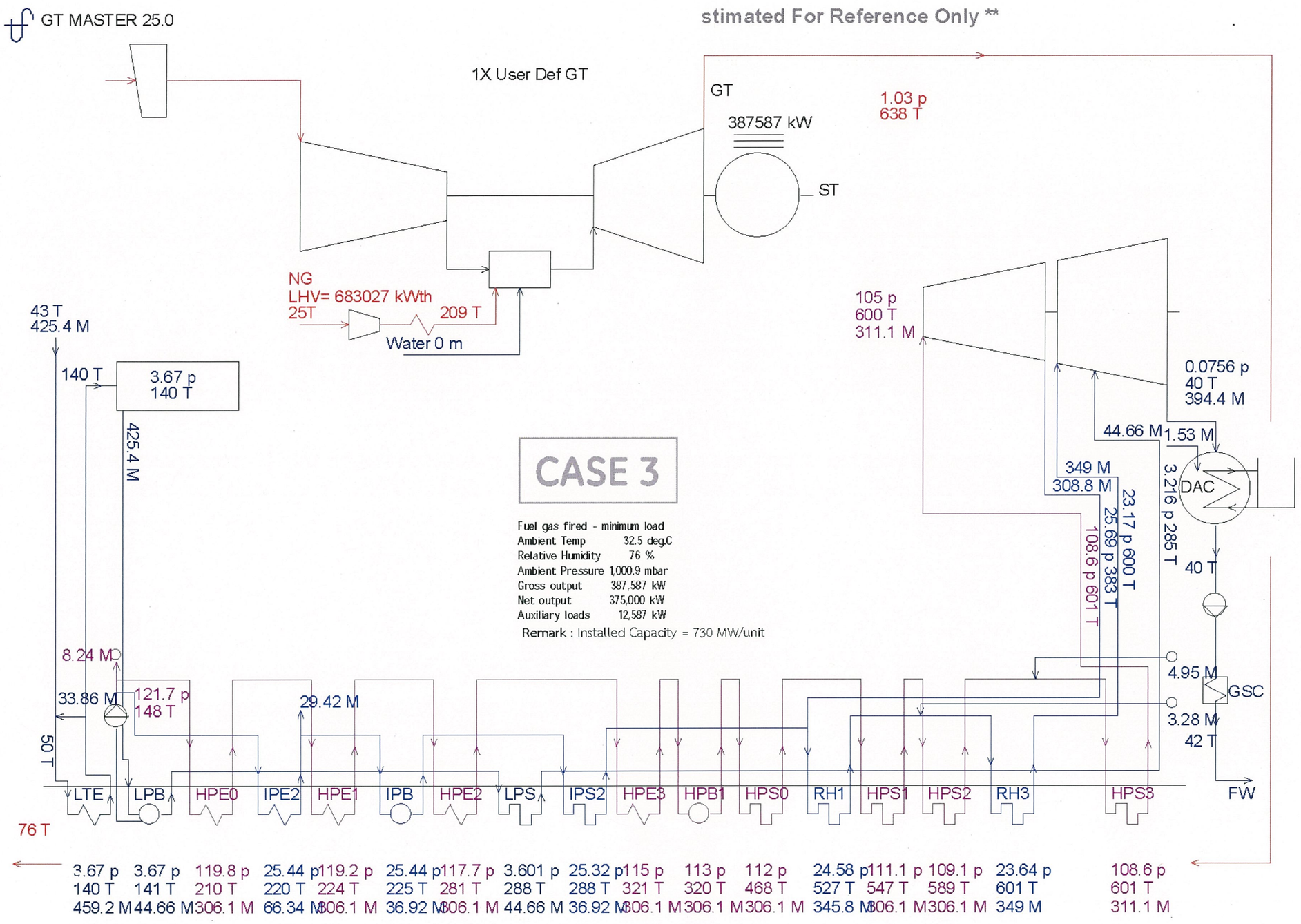
Notes:
All performance values indicated on this diagram are estimated.
Performance values are based on new and clean condition.
Preliminary - not to be used for construction



p[bar], T[C], M[t/h]

รูปที่ 2.7-2 : ผังกระบวนการผลิตไฟฟ้าและสมดุลความร้อนของ
โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติ INTERMEDIATE LOAD (552 MW GROSS)

Notes:
All performance values indicated on this diagram are estimated.
Performance values are based on new and clean condition.
Preliminary - not to be used for construction



CASE 3

Fuel gas fired - minimum load

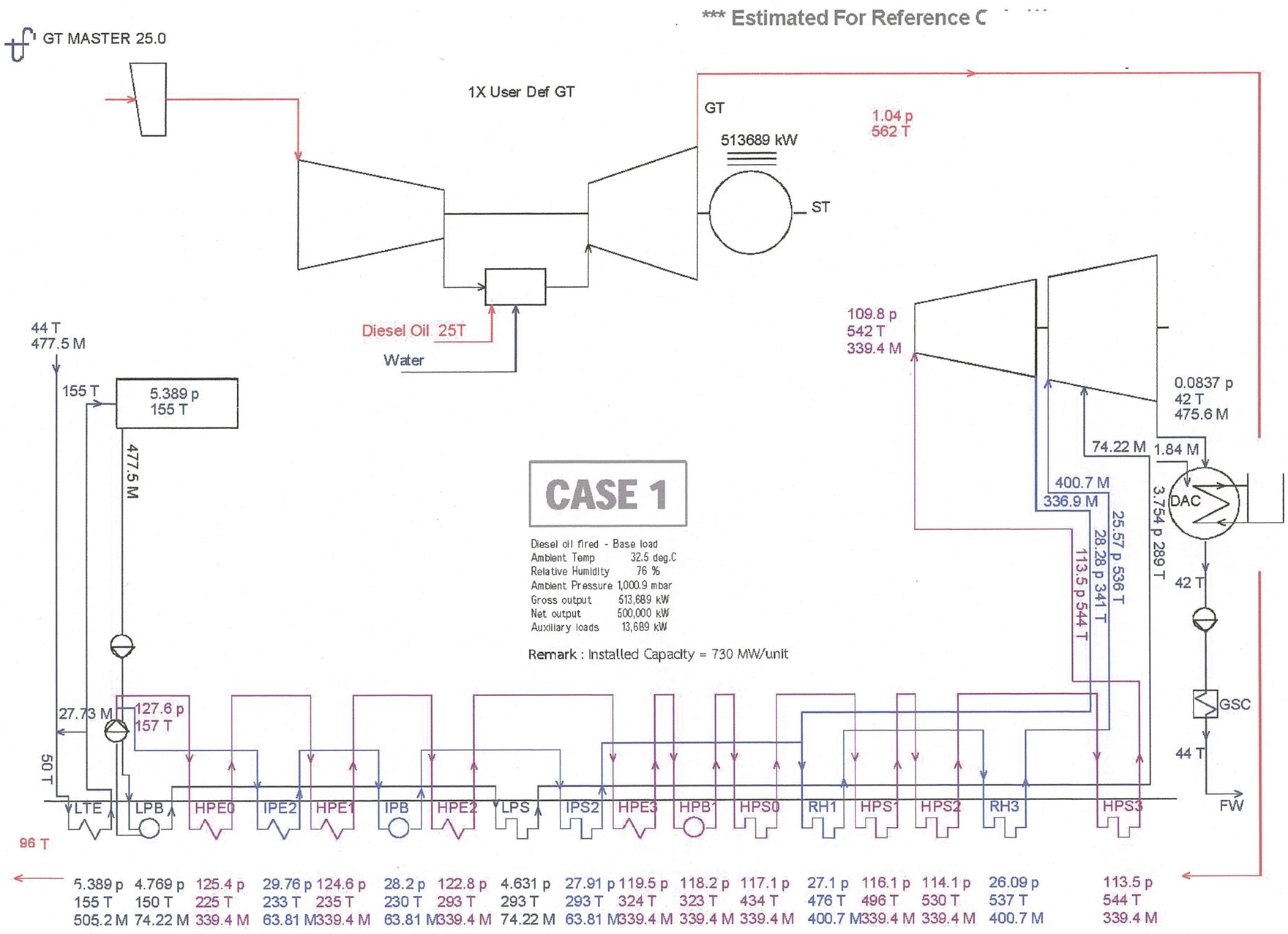
Ambient Temp	32.5 deg.C
Relative Humidity	76 %
Ambient Pressure	1,000.9 mbar
Gross output	387,587 kW
Net output	375,000 kW
Auxiliary loads	12,587 kW

Remark : Installed Capacity = 730 MW/unit

รูปที่ 2.7-3 : ผังกระบวนการผลิตไฟฟ้าและสมดุลความร้อนของ

โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติ MINIMUM LOAD (388 MW GROSS)

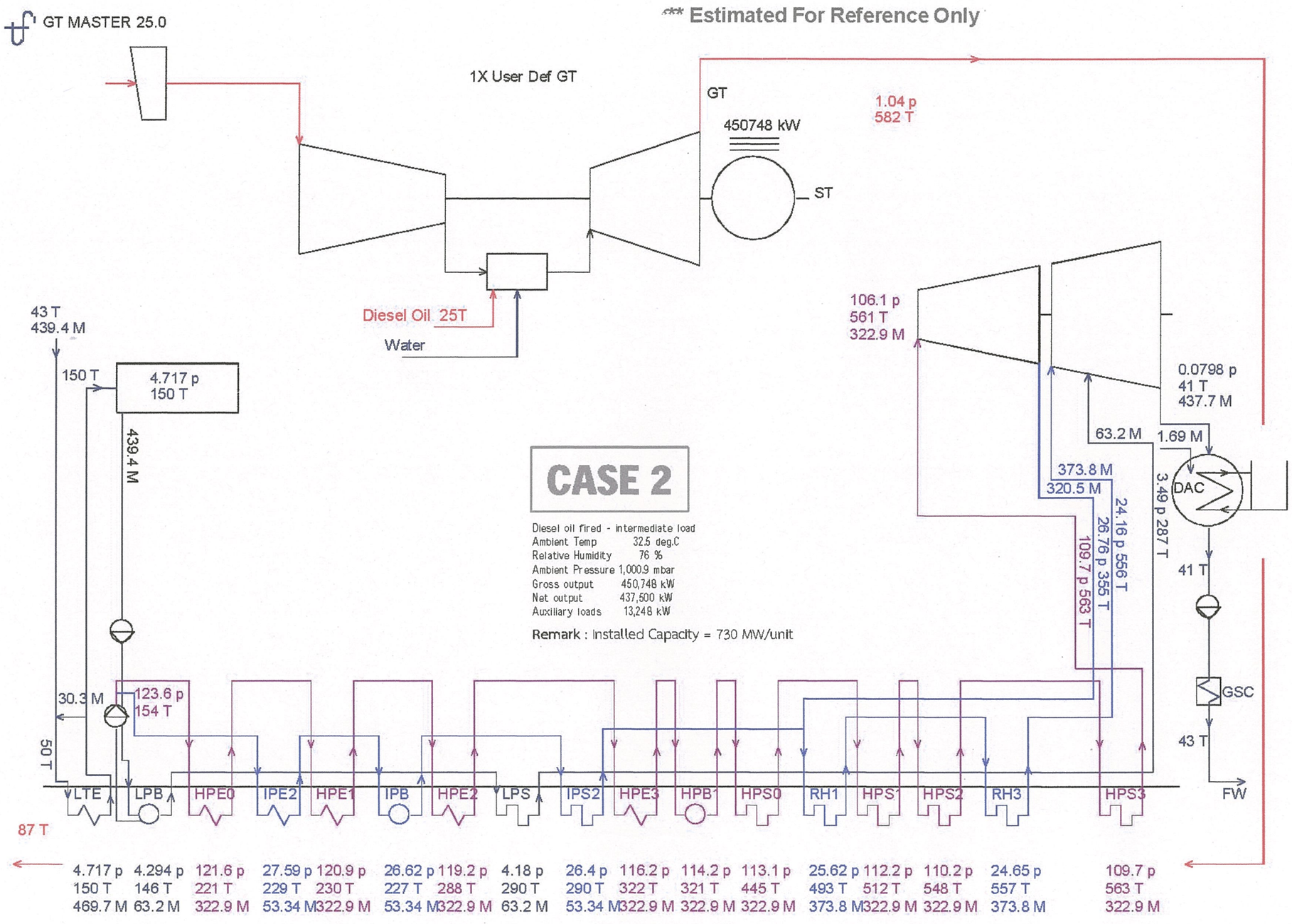
Notes:
All performance values indicated on this diagram are estimated.
Performance values are based on new and clean condition.
Preliminary - not to be used for construction



p[bar], T[C], M[t/h]

Notes:
All performance values indicated on this diagram are estimated.
Performance values are based on new and clean condition.
Preliminary - not to be used for construction

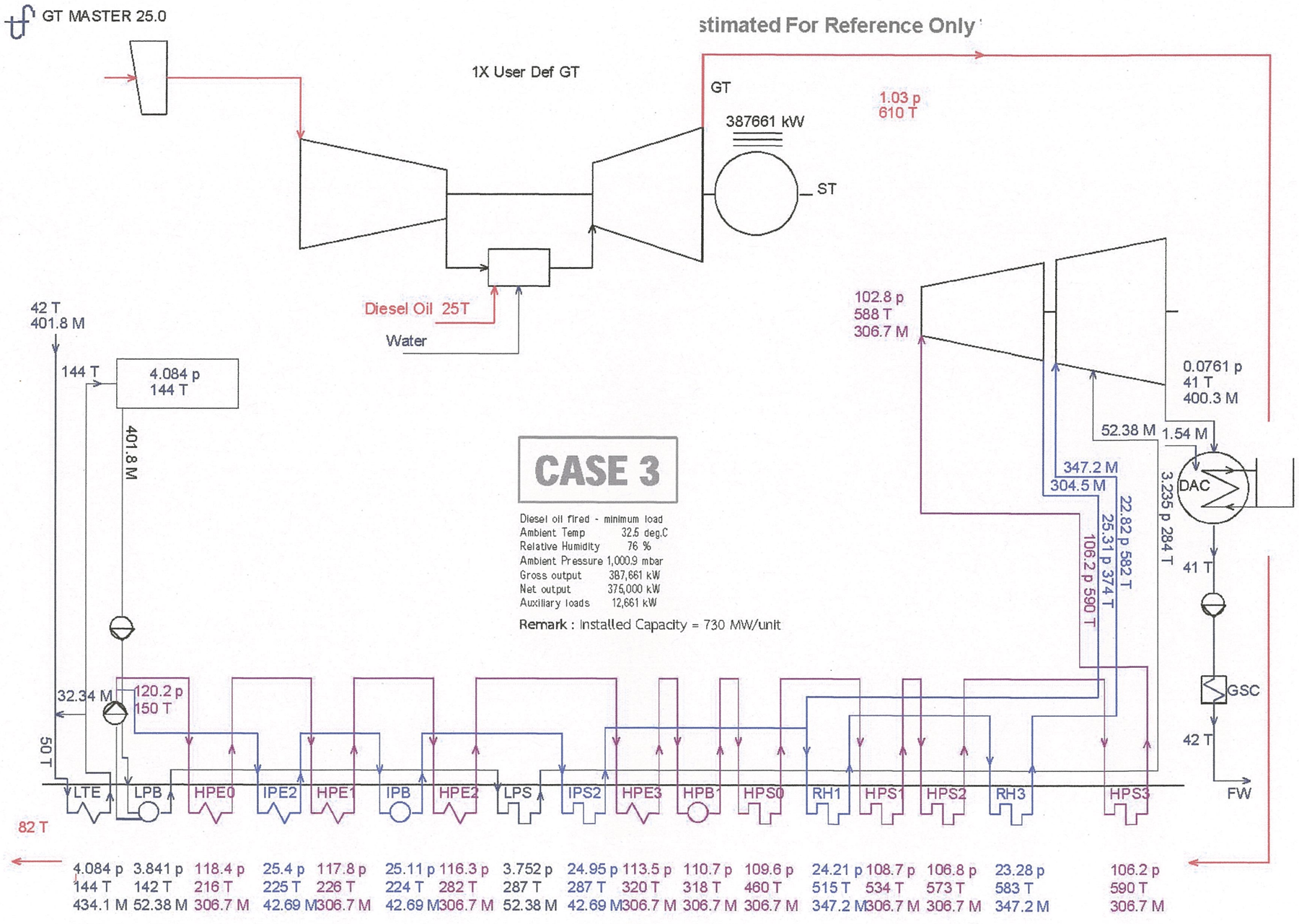
รูปที่ 2.7-4 : ผังกระบวนการผลิตไฟฟ้าและสมดุลความร้อนของ
โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง กรณีใช้น้ำมันดีเซล FULL LOAD (514 MW GROSS)



p[bar], T[C], M[t/h]

Notes:
All performance values indicated on this diagram are estimated.
Performance values are based on new and clean condition.
Preliminary - not to be used for construction

รูปที่ 2.7-5 : ผังกระบวนการผลิตไฟฟ้าและสมดุลความร้อนของโครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง กรณีใช้น้ำมันดีเซล INTERMEDIATE LOAD (451 MW GROSS)



p[bar], T[C], M[t/h]

Notes:
All performance values indicated on this diagram are estimated.
Performance values are based on new and clean condition.
Preliminary - not to be used for construction

รูปที่ 2.7-6 : ผังกระบวนการผลิตไฟฟ้าและสมดุลความร้อนของ
โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง กรณีใช้น้ำมันดีเซล MINIMUM LOAD (388 MW GROSS)

(2) ก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งไปยังกังหันก๊าซ จะถูกเผาไหม้ในห้องเผาไหม้แบบ Dry Low NO_x Burner ของกังหันก๊าซ พลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซ ซึ่งจะไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

(3) ก๊าซร้อน ซึ่งยังคงมีพลังงานความร้อนเหลืออยู่ จะไม่ถูกปล่อยทิ้งแต่จะถูกส่งไปให้ความร้อนแก่เครื่องผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator; HRSG) เพื่อผลิตไอน้ำต่อไป

(4) ไอน้ำที่ได้จากเครื่องผลิตไอน้ำจะถูกส่งไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำซึ่งจะไปร่วมขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

(5) ไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำแล้วจะถูกเปลี่ยนสภาพให้กลายเป็นน้ำ เพื่อนำกลับไปใช้ในกระบวนการผลิตไอน้ำอีกครั้งหนึ่ง โดยการผ่านไอน้ำเข้าเครื่องควบแน่น เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำหล่อเย็นที่ส่งมาจากหอหล่อเย็น ทำให้ไอน้ำกลั่นตัวเป็นน้ำ ส่วนน้ำหล่อเย็นจะมีอุณหภูมิสูงขึ้นและจะถูกส่งกลับไปยังหอหล่อเย็น เพื่อลดอุณหภูมิต่อไป

(6) น้ำร้อนจากเครื่องควบแน่นหรือน้ำหล่อเย็น จะมีอุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้นจากอุณหภูมิน้ำเข้าประมาณ 9 องศาเซลเซียส หรือประมาณ 43 องศาเซลเซียส จะถูกทำให้เย็นลงโดยผ่านหอหล่อเย็น (Cooling Tower) ที่มีพัดลมช่วยเป่าระบายความร้อนขณะที่น้ำตกลงภายในหอหล่อเย็น ทำให้อุณหภูมิน้ำลดลงเหลือประมาณ 34 องศาเซลเซียส ซึ่งจะถูกรวบรวมลงสู่บ่อพักน้ำของหอหล่อเย็น (Cooling Tower Basin) และหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ ทั้งนี้ จะมีการระบายน้ำทิ้งส่วนหนึ่ง (Blowdown Water) ลงสู่บ่อพักน้ำหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าขนาด 19,000 ลูกบาศก์เมตร สามารถรองรับน้ำได้อย่างน้อย 1 วัน จำนวน 2 บ่อ เพื่อรักษาคุณภาพน้ำในระบบให้คงที่ ก่อนระบายออกไปยังบ่อพักน้ำหล่อเย็นของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยอุณหภูมิน้ำเป็นไปตามมาตรฐานน้ำทิ้งที่กำหนดของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง

(7) ไอเสียจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจะถูกควบคุมปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) โดยใช้ระบบ Dry Low NO_x (DLN) ในการเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อควบคุมค่า NO_x ไม่ให้เกินกว่าที่กำหนดไว้ ก่อนที่ไอเสียจะถูกระบายออกทางปล่องของเครื่องผลิตไอน้ำต่อไป

กรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง (**รูปที่ 2.7-4** ถึง**รูปที่ 2.7-6**)

(1) เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลจากถังเก็บน้ำมันดีเซล จะถูกเครื่องสูบส่งน้ำมัน (Fuel Oil Transfer Pump) สูบส่งไปยังเครื่องสูบจ่ายน้ำมันเข้าสู่กังหันก๊าซ (Main Fuel Oil Pump) เพื่อเพิ่มแรงดันเชื้อเพลิงเข้าสู่ห้องเผาไหม้ของกังหันก๊าซ (ไม่มี Fuel Heater ในกรณีเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล)

(2) น้ำมันดีเซลที่ถูกส่งไปยังกังหันก๊าซ จะถูกเผาไหม้ในห้องเผาไหม้ โดยมีการฉีดน้ำปราศจากแร่ธาตุเข้าสู่ห้องเผาไหม้ เพื่อควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนที่เกิดจากการเผาไหม้ (Water Injection Technology) พลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจะถูกส่งไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซ ซึ่งจะไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

(3) ก๊าซร้อน ซึ่งยังคงมีพลังงานความร้อนเหลืออยู่ จะไม่ถูกปล่อยทิ้งแต่จะถูกส่งไปให้ความร้อนแก่เครื่องผลิตไอน้ำ (Heat Recovery Steam Generator; HRSG) เพื่อผลิตไอน้ำต่อไป

(4) ไอน้ำที่ได้จากเครื่องผลิตไอน้ำจะถูกส่งไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ ซึ่งจะไปร่วมขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

(5) ไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำแล้วจะถูกเปลี่ยนสภาพให้กลายเป็นน้ำ เพื่อนำกลับไปใช้ในกระบวนการผลิตไอน้ำอีกครั้งหนึ่ง โดยการผ่านไอน้ำเข้าเครื่องควบแน่น เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำหล่อเย็นที่ส่งมาจากหอหล่อเย็น ทำให้ไอน้ำกลั่นตัวเป็นน้ำ ส่วนน้ำหล่อเย็นจะมีอุณหภูมิสูงขึ้นและจะถูกส่งกลับไปยังหอหล่อเย็น เพื่อลดอุณหภูมิต่อไป

(6) น้ำร้อนจากเครื่องควบแน่นหรือน้ำหล่อเย็น จะมีอุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้นจากอุณหภูมิน้ำเข้าประมาณ 9 องศาเซลเซียส หรือประมาณ 43 องศาเซลเซียส จะถูกทำให้เย็นลงโดยผ่านหอหล่อเย็น (Cooling Tower) ที่มีพัดลมช่วยเป่าระบายความร้อนขณะที่น้ำตกลงภายในหอหล่อเย็น ทำให้อุณหภูมิน้ำลดลงเหลือประมาณ 34 องศาเซลเซียส ซึ่งจะถูกรวบรวมลงสู่บ่อพักน้ำของหอหล่อเย็น (Cooling Tower Basin) และหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ ทั้งนี้ จะมีการระบายน้ำทิ้งส่วนหนึ่ง (Blowdown Water) ลงสู่บ่อพักน้ำหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าขนาด 19,000 ลูกบาศก์เมตร สามารถรองรับน้ำได้อย่างน้อย 1 วัน จำนวน 2 บ่อ เพื่อรักษาคุณภาพน้ำในระบบให้คงที่ ก่อนระบายออกไปยังบ่อพักน้ำหล่อเย็นของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยอุณหภูมิน้ำเป็นไปตามมาตรฐานน้ำทิ้งที่กำหนดของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง

(7) ไอเสียจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง จะถูกควบคุมปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) โดยใช้ระบบ Water Injection เพื่อควบคุมค่า NO_x ไม่ให้เกินกว่าที่กำหนดไว้ ก่อนที่ไอเสียจะถูกระบายออกทางปล่องของเครื่องผลิตไอน้ำต่อไป

2.7.2 กำลังการผลิต

เนื่องจากปัจจุบันเทคโนโลยีของเครื่องกังหันก๊าซขนาดใหญ่ ได้รับการพัฒนาจนทำให้ประสิทธิภาพของตัวกังหันก๊าซเอง และประสิทธิภาพโดยรวมของ Combined Cycle ดีขึ้น ดังนั้น ค่าประสิทธิภาพสุทธิ (net efficiency) ของเครื่องกังหันก๊าซของโครงการจึงมีค่าประมาณ 59-60% เมื่อเดินเครื่องที่กำลังการผลิตสูงสุด โดยมีกำลังการผลิตสำหรับโรงไฟฟ้า ดังนี้

- กำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ประมาณ 2,920 เมกะวัตต์
- กำลังการผลิตสุทธิ (Net Capacity) ประมาณ 2,800 เมกะวัตต์
- ประสิทธิภาพสุทธิ (Net Efficiency) ประมาณ 59-60 %

ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดที่ประมาณ 2,920 เมกะวัตต์ โดยไฟฟ้าส่วนหนึ่งจะใช้เองภายในโรงไฟฟ้า ส่วนที่เหลือก็จะถูกส่งจ่ายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ต่อไป ซึ่งตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับโรงไฟฟ้านั้น กฟผ. มีสิทธิที่จะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ตั้งแต่กำลังผลิตสุทธิต่ำสุดตามสัญญา คือ 1,500 เมกะวัตต์ จนถึงกำลังผลิตสุทธิสูงสุดตามสัญญา คือ 2,500 เมกะวัตต์ การออกแบบโรงไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องออกแบบให้สามารถเดินเครื่องได้ตั้งแต่กำลังผลิตสุทธิต่ำสุดจนถึงกำลังผลิตสุทธิสูงสุดตามสัญญา

กรณีที่โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้งค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งทำให้มีส่วนต่างของกำลังการผลิตติดตั้งกับปริมาณไฟฟ้าที่ขายค่อนข้างสูงนั้น เนื่องมาจากปัจจุบันมีการพัฒนาเทคโนโลยีของกังหันก๊าซให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าเทคโนโลยีกังหันก๊าซปี 2556 ซึ่งเป็นปีที่โครงการได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยปัจจุบันผู้ผลิตกังหันก๊าซบางรายได้พัฒนากังหันก๊าซที่สามารถผลิตรวมกับกังหันไอน้ำจนมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด (สุทธิ) ถึง 700 เมกะวัตต์ ต่อหน่วยการผลิต

แม้ว่ากำลังการผลิตดังกล่าวสูงกว่ากำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (สุทธิ 625 เมกะวัตต์ต่อหน่วยการผลิต) แต่โครงการต้องดำเนินการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า คือตั้งแต่ 375 เมกะวัตต์สุทธิ ถึง 625 เมกะวัตต์สุทธิต่อหน่วยการผลิต ซึ่งเครื่องจักรของโครงการสามารถเดินเครื่องที่กำลังการผลิตครอบคลุมช่วง Load ดังกล่าว

สำหรับปริมาณไฟฟ้าสำหรับใช้ภายในโครงการ กรณีเดินเครื่องที่ Full Load, Intermediate Load และ Minimum Generation Load โดยใช้เชื้อเพลิงทั้งกรณีก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดีเซล แสดงดังตารางที่ 2.7-1

ตารางที่ 2.7-1
กำลังการผลิตไฟฟ้าของโครงการ

กรณีการเดินเครื่อง	กำลังผลิตรวมต่อหน่วย (Gross Output, MW)	ปริมาณไฟฟ้าสำหรับใช้ภายในโครงการ (Auxiliary Load, MW)	กำลังผลิตสุทธิต่อหน่วย (Net Output, MW)
กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง			
- Full load	716.542	16.542	700.000
- Intermediate load	551.706	14.206	537.500
- Minimum generation load	387.587	12.587	375.000
กรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง			
- Full load	513.689	13.689	500.000
- Intermediate load	450.748	13.248	437.500
- Minimum generation load	387.661	12.661	375.000

ที่มา : บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด, 2559

2.8 ระบบเสริมการผลิตและจ่ายกระแสไฟฟ้า

โครงการจะจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยมีการก่อสร้างลานไกไฟฟ้า (Facilities Switchyard) 500 kV ภายในพื้นที่โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง เพื่อส่งไฟฟ้าต่อไปยังสถานีไฟฟ้าปลวกแดง ผ่านระบบส่งไฟฟ้า 500 kV ของ กฟผ.

2.9 ระบบสาธารณูปโภคและระบบสาธารณูปการ

2.9.1 แหล่งน้ำใช้เพื่อการอุปโภคและบริโภค

(1) ระยะก่อสร้าง

น้ำใช้ในระยะก่อสร้าง ส่วนใหญ่เป็นน้ำใช้เพื่อการอุปโภค-บริโภคของคนงานก่อสร้าง ซึ่งพักอาศัยภายนอกพื้นที่โครงการ และเพื่อการก่อสร้าง ในส่วนน้ำใช้เพื่อการก่อสร้างที่ใช้ภายในโครงการจะรับน้ำมาจากระบบผลิตน้ำประปาของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง (รายละเอียดระบบประปาของสวนอุตสาหกรรมฯ แสดงดัง**ภาคผนวก 2ซ**) ซึ่งสวนอุตสาหกรรมฯ จะรับน้ำดิบจากบริษัทจัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) (อีสวอเตอร์) ผ่านท่อส่งน้ำดิบหนองปลาไหล – หนองค้อ ในปริมาณ 2.5 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี โดยส่งน้ำดิบเข้ามากักเก็บไว้ในบ่อเก็บน้ำดิบที่ 1 ซึ่งมีความจุประมาณ 201,508 ลูกบาศก์เมตร ก่อนสูบเข้าระบบผลิตประปาและจำหน่ายน้ำประปาให้กับลูกค้าในสวนอุตสาหกรรมฯ ต่อไป (**ที่มา** : รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง ส่วนขยาย ครั้งที่ 1, กุมภาพันธ์ 2559) ส่วนน้ำใช้เพื่อการอุปโภค-บริโภคของคนงาน โครงการจะทำการต่อท่อประปาเข้ามายังพื้นที่สำนักงานก่อสร้างโครงการชั่วคราว โดยจะมีถังเก็บน้ำสำรองที่สามารถสำรองน้ำได้ประมาณ 1 วันบริเวณสำนักงานก่อสร้างโครงการชั่วคราว ในกรณีเกิดการขาดแคลนน้ำบริษัทรับเหมาจะติดต่อซื้อน้ำจากหน่วยงานอื่นๆ ในบริเวณใกล้เคียง เช่น การประปาส่วนภูมิภาค สาขาระยอง และนำมาเก็บสำรองไว้ในถังสำรองน้ำของโครงการ

ความต้องการใช้น้ำของคนงานจะมีปริมาณ 224 ลูกบาศก์เมตร/วัน (คำนวณจากอัตราการใช้น้ำ 70 ลิตร/คน/วัน (เกรียงศักดิ์, 2539) จำนวนคนงานสูงสุด 3,200 คน) ส่วนน้ำใช้เพื่อการก่อสร้างจะมีปริมาณประมาณ 55 ลูกบาศก์เมตร/วัน เนื่องจากโครงการเลือกใช้คอนกรีตผสมเสร็จ การใช้น้ำส่วนใหญ่จึงเป็นเพียงการใช้น้ำเพื่อล้างอุปกรณ์ก่อสร้างต่างๆ นอกจากนี้ยังมีน้ำสำหรับการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำของท่อส่งก๊าซธรรมชาติและท่อน้ำมัน คิดเป็นปริมาณ 250 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งจะทำการทดสอบเพียงครั้งเดียว (หนังสือสอบถามความสามารถในการจ่ายน้ำและทิ้งน้ำสำหรับการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ ดัง**ภาคผนวก 2จ**)

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณารวมปริมาณน้ำใช้ในกรณีฉีดพรมพื้นที่โครงการ เพื่อลดการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองในระยะก่อสร้าง ซึ่งส่วนใหญ่จะมาจากรถบรรทุกที่วิ่งเข้า-ออกบริเวณพื้นที่ก่อสร้าง เช่น รถบรรทุก รถผสมคอนกรีตสำเร็จ รถของทีมผู้รับเหมาต่างๆ เป็นต้น โดยมีอัตราการฉีดพรมน้ำกรณีฉีดพรมน้ำครั้งเดียว/เที่ยว เท่ากับ 0.75 ลิตร/ตารางเมตร (อ้างอิงจาก National Pollutant Inventory Emission Estimation Technique Manaual for Mining version 3.1, 2012) แสดงดัง**ภาคผนวก 2ฌ** ดังนั้น ปริมาณการใช้น้ำเพื่อใช้ในการฉีดพรมน้ำบริเวณพื้นที่ก่อสร้างของโครงการซึ่งมีพื้นที่รวมทั้งสิ้น 492.30075 ไร่ จะใช้น้ำประมาณ 1,182 ลูกบาศก์เมตร/วัน เมื่อฉีดพรมน้ำอย่างน้อย 2 ครั้ง/วัน ดังนั้น อัตราการใช้น้ำในระยะก่อสร้างสูงสุดจะมีปริมาณรวม 1,711 ลูกบาศก์เมตร/วัน **(ตารางที่ 2.9-1)**

ตารางที่ 2.9-1
อัตราการใช้น้ำในระยะก่อสร้างโครงการ

กิจกรรม	ปริมาณน้ำใช้ (ลบ.ม./วัน)
1. น้ำใช้สำหรับการอุปโภคบริโภคของคนงานก่อสร้าง (คำนวณจากอัตราการใช้น้ำ 70 ลิตร/คน/วัน จำนวนคนงาน 3,200 คน)	224
2. น้ำใช้สำหรับล้างอุปกรณ์ก่อสร้างต่างๆ	55
3. น้ำใช้สำหรับการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ[1/]	250[1/]
4. น้ำใช้สำหรับฉีดพรมพื้นที่โครงการ (อัตราการฉีดพรมน้ำกรณีฉีดพรมน้ำครั้งเดียว/เที่ยว เท่ากับ 0.75 ลิตร/ตารางเมตร โดยฉีดพรมน้ำอย่างน้อย 2 ครั้ง/วัน ในพื้นที่ 492.30075 ไร่)	1,182
รวม	**1,711**

หมายเหตุ : [1/] น้ำใช้สำหรับการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะใช้เฉพาะช่วงทดสอบท่อเท่านั้น ไม่ได้เกิดขึ้นทุกวัน

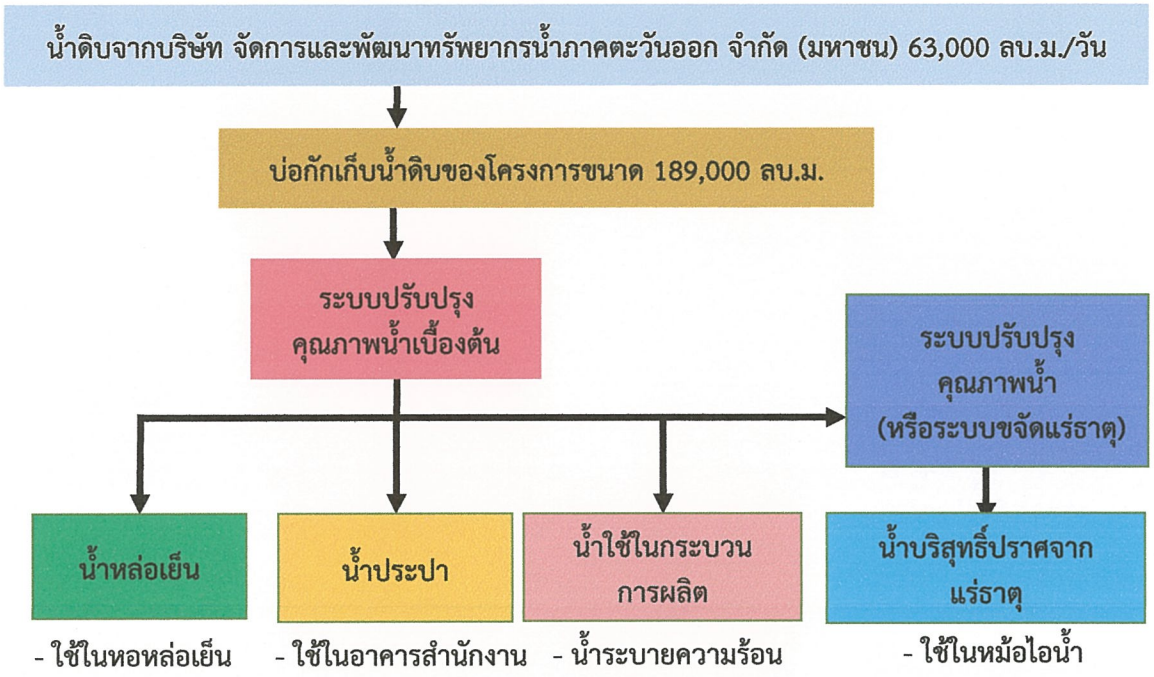
(2) ระยะดำเนินการ

โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง จะรับน้ำดิบจากบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) (อีสท์วอเตอร์) ในอัตรา 63,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน มากักเก็บในบ่อกักเก็บน้ำดิบ จำนวน 1 บ่อ ขนาดความจุประมาณ 189,000 ลูกบาศก์เมตร โดยการใช้น้ำโดยส่วนใหญ่จะใช้สำหรับกระบวนการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าในอัตราประมาณ 60,560 ลูกบาศก์เมตร/วัน กรณีเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติ และ 46,857 ลูกบาศก์เมตร/วัน กรณีเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล และน้ำใช้อื่นๆ เช่น น้ำใช้ในกระบวนการผลิต น้ำอุปโภคบริโภค น้ำรดน้ำต้นไม้ จะมีอัตราการใช้น้ำประมาณ 2,440 ลูกบาศก์เมตร/วัน กรณีเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติ และ 2,047 ลูกบาศก์เมตร/วัน กรณีเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล โดยโครงการได้ออกแบบระบบให้สามารถใช้น้ำให้เกิดประโยชน์สูงสุด ลดการใช้น้ำ และมีการนำน้ำกลับมาใช้ใหม่ ดังจะได้กล่าวในรายละเอียดในหัวข้อต่อไป ทั้งนี้ โครงการได้รับหนังสือยืนยันความสามารถในการจ่ายน้ำจากบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) (อีสท์วอเตอร์) ดังแสดงใน**ภาคผนวก 2ญ**

2.9.2 การใช้น้ำในกระบวนการผลิต

(1) แหล่งน้ำใช้

โครงการจะรับน้ำดิบจากบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) (อีสท์ วอเตอร์) ผ่านท่อส่งน้ำดิบหนองปลาไหล-หนองค้อปริมาณ 23 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี เพื่อจะนำมาใช้ในกระบวนการต่างๆ ของโรงไฟฟ้า ดังแสดงใน**รูปที่ 2.9-1** โดยอีสท์วอเตอร์สำรวจแล้วว่า สามารถวางท่อแยกจ่ายน้ำดิบจากท่อส่งน้ำดิบหลัก เพื่อนำน้ำดิบมาใช้ในโครงการได้ ดังแสดงใน**ภาคผนวก 2ฌ** สำหรับรายละเอียดต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับแหล่งน้ำดิบของโครงการ ดังนี้



รูปที่ 2.9-1 : ผังการใช้น้ำของโครงการ

(ก) น้ำดิบจากบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน):

บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด หรือ อีสท์วอเตอร์ ก่อตั้งเมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 ตามมติคณะรัฐมนตรี มีวัตถุประสงค์เพื่อบูรณาการการบริหารจัดการน้ำดิบผ่านท่อส่งน้ำขนาดใหญ่ให้แก่ภาคอุตสาหกรรมและการอุปโภคบริโภค สนับสนุนแผนงานพัฒนาชายฝั่งทะเลภาคตะวันออกให้เป็นเขตอุตสาหกรรมหลักของประเทศ ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มแรก 10 ล้านบาท โดยมีการประปาส่วนภูมิภาค เป็นผู้ถือหุ้น 100% ต่อมาในปี 2540 อีสท์ วอเตอร์ ได้เพิ่มทุนขึ้นเป็น 1,000 ล้านบาท แปลงสภาพเป็นบริษัทมหาชนจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ระดมเงินจากตลาดทุนเพื่อพัฒนาระบบการให้บริการ สนองความต้องการของผู้ใช้น้ำ จนปัจจุบันมีทุนจดทะเบียน 1,663.73 ล้านบาท มีผู้ถือหุ้นหลักได้แก่การประปาส่วนภูมิภาค การนิคมอุตสาหกรรมสถาบันการเงินทั้งในและนอกประเทศ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) และประชาชนทั่วไป และเพื่อตอบสนองความต้องการใช้น้ำที่เพิ่มขึ้นในทุกๆ ปี อีสท์วอเตอร์ลงทุนกว่า 12,000 ล้านบาทในการก่อสร้างโครงข่ายท่อส่งน้ำความยาว 394.5 กิโลเมตร เชื่อมโยงแหล่งน้ำสำคัญในภาคตะวันออก ได้แก่ อ่างเก็บน้ำหนองปลาไหล ดอกกราย คลองใหญ่ และประแสร์ ในจังหวัดระยอง อ่างเก็บน้ำหนองค้อและบางพระ ในจังหวัดชลบุรี ไปจนถึงแม่น้ำบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา ให้เป็นโครงข่ายท่อส่งน้ำ (Water Grid) ที่ทันสมัยและสมบูรณ์ที่สุดแห่งเดียวในประเทศ สามารถส่งน้ำดิบไปผลิตน้ำประปาให้ชุมชนได้ใช้อุปโภค บริโภค ส่งเสริมธุรกิจ

การท่องเที่ยว และอุตสาหกรรม ครอบคลุมพื้นที่ให้บริการทั้ง 3 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดชลบุรี จังหวัดระยอง จังหวัดฉะเชิงเทรา (ที่มา: http://www.eastwater.com, สืบค้นเมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559)

- **แหล่งน้ำดิบของอีสท์วอเตอร์**

อีสท์วอเตอร์ มีน้ำต้นทุนที่ได้รับการจัดสรรจากสำนักงานชลประทานที่ 9 กรมชลประทาน ซึ่งเป็นหน่วยงานหลักในการบริหารจัดการน้ำ แหล่งน้ำในปัจจุบันที่อีสท์วอเตอร์สามารถใช้งานได้ ได้แก่ อ่างเก็บน้ำดอกกราย อ่างเก็บน้ำหนองปลาไหล อ่างเก็บน้ำหนองค้อ อ่างเก็บน้ำประแสร์ แม่น้ำบางปะกง และแหล่งน้ำเอกชน มีปริมาณน้ำที่สามารถใช้งานได้ประมาณ 340 ล้านลูกบาศก์เมตร ดังรายละเอียดใน**ตารางที่ 2.9-2**

- **ความต้องการใช้น้ำจากระบบท่อส่งน้ำ**

ความต้องการใช้น้ำของผู้รับบริการในพื้นที่จังหวัดระยอง จังหวัดชลบุรี และจังหวัดฉะเชิงเทรา คาดว่าจะยังคงมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรมในพื้นที่ภาคตะวันออก การย้ายฐานการผลิตจากภาคกลางไปยังภาคตะวันออก อันเนื่องมาจากเหตุอุทกภัยปี 2554 และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มขึ้นอีก 5,000 เมกะวัตต์ ปริมาณความต้องการใช้น้ำคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากปี 2559 ซึ่งมีความต้องการใช้น้ำประมาณ 303.67 ล้านลูกบาศก์เมตร เป็นประมาณ 364.52 และ 459.00 ล้านลูกบาศก์เมตร ในระยะ 5 ถึง 10 ปีข้างหน้า ดังรายละเอียดใน**ตารางที่ 2.9-3**

ตารางที่ 2.9-2
แหล่งน้ำดิบของอีสท์วอเตอร์

แหล่งน้ำ	จังหวัด	ความจุเก็บกัก (ล้าน ลบ.ม.)	ปริมาณใช้น้ำ (ล้าน ลบ.ม./ปี)
1. อ่างเก็บน้ำดอกกราย	ระยอง	71	116
2. อ่างเก็บน้ำหนองปลาไหล	ระยอง	164	120
3. อ่างเก็บน้ำหนองค้อ	ชลบุรี	21	17
4. อ่างเก็บน้ำประแสร์	ระยอง	248	40
5. แม่น้ำบางปะกง	ฉะเชิงเทรา	-	27
6. แหล่งน้ำเอกชน	ชลบุรี	10	20
รวม			**340**

หมายเหตุ : ปริมาณน้ำใช้ของอ่างเก็บน้ำดอกกรายมากกว่าความจุอ่าง หมายความว่า ระหว่างปีมีน้ำไหลเข้าสู่อ่างมากกว่าความจุและอีสท์วอเตอร์ สามารถสูบน้ำไปใช้ได้มากกว่าค่าความจุ

ที่มา : บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด, 2559

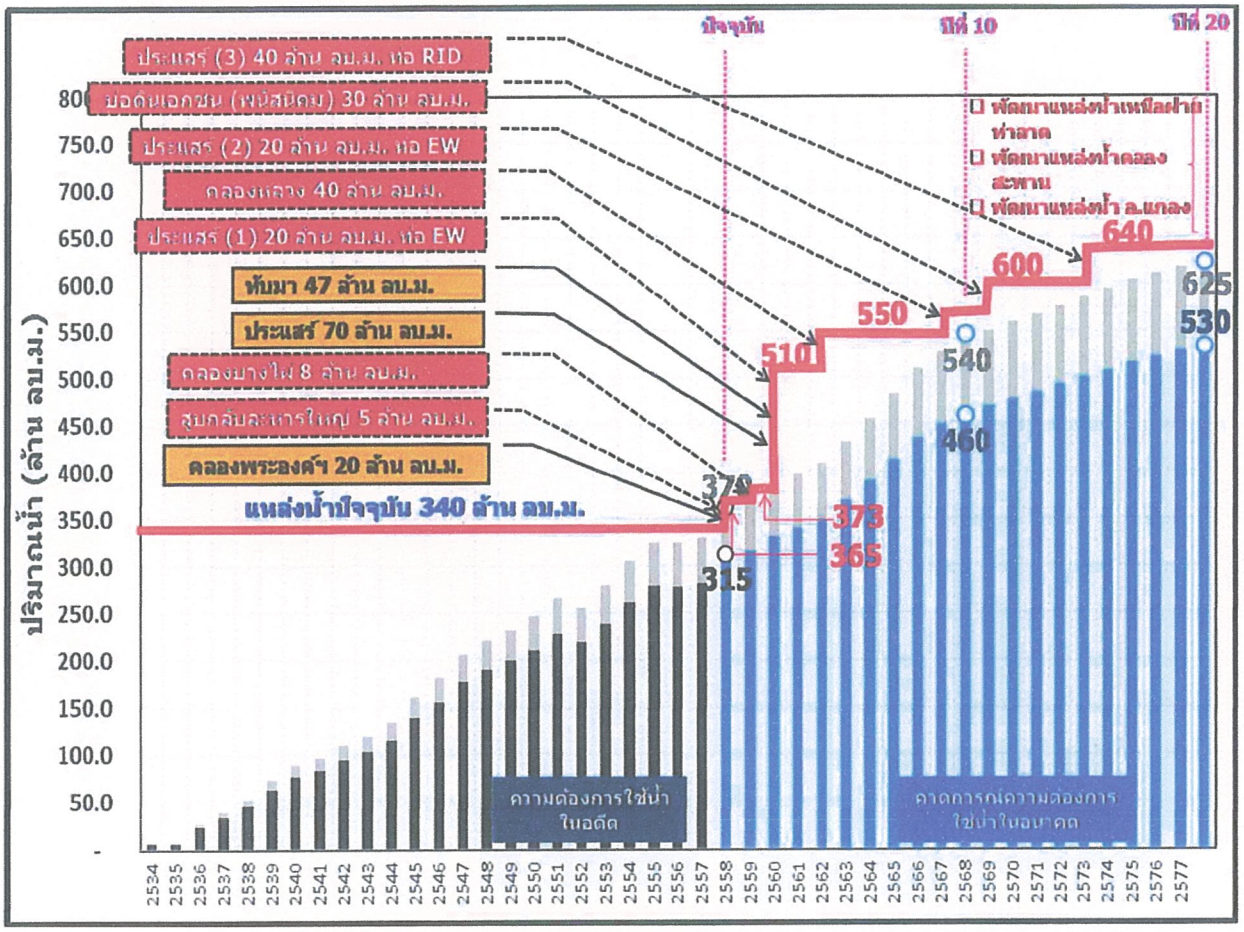
ตารางที่ 2.9-3
คาดการณ์ความต้องการใช้น้ำของจังหวัดระยอง จังหวัดชลบุรี และจังหวัดฉะเชิงเทรา

พื้นที่ให้บริการ	ปริมาณความต้องการใช้น้ำ (ล้าน ลบ.ม./ปี)					
	พ.ศ.2559	พ.ศ.2560	พ.ศ.2563	พ.ศ.2566	พ.ศ.2569	พ.ศ.2572
1. พื้นที่จังหวัดระยอง	181.83	189.49	214.84	235.99	235.14	243.94
2. พื้นที่ปลวกแดง-บ่อวิน	26.56	32.06	54.92	97.10	110.48	113.07
3. พื้นที่ชลบุรี	77.99	76.28	78.39	82.13	88.09	98.10
4. พื้นที่ฉะเชิงเทรา	17.28	15.70	16.36	17.02	18.24	18.97
รวม	**303.66**	**313.53**	**364.51**	**432.24**	**451.95**	**474.08**

ที่มา : การทบทวนข้อมูลปริมาณน้ำจำหน่ายประจำไตรมาสที่ 1 ปีพ.ศ. 2559 ของบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน), 2559

- **แผนการจัดหาน้ำในอนาคตของอีสท์วอเตอร์**

แหล่งน้ำดิบในปัจจุบัน สามารถรองรับความต้องการใช้น้ำถึงประมาณปี 2560 เพื่อให้แหล่งน้ำต้นทุนสามารถรองรับความต้องการใช้น้ำในอนาคตได้อย่างเพียงพอ อีสท์วอเตอร์มีแผนการพัฒนาแหล่งน้ำในระยะ 20 ปี (ดัง**รูปที่ 2.9-2**) โดยการผันน้ำมาจากท่อส่งน้ำคลองพระองค์เจ้าไชยานุชิต ประมาณ 20 ล้านลูกบาศก์เมตร ใช้สถานีสูบน้ำละหารใหญ่สูบน้ำประมาณ 5 ล้านลูกบาศก์เมตร และทำการผันและสูบน้ำจากคลองไผ่ อ่างเก็บน้ำทับมา อ่างเก็บน้ำประแสร์ คลองหลวง และบ่อดินเอกชนภายในอำเภอพนัสนิคม รวมปริมาณน้ำที่ผันมาประมาณ 275 ล้านลูกบาศก์เมตร รวมถึงมีแผนพัฒนาแหล่งน้ำเหนือฝายท่าลาด คลองสะพาน และแหล่งน้ำในอำเภอแกลง

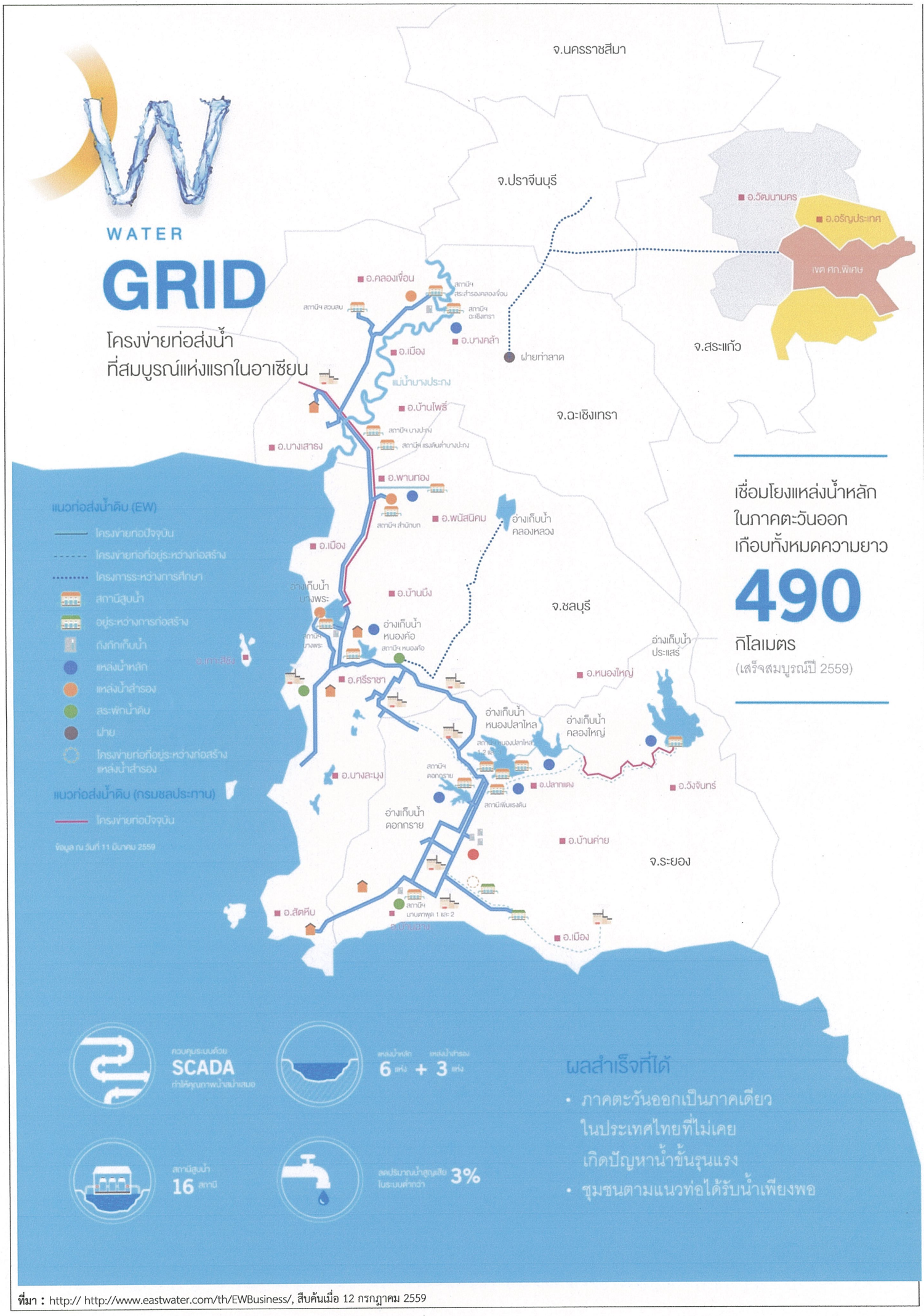


ที่มา : บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน), 2559

รูปที่ 2.9-2 : แผนการจัดหาแหล่งน้ำในอนาคตของอีสท์วอเตอร์

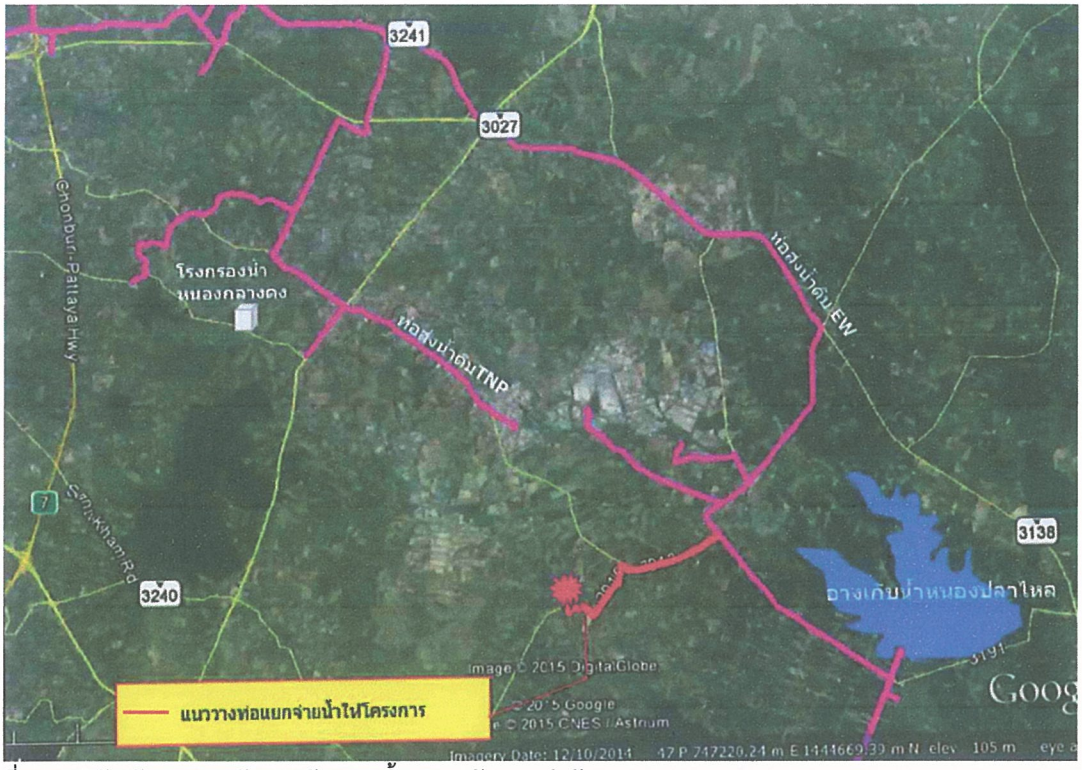
- **การส่งจ่ายน้ำจากแหล่งน้ำให้กับโครงการ**

ปัจจุบันอีสท์วอเตอร์ มีโครงข่ายท่อส่งน้ำความยาว 394.5 กิโลเมตร แสดงดัง**รูปที่ 2.9-3** เชื่องโยงแหล่งน้ำสำคัญในภาคตะวันออก โดยมีแผนจะให้โครงการใช้น้ำจากระบบท่อส่งน้ำดิบหนองปลาไหล-หนองค้อ ซึ่งรับน้ำจากอ่างเก็บน้ำหนองปลาไหล และอ่างเก็บน้ำประแสร์เป็นหลัก ในเบื้องต้นแนวท่อที่จะแยกส่งน้ำดิบมาให้โครงการ แสดงดัง**รูปที่ 2.9-4**



ที่มา : http:// http://www.eastwater.com/th/EWBusiness/, สืบค้นเมื่อ 12 กรกฎาคม 2559

รูปที่ 2.9-3 : โครงข่ายระบบท่อส่งน้ำของอีสท์วอเตอร์ในภาคตะวันออก



ที่มา: บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน), 2559

รูปที่ 2.9-4 : แนววางท่อแยกจ่ายน้ำให้โครงการ

- **ลักษณะสมบัติน้ำดิบของอีสท์วอเตอร์**

เนื่องจากบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) จะสูบน้ำดิบจากอ่างเก็บน้ำหนองปลาไหลส่งให้โครงการ ซึ่งลักษณะสมบัติของน้ำของอ่างเก็บน้ำหนองปลาไหลย้อนหลัง 5 ปี (ระหว่าง พ.ศ.2554-เดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ.2559) ดัง**ตารางที่ 2.9-4**

(2) อัตราการใช้น้ำ

อัตราการใช้น้ำโดยรวมสูงสุดของโครงการกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเท่ากับ 63,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน และอัตราการใช้น้ำโดยรวมสูงสุดของโครงการกรณีที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงเท่ากับ 47,239 ลูกบาศก์เมตร/วัน โดยอัตราการใช้น้ำสูงสุดของแต่ละระบบ แสดงดัง**ตารางที่ 2.9-5** และมีรายละเอียดดังนี้

(ก) ระบบน้ำหล่อเย็น

ระบบน้ำหล่อเย็น ใช้น้ำเพื่อชดเชยน้ำหล่อเย็นที่สูญเสียไปจากการระเหยในหอหล่อเย็น ซึ่งออกแบบให้หมุนเวียนน้ำจำนวน 5 รอบ เพื่อควบคุมปริมาณของแข็งละลายทั้งหมด (TDS) ในน้ำระบายทิ้งจากหอหล่อเย็นให้ไม่เกิน 1,300 มิลลิกรัมต่อลิตร ซึ่งเป็นไปตามที่กำหนดไว้ในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง

อัตราการใช้น้ำของระบบหล่อเย็น 61,304 ลูกบาศก์เมตร/วัน แยกเป็นน้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น 60,560 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำที่หมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่จากระบบไอน้ำหมุนเวียน น้ำส่วนเกินจากการเก็บตัวอย่าง และน้ำที่ระบายออกจากเครื่องผลิตไอน้ำอีก 744 ลูกบาศก์เมตร/วัน

ตารางที่ 2.9-4
ลักษณะสมบัติของน้ำดิบจากอ่างเก็บน้ำหนองปลาไหลย้อนหลัง 5 ปี (ระหว่าง พ.ศ.2554-เดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ.2559)

พารามิเตอร์	หน่วย	ค่าต่ำสุด-สูงสุด					
		2554	2555	2556	2557	2558	ม.ค.-มิ.ย. 2559
pH	-	7.01-8.14	7.01-7.99	7.10-8.13	7.0-9.2	7.1-8.34	7.9-9.0
DO	mg/l	4.2-7.95	4.10-7.20	4.20-6.92	4.8-8	3.52-6.39	5.8-7.1
BOD	mg/l	1.3-2.3	1.20-2.00	1.2-2.0	1.1-4.2	1.40-2.80	1.8-3.8
COD	mg/l	12-24	10-16	10-14	ND	10-15	12.0-21.8
Turbidity	NTU	2.87-22.3	3.06-22.30	1.57-16.70	4.7-21	2.36-131	5.8-14.0
Conductivity	us/cm	160-250	160-234	183-283	213-313	178-283	199-276
Colour	Pt-Co	4.66-20.86	5.15-14.77	6.14-52.01	20-30	7.38-52.01	10-15
Calcium	mg/l as $CaCO_3$	24-27	14-26	14-72	35.7-59.1	30-72	30.8-46.1
Magnesium	mg/l as $CaCO_3$	11-18	10-17	10-19	9.2-28.2	4-19	9.6-25.5
Chloride	mg/l	12-24	12-28	12-28	18.1-30.8	14-28	17.6-34.1
Total Iron	mg/l	0.07-0.42	0.04-0.42	0.04-2.62	0.058-0.276	0.04-2.62	0.006-0.082
Manganese	mg/l	0.07-0.27	0.04-0.45	0.03-0.53	0.043-0.171	0.03-0.73	0.038-0.186
Nitrate Nitrogen	mg/l	0.03-0.34	0.02-0.34	0.02-0.18	0.03-0.29	0.02-0.38	0.00-0.11
Sulfate	mg/l	9.52-18.82	9.52-19.71	8.23-18.98	16.4-25.8	7.92-22.27	21.1-31.6
Silica	mg/l	8.64-12.57	8.64-12.47	7.55-15.10	9.8-18.3	1.38-13.09	8.95-9.83
Total Suspended Solid	mg/l	6-16	6-14	3-15	5.2-12.8	3-62	4.4-7.4
Dissolved Solids	mg/l	90-156	90-143	116-180	110-187	112-120	109-178
Total Alkalinity	mg/l	40-50	30-60	30-100	55.9-69.4	35-100	62.6-68.6
Grease&Oil	mg/l	<0.1	<0.1	<0.1	ND	<0.1	0.1-0.7
Total Phosphate	mg/l	0.02-0.07	0.01-0.07	0.01-0.12	0.0004-0.001	0.03-0.09	0.04-0.10
Phosphate	mg/l	0.06-0.21	0.03-0.21	0.03-0.37	0.03-0.83	0.09-0.28	ND-0.05
Total Kjeldahl Nitrogen	mg/l	0.59-1.15	0.59-1.15	0.80-1.29	ND	0.31-0.94	1.6-3.9
Ammonia Nitrogen	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01-0.25	ND	<0.1	0.00-0.06
Copper	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	<0.003-<0.01	<0.1	0.000-0.022
Zinc	mg/l	0.01-0.12	0.01-0.13	0.02-0.07	ND	0.01-0.04	0
Fluoride	mg/l	0.11-0.41	0.13-0.29	0.19-0.36	0.07-0.32	0.17-0.42	0.20-0.74
Detergent	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	0.05-0.62	<0.01	0.00-0.01
Carbonate Hardness	mg/l as $CaCO_3$	37-42	28-39	28-82	47.6-69.4	35-82	34.0-66.5
Non Carbonate Hardness	mg/l as $CaCO_3$	<1	<1	<1	0-25.6	<1-5	0.0-22.6
Salinity	g/kg	0.06-0.08	0.06-0.09	0.06-0.09	0.1	0.06-0.09	0.1
TOC	mg/l	3.84-8.83	5.24-8.83	4.20-9.65	4.5-6.16	4.2-12.4	4.32-5.17
Arsenic	mg/l	0.0013-0.0019	0.0013-0.0030	0.0017-0.0038	0.0024-0.0031	0.0021-0.0046	0.0029-0.0037
Barium	mg/l	0.07-0.1	0.07-0.08	0.06-0.10	0.047-0.079	0.07-0.09	0.041-0.058
Cadmium	mg/l	<0.002	<0.002	<0.002	ND	<0.002	0
Chromium (6+)	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	ND	<0.01	0
Lead	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	ND	<0.01	0
Mercury	mg/l	<0.0005	<0.0005	<0.0005	ND	<0.0005	0.0001-0.0020
Nickel	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	ND	<0.01	0
Selenium	mg/l	<0.0005	<0.0005	<0.0005	ND	<0.0005	0
Silver	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	ND	<0.01	0
Sodium	mg/l	14.51-21.23	14.27-22.34	16.83-24.03	11.4-18.6	15.03-21.55	15.0-18.3
Cyanide	mg/l	<0.001	<0.001	<0.001	ND	<0.001	0
Phenol	mg/l	<0.001	<0.001	<0.001	0.01-0.016	<0.001	0.000-0.013
Fecal Coliform	MPN/100ml	4.5-23	7.8-130	11.0-700.0	<1.8-49	49-700	<1.8-490

ที่มา : บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน), 2559

ตารางที่ 2.9-5
อัตราการใช้น้ำสูงสุดในระยะดำเนินการของโครงการ

ลำดับ	ประเภทการใช้น้ำของโครงการ	กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง[1/] (ลบ.ม./วัน)	กรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง[2/] (ลบ.ม./วัน)	วัตถุประสงค์การใช้น้ำ
1.	**น้ำดิบเข้าสู่โครงการ (Raw Water Supply) ประกอบด้วย (1=A+B)**	63,000	47,239	
	A. น้ำดิบเข้าสู่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น (Water Pre-Treatment Plant) เพื่อนำไปใช้ในโรงไฟฟ้าต่อไป	62,618	46,857	
	B. น้ำรดน้ำต้นไม้ (Irrigation)	382	382	ใช้รดน้ำต้นไม้
2.	**น้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น (Water Pre-Treatment Plant) ประกอบด้วย (2=C+D+E)**	63,216[3/]	47,455	
	C. กากตะกอน (Sludge Cake)	5	4	กากตะกอนจากระบบตกตะกอน ส่งกำจัดโดยบริษัทฯ ที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย
	D. น้ำชดเชยสำหรับระบบน้ำหล่อเย็น (cooling water makeup)	60,560	44,810	ใช้ชดเชยน้ำที่ระเหยและระบายจากระบบน้ำหล่อเย็น
	E. ถังเก็บน้ำ (Service/Fore Water Storage Tank) (E=E1+ E2+ E3)			
	E1 น้ำใช้สำหรับอุปโภคบริโภคในโรงไฟฟ้า (Portable Water)	30	30	ใช้อุปโภคบริโภคในโรงไฟฟ้า
	E2 น้ำส่งเข้าสู่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Water Treatment Plant)	2,311	2,311	
	E3 น้ำที่ใช้ลดอุณหภูมิให้กับน้ำที่ระบายออกจากหม้อไอน้ำ (quenching water สำหรับ HRSG blowdown)	310	300	ใช้ลดอุณหภูมิของน้ำที่ระบายออกจากหม้อไอน้ำ เพื่อสามารถนำน้ำกลับไปใช้ใหม่ในระบบหล่อเย็น
3.	**น้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Water Treatment Plant) ประกอบด้วย (3=F+G+H)**	2,311	2,311	
	F. น้ำปราศจากแร่ธาตุไปยังถังเก็บ (Demin. Water Storage Tank)	1,700	1,700	
	G. น้ำนำกลับไปใช้ใหม่ที่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น (Re-use)	598	598	
	H. น้ำทิ้งจากกระบวนการไปยังบ่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่าง (Neutralization Pit)	13	13	

ตารางที่ 2.9-5
อัตราการใช้น้ำสูงสุดในระยะดำเนินการของโครงการ (ต่อ)

ลำดับ	ประเภทการใช้น้ำของโครงการ	กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติ[1/] เป็นเชื้อเพลิง (ลบ.ม./วัน)	กรณีใช้น้ำมันดีเซล[2/] เป็นเชื้อเพลิง (ลบ.ม./วัน)	วัตถุประสงค์การใช้น้ำ
4.	**น้ำปราศจากแร่ธาตุจากถังเก็บ (Demin. Water Storage Tank) ประกอบด้วย (4=F-I+J+K+L)**	**599**	**5,615**	
	I. ปริมาณน้ำปราศจากแร่ธาตุในถังเก็บ เพิ่มขึ้น / ลดลง	+1,101	-3,915	
	J. น้ำใช้ในระบบฉีดน้ำของกังหันก๊าซเพื่อควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจน (GT Water Injection)	0	5,074	เพื่อควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนในระบบ water injection ของกังหันก๊าซเมื่อเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล
	K. น้ำใช้ในห้องปฏิบัติการ (Laboratory)	5	5	น้ำบริสุทธิ์ใช้ในห้องปฏิบัติการ
	L. น้ำเข้า HRSG			
	L1 น้ำที่ไหลผ่านระบบสุ่มตัวอย่างเพื่อตรวจสอบคุณภาพน้ำ (Sampling Rack)	70	70	เพื่อสุ่มตัวอย่างจากระบบไอน้ำ มาตรวจสอบโดยไหลผ่านเครื่องตรวจคุณภาพน้ำในระบบไอน้ำ
	L2 น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายจากระบบท่อไอน้ำ	180	180	เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายออกจากระบบท่อไอน้ำ
	L3 น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายจากหม้อไฟฟ้า	344	286	เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายจากหม้อไอน้ำ
5.	**น้ำที่ระบายจากหม้อไอน้ำส่งกลับไปใช้ใหม่ที่หอหล่อเย็น ประกอบด้วย (5=L3+E3-M)**	**494**	**480**	
	M. น้ำที่ระเหยออกสู่บรรยากาศจากระบบระบายน้ำจากหม้อไอน้ำ	160	106	
6.	**น้ำใช้ที่ระบบน้ำหล่อเย็น (6=D+N)**	**61,304**	**45,540**	
	N. น้ำนำกลับมาใช้ใหม่ที่หอหล่อเย็นจากระบบต่างๆ (N=L1+L2+5)	744	730	
	O. น้ำที่ระเหยออกสู่บรรยากาศจากระบบน้ำหล่อเย็น	49,072	36,456	
	P. ระบายออกจากระบบน้ำหล่อเย็น	12,232	9,084	
7.	น้ำทิ้งเข้าบ่อพักน้ำหล่อเย็นของโครงการ (P)	12,232	9,084	
8.	น้ำทิ้งเข้าบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ (8=E1+H+K)	48	48	
รวมปริมาณน้ำใช้ในโครงการทั้งหมด		**63,000**	**47,239**	

หมายเหตุ: 1/ ปริมาณการใช้น้ำสูงสุดในกรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ 100% Load

2/ ปริมาณการใช้น้ำสูงสุดในกรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงที่ 100% Load

3/ ลำดับ 2 มีปริมาณน้ำใช้ที่ได้จากน้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น (Water Pre-Treatment Plant) มากกว่าลำดับ 1 เนื่องจากคิดรวมน้ำ Reuse (ปริมาณ 598 ลบ.ม. ต่อวัน) จากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Water Treatment Plant)

(ข) น้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) น้ำประปา (Potable Water) และน้ำใช้ในกระบวนการ (Service Water)

น้ำปราศจากแร่ธาตุจะถูกนำไปใช้ในเครื่องผลิตไอน้ำ (HRSG) จำนวน 344 ลูกบาศก์เมตร/วัน ระบบหมุนเวียนไอน้ำจำนวน 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน การเก็บตัวอย่างน้ำ 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำใช้ในห้องปฏิบัติการจำนวน 5 ลูกบาศก์เมตร/วัน ในกรณีที่จำเป็นต้องเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล (Full Load (514 MW Gross, 500 MW Net)) โครงการต้องการน้ำปราศจากแร่ธาตุสำหรับที่จ่ายเข้าระบบฉีดน้ำเพื่อควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจน (GT Water Injection) ในอัตรา 5,074 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะนำมาจากถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุจึงไม่มีผลต่อปริมาณการใช้น้ำโดยรวม

นอกจากนี้น้ำในระบบน้ำประปาจะถูกนำไปใช้เพื่ออุปโภคประมาณ 30 ลูกบาศก์เมตร/วัน ส่วนน้ำในระบบน้ำใช้ในกระบวนการจะถูกนำไปใช้เพื่อระบายความร้อนของน้ำทิ้งจากเครื่อง ผลิตไอน้ำประมาณ 310 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(3) บ่อกักเก็บน้ำดิบของโครงการ

โครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง จะรับน้ำดิบจากอีสท์ วอเตอร์ในอัตรา 63,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน หรือไม่เกิน 23 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี มากักเก็บในบ่อกักเก็บน้ำดิบ จำนวน 1 บ่อ ขนาดความจุประมาณ 189,000 ลูกบาศก์เมตร

น้ำดิบจากอีสท์ วอเตอร์ จะถูกส่งต่อไปยังบ่อกักเก็บน้ำดิบดังกล่าวก่อนจะส่งไปยังระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น หรืออาจส่งน้ำดิบเข้าสู่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำโดยตรง โดยไม่ผ่านบ่อกักเก็บน้ำดิบ ทั้งนี้ในกรณีที่ระดับน้ำในบ่อกักเก็บน้ำดิบอยู่ในระดับต่ำ โครงการจะรับน้ำจากอีสท์ วอเตอร์มาสำรองไว้ในบ่อกักเก็บน้ำดิบจนถึงระดับที่กำหนด

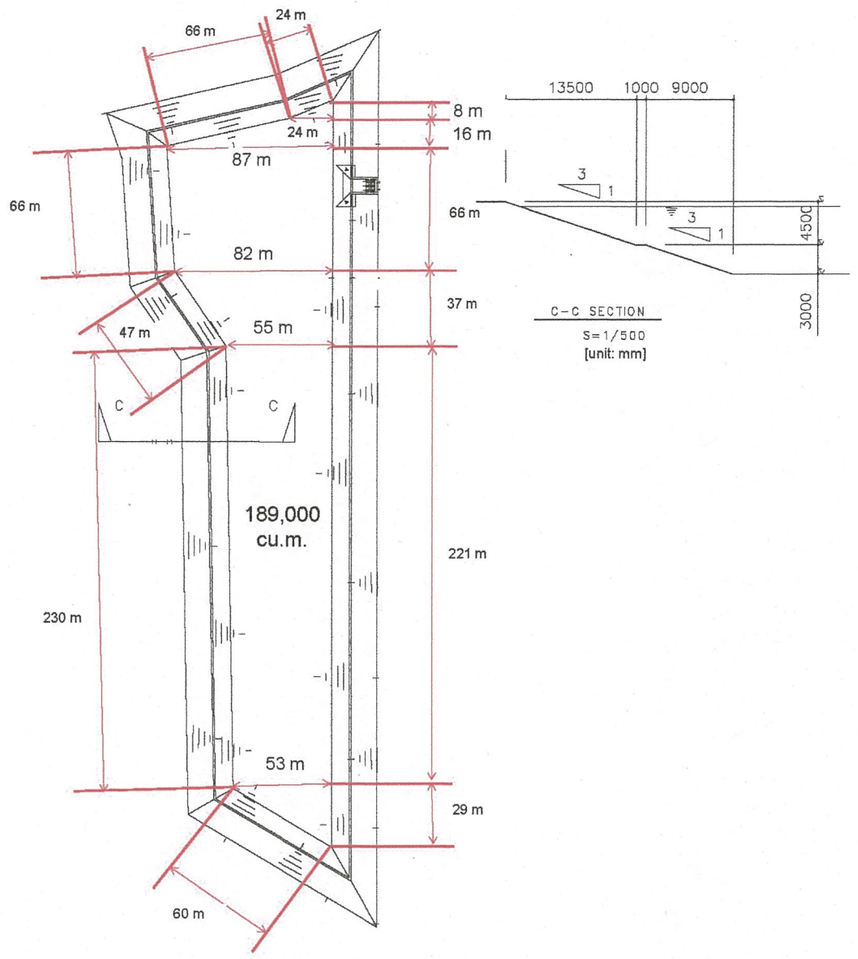
ตำแหน่งที่ตั้งบ่อกักเก็บน้ำดิบ แสดงดังใน**รูปที่ 2.3-1** และภาพตัดขวางของบ่อกักเก็บน้ำดิบแสดงดังใน**รูปที่ 2.9-5** พร้อมทั้งรายการคำนวนขนาดบ่อกักเก็บน้ำในโครงการฯ ดัง**ภาคผนวก 2ฎ**

(4) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ

ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำของโครงการ แบ่งออกเป็นสองขั้นตอน ได้แก่ ขั้นตอนการปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น (Water Pre-Treatment) และขั้นตอนการปรับปรุงคุณภาพน้ำ (Water Treatment) ด้วยระบบขจัดแร่ธาตุ (Demineralization System) ดังรายละเอียดต่อไปนี้

(ก) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น (Water Pre-treatment System)

ตะกอนแขวนลอยในน้ำดิบ จะถูกกำจัดโดยการเติมสาร Coagulant ได้แก่ Ferric Chloride และสารโพลิเมอร์ลงไปในน้ำ เพื่อให้เกิดการรวมกลุ่มของตะกอนแขวนลอยต่างๆ และเกิดการตกตะกอนในถัง Clarifier กากตะกอนน้ำเสีย (Sludge) ที่เกิดขึ้นในบ่อ Clarifier จะถูกสูบออก และส่งไปเข้ากระบวนการทำข้น (Thickener) เพื่อลดปริมาณกากตะกอน จากนั้นกากตะกอนจะถูกส่งไปแยกน้ำออกโดยผ่านเครื่องกรองรีด (Belt Filter Press) ในขณะที่น้ำที่แยกออกจากกากตะกอนจะถูกส่งกลับไปใช้ยังบ่อ Clarifier ส่วนกากตะกอนที่เกิดขึ้นประมาณ 5 ตัน/วัน จะถูกรวบรวมไว้ก่อนส่งไปกำจัดตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ.2548 หรือส่งให้บริษัทที่ได้รับอนุญาตดำเนินการกำจัดกากของเสียอุตสาหกรรมจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมนำไปดำเนินการต่อไป นอกจากนี้ มีการเติมโซเดียมไฮดรอกไซด์ในระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ เพื่อปรับค่าความเป็นกรดเป็นด่างในน้ำให้เหมาะสมต่อการตกตะกอน



ที่มา : บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด, 2559

รูปที่ 2.9-5 : แสดงภาพตัดขวางของบ่อกักเก็บน้ำดิบในโครงการฯ

น้ำที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้นแล้วส่วนหนึ่งจะถูกส่งไปใช้ในหอหล่อเย็น ส่วนที่เหลือจะถูกส่งผ่านถังกรอง เพื่อกำจัดตะกอนแขวนลอยอีกครั้งหนึ่งก่อนที่จะส่งไปเก็บไว้ที่ถังน้ำใช้ (Service Water Storage Tank ปริมาตร 4,200 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 1 ถัง) จากนั้นน้ำใช้จะถูกส่งไปยังระบบต่างๆ ได้แก่ ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ (หรือระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ) ระบบน้ำใช้ในกระบวนการ และระบบน้ำประปา

ทั้งนี้ ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น มีกำลังการผลิต 3,000 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง หรือ 72,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งเพียงพอที่จะปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น เพื่อใช้ในโครงการฯ ซึ่งมีความต้องการใช้น้ำที่ผ่านระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้นสูงสุด 62,618 ลูกบาศก์เมตร/วัน โดยระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น จะเดินเครื่องตลอด 24 ชั่วโมง และสามารถปรับลดอัตราการผลิตลงต่ำกว่ากำลังการผลิตสูงสุดได้ ด้วยการปรับอัตราการไหลของน้ำเข้าระบบลงเท่ากับอัตราความต้องการใช้น้ำ

รายการคำนวนระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น ดัง**ภาคผนวก 2ฎ** และรายการคำนวนความเพียงพอของถังเก็บน้ำใช้ ดัง**ภาคผนวก 2ฐ**

(ข) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ (Water Treatment Plant)

ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำหรือระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralization System) มีรายละเอียด ดังนี้

ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ น้ำที่ได้รับมาจากกระบวนการปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้นจะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการรีเวิร์สออสโมซิส (Reverse Osmosis, RO) โดยมีการเติมโซเดียมเมตาไบซัลไฟต์ เพื่อกำจัดคลอรีนที่ตกค้างในน้ำ และเติมสาร Antiscalant เพื่อป้องกันการเกิดตะกรันบนเยื่อเมมเบรนของระบบรีเวิร์ส ออสโมซิส ทั้งนี้ เนื่องจากการออกแบบระบบ RO ในกระบวนการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ ต้องคำนึงถึงอายุการใช้งานของ RO Membrane ซึ่งจะมีอายุการใช้งานสั้นหากมีคลอรีนที่ตกค้างในน้ำเข้าไปในระบบ RO แม้ว่าโครงการจะไม่ได้มีการเติมคลอรีนในระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น และน้ำดิบที่โครงการได้รับมาจาก บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) เป็นน้ำดิบที่สูบส่งมาโดยไม่ได้มีการปรับปรุง หรือควบคุมคุณภาพน้ำแต่อย่างใด แต่ในการออกแบบระบบ RO โครงการได้ออกแบบให้มีระบบเติมโซเดียมเมตาไบซัลไฟต์ไว้ เพื่อเป็นการกำจัดคลอรีนที่อาจจะตกค้างในน้ำที่อาจจะมากับน้ำดิบ โดยเมื่อถึงระยะดำเนินการ โครงการจะตรวจสอบคุณภาพน้ำก่อนเข้าระบบ RO ว่ามีคลอรีนตกค้างอยู่หรือไม่ หากไม่มีคลอรีนตกค้างอยู่ โครงการก็ไม่จำเป็นต้องเติมโซเดียมเมตาไบซัลไฟต์ แต่อย่างใด

น้ำที่ได้จากกระบวนการรีเวิร์สออสโมซิส จะถูกส่งไปยังหน่วยแลกเปลี่ยนไอออนแบบผสม (Mixed Bed Ion Exchange Unit) เพื่อแยกแร่ธาตุที่ตกค้างออกจากน้ำ จากนั้นจะถูกส่งไปเก็บในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water Storage Tank จำนวน 2 ถัง ความจุถังละ 6,600 ลูกบาศก์เมตร) น้ำปราศจากแร่ธาตุนี้จะถูกนำไปใช้เติมในระบบต่างๆ เช่น เติมในระบบผลิตไอน้ำ เพื่อชดเชยน้ำทิ้งจากระบบ (HRSG Blowdown) ใช้ในระบบ Water Injection สำหรับเครื่องกังหันก๊าซ เพื่อควบคุมปริมาณ NO_x ที่จะเกิดขึ้นในกรณีเดินเครื่องโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง เป็นต้น

สำหรับระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ มีกำลังการผลิต 1,800 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งเพียงพอที่จะใช้ในโครงการ ซึ่งมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ 1,700 ลูกบาศก์เมตร/วัน โดยระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ สามารถเดินเครื่องได้ตลอด 24 ชั่วโมง และจะเดินเครื่องเพื่อเติมน้ำในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water Storage Tank จำนวน 2 ถัง ความจุถังละ 6,600 ลูกบาศก์เมตร) โดยเมื่อน้ำในถังมีระดับสูง (น้ำเต็มถัง) ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุก็จะหยุดเดินเครื่อง และเมื่อระดับน้ำในถังลดต่ำลงกว่าค่าที่ตั้งไว้ (ปริมาณน้ำลดลงต่ำกว่าค่า Set Point) ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุจะเริ่มเดินเครื่องเพื่อผลิตน้ำเติมเข้าถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุต่อไป

ทั้งนี้ หากมีความต้องการใช้น้ำ 1,700 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะต้องเดินเครื่องระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุประมาณ 23 ชั่วโมงต่อวัน (1,700 / 1,800 x 24 = 22.67)

รายการคำนวนระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ ดัง**ภาคผนวก 2ฎ** แสดงรายการคำนวนความเพียงพอของถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ ดัง**ภาคผนวก 2ฐ**

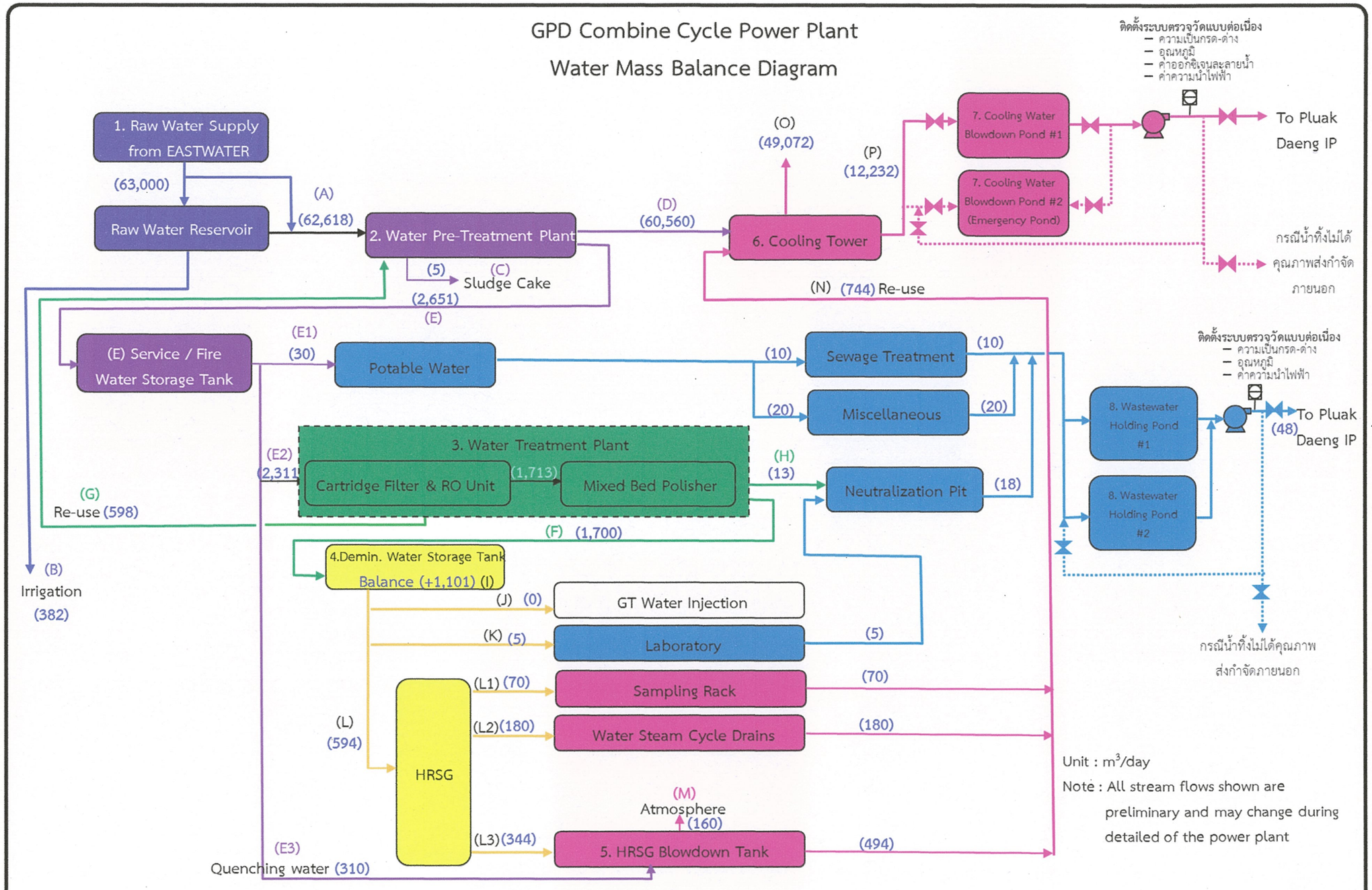
น้ำทิ้งจากกระบวนการปรับปรุงคุณภาพน้ำ ประกอบด้วย น้ำทิ้งจากหน่วยแลกเปลี่ยนไอออนแบบผสม ซึ่งจะถูกส่งต่อไปยังบ่อปรับสภาพให้เป็นกลาง (Neutralization Basin) เพื่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่างก่อนที่จะถูกส่งต่อไปยังบ่อพักน้ำทิ้งต่อไป จากนั้นน้ำในบ่อพักน้ำทิ้งจะถูกส่งไปยังระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยน้ำทิ้งดังกล่าวจะถูกควบคุมให้มีคุณภาพตามที่สวนอุตสาหกรรมปลวกแดงกำหนด

(5) อัตราการใช้น้ำภายในโรงไฟฟ้า

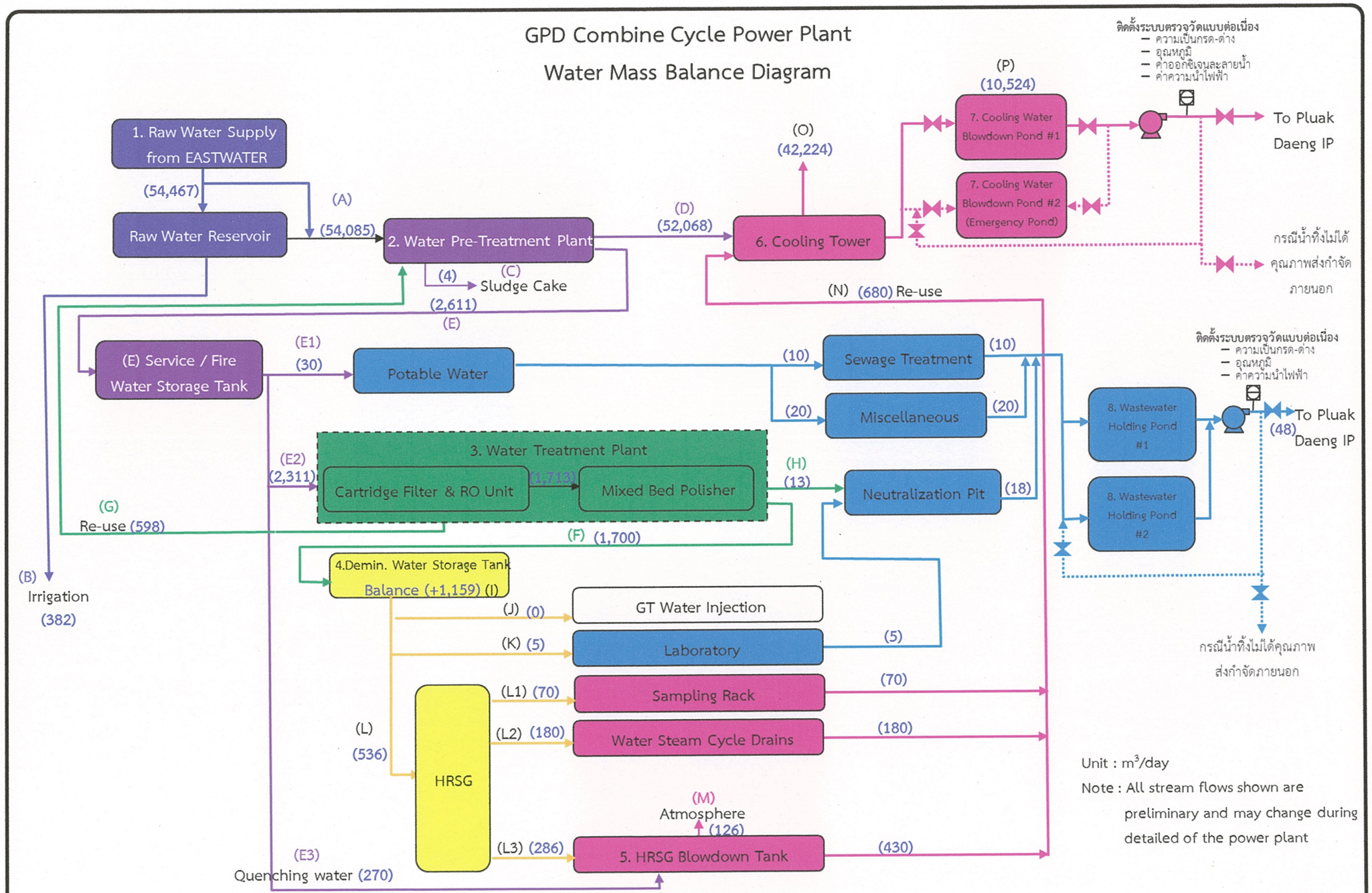
จากการคาดการณ์เบื้องต้น กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงนั้น โครงการจะมีความต้องการใช้น้ำสูงสุดประมาณ 63,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน ส่วนในกรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โครงการจะมีความต้องการใช้น้ำสูงสุดประมาณ 47,239 ลูกบาศก์เมตร/วัน ทั้งนี้ สมดุลน้ำของโครงการจากการเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงทั้งสองประเภท ที่กำลังการผลิตต่างๆ ได้แสดงไว้ใน**รูปที่ 2.9-6** ถึง**รูปที่ 2.9-8** และ**รูปที่ 2.9-9** ถึง**รูปที่ 2.9-11** และอัตราการใช้น้ำเมื่อเดินเครื่องด้วยเชื้อเพลิงทั้งสองประเภท ที่กำลังผลิตสูงสุด (Full Load) ได้แสดงไว้ในรูปแบบตาราง ดัง**ตารางที่ 2.9-5** ซึ่งอัตราการใช้น้ำภายในโครงการมีรายละเอียดโดยสังเขป ดังนี้

กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เดินเครื่องที่กำลังผลิตสูงสุด (Full Load, 717 MW Gross, 700 MW Net)

- น้ำดิบที่เข้าสู่โรงไฟฟ้า 63,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งไปยังระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้นด้วยอัตรา 62,618 ลูกบาศก์เมตร/วัน และถูกส่งไปยังระบบรดน้ำต้นไม้ 382 ลูกบาศก์เมตร/วัน
- ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น มีน้ำเข้าสู่ระบบ 63,216 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำดิบ 62,618 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำที่นำกลับมาใช้ใหม่จากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 598 ลูกบาศก์เมตร/วัน โดยน้ำที่ผ่านเข้าสู่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้นนี้ จะถูกส่งออกไปจากระบบ 63,216 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำที่เติมเข้าหอหล่อเย็น (Cooling Water Makeup) เพื่อชดเชยน้ำที่ระเหยและระบายออกจากระบบน้ำหล่อเย็น 60,560 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำที่ใช้ลดอุณหภูมิให้กับน้ำที่ระบายออกจากหม้อไอน้ำ (Quenching Water สำหรับ HRSG Blowdown) 310 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำใช้สำหรับอุปโภคบริโภคในโรงไฟฟ้า 30 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำที่ส่งต่อไปสู่ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2,311 ลูกบาศก์เมตร/วัน และกากตะกอนจากระบบตกตะกอน ซึ่งจะถูกส่งกำจัดโดยบริษัทฯ ที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย 5 ลูกบาศก์เมตร/วัน

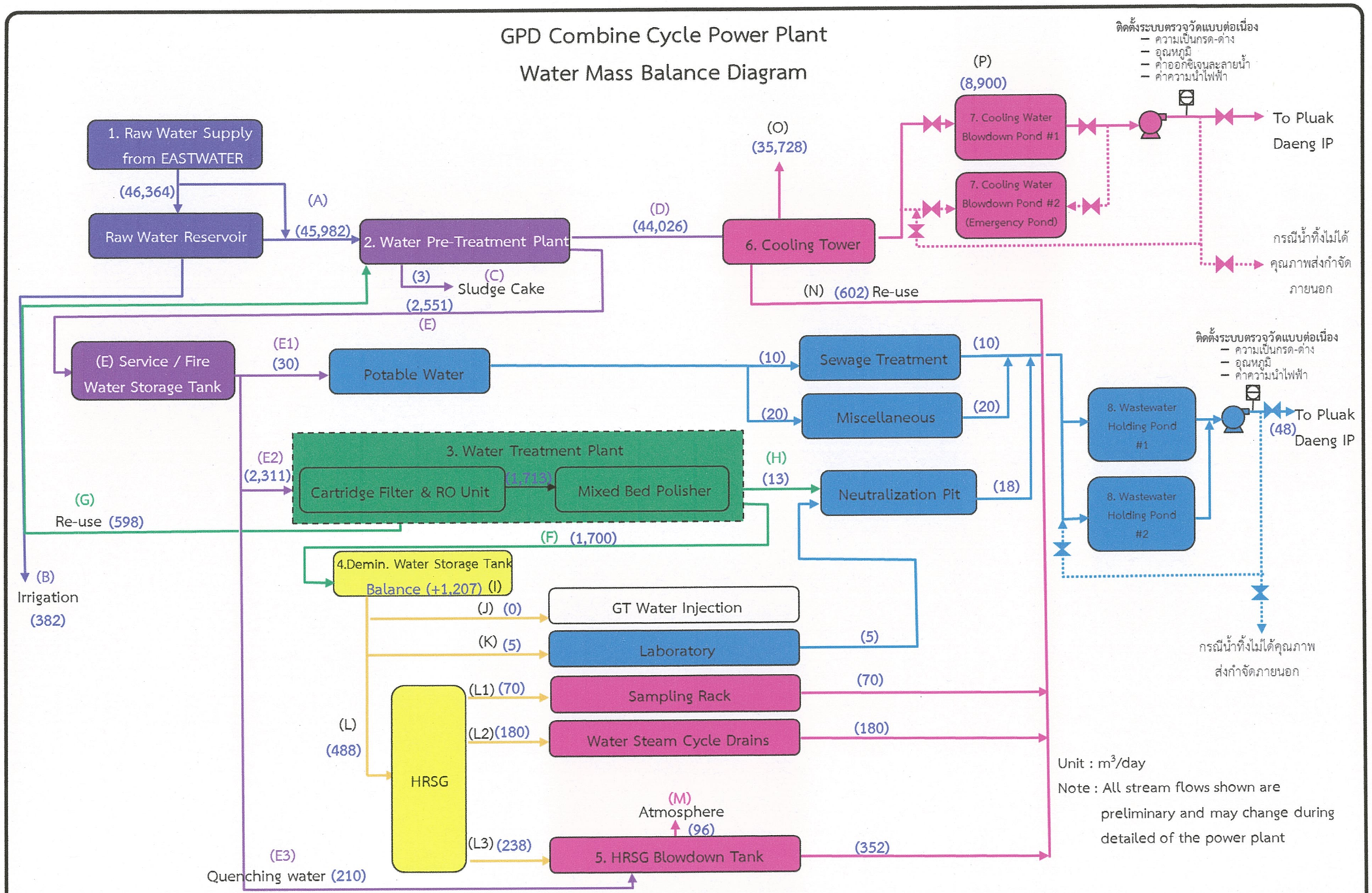


รูปที่ 2.9-6 :ผังสมดุลการใช้น้ำของโครงการกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ 100% LOAD (717 MW GROSS/700 MW NET)

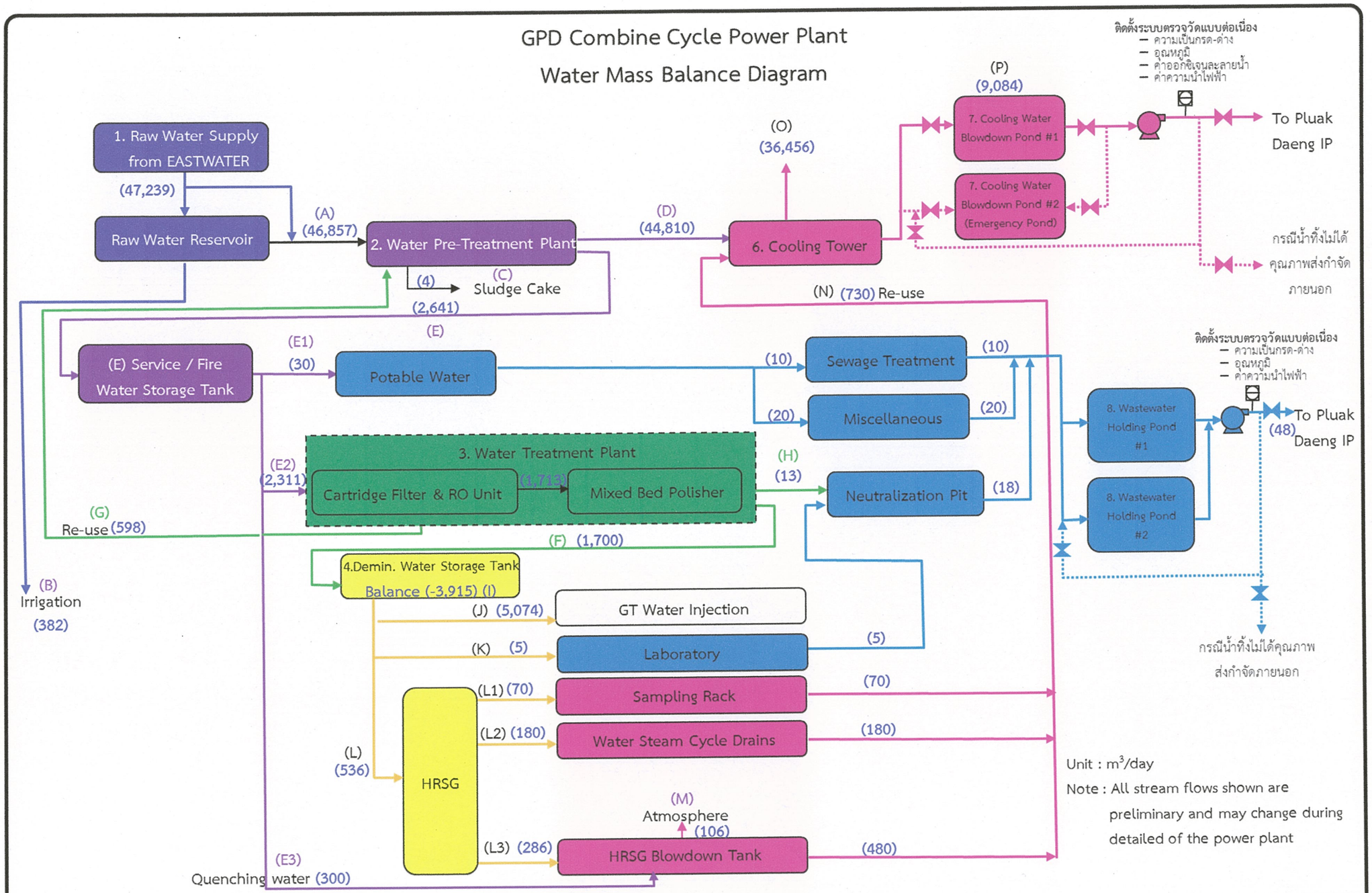


รูปที่ 2.9-7 :ผังสมดุลการใช้น้ำของโครงการกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ INTERMEDIATE LOAD (552 MW GROSS/537.5 MW NET)

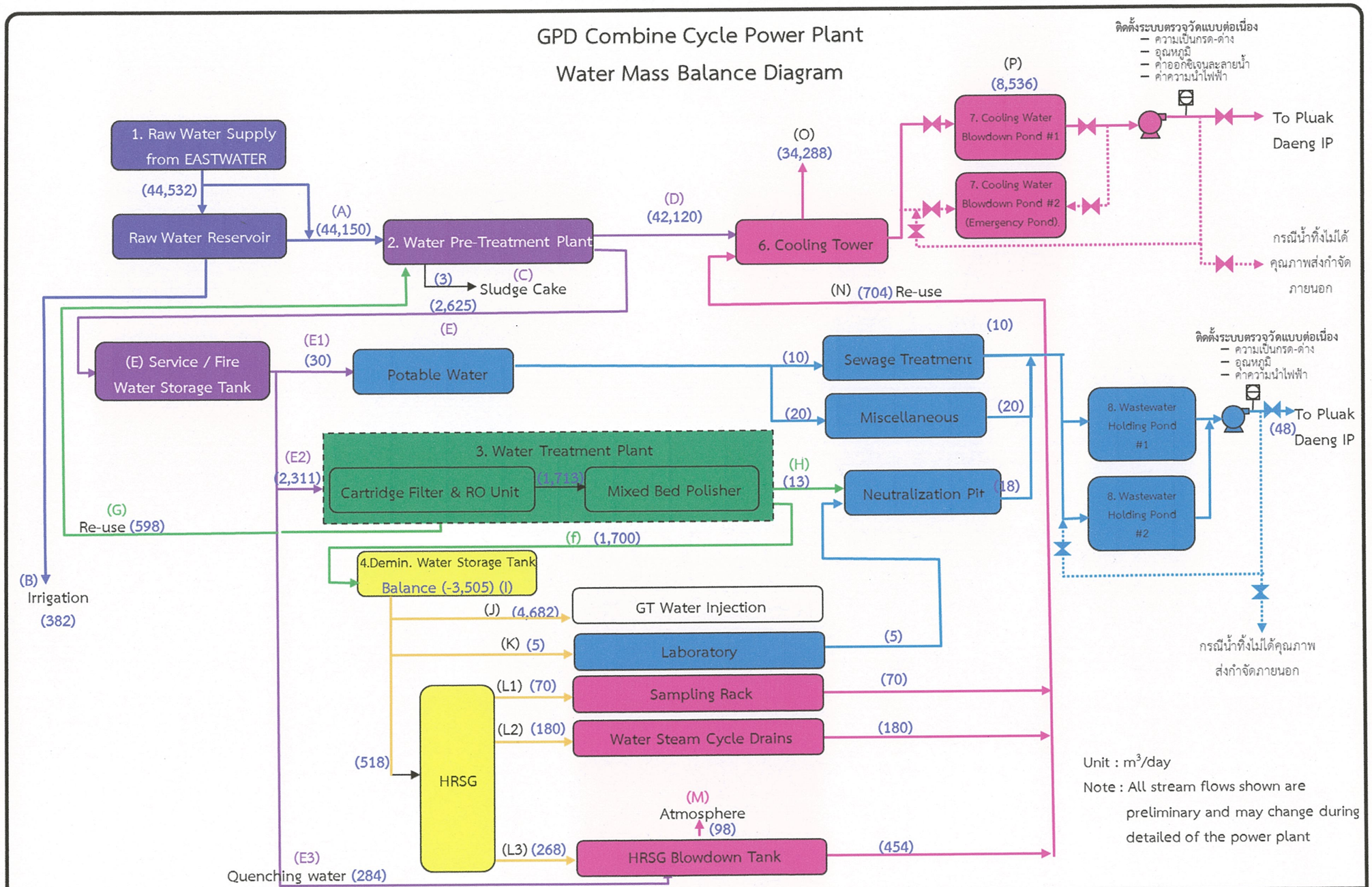
TEAM



รูปที่ 2.9-8 :ผังสมดุลการใช้น้ำของโครงการกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ MINIMUM LOAD (388 MW GROSS/375 MW NET)

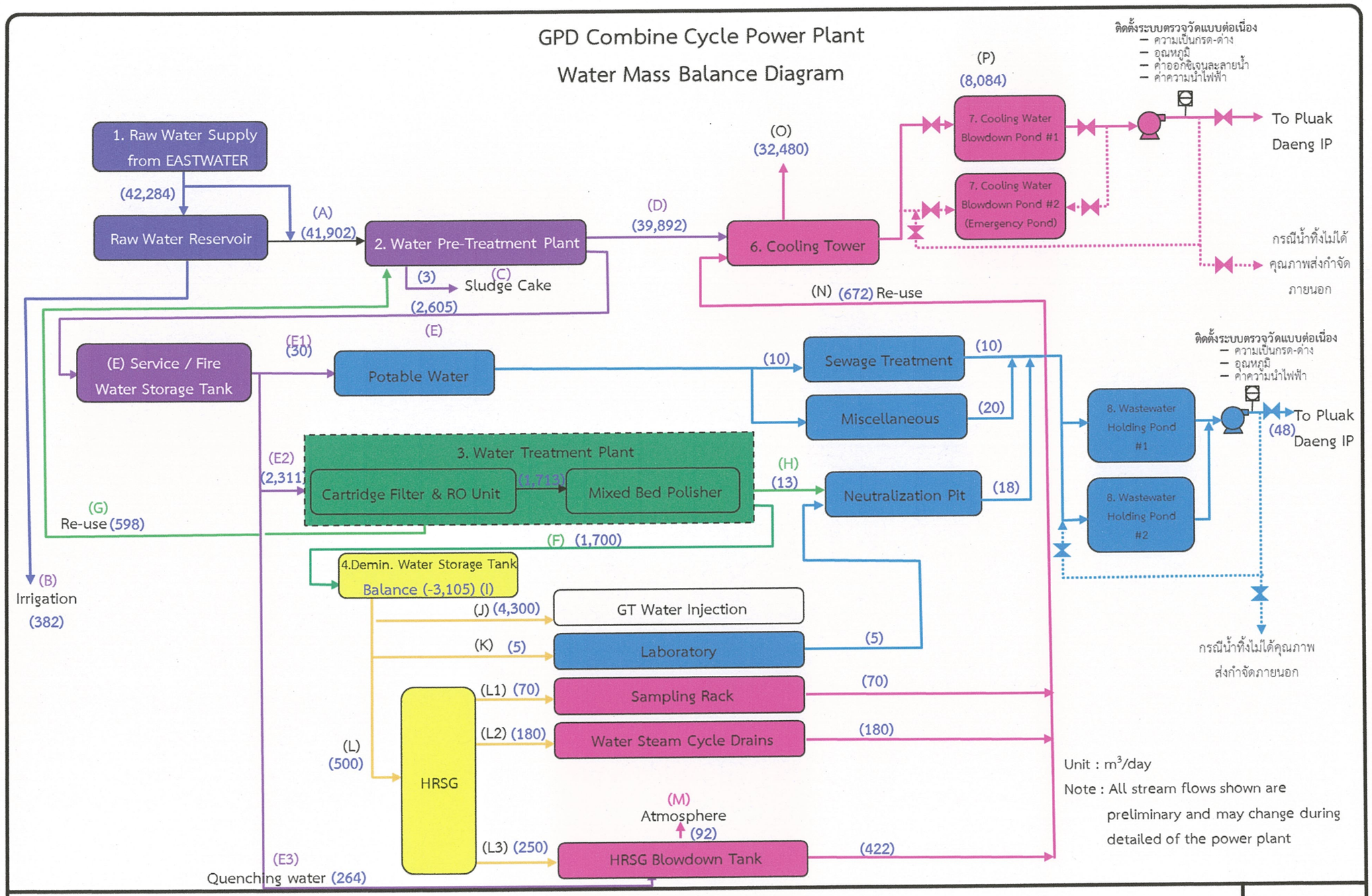


รูปที่ 2.9-9 :ผังสมดุลการใช้น้ำของโครงการกรณีที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงที่ 100% LOAD (514 MW GROSS/500 MW NET)



รูปที่ 2.9-10 : ผังสมดุลการใช้น้ำของโครงการกรณีที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงที่ INTERMEDIATE LOAD (451 MW GROSS/437.5 MW NET)

TEAM



รูปที่ 2.9-11 ผังสมดุลการใช้น้ำของโครงการกรณีที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงที่ MINIMUM LOAD (388 MW GROSS/375 MW NET)

TEAM

- ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ) มีน้ำเข้าระบบ 2,311 ลูกบาศก์เมตร/วัน (รับมาจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น) โดยน้ำที่ผ่านเข้ามาในระบบจะถูกส่งออกไปจากระบบ 2,311 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผลิตได้ 1,700 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำ RO reject ที่ถูกนำกลับไปใช้ใหม่ที่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น 598 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำทิ้งจากหน่วยแลกเปลี่ยนไอออนแบบผสม (Mixed Bed Regeneration) 13 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกส่งต่อไปยังบ่อปรับสภาพให้เป็นกลาง (Neutralization Basin) เพื่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่างก่อนที่จะถูกส่งต่อไปยังบ่อพักน้ำทิ้งต่อไป
- น้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผลิตได้จากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 1,700 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งไปใช้ 599 ลูกบาศก์เมตร/วัน ส่วนที่เหลือ 1,101 (1,700-599) ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งไปเก็บไว้ในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ เพื่อสำรองไว้ใช้กรณีที่เดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล ทั้งนี้ ถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 ถัง มีปริมาตรรวม 13,200 ลูกบาศก์เมตร/วัน เพียงพอต่อการเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลเป็นเวลา 3 วัน และเมื่อโครงการสามารถสำรองน้ำในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุจนเต็มแล้ว (ใช้เวลาประมาณ 13,200 / 1,101 = 12 วัน เมื่อเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติ เพื่อสำรองน้ำจนเต็มถัง) จะลดกำลังการผลิตของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุลงเหลือ 599 ลูกบาศก์เมตร/วัน สำหรับใช้ในกระบวนการผลิตเท่านั้น ไม่ต้องผลิตน้ำ เพื่อสำรองในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุอีก สำหรับการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ 599 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำใช้ในห้องปฏิบัติการ (อัตรา 5 ลูกบาศก์เมตร/วัน) น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ถูกส่งไปยังระบบสุ่มตัวอย่างเพื่อตรวจสอบคุณภาพน้ำ (อัตรา 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน) น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายจากระบบท่อไอน้ำ (อัตรา 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน) น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายจากเครื่องผลิตไอน้ำ (อัตรา 344 ลูกบาศก์เมตร/วัน)
- น้ำที่ระบายจากเครื่องผลิตไอน้ำ อัตรา 344 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกทำให้เย็นลงด้วยน้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น เพื่อใช้ลดอุณหภูมิให้กับน้ำที่ระบายออกจากหม้อไอน้ำ (Quenching Water สำหรับ HRSG Blowdown) 310 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งน้ำปริมาณ 654 (344 + 310) ลูกบาศก์เมตร/วัน นี้ จะระเหยไปในบรรยากาศส่วนหนึ่ง (160 ลูกบาศก์เมตร/วัน) ส่วนที่เหลือ 494 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งกลับไปใช้ใหม่ที่หอหล่อเย็น
- ส่วนน้ำที่ถูกส่งไปยังระบบสุ่มตัวอย่างเพื่อตรวจสอบคุณภาพน้ำ (อัตรา 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน) และน้ำที่ระบายจากระบบท่อไอน้ำ (อัตรา 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน) จะถูกส่งกลับไปใช้ใหม่ที่หอหล่อเย็นเช่นเดียวกัน
- ที่หอหล่อเย็น จะมีน้ำเข้าสู่ระบบ 61,304 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น 60,560 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำหมุนเวียนกลับมาใช้จากระบบตรวจสอบคุณภาพน้ำ 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำหมุนเวียนกลับมาใช้จากระบบท่อไอน้ำ 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำหมุนเวียนกลับมาใช้จากระบบหม้อไอน้ำ 494 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งน้ำปริมาณดังกล่าว ถูกเติมเข้าสู่หอหล่อเย็น เพื่อชดเชยน้ำที่ระเหยและระบายออกจากหอหล่อเย็น ซึ่งออกแบบให้หมุนเวียนน้ำจำนวน 5 รอบ เพื่อควบคุมปริมาณของแข็งละลายทั้งหมด (TDS) ในน้ำระบายทิ้งจากหอหล่อเย็นให้ไม่เกิน 1,300 มิลลิกรัมต่อลิตร ซึ่งเป็นไปตามที่กำหนดไว้ในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยปริมาณน้ำที่ระเหยออกจากหอหล่อเย็น 49,072 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำที่ระบายออกจากหอหล่อเย็น 12,232 ลูกบาศก์เมตร/วัน

- น้ำที่ระบายออกจากหอหล่อเย็น 12,232 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งไปยังบ่อพักน้ำหล่อเย็น ก่อนระบายไปยังบ่อพักน้ำหล่อเย็นของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยคุณสมบัติของน้ำเป็นไปตามมาตรฐานน้ำทิ้งที่กำหนดของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง
- ส่วนที่บ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ จะมีน้ำเข้าสู่บ่อ 48 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำทิ้งจากการอุปโภคบริโภคในโรงไฟฟ้า ได้แก่น้ำทิ้งจากการอุปโภคบริโภคทั่วไป (20 ลูกบาศก์เมตร/วัน) กับน้ำทิ้งจากห้องน้ำ (10 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกบำบัดในบ่อเกรอะหรือระบบบำบัดน้ำเสียสำเร็จรูป ก่อนจะถูกส่งไปยังบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ) น้ำทิ้งจากห้องปฏิบัติการ (5 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกส่งไปยังบ่อปรับสภาพให้เป็นกลาง เพื่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่าง ก่อนที่ส่งต่อไปยังบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ) และน้ำทิ้งจากกระบวนการแลกเปลี่ยนไอออนแบบผสม (Mixed Bed Regeneration) (13 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกส่งไปยังบ่อปรับสภาพให้เป็นกลาง (Neutralization Pond) เพื่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่าง ก่อนที่ส่งต่อไปยังบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ) โดยน้ำจากบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการจะถูกตรวจสอบคุณภาพก่อนส่งไปบำบัดยังระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดงต่อไป โดยคุณภาพของน้ำทิ้งดังกล่าวนี้ จะเป็นไปตามลักษณะสมบัติของน้ำเสียที่ยอมให้ระบายทิ้งลงสู่ระบบรวบรวมน้ำเสียของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง

กรณีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง เดินเครื่องที่กำลังผลิตสูงสุด (Full load, 514 MW Gross, 500 MW Net)

- น้ำดิบที่เข้าสู่โรงไฟฟ้า 47,239 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งไปยังระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้นด้วยอัตรา 46,857ลูกบาศก์เมตร/วัน และถูกส่งไปยังระบบรดน้ำต้นไม้ 382 ลูกบาศก์เมตร/วัน
- ที่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น มีน้ำเข้าสู่ระบบ 47,455 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำดิบ 46,857ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำที่นำกลับมาใช้ใหม่จากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 598 ลูกบาศก์เมตร/วัน โดยน้ำที่ผ่านเข้าสู่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้นนี้ จะถูกส่งออกไปจากระบบ 47,455 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำที่เติมเข้าหอหล่อเย็น (Cooling Water Makeup) เพื่อชดเชยน้ำที่ระเหยและระบายออกจากระบบน้ำหล่อเย็น 44,810 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำที่ใช้ลดอุณหภูมิให้กับน้ำที่ระบายออกจากหม้อไอน้ำ (Quenching Water สำหรับ HRSG Blowdown) 300 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำใช้สำหรับอุปโภคบริโภคในโรงไฟฟ้า 30 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำที่ส่งต่อไปสู่ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2,311 ลูกบาศก์เมตร/วัน และกากตะกอนจากระบบตกตะกอน ซึ่งจะถูกส่งกำจัดโดยบริษัทฯ ที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย 4 ลูกบาศก์เมตร/วัน
- ที่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเพื่อผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ) มีน้ำเข้าระบบ 2,311 ลูกบาศก์เมตร/วัน (รับมาจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น) โดยน้ำที่ผ่านเข้ามาในระบบจะถูกส่งออกไปจากระบบ 2,311 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผลิตได้ 1,700 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำ RO Reject ที่ถูกนำกลับไปใช้ใหม่ที่ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น 598 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำทิ้งจากหน่วยแลกเปลี่ยนไอออนแบบผสม (Mixed Bed Regeneration) 13 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกส่งต่อไปยังบ่อปรับสภาพให้เป็นกลาง (Neutralization Basin) เพื่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่างก่อนที่จะถูกส่งต่อไปยังบ่อพักน้ำทิ้งต่อไป
- แม้ว่าน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผลิตได้จากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ มีอัตรา 1,700 ลูกบาศก์เมตร/วัน แต่เมื่อเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล จะมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ 5,615 ลูกบาศก์เมตร/วัน ดังนั้น จึงต้องดึงน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ได้สำรองเก็บไว้ในถังเก็บน้ำปราศจาก

แร่ธาตุมาใช้ 3,915 (5,615 - 1,700) ลูกบาศก์เมตร/วัน ทั้งนี้ ถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 ถัง มีปริมาตรรวม 13,200 ลูกบาศก์เมตร/วัน เพียงพอต่อการเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลอย่างต่อเนื่องได้เป็นเวลา 3 วัน (13,200 / 3,915 = 3.37 วัน) อย่างไรก็ตาม เมื่อโครงการดำเนินกระบวนการผลิตโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง จนกระทั่งน้ำปราศจากแร่ธาตุที่เก็บกักไว้ในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุหมด จะต้องกลับไปเดินเครื่องโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และดำเนินการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุเก็บสำรองไว้ในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ เพื่อใช้ในกรณีที่ต้องเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลในครั้งต่อไป โดยอัตราการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ 5,615 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำใช้ในระบบฉีดน้ำ (ระบบ Water Injection) ของกังหันก๊าซ เพื่อควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจนในกรณีเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล 5,074 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำใช้ในห้องปฏิบัติการ (อัตรา 5 ลูกบาศก์เมตร/วัน) น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ถูกส่งไปยังระบบสุ่มตัวอย่าง เพื่อตรวจสอบคุณภาพน้ำ (อัตรา 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน) น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายจากระบบท่อไอน้ำ (อัตรา 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน) น้ำที่เติมเข้าสู่ HRSG เพื่อชดเชยน้ำที่ระบายจากเครื่องผลิตไอน้ำ (อัตรา 286 ลูกบาศก์เมตร/วัน)

- น้ำที่ระบายจากเครื่องผลิตไอน้ำ อัตรา 286 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกทำให้เย็นลงด้วยน้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น เพื่อใช้ลดอุณหภูมิให้กับน้ำที่ระบายออกจากหม้อไอน้ำ (Quenching Water สำหรับ HRSG Blowdown) 300 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งน้ำปริมาณรวม 586 (286 + 300) ลูกบาศก์เมตร/วัน นี้ จะระเหยไปในบรรยากาศส่วนหนึ่ง (106 ลูกบาศก์เมตร/วัน) ส่วนที่เหลือ 480 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งกลับไปใช้ใหม่ที่หอหล่อเย็น
- ส่วนน้ำที่ถูกส่งไปยังระบบสุ่มตัวอย่างเพื่อตรวจสอบคุณภาพน้ำ (อัตรา 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน) และน้ำที่ระบายจากระบบท่อไอน้ำ (อัตรา 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน) จะถูกส่งกลับไปใช้ใหม่ที่หอหล่อเย็นเช่นเดียวกัน
- ที่หอหล่อเย็น จะมีน้ำเข้าสู่ระบบ 45,540 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำเบื้องต้น 44,810 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำหมุนเวียนกลับมาใช้จากระบบตรวจสอบคุณภาพน้ำ 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำหมุนเวียนกลับมาใช้จากระบบท่อไอน้ำ 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำหมุนเวียนกลับมาใช้จากระบบหม้อไอน้ำ 480 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งน้ำปริมาณดังกล่าวถูกเติมเข้าสู่หอหล่อเย็นเพื่อชดเชยน้ำที่ระเหยและระบายออกจากหอหล่อเย็น โดยปริมาณน้ำที่ระเหยออกจากหอหล่อเย็น 36,456 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำที่ระบายออกจากหอหล่อเย็น 9,084 ลูกบาศก์เมตร/วัน
- น้ำที่ระบายออกจากหอหล่อเย็น 9,084 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งไปยังบ่อพักน้ำหล่อเย็น และตรวจสอบคุณภาพน้ำทิ้งก่อนระบายไปยังบ่อพักน้ำหล่อเย็นของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง โดยคุณสมบัติของน้ำเป็นไปตามมาตรฐานน้ำทิ้งที่กำหนดของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง
- ส่วนที่บ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ จะมีน้ำเข้าสู่บ่อ 48 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำทิ้งจากการอุปโภคบริโภคในโรงไฟฟ้า ได้แก่ น้ำทิ้งจากการอุปโภคบริโภคทั่วไป (20 ลูกบาศก์เมตร/วัน) กับน้ำทิ้งจากห้องน้ำ (10 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกบำบัดในบ่อเกรอะหรือระบบบำบัดน้ำเสียสำเร็จรูป ก่อนจะถูกส่งไปยังบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ) น้ำทิ้งจากห้องปฏิบัติการ (5 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกส่งไปยังบ่อปรับสภาพให้เป็นกลาง เพื่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่าง ก่อนที่ส่งต่อไปยังบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ) และน้ำทิ้งจากกระบวนการแลกเปลี่ยนไอออนแบบผสม (Mixed Bed Regeneration) (13 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งจะถูกส่งไปยังบ่อปรับสภาพให้เป็นกลาง (Neutralization Pond) เพื่อปรับสภาพความเป็นกรดเป็นด่าง ก่อนที่ส่งต่อไปยังบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการ) โดยน้ำจากบ่อพักน้ำทิ้งของโครงการจะถูกตรวจสอบคุณภาพก่อนส่งไปบำบัดยังระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของสวน

อุตสาหกรรมปลวกแดงต่อไป โดยคุณภาพของน้ำทิ้งดังกล่าวนี้ จะเป็นไปตามลักษณะสมบัติของน้ำเสียที่ยอมให้ระบายทิ้งลงสู่ระบบรวบรวมน้ำเสียของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง

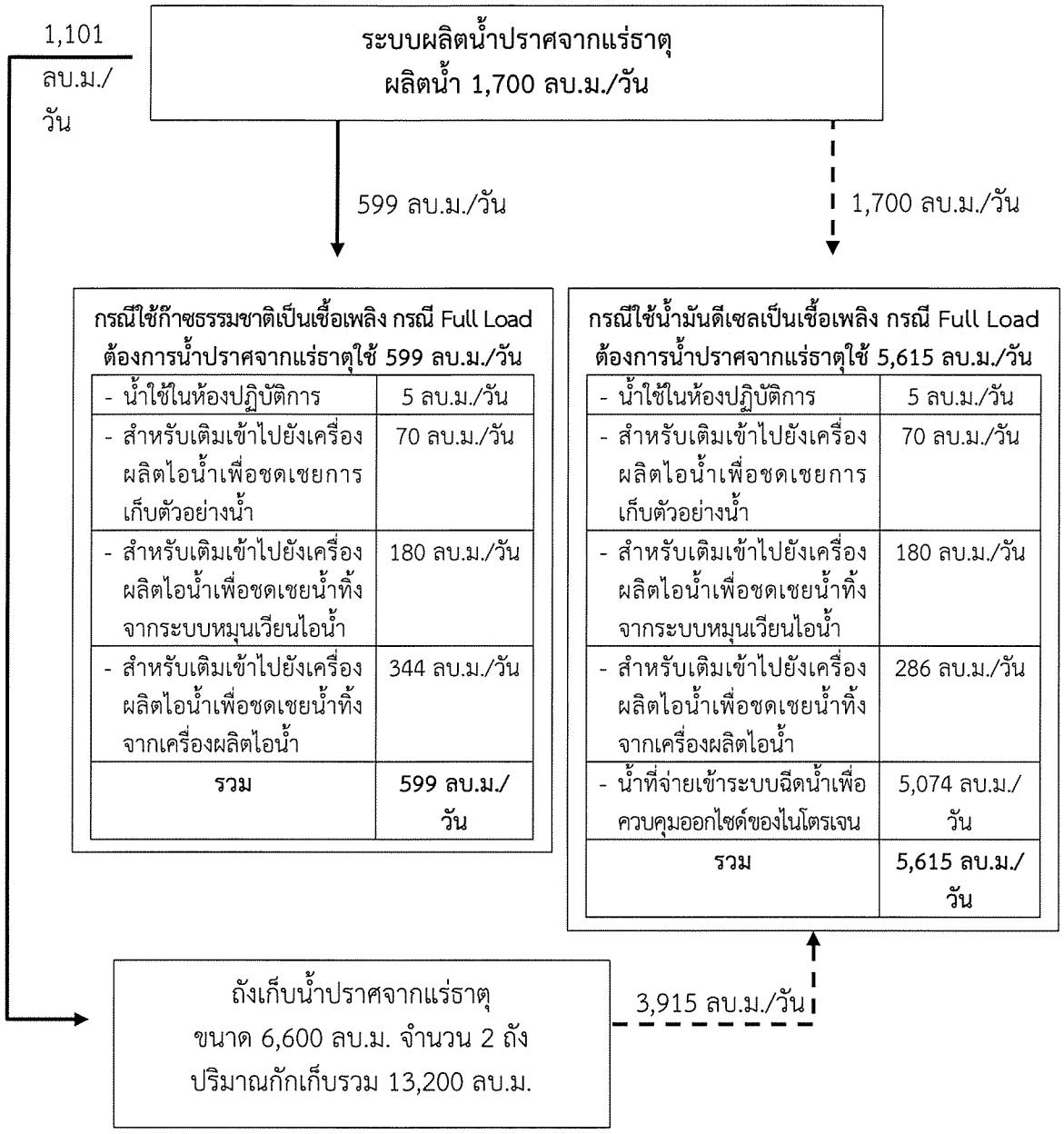
2.9.3 น้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water)

ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ มีกำลังการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุในอัตรา 1,700 ลูกบาศก์เมตร/วัน จะถูกส่งไปเก็บกักยังถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water Storage Tank) ทั้งนี้ในการดำเนินการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการนั้นจะแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และกรณีที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง (**รูปที่ 2.9-6 ถึงรูปที่ 2.9-8** และ**รูปที่ 2.9-9** ถึง**รูปที่ 2.9-11**) สำหรับรายละเอียดในกระบวนการผลิตของแต่ละกรณี มีดังนี้

(1) กรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเมื่อเดินเครื่อง Full Load (717 MW Gross, 700 MW net) จะมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ เท่ากับ 599 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำใช้ในห้องปฏิบัติการ (อัตรา 5 ลูกบาศก์เมตร/วัน) เติมเข้าไปยังเครื่องผลิตไอน้ำเพื่อชดเชยการเก็บตัวอย่างน้ำ (อัตรา 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน) เติมเข้าไปยังเครื่องผลิตไอน้ำเพื่อชดเชยน้ำทิ้งจากระบบหมุนเวียนไอน้ำ (Cycle Drain อัตรา 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน) และเติมเข้าไปยังเครื่องผลิตไอน้ำเพื่อชดเชยน้ำทิ้งจากเครื่องผลิตไอน้ำ (HRSG Blowdown อัตรา 344 ลูกบาศก์เมตร/วัน) ดังนั้น น้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผลิตได้ จะมากกว่าความต้องการน้ำใช้อยู่ 1,101 (1,700 – 599) ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำส่วนเกิน 1,101 ลูกบาศก์เมตร/วัน ดังกล่าวจะถูกเติมเข้าไปเก็บสำรองไว้ในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ ทำให้น้ำในถังมีปริมาณเพิ่มขึ้น (+1,101 ลูกบาศก์เมตร/วัน) แสดงดัง**รูปที่ 2.9-6**

(2) กรณีที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงเมื่อเดินเครื่อง Full Load (514 MW Gross, 500 MW Net) จะมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ เท่ากับ 5,615 ลูกบาศก์เมตร/วัน ประกอบด้วย น้ำที่จ่ายเข้าระบบฉีดน้ำเพื่อควบคุมออกไซด์ของไนโตรเจน (GT Water Injection) (อัตรา 5,074 ลูกบาศก์เมตร/วัน) น้ำใช้ในห้องปฏิบัติการ (อัตรา 5 ลูกบาศก์เมตร/วัน) เติมเข้าไปยังเครื่องผลิตไอน้ำเพื่อชดเชยการเก็บตัวอย่างน้ำ (อัตรา 70 ลูกบาศก์เมตร/วัน) เติมเข้าไปยังเครื่องผลิตไอน้ำ เพื่อชดเชยน้ำทิ้งจากระบบหมุนเวียนไอน้ำ (Cycle Drain อัตรา 180 ลูกบาศก์เมตร/วัน) และเติมเข้าไปยังเครื่องผลิตไอน้ำเพื่อชดเชยน้ำทิ้งจากเครื่องผลิตไอน้ำ (HRSG Blowdown อัตรา 286 ลูกบาศก์เมตร/วัน) ดังนั้น น้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผลิตได้ จะน้อยกว่าความต้องการน้ำใช้อยู่ 3,915 (5,615 – 1,700) ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำส่วนที่ขาดอยู่นี้ จะถูกดึงมาใช้จากปริมาณน้ำที่เก็บสำรองไว้ในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ ทำให้น้ำในถังมีปริมาณลดลง (- 3,915 ลูกบาศก์เมตร/วัน) แสดงได้ดัง**รูปที่ 2.9-9**

ดังนั้นโครงการจะมีการดำเนินการที่เกี่ยวกับน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 กรณี คือ การเก็บน้ำในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ และการนำน้ำมาใช้จากถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ (**รูปที่ 2.9-12**) โดยโครงการมีถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 ถัง ปริมาตรถังละ 6,600 ลูกบาศก์เมตร (รวม 13,200 ลูกบาศก์เมตร) เพียงพอสำหรับเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล ในกรณี Full Load (500 MW net) ได้อย่างต่อเนื่องเป็นเวลา 3 วัน (13,200/3,915 = 3.37) และจะสามารถเติมน้ำให้เต็มถังได้ในขณะเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติ ในกรณี Full Load (717 MW Gross, 700 MW Net) อย่างต่อเนื่อง ได้ในเวลา 12 วัน (13,200 /1,101 = 11.99)



หมายเหตุ : โครงการมีถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ 2 ถัง ปริมาตรถังละ 6,600 ลูกบาศก์เมตร (รวม 13,200 ลูกบาศก์เมตร) เพียงพอสำหรับเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซล ในกรณี Full Load (514 MW Gross, 500 MW Net) ได้อย่างต่อเนื่องเป็นเวลา 3 วัน

รูปที่ 2.9-12 : ผังการเก็บน้ำในถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ และการนำน้ำมาใช้จากถังเก็บน้ำปราศจากแร่ธาตุ

2.10 แนวทางจัดการระบายน้ำฝนในโครงการ

(ก) ระยะก่อสร้าง

สำหรับน้ำฝนที่ตกในพื้นที่ก่อสร้างอาจมีการปนเปื้อนของตะกอนดิน ทราย หรือเศษวัสดุจากการก่อสร้าง ซึ่งในระยะก่อสร้างของโครงการ สภาพพื้นที่ปัจจุบันโดยส่วนใหญ่จะปรับเปลี่ยนเป็นพื้นที่ดาดคอนกรีต หรือพื้นที่ที่มีหลังคาปกคลุม ทำให้ปริมาณน้ำฝนที่ตกในพื้นที่ไหลซึมลงดินได้ยากขึ้น หรือมีค่าสัมประสิทธิ์การไหลนองเพิ่มขึ้นจากปัจจุบัน และทำให้ปริมาณน้ำฝนไหลนองมีปริมาณเพิ่มขึ้นตามแผนการก่อสร้างของโครงการ โดยจะเพิ่มขึ้นจาก 7.63 ลูกบาศก์เมตร/วินาที เป็น 15.12 ลูกบาศก์เมตร/วินาที เมื่อการก่อสร้างแล้วเสร็จ (รายละเอียดอยู่ในบทที่ 5 หัวข้อ 5.15 การระบายน้ำและควบคุมน้ำท่วม)

ทั้งนี้ โครงการได้ออกแบบระบบระบายน้ำฝนชั่วคราวตามแนวขอบถนนหรืออาคารในระยะก่อสร้างเป็นระบบแยกระหว่างน้ำไหลนองปนเปื้อนและไม่ปนเปื้อนออกจากกัน เพื่อรวบรวมน้ำไหลนองไม่ปนเปื้อนลงสู่บ่อหน่วงน้ำของโครงการขนาดความจุรวม 99,797 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งสามารถหน่วงน้ำได้ 3 ชั่วโมง โดยระยะเวลาดังกล่าวจะสามารถตกตะกอนดิน หรือทราย ก่อนระบายน้ำใสลงสู่รางระบายน้ำฝนของสวนอุตสาหกรรมฯ ต่อไป ดัง**รูปที่ 2.10-1** โดยโครงการจะดำเนินการก่อสร้างบ่อหน่วงน้ำตั้งแต่เริ่มต้นการก่อสร้างโครงการ สำหรับระบบรางระบายน้ำฝนดังกล่าวจะได้รับการปรับปรุงเป็นรางระบายน้ำถาวรชนิดคอนกรีตเสริมเหล็ก ในระยะดำเนินการต่อไป

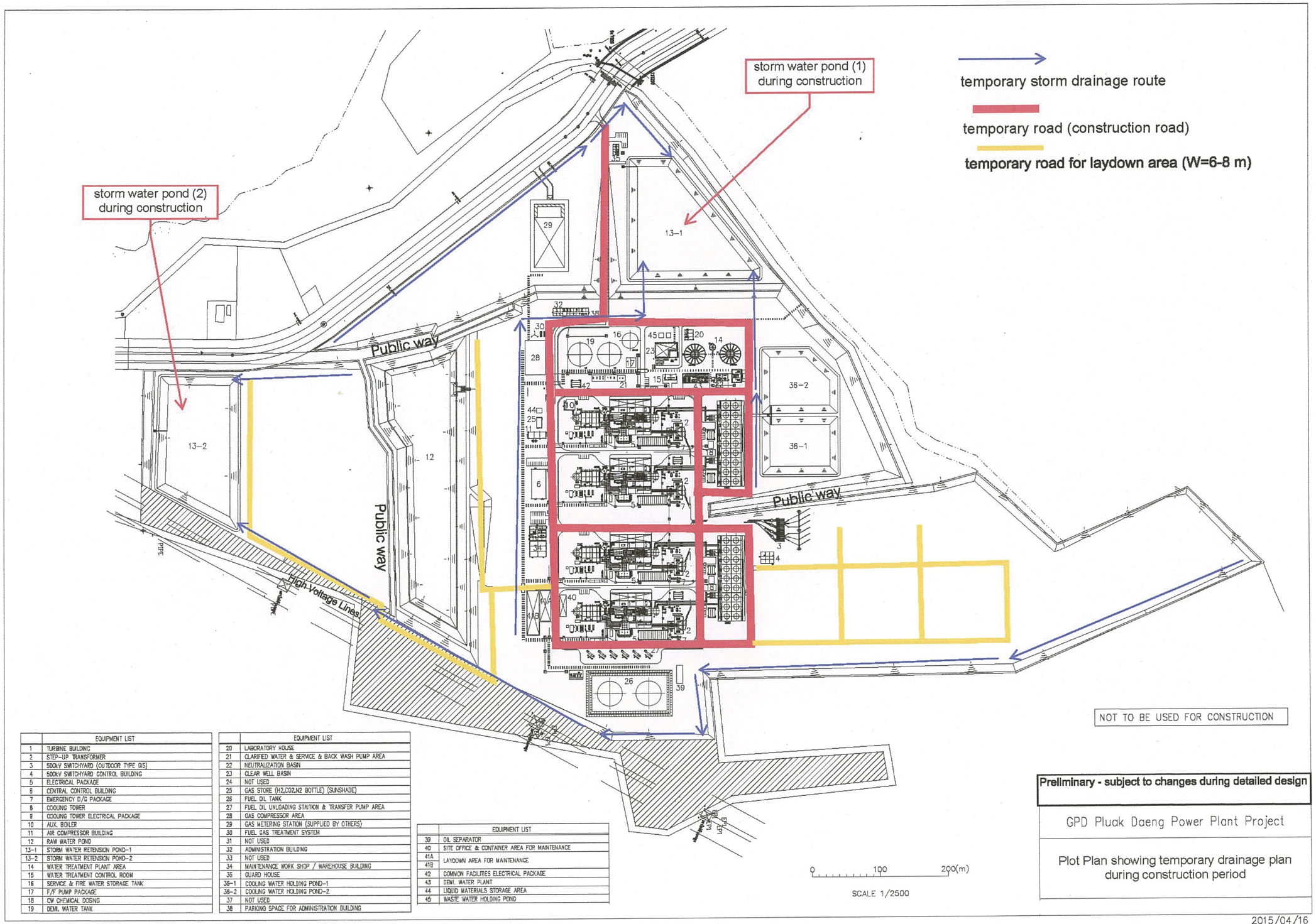
(ข) ระยะดำเนินการ

ระบบระบายน้ำฝนของโครงการออกแบบให้เป็นรางระบายน้ำแบบอาศัยแรงโน้มถ่วงของโลก จะไหลลงสู่บ่อพักน้ำฝนภายในพื้นที่โครงการจำนวน 2 บ่อ มีความจุรวม 99,797 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งสามารถหน่วงน้ำฝนได้ 3 ชั่วโมง โดยไม่ทำให้อัตราการระบายน้ำออกจากพื้นที่โครงการเพิ่มขึ้นมากกว่าก่อนมีโครงการ (ความเข้มน้ำฝน 100 มม.ต่อชั่วโมง × 3 ชั่วโมง โดยใช้ค่า c ก่อนมีโครงการและหลังมีโครงการเท่ากับ 0.3 และ 0.7 ตามลำดับ) น้ำฝนจากบ่อหน่วงน้ำฝนในพื้นที่โครงการสามารถสูบกลับไปใช้เป็นน้ำดิบในโรงไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ยังสามารถส่งน้ำฝนไปยังรางระบายน้ำฝนของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดง ซึ่งแยกออกจากระบบรองรับน้ำเสียจากลูกค้าในสวนอุตสาหกรรมฯ สำหรับระบบระบายน้ำฝนของโครงการมีทิศทางการระบายน้ำ แสดงดัง**รูปที่ 2.10-2** ทั้งนี้ ระบบระบายน้ำฝนของโครงการจะแยกกับระบบน้ำทิ้งอื่นอย่างชัดเจน

รายการคำนวนระบบระบายน้ำฝนและบ่อหน่วงน้ำฝนของโครงการ ดัง**ภาคผนวก 2ฑ**

ในกรณีที่โครงการไม่ได้สูบน้ำฝนกลับไปใช้ใหม่ แต่ระบายออกสู่ระบบรางน้ำฝนของสวนอุตสาหกรรมฯ ระบบรางน้ำฝนของสวนอุตสาหกรรมฯ สามารถรองรับน้ำฝนปริมาณดังกล่าวได้ โดยอัตราการระบายน้ำฝนออกจากพื้นที่โครงการ เท่ากับ 6.56 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที ซึ่งอัตราการระบายน้ำฝนดังกล่าวเทียบเท่ากับอัตราการระบายน้ำฝนก่อนพัฒนา โดยรางน้ำฝนของสวนอุตสาหกรรมฯ ช่วงที่ผ่านหน้าโครงการ สามารถรองรับอัตราการระบายน้ำฝนได้สูงสุดประมาณ 51 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที

รายการคำนวณอัตราการระบายน้ำฝนออกจากพื้นที่โครงการ และความสามารถในการรองรับการระบายน้ำฝนของรางน้ำฝนของสวนอุตสาหกรรมฯ ดัง**ภาคผนวก 2ฒ**



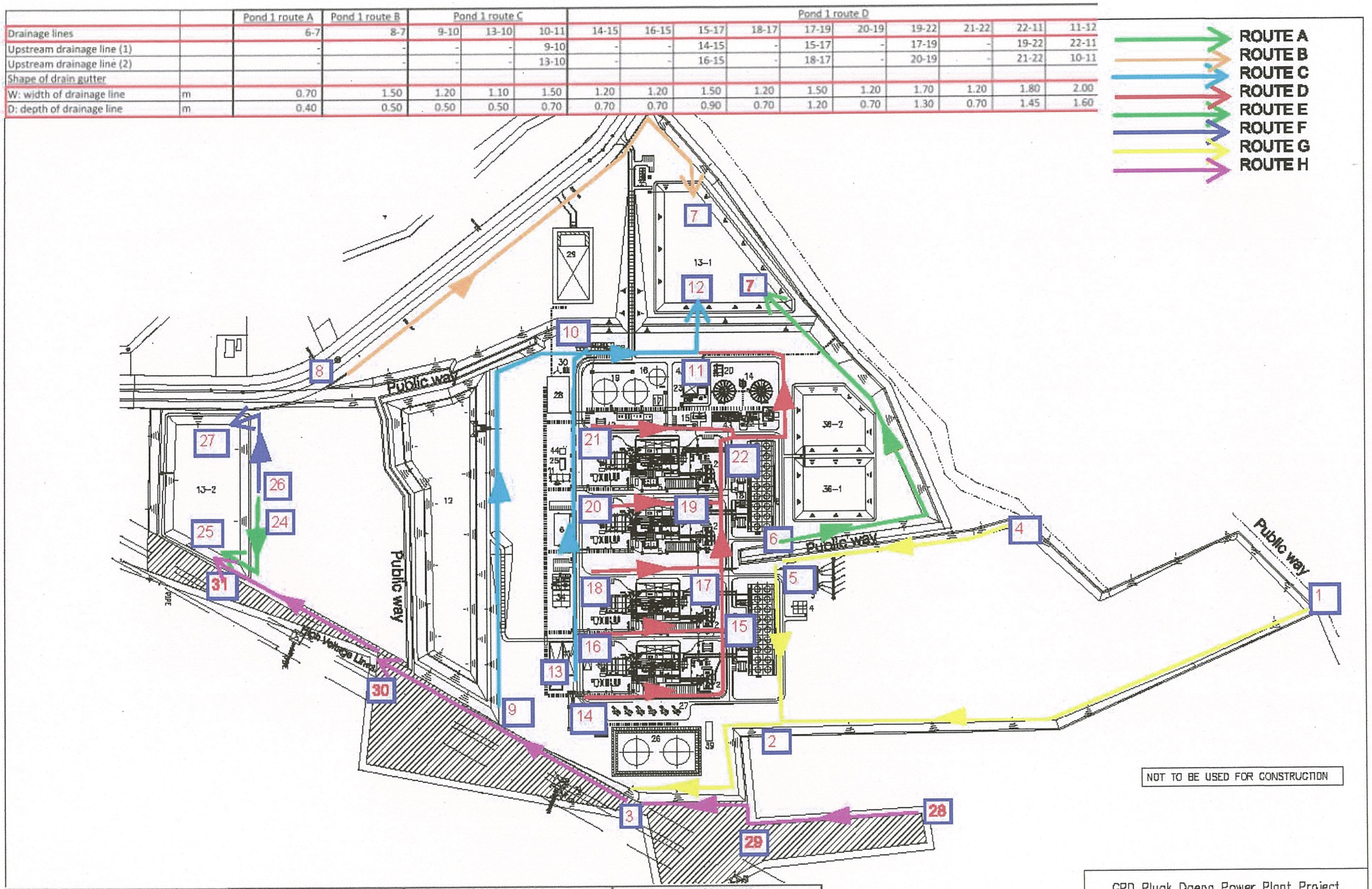
	EQUIPMENT LIST
1	TURBINE BUILDING
2	STEP-UP TRANSFORMER
3	500kV SWITCHYARD (OUTDOOR TYPE GIS)
4	500kV SWITCHYARD CONTROL BUILDING
5	ELECTRICAL PACKAGE
6	CENTRAL CONTROL BUILDING
7	EMERGENCY D/G PACKAGE
8	COOLING TOWER
9	COOLING TOWER ELECTRICAL PACKAGE
10	AUX. BOILER
11	AIR COMPRESSOR BUILDING
12	RAW WATER POND
13-1	STORM WATER RETENSION POND-1
13-2	STORM WATER RETENSION POND-2
14	WATER TREATMENT PLANT AREA
15	WATER TREATMENT CONTROL ROOM
16	SERVICE & FIRE WATER STORAGE TANK
17	F/F PUMP PACKAGE
18	CW CHEMICAL DOSING
19	DEMI. WATER TANK

	EQUIPMENT LIST
20	LABORATORY HOUSE
21	CLARIFIED WATER & SERVICE & BACK WASH PUMP AREA
22	NEUTRALIZATION BASIN
23	CLEAR WELL BASIN
24	NOT USED
25	GAS STORE (H2,CO2,N2 BOTTLE) (SUNSHADE)
26	FUEL OIL TANK
27	FUEL OIL UNLOADING STAITION & TRANSFER PUMP AREA
28	GAS COMPRESSOR AREA
29	GAS METERING STATION (SUPPLIED BY OTHERS)
30	FUEL GAS TREATMENT SYSTEM
31	NOT USED
32	ADMINISTRATION BUILDING
33	NOT USED
34	MAINTENANCE WORK SHOP / WAREHOUSE BUILDING
35	GUARD HOUSE
36-1	COOLING WATER HOLDING POND-1
36-2	COOLING WATER HOLDING POND-2
37	NOT USED
38	PARKING SPACE FOR ADMINISTRATION BUILDING

	EQUIPMENT LIST
39	OIL SEPARATOR
40	SITE OFFICE & CONTAINER AREA FOR MAINTENANCE
41A 41B	LAYDOWN AREA FOR MAINTENANCE
42	COMMON FACILITIES ELECTRICAL PACKAGE
43	DEMI. WATER PLANT
44	LIQUID MATERIALS STORAGE AREA
45	WASTE WATER HOLDING POND

รูปที่ 2.10-1 : ระบบระบายน้ำ บ่อดักตะกอนในพื้นที่ก่อสร้าง

		Pond 1 route A	Pond 1 route B	Pond 1 route C			Pond 1 route D									
Drainage lines		6-7	8-7	9-10	13-10	10-11	14-15	16-15	15-17	18-17	17-19	20-19	19-22	21-22	22-11	11-12
Upstream drainage line (1)		-	-	-	-	9-10	-	-	14-15	-	15-17	-	17-19	-	19-22	22-11
Upstream drainage line (2)		-	-	-	-	13-10	-	-	16-15	-	18-17	-	20-19	-	21-22	10-11
Shape of drain gutter																
W: width of drainage line	m	0.70	1.50	1.20	1.10	1.50	1.20	1.20	1.50	1.20	1.50	1.20	1.70	1.20	1.80	2.00
D: depth of drainage line	m	0.40	0.50	0.50	0.50	0.70	0.70	0.70	0.90	0.70	1.20	0.70	1.30	0.70	1.45	1.60



		Pond 2 route E	Pond 2 route F	Pond 2 route G				Pond 2 route H			
Drainage lines		24-25	26-27	1-2	4-5	5-2	2-3	28-29	29-3	3-30	30-31
Upstream drainage line (1)		-	-	-	-	4-5	1-2	-	28-29	29-3	3-30
Upstream drainage line (2)		-	-	-	-	-	5-2	-	-	2-3	-
Shape of drain gutter											
W: width of drainage line	m	1.00	1.00	1.50	0.70	1.00	1.50	0.70	1.00	1.60	1.70
D: depth of drainage line	m	0.50	0.50	0.70	0.40	0.50	0.80	0.40	0.50	1.00	1.00

รูปที่ 2.10-2 : ผังระบบระบายน้ำฝนภายในพื้นที่โครงการ

สำหรับน้ำฝนที่ตกลงในบริเวณที่อาจมีการปนเปื้อนน้ำมัน เช่น บริเวณคันคอนกรีตล้อมรอบถังเก็บน้ำมันดีเซล จะถูกรวบรวมไว้ภายในคันคอนกรีตที่มีแกนกลางเป็นคันดินบดอัดสูง 2.85 เมตร มีความลาด 1:2 พื้นปูด้วยแผ่นพลาสติก HDPE ป้องกันการรั่วซึม และมีโครงสร้างคอนกรีตเสริมเหล็กหนา 10 เซนติเมตร ดัง**รูปที่ 2.10-3** สำหรับทยอยส่งไปยังบ่อแยกน้ำมัน (Oil/Water Separator) เพื่อแยกน้ำมันออกก่อนสูบน้ำส่งไปยังระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของสวนอุตสาหกรรมปลวกแดงต่อไป ตำแหน่งบริเวณที่อาจมีการปนเปื้อนน้ำมันและตำแหน่งของบ่อแยกน้ำมัน (Oil/Water Separator) ดัง**รูปที่ 2.10-4** และรายการคำนวนความจุของคันกักเก็บน้ำฝนบริเวณที่อาจมีการปนเปื้อนน้ำมันสามารถรองรับน้ำฝนที่คาบความเข้มข้น 10 ปี (116.22 มิลลิเมตรต่อชั่วโมง) เป็นเวลา 15 นาที แสดงดัง **ภาคผนวก 2ณ**

ทั้งนี้ รายงานศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบด้านน้ำท่วมต่อแหล่งรองรับน้ำทิ้ง (ในที่นี้ คือ น้ำทิ้งจากหอหล่อเย็น) ของโครงการโรงไฟฟ้าปลวกแดง อำเภอปลวกแดง จังหวัดระยอง (2557) ดัง**ภาคผนวก 2ด** ระบุว่าโรงไฟฟ้าปลวกแดงตั้งอยู่ทางฝั่งซ้ายของลำน้ำห้วยภูไทร เป็นพื้นที่เนินสูง และมีลำห้วยสายเล็กไหลผ่านกลางพื้นที่สวนอุตสาหกรรมปลวกแดงทางด้านเหนือ ก่อนไหลเข้าบรรจบกับห้วยภูไทร โดยบริเวณจุดบรรจบแห่งนี้จะมีฝายหน้าสวนอุตสาหกรรมฯ ทำหน้าที่ทดน้ำในลำห้วยภูไทรก่อนจะไหลต่อไปลงอ่างเก็บน้ำดอกกราย ดังนั้น ความเป็นไปได้ของการเกิดน้ำท่วมบริเวณพื้นที่โครงการ และพื้นที่ศึกษาในปัจจุบันเกิดจาก 2 ปัจจัย ได้แก่ มีน้ำเอ่อล้นจากลำห้วยสายเล็กที่ไหลผ่านกลางพื้นที่สวนอุตสาหกรรมฯ ด้านเหนือ หรือมีน้ำเอ่อล้นจากห้วยภูไทร โดยมีฝายเป็นสิ่งก่อสร้างที่ขวางทางน้ำในช่วงฤดูน้ำหลาก และเกิดฝนตกหนักอย่างต่อเนื่องในบริเวณพื้นที่ลุ่มน้ำ

การศึกษาผลกระทบจากการระบายน้ำทิ้งจากโรงไฟฟ้า จะทำการวิเคราะห์สภาพการไหลของลำน้ำของโครงการ โดยใช้แบบจำลองคณิตศาสตร์ MIKE 11 HD จำลองสภาพการน้ำหลากที่รอบปีการเกิดซ้ำต่างๆ กัน ทั้งช่วงก่อนและหลังการมีโครงการ ตั้งแต่รอบปีการเกิดซ้ำที่ 5 ปี จนถึง 100 ปี ซึ่งการวิเคราะห์แสดงให้เห็นถึงการเปลี่ยนแปลงของระดับน้ำท่วมที่เกิดขึ้นจากการปล่อยน้ำทิ้งจากโรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าปลวกแดง มีผลการศึกษา ดังนี้

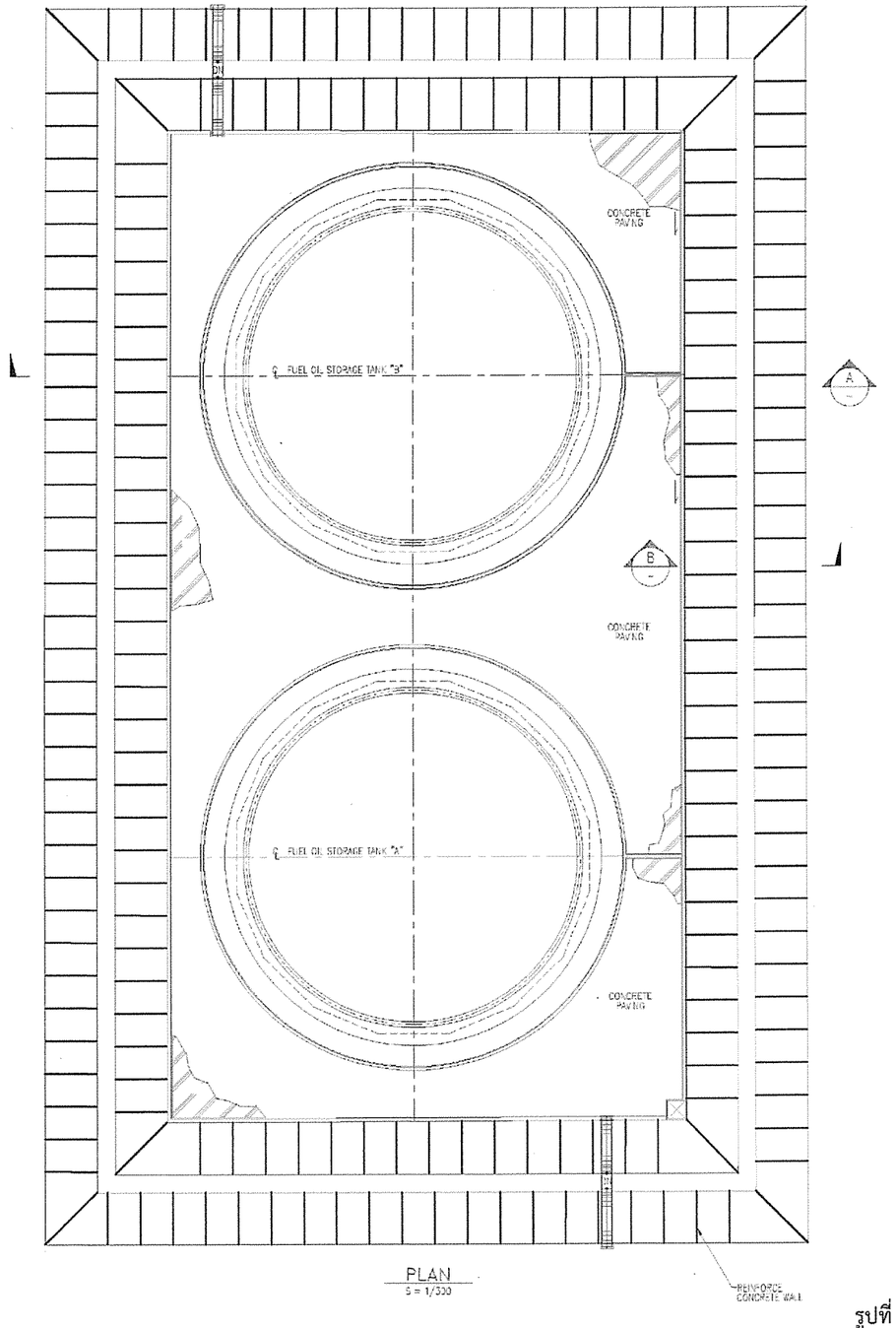
- **การระบายน้ำทิ้งของโครงการไม่มีผลทำให้ระดับน้ำสูงสุดเปลี่ยนแปลง** เนื่องจากปริมาณน้ำทิ้งที่ปล่อยออกจากโครงการมีปริมาณน้อยมาก เมื่อเทียบกับปริมาณน้ำหลากที่ไหลลงมาจากพื้นที่ต้นน้ำในรอบปีการเกิดซ้ำระหว่าง 5-100 ปี พบว่า มีปริมาณน้ำหลากสูงสุดอยู่ในช่วง 90.4-141.4 ลูกบาศก์เมตร/วินาที ซึ่งปริมาณน้ำหลากมีค่าที่สูงกว่าปริมาณน้ำทิ้งจากโครงการค่อนข้างมาก โดยปริมาณน้ำทิ้งที่ระบายออกมาจากโครงการ (0.142 ลบ.ม./วินาที) มีค่าร้อยละ 0.16 และ 0.10 ของปริมาณน้ำหลากสูงสุดที่รอบปีการเกิดซ้ำ 5 ปี และ 100 ปี ตามลำดับ

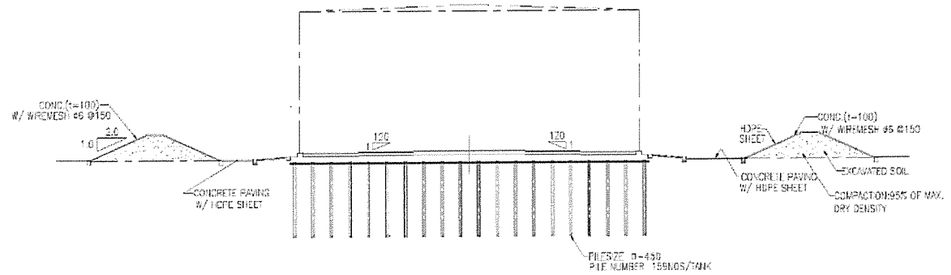
2.11 มลพิษและการควบคุม

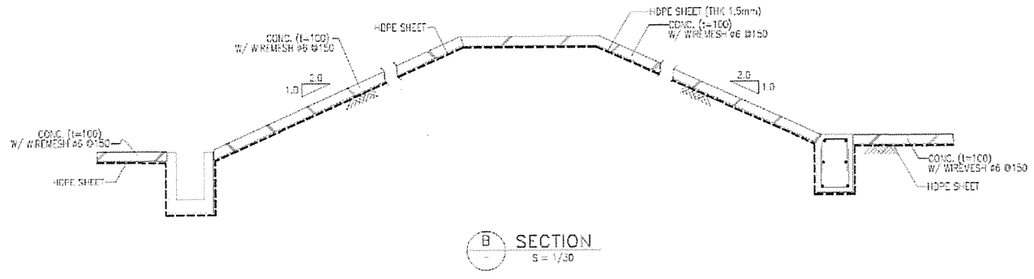
2.11.1 มลพิษทางอากาศและการควบคุม

(1) แหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศ

ในระยะก่อสร้าง กิจกรรมที่ก่อให้เกิดผลกระทบในช่วงการก่อสร้าง คือ การขุดเปิดหน้าดิน งานขุดหน้าดินเพื่อทำฐานรากอาคาร และการขุดบ่อต่างๆ มลพิษที่เกิดขึ้น คือ ฝุ่นละอองรวม (TSP) สำหรับมาตรการที่กำหนดไว้เบื้องต้นเพื่อลดผลกระทบ ได้แก่ กำหนดให้มีการฉีดพรมน้ำบริเวณพื้นที่ก่อสร้างโครงการ อย่างน้อยวันละ 2 ครั้ง







Gulf PD Co. Ltd.
Pluak Daeng Power Plant Project

Fuel oil storage tank foundation and dike

preliminary - not to be used for construction.
this drawing is subject to changes during detailed engineering design.

รูปที่ 2.10-3 ลักษณะคันคอนกรีตล้อมรอบถังเก็บน้ำมันดีเซล