

ภาคผนวก ข-3

บันทึกเรื่องร้องเรียน ระหว่างเดือนก.ค.-ธ.ค. 66



ตารางบันทึกข้อร้องเรียนผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี 2566

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

Jul-66

ลำดับที่	วันที่	ประเภทข้อร้องเรียน	ผลกระทบที่ได้รับ	วิธีการแก้ไขปัญหา	สถานะการแก้ไข

Aug-66

ลำดับที่	วันที่	ประเภทข้อร้องเรียน	ผลกระทบที่ได้รับ	วิธีการแก้ไขปัญหา	สถานะการแก้ไข

Sep-66

ลำดับที่	วันที่	ประเภทข้อร้องเรียน	ผลกระทบที่ได้รับ	วิธีการแก้ไขปัญหา	สถานะการแก้ไข

Oct-66

ลำดับที่	วันที่	ประเภทข้อร้องเรียน	ผลกระทบที่ได้รับ	วิธีการแก้ไขปัญหา	สถานะการแก้ไข

Nov-66

ลำดับที่	วันที่	ประเภทข้อร้องเรียน	ผลกระทบที่ได้รับ	วิธีการแก้ไขปัญหา	สถานะการแก้ไข

Dec-66

ลำดับที่	วันที่	ประเภทข้อร้องเรียน	ผลกระทบที่ได้รับ	วิธีการแก้ไขปัญหา	สถานะการแก้ไข

ภาคผนวก ข-4

สำเนาหนังสือนำเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ 1/2566



ที่ NPS SHEQ-244/2566

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)
206 หมู่ 4 ตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ
จังหวัดปราจีนบุรี

วันที่ 27 กรกฎาคม 2566

เรื่อง ขอส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ระยะดำเนินการ ของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

เรียน เลขาธิการสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ระยะดำเนินการ ของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566 จำนวน 3 ชุด
2. แผ่นซีดีรอมที่บรรจุไฟล์รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ จำนวน 3 แผ่น

ตามที่ โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) สถานะภาพโครงการระยะดำเนินการ เลขที่ใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน กกพ 01-1(3)/52-029 ลงวันที่ 20 สิงหาคม พ.ศ. 2552 จะต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และบริษัทฯ ต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าว โดยสรุปให้หน่วยงานราชการฯ ทราบทุก 6 เดือน

ในการนี้ บริษัทฯ ได้จัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า แล้วเสร็จตามสิ่งที่ส่งมาด้วย จึงขอส่งรายงานดังกล่าวให้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เพื่อพิจารณาและโปรดรวบรวมรายงานฯ ส่งให้สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จังหวัดปราจีนบุรี และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมต่อไป

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ



ผู้จัดการฝ่ายสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และอาชีวอนามัย

ผู้รับมอบอำนาจ

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

หน่วยงานสิ่งแวดล้อม

ได้รับหนังสือฉบับนี้แล้ว

27 / ก.ค. / 2566

ที่ NPS SHEQ-245/2566

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)
206 หมู่ 4 ตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ
จังหวัดปราจีนบุรี

วันที่ 27 กรกฎาคม 2566

เรื่อง นำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เรียน ผู้อำนวยการกองบริการงานอนุญาตโรงงาน 2 กรมโรงงานอุตสาหกรรม

สิ่งที่ส่งมาด้วย รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ระยะดำเนินการของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เนื่องด้วยบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) จะต้องดำเนินการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม และปฏิบัติตามมาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และบริษัทฯ ต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าว โดยสรุปให้กรมโรงงานอุตสาหกรรม จังหวัดปราจีนบุรี และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ทราบทุก 6 เดือน

ทั้งนี้บริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าวอย่างสม่ำเสมอ และเพื่อให้เป็นไปตามระเบียบที่กำหนด บริษัทฯ จึงขอ นำส่งผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566 ซึ่งมีรายละเอียดตามที่ส่งมาด้วย และนำส่งเลขที่การสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, อุตสาหกรรมจังหวัดปราจีนบุรี, นายอำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี และองค์การบริหารส่วนตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี ทราบด้วยเช่นกัน

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ



ผู้จัดการฝ่ายสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และอาชีวอนามัย

ผู้รับมอบอำนาจ

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

หน่วยงานสิ่งแวดล้อม

(นางสาวกัญจวรรณ น้อยพยัคฆ์)
นักจัดการงานทั่วไปชำนาญการพิเศษ
๒๗ ก.ค. ๒๕๖๖

ที่ NPS SHEQ-246/2566

บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)
206 หมู่ 4 ตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ
จังหวัดปราจีนบุรี

วันที่ 27 กรกฎาคม 2566

เรื่อง นำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เรียน นายอำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี

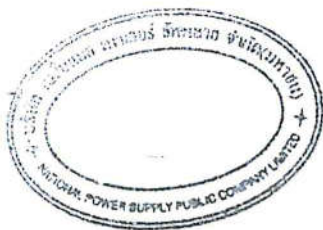
สิ่งที่ส่งมาด้วย รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ระยะดำเนินการของบริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เนื่องด้วยบริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) จะต้องดำเนินการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม และปฏิบัติตามมาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และบริษัทฯ ต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าว โดยสรุปให้กรมโรงงานอุตสาหกรรม จังหวัดปราจีนบุรี และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ทราบทุก 6 เดือน

ทั้งนี้บริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าวอย่างสม่ำเสมอ และเพื่อให้เป็นไปตามระเบียบที่กำหนด บริษัทฯ จึงขอส่งผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ของบริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566 ซึ่งมีรายละเอียดตามที่ส่งมาด้วยและนำส่งเลขานุการสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, ผู้อำนวยการกองบริการงานอนุญาตโรงงาน 2 กรมโรงงานอุตสาหกรรม, อุตสาหกรรมจังหวัดปราจีนบุรี และองค์การบริหารส่วนตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี ทราบด้วยเช่นกัน

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ



ผู้จัดการฝ่ายสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และอาชีวอนามัย

ผู้รับมอบอำนาจ

บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

หน่วยงานสิ่งแวดล้อม



Handwritten signature and date: 15. 6

สำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัดปทุมธานี
เลขที่รับ.....๒๕๔๓
วันที่.....๒๗.๐๓.๒๕๖๖
เวลา.....

ที่ NPS SHEQ-247/2566

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)
206 หมู่ 4 ตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ
จังหวัดปราจีนบุรี

วันที่ 27 กรกฎาคม 2566

เรื่อง นำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เรียน อุตสาหกรรมจังหวัดปราจีนบุรี

สิ่งที่ส่งมาด้วย รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ระยะดำเนินการของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เนื่องด้วยบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) จะต้องดำเนินการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม และปฏิบัติตามมาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และบริษัทฯ ต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าว โดยสรุปให้กรมโรงงานอุตสาหกรรม จังหวัดปราจีนบุรี และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ทราบทุก 6 เดือน

ทั้งนี้บริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าวอย่างสม่ำเสมอ และเพื่อให้เป็นไปตามระเบียบที่กำหนด บริษัทฯ จึงขอส่งผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566 ซึ่งมีรายละเอียดตามที่ส่งมาด้วยและนำส่งเลขานุการสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, นายอำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี และองค์การบริหารส่วนตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี ทราบด้วยเช่นกัน
จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ



ผู้จัดการฝ่ายสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และอาชีวอนามัย

ผู้รับมอบอำนาจ

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

หน่วยงานสิ่งแวดล้อม



ที่ NPS SHEQ-248/2566

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)
206 หมู่ 4 ตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ
จังหวัดปราจีนบุรี

วันที่ 27 กรกฎาคม 2566

เรื่อง นำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เรียน นายกองค้การบริหารส่วนตำบลท่าตูม อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี

สิ่งที่ส่งมาด้วย รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ระยะดำเนินการของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566

เนื่องด้วยบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) จะต้องดำเนินการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม และปฏิบัติตามมาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และบริษัทฯ ต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าว โดยสรุปให้กรมโรงงานอุตสาหกรรม จังหวัดปราจีนบุรี และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ทราบทุก 6 เดือน

ทั้งนี้บริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าวอย่างสม่ำเสมอ และเพื่อให้เป็นไปตามระเบียบที่กำหนด บริษัทฯ จึงขอส่งผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการบริหารพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า ของบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2566 ซึ่งมีรายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วยและนำส่งเลขานุการสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, อุตสาหกรรมจังหวัดปราจีนบุรี และนายอำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี ทราบด้วยเช่นกัน

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ



ผู้จัดการฝ่ายสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และอาชีวอนามัย

ผู้รับมอบอำนาจ

บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

หน่วยงานสิ่งแวดล้อม

27/8.1 66

ภาคผนวก ข-5

ใบตรวจสอบคุณสมบัติของถ่านหิน



Report No : TCIS MN0120-2023

BANGKOK : August 23, 2023

SURVEY REPORT

THIS IS TO REPORT THAT we attended at NATIONAL POWER SUPPLY PCL, PRACHINBURI PROVINCE, THAILAND as requested from NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED for coal sampling and analysis.

We sampling was performed together with NPS at KOH SICHANG, CHONBURI PROVINCE, THAILAND during August 5 - 7, 2023 in order to carry out the following scope of Inspection as under: -

1. Sampling
2. Moisture determination and quality analysis

General Particulars (as declared)

SAMPLE DESCRIPTION (S)	: COAL (BHCV 0-50 MM.)
SAMPLE REFERENCE NO.	: Coal in MV EFFY N
PO NO.	: Lot 23 - 203
QUANTITY	: 21,900.000 M/T
SAMPLE SUBMITTED	: 7/8/2023

We serially report our findings as follows:-

1. Sampling for moisture and quality

THIS IS TO REPORT that in accordance with instructions received from our PRINCIPAL, NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED to WITNESS manual sampling, initial sample preparation, performed by the Supplier representative, and performed analysis on the Buyer's sample.

SAMPLING : MANUAL SAMPLING as per ASTM D2234 Condition II-D-2. (vessels, barges, trucks, rail wagons) : Sampling MATERIAL IN MOTION, on TIME, on systematic known MASS intervals basis. Increments were collected from fresh exposed surface, on a mass interval basis, with fixed increment mass.

2. Moisture and Quality Results

ANALYSIS FOUR (4) Sub-lot samples representing 21,900.000 Metric Tons were analyzed in accordance with ASTM Standard methods, except as noted.

We report the following weighted average as per our ref. Sample No 23-00120 / 1-4 as followings : -

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Inherent Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur 10.32(%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D7582-15				ASTM D5016-16	ASTM D5865-13
23-00120 /1	5,000.000	10.68	8.81	38.68	41.83	0.46	6,099
23-00120 /2	5,000.000	9.49	8.53	39.52	42.46	0.53	6,310
23-00120 /3	5,000.000	9.72	8.93	37.57	43.78	0.46	6,275
23-00120 /4	6,900.000	9.34	8.35	40.34	41.96	0.49	6,352
Avg. by weight	21,900.000	9.77	8.63	39.14	42.46	0.49	6,267

Analysis Results (As received basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Total Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur (%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)	Net Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D3302-15	ASTM D7582-15			ASTM D5016-16	ASTM D5865-13	ASTM D5865-13
23-00120 /1	5,000.000	14.75	8.41	36.92	39.92	0.44	5,821	5,513
23-00120 /2	5,000.000	15.18	8.00	37.03	39.79	0.49	5,913	5,591
23-00120 /3	5,000.000	15.19	8.39	35.30	41.13	0.43	5,895	5,579
23-00120 /4	6,900.000	15.15	7.82	37.76	39.27	0.46	5,945	5,622
Avg. by weight	21,900.000	15.07	8.13	36.84	39.96	0.46	5,898	5,580

3. Ultimate Analysis

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Carbon (%)	Hydrogen (%)	Nitrogen (%)	Oxygen (%)
Standard / Method		ASTM D5373-16			
23-00120 /1	5,000.000	61.55	4.55	0.83	13.11
23-00120 /2	5,000.000	62.87	4.87	1.38	12.33
23-00120 /3	5,000.000	62.27	4.72	1.25	12.65
23-00120 /4	6,900.000	62.71	4.90	1.42	12.78
Avg. by weight	21,900.000	62.38	4.77	1.24	12.72

4. Size Determinations

Square holed sieves used. (Ref: In-house method)

Sample No.	Quantity (M/T)	Size (MM.)									
		0 - 1 (%)	1 - 3 (%)	3 - 4.75 (%)	4.75 - 7 (%)	7 - 10 (%)	10 - 20 (%)	20 - 30 (%)	30 - 40 (%)	40 - 50 (%)	Over 50 (%)
23-00120 /1	5,000.000	7.62	9.93	10.04	13.69	6.53	21.34	13.67	7.13	5.48	95.43
23-00120 /2	5,000.000	6.51	11.07	11.23	12.89	5.52	20.33	16.69	6.89	3.89	95.02
23-00120 /3	5,000.000	6.07	9.87	10.53	11.86	5.78	23.55	15.37	6.93	5.35	95.31
23-00120 /4	6,900.000	7.61	9.78	10.87	12.43	5.42	22.30	14.82	6.41	5.40	95.04
Avg. by weight	21,900.000	7.01	10.13	10.69	12.69	5.78	21.92	15.11	6.80	5.06	95.19

5. **Hardgrove Grindability Index (HGI)** (Standard ASTM D409 / D409M-16) = 50

6. **Ash Analysis** (Standard ASTM D6349-13)

No.	Descriptions	Dry basis
1	Silicon dioxide (SiO_2)	51.63 %
2	Aluminium oxide (Al_2O_3)	15.60 %
3	Iron (III) oxide (Fe_2O_3)	13.04 %
4	Calcium oxide (CaO)	2.56 %
5	Magnesium oxide (MgO)	1.60 %
6	Sodium oxide (Na_2O)	0.81 %
7	Potassium oxide (K_2O)	1.62 %
8	Titanium dioxide (TiO_2)	0.99 %
9	Manganese oxide (Mn_3O_4)	0.05 %
10	Sulfur trioxide (SO_3)	4.12 %
11	Phosphorus pentoxide (P_2O_5)	0.46 %

7. **Ash Fusion Temperature** (Standard ASTM D1857M-16)

No.	Phase	Reducing
1	Initial Deformation Temperature (IDT)	1,310 °C
2	Spherical Temperature (ST)	1,350 °C
3	Hemispherical Temperature (HT)	1,370 °C
4	Flow Temperature (FT)	1,460 °C

TCIS INSPECTION (THAILAND) CO., LTD

Inspector name: Mr. Sathit K. & Mr. Watcharasak T.

This is to advise to any holder of this document that the information contained hereon is limited to the visual examination of the safety and readily accessible portions of the consignment only. Due to the non-homogenous nature of the cargo and limited access during inspection, items not recorded in the above description may be present.

Report No : TCIS MN0131-2023

BANGKOK : September 5, 2023

SURVEY REPORT

THIS IS TO REPORT THAT we attended at NATIONAL POWER SUPPLY PCL, PRACHINBURI PROVINCE, THAILAND as requested from NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED for coal sampling and analysis.

We sampling was performed together with NPS at KOH SICHANG, CHONBURI PROVINCE, THAILAND during August 19 - 24, 2023 in order to carry out the following scope of Inspection as under: -

1. Sampling
2. Moisture determination and quality analysis

General Particulars (as declared)

SAMPLE DESCRIPTION (S)	: COAL (BHCV 0-50 MM.)
SAMPLE REFERENCE NO.	: Coal in MV SSI CHALLENGER
PO NO.	: Lot 23 - 204
QUANTITY	: 34,300.000 M/T
SAMPLE SUBMITTED	: 23/8/2023

We serially report our findings as follows:-

1. Sampling for moisture and quality

THIS IS TO REPORT that in accordance with instructions received from our PRINCIPAL, NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED to WITNESS manual sampling, initial sample preparation, performed by the Supplier representative, and performed analysis on the Buyer's sample.

SAMPLING : MANUAL SAMPLING as per ASTM D2234 Condition II-D-2. (vessels, barges, trucks, rail wagons) : Sampling MATERIAL IN MOTION, on TIME, on systematic known MASS intervals basis. Increments were collected from fresh exposed surface, on a mass interval basis, with fixed increment mass.

2. Moisture and Quality Results

ANALYSIS SEVEN (7) Sub-lot samples representing 34,300.000 Metric Tons were analyzed in accordance with ASTM Standard methods, except as noted.

We report the following weighted average as per our ref. Sample No 23-00131 / 1-7 as followings : -

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Inherent Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur 10.32(%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D7582-15				ASTM D5016-16	ASTM D5865-13
23-00131 /1	5,000.000	8.29	10.12	36.82	44.77	0.56	6,172
23-00131 /2	5,000.000	8.70	9.25	37.21	44.84	0.49	6,196
23-00131 /3	5,000.000	9.17	9.23	37.65	43.95	0.50	6,184
23-00131 /4	5,000.000	8.86	9.29	37.31	44.54	0.46	6,163
23-00131 /5	5,000.000	8.93	9.75	37.05	44.27	0.53	6,148
23-00131 /6	5,000.000	8.68	9.47	37.29	44.56	0.52	6,188
23-00131 /7	4,300.000	8.98	9.13	37.73	44.16	0.47	6,169
Avg. by weight	34,300.000	8.80	9.47	37.29	44.45	0.50	6,174

Analysis Results (As received basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Total Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur (%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)	Net Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D3302-15	ASTM D7582-15			ASTM D5016-16	ASTM D5865-13	ASTM D5865-13
23-00131 /1	5,000.000	17.18	9.14	33.25	40.43	0.51	5,574	5,263
23-00131 /2	5,000.000	17.24	8.38	33.73	40.65	0.44	5,616	5,300
23-00131 /3	5,000.000	17.19	8.42	34.33	40.07	0.46	5,638	5,322
23-00131 /4	5,000.000	17.25	8.43	33.88	40.44	0.42	5,596	5,279
23-00131 /5	5,000.000	17.43	8.84	33.59	40.14	0.48	5,574	5,258
23-00131 /6	5,000.000	17.34	8.57	33.75	40.33	0.47	5,601	5,288
23-00131 /7	4,300.000	17.32	8.29	34.27	40.11	0.43	5,604	5,287
Avg. by weight	34,300.000	17.28	8.59	33.82	40.31	0.46	5,600	5,285

3. Ultimate Analysis

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Carbon (%)	Hydrogen (%)	Nitrogen (%)	Oxygen (%)
Standard / Method		ASTM D5373-16			
23-00131 /1	5,000.000	63.41	4.55	1.35	11.72
23-00131 /2	5,000.000	64.51	4.67	1.36	11.02
23-00131 /3	5,000.000	64.25	4.63	1.32	10.90
23-00131 /4	5,000.000	63.86	4.66	1.32	11.55
23-00131 /5	5,000.000	63.65	4.63	1.33	11.18
23-00131 /6	5,000.000	63.54	4.58	1.31	11.90
23-00131 /7	4,300.000	63.72	4.64	1.32	11.74
Avg. by weight	34,300.000	63.85	4.62	1.33	11.42

4. Size Determinations

Square holed sieves used. (Ref: In-house method)

Sample No.	Quantity (M/T)	Size (MM.)										
		0 – 1 (%)	1 – 3 (%)	3 – 4.75 (%)	4.75 – 7 (%)	7 – 10 (%)	10 – 20 (%)	20 – 30 (%)	30 – 40 (%)	40 – 50 (%)	0 – 50 (%)	Over 50 (%)
23-00131 /1	5,000.000	13.66	15.10	12.94	13.44	5.34	19.47	9.54	4.08	2.54	96.11	3.89
23-00131 /2	5,000.000	9.89	17.74	11.71	14.39	5.39	18.63	12.49	4.33	3.03	97.60	2.40
23-00131 /3	5,000.000	9.92	17.43	11.27	13.49	7.08	18.01	9.28	3.92	4.79	95.19	4.81
23-00131 /4	5,000.000	10.99	17.87	11.05	13.67	7.30	18.94	9.81	3.44	2.85	95.92	4.08
23-00131 /5	5,000.000	9.20	17.67	11.09	12.46	6.27	18.68	10.43	5.64	4.78	96.22	3.78
23-00131 /6	5,000.000	9.10	17.27	10.48	12.88	7.55	18.94	9.23	5.23	4.63	95.31	4.69
23-00131 /7	4,300.000	9.79	17.63	11.27	11.85	5.79	19.33	10.91	5.21	3.79	95.57	4.43
Avg. by weight	34,300.000	10.38	17.24	11.40	13.20	6.40	18.85	10.23	4.54	3.77	96.00	4.00

5. Hardgrove Grindability Index (HGI) (Standard ASTM D409 / D409M-16) = 51

6. Ash Analysis (Standard ASTM D6349-13)

No.	Descriptions	Dry basis	
1	Silicon dioxide (SiO ₂)	52.32	%
2	Aluminium oxide (Al ₂ O ₃)	14.32	%
3	Iron (III) oxide (Fe ₂ O ₃)	11.03	%
4	Calcium oxide (CaO)	2.64	%
5	Magnesium oxide (MgO)	1.78	%
6	Sodium oxide (Na ₂ O)	0.92	%
7	Potassium oxide (K ₂ O)	1.45	%
8	Titanium dioxide (TiO ₂)	0.86	%
9	Manganese oxide (Mn ₃ O ₄)	0.06	%
10	Sulfur trioxide (SO ₃)	3.56	%
11	Phosphorus pentoxide (P ₂ O ₅)	0.45	%

7. Ash Fusion Temperature (Standard ASTM D1857M-16)

No.	Phase	Reducing
1	Initial Deformation Temperature (IDT)	1,260 °C
2	Spherical Temperature (ST)	1,300 °C
3	Hemispherical Temperature (HT)	1,390 °C
4	Flow Temperature (FT)	1,400 °C



TCIS INSPECTION (THAILAND) CO., LTD

Inspector name: Mr. Sathit K. & Mr. Watcharasak T.

This is to advise to any holder of this document that the information contained hereon is limited to the visual examination of the safety and readily accessible portions of the consignment only. Due to the non-homogenous nature of the cargo and limited access during inspection, items not recorded in the above description may be present.

Report No : TCIS MN0177-2023

BANGKOK : November 13, 2023

SURVEY REPORT

THIS IS TO REPORT THAT we attended at NATIONAL POWER SUPPLY PCL, PRACHINBURI PROVINCE, THAILAND as requested from NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED for coal sampling and analysis.

We sampling was performed together with NPS at KOH SICHANG, CHONBURI PROVINCE, THAILAND during October 31 – November 4, 2023 in order to carry out the following scope of Inspection as under: -

1. Sampling
2. Moisture determination and quality analysis

General Particulars (as declared)

SAMPLE DESCRIPTION (S)	: COAL (BMCV 0-50 MM.)
SAMPLE REFERENCE NO.	: Coal in MV NEW JOYFUL
PO NO.	: Lot 23 - 419
QUANTITY	: 35,000.000 M/T
SAMPLE SUBMITTED	: 6/11/2023

We serially report our findings as follows:-

1. Sampling for moisture and quality

THIS IS TO REPORT that in accordance with instructions received from our PRINCIPAL, NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED to WITNESS manual sampling, initial sample preparation, performed by the Supplier representative, and performed analysis on the Buyer's sample.

SAMPLING : MANUAL SAMPLING as per ASTM D2234 Condition II-D-2. (vessels, barges, trucks, rail wagons) : Sampling MATERIAL IN MOTION, on TIME, on systematic known MASS intervals basis. Increments were collected from fresh exposed surface, on a mass interval basis, with fixed increment mass.

2. Moisture and Quality Results

ANALYSIS SEVEN (7) Sub-lot samples representing 35,000.000 Metric Tons were analyzed in accordance with ASTM Standard methods, except as noted.

We report the following weighted average as per our ref. Sample No 23-00177 / 1-7 as followings : -

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Inherent Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur 10.32(%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D7582-15				ASTM D5016-16	ASTM D5865-13
23-00177 /1	5,000.000	13.97	5.33	39.10	41.60	0.50	5,918
23-00177 /2	5,000.000	13.31	5.84	38.45	42.40	0.46	5,890
23-00177 /3	5,000.000	13.38	5.32	39.04	42.26	0.51	5,922
23-00177 /4	5,000.000	13.62	6.66	38.22	41.51	0.47	5,773
23-00177 /5	5,000.000	13.39	7.07	37.94	41.60	0.52	5,765
23-00177 /6	5,000.000	12.88	6.24	38.74	42.14	0.49	5,859
23-00177 /7	5,000.000	16.09	5.97	37.35	40.59	0.49	5,658
Avg. by weight	35,000.000	13.81	6.06	38.41	41.73	0.49	5,826

Analysis Results (As received basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Total Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur (%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)	Net Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D3302-15	ASTM D7582-15			ASTM D5016-16	ASTM D5865-13	ASTM D5865-13
23-00177 /1	5,000.000	28.57	4.43	32.46	34.54	0.42	4,914	4,557
23-00177 /2	5,000.000	28.19	4.84	31.85	35.12	0.38	4,879	4,523
23-00177 /3	5,000.000	28.27	4.41	32.33	35.00	0.42	4,904	4,546
23-00177 /4	5,000.000	27.94	5.55	31.88	34.63	0.39	4,816	4,468
23-00177 /5	5,000.000	27.53	5.92	31.75	34.81	0.44	4,824	4,474
23-00177 /6	5,000.000	27.67	5.18	32.16	34.99	0.41	4,864	4,511
23-00177 /7	5,000.000	27.56	5.15	32.24	35.04	0.42	4,885	4,530
Avg. by weight	35,000.000	27.96	5.07	32.10	34.87	0.41	4,869	4,516

3. Ultimate Analysis

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Carbon (%)	Hydrogen (%)	Nitrogen (%)	Oxygen (%)
Standard / Method		ASTM D5373-16			
23-00177 /1	5,000.000	60.28	4.46	1.12	14.34
23-00177 /2	5,000.000	60.79	4.50	1.14	13.96
23-00177 /3	5,000.000	61.07	4.54	1.13	14.05
23-00177 /4	5,000.000	61.20	4.35	1.15	12.56
23-00177 /5	5,000.000	59.45	4.40	1.11	14.06
23-00177 /6	5,000.000	60.75	4.50	1.13	14.01
23-00177 /7	5,000.000	58.74	4.38	1.08	13.25
Avg. by weight	35,000.000	60.33	4.45	1.12	13.75

4. Size Determinations

Square holed sieves used. (Ref: In-house method)

Sample No.	Quantity (M/T)	Size (MM.)									
		0 – 1 (%)	1 – 3 (%)	3 – 4.75 (%)	4.75 – 7 (%)	7 – 10 (%)	10 – 20 (%)	20 – 30 (%)	30 – 40 (%)	40 – 50 (%)	Over 50 (%)
23-00177 /1	5,000.000	15.57	20.14	12.52	12.57	5.16	19.42	8.13	2.86	2.46	98.83
23-00177 /2	5,000.000	12.91	16.59	10.66	10.36	6.40	20.52	8.51	4.21	5.12	95.28
23-00177 /3	5,000.000	15.94	19.13	10.76	11.88	4.91	17.25	10.30	4.45	1.77	96.39
23-00177 /4	5,000.000	15.37	18.74	12.24	10.47	5.81	17.21	8.72	4.97	3.74	97.27
23-00177 /5	5,000.000	14.06	14.42	10.59	10.99	4.70	20.52	10.59	5.79	4.11	95.77
23-00177 /6	5,000.000	14.86	15.64	9.67	9.49	4.64	19.79	10.35	6.39	4.32	95.15
23-00177 /7	5,000.000	14.33	14.39	11.06	10.10	5.80	20.88	10.10	5.53	5.42	97.61
Avg. by weight	35,000.000	14.72	17.01	11.07	10.84	5.35	19.37	9.53	4.89	3.85	96.63

5. **Hardgrove Grindability Index (HGI)** (Standard ASTM D409 / D409M-16) = 48

6. **Ash Analysis** (Standard ASTM D6349-13)

No.	Descriptions	Dry basis
1	Silicon dioxide (SiO_2)	49.67 %
2	Aluminium oxide (Al_2O_3)	21.78 %
3	Iron (III) oxide (Fe_2O_3)	9.32 %
4	Calcium oxide (CaO)	5.75 %
5	Magnesium oxide (MgO)	2.89 %
6	Sodium oxide (Na_2O)	1.35 %
7	Potassium oxide (K_2O)	1.63 %
8	Titanium dioxide (TiO_2)	0.84 %
9	Manganese oxide (Mn_3O_4)	0.08 %
10	Sulfur trioxide (SO_3)	4.49 %
11	Phosphorus pentoxide (P_2O_5)	0.32 %

7. **Ash Fusion Temperature** (Standard ASTM D1857M-16)

No.	Phase	Reducing
1	Initial Deformation Temperature (IDT)	1,240 °C
2	Spherical Temperature (ST)	1,270 °C
3	Hemispherical Temperature (HT)	1,310 °C
4	Flow Temperature (FT)	1,340 °C



TCIS INSPECTION (THAILAND) CO., LTD

Inspector name: Mr. Sathit K. & Mr. Watcharasak T.

This is to advise to any holder of this document that the information contained hereon is limited to the visual examination of the safety and readily accessible portions of the consignment only. Due to the non-homogenous nature of the cargo and limited access during inspection, items not recorded in the above description may be present.

Report No : TCIS MN0197-2023

BANGKOK : December 21, 2023

SURVEY REPORT

THIS IS TO REPORT THAT we attended at NATIONAL POWER SUPPLY PCL, PRACHINBURI PROVINCE, THAILAND as requested from NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED for coal sampling and analysis.

We sampling was performed together with NPS at KOH SICHANG, CHONBURI PROVINCE, THAILAND during December 6 - 10, 2023 in order to carry out the following scope of Inspection as under: -

1. Sampling
2. Moisture determination and quality analysis

General Particulars (as declared)

SAMPLE DESCRIPTION (S)	: COAL (BMCV 0-50 MM.)
SAMPLE REFERENCE NO.	: Coal in MV AQUAMAN
PO NO.	: Lot 23 - 421
QUANTITY	: 73,065.000 M/T
SAMPLE SUBMITTED	: 12/12/2023

We serially report our findings as follows:-

1. Sampling for moisture and quality

THIS IS TO REPORT that in accordance with instructions received from our PRINCIPAL, NATIONAL POWER SUPPLY PUBLIC COMPANY LIMITED to WITNESS manual sampling, initial sample preparation, performed by the Supplier representative, and performed analysis on the Buyer's sample.

SAMPLING : MANUAL SAMPLING as per ASTM D2234 Condition II-D-2. (vessels, barges, trucks, rail wagons) : Sampling MATERIAL IN MOTION, on TIME, on systematic known MASS intervals basis. Increments were collected from fresh exposed surface, on a mass interval basis, with fixed increment mass.

2. Moisture and Quality Results

ANALYSIS FIFTEEN (15) Sub-lot samples representing 73,065.000 Metric Tons were analyzed in accordance with ASTM Standard methods, except as noted.

We report the following weighted average as per our ref. Sample No 23-00197 / 1-15 as followings : -

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Inherent Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur (%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D7582-15				ASTM D5016-16	ASTM D5865-13
23-00197 /1	5,000.000	9.91	7.45	38.38	44.26	0.26	6,045
23-00197 /2	5,000.000	9.36	7.69	39.02	43.92	0.27	6,080
23-00197 /3	5,000.000	9.34	7.53	39.04	44.09	0.27	6,051
23-00197 /4	5,000.000	9.84	6.65	38.98	44.53	0.26	6,066
23-00197 /5	5,000.000	9.26	6.15	39.63	44.97	0.25	6,162
23-00197 /6	5,000.000	10.01	7.12	38.87	44.00	0.26	6,072
23-00197 /7	5,000.000	9.41	8.03	38.90	43.66	0.28	6,003
23-00197 /8	5,000.000	10.22	7.72	39.16	42.90	0.23	6,065
23-00197 /9	5,000.000	9.32	7.12	39.33	44.23	0.26	6,080
23-00197 /10	5,000.000	9.81	7.21	38.95	44.03	0.27	6,110
23-00197 /11	5,000.000	9.84	6.89	38.62	44.65	0.26	6,066
23-00197 /12	5,000.000	10.09	7.05	38.90	43.96	0.26	6,074
23-00197 /13	5,000.000	9.88	7.73	38.62	43.77	0.29	5,966
23-00197 /14	5,000.000	9.84	6.72	39.41	44.03	0.26	6,093
23-00197 /15	3,065.000	9.29	7.73	38.73	44.25	0.28	6,036
Avg. by weight	73,065.000	9.71	7.24	38.98	44.08	0.27	6,065

Analysis Results (As received basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Total Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (%)	Total Sulfur (%)	Gross Calorific Value (Kcal/kg)	Net Calorific Value (Kcal/kg)
Standard / Method		ASTM D3302-15	ASTM D7582-15			ASTM D5016-16	ASTM D5865-13	ASTM D5865-13
23-00197 /1	5,000.000	21.45	6.50	33.46	38.59	0.23	5,271	4,942
23-00197 /2	5,000.000	21.79	6.64	33.67	37.90	0.24	5,246	4,917
23-00197 /3	5,000.000	21.92	6.49	33.62	37.97	0.23	5,211	4,890
23-00197 /4	5,000.000	21.88	5.76	33.77	38.58	0.23	5,256	4,930
23-00197 /5	5,000.000	21.97	5.29	34.08	38.67	0.22	5,299	4,967
23-00197 /6	5,000.000	21.40	6.22	33.95	38.43	0.23	5,304	4,977
23-00197 /7	5,000.000	21.59	6.95	33.67	37.79	0.24	5,196	4,874
23-00197 /8	5,000.000	21.36	6.76	34.30	37.57	0.20	5,313	4,986
23-00197 /9	5,000.000	21.75	6.14	33.94	38.17	0.23	5,247	4,917
23-00197 /10	5,000.000	21.50	6.28	33.90	38.33	0.24	5,318	4,991
23-00197 /11	5,000.000	21.88	5.97	33.46	38.69	0.23	5,256	4,934
23-00197 /12	5,000.000	21.49	6.15	33.97	38.39	0.23	5,303	4,973
23-00197 /13	5,000.000	21.73	6.71	33.54	38.01	0.25	5,182	4,857
23-00197 /14	5,000.000	21.74	5.84	34.21	38.22	0.23	5,288	4,957
23-00197 /15	3,065.000	21.83	6.66	33.38	38.13	0.24	5,202	4,877
Avg. by weight	73,065.000	21.68	6.28	33.81	38.23	0.23	5,261	4,934

3. Ultimate Analysis

Analysis Results (As determined basis)

Sample No.	Quantity (M/T)	Carbon (%)	Hydrogen (%)	Nitrogen (%)	Oxygen (%)
Standard / Method		ASTM D5373-16			
23-00197 /1	5,000.000	62.03	4.56	1.15	14.63
23-00197 /2	5,000.000	62.34	4.57	1.13	14.63
23-00197 /3	5,000.000	63.04	4.37	1.20	14.25
23-00197 /4	5,000.000	63.49	4.47	1.21	14.08
23-00197 /5	5,000.000	63.43	4.62	1.18	15.11
23-00197 /6	5,000.000	62.26	4.51	1.13	14.71
23-00197 /7	5,000.000	62.51	4.41	1.17	14.19
23-00197 /8	5,000.000	61.89	4.51	1.08	14.35
23-00197 /9	5,000.000	62.38	4.58	1.16	15.18
23-00197 /10	5,000.000	61.97	4.50	1.08	15.15
23-00197 /11	5,000.000	62.72	4.37	1.14	14.78
23-00197 /12	5,000.000	62.18	4.57	1.18	14.67
23-00197 /13	5,000.000	62.21	4.43	1.18	14.28
23-00197 /14	5,000.000	62.21	4.59	1.16	15.21
23-00197 /15	3,065.000	62.82	4.47	1.14	14.27
Avg. by weight	73,065.000	62.49	4.50	1.15	14.64

4. Size Determinations

Square holed sieves used. (Ref: In-house method)

Sample No.	Quantity (M/T)	Size (MM.)										
		0 - 1 (%)	1 - 3 (%)	3 - 4.75 (%)	4.75 - 7 (%)	7 - 10 (%)	10 - 20 (%)	20 - 30 (%)	30 - 40 (%)	40 - 50 (%)	0 - 50 (%)	Over 50 (%)
23-00197 /1	5,000.000	10.46	12.62	13.37	15.37	4.78	21.32	9.74	4.83	3.22	95.71	4.29
23-00197 /2	5,000.000	12.40	13.47	13.62	12.92	5.28	19.63	9.19	4.78	4.39	95.68	4.32
23-00197 /3	5,000.000	10.56	12.14	12.88	13.73	5.74	20.32	10.98	5.32	4.68	96.35	3.65
23-00197 /4	5,000.000	10.98	13.73	10.66	11.08	4.07	21.67	13.15	5.79	4.18	95.31	4.69
23-00197 /5	5,000.000	12.26	11.86	10.94	13.77	4.02	20.72	13.29	4.52	4.30	95.68	4.32
23-00197 /6	5,000.000	12.75	12.30	11.02	13.29	5.02	21.05	10.83	5.68	5.26	97.20	2.80
23-00197 /7	5,000.000	12.55	11.20	11.47	12.92	5.74	22.05	10.27	5.00	4.58	95.78	4.22
23-00197 /8	5,000.000	10.22	11.77	11.36	13.60	6.10	19.16	11.31	5.07	6.62	95.21	4.79
23-00197 /9	5,000.000	10.25	13.90	10.73	13.66	4.86	18.31	13.40	6.69	3.46	95.26	4.74
23-00197 /10	5,000.000	13.11	13.48	11.58	12.90	5.30	20.26	10.60	5.14	4.38	96.75	3.25
23-00197 /11	5,000.000	10.75	12.68	11.00	13.36	4.48	21.62	11.11	5.96	4.84	95.80	4.20
23-00197 /12	5,000.000	13.62	11.56	11.98	13.12	4.95	19.09	10.61	5.53	5.19	95.65	4.35
23-00197 /13	5,000.000	11.71	11.54	11.34	14.58	5.66	20.49	12.30	5.26	2.76	95.64	4.36
23-00197 /14	5,000.000	12.15	12.50	9.98	12.77	4.82	19.64	13.40	4.92	5.21	95.39	4.61
23-00197 /15	3,065.000	10.23	11.28	11.93	13.91	5.48	20.99	12.67	4.96	4.54	95.99	4.01
Avg. by weight	73,065.000	11.64	12.42	11.58	13.38	5.08	20.41	11.49	5.31	4.51	95.82	4.18

5. Hardgrove Grindability Index (HGI) (Standard ASTM D409 / D409M-16) = 50

6. Ash Analysis (Standard ASTM D6349-13)

No.	Descriptions	Dry basis
1	Silicon dioxide (SiO ₂)	51.69 %
2	Aluminium oxide (Al ₂ O ₃)	19.65 %
3	Iron (III) oxide (Fe ₂ O ₃)	4.94 %
4	Calcium oxide (CaO)	7.24 %
5	Magnesium oxide (MgO)	2.37 %
6	Sodium oxide (Na ₂ O)	2.26 %
7	Potassium oxide (K ₂ O)	1.47 %
8	Titanium dioxide (TiO ₂)	1.28 %
9	Manganese oxide (Mn ₃ O ₄)	1.07 %
10	Sulfur trioxide (SO ₃)	5.86 %
11	Phosphorus pentoxide (P ₂ O ₅)	0.87 %

7. **Ash Fusion Temperature** (Standard ASTM D1857M-16)

No.	Phase	Reducing
1	Initial Deformation Temperature (IDT)	1,220 °C
2	Spherical Temperature (ST)	1,260 °C
3	Hemispherical Temperature (HT)	1,330 °C
4	Flow Temperature (FT)	1,390 °C



TCIS INSPECTION (THAILAND) CO., LTD

Inspector name: Mr. Sathit K. & Mr. Watcharasak T.

This is to advise to any holder of this document that the information contained hereon is limited to the visual examination of the safety and readily accessible portions of the consignment only. Due to the non-homogenous nature of the cargo and limited access during inspection, items not recorded in the above description may be present.

ภาคผนวก ข-6

Check List ESP และสถิติบันทึกการทำงานของ ESP
ระหว่างเดือนก.ค.-ธ.ค. 66



CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE

24/7/2023

KS	Description	Unit	Set point	H1	L1	L2	240	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
110	Flue gas temperature in Low separator	°C		950			514	910	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
111	Separator Lower part temperature	°C		1000			901	911	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
112	Separator drop pressure left	kPa		2			1.0	0.9	0.9	0.7	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9
113	Separator drop pressure left	kPa		2			0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9
114	Separator drop pressure right	kPa		2			0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9
115	Separator drop pressure right	kPa		2			0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9
116	dp between separator & return leg left	kPa		35			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
117	dp between separator & return leg left	kPa		35			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
118	dp between separator & return leg right	kPa		35			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
119	dp between separator & return leg right	kPa		35			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
120	Furnace pressure	kPa	-0.3	2.5	0.5	-0.7	-1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
121	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
122	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
123	Flue gas temperature after Separator	°C		1000			910	911	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
124	Flue gas temperature after Separator	°C		1000			910	911	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
125	Flue gas temperature after SH1	°C		900			910	911	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
126	Flue gas temperature after RH1	°C		470			910	911	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
127	Flue gas temperature after Economizer	°C		470			910	911	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
128	Flue gas temperature after Economizer	°C		350			910	911	917	933	934	934	934	934	934	934	934	934
129	Flue gas after Eco. Temperature	°C	140	200	160	130	0	131	133	132	134	135	135	135	135	135	135	135
130	SH1 and RH1 drop pressure	Pa		20			0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
131	Eco Drop pressure	Pa		1			0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
132	Air heater drop pressure	Pa		5			0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
133	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130		134	133	133	134	134	134	134	134	134	134	134	134
134	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130		134	133	133	134	134	134	134	134	134	134	134	134
135	ESP drop pressure	Pa		300			419.9	441.2	457.1	446.4	446.5	446.6	446.6	446.6	446.6	446.6	446.6	446.6
136	Oxygen before pack	%		7.5	2		5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
137	Dust opacity	ppm		25			12	14	20	21	22	22	22	22	22	22	22	22
138	SO2 content	ppm		450	420		174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174
139	CO content	ppm		200			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
140	NOX content	ppm		180			174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174
141	Oil tank level	%		90	20	10	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
142	Distillate oil pressure	bar	23	30	25	8	2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
143	Distillate oil flow	kg/s	0.68	2	1.9	0	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
144	Crack silt level	%		85	20		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	Crack silt 2 level	%		85	20		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	Crack flow 1	kg/s	7.81	17	10.5	1	0	5.3	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2

NAME

NAME

FTR-Q-NPS-PO-xx_01

Effective Date: xx/xx/2017

Shift Supervisor

4(6)

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE: 24/7/2023

[illegible]

NAME _____

CBO Boiler 7

NAME _____

110 2000-01-01

Effective Date: xx/xx/2017

Shift Supervisor

5(6)

Boiler Unit 7

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE 8 / 8 / 2023

No	KKS	Description	Unit	Set point	H2	H1	L1	L2	2:00	4:00	6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	18:00	20:00	22:00	24:00
118	7HNA32CT0027T	Flue gas temperature on Low separator	°C		1000	950			551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551
119	7HNA32CT0037T	Separator Lower part temperature	°C		1000	950			943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943
120	7HNA32CT0046PDA	Separator drop pressure left	kPa			2			0.2	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
121	7HNA32CT0046PDA	Separator drop pressure left	kPa			2			0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
122	7HNA32CT0046PDA	Separator drop pressure right	kPa			2			0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
123	7HNA32CT0046PDA	Separator drop pressure right	kPa			2			0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
124	7HNA32CT0046PDA	dp between separator & return leg left	kPa		35	20			0.68	0.60	0.63	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
125	7HNA32CT0046PDA	dp between separator & return leg left	kPa		35	20			1.00	0.83	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
126	7HNA32CT0046PDA	dp between separator & return leg right	kPa		35	20			0.44	0.43	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
127	7HNA32CT0046PDA	dp between separator & return leg right	kPa		35	20			0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56
128	7HNA32CT0046PDA	Furnace pressure	kPa	-0.3	2.5	0.5	-0.7	-1	-0.31	-0.34	-0.43	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44
129	7HNA32CT0046PDA	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.31	-0.34	-0.43	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44
130	7HNA32CT0046PDA	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.31	-0.34	-0.43	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44
131	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after Separator	°C		1000	950			544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544
132	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after separator	°C		1000	950			544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544
133	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544
134	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544
135	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after RH1	°C		470	0			454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
136	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after RH1	°C		470	0			454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
137	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after Economizer	°C		350	0			295	295	295	295	295	295	295	295	295	295	295	295
138	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after Economizer	°C		350	0			295	295	295	295	295	295	295	295	295	295	295	295
139	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature after Eco. Temperature	°C	140	200	160	130	0	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
140	7HNA32CT0046PDA	SH and RH drop pressure	Pa		20				0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
141	7HNA32CT0046PDA	Eco Drop pressure	Pa		1				0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
142	7HNA32CT0046PDA	Air heater drop pressure	Pa		5				0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
143	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130			139	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
144	7HNA32CT0046PDA	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130			139	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
145	7HNA32CT0046PDA	Esp drop pressure	Pa		500				504.1	450.0	459.8	471.1	471.1	471.1	471.1	471.1	471.1	471.1	471.1	471.1
146	7HNA32CT0046PDA	Oxygen before stack	%		7.5	2			5.4	5.5	5.6	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
147	7HNA32CT0046PDA	Dust opacity	ppm		25				38	37	36	34	34	34	34	34	34	34	34	34
148	7HNA32CT0046PDA	SO2 content	ppm		450	430			445	448	450	451	451	451	451	451	451	451	451	451
149	7HNA32CT0046PDA	CO content	ppm		200				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	7HNA32CT0046PDA	NOX content	ppm		180				139	138	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
151	7HNA32CT0046PDA	Oil tank level	%		90	20	10		46.44	46.41	46.41	46.41	46.41	46.41	46.41	46.41	46.41	46.41	46.41	46.41
152	7HNA32CT0046PDA	Diesel oil pressure	bar	23	30	25	8	2	16.0	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
153	7HNA32CT0046PDA	Diesel oil flow	kg/s	0.68	2	1.9	0	0	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26
154	7HNA32CT0046PDA	Coal silo 1 level	%		85	20			91	90	82	81	81	81	81	81	81	81	81	81
155	7HNA32CT0046PDA	Coal silo 2 level	%		85	20			100	57	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
156	7HNA32CT0046PDA	Coal flow 1	kg/s	7.81	17	10.5	1	0	6.13	5.71	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17

NAME

Shift Supervisor

Effective Date: xx/xx/2017

4(6)

FR-Q-NPS-FO-xxx_01

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE 8/8/2023

DATE: 8/8/2023

PAGE 000 SHEET 1

NO.	DESCRIPTION	UNIT	Set point	H12	H11	L1	L2	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
101	COAL FLOW 2	kg/s	3.24	17	10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
102	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
103	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
104	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
105	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
106	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
107	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
108	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
109	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
110	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
111	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
112	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
113	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
114	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
115	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
116	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
117	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
118	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
119	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
120	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
121	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
122	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
123	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
124	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
125	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
126	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
127	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
128	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
129	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
130	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
131	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
132	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
133	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
134	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
135	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
136	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
137	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
138	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
139	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
140	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
141	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
142	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
143	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
144	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
145	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
146	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
147	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
148	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
149	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
150	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
151	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
152	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
153	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
154	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
155	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
156	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
157	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
158	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
159	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
160	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
161	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
162	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
163	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
164	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
165	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0	10.3	10.0	9.9
166	BIO FUEL SLO 2 LEVEL	%			85	65		16.5	20.8	12.0	14.4	15.1	16.5	17.2	15.3	14.5	14.4	11.1	15.1
167	BIO FUEL FLOW 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
168	BIO FUEL FLOW 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.53	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.59	1.59	1.52
169	SP ratio	%	2	100	100	0	0	14.4	12.1	15.3	14.4	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
170	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
171	SP ratio	%	2	100	100	0	0	3.9	3.1	3.0	3.1	3.4	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.1	3.3
172	FUEL DEMAND MAX	%			59			4.2	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0
173	COAL FLOW 1	kg/s			10.5	1	0	5.94	5.53	5.22	5.12	5.22	5.12	5.14	5.53	5.32	5.16	5.59	5.10
174	BIO FUEL SLO 1 LEVEL	%			85	65		20.5	16.8	10.8	15	17.2	19.2	19.4	19.9	9.0			

CEO Boett 7

NAME _____

Shift Supervisor

NTS-PO-XX 01

Effective Date: xx/xx/2017

5(6)

Boiler Unit 7

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE: 25/9/2023

No.	KICS	Description	Unit	Set point	H1	L1	L2	3.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	22.00	24.00
1118	TRNSA21CT0902TI	Flue gas temperature in Low separator	°C	1000	950			512	504	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1119	TRNSA21CT0903TI	Separator Lower part temperature	°C	1000	950			512	504	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1120	TRNSA21CT0904PDI	Separator drop pressure left	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1121	TRNSA21CT0905PDI	Separator drop pressure left	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1122	TRNSA21CT0906PDI	Separator drop pressure right	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1123	TRNSA21CT0907PDI	Separator drop pressure right	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1124	TRNSA21CT0908PDI	Up between separator & return leg left	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1125	TRNSA21CT0909PDI	Up between separator & return leg left	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1126	TRNSA21CT0910PDI	Up between separator & return leg right	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1127	TRNSA21CT0911PDI	Up between separator & return leg right	kPa		2			0.2	0.2	0.2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1128	TRNSA21CT0912PDI	Furnace pressure	kPa	-0.3	2.5	0.5	-0.7	-0.4	0.1	0.1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1129	TRNSA21CT0913PDI	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	0.1	0.1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1130	TRNSA21CT0914PDI	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	0.1	0.1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1131	TRNSA21CT0915PDI	Flue gas temperature after Separator	°C		1000	950		512	504	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1132	TRNSA21CT0916PDI	Flue gas temperature after separator	°C		1000	950		512	504	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1133	TRNSA21CT0917PDI	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880		504	504	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1134	TRNSA21CT0918PDI	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880		504	504	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1135	TRNSA21CT0919PDI	Flue gas temperature after RH1	°C		470	0		470	470	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1136	TRNSA21CT0920PDI	Flue gas temperature after RH1	°C		470	0		470	470	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1137	TRNSA21CT0921PDI	Flue gas temperature after Economizer	°C		350	0		350	350	329	641	635	634	631	629	619	619	612	607
1138	TRNSA21CT0922PDI	Flue gas temperature after Economizer	°C		350	0		350	350	329	641	635	634	631	629	619	619	612	607
1139	TRNSA21CT0923PDI	Flue gas after Eco. Temperature	°C	140	200	160	130	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1140	TRNSA21CT0924PDI	SH and RH drop pressure	Pa		20			0.4	0.4	0.4	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1141	TRNSA21CT0925PDI	Eco Drop pressure	Pa		3			0.4	0.4	0.4	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1142	TRNSA21CT0926PDI	Air flue drop pressure	Pa		3			0.4	0.4	0.4	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.7
1143	TRNSA21CT0927PDI	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130		115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1144	TRNSA21CT0928PDI	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130		115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1145	TRNSA21CT0929PDI	ESP drop pressure	Pa		500			470	470	429	841	835	834	831	829	819	819	812	807
1146	TRNSA21CT0930PDI	Oxygen before stack	%		7.5	2		5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
1147	TRNSA21CT0931PDI	Dust opacity	ppm		25			14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
1148	TRNSA21CT0932PDI	SO2 content	ppm		450	430		340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
1149	TRNSA21CT0933PDI	CO content	ppm		200			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1150	TRNSA21CT0934PDI	NOX content	ppm		180			115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
1151	TRNSA21CT0935PDI	Oil tank level	%		90	20	10	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
1152	TRNSA21CT0936PDI	Gravel oil pressure	bar		25	30	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
1153	TRNSA21CT0937PDI	Gravel oil flow	kg/s		0.68	2	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
1154	TRNSA21CT0938PDI	Cool silo 1 level	%		35	20		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
1155	TRNSA21CT0939PDI	Cool silo 2 level	%		35	20		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
1156	TRNSA21CT0940PDI	Cool flow 1	kg/s		7.81	17	10.5	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7

NAME

LEU BOILER 7

NAME

Shift Supervisor

FR-Q-NPS-PO-xxx_01

Effective Date: xx/xx/2017

4(6)

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE 25/9/2023

NAME: [REDACTED] Shift Supervisor 5(6)

Effective Date: xx/xx/2017

FR-D-NTS-PO-xxx 61

Shift Supervisor

(9)5

Boiler Unit 7

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE: 16/10/2023

Ref	FKKS	Description	Unit	Set point	H2	H1	L1	L2	2.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	22.00	24.00
1118	7BHN424CT000101	Flue gas temperature in Low separator	°C		1000	950			874	836	830	824	834	828	837	830	835	831	830	832
1119	7BHN424CT000102	Separator Lower part temperature	°C		1000	950			854	806	803	817	806	812	811	805	807	805	807	809
1120	7BHN424CT000103	Separator drop pressure left	kPa			2			0.6	0.8	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
1121	7BHN424CT000104	Separator drop pressure right	kPa			2			0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
1122	7BHN424CT000105	Separator drop pressure left	kPa			2			0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
1123	7BHN424CT000106	Separator drop pressure right	kPa			2			0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
1124	7BHN424CT000107	Up between separator & return leg left	kPa		35	20			8.70	0.74	6.24	0.71	0.69	0.77	0.79	0.96	0.91	0.91	0.91	0.91
1125	7BHN424CT000108	Up between separator & return leg right	kPa		35	20			0.92	0.94	0.92	0.88	0.87	0.88	0.86	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97
1126	7BHN424CT000109	Up between separator & return leg left	kPa		35	20			0.92	0.94	0.92	0.88	0.87	0.88	0.86	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97
1127	7BHN424CT000110	Up between separator & return leg right	kPa		35	20			0.92	0.94	0.92	0.88	0.87	0.88	0.86	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97
1128	7BHN424CT000111	Furnace pressure	kPa		25	0.5	-0.7	-1	0.46	0.44	0.48	0.47	0.48	0.47	0.48	0.43	0.46	0.46	0.45	0.44
1129	7BHN424CT000112	Furnace pressure	kPa		25	0.5	-0.7	-1	0.46	0.44	0.48	0.47	0.48	0.47	0.48	0.43	0.46	0.46	0.45	0.44
1130	7BHN424CT000113	Furnace pressure	kPa		25	0.5	-0.7	-1	0.46	0.44	0.48	0.47	0.48	0.47	0.48	0.43	0.46	0.46	0.45	0.44
1131	7BHN424CT000114	Flue gas temperature after Separator	°C		1000	950			838	846	846	843	841	845	843	843	841	843	843	843
1132	7BHN424CT000115	Flue gas temperature after separator	°C		1000	950			838	846	846	843	841	845	843	843	841	843	843	843
1133	7BHN424CT000116	Flue gas temperature after SH 1	°C		900	880			546	544	544	542	541	545	545	540	545	545	545	545
1134	7BHN424CT000117	Flue gas temperature after SH 1	°C		900	880			546	544	544	542	541	545	545	540	545	545	545	545
1135	7BHN424CT000118	Flue gas temperature after SH 1	°C		900	880			546	544	544	542	541	545	545	540	545	545	545	545
1136	7BHN424CT000119	Flue gas temperature after SH 1	°C		900	880			546	544	544	542	541	545	545	540	545	545	545	545
1137	7BHN424CT000120	Flue gas temperature after Economiser	°C		900	880			546	544	544	542	541	545	545	540	545	545	545	545
1138	7BHN424CT000121	Flue gas temperature after Economiser	°C		900	880			546	544	544	542	541	545	545	540	545	545	545	545
1139	7BHN424CT000122	Flue gas after Eco. Temperature	°C	140	200	160	130	0	128	131	131	131	131	141	141	142	139	135	135	136
1140	7BHN424CT000123	SH and RH drop pressure	Pa		20	20			0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
1141	7BHN424CT000124	Eco Drop pressure	Pa		1	1			0.7	0.3	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.3	0.3
1142	7BHN424CT000125	Air heater drop pressure	Pa		3	3			2.6	2.5	2.5	2.1	2.2	2.1	2.5	2.4	2.3	2.4	2.0	2.0
1143	7BHN424CT000126	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130			141	140	140	146	141	143	143	144	141	133	139	137
1144	7BHN424CT000127	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130			141	140	140	146	141	143	143	144	141	133	139	137
1145	7BHN424CT000128	Exp drop pressure	Pa		500	500			429.1	453.3	450.0	473.2	471.9	443.2	449.1	446.1	444.4	446.7	441.2	440.8
1146	7BHN424CT000129	Oxygen before stack	%		7.5	2			5.6	5.5	5.3	5.4	5.3	5.2	5.3	5.4	5.4	5.5	5.5	5.4
1147	7BHN424CT000130	Dust opacity	ppm		25	25			9	12	13	6	18	18	17	16	15	15	15	14
1148	7BHN424CT000131	SO2 content	ppm		450	470			522	541	528	533	538	531	561	545	541	551	545	545
1149	7BHN424CT000132	CO content	ppm		200	200			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1150	7BHN424CT000133	NOX content	ppm		180	180			144	148	139	137	144	152	157	156	159	140	143	142
1151	7BHN424CT000134	Oil level	%		90	20	10		41.31	41.30	41.29	41.30	41.32	41.31	41.31	41.31	41.35	41.31	41.31	41.32
1152	7BHN424CT000135	Oil level	bar	21	38	25	8	2	7.4	10.0	10.1	10.1	9.8	10.1	10.1	9.9	10.0	10.0	10.1	9.9
1153	7BHN424CT000136	Oil level	kg/s	0.68	2	1.9	0	0	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
1154	7BHN424CT000137	Coal silo 1 level	%		85	20			99	83	83	96	82	82	81	81	80	80	80	80
1155	7BHN424CT000138	Coal silo 2 level	%		85	20			100	50	50	72	72	72	72	72	72	72	72	72
1156	7BHN424CT000139	Coal flow 1	kg/s	7.81	17	10.5	1	0	5.49	6.08	6.08	6.36	6.33	6.75	6.57	6.58	6.18	6.42	6.18	6.42

Shift Supervisor

4(6)

Effective Date: xx/xx/2017

CONTROL ROOM LOG SHEET

16/10/2023

NAME _____

FR-O-MPS-PO-xxx 01

Effective Date: xx/xx/2017

Shift Supervisor

(9)

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE: _____

10/11/2023.

AKS	Description	Unit	Set point	H12	H1	L1	7.2	2.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	22.00	24.00	
1000	Flue gas temperature in Low separator	°C		1000	950			847	842	851	859	842	842	844	841	843	841	840	839	838
1001	Separator Lower gas temperature	°C		1000	950			914	923	926	926	926	926	926	926	926	926	926	926	926
1002	Separator dump pressure left	kPa			2			1.1	1.0	1.1	0.6	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
1003	Separator dump pressure right	kPa			2			1.0	1.0	1.0	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
1004	Separator dump pressure right	kPa			2			0.9	1.1	1.1	0.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
1005	Flue gas temperature after Separator	°C			2			4.7	4.2	4.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
1006	Flue gas temperature after Separator	°C			2			0.60	0.85	0.87	0.76	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
1007	Flue gas temperature after Separator	°C			2			0.95	1.01	0.94	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
1008	Flue gas temperature after Separator	°C			2			0.71	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
1009	Flue gas temperature after Separator	°C			2			0.59	0.73	0.73	0.72	0.64	0.64	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
1010	Flue gas temperature after Separator	°C	-0.3	2.5	0.5	-0.7	-1	-0.57	0.73	0.62	0.64	0.51	0.76	0.62	0.62	0.57	0.62	0.62	0.62	0.62
1011	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.44	-0.31	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44
1012	Furnace pressure	kPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.44	-0.31	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44	-0.44
1013	Flue gas temperature after Separator	°C		1000	950			841	854	847	851	842	842	844	841	843	841	840	839	838
1014	Flue gas temperature after Separator	°C		1000	950			841	854	847	851	842	842	844	841	843	841	840	839	838
1015	Flue gas temperature after Separator	°C		900	840			841	854	847	851	842	842	844	841	843	841	840	839	838
1016	Flue gas temperature after Separator	°C		900	840			841	854	847	851	842	842	844	841	843	841	840	839	838
1017	Flue gas temperature after Separator	°C		900	840			841	854	847	851	842	842	844	841	843	841	840	839	838
1018	Flue gas temperature after Separator	°C		470	470	0	4.10	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444
1019	Flue gas temperature after Separator	°C		470	470	0	4.10	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444
1020	Flue gas temperature after Separator	°C		350	350	0	2.24	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294
1021	Flue gas temperature after Separator	°C		140	200	160	130	137	136	136	136	137	140	141	140	141	140	141	140	141
1022	Flue gas temperature after Separator	°C			20		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
1023	Flue gas temperature after Separator	°C			1		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
1024	Flue gas temperature after Separator	°C			5		2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
1025	Flue gas temperature before ESP	°C		160	160	130	136	136	136	136	136	134	138	137	137	137	137	137	137	137
1026	Flue gas temperature before ESP	°C		160	160	130	136	136	136	136	136	134	138	137	137	137	137	137	137	137
1027	Flue gas temperature before ESP	°C		500	500		452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1	452.1
1028	Flue gas temperature before ESP	°C		75	75	2	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
1029	Flue gas temperature before ESP	°C		25	25		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1030	Flue gas temperature before ESP	°C		450	450	430	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344
1031	Flue gas temperature before ESP	°C		200	200		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1032	Flue gas temperature before ESP	°C		180	180		143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
1033	Flue gas temperature before ESP	°C		90	90	20	10	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09
1034	Flue gas temperature before ESP	°C		25	25	8	2	10.2	10.1	10.1	9.9	9.9	10.0	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
1035	Flue gas temperature before ESP	°C		2	2	1.9	0	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25	-0.25
1036	Flue gas temperature before ESP	°C		85	85	20	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
1037	Flue gas temperature before ESP	°C		85	85	20	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
1038	Flue gas temperature before ESP	°C		17	10.3	1	0	6.84	6.93	6.69	7.44	6.72	6.24	6.98	7.02	6.91	6.91	6.91	6.91	6.91
1039	Flue gas temperature before ESP	°C																		

0-17-35 000-00

REPORT CARD

NAME _____

FRANZIS-POCKET

Effective Date: xx/xx/2017

Shift Supervisor

2(6)

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE 10/11/2017

Unit	Setpoint	H1	H2	L1	L2	2.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	22.00	24.00
Unit 7	8.24	17	10.5	1	0	5.99	6.09	5.85	6.00	5.92	5.05	6.13	5.99	5.79	5.12	5.71	6.01
Coal flow 2	kg/s																
Bio fuel into 1 level	%																
Bio fuel into 2 level	%																
Bio fuel flow 1	kg/s																
Bio fuel flow 2	kg/s																
SP ratio	%																
SP ratio	%																
SP ratio	%																
SP ratio	%																
Fuel Demand Max	%																
BEC Coal Load Action Ratio	%																
Sand pile weight	ton																
Sand filling time	min																
Sand pour time	min																
Line Stone Silo Weight	ton																
Bottom Ash Silo Weight	ton																
Coal/Air Fine Prop.	%																
Bio Fuel/Air Fine Prop.	%																
Primary Air Prop.	%																
Shift Factor %	%																
Air/Bio Fuel Flow	Nm ³ /h																
Air/Coal Fuel Flow	Nm ³ /h																
Primary Air - Bio Fuel	Nm ³ /h																
Primary Air - Coal Fuel	Nm ³ /h																
Ply Ash Silo 1 Level	%																
Ply Ash Silo 2 Level	%																
Transfer Counter ECO1																	
Transfer Counter ECO2																	
Transfer Counter ESP 1/1																	
Transfer Counter ESP 1/2																	
Transfer Counter ESP 2/1																	
Transfer Counter ESP 2/2																	
Transfer Counter ESP 3/1, 3/2																	
Transfer Counter ESP 4/1, 4/2																	
Recirculation ash counter, hopper 1/1																	
Recirculation ash counter, hopper 1/2																	
Coal / Recirculation ash ratio	%																

NAME

CBO Boiler 7

NAME

Shift Supervisor

~PO-xxx_01

Effective Date: xx/xx/2017

5(6)

DATE.....20/12/2023

NAME: _____

FER-Q-NPS-FO-xx-01

NAME

Shift Supervisor

Effective Date: xx/xx/2017

4(6)

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE: 20/12/2023

No.	KKS	Description	Unit	Set point	H1	L1	L2	2.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	22.00	24.00
1157	7H00H0000000000000000	Coal flow 2	kg/s	8.24	17	10.5	1	0	5.50	3.33	5.29		5.24	5.24	6.47	5.24	9.12	9.12	24.00
1158	7H00H0000000000000000	Bio fuel silo 1 level	%		85	65			0	0	0		0	0	0	17	14	14	5.23
1159	7H00H0000000000000000	Bio fuel silo 2 level	%		85	65			0	0	0		0	0	0	17	14	14	5.23
1160	7H00H0000000000000000	Bio fuel flow 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	0	0	0		0	0	0	2.02	2.02	2.02	15
1161	7H00H0000000000000000	Bio fuel flow 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	0	0	0		0	0	0	2.02	2.02	2.02	15
1162	7H00H0000000000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	15
1163	7H00H0000000000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	15
1164	7H00H0000000000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	15
1165	7H00H0000000000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	15
1166	7H00H0000000000000000	Fuel Demand Max	%	2	100	100	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	15
1167	7H00H0000000000000000	BFC Fuel Load Action Ratio	%	2	100	100	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	15
1168	7H00H0000000000000000	Send silo weight	ton		99			44	45	44	43		43	44	40	41	42	41	20
1169	7H00H0000000000000000	Send Filling Time	min		65	20		0.00	0.00	0.00	0		0.08	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
1170	7H00H0000000000000000	Send gauge time	min		50			0.5	0.5	0.5	0.5		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1171	7H00H0000000000000000	Line Stone Silo Weight	ton		220	22		18.19	27.47	18.53	25.36		24.09	23.36	24.14	24.14	24.14	24.14	24.14
1172	7H00H0000000000000000	Bottom Ash Silo Weight	ton		150			0.5	0.5	0.5	0.5		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1173	7H00H0000000000000000	Coal/Air Fine Prop.	%		1.4	0.6		18.19	27.47	18.53	25.36		24.09	23.36	24.14	24.14	24.14	24.14	24.14
1174	7H00H0000000000000000	Bio Fuel/Air Fine Prop.	%		1.4	0.6		18.19	27.47	18.53	25.36		24.09	23.36	24.14	24.14	24.14	24.14	24.14
1175	7H00H0000000000000000	Primary Air Prop.	%		90	50		0.83	0.83	0.83	0.83		0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
1176	7H00H0000000000000000	Shift Factor	%		1	0.2		0.00	0.00	0.00	0		0	0	0	0	0	0	0
1177	7H00H0000000000000000	Air/Bio Fuel Flow	Nm³/h					0.00	0.00	0.00	0		0	0	0	0	0	0	0
1178	7H00H0000000000000000	Air/Coal Fuel Flow	Nm³/h					0.00	0.00	0.00	0		0	0	0	0	0	0	0
1179	7H00H0000000000000000	Primary Air - Bio Fuel	Nm³/h					133.3	133.3	133.3	133.3		133.3	133.3	133.3	133.3	133.3	133.3	133.3
1180	7H00H0000000000000000	Primary Air - Coal Fuel	Nm³/h					0.0	0.0	0.0	0		0	0	0	0	0	0	0
1181	7H00H0000000000000000	Fly Ash Silo 1 Level	%		100	75	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0
1182	7H00H0000000000000000	Fly Ash Silo 2 Level	%		100	75	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0
1183	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ECO1	%	67				5	10	15	20		30	36	41	47	52	57	62
1184	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ECO2	%	263				50	105	163	224		342	406	472	537	602	667	732
1185	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ESP 1/1	%	195				15/5	28/5	41/5	54/5		67/5	80/5	93/5	106/5	119/5	132/5	145/5
1186	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ESP 1/2	%	90				18/5	34/14	51/16	67/16		82/16	98/16	114/16	130/16	146/16	162/16	178/16
1187	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ESP 2/1	%	16				2	4	6	8		10	12	14	16	18	20	22
1188	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ESP 2/2	%	38				45	96	153	204		309	374	439	504	569	634	699
1189	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ESP 3/1, 3/2	%					45	96	153	204		309	374	439	504	569	634	699
1190	7H00H0000000000000000	Transfer Counter ESP 4/1, 4/2	%					45	96	153	204		309	374	439	504	569	634	699
1191	7H00H0000000000000000	Recirculation ash counter, hopper 1/1	%					45	96	153	204		309	374	439	504	569	634	699
1192	7H00H0000000000000000	Recirculation ash counter, hopper 1/2	%					45	96	153	204		309	374	439	504	569	634	699
1193	7H00H0000000000000000	Recirculation ash ratio	%					1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

NAME: [REDACTED]

C80 Boiler 7

FR-QNPS-PO-xxx_01

NAME: [REDACTED]

Effective Date: xx/xx/2017

Shift Supervisor

5(6)

Boiler Unit 8

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE: 16/7/2023

Id	KKS	Description	Unit	Set point	H2	H1	L1	L2	2:00	4:00	6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	18:00	20:00	22:00	24:00
18	HEHNA21C001P001	Separator drop pressure left	LPa			2			0.7	0.5	0.18	0.8	0.7	0.8	0.8	0.9	0.7	0.8	0.9	0.8
19	HEHNA21C001P002	Separator drop pressure left	LPa			2			0.7	0.7	0.18	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	0.9	0.8
20	HEHNA21C001P003	Separator drop pressure right	LPa			2			1.1	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1
21	HEHNA21C001P004	Separator drop pressure right	LPa			2			0.7	0.6	0.2	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.7	0.8	0.9	0.8
22	HEHNA21C001P005	4p between separator & return leg left	LPa			35	20		0.14	0.22	0.2	0.15	0.2	0.15	0.15	0.19	0.81	0.81	0.81	0.81
23	HEHNA21C001P006	4p between separator & return leg left	LPa			35	20		0.54	0.51	0.46	0.41	0.42	0.41	0.44	0.49	0.50	0.49	0.54	0.54
24	HEHNA21C001P007	4p between separator & return leg right	LPa			35	20		0.03	0.04	0.13	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
25	HEHNA21C001P008	4p between separator & return leg right	LPa			35	20		0.64	0.60	0.62	0.59	0.62	0.63	0.62	0.62	0.61	0.61	0.61	0.61
26	HEHNA21C001P009	Furnace pressure	LPa	-0.3	2.5	0.5	-0.7	-1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4	-0.5	-0.4	-0.4
27	HEHNA21C001P010	Furnace pressure	LPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4	-0.5	-0.4	-0.4
28	HEHNA21C001P011	Furnace pressure	LPa		2.5	0.5	-0.7	-1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4	-0.5	-0.4	-0.4
29	HEHNA21C001P012	4p over separator left	Pa			1450			2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
30	HEHNA21C001P013	4p over separator right	Pa			1450			2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
31	HEHNA21C001P014	Flue gas temperature after Separator	°C		1000	950			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
32	HEHNA21C001P015	Flue gas temperature after separator	°C		1000	950			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
33	HEHNA21C001P016	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
34	HEHNA21C001P017	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
35	HEHNA21C001P018	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
36	HEHNA21C001P019	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
37	HEHNA21C001P020	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
38	HEHNA21C001P021	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
39	HEHNA21C001P022	Flue gas temperature after SH1	°C		900	880			5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
40	HEHNA21C001P023	SH and R24 drop pressure	Pa		140	200	160	130	0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
41	HEHNA21C001P024	SH drop pressure	Pa			1			0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
42	HEHNA21C001P025	Air heater drop pressure	Pa			5			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
43	HEHNA21C001P026	Flue gas temperature before ESP	°C		160	160	130		1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
44	HEHNA21C001P027	Flue gas temperature before ESP	°C		160	160	130		1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
45	HEHNA21C001P028	ESP drop pressure	Pa			500			3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
46	HEHNA21C001P029	Oxygen before stack	%			7.5	2		6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
47	HEHNA21C001P030	Dust opacity	ppm			25			2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
48	HEHNA21C001P031	SO2 content	ppm			450	430		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
49	HEHNA21C001P032	CO content	ppm			200			2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
50	HEHNA21C001P033	NOX content	ppm			180			1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
51	HEHNA21C001P034	Oil tank level	%			90	20	10	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
52	HEHNA21C001P035	Oil tank level	%			90	20	10	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
53	HEHNA21C001P036	Oil tank level	%			90	20	10	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
54	HEHNA21C001P037	Oil tank level	%			90	20	10	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
55	HEHNA21C001P038	Oil tank level	%			90	20	10	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
56	HEHNA21C001P039	Oil tank level	%			90	20	10	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8

NAME: / Shift Supervisor

Effective Date: 30 n.a. 60

FB-Q-NPS-PO-xxx_01

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE

16/11/2023

Unit	Description	Set point	H2	H1	L1	L2	2:00	4:00	6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	18:00	20:00	22:00	24:00
57	REB02D001FC	Coal flow 2	8.24	10.5	1	0	8.61	8.43	8.34	7.72	7.94	7.76	7.09	7.46	7.17	7.32	7.95	7.27
58	REB02D001FC	Bio fuel silo 1 level		85	65													
59	REB02D001FC	Bio fuel silo 2 level		85	65													
60	REB02D001FC	Bio fuel silo 1 level		85	65													
61	REB02D001FC	Bio fuel silo 2 level		85	65													
62	REB02D001FC	Bio fuel silo 1 level	5.63	50	30	0												
63	REB02D001FC	Bio fuel silo 2 level	5.64	50	30	0												
64	REB02D001FC	SP ratio	2	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	REB02D001FC	SP ratio	2	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	REB02D001FC	SP ratio	2	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	REB02D001FC	Fuel Demand Max		99			99.51	99.50	99.54	99.60	99.60	99.60	99.75	99.80	99.90	99.90	99.90	99.90
68	REB02D001FC	BFC Coal Load Action Ratio		65	20		65.27	65.27	65.44	65.75	65.81	65.81	65.81	65.81	65.81	65.81	65.81	65.81
69	REB02D001FC	Sand silo weight	0.5				0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
70	REB02D001FC	Sand filling time	50				50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
71	REB02D001FC	Bottom Ash Silo Weight		220	22		220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
72	REB02D001FC	Bottom Ash Silo Weight		150			150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
73	REB02D001FC	Fly Ash Silo 1 Level		75	0		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
74	REB02D001FC	Fly Ash Silo 2 Level		100	75	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
75	REB02D001FC	Transfer Counter ECO1	67				67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
76	REB02D001FC	Transfer Counter ECO2	263				263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263
77	REB02D001FC	Transfer Counter ESP 1/1	195				195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
78	REB02D001FC	Transfer Counter ESP 1/2	90				90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
79	REB02D001FC	Transfer Counter ESP 2/1	38				38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
80	REB02D001FC	Transfer Counter ESP 2/2																
81	REB02D001FC	Transfer Counter ESP 3/1, 3/2																
82	REB02D001FC	Transfer Counter ESP 4/1, 4/2																
83	REB02D001FC	Recirculation ash counter, hopper 1/1																
84	REB02D001FC	Recirculation ash counter, hopper 1/2																
85	REB02D001FC	Coal / Recirculation ash ratio																
86	REB02D001FC	Coal / Air Fine Prop.																
87	REB02D001FC	Bio Fuel / Air Fine Prop.																
88	REB02D001FC	Primary Air Prop.																
89	REB02D001FC	Shift Factor 14																
90	REB02D001FC	Air/Bio Fuel Flow																
91	REB02D001FC	Air/Coal Fuel Flow																
92	REB02D001FC	Primary Air - Bio Fuel																
93	REB02D001FC	Primary Air - Coal Fuel																

NAME

CBO Boiler 8

NAME

Shift Supervisor

FR-Q-NPS-PO-xxx_01

Effective Date : 30 n.a. 60

5(6)

DATE 8/8/2023

N/A
CBO Better &
Effective Date: 30 n.a. 60
4(6)

Boiler Unit 8

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE: 9/8/2023

No.	RAKS	Description	Unit	Set point	H1	L1	L2	2.00	4.00	6.00	8.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	22.00	24.00
1157	REHEAT2100011FC	Coal Flow 2	kg/s	8.24	17	10.5	1	0	6.76	6.53	6.49	6.49	6.49	6.40	6.63	6.82	6.68	6.68	6.79
1158	REHEAT2100011LL	Bio fuel silo 1 level	%		85	65			27.9	7.8	9	14	20	11	22	20	14	13	13
1159	REHEAT2100011LL	Bio fuel silo 2 level	%		85	65			17	7.4	16	15	20	10	25	18	14	11	12
1160	REHEAT2100011FC	Bio fuel silo 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.01	2.05
1161	REHEAT2100011FC	Bio fuel silo 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	1.84	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90
1162	REHEAT2100011FC	SP ratio	%	2	100	100	0	0	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
1163	REHEAT2100011FC	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1164	REHEAT2100011FC	SP ratio	%	2	100	100	0	0	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
1165	REHEAT2100011FC	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1166	REHEAT2100011FC	Fuel Demand Max	%		99				0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
1167	REHEAT2100011FC	BFC Coal Load Action Ratio	%		65	20			37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75
1168	REHEAT2100011FC	Sand silo weight	ton	0.5					0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
1169	REHEAT2100011FC	Sand Filling Time	min	50					60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
1170	REHEAT2100011FC	Sand pause time	min						2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22
1171	REHEAT2100011FC	Lime Stone Silo Weight	ton		220	22			19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
1172	REHEAT2100011FC	Bottom Ash Silo Weight	ton		150				14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
1173	REHEAT2100011FC	Ply Ash Silo 1 Level	%		100	75	0		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1174	REHEAT2100011FC	Ply Ash Silo 2 Level	%		100	75	0		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1175	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ECO1	%	67					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1176	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ECO2	%	67					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1177	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ESP 1/1	%	263					26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
1178	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ESP 1/2	%	263					26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
1179	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ESP 2/1	%	195					19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
1180	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ESP 2/2	%	90					12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
1181	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ESP 3/1, 1/2	%	16					10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
1182	REHEAT2100011FC	Transfer Counter ESP 4/1, 4/2	%	38					27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
1183	REHEAT2100011FC	Recirculation with counter, hopper 1/1	%						2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
1184	REHEAT2100011FC	Recirculation with counter, hopper 1/2	%						2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
1185	REHEAT2100011FC	Coal / Recirculation ash ratio	%						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1186	REHEAT2100011FC	Coal/Air Fine Prop	%						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1187	REHEAT2100011FC	Bio Fuel/Air Fine Prop	%						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1188	REHEAT2100011FC	Primary Air Prop	%						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1189	REHEAT2100011FC	Shift Factor 4+	%						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1190	REHEAT2100011FC	Air/Bio Fuel Flow	Nm³/h						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1191	REHEAT2100011FC	Air/Coal Fuel Flow	Nm³/h						149.4	149.4	150.1	149.6	151.1	152.5	157.4	155.5	151.5	157.8	151.9
1192	REHEAT2100011FC	Primary Air - Bio Fuel	Nm³/h						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1193	REHEAT2100011FC	Primary Air - Coal Fuel	Nm³/h						124.7	124.7	124.8	123.4	124.4	125.1	126.6	126.3	126.3	127.0	125.1

NAME

CBO Boiler 8

NAME

Shift Supervisor

Effective Date: 30.09.2023

10

DATE 13/9/2023

CONTROL ROOM LOG SHEET

Boiler Unit 8

No	NKS	Description	Unit	Setpoint	HI1	LI1	LI2	240	400	500	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
118	HRNA3CTP001PDI	Separator drop pressure left	1Pa					1.0	1.0	1.1	0.9		1.1	1.0	1.1	1.0	1.0	1.1	1.0
119	HRNA3CTP001PDI	Separator drop pressure left	1Pa					1.1	1.2	1.1	1.0		1.2	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.0
120	HRNA3CTP001PDI	Separator drop pressure right	1Pa					1.3	1.5	1.5	1.0		1.5	1.5	1.7	1.4	1.9	1.6	1.4
121	HRNA3CTP001PDI	Separator drop pressure right	1Pa					1.0	1.2	1.3	1.2		1.2	1.2	1.2	1.3	1.4	1.1	1.0
122	HRNA3CTP002PDI	dp between separator & return kg left	1Pa					0.5	0.4	0.4	1.0		0.6	0.45	0.4	0.6	0.4	0.4	0.4
123	HRNA3CTP002PDI	dp between separator & return kg left	1Pa					1.5	1.5	1.5	1.5		1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
124	HRNA3CTP002PDI	dp between separator & return kg right	1Pa					1.1	1.1	1.1	1.1		1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
125	HRNA3CTP002PDI	dp between separator & return kg right	1Pa					1.4	1.4	1.4	1.4		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
126	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa	-0.5	2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
127	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
128	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
129	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
130	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
131	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
132	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
133	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
134	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
135	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
136	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
137	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
138	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
139	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
140	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
141	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
142	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
143	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
144	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
145	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
146	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
147	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
148	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
149	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
150	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
151	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
152	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
153	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
154	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
155	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
156	HRNA3CTP003PDI	Flue gas pressure	1Pa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4		-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE 13/9/2023

DATE: 10/2/2023

No	KKS	Description	Unit	Quantity	112	111	114	112	2100	4100	6100	8100	10100	12100	14100	16100	18100	20100	22100	24100
132	HHH000000000	Coal flow 2	kg/s	8.24	17	10.5	1	0	5.76	6.50	6.82	6.87	6.97	6.27	6.21	6.03	5.92	5.83	5.74	5.64
135	HHH000000000	Bin feed into 1 level	%		85	65			19	20	20	14	21	20	19	18	17	16	15	14
139	HHH000000000	Bin feed into 1 level	%		45	45			19	20	20	14	21	20	19	18	17	16	15	14
140	HHH000000000	Bin feed flow 1	kg/s	5.63	30	30	0	0	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
161	HHH000000000	Bin feed flow 2	kg/s	5.64	30	30	0	0	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
162	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
163	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
164	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
165	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
166	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
167	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
168	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
169	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
170	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
171	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
172	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
173	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
174	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
175	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
176	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
177	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
178	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
179	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
180	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
181	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
182	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
183	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
184	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
185	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
186	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
187	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
188	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
189	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
190	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
191	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
192	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
193	HHH000000000	SP ratio	%	2	100	100	0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

NAME... / CBO Boilers

FR-Q-NPS-PO-xxx 01

Effective Date: 30 Apr 60

NAME...
Shah Supriya

DATE..... 07/11/2023

23/11/2023

NAME..... CEO Bede &

Effective Date : 30 n.a. 60

NAME..... /
Shift Supervisor

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE _____

23/11/2023

[illegible]NAME /
CBO Bolder &

507

FR-Q-N2S-PO-XU-01

Effective Date : 30 n A. 60

STATE SUPREMACY

1075

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE

11/12/2023

SL	ICLS	Description	Unit	Set point	HI2	HI1	L2	2100	4500	6000	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	18:00	20:00	22:00	24:00
18	HRNA31CP001PDI	Separator drop pressure left	LPa		2			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
19	HRNA32CP001PDI	Separator drop pressure left	LPa		2			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
20	HRNA33CP001PDI	Separator drop pressure right	LPa		2			1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
21	HRNA34CP001PDI	Separator drop pressure right	LPa		2			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
22	HRNA35CP001PDI	dp between separator & return leg left	LPa		35	20		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
23	HRNA36CP001PDI	dp between separator & return leg left	LPa		35	20		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
24	HRNA37CP001PDI	dp between separator & return leg right	LPa		35	20		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
25	HRNA38CP001PDI	dp between separator & return leg right	LPa		35	20		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
26	HRNA39CP001PDI	Furnace pressure	LPa	-0.3	2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
27	HRNA40CP001PDI	Furnace pressure	LPa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
28	HRNA41CP001PDI	Furnace pressure	LPa		2.5	0.5	-0.7	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
29	HRNA42CP001PDI	DP over separator left	Pa		1450			404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404
30	HRNA43CP001PDI	DP over separator right	Pa		1450			404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404
31	HRNA44CP001PDI	Flue gas temperature after Separator	°C		1000	950		561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561
32	HRNA45CP001PDI	Flue gas temperature after separator	°C		1000	950		561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561
33	HRNA46CP001PDI	Flue gas temperature after SH 1	°C		900	840		552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
34	HRNA47CP001PDI	Flue gas temperature after SH 1	°C		900	840		552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
35	HRNA48CP001PDI	Flue gas temperature after SH 1	°C		900	840		552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
36	HRNA49CP001PDI	Flue gas temperature after RH 1	°C		470	0		374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374
37	HRNA50CP001PDI	Flue gas temperature after RH 1	°C		470	0		374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374
38	HRNA51CP001PDI	Flue gas temperature after Economizer	°C		350	0		267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
39	HRNA52CP001PDI	Flue gas temperature after Economizer	°C		350	0		267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
40	HRNA53CP001PDI	Flue gas after Eco. Temperature	°C	140	200	160	130	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
41	HRNA54CP001PDI	SH and RH drop pressure	Pa		20			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
42	HRNA55CP001PDI	Eco. Drop pressure	Pa		1			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
43	HRNA56CP001PDI	Air heater drop pressure	Pa		5			0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
44	HRNA57CP001PDI	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130		137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
45	HRNA58CP001PDI	Flue gas temperature before ESP	°C		160	130		137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
46	HRNA59CP001PDI	ESP drop pressure	Pa		500			345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
47	HRNA60CP001PDI	Oxygen before stack	%		7.5	2		6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
48	HRNA61CP001PDI	Dust opacity	ppm		25			4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
49	HRNA62CP001PDI	SO2 content	ppm		450	430		304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304
50	HRNA63CP001PDI	CO content	ppm		200			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
51	HRNA64CP001PDI	NOx content	ppm		180			145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
52	HRNA65CP001PDI	Oil tank level	%		90	20	10	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2
53	HRNA66CP001PDI	Drain oil pressure	bar		23	30	8	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
54	HRNA67CP001PDI	Drain oil flow	kg/s		0.68	2	0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
55	HRNA68CP001PDI	Cool side 1 level	%		85	20		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
56	HRNA69CP001PDI	Cool side 2 level	%		85	20		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
57	HRNA70CP001PDI	Cool flow 1	kg/s		17	10.5	1	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3

NAME

CEO Boiler 8

NAME

Shift Supervisor

Effective Date : 30 n n 60

FW-Q-NPS-PO-xxx_01

4(6)

CONTROL ROOM LOG SHEET

DATE 11/12/2023

No	CLAS	Description	Unit	Set point	H2	H1	L1	L2	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
57	REDCHIEF001FC	Coal flow 2	kg/s	5.34	17	10.5	1	0	13.73	8.62	6.61	7.04	6.21	7.11	7.09	6.17	6.17	6.53	6.17	6.60
58	REDCHIEF001L	Bio fuel into 1 level	%			85	65		7	25	17	24	10.8	24	16	16.3	22.7	16.3	16.3	16.3
59	REDCHIEF001L	Bio fuel into 2 level	%			85	65		7	25	17	24	10.8	24	16	16.3	22.7	16.3	16.3	16.3
60	REDCHIEF001FC	Bio fuel flow 1	kg/s	5.63	50	30	0	0	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
61	REDCHIEF001FC	Bio fuel flow 2	kg/s	5.64	50	30	0	0	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
62	REDCHIEF001	SP ratio	%	2	100	100	0	0	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
63	REDCHIEF001	SP ratio	%	2	100	100	0	0	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
64	REDCHIEF001	SP ratio	%	2	100	100	0	0	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
65	REDCHIEF001	SP ratio	%	2	100	100	0	0	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
66	REDCHIEF001	Fuel Demand Max	%	2	100	100	0	0	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
67	REDCHIEF001	BF Coal Load Action Ratio	%			99			7.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
68	REDCHIEF001	Sand weight	ton			65	20		8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04
69	REDCHIEF001	Sand Filling Time	min	0.5					67.12	67.12	67.12	67.12	67.12	67.12	67.12	67.12	67.12	67.12	67.12	67.12
70	REDCHIEF001	Sand pause time	min	50					0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
71	REDCHIEF001	Limco Stone Silo Weight	ton			220	22		2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
72	REDCHIEF001	Bonnet Ash Silo Weight	ton			150			9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
73	REDCHIEF001	Fly Ash Silo 1 Level	%		100	75	0		87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
74	REDCHIEF001	Fly Ash Silo 2 Level	%		100	75	0		87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
75	REDCHIEF001	Transfer Counter ECO1	%	67					12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1
76	REDCHIEF001	Transfer Counter ECO2	%	67					12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1
77	REDCHIEF001	Transfer Counter ESP 1/1	%	263					15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
78	REDCHIEF001	Transfer Counter ESP 1/2	%	263					15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
79	REDCHIEF001	Transfer Counter ESP 2/1	%	195					15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
80	REDCHIEF001	Transfer Counter ESP 2/2	%	90					15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
81	REDCHIEF001	Transfer Counter ESP 3/1, 3/2	%	16					15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
82	REDCHIEF001	Transfer Counter ESP 4/1, 4/2	%	38					15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
83	REDCHIEF001	Recirculation ash counter, hopper 1/1	%						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
84	REDCHIEF001	Recirculation ash counter, hopper 1/2	%						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
85	REDCHIEF001	Coal / Recirculation ash ratio	%						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
86	REDCHIEF001	Coal/Air Fine Prop	%						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
87	REDCHIEF001	Bio Fuel/Air Fine Prop	%						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
88	REDCHIEF001	Primary Air Prop	%						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
89	REDCHIEF001	Shift Factor +/-	%						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
90	REDCHIEF001	Air/Bio Fuel Flow	Nm³/s						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
91	REDCHIEF001	Air/Coal Fuel Flow	Nm³/s						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
92	REDCHIEF001	Primary Air - Bio Fuel	Nm³/s						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
93	REDCHIEF001	Primary Air - Coal Fuel	Nm³/s						15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

NAME

CBO Boiler 8

NAME

Shift Supervisor

FB-Q-NPS-PO-xxx_01

Effective Date : 30 n.a. 60

561

บันทึกสถิติการทำงาน ESP ประจำปี 2566 บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)

เดือน	การทำงาน ESP Unit 7	การทำงาน ESP Unit 8	สาเหตุการเกิดปัญหา	แนวทางการแก้ไข	หมายเหตุ
มกราคม	100%	100%	-	-	
กุมภาพันธ์	100%	100%	-	-	
มีนาคม	100%	100%	-	-	
เมษายน	100%	100%	-	-	
พฤษภาคม	100%	100%	-	-	
มิถุนายน	100%	100%	-	-	
กรกฎาคม	100%	100%	-	-	
สิงหาคม	100%	100%	-	-	
กันยายน	100%	100%	-	-	
ตุลาคม	100%	100%	-	-	
พฤศจิกายน	100%	100%	-	-	
ธันวาคม	100%	100%	-	-	

* หมายเหตุ การทำงาน ESP 100% หมายถึงใช้งานได้ปกติ

ภาคผนวก ข-7

ขั้นตอนการควบคุม Emission From Stack



WORK INSTRUCTION

WORK INSTRUCTION

Document No. WI-E-NPS-PO-006

Issued by:

Edition No.06

Approved by:

Effective date: 15 Jan 2023

Page 2(5)

การควบคุม Emission from stack

1. วัตถุประสงค์ (Objective)

- 1.1 เพื่อควบคุมปริมาณฝุ่น (% Opacity), SO_2 , CO ของ flue gas ที่ออกมาจาก stack สูบบรรยากาศ
- 1.2 เพื่อกำหนดค่ามาตรฐานของก๊าซจากการควบคุมของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (Opacity < 35%, SO_2 < 520 ppm, NO_x < 315 ppm และ CO < 690 ppm)

2. ขอบข่าย (Scope)

ควบคุมการปล่อยอากาศหลังจากกระบวนการผลิตของ Boiler

3. คำจำกัดความ (Definition)

- 3.1 Flue gas หมายถึง ก๊าซเสียที่เกิดจากกระบวนการเผาไหม้
- 3.2 Stack หมายถึง ปล่องสำหรับปล่อยอากาศเสียหลังจากกระบวนการผลิตออกสู่สภาพแวดล้อม
- 3.3 Opacity หมายถึง ค่าที่แสดงถึงปริมาณฝุ่นที่ออกมาจาก Flue gas จาก Stack สูบบรรยากาศ โดยค่าที่ได้เป็นเปอร์เซ็นต์ ถ้าเปอร์เซ็นต์ที่วัดได้มีค่าสูง แสดงว่า Flue gas มีปริมาณฝุ่นมาก
- 3.4 SO_2 หมายถึง ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์
- 3.5 CO หมายถึง ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์
- 3.6 NO_x หมายถึง ก๊าซจำพวกไนโตรเจนออกไซด์ จะมีในรูป NO_2 , NO_3
- 3.7 SS (Shift Supervisor) คือ หัวหน้างานกะ
- 3.8 PO (Plant Operator) หมายถึง พนักงานเดินเครื่องหน้างาน
- 3.9 Automation หมายถึง ฝ้ายซ่อมบำรุงเครื่องมือวัด
- 3.10 ESP (Electro Static Precipitator) หมายถึง อุปกรณ์ดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต

WORK INSTRUCTION

Document No. WI-E-NPS-PO-006

Issued by:

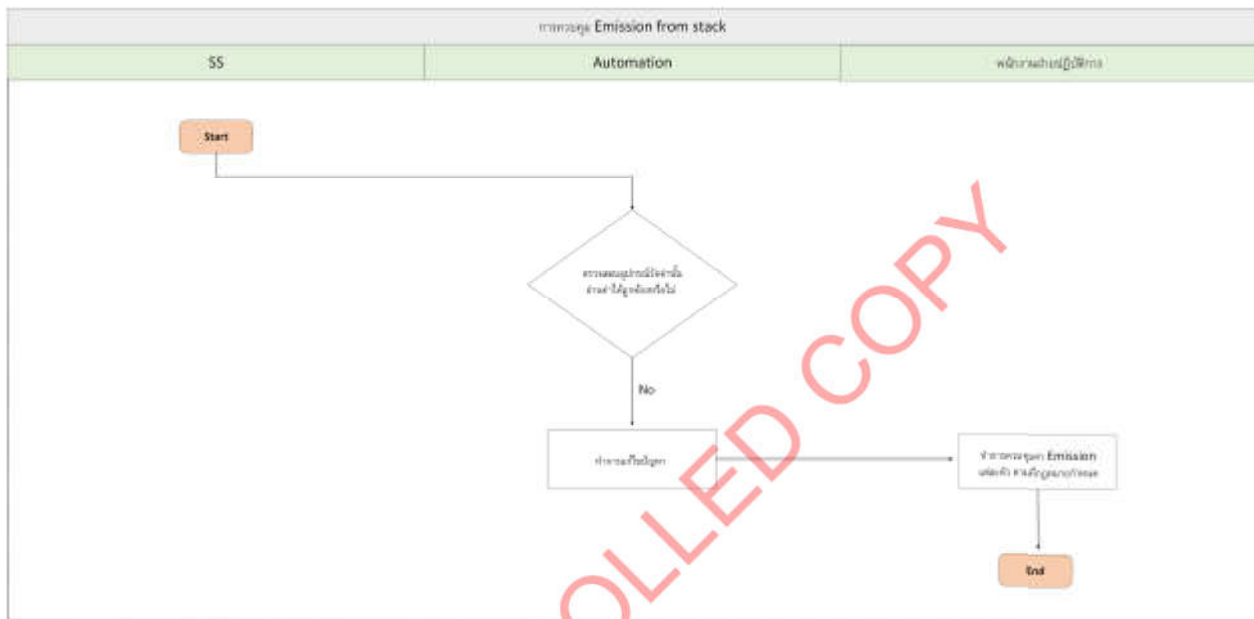
Edition No.06

Approved by:

Effective date: 15 Jan 2023

Page 3(5)

4. ขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Procedure)



4.1 พนักงานฝ่ายปฏิบัติการ ทำการควบคุมคุณภาพเชื้อเพลิงก่อนเข้าเตาเผา ซึ่งเป็นปัจจัยในการเผาไหม้ ส่งผลต่อค่า Emission stack โดยปฏิบัติตามขั้นตอนวิธีปฏิบัติงาน ดังต่อไปนี้

- 1) WI-Q-NPS-OP-030 วิธีปฏิบัติงาน ขั้นตอนการตรวจรับและจัดเก็บเชื้อเพลิงชีวมวล
- 2) WI-Q-NPS-OP-038 วิธีปฏิบัติงาน ขั้นตอนการผสมถ่านหิน
- 3) WI-Q-NPS-OP-042 วิธีปฏิบัติงาน การเก็บตัวอย่างเชื้อเพลิงถ่านหิน

4.2 พนักงานฝ่ายปฏิบัติการ ทำการควบคุมค่า Emission แต่ละตัว โดยการ Set Alarm และตารางค่า Emission ตามที่กฎหมายกำหนด ดังนี้

ตารางแสดงค่า alarm หรือสัญญาณเตือนที่เครื่องควบคุม(DCS)

	Emission	Value	Alarm			
			H2	H1	L1	L2
1	Oxygen	%	-	7.5	3.0	-
2	Opacity	%	40	30	-	-
3	SO ₂ (O ₂ 7%)	ppm	550	520	-	-
4	CO (O ₂ 7%)	ppm	-	200	-	-
5	NO _x (O ₂ 7%)	ppm	-	220	-	-

หมายเหตุ ค่า Alarm หรือค่าสัญญาณเตือนจะมีค่าต่ำกว่าที่กฎหมายกำหนดเพื่อให้พนักงานเดินเครื่องดำเนินการแก้ไขก่อนเกินค่าที่กฎหมายกำหนด

WORK INSTRUCTION

Document No. WI-E-NPS-PO-006

Issued by:

Edition No.06

Approved by:

Effective date: 15 Jan 2023

Page 4(5)

ตารางแสดงค่า Emission ตามที่กฎหมายกำหนด

ค่า Emission	unit	EIA	DIW	NPS
TSP	mg/m3	108	120	35% opacity
SO ₂ (O ₂ 7%)	ppm	576	640	520
CO (O ₂ 7%)	ppm	690	690	200
NO _x (O ₂ 7%)	ppm	315	350	315

หมายเหตุ EIA :: ค่ามาตรฐานจากการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment)

DIW :: ค่ามาตรฐานที่กรมโรงงานอุตสาหกรรมกำหนด (Department of Industrial Works)

NPS :: ค่ามาตรฐานที่โรงงาน NPS ใช้ในการควบคุม

4.3 การควบคุมค่า CO

- 1) CO เกิดจากการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับสัดส่วนเชื้อเพลิงและอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้
- 2) ถ้าค่า CO มีค่าเพิ่มมากขึ้นแสดงว่าการเผาไหม้ไม่ดี สามารถแก้ไขได้โดยการปรับลมที่ช่วยในการเผาไหม้

4.4 การควบคุมค่า Opacity (Particulate Emission)

- 1) หากมีการเพิ่มของปริมาณฝุ่นที่ออกจาก Stack กำหนดให้ SS แจ้งช่างไฟฟ้า เพื่อทำการตรวจสอบการทำงานของ ESP ตาม WI-E-NPS-ME-001 (การบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต) และ WI-Q-NPS-EL-025 (การบำรุงเชิงป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต)

4.5 การควบคุมค่า Sulphur Dioxide ที่ O₂ 7% (SO₂ Emission)

- 1) เมื่อค่า SO₂ เกิน 520 ppm ให้ใช้ Limestone เพื่อควบคุม
- 2) หากใช้ Limestone แล้ว ค่า SO₂ ยังเกิน 520 ppm ให้เพิ่มสัดส่วนของเชื้อเพลิงชีวมวล เพื่อลดปริมาณถ่านที่มีค่า S สูง โดยที่ไม่เกินขีดจำกัด ID fan
- 3) หากค่า SO₂ ยังเกิน 520 ppm ให้ SM แจ้งแผนกวางแผนการผลิตปรับเปลี่ยนสูตรถ่านเพื่อให้ค่า S ลดลง
- 4) หากยังไม่สามารถควบคุมค่า SO₂ ไม่ให้เกิน 520 ppm ได้อีก ให้ SM ลดกำลังการผลิตจนกว่าค่า SO₂ ไม่เกิน

4.6 การควบคุมค่า NO_x Emission

- 1) ค่า NO_x จะแปรผันตาม Bed Temp กล่าวคือ หาก Bed Temp ต่ำจะส่งผลให้ค่า NO_x ต่ำเช่นกัน ซึ่งระหว่างการเดินเครื่องหากควบคุมค่า Bed Temp อยู่ระหว่าง 880 – 920 °C จะทำให้ค่า NO_x อยู่ต่ำกว่ามาตรฐาน

4.7 โดยปกติแล้วการเกิด NO_x จะเกิดขึ้นที่การเผาไหม้ที่อุณหภูมิที่สูง >1000 °C

4.8 กรณี Bed Temp สูง (มักจะเกิดขึ้นในช่วงที่มีการ Boiler load สูง)

- 1) เพิ่ม Set Point Oxygen control ให้สูงขึ้น

WORK INSTRUCTION

Document No. WI-E-NPS-PO-006

Issued by:

Edition No.06

Approved by:

Effective date: 15 Jan 2023

Page 5(5)

- 2) เพิ่ม Primary Air Flow
- 3) Start Recir Gas Fan เพื่อนำ Flue Gas กลับมาใช้ในการเผาไหม้ ซึ่งทำให้ Bed Temp ลดลงตาม Flow Recir Gas ที่เพิ่มขึ้น
- 4) เพิ่มปริมาณการใช้ Recirculation Ash ก็สามารถทำให้ Bed Temp ลดลงได้
- 4.9 เมื่อ SS ตรวจพบค่าควบคุมที่เกินมาตรฐานการเดินเครื่องให้ทำการแจ้งแก่ Automation เพื่อเข้ามาตรวจสอบอุปกรณ์วัดค่าว่าอ่านค่าได้ถูกต้องหรือไม่ ซึ่งหากไม่ถูกต้อง กำหนดให้ Automation ทำการแก้ไขปัญหาดังกล่าว
- 4.10 หากอุปกรณ์วัดค่าสามารถอ่านค่าได้ถูกต้อง กำหนดให้ SS ดำเนินกระบวนการที่กล่าวมาข้างต้นในการควบคุมค่า Emission ในแต่ละตัว

5. บันทึก (Record)

- 5.1 Log Sheet ที่ DCS Boiler Control Room

6. เอกสารแนบ (Related Document)

ไม่มี

7. เอกสารอ้างอิง (Reference)

- 7.1 WI-Q-NPS-PO-032 ขั้นตอนการตรวจรับและจัดเก็บเชื้อเพลิงเชื้อเพลิงชีวมวล
- 7.2 WI-Q-NPS-PO-040 ขั้นตอนการผสมถ่านหิน
- 7.3 WI-Q-NPS-PO-044 การเก็บตัวอย่างเชื้อเพลิงถ่านหิน
- 7.4 WI-E-NPS-EM-001 การบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตย์
- 7.5 WI-E-NPS-EM-002 การบำรุงรักษาเชิงป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต