

ภาคผนวก ก-2

สำเนาหนังสือนำเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกัน
และแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตาม
ตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม



บริษัท ราชบุรีเพาวเวอร์ จำกัด
Ratchaburi Power Co., Ltd.

1828 ถนนสุขุมวิท แขวงพระโขนงใต้ เขตพระโขนง กรุงเทพมหานคร 10260 โทร : 0-2311-5111 โทรสาร : 0-2332-3882
1828 Sukhumvit Road, Phraekong Tai, Phraekong, Bangkok 10260 Tel : 0-2311-5111 Fax : 0-2332-3882

RPCL-S-059/2022

วันที่ 25 กรกฎาคม 2565

เรื่อง ขอนำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์/ประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการขยายโรงไฟฟ้าราชบุรี 1,450 เมกะวัตต์ ของบริษัท ราชบุรีเพาวเวอร์ จำกัด

เรียน ผู้อำนวยการฝ่ายสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ประจำเขต 10 (ราชบุรี)

อ้างถึง หนังสือแจ้งผลการพิจารณาเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์/ประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ทส. 1009/3077 ลง
วันที่ 21 มีนาคม 2548

- สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์/รายงานการประเมินผล
กระทบสิ่งแวดล้อม โครงการขยายโรงไฟฟ้าราชบุรี 1,450 เมกะวัตต์ ของบริษัท ราชบุรีเพาวเวอร์ จำกัด
ระหว่างเดือนมกราคม ถึงมิถุนายน 2565 จำนวน 3 เล่ม
2. แผ่นซีดีรอมที่บรรจุไฟล์รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ จำนวน 3 แผ่น

ด้วยบริษัท ราชบุรีเพาวเวอร์ จำกัด ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน เลขที่ กกพ 01-1 (3)/52-026
ซึ่งมีสถานประกอบกิจการตั้งอยู่เลขที่ 245 หมู่ 6 ต.บ้านไร่ อ.ดำเนินสะดวก จ.ราชบุรี 70130 ซึ่งได้รับการพิจารณา
เห็นชอบต่อรายงานการวิเคราะห์/ประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการขยายโรงไฟฟ้าราชบุรี 1,450 เมกะวัตต์
และบริษัทฯ ต้องจัดทำรายงานการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตาม
ตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงาน) ทุก 6 เดือน เพื่อเสนอต่อหน่วยงานอนุญาต โดยปัจจุบันโครงการ
อยู่ระยะดำเนินการ

ในการนี้บริษัทฯ ได้จัดทำรายงานดังกล่าว ฉบับเดือน มกราคม ถึงมิถุนายน 2565 แล้วเสร็จ จึงขอส่งรายงาน
มายังสำนักคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ประจำเขต 10 (ราชบุรี) เพื่อพิจารณาต่อไป (สิ่งที่ส่งมาด้วย 1 และ 2)
ทั้งนี้หากมีข้อสงสัยสามารถสอบถามข้อมูลเพิ่มเติมที่ น.ส.พัชณี พานิชกุลจรัส โทรศัพท์ 081 9954156

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา และดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป

ขอแสดงความนับถือ

(นายบุญชัย เลิศถาวรธรรม)

กรรมการผู้จัดการ

RECEIVED
25 JUL 2022

BY:.....

ภาคผนวก ก-3

สำเนาหนังสือขอความเห็นชอบในการย้ายสถานี
ตรวจวัดคุณภาพอากาศและเสียงของโครงการ
โรงไฟฟ้าราชบุรี ของบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด
และผลการพิจารณาการย้ายสถานี



128 หมู่ 6 ตำบลพิบูลย์
อำเภอเมือง จังหวัดราชบุรี 70000
โทรศัพท์ 0 2978 5111 0 3271 9111
โทรสาร 0 2978 5110 0 3271 9110

128 Mu 6 - Phibulnong
A Muang Ratchaburi 70000 Thailand
Tel. 66 (0) 2978 5111 66 (0) 3271 9111
Fax: 66 (0) 2978 5110 66 (0) 3271 9110

RG 0615/2554

/ กรกฎาคม 2554

เรื่อง ขอความเห็นชอบในการย้ายสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศและจุดตรวจวัดเสียงของ
โครงการโรงไฟฟ้าราชบุรี ของบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

เรียน เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

อ้างถึง หนังสือที่ สท 1009 / 10650 ลงวันที่ 14 ตุลาคม 2547

- สิ่งที่ส่งมาด้วย 1) ภาพถ่ายความเสียหายและรายการทรัพย์สินที่ชำรุดและสูญหายของสถานี
ตรวจวัดคุณภาพอากาศบ้านขาวเหนือ
2) สำเนาใบรายงานประจำวันเกี่ยวกับคดี สถานีตำรวจภูธรดำเนินสะดวก
จังหวัดราชบุรี ภาค 7
3) ภาพถ่ายสภาพปัจจุบันของจุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศและจุด
ตรวจวัดเสียงเดิม

ตามหนังสือที่อ้างถึง บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (บริษัทฯ) ได้รับมติเห็นชอบในการย้าย
สถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศ และจุดตรวจวัดเสียงบริเวณบ้านขาวเหนือ จากคณะกรรมการ
ผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการพลังงาน ในคราว
ประชุมครั้งที่ 18/2547 เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2547 เนื่องด้วยสถานที่ตั้งสถานีและจุดตรวจวัดเดิม
จะถูกปรับปรุงให้เป็นสวนสาธารณะและสนามกีฬา ตามหนังสือแจ้งความประสงค์จากประธาน
กรรมการบริหารของเทศบาลตำบลบ้านไร่ อ.ดำเนินสะดวก จ.ราชบุรี ในครั้งนั้น

แต่จากการติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศบ้านขาวเหนือแห่งใหม่นี้พบว่า ได้เกิดเหตุ
ลักลอบเข้าใจกรรมทรัพย์สินภายในสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศบ้านขาวเหนือ เป็นเหตุให้
สายไฟฟ้าของสถานีถูกตัดขาด และทรัพย์สินที่อยู่ภายในตู้สูญหายอยู่หลายครั้ง โดยล่าสุดเกิดขึ้น
เมื่อวันที่ 24 พฤษภาคม 2554 เวลาประมาณ 00.15 น. (รายละเอียดดังที่ส่งมาด้วย 1) บริษัทฯ จึง
ได้ดำเนินการเข้าแจ้งความกับเจ้าหน้าที่ตำรวจภูธรดำเนินสะดวก (รายละเอียดดังที่ส่งมาด้วย 2)
และจำเป็นต้องทำการย้ายจุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศบ้านขาวเหนืออีกครั้ง
โดยกลับไปติดตั้งที่จุดเดิม ซึ่งปัจจุบันได้ปรับปรุงให้เป็นพื้นที่สวนสาธารณะและลานออกกำลังกาย
ของเทศบาลตำบลบ้านไร่เรียบร้อยแล้ว



128 หมู่ 6 ต.บึงพิบูลย์
อำเภอเมือง จังหวัดราชบุรี 70000
โทรศัพท์ 0 2978 5111 - 0 3271 9111
โทรสาร 0 2978 5110 - 0 3271 9110

128 Moo 6 T. Phukhuntoeng
A Muang Rachaburi 70000 Thailand
Tel. 66 (0) 2978 5111 - 66 (0) 3271 9111
Fax. 66 (0) 2978 5110 - 66 (0) 3271 9110

ในการนี้ บริษัทฯ จึงขอความเห็นชอบในการย้ายจุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศ และจุดตรวจวัดเสียงบริเวณบ้านชาวเหนือของโรงไฟฟ้าราชบุรีดังกล่าว จากตำแหน่งปัจจุบันกลับไป อยู่ในจุดที่ตั้งตำแหน่งเดิม เมื่อครั้งได้รับความเห็นชอบในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบ สิ่งแวดล้อมจากสำนักงานฯ โดยระหว่างรอการพิจารณา บริษัทฯ จะดำเนินการซ่อมแซมและ ปรับปรุงอุปกรณ์ที่ชำรุดและสูญหายให้สามารถใช้งานได้ชั่วคราว เพื่อตรวจวัดคุณภาพอากาศต่อไป

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ

(นายธีระศักดิ์ ประกายบุญทวี)

รักษาการรองกรรมการผู้จัดการ

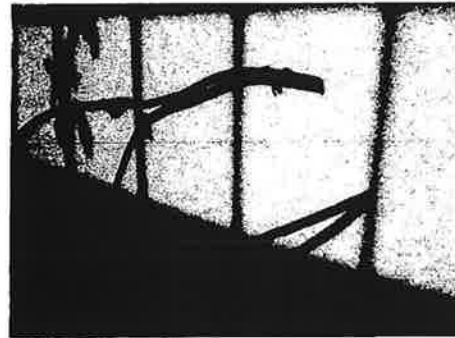
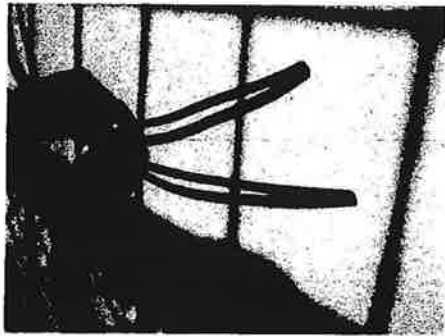
ทำการแทนกรรมการผู้จัดการ

ส่วนความปลอดภัย สุขอนามัย และสิ่งแวดล้อม

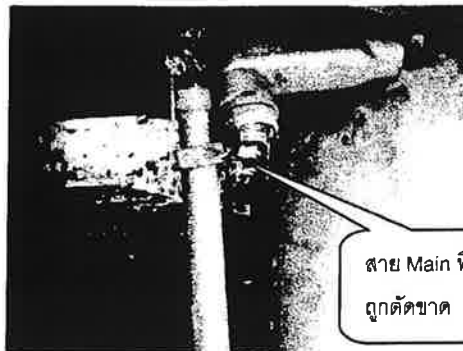
โทรศัพท์ 0 2978 5120

โทรสาร 0 2978 5110

รายละเอียดรูปภาพตรวจวัดที่สถานีตรวจวัดบ้านชาวเหนือฯ
ที่มีขโมยเข้ามาขโมยทรัพย์สิน



รูปที่ 1 สายสัญญาณสำหรับข้อมูล WD/WS, AT/RH, RG ที่ถูกตัดขาด



สาย Main ที่
ถูกตัดขาด

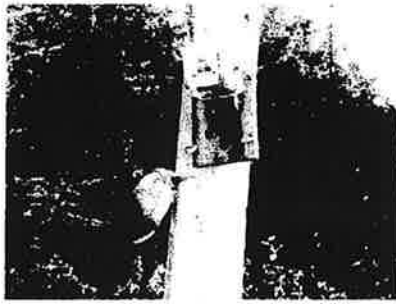
รูปที่ 2 สายไฟฟ้า Main ถูกตัดขาดก่อนเข้าสู่สถานี



สาย Main ที่
ถูกตัดขาด



รูปที่ 3 สายไฟฟ้า Main จากการไฟฟ้าภูมิภาคก่อนเข้ามิเตอร์ตรวจวัดถูกตัดขาด



สาย Main ที่
ถูกตัดขาด

รูปที่ 4 สายไฟฟ้า Main จากมิเตอร์ตรวจวัดไปยังสถานีฯถูกตัดขาด



สาย Ground ที่
ถูกตัดขาด

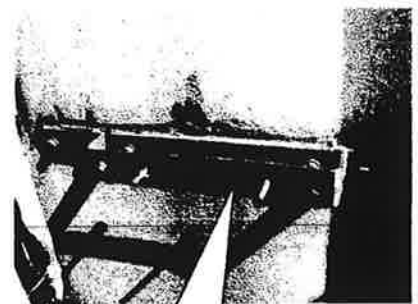


สาย Ground
ที่ถูกตัดขาด

รูปที่ 5 สาย Ground ที่ถูกตัดขาด

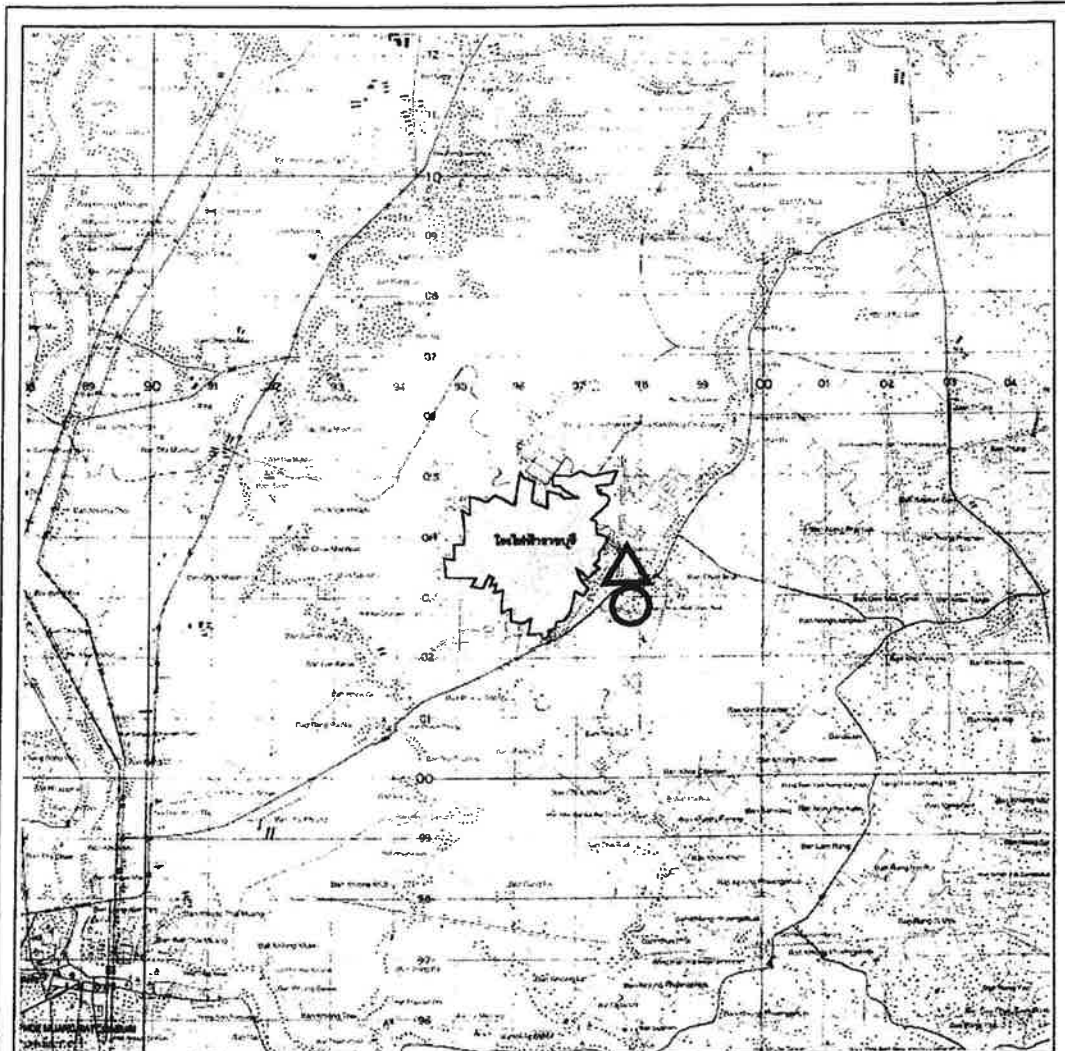


ถูกถอดน็อตยึดเสา





ตำแหน่งที่ถูก
ถอดน็อตยึดเสา

รูปที่ 6 เสา Meteorology (เสา Stainless) ที่ถูกถอดน็อตยึดแล้วขโมยไป



สัญลักษณ์

-  สถานที่ตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศวัดชาวเหนือและจุดตรวจวัดเสียง (เดิม)
-  สถานที่ตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศวัดชาวเหนือและจุดตรวจวัดเสียง (ปัจจุบัน)



มาตราส่วน

1 0.5 0 1 2 3 4 5 kilometers กิโลเมตร

ภาพแสดงจุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศบ้านขาวเหนือและจุดตรวจวัดเสียง



สภาพพื้นที่จุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศ และจุดตรวจวัดเสียงบ้านห้วยเหนือเดิม
(ก่อนการย้ายจุดใหม่ เมื่อปี 2547)
โดยปัจจุบันก่อสร้างเป็นพื้นที่สวนสาธารณะและลานออกกำลังกายของเทศบาลตำบลบ้านไร่



ที่ ทส 1009.7/ 8062

สำนักงานนโยบายและแผน

ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

60/1 ซอยพิบูลวัฒนา 7 ถนนพระรามที่ 6

กรุงเทพฯ 10400

5 กันยายน 2554

เรื่อง แจ้งผลการพิจารณาการย้ายสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศและจุดตรวจวัดเสียงของโครงการโรงไฟฟ้า
ราชบุรี ของบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

เรียน กรรมการผู้จัดการบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

อ้างถึง หนังสือบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ที่ RG 0615/2554 ลงวันที่ 1 กรกฎาคม 2554

ตามหนังสือที่อ้างถึง บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ได้แจ้งสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมว่า ตามที่บริษัทฯ ได้รับมติเห็นชอบในการย้ายสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศและจุดตรวจวัดเสียงบริเวณบ้านขาวเหนือจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการพลังงาน ในคราวประชุมครั้งที่ 18/2547 เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2547 แต่จากการติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศบ้านขาวเหนือแห่งนี้พบว่า ได้เกิดเหตุลักลอบเข้าโจรกรรมทรัพย์สินภายในสถานีตรวจวัดอากาศบ้านขาวเหนือ เป็นเหตุให้สายไฟฟ้าถูกตัดและทรัพย์สินที่อยู่ภายในตู้สูญหายอยู่หลายครั้ง จึงจำเป็นต้องทำการย้ายจุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศบ้านขาวเหนืออีกครั้ง บริษัทฯ จึงขอความเห็นชอบในการย้ายจุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศและจุดตรวจวัดเสียงบริเวณบ้านขาวเหนือจากตำแหน่งปัจจุบันกลับไปอยู่ในจุดที่ตั้งตำแหน่งเดิม เมื่อครั้งได้รับความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าราชบุรีจากสำนักงานฯ ซึ่งปัจจุบันได้ปรับปรุงเป็นพื้นที่สวนสาธารณะและลานออกกำลังกายของเทศบาลตำบลบ้านไร่เรียบร้อยแล้ว ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้พิจารณานำเรื่องดังกล่าวเสนอคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ในการประชุมครั้งที่ 17/2554 เมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2554 ซึ่งคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ มีมติให้ความเห็นชอบการย้ายจุดติดตั้งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศและจุดตรวจวัดเสียงบริเวณบ้านขาวเหนือของโรงไฟฟ้าราชบุรี ของบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ไปยังจุดที่ตั้งตำแหน่งเดิมตามที่ได้ได้รับความเห็นชอบรายงาน

การวิเคราะห์...

การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ โดยให้บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัดต่อไป ซึ่งสำนักงานฯ ได้มีหนังสือแจ้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเพื่อทราบด้วยแล้ว

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบและพิจารณาดำเนินการต่อไป

ขอแสดงความนับถือ



(นายสันติ นุญประดับ)

รองเลขาธิการ รักษาการแทน

เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำนักวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โทร 0 2265 6628

โทรสาร 0 2265 6616

ภาคผนวก ข-1

เอกสารข้อกำหนดสัญญาว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมา



บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด
Ratchaburi Power Co., Ltd.

1828 ถนนสุขุมวิท แขวงพระโขนงใต้ เขตพระโขนง กรุงเทพมหานคร 10260 โทร : 0-2311-5111 โทรสาร : 0-2332-3882
1828 Sukhumvit Road, Phraekonong Tai, Phraekonong, Bangkok 10260 Tel : 0-2311-5111 Fax : 0-2332-3882

สัญญาจ้าง (ต้นฉบับ)

ที่ปรึกษาเพื่อปฏิบัติงานติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมในระยะดำเนินการ

ประจำปี 2565 -2567 บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด

สัญญาเลขที่ RPCL-CM2021-003/SHE

สัญญาฉบับนี้จัดทำขึ้น ณ สำนักงาน บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด ตั้งอยู่เลขที่ 1828 สุขุมวิท แขวง พระโขนงใต้ เขตพระโขนง กรุงเทพมหานคร 10260 เมื่อวันที่ 1 มกราคม 2565 ระหว่าง บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด โดย นายบุญชัย เลิศถาวรธรรม ตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการ และ นายจรัส แต่บรรพกุล ตำแหน่ง รองกรรมการผู้จัดการด้านเทคนิค ซึ่งต่อไปนี้จะเรียกว่า “ผู้ว่าจ้าง” ฝ่ายหนึ่ง กับ บริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด โดย นางอลิษา ปุรัตติภาค ผู้รับมอบอำนาจในการดำเนินการแทน ซึ่งต่อไปนี้จะเรียกว่า “ผู้รับจ้าง” อีกฝ่ายหนึ่ง โดยมีรายละเอียดดังนี้

ข้อที่ 1. ผู้ว่าจ้างตกลงจ้างและผู้รับจ้างตกลงรับจ้างให้บริการ

ผู้รับจ้างเป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ หรือนิติบุคคล ที่ได้จดทะเบียนในประเทศไทย เพื่อดำเนินการ ติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมในระยะดำเนินการพร้อมจัดทำรายงาน ตามการศึกษาและ จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการขยายโรงไฟฟ้าราชบุรี 1,450 เมกะวัตต์ รายงานฉบับสมบูรณ์ (ฉบับหลัก) โดยปฏิบัติตามพระราชบัญญัติ ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและ สภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2554 พร้อมทั้งปฏิบัติตามคู่มือบริหารระบบการจัดการและคู่มือ ความปลอดภัยในการทำงานของโรงไฟฟ้าบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด อย่างเคร่งครัดในระหว่าง การทำงาน ตามรายละเอียดเอกสารข้อที่ 8 โดยผู้รับจ้างเป็นผู้จัดหาบุคลากร เครื่องมือ ห้องปฏิบัติการวิเคราะห์ที่ขึ้นทะเบียน และได้รับการรับรองจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม

ข้อที่ 2. การเริ่มงาน การสิ้นสุดงาน การเปลี่ยนแปลงแก้ไข และการบอกเลิกสัญญา

- 2.1 สัญญานี้เริ่มมีผลใช้บังคับทันทีเมื่อคู่สัญญาได้ลงนาม
- 2.2 ผู้รับจ้างจะต้องเริ่มปฏิบัติงานตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2565 โดยจะต้องปฏิบัติงานให้แล้ว เสร็จภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2567
- 2.3 กำหนดการจัดส่งรายงาน
 - 2.3.1 นำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและ มาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ฉบับสมบูรณ์ ภายในอาทิตย์ที่ 3 ของเดือน กรกฎาคม และเดือนมกราคมของปีถัดไป เป็นจำนวน 10 ฉบับพร้อม แผ่นแม่เหล็กบันทึก ข้อมูล จำนวน 3 แผ่น

Ch. Mr

2.3.2 รายงานสรุปสำหรับผู้บริหาร ผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม (ฉบับภาษาไทยและภาษาอังกฤษ) อย่างละ 3 ฉบับพร้อม แผนแม่เหล็กบันทึกข้อมูล จำนวน 3 แผน จัดส่งภายใน อาทิตย์ที่ 2 ของเดือนสิงหาคม และเดือนคุณภาพพันธของปีถัดไป

2.4 การไอนงาน

2.4.1 ผู้รับจ้างจะต้องไม่ให้ช่วงงาน มอบหมายงาน ไอนงาน หรือละทิ้งงานให้ผู้อื่นเป็นผู้ทำงานตามสัญญานี้แทนไม่ว่าทั้งหมดหรือแต่เพียงบางส่วนด้วยประการใดๆ โดยไม่ได้รับความยินยอมจากผู้ว่าจ้างก่อน

2.4.2 ผู้รับจ้างจะต้องไม่โอนสิทธิประโยชน์ใดๆ ตามสัญญานี้ให้แก่ผู้อื่น โดยไม่ได้รับความยินยอมจากผู้ว่าจ้างก่อน

2.5 การบอกเลิกสัญญาและเหตุสุดวิสัย

2.5.1 การบอกเลิกสัญญา

- (ก) หากผู้รับจ้างมิได้ปฏิบัติงานด้วยความชำนาญ หรือด้วยความเอาใจใส่ในวิชาชีพของผู้รับจ้างเท่าที่พึงคาดหมายได้จากบริษัทที่ให้บริการในระดับเดียวกัน หรือมิได้ปฏิบัติตามข้อสัญญา และเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา ในกรณีเช่นนี้ผู้ว่าจ้างจะบอกกล่าวให้ผู้รับจ้างทราบถึงเหตุผลที่จะบอกเลิกสัญญา ถ้าผู้รับจ้างมิได้ดำเนินการแก้ไขให้ผู้ว่าจ้างพอใจภายในระยะเวลา 30 วัน นับแต่วันที่รับคำบอกกล่าว ผู้ว่าจ้างมีสิทธิบอกเลิกสัญญาโดยการส่งคำบอกกล่าวแก่ผู้รับจ้าง เมื่อผู้รับจ้างได้รับหนังสือบอกกล่าวนั้นแล้ว ผู้รับจ้างต้องหยุดปฏิบัติงานทันที และดำเนินการทุกวิถีทางเพื่อลดค่าใช้จ่ายใดๆ ที่อาจมีในระหว่างการหยุดปฏิบัติงานนั้นให้น้อยที่สุด
- (ข) หากผู้ว่าจ้างมิได้ปฏิบัติตามข้อสัญญา และเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา ในกรณีเช่นนี้ผู้รับจ้างจะบอกกล่าวให้ผู้รับจ้างทราบถึงเหตุผลที่จะบอกเลิกสัญญา ถ้าผู้ว่าจ้างมิได้ดำเนินการแก้ไขให้ผู้รับจ้างพอใจภายในระยะเวลา 30 วัน นับแต่วันที่รับคำบอกกล่าวผู้รับจ้างมีสิทธิบอกเลิกสัญญาโดยการส่งคำบอกกล่าวแก่ผู้ว่าจ้าง

2.5.2 เหตุสุดวิสัย

- (ก) “เหตุสุดวิสัย” หมายความว่า เหตุใด อันจะเกิดขึ้นก็ดี จะให้ผลพิบัติก็ดีเป็นเหตุที่ไม่อาจป้องกันได้ แม้ทั้งบุคคลผู้ต้องประสบหรือใกล้จะต้องประสบเหตุนั้นจะได้จัดการระมัดระวัง ตามสมควรอันพึงคาดหมายได้จากบุคคลในฐานะและภาวะเช่นนั้น เช่น เหตุการณ์น้ำท่วมฉับพลัน
- (ข) ถ้าคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด ไม่สามารถปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาได้เพราะเหตุสุดวิสัย คู่สัญญาฝ่ายนั้นจะต้องบอกกล่าวให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบภายใน 15 วัน นับแต่เหตุนั้นเกิดขึ้นและคู่สัญญาฝ่ายที่ได้รับแจ้งต้องพิจารณาว่าจะยอมรับเหตุ

Ch. Ute

ดังกล่าวว่าเป็นเหตุสุดวิสัยหรือไม่ แล้วแจ้งให้คู่สัญญาฝ่ายแรกทราบภายในเวลาอันสมควร

- (ค) ในระหว่างที่มีเหตุสุดวิสัยเกิดขึ้นให้หน้าที่และความรับผิดชอบของคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายระงับลงชั่วคราวเว้นแต่จะระบุไว้ในสัญญาว่าเป็นประการอื่น อย่างไรก็ตาม ผู้รับจ้างมีสิทธิจะได้รับการขยายเวลาทำงานออกไปเท่ากับระยะเวลาที่ต้องเสียไปอันเนื่องจากเหตุสุดวิสัยนั้น
- (ง) ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่สามารถปฏิบัติงาน หรือมีการปฏิบัติงานได้แต่เพียงบางส่วน เนื่องจากเหตุสุดวิสัยต่อเนื่องกันเป็นเวลาเกินกว่า 60 วัน นับจากวันแจ้งเหตุสุดวิสัยตามข้อ (ข) คู่สัญญาแต่ละฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้ โดยส่งคำบอกกล่าวไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งล่วงหน้าเป็นเวลาไม่น้อยกว่า 15 วัน

2.6 สิทธิของคู่สัญญาภายหลังเลิกสัญญา

- 2.6.1 เมื่อมีการบอกเลิกสัญญานับนี้ตามสัญญาข้อ 2.5.1 (ก) ผู้ว่าจ้างจะชำระค่าจ้างให้แก่ผู้รับจ้างตามส่วนของงานที่ผู้รับจ้างได้ทำขึ้นหรือได้ปฏิบัติงานไปจนถึงวันเลิกสัญญา ภายหลังจากที่ได้หักค่าเสียหายทั้งหลายทั้งปวงที่ผู้ว่าจ้างได้รับจากการไม่ปฏิบัติหน้าที่ให้ถูกต้อง หรือการไม่เอาใจใส่ต่อหน้าที่ หรือการผิดสัญญาของผู้รับจ้าง และหากเงินค่าจ้างไม่เพียงพอกับค่าเสียหายที่ผู้ว่าจ้างได้รับผู้ว่าจ้างมีสิทธิเรียกร้องจากผู้รับจ้างได้จนครบถ้วน
- 2.6.2 เมื่อมีการบอกเลิกสัญญานับนี้ตามสัญญาข้อ 2.5.1 (ข) ผู้ว่าจ้างจะชำระค่าจ้างให้แก่ผู้รับจ้างตามส่วนของงานที่ผู้รับจ้างได้ทำขึ้นหรือได้ปฏิบัติงานไปจนถึงวันเลิกสัญญาและชดใช้ค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่ผู้รับจ้างได้สำรองจ่ายไปตามสมควรและตามความเป็นจริง ทั้งนี้ไม่เป็นการตัดสิทธิผู้รับจ้างในการเรียกร้องค่าเสียหายอันเกิดขึ้นจากการผิดสัญญาของผู้ว่าจ้าง
- 2.6.3 เมื่อมีการบอกเลิกสัญญานับนี้ตามสัญญาข้อ 2.5.2 (ง) ผู้ว่าจ้างจะชำระค่าจ้างให้แก่ผู้รับจ้างตามส่วนของงานที่ผู้รับจ้างได้ทำขึ้นหรือได้ปฏิบัติงานไปจนถึงวันเลิกสัญญา ทั้งนี้คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายตกลงที่จะไม่เรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ต่อกัน

ข้อที่ 3. สิทธิและหน้าที่ของผู้รับจ้าง

- 3.1 ผู้รับจ้างจะต้องใช้ความชำนาญ ความระมัดระวัง และความขยันหมั่นเพียร ในการปฏิบัติงานตามสัญญาอย่างมีประสิทธิภาพ และจะต้องปฏิบัติหน้าที่ตามความรับผิดชอบให้สำเร็จลุล่วงเป็นไปตามมาตรฐานของวิชาชีพที่ยอมรับนับถือกันโดยทั่วไป
- 3.2 ค่าจ้างซึ่งผู้ว่าจ้างจะชำระแก่ผู้รับจ้างตามที่กำหนดไว้ในข้อที่ 6. นั้น เป็นค่าตอบแทนเพียงอย่างเดียว ซึ่งผู้รับจ้างจะได้รับเกี่ยวกับการปฏิบัติงานตามสัญญา ผู้รับจ้างจะต้องไม่รับค่า

Ch. Uta

- นายหน้าทางการค้า ส่วนลด เบี้ยเลี้ยง เงินช่วยเหลือใดๆ โดยตรงหรือโดยอ้อมหรือสิ่งตอบแทนใดๆ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับสัญญานี้ หรือที่เกี่ยวกับการปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญา
- 3.3 ผู้รับจ้างจะต้องไม่มีผลประโยชน์ใดๆ ไม่ว่าโดยตรงหรือโดยอ้อมในเงินค่าสิทธิเงินบำเหน็จหรือค่านายหน้าใดๆ ที่เกี่ยวกับการนำส่งของหรือกรรมวิธีใดๆ ที่มีทะเบียนสิทธิบัตรหรือได้รับการคุ้มครองมาใช้เพื่อวัตถุประสงค์ของสัญญา เว้นแต่คู่สัญญาจะได้ตกลงกันเป็นหนังสือว่าผู้รับจ้างอาจได้ผลประโยชน์หรือเงินเช่นนั้นได้
- 3.4 ผู้รับจ้างจะนำเสนอรายงาน ติดตามประสานงานและชี้แจงเพิ่มเติมต่อผู้ว่าจ้าง หรือบุคคลหรือหน่วยงานที่พิจารณารายงานตลอดขั้นตอนการพิจารณา
- 3.5 ลิขสิทธิ์ในเอกสารทุกฉบับซึ่งผู้รับจ้างได้ทำขึ้นเกี่ยวกับสัญญานี้ให้ตกเป็นของผู้ว่าจ้าง บรรดาเอกสาร ที่ผู้รับจ้างได้จัดทำขึ้นเกี่ยวกับสัญญานี้ให้ถือเป็นความลับและให้ตกเป็นกรรมสิทธิ์ของผู้ว่าจ้าง ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบบรรดาเอกสารดังกล่าวให้แก่ผู้ว่าจ้างเมื่อสิ้นสุดสัญญา ผู้รับจ้างอาจเก็บสำเนาเอกสารไว้กับตนได้ แต่ต้องไม่นำข้อความในเอกสารนั้นไปใช้ในกิจการอื่นที่เกี่ยวกับงานโดยไม่ได้รับความยินยอมล่วงหน้าจากผู้ว่าจ้างก่อน

ข้อที่ 4. ความรับผิดชอบของผู้รับจ้าง

- 4.1 ผู้รับจ้างจะต้องชดเชยค่าเสียหายให้แก่ผู้ว่าจ้าง และป้องกันมิให้ผู้ว่าจ้างต้องรับผิดชอบในบรรดาสิทธิเรียกร้องค่าเสียหาย ค่าใช้จ่าย หรือราคา รวมตลอดถึงการเรียกร้องโดยบุคคลที่สามอันเกิดจากความผิดพลาดหรือการละเว้นไม่กระทำการของผู้รับจ้าง หรือของลูกจ้างของผู้รับจ้าง
- 4.2 ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบต่อการละเมิดบทบัญญัติแห่งกฎหมาย หรือสิทธิบัตรหรือลิขสิทธิ์ของบุคคล ที่สาม ซึ่งผู้รับจ้างนำมาใช้ในการปฏิบัติงานตามสัญญา
- 4.3 ผู้รับจ้างจะต้องจัดการประกันภัยเพื่อความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอก และเพื่อความสูญหายหรือเสียหายในทรัพย์สินซึ่งผู้ว่าจ้างเป็นผู้จัดหาให้ หรือสั่งซื้อโดยทุนทรัพย์ของผู้ว่าจ้าง เพื่อให้ผู้รับจ้างประกันภัยเอง ทั้งนี้ เว้นแต่จะมีการตกลงกันไว้เป็นอย่างอื่นในสัญญา

ข้อที่ 5. พันธะหน้าที่ของผู้ว่าจ้าง

ผู้ว่าจ้างจะมอบข้อมูลและสถิติต่างๆ ที่เกี่ยวข้องซึ่งผู้ว่าจ้างมีอยู่ให้แก่ผู้รับจ้างโดยไม่คิดมูลค่าภายในเวลาอันควร รวมถึงติดต่อประสานงานกับบริษัท ผลิตภัณฑ์ไฟฟ้าราชนบุรี จำกัด เพื่อให้ปล่อยน้ำทิ้งของโรงไฟฟ้าลงสู่คลองบางป่า ในกรณีที่ผู้รับจ้างขอความช่วยเหลือ ผู้ว่าจ้างจะให้ความช่วยเหลืออำนวยความสะดวกตามสมควร ทั้งนี้ เพื่อให้การปฏิบัติงานของผู้รับจ้างตามสัญญาได้ลุล่วงไปได้ด้วยดี

Ch. Uta

ข้อที่ 6. ค่าจ้างและการจ่ายเงิน

ผู้ว่าจ้างตกลงจ่ายค่าจ้างและผู้รับจ้างตกลงรับจ้างเป็นจำนวนเงินรวมทั้งสิ้น 1,397,400 บาท (หนึ่ง ล้านสามแสนเก้าหมื่นเจ็ดพันสี่ร้อยบาทถ้วน) อัตราค่าบริการยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม การชำระค่าบริการ โดยแบ่งจ่ายตามงวดงานดังนี้

- งวดที่ 1 ตามงานที่เกิดขึ้นจริง แต่ไม่เกินกว่าร้อยละห้าสิบของจำนวนค่าจ้างตามสัญญา เมื่อผู้รับจ้างจัดส่งรายงานสรุปสำหรับผู้บริหารประจำเดือนมกราคม ถึง เดือนมิถุนายน (ฉบับภาษาไทยและภาษาอังกฤษ) อย่างละ 3 ฉบับ และแผ่นแม่เหล็กบันทึกข้อมูล จำนวน 3 แผ่น ให้ผู้ว่าจ้างเรียบร้อยแล้ว
- งวดที่ 2 ตามงานที่เกิดขึ้นจริง แต่ไม่เกินกว่าร้อยละห้าสิบของจำนวนค่าจ้างตามสัญญา เมื่อผู้รับจ้างจัดส่งรายงานสรุปสำหรับผู้บริหารประจำเดือนกรกฎาคม ถึง เดือนธันวาคม (ฉบับภาษาไทยและภาษาอังกฤษ) อย่างละ 3 ฉบับ และแผ่นแม่เหล็กบันทึกข้อมูล จำนวน 3 แผ่น ให้ผู้ว่าจ้างเรียบร้อยแล้ว

ผู้ว่าจ้างจะชำระเงินให้แก่ผู้รับจ้างภายใน 30 วัน หลังจากได้รับใบแจ้งหนี้จากผู้รับจ้าง พร้อมเอกสารรับรองตรวจสอบความถูกต้องของรายงานจากผู้ว่าจ้าง

ข้อที่ 7. ค่าปรับ

หากผู้รับจ้างไม่สามารถให้บริการให้แล้วเสร็จตามกำหนดและผู้ว่าจ้างยังมิได้บอกเลิกสัญญา ผู้รับจ้างจะต้องชำระค่าปรับให้แก่ผู้ว่าจ้างเป็นจำนวนเงินวันละ 1,000 บาท (หนึ่งพันบาทถ้วน) นับถัดจากวันที่กำหนดแล้วเสร็จตามที่กำหนด หรือวันที่ผู้ว่าจ้างได้ขยายเวลาให้ จนถึงวันที่ผู้รับจ้างได้ให้บริการแล้วเสร็จจริง นอกจากนี้ผู้รับจ้างยอมให้ผู้ว่าจ้างเรียกค่าเสียหายอันเกิดขึ้นจากการที่ผู้รับจ้างให้บริการล่าช้าเฉพาะส่วนที่เกินกว่าจำนวนค่าปรับและค่าใช้จ่ายดังกล่าวได้อีกด้วย

ข้อที่ 8. ความปลอดภัยในการทำงาน และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ผู้รับจ้างจะต้องปฏิบัติตามพระราชบัญญัติ ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2554 พร้อมทั้งปฏิบัติตามคู่มือบริหารระบบการจัดการ และคู่มือความปลอดภัยในการทำงานของโรงไฟฟ้าบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด

ข้อที่ 9. เอกสารอันเป็นส่วนหนึ่งของสัญญา

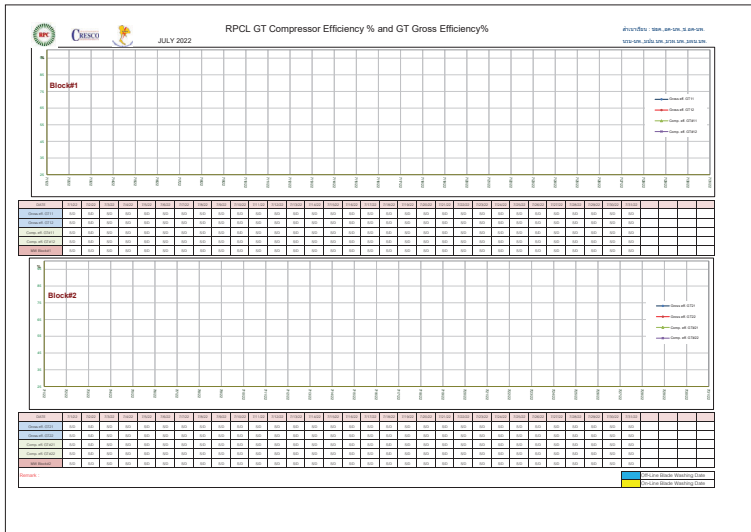
ผู้ว่าจ้างและผู้รับจ้างตกลงกันว่าเอกสารแนบท้ายสัญญาต่อไปนี้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญา

1. การศึกษาและจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการขยายโรงไฟฟ้า ราชบุรี 1,450 เมกะวัตต์ รายงานฉบับสมบูรณ์ (ฉบับหลัก)
2. ข้อกำหนดและรายละเอียดของงานจ้างที่ปรึกษาเพื่อปฏิบัติงานติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ในระยะดำเนินการของบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด

Ch. Uta

ภาคผนวก ค-1

ปริมาณการผลิตกระแสไฟฟ้า ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง
และปริมาณการระบายน้ำทิ้งลงสู่บ่อกักน้ำทิ้ง
(Wastewater Holding basin)



RATCHABURI POWER MONTHLY PERFORMANCE REPORT

Monthly: Aug 22

Duration: 1-Aug-22 31-Aug-22

ITEM	DESCRIPTION	CODE	UNIT	RP-C11	RP-C12	RP-C10	RP-C13	RP-C21	RP-C22	RP-C20	RP-C23	Total Plant
1	Gross Efficiency	-	%	29.98	27.46	-	44.45	-	-	-	-	43.43
2	Net Efficiency (DCS)	-	%	27.94	27.16	-	42.41	-	-	-	-	41.41
3	Net Efficiency (Rev. Meter & PTT)	-	%	28.64	27.83	-	43.47	-	-	-	-	43.47
4	Gross Heat Rate	-	kJ/kWh	12,009.00	13,108.34	-	8,093.21	-	-	-	-	8,288.32
5	Net Heat Rate (DCS)	-	kJ/kWh	12,883.68	13,257.18	-	8,488.55	-	-	-	-	8,693.20
6	Net Heat Rate (Rev. Meter & PTT)	-	kJ/kWh	12,570.17	12,934.59	-	8,282.00	-	-	-	-	8,282.00
7	Gross Maximum Capacity	GMC	MW	245.80	245.80	275.20	766.80	245.80	245.80	275.20	766.80	1,533.60
8	Net Contracted Capacity	NCC	MW	224.39	224.39	251.23	700.00	224.39	224.39	251.23	700.00	1,400.00
9	Gross Generation	GG	MWh	3,539.64	980.27	2,320.05	6,839.97	0.00	0.00	0.00	0.00	6,839.97
10	Output Factor	OF	%	64.14	21.27	37.02	39.17	0.00	0.00	0.00	0.00	-
11	Net Generation	NG	MWh	3,299.33	969.27	2,311.20	6,521.40	0.00	0.00	0.00	0.00	6,521.40
12	Net Generation (Rev. Meter)	NG	MWh	3,326.09	977.13	2,329.94	6,574.30	0.00	0.00	0.00	0.00	6,574.30
13	Dispatch Factor	DF	%	1.99	0.59	1.25	1.26	-	-	-	-	0.63
14	Station Service Power	-	MWh	240.31	11.01	-	318.56	0.00	0.00	-	-	318.56
15	Station Service Power Percentage	-	%	6.79	1.12	-	4.66	-	-	-	-	4.66
16	Period Hour	PH	Hr	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	-
17	Available Hour	AH	Hr	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	-
18	Availability Factor	AF	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-
19	Service Hour	SH	Hr	22.45	18.75	22.77	22.77	0.85	1.13	1.98	1.98	23.90
20	Service Factor	SF	%	3.02	2.52	3.06	3.06	0.11	0.15	0.27	0.27	-
21	Planned Outage Hour	POH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
22	Planned Outage Factor	POF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
23	Unplanned Outage Hour	UOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
24	Unplanned Outage Factor	UOF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
25	Maintenance Outage Hour	MOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
26	Forced Outage Hour	FOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
27	Equivalent Unit Derated Hour	EUHD	Hr	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
28	Equivalent Available Hour	EAH	Hr	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00
29	Equivalent Available Factor	EAF	%	-	-	-	100.00	-	-	-	-	100.00
30	Contract Available Factor (For EGAT PA)	-	%	-	-	-	100.00	-	-	-	-	100.00
31	Reliability Factor	RF	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-
32	Equivalent Operating Hour	EOH	Hr	62.00	66.00	-	-	41.00	41.00	-	-	-
33	Contract Available Hour	CAH	Hr	-	-	-	744.00	-	-	-	-	744.00
34	Fuel Gas Consumption	-	MMSCF	49.24	14.89	-	64.13	0.78	0.77	-	-	1.55
35	Fuel Oil Consumption	-	Ton	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00
36	Energy Consumption	-	MMBTU	40,289.34	12,179.22	-	52,469	638.59	626.35	-	-	1,265
37	Fuel Gas Energy Consumption (PTT)	-	MMBTU	35,627.80	11,579.24	-	51,607	626.99	614.96	-	-	1,242
38	Gross Fuel Cost Rate	-	\$/kWh	4.75	5.19	-	3.20	-	-	-	-	3.28
39	Net Fuel Cost Rate	-	\$/kWh	5.10	5.25	-	3.36	-	-	-	-	3.44
40	Gross Fuel Gas Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	3.20	-	-	-	-	3.28
41	Net Fuel Gas Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	3.36	-	-	-	-	3.44
42	Gross Fuel Oil Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	Net Fuel Oil Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	Net MWh sent out (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	6,574.30	-	-	-	-	6,574.30
45	Net MVAh sent out (revenue meter)	-	MVAh	-	-	-	92.80	-	-	-	-	92.80
46	Net MWh Import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	1,174.10	-	-	-	-	1,153.70
47	Net MVAh Import (revenue meter)	-	MVAh	-	-	-	642.4	-	-	-	-	797.6
48	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	Btu/SCF	818,184	-	-	-	-	-	-	-	1460
49	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	45,696	-	-	-	-	-	-	-	-
50	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-

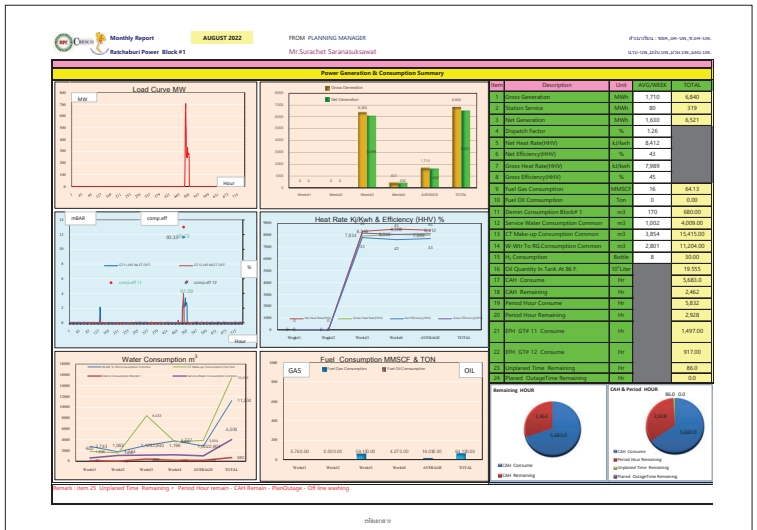
Remark : Item 28 Calculated Block % Contract Available Factor = (CAH / PH) * 100 Used for EGAT PA.

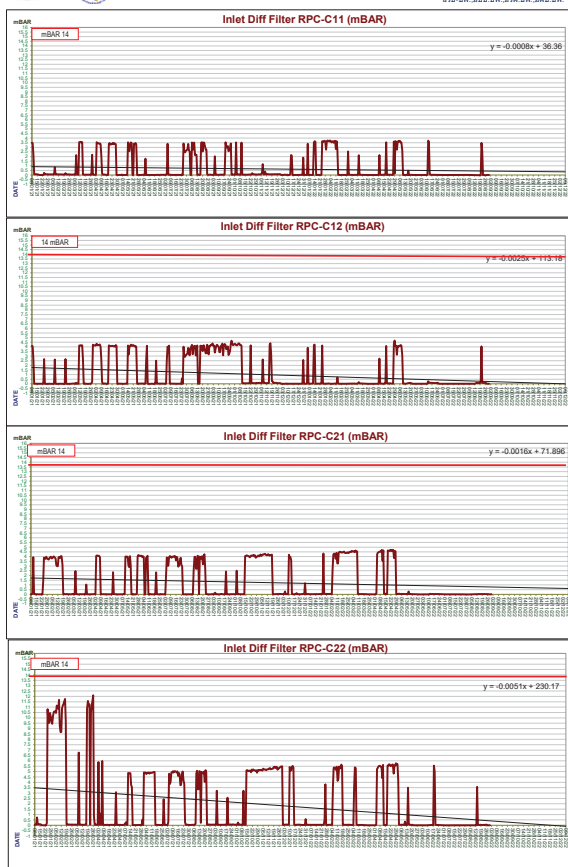
Dispatch factor calculation revised using net MWh from data GVR instead of net MWh from DCS and weight for each GT and ST (since Jan. 2013)

Reference : Operation and Maintenance Agreement Schedule 8, appendix 3

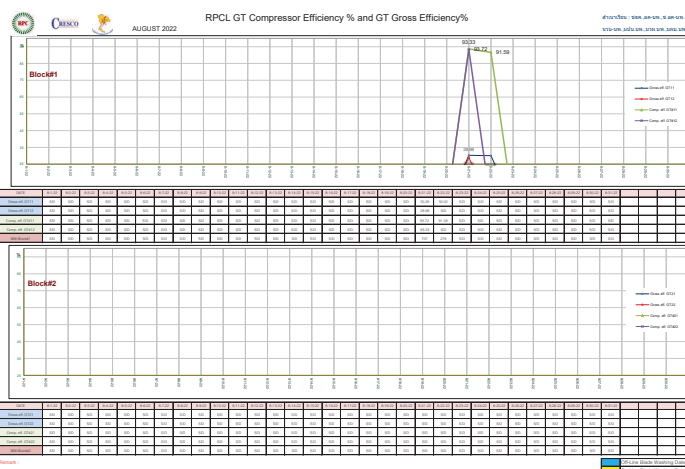
Efficiency Engineer

Reporter





Remark : Replace Air Inlet filter GT#11 (20 Nov 2019) , Brand : Freudenberg (Class E11) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7)
Replace Air Inlet filter GT#12 (18 Apr 2018) , Brand : Donaldson ; (Class E12D) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7) on 1 Jan 2021
Replace Air Inlet filter GT#21 (20 Feb 2020) , Brand : Freudenberg (Class E11) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7)
Replace Air Inlet filter GT#22 (17 Apr 2021) , Brand : Nordic ; (HEPA) (Class E11) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7) on 28 Jul 2020



RATCHABURI POWER MONTHLY PERFORMANCE REPORT

										Monthly		30-Sep-22
										1-Sep-22	30-Sep-22	
ITEM	DESCRIPTION	CODE	UNIT	RP-C11	RP-C12	RP-C10	RP-CC1	RP-C21	RP-C22	RP-C20	RP-CC2	Total Plant
1	Gross Efficiency	-	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Net Efficiency (DC)	-	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Net Efficiency (Rev. Meter & PTT)	-	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Gross Heat Rate	-	kJ/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Net Heat Rate (DC)	-	kJ/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Net Heat Rate (Rev. Meter & PTT)	-	kJ/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Gross Maximum Capacity	GAC	MW	245.80	245.80	275.20	766.80	245.80	245.80	275.20	766.80	1,533.62
8	Net Contracted Capacity	NCC	MW	224.39	224.39	251.23	700.00	224.39	224.39	251.23	700.00	1,400.00
9	Gross Generation	GG	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Output Factor	OF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
11	Net Generation	NG	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Net Generation (Rev. Meter)	NR	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	Dispatch Factor	DF	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Station Service Power	-	MWh	0.00	0.00	-	1,201.23	0.00	0.00	-	1,157.24	2358.46
15	Station Service Power Percentage	-	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Service Hour	PH	Hr	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	-
17	Available Hour	AH	Hr	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	-
18	Availability Factor	AF	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-
19	Service Hour	SH	Hr	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	0.90	1.99	1.91	1.93
20	Service Factor	SF	%	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.13	0.27	0.27	-
21	Planned Outage Hour	POH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
22	Planned Outage Factor	POF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
23	Unplanned Outage Hour	UOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
24	Unplanned Outage Factor	UOF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
25	Maintenance Outage Hour	MCH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
26	Forced Outage Hour	FCH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
27	Equivalent Unit Deraled Hour	EUDH	Hr	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
28	Equivalent Available Hour	EAH	Hr	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00
29	Equivalent Available Factor	EAF	%	-	-	-	100.00	-	-	-	100.00	-
30	Contract Available Factor (For EGAT PA)	-	%	-	-	-	100.00	-	-	-	100.00	-
31	Reliability Factor	RF	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-
32	Equivalent Operating Hour	EOH	Hr	41.00	41.00	-	-	40.00	40.00	-	-	720.00
33	Contract Available Hour	CAH	Hr	-	-	-	720.00	-	-	-	-	720.00
34	Fuel Gas Consumption	-	MMSCF	0.77	0.76	-	1.53	0.78	0.77	-	1.54	3.07
35	Fuel Oil Consumption	-	Ton	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00
36	Energy Consumption	-	MMBTU	632.50	619.55	-	1,252	636.80	627.86	-	1,265	2,517
37	Fuel Gas Energy Consumption (PTT)	-	MMBTU	544.51	533.36	-	1,078	548.42	540.72	-	1,089	2,167
38	Gross Fuel Cost Rate	-	\$/MMBtu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	Net Fuel Cost Rate	-	\$/MMBtu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Gross Fuel Gas Cost Rate	-	\$/MMBtu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	Net Fuel Gas Cost Rate	-	\$/MMBtu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	Gross Fuel Oil Cost Rate	-	\$/MMBtu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	Net Fuel Oil Cost Rate	-	\$/MMBtu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	Net MWh sent out (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	0.00	-	-	-	0.00	0.00
45	Net MVAh sent out (revenue meter)	-	MVAh	-	-	-	0.00	-	-	-	0.00	0.00
46	Net MWh import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	1,344.60	-	-	-	1,100.61	2,245.21
47	Net MVAh import (revenue meter)	-	MVAh	-	-	-	590.09	-	-	-	762.289	1,352.368
48 SOLAR GENERATE POWER (Inverter)												
				MWh		\$/MWh						
				119.1514		\$/MWh				541.24	Bahr/MMBtu	113.268
				45876						28.179		

Remark: - item 28 Calculated Block % Contract Available Factor = $(CAH / PH) * 100$ Used for EGAT PA.
 - Dispatch factor calculation revised using net MWh from each GT instead of net MWh from DCS and weight for each GT and ST (since Jan. 2013)
 Reference : Operation and Maintenance Agreement, Schedule B, appendix 3

Reference : Operation and Maintenance Agreement, Schedule 8, appendix 3

Efficiency Engineer Reporter

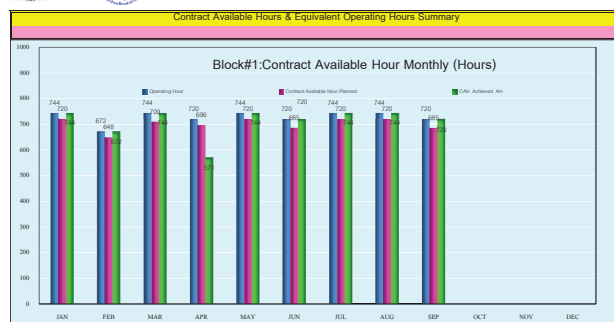
Reporters

Monthly Report

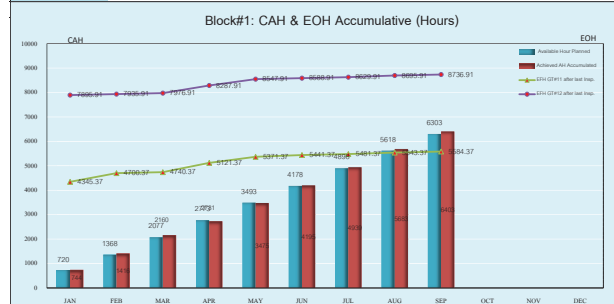
SEPTEMBER
2022

FROM PLANNING MANAGER
Mr Surachet Saranasuksawat

שאלה 2008-20-17, 2008-20-18



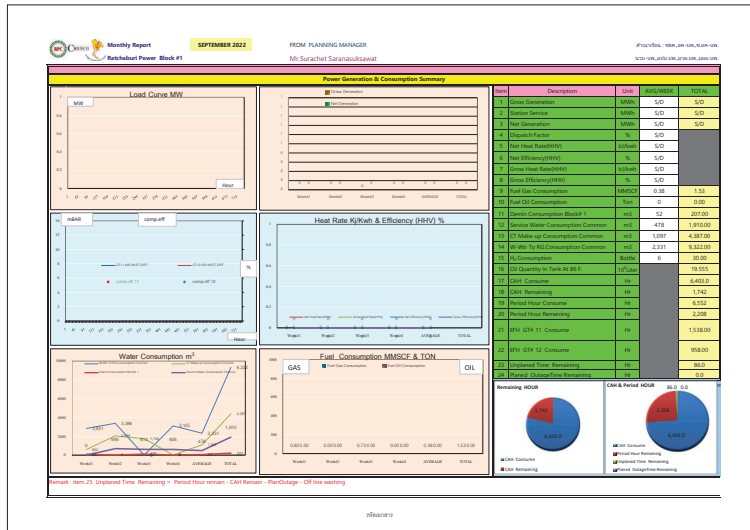
HOURS	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN SEP
Operating Hour	744	672	744	720	744	720	744	744	720				6552
Contract Available Hour Planned	720	648	709	696	720	685	720	720	685				6303
CAH Achieved AH	744	672	744	571	744	720	744	744	720				6403
BFH OT#11	299	355	40	381	250	70	40	62	41				1538
BFH OT#12	117	40	41	311	260	41	41	66	41				958



Accumulative Hours	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
Operating Hours	744	1416	2160	2880	3424	4384	5088	5824	6552			
Available Hours (Normal)	744	1368	2072	2772	3408	4144	4880	5616	6352			
CAH Achieved - AWH	744	1416	2160	2772	3472	4176	5392	5663	6403			
EFH CTR#1	80304.78	81293.76	81333.78	81174.48	81964.78	82034.78	82074.78	82136.78	82177.78			
EFH CTR#1 after last trip	4345.37	4700.37	4740.37	5212.37	5271.37	5417.37	5481.37	5537.37	5578.37			
EFH CTR#2	85322.09	85302.09	85343.09	85544.09	85914.09	85955.09	85996.09	86022.09	86103.09			
EFH CTR#2 after last trip	7895.91	7935.91	7975.91	8287.91	8247.91	8588.91	8629.91	8665.91	8731.91			

Reference : RPCL 7 Years Planned Review 01/2017 (20 Jul 2017)

Remark -

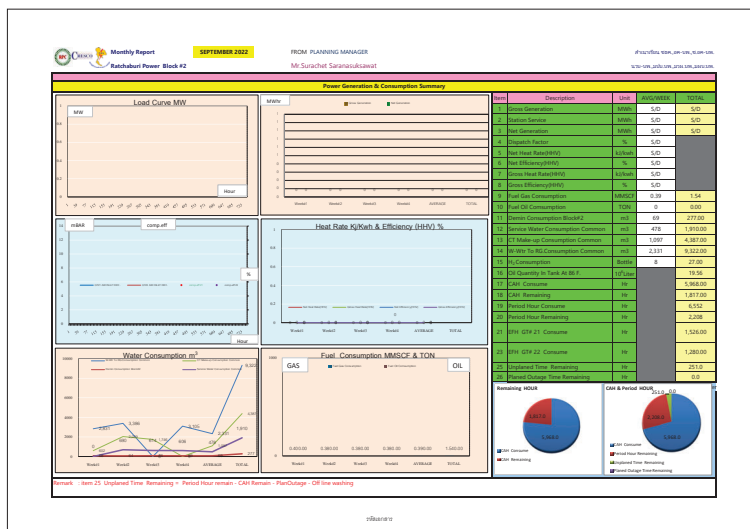


Plant & Balance of Plant Condition Summary					
Item	Description	Unit	AVERAGE	MAX	CRITICAL
1	GT#11 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
2	GT#12 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
3	Condenser Inlet Temp.	C	S/D	S/D	Diff.<9 -10 C
4	Condenser Outlet Temp.	C	S/D	S/D	
5	Sum of current CT fan	A	S/D	S/D	3,798
6	CT make up pump A Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
7	CT make up pump B Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
8	CT make up Cleaning Strainer	Time	S/D	S/D	2
9	Auxiliary CWP A Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
10	Auxiliary CWP B Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
11	Auxiliary CWP C Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
12	Close Cooling water Inlet Temp.	C	S/D	S/D	42
13	Close Cooling water Outlet Temp.	C	S/D	S/D	38
14	Service Water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	300
15	Circulating water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	<1600
16	Boiler Make up WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
17	Cond.water CEP Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
18	Treated waste WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	2,000
19	Service Water pH	pH	S/D	S/D	-
20	Circulating water pH	pH	S/D	S/D	8.0-8.5
21	Cond.water CEP pH	pH	S/D	S/D	9.3-10.2
22	Treated waste WTR pH	pH	S/D	S/D	6.5-8.5
23	Turbidity of CW Basin	NTU	S/D	S/D	20
HRSG #11 Emission Value @ 7%O ₂ 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
24	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
25	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
26	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
27	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)
HRSG #12 Emission Value @ 7%O ₂ 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
28	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
29	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
30	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
0	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)

Remark : Item 23 Upstream Time Remaining - Period (hour remain) - Cdn Remain - Plant Outage - 22 (hr) working

รหัสเอกสาร

แก้ไขครั้งที่ 01

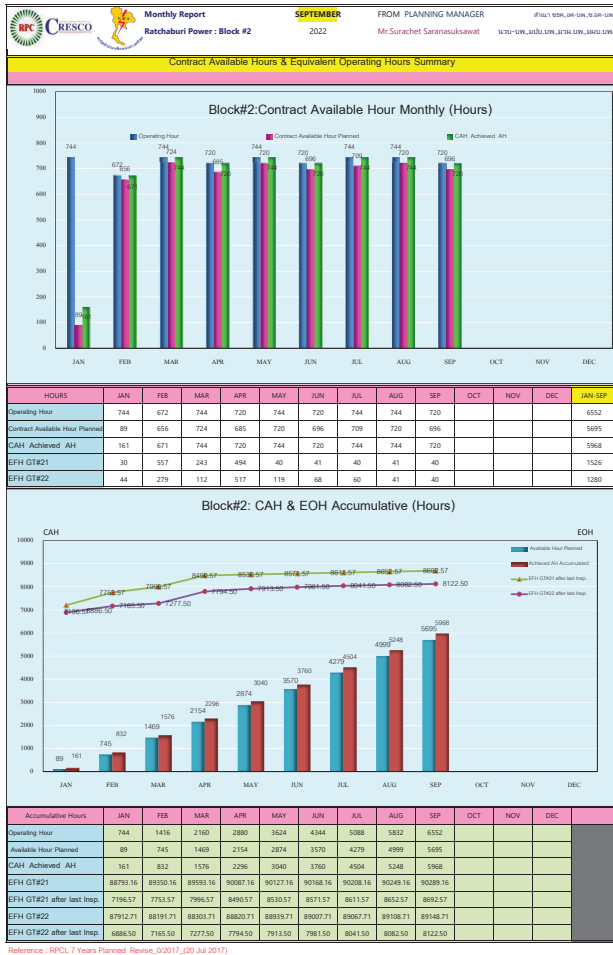


Plant & Balance of Plant Condition Summary					
Item	Description	Unit	AVERAGE	MAX	CRITICAL
1	GT#21 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
2	GT#22 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
3	Condenser Inlet Temp.	C	S/D	S/D	Diff.<9 -10 C
4	Condenser Outlet Temp.	C	S/D	S/D	
5	Sum of current CT fan	A	S/D	S/D	3,798
6	CT make up pump A Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
7	CT make up pump B Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
8	CT make up Cleaning Strainer	Time	S/D	S/D	2
9	Auxiliary CWP A Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
10	Auxiliary CWP B Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
11	Auxiliary CWP C Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
12	Close Cooling water Inlet Temp.	C	S/D	S/D	42
13	Close Cooling water Outlet Temp.	C	S/D	S/D	38
14	Service Water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	300
15	Circulating water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	<1600
16	Boiler Make up WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
17	Cond.water CEP Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
18	Treated waste WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	2,000
19	Service Water pH	pH	S/D	S/D	-
20	Circulating water pH	pH	S/D	S/D	8.0-8.5
21	Cond.water CEP pH	pH	S/D	S/D	9.3-10.2
22	Treated waste WTR pH	pH	S/D	S/D	6.5-8.5
23	Turbidity of CW Basin	NTU	S/D	S/D	20
HRSG #21 Emission Value @ 7%O ₂ 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
24	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
25	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
26	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
27	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)
HRSG #22 Emission Value @ 7%O ₂ 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
28	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
29	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
30	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
0	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)

Remark : Item 23 Upstream Time Remaining - Period (hour remain) - Cdn Remain - Plant Outage - 22 (hr) working

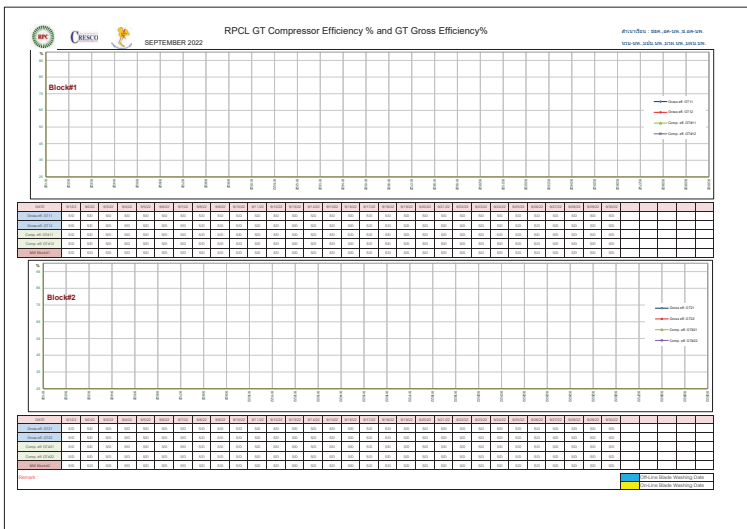
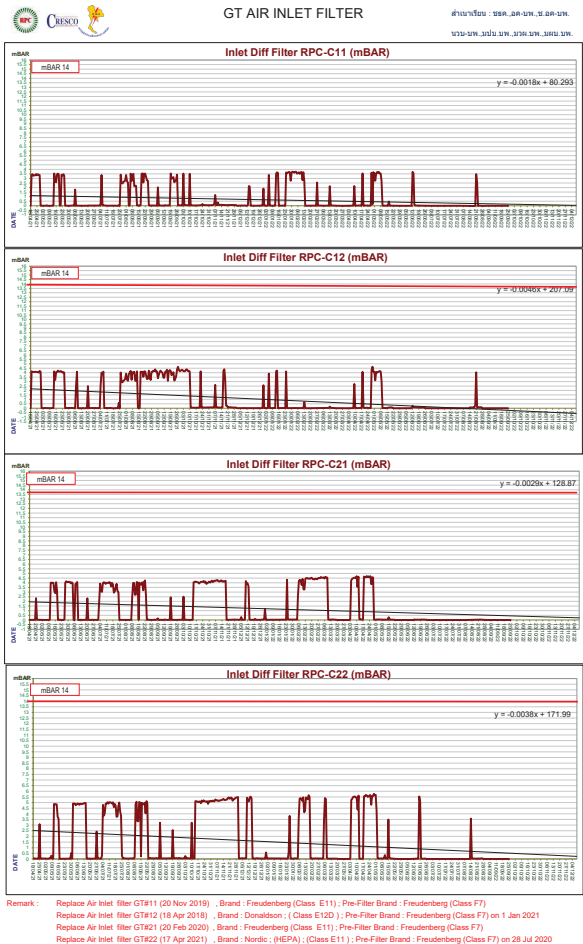
รหัสเอกสาร

แก้ไขครั้งที่ 01



รศ.ดร.สุรชัช

หน้า 1 จาก 1



RATCHABURI POWER MONTHLY PERFORMANCE REPORT										
Monthly:										Oct-22
Duration:										1-Oct-22
										31-Oct-22
ITEM	DESCRIPTION	CODE	UNIT	RP-C11	RP-C12	RP-C10	RP-C11	RP-C21	RP-C22	Total Plant
1	Gross Efficiency	-	%	-	-	-	-	-	-	-
2	Net Efficiency (DCS)	-	%	-	-	-	-	-	-	-
3	Net Efficiency (Rev. Meter & PTT)	-	%	-	-	-	-	-	-	-
4	Gross Heat Rate	-	kJ/kWh	-	-	-	-	-	-	-
5	Net Heat Rate (DCS)	-	kJ/kWh	-	-	-	-	-	-	-
6	Net Heat Rate (Rev. Meter & PTT)	-	kJ/kWh	-	-	-	-	-	-	-
7	Gross Maximum Capacity	GMC	MW	245.80	245.80	275.20	766.80	245.80	245.80	1,533.60
8	Net Contracted Capacity	NCC	MW	224.39	224.39	251.23	700.00	224.39	224.39	1,400.00
9	Gross Generation	GG	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Output Factor	OF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	Net Generation	NG	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Net Generation (Rev. Meter)	NG	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	Dispatch Factor	DF	%	-	-	-	-	-	-	-
14	Station Service Power	-	MWh	0.00	0.00	-	1,205.21	0.00	0.00	1,205.21
15	Station Service Power - Percentage	-	%	-	-	-	100.00	-	-	100.00
16	Period Hour	PH	Hr	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00
17	Available Hour	AH	Hr	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00
18	Availability Factor	AF	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
19	Service Hour	SH	Hr	1.62	1.62	1.62	1.14	1.08	2.22	2.70
20	Service Factor	SF	%	0.22	0.22	0.22	0.15	0.15	0.30	0.30
21	Planned Outage Hour	POH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	Planned Outage Factor	POF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	Unplanned Outage Hour	UOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	Unplanned Outage Factor	UOF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	Maintenance Outage Hour	MOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	Forced Outage Hour	FOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	Equivalent Unit Deteriorated Hour	EUDH	Hr	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000
28	Equivalent Available Hour	EAH	Hr	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00
29	Equivalent Available Factor	EAF	%	-	-	-	-	-	-	-
30	Contract Available Factor (For EGAT PA)	-	%	-	-	-	100.00	-	-	100.00
31	Reliability Factor	RF	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
32	Equivalent Operating Hour	EOH	Hr	60.00	61.00	-	61.00	41.00	-	162.00
33	Contract Available Hour	CAH	Hr	-	-	-	744.00	-	-	744.00
34	Fuel Gas Consumption	-	MMSCF	1.12	1.15	-	2.27	1.15	0.76	1.91
35	Fuel Oil Consumption	-	Ton	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00
36	Energy Consumption	-	MMBTU	920.89	947.73	-	1,869	948.05	623.75	1,572
37	Fuel Gas Energy Consumption (PTT)	-	MMBTU	797.60	820.84	-	1,618	821.24	540.32	1,362
38	Gross Fuel Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-
39	Net Fuel Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-
40	Gross Fuel Gas Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-
41	Net Fuel Gas Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-
42	Gross Fuel Oil Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-
43	Net Fuel Oil Cost Rate	-	\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-
44	Net MWh sent out (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	0.00	-	-	0.00
45	Net MWh sent out (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	0.00	-	-	0.00
46	Net MWh Import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	1,155.62	-	-	1,155.62
47	Net MWh Import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	573.86	-	-	573.86
48	SOLAR GENERATE POWER (Inverter)	-	MWh	-	-	-	-	-	-	-
49	Fuel Gas Heating Value (HHVsat)	-	Btu/SCF	821.6756	-	-	-	-	-	821.6756
50	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	45896	-	-	-	-	-	45896
51	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
52	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
53	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
54	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
55	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
56	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
57	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
58	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
59	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
60	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
61	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
62	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
63	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
64	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
65	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
66	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
67	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
68	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
69	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
70	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
71	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
72	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
73	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
74	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
75	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
76	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
77	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
78	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
79	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
80	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
81	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
82	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
83	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
84	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
85	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
86	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
87	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
88	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
89	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
90	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
91	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
92	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
93	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
94	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
95	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
96	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
97	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
98	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
99	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-
100	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	\$/kg	-	-	-	-	-	-	-

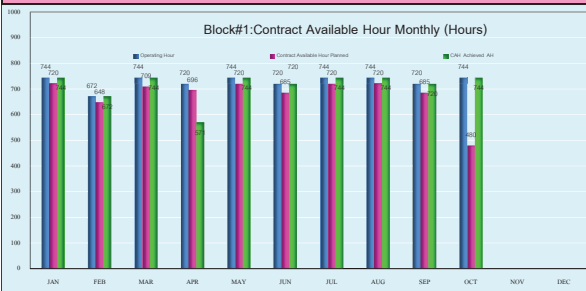
Remark : Item 28 Calculated Block % Contract Available Factor = (CAH / PH) * 100. Used for EGAT PA.
Dispatch Factor calculation revised using net MWh from data DPM instead of net MWh from DCS and weight for each GT and ST (since Jan. 2015)

Reference : Operation and Maintenance Agreement Schedule 8, appendix 3

Efficiency Engineer

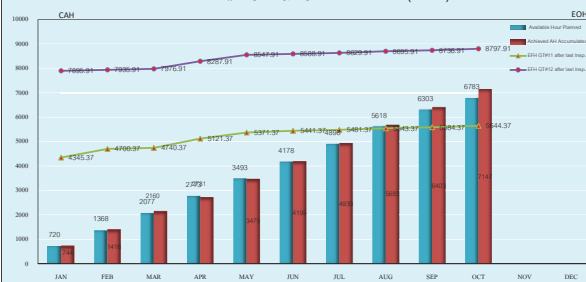
Reporter

Contract Available Hours & Equivalent Operating Hours Summary



HOURS	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN OCT
Operating Hour	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	7296
Contract Available Hour Planned	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	6783
CAH Achieved AH	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	7147
BFH GT#11	299	355	40	381	250	70	40	62	41	60			1988
BFH GT#12	117	40	41	311	260	41	41	66	41	61			1019

Block#1: CAH & EOH Accumulative (Hours)



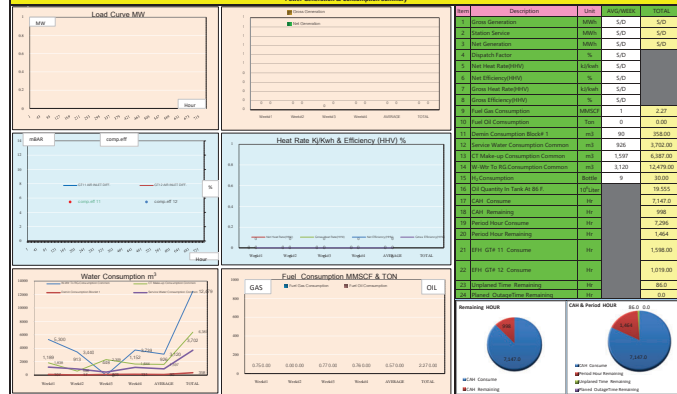
Accumulative Hours	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
Operating Hour	744	1488	2232	2976	3720	4464	5208	5952	6696	7440	8184	8928
Available Hour Planned	720	1440	2160	2880	3600	4320	5040	5760	6480	7200	7920	8640
CAH Achieved AH	744	1488	2232	2976	3720	4464	5208	5952	6696	7440	8184	8928
BFH GT#11	299	654	1059	1464	1869	2274	2679	3084	3489	3894	4299	4704
BFH GT#12	117	157	207	257	307	357	407	457	507	557	607	657

Reference : RPCL 7 Years Planned Revise, 10/2017 (20 Jul 2017)

Remark :

รหัสเอกสาร

วันที่ออกรายงาน



Reference : RPCL 7 Years Planned Revise, 10/2017 (20 Jul 2017)

รหัสเอกสาร

Plant & Balance of Plant Condition Summary

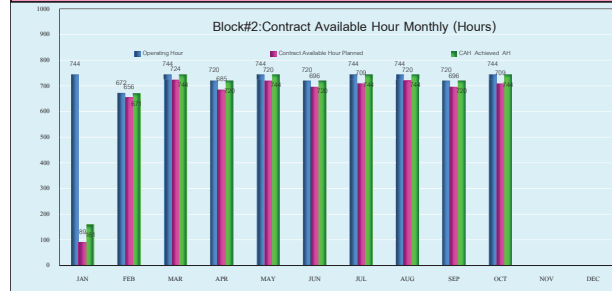
Item	Description	Unit	AVERAGE	MAX	CRITICAL
1	GT#11 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
2	GT#12 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
3	Condenser Inlet Temp.	C	S/D	S/D	Diff. <9 -10 C
4	Condenser Outlet Temp.	C	S/D	S/D	
5	Sum of current CT fan	A	S/D	S/D	3,798
6	CT make up pump A Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
7	CT make up pump B Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
8	CT make up Cleaning Strainer	Time	S/D	S/D	2
9	Auxiliary CWP A Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
10	Auxiliary CWP B Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
11	Auxiliary CWP C Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
12	Close Cooling water Inlet Temp.	C	S/D	S/D	42
13	Close Cooling water Outlet Temp.	C	S/D	S/D	38
14	Service Water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	300
15	Circulating water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	<1600
16	Boiler Make up WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
17	Cond.water CEP Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
18	Treated waste WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	2,000
19	Service Water pH	pH	S/D	S/D	-
20	Circulating water pH	pH	S/D	S/D	8.0-8.5
21	Cond.water CEP pH	pH	S/D	S/D	9.3-10.2
22	Treated waste WTR pH	pH	S/D	S/D	6.5-8.5
23	Turbidity of CW Basin	NTU	S/D	S/D	20
HRSG #11 Emission Value @ 7%O2 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
24	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
25	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
26	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
27	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)
HRSG #12 Emission Value @ 7%O2 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
28	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
29	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
30	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
0	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)

Reference : RPCL 7 Years Planned Revise, 10/2017 (20 Jul 2017)

รหัสเอกสาร

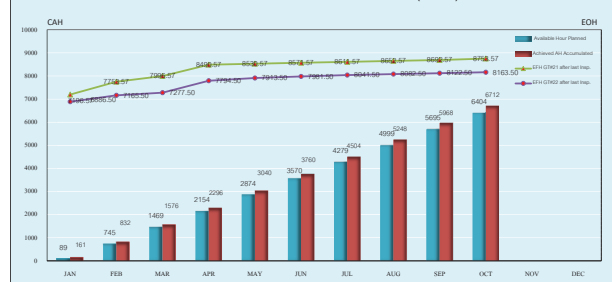
วันที่ออกรายงาน

Contract Available Hours & Equivalent Operating Hours Summary

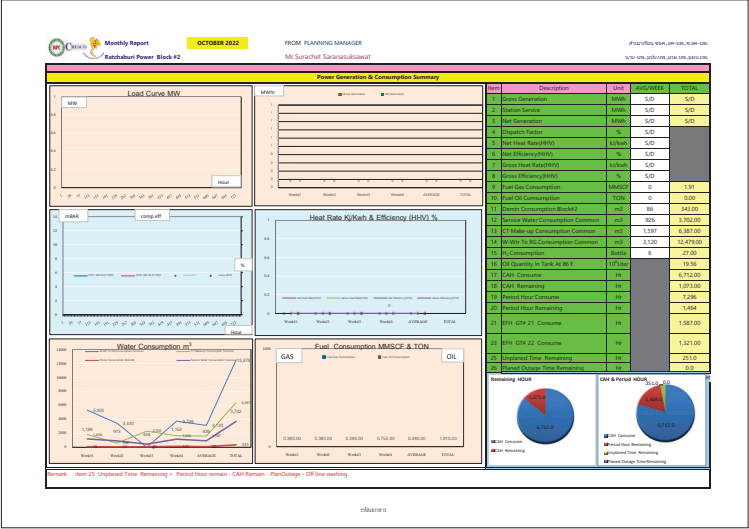


HOURS	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN OCT
Operating Hour	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	7296
Contract Available Hour Planned	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	6783
CAH Achieved AH	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	744	7147
BFH GT#21	30	557	243	494	40	41	40	41	40	61			1587
BFH GT#22	44	279	112	517	119	68	60	41	40	41			1321

Block#2: CAH & EOH Accumulative (Hours)



Accumulative Hours	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
Operating Hour	744	1416	2160	2880	3624	4344	5088	5832	6552	7296		
Available Hour Planned	89	745	5469	2154	2874	3570	4279	4999	5699	6404		
ACH Achieved	161	832	1676	2296	3040	3760	4504	5248	5968	6712		
EFW GT21	887916	893506	8999316	9008716	9012716	9016416	9020116	9023816	9027516	9031216		
EFW GT21 after last input	877916	773316	877616	840557	830357	821157	811957	802757	793557	784357		
EFW GT22	887917	881917	8880317	8882017	8889917	8900717	8906717	8912717	8918717	8924717		
EFW GT22 after last input	688610	716610	727710	779450	791310	798150	804150	809820	815470	821180		

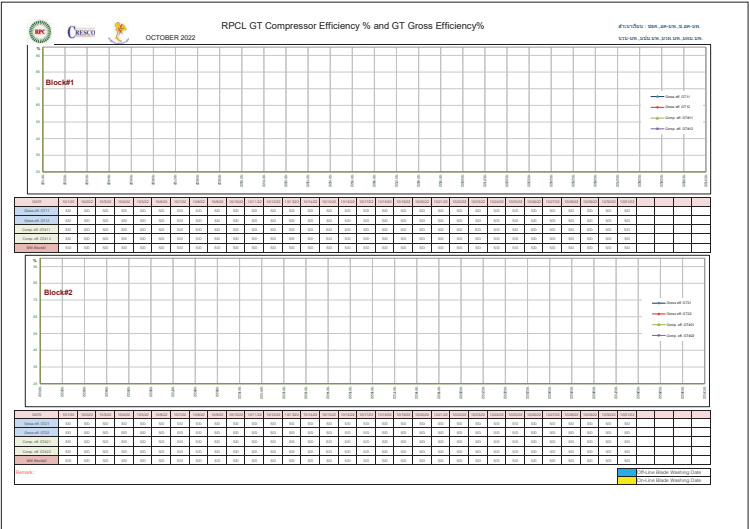
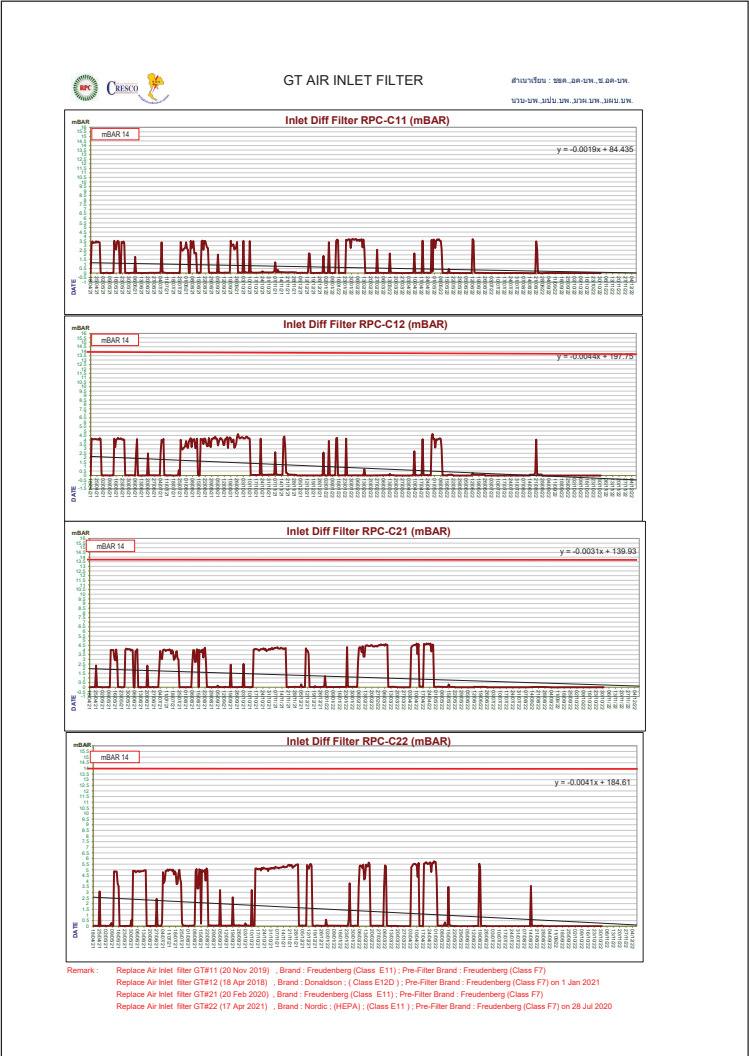


Monthly Report
Ratchaburi Power Block #2
OCTOBER 2022
FROM: PLANNING MANAGER
Mr.Surachet Saranasuksawat

Plant & Balance of Plant Condition Summary

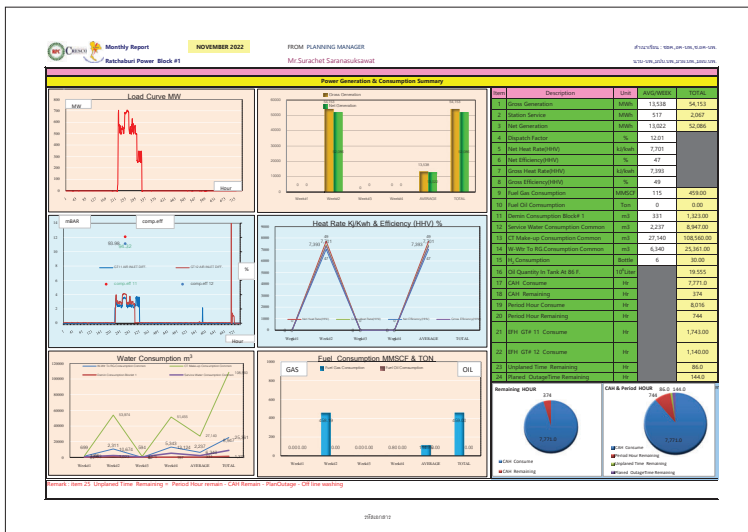
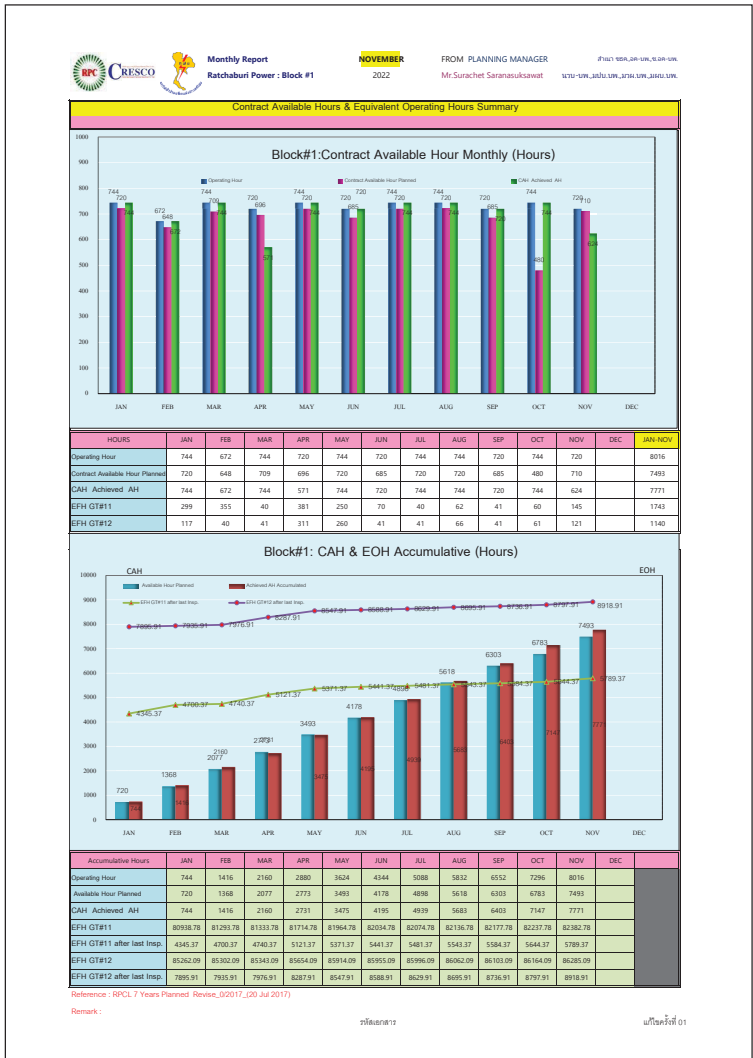
Item	Description	Unit	AVERAGE	MAX	CRITICAL
1	GT#21 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
2	GT#22 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	S/D	S/D	14
3	Condenser Inlet Temp.	C	S/D	S/D	Diff.<9 -10 C
4	Condenser Outlet Temp.	C	S/D	S/D	
5	Sum of current CT fan	A	S/D	S/D	3,798
6	CT make up pump A Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
7	CT make up pump B Diff. Pressure (common)	BAR	S/D	S/D	0.7
8	CT make up Cleaning Strainer	Time	S/D	S/D	2
9	Auxiliary CWP A Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
10	Auxiliary CWP B Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
11	Auxiliary CWP C Diff. Pressure	BAR	S/D	S/D	0.18
12	Close Cooling water Inlet Temp.	C	S/D	S/D	42
13	Close Cooling water Outlet Temp.	C	S/D	S/D	38
14	Service Water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	300
15	Circulating water Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	<1600
16	Boiler Make up WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
17	Cond.water CEP Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	-
18	Treated waste WTR Conductivity	uS/cm	S/D	S/D	2,000
19	Service Water pH	pH	S/D	S/D	-
20	Circulating water pH	pH	S/D	S/D	8.0-8.5
21	Cond.water CEP pH	pH	S/D	S/D	9.3-10.2
22	Treated waste WTR pH	pH	S/D	S/D	6.5-8.5
23	Turbidity of CW Basin	NTU	S/D	S/D	20
HRSG #21 Emission Value @ 7%O2 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
24	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
25	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
26	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
27	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)
HRSG #22 Emission Value @ 7%O2 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
28	NO _x	ppm	S/D	S/D	96 (152)
29	SO _x	ppm	S/D	S/D	18 (18.8)
30	CO	ppm	S/D	S/D	690 (690)
0	Opacity	%	S/D	S/D	20 (20)

Remark :



RATCHABURI POWER MONTHLY PERFORMANCE REPORT												
Monthly: Nov-22												
Duration: 1-Nov-22 30-Nov-22												
ITEM	DESCRIPTION	CODE	UNIT	RP-C11	RP-C12	RP-C10	RP-C11	RP-C21	RP-C22	Total Plant		
1	Gross Efficiency	-	%	31.64	31.49	-	48.89	31.28	31.13	-	49.12	49.01
2	Net Efficiency (DCS)	-	%	29.30	31.18	-	47.02	31.13	28.27	-	47.63	47.33
3	Net Efficiency (Rev. Meter & PTT)	-	%	33.75	35.91	-	54.16	35.74	32.46	-	54.70	54.43
4	Gross Heat Rate	-	kJ/kWh	11,377.27	11,430.98	-	7,363.28	11,508.28	11,564.62	-	7,528.67	7,460.71
5	Net Heat Rate (DCS)	-	kJ/kWh	12,285.32	11,544.78	-	7,655.51	11,565.45	12,734.59	-	7,557.77	7,606.71
6	Net Heat Rate (Rev. Meter & PTT)	-	kJ/kWh	10,666.92	10,023.93	-	6,647.02	10,071.62	11,089.75	-	6,581.58	6,634.39
7	Gross Maximum Capacity	GMC	MW	245.80	245.80	275.30	765.80	245.80	245.80	275.30	765.80	1,533.60
8	Net Contracted Capacity	NCC	MW	224.39	224.39	251.23	700.00	224.39	224.39	251.23	700.00	1,400.00
9	Gross Generation	GG	MWh	19,635.09	15,340.10	19,178.17	54,153.36	17,014.59	17,009.67	19,536.46	53,559.41	107,712.72
10	Output Factor	OF	%	76.26	76.44	66.53	67.42	72.65	72.48	73.82	72.64	-
11	Net Generation	NG	MWh	18,183.80	15,188.89	19,107.59	52,086.14	16,930.49	15,446.94	19,455.41	53,935.84	104,021.98
12	Net Generation (Rev. Meter)	NG	MWh	18,314.78	15,298.30	19,245.22	52,461.32	17,004.46	15,514.43	19,540.42	52,562.77	104,624.09
13	Dispatch Factor	DF	%	13.08	10.93	12.28	12.01	10.58	9.66	10.90	10.53	11.23
14	Station Service Power	-	MW	1,451.29	151.21	-	2,116.93	84.11	1,562.74	-	1,673.28	3,790.21
15	Station Service Power Percentage	-	%	7.39	0.99	-	3.91	0.49	9.19	-	3.12	3.52
16	Period Hour	PH	Hr	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	720.00	-
17	Available Hour	AH	Hr	624.00	624.00	624.00	624.00	720.00	720.00	718.00	720.00	-
18	Availability Factor	AF	%	86.67	86.67	86.67	86.67	100.00	100.00	99.72	100.00	-
19	Service Hour	SH	Hr	104.75	81.64	104.75	104.75	95.28	95.48	96.16	96.16	200.23
20	Service Factor	SF	%	14.55	11.34	14.55	14.55	13.23	13.26	13.36	13.36	-
21	Planned Outage Hour	POH	Hr	96.00	96.00	96.00	96.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
22	Planned Outage Factor	POF	%	13.33	13.33	13.33	13.33	0.00	0.00	0.00	0.00	-
23	Unplanned Outage Hour	UOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	-
24	Unplanned Outage Factor	UOF	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.00	-
25	Maintenance Outage Hour	MOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
26	Forced Outage Hour	FOH	Hr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	-
27	Equivalent Unit Derated Hour	EUDH	Hr	0.000	0.000	0.000	0.000	4.06	4.06	4.54	12.65	12.653
28	Equivalent Available Hour	EAH	Hr	624.00	624.00	624.00	624.00	715.94	715.94	713.46	707.35	665.67
29	Equivalent Available Factor	EAF	%	-	-	-	86.67	-	-	-	98.24	-
30	Contract Available Factor (For EGAT PA)	CAF	%	-	-	-	86.67	-	-	-	100.00	-
31	Reliability Factor	RF	%	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	97.96	100.00	-
32	Equivalent Operating Hour	EOH	Hr	145.00	121.00	-	624.00	115.00	218.00	-	-	-
33	Contract Available Hour	CAH	Hr	-	-	-	624.00	-	-	-	720.00	-
34	Fuel Gas Consumption	-	MMSCF	257.15	201.85	-	459.00	225.40	226.43	-	451.83	910.82
35	Fuel Oil Consumption	-	Ton	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00
36	Energy Consumption	-	MMBTU	211,736.41	166,201.90	-	377,938	185,590.80	186,445.52	-	372,036	749,975
37	Fuel Gas Energy Consumption (PTT)	-	MMBTU	185,167.70	145,346.86	-	330,515	162,325.43	163,073.00	-	325,398	655,933
38	Gross Fuel Cost Rate	-	Baht/kWh	5.59	5.62	-	3.62	5.66	5.68	-	3.60	3.61
39	Net Fuel Cost Rate	-	Baht/kWh	6.04	5.67	-	3.76	5.68	6.26	-	3.71	3.74
40	Gross Fuel Gas Cost Rate	-	Baht/kWh	-	-	-	3.62	-	-	-	3.60	3.61
41	Net Fuel Gas Cost Rate	-	Baht/kWh	-	-	-	3.76	-	-	-	3.71	3.74
42	Gross Fuel Oil Cost Rate	-	Baht/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	Net Fuel Oil Cost Rate	-	Baht/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	Net MWh sent out (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	52,461.32	-	-	-	52,362.77	104,624.09
45	Net MWh sent out (invernum meter)	-	MWh	-	-	-	474.89	-	-	-	1,494.27	1,960.16
46	Net MWh Import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	885.75	-	-	-	887.29	1,773.04
47	Net MWh Import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	6388.334	-	-	-	4546.613	10934.947
48	SOLAR GENERATE POWER (Inverter)	MW										99.42
49	Fuel Gas Heating Value (HHV)		Btu/SCF	823,4016				Cost	518.49	Baht/MMBtu		
50	Fuel Oil Heating Value (HHV)		kJ/kg	45895.7				Cost	28,178	Baht/Liter		
Remark : Item 38 Calculated Block Contract Available Factor = (CAH / PH) * 100 Used for EGAT PA.												
Dispatch Factor Calculation (revised) used net MWh from dcs (DPS instead of net MWh from DCS) and weight for each GT and ST (since Jan. 2013)												
Reference : Operation and Maintenance Agreement, Schedule B, appendix 3												
Efficiency Engineer												

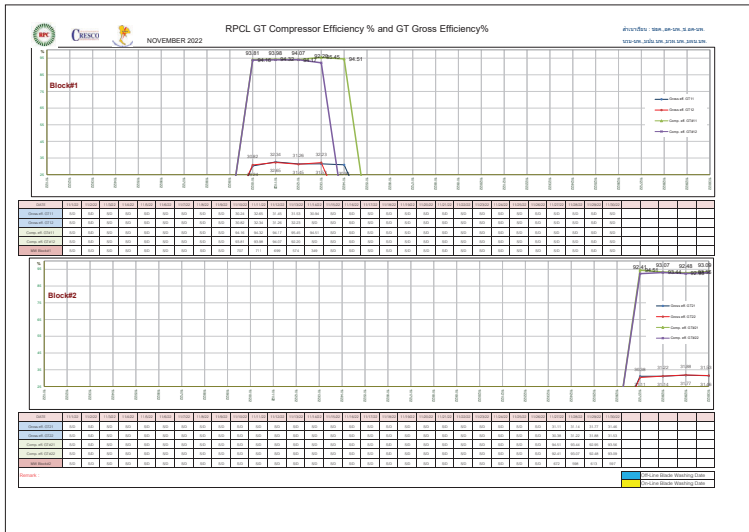
Remark : Item 28 Calculated Block % Contract Available Factor = CAH / PH * 100 used for EGAT PA.
 Dispatch factor calculation revised using net MWh from data. EOH instead of net MWh from DCS and weight for each GT and ST (since Jan. 2013)
 Reference : Operation and Maintenance Agreement, Schedule 5, appendix 3
 Efficiency Engineer Reporter



Monthly Report
Ratchaburi Power Block #1
NOVEMBER 2022
FROM PLANNING MANAGER
Mr.Surachet Saranasuksawat

Item	Description	Unit	AVERAGE	MAX	CRITICAL
1	GT#11 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	2.65	3.73	14
2	GT#12 Diff. Pressure Inlet Air Filter	mBAR	0.83	4.17	14
3	Condenser Inlet Temp.	C	27.60	31.36	
4	Condenser Outlet Temp.	C	30.56	40.40	Diff. <9 - 10 C
5	Sum of current CT fan	A	886.70	2,975.83	3,798
6	CT make up pump A Diff. Pressure (common)	BAR	0.01	0.03	0.7
7	CT make up pump B Diff. Pressure (common)	BAR	0.02	0.09	0.7
8	CT make up Cleaning Strainer	Time		0.00	2
9	Auxiliary CWP A Diff. Pressure	BAR	0.09	0.10	0.18
10	Auxiliary CWP B Diff. Pressure	BAR	0.09	0.10	0.18
11	Auxiliary CWP C Diff. Pressure	BAR	0.00	0.00	0.18
12	Close Cooling water Inlet Temp.	C	30.26	37.96	42
13	Close Cooling water Outlet Temp.	C	29.30	34.74	38
14	Service Water Conductivity	uS/cm	265.33	268.00	300
15	Circulating water Conductivity	uS/cm	1,324.00	1,324.00	<1600
16	Boiler Make up WTR Conductivity	uS/cm	0.77	0.77	-
17	Cond.water CEP Conductivity	uS/cm	17.43	17.43	-
18	Treated waste WTR Conductivity	uS/cm	1,308.00	1,308.00	2,000
19	Service Water pH	pH	7.88	7.89	-
20	Circulating water pH	pH	8.20	8.20	8.0-8.5
21	Cond.water CEP pH	pH	9.81	9.81	9.3-10.2
22	Treated waste WTR pH	pH	7.84	7.84	6.5-8.5
23	Turbidity of CW Basin	NTU	7.40	7.40	20
HRSG #11 Emission Value @ 7%O2 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
24	NO _x	ppm	57.07	90.62	96 (152)
25	SO _x	ppm	3.39	3.87	18 (18.8)
26	CO	ppm	5.68	8.49	690 (690)
27	Opacity	%	2.06	2.93	20 (20)
HRSG #12 Emission Value @ 7%O2 1 atm, 25 C.			AVERAGE	MAX	CRITICAL
28	NO _x	ppm	47.56	76.77	96 (152)
29	SO _x	ppm	2.15	2.73	18 (18.8)
30	CO	ppm	4.46	7.34	690 (690)
0	Opacity	%	1.83	2.34	20 (20)

รหัสเอกสาร : ๗1๓๖๓๐๑1



RATCHABURI POWER MONTHLY PERFORMANCE REPORT

Monthly: Dec-22

Duration: 1-Dec-22 31-Dec-22

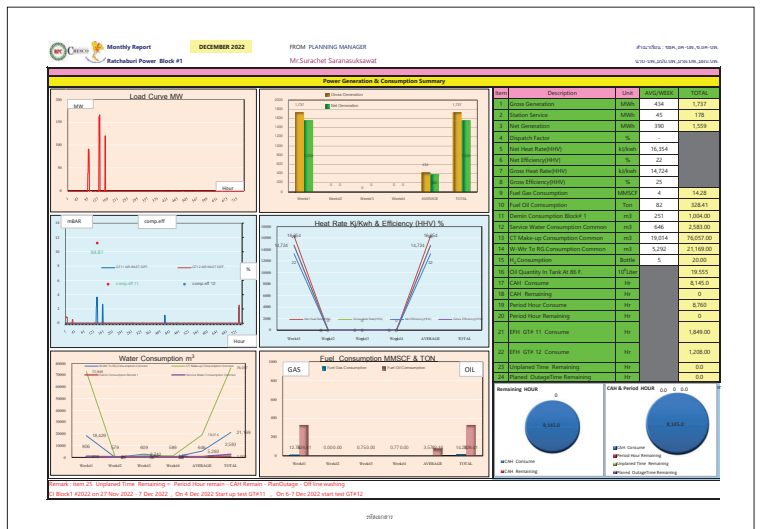
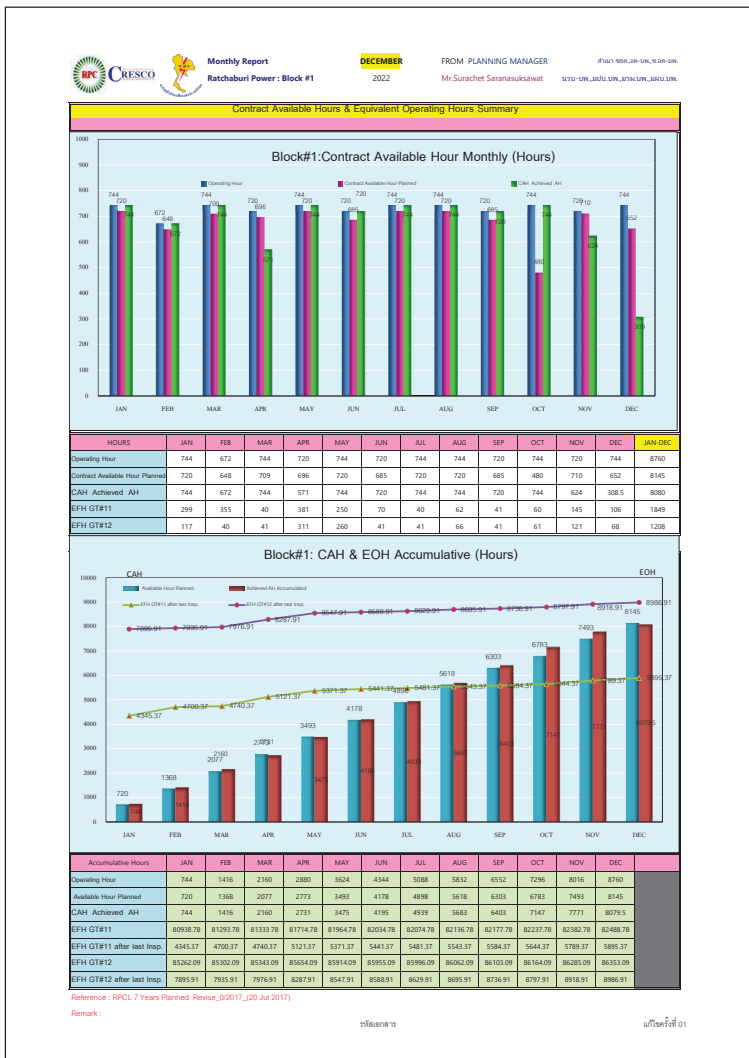
ITEM	DESCRIPTION	CODE	UNIT	RP-C11	RP-C12	RP-C10	RP-C11	RP-C21	RP-C22	RP-C20	RP-C22	Total Plant
1	Gross Efficiency	-	%	25.47	17.87	-	24.69	31.87	33.81	-	50.11	48.77
2	Net Efficiency (DCS)	-	%	25.09	15.65	-	22.16	31.71	31.21	-	48.51	47.10
3	Net Efficiency (Rev. Meter & PTT)	-	%	-	-	-	-	30.82	30.34	-	47.36	45.89
4	Gross Heat Rate	-	kJ/kWh	14,134.32	20,149.45	-	14,581.64	11,297.16	10,647.28	-	7,180.80	7,381.48
5	Net Heat Rate (DCS)	-	kJ/kWh	14,345.96	23,008.40	-	16,246.79	11,354.58	11,534.39	-	7,421.11	7,643.52
6	Net Heat Rate (Rev. Meter & PTT)	-	kJ/kWh	-	-	-	-	11,429.72	11,864.67	-	7,433.81	7,844.63
7	Gross Maximum Capacity	GMC	MW	245.80	245.80	275.20	766.80	245.80	245.80	275.20	766.80	1,533.60
8	Net Contracted Capacity	NCC	MW	234.39	234.39	251.23	700.00	234.39	234.39	251.23	700.00	1,400.00
9	Gross Generation	GG	MWh	1,171.79	435.31	130.27	1,737.37	28,830.29	11,450.53	22,042.88	63,235.29	64,072.66
10	Output Factor	OF	%	53.56	18.64	2.72	13.21	80.31	75.32	53.38	54.18	-
11	Net Generation	NG	MWh	1,154.50	381.22	129.54	1,559.30	28,684.48	10,569.87	21,965.75	60,316.74	61,876.04
12	Net Generation (Rev. Meter)	NG	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	28,646.83	10,556.00	21,936.92	60,237.56	60,237.56
13	Dispatch Factor	DF	%	-	-	-	-	27.46	12.65	18.78	20.56	11.84
14	Station Service Power	-	MWh	17.29	54.09	-	233.91	145.81	880.66	-	2,074.40	2308.31
15	Station Service Power Percentage	-	%	1.48	12.43	-	13.46	0.51	7.69	-	3.33	3.60
16	Period Hour	PH	HR	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	744.00	-
17	Available Hour	AH	HR	296.50	320.50	320.50	308.50	465.00	372.00	465.00	418.50	-
18	Availability Factor	AF	%	39.85	43.08	43.08	41.47	62.50	50.00	62.50	56.25	-
19	Service Hour	SH	HR	8.90	9.50	17.40	17.15	146.05	61.85	150.05	150.05	150.80
20	Service Factor	SF	%	1.20	1.28	2.34	2.31	19.63	8.31	20.17	20.17	-
21	Planned Outage Hour	POH	HR	144.00	144.00	144.00	144.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
22	Unplanned Outage Hour	UOH	HR	303.50	279.50	279.50	291.50	279.00	372.00	279.00	325.50	-
23	Unplanned Outage Factor	UOF	%	40.79	37.57	37.57	39.18	37.50	50.00	37.50	43.75	-
24	Maintenance Outage Hour	MOH	HR	303.50	279.50	279.50	291.50	279.00	279.00	279.00	279.00	-
25	Forced Outage Hour	FOH	HR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	93.00	0.00	46.50	-
26	Equivalent Unit Derated Hour	EUOH	HR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
27	Equivalent Available Hour	EAH	HR	296.50	320.50	320.50	308.50	465.00	372.00	465.00	418.50	363.50
28	Equivalent Available Factor	EAF	%	-	-	-	41.47	-	-	-	56.25	-
29	Contract Available Factor (For EGAT PA)	CAF	%	-	-	-	41.47	-	-	-	56.25	-
30	Reliability Factor	RF	%	2.85	3.29	5.86	5.56	34.36	14.26	34.97	31.55	-
31	Equivalent Operating Hour	EOH	HR	106.00	68.00	-	308.50	294.00	141.00	-	418.50	-
32	Contract Available Hour	CAH	HR	-	-	-	308.50	-	-	-	418.50	-
33	Fuel Gas Consumption	-	MMSCF	4.15	10.12	-	14.28	375.90	140.71	-	516.61	530.89
34	Fuel Oil Consumption	-	Ton	282.44	0.00	-	282.44	0.00	0.00	-	0.00	282.44
35	Energy Consumption	-	MMBTU	15,698.16	8,313.53	-	24,012	308,704.26	115,555.01	-	424,259	448,271
36	Fuel Gas Energy Consumption (PTT)	-	MMBTU	3,505.87	8,542.19	-	12,048	317,127.09	118,707.86	-	435,835	447,883
37	Gross Fuel Cost Rate	-	Banhs/kWh	9.57	8.46	-	8.57	4.74	4.47	-	3.01	3.16
38	Net Fuel Cost Rate	-	Banhs/kWh	9.72	9.66	-	9.55	4.77	4.84	-	3.11	3.28
39	Gross Fuel Gas Cost Rate	-	Banhs/kWh	-	-	-	6.39	-	-	-	3.01	3.01
40	Gross Fuel Oil Cost Rate	-	Banhs/kWh	-	-	-	7.19	-	-	-	3.11	3.12
41	Net Fuel Oil Cost Rate	-	Banhs/kWh	-	-	-	11.59	-	-	-	11.59	-
42	Net MWh sent out (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	0.00	-	-	-	60,237.56	60,237.56
43	Net MWh sent out (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	0.00	-	-	-	920.44	920.44
44	Net MWh Import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	1,066.18	-	-	-	958.49	2,024.67
45	Net MWh Import (revenue meter)	-	MWh	-	-	-	796.648	-	-	-	8236.806	9031.454
46	SOLAR GENERATE POWER (Inverter)	-	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	111.69
47	Fuel Gas Heating Value (HHV)out	-	821.2304	Btu/SCF	-	-	-	-	-	-	-	-
48	Fuel Oil Heating Value (HHV)	-	45895.7	kJ/kg	-	-	-	-	-	-	-	-
49	Fuel Gas Heating Value (HHV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Remark : Item 28 Calculated Block % Contract Available Factor = CAH / PH * 100 Used for EGAT PA.

Dispatch Factor calculation revealed using net MWh from data DTH Headed of net MWh from DCS and weight for each GT and ST (since Jan-2013)

Reference : Operation and Maintenance Agreement, Schedule 8, appendix 3

Efficiency Engineer Reporter



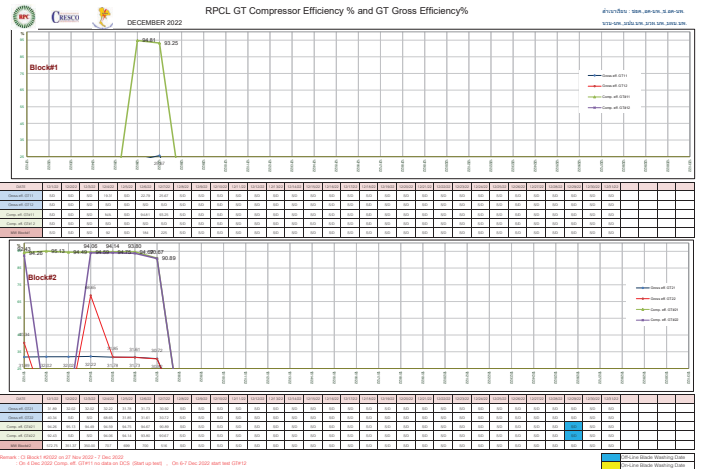


GT AIR INLET FILTER

شماره سند : ۱۵۸۴_۵۸-۵۸-۵۸
تاریخ : ۱۳۹۹/۰۵/۰۵



Remark : Replace Air Inlet filter GT#11 (20 Nov 2019) , Brand : Freudenberg (Class E11) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7)
Replace Air Inlet filter GT#12 (18 Apr 2018) , Brand : Donaldson ; (Class E12D) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7) on 1 Jan 2021
Replace Air Inlet filter GT#21 (20 Feb 2020) , Brand : Freudenberg (Class E11) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7)
Replace Air Inlet filter GT#22 (17 Apr 2021) , Brand : Nordic ; (HEPA) ; (Class E11) ; Pre-Filter Brand : Freudenberg (Class F7) on 28 Jul 2020



ภาคผนวก ง

โครงการศึกษาเพื่อสำรวจและวิเคราะห์สาเหตุและ
ปัจจัยที่ทำให้เกิดโอโซนในพื้นที่โดยรอบโรงไฟฟ้าราชบุรี



บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด

Ratchaburi Power Co.,Ltd.

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการศึกษาเพื่อสำรวจและวิเคราะห์สาเหตุและปัจจัยที่ทำให้เกิดโอโซน
ในพื้นที่โดยรอบโรงไฟฟ้าราชบุรีและพื้นที่จังหวัดราชบุรี



บริษัท ซีคอต จำกัด

กรกฎาคม 2551