ต้นแบบสัญญา Firm พลังงานหมุนเวียน

แบบมีเชื้อเพลิงเสริม (ค. 2)

สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ .....

ระหว่าง

บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สัญญาซื้อขายไฟฟ้านี้ทำที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เมื่อวันที่ .....
ระหว่างบริษัท..... โดย.....
ตำแหน่ง.....สำนักงานเลขที่.....
..... ซึ่งต่อไป
ในสัญญานี้เรียกว่า "บริษัทฯ" ฝ่ายหนึ่ง กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดย
..... ตำแหน่ง ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำนักงาน เลขที่ 53 หมู่ 2 ถนนจรัญสนิทวงศ์ ตำบลบางกรวย อำเภอบางกรวย จังหวัดนนทบุรี 11130 ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า "กฟผ." อีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งสองฝ่ายตกลงซื้อขายไฟฟ้า โดยมีเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. คำนิยาม/คำย่อ

การไฟฟ้า	หมายถึง	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
เชื้อเพลิงหลัก	หมายถึง	เชื้อเพลิงชีวมวลทุกประเภทที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
เชื้อเพลิงเสริม	หมายถึง	เชื้อเพลิงที่ใช้ในการจุดเตา และใช้ในการรักษาสภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง (Flame Stability) รวมถึงเชื้อเพลิงสำรอง (Secondary Fuel) ที่บริษัทฯ ใช้ในระหว่างการผลิต
เชื้อเพลิงสำรอง (Secondary Fuel)	หมายถึง	เชื้อเพลิงที่บริษัทฯ ได้แจ้งไว้เพื่อใช้แทนเชื้อเพลิงหลัก (Primary Fuel) ในกรณีที่มีความจำเป็น สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลทุกประเภทให้ถือเป็นเชื้อเพลิงหลักชนิดเดียวกัน
จุดรับซื้อไฟฟ้า	หมายถึง	จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่บริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. และ กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทฯ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า
จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า	หมายถึง	จุดที่ระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ซึ่งการไฟฟ้าจะเป็นผู้กำหนด และอาจจะเป็นจุดเดียวกันกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

จุดเชื่อมโยงระบบสื่อสารหมายถึง จุดที่ระบบสื่อสารของบริษัทฯ เชื่อมโยงกับระบบสื่อสารของ กฟผ.

Prudent Utility Practice หมายถึง แบบอย่างการปฏิบัติ วิธีการที่เป็นที่ยอมรับในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าของนานาชาติโดยส่วนใหญ่ ในการดำเนินงานเกี่ยวกับโรงไฟฟ้า โดยการดำเนินการดังกล่าวประกอบด้วย การเดินเครื่องและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

วันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date : SCOD)

หมายถึง วันที่กำหนดไว้ในข้อ 7.1 ของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับนี้

วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Commercial Operation Date : COD)

หมายถึง วันแรกที่ กฟผ. และบริษัทฯ มีการซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

Trial Run หมายถึง การทดสอบเดินเครื่องตามแผนสั่งการของ กฟผ. ในระยะเวลาที่ กฟผ. ได้ให้ความเห็นชอบก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)

หน่วยงานกลาง หมายถึง หน่วยงานที่เป็นผู้ดำเนินการ ตรวจสอบการออกแบบ และการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ให้มีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพนอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตพลังงานทั้งหมดตามสัญญา และ/หรือตรวจวัดดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (PES) และ/หรือตรวจวัดสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริมของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย

หมายถึง เหตุการณ์อย่างหนึ่งอย่างใดต่อไปนี้ ซึ่งเกิดขึ้นหลังจากวันที่ลงนามในสัญญานี้ และเป็นผลจากการกระทำของหน่วยงานรัฐบาล คือ (1) การเปลี่ยนแปลงหรือการแก้ไขกฎหมายที่มีอยู่แล้ว (2) การออกกฎหมายใหม่ (3) การเปลี่ยนแปลงลักษณะการบังคับใช้หรือการตีความกฎหมาย (รวมถึงการตีความมาตรฐานเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมต่างๆ ด้วย)

กฎหมาย	หมายถึง	การออกข้อบังคับต่างๆ โดยหน่วยงานรัฐบาลไม่ว่าจะเป็นในรูปของพระราชบัญญัติ พระราชกำหนด พระราชกฤษฎีกา ประมวลกฎหมาย เทศบัญญัติ ข้อกำหนดส่วนท้องถิ่น และสนธิสัญญาต่างๆ หรือในรูปอื่น ซึ่งมีลักษณะคล้ายกัน รวมถึงกฎหมายรองต่างๆ เช่น กฎกระทรวง ประกาศกระทรวง และกฎ ประกาศ ระเบียบ คำสั่ง ข้อกำหนดของส่วนราชการต่างๆ และรวมถึงข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (SPP Grid Code) ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1
หน่วยงานรัฐบาล	หมายถึง	รัฐบาลไทย กระทรวง ทบวง กรม หน่วยงานที่มีกฎหมายจัดตั้งขึ้นโดยเฉพาะ (แต่ไม่รวมถึง กฟผ. หรือผู้สืบสิทธิในสัญญานี้จาก กฟผ.) และองค์กรต่างๆ ซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมโดยตรงหรือโดยอ้อม ของหน่วยงานต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว หรือหน่วยงานอื่นในทำนองเดียวกัน

2. อายุของสัญญา

2.1 สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ทั้งสองฝ่ายลงนามในสัญญาและให้มีอายุสัญญานับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ตามที่กำหนดไว้ในข้อ 5.8 เป็นระยะเวลา ..... ปี

2.2 ให้เอกสารแนบท้ายสัญญาดังต่อไปนี้ เป็นส่วนหนึ่งของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับนี้

2.2.1	หมายเลข 1	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (SPP Grid Code)
2.2.2	หมายเลข 2	อัตราค่าไฟฟ้า
2.2.3	หมายเลข 3	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (ในกรณีที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับ กฟผ. ให้เพิ่มเติมข้อความ "และข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.")
2.2.4	หมายเลข 4	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟน. หรือ กฟภ. (ในกรณีที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับ กฟน. หรือ กฟภ.)
2.2.5	หมายเลข 5	คู่มือการรายงานการใช้เชื้อเพลิงเสริมในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานหมุนเวียน
2.2.6	หมายเลข 6	คู่มือการตรวจวัดประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม และการคำนวณค่า PES สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (ระบบ Cogeneration)

2.2.7 หมายเลข 7 ประกาศ กฟผ. เรื่องการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน *(เฉพาะ SPP ที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ทั้งนี้กรณีรายที่ได้รับคัดเลือกตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550 ไม่ต้องมีเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 7)*

ในกรณีที่ข้อความในเอกสารแนบท้ายสัญญาขัดหรือแย้งกับข้อความในสัญญานี้ ให้ถือข้อความในสัญญานี้ใช้บังคับ และในกรณีที่ข้อความในเอกสารแนบท้ายสัญญาฉบับนี้ขัดหรือแย้งกันเอง ให้บริษัทฯ เสนอเรื่องต่อ กกพ. เพื่อวินิจฉัย

3. การแก้ไขสัญญา

3.1 ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ที่ไม่ใช่การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย อันมีผลทำให้คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะได้รับความเสียหายอย่างร้ายแรงอันสืบเนื่องมาจากการที่จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดแห่งสัญญานี้ต่อไป คู่สัญญาฝ่ายที่จะได้รับความเสียหายมีสิทธิทำหนังสือแจ้งอีกฝ่ายหนึ่งให้มีการตกลงเงื่อนไขข้อสัญญากันใหม่ และคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะต้องประชุมกันภายใน 30 วัน นับตั้งแต่วันที่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งได้รับแจ้งหนังสือเช่นว่านั้น เมื่อคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายตกลงให้แก้ไขสัญญานี้แล้วก็ให้แก้ไขโดยทำเป็นสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมต่อท้ายสัญญาให้เสร็จเรียบร้อยโดยเร็ว และในระหว่างการเจรจาตกลงให้สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับอยู่ แต่ทั้งนี้ต้องไม่ขัดกับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ฉบับ พ.ศ. 2550 (ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า "ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก")

ในกรณีที่คู่สัญญาไม่สามารถตกลงแก้ไขสัญญาได้ คู่สัญญาฝ่ายที่ได้รับความเสียหายตามวรรคหนึ่ง มีสิทธิยื่นคำร้องขอแก้ไขสัญญา ต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ซึ่งต่อไปในสัญญานี้จะเรียกว่า กกพ.) ทั้งนี้ คู่สัญญาตกลงว่า

(1) ให้สัญญาฉบับนี้ยังคงมีผลใช้บังคับต่อไปจนกว่าจะได้มีการชี้ขาดจาก กกพ. ให้มีการแก้ไขสัญญาตามคำร้อง และคู่สัญญาได้แก้ไขสัญญาให้เป็นไปตามคำชี้ขาดดังกล่าวเรียบร้อยแล้ว หรือ

(2) ให้สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับต่อไปเสมือนหนึ่งมิได้มีการเจรจาขอแก้ไขสัญญามาตั้งแต่ต้น ในกรณีที่ กกพ. ได้มีการวินิจฉัยให้ยกคำร้องขอแก้ไขสัญญา หรือได้มีการวินิจฉัยในคำร้องไม่อนุญาตให้มีการแก้ไขสัญญา

อนึ่ง คำวินิจฉัยชี้ขาดจาก กกพ. ตามวรรคก่อน เป็นที่ยุติและผูกพันคู่สัญญา หาก กกพ. ไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

3.2 ในกรณีมีการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย ทำให้บริษัทฯ ต้องแก้ไขปรับปรุงโรงไฟฟ้าในประการสำคัญ หรือทำให้บริษัทฯ ต้องแก้ไขปรับปรุงอย่างอื่นซึ่งเกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าหรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งมีผลกระทบอย่างรุนแรงต่อค่าใช้จ่ายหรือรายได้ของบริษัทฯ ให้บริษัทฯ

รวบรวมผลกระทบของบริษัทต่างๆ จากการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย และนำเสนอ กกพ. เพื่อพิจารณาต่อไป

4. เหตุผิดสัญญา

การเกิดของเหตุการณ์ใดๆ ดังต่อไปนี้ถือว่าเป็นเหตุผิดสัญญา (Event of Default)

4.1 กรณีผิดนัดชำระเงิน หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ชำระเงิน (สำหรับจำนวนเงินที่ไม่มีข้อโต้แย้ง) ภายในระยะเวลาที่กำหนด

4.2 บริษัทฯ ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เว้นแต่เป็นกรณีที่บริษัทฯ มีข้ออ้างตามสัญญาเกี่ยวกับการจ่ายไฟฟ้าหรือเป็นเพราะความผิดของ กฟผ. เป็นเวลามากกว่า 15 วันติดต่อกัน

4.3 บริษัทฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขในสัญญาได้

4.4 บริษัทฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขสำคัญที่เกี่ยวกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ข้อ 3.5.2

ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งทำผิดสัญญาดังกล่าวข้างต้น คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิทำหนังสือแจ้งให้คู่สัญญาฝ่ายที่ผิดสัญญาดำเนินการแก้ไขการผิดสัญญา หากเป็นกรณีผิดสัญญาตามข้อ 4.2 ข้อ 4.3 และข้อ 4.4 ให้คู่สัญญาฝ่ายที่ผิดสัญญาดำเนินการแก้ไขภายในระยะเวลา 90 วันนับแต่วันที่ได้รับหนังสือบอกกล่าว หากเป็นกรณีผิดสัญญาตามข้อ 4.1 ให้คู่สัญญาฝ่ายที่ผิดสัญญา ดำเนินการแก้ไขการผิดสัญญาภายในระยะเวลา 15 วัน นับแต่วันที่ได้รับหนังสือบอกกล่าว หากคู่สัญญาฝ่ายผิดสัญญาไม่สามารถแก้ไขให้แล้วเสร็จภายในกำหนดระยะเวลาดังกล่าว คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญา

แต่ถ้าบริษัทฯ เป็นฝ่ายที่ไม่ปฏิบัติตามสัญญาที่ไม่เกี่ยวกับการชำระเงินตามสัญญานี้ กฟผ. จะขยายระยะเวลา 90 วันนั้นออกไปตามควรแก่กรณี ถ้าบริษัทฯ ได้แสดงให้ กฟผ. เห็นว่า บริษัทฯ กำลังแก้ไขการที่ไม่ปฏิบัติตามสัญญานั้นอยู่อย่างจริงจัง อนึ่ง หากบริษัทฯ ไม่ดำเนินการแก้ไขภายในระยะเวลาที่ขยายออกไปนั้น กฟผ. มีสิทธิบอกเลิกสัญญา

4.5 กรณีไม่มีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือน ตามข้อ 5.9 ให้ถือว่าสัญญานี้สิ้นสุดลง

5. การดำเนินการก่อนการซื้อขายไฟฟ้า

5.1 บริษัทฯ จะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่กฎหมายกำหนด โดยบริษัทฯ ต้องนำผลการอนุมัติพร้อมรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมมาแสดงต่อ กฟผ. ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 5 วันทำการก่อนวันลงนามในสัญญานี้

บริษัทฯ จะต้องนำหนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้างโรงงานติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าซึ่งได้รับจาก กกพ. ใบอนุญาตทางสิ่งแวดล้อมและใบอนุญาตอื่นๆ ตามที่กฎหมายกำหนด มาแสดงกับ กฟผ. ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วันทำการก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ตามข้อ 5.8

5.2 ก่อนเริ่มการก่อสร้าง บริษัทฯ จะต้องรายงานและจัดส่งแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้ กฟผ. และหลังจากนั้นให้รายงานผลความก้าวหน้าของการก่อสร้างให้ กฟผ. ทราบทุกๆ 6 เดือน จนถึงวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ทั้งนี้ยกเว้นโรงไฟฟ้าที่สร้างเสร็จก่อนการลงนามในสัญญา

5.3 บริษัทฯ ต้องจัดส่งขั้นตอนการทดสอบเดินเครื่อง และวันที่คาดว่าจะเริ่มต้นขนานเครื่องของโรงไฟฟ้ากับระบบของการไฟฟ้า โดยทำเป็นหนังสือแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นขนานเครื่องของโรงไฟฟ้าอย่างน้อย 60 วัน เพื่อที่ กฟผ. จะได้ตรวจสอบความเรียบร้อยของระบบป้องกันไฟฟ้าและร่วมปฏิบัติการในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้า โดยบริษัทฯ ต้องยืนยันแผนให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 7 วัน ก่อนวันเริ่มต้นขนานเครื่องของโรงไฟฟ้ากับระบบของการไฟฟ้า

5.4 ก่อนวันเริ่มต้นขนานเครื่องของโรงไฟฟ้ากับระบบของการไฟฟ้า บริษัทฯ ต้องจัดส่งข้อมูลทางเทคนิคตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 3 และ รายละเอียดระบบป้องกันไฟฟ้า ให้แก่ กฟผ.

5.5 บริษัทฯ และการไฟฟ้าจะร่วมกันกำหนดข้อปฏิบัติการจ่ายไฟฟ้า วิธีการติดต่อสื่อสารประจำวัน การดับไฟฟ้า การรายงานข้อมูลประจำวัน การสั่งการ การลงบันทึกข้อมูลทางไฟฟ้าตลอดถึงรายชื่อเจ้าหน้าที่ที่จะติดต่อประสานงานของทั้งสองฝ่าย

5.6 บริษัทฯ จะต้องส่งผลการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้า ผลการทดสอบเดินเครื่องและระบบป้องกันไฟฟ้า ให้ กฟผ. ก่อนทำการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run

5.7 ก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) บริษัทฯ ต้องขอทำการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า 5 วัน และไม่เกิน 15 วัน โดยในการเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ในช่วงระยะเวลาดังกล่าว กฟผ. จะเป็นผู้สั่งการ ซึ่งบริษัทฯ จะต้องปฏิบัติได้ตามแผนสั่งการดังกล่าว และส่งผลการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ให้ กฟผ. พิจารณาก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)

อนึ่ง ในช่วงการทดสอบเดินเครื่องลักษณะ Trial Run กฟผ. จะจ่ายเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้าให้บริษัทฯ ตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2 เมื่อบริษัทฯ ปฏิบัติได้ตามแผนสั่งการตามวรรค 1 ครบถ้วน ทั้งนี้ การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าคิดเงินให้นำข้อ 19 มาปรับใช้โดยอนุโลม

5.8 บริษัทฯ ต้องมีหนังสือแจ้งวันที่ที่บริษัทฯ ประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วันก่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ตามข้อ 7.1 โดย กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ตามความเหมาะสมทางด้านเทคนิคและความพร้อมของระบบที่เกี่ยวข้อง ซึ่งวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) จะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อ กฟผ. ได้ให้ความเห็นชอบในผล

การทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ตามข้อ 5.7 เรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้ กฟผ. จะต้องแจ้งผลการพิจารณาให้บริษัทฯ ทราบ ก่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ตามข้อ 7.1 หาก กฟผ. ไม่แจ้งให้บริษัทฯ ทราบภายในระยะเวลาดังกล่าว ให้ถือเสมือนว่า กฟผ. ได้ให้ความเห็นชอบในผลการทดสอบดังกล่าวแล้ว และถือว่าวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าคือวันที่ได้กำหนดไว้ตามข้อ 7.1 (SCOD)

ในกรณีที่บริษัทฯ ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ก่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ตามข้อ 7.1 มากกว่า 15 วัน บริษัทฯ จะต้องดำเนินการทดสอบการเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ตามข้อ 5.7ให้แล้วเสร็จ และนำส่งผลการทดสอบดังกล่าว รวมทั้งวันที่ที่บริษัทฯ ประสงค์จะเริ่มต้นขายไฟฟ้าให้ กฟผ. พิจารณาไม่น้อยกว่า 15 วันก่อนวันที่ที่บริษัทฯ ประสงค์จะเริ่มต้นขายไฟฟ้าดังกล่าว แต่ทั้งนี้ วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) จะขึ้นอยู่กับการพิจารณาของ กฟผ. ตามความเหมาะสมทางด้านเทคนิคและความพร้อมของระบบที่เกี่ยวข้อง ซึ่งรวมถึงการให้ความเห็นชอบผลการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run

ในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถดำเนินการได้ ภายในกำหนดระยะเวลาตามวรรคหนึ่ง ให้บริษัทฯ ดำเนินการทดสอบการเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ตามข้อ 5.7และส่งผลการทดสอบดังกล่าวและวันที่ที่บริษัทฯ ประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบโดยไม่ชักช้า แต่ทั้งนี้ วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) จะเกิดขึ้นได้ต่อเมื่อ กฟผ. ได้เห็นชอบในผลการทดสอบดังกล่าวแล้ว และ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) โดยพิจารณาจากความเหมาะสมทางด้านเทคนิคและระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง

5.9 ถ้าบริษัทฯ ไม่สามารถเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ตามวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ที่ระบุไว้ในข้อ 7.1 โดยมิใช่ความผิดของการไฟฟ้าหรือเหตุสุดวิสัยตามข้อ 23 ให้ กฟผ. มีสิทธิคิดค่าปรับจากการล่าช้านั้นได้ในอัตราร้อยละศูนย์จุดสามสาม (0.33%) ต่อวัน ของวงเงินหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ หลังจากครบ 60 วันนับจากวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ตามข้อ 7.1 เมื่อมีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าแล้วให้ กฟผ. คืนหลักค้ำประกันจำนวนที่เหลือภายหลังจากที่ กฟผ. ได้หักค่าปรับ ค่าเสียหายหรือค่าใช้จ่ายอื่นใดที่ กฟผ. มีสิทธิเรียกร้องต่อบริษัทฯ ก่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ให้แก่บริษัทฯ และถ้าไม่มีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือนนับจากวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) แล้ว ให้ถือว่าสัญญานี้สิ้นสุดลง และ กฟผ. มีสิทธิริบหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้

5.10 หากบริษัทฯ มีความพร้อมในการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ในวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ตามข้อ 5.8 แล้ว ถ้า กฟผ. ไม่รับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทฯ ภายในกำหนดระยะเวลา ดังกล่าว กฟผ. จะเริ่มชำระค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ โดยคำนวณจากปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาและตามอัตราที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2 นับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ตามข้อ 5.8 จนกว่าการซื้อขายไฟฟ้าจริงจะเกิดขึ้น และจะปฏิบัติตามข้อกำหนดต่างๆ แห่งสัญญานี้เกี่ยวกับการชำระเงินให้ครบถ้วนด้วย แม้จะเกิดจากเหตุสุดวิสัยที่มีผลกระทบต่อ กฟผ. ก็ตาม

เมื่อการซื้อขายไฟฟ้าเกิดขึ้นแล้ว หากพลังไฟฟ้าคิดเงินในเดือนแรกต่ำกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ให้บริษัทฯ คืนเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนเกินที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วให้ กฟผ. พร้อมดอกเบี้ย โดยคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืนในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือน ของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศใช้ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่เรียกเก็บเงินดังกล่าว และ กฟผ. มีสิทธิขยายระยะเวลาออกไปเท่ากับระยะเวลาที่ กฟผ. ได้ชำระเงินค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ แล้ว รวมทั้งกรณีที่ กฟผ. ใช้สิทธิในการขยายระยะเวลาตามข้อ 23.3 ช่วงเวลาที่ได้รับการขยาย กฟผ. จะชำระค่าไฟฟ้าเฉพาะส่วนของค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) สำหรับการซื้อไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว

5.11 บริษัทฯ จะต้องทำสัญญาซื้อไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ในปริมาณไม่ต่ำกว่าหนึ่งในสามของกำลังการผลิตติดตั้งหักด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้า และให้บริษัทฯ นำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองดังกล่าวมาแสดงต่อ กฟผ. ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วัน ทำการก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ตาม ข้อ 5.8

6. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

6.1 บริษัทฯ ต้องรับผิดชอบในการออกแบบ ก่อสร้าง ติดตั้ง บำรุงรักษา และครอบครองอุปกรณ์สำหรับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าด้านบริษัทฯ

6.2 บริษัทฯ ต้องติดตั้งอุปกรณ์ส่งข้อมูลในบริเวณทรัพย์สินของบริษัทฯ และบำรุงรักษาอุปกรณ์ให้สามารถใช้งานได้ตลอดเวลาและเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 3

6.3 การไฟฟ้ามีสิทธิให้บริษัทฯ เพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมโยงจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ เพื่อให้สอดคล้องทางด้านเทคนิคของการไฟฟ้าซึ่งจะต้องเป็นไปตามหลักการ Prudent Utility Practice โดยบริษัทฯ จะรับภาระค่าใช้จ่ายทั้งหมด

6.4 บริษัทฯ ต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งได้แก่ ค่าระบบส่งไฟฟ้า ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นทั้งหมดจากการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทฯ โดยบริษัทฯ ต้องชำระค่าใช้จ่ายให้การไฟฟ้าในส่วนที่การไฟฟ้าดำเนินการแทนบริษัทฯ ให้เสร็จสิ้นก่อนที่จะเริ่มขายไฟฟ้า

6.5 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าก่อนมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ในระบบไฟฟ้าของตนอันจะมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าของคู่สัญญา

7. การซื้อขายไฟฟ้า

7.1 วันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) คือ วันที่ .....

7.2 กฟผ. ตกลงซื้อและบริษัทฯ ตกลงขาย

(1) พลังไฟฟ้าในปริมาณ ..... เมกะวัตต์ ซึ่งต่อไปนี้เรียกว่า พลังไฟฟ้าตามสัญญา ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า .... กิโลโวลท์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าที่ จุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ซึ่งตั้งอยู่ที่.....

(2) พลังงานไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 7.3

โดยพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าจะต้องมีคุณภาพตามที่กำหนดไว้ใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1

7.3 ตั้งแต่ปีที่สองจนถึงปีก่อนปีสุดท้ายของสัญญา ในแต่ละปี กฟผ. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ในปริมาณไม่ต่ำกว่าร้อยละแปดสิบ (80%) ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่คูณกับจำนวนชั่วโมงในรอบปี (จำนวนวันในปีนั้นๆ x 24 ชั่วโมง) แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ ไม่สามารถจ่ายให้ กฟผ. ได้ตามที่ กฟผ. สั่งการตามปริมาณและระยะเวลาที่กำหนด และ/หรือ บริษัทฯ หยุดการผลิตและจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ บริษัทฯ เป็นผู้ขอลดการจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ การไฟฟ้า ไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้ เนื่องจากเหตุสุดวิสัย

หาก กฟผ. รับซื้อพลังงานไฟฟ้าไม่ครบในปีใด กฟผ. จะชำระค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) ส่วนที่ขาดให้บริษัทฯ ตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง และอัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนเฉลี่ยในรอบปีนั้นที่คำนวณจากผลรวมของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง และอัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2 แต่ละเดือนแล้วหารด้วยสิบสอง และ กฟผ. มีสิทธิขอให้บริษัทฯ จ่ายพลังงานไฟฟ้าในปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อไม่ครบนั้นคืนภายในปีหนึ่งปีใดของระยะเวลาห้าปีถัดไป นับจากวันที่ กฟผ. ได้ชำระค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อไม่ครบนั้นให้แก่บริษัทฯ และจะต้องเป็นปีที่ กฟผ. ซื้อไฟฟ้าครบตามปริมาณขั้นต่ำตามที่กำหนดไว้ในสัญญานี้แล้ว โดยช่วงเวลาที่ กฟผ. ขอให้บริษัทฯ จ่ายพลังงานไฟฟ้าคืนนั้นจะต้องไม่เป็นช่วงเวลาตามที่กำหนดไว้ในข้อ 10 และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายคืนให้คิดจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายเข้าระบบเฉพาะส่วนที่รับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในราคาเต็ม 100 % เมื่อพิจารณาตามเงื่อนไขการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 19 และหาก กฟผ.ไม่สามารถเรียกคืนพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวได้ครบ กฟผ. สงวนสิทธิในการเรียกคืนพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่ราคาไม่เต็ม 100 % แต่ข้อกำหนดนี้มิให้มีผลต่อหน้าที่ของ กฟผ. ในส่วนที่เกี่ยวกับการร้องขอให้บริษัทฯ จ่ายไฟฟ้าและการชำระค่าพลังไฟฟ้า ตามที่กำหนดไว้ในข้อ 9.5 และข้อ 21

ในกรณีที่ค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) เฉลี่ยในรอบปีที่ กฟผ. ขอเรียกคืนพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวมีค่าสูงหรือต่ำกว่าค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) เฉลี่ยในปีที่ กฟผ. ชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่า

การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) ส่วนที่ขาด ให้ กฟผ. จ่ายหรือเรียกคืนจำนวนเงินส่วนที่แตกต่าง และ กฟผ. มีสิทธิขอเรียกคืนจำนวนเงิน สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เรียกคืนภายใต้ข้อกำหนดของสัญญาแล้วยังไม่ได้รับ เมื่อครบกำหนดปีที่เรียกคืน ดังกล่าวแล้ว

7.4 อัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้ในการซื้อขายไฟฟ้า ให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2

8. การปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าตาม SPP Grid Code

บริษัทฯ ต้องปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ตามแนวทางปฏิบัติการโรงไฟฟ้าที่ดี ตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1

9. การควบคุมและการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า

9.1 บริษัทฯ ต้องผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าในช่วงเดือนที่ระบบของการไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Month) คือเดือน มีนาคม เมษายน พฤษภาคม

9.2 บริษัทฯ ต้องสามารถผลิตและจ่ายพลังไฟฟ้าเพิ่มให้ กฟผ. ตามปริมาณ และระยะเวลาที่ กฟผ. สั่งการ (ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา หรือไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายให้ กฟผ. ได้ในช่วงเวลาหยุดซ่อมบำรุง) เมื่อการไฟฟ้ามีความจำเป็นโดยที่การไฟฟ้าจะแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 นาที

9.3 บริษัทฯ ต้องผลิตไฟฟ้าให้มีคุณภาพ รวมทั้งปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตาม SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 3 และข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟน. หรือ กฟภ. (ในกรณีที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับ กฟน. หรือ กฟภ.) ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 4

9.4 บริษัทฯ ต้องปฏิบัติตามคำสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าทางด้านปฏิบัติการและเทคนิคเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด และห้ามดำเนินการใดๆ กับอุปกรณ์เชื่อมโยง โดยไม่แจ้งให้การไฟฟ้าทราบล่วงหน้า ยกเว้นกรณีอาจจะทำให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตหรือทรัพย์สินของคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด ให้ดำเนินการได้ทันทีแล้วแจ้งให้การไฟฟ้าทราบโดยด่วน

9.5 ภายใต้บังคับของข้อ 19.2 บริษัทฯ จะผลิตไฟฟ้าและ กฟผ. จะซื้อพลังไฟฟ้าตามสัญญาครบทั้ง 100% ตลอดเวลาหรือมากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ถ้าบริษัทฯ ยินยอมตามที่ กฟผ. ร้องขอ ยกเว้นในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความจำเป็นทางเทคนิคไม่สามารถรับไฟฟ้าได้ หรือเหตุสุดวิสัย กฟผ. สามารถให้บริษัทฯ ลดการจ่ายพลังไฟฟ้าลงตามปริมาณและระยะเวลาที่ กฟผ. ได้จัดส่งแผนล่วงหน้าให้กับบริษัทฯ เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

9.6 คู่สัญญาต้องเก็บบันทึกข้อมูลทางไฟฟ้าและข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการคิดเงินค่าไฟฟ้ารวมทั้งข้อมูลอื่นๆ ทั้งหมด ซึ่งอีกฝ่ายหนึ่งต้องการเป็นเวลาอย่างน้อย 5 ปี

9.7 คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดมีสิทธิที่จะขอตรวจสอบบันทึกและข้อมูลต่างๆ ของอีกฝ่ายหนึ่งที่เกี่ยวข้องกับสัญญานี้ ในช่วงระยะเวลาใดๆ ในระหว่างที่มีการเก็บรักษาข้อมูลดังกล่าว โดยแจ้งเป็นหนังสือให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 14 วัน

9.8 ในกรณีจำเป็นเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและ/หรือความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน คู่สัญญาสามารถตัดการเชื่อมโยง (Disconnect) โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ จากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยแจ้งให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่ายี่สิบสี่ชั่วโมง ยกเว้นกรณีฉุกเฉิน จะต้องแจ้งภายในเวลารวดเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ทั้งนี้หากเหตุการณ์ดังกล่าวเข้าสู่สภาวะปกติแล้ว คู่สัญญาจะต้องพยายามอย่างเต็มที่ที่จะดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด โดยหากบริษัทฯ เป็นฝ่ายตัดการเชื่อมโยง จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 แต่หากการไฟฟ้าเป็นฝ่ายตัดการเชื่อมโยงดังกล่าว และมีผลทำให้การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำที่กำหนดสำหรับปีนั้นตามเงื่อนไขของสัญญาข้อ 7.3 แล้ว ในกรณีดังกล่าว กฟผ. ยังคงต้องรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพื่อชดเชยและมีสิทธิเรียกพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวคืนตามวิธีการที่กำหนดไว้ในข้อ 7.3 เว้นแต่การที่การไฟฟ้าตัดการเชื่อมโยงเป็นเพราะความผิดของบริษัทฯ

9.9 กรณีที่การไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องก่อสร้าง ติดตั้ง บำรุงรักษา ซ่อมแซม สับเปลี่ยน เคลื่อนย้าย ตรวจสอบ หรือทดสอบส่วนใดๆ ของโรงไฟฟ้า หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือส่วนอื่นๆ ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า กฟผ. จะแจ้งและประสานงานในการเปลี่ยนแปลงการรับซื้อไฟฟ้ากับบริษัทฯ ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 48 ชั่วโมง ยกเว้นกรณีฉุกเฉิน การสั่งเปลี่ยนแปลงการรับซื้อไฟฟ้าครั้งใดๆ จะกระทำให้เสร็จสิ้นสมบูรณ์ภายในเวลารวดเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ โดยให้สอดคล้องกับหลักปฏิบัติการโรงไฟฟ้า และหากการเปลี่ยนแปลงการรับซื้อไฟฟ้ามีผลทำให้การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำที่กำหนดสำหรับปีนั้นตามเงื่อนไขของสัญญาข้อ 7.3 แล้ว ในกรณีดังกล่าว กฟผ. ยังคงต้องรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพื่อชดเชยและมีสิทธิเรียกพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวคืนตามวิธีการที่กำหนดไว้ในข้อ 7.3 เว้นแต่เมื่อการดำเนินการตามข้อนี้เป็นเพราะความผิดของบริษัทฯ

9.10 เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คู่สัญญาจะต้องตรวจสอบอุปกรณ์ไฟฟ้าตามระยะเวลาที่กำหนด และอาจร้องขอให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งนั้นที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าได้ตามความจำเป็น

9.11 บริษัทฯ ต้องชำระค่าใช้จ่ายที่เหมาะสมในส่วนที่การไฟฟ้าดำเนินการแทนบริษัทฯ ในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของบริษัทฯ ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ 9.10 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าในเวลาที่ได้ตกลงกับบริษัทฯ หรือการตรวจสอบตามคำขอของ

บริษัทฯ) และค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมอื่นในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้า ให้กับการไฟฟ้าภายใน 30 วันนับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินจากการไฟฟ้า

9.12 บริษัทฯ ใช้..... เป็นเชื้อเพลิงหลัก และใช้ ..... เป็นเชื้อเพลิงเสริม ทั้งนี้กำหนดให้ปริมาณพลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้ ..... เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของปริมาณพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้นๆ ตามเอกสารแนบ 5

กฟผ. มีสิทธิเข้าไปตรวจสอบโรงไฟฟ้าได้ตลอดเวลาตามความเหมาะสม โดยแจ้งเป็นหนังสือให้บริษัทฯ ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 3 วัน และบริษัทฯ ต้องอำนวยความสะดวกให้แก่ผู้แทน กฟผ. ในการตรวจสอบโรงไฟฟ้า

9.13 การดำเนินการตรวจวัดค่าต่างๆ ทั้งที่กล่าวและมิได้กล่าวไว้ในสัญญานี้ ให้คู่สัญญาถือปฏิบัติตามมาตรฐานสากลหรือวิธีการอื่นซึ่งเป็นที่ยอมรับของคู่สัญญาทั้งสองฝ่าย

9.14 ในกรณีที่บริษัทฯ มีความประสงค์จะจ่ายไฟฟ้าโดยเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Tie Bus) กับโรงไฟฟ้าที่อยู่นอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า การไฟฟ้าจะพิจารณาให้มีการเชื่อมต่อกันได้โดยบริษัทฯ ต้องแจ้งความประสงค์ให้ การไฟฟ้าพิจารณาก่อนการดำเนินการก่อสร้าง และบริษัทฯ ต้องติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมและปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ การไฟฟ้ากำหนด

10. การหยุดเพื่อตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

10.1 บริษัทฯ ต้องแจ้งแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า (Maintenance Cycle) และแผนการผลิต บำรุงรักษาระยะเวลา 3 ปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ไม่น้อยกว่า 30 วัน และ กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้บริษัทฯ ทราบภายใน 15 วัน หลังจากวันที่ได้รับแจ้ง ส่วนแผนบำรุงรักษาสำหรับ 3 ปีถัดไปให้แจ้ง กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 1 ตุลาคม ของแต่ละปี

10.2 กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาแผนการผลิตและบำรุงรักษาสำหรับปีถัดๆ ไปตามข้อ 10.1 ให้บริษัทฯ ทราบเพื่อใช้เป็นแผนการควบคุมการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ก่อนวันที่ 1 พฤศจิกายน ของทุกๆ ปี

10.3 บริษัทฯต้องไม่กำหนดการหยุดเพื่อทำการตรวจซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak ของเดือน มีนาคม เมษายน และ พฤษภาคม ยกเว้นในกรณีจำเป็นให้มีการหยุดซ่อมได้โดยมีระยะเวลาหยุดซ่อมในช่วง Peak ของแต่ละเดือนไม่เกิน 30 ชั่วโมง

10.4 การหยุดเพื่อตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า บริษัทฯ ต้องแจ้งกำหนดการหยุดเพื่อทำการตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้า ตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1

10.5 ในรอบ 12 เดือนของปีปฏิทิน การหยุดเพื่อตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า บริษัทฯ จะต้องหยุดรวมกันไม่เกิน 840 ชั่วโมง (35 วัน) หรือ 1,080 ชั่วโมง (45 วัน) ในกรณีที่ทำการซ่อมใหญ่ (Major Overhaul) ตามแผนที่บริษัทฯ แจ้งตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1

11 . การรับส่งเอกสาร

11.1 การแจ้งเรื่องหรือการติดต่อสื่อสารใดๆ ที่เป็นหนังสือโดยผ่านทางไปรษณีย์หรือโดยเจ้าหน้าที่ของแต่ละฝ่าย จะถือเอาวันที่ประทับรับเรื่องของผู้รับเป็นเกณฑ์ ในกรณีติดต่อสื่อสารโดยโทรสาร จะถือเอาวันที่ที่ปรากฏในใบรับของฝ่ายที่ติดต่อสื่อสารโดยโทรสาร หรือวันที่ที่ได้รับการยืนยันทางโทรสารว่าการติดต่อสื่อสารโดยโทรสารนั้นได้ส่งเรียบร้อยแล้ว และฝ่ายที่ติดต่อสื่อสารโดยโทรสารต้องจัดส่งต้นฉบับเอกสารหรือสำเนาเอกสารที่รับรองความถูกต้องแล้วอีกชุดหนึ่ง โดยทางไปรษณีย์หรือเจ้าหน้าที่ เพื่อเป็นการยืนยัน ตามที่อยู่ดังนี้

สถานที่อยู่ของบริษัทฯ : บริษัท .....
สำนักงานเลขที่ .....
.....
.....
โทรศัพท์ : .....
โทรสาร : .....

สถานที่อยู่ของ กฟผ. : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
สำนักงานเลขที่ 53 หมู่ 2 ถนนจรัญสนิทวงศ์
ตำบลบางกรวย อำเภอบางกรวย จังหวัดนนทบุรี 11130
โทรศัพท์ : 0-2436-2800
โทรสาร : 0-2436-2890

11.2 หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะขอเปลี่ยนสถานที่อยู่ ให้แจ้งเป็นหนังสือให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบ

12.. มาตรวัดไฟฟ้า

12.1 บริษัทฯ เป็นเจ้าของมาตรวัดไฟฟ้าทั้งชุดหลักและชุดรองรวมทั้งอุปกรณ์ประกอบที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย ซึ่งสามารถวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของวันได้ และให้มาตรวัดไฟฟ้าทั้งชุดหลักและชุดรองมีความคลาดเคลื่อนตามมาตรฐานสากลไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสอง ($\pm$0.2%) และให้อุปกรณ์ประกอบที่ใช้วัดไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อนตามมาตรฐานสากลไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสอง ($\pm$0.2%) หรือบวกลบศูนย์จุดสาม ($\pm$0.3%) ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 3 โดยมาตรวัดไฟฟ้าดังกล่าวนี้จะทำการทดสอบเปรียบเทียบกับมาตรวัดไฟฟ้ามาตรฐานประมาณปีละครั้ง และให้ทำ

การทดสอบอุปกรณ์ประกอบที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามระยะเวลาที่จะได้ตกลงกัน แต่ไม่เกิน 3 ปี ซึ่งค่าใช้จ่ายในการดำเนินการทดสอบเหล่านี้ บริษัทฯ จะต้องเป็นผู้รับผิดชอบ

12.2 มาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์การวัดทั้งหมดที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายต้องปิดผนึก การเปิดผนึกเพื่อตรวจหรือทดสอบหรือปรับแต่งต้องดำเนินการร่วมกันโดยเจ้าหน้าที่ของคู่สัญญาทั้งสองฝ่าย และคู่สัญญาฝ่ายที่ต้องการตรวจสอบหรือปรับแต่งต้องแจ้งให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบเป็นหนังสือล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 14 วัน

12.3 หากผลการทดสอบตามที่ระบุในข้อ 12.1 คลาดเคลื่อนจากมาตรวัดไฟฟ้ามาตรฐานไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) จะไม่มีการปรับปรุงเงินค่าไฟฟ้าที่ชำระให้แก่บริษัทฯ แต่หากการทดสอบดังกล่าวปรากฏผลคลาดเคลื่อนเกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) บริษัทฯ และ กฟผ.จะร่วมกันคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ถูกต้องที่บริษัทฯ จำหน่ายให้ กฟผ. ในช่วงระยะเวลาที่มาตรวัดไฟฟ้าทำงานคลาดเคลื่อน หากไม่ทราบระยะเวลาที่มาตรวัดไฟฟ้าทำงานคลาดเคลื่อน ให้ใช้ระยะเวลากึ่งหนึ่งของช่วงระยะเวลาระหว่างการทดสอบครั้งนี้กับการทดสอบครั้งก่อน แต่ทั้งนี้ต้องไม่เกิน 6 เดือน และให้นำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แก้ไขใหม่นี้มาใช้คำนวณค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องชำระให้แก่บริษัทฯ ผลต่างระหว่างค่าไฟฟ้าที่คำนวณไว้เดิมกับที่คำนวณใหม่นี้ ให้ กฟผ. ชำระเงินเพิ่มให้บริษัทฯ หรือให้บริษัทฯ ชำระเงินคืนให้ กฟผ. แล้วแต่กรณี โดยบวกเข้าหรือหักออกในใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าในเดือนถัดไป

12.4 เมื่อใดก็ตามที่พบว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่วัดได้คลาดเคลื่อนอันเนื่องมาจากสาเหตุอื่นๆ นอกเหนือจากการทดสอบตามข้อ 12.1 เกินกว่าร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า(±0.5%) การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายในช่วงที่การวัดคลาดเคลื่อน การชำระเงินค่าไฟฟ้าให้แก่กันให้ปฏิบัติเช่นเดียวกับวิธีการในข้อ 12.3

12.5 การอ่านมาตรวัดไฟฟ้าเพื่อคำนวณค่าไฟฟ้าเพื่อเรียกเก็บเงิน จะอ่านจากมาตรวัดไฟฟ้าชุดหลักโดยสิ้นสุด ณ เวลา 24.00 น. ของวันสิ้นเดือนของแต่ละเดือนและตัวแทนของคู่สัญญาได้ลงนามรับรองความถูกต้อง มาตรวัดไฟฟ้าชุดรองจะถูกนำมาใช้เฉพาะกรณีมาตรวัดไฟฟ้าชุดหลักชำรุดหรือขัดข้องเท่านั้น

ในกรณีที่วิธีการอ่าน และ/หรือ วิธีการรับรองการอ่านมาตรวัดไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป ให้วิธีการอ่าน และ/หรือ วิธีการรับรองการอ่านมาตรวัดไฟฟ้าตามสัญญานี้เปลี่ยนแปลงไปตามการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว

13 . การเชื่อมโยงระบบสื่อสาร

13.1 บริษัทฯ ต้องจัดการให้มีการเชื่อมโยงระบบสื่อสาร ระหว่างโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ กับ กฟผ. ณ จุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร และมีจำนวนวงจรการใช้งานเพียงพอสำหรับการใช้งานตามข้อกำหนด เพื่อให้การประสานงาน การควบคุมและสั่งการการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้า สามารถดำเนินการได้อย่างถูกต้องและรวดเร็ว เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าโดยรวม

13.2 บริษัทฯ ต้องจัดหาอุปกรณ์สื่อสารตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 3 ซึ่งอุปกรณ์ดังกล่าวจะต้องเป็นไปตามมาตรฐานสากล ซึ่ง กฟผ. ใช้งานอยู่ และจะต้องได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยถูกต้องตามกฎหมายแล้ว เพื่อติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.

13.3 บริษัทฯ ต้องรับผิดชอบในการออกแบบ ติดตั้ง ทดสอบ และนำเข้าใช้งานตลอดจนการบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารทั้งด้านบริษัทฯ และด้านจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดจุดเชื่อมโยงที่เหมาะสมทางด้านเทคนิคให้ สำหรับอุปกรณ์สื่อสารของบริษัทฯ ที่เชื่อมต่อกับระบบสื่อสารของ กฟผ. ห้ามมิให้บริษัทฯดำเนินการใดๆ เว้นแต่จะได้รับความยินยอมจาก กฟผ.

13.4 บริษัทฯ ต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบสื่อสารจากจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสารถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งได้แก่ ค่าออกแบบ ค่าอุปกรณ์ ค่าติดตั้งทดสอบ ค่าบำรุงรักษา รวมทั้งค่าใช้จ่ายรายเดือนที่เกิดขึ้นและเกี่ยวข้องกับการติดต่อสื่อสารตลอดระยะเวลาการซื้อขายไฟฟ้า

13.5 หากคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งจำเป็นต้องตรวจสอบอุปกรณ์สื่อสารของตนเองที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของ กฟผ. คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายต้องให้ความร่วมมือซึ่งกันและกัน ทั้งนี้หากผลการตรวจสอบพบว่าอุปกรณ์สื่อสารได้รับความเสียหายอันเนื่องมาจากการกระทำของคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งนั้น คู่สัญญาฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายซ่อมแซมอุปกรณ์ดังกล่าว โดยคู่สัญญาฝ่ายที่ก่อให้เกิดความเสียหายดังกล่าวนั้นต้องชำระเงินค่าใช้จ่ายซ่อมแซมอุปกรณ์ ภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับหนังสือแจ้ง

13.6 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 7 วัน ก่อนมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ในระบบสื่อสารของตนอันมีผลกระทบต่อระบบสื่อสารเชื่อมโยงระหว่างบริษัทฯ และ กฟผ.

14. การเปลี่ยนแปลงปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

14.1 ในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ได้ตามปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญารวม 18 เดือนในรอบ 24 เดือนที่ผ่านมา (ให้ใช้ปริมาณพลังไฟฟ้าเสมือนจริงตามข้อ 18.4.2) สิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน กฟผ. จะปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาใหม่ ให้เท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าเสมือนจริงตามข้อ 18.4.2 ที่บริษัทฯ ทำได้ในเดือนที่ 18 นั้น

บริษัทฯ จะต้องคืนเงินค่าพลังไฟฟ้าในส่วนของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ลดลงดังกล่าวเท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ควรจะได้รับ ซึ่งคิดตามสัดส่วนของจำนวนปีที่บริษัทฯ ได้จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) จนถึงวันที่ กฟผ. ปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เศษของปีไม่นำมาคิด) กับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนให้ กฟผ. บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนพร้อมดอกเบี้ย โดยเริ่มคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืนในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท

12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศใช้ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่ กฟผ. เรียกเก็บเงินดังกล่าว

14.2 ในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าตามปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาให้ กฟผ. ได้เนื่องจากบริษัทฯ นำไฟฟ้าไปจำหน่ายให้แก่บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น กฟผ. จะกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาใหม่ ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ณ เดือนนั้น และบริษัทฯ จะต้องคืนเงินค่าพลังไฟฟ้า ในส่วนของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ลดลงดังกล่าว เท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ควรจะได้รับ ซึ่งคิดตามสัดส่วนของจำนวนปีที่บริษัทฯ ได้จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) จนถึงวันที่ กฟผ. ปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เศษของปี ไม่นำมาคิด) กับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนให้ กฟผ. บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนพร้อมดอกเบี้ย โดยเริ่มคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืนในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศใช้ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่ กฟผ. เรียกเก็บเงินดังกล่าว

14.3 ในกรณีที่บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. เป็นระยะเวลามากกว่าครึ่งหนึ่งของอายุสัญญา และปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลดลงอันมิใช่สาเหตุจากบริษัทฯ นำไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น บริษัทฯ สามารถขอลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลงได้ไม่เกินร้อยละห้า (5%) โดยแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 6 เดือน

15 . ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

บริษัทฯ และ การไฟฟ้า ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 3 และข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟน. หรือ กฟภ. (ในกรณีที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับ กฟน. หรือ กฟภ.) ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 4

หากมีความเสียหายเกิดขึ้น อันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าจากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าของคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งนี้จะต้องเป็นความเสียหายอันเป็นผลโดยตรงจากความบกพร่องนั้น โดยไม่รวมความเสียหายต่อเนื่อง

16. หลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)

16.1 ก่อนวันลงนามสัญญาไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ ให้บริษัทฯ ยื่นหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) เป็น.....ซึ่งออกโดย ..... เลขที่ ..... ลงวันที่.....
เป็นจำนวนเงิน.....บาท (.....)

เพื่อใช้เป็นหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) โดยหลักค้ำประกันดังกล่าว ให้มีผลตั้งแต่วันลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นต้นไป

16.2 กฟผ. จะคืนหลักค้ำประกันตามข้อ 16.1 ให้แก่บริษัทฯ ภายใน 15 วันทำการ นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ได้เกิดขึ้นตามเงื่อนไขสัญญานี้ หรือตามจำนวนที่เหลือตามข้อ 5.9 ภายใน 15 วันทำการ นับจากวันที่ กฟผ. รับชำระค่าปรับ ค่าเสียหาย หรือค่าใช้จ่ายอื่นใด ที่ กฟผ. มีสิทธิเรียกร้องต่อบริษัทฯ ก่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) เรียบร้อยแล้ว และบริษัทฯ ได้นำหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ตามข้อ 17.1 มาวางแทนหลักค้ำประกันตามข้อ 16.1 ถูกต้องครบถ้วนโดยสมบูรณ์แล้ว

17. หลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)

17.1 ก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ ให้บริษัทฯ ยื่นหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) เป็น.....
ซึ่งออกโดย.....เลขที่ ..... ลงวันที่..... เป็นจำนวนเงิน ..... บาท (.....) เพื่อใช้เป็นหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) โดยหลักค้ำประกันดังกล่าวให้มีผลตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) จนถึงวันครบกำหนดอายุสัญญาตามข้อ 2

17.2 กฟผ. จะคืนหลักค้ำประกันในข้อ 17.1 ให้แก่บริษัทฯ เมื่ออายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดโดยบริษัทฯ ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ครบอายุสัญญา และบริษัทฯ ไม่มีจำนวนเงินอื่นใดที่ยังคงค้างชำระต่อ กฟผ. อยู่อีก หรือ เมื่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าถูกยกเลิกก่อนครบอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้หักเงินค่าพลังไฟฟ้า พร้อมดอกเบี้ยตามข้อ 17.3 รวมทั้งค่าปรับ ค่าเสียหาย หรือค่าใช้จ่ายอื่นใด หากมีครบถ้วนแล้ว

17.3 ในกรณีที่บริษัทฯ ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนครบกำหนดอายุสัญญา โดย กฟผ. ไม่ได้เป็นฝ่ายผิดสัญญาและไม่ได้เกิดเหตุสุดวิสัยตามข้อ 2.3 หรือ กฟผ. ยกเลิกสัญญาเพราะเหตุที่บริษัทฯ ปฏิบัติผิดสัญญา กฟผ. จะเรียกเงินค่าพลังไฟฟ้าคืนเท่ากับผลต่างของค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วทั้งหมดตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) กับค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ควรจะได้รับ ซึ่งคิดตามสัดส่วนของจำนวนปีตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) (เศษของปี ไม่นำมาคิด) กับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

เงินค่าพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกคืนจากบริษัทฯ ในกรณีดังกล่าวข้างต้นนี้ บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนพร้อมดอกเบี้ยโดยเริ่มคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืนในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศใช้ ณ วันที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ายกเลิกรวมค่าปรับอีก ดังนี้

ในกรณีที่ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ภายใน 5 ปีนับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ให้ปรับเพิ่มอีกร้อยละสิบ (10%)

ในกรณีที่ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ภายหลัง 5 ปีนับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) ให้ปรับเพิ่มอีกร้อยละห้า (5%)

17.4 ในกรณีที่บริษัทฯ ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าก่อนครบกำหนดอายุสัญญาเพราะเหตุที่ กฟผ. ปฏิบัติผิดสัญญา กฟผ. จะคืนหลักค้ำประกันในข้อ 17.1 ให้แก่บริษัทฯ และให้บริษัทฯ มีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายตามกฎหมายได้

18. ค่าพลังไฟฟ้า

18.1 การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริงที่บริษัทฯ จ่ายให้ กฟผ. ในรอบเดือนจะคำนวณดังนี้

$$\text{ปริมาณพลังไฟฟ้าจริง} = \frac{E_p}{T_p} \quad \text{กิโลวัตต์}$$

โดยที่ E_p = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้น สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกร้อยละสอง (2%) ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญามาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 18.2 และข้อ 18.3 (กรณีไม่มีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา) หรือ
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้น สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกร้อยละสอง (2%) ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) มาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 18.2 และข้อ 18.3 (กรณีมีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา)

T_p = จำนวนชั่วโมงในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงตามข้อ 18.2

หมายเหตุ ตารางเวลากำหนด Peak และ Off Peak รายปี เป็นดังนี้

	ระยะเวลา	กำหนดเป็น
วันจันทร์ – วันเสาร์ ยกเว้นวันหยุดพิเศษ	08.00 –24.00 น.	Peak
วันจันทร์ – วันเสาร์ ยกเว้นวันหยุดพิเศษ	24.00 – 08.00 น.	Off Peak
วันอาทิตย์ และวันหยุดพิเศษ	00.00 – 24.00 น.	Off Peak

โดย กฟผ. จะประกาศวันหยุดพิเศษให้บริษัทฯ ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วัน ก่อนวันเริ่มต้นปีปฏิทินใดๆ โดยกำหนดให้จำนวนวันหยุดพิเศษในแต่ละปีไม่เกิน 20 วัน

ทั้งนี้ กฟผ. สามารถปรับเปลี่ยนตารางเวลากำหนด Peak และ Off peak รายปีของบริษัทฯ ได้ โดยต้องแจ้งล่วงหน้าให้บริษัทฯ ทราบไม่น้อยกว่า 3 เดือนก่อนวันเริ่มต้นปีปฏิทินใดๆ และจำนวนชั่วโมง Peak เมื่อรวมกับชั่วโมง Off-Peak ก่อนหักชั่วโมงบำรุงรักษาของแต่ละปี เป็นไปตามการรับประกันการซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำที่ 80% ของความพร้อมของบริษัทฯ

18.2 ในกรณีที่ในช่วงเวลา Peak ถ้า กฟผ.ไม่ได้รับซื้อไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 9.5 ให้เต็มปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาไม่ว่าในระยะเวลาใดและไม่ว่าด้วยสาเหตุใดรวมทั้งกรณีเหตุสุดวิสัยที่กระทบการไฟฟ้า และเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาล ที่มีผลกระทบบริษัทฯ ในการปฏิบัติตามสัญญานี้ และกรณีที่บริษัทฯ หยุดการจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องจากการไฟฟ้าตัดการเชื่อมโยงตามข้อ 9.8 หรือข้อ 9.9 และ บริษัทฯ ตัดการเชื่อมโยงกรณีระบบไฟฟ้าเกิดเหตุฉุกเฉินตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ข้อ 3.4 เว้นแต่เมื่อการตัดการเชื่อมโยงนั้นเป็นเพราะความผิดของบริษัทฯ ให้นำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak ที่ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าไม่ได้นั้น มาหักออกจากจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ ตามลำดับก่อน แล้วจึงนำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหลือมาคำนวณหาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง โดยกรณีเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่กระทบบริษัทฯ กฟผ. ยินยอมให้คำนวณตามวิธีข้างต้นได้ไม่เกินครั้งละ 6 เดือน

18.3 ในกรณีที่บริษัทฯ ตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ตามข้อ 10.5 ให้นำปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak ที่บริษัทฯ หยุดหรือลดการจำหน่ายมาหักจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ แล้วจึงนำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหลือมาคำนวณหาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง

18.4 การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินในรอบเดือนให้คำนวณดังนี้

18.4.1 ในกรณีที่บริษัทฯ สามารถจ่ายปริมาณพลังไฟฟ้าจริงเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริง

18.4.2 ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงต่ำกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บริษัทฯ จะถูกปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินโดยอัตโนมัติร้อยละ 20 ของส่วนต่างระหว่างปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญากับปริมาณพลังไฟฟ้าเสมือนจริง

ทั้งนี้ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสมือนจริง $= \frac{E_p}{T_p}$ กิโลวัตต์

โดยที่ E_p = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้นสูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกร้อย

ละสอง (2%) ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญามาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 18.2 และข้อ 18.3 (กรณีไม่มีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา) หรือ

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้น สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกร้อยละสอง (2%) ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) มาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 18.2 และข้อ 18.3 (กรณีมีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา)

T_p = จำนวนชั่วโมงในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงในช่วงเวลา Peak ตามข้อ 18.2 และ 18.3

ทั้งนี้ หากผลการคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินมีค่าน้อยกว่า 0 (ศูนย์) บริษัทฯ จะได้รับเงินค่าไฟฟ้าเท่ากับค่าไฟฟ้าที่คำนวณได้ในเดือนนั้นๆ หักออกด้วยจำนวนเงินเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินที่มีค่าน้อยกว่า 0 (ศูนย์) คูณด้วยอัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ ทั้งนี้หากค่าไฟฟ้ารวมมีค่าน้อยกว่า 0 (ศูนย์) ให้ถือว่าค่าไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ มีค่าเท่ากับ 0 (ศูนย์) ภายใต้การแจ้งแผนบำรุงรักษาตามหลัก Prudent Utility Practice

18.4.3 การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงิน กรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงมากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

18.4.4 กรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและจำนวนชั่วโมงที่นำมาหักออกตามข้อ 18.1 มีผลทำให้จำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะนำมาคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริงในเดือนนั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังไฟฟ้าในเดือนนั้นให้บริษัทฯ ตามปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินเฉลี่ยย้อนหลัง 6 เดือน ยกเว้นเฉพาะเดือนที่เกิดเหตุสุดวิสัยให้เว้นไป หรือเฉลี่ยย้อนหลังถึงวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)ในกรณีที่มีการขายไฟฟ้าเป็นระยะเวลาน้อยกว่า 6 เดือน

18.4.5 กรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและจำนวนชั่วโมงที่นำมาหักออกตามข้อ 18.4.2 มีผลทำให้จำนวนชั่วโมงที่จะนำมาคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าเสมือนจริงในเดือนนั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ ให้ถือว่า ค่าปริมาณพลังไฟฟ้าเสมือนจริง มีค่าเท่ากับศูนย์

19. ค่าพลังงานไฟฟ้า

19.1 การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้า

19.1.1 กรณีไม่มีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านค่าได้จากมาตรวัดไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆจะถูกนำมาคำนวณในการชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้า ดังนี้

19.1.1.1 กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้นๆ และในกรณีที่บริษัทฯ จ่ายพลังงานไฟฟ้าเกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) แต่ไม่เกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละห้า (5%) กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายเกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้นๆ ทั้งนี้ กฟผ. จะไม่ชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ บริษัทฯ จ่ายเกินปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละห้า (5%)

19.1.1.2 ในกรณีที่บริษัทฯ แจ้งหยุดเครื่องเพื่อตรวจซ่อม และหรือบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า แต่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. ในช่วงเวลาดังกล่าว กฟผ.จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายไม่เกินแผนที่ กฟผ. แจ้งตอบรับซื้อในอัตราเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ และในกรณีที่บริษัทฯ จ่ายพลังงานไฟฟ้าเกินกว่าแผนที่ กฟผ. แจ้งตอบรับซื้อ กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายเกินแผนที่ กฟผ. แจ้งตอบรับซื้อในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้นๆ ทั้งนี้ กฟผ. จะไม่ชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

19.1.2 กรณีมีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา

ในกรณีที่บริษัทฯ ประสงค์ที่จะเสนอขายพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาโดย บริษัทฯ ได้แจ้งความประสงค์เป็นหนังสือต่อ กฟผ. และ กฟผ. มีแผนสั่งการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา หรือในกรณีที่มีการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาโดย กฟผ. เป็นฝ่ายร้องขอบริษัทฯ ให้จ่ายพลังไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านค่าได้จากมาตรวัดไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆ ที่ กฟผ. มีแผนสั่งการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาจะถูกนำมาคำนวณในการชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าเพิ่ม เติมจากสัญญา ดังนี้

(1) กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายไม่เกินแผนสั่งการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาของ กฟผ. บวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้นๆ

(2) กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายเกินแผนสั่งการรับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาของ กฟผ. บวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้นๆ

19.2 ในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถผลิตและจำหน่ายพลังไฟฟ้าลดลงตามที่ กฟผ. กำหนดในข้อ 9.5 ในช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความต้องการต่ำ (Off Peak) หรือในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความจำเป็นไม่สามารถรับไฟฟ้าได้หรือเหตุสุดวิสัย กฟผ. จะจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่บริษัทฯ ผลิตเกินในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2

20. ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving ; FS) ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion : REP) และ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน *(เฉพาะกรณีได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า)*

20.1 ให้มีหน่วยงานกลางเป็นผู้ดำเนินการตรวจวัดสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริม โดยบริษัทฯ ต้องส่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริม ได้แก่ ปริมาณเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (ถ้ามี) ค่าความร้อนต่ำเฉลี่ย (Averagc Lower Heating Value) ของแต่ละเชื้อเพลิงต่อหนึ่งหน่วยน้ำหนักหรือหนึ่งหน่วยความจุ ส่งให้หน่วยงานกลาง และ กฟผ. รายเดือน เพื่อใช้ประกอบการพิจารณาสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริม ในแต่ละรอบปี

20.2 ตามเงื่อนไขที่กำหนดในข้อ 9.12 และตามผลการตรวจวัดสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริมของหน่วยงานกลางในข้อ 20.1 กฟผ. จะชำระเงินค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) ให้กับบริษัทฯ ที่มีพลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และ ถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงเสริม ในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้น สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายจริงในแต่ละเดือนของปีถัดไป ในอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (FS_0) และอัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2

20.3 ในปีแรกที่บริษัทฯ เริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา กฟผ. จะชำระเงินค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) ให้กับบริษัทฯ สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายจริงในแต่ละเดือน ในอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (FS_0) และอัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2

20.4 ตามเงื่อนไขที่กำหนดในข้อ 9.12 และตามผลการตรวจวัดสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริมของหน่วยงานกลางในข้อ 20.1 หากสัดส่วนพลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และ ถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงเสริม ในรอบปีใด เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้น กฟผ. จะชำระเงินค่าไฟฟ้าให้บริษัทฯ เฉพาะค่าพลังไฟฟ้า (CP) ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) และค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) ในปีถัดไป ทั้งนี้

บริษัทฯ จะต้องแจ้งค่าดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving : PES) ตามข้อ 20.6 และ 20.7 ให้ กฟผ. ทราบ และ กฟผ. จะชำระเงินค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) ตามข้อ 20.5 สำหรับเดือนถัดไปนับจากเดือนที่ กฟผ. ได้รับแจ้ง

อย่างไรก็ตามหากบริษัทฯ สามารถใช้สัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริม ในรอบปีถัดไปใด ไม่เกินร้อยละ 25 กฟผ. จะชำระเงินค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) ให้กับบริษัทฯ ตามข้อ 20.2

20.5 ตามเงื่อนไขที่กำหนดในข้อ 20.4 กฟผ. จะชำระเงินค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายจริงในแต่ละเดือน ในอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2 ตามสูตรการคำนวณดังนี้

$$FS_t = FS_0 \times \frac{PES_t}{10} \quad \text{(บาท/kWh)}$$

โดยที่

FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (บาท/kWh)

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (บาท/kWh)

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t

ทั้งนี้ในกรณีที่ค่า PES_t มีค่ามากกว่าร้อยละสิบ (ร้อยละ 10) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละสิบ (ร้อยละ 10)

และในกรณีที่ค่า PES_t มีค่าน้อยกว่าร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0)

ทั้งนี้ กำหนดให้ค่า FS_t ที่คำนวณได้ในแต่ละเดือน มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ FS_0

20.6 ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving:PES) เป็นไปตามสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$PES\ (\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{HeatEff.}{Ref.HeatEff.} + \frac{Electricity Eff.}{Ref.Electricity Eff.}} \right) \times 100$$

โดยที่

Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบผลิต
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Electtricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิต
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว

Ref. Electricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้ กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงตามชนิดเชื้อเพลิงเสริมส่วนใหญ่ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิงเสริม	**Ref. Elect. Eff.**	**Ref. Heat Eff.**
ก๊าซธรรมชาติ และอื่นๆ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

20.7 วิธีการตรวจวัดดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (PES)

20.7.1 ให้มีหน่วยงานกลางเป็นผู้ดำเนินการตรวจวัดดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (PES) ณ ช่วงเวลานั้นตามวิธีการคำนวณในข้อ 20.6 โดยทำการตรวจวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง และให้ผู้แทน กฟผ. และผู้แทนบริษัทฯ ร่วมเป็นสักขีพยานในการตรวจวัดและลงนามรับรองร่วมกัน ทั้งนี้ บริษัทฯ เป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการตรวจวัด PES ดังกล่าว

20.7.2 บริษัทฯ ต้องแจ้งใช้ค่า PES ตามที่หน่วยงานกลางได้ดำเนินการตรวจวัดตามข้อ 20.7.1 ให้ กฟผ. ทราบ เพื่อใช้เป็นค่า PES นับจากเดือนถัดไปที่ กฟผ. ได้รับแจ้ง เป็นระยะเวลา 12 เดือน หรือจนกว่าจะมีผลค่า PES ใหม่ ที่ได้ตามข้อ 20.7.3

และหากในเวลา 30 วันก่อนครบกำหนดระยะเวลา 12 เดือน กฟผ. ยังไม่ได้รับแจ้งค่า PES ให้ถือว่าค่า PES เท่ากับร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0) จนกว่า กฟผ. จะได้รับแจ้ง ยกเว้นกรณีที่ไม่สามารถดำเนินการตรวจวัดได้โดยไม่ใช่สาเหตุความผิดจากบริษัทฯ ให้ใช้ค่า PES ค่าล่าสุด

20.7.3 บริษัทฯ หรือ กฟผ. สามารถร้องขอให้หน่วยงานกลางดำเนินการตรวจวัด PES ใหม่ได้ หากมีการใช้ค่า PES มาแล้วไม่น้อยกว่า 3 เดือน โดยฝ่ายที่ร้องขอต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการตรวจวัด PES ยกเว้นในกรณีที่ กฟผ. เป็นผู้ร้องขอแล้วปรากฏว่าค่า PES มีค่าต่ำกว่าเดิม บริษัทฯ ต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการตรวจวัด PES ดังกล่าว

20.7.4 บริษัทฯ ต้องส่งข้อมูลการตรวจวัดค่า PES ที่บริษัทฯ ตรวจวัดรายเดือนตามแบบฟอร์มที่กำหนดในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 6 และส่งให้กับหน่วยงานกลาง และ กฟผ. ทุกไตรมาส ภายใน 30 วันนับจากเดือนที่ครบไตรมาสนั้น

20.8 บริษัทฯ จะต้องติดตั้งมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองทางไฟฟ้า และเชื้อเพลิง ก่อนการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า และทำการสอบเทียบค่าความเที่ยงตรงของมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองดังกล่าว ซึ่งต้องดำเนินการโดยหน่วยงานกลาง โดยให้มีการสอบเทียบมาตรวัดไฟฟ้าปีละ 1 ครั้ง และมาตรวัดเชื้อเพลิง 3 ปีต่อครั้ง นับตั้งแต่เดือนที่บริษัทฯ เริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา (COD) โดยมีผู้แทน กฟผ. และผู้แทนบริษัทฯ เข้าร่วมการสอบเทียบดังกล่าว ทั้งนี้บริษัทฯ เป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

อนึ่ง หากบริษัทฯ ประสงค์จะใช้ค่าดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (PES) ในการคำนวณตามข้อ 20.4 บริษัทฯ จะต้องติดตั้งมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองทางไอน้ำสำหรับใช้ในการตรวจวัดด้วย และทำการสอบเทียบโดยหน่วยงานกลาง 2 ปีต่อครั้ง

20.9 ในกรณีที่มาตรวัดหลักอย่างใดอย่างหนึ่งเกิดการชำรุด ให้ใช้ข้อมูลจากมาตรวัดรองในการซื้อขายไฟฟ้า การคำนวณสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริม และการคำนวณ PES ทั้งนี้บริษัทฯ ต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบในทันทีที่ทราบว่ามาตรวัดดังกล่าวเกิดการชำรุด

20.10 บริษัทฯ ต้องรับภาระค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการตรวจวัดสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริมซึ่งได้แก่ ค่าใช้จ่ายด้านอุปกรณ์ และมาตรวัดต่างๆ ที่เกี่ยวกับกระบวนการผลิต ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์และมาตรวัดดังกล่าว รวมถึงค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริมและการตรวจวัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (PES)

ทั้งนี้ รายละเอียดวิธีการคำนวณเงินค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) วิธีการตรวจวัดสัดส่วนพลังงานความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงเสริม และรายละเอียดที่บริษัทฯ จะต้องรายงาน ให้เป็นไปตามที่กำหนดในคู่มือการรายงานการใช้เชื้อเพลิงเสริมในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานหมุนเวียนเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 5

รวมทั้งรายละเอียดวิธีการคำนวณเงินค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving ; FS) วิธีการคำนวณดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (PES) วิธีการตรวจวัดค่า PES และรายละเอียดที่บริษัทฯ จะต้องรายงาน ให้

เป็นไปตามที่กำหนดในคู่มือการตรวจวัดประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม และการคำนวณค่า PES สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (ระบบ Cogeneration) ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 6

สำหรับสัญญาฯ กับบริษัทฯ ที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน ให้เพิ่มข้อความต่อไปนี้

"ในกรณีที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) ตามเงื่อนไขสัญญาข้อ 20.2 , 20.3 และ 20.4 บริษัทฯ จะได้รับเงินค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน ตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายจริง โดยอัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และระยะเวลาในการได้รับเงินค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเป็นไปตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 7 ทั้งนี้อัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าดังกล่าวไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม"

(สำหรับรายที่ได้รับคัดเลือกตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 12 ต.ค. 2550 จะใช้ข้อความดังนี้ "ในกรณีที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) ตามเงื่อนไขสัญญาข้อ 20.2 , 20.3 และ 20.4 บริษัทฯ จะได้รับเงินค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน ตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ จ่ายจริง ในอัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2 โดยมีกำหนดระยะเวลา 7 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD)")

21. การเรียกเก็บเงินและการชำระเงิน

21.1 บริษัทฯ จะยื่นใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าให้ กฟผ. เดือนละครั้ง และ กฟผ. ต้องชำระเงินให้บริษัทฯ ภายใน 30 วัน นับจากวันที่ กฟผ. ได้รับใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าจากบริษัทฯ อย่างไรก็ตามหากบริษัทฯ ประสงค์จะแยกการเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าในส่วนของสูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในภายหลัง บริษัทฯ สามารถกระทำได้

21.2 บริษัทฯ จะยื่นใบเรียกเก็บเงินนอกเหนือจากเงินค่าไฟฟ้าประจำเดือนตามข้อ 21.1 ให้ กฟผ. หรือ กฟผ. จะยื่นใบเรียกเก็บเงินให้บริษัทฯ แล้วแต่กรณี ให้ฝ่ายที่ถูกเรียกเก็บเงินชำระเงินให้แก่อีกฝ่ายหนึ่งภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินนั้น

21.3 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งมีข้อโต้แย้งกับคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งเกี่ยวกับใบเรียกเก็บเงินตามข้อ 21.1 และ 21.2 ทำให้การชำระเงินสามารถกระทำได้แต่เพียงบางส่วน ก็ให้คู่สัญญาฝ่ายที่ถูกเรียกเก็บเงินชำระเงินตามส่วนที่ไม่มีข้อโต้แย้งภายในกำหนดเวลา และหากภายหลังพบว่าเหตุแห่งการโต้แย้งนั้น มิได้เกิดจากความผิดของคู่สัญญาฝ่ายที่เรียกเก็บเงินคู่สัญญาฝ่ายที่ถูกเรียกเก็บเงินนั้นจะยกเอาเป็นข้อโต้แย้งเพื่อให้พ้นจากการเป็นผู้ผิดนัดชำระหนี้หาได้ไม่

21.4 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในกำหนดระยะเวลาดังกล่าวในข้อ 21.1 หรือข้อ 21.2 หรือข้อ 21.3 แล้วแต่กรณี คู่สัญญาฝ่ายที่ผิดนัดยอมให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งคิดดอกเบี้ยจากจำนวนเงินที่ค้างชำระเป็นรายวันในอัตราเท่ากับอัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำของเงินกู้เบิกเกินบัญชีซึ่งประกาศ

โดยธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ณ วันถัดจากวันที่ครบกำหนดชำระเงิน บวก 2 (MOR+2) นับตั้งแต่วันที่ผิดนัดจนกว่าจะชำระหนี้เสร็จสิ้น ทั้งนี้ อัตราดอกเบี้ยที่จะชำระให้แก่กันจะต้องไม่เกินร้อยละสิบห้า (15%) ต่อปี

22. การโอนสิทธิและ/หรือหน้าที่

22.1 ห้าม กฟผ. โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญานี้ให้แก่บุคคลอื่นโดยไม่ได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจากบริษัทฯ เว้นแต่เป็นการโอนสิทธิและหน้าที่ของ กฟผ. ตามสัญญาให้แก่บริษัทฯ ในเครือซึ่ง กฟผ. เป็นผู้ถือหุ้นไม่น้อยกว่าครึ่งหนึ่งของหุ้นทั้งหมด และผู้รับโอนจะต้องมีความสามารถต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาเช่นเดียวกับ กฟผ.

22.2 ห้าม บริษัทฯ โอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญานี้ให้แก่บุคคลอื่นโดยไม่ได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจาก กฟผ. ในกรณีที่บริษัทฯ จะโอนสิทธิและหน้าที่ให้แก่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินเพื่อเป็นหลักประกันการให้สินเชื่อหรือบุคคลที่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินแต่งตั้ง กฟผ. จะให้ความยินยอมภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้

22.2.1 บุคคลที่ผู้ให้สินเชื่อแต่งตั้งเพื่อเข้ามาปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาแทนบริษัทฯ จะต้องมีคุณสมบัติ สถานะและความสามารถทั้งทางด้านกฎหมาย การเงิน และเทคโนโลยี อันเหมาะสมพอที่จะปฏิบัติตามข้อกำหนดต่างๆ ในสัญญานี้ได้อย่างครบถ้วน

22.2.2 ผู้ให้สินเชื่อทางการเงิน หรือบุคคลที่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินแต่งตั้งจะต้องร่วมรับผิดในภาระหนี้สินใดๆ ที่บริษัทฯ มีต่อ กฟผ. นับแต่วันที่ที่บริษัทฯ ได้ลงนามในสัญญาฉบับนี้

22.2.3 ผู้ให้สินเชื่อทางการเงิน หรือบุคคลที่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินแต่งตั้งจะต้องยอมผูกพันและรับผิดตามสัญญาเช่นเดียวกับบริษัทฯ

22.2.4 การโอนสิทธิและหน้าที่ดังกล่าวไม่เป็นเหตุให้บริษัทฯ หลุดพ้นจากหน้าที่และความรับผิดอันเกิดขึ้นก่อนการโอนดังกล่าว

23. เหตุสุดวิสัย

23.1 "เหตุสุดวิสัย" หมายถึง เหตุใดๆ อันจะเกิดขึ้นก็ดี จะให้ผลภัยพิบัติก็ดีเป็นเหตุที่ไม่อาจป้องกันหรือควบคุมได้ และมิใช่เกิดจากความผิดหรือความประมาทของบุคคลผู้ต้องประสบหรือใกล้จะต้องประสบเหตุนั้น แม้ทั้งบุคคลนั้นจะได้จัดการระมัดระวังตามสมควรอันพึงคาดหมายได้จากบุคคลนั้นในฐานะและภาวะเช่นนั้น

ภายใต้คำจำกัดความดังกล่าวข้างต้นเหตุสุดวิสัยให้รวมถึง

23.1.1 การกระทำของรัฐบาล เช่น มีการเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงาน การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย ซึ่งทำให้คู่สัญญาไม่อาจปฏิบัติตามสัญญาข้อใดข้อหนึ่งได้

23.1.2 การปิดล้อม หรือการกระทำของศัตรูในลักษณะสงคราม ไม่ว่าจะมีการประกาศหรือไม่ก็ตาม

23.1.3 การลุกฮือ การขบถ การก่อความวุ่นวาย การจารกรรม การก่อวินาศกรรม การนัดหยุดงาน การปิดงานตามกฎหมายแรงงาน การรอนสิทธิใดๆ อุบัติเหตุ แผ่นดินไหว พายุ ไฟไหม้ น้ำท่วม โรคระบาด สภาพอากาศรุนแรงผิดปกติ การระเบิด

23.1.4 การที่บริษัทฯ ไม่ได้รับการต่ออายุใบอนุญาตของทางราชการ ที่เกี่ยวข้องกับการครอบครอง การก่อสร้าง ความสนับสนุนด้านการเงิน การดำเนินงาน หรือบำรุงรักษาอุปกรณ์โรงไฟฟ้า โดยมิได้เกิดขึ้นเพราะการกระทำหรือละเว้นการกระทำของบริษัทฯ

23.1.5 การยึดหรือเข้าครอบครองโรงไฟฟ้า ทรัพย์สินหรือสิทธิใดๆ หุ้น หรือผลประโยชน์ต่างๆ จากบริษัทฯ โดยหน่วยงานของรัฐ หรือการกระทำหรือละเว้นการกระทำของหน่วยงานของรัฐซึ่งจะส่งผลกระทบอย่างรุนแรงต่อโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ หรือต่อการปฏิบัติหน้าที่ของบริษัทฯ ตามสัญญานี้หรือสัญญาใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งบริษัทฯ เป็นคู่สัญญา

23.2 "เหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาล" หมายความถึง เหตุสุดวิสัยที่กำหนดไว้ในข้อ 23.1.1 , 23.1.2 , 23.1.4 และ 23.1.5 ซึ่งหน่วยงานรัฐบาลเป็นผู้ก่อให้เกิดขึ้น

23.3 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญานี้ อันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยตามข้อ 23.1 จะถือว่าคู่สัญญาฝ่ายนั้นซึ่งปฏิบัติตามข้อ 23.4 แล้ว ผิดสัญญาไม่ได้ และคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ทั้งสิ้น และให้ขยายระยะเวลาที่ต้องปฏิบัติหน้าที่ออกไปเท่ากับระยะเวลาที่เกิดเหตุสุดวิสัยและระยะเวลาที่ใช้ในการแก้ไขเหตุสุดวิสัย เว้นแต่คู่สัญญาฝ่ายที่มีสิทธิได้รับการขยายระยะเวลาไม่ต้องการขยายระยะเวลาต่อไป แต่หากเป็นกรณีเกิดเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่กระทบบริษัทฯ ตามข้อ 18.2 และ กฟผ. ได้ชำระค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ แล้ว ให้ กฟผ. เป็นผู้มีสิทธิเลือกในการขยายระยะเวลาในช่วงดังกล่าว

ในกรณีที่มีการขยายระยะเวลาออกไปเนื่องจากเหตุสุดวิสัยที่กระทบต่อการไฟฟ้า รวมทั้งเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่กระทบบริษัทฯ ตามข้อ 18.2 และ กฟผ. ได้ชำระค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ ตามเงื่อนไขสัญญาสำหรับระยะเวลาที่เกิดเหตุสุดวิสัยและระยะเวลาที่ใช้ในการแก้ไขนั้นแล้ว ในช่วงเวลาที่ขยายดังกล่าว กฟผ. จะชำระเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) และค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) สำหรับการซื้อไฟฟ้าเท่านั้น

23.4 คู่สัญญาฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยจะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบในทันทีที่สามารถทำได้ถึงเหตุสุดวิสัย พร้อมด้วยข้อมูลรายละเอียดของเหตุสุดวิสัย และระยะเวลาที่จำเป็นจะต้องใช้ในการแก้ไขความเสียหายอันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยดังกล่าว

23.5 เพื่อหลีกเลี่ยงกรณีเป็นที่สงสัย หากเครื่องจักรกลหรือระบบไฟฟ้าเกิดเสียลง หรือเกิดกรณีที่เครื่องจักรกล สายส่งไฟฟ้า โรงไฟฟ้า หรือเครื่องมืออุปกรณ์ต่าง ๆ ซึ่งคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดเป็นเจ้าของอยู่

หรือใช้สอยอยู่ เกิดใช้งานไม่ได้จากการใช้งานตามปกติ (ไม่ว่าจะโดยคู่สัญญาฝ่ายนั้นเองหรือโดยบุคคลอื่น) ไม่ให้ถือว่ากรณีดังกล่าวเป็นเหตุสุดวิสัย

24. การระงับข้อพิพาท

24.1 บริษัทฯ ที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือบริษัทฯ ที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องหรืออุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาฯ ให้ยื่นต่อ กกพ. เพื่อพิจารณาชี้ขาด

24.2 คำชี้ขาดของ กกพ. ให้ถือเป็นเด็ดขาดและถึงที่สุดผูกพันคู่สัญญา หาก กกพ. ไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

25. ความเสียหายต่อเนื่อง

คู่สัญญาไม่มีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายต่อเนื่อง หรือค่าเสียหายอันมิใช่ค่าเสียหายโดยตรงที่เกิดแก่คู่สัญญาเนื่องจากการปฏิบัติผิดสัญญา

26. กรรมสิทธิ์และการเสี่ยงภัย

กรรมสิทธิ์และการเสี่ยงภัยในไฟฟ้า ตั้งแต่จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ เป็นของบริษัทฯ

27. กฎหมายที่ใช้บังคับ

สัญญานี้อยู่ภายใต้บังคับตามกฎหมายแห่งราชอาณาจักรไทย

สัญญานี้ได้ทำขึ้นเป็นสองฉบับ มีข้อความถูกต้องตรงกันทุกประการ คู่สัญญาได้อ่านและเข้าใจข้อความในสัญญานี้ดีแล้ว จึงลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี) ไว้เป็นสำคัญต่อหน้าพยานและคู่สัญญาต่างยึดถือสัญญาฝ่ายละหนึ่งฉบับเก็บไว้เป็นหลักฐาน

บริษัท ..... **การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**

ลงชื่อ.....ผู้ขาย ลงชื่อ.....ผู้ซื้อ

(.....) (.....)

ตำแหน่ง ..... ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ลงชื่อ.....พยาน ลงชื่อ.....พยาน

(.....) (.....)

ตำแหน่ง ..... ตำแหน่ง .....

อัตราค่าไฟฟ้า
กรณีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แบบมีเชื้อเพลิงเสริม
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่จุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้า ซึ่งตั้งอยู่ที่ .....
.....

ก. อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_0) = **624.34** บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_0) = **0.88** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS_0) = **0.36** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ง. อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP)

อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) = **0.39** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จ. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t = CP_0 \times \left(0.50 \times \frac{FX_t}{37} + 0.50 \right) \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0 = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ถัวเฉลี่ยของ อัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

ฉ. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาถ่านหินที่บริษัทฯ ซื้อ เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อเดือนธันวาคม 2549) ตามสูตรดังนี้

$$EP_t = EP_0 + ES_t \quad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย EP_t = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

EP_0 = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐานตามข้อ ข. (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ES_t = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$$= \left(\frac{(P_t \times FX_t) - P_0}{26.5877 \times 10^6} \right) \times \text{HeatRate} \quad \text{(บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}$$

P_t = ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน t (เหรียญสหรัฐ/ตัน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

P_0 = ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือนธันวาคม 2549 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 1,930.475 บาท/ตัน (ในกรณีที่ดัชนีราคาถ่านหินค่าหนึ่งค่าใดยกเลิก ให้ใช้ดัชนีอีกค่าหนึ่งเพียงดัชนีเดียว ยกเว้นกรณีที่ดัชนีทั้งสองยกเลิกให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเจรจาตกลงกัน)

Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 9,600 บีทียู / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ข. สูตรปรับอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง จะเปลี่ยนแปลงตามดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ตามสูตรดังนี้

$$FS_t = FS_0 \times \frac{PES_t}{10} \qquad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t

ทั้งนี้ในกรณีที่ค่า PES_t มีค่ามากกว่าร้อยละสิบ (ร้อยละ 10) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละสิบ (ร้อยละ 10)

และในกรณีที่ค่า PES_t มีค่าน้อยกว่าร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0)

และดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving : PES) มีวิธีการคำนวณดังนี้

$$PES\ (\%) = \left[1 - \frac{1}{\frac{\text{Heat Eff.}}{\text{Ref. Heat Eff.}} + \frac{\text{Electricity Eff.}}{\text{Ref. Electricity Eff.}}} \right] \times 100$$

โดย

Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบผลิต

= สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Electtricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิต

= สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว

Ref. Electricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงตามชนิดเชื้อเพลิงเสริมส่วนใหญ่ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิงเสริม	**Ref. Elect. Eff.**	**Ref. Heat Eff.**
ก๊าซธรรมชาติ และอื่นๆ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

ซ. ภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้า
กรณีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
(เฉพาะรายที่ผ่านการคัดเลือกได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามมติ กบง.)
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่จุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้า ซึ่งตั้งอยู่ที่ .....
.....

ก. อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_0) = **624.34** บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_0) = **0.88** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS_0) = **0.36** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ง. อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP)

อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) = **0.39** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จ. อัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

อัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า = ... บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ฉ. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t = CP_0 \times \left(0.50 \times \frac{FX_t}{37} + 0.50 \right) \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0 = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ถัวเฉลี่ยของ อัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

ช. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาถ่านหินที่บริษัทฯ ซื้อ เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อเดือนธันวาคม 2549) ตามสูตรดังนี้

$$EP_t = EP_0 + ES_t \quad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย EP_t = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

EP_0 = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐานตามข้อ ข. (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ES_t = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$$= \left(\frac{(P_t \times FX_t) - P_0}{26.5877 \times 10^6} \right) \times HeatRate \quad \text{(บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}$$

P_t = ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน t (เหรียญสหรัฐ/ตัน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

P_0 = ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือนธันวาคม 2549 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 1,930.475 บาท/ตัน (ในกรณีที่ดัชนีราคาถ่านหินค่าหนึ่งค่าใดยกเลิก ให้ใช้ดัชนีอีกค่าหนึ่งเพียงดัชนีเดียว ยกเว้นกรณีที่ดัชนีทั้งสองยกเลิกให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเจรจาตกลงกัน)

Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 9,600 บีทียู / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ซ. สูตรปรับอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง จะเปลี่ยนแปลงตามดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ตามสูตรดังนี้

$$FS_t = FS_0 \times \frac{PES_t}{10} \qquad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t

ทั้งนี้ในกรณีที่ค่า PES_t มีค่ามากกว่าร้อยละสิบ (ร้อยละ 10) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละสิบ (ร้อยละ 10)

และในกรณีที่ค่า PES_t มีค่าน้อยกว่าร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0)

และดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving : PES) มีวิธีการคำนวณดังนี้

$$PES\ (\%) = \left[1 - \frac{1}{\frac{\text{Heat Eff.}}{\text{Ref. Heat Eff.}} + \frac{\text{Electricity Eff.}}{\text{Ref. Electricity Eff.}}} \right] \times 100$$

โดย

Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบผลิต
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Electtricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิต
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว

Ref. Electricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงตามชนิดเชื้อเพลิงเสริมส่วนใหญ่ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิงเสริม	**Ref. Elect. Eff.**	**Ref. Heat Eff.**
ก๊าซธรรมชาติ และอื่นๆ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

ฌ. ภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้า
กรณีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แบบมีเชื้อเพลิงเสริม
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่จุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้า ซึ่งตั้งอยู่ที่ .....
.....

ก. อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_0) = **624.34** บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_0) = **0.88** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS_0) = **0.36** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ง. อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP)

อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) = **0.39** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จ. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t = CP_0 \times \left(0.50 \times \frac{FX_t}{37} + 0.50 \right) \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0 = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ถัวเฉลี่ยของ อัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

ฉ. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาถ่านหินที่บริษัทฯ ซื้อ เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อเดือนธันวาคม 2549) ตามสูตรดังนี้

$$EP_t = EP_0 + ES_t \qquad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย EP_t = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

EP_0 = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐานตามข้อ ข. (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ES_t = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$$= \left(\frac{(P_t \times FX_t) - P_0}{26.5877 \times 10^6} \right) \times \text{HeatRate} \qquad \text{(บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}$$

P_t = ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน t (เหรียญสหรัฐ/ตัน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

P_0 = ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือนธันวาคม 2549 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 1,930.475 บาท/ตัน (ในกรณีที่ดัชนีราคาถ่านหินค่าหนึ่งค่าใดยกเลิก ให้ใช้ดัชนีอีกค่าหนึ่งเพียงดัชนีเดียว ยกเว้นกรณีที่ดัชนีทั้งสองยกเลิกให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเจรจาตกลงกัน)

Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 9,600 บีทียู / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ช. สูตรปรับอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง จะเปลี่ยนแปลงตามดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ตามสูตรดังนี้

$$FS_t = FS_0 \times \frac{PES_t}{10} \qquad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t

ทั้งนี้ในกรณีที่ค่า PES_t มีค่ามากกว่าร้อยละสิบ (ร้อยละ 10) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละสิบ (ร้อยละ 10)

และในกรณีที่ค่า PES_t มีค่าน้อยกว่าร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0)

และดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving : PES) มีวิธีการคำนวณดังนี้

$$PES\ (\%) = \left[1 - \frac{1}{\frac{\text{Heat Eff.}}{\text{Ref. Heat Eff.}} + \frac{\text{Electricity Eff.}}{\text{Ref. Electricity Eff.}}} \right] \times 100$$

โดย

Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบผลิต

= สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Electtricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิต

= สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว

Ref. Electricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงตามชนิดเชื้อเพลิงเสริมส่วนใหญ่ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิงเสริม	**Ref. Elect. Eff.**	**Ref. Heat Eff.**
ก๊าซธรรมชาติ และอื่นๆ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

ซ. ภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้า
กรณีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
(เฉพาะรายที่ผ่านการคัดเลือกได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามมติ กบง.)
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่จุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้า ซึ่งตั้งอยู่ที่ .....
.....

ก. อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)

อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_o) = **624.34** บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_o) = **0.88** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS_o) = **0.36** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ง. อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP)

อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) = **0.39** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จ. อัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

อัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า = ... บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ฉ. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t = CP_0 \times \left(0.50 \times \frac{FX_t}{37} + 0.50 \right) \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0 = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ถัวเฉลี่ยของ อัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

ช. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาถ่านหินที่บริษัทฯ ซื้อ เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อเดือนธันวาคม 2549) ตามสูตรดังนี้

$$EP_t = EP_0 + ES_t \quad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย EP_t = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

EP_0 = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐานตามข้อ ข. (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ES_t = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

$$= \left(\frac{(P_t \times FX_t) - P_0}{26.5877 \times 10^6} \right) \times \text{HeatRate} \quad \text{(บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}$$

P_t = ราคาเฉลี่ย Frec On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน t (เหรียญสหรัฐ/ตัน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

P_0 = ราคาเฉลี่ย Free On Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือนธันวาคม 2549 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 1,930.475 บาท/ตัน (ในกรณีที่ดัชนีราคาถ่านหินค่าหนึ่งค่าใดยกเลิก ให้ใช้ดัชนีอีกค่าหนึ่งเพียงดัชนีเดียว ยกเว้นกรณีที่ดัชนีทั้งสองยกเลิกให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเจรจาตกลงกัน)

Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 9,600 บีทียู / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ช. สูตรปรับอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง จะเปลี่ยนแปลงตามดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ตามสูตรดังนี้

$$FS_t = FS_0 \times \frac{PES_t}{10} \qquad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t

ทั้งนี้ในกรณีที่ค่า PES_t มีค่ามากกว่าร้อยละสิบ (ร้อยละ 10) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละสิบ (ร้อยละ 10)

และในกรณีที่ค่า PES_t มีค่าน้อยกว่าร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0) ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละศูนย์ (ร้อยละ 0)

และดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving : PES) มีวิธีการคำนวณดังนี้

$$PES\ (\%) = \left[1 - \frac{1}{\frac{\text{Heat Eff.}}{\text{Ref. Heat Eff.}} + \frac{\text{Electricity Eff.}}{\text{Ref. Electricity Eff.}}} \right] \times 100$$

โดย

Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบผลิต
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Electtricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิต
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว

Ref. Electricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงตามชนิดเชื้อเพลิงเสริมส่วนใหญ่ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิงเสริม	**Ref. Elect. Eff.**	**Ref. Heat Eff.**
ก๊าซธรรมชาติ และอื่นๆ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

ฌ. ภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม