

5.1. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (“บริษัท”) ตกลงทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2540 ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่ 44/1-1S-3454-4 (เป็นฉบับเพิ่มเติมและแก้ไขรวมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ทำเมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2540)

1) อายุของสัญญา

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีอายุสัญญานับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า เป็นระยะเวลา 25 ปี

2) การแก้ไขสัญญาและการแก้ไขสัญญาเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย

2.1) ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ที่ไม่ใช่การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมายอันมีผลทำให้คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะได้รับความเสียหายอย่างร้ายแรง คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งจะได้รับความสะดวกเสียสิทธิทำหนังสือแจ้งอีกฝ่ายหนึ่งให้มีการตกลงเงื่อนไขข้อสัญญากัน โดยต้องประชุมกันภายใน 30 วัน นับตั้งแต่วันที่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งได้รับแจ้ง หากไม่สามารถตกลงแก้ไขสัญญาได้ ให้สัญญาฉบับนี้มีผลบังคับใช้ต่อไป

2.2) ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย ทำให้บริษัทต้องแก้ไขปรับปรุงโรงไฟฟ้าหรือปรับปรุงอย่างอื่นซึ่งเกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าหรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าซึ่งมีผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายหรือรายได้ของบริษัท ให้บริษัทเสนอรายละเอียดค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการแก้ไขปรับปรุงนั้น ตามแต่ที่ กฟผ. จะร้องขอตามสมควร แล้วให้ กฟผ. รวบรวมผลกระทบของบริษัทในด้านต่างๆ นำเสนอให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณา

3) เหตุผิดสัญญา

การเกิดของเหตุการณ์ใดๆ ดังต่อไปนี้ถือว่าเป็นเหตุผิดสัญญา

3.1) กรณีผิดนัดชำระเงิน หากคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่ชำระเงิน (สำหรับจำนวนเงินที่ไม่มีข้อโต้แย้ง) ภายในระยะเวลาที่กำหนด

3.2) บริษัทไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. เว้นแต่เป็นกรณีที่บริษัทมีข้ออ้างตามสัญญาเกี่ยวกับการจ่ายไฟฟ้าหรือเป็นเพราะความผิดของ กฟผ. เป็นเวลามากกว่า 15 วันติดต่อกัน

3.3) บริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่สำคัญได้

3.4) บริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขสำคัญที่เกี่ยวกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กพึงต้องปฏิบัติ (SPP Grid Code)

ในกรณีที่มีการผิดสัญญาดังกล่าวข้างต้น ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากเป็นกรณีผิดนัดชำระเงิน คู่สัญญาไม่แก้ไขภายใน 15 วัน หากเป็นกรณีผิดสัญญาข้อ 3.2-3.4 คู่สัญญาไม่แก้ไขภายในเวลา 90 วัน หลังจากได้รับหนังสือแจ้งดังกล่าวแล้ว ให้อีกฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้

ในกรณีที่ไม่มีกรณีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือน เว้นแต่เป็นเพราะความผิดของ กฟผ. หรือเหตุสุดวิสัยที่เกิดขึ้นกับการปิดล้อมแห่งประเทศไทยตามสัญญาซื้อขายก๊าซ ให้ถือว่าสัญญาลิ้นสุดลง

4) การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

บริษัทต้องรับผิดชอบในการออกแบบ ก่อสร้าง ติดตั้ง บำรุงรักษา และครอบครองอุปกรณ์สำหรับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าด้านบริษัท รวมทั้งยังต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของบริษัท

กฟผ. มีสิทธิให้บริษัทเพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมโยงจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของบริษัท โดยบริษัทจะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายทั้งหมด

5) การซื้อขายไฟฟ้า

บริษัทตกลงขายและ กฟผ. ตกลงซื้อ

1) พลังไฟฟ้าในปริมาณ 90 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ โดยมีคุณภาพตามที่กำหนดไว้ใน SPP Grid Code ณ จุดที่รับซื้อไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบริเวณสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา จังหวัดชลบุรี

- 2) ตั้งแต่ปีที่สองจนถึงปีสุดท้ายของสัญญา กฟผ. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในปริมาณไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80 ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่คูณกับจำนวนชั่วโมงในรอบปี แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทไม่สามารถจ่ายให้ กฟผ. ได้ตามที่ กฟผ. สั่งการตามปริมาณและระยะเวลาที่กำหนด และ/หรือ บริษัทหยุดการผลิตและจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ บริษัทเป็นผู้ขอลดการจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ กฟผ. ไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้เนื่องจากเหตุสุดวิสัย

อนึ่งหาก กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าไม่ครบในปีใด กฟผ. จะชำระค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขาดตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยสำหรับปีนั้น และ กฟผ. มีสิทธิขอให้บริษัทจ่ายไฟฟ้านั้นให้ภายในปีใดปีหนึ่งของระยะเวลาสองปีถัดไปและจะต้องเป็นปีที่ กฟผ. ซื้อไฟฟ้าครบตามปริมาณขั้นต่ำตามที่กำหนดไว้ในสัญญานี้แล้ว

6) การปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าตาม SPP Grid Code

บริษัทต้องปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัท ตามแนวทางปฏิบัติการโรงไฟฟ้าที่ดีตามที่กำหนดใน SPP Grid Code

7) การควบคุมและปฏิบัติการโรงไฟฟ้า

7.1) บริษัทจะต้องแจ้งแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้าและแผนการผลิต บำรุงรักษาในระยะ 3 ปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 30 วัน และ กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้บริษัททราบภายใน 15 วัน หลังจากที่ได้รับแจ้ง ส่วนแผนสำหรับปีถัดไปให้แจ้ง กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 1 กรกฎาคมของแต่ละปี โดยที่ กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้บริษัททราบก่อนวันที่ 15 สิงหาคมของแต่ละปี

7.2) บริษัทต้องขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ กฟผ. จะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่บริษัทขาย โดยมีจำนวนชั่วโมงที่ขาย รวมทั้งปี (โดยใช้ปฏิทิน) ไม่น้อยกว่า 7,008 ชั่วโมง ยกเว้นปีแรกและปีสุดท้ายของสัญญา

7.3) บริษัทต้องจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. โดยมี Monthly Capacity Factor ไม่ต่ำกว่า 0.51 ยกเว้นในกรณีที่บริษัทยินยอมตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามแผนที่ กฟผ. กำหนด หรือบริษัทได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าตามที่กำหนดใน SPP Grid Code หรือเหตุสุดวิสัย แต่ไม่เกิน 1.0 ยกเว้นในกรณีที่ กฟผ. ร้องขอ

7.4) บริษัทจะผลิต และ กฟผ. จะซื้อพลังไฟฟ้าตามสัญญาครบทั้งร้อยละ 100 ตลอดเวลาหรือมากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาในกรณีที่ กฟผ. ร้องขอ ยกเว้นในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่สามารถรับไฟฟ้าได้ หรือในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. มีความต้องการต่ำ หรือมีเหตุสุดวิสัย ซึ่ง กฟผ. สามารถให้บริษัทลดการจ่ายพลังไฟฟ้าลงตามปริมาณและระยะเวลาที่ กฟผ. ได้จัดส่งแผนล่วงหน้าส่งให้บริษัท ให้เหลือไม่ต่ำกว่าร้อยละ 65 ของพลังไฟฟ้าตามสัญญา เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม และมีตัวประกอบพลังไฟฟ้า (Power Factor) อยู่ในระหว่าง 0.85 lagging และ 0.85 leading

7.5) บริษัทต้องใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการอุณหภูมิภาพ (Thermal Process) ซึ่งรวมเรียกว่า Topping Cycle หรือในทางตรงข้าม โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการอุณหภูมิภาพไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งรวมเรียกว่า Bottoming Cycle โดยมีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภูมิภาพนอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตทั้งหมดไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 โดยเฉลี่ยในแต่ละปี

กฟผ. จะผ่อนผันลักษณะกระบวนการผลิตดังกล่าวข้างต้นให้บริษัทตามระยะเวลาดังนี้

- (1) ให้บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าด้วยระบบ Open Cycle ได้เป็นเวลา 1 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า
- (2) ให้บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยมีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่บริษัทนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภูมิภาพต่ำกว่าร้อยละ 10 โดยเฉลี่ยในแต่ละปีได้เป็นเวลา 3 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

8) การหยุดเพื่อตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

ในกรณีหยุดเพื่อตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า บริษัทต้องแจ้งกำหนดการหยุดให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้า ตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ทั้งนี้ ในรอบ 12 เดือนของปีปฏิทิน บริษัทจะต้องหยุดโรงไฟฟ้ารวมกันไม่เกิน 840 ชั่วโมง (35 วัน) หรือ 1,080 ชั่วโมง (45 วัน) ในกรณีที่ทำการซ่อมใหญ่ตามแผนที่บริษัทแจ้งไว้ล่วงหน้า

9) การเปลี่ยนแปลงปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

9.1) ในกรณีที่บริษัทไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในสัญญา บริษัทจะต้องแก้ไขภายในเวลาไม่เกิน 18 เดือน หากบริษัทไม่สามารถแก้ไขได้ กฟผ. จะกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าใหม่ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายได้จริงในเวลานั้น แต่ถ้าบริษัทต้องการลดปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในสัญญาลงเพราะบริษัทได้นำไฟฟ้าไปจำหน่ายให้กับบุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น บริษัทจะต้องจ่ายเงินค่าพลังไฟฟ้าในส่วนของปริมาณที่ลดลงคืนให้ กฟผ. เท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทควรจะได้รับ พร้อมกับดอกเบี้ย โดยเริ่มคิดตั้งแต่วันที่บริษัทได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืน ในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่เรียกเก็บเงินดังกล่าว

9.2) ในกรณีที่บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. เป็นระยะเวลามากกว่าครึ่งหนึ่งของอายุสัญญา และปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลดลงให้ปฏิบัติดังนี้

(1) ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลดลงอันมิใช่สาเหตุมาจากบริษัทนำไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น บริษัทสามารถขอลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลงได้ แต่ต้องไม่เกินร้อยละ 5

(2) ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟาลดลงเกินกว่าร้อยละ 5 เพราะบริษัทนำไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น บริษัทจะต้องคืนเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ลดลงเกินกว่าร้อยละ 5 หรือส่วนที่บริษัทนำไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้นแล้วแต่กรณี ให้ กฟผ. พร้อมกับดอกเบี้ย ในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่เรียกเก็บเงินดังกล่าว

10) ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

บริษัทและ กฟผ. ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้าตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ กฟผ. หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าจากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าของคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งนี้จะต้องเป็นความเสียหายอันเป็นผลโดยตรงจากความบกพร่องนั้น โดยไม่รวมความเสียหายต่อเนื่อง

11) หลักค่าประกันการยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญา

ก่อนวันเริ่มต้นสัญญา บริษัทจะต้องยื่นหลักค่าประกันการยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญาเป็นจำนวนเงิน 163,080,000 บาท โดย กฟผ. จะคืนหลักค่าประกันให้แก่บริษัทเมื่อบริษัทผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ครบอายุสัญญา หรือเมื่อ กฟผ. ได้เรียกเงินค่าพลังไฟฟ้าคืนจากบริษัทครบถ้วน ในกรณีที่สัญญาถูกยกเลิกก่อนครบอายุสัญญา

ในกรณีที่บริษัทยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญา โดย กฟผ. ไม่ได้เป็นฝ่ายผิดสัญญา หรือ กฟผ. ยกเลิกสัญญาเพราะเหตุที่บริษัทปฏิบัติผิดสัญญา กฟผ. จะเรียกเงินค่าพลังไฟฟ้าคืนจากบริษัทเท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทควรจะได้รับ โดยที่บริษัทจะต้องจ่ายคืนพร้อมดอกเบี้ยในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือน ของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่สัญญายกเลิก รวมค่าปรับ คือ ในกรณีที่ยกเลิกสัญญาภายใน 5 ปี ให้ปรับเพิ่มอีกร้อยละ 10 ในกรณีที่ยกเลิกสัญญาภายหลัง 5 ปี ให้ปรับเพิ่มอีกร้อยละ 5

ในกรณีที่บริษัทยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดเพราะเหตุที่ กฟผ. ผิดสัญญา กฟผ. จะคืนหลักค่าประกันให้แก่บริษัท และให้บริษัทมีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายตามกฎหมายได้

12) ค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้า

12.1) การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริงที่บริษัทจ่ายให้ กฟผ. ในรอบเดือนจะคำนวณดังนี้

$$\text{ปริมาณพลังไฟฟ้าจริง} = \frac{3.0E_p}{13.5T_p} + \frac{10.5E_{pp}}{13.5T_{pp}}$$

โดยที่ E_p = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วง Peak Load ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้นสูงกว่าพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกร้อยละ 2 ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญามาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 12.2 และข้อ 12.3

E_{pp} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วง Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้นสูงกว่าปริมาณไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละ 2 ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญาตามจำนวนแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 12.2 และข้อ 12.3

T_p = จำนวนชั่วโมงในช่วง Peak Load ในเดือนนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงตามข้อ 12.2 และข้อ 12.3

T_{pp} = จำนวนชั่วโมงในช่วง Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงตามข้อ 12.2 และ ข้อ 12.3

หมายเหตุ ช่วงเวลาในรอบวันจะแบ่งดังนี้

Peak Load	ช่วงเวลา 18.30 – 21.30 น.
Partial Peak Load	ช่วงเวลา 08.00 – 18.30 น.
Off Peak Load	ช่วงเวลา 21.30 – 08.00 น.

12.2) ในกรณีที่ กฟผ. ไม่ได้รับซื้อไฟฟ้าให้เต็มปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาในช่วง Peak Load หรือ Partial Peak Load ให้นำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak Load และ Partial Peak Load ที่ กฟผ. รับซื้อไม่ได้นั้น มาหักออกจากจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วง Peak Load และ Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ ตามลำดับก่อน แล้วจึงนำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหลือมาคำนวณหาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง โดยกรณีเหตุสุดวิสัยที่เกิดจากหน่วยงานรัฐบาล กฟผ. ยินยอมให้คำนวณตามวิธีข้างต้นได้ไม่เกินครั้งละ 6 เดือน

12.3) กรณีที่บริษัทหยุดการจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องมาจาก กฟผ. ตัดการเชื่อมโยงหรือเนื่องจากบริษัทตรวจสอบและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าหรือกรณีระบบไฟฟ้าเกิดเหตุฉุกเฉินตามที่กำหนดใน SPP Grid Code เว้นแต่เมื่อการตัดการเชื่อมโยงนั้นเป็นความผิดของบริษัท ให้นำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak Load และ Partial Peak Load ที่บริษัทหยุดการจำหน่ายมาหักออกจากจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วง Peak Load และ Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ ตามลำดับก่อน แล้วจึงนำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหลือมาคำนวณหาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง โดยจะหักจำนวนชั่วโมงการหยุดเท่าที่เป็นจริงแต่ไม่เกินกว่าที่บริษัทแจ้งตามข้อ 8

12.4) การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินในรอบเดือนให้คำนวณดังนี้

(1) ในกรณีที่บริษัทสามารถจ่ายปริมาณพลังไฟฟ้าจริงเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริง

(2) ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงต่ำกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริงหักด้วยร้อยละ 20 ของผลต่างระหว่างปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริง

(3) ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงมากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา เว้นแต่กรณีที่ กฟผ. ร้องขอ ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกด้วย 3 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. ร้องขอเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา คุณด้วยอัตราส่วนของระยะเวลาที่ กฟผ. ร้องขอต่อจำนวนชั่วโมงในเดือนนั้นๆ

(4) กรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและจำนวนชั่วโมงที่นำมาหักออกตามข้อ 12.2 และ/หรือข้อ 12.3 มีผลทำให้จำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะนำมาคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริงในเดือนนั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังไฟฟ้าในเดือนนั้นให้กับบริษัท ตามปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินเฉลี่ยย้อนหลัง 6 เดือน

12.5) ในกรณีที่บริษัทไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าโดยมี Monthly Capacity Factor ไม่ต่ำกว่า 0.51 แต่ไม่เกิน 1.0 กฟผ. จะจ่ายค่าพลังไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ ให้บริษัทในอัตราร้อยละ 50 ของอัตราค่าพลังไฟฟ้า

12.6) ในกรณีที่บริษัทไม่สามารถผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าลดลงตามที่ กฟผ. กำหนดในช่วงเวลา Off Peak กฟผ. จะจ่ายค่าพลังไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าในส่วนที่บริษัทผลิตเกินในอัตราร้อยละ 50 ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

12.7) เมื่อครบรอบแต่ละปี หากบริษัทมีจำนวนชั่วโมงสะสมที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. โดยคิดจากจำนวนเต็มในปีนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงที่บริษัทหยุดการจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า และจำนวนชั่วโมงที่บริษัทหยุดการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. เพราะเหตุใดๆ ที่ไม่ได้แจ้งล่วงหน้า ยกเว้นกรณีเกิดเหตุสุดวิสัย และชั่วโมงหยุดจำหน่ายให้ กฟผ. สาเหตุจากความเสียหายที่บริษัทก่อให้เกิด กฟผ. ต่ำกว่า 7,008 ชั่วโมง กฟผ. จะเรียกเงินค่าพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. ได้ชำระให้แก่บริษัทในรอบปีนั้นๆ คืนในอัตราร้อยละ 0.0625 ต่อชั่วโมง ตามชั่วโมงที่บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าไม่ครบ ยกเว้นปีแรกและปีสุดท้ายของสัญญา

12.8) เมื่อครบรอบแต่ละปี หากบริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขเรื่องสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการผลิตอุตสาหกรรมนอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตพลังงานทั้งหมด กฟผ. จะเรียกเงินค่าพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ได้ชำระให้แก่บริษัทในรอบปีนั้นๆ คืน ในอัตราร้อยละเท่ากับผลต่างของสัดส่วนพลังงานความร้อนที่กำหนด (ร้อยละ 10) กับที่บริษัททำได้จริง

13) อัตราค่าไฟฟ้า

13.1) ค่าพลังไฟฟ้า เท่ากับ 302 บาท/กิโลวัตต์/เดือน

13.2) ค่าพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 0.85 บาท ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

13.3) สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทจะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t^{GAS} = CP_0^{GAS} \times [0.80 \times FX + 0.20] \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

27

โดย CP_t^{GAS} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0^{GAS} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ 13.1 (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา ตัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐอเมริกา)

13.4) สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทจะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติที่บริษัทซื้อเปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2538) ตามสูตรดังนี้

$$ES_t^{GAS} = \frac{1}{10^6} (P_t - P_0) \times \text{Heat Rate} \quad \text{บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย ES_t^{GAS} = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

P_t = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่บริษัทในเดือน t (บาท/ล้านบีทียู)

P_0 = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่บริษัทในเดือนสิงหาคม 2538 ที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณ มีค่าเท่ากับ 77.0812 บาท/ล้านบีทียู

Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ยเพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 8,600 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

13.5) อัตราค่าไฟฟ้างวดดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

14) การเรียกเก็บเงินและการชำระเงิน

14.1) บริษัทจะยื่นใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าให้ กฟผ. เดือนละครั้ง และ กฟผ. จะต้องชำระเงินให้บริษัทภายใน 30 วัน นับจากวันที่ กฟผ. ได้รับใบเรียกเก็บเงิน

14.2) กรณีที่บริษัทยื่นใบเรียกเก็บเงินนอกเหนือจากค่าไฟฟ้าประจำเดือนให้ กฟผ. หรือ กฟผ. ยื่นใบเรียกเก็บเงินให้บริษัทแล้วแต่กรณีให้ฝ่ายที่ถูกเรียกเก็บเงินชำระเงินให้แก่อีกฝ่ายหนึ่งภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินนั้น

14.3) ในกรณีที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในกำหนดเวลา คู่สัญญาฝ่ายที่ผิดนัดจะต้องจ่ายดอกเบี้ยในส่วนเงินที่ค้างชำระเป็นรายวันในอัตราร้อยละเท่ากับอัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำของเงินกู้เบิกเกินบัญชีซึ่งประกาศโดยธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) บวกร้อยละ 2 นับตั้งแต่วันที่ผิดนัดจนกว่าจะชำระหนี้เสร็จสิ้น ทั้งนี้อัตราดอกเบี้ยจะต้องไม่เกินร้อยละ 15 ต่อปี

14.4) หาก กฟผ. ผิดนัดไม่ชำระเงินใดๆ ที่ถึงกำหนดชำระให้แก่บริษัทตามสัญญา และยังไม่มีการแก้ไขข้อผิดนัดภายใน 15 วัน หลังจากวันที่บริษัทได้มีการส่งหนังสือบอกกล่าวการผิดนัดไปยัง กฟผ. บริษัทมีสิทธิที่จะบอกเลิกสัญญาได้โดยการบอกกล่าวเป็นหนังสือ

15) การโอนสิทธิและ/หรือหน้าที่

สัญญาห้ามคู่สัญญาโอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญานี้ให้แก่บุคคลอื่นโดยไม่ได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ยกเว้นในกรณีดังกล่าวต่อไปนี้

15.1) การโอนสิทธิและหน้าที่ของ กฟผ. ตามสัญญาให้แก่บริษัทในเครือซึ่ง กฟผ. เป็นผู้ถือหุ้นไม่น้อยกว่าครึ่งหนึ่งของหุ้นทั้งหมด และ ผู้รับโอนจะต้องมีความสามารถต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาเช่นเดียวกับ กฟผ.

15.2) การโอนสิทธิและหน้าที่ของบริษัทตามสัญญาให้แก่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินเพื่อให้ลงทุนตามสัญญานี้ หรือบุคคลที่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินแต่งตั้งเพื่อเป็นหลักประกันการให้สินเชื่อ โดยการแต่งตั้งบุคคลเพื่อเข้ามาปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาแทนบริษัทจะต้องได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจาก กฟผ.

16) กรณีพิพาทและอนุญาโตตุลาการ

ในกรณีที่มีข้อโต้แย้งเกิดขึ้นระหว่างคู่สัญญาเกี่ยวกับข้อกำหนดแห่งสัญญานี้หรือเกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญานี้ และคู่สัญญาไม่สามารถตกลงได้ ให้เสนอข้อโต้แย้งหรือข้อพิพาทนั้นต่ออนุญาโตตุลาการเพื่อพิจารณาชี้ขาด

17) กรรมสิทธิ์และการเสี่ยงภัย

กรรมสิทธิ์และการเสี่ยงภัยในไฟฟ้าตั้งแต่จุดเชื่อมโยงถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทเป็นของบริษัท

5.2. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบริษัท สหพัฒนา อินเตอร์โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)

บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (“บริษัท”) ทำสัญญาขาย และ บริษัท สหพัฒนา อินเตอร์โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) (“SPI”) ทำสัญญาซื้อไฟฟ้า เมื่อวันที่ 20 สิงหาคม 2540

1) อายุของสัญญา

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา และให้มีอายุสัญญาหลักนับตั้งแต่วันที่เริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 15 ปี โดยบริษัทจะกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้ SPI ทราบ และหลังจากหมดอายุสัญญาหลัก สามารถต่ออายุสัญญาได้อีก 25 ปี โดยในช่วงต่ออายุสัญญา ระหว่างปีที่ 26-40 ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งสามารถแจ้งยกเลิกสัญญาได้เมื่อสิ้นสุดปีสัญญานั้นๆ

2) การจำหน่ายไฟฟ้าให้ SPI

2.1) บริษัทตกลงขายและ SPI ตกลงซื้อไฟฟ้าจากบริษัทเพื่อนำไปจำหน่ายต่อให้ผู้บริโภคไฟฟ้าซึ่งเป็นบริษัทที่ตั้งอยู่ในสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา จังหวัดชลบุรี และ SPI ตกลงแต่งตั้งให้บริษัทเป็นผู้จำหน่ายและจัดการด้านการตลาดเพียงผู้เดียว โดยบริษัทจะทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าของ SPI โดยตรง

2.2) ปริมาณพลังไฟฟ้ารวม (Total Demand) ที่บริษัทตกลงจะจ่ายให้ SPI ในขณะใดขณะหนึ่งจะไม่เกินปริมาณกำลังการผลิตรวมตามสัญญา (Total Contract Capacity) ซึ่งเท่ากับ 32,000 กิโลวัตต์ และปริมาณพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปี (Total Annual Energy) ที่บริษัทตกลงจ่ายให้ SPI ในปีใดปีหนึ่งจะไม่เกินปริมาณพลังงานไฟฟ้ารวมสูงสุด (Maximum Total Annual Energy) ซึ่งเท่ากับ 159,551 เมกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปีที่มี 365 วัน และ 159,988 เมกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปีที่มี 366 วัน

2.3) บริษัทให้บริการธุรการเรียกเก็บเงินจากผู้บริโภคไฟฟ้าแก่ SPI ทั้งนี้เรียกเก็บค่าไฟฟ้าแยกเป็น 2 ส่วน คือ ค่าพลังไฟฟ้า และค่าพลังงานไฟฟ้า โดยอัตราค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากลูกค้าของ SPI แต่ละราย จะต้องไม่ต่ำกว่าอัตราที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”) คิดจากลูกค้าประเภทเดียวกัน คูณด้วยอัตราส่วนลดที่กำหนด (User Demand and Energy Discount Factors)

2.4) บริษัทจะเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าภายในวันที่ 10 ของแต่ละเดือน และ SPI จะจ่ายค่าไฟฟ้าภายในวันสุดท้ายของแต่ละเดือน

2.5) ค่าไฟฟ้าที่บริษัทคิดกับ SPI จะประกอบด้วย 2 ส่วนคือ ค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้า

2.5.1) ค่าพลังไฟฟ้าเท่ากับยอดรวมเงินค่าพลังไฟฟ้าที่ SPI เรียกเก็บจากลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

2.5.2) ค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าที่ SPI เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด หักด้วยอัตราส่วนลด

2.6) บริษัทจะต้องดำเนินการให้มีสัญญาจัดหาไฟฟ้าสำรอง (Backup Power Supply Agreement) และในกรณีที่โรงไฟฟ้าของบริษัทไม่สามารถจ่ายไฟให้แก่ SPI ได้ เป็นระยะเวลาเกินกว่า 2 ชั่วโมง บริษัทจะต้องจัดส่งไฟฟ้าสำรองให้แก่ลูกค้าของ SPI

2.7) บริษัทจะต้องจัดให้มีเครื่องผลิตไฟฟ้าสำรอง (Spare Step-down Transformer) ในประเทศไทยเพื่อไว้ใช้ในกรณีที่เครื่องผลิตไฟฟ้าของบริษัทเสีย

3. การจ่ายเงินค่าไฟฟ้า

3.1) ภายในวันที่ 25 มกราคมของทุกปี บริษัทจะต้องแจ้งอัตราเฉลี่ยและอัตราฐานของค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. ของในปีที่ผ่านมาให้ SPI ทราบ เพื่อใช้ในการคำนวณยอดเงินค่าไฟฟ้าที่ SPI รับประกันจ่ายในแต่ละปีตามสูตรที่กำหนด โดยที่มีการกำหนดให้ปริมาณพลังไฟฟ้าขั้นต่ำรายปีเฉลี่ย (Minimum Total Annual Average Demand) เท่ากับ 25,600 กิโลวัตต์ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำรายปี (Minimum Total Annual Energy) ที่ SPI รับประกันซื้อ เท่ากับ 110,992 เมกะวัตต์ สำหรับปีที่มี 365 วัน และเท่ากับ 111,296 เมกะวัตต์ สำหรับปีที่มี 366 วัน

3.2) ถ้าจำนวนเงินรวมที่ SPI จ่ายให้แก่บริษัทในปีสัญญาใดๆ (Total Annual Payment) น้อยกว่าจำนวนเงินที่รับประกันไว้ (Guarantee Payment) SPI จะต้องจ่ายส่วนต่างระหว่างจำนวนที่รับประกันจ่ายกับจำนวนเงินรวมที่จ่ายในปีนั้นๆ ให้แก่บริษัท ภายใน 45 วัน นับจากวันสุดท้ายของปีสัญญา

3.3) ถ้าจำนวนเงินรวมที่ SPI จ่ายให้แก่บริษัทในปีสัญญาใดๆ มากกว่าจำนวนที่รับประกันไว้ และเสียยอดเงินรับประกันจ่ายค้างจ่าย (Accrued Guarantee Payment) มากกว่าศูนย์ บริษัทจะต้องจ่ายเงินคืนให้แก่ SPI เป็นจำนวนเท่ากับจำนวนที่น้อยกว่า ระหว่างยอดเงิน

รับประกันจ่ายค่าจ่ายและยอดเงินส่วนที่จ่ายเกินกว่าจำนวนที่รับประกันจ่าย (Recapture Payment) ภายใน 45 วันนับจากวันสุดท้ายของปีสัญญา

4) การยกเลิกสัญญา

ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งสามารถขอยกเลิกสัญญาก่อนหมดอายุสัญญาหลักหรืออายุสัญญาเพิ่มเติม ในกรณีต่อไปนี้

- 4.1) บริษัทสามารถแจ้งยกเลิกสัญญาได้ ถ้า SPI เข้าสู่กระบวนการฟ้องล้มละลายหรือถูกศาลตัดสินให้ล้มละลาย
- 4.2) บริษัทสามารถแจ้งยกเลิกสัญญาได้ ในกรณีที่ SPI กระทำการใดๆ ที่ก่อให้เกิดความเสียหายแก่ระบบความปลอดภัยและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ระบบส่งและระบบเชื่อมต่อ และความปลอดภัยของบุคคลที่อยู่ภายในหรือบริเวณดังกล่าว หรือในกรณีที่ SPI ทำการปรับมาตรฐานไฟฟ้า ระบบส่ง หรือระบบเชื่อมต่อให้อยู่ในสภาพที่ไม่ถูกต้อง
- 4.3) บริษัทไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับบริษัทต่างๆ ได้เป็นเวลาติดต่อกันเกินกว่า 1 เดือนในช่วงระยะเวลาสัญญาหลัก หรือเป็นระยะเวลารวมกันมากกว่า 60 วันในช่วงระยะสัญญาหลักหรือช่วงระยะสัญญาส่วนขยาย
- 4.4) บริษัทไม่จัดส่งแผนการจัดจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ SPI และ/หรือ บริษัทไม่สามารถดำเนินการตามแผนงานที่กำหนดไว้ได้

ในกรณีที่มียกเลิกสัญญา ให้แต่ละฝ่ายชำระเงินที่ค้างชำระอยู่อีกฝ่ายภายใน 30 วันหลังจากมีการยกเลิกสัญญา

5.3. สัญญาซื้อขายไอน้ำกับ บริษัท สหพัฒนา อินเตอร์โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)

บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (“บริษัท”) ทำสัญญาขาย และ บริษัท สหพัฒนา อินเตอร์โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) (“SPI”) ทำสัญญาซื้อไอน้ำ เมื่อวันที่ 20 สิงหาคม 2540

1) อายุของสัญญา

สัญญาซื้อขายไอน้ำมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา และให้มีอายุสัญญาหลักนับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไอน้ำเป็นระยะเวลา 15 ปี โดยบริษัทจะกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไอน้ำให้ SPI ทราบ และหลังจากหมดอายุสัญญาหลักแล้ว สามารถต่ออายุสัญญาได้อีก 25 ปี โดยในช่วงต่ออายุสัญญา ระหว่างปีที่ 26-40 ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งสามารถแจ้งยกเลิกสัญญาได้เมื่อสิ้นสุดปีสัญญานั้นๆ

2) การจำหน่ายไอน้ำให้ SPI

2.1) บริษัทตกลงที่จะขาย และ SPI ตกลงที่จะซื้อไอน้ำจากบริษัทเพื่อนำไปจำหน่ายต่อให้ผู้ซื้อไอน้ำซึ่งเป็นบริษัทที่ตั้งอยู่ในสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา จังหวัดชลบุรี และ SPI ตกลงแต่งตั้งให้บริษัทเป็นผู้จำหน่ายและจัดการด้านการตลาดเพียงผู้เดียว โดยบริษัทจะทำการจ่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าของ SPI โดยตรง

2.2) ปริมาณความต้องการไอน้ำ (Steam Demand) ที่บริษัทตกลงจะจ่ายให้ SPI ในขณะใดขณะหนึ่งจะไม่เกินปริมาณความต้องการตามสัญญา (Total Contract Demand) ซึ่งเท่ากับ 40.5 ตันต่อชั่วโมง และปริมาณไอน้ำรวมต่อปี (Total Annual Quantity of Steam) ที่บริษัทตกลงจ่ายให้ SPI ในปีใดปีหนึ่งจะไม่เกินปริมาณไอน้ำรวมสูงสุด (Maximum Total Annual Quantity) ซึ่งเท่ากับ 200,831 ตันต่อปี สำหรับปีที่มี 365 วัน และเท่ากับ 201,381 ตันต่อปี สำหรับปีที่มี 366 วัน

2.3) บริษัทตกลงจะส่งไอน้ำให้ลูกค้าของ SPI โดยมีแรงดันไม่เกิน 12 บาร์ \pm ร้อยละ 0.5 และมีความชื้นไม่เกินร้อยละ 0.5 รวมทั้งมีสิ่งปนเปื้อนไม่เกิน 17.5 PPM

2.4) บริษัทให้บริการธุรการเรียกเก็บเงินจากผู้ซื้อไอน้ำแก่ SPI ทั้งนี้เรียกเก็บค่าไอน้ำแยกเป็น 2 ส่วน คือ ค่าไอน้ำและค่าคอนเดนเสท (Condensate Price) โดยราคาไอน้ำในแต่ละเดือนที่คิดจากลูกค้าของ SPI จะคำนวณจากอัตราฐานของค่าไอน้ำ (Base Steam Price) คูณกับตัวปรับราคาไอน้ำ (Steam Price Adjustment Factor) ส่วนราคาคอนเดนเสทที่คิดกับลูกค้า SPI กำหนดว่าต้องไม่น้อยกว่าราคาคอนเดนเสทที่บริษัทคิดกับ SPI

2.5) รายได้จากการขายไอน้ำที่บริษัทได้จาก SPI จะประกอบด้วย 2 ส่วนคือ ค่าไอน้ำและค่าคอนเดนเสท

2.5.1) ค่าไอน้ำเท่ากับยอดรวมของค่าไอน้ำที่ SPI เรียกเก็บจากลูกค้าผู้ซื้อไอน้ำทั้งหมด หักด้วยอัตราส่วนลด

2.5.2) ค่าคอนเดนเสทคิดจากปริมาณคอนเดนเสทที่ใช้ไปในระหว่างเดือนคูณด้วยราคาคอนเดนเสทที่คิดกับ SPI ในเดือนนั้นๆ

2.6) บริษัทจะเรียกเก็บเงินภายในวันที่ 10 ของแต่ละเดือน และ SPI จะชำระเงินภายในวันสุดท้ายของแต่ละเดือน

2.7) บริษัทจะต้องจัดให้มีเครื่องผลิตไอน้ำสำรอง (Auxiliary Boiler) เพื่อไว้ใช้ในกรณีที่ไม่สามารถผลิตไอน้ำจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบพลังงานความร้อนร่วมได้ในปริมาณเพียงพอกับปริมาณความต้องการไอน้ำรวม

3) การจ่ายเงินค่าไอน้ำ

3.1) ภายในวันที่ 25 มกราคมของทุกปี บริษัทต้องกำหนดราคาอ้างอิงเฉลี่ยของไอน้ำ (Average SPI Reference Steam Price) เพื่อใช้คำนวณยอดเงินค่าไอน้ำที่ SPI รับประกันจ่าย (SPI Guaranteed Amount (Steam)) ในแต่ละปีตามสูตรที่กำหนด โดยกำหนดให้ปริมาณไอน้ำขั้นต่ำรายปี (SPI Minimum Total Annual Quantity) เท่ากับ 140,582 ตันต่อปี สำหรับปีที่มี 365 วัน หรือเท่ากับ 140,967 ตันต่อปี สำหรับปีที่มี 366 วัน

3.2) ถ้าจำนวนเงินรวมที่ SPI จ่ายให้แก่บริษัทในปีสัญญาใดๆ (Total Annual Steam Payment) น้อยกว่าจำนวนที่รับประกันไว้ SPI จะต้องจ่ายส่วนต่างระหว่างจำนวนที่รับประกันซื้อกับจำนวนเงินที่จ่ายในปีนั้นๆ ให้แก่บริษัท ภายใน 45 วันนับจากวันสุดท้ายของปีสัญญา

3.3) ถ้าจำนวนเงินรวมที่ SPI จ่ายให้แก่บริษัทในปีสัญญาใดๆ มากกว่าจำนวนที่รับประกันไว้ และมียอดเงินรับประกันจ่ายค้างจ่าย (Accrued Guarantee Payment) มากกว่าศูนย์ บริษัทจะต้องจ่ายเงินคืนให้แก่ SPI เป็นจำนวนเท่ากับจำนวนที่น้อยกว่าระหว่างยอดเงินรับประกันจ่ายค้างจ่ายและยอดเงินส่วนที่จ่ายเกินกว่าจำนวนเงินที่รับประกันจ่าย (Recapture Payment) ภายใน 45 วันนับจากวันสุดท้ายของปีสัญญา

4) การยกเลิกสัญญา

ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งสามารถขอยกเลิกสัญญาก่อนหมดอายุสัญญาหลัก หรืออายุสัญญาเพิ่มเติม ในกรณีต่อไปนี้

- 4.1) บริษัทสามารถแจ้งยกเลิกสัญญาได้ ถ้า SPI เข้าสู่กระบวนการฟ้องล้มละลายหรือถูกศาลตัดสินให้ล้มละลาย
- 4.2) บริษัทสามารถแจ้งยกเลิกสัญญาได้ ในกรณีที่ SPI กระทำการใดๆ ที่ก่อให้เกิดความเสียหายแก่ระบบความปลอดภัยและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ระบบส่งไอน้ำ และความปลอดภัยของบุคคลที่อยู่ภายในหรือบริเวณดังกล่าว หรือในกรณีที่ SPI ทำการปรับมาตรฐานไอน้ำหรือระบบส่งไอน้ำให้อยู่ในสภาพที่ไม่ถูกต้อง
- 4.3) บริษัทไม่สามารถจำหน่ายไอน้ำให้กับบริษัทต่างๆ ได้เป็นเวลาติดต่อกันกว่า 1 เดือนในช่วงระยะเวลาสัญญาหลัก หรือเป็นระยะเวลารวมกันมากกว่า 60 วันในช่วงระยะเวลาสัญญาหลักหรือช่วงระยะเวลาสัญญาส่วนขยาย
- 4.4) บริษัทไม่จัดส่งแผนการจัดจำหน่ายไอน้ำให้แก่ SPI และ/หรือ บริษัทไม่สามารถดำเนินการตามแผนงานที่กำหนดไว้ได้

ในกรณีที่มียกเลิกสัญญา ให้แต่ละฝ่ายชำระเงินที่ค้างชำระให้อีกฝ่ายภายใน 30 วันหลังจากมีการยกเลิกสัญญา

5.4. สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (“บริษัท”) ตกลงทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (“ปตท.”) เมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2541 ตามสัญญามาตรฐานปตท. SPP เลขที่ 4/2541

1) อายุของสัญญา

ระยะเวลาที่สัญญานี้มีผลบังคับแบ่งเป็น 2 ช่วง ดังนี้

1.1) ระยะเวลาตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา (วันที่ 1 ตุลาคม 2541) ไปจนถึงวันที่เริ่มใช้ก๊าซเพื่อการค้า และ

1.2) ระยะเวลาใช้ก๊าซเพื่อการค้า คือ ระยะเวลา 21 ปี นับตั้งแต่วันที่เริ่มใช้ก๊าซเพื่อการค้าและคู่สัญญาสามารถเจรจาตกลงต่ออายุสัญญาออกไปได้อีก 4 ปี โดยให้ฝ่ายที่ต้องการต่ออายุสัญญาแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 1 ปีก่อนวันครบกำหนดอายุสัญญา และให้คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายตกลงกันในเงื่อนไขและรายละเอียดของสัญญาต่อไป ถ้าตกลงกันไม่ได้ภายใน 6 เดือนนับแต่วันที่มีการบอกกล่าวขอต่ออายุสัญญา ให้สัญญานี้สิ้นสุดลงเมื่อครบกำหนดอายุ 21 ปี

2) ขั้นตอนการซื้อก๊าซ

2.1) วันเริ่มต้นซื้อก๊าซจะอยู่ภายในระยะเวลาระหว่างวันที่ 16 ตุลาคม 2541 ถึง 15 มกราคม 2542

2.2) ระยะเวลาทดสอบ หมายถึงระยะเวลาไม่เกินกว่า 5 เดือน นับจากวันเริ่มซื้อก๊าซของบริษัท โดยระยะเวลาทดสอบนี้เป็นระยะเวลาที่บริษัทใช้ทดสอบการเดินเครื่องจักรของโรงไฟฟ้า และข้อกำหนดด้วย Take or Pay จะไม่ใช้บังคับในช่วงระยะเวลา

Take or Pay หมายถึง ปริมาณก๊าซที่บริษัทมีหน้าที่ต้องรับก๊าซหรือมิฉะนั้นจะต้องชำระค่าก๊าซโดยคำนวณจากปริมาณก๊าซในแต่ละปีที่ต้องซื้อจาก ปตท. ในปริมาณก๊าซไม่ต่ำกว่าปริมาณร้อยละ 85 ของปริมาณก๊าซที่ซื้อขายสุทธิในแต่ละปีสัญญา (Net Annual Contract Quantity: NET ACQ) หากบริษัทไม่สามารถรับก๊าซได้ตามปริมาณร้อยละ 85 ของปริมาณดังกล่าว บริษัทจะต้องชำระเงินค่าก๊าซเท่ากับร้อยละ 85 ของปริมาณก๊าซที่ซื้อขายสุทธิในแต่ละปีสัญญาในปีนั้นๆ

2.3) เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาทดสอบ ให้ถือว่านับตั้งแต่วันที่เริ่มใช้ก๊าซเพื่อการค้า

2.4) การแจ้งปริมาณก๊าซที่บริษัทตกลงทำสัญญาว่าจะซื้อในแต่ละวัน (DCQ)

2.4.1 เว้นแต่จะได้มีการเปลี่ยนแปลงปริมาณ DCQ ตามข้อ 2.4.2 และข้อ 2.4.4 ปริมาณ DCQ ที่บริษัทต้องรับซื้อจะอยู่ในปริมาณ 18 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2.4.2 ภายในกำหนดเวลาอย่างน้อย 1 เดือนก่อนสิ้นสุดระยะเวลาทดสอบ บริษัทสามารถเปลี่ยนแปลงปริมาณ DCQ สำหรับใช้ในช่วงปีแรกได้ไม่เกินวงลบริมาณ 15 ของปริมาณ 18 ล้านลูกบาศก์ฟุต และบริษัทจะต้องแจ้งปริมาณ DCQ สำหรับแต่ละปีสัญญาไปอีก 4 ปี พร้อมกับแนบกำหนดการบำรุงรักษาและการหยุดเพื่อซ่อมบำรุงเครื่องจักรอุปกรณ์เป็นระยะเวลา 5 ปี ซึ่งบริษัทจะต้องแจ้งปริมาณ DCQ ในทำนองเดียวกันนี้สำหรับปีสัญญาต่อไป ตลอดอายุสัญญา

2.4.3 การปรับลดปริมาณ DCQ ตลอดอายุสัญญา จะต้องไม่ทำให้ปริมาณ DCQ ที่ผู้ซื้อต้องรับผิดชอบในการรับก๊าซขั้นต่ำสุดจาก ปตท. น้อยกว่าปริมาณก๊าซที่บริษัทมีความผูกพันต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่ กฟผ. ซึ่งเท่ากับ 15.0 MMSCFD ซึ่งคิดจากค่าความร้อนที่ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต

2.4.4 บริษัทจะต้องแจ้งปริมาณ DCQ สำหรับปีสัญญาถัดไปเป็นระยะเวลาอีก 1 ปีให้ ปตท. ทราบอย่างน้อยล่วงหน้า 2 เดือนก่อนสิ้นสุดปีสัญญานั้นๆ ในกรณีที่บริษัทประสงค์จะเปลี่ยนแปลงปริมาณ DCQ ไปจากปริมาณที่บริษัทแจ้งไว้เดิม ปริมาณ DCQ ที่แจ้งสำหรับปีสัญญาถัดมาดังกล่าวจะเปลี่ยนแปลงได้ไม่เกินวงลบริมาณ 15 ของปริมาณก๊าซที่ได้แจ้งไว้ก่อนตามข้อ 2.4.2 ในกรณีที่บริษัทขอเพิ่มปริมาณก๊าซเป็นเท่ากับหรือสูงกว่าร้อยละ 115 ของปริมาณ DCQ ที่แจ้งไว้ บริษัทต้องได้รับความยินยอมจาก ปตท. ก่อน

2.5) บริษัทสามารถใช้ก๊าซได้สูงสุดไม่เกินวันละ 20.7 ล้านลูกบาศก์ฟุต สำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตเท่ากับ 120 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดจากค่าความร้อนที่ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต

3) ปริมาณการซื้อขายก๊าซ

3.1) นับตั้งแต่วันที่เริ่มใช้ก๊าซเพื่อการค้า ความสามารถในการส่งก๊าซในช่วงระยะเวลา 24 ชั่วโมงใดๆ ของ ปตท. จะอยู่ในปริมาณไม่มากกว่าร้อยละ 115 ของปริมาณ DCQ ที่กำหนด

3.2) ในแต่ละปี บริษัทจะต้องซื้อก๊าซจาก ปตท. ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 85 ของปริมาณก๊าซที่ซื้อขายสุทธิในแต่ละปีสัญญา (NET ACQ) โดยคำนวณจากปริมาณ DCQ ตามสัญญาข้อ 2.4 หักด้วย

- (1) ปริมาณก๊าซที่ ปตท. ส่งให้ไม่ครบตาม DCQ ที่แจ้งไว้
- (2) ปริมาณก๊าซที่บริษัทไม่สามารถรับได้เนื่องจากเหตุสุดวิสัย
- (3) ปริมาณก๊าซที่บริษัทไม่รับเนื่องจากคุณภาพ และ/หรือความดันไม่ได้มาตรฐานคุณภาพ

ในกรณีที่บริษัทไม่สามารถรับก๊าซได้ครบตามปริมาณร้อยละ 85 ของ NET ACQ ดังกล่าว บริษัทจะต้องชำระเงินค่าก๊าซตามจำนวนที่ ปตท. เรียกเก็บเท่ากับปริมาณร้อยละ 85 ของ NET ACQ ในปีนั้นๆ

3.3) บริษัทมีสิทธิขอเรียกปริมาณก๊าซในหน่วยล้านบีทียู ที่เทียบเท่าจำนวนเงินที่ได้ชำระให้ ปตท. ไปแล้ว แต่ยังไม่ได้รับก๊าซดังกล่าว (Make Up Right) ทั้งนี้การขอใช้สิทธิต้องกระทำให้แล้วเสร็จภายใน 2 ปี นับจากปีที่ชำระราคาก๊าซนั้น

3.4) ในกรณีที่ ปตท. ไม่สามารถส่งก๊าซได้ครบตามปริมาณก๊าซที่บริษัทมีความผูกพันต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่ กฟผ. ปตท. จะชดเชยค่าเสียหายของปริมาณก๊าซที่ขาดส่ง เป็นเงินเท่ากับผลต่างของราคาก๊าซและราคาน้ำมันดีเซลคุณภาพกับปริมาณน้ำมันดีเซลที่บริษัทใช้ในขณะนั้นที่ ปตท. ส่งก๊าซไม่ครบตามสัญญา

อย่างไรก็ดีความรับผิดชอบของ ปตท. นี้จะจำกัดไม่เกินค่าตอบแทนในการจัดหา/การตลาด (Margin) ที่ ปตท. ขายให้บริษัทในแต่ละปีสัญญา โดย ปตท. ตกลงชำระเงินให้แก่บริษัทภายใน 30 วัน นับจากวันสิ้นสุดการใช้ก๊าซของแต่ละเดือน

3.5) ในกรณีที่บริษัทต้องการใช้ก๊าซเพิ่มขึ้นเนื่องจากการขยายกำลังการผลิต ซึ่งมากกว่าปริมาณที่ระบุไว้ตามสัญญา คู่สัญญาจะดำเนินการเจรจาทำความตกลงกันเพื่อหาแนวทางที่เหมาะสม

4) คุณภาพก๊าซ

4.1) คุณภาพของก๊าซที่ซื้อขายกันตามสัญญานี้จะเป็นไปตามคุณภาพของก๊าซที่ออกจากโรงแยกก๊าซของ ปตท. และ/หรือ ที่ ปตท. ได้รับจากผู้ผลิตหรือผู้รับสัมปทาน ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขข้อกำหนดเกี่ยวกับคุณภาพ

4.2) ในกรณีที่ ปตท. หรือบริษัททราบว่าคุณภาพก๊าซเปลี่ยนแปลงไปไม่ตรงตามข้อกำหนดหรือความดันก๊าซต่ำกว่า 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ณ จุดส่งมอบ ปตท. หรือบริษัทต้องแจ้งให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบทันที ทั้งนี้บริษัทมีสิทธิที่จะรับหรือไม่รับก๊าซที่ไม่ได้คุณภาพหรือความดันนั้น โดยมีเงื่อนไขดังนี้

- 4.2.1 เมื่อบริษัทไม่รับก๊าซที่ไม่ได้คุณภาพหรือความดันนั้น บริษัทต้องแจ้งให้ ปตท. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรโดยทันที และ ปตท. จะพิจารณาชดเชยค่าเสียหายให้กับบริษัทตามข้อ 3.4
- 4.2.2 บริษัทได้รับความเสียหายโดยตรงกับเครื่องจักรและอุปกรณ์อันเป็นผลจากการที่บริษัทใช้ก๊าซที่ไม่ได้คุณภาพหรือความดัน ปตท. จะพิจารณาชดเชยค่าเสียหายให้กับบริษัทได้ไม่เกิน 2 เท่าของปริมาณ DCQ คูณกับราคาเนื้อก๊าซในเดือนนั้น

4.3) หากบริษัทไม่ทราบว่าคุณภาพก๊าซเปลี่ยนแปลงไปไม่ตรงตามข้อกำหนดหรือความดันก๊าซต่ำกว่า 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ณ จุดส่งมอบ และบริษัทได้รับความเสียหายโดยตรงกับเครื่องจักรและอุปกรณ์อันเป็นผลจากการที่บริษัทใช้ก๊าซที่ไม่ได้คุณภาพหรือความดัน ปตท. จะพิจารณาชดเชยค่าเสียหายให้กับบริษัทได้ไม่เกิน 6 เท่าของปริมาณ DCQ คูณกับราคาเนื้อก๊าซในเดือนนั้น

5) การส่งมอบก๊าซ

- 5.1) บริษัทและ ปตท. ตกลงกำหนดให้จุดส่งมอบก๊าซอยู่ที่หน้าแปลน (Flange) ตัวแรกของวาล์วตัวแรกหลังระบบมาตรวัดก๊าซ
- 5.2) บริษัทและ ปตท. ตกลงให้กรรมสิทธิ์และความเสี่ยงภัยต่างๆ ในก๊าซโอนจาก ปตท. ไปยังบริษัทเมื่อก๊าซผ่านจุดส่งมอบ

6) การคำนวณราคาก๊าซและการปรับราคาก๊าซ

- 6.1) ราคาก๊าซจะประกอบด้วย ราคาเนื้อก๊าซและอัตราค่าผ่านท่อ
- 6.2) ราคาเนื้อก๊าซและการปรับราคาเนื้อก๊าซ

6.2.1 ราคาเนื้อก๊าซจาก GAS POOL 3 ที่ ปตท. ขายให้บริษัทในแต่ละเดือน จะคำนวณและปรับตามการเปลี่ยนแปลงของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซที่ ปตท. รับจากผู้ผลิต และ/หรือผู้ขายก๊าซ โดยคำนวณแบบถ่วงน้ำหนักตามค่าความร้อนของเนื้อก๊าซในแต่ละเดือน ราคาเนื้อก๊าซมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

6.2.2 ปตท. จะคิดค่าตอบแทนในการจัดหา/การตลาดก๊าซ ในอัตราร้อยละ 9.33 ของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซในข้อ 6.2.1

6.2.3 ราคาเนื้อก๊าซที่ขายให้บริษัท จะคิดตามสูตรดังนี้

$$P = (1+M) \times WH$$

โดยที่ P = ราคาเนื้อก๊าซในแต่ละเดือนที่ ปตท. ขายให้บริษัท มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

M = ค่าตอบแทนในการจัดหา/การตลาดก๊าซ

WH = ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ

6.2.4 ในแต่ละเดือนบริษัทต้องชำระค่าเนื้อก๊าซให้แก่ ปตท. ตามราคาเนื้อก๊าซที่คำนวณได้คูณกับปริมาณก๊าซที่บริษัทรับไว้จริงในแต่ละเดือนและบวกด้วยภาษีมูลค่าเพิ่ม

6.3) อัตราค่าผ่านท่อและการปรับอัตราค่าผ่านท่อ ให้เป็นอัตราเดียวกับที่ ปตท. เรียกเก็บจาก กฟผ. (บางปะกง)

7) เงื่อนไขและการชำระเงินค่าก๊าซ

ปตท. จะเรียกเก็บเงินค่าก๊าซจากบริษัทภายใน 15 วันทำการนับแต่วันสิ้นงวดการใช้ก๊าซของแต่ละเดือน และบริษัทจะต้องชำระเงินค่าก๊าซดังกล่าวให้แก่ ปตท. ภายใน 30 วัน นับแต่วันสิ้นงวดการใช้ก๊าซของแต่ละเดือน หากบริษัทชำระเงินล่าช้ากว่ากำหนดดังกล่าว บริษัทจะต้องชำระหนี้พร้อมเบี้ยปรับในอัตรา MOR ของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) บวกร้อยละ 2 ของหนี้ที่ค้างชำระ และหากบริษัทผิดนัดชำระหนี้ค่าก๊าซในส่วนที่ไม่มีข้อโต้แย้งเกินกว่า 2 งวดติดต่อกันขึ้นไป ปตท. สงวนสิทธิ์ที่จะหยุดส่งก๊าซให้บริษัทจนกว่าจะได้รับชำระหนี้พร้อมเบี้ยปรับครบถ้วน

8) การโอนสิทธิ

บริษัทจะโอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาให้แก่บุคคลอื่นไม่ได้ เว้นแต่จะเป็นการโอนสิทธิและหน้าที่เพื่อค้ำประกันหรือเพื่อเป็นหลักประกันการกู้เงินในการทำโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทกับสถาบันการเงินผู้ให้กู้ ทั้งนี้การโอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญานี้ขึ้นอยู่กับการกู้เงินดังกล่าวจะต้องแจ้งให้ ปตท. ทราบก่อนการโอนสิทธิและหน้าที่นั้นไม่น้อยกว่า 60 วัน นอกจากนั้นแล้วการโอนสิทธิในลักษณะอื่นหรือเพื่อผลประการอื่นต้องได้รับความเห็นชอบเป็นลายลักษณ์อักษรจาก ปตท. ก่อน

9) การประกันภัย

ปตท. จะประกันภัยระบบท่อในส่วนของตนและเนื้อก๊าซของ ปตท. ก่อนผ่านจุดส่งมอบและบริษัทจะประกันภัยโรงไฟฟ้า ระบบท่อย่อยของบริษัท และระบบมาตรวัดก๊าซของบริษัทตลอดจนเนื้อก๊าซหลังผ่านจุดส่งมอบ

10) การแก้ไขสัญญา

ในกรณีที่สถานการณ์เปลี่ยนแปลงไป เช่น การเปลี่ยนแปลงของกฎหมาย หรือราคาเชื้อเพลิงรวมทั้งราคาก๊าซหรือการเปลี่ยนแปลงในสถานการณ์ หรือภาวะก๊าซขาดแคลน และ/หรือไม่เพียงพอต่อความต้องการก๊าซในประเทศ หรือแนวนโยบายใดอันมีผลให้คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งจะได้รับความเสียหายหรือความเสียหายอย่างร้ายแรงจากการที่ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดแห่งสัญญานี้ คู่สัญญาฝ่ายที่จะได้รับความเสียหายมีสิทธิที่จะร้องขอเป็นลายลักษณ์อักษรไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง เพื่อขอให้มีการตกลงกันใหม่พร้อมทั้งแจ้งข้อมูลรายละเอียดของเหตุที่ร้องขอและข้อเสนอ เพื่อแก้ไขสัญญาให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบโดยให้คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายประชุมกันภายใน 30 วัน นับแต่วันที่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งได้รับคำร้องขอ

11) การเลิกสัญญา

สัญญานี้อาจเลิกได้โดยเหตุหนึ่งเหตุใดดังต่อไปนี้

11.1) ผู้รับสัมปทานหรือผู้ผลิตไม่มีก๊าซเพียงพอที่จะส่งให้ ปตท. อีกต่อไป

- 11.2) หากเกิดความเสียหายแก่ระบบท่อย่อยหรือระบบท่อของ ปตท. หรือแก๊งแยกก๊าซของ ปตท. หรือโรงไฟฟ้า หรือระบบท่อของบริษัท ทำให้ไม่สามารถส่งหรือรับก๊าซได้โดยสิ้นเชิงติดต่อกันเป็นเวลานานกว่า 12 เดือน คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้
- 11.3) หากคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งผิดสัญญา คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งอาจบอกกล่าวเป็นหนังสือถึงคู่สัญญาฝ่ายผิดสัญญา และขอให้คู่สัญญาฝ่ายผิดสัญญานั้นแก้ไขข้อผิดพลาด หากไม่สามารถแก้ไขได้ภายใน 60 วัน นับจากวันที่ได้รับหนังสือดังกล่าว คู่สัญญาฝ่ายที่ไม่ได้ผิดสัญญามีสิทธิบอกเลิกสัญญาและเรียกค่าเสียหายอันเกิดจากการผิดสัญญาจากคู่สัญญาฝ่ายที่ผิดสัญญาได้
- 11.4) หากบริษัทไม่ชื้อก๊าซติดต่อกันเป็นเวลานานกว่า 60 วันโดยไม่บอกกล่าวล่วงหน้าและไม่มีเหตุอันควร ปตท. มีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้

12) อนุญาโตตุลาการ

ข้อพิพาทที่เกิดขึ้นซึ่งไม่สามารถตกลงกันได้ให้ทำการระงับโดยวิธีทางอนุญาโตตุลาการ

5.5. สัญญาการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (“บริษัท”) ลงนามทำสัญญาการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา กับ บริษัท ออปอเรชั่นนอล เอเนอร์ยี กรุ๊ป จำกัด (“OEG”) เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2540

1) ระยะเวลาของสัญญา

1.1) ระยะเวลาสัญญาการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา มีกำหนดสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548

1.2) ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งที่ต้องการต่ออายุสัญญาออกไป จะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบเป็นลายลักษณ์อักษรล่วงหน้าอย่างน้อย 12 เดือน ก่อนวันสิ้นสุดอายุสัญญา พร้อมกับเสนอวันสิ้นสุดอายุสัญญาใหม่ จากนั้นให้คู่สัญญาทำการตกลงเกี่ยวกับอายุสัญญาใหม่ภายใน 90 วัน หลังจากได้รับจดหมายแจ้ง ทั้งนี้ สามารถต่ออายุสัญญาได้ไม่เกิน 7 ปี

2) การให้บริการ

2.1) การให้บริการของ OEG แบ่งออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่

2.1.1) บริการในช่วงระยะเวลาทดสอบ (Mobilization Period Services)

OEG จะต้องดำเนินการเตรียมความพร้อมในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า เพื่อให้สามารถดำเนินการได้ในวันเริ่มดำเนินการที่กำหนด

2.1.2) บริการในช่วงระยะการดำเนินการ (Operational Period Services)

- OEG จะต้องดำเนินการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบท่อ รวมทั้งจัดการด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าขึ้นส่วนอุปกรณ์และวัสดุที่จำเป็นในการปฏิบัติการเดินเครื่อง
- วางแผน ประสานงาน ดูแล ควบคุม และจัดการด้านค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปฏิบัติการในช่วงการหยุดเครื่อง ตามแผนการหยุดเครื่องประจำปี (Planned Outages) และกรณีที่เกิดเครื่องจักรเสีย (Breakdowns)
- OEG จะต้องดำเนินการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้ได้ตามการรับประกันผลงานที่ตกลงไว้
- ในกรณีที่ไม่สามารถดำเนินการได้ตามการรับประกันผลงานที่ตกลงไว้ OEG จะต้องแจ้งให้ทางบริษัททราบโดยทันที รวมทั้งดำเนินการแก้ไขและจัดส่งรายงานการจัดการให้ทางบริษัททราบภายใน 3 วันหลังจากการดำเนินการสิ้นสุดลง และในกรณีที่การแก้ไขดังกล่าวต้องใช้เวลามากกว่า 1 วัน OEG จะต้องรายงานความคืบหน้าและผลของการแก้ไขให้บริษัททราบในวันถัดไปทุกวันจนกว่าการแก้ไขแล้วเสร็จ

2.2) การปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าโดย OEG ต้องมีความปลอดภัยและมีประสิทธิภาพตามมาตรฐานสากลสำหรับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า (Good Utility Practices) ภายใต้เงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้ายกกับ กฟผ. และมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กพึงต้องปฏิบัติ (SPP Grid Code) สอดคล้องตามข้อกำหนดของนโยบายประกันภัยที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้า และคู่มือปฏิบัติการโรงไฟฟ้า (Plant Manual)

2.3) OEG จะต้องแจ้งให้บริษัททราบล่วงหน้าอย่างน้อย 90 วัน ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงผู้ถือหุ้นทางฝ่าย OEG และในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงข้อตกลงในการให้บริการทางเทคนิค

2.4) OEG จะต้องรับผิดชอบต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนทดแทนเครื่องจักรและอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการคุ้มครองจากการประกันภัย ในกรณีที่ต้นทุนและค่าใช้จ่ายดังกล่าวได้รับการคุ้มครองจากประกันแต่เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดจากความผิดพลาดของ OEG โดยที่ OEG จะต้องจ่ายเงินส่วนต่างซึ่งบริษัทไม่ได้รับการชดเชยจากการประกันภัยให้กับบริษัท

2.5) OEG จะต้องจัดหา ดูแล ควบคุม และบริหารสินค้าคงคลังในส่วนของชิ้นส่วนสำรอง วัสดุสิ้นเปลือง เครื่องมือและอุปกรณ์ที่จำเป็นในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้มีปริมาณที่เพียงพอตลอดเวลา ในกรณีที่ค่าใช้จ่ายในการจัดหาอุปกรณ์ต่างๆ ดังกล่าวมีจำนวนเงินเกินกว่า 1 ล้านบาท หรือเกิน 25,000 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา บริษัทจะต้องจัดหางเงินสนับสนุนให้กับทาง OEG

2.6) OEG จะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบ การบำรุงรักษา และซ่อมแซมโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการคุ้มครองจากการประกันภัย ในกรณีที่ค่าใช้จ่ายดังกล่าวได้รับการคุ้มครองจากประกันแต่เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดจากความผิดพลาดของ OEG โดยที่ OEG จะต้องจ่ายเงินส่วนต่างซึ่งบริษัทไม่ได้รับการชดเชยจากการประกันภัยให้กับบริษัท

2.7) แผนการซ่อมบำรุงและงบประมาณประจำปี

- 2.7.1 OEG จะต้องส่งแผนการซ่อมบำรุงให้แก่บริษัทล่วงหน้าอย่างน้อย 90 วันก่อนวันเริ่มต้นสัญญาในแต่ละปี
- 2.7.2 OEG ต้องจัดส่งแผนงบประมาณประจำปีเพื่อให้บริษัทอนุมัติไม่น้อยกว่า 90 วันก่อนวันเริ่มต้นแต่ละปีสัญญา โดยแผนงบประมาณดังกล่าวรวมไปถึงประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนขยายงานหรือปรับปรุงโรงไฟฟ้า การปรับเปลี่ยนบุคลากรที่สำคัญ และข้อมูลอื่นๆ ที่บริษัทต้องการ
- 2.7.3 OEG จะต้องทบทวนแผนซ่อมบำรุงและแผนงบประมาณทุก 3 เดือน และจัดส่งแผนที่ทบทวนแล้วให้บริษัทพิจารณาและอนุมัติ
- 2.7.4 ในกรณีที่บริษัทไม่อนุมัติงบประมาณประจำปี OEG เสนอไป และ OEG มีความคิดเห็นว่าการไม่ดำเนินการตามแผนที่เสนอดังกล่าวจะเป็นอุปสรรคต่อการรักษามาตรฐานสากลสำหรับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้าที่ดี (Good Utility Practices) หรือข้อปฏิบัติใดๆ OEG อาจยกเลิกสัญญาในกรณีที่ไม่สามารถตกลงกันได้ ในกรณีนี้ถือว่าบริษัทไม่มีภาระหนี้สินใดๆ กับ OEG อันเป็นผลจากการยกเลิกสัญญา
- 2.7.5 OEG จะต้องดำเนินการตามแผนงบประมาณที่ได้รับอนุมัติเท่านั้น ยกเว้นในกรณีที่ได้รับอนุมัติจากบริษัทให้ทำรายการหรือจ่ายค่าใช้จ่ายใดๆ ที่ไม่ได้อยู่ในงบประมาณหรือจ่ายเกินกว่าจำนวนที่ระบุในงบประมาณ

2.8) ก่อนการหยุดเครื่องตามแผนหยุดเครื่องรายปี (Planned Outages) หรือสำหรับการซ่อมแซมเครื่องจักรที่เสียหาย (Repair of Breakdowns) OEG จะต้องแจ้งให้ กฟผ. และลูกค้าที่ได้รับผลกระทบจากการหยุดเครื่องทราบล่วงหน้า ทั้งเวลาที่จะหยุดเครื่องและกำหนดเวลาที่จะเริ่มเดินเครื่องใหม่

2.9) OEG จะต้องจัดทำคู่มือปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบท่อ โดยส่งฉบับที่ได้รับการอนุมัติให้บริษัทก่อนวันเริ่มดำเนินการด้านปฏิบัติการเดินเครื่องอย่างน้อย 1 เดือน

2.10) OEG จะต้องรับผิดชอบเกี่ยวกับการซ่อมใหญ่ (Overhaul Maintenance) ที่ดำเนินการโดยผู้รับเหมาซ่อมใหญ่ (Overhaul Contractors) โดยที่ค่าใช้จ่ายจะเป็นภาระของบริษัท การคัดเลือกและแต่งตั้งผู้รับเหมาซ่อมใหญ่จะต้องได้รับการอนุมัติเป็นลายลักษณ์อักษรจากบริษัท แต่ OEG ยังคงมีข้อมูลพื้นฐานและภาระหนี้สินภายใต้เงื่อนไขของสัญญานี้

3) ข้อผูกพันของบริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด

3.1) บริษัทจะรับผิดชอบในการเรียกเก็บและการเก็บค่าบริการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ โดยที่ OEG จะต้องทำการอ่านมาตรวัดและแจ้งให้บริษัททราบผลภายใน 3 วันทำการหลังจากวันสิ้นเดือนของแต่ละเดือน

3.2) บริษัทจะต้องรับผิดชอบในการจัดหา และค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าที่จำเป็นในการดำเนินการโรงไฟฟ้าในระยะเริ่มต้นและในช่วงหยุดเครื่อง น้ำดิบที่ใช้ในโรงไฟฟ้า และการกำจัดน้ำทิ้งที่เกิดจากโรงไฟฟ้า

3.3) บริษัทจะรับผิดชอบในการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อน้ำ

3.4) บริษัทจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงอาคารและที่ดินตามที่ OEG ร้องขอและตามที่ปรากฏในแผนงบประมาณประจำปี

3.5) บริษัทจะต้องจัดขึ้นส่วนอุปกรณ์และเครื่องมือที่จำเป็นให้กับ OEG ในปริมาณที่เพียงพอสำหรับการเริ่มเดินเครื่องและบำรุงรักษาในระยะแรก

4) ค่าตอบแทน

4.1) ระยะเวลาทดสอบ

4.1.1 ค่าใช้จ่ายคงที่ในการเริ่มเข้าดำเนินงาน (Fixed Mobilization Costs) เป็นค่าใช้จ่ายคงที่ที่เป็นเงินบาทและเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา ซึ่งเป็นค่าแรงบุคลากร ค่าใช้จ่ายในการจ้างงาน ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง ค่าสาธารณูปโภค ค่าพาหนะ ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม ค่าใช้จ่ายในการจัดทำคู่มือความปลอดภัยและการฝึกอบรม ค่าใช้จ่ายในการจัดการฝึกอบรม และการจัดหาซอฟต์แวร์ที่ใช้ในระบบการบำรุงรักษา ค่าประกันภัยทั่วไป และค่าใช้จ่ายอื่นที่ไม่ได้ระบุอยู่ในค่าใช้จ่ายที่เรียกชำระคืน (Recoverable Mobilization Costs)

4.1.2 ค่าธรรมเนียมในการบริหารงาน (Mobilization Period Fee) เป็นค่าตอบแทนการบริหารงานและการจัดการที่คำนวณเป็นเงินเหรียญสหรัฐและจ่ายเป็นเงินบาท

4.1.3 ค่าใช้จ่ายที่เรียกชำระคืน (Recoverable Mobilization Costs) เป็นค่าใช้จ่ายผันแปรที่บริษัทจะจ่ายคืนให้กับ OEG ตามจำนวนที่เกิดขึ้นจริง ประกอบด้วยค่าวัสดุสิ้นเปลือง ค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อเครื่องมือและอุปกรณ์ อุปกรณ์สำนักงาน ค่าตกแต่งสำนักงาน และค่าขึ้นส่วน โดยที่ค่าใช้จ่ายทั้งหมดเป็นเงินบาท

4.2) ระยะเวลาดำเนินการจริง (Operational Period Services)

4.2.1 ค่าใช้จ่ายคงที่ในการดำเนินงาน (Fixed Operational Costs) เป็นค่าใช้จ่ายคงที่ในรูปเงินบาทและเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา ประกอบด้วย ค่าแรงบุคลากร ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการประกันภัยทั่วไป และค่าใช้จ่ายอื่นที่ไม่ได้ระบุอยู่ในค่าใช้จ่ายที่เรียกชำระคืน (Recoverable Operational Costs) ค่าใช้จ่ายส่วนนี้จะคำนวณเป็นรายปี

4.2.2 ค่าธรรมเนียมในการบริหารงาน (Operational Period Fee) เป็นค่าตอบแทนการบริหารงานและการจัดการที่คำนวณเป็นเงินเหรียญสหรัฐอเมริกาและจ่ายเป็นเงินบาท โดยมีการปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ต่อปี

4.2.3 ค่าใช้จ่ายที่เรียกชำระคืน (Recoverable Operational Costs) เป็นค่าใช้จ่ายที่บริษัทจะจ่ายคืนให้กับ OEG ตามจำนวนที่เกิดขึ้นจริง ประกอบด้วย ค่าวัสดุสิ้นเปลือง ค่าเคมีภัณฑ์ ค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อเครื่องมือและอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาทั่วไปและการตรวจสภาพและซ่อมแซมอุปกรณ์เมื่อมีปัญหาค่าใช้จ่ายในการซ่อมใหญ่ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาพื้นที่โดยรอบ และค่ารักษาความปลอดภัย

5) การรับประกันผลการดำเนินงาน

รายการที่รับประกันผลการดำเนินงาน	เงื่อนไข	ค่าความเสียหาย	โบนัส
1. ความไม่พร้อมจ่ายของไฟฟ้าให้กับลูกค้า ในส่วนอุตสาหกรรม (Industrial Power Capacity Unavailability)	ในแต่ละปีต้องเกิดขึ้นไม่เกิน 2 ครั้งในเดือนที่แตกต่างกัน	มี	มี
2. ความพร้อมจ่ายของไอน้ำ (Steam Availability)	ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 99.8 ในแต่ละเดือน	มี	ไม่มี
3. กำลังการผลิตสำหรับ กฟผ. ในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (EGAT Peak Period Capacity)	จำนวนระยะเวลาที่ไม่สามารถส่งไฟฟ้าให้ กฟผ. ได้ (EGAT Unavailability) ต้องไม่เกิน 30 ชั่วโมงภายในรอบ 12 เดือน	ไม่มี	ไม่มี
4. ความมีเสถียรภาพของการผลิตและจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า (Plant Reliability)	ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 95.5 ในปีแรกของสัญญา และไม่ต่ำกว่าร้อยละ 97.0 ในแต่ละปีถัดไป	มี	มี

ในกรณีที่ OEG ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ดังกล่าวได้ OEG จะต้องจ่ายค่าความเสียหายให้กับบริษัท อนึ่งในกรณีที่ OEG สามารถดำเนินงานได้ดีกว่าเงื่อนไขในการรับประกันบริษัทก็จะมีการจ่ายโบนัสตอบแทนให้กับ OEG ทั้งนี้จำนวนเงินสูงสุดสำหรับค่าความเสียหายรวมและโบนัสรวมในแต่ละปีกำหนดไว้ไม่เกินค่าธรรมเนียมในการบริหารงาน (Operational Period Fee) ในปีนั้นๆ

6) การเรียกเก็บเงินและการจ่ายเงิน

6.1) บริษัทจะจ่ายเงินให้ OEG ต่อเมื่อได้รับใบเรียกเก็บโดยมีรายละเอียดดังนี้

ประเภทค่าใช้จ่าย	กำหนดการจ่ายเงิน
ค่าธรรมเนียมในการบริหารงานและค่าใช้จ่ายคงที่ในการดำเนินงานในช่วงระยะเวลาทดสอบ (Mobilization Period Fee and Fixed Mobilization Costs)	OEG จะส่งใบเรียกเก็บเงินให้บริษัทตามงวดชำระเงินที่กำหนดไว้ ซึ่งบริษัทต้องจ่ายเงินให้ OEG ภายใน 10 วันทำการนับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงิน
ค่าธรรมเนียมในการบริหารงานและค่าใช้จ่ายคงที่ในการดำเนินงานในช่วงระยะเวลาดำเนินการ (Operational Period Fee and Fixed Operational Costs)	ทุกวันทำการแรกของแต่ละเดือน OEG จะส่งใบเรียกเก็บเงินสำหรับค่าใช้จ่ายของเดือนนั้นๆ ให้กับบริษัท ซึ่งบริษัทต้องจ่ายเงินให้ OEG ภายใน 10 วันทำการนับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินนั้น

ประเภทค่าใช้จ่าย	กำหนดการจ่ายเงิน
ค่าใช้จ่ายที่เรียกชำระคืนในช่วงระยะเวลาทดสอบและช่วงระยะเวลาดำเนินการ (Recoverable Mobilization Costs and Recoverable Operational Costs)	ภายใน 14 วันหลังจากวันสุดท้ายของแต่ละเดือน OEG จะส่งใบเรียกเก็บเงินสำหรับค่าใช้จ่ายของเดือนที่ผ่านมา ซึ่งในช่วงระยะเวลาทดสอบบริษัทต้องจ่ายเงินให้ OEG ภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินนั้น สำหรับในช่วงระยะเวลาดำเนินการบริษัทต้องจ่ายเงินให้ OEG ภายใน 10 วันทำการ นับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินนั้น

6.2) ค่าใช้จ่ายในส่วนที่เป็นเงินตราต่างประเทศ ให้จ่ายเป็นเงินบาทโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ประกาศเป็นทางการ ณ 2 วันทำการก่อนกำหนดวันที่จ่ายเงิน

6.3) กรณีที่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งจ่ายเงินช้ากว่าระยะเวลาที่กำหนดเกิน 10 วัน คู่สัญญาดังกล่าวจะต้องจ่ายดอกเบี้ยในอัตรา MLR ของธนาคารกสิกรไทย จำกัด (มหาชน) บวกร้อยละ 1

7) ประกันภัย

7.1) บริษัทจะต้องทำประกันภัยตามเงื่อนไขขั้นต่ำ (Minimum Owner Insurance Requirements) ที่ระบุในสัญญาฉบับนี้และตามความจำเป็นเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดของโครงการและข้อกำหนดในสัญญาการกู้ยืมเงิน

7.2) OEG จะต้องทำประกันภัย Comprehensive General Liability Insurance ในวงเงินความเสียหายต่อครั้งเท่ากับ 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา รวมทั้งประกันภัยอื่นๆ ที่จำเป็นเพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานสากลสำหรับการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า

8) เงินค้ำประกันผลงาน (Performance Bond)

OEG จะต้องวางหลักประกันผลงานเป็นจำนวนเงิน 1 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ณ วันที่ลงนามในสัญญา

9) การยกเลิกสัญญา

9.1) OEG สามารถยกเลิกสัญญาก่อนหมดอายุสัญญาได้ โดยแจ้งเป็นเอกสารล่วงหน้า 30 วัน ในกรณีต่อไปนี้

- 9.1.1 บริษัทได้รับคำสั่งหรือมติให้เลิกหรือยุบกิจการ และ OEG ไม่ได้รับหลักประกันหรือการรับรองการชำระค่าธรรมเนียมการปฏิบัติการภายใน 20 วันนับจากวันที่ OEG ได้ยื่นคำร้องถึงเจ้าหน้าที่ที่ได้รับการแต่งตั้งโดยผู้ออกคำสั่ง
- 9.1.2 บริษัทร้องขอให้หยุดการปฏิบัติการเนื่องจากการยกเลิกสิทธิ์และใบอนุญาตการประกอบกิจการของบริษัทโดยสาเหตุที่มีได้เกิดจากความบกพร่องหรือการเพิกเฉยของ OEG
- 9.1.3 เกิดเหตุสุดวิสัยติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และบริษัทไม่จ่ายค่าธรรมเนียมหรือค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่อยู่ภายใต้สัญญา
- 9.1.4 บริษัทไม่ชำระเงินเป็นเวลา 90 วันหลังจากครบกำหนดชำระ
- 9.1.5 บริษัทได้ทำผิดสัญญาในสาระสำคัญในเรื่องอื่นๆ ที่นอกเหนือจากเรื่องการไม่ชำระเงินค่าธรรมเนียมที่ระบุในข้อ 9.1.2 เป็นระยะเวลาติดต่อกันตั้งแต่ 45 วันขึ้นไป และต่อเนื่องไปอีก 18 วันภายหลังจากวันที่ OEG ส่งหนังสือบอกกล่าวแจ้งให้บริษัทดำเนินการแก้ไข
- 9.1.6 OEG ได้ส่งหนังสือบอกกล่าวแสดงความประสงค์ที่จะบอกเลิกสัญญาอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ในข้อ 2.7 ให้กับบริษัทและข้อโต้แย้งของ OEG ไม่ได้รับการแก้ไขภายในระยะเวลาที่กำหนด

9.2) บริษัทสามารถยกเลิกสัญญาก่อนหมดอายุสัญญาได้ ในกรณีต่อไปนี้

- 9.2.1 OEG ทำผิดสัญญาในสาระสำคัญเป็นระยะเวลาติดต่อกันตั้งแต่ 45 วันขึ้นไป และต่อเนื่องไปอีก 18 วันภายหลังจากวันที่บริษัทส่งหนังสือบอกกล่าวแจ้งให้ OEG ดำเนินการแก้ไข
- 9.2.2 OEG ล้มเหลวในการดำเนินการด้านปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างจริงจังหรือไม่มีเหตุอ้างได้เป็นระยะเวลาติดต่อกันมากกว่า 7 วัน โดยไม่ได้รับการอนุญาตจากบริษัท
- 9.2.3 กฟผ. ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
- 9.2.4 ผู้ค้ำประกันเข้าสู่กระบวนการฟ้องล้มละลายหรือถูกศาลตัดสินให้ล้มละลาย

- 9.2.5 บริษัทได้รับคำสั่งหรือมติให้เลิกหรือยุบกิจการ
- 9.2.6 เกิดเหตุสุดวิสัยติดต่อกันนานเกิน 12 เดือน
- 9.2.7 บริษัทมีดุลยพินิจว่า OEG ไม่มีความสามารถเพียงพอที่จะดำเนินการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า
- 9.2.8 บริษัทตัดสินใจใช้ดุลยพินิจขอยกเลิกสัญญาโดยส่งหนังสือบอกกล่าวล่วงหน้า 15 วัน
- 9.2.9 ในปีใดที่ OEG จะต้องจ่ายค่าความเสียหายเต็มจำนวนชั้นสูงสุดซึ่งกำหนดไว้เท่ากับค่าธรรมเนียมในการบริหารงานของแต่ละปี

9.3) การชำระเงินในกรณียกเลิกสัญญา

บริษัทจะต้องจ่ายค่าใช้จ่ายและค่าธรรมเนียมในการดำเนินงานต่างๆ ที่ค้างชำระให้แก่ OEG ในวันที่ยกเลิกสัญญา และ OEG จะต้องชำระเงินที่ค้างจ่ายแก่บริษัทในวันสิ้นสุดสัญญา

5.6. ตารางสรุปวงเงินกู้ยืมระยะยาวของบริษัทและอัตราดอกเบี้ยระหว่างปี 2543 ถึงเดือนกันยายน 2545

รายละเอียดเงินกู้	ปี 2543	ปี 2544	ปี 2545
เงินกู้ยืมสกุลเงินตราต่างประเทศกลุ่มที่ 1			
วงเงินกู้ยืม	53 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	25 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	26 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
ยอดคงเหลือของเงินกู้	50 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	23.75 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	22.48 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
อัตราดอกเบี้ย	LIBOR + 2.75% สำหรับเงินกู้ยืมที่ได้รับก่อน 22 ตุลาคม 2542 LIBOR + 5.75% สำหรับเงินกู้ยืมที่ได้รับภายหลัง 22 ตุลาคม 2542	LIBOR + 2.75% + Interest Adder	LIBOR + 2.75%
เงินกู้ยืมสกุลเงินตราต่างประเทศกลุ่มที่ 2			
วงเงินกู้ยืม	-	1.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	1.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
ยอดคงเหลือของเงินกู้	-	1.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	1.37 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา
อัตราดอกเบี้ย	-	LIBOR + 2.75% + Interest Adder	LIBOR + 2.75%
เงินกู้ยืมสกุลเงินบาทกลุ่มที่ 1			
วงเงินกู้ยืม	520 ล้านบาท	1,621 ล้านบาท	1,621 ล้านบาท
ยอดคงเหลือของเงินกู้	490 ล้านบาท	1,540 ล้านบาท	1,491.36 ล้านบาท
อัตราดอกเบี้ย	MLR + 1.75%	MLR + 0.5%	ก.ย. 2545-ก.ย. 2548: ร้อยละ 6 ต่อปี ตั้งแต่ ก.ย. 2548: MLR
เงินกู้ยืมสกุลเงินบาทกลุ่มที่ 2			
วงเงินกู้ยืม	-	244.6 ล้านบาท	244.6 ล้านบาท
ยอดคงเหลือของเงินกู้	-	211.6 ล้านบาท	212.0 ล้านบาท
อัตราดอกเบี้ย	-	MLR + 0.5%	ก.ย. 2545-ก.ย. 2548: ร้อยละ 6 ต่อปี ตั้งแต่ ก.ย. 2548: MLR