

เอกสารข้อเสนอโครงการ (Project Design Document)

รายละเอียดโครงการ	
ชื่อโครงการ	239 MW Combined-Cycle Co-Generation Power Plant at Sriracha Chonburi by TOPSPP โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมขนาด 239 เมกะวัตต์ ณ อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี ของบริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
ประเภทโครงการ	<input checked="" type="checkbox"/> การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน <input type="checkbox"/> การจัดการในภาคขนส่ง <input type="checkbox"/> พลังงานทดแทน <input type="checkbox"/> ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว <input type="checkbox"/> การจัดการของเสีย <input type="checkbox"/> การเกษตร <input type="checkbox"/> อื่นๆ.....
ที่ตั้งโครงการ	42/7 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิท กม.124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230
พิกัดที่ตั้งโครงการ	13.104950, 100.898987
เงินลงทุนทั้งหมดของโครงการ	มูลค่าโครงการ 11,805,690,000 บาท
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลด/ดูดกลับได้	335,674 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี (เฉลี่ย 7 ปี)
ระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ	7 ปี 01/04/2561 - 31/03/2568

รายละเอียดการจัดทำเอกสาร	
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	18/03/2562
เอกสารฉบับที่	1

รายละเอียดผู้พัฒนาโครงการ (กรณีมีผู้พัฒนาโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
ผู้พัฒนาโครงการ	บริษัท ทีโอเอสพีพี จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน (1)	นางพัทธศิกานต์ รัตนสุวรรณ
ตำแหน่ง	ผู้ประสานงานรัฐกิจสัมพันธ์
ที่อยู่	สำนักงานกรุงเทพฯ: 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 11 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์	02-797-2999
โทรสาร	02-797-2974
E-mail	patsikarn@thaioilgroup.com
ชื่อผู้ประสานงาน (2)	นายณัฐกุล อินดี
ตำแหน่ง	ผู้อำนวยการสิ่งแวดล้อม
ที่อยู่	โรงกลั่นไทยออยล์: 42/1 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิท กิโลเมตรที่ 124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230
โทรศัพท์	0-3840-8500, 0-3835-9000, 0-3835-1555
โทรสาร	0-3835-1554, 0-3835-1444, 0-3835-9019
E-mail	natthakun@thaioilgroup.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีเจ้าของโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
เจ้าของโครงการ	บริษัท ทีโอเอสพีพี จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน (1)	นางพัทธศิกานต์ รัตนสุวรรณ
ตำแหน่ง	ผู้ประสานงานรัฐกิจสัมพันธ์
ที่อยู่	สำนักงานกรุงเทพฯ: 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 11 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์	02-797-2999
โทรสาร	02-797-2974
E-mail	patsikarn@thaioilgroup.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีเจ้าของโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
ชื่อผู้ประสานงาน (2)	นายณัฐกุล อินดี
ตำแหน่ง	ผู้อำนวยการสิ่งแวดล้อม
ที่อยู่	โรงกลั่นไทยออยล์: 42/1 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิท กิโลเมตรที่ 124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230
โทรศัพท์	0-3840-8500, 0-3835-9000, 0-3835-1555
โทรสาร	0-3835-1554, 0-3835-1444, 0-3835-9019
E-mail	natthakun@thaioilgroup.com

สารบัญ	หน้า
ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ	5
ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก	11
ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดซับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	12
ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ	17
ภาคผนวก เอกสาร/หลักฐานประกอบ	25

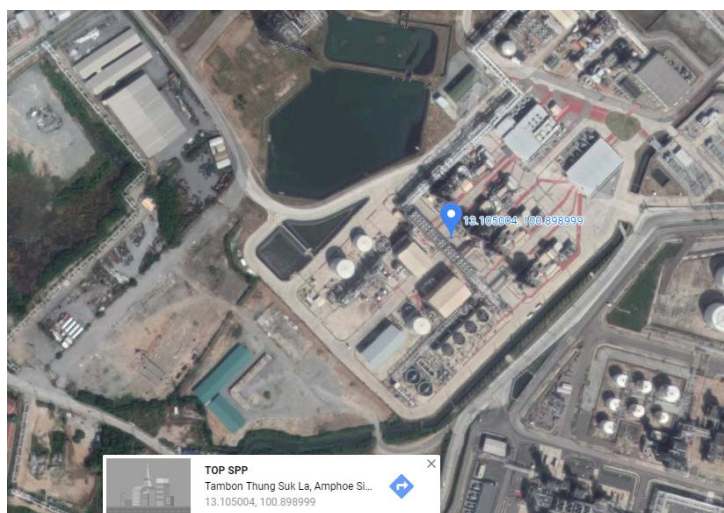
ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ

1.1 รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ

บริษัท ท็อป เอสพี จำกัด ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่ก่อสร้างขึ้นใหม่ เป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก แบบพลังงานร่วม (Cogeneration) ตั้งอยู่บริเวณพื้นที่บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Plant: SPP) และกระแสไฟฟ้าส่วนเหลือใช้สนับสนุนความมั่นคงด้านไฟฟ้าให้กับบริษัทในกลุ่มไทยออยล์ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ได้นำพลังงานร่วมที่เกิดขึ้นมาผลิตไอน้ำด้วย เพื่อจำหน่ายให้กับบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นการเพิ่มมูลค่า และใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงลดปัญหาด้านการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการนอกจากนี้ โรงไฟฟ้างดกล่าวเป็นโครงการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนจากสำนักคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ตามบัตรส่งเสริมเลขที่ 2015(2)/2557 ลงวันที่ 26 สิงหาคม พ.ศ. 2557 ประเภทกิจการสาขารูปโภคและบริการพื้นฐาน

โรงไฟฟ้าขนาดเล็กของบริษัทฯ ประกอบด้วย หน่วยผลิตกระแสไฟฟ้าจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ TOP SPP Block 1 และ TOP SPP Block 2 สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันก๊าซ และชนิดกังหันไอน้ำ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงชนิดเดียว มีกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุด (Gross Capacity) ประมาณ 238.920 เมกะวัตต์ และมีกำลังผลิตไอน้ำทั้งสิ้น 496.452 ตัน/ชั่วโมง โดยโรงงานเดินเครื่องตลอด 24 ชั่วโมง

ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้จากโครงการในกรณีเดินเครื่องปกติเท่ากับ 335,674 tCO₂/y หรือคิดเป็น 2,349,718 tCO₂ ตลอดระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ 7 ปี



รูปที่ 1 แสดงตำแหน่งที่ตั้งโครงการ

1.2 ขอบเขตการดำเนินโครงการ

โครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม (Cogeneration) ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักเพียงประเภทเดียว โดยมีรูปแบบและหลักการผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนี้

1. หน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator, GTG) ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้า เริ่มต้นจากอัดอากาศให้มีความดันสูงแล้วนำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติในห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) เมื่อส่วนผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติและอากาศเกิดการเผาไหม้แล้ว จะกลายเป็นก๊าซร้อนที่มีการขยายตัวและถูกนำไปขับเคลื่อนใบพัด (Blade) ของเครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) โดยใบพัดดังกล่าวจะส่งกำลังไปหมุนแกนเพลลาซึ่งเชื่อมติดอยู่กับชุดเฟืองส่งกำลัง (Load Gear) ไปขับเคลื่อนโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้หมุน และเหนี่ยวนำทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น

2. หน่วยผลิตไอน้ำจากก๊าซร้อน (Heat Recovery Steam generator: HRSG) ทำหน้าที่ผลิตไอน้ำจากก๊าซร้อนเหลือจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันก๊าซ (GT) จะผ่านมายังระบบผลิตไอน้ำจากก๊าซร้อน (HRSG) เพื่อถ่ายเทพลังงานความร้อนให้กับน้ำป้อนหม้อไอน้ำ (Boiler Feed water) จนทำให้น้ำป้อนหม้อไอน้ำกลายเป็นไอน้ำ กระบวนการนี้เป็นการนำความร้อนที่เหลือใช้จากการผลิตไฟฟ้าในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (GTG) กลับมาใช้ให้เป็นประโยชน์อีกครั้ง โดยไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่อง HRSGs มีไอน้ำความดัน 2 ระดับ ได้แก่ ไอน้ำความดันสูงมาก (High-High Pressure Steam: HHP) ผลิตไอน้ำสูงสุดประมาณ 137 ตัน/ชม./เครื่อง และไอน้ำความดันปานกลาง (Medium Pressure Steam: MP) ผลิตไอน้ำสูงสุดประมาณ 14 ตัน/ชม./เครื่อง

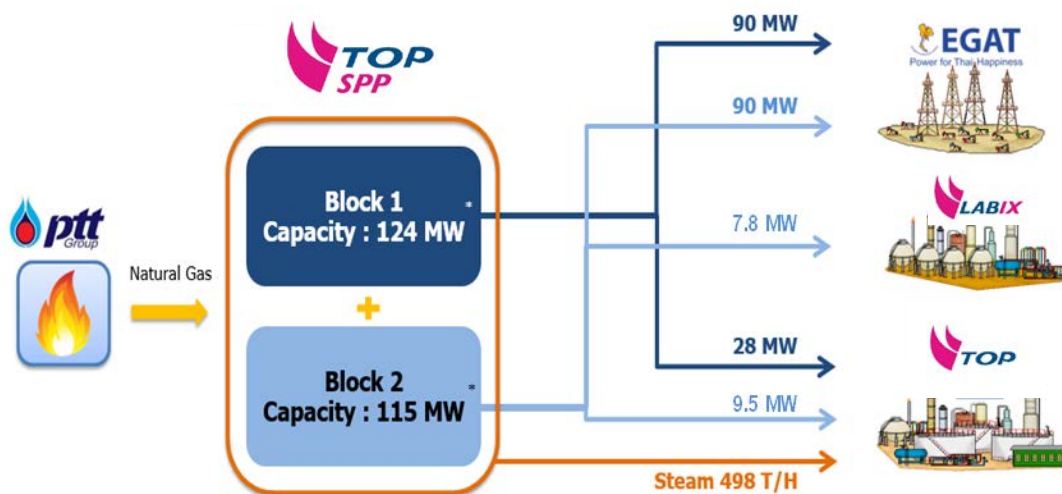
3. หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator, STG) ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้าจากเครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) โดยไอน้ำจะถูกส่งเข้าไปหมุนเครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ที่มีเพลลาเชื่อมต่ออยู่กับชุดเฟืองส่งกำลัง (Load Gear) ไปขับเคลื่อนโรเตอร์ให้โรเตอร์หมุนเกิดการเหนี่ยวนำเป็นกระแสไฟฟ้าขึ้น

ตารางที่ 1 สรุปอุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

อุปกรณ์หลัก	ยี่ห้อ	ประเทศที่ผลิต	SPP Block 1		SPP Block 2	
			กำลังการผลิต (MW)	จำนวน	กำลังการผลิต (MW)	จำนวน
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator, GTG)						
Gas Turbine Generator	GE Frame 6B	Italy	38.200	1	-	-
	GE Frame 6B	Italy	36.600	2	-	-
	Siemens SGT-800	Sweden	-	-	42.410	2
	● Block 1: จำนวน GTG รวม 3 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมประมาณ 111.400 MW ● Block 2: จำนวน GTG รวม 2 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมประมาณ 84.820 MW จำนวน GTG รวมทั้งหมด 5 ตัว /กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมประมาณ 196.220 MW					
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator, STG)						
Steam Turbine Generator	MES	Japan	12.800	1	29.900	1
	● Block 1: จำนวน STG รวม 1 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมประมาณ 12.800 MW ● Block 2: จำนวน STG รวม 1 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมประมาณ 29.900 MW จำนวน STG รวมทั้งหมด 2 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมประมาณ 42.700 MW					

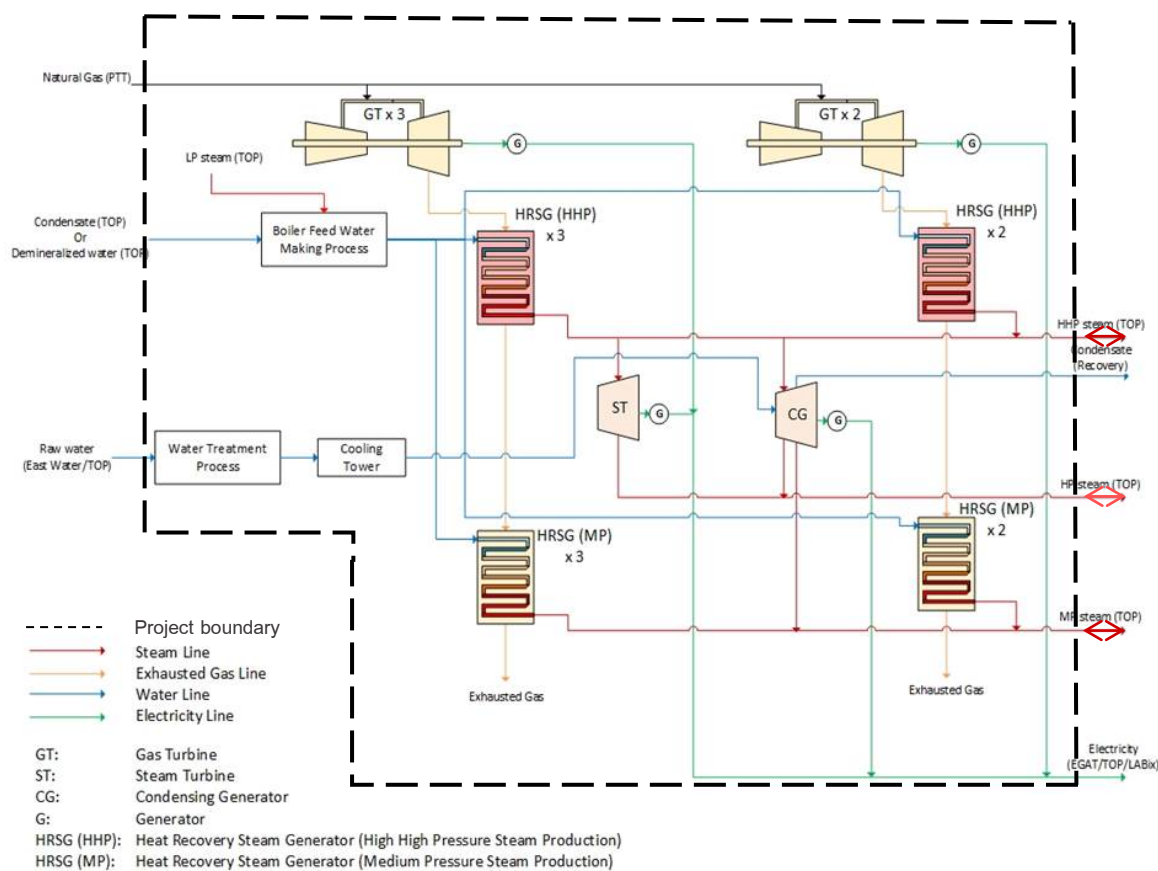
ตารางที่ 2 สรุปอุปกรณ์เครื่องกำเนิดไอน้ำจากก๊าซร้อน

อุปกรณ์หลัก	ยี่ห้อ	ประเทศที่ผลิต	SPP Block 1			SPP Block 2		
			กำลังการผลิต		จำนวน	กำลังการผลิต		จำนวน
			HHP (T/H)	MP (T/H)		HHP (T/H)	MP (T/H)	
เครื่องกำเนิดไอน้ำจากก๊าซร้อน (Heat Recovery Steam Generator, HRSG)								
Heat Recovery Steam Generator	ALSTOM	Indonesia	60.012	11.016	1	64.200	8.400	2
	RCR Energy	Australia	137.016	3.096	2	-	-	-
	<ul style="list-style-type: none">Block 1: จำนวน HRSG รวม 3 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไอน้ำรวมประมาณ 351.252 T/HBlock 2: จำนวน HRSG รวม 2 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไอน้ำรวมประมาณ 145.200 T/H จำนวน HRSG รวมทั้งหมด 5 ตัว/ กำลังการผลิตพลังงานไอน้ำรวมประมาณ 496.452 T/H							

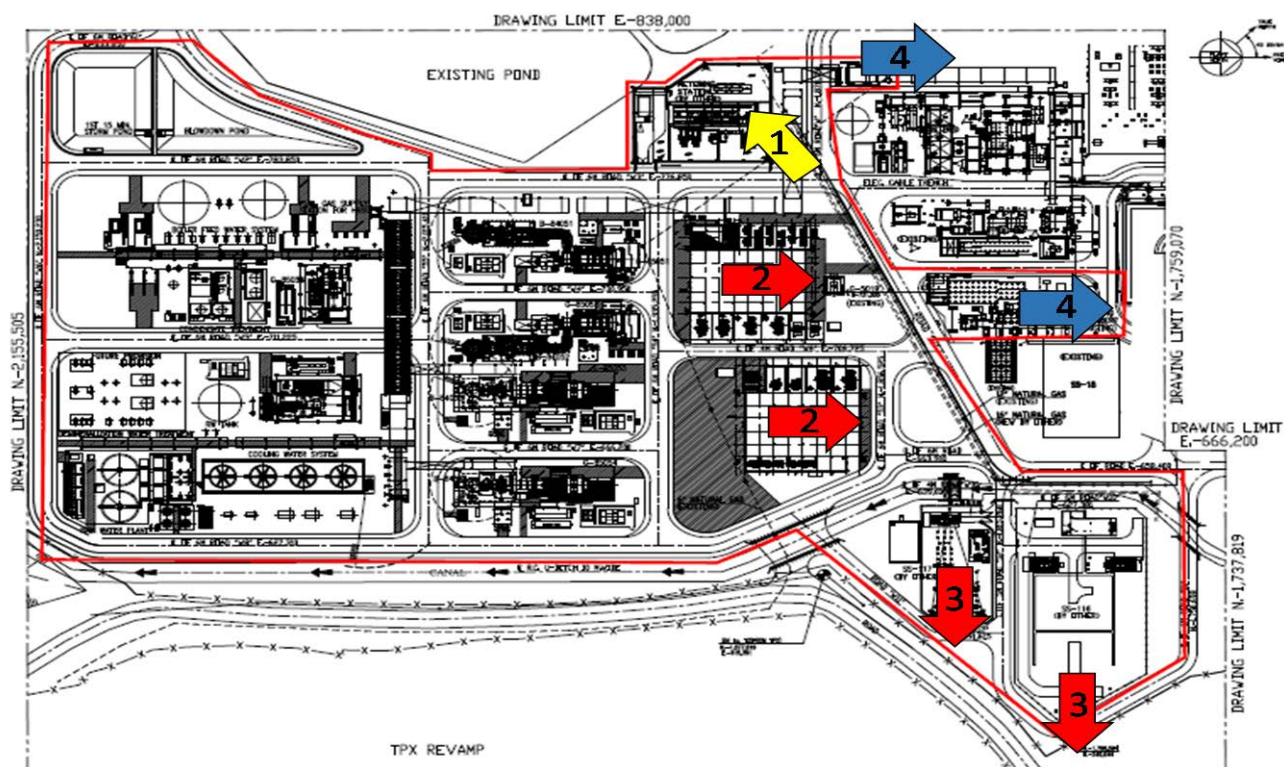


หมายเหตุ รูปนี้เพื่อแสดงข้อมูล Capacity และ การจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำไปยังหน่วยงานต่างๆ ในภาพรวม ซึ่งปริมาณการผลิตและปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำอาจเปลี่ยนแปลงไปในแต่ละปี

รูปที่ 2 แสดงแผนผังการส่งไฟฟ้าและไอน้ำให้หน่วยงานต่างๆ



รูปที่ 3 แสดง Flow Diagram ของโครงการ



รูปที่ 4 แสดงแผนที่ขอบเขตของโครงการและจุดรับ-จุดจ่ายพลังงาน

จากรูปที่ 4 แสดงแผนที่ขอบเขตของโครงการและจุดรับ-จุดจ่ายพลังงาน แสดงท่อผ่านสถานี ก๊าซและระบบรับพลังงานไฟฟ้าเข้าที่สถานีไฟฟ้า (กรณีมีการใช้ไฟฟ้าสำรอง) และระบบจ่ายพลังงาน ไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้า และพลังงานความร้อนในรูปไอน้ำผ่านท่อให้กับลูกค้า ซึ่งจุดรับและจ่ายพลังงาน ได้แก่ จุดรับก๊าซธรรมชาติที่สถานีก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าตามลูกศรหมายเลข 1 จุดจำหน่ายไฟฟ้า ให้กับลูกค้าบริษัทในกลุ่มไทยออยล์ผ่านสถานีไฟฟ้าและสายส่งใต้ดินตามลูกศรหมายเลข 2 จุดซื้อขาย ไฟฟ้าระหว่างบริษัทฯ กับ EGAT ผ่านสถานีไฟฟ้าตามลูกศรหมายเลข 3 และจุดซื้อขายไอน้ำระหว่าง บริษัทฯ กับ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) ผ่านทางท่อตามลูกศรหมายเลข 4

1.3 การนับซ้ำ

ไม่มี เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ไม่เคยรับการรับรองปริมาณก๊าซเรือนกระจก และมาตรฐานอื่น

1.4 การพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

- ☐ ไม่ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ
- ☒ ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ
- ☐ มีการดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)
- ☐ ไม่มีการดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

โครงการต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality) เนื่องจากเป็นโครงการขนาดใหญ่ที่มีการลงทุนรวมทั้งสิ้น 11,805,690,000 บาท ระยะเวลาคืนทุนของโครงการอยู่ที่ 6 ปี 4 เดือน โดยอ้างอิง งบการเงินประจำปี พ.ศ. 2560 และแผน Business Plan ของ บริษัทฯ ตามลำดับ

ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก

2.1 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้

ระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้คือ T-VER-METH-EE-04 VERSION 02
การติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมใหม่ทั้งระบบ (New Installation of Cogeneration System)

2.2 เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	เหตุผลของโครงการ
1. ติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมใหม่ทั้งระบบ โดยผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (โคเจนเนอเรชั่น) เพื่อจำหน่ายหรือใช้เอง	โครงการนี้ได้ติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมใหม่ทั้งระบบ โดยผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และกลุ่มไทยออยล์
2. ระบบผลิตพลังงานร่วมต้องใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นเชื้อเพลิงหลัก	โครงการนี้ใช้ก๊าซธรรมชาติเท่านั้น

2.3 ข้อมูลพื้นฐาน

แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)		
1. การผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล	CO ₂	กรณีฐานใช้ระบบที่มีการผลิตพลังงานความร้อนจากก๊าซธรรมชาติ (natural Gas)
2. การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล	CO ₂	กรณีฐานใช้ระบบที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)		
1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO ₂	โครงการมีการใช้ก๊าซธรรมชาติ (natural Gas) ในการผลิตพลังงาน
2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO ₂	ระบบมีการรับไฟฟ้าจากระบบสายส่งภายนอกในกรณีที่มีการหยุดซ่อมบำรุงเครื่องจักร
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)		
ไม่เกี่ยวข้อง		

ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

3.1 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน สามารถคำนวณได้ดังนี้

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานความร้อนในปี y + ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี y

BE_y	=	$BE_{HG,y}$	+	$BE_{EG,y}$
tCO ₂ /year		tCO ₂ /year		tCO ₂ /year
1,343,804	=	425,115.9	+	918,688.5

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานความร้อนในปี y (CO₂/year): $BE_{HG,y}$

$BE_{HG,y}$	=	$(HG_{PJ,y} / EF_{BL,y}) \times EF_{CO_2,I,y} \times 10^{-3}$	=	425,115.9 tCO ₂ /year
-------------	---	---	---	----------------------------------

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้
$HG_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการในปี y (คิดจาก ปริมาณไอน้ำ x เอ็นทาลปี)	MJ/year	$6,441.1 \times 10^6$
$EF_{BL,y}$	ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีฐาน ในปี y (Default Efficiency = 0.85)	-	0.85

$EF_{CO_2, I, y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท I ในปี y (2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories)	kgCO ₂ /MJ	0.0561
-------------------	--	-----------------------	---------------

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี y (CO₂/year): $BE_{EG, y}$

$$BE_{EG, y} = (EG_{PJ, y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} = 918,688.5 \text{ tCO}_2/\text{year}$$

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้
$EG_{PJ, y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการในปี y	kWh/year	1,622.0 x 10⁶
EF_{Elec}	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า	tCO ₂ /MWh	0.5664

หมายเหตุ ข้อมูลกรณีฐาน ใช้ข้อมูลเดือน ม.ค.-ธ.ค. 2561

3.2 การคำนวณการดูดกลืน/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y + ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y

PE_y	=	$PE_{FF, y}$	+	$PE_{EL, y}$
tCO ₂ /year		tCO ₂ /year		tCO ₂ /year
1,008,130	=	1,008,130.1	+	0.0

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y
(CO₂/year): PE_{FF,y}

$$PE_{FF,y} = \sum (FC_{PJ,i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}) \times 10^{-3} = 1,008,130.1 \text{ tCO}_2/\text{year}$$

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้
FC _{PJ,i,y}	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการในปี y	SCF/year	17,617.8 x 10 ⁶
NCV _{i,y}	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y	MJ/SCF	1.02
EF _{CO₂,i,y}	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล (2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories)	kgCO ₂ /MJ	0.0561

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y
(CO₂/year): PE_{EL,y}

$$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} = 0.0 \text{ tCO}_2/\text{year}$$

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้
EC _{PJ,y}	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ดำเนินโครงการในปี y	kWh/year	0
EF _{Elec}	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า	tCO ₂ /MWh	0.5664

หมายเหตุ

1. ข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ใช้ข้อมูลเดือน ม.ค.-ธ.ค. พ.ศ.2561
2. ปี พ.ศ. 2561 ไม่มีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากภายนอกขอบเขตโครงการหรือระบบสายส่ง โดยหากในช่วงการติดตามประเมินผลมีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากภายนอกขอบเขตโครงการหรือระบบสายส่งมาใช้ในโครงการ จะดำเนินการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในส่วนนี้เพิ่มเติม

3.3 การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

ไม่มีการดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง

3.4 การคำนวณการดูดกลืน/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากการดำเนินโครงการ (Carbon Sequestration/Emission)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ดังนี้

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก = การปล่อยก๊าซเรือนกระจก - การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจาก
เรือนกระจกในปี y จากกรณีฐาน ในปี y การดำเนินโครงการในปี y

ER_y	=	BE_y	-	PE_y
tCO ₂ /year		tCO ₂ /year		tCO ₂ /year
335,674	=	1,343,804	-	1,008,130

ดังนั้น โครงการนี้จะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 335,674 tCO₂/year

3.5 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้

- 3.5.1 วันที่เริ่มเดินระบบหรือดำเนินกิจกรรมของโครงการที่ก่อให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจก:
บริษัท ท็อปเอสพี จำกัด ดำเนินการซื้อ-ขาย เชิงพาณิชย์ (COD) เมื่อวันที่ 11 เมษายน พ.ศ. 2559
- 3.5.2 วันที่เริ่มคิดเครดิต: วันที่ 1 เมษายน พ.ศ. 2561
- 3.5.3 ระยะเวลาการคิดเครดิต: ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน พ.ศ. 2561 ถึงวันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2568

ตารางที่ 3 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้

ปี	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
2561 (เม.ย.-ธ.ค.)	1,007,853	756,098	-	251,756
2562	1,343,804	1,008,130	-	335,674
2563	1,343,804	1,008,130	-	335,674
2564	1,343,804	1,008,130	-	335,674
2565	1,343,804	1,008,130	-	335,674
2566	1,343,804	1,008,130	-	335,674
2567	1,343,804	1,008,130	-	335,674
2568 (ม.ค.-มี.ค.)	335,951	252,033	-	83,919
รวม (tCO ₂)	9,406,628	7,056,910	-	2,349,718
จำนวนปี	7 ปี			
เฉลี่ยปีละ (tCO ₂ /y)	1,343,804	1,008,130	-	335,674

ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ

4.1 สรุปแนวทางการติดตามผล

บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (TOP SPP) ซึ่งเป็นผู้พัฒนาโครงการได้มีการจัดตั้งคณะทำงานที่ได้รับ การอบรมเพื่อเข้าใจถึง วัตถุประสงค์ ขั้นตอนในการดำเนินงาน การติดตามผล และประเมินผลของ โครงการ โดยจะมีการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในแต่ละเดือน โดยใช้ข้อมูลที่มีความน่าเชื่อถือจากมิเตอร์ที่มีการบันทึกผลอย่างเป็นระบบและใช้เป็นมาตรวัดในการซื้อ ขายโดยมีการสอบเทียบ ดังนี้

ตารางที่ 4 แสดงรายละเอียดมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าและความร้อน (ไอน้ำ)

บริษัทคู่ค้า	รายละเอียดมิเตอร์			ระยะเวลา สอบเทียบ มิเตอร์	ผู้สอบเทียบมิเตอร์
	วัตถุประสงค์	หน่วยการ ผลิต/ โครงการที่	Serial/Tag No.		
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)	มิเตอร์ ซื้อ-ขาย ก๊าซธรรมชาติ	TOP SPP Block 1: Run A	10521810	ทุกๆ 3 ปี	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
		TOP SPP Block 1: Run B	10521811		
		TOP SPP Block 2: Run A	10521812		
		TOP SPP Block 2: Run B	1051813		
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT)	มิเตอร์ ซื้อ-ขายไฟฟ้า	EGAT	50074384/5 (MB1)	ทุกๆ 1 ปี	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT)
			50074386/7 (MB2)		
			50743317/18 (MD1)		
			50743319/20 (MD2)		
บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)	มิเตอร์ ซื้อ-ขายไฟฟ้า	HDS 2/3	50743322/21 (ME1)	ตามแผนของ ลูกค้า	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)	มิเตอร์ ซื้อ-ขายไฟฟ้า	EIPSA-3	MN-1411A015-01	Major Turnaround	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
			MN-1411A004-01		
			MN-1411A001-01		
			MN-1411A016-01		

บริษัทคู่ค้า	รายละเอียดมิเตอร์			ระยะเวลา สอบเทียบ มิเตอร์	ผู้สอบเทียบมิเตอร์
	วัตถุประสงค์	หน่วยการ ผลิต/ โครงการที่	Serial/Tag No.		
		HCC-2	MN-1411A020-01 MN-1410A023-01		
		Offsite & Movement	MN-1501A007-01 MN-1501A011-01		
		Offsite & Movement	MN-1501A004-01 MN-1501A006-01		
บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด	มิเตอร์ ซื้อ-ขายไฟฟ้า	LABIX	MN-1410A016-01 MN-1502A013-01	ทุก ๆ Major Turnaround ตามแผนของ ลูกค้า	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)	มิเตอร์ ซื้อ-ขาย ไอน้ำ	TOP	841FQI001A/B (HHP Steam)	ทุก ๆ 1 ปี*	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
			841FQI006 (HP Steam)		
			841FQI009A/B (MP Steam)		
			841FQI013A/B (LP Steam)		

หมายเหตุ

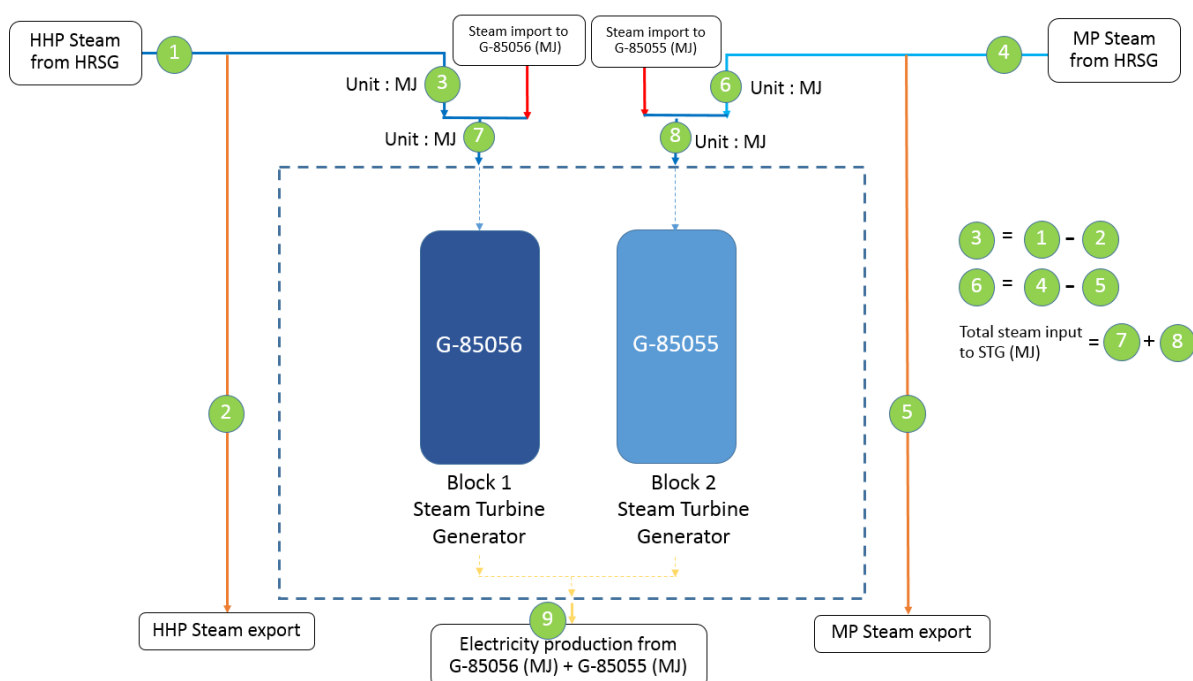
* คือ การตรวจสอบการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาหรือการตรวจสอบมิเตอร์ไอน้ำเมื่อลูกค้าร้องขอ

ข้อมูลปริมาณการซื้อขาย ก๊าซเชื้อเพลิงธรรมชาติ ไฟฟ้า และไอน้ำ มีหลักฐานในการติดตามผล
เป็นไปตามใบเรียกเก็บเงิน (Billing) ดังต่อไปนี้

1. ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ที่ซื้อจาก บริษัท ท็อปเอสพีพี จำกัด (PTT)
2. ปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT)
3. ปริมาณการขายไอน้ำให้กับ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP)

เนื่องจากรวมทั้งการปันส่วนการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้เองจากโครงการเท่านั้น โดยไม่นับรวมปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานความร้อนที่ซื้อจากภายนอกโครงการ จึงต้องมีการใช้ข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อประกอบการปันส่วน จากมิเตอร์ดังต่อไปนี้

1. มิเตอร์ตรวจวัดปริมาณไอน้ำที่ผลิตเองได้จาก HRSG ของ บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
2. มิเตอร์ตรวจวัดปริมาณไอน้ำที่เข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหันไอน้ำของ บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
3. มิเตอร์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Gas Turbine Generator และ Steam Turbine Generator ของ บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด



รูปที่ 5 แสดง Flow ในการปันส่วนการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้เองจากโครงการเท่านั้น

วิธีการปันส่วน

1. คำนวณสัดส่วนพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่เข้า STG (ไม่รวมปริมาณไอน้ำที่ซื้อจากภายนอก)

$$= \frac{(3 + 6)}{(7 + 8)} \quad \text{eq.1}$$
2. คำนวณสัดส่วนปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก STG ทั้งหมด (ไม่รวมพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากปริมาณไอน้ำที่ซื้อจากภายนอก)

$$= (\text{eq.1}) \times 9 \quad \text{eq.2}$$

3. คำนวณสัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดของโครงการ (ไม่รวมพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากปริมาณไอน้ำที่ซื้อจากภายนอก)

$$= [(eq.2) + \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก GTG ทั้งหมด (MJ)}] / [\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจาก STG ทั้งหมด หรือ } 9 + \text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก GTG ทั้งหมด (MJ)}]$$

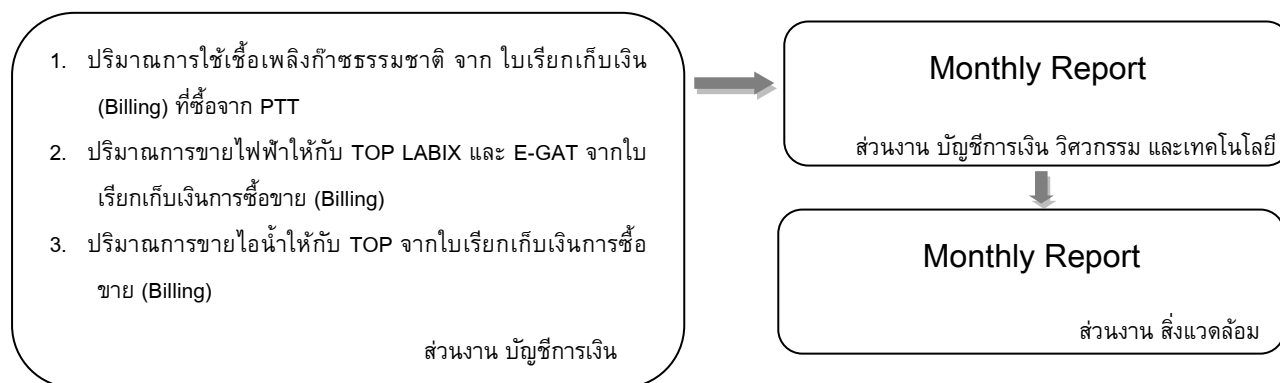
ตารางที่ 5 แสดงรายละเอียดมิเตอร์ไฟฟ้าและไอน้ำเพิ่มเติม เพื่อใช้ในการปันส่วนการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้เองจากโครงการฯ เท่านั้น

รายละเอียดมิเตอร์			ระยะเวลา สอบเทียบ มิเตอร์	ผู้สอบเทียบมิเตอร์
วัตถุประสงค์	หน่วยการ ผลิต/ โครงการที่	Serial/Tag No		
มิเตอร์ตรวจวัดปริมาณไอน้ำ ที่ผลิตได้ จาก HRSG	TOP SPP Block 1	B-84019 HHP: 840-FI-005-TX MP: 840-FI-006-TX	ทุก ๆ 2 ปี	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
		B-84051 HHP: 840-FI-303-B-TX MP: 840-FI-308-B-TX		
		B-84052 HHP: 840-FI-403-B-TX MP: 840-FI-408-B-TX		
	TOP SPP Block 2	B-84053 HHP: 840-FI-603-B-TX MP: 840-FI-623-B-TX		
		B-84054 HHP: 840-FI-703-B-TX MP: 840-FI-723-B-TX		
มิเตอร์ตรวจวัดปริมาณไอน้ำ ที่เข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ชนิดกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator)	TOP SPP Block 1	ST-85056 HHP: 850-FI-004-TX	ทุก ๆ 2 ปี	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
	TOP SPP Block 2	ST-85055 HHP: 850-FI-019-B-TX		

รายละเอียดมิเตอร์			ระยะเวลา สอบเทียบ มิเตอร์	ผู้สอบเทียบมิเตอร์
วัตถุประสงค์	หน่วยการ ผลิต/ โครงการที่	Serial/Tag No		
		MP: 850-FI-021-B-TX		
มิเตอร์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Gas Turbine Generator	TOP SPP Block 1	GT-85019 MN-1411A021-01	ทุก ๆ 1 ปี	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
		GT-85051 MN-1411A019-01		
		GT-85052 MN-1411A014-01		
	TOP SPP Block 2	GT-85053 MN-1410A022-01		
		GT-85054 MN-1411A002-01		
มิเตอร์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Steam Turbine Generator	TOP SPP Block 1	ST-85056 MN-1501A005-01	ทุก ๆ 1 ปี	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
	TOP SPP Block 2	ST-85055 MN-1411A018-01		

สำหรับผลการดำเนินโครงการและการคำนวณข้อมูลการปล่อยหรือลดก๊าซเรือนกระจก ได้รับการตรวจสอบโดยหัวหน้างานผู้รับผิดชอบ และจะมีการเก็บข้อมูลและเอกสารทั้งหมดตลอดระยะเวลาของโครงการ ทั้งนี้ พารามิเตอร์ที่ใช้ในการติดตามผลดำเนินโครงการตามระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจก T-VER-METH-EE-04 Version 02

แผนผังข้อมูลและการตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลในแต่ละเดือน ดังนี้



4.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

ข้อมูลและพารามิเตอร์ที่ไม่ต้องมีการติดตามผลรวมถึงวิธีการตรวจวัด และการประเมิน ตามข้อกำหนดของ อบก. T-VER-METH-EE-04 Version 02

พารามิเตอร์	$Eff_{BL,y}$
ค่าที่ใช้	0.85
หน่วย	-
ความหมาย	ประสิทธิภาพอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีฐาน ในปี y
แหล่งข้อมูล	กฎกระทรวง เรื่องกำหนดประเภท หรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2552

พารามิเตอร์	$EF_{CO_2,i}$
ค่าที่ใช้	56100
หน่วย	$kgCO_2/TJ$
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i
แหล่งข้อมูล	ตารางที่ 1.4 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	EF_{Elec}
ค่าที่ใช้	0.5664
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ใช้ค่าจากรายงานผลการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับล่าสุด โดย อบก. ทางเลือกที่ 2 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเอง ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด ทางเลือกที่ 3 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตอื่นๆ ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด

พารามิเตอร์	$NCV_{i,y}$
ค่าที่ใช้	1.02
หน่วย	$MJ/Unit$
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลประเภท i ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

4.3 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

ข้อมูลและพารามิเตอร์ที่ต้องมีการติดตามผลรวมถึงวิธีการตรวจวัด และการประเมิน ตามข้อกำหนดของ อบก. T-VER-METH-EE-04 Version 02

พารามิเตอร์	$HG_{PJ,y}$
หน่วย	MJ/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing การซื้อขายไอน้ำระหว่าง TOP SPP กับ TOP โดยใช้ปริมาณ Ton ตาม Billing
วิธีการติดตามผล	<p>ตรวจวัดพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณพลังงานความร้อน จากมิเตอร์ซื้อขายไอน้ำระหว่างบริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด กับบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) โดยพิจารณาพลังงานไอน้ำเฉพาะ HHP HP MP ที่ขาย (Export) – ปริมาณไอน้ำที่ซื้อ (Import) ของโครงการฯ และอ้างอิงค่าเอ็นทาลปี ตามรายงานประจำเดือน บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด ในการแปลงหน่วยจาก Ton เป็น MJ โดยใช้ค่าเอ็นทาลปีที่ใช้ในการคำนวณ ดังนี้</p> <p>HHP Steam = 3,367.60 MJ/Ton</p> <p>HP Steam = 3,038.73 MJ/Ton</p> <p>MP Steam = 2,895.97 MJ/Ton</p> <p>LP Steam = 2,738.06 MJ/Ton</p>

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	<p>-Billing การซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง TOP SPP กับ TOP LABIX และ EGAT โดยใช้ปริมาณ kWh ตาม Billing</p> <p>-ข้อมูลการติดตามมิเตอร์ต่าง ๆ ดังหน้า 19-20</p>
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดจากมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง TOP SPP กับ TOP LABIX และ EGAT จาก Billing สุทธิทั้งหมด คุณลักษณะการบันทึกปริมาณไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากโครงการเท่านั้น (ไม่รวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการ Import ไอน้ำจากนอกโครงการเข้า Steam Turbine Generator ซึ่งคำนวณ โดยการบันทึกส่วนดังกล่าวใช้ข้อมูลการตรวจวัดจากมิเตอร์ต่าง ๆ ดังหน้า 19-20

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,y}$
หน่วย	unit/year (unit: Volume or Weight)
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing ค่าก๊าซธรรมชาติ ที่ซื้อจาก ปตท.
วิธีการติดตามผล	วัดจากมิเตอร์ซื้อขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing ค่าไฟฟ้าจาก EGAT และ PEA
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดจากมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าของ EGAT และ PEA

ภาคผนวก

ค่าที่ใช้ในการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

(หมายเหตุ 1 คือ อ้างอิง: ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก ประกาศใช้เมื่อวันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2560 โดย สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผลองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน))

1. $EF_{CO_2,i}$

พารามิเตอร์	$EF_{CO_2,i}$
ค่าที่ใช้	56100
หน่วย	kgCO ₂ /TJ
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i
แหล่งข้อมูล	ตารางที่ 1.4 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories

อ้างอิง¹จาก หน้า 16 ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO_2,i}$

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO_2,i}$ (ต่อ)

TABLE 1.4 (CONTINUED) DEFAULT CO ₂ EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION ¹					
Fuel type English description		Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation Factor	Effective CO ₂ emission factor (kg/TJ) ²	
				Default value	95% confidence interval
		A	B	$C=A \cdot B \cdot 44 / 12 \cdot 1000$	Lower Upper
Natural Gas		15.3	1	56 100	54 300 58 300
Municipal Wastes (non-biomass fraction)		25.0	1	91 700	73 300 121 000
Industrial Wastes		39.0	1	143 000	110 000 183 000
Waste Oil		20.0	1	73 300	72 200 74 400
Peat		28.9	1	106 000	100 000 108 000
Solid Biofuels	Wood/Wood Waste	30.5	1	112 000	95 000 132 000
	Sulphite lyes (black liquor) ³	26.0	1	95 300	80 700 110 000
	Other Primary Solid Biomass	27.3	1	100 000	84 700 117 000
	Charcoal	30.5	1	112 000	95 000 132 000
Liquid Biofuels	Biogasoline	19.3	1	70 800	59 800 84 300
	Biodiesels	19.3	1	70 800	59 800 84 300
	Other Liquid Biofuels	21.7	1	79 600	67 100 95 300
Gas biomass	Landfill Gas	14.9	1	54 600	46 200 66 000
	Sludge Gas	14.9	1	54 600	46 200 66 000
	Other Biogas	14.9	1	54 600	46 200 66 000
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	27.3	1	100 000	84 700 117 000

Notes:

¹ The lower and upper limits of the 95 percent confidence intervals, assuming lognormal distributions, fitted to a dataset, based on national inventory reports, IEA data and available national data. A more detailed description is given in section 1.5

² TJ = 1000GJ

³ The emission factor values for BFG includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas.

⁴ The emission factor values for OSF includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas

⁵ Includes the biomass-derived CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.

รูปที่ 6 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization)

2. EF_{Elec}

พารามิเตอร์	EF_{Elec}
ค่าที่ใช้	0.5664
หน่วย	tCO ₂ /MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ใช้ค่าจากรายงานผลการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับล่าสุด โดย อบก. ทางเลือกที่ 2 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเอง ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด ทางเลือกที่ 3 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตอื่นๆ ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด

อ้างอิง¹จาก หน้า 1 ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการทั่วไป

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

(Thailand Grid Emission Factor for GHG Reduction Project/Activity)

ประกาศใช้เมื่อวันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2560

โดย สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผล

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

บทคัดย่อ

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Grid Emission Factor) เป็นตัวแปรที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายหรือทดแทน หรือใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของประเทศ (National Grid Electricity System) การคำนวณนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ Grid Emission Factor ของประเทศไทย โดยใช้ระเบียบวิธีการคำนวณ (Methodology) อ้างอิงของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) คือ Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 05.0 ประกาศใช้เมื่อ ปี ค.ศ. 2015 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ใช้ในการวิเคราะห์นำมาจากฐานข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยเป็นข้อมูลของ ปี พ.ศ. 2557 ถึง พ.ศ. 2559 ผลการคำนวณพบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งของประเทศ ที่นำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับโครงการทั่วไป มีค่าเท่ากับ 0.5664 tCO₂/MWh สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ที่เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าของระบบสายส่ง ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบสายส่งที่จะนำไปคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission) หรือจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) มีค่าเท่ากับ 0.5692 tCO₂/MWh

⚙️ โครงการทั่วไป $EF_{Grid,y} = 0.5664 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

⚙️ โครงการพลังงานแสงอาทิตย์และลม $EF_{Grid,y} = 0.5692 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

หน้าที่ 1

รูปที่ 7 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization)

3. $NCV_{i,y}$

พารามิเตอร์	$NCV_{i,y}$
ค่าที่ใช้	1.02
หน่วย	MJ/Unit
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลประเภท i ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

อ้างอิง¹จาก หน้า 9 ตารางที่ 6 ผลการคำนวณค่า $EF_{CO_2, i, y}$

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

ตารางที่ 4 การคำนวณค่า $EF_{CO_2, i, y}$

Fuel Type	NCV_i		$EF_{CO_2, i, y}$			
	Default	Unit	Lower	Unit	Conversion Factor	Unit
Natural Gas	1.02	MJ/scf	54300	kg CO ₂ /TJ	55.39	tCO ₂ /MMscf
Coal - lignite	10.47	MJ/kg	90900	kg CO ₂ /TJ	0.951723	tCO ₂ /tonne
Coal - Bituminous	26.37	MJ/kg	89500	kg CO ₂ /TJ	2.360115	tCO ₂ /tonne
Diesel	36.42	MJ/litre	72600	kg CO ₂ /TJ	0.002644	tCO ₂ /litre
Bunker Oil	39.77	MJ/litre	75500	kg CO ₂ /TJ	0.003003	tCO ₂ /litre

รูปที่ 8 แสดงค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิล