



ภาคผนวก

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

Copyright© by Chiang Mai University

All rights reserved



**ภาคผนวก ก**  
**ลำดับเหตุการณ์สำคัญของ บริษัทเอนรอน จำกัด**

**ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่**  
Copyright© by Chiang Mai University  
All rights reserved

### ลำดับเหตุการณ์สำคัญของ บริษัทเอนรอน จำกัด

บริษัท เอนรอน จำกัด จัดตั้งขึ้นในปี ค.ศ. 1985 และล้มละลาย ในปี ค.ศ. 2000 รวมเวลา 15 ปี เป็นช่วงเวลาที่บริษัท เอนรอน จำกัด รุ่งโรจน์สูงสุดและดิ่งลงต่ำสุด บริษัท เอนรอน จำกัด เป็นบริษัทที่ใหญ่ที่สุดลำดับที่ 7 ของสหรัฐ ใหญ่ที่สุดเป็นลำดับที่ 16 ของโลก และเติบโตเร็วเป็นอันดับที่ 31 จนได้รับการยกย่องอย่างมากในระดับโลก ราคาหุ้นมีมูลค่าสูงสุดจากระดับ 20 เหรียญต่อหุ้นเป็น 90 เหรียญต่อหุ้น (17 ธ.ค.2543) ก่อนที่จะล้มละลาย ราคาหุ้นเหลือเพียง 1.01 เหรียญต่อหุ้น (5 ธ.ค.2544) สูทท้ายเหลือ 0.15 เหรียญ และต้องขอความช่วยเหลือจากศาล

บริษัท เอนรอน จำกัด ได้เริ่มดำเนินกิจการในเดือน กรกฎาคม ปี ค.ศ. 1985 ที่เมืองฮุสตัน มลรัฐเท็กซัส ประเทศสหรัฐอเมริกา เมื่อ Houston Natural Gas ของมลรัฐเท็กซัสได้ควบรวมกิจการกับ Inter North บริษัทแก๊สธรรมชาติแห่งเมืองโอมาฮา มลรัฐเนแบรสกา เพื่อจัดส่งแก๊สธรรมชาติระหว่างรัฐ ผู้ที่มีส่วนร่วมในการก่อตั้งบริษัท เอนรอน จำกัด และได้รับเลือกเป็นประธานบริษัทฯ คนแรกคือนาย Kenneth Lay บริษัท เอนรอน จำกัด ได้ทำธุรกิจด้านพลังงานที่เกี่ยวกับการส่งท่อแก๊สให้กับกิจการสาธารณูปโภคหรือธุรกิจอื่น ๆ ในตลาด ต่อมาได้ขยายกิจการเข้าสู่การเป็นนายหน้าค้าพลังงานไฟฟ้าและสินค้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง บริษัท เอนรอน จำกัด กลายเป็นบริษัทขนาดใหญ่ที่ทำหน้าที่เป็นตัวกลางระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายในลักษณะที่บริษัทเข้าทำสัญญาเองเพื่อซื้อและขายไปโดยได้รับผลตอบแทนจากผลต่างของราคาซื้อและราคาขาย บริษัท เอนรอน จำกัด ได้ทำการซื้อและสร้างท่อแก๊ส รวมทั้งโรงงานไฟฟ้าและธุรกิจที่เกี่ยวข้อง ในลักษณะที่เป็นธุรกิจค้าส่ง (Wholesale) และธุรกิจค้าปลีก (Retail)

ในปี ค.ศ. 1989 เมื่อนาย Lay และ นาย Jeffrey Skilling (ผู้มีชื่อเสียงว่าปราดเปรื่องในด้านการเงิน) ได้ตัดสินใจให้บริษัท เอนรอน จำกัด เริ่มซื้อขายอนุพันธ์ทางการเงิน รวมทั้งยังให้บริการให้คำปรึกษาทางการเงินและการบริหารความเสี่ยง จนในที่สุดขยายไปให้บริการด้าน Internet ความเร็วสูง และเป็นบริษัท e-commerce โดยการค้าขายโภคภัณฑ์ผ่าน Web การค้าส่วนหนึ่งของบริษัท เอนรอน จำกัด เกิดจากการซื้อขายโภคภัณฑ์ทางการเงินในตลาดล่วงหน้า (Commodity Futures) ซึ่งเป็นอนุพันธ์ทางการเงินชนิดหนึ่งที่มีความเสี่ยงสูงสุด บริษัท เอนรอน จำกัด ได้ออกแบบสัญญาที่หลากหลายและซับซ้อนมากขึ้น มูลค่าของบริษัทสามารถประกันตนเองจากความเสี่ยงต่าง ๆ ไม่ว่าจะจากอัตราดอกเบี้ยที่สูงขึ้นหรือลดลง บริษัท เอนรอน จำกัด ได้จ้างผู้ที่จบปริญญาเอกด้านคณิตศาสตร์ ฟิสิกส์ และเศรษฐศาสตร์ มาช่วยบริหารความเสี่ยง และเมื่อบริการที่บริษัท เอนรอน จำกัด ให้แก่ลูกค้าซับซ้อนมากขึ้น ทำให้ราคาหุ้นของบริษัทสูงขึ้น นอกจากนั้นบริษัทเอนรอนยังลงทุนในเครือข่าย fiber optic และกิจการสาธารณูปโภคต่าง ๆ ทั้งในและนอก

ประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นจำนวนมาก ทั้งทางตรง(direct investment)และการลงทุนโดยการถือหุ้นของบริษัทที่อยู่ในธุรกิจนั้น(merchant investment) บริษัทมีการขยายตัวอย่างมากทำให้ต้องใช้เงินลงทุนขั้นแรกจำนวนมาก ในขณะที่ไม่สามารถสร้างกระแสเงินสดในระยะเวลาอันสั้นได้พอเพียงทำให้เกิดแรงกดดันต่ออบคูลของบริษัทซึ่งมีหนี้สินจำนวนมาก การกู้เงินเพิ่มทำได้ยากเพราะบริษัทไม่มีกระแสเงินสดที่พอเพียงต่อการจ่ายดอกเบี้ยในระยะแรก และส่งผลกระทบต่อ credit rating ของบริษัทฯ ซึ่งถ้าบริษัท เอนรอน จำกัด ไม่สามารถรักษาระดับ credit rating ของตนให้อยู่ในระดับลงทุนได้ ก็จะทำให้บริษัทไม่สามารถทำธุรกิจพลังงานได้ต่อไป การแก้ปัญหาดังกล่าววิธีหนึ่งคือ การหาผู้ลงทุนภายนอก มาลงทุนร่วมเพื่อที่จะโอนหนี้สินออกจากงบคูล โดยการจัดตั้งกิจการเฉพาะกิจที่ได้รับการค้ำประกันหรือสนับสนุนสินเชื่อในรูปแบบอื่นจากบริษัท กิจการเฉพาะกิจที่บริษัท เอนรอน จำกัด ตั้งขึ้นมีจำนวนของบริษัทย่อยและบริษัทร่วมประมาณ 3,500 แห่ง เพื่อกระจายความเสี่ยงและพักสินทรัพย์ที่มีปัญหาหรือมีมูลค่าลดลง แต่กิจการเฉพาะกิจที่ทำให้บริษัท เอนรอน จำกัดต้องล้มละลายในครั้งนี้ เนื่องจากการทำรายการนอกงบคูล(off – balance sheet partnership ) โดยไม่นำเอาหน่วยงานเฉพาะกิจ หรือที่เรียกว่า Special Purpose Entity (SPE) ที่สำคัญ 3 แห่งมารวมไว้ในงบการเงินรวม คือ (1) Chewco Investments, L.P. (Chewco) (2) LJM Cayman L.P.(LJM1) และ (3) LJM2 Co-Investment, L.P. (LJM2) ซึ่งจะกล่าวถึงดังนี้

#### **Chewco Investment, L.P.(Chewco)**

Chewco เป็นหน่วยงานเฉพาะกิจ(SPE) ที่บริษัท เอนรอน จำกัด ตั้งขึ้น โดยในปี ค.ศ. 1993 บริษัทได้ชักชวนให้กองทุนบำเหน็จบำนาญข้าราชการของมลรัฐ แคลิฟอร์เนีย (california Public Employee Retirement system) ในนามของ CalPERS ร่วมกันจัดตั้ง Joint Energy Development Investments (JEDI) เพื่อลงทุนในหุ้นกลุ่มพลังงานและซื้อโรงงานผลิตไฟฟ้า โดยร่วมลงทุนฝ่ายละ 250 ล้านดอลลาร์ มี Michael Kopper พนักงานของบริษัท เอนรอน จำกัด เป็นผู้บริหาร JEDI จากเงินลงทุนฝ่ายละ 250 ล้านดอลลาร์ สามารถทำกำไรอย่างมหาศาลให้CalPERS เกือบทั้งสิ้น 400 ล้านดอลลาร์(ได้รับผลตอบแทนจากการลงทุนถึง 23 %ต่อปี) ก่อนที่ CalPERS ต้องการให้บริษัท เอนรอน จำกัดชำระบัญชีและแบ่งปันผลกำไรที่เกิดขึ้นจาก JEDI 1

ต่อมาปี ค.ศ. 1997 บริษัท เอนรอน จำกัด และ CalPERS ต้องการร่วมกันสร้าง JEDI 2 ให้มีขนาดใหญ่เป็นสองเท่าของ JEDI 1 ซึ่งต้องใช้เงินกว่า 1 พันล้านเหรียญ(ลงทุนฝ่ายละ 500 ล้านดอลลาร์) โดยCalPERS ต้องการถอนผลตอบแทนทั้งหมดที่อยู่ใน JEDI 1 จำนวน383 ล้านดอลลาร์ออกมาก่อน แต่บริษัทเอนรอน จำกัดไม่ต้องการขาย JEDI 1 ดังนั้นบริษัทจึงต้องหาผู้มาซื้อเงินลงทุนเดิมของ CalPERSใน JEDI 1 แต่ Jeffrey Skilling กับ Andrew Fastow ซึ่งดำรงตำแหน่ง Chief

Financial Officer หรือ CFO และเป็นผู้บังคับบัญชาของ Kopper ไม่สามารถหาผู้ลงทุนรายใหม่ซึ่งเป็นบุคคลภายนอกได้ (ตามหลัก 3 % ต้องเป็นบุคคลภายนอกของมาตรฐานการบัญชีสหรัฐอเมริกา) วิธีที่ง่ายที่สุดคือ การกู้ยืมแล้วนำหนี้สินที่เกิดขึ้นไปไว้ในนอกงบดุล(Off-balance sheet liabilities) โดยจัดโครงการลงทุนในนิติบุคคลอื่น ซึ่งจะทำให้บริษัท เอนรอน จำกัดไม่ต้องนำงบการเงินของนิติบุคคลนั้นแสดงในงบการเงินรวม จึงได้ช่วย Kopper (ขณะนั้นดำรงตำแหน่งเป็นผู้อำนวยการบริหารของบริษัทเงินทุนในเครือบริษัทชื่อ Enron Global) จัดตั้งห้างหุ้นส่วนแห่งใหม่ขึ้น ให้ชื่อว่า Chewco Investment Limited Partnership โดยลงทุนทางอ้อม เพื่อมาซื้อส่วนได้ส่วนเสียของ CalPERS แทน ซึ่งถือว่ากู้ยืมเงินจากบุคคลภายนอก (Kopper)

ดังนั้นเงินทุนทั้งหมดที่จัดตั้ง Chewco เพื่อมาซื้อส่วนได้เสียของ CalPERS จำนวน 383 ล้านดอลลาร์ได้มาจาก

1. การกู้ยืมเงินจากธนาคาร Barclays โดยตรง 240 ล้านดอลลาร์ โดยมี บริษัท เอนรอน จำกัด เป็นผู้ค้ำประกัน
2. การกู้ยืมจาก JEDI จำนวน 132 ล้านดอลลาร์ โดย Chewco ออกตั๋วเงินให้เป็นการแลกเปลี่ยน
3. จากการลงทุนของ SONR#1 LP จำนวน 115,000 เหรียญ โดยเงินจำนวนนี้มาจากการลงทุนของ Kopper เป็นหลัก
4. จากการลงทุนของบริษัทประเภทจำกัดความรับผิดชอบหนี้สินชื่อ Big River Funding LIC จำนวน 11.4 ล้านดอลลาร์ โดยจำนวนนี้ 11.1 ล้านดอลลาร์มาจากการออกตั๋วเงินเพื่อกู้ยืมจากธนาคาร Barclays และอีก 341,000 เหรียญมาจากการลงทุนของ Little Funding LIC ซึ่งเป็นผู้ลงทุนรายเดียวใน Big River Funding LIC โดยเงินทุนจำนวน 10,000 เหรียญของ Little River Funding LIC มาจาก SNOR #2 ซึ่งเป็นผู้ลงทุนรายเดียวและอีก 331,000 มาจากการออกตั๋วเงินเพื่อกู้ยืมจากธนาคาร Barclays เช่นกัน ทั้งนี้ Kopper เป็นผู้ลงทุนรายเดียวใน SNOR#2 ซึ่งต่อมาเปลี่ยนเป็น William Dodson ซึ่งเป็นคนสนิทของ Kopper

รายการสำคัญระหว่าง บริษัท เอนรอน จำกัด กับ Chewco และ JEDI คือ

1. Chewco ต้องจ่ายค่าค้ำประกันหนี้สินให้บริษัท เอนรอน จำกัด เป็นจำนวน 10 ล้านดอลลาร์และ 315 basis point ต่อปี ซึ่ง 12 เดือนแรกของการกู้ยืม Chewco จ่ายค่าค้ำประกันให้บริษัท 17.4 ล้านดอลลาร์ ซึ่งบริษัทคิดลดกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับจากการค้ำประกันหนี้สินของ Chewco และบันทึกเป็นสินทรัพย์ 28 ล้านดอลลาร์ เป็นรายได้ 25.7 ล้านดอลลาร์ (บริษัท เอนรอน จำกัด จำกัด ตั้งค่าเพื่อสำหรับสินทรัพย์ที่คาดว่าจะได้รับ 28 ล้านดอลลาร์)

2. JEDI จ่ายค่าธรรมเนียมการบริหารงานให้บริษัทเอนรอน จำกัด 2 ล้านเหรียญ(2.5% ของ 383 ล้านเหรียญหักส่วนแบ่งกำไรของ Chewco)

3. ระหว่างปี ค.ศ. 1993 – ไตรมาสที่ 1 ปี ค.ศ. 2000 บริษัท เอนรอนจำกัด จำกัด ใช้วิธี ส่วนได้เสียในการรับรู้กำไรหรือขาดทุนของ JEDI เป็น investment fund จึงบันทึกสินทรัพย์ด้วยมูลค่าบัญชีและรับรู้การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าบัญชีรวมในงบกำไรขาดทุน ทั้งนี้ JEDI ถือหุ้นบริษัท เอนรอน จำกัด จำนวน 12 ล้านหุ้น ทำให้บริษัท เอนรอน จำกัด บันทึกกำไรด้วยจำนวนที่ไม่สามารถคำนวณได้ว่าเป็นเท่าไร จากการเปลี่ยนแปลงในราคาหุ้นของตนเอง เฉพาะไตรมาสที่ 1 ของปี ค.ศ.2000 บริษัท เอนรอนจำกัด จำกัด รู้กำไรจากการที่หุ้นบริษัท มีราคาสูงขึ้น 126 ล้านเหรียญ ต่อมาในไตรมาสที่ 1 ปี ค.ศ.2001 หุ้นบริษัท ที่ JEDI ถือมีมูลค่าลดลง 94 ล้านเหรียญ แต่บริษัท ไม่รับรู้ส่วนแบ่งในขาดทุนประมาณ 90 ล้านเหรียญ

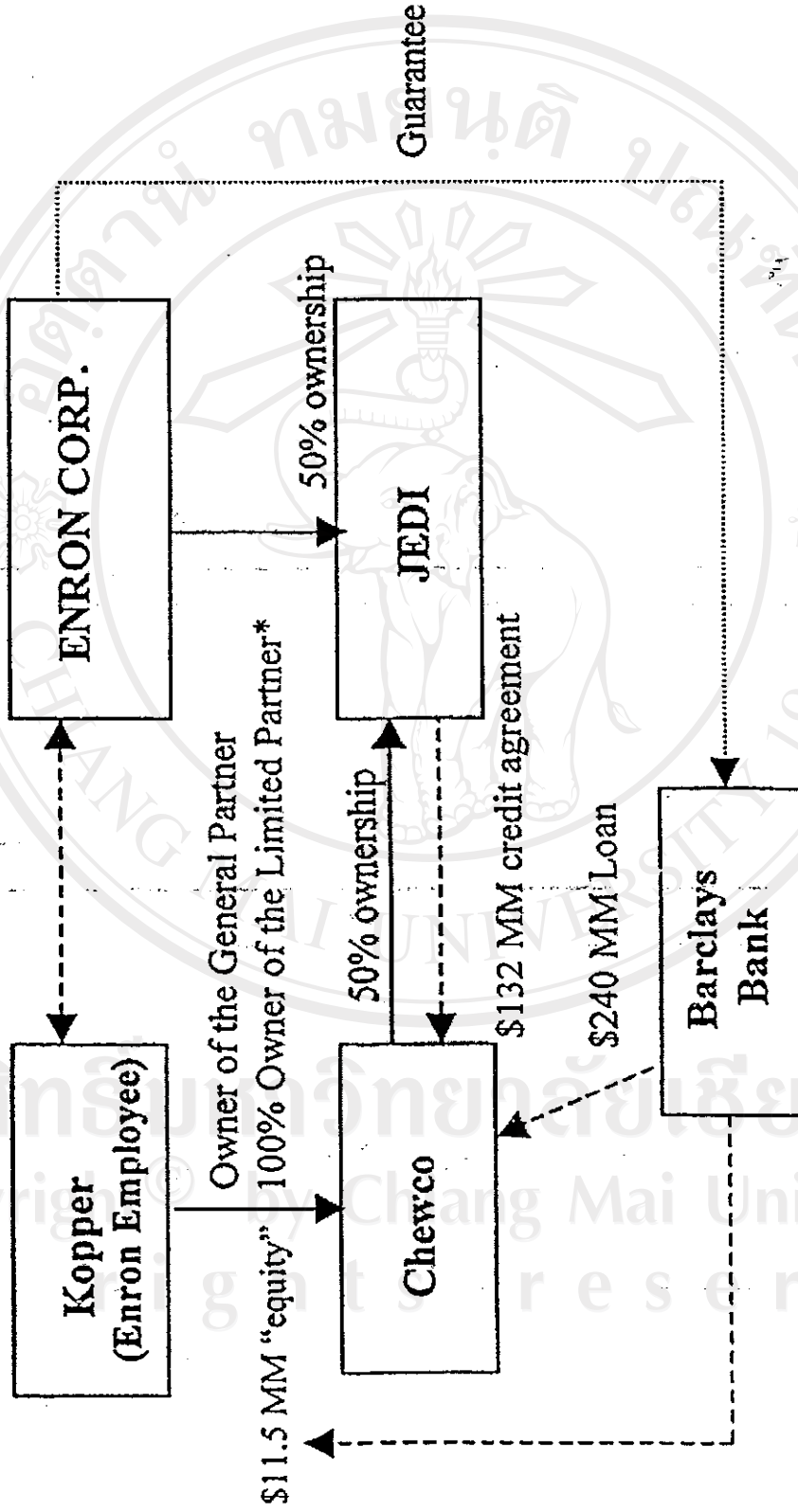
แม้ Chewco ได้มีสัดส่วนของการลงทุนใน JEDI 50 % สัดส่วนของบุคคลภายนอก (Kopper เป็นเพียงรายเดียวที่ลงทุนใน Chewco) และทำหน้าที่ควบคุมการดำเนินงานใน JEDI มีเงินลงทุนเพียง .025% (125,000/500 ล้านเหรียญ) ซึ่งไม่ถึง 3 % ตามมาตรฐานการบัญชีที่กำหนด แต่บริษัท เอนรอน จำกัด ไม่ได้รวม SPE ทั้ง 2 แห่งในงบการเงินรวมของตน ซึ่งต่อมาในเดือน มีนาคม 2001 บริษัท โดย Andrew Fastow และเป็นผู้บังคับบัญชาของ Kopper ได้ซื้อส่วนได้เสียใน JEDI คืนจาก Kopper ซึ่งลงทุนเพียง 125,000เหรียญ ในราคาประมาณ 3 ล้านเหรียญ Kopper ได้กำไรจำนวนมหาศาล ซึ่งผลตอบแทนทั้งหมดที่ Kopper ได้รับคือ 10.5 ล้านเหรียญ ประกอบด้วย เงินสด 7.2 ล้านเหรียญจากผลตอบแทนการลงทุนใน JEDI และอีก 3 ล้านเหรียญ ในการขายส่วนได้เสีย และยังได้ค่าบริหาร Chewco อีก 1.6 ล้านเหรียญ

ต่อไปนี้เป็นแผนภูมิ โครงสร้าง การจัดตั้ง JEDI และ Chewco

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่  
Copyright © by Chiang Mai University  
All rights reserved



Figure 1



\*Subsequently transferred to Dodson (domestic partner of Kopper).





### LJM Cayman, L.P. (LJM 1)

เดือนมิถุนายน ปี ค.ศ. 1999 นาย Fastow ซึ่งเป็นผู้บริหารด้านการเงิน(CFO) ของบริษัท เอนรอน จำกัด ได้เสนอคณะกรรมการของบริษัทเอนรอน จำกัดเพื่อจัดตั้งนิติบุคคลเฉพาะกิจ ชื่อ LJM 1 มาทำธุรกิจกับบริษัทเอนรอนจำกัด โดยนาย Fastow เป็นผู้บริหาร และลงทุน 1 ล้านเหรียญ ร่วมกับหุ้นส่วนจำกัดอีก 2 ราย คือ ENRB Ltd. และ Campsie Ltd. ซึ่งคณะกรรมการตรวจสอบปัญหาของบริษัทเอนรอน จำกัดเชื่อว่าหุ้นส่วนทั้งสองแห่งเป็นส่วนหนึ่งของCredit Swiss First Boston Bank (CSFB) และ NatWest Bank LJM1 มีรายการค้าที่สำคัญกับบริษัท เอนรอน จำกัด 3 รายการคือ

1. LJM1 ประกันความเสี่ยงให้บริษัทเอนรอน จำกัด ในการลงทุนสร้าง Rhythms NetConnection (Rhythms) โดยการโอนหุ้นของบริษัทเอนรอน จำกัด ให้กับ LJM1 และใช้ LJM1 นั้นประกันการลงทุนของบริษัท เอนรอนจำกัด
2. LJM1 ซื้อส่วนได้เสียของบริษัท เอนรอน จำกัด ในโรงไฟฟ้าที่ Cuiaba ในประเทศ บราซิล
3. LJM1 ซื้อส่วนได้เสียในทุนของ Osprey Trust ซึ่งเป็น SPE หนึ่งของบริษัทเอนรอน จำกัด

### LJM2 Co-Investment,L.P.(LJM2)

หลังจากนาย Fastow บริหาร LJM1 ได้ไม่นาน ในเดือนตุลาคม ค.ศ. 1999 นายFastow ได้เสนอคณะกรรมการบริษัทขอตั้ง LJM2 เพื่อทำธุรกิจกับบริษัทเอนรอน จำกัดเช่นเดียวกับ LJM1 โดย ให้ LJM2 จะมีขนาดใหญ่กว่า LJM1 และการตั้ง LJM2 มี LJM2 Capital Management,L.P. เป็นหุ้นส่วนทั่วไป โดยที่นาย Fastow เป็นหุ้นส่วนทางอ้อม แต่โดยความเป็นจริงแล้วเป็นผู้บริหาร LJM2 และมีหุ้นส่วนจำกัดมากกว่า 50 รายที่ LJM2 ชักชวนให้มาลงทุนโดยใช้จุดขายในเอกสารเชิญชวนการลงทุนที่ว่า LJM2 เป็นหุ้นส่วนที่มีความสัมพันธ์กับบริษัทเอนรอน จำกัด ซึ่งจะได้รับโอกาสในการลงทุนที่เกี่ยวข้องกับการลงทุนของบริษัทเอนรอนจำกัด ซึ่งนักลงทุนภายนอกจะไม่มีโอกาสนี้ รวมทั้งการที่นาย Fastow สามารถเข้าถึงข้อมูลต่าง ๆ ของบริษัท เอนรอน จำกัดเกี่ยวกับการลงทุน ซึ่งจะช่วยให้ LJM2 ได้รับผลตอบแทนที่สูงเป็นพิเศษ

LJM2 มีรายการค้ากับบริษัทเอนรอน จำกัดโดยผ่าน SPE ที่ LJM2 ลงทุนร่วมกับบริษัทย่อยของบริษัทเอนรอน จำกัด โดย LJM2 ทำหน้าที่เป็นผู้ลงทุนในส่วนได้เสียจากภายนอกให้เข้าเงื่อนไข 3% และทำการควบคุม SPE ที่สำคัญ 4 แห่งที่รู้จักกันในชื่อ Raptor โดยรายการค้าส่วนใหญ่เป็นการที่ Raptor ทั้ง 4 แห่งเข้าทำสัญญารับประกันความเสี่ยงของการลงทุนของบริษัทเอน

รอน จำกัด โดยมีหุ้นของบริษัทเอนรอน จำกัดเป็นแหล่งเงินทุนสำคัญในความน่าเชื่อถือทางเครดิตหรือความสามารถในการดำเนินการตามสัญญารับประกันความเสี่ยงในลักษณะเดียวกับที่ LJM1 เข้ารับประกันความเสี่ยงของการลงทุนของบริษัท เอนรอน จำกัดใน Rhythms

ในระหว่างเดือนมิถุนายน ค.ศ. 1999 ถึงเดือนสิงหาคม ค.ศ. 2001 บริษัท เอนรอน จำกัด และกิจการที่เกี่ยวข้องกับบริษัท เอนรอน จำกัด มีรายการทางธุรกิจ 24 รายการกับ LJM1 และ LJM2 โดยแบ่งเป็นประเภทใหญ่ ๆ ได้ 6 ประเภท

1. บริษัทเอนรอนขายสินทรัพย์ให้ LJM1 และ LJM2 จากนั้น LJM1 และ LJM2 ขายกลับคืนให้กับบริษัท เอนรอน จำกัด ในเวลาต่อมา

2. LJM1 และ LJM2 ซื้อส่วนได้เสียในตราสารหนี้และตราสารทุนของ SPE ที่บริษัทเอนรอน จำกัด จัดตั้งขึ้น

3. LJM1 และ LJM2 ซื้อส่วนได้เสียในกิจการที่เกี่ยวข้องกับบริษัท เอนรอน จำกัดและในกิจการที่บริษัทเอนรอนลงทุน

4. LJM1 และ LJM2 ซื้อส่วนได้เสียในส่วนของทุนของ SPE ที่ตั้งขึ้นเพื่อประกันความเสี่ยงทางการตลาด (market risk) ของเงินลงทุนของบริษัท เอนรอน จำกัด

5. LJM2 ขาย call option และ put option สำหรับสินทรัพย์ที่มีตัวตนให้กับบริษัทเอนรอน จำกัด

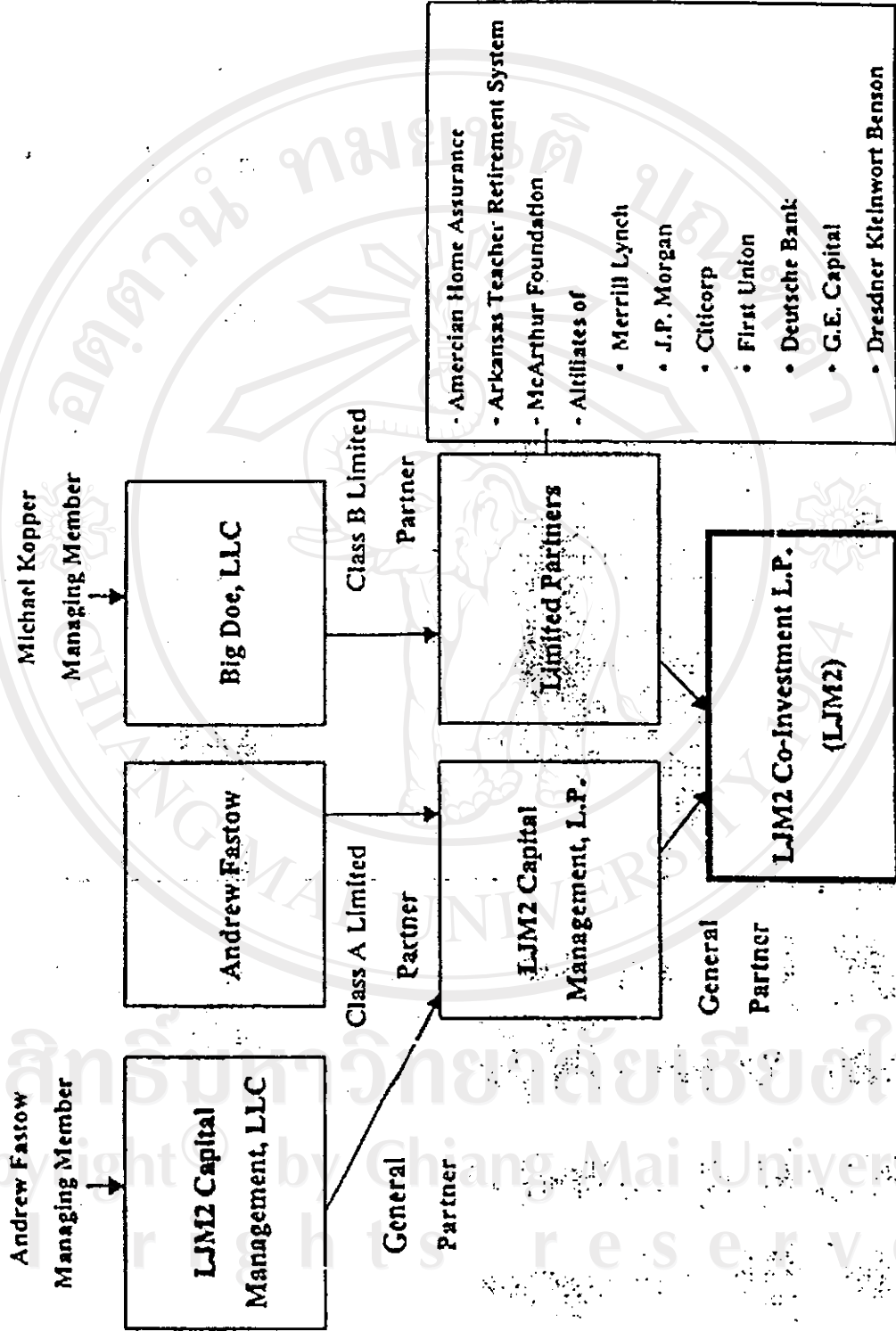
6. กิจการที่เกี่ยวข้องกับบริษัท เอนรอน จำกัด ให้เงินกู้โดยสิทธิแก่ LJM2 เพื่อให้ LJM2 มีเงินลงทุนในรายการต่าง ๆ กับบริษัท เอนรอน จำกัดได้

รายการซื้อ-ขายทรัพย์สินระหว่าง LJM1 และ LJM2 กับบริษัท เอนรอน จำกัด ในปลายไตรมาสที่ 3 และ 4 ของปี ค.ศ.1999 บริษัท เอนรอน จำกัดขายสินทรัพย์ให้ LJM1 และ LJM2 ทั้งหมด 7 รายการ ทำให้บริษัท เอนรอน จำกัด สามารถย้ายทรัพย์สินประมาณ 27,000 ล้านเหรียญจากทั้งหมดประมาณ 60,000 ล้านเหรียญออกจากงบดุลของบริษัท ฯ และยังสามารถบันทึกกำไรจำนวน 229 ล้านเหรียญในช่วงครึ่งปีหลังของปี 1999 หรือประมาณ 40% ของกำไร(570 ล้านเหรียญ)ที่บริษัท เอนรอน จำกัด รายงาน ทั้งนี้บริษัท เอนรอน จำกัด ซื้อทรัพย์สินที่ขายให้ LJM1 และ LJM2 กลับมา 5 รายการจาก 7 รายการที่มีการขายออกไป ในบางครั้งซื้อกลับมาในเวลาเพียงไม่กี่เดือนหลังจากที่มีการขายออกไป นอกจากนี้ ในรายการที่ซื้อกลับมา 3 รายการ บริษัท เอนรอน จำกัด ขายโดยรับประกันการขาดทุนล่วงหน้า ทำให้ LJM1 และ LJM2 มีกำไรในทุก ๆ รายการแม้ว่าทรัพย์สินนี้จะมีราคาในตลาดที่ลดลง

ต่อไปนี้เป็นแผนภูมิ โครงสร้าง การจัดตั้ง LJM 1 และ LJM 2



# Diagram of the LJM2 Structure



From "Report of Investigation by Special Investigative Committee"

ตัวอย่างของสินทรัพย์ที่บริษัท เอนรอน จำกัด ขายและซื้อคืนรายการหนึ่ง คือ เงินลงทุนในโรงงานผลิตไฟฟ้าที่ Cuiaba ประเทศบราซิล โดยในกลางปี 1999 บริษัท เอนรอน จำกัด ถือหุ้น 65% ในบริษัทที่สร้างโรงงานผลิตไฟฟ้าชื่อ EPE ที่ Cuiaba ประเทศบราซิล โดยมีผู้ร่วมทุนในท้องถิ่นถือหุ้นส่วนที่เหลือ ต่อมาบริษัท เอนรอน จำกัด ต้องการลดสัดส่วนการลงทุนลง เนื่องจากโรงงานไฟฟ้างดงกล่าวมีปัญหาในการก่อสร้างแต่หาผู้ซื้อไม่ได้ ทางนาย Fastow ซึ่งเป็น CFO ของบริษัท เอนรอน จำกัด จึงได้จัดตั้ง LJM1 ขึ้นตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นเพื่อเข้ามาซื้อเงินลงทุนใน EPE ในปลายไตรมาสที่ 3 ปี 1999 บริษัท เอนรอน จำกัด ขายหุ้น 13% ใน EPE ให้ LJM1 ในราคา 11.3 พันล้านเหรียญ การขายหุ้นดังกล่าวทำให้สัดส่วนการถือหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ใน EPE ต่ำกว่า 50% และไม่จำเป็นต้องรวมบริษัท EPE ไว้ในงบการเงินรวม บริษัท เอนรอน จำกัด รายงานกำไรจากการขายเงินลงทุนนี้จำนวน 34 ล้านเหรียญ และ 31 ล้านเหรียญในไตรมาสที่ 3 และ 4 ของปี 1999 ตามลำดับ หลังจากบริษัท เอนรอน จำกัด ขาย EPE ให้กับ LJM1 การก่อสร้าง EPE มีปัญหามากขึ้นทั้งทางเทคนิคและสภาพแวดล้อม ทำให้มูลค่าของหุ้น EPE ที่ LJM1 ซื้อไปมีโอกาที่จะลดลงอย่างมาก อย่างไรก็ตาม บริษัท เอนรอน จำกัด ซื้อ EPE กลับมาจาก LJM1 ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2001 ในราคา 14.4 ล้านเหรียญทำให้ LJM1 ได้รับผลตอบแทน 25% ซึ่งเป็นผลตอบแทนสูงสุด ทั้ง ๆ ที่หุ้น EPE มีมูลค่าลดลง

บริษัท เอนรอน จำกัด ทำรายการในลักษณะเดียวกันนี้สำหรับเงินลงทุนใน Nowa Sarzyna (Nowa) โรงงานผลิตไฟฟ้าในประเทศโปแลนด์ โดยขายเงินลงทุน 75% ในหุ้นของ Nowa ให้กับ LJM2 ทำให้ไม่ต้องรวม Nowa ไว้ในงบการเงินรวม และต่อมาเมื่อการก่อสร้าง Nowa มีปัญหา บริษัท เอนรอน จำกัด ซื้อเงินลงทุนดังกล่าวกลับมา ทำให้ LJM2 ได้ผลตอบแทน 25% ซึ่งเป็นอัตราสูงสุดที่ LJM2 มีสิทธิได้รับตามสัญญา

สำหรับรายการอื่น ๆ ที่บริษัท เอนรอน จำกัด ทำกับ LJM2 โดยที่ LJM2 ได้กำไรในทุก ๆ รายการตามอัตราสูงสุดที่ตกลงกันไว้ แม้ว่าโดยส่วนใหญ่แล้วมูลค่าของสินทรัพย์จะลดลง ได้แก่

1. ในเดือนธันวาคม ปี ค.ศ. 1999 LJM2 ยืมเงินจาก SPE แห่งอื่นของบริษัท เอนรอน จำกัด เพื่อลงทุนใน Collateralized Loan Obligations ซึ่งเป็นหลักทรัพย์ที่ออกจำหน่ายโดยบริษัทย่อยของบริษัท เอนรอน จำกัด ชื่อ Enron North America เมื่อหลักทรัพย์ดังกล่าวมีปัญหา บริษัท เอนรอน จำกัด จำกัด เข้ามาซื้อคืนทั้งหมดในราคาตามมูลค่าบวกดอกเบี้ย หรือด้วยราคาทุน

2. ในเดือนธันวาคม ปี ค.ศ. 1999 บริษัท เอนรอนขายเงินลงทุนในบริษัทจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติในอ่าวเม็กซิโก (MEGS LLC) ให้ LJM2 และซื้อกลับมาในราคาที่ให้ผลตอบแทนสูงสุดแก่ LJM2 ตามข้อตกลงที่ทำกันไว้ ต่อมาบริษัท เอนรอน จำกัด รับรู้การด้อยค่าของเงินลงทุนนี้

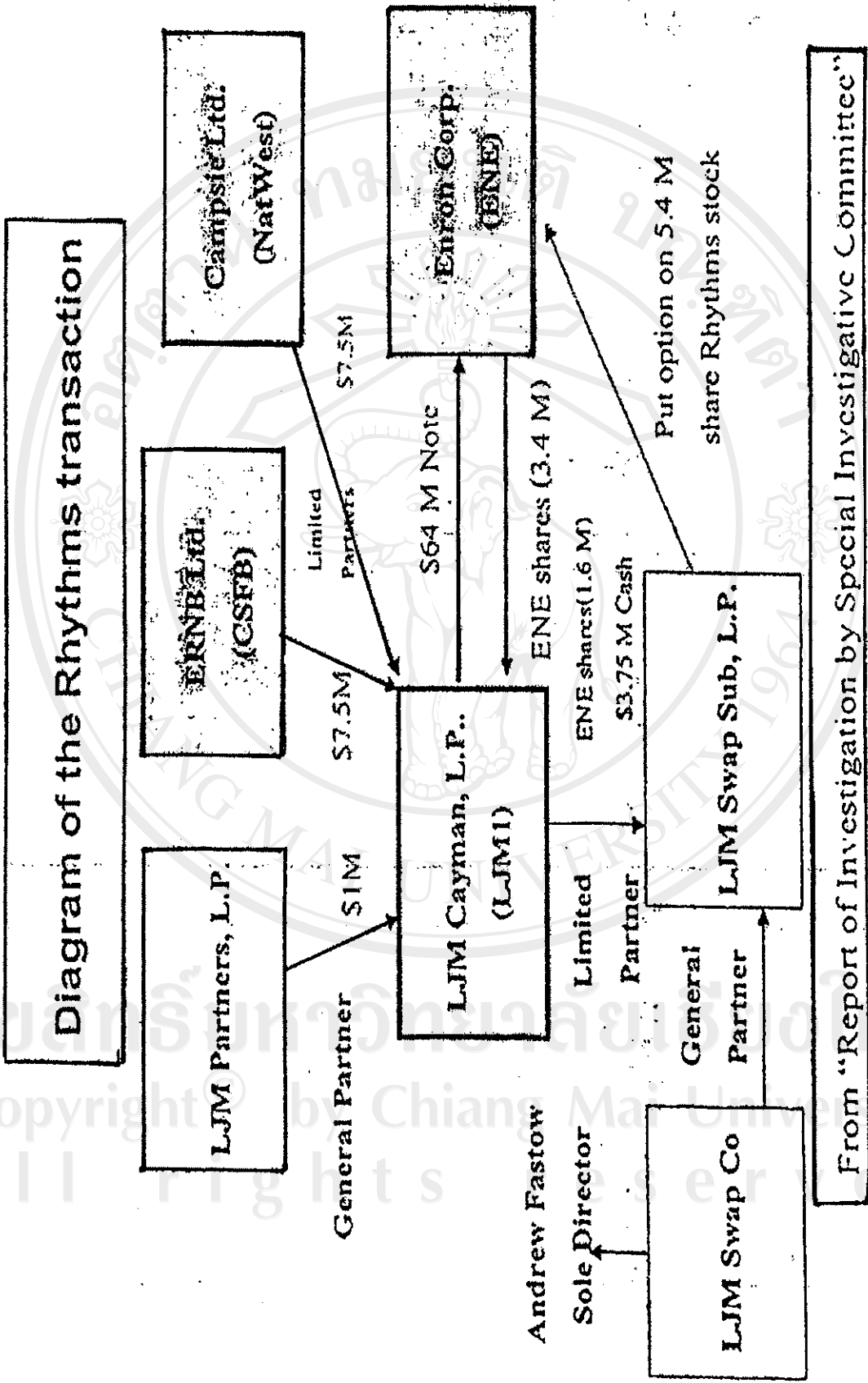


3. ในเดือนพฤศจิกายน ปี 1999 LJM2 ยืมเงินจาก Condor ซึ่งเป็นบริษัทที่เกี่ยวข้องกับ SPE ของบริษัท เอนรอน จำกัด เพื่อซื้อส่วนได้เสียของบริษัท เอนรอน จำกัด ใน SPE ที่ชื่อ Yosemite Trust และนำส่วนได้เสียนี้ไปใช้ชำระหนี้ให้กับ Condor การทำดังกล่าวทำให้บริษัท เอนรอน จำกัด ลดสัดส่วนการลงทุนใน Yosemite Trust จาก 50% เหลือเพียง 10% และไม่ต้องเปิดเผยข้อมูลเกี่ยวกับส่วนได้เสียในการลงทุนดังกล่าวไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงิน โดยนาย Fastow ซึ่งเป็น CFO ของบริษัท เอนรอน จำกัด และเป็นผู้บริหาร LJM2 ได้เข้ามาต่อรองกับบริษัท เอนรอน จำกัด เกี่ยวกับค่าธรรมเนียมที่ LJM2 ได้รับ ทำให้ LJM2 ได้รับค่าธรรมเนียมสูงถึง 1 ล้านเหรียญตามที่ นายFastow ต้องการ

4. ในกลางปี ค.ศ. 2000 บริษัท เอนรอน จำกัด ต้องการขายบางส่วนของ fiber optic ที่ยังไม่ได้มีการใช้งานของบริษัท Enron Broadband Services (EBS) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัท เอนรอน จำกัด แต่หาผู้ซื้อไม่ได้ ต้องขอให้ LJM2 เข้ามาซื้อ และอีกครั้งที่นาย Fastow เข้ามาต่อรองกับบริษัท เอนรอน จำกัด ในฐานะตัวแทนของ LJM2 ถึงอัตราผลตอบแทนที่ LJM2 จะได้รับ บริษัท เอนรอน จำกัด จำกัดบันทึกกำไรจากการขาย fiber optic ในรายการนี้ 54 ล้านเหรียญ ต่อมา fiber optic นี้ได้ถูกขายให้กับบริษัทอื่น นอกจากนี้บริษัทเอนรอน จำกัด ยังมีรายการประกันความเสี่ยงกับ SPE อีก รายการแรกคือ การประกันความเสี่ยงของเงินลงทุนใน Rhythms Net Connection (Rhythms) ซึ่งเป็นรายการที่บริษัท เอนรอน จำกัด ทำกับ LJM1 และเป็นต้นแบบของการจัดตั้ง SPE อื่นที่เรียกว่า Raptor ซึ่งเกี่ยวข้องกับ LJM2 เพื่อเข้ารับประกันความเสี่ยงของเงินลงทุนอื่นของบริษัท เอนรอน จำกัด เนื่องจากในเดือนมีนาคม ปี ค.ศ. 1998 บริษัท เอนรอน จำกัด ลงทุนจำนวน 10 ล้านเหรียญ (5.4 ล้านหุ้นในราคาหุ้นละ 1.85 เหรียญ) ใน Rhythms ซึ่งเป็นบริษัทนอกตลาดหลักทรัพย์ที่ให้บริการอินเทอร์เน็ตที่ใช้เทคโนโลยีดิจิทัล (digital subscriber line) ต่อมาในเดือนเมษายน ปี ค.ศ. 1999 หุ้นของ Rhythms เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์และมีราคาสูงถึงหุ้นละ 69 เหรียญ อีกเพียงหนึ่งเดือนหลังจากนั้น ในเดือนพฤษภาคมหุ้น Rhythms ที่บริษัท เอนรอน จำกัด ถือมีมูลค่าประมาณ 300 ล้านเหรียญ (งบประมาณหุ้นละ 55-56 เหรียญ) แต่บริษัทเอนรอนไม่สามารถขายหุ้นได้ เนื่องจากมีข้อตกลงว่าบริษัทเอนรอนจะต้องถือหุ้นดังกล่าวไว้จนถึงปลายปี ค.ศ. 1999 บริษัทเอนรอน จำกัด จำกัด ซึ่งใช้มูลค่ายุติธรรมในการแสดงเงินลงทุนใน Rhythms ไว้ในงบการเงิน เพราะมีความกังวลต่อความผันผวนของราคาหุ้นซึ่งจะส่งผลกระทบต่อกำไรที่รายงานไว้ และต้องการที่จะประกันความเสี่ยงจากราคาหุ้นดังกล่าว แต่ไม่สามารถหาผู้ยินดีทำสัญญาประกันความเสี่ยงด้วยได้เนื่องจากหุ้นของ Rhythms ที่บริษัท เอนรอน จำกัด ถือมีจำนวนมากและเป็นหุ้นที่ไม่มีสภาพคล่อง

ต่อไปนี้เป็น แผนภูมิ รายการค้าของบริษัท เอนรอน จำกัด กับ Rhythms





นอกจากนี้ บริษัท เอนรอน จำกัด มีสัญญา forward กับสถาบันการเงินที่จะซื้อหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด กลับมาในราคาที่ตกลงกันไว้ ซึ่งต่ำกว่าราคาตลาดในขณะนั้น แต่บริษัท เอนรอน จำกัด ไม่สามารถบันทึกการเพิ่มขึ้นของมูลค่า forward เนื่องจากราคาหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ที่เพิ่มขึ้นได้เนื่องจากเป็นกำไรจากหุ้นของตนเอง นาย Fastow ซึ่งเป็น CFO ของบริษัท เอนรอน จำกัด ได้เสนอแผนประกันความเสี่ยงการลงทุนใน Rhythms โดยใช้ประโยชน์จากมูลค่าหุ้นบริษัท เอนรอน จำกัด ในสัญญา forward โดยการจัดตั้ง SPE ที่จะได้รับความสามารถทางเครดิตในการรับประกันความเสี่ยงจากการที่ราคาหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ในสัญญา forward สูงขึ้น ซึ่ง SPE ที่จัดตั้งขึ้นนี้ จะเข้าทำสัญญารับประกันความเสี่ยงจากการลงทุนของบริษัท เอนรอน จำกัด ในหุ้น Rhythms ดังนั้น ถ้าราคาหุ้น Rhythms ลดลง บริษัท เอนรอน จำกัด จะได้รับชดเชยขาดทุนจาก SPE ทำให้บริษัท เอนรอน จำกัด สามารถหักกลบขาดทุนที่เกิดขึ้นได้

จากการจัดตั้ง LJM1 และ LJM1 Swap Sub L.P. (Swap Sub) โดยนาย Fastow ซึ่งเป็นผู้บริหาร LJM1 ลงทุน (ทางอ้อม) ทั้งหมด 1 ล้านเหรียญ มี CSFB และ Natwest เป็นหุ้นส่วนจำกัด ความรับผิดชอบลงทุนรายละ 7.5 ล้านเหรียญและบริษัท เอนรอน จำกัด โอนหุ้น 3.4 ล้านหุ้นจากการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขสัญญา forward ให้ LJM1 มูลค่าหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ตามราคาตลาด ณ ขณะนั้น (30 มิถุนายน ค.ศ. 1999) เท่ากับ 276 ล้านเหรียญ แต่บริษัท เอนรอน จำกัด ตั้งเงื่อนไขจำกัดการขายหรือโอนหุ้นบางส่วนเป็นเวลา 4 ปี รวมทั้งห้าม LJM1 และ Swap Sub ทำการประกันความเสี่ยงในหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด เป็นเวลา 1 ปี แต่ไม่ได้ห้ามการนำหุ้นบริษัท เอนรอน จำกัด ไปค้ำประกันการกู้ยืม มูลค่าหุ้นดังกล่าวถูกคิดประมาณ 108 ล้านเหรียญ (39%) และเพื่อเป็นการแลกเปลี่ยนกับหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ที่รับโอนมา LJM1 ออกตัวเงินมูลค่า 64 ล้านเหรียญให้แก่บริษัท เอนรอน จำกัด (ครบกำหนด 31 มีนาคม 2000)

LJM1 (Fastow เป็นผู้บริหาร) ร่วมกับ LJM Swap Co. (Fastow เป็นผู้บริหาร) จัดตั้ง Swap Sub โดย LJM1 ลงทุนใน Swap Sub ด้วยเงิน 3.75 ล้านเหรียญ (จากการขายหุ้นบริษัทเอนรอน ส่วนที่ไม่มีข้อจำกัด) และด้วยหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด 1.6 ล้านหุ้น Swap Sub เข้าทำสัญญา put option กับบริษัท เอนรอน จำกัด เพื่อรับประกันความเสี่ยงเงินลงทุนของบริษัท เอนรอน จำกัด ใน Rhythms จำนวน 5.4 ล้านหุ้น โดยตาม option บริษัท เอนรอน จำกัด สามารถเรียกร้องให้ Swap Sub ซื้อหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ในราคาหุ้นละ 56 เหรียญในเดือนมิถุนายน 2004 ซึ่ง option ดังกล่าวมีมูลค่าขณะนั้นประมาณ 104 ล้านเหรียญ

สิ่งที่บริษัท เอนรอน จำกัด ได้รับจากการประกันความเสี่ยงการลงทุนใน Rhythms มีผลต่อกำไรหรือขาดทุนที่บริษัท เอนรอน จำกัด รายงาน แต่ทั้งนี้การประกันความเสี่ยงดังกล่าวไม่สามารถถือได้ว่าเป็นการประกันความเสี่ยงในเนื้อหาทางเศรษฐกิจที่แท้จริง ทั้งนี้เพราะสินทรัพย์สำคัญที่ทำให้ Swap Sub มีความสามารถที่จะปฏิบัติตามสัญญารับประกันความเสี่ยงที่ทำได้กับบริษัท เอนรอน จำกัด ได้คือ หุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด นั่นเอง ถ้าราคาหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด เพิ่มขึ้น แต่ราคาหุ้นของ Rhythms ลดลง Swap Sub จะถูกหักกลับด้วยราคาหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด แต่ถ้าทั้งหุ้นของบริษัทเอนรอนและ Rhythms ลดลงทั้งคู่ Swap Sub จะไม่สามารถทำตาม option contract ได้ เนื่องจากไม่มีสินทรัพย์ที่มีมูลค่าเพียงพอ การประกันความเสี่ยงของบริษัท เอนรอน จำกัด ในหุ้นของ Rhythms ก็จะไม่ได้ผล แต่ทั้งนี้ ไม่ว่าจะเป็นการจัดโครงสร้างดังกล่าวไม่สอดคล้องกับการประกันความเสี่ยงในทางเศรษฐกิจทั่วไปที่เกิดจากการทำสัญญาด้วยราคาตลาดกับคู่สัญญาที่มีความน่าเชื่อถือทางการเงินซึ่งรับความเสี่ยงจากผลขาดทุนที่อาจเกิดขึ้น

ปัญหาที่เกิดขึ้น คือ บริษัท เอนรอน จำกัด สามารถใช้ SPE เป็นคู่สัญญาในการประกันความเสี่ยงได้หรือไม่ เนื่องจากแหล่งสำคัญของการชำระภาวะผูกพันตามสัญญาการประกันความเสี่ยงมาจากหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด เอง แต่ทั้งนี้ มูลค่าหุ้นบริษัท เอนรอน จำกัด และ option ได้รับการรับรองว่าเป็นมูลค่ายุติธรรมจากสำนักงานสอบบัญชีขนาดใหญ่อื่นที่ไม่ได้เป็นผู้สอบบัญชีของบริษัท เอนรอน จำกัด แล้ว

เพื่อให้เข้าเงื่อนไข SPE ที่ไม่ต้องรวมไว้ในงบการเงินรวม Swap Sub จะต้องมีผู้ลงทุนในส่วนของทุนที่มีความเสี่ยงไม่น้อยกว่า 3% แต่ข้อมูล ณ วันที่ 30 มิถุนายน 1999 แสดงว่า Swap Sub มีส่วนของทุนที่ติดลบเนื่องจากหนี้สินจาก Rhythms put มูลค่า 104 ล้านดอลลาร์ มีจำนวนสูงกว่าสินทรัพย์ซึ่งประกอบด้วยเงินสด 3.75 ล้านดอลลาร์ และหุ้นที่มีชื่อจำกัดของบริษัท เอนรอน จำกัด มูลค่า 80 ล้านดอลลาร์ทำให้เกิดประเด็นว่า Swap Sub มีส่วนของทุนที่เพียงพอตามเงื่อนไข 3% ของการไม่ต้องรวมในงบการเงินรวมหรือไม่ และในเดือนพฤศจิกายน ปี ค.ศ. 2001 บริษัท เอนรอน จำกัด ประกาศว่า Swap Sub ไม่ได้มีส่วนของทุนจากบุคคลภายนอกที่เพียงพอและควรต้องรวมอยู่ในงบการเงินรวม ผลของการแก้ไขงบการเงินย้อนหลังทำให้กำไรสุทธิของบริษัท เอนรอน จำกัด ลดลง 95 ล้านดอลลาร์ในปี ค.ศ.1999 และลดลง 8 ล้านดอลลาร์ในปี ค.ศ.2000 ในไตรมาสที่ 1 ปี ค.ศ. 2000 บริษัทเอนรอนตัดสินใจยกเลิก put option ที่มีกับ Swap Sub เนื่องจากกำหนดเวลาที่ไม่สามารถขายหุ้นของ Rhythms ได้หมดไป มีการแทรกแซงราคาหุ้นของ Rhythms และของ option ทำให้กำไรของบริษัทเอนรอนมีความผันผวนตามไปด้วยผลของการยกเลิกสัญญา

ทำให้ option เพื่อประกันความเสี่ยงต่อการเปลี่ยนแปลงในราคาหุ้น Rhythms หมดไป Swap Sub คืนหุ้นให้กับบริษัท เอนรอน จำกัด แต่เนื่องจากขณะนั้นหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด มีราคาหุ้นละ 67.19 เหรียญ ทำให้ Swap Sub มีสถานะ in the money อยู่เท่ากับหุ้นละ 4.12 เหรียญ บริษัท เอนรอน จำกัด จึงต้องจ่ายเงินให้ Swap Sub จำนวน 16.7 ล้านเหรียญ LJM1 และ Swap Sub รวมทั้งพนักงานระดับสูงของบริษัท เอนรอน จำกัด หลายคนร่วมกันจัดตั้ง SPE เพื่อซื้อส่วนได้เสียใน LJM1 จึงมีกำไรจำนวนมหาศาลจากรายการนี้ โดยหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ที่ LJM1 ถือไว้มีมูลค่า ณ วันที่ 28 เมษายน 2000 ประมาณ 251 ล้านเหรียญ

รายการที่เกี่ยวข้องกับ Raptor ซึ่งเป็นรายการค้าระหว่างบริษัท เอนรอน จำกัด กับ LJM2 ที่มีผลกระทบมากที่สุดต่อการเงินของบริษัท เอนรอน จำกัด เกี่ยวข้องกับ SPE 4 แห่ง (Talon, Timberwolf, Porcupine, Bobcat) ที่รู้จักกันในชื่อรวม ๆ ว่า Raptors ซึ่งเกิดจากการขยายแนวความคิดของรายการ Rhythms ที่บริษัท เอนรอน จำกัด มีกับ LJM1 โดยบริษัท เอนรอน จำกัด ได้หาทางใช้ embedded value หุ้นของตนเองเพื่อหักลบกับการลดลงในมูลค่าของเงินลงทุนที่ตนมีบริษัท เอนรอน จำกัด ใช้โครงสร้างทางการเงินที่ซับซ้อนของ Raptors เพื่อหลีกเลี่ยงการแสดงผลค่าที่ลดลงของเงินลงทุนที่บริษัท เอนรอน จำกัด ถือไว้ในงบกำไรขาดทุน โดยบริษัท เอนรอน จำกัด เข้าทำรายการประกันความเสี่ยงกับ Raptors ในลักษณะที่เป็น “การประกันความเสี่ยงทางการบัญชี” ถ้ามูลค่าเงินลงทุนที่บริษัท เอนรอน จำกัด ถือไว้ลดลง มูลค่าจากการประกันความเสี่ยงที่สัมพันธ์กันจะเพิ่มขึ้นด้วยจำนวนที่เท่ากัน ดังนั้นมูลค่าที่ลดลงที่บันทึกไว้ในงบกำไรขาดทุนแต่ละงวดจะถูกหักลบโดยการเพิ่มขึ้นของกำไรจากการประกันความเสี่ยง

และเช่นเดียวกันกับรายการของ Rhythms รายการประกันความเสี่ยงเหล่านี้ไม่ใช่เป็นการประกันความเสี่ยงในเชิงเศรษฐกิจที่แท้จริง เพราะถ้าบริษัท เอนรอน จำกัด เข้าทำการประกันความเสี่ยงกับคู่สัญญาที่เป็นกิจการภายนอกที่อิสระจากบริษัท เอนรอน จำกัด และมีความน่าเชื่อถือทางการเงิน บริษัท เอนรอน จำกัด อาจจะสามารถโอนความเสี่ยงจากการลดลงในมูลค่าเงินลงทุนได้ แต่ในข้อเท็จจริงแล้วไม่ได้เป็นเช่นนั้น บริษัท เอนรอน จำกัด และ LJM2 สร้างคู่สัญญาสำหรับการประกันความเสี่ยงทางการบัญชี หรือ Raptors ขึ้น แต่บริษัท เอนรอน จำกัด ยังคงเป็นผู้รับความเสี่ยงทั้งหมดที่เกิดขึ้น ผลที่แท้จริง คือ บริษัท เอนรอน จำกัด ประกันความเสี่ยงกับตัวเอง สามารถในการรับประกันความเสี่ยงของ Raptors 3 แห่งจาก 4 แห่งที่มีการจัดตั้งขึ้น เกิดขึ้นจากการที่บริษัท เอนรอน จำกัด โอนหุ้นของตนเอง (หรือสัญญาที่จะได้รับหุ้น) ให้ในราคาที่มีส่วนลดจากราคาตลาด การประกันความเสี่ยงทางการบัญชีเช่นนี้จะได้ผลและ Raptors จะมีความสามารถในการจ่ายบริษัท เอนรอน จำกัด สำหรับการประกันความเสี่ยงตราบเท่าที่ราคาหุ้นของบริษัท เอนรอน



จำกัด ยังคงสูงอยู่หรือเพิ่มขึ้น ดังนั้น Raptors จึงถูกออกแบบมาเพื่อใช้ประโยชน์จากการคาดการณ์ถึงการที่ราคาหุ้นในอนาคตของบริษัท เอนรอน จำกัด จะเพิ่มขึ้นเพื่อป้องกันไม่ให้งบกำไรขาดทุนของบริษัท เอนรอน จำกัด สะท้อนถึงการขาดทุนในอนาคตจากการลงทุนของบริษัท เอนรอน จำกัด กลยุทธ์ของการใช้หุ้นบริษัท เอนรอน จำกัด เอง ในการหักลบกับขาดทุนนี้ขัดแย้งกับหลักการทางการบัญชีและการรายงานทางการเงินที่ว่า กิจการไม่ควรรับรู้กำไรที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นในราคาหุ้นของตนเองไว้ในงบกำไรขาดทุน

เมื่อมูลค่าเงินลงทุนจำนวนมากของบริษัท เอนรอน จำกัด ลดลงในช่วงปลายปี ค.ศ. 2000 และต้น ปี ค.ศ. 2001 ภาวะผูกพันตามสัญญาประกันความเสี่ยงของ Raptors เหล่านี้เพิ่มมากขึ้น ในขณะที่เดียวกัน ราคาหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ลดลง ทำให้ความสามารถของ Raptors ที่จะชำระหนี้สินได้ลดลงตามไปด้วย เมื่อปัจจัยทั้ง 2 อย่าง นี้ประกอบเข้าด้วยกัน ทำให้มีความเป็นไปได้มากที่ไตรมาสที่ 1 ของปี ค.ศ. 2001 บริษัท เอนรอน จำกัด จะต้องรับรู้ความเสียหายที่เกิดจาก Raptors ไม่สามารถจ่ายชำระหนี้สินให้บริษัท เอนรอน จำกัด ได้สูงถึง 500 ล้านดอลลาร์ แต่ผู้บริหารบริษัท เอนรอน จำกัด ไม่ได้แจ้งเรื่องนี้ให้คณะกรรมการบริษัท ทราบและดำเนินการปรับโครงสร้าง Raptors เหล่านี้ในช่วงเวลาดังกล่าวแทน เพื่อให้ไม่ต้องมีการกันค่าเผื่อความเสียหายจำนวนมากดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ในไตรมาสที่ 3 ของปี ค.ศ. 2001 ทั้งมูลค่าเงินลงทุนที่บริษัท เอนรอน จำกัด ถือไว้และราคาหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด ต้องเลิกการดำเนินการของ Raptors เหล่านี้ และรายงานขาดทุนหลังภาษีจากรายการนี้ 544 ล้านดอลลาร์ (710 ล้านดอลลาร์ก่อนภาษี) ตามที่บริษัท เอนรอน จำกัด รายงานไว้ในครั้งแรกของการรายงานผลการดำเนินงานของไตรมาส 3 ในวันที่ 16 ตุลาคม ปี ค.ศ. 2001

ในวันเดียวกันนั้น บริษัท เอนรอน จำกัด รายงานว่าจะต้องปรับลดส่วนของผู้ถือหุ้นลง 1.2 พันล้านเหรียญ โดย 1 พันล้านเหรียญในจำนวนนั้นเป็นการแก้ไขข้อผิดพลาดทางการบัญชีจากการที่บริษัท เอนรอน จำกัด ออกหุ้นสามัญหรือสัญญาที่จะได้รับหุ้นสามัญของตนให้กับ Raptors ในไตรมาสที่ 2 ของปี ค.ศ. 2000 และไตรมาสที่ 1 ของปี ค.ศ. 2001 ส่วนอีก 200 ล้านดอลลาร์เกี่ยวข้องกับกรยกเลิก Raptors

Raptors มีส่วนอย่างมากต่อผลกำไรของบริษัทเอนรอนในช่วง 5 ไตรมาสสุดท้ายก่อนที่บริษัท เอนรอน จำกัด จะประกาศล้มละลาย (ไตรมาส 3 ปี 2000 ถึงไตรมาส 3 ปี 2001) รายการกับ Raptors ดังกล่าวทำให้บริษัท เอนรอน จำกัด ไม่ต้องแสดงผลขาดทุนจำนวนเกือบ 1 พันล้านเหรียญจากเงินลงทุนไว้ในงบกำไรขาดทุน โดยถ้าไม่รวมผลขาดทุน 710 ล้านดอลลาร์จากการยกเลิกการ

ดำเนินงานของ Raptors บริษัท เอนรอน จำกัดจะรายงานกำไรก่อนภาษีในช่วง 5 ไตรมาสดังกล่าวถึง 1.5 พันล้านเหรียญ โดยถ้าไม่รวมรายการที่กำกับ Raptors บริษัทเอนรอนจะรายงานกำไรก่อนภาษีในช่วงเวลาดังกล่าวเพียง 429 ล้านดอลลาร์ ลดลงจากที่รายงานไว้เดิมถึง 72%

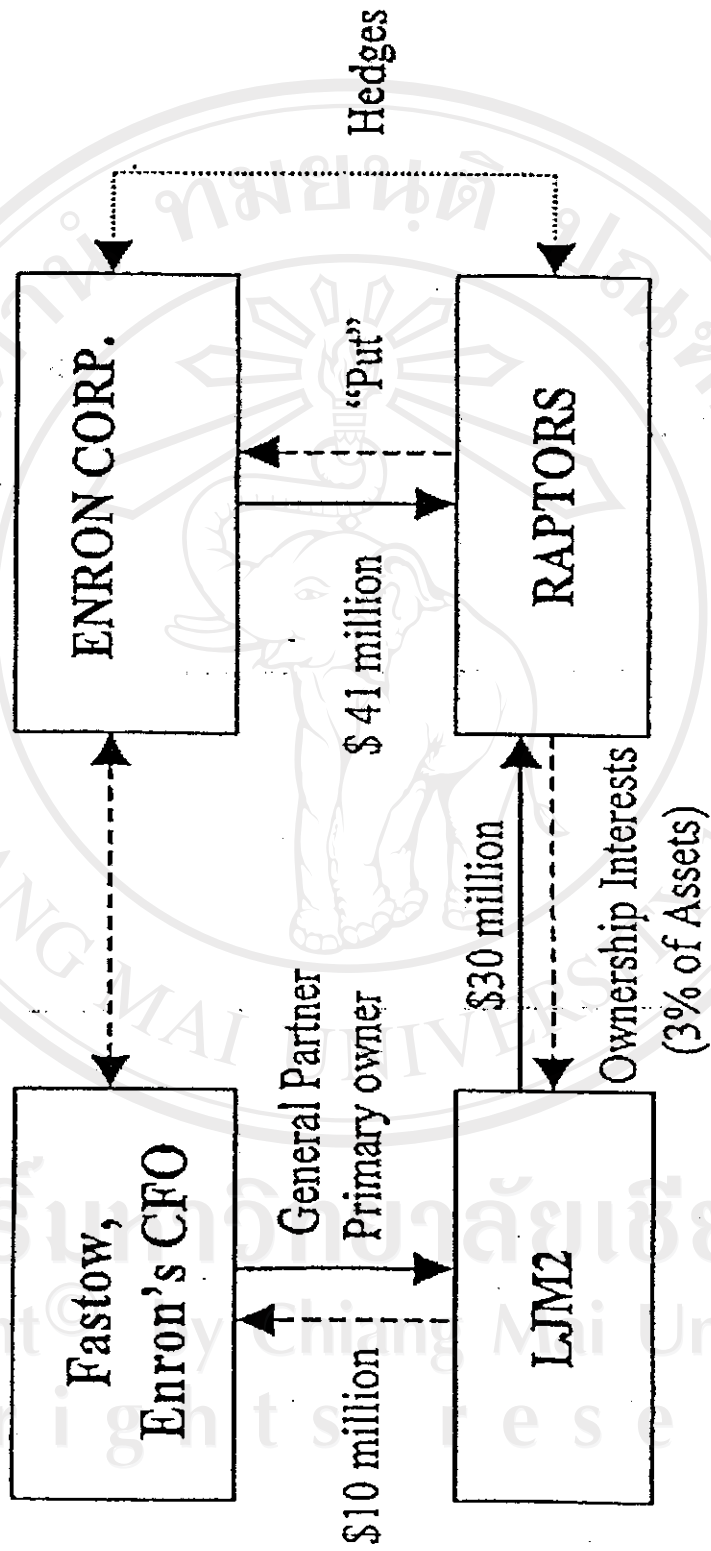
ผลของรายการกับ Raptor ต่อกำไรก่อนภาษีของ Enron

ไตรมาส	กำไรที่รายงาน	กำไรไม่รวม รายการกับ Raptor	หน่วย : ล้านดอลลาร์ ผลของรายการ กับ Raptor ต่อกำไร
3Q 2000	\$ 364	\$295	\$69
4Q 2000	\$286	\$(176)	\$462
1Q 2001	\$536	\$281	\$255
2Q 2001	\$530	\$490	\$40
3Q 2001*	(\$210)	(\$461)	\$251
Total	\$1,506	\$429	\$1,077

\*ไม่รวมการตัดบัญชี \$710 M ที่เกี่ยวข้องกับการ terminate Raptor



Figure 2



ลิขสิทธิ์ในเอกสารนี้เป็นของมหาวิทยาลัยเชียงใหม่  
Copyright © Chiang Mai University  
All rights reserved

จากการที่บริษัท เอนรอน จำกัด ใช้หน่วยงานเฉพาะกิจที่สำคัญทั้ง 3 แห่งคือ (1) Chewco Investments, L.P. (Chewco) (2) LJM Cayman L.P.(LJM1) และ (3) LJM2 Co-Investment, L.P. (LJM2) ในการทำธุรกรรมต่าง ๆ

จะเห็นได้ว่าตั้งแต่ปี ค.ศ.1999 ถึง ปี ค.ศ.2000 บริษัท เอนรอน จำกัด ได้รุ่งเรืองและเจริญก้าวหน้าสูงสุด จนราคาหุ้นขึ้นจาก 20 เหรียญเป็น 90 เหรียญ จนกระทั่งปลายปี ค.ศ. 2000 บริษัท เอนรอนจำกัด จำกัด ได้ประกาศให้นาย Skillingเข้ารับตำแหน่งประธานแทนนาย Lay

เดือนกุมภาพันธ์ ปี ค.ศ 2001 นาย Skilling ก็เข้ามารับตำแหน่ง CEO และประธานบริษัท เอนรอน จำกัด ขณะนั้นข่าวเกี่ยวกับผลขาดทุนที่เกิดขึ้นกับนิติบุคคลต่าง ๆ เริ่มก่อตัวขึ้นเป็นระลอกแต่คนยังมั่นใจในบริษัท เอนรอน จำกัด อยู่ พนักงานของบริษัท เอนรอน จำกัด ถูกชักชวนให้ซื้อหุ้นแต่ห้ามขายราคาขายของบริษัท เอนรอน จำกัด ปรับตัวลดลงเหลือประมาณ 70 เหรียญ

นาย Skilling รับตำแหน่งได้ไม่นาน ในวันที่ 14 สิงหาคม ค.ศ. 2001 นาย Skilling ก็ขอลาออก นาย Kenth Lay ได้กลับเข้ามานั่งตำแหน่งประธานบริษัทอีกครั้ง ผู้บริหารของบริษัท เอนรอน จำกัด ก็เทขายหุ้น

วันที่ 15 สิงหาคม ค.ศ. 2001 นาย Lay ก็ได้รับบัตรสนเท่ห์ ที่บอกถึงสถานการณ์ของบริษัทซึ่งบอกถึงความ เป็นห่วงบริษัท และรายละเอียดของกลยุทธ์ที่บริษัทใช้ ผู้เขียนบัตรสนเท่ห์ ภายหลังทราบชื่อ คือ นาง Sherron Watkins ซึ่งขณะนั้นดำรงตำแหน่งเป็น Vice President for Corporate Development ต่อมาวันที่ 22 สิงหาคม นาง Watkins ก็เข้าพบนาย Lay หลังจากนั้นนาย Lay ได้มอบหมายให้สำนักงานกฎหมายชื่อ Vinson & Elkins (V&E) ให้ศึกษาหาความจริง (ซึ่งก่อนหน้านั้น V&E เคยให้คำปรึกษาเกี่ยวกับการ โอนสินทรัพย์ระหว่างบริษัท เอนรอน จำกัด กับนิติบุคคลเฉพาะกิจ ว่าเข้าข่าย “การขาย” ทำให้อาจมีความขัดแย้งของผลประโยชน์)

ในช่วงนั้น วันที่ 12 ตุลาคม ค.ศ. 2001 ที่ปรึกษากฎหมายของสำนักงานบัญชี Andersen (สำนักงานสอบบัญชีที่ใหญ่ 1 ใน 5 ของโลกและเป็นผู้สอบบัญชีของบริษัท เอนรอน จำกัด ) แนะนำให้พนักงานที่ตรวจสอบบัญชีของบริษัท เอนรอน จำกัด ทำลายเอกสาร ผู้สอบบัญชีของ Andersen คือนาย David Duncan

วันที่ 15 ตุลาคม ค.ศ. 2001 V&E ได้ส่งรายงานให้นาย Lay ว่าการปฏิบัติทางบัญชีตามที่นาง Watkins แจ้ง ไม่ได้ผิดข้อบังคับใด ๆ แม้จะ “aggressive”

วันที่ 16 ตุลาคม ค.ศ. 2001 งบการเงินไตรมาสที่ 3 ของบริษัท เอนรอน จำกัด ได้ประกาศออกมาว่ามีผลขาดทุน 618 ล้านดอลลาร์ เนื่องจากบริษัท เอนรอน จำกัด ต้องทำการแก้ไขข้อผิดพลาดจากการไม่นำ Chewco มารวมในงบการเงินรวม

วันที่ 22 ตุลาคม ค.ศ.2001 US SEC ก็ขอให้บริษัท เอนรอน จำกัด ชี้แจง ถึงความเป็นไปได้ที่จะเกิด Conflict of Interests ในการบริหารและการบันทึกบัญชี นาย Lay ได้แต่งตั้ง William Powers, Jr. คณบดีคณะนิติศาสตร์ของ University of Texas เป็นประธานคณะกรรมการที่จัดตั้งขึ้นเพื่อหาสาเหตุดังกล่าว

นาย William Powers, Jr. ได้จ้างนาย William McLucas ซึ่งเคยดำรงตำแหน่งอยู่ใน Enforcement Division ของ SEC ก่อนที่จะมาเป็นหุ้นส่วนผู้จัดการของสำนักกฎหมาย Wilmer, Cutler & Pickering นาย McLucas ได้ตั้งชุดปฏิบัติการทางกฎหมายและว่าจ้างนักบัญชีจากสำนักงาน 1 ใน 5 ของโลก และอีกแห่งคือ Deloitte & Touche มาช่วย

วันที่ 24 ตุลาคม ค.ศ. 2001 นาย Andy Fastow ถูกไล่ออก

ต้นเดือนพฤศจิกายน คณะของนาย McLucas ส่งรายงานว่าบริษัท เอนรอน จำกัด ได้แสดงผลกำไรเกินความจริงไปอย่างมหาศาล และแสดงหนี้สินต่ำไปอย่างมหาศาลเช่นกัน

วันที่ 8 พฤศจิกายน ค.ศ. 2001 บริษัท เอนรอน จำกัด ได้ยื่นขอปรับงบการเงินย้อนหลังสำหรับช่วงปี ค.ศ. 1997 – ไตรมาสที่ 3 ปี ค.ศ. 2001 และประกาศว่ากำลังจะควบรวมกับ Dynergy บริษัทพลังงานคู่แข่ง

วันที่ 28 พฤศจิกายน ค.ศ. 2001 บริษัทจัดอันดับได้ออกมาจัดอันดับหุ้นของบริษัท เอนรอน จำกัด นั้นเข้าข่าย “ขยะ” (junk) อีก 4

วันที่ 30 พฤศจิกายน ค.ศ. 2001 Dynergy ได้ประกาศยกเลิกการรวมกิจการกับบริษัท เอนรอน จำกัด โดยอ้างว่าบริษัท เอนรอน จำกัด ทำการหมกเม็ดที่ Dynergy ไม่เคยทราบมาก่อน ทำให้ราคาหุ้นดิ่งลงต่ำกว่า 1 เหรียญ

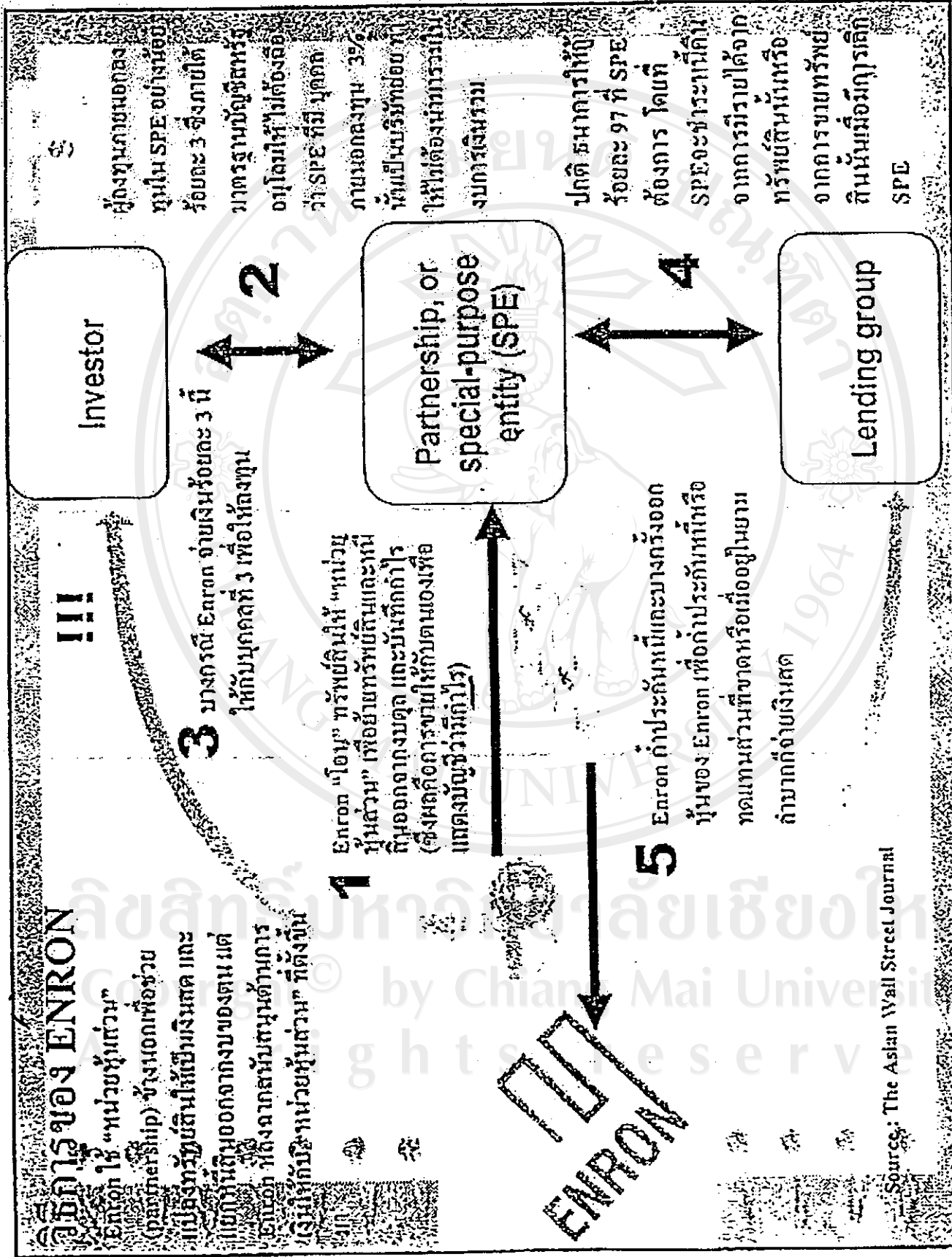
วันที่ 2 ธันวาคม ค.ศ. 2001 บริษัท เอนรอน จำกัด ได้ร้องขอต่อศาลให้คุ้มครองจากเจ้าหนี้ โดยขอปรับโครงสร้างหนี้ ทั้งนี้บริษัทอยู่ในอันดับที่ล้มละลายขาดเงินทุนหมุนเวียน ตามมาตรา 11 ของกฎหมายล้มละลายของสหรัฐ ราคาหุ้นเหลือ 0.26 เหรียญ

จากนั้นผู้บริหารและอดีตผู้บริหารบริษัท เอนรอน จำกัด รวมทั้งผู้บริหารและผู้สอบบัญชีของ Andersen ก็ถูกสอบสวนทางอาญาจาก Justice Department รวมทั้งถูกสภาของเกรสตั้งกรรมการสอบ ผู้บริหารคนหนึ่งของบริษัท เอนรอน จำกัด และเป็นเพื่อนสนิทของนาย Skilling ชิงตัวตาย นาย Lay ลาออกจากตำแหน่งประธานบริษัท เอนรอน จำกัด ผู้สอบบัญชีของ Andersen ยอมรับว่าทำลายเอกสาร รวมทั้งสิ้นบริษัท เอนรอน จำกัด ถูกฟ้องกว่า 90 คดี

ต่อไปนี้เป็นแผนภูมิวิธีการที่บริษัท เอนรอน จำกัด ใช้ หน่วยหุ้นส่วน(SPE) ทำรายการทางการเงินนอกงบดุล

# วิธีการของ ENRON

Enron ใช้ "หน่วยหุ้นส่วน" (partnership) ข้างนอกเพื่อช่วยแบ่งหนี้สินให้เป็นเงินสด และแยกหนี้สินออกจากของตนเอง แต่ Enron ผลิตงจากหุ้นส่วนด้านการเงินที่บริษัท "หน่วยหุ้นส่วน" ที่ตั้งขึ้น



Source: The Asian Wall Street Journal

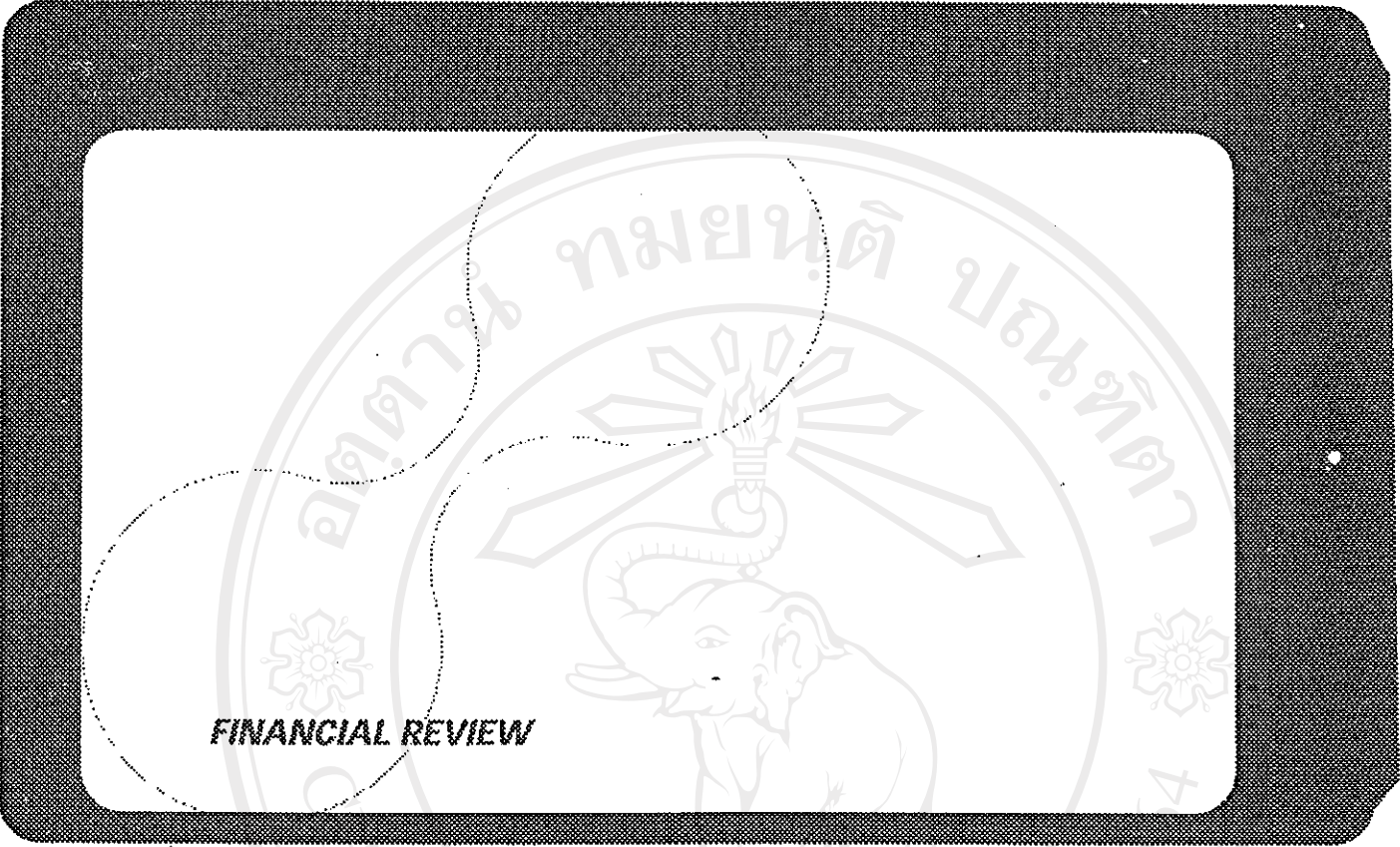


ภาคผนวก ข  
งบการเงินของบริษัทเอนรอน

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

Copyright© by Chiang Mai University  
All rights reserved





**FINANCIAL REVIEW**

**CONTENTS**

- MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS
- FINANCIAL RISK MANAGEMENT
- INFORMATION REGARDING FORWARD-LOOKING STATEMENTS
- MANAGEMENT'S RESPONSIBILITY FOR FINANCIAL REPORTING
- REPORTS OF INDEPENDENT PUBLIC ACCOUNTANTS
- ENRON CORP. AND SUBSIDIARIES CONSOLIDATED INCOME STATEMENT
- ENRON CORP. AND SUBSIDIARIES CONSOLIDATED STATEMENT OF COMPREHENSIVE INCOME
- ENRON CORP. AND SUBSIDIARIES CONSOLIDATED BALANCE SHEET
- ENRON CORP. AND SUBSIDIARIES CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOWS
- ENRON CORP. AND SUBSIDIARIES CONSOLIDATED STATEMENT OF CHANGES IN SHAREHOLDERS' EQUITY
- ENRON CORP. AND SUBSIDIARIES NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
- SELECTED FINANCIAL AND CREDIT INFORMATION (UNAUDITED)



## Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations

The following review of the results of operations and financial condition of Enron Corp. and its subsidiaries and affiliates (Enron) should be read in conjunction with the Consolidated Financial Statements.

### RESULTS OF OPERATIONS

#### Consolidated Net Income

Enron's net income for 2000 was \$979 million compared to \$893 million in 1999 and \$703 million in 1998. Items impacting comparability are discussed in the respective segment results. Net income before items impacting comparability was \$1,266 million, \$957 million and \$698 million, respectively, in 2000, 1999 and 1998. Enron's business is divided into five segments and Exploration and Production (Enron Oil & Gas Company) through August 16, 1999 (see Note 2 to the Consolidated Financial Statements). Enron's operating segments include:

**Transportation and Distribution.** Transportation and Distribution consists of Enron Transportation Services and Portland General. Transportation Services includes Enron's interstate natural gas pipelines, primarily Northern Natural Gas Company (Northern), Transwestern Pipeline Company (Transwestern), Enron's 50% interest in Florida Gas Transmission Company (Florida Gas) and Enron's interests in Northern Border Partners, L.P. and EOTT Energy Partners, L.P. (EOTT).

**Wholesale Services.** Wholesale Services includes Enron's wholesale businesses around the world. Wholesale Services operates in developed markets such as North America and Europe, as well as developing or newly deregulating markets including South America, India and Japan.

**Retail Energy Services.** Enron, through its subsidiary Enron Energy Services, LLC (Energy Services), is extending its energy expertise and capabilities to end-use retail customers in the industrial and commercial business sectors to manage their energy requirements and reduce their total energy costs.

**Broadband Services.** Enron's broadband services business (Broadband Services) provides customers with a single source for broadband services, including bandwidth intermediation and the delivery of premium content.

**Corporate and Other.** Corporate and Other includes Enron's investment in Azurix Corp. (Azurix), which provides water and wastewater services, results of Enron Renewable Energy Corp. (EREC), which develops and constructs wind-generated power projects, and the operations of Enron's methanol and MTBE plants as well as overall corporate activities of Enron.

Net income includes the following:

(In millions)	2000	1999	1998
After-tax results before items impacting comparability	\$1,266	\$ 957	\$ 698
Items impacting comparability: (a)			
Charge to reflect impairment by Azurix	(326)	-	-
Gain on TNPC, Inc. (The New Power Company), net	39	-	-
Gains on sales of subsidiary stock	-	345	45
MTBE-related charges	-	(278)	(40)
Cumulative effect of accounting changes	-	(131)	-
<b>Net Income</b>	<b>\$ 879</b>	<b>\$ 893</b>	<b>\$ 703</b>

(a) Tax affected at 35%, except where a specific tax rate applied.

Diluted earnings per share of common stock were as follows:

	2000	1999	1998
Diluted earnings per share (a):			
After-tax results before items impacting comparability	\$ 1.47	\$ 1.18	\$ 1.00
Items impacting comparability:			
Charge to reflect impairment by Azurix	(0.40)	-	-
Gain on The New Power Company, net	0.05	-	-
Gains on sales of subsidiary stock	-	0.45	0.07
MTBE-related charges	-	(0.36)	(0.06)
Cumulative effect of accounting changes	-	(0.17)	-
<b>Diluted earnings per share</b>	<b>\$ 1.12</b>	<b>\$ 1.10</b>	<b>\$ 1.01</b>

(a) Restated to reflect the two-for-one stock split effective August 13, 1999.

Income Before Interest, Minority Interests and Income Taxes

The following table presents income before interest, minority interests and income taxes (IBIT) for each of Enron's operating segments (see Note 20 to the Consolidated Financial Statements):

(In millions)	2000	1999	1998
Transportation and Distribution:			
Transportation Services	\$ 391	\$ 380	\$ 351
Portland General	341	305	286
Wholesale Services	2,280	1,317	968
Retail Energy Services	165	(68)	(119)
Broadband Services	(60)	-	-
Exploration and Production	-	65	128
Corporate and Other	(615)	(4)	(32)
<b>Income before interest, minority interests and taxes</b>	<b>\$2,482</b>	<b>\$1,995</b>	<b>\$1,582</b>

Transportation and Distribution

**Transportation Services.** The following table summarizes total volumes transported by each of Enron's interstate natural gas pipelines.

	2000	1999	1998
Total volumes transported (BBtu/d) (a)			
Northern Natural Gas	3,629	3,820	4,098
Transwestern Pipeline	1,557	1,462	1,608
Florida Gas Transmission	1,501	1,495	1,324
Northern Border Pipeline	2,443	2,405	1,770

(a) Billion British thermal units per day. Amounts reflect 100% of each entity's throughput volumes. Florida Gas and Northern Border Pipeline are unconsolidated equity affiliates.

Significant components of IBIT are as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
Net revenues	\$650	\$626	\$640
Operating expenses	280	264	276
Depreciation and amortization	67	66	70
Equity earnings	63	38	32
Other, net	25	46	25
Income before interest and taxes	\$391	\$380	\$351

#### Net Revenues

Revenues, net of cost of sales, of Transportation Services increased \$24 million (4%) during 2000 and declined \$14 million (2%) during 1999 as compared to 1998. In 2000, Transportation Services' interstate pipelines produced strong financial results. The volumes transported by Transwestern increased 13 percent in 2000 as compared to 1999. Northern's 2000 gross margin was comparable to 1999 despite an 8 percent decline in volumes transported. Net revenues in 2000 were favorably impacted by transportation revenues from Transwestern's Gallup, New Mexico expansion and by sales from Northern's gas storage inventory. The decrease in net revenue in 1999 compared to 1998 was primarily due to the expiration, in October 1998, of certain transition cost recovery surcharges, partially offset by a Northern sale of gas storage inventory in 1999.

#### Operating Expenses

Operating expenses, including depreciation and amortization, of Transportation Services increased \$17 million (5%) during 2000 primarily as a result of higher overhead costs related to information technology and employee benefits. Operating expenses decreased \$15 million (5%) during 1999 primarily as a result of the expiration of certain transition cost recovery surcharges which had been recovered through revenues.

#### Equity Earnings

Equity in earnings of unconsolidated equity affiliates increased \$25 million and \$6 million in 2000 and 1999, respectively. The increase in equity earnings in 2000 as compared to 1999 primarily relates to Enron's investment in Florida Gas. The increase in earnings in 1999 as compared to 1998 was primarily a result of higher earnings from Northern Border Pipeline and EOTT.

#### Other, Net

Other, net decreased \$21 million in 2000 as compared to 1999 after increasing \$21 million in 1999 as compared to 1998. Included in 2000 were gains related to an energy commodity contract and the sale of compressor-related equipment, while the 1999 amount included interest income earned in connection with the financing of an acquisition by EOTT. The 1998 amount included gains from the sale of an interest in an equity investment, substantially offset by charges related to litigation.

Portland General. Portland General realized IBIT as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
Revenues	\$2,256	\$1,379	\$1,196
Purchased power and fuel	1,461	639	451
Operating expenses	321	304	295
Depreciation and amortization	211	181	183
Other, net	78	50	19
Income before interest and taxes	\$ 341	\$ 305	\$ 286

Revenues, net of purchased power and fuel costs, increased \$55 million in 2000 as compared to 1999. The increase is primarily the result of a significant increase in the price of power sold and

an increase in wholesale sales, partially offset by higher purchased power and fuel costs. Operating expenses increased primarily due to increased plant maintenance costs related to periodic overhauls. Depreciation and amortization increased in 2000 primarily as a result of increased regulatory amortization. Other, net in 2000 included the impact of an Oregon Public Utility Commission (OPUC) order allowing certain deregulation costs to be deferred and recovered through rate cases, the settlement of litigation related to the Trojan nuclear power generating facility and gains on the sale of certain generation-related assets.

Revenues, net of purchased power and fuel costs, decreased \$5 million in 1999 as compared to 1998. Revenues increased primarily as a result of an increase in the number of customers served by Portland General. Higher purchased power and fuel costs, which increased 42 percent in 1999, offset the increase in revenues. Other income, net increased \$31 million in 1999 as compared to 1998 primarily as a result of a gain recognized on the sale of certain assets.

In 1999, Enron entered into an agreement to sell Portland General Electric Company to Sierra Pacific Resources. See Note 2 to the Consolidated Financial Statements.

Statistics for Portland General are as follows:

	2000	1999	1998
Electricity sales (thousand MWh) (a)			
Residential	7,433	7,404	7,101
Commercial	7,527	7,392	6,781
Industrial	4,912	4,463	3,562
Total retail	19,872	19,259	17,444
Wholesale	18,548	12,612	10,869
Total electricity sales	38,420	31,871	28,313
Resource mix			
Coal	11%	15%	16%
Combustion turbine	12	8	12
Hydro	6	9	9
Total generation	29	32	37
Firm purchases	63	57	56
Secondary purchases	8	11	7
Total resources	100%	100%	100%
Average variable power cost (Mills/KWh) (b)			
Generation	14.5	11.3	8.6
Firm purchases	34.9	23.2	17.3
Secondary purchases	123.6	19.7	23.6
Total average variable power cost	37.2	20.0	15.6
Retail customers (end of period, thousands)	725	719	704

(a) Thousand megawatt-hours.

(b) Mills (1/10 cent) per kilowatt-hour.

#### Outlook

Enron Transportation Services is expected to provide stable earnings and cash flows during 2001. The four major natural gas pipelines have strong competitive positions in their respective markets as a result of efficient operating practices, competitive rates and favorable market conditions. Enron Transportation Services expects to continue to pursue demand driven expansion opportunities. Florida Gas expects to complete an expansion that will increase throughput by 198 million cubic feet per day (MMcfd) by mid-2001. Florida Gas has received preliminary approval from the Federal Energy Regulatory Commission for an expansion of 428 MMcfd, expected to be completed by early 2003, and is also pursuing an expansion of 150 MMcfd that is expected to be completed in mid-2003. Transwestern completed an expansion of 140 MMcfd in May 2000 and is pursuing an expansion of 50 MMcfd that is expected to be completed in 2001

and an additional expansion of up to 150 MMcf/d that is expected to be completed in 2002. Northern Border Partners is evaluating the development of a 325 mile pipeline with a range of capacity from 375 MMcf/d to 500 MMcf/d to connect natural gas production in Wyoming to the Northern Border Pipeline in Montana.

In 2001, Portland General anticipates purchased power and fuel costs to remain at historically high levels. Portland General has submitted a request with the OPUC to recover the anticipated cost increase through a rate adjustment.

#### Wholesale Services

Enron builds its wholesale businesses through the creation of networks involving selective asset ownership, contractual access to third-party assets and market-making activities. Each market in which Wholesale Services operates utilizes these components in a slightly different manner and is at a different stage of development. This network strategy has enabled Wholesale Services to establish a leading position in its markets. Wholesale Services' activities are categorized into two business lines: (a) Commodity Sales and Services and (b) Assets and Investments. Activities may be integrated into a bundled product offering for Enron's customers.

Wholesale Services manages its portfolio of contracts and assets in order to maximize value, minimize the associated risks and provide overall liquidity. In doing so, Wholesale Services uses portfolio and risk management disciplines, including offsetting or hedging transactions, to manage exposures to market price movements (commodities, interest rates, foreign currencies and equities). Additionally, Wholesale Services manages its liquidity and exposure to third-party credit risk through monetization of its contract portfolio or third-party insurance contracts. Wholesale Services also sells interests in certain investments and other assets to improve liquidity and overall return, the timing of which is dependent on market conditions and management's expectations of the investment's value.

The following table reflects IBIT for each business line:

(In millions)	2000	1999	1998
Commodity sales and services	\$1,633	\$ 628	\$411
Assets and investments	889	850	709
Unallocated expenses	(258)	(161)	(152)
Income before interest, minority interests and taxes	\$2,264	\$1,317	\$968

The following discussion analyzes the contributions to IBIT for each business line.

**Commodity Sales and Services.** Wholesale Services provides reliable commodity delivery and predictable pricing to its customers through forwards and other contracts. This market-making activity includes the purchase, sale, marketing and delivery of natural gas, electricity, liquids and other commodities, as well as the management of Wholesale Services' own portfolio of contracts. Contracts associated with this activity are accounted for using the mark-to-market method of accounting. See Note 1 to the Consolidated Financial Statements. Wholesale Services' market-making activity is facilitated through a network of capabilities including selective asset ownership. Accordingly, certain assets involved in the delivery of these services are included in this business (such as intrastate natural gas pipelines, gas storage facilities and certain electric generation assets).

Wholesale Services markets, transports and provides energy commodities as reflected in the following table (including inter-company amounts):

	2000	1999	1998
Physical volumes (BBtue/d) <sup>(a)(b)</sup>			
Gas:			
United States	17,674	8,982	7,418
Canada	6,359	4,398	3,486
Europe and Other	3,637	1,572	1,251
	27,670	14,952	12,155
Transportation volumes	649	575	559
Total gas volumes	28,319	15,527	12,714
Crude oil and Liquids	6,088	6,160	3,570
Electricity <sup>(c)</sup>	17,308	10,742	11,024
Total physical volumes (BBtue/d)	51,715	32,429	27,308
Electricity volumes (thousand MWh)			
United States	578,787	380,518	401,843
Europe and Other	64,670	11,576	529
Total	643,457	392,094	402,372
Financial settlements (notional, BBtue/d)	198,148	99,337	75,266

(a) Billion British thermal units equivalent per day.  
(b) Includes third-party transactions by Enron Energy Services.  
(c) Represents electricity volumes, converted to BBtue/d.

Earnings from commodity sales and services increased \$1.0 billion (160%) in 2000 as compared to 1999. Increased profits from North American gas and power marketing operations, European power marketing operations as well as the value of new businesses, such as pulp and paper, contributed to the earnings growth of Enron's commodity sales and services business. Continued market leadership in terms of volumes transacted, significant increases in natural gas prices and price volatility in both the gas and power markets were the key contributors to increased profits in the gas and power intermediation businesses. In late 1999, Wholesale Services launched an Internet-based eCommerce system, EnronOnline, which allows wholesale customers to view Enron's real time pricing and to complete commodity transactions with Enron as principal, with no direct interaction. In its first full year of operation, EnronOnline positively impacted wholesale volumes, which increased 59 percent over 1999 levels.

Earnings from commodity sales and services increased \$217 million (53%) in 1999 as compared to 1998, reflecting strong results from the intermediation businesses in both North America and Europe, which include delivery of energy commodities and associated risk management products. Wholesale Services also successfully managed its overall portfolio of contracts, particularly in minimizing credit exposures utilizing third-party contracts. New product offerings in coal and pulp and paper markets also added favorably to the results.

**Assets and Investments.** Enron's Wholesale businesses make investments in various energy and certain related assets as a part of its network strategy. Wholesale Services either purchases the asset from a third party or develops and constructs the asset. In most cases, Wholesale Services operates and manages such assets. Earnings from these investments principally result from operations of the assets or sales of ownership interests.

Additionally, Wholesale Services invests in debt and equity securities of energy and technology-related businesses, which may also utilize Wholesale Services' products and services. With these merchant investments, Enron's influence is much more limited relative to assets Enron develops or constructs. Earnings from these activities, which are accounted for on a fair value basis and are included in revenues, result from changes in the market value of the securities. Wholesale Services uses risk



management disciplines, including hedging transactions, to manage the impact of market price movements on its merchant investments. See Note 4 to the Consolidated Financial Statements for a summary of these investments.

Earnings from assets and investments increased \$39 million (5%) in 2000 as compared to 1999 as a result of an increase in the value of Wholesale Services' merchant investments, partially offset by lower gains from sales of energy assets. Earnings from asset operations were comparable to 1999 levels. Earnings from merchant investments were positively impacted by power-related and energy investments, partially offset by the decline in value of technology-related and certain energy-intensive industry investments. Gains on sales of energy assets in 2000 included the monetization of certain European energy operations.

Earnings from assets and investments increased \$141 million (20%) in 1999 as compared to 1998. During 1999, earnings from Wholesale Services' energy-related assets increased, reflecting the operation of the Dabhol Power Plant in India, ownership in Elektro Eletricidade e Servicos S.A. (Elektro), a Brazilian electric utility, and assets in various other developing markets. Wholesale Services' merchant investments increased in value during the year due to the expansion into certain technology-related investments, partially offset by a decline in the value of certain energy investments. In addition, Wholesale Services' 1999 earnings increased due to development and construction activities, while gains on sales of energy assets declined.

**Unallocated Expenses.** Net unallocated expenses such as systems expenses and performance-related costs increased in 2000 due to growth of Wholesale Services' existing businesses and continued expansion into new markets.

#### Outlook

In 2000, Wholesale Services reinforced its leading positions in the natural gas and power markets in both North America and Europe. In the coming year, Wholesale Services plans to continue to expand and refine its existing energy networks and to extend its proven business model to new markets and industries.

In 2001, Wholesale Services plans to continue to fine-tune its already successful existing energy networks. In North America, Enron expects to complete the sale of five of its peaking power plants located in the Midwest and its intrastate natural gas pipeline. In each case, market conditions, such as increased liquidity, have diminished the need to own physical assets. For energy networks in other geographical areas where liquidity may be an issue, Enron will evaluate whether its existing network will benefit from additional physical assets. The existing networks in North America and Europe should continue to provide opportunities for sustained volume growth and increased profits.

The combination of knowledge gained in building networks in key energy markets and the application of new technology, such as EnronOnline, is expected to provide the basis to extend Wholesale Services' business model to new markets and industries. In key international markets, where deregulation is underway, Enron plans to build energy networks by using the optimum combination of acquiring or constructing physical assets and securing contractual access to third-party assets. Enron also plans to replicate its business model to new industrial markets such as metals, pulp, paper and lumber, coal and steel. Enron expects to use its eCommerce platform, EnronOnline, to accelerate the penetration into these industries.

Earnings from Wholesale Services are dependent on the origination and completion of transactions, some of which are individually significant and which are impacted by market conditions, the regulatory environment and customer relationships. Wholesale Services' transactions have historically been based on

a diverse product portfolio, providing a solid base of earnings. Enron's strengths, including its ability to identify and respond to customer needs, access to extensive physical assets and its integrated product offerings, are important drivers of the expected continued earnings growth. In addition, significant earnings are expected from Wholesale Services' commodity portfolio and investments, which are subject to market fluctuations. External factors, such as the amount of volatility in market prices, impact the earnings opportunity associated with Wholesale Services' business. Risk related to these activities is managed using naturally offsetting transactions and hedge transactions. The effectiveness of Enron's risk management activities can have a material impact on future earnings. See "Financial Risk Management" for a discussion of market risk related to Wholesale Services.

#### Retail Energy Services

Energy Services sells or manages the delivery of natural gas, electricity, liquids and other commodities to industrial and commercial customers located in North America and Europe. Energy Services also provides outsourcing solutions to customers for full energy management. This integrated product includes the management of commodity delivery, energy information and energy assets, and price risk management activities. The commodity portion of the contracts associated with this business are accounted for under the mark-to-market method of accounting. See Note 1 to the Consolidated Financial Statements.

(In millions)	2000	1999	1998
Revenues	\$4,815	\$1,807	\$1,072
Cost of sales	4,028	1,551	955
Operating expenses	449	308	210
Depreciation and amortization	38	29	31
Equity losses	(53)	-	(2)
Other, net	63	13	7
IBIT before items impacting comparability	103	(68)	(119)
Items impacting comparability:			
Gain on The New Power Company stock issuance	121	-	-
Retail Energy Services charges	(59)	-	-
Income (loss) before interest, minority interests and taxes	\$ 165	\$ (68)	\$ (119)

#### Operating Results

Revenues and gross margin increased \$2,808 million and \$331 million, respectively, in 2000 compared to 1999, primarily resulting from execution of commitments on its existing customer base, long-term energy contracts originated in 2000 and the increase in the value of Energy Services' contract portfolio. Operating expenses increased as a result of costs incurred in building the capabilities to deliver services on existing customer contracts and in building Energy Services' outsourcing business in Europe. Other, net in 2000 consisted primarily of gains associated with the securitization of non-merchant equity instruments. Equity losses reflect Energy Services' portion of losses of The New Power Company.

Items impacting comparability in 2000 included a pre-tax gain of \$121 million related to the issuance of common stock by The New Power Company and a charge of \$59 million related to the write-off of certain information technology and other costs. The New Power Company, which is approximately 45 percent owned by Enron, was formed to provide electricity and natural gas to residential and small commercial customers in deregulated energy markets in the United States.

### Outlook

During 2001, Energy Services anticipates continued growth in the demand for retail energy outsourcing solutions. Energy Services will deliver these services to its existing customers, while continuing to expand its commercial and industrial customer base for total energy outsourcing. Energy Services also plans to continue integrating its service delivery capabilities, extend its business model to related markets and offer new products.

### Broadband Services

In implementing Enron's network strategy, Broadband Services is constructing the Enron Intelligent Network, a nationwide fiber-optic network that consists of both fiber deployed by Enron and acquired capacity on non-Enron networks and is managed by Enron's Broadband Operating System software. Enron is extending its market-making and risk management skills from its energy business to develop the bandwidth intermediation business to help customers manage unexpected fluctuation in the price, supply and demand of bandwidth. Enron's bandwidth-on-demand platform allows delivery of high-bandwidth media-rich content such as video streaming, high capacity data transport and video conferencing. Broadband Services also makes investments in companies with related technologies and with the potential for capital appreciation. Earnings from these merchant investments, which are accounted for on a fair value basis and are included in revenues, result from changes in the market value of the securities. Broadband Services uses risk management disciplines, including hedging transactions, to manage the impact of market price movements on its merchant investments. Broadband Services also sells interests in certain investments and other assets to improve liquidity and overall return, the timing of which is dependent on market conditions and management's expectations of the investment's value.

The components of Broadband Services' businesses include the development and construction of the Enron Intelligent Network, sales of excess fiber and software, bandwidth intermediation and the delivery of content. Significant components of Broadband Services' results are as follows:

(In millions)	2000
Gross margin	\$318
Operating expenses	305
Depreciation and amortization	77
Other, net	4
Loss before interest, minority interests and taxes	\$ (60)

Broadband Services recognized a loss before interest, minority interests and taxes of \$60 million in 2000. Gross margin included earnings from sales of excess fiber capacity, a significant increase in the market value of Broadband Services' merchant investments and the monetization of a portion of Enron's broadband content delivery platform. Expenses incurred during the period include expenses related to building the business and depreciation and amortization.

### Outlook

Broadband Services is extending Enron's proven business model to the communications industry. In 2001, Enron expects to further develop the Enron Intelligent Network, a global broadband network with broad connectivity potential to both buyers and sellers of bandwidth through Enron's pooling points. In addition, Enron expects to further deploy its proprietary Broadband Operating System across the Enron Intelligent Network, enabling Enron to manage bandwidth capacity independent of owning the underlying fiber. Broadband Services expects its intermediation transaction level to increase significantly in 2001 as more market participants connect to the pooling points and transact with Enron

to manage their bandwidth needs. The availability of Enron's bandwidth intermediation products and prices on EnronOnline are expected to favorably impact the volume of transactions. In 2001, Broadband Services expects to continue to expand the commercial roll-out of its content service offerings including video-on-demand. Enron expects the volume of content delivered over its network to increase as more content delivery contracts are signed and as more distribution partner locations are connected.

### Corporate and Other

Significant components of Corporate and Other's IBIT are as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
IBIT before items impacting comparability	\$(289)	\$ (17)	\$ 7
Items impacting comparability:			
Charge to reflect impairment by Azurix	(326)	-	-
Gains on exchange and sales of Enron Oil & Gas Company (EOG) stock	-	454	22
Charge to reflect impairment of MTBE assets and losses on contracted MTBE production	-	(441)	(61)
Loss before interest, minority interests and taxes	\$(615)	\$ (4)	\$(32)

Results for Corporate and Other in 2000 reflect operating losses from Enron's investment in Azurix (excluding the impairments discussed below) and increased information technology, employee compensation and corporate-wide expenses.

Results for Corporate and Other in 1999 were impacted by higher corporate expenses, partially offset by increased earnings from EREC resulting from increased sales volumes from its German manufacturing subsidiary and from the completion and sale of certain domestic wind projects. Enron also recognized higher earnings related to Azurix. Results in 1998 were favorably impacted by increases in the market value of certain corporate-managed financial instruments, partially offset by higher corporate expenses.

Items impacting comparability in 2000 included a \$326 million charge reflecting Enron's portion of impairments recorded by Azurix related to assets in Argentina. Items impacting comparability in 1999 included a pre-tax gain of \$454 million on the exchange and sale of Enron's interest in EOG (see Note 2 to the Consolidated Financial Statements) and a \$441 million pre-tax charge for the impairment of its MTBE assets (see Note 17 to the Consolidated Financial Statements).

During 1998, Enron recognized a pre-tax gain of \$22 million on the delivery of 10.5 million shares of EOG stock held by Enron as repayment of mandatorily exchangeable debt. Enron also recorded a \$61 million charge to reflect losses on contracted MTBE production.

### Interest and Related Charges, Net

Interest and related charges, net of interest capitalized which totaled \$38 million, \$54 million and \$66 million for 2000, 1999 and 1998, respectively, increased to \$838 million in 2000 from \$656 million in 1999 and \$550 million in 1998. The increase in 2000 as compared to 1999 was primarily a result of increased long-term debt levels, increased average short-term borrowings, short-term debt assumed as a result of the acquisition of MG plc and higher interest rates in the U.S. The increase was partially offset by the replacement of debt related to a Brazilian subsidiary with lower interest rate debt.

The increase in 1999 as compared to 1998 was primarily due to debt issuances and debt related to a Brazilian subsidiary, partially offset by a decrease in debt related to EOG following the sale and exchange of Enron's interests in August 1999. See Note 2 to the Consolidated Financial Statements.

#### Minority Interests

Minority interests include the following:

(In millions)	2000	1999	1998
Elektro (a)	\$ 33	\$ 39	\$ -
Majority-owned limited liability company and limited partnerships	106	71	-
Enron Oil & Gas Company	-	2	24
Other	16	23	53
<b>Total</b>	<b>\$154</b>	<b>\$135</b>	<b>\$77</b>

(a) Relates to the respective parents of Elektro, which had minority shareholders in 2000 and 1999. See Note 8 to the Consolidated Financial Statements.

Minority interests include Elektro beginning January 1, 1999, a majority-owned limited liability company and majority-owned limited partnerships since their formation during 1998 through 2000 and EOG until the exchange and sale of Enron's interests in August 1999 (see Note 2 to the Consolidated Financial Statements).

#### Income Tax Expense

Income tax expense increased in 2000 as compared to 1999 primarily as a result of increased earnings, decreased equity earnings and decreased tax benefits related to the foreign tax rate differential, partially offset by an increase in the differences between the book and tax basis of certain assets and stock sales.

Income tax expense decreased in 1999 compared to 1998 primarily as a result of increased equity earnings, tax benefits related to the foreign tax rate differential and the audit settlement related to Monthly Income Preferred Shares, partially offset by increased earnings.

#### Cumulative Effect of Accounting Changes

In 1999, Enron recorded an after-tax charge of \$131 million to reflect the initial adoption (as of January 1, 1999) of two new accounting pronouncements, the AICPA Statement of Position 98-5 (SOP 98-5), "Reporting on the Costs of Start-Up Activities," and the Emerging Issues Task Force Issue No. 98-10, "Accounting for Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities." The 1999 charge was primarily related to the adoption of SOP 98-5.

#### NEW ACCOUNTING PRONOUNCEMENTS

In 1998, the Financial Accounting Standards Board (FASB) issued Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 133, "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities," which was subsequently amended by SFAS No. 137 and SFAS No. 138. SFAS No. 133 must be applied to all derivative instruments and certain derivative instruments embedded in hybrid instruments and requires that such instruments be recorded in the balance sheet either as an asset or liability measured at its fair value through earnings, with special accounting allowed for certain qualifying hedges. Enron will adopt SFAS No. 133 as of January 1, 2001. Due to the adoption of SFAS No. 133, Enron will recognize an after-tax non-cash loss of approximately \$5 million in earnings and an after-tax non-cash gain in "Other Comprehensive Income," a component of shareholders' equity, of approximately \$22 million from the cumulative effect of a change in accounting principle. Enron will also reclassify \$532 million from "Long-Term Debt" to "Other Liabilities" due to the adoption.

The total impact of Enron's adoption of SFAS No. 133 on earnings and on "Other Comprehensive Income" is dependent upon certain pending interpretations, which are currently under consideration, including those related to "normal purchases and normal sales" and inflation escalators included in certain contract payment provisions. The interpretations of these issues, and others, are currently under consideration by the FASB. While the ultimate conclusions reached on interpretations being considered by the FASB could impact the effects of Enron's adoption of SFAS No. 133, Enron does not believe that such conclusions would have a material effect on its current estimate of the impact of adoption.

#### FINANCIAL CONDITION

##### Cash Flows:

(In millions)	2000	1999	1998
<b>Cash provided by (used in):</b>			
Operating activities	\$ 4,779	\$ 1,228	\$ 1,640
Investing activities	(4,264)	(3,507)	(3,965)
Financing activities	571	2,456	2,266

Net cash provided by operating activities increased \$3,551 million in 2000, primarily reflecting decreases in working capital, positive operating results and a receipt of cash associated with the assumption of a contractual obligation. Net cash provided by operating activities decreased \$412 million in 1999, primarily reflecting increases in working capital and net assets from price risk management activities, partially offset by increased earnings and higher proceeds from sales of merchant assets and investments. The 1998 amount reflects positive operating cash flow from Enron's major business segments, proceeds from sales of interests in energy-related merchant assets and cash from timing and other changes related to Enron's commodity portfolio, partially offset by new investments in merchant assets and investments.

Net cash used in investing activities primarily reflects capital expenditures and equity investments, which total \$3,314 million in 2000, \$3,085 million in 1999 and \$3,564 million in 1998, and cash used for business acquisitions. See "Capital Expenditures and Equity Investments" below and see Note 2 to the Consolidated Financial Statements for cash used for business acquisitions. Partially offsetting these uses of cash were proceeds from sales of non-merchant assets, including certain equity instruments by Energy Services and an international power project, which totaled \$494 million in 2000. Proceeds from non-merchant asset sales were \$294 million in 1999 and \$239 million in 1998.

Cash provided by financing activities in 2000 included proceeds from the issuance of subsidiary equity and the issuance of common stock related to employee benefit plans, partially offset by payments of dividends. Cash provided by financing activities in 1999 included proceeds from the net issuance of short- and long-term debt, the issuance of common stock and the issuance of subsidiary equity, partially offset by payments of dividends. Cash provided by financing activities in 1998 included proceeds from the net issuance of short- and long-term debt, the issuance of common stock and the sale of a minority interest in a subsidiary, partially offset by payments of dividends.



### Capital Expenditures and Equity Investments

Capital expenditures by operating segment are as follows:

(In millions)	2001			
	Estimate	2000	1999	1998
Transportation and Distribution	\$ 140	\$ 270	\$ 316	\$ 310
Wholesale Services	570	1,280	1,216	706
Retail Energy Services	50	70	64	75
Broadband Services	700	436	-	-
Exploration and Production	-	-	226	690
Corporate and Other	40	325	541	124
Total	\$1,500	\$2,381	\$2,363	\$1,905

Capital expenditures increased \$18 million in 2000 and \$456 million in 1999 as compared to the previous year. Capital expenditures in 2000 primarily relate to construction of power plants to extend Wholesale Services' network and fiber optic network infrastructure for Broadband Services. During 1999, Wholesale Services expenditures increased due primarily to construction of domestic and international power plants. The 1999 increase in Corporate and Other reflects the purchase of certain previously leased MTBE-related assets.

Cash used for investments in equity affiliates by the operating segments is as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
Transportation and Distribution	\$ 1	\$ -	\$ 27
Wholesale Services	\$11	712	703
Corporate and Other	23	70	929
Total	\$33	\$722	\$1,659

Equity investments in 2000 relate primarily to capital invested for the ongoing construction, by a joint venture, of a power plant in India as well as other international investments. Equity investments in 1999 relate primarily to an investment in a joint venture that holds gas distribution and related businesses in South Korea and the power plant project in India.

The level of spending for capital expenditures and equity investments will vary depending upon conditions in the energy and broadband markets, related economic conditions and identified opportunities. Management expects that the capital spending program will be funded by a combination of internally generated funds, proceeds from dispositions of selected assets and short- and long-term borrowings.

### Working Capital

At December 31, 2000, Enron had working capital of \$2.0 billion. If a working capital deficit should occur, Enron has credit facilities in place to fund working capital requirements. At December 31, 2000, those credit lines provided for up to \$4.2 billion of committed and uncommitted credit, of which \$290 million was outstanding. Certain of the credit agreements contain prefunding covenants. However, such covenants are not expected to restrict Enron's access to funds under these agreements. In addition, Enron sells commercial paper and has agreements to sell trade accounts receivable, thus providing financing to meet seasonal working capital needs. Management believes that the sources of funding described above are sufficient to meet short- and long-term liquidity needs not met by cash flows from operations.

### CAPITALIZATION

Total capitalization at December 31, 2000 was \$25.0 billion. Debt as a percentage of total capitalization increased to 40.9 percent at December 31, 2000 as compared to 38.5 percent at December 31, 1999. The increase in the ratio primarily reflects increased debt levels and the impact on total equity of the decline in the value of the British pound sterling. This was partially offset by the issuances, in 2000, of Enron common stock and the contribution of common shares (see Note 16 to the Consolidated Financial Statements). The issuances of Enron common stock primarily related to the acquisition of a minority shareholder's interest in Enron Energy Services, LLC and the exercise of employee stock options.

Enron is a party to certain financial contracts which contain provisions for early settlement in the event of a significant market price decline in which Enron's common stock falls below certain levels (prices ranging from \$28.20 to \$55.00 per share) or if the credit ratings for Enron's unsecured, senior long-term debt obligations fall below investment grade. The impact of this early settlement could include the issuance of additional shares of Enron common stock.

Enron's senior unsecured long-term debt is currently rated BBB+ by Standard & Poor's Corporation and Fitch IBCA and Baa1 by Moody's Investor Service. Enron's continued investment grade status is critical to the success of its wholesale businesses as well as its ability to maintain adequate liquidity. Enron's management believes it will be able to maintain its credit rating.

### Financial Risk Management

Wholesale Services offers price risk management services primarily related to commodities associated with the energy sector (natural gas, electricity, crude oil and natural gas liquids). Energy Services and Broadband Services also offer price risk management services to their customers. These services are provided through a variety of financial instruments including forward contracts, which may involve physical delivery, swap agreements, which may require payments to (or receipt of payments from) counterparties based on the differential between a fixed and variable price for the commodity, options and other contractual arrangements. Interest rate risks and foreign currency risks associated with the fair value of Wholesale Services' commodities portfolio are managed using a variety of financial instruments, including financial futures, swaps and options.

On a much more limited basis, Enron's other businesses also enter into financial instruments such as forwards, swaps and other contracts primarily for the purpose of hedging the impact of market fluctuations on assets, liabilities, production or other contractual commitments. Changes in the market value of these hedge transactions are deferred until the gain or loss is recognized on the hedged item.

Enron manages market risk on a portfolio basis, subject to parameters established by its Board of Directors. Market risks are monitored by an independent risk control group operating separately from the units that create or actively manage these risk exposures to ensure compliance with Enron's stated risk management policies.

### Market Risk

The use of financial instruments by Enron's businesses may expose Enron to market and credit risks resulting from adverse changes in commodity and equity prices, interest rates and foreign exchange rates. For Enron's businesses, the major market risks are discussed below:

**Commodity Price Risk.** Commodity price risk is a consequence of providing price risk management services to customers. As discussed above, Enron actively manages this risk on a portfolio basis to ensure compliance with Enron's stated risk management policies.

**Interest Rate Risk.** Interest rate risk is also a consequence of providing price risk management services to customers and having variable rate debt obligations, as changing interest rates impact the discounted value of future cash flows. Enron utilizes forwards, futures, swaps and options to manage its interest rate risk.

**Foreign Currency Exchange Rate Risk.** Foreign currency exchange rate risk is the result of Enron's international operations and price risk management services provided to its worldwide customer base. The primary purpose of Enron's foreign currency hedging activities is to protect against the volatility associated with foreign currency purchase and sale transactions. Enron primarily utilizes forward exchange contracts, futures and purchased options to manage Enron's risk profile.

**Equity Risk.** Equity risk arises from Enron's participation in investments. Enron generally manages this risk by hedging specific investments using futures, forwards, swaps and options.

Enron evaluates, measures and manages the market risk in its investments on a daily basis utilizing value at risk and other methodologies. The quantification of market risk using value at risk provides a consistent measure of risk across diverse markets and products. The use of these methodologies requires a number of key assumptions including the selection of a confidence level for expected losses, the holding period for liquidation and the treatment of risks outside the value at risk methodologies, including liquidity risk and event risk. Value at risk represents an estimate of reasonably possible net losses in earnings that would be recognized on its investments assuming hypothetical movements in future market rates and no change in positions. Value at risk is not necessarily indicative of actual results which may occur.

### Value at Risk

Enron has performed an entity-wide value at risk analysis of virtually all of Enron's financial instruments, including price risk management activities and merchant investments. Value at risk incorporates numerous variables that could impact the fair value of Enron's investments, including commodity prices, interest rates, foreign exchange rates, equity prices and associated volatilities, as well as correlation within and across these variables. Enron estimates value at risk for commodity, interest rate and foreign exchange exposures using a model based on Monte Carlo simulation of delta/gamma positions which captures a significant portion of the exposure related to option positions. The value at risk for equity exposure discussed above is based on J.P. Morgan's RiskMetrics™ approach. Both value at risk methods utilize a one-day holding period and a 95% confidence level. Cross-commodity correlations are used as appropriate.

The use of value at risk models allows management to aggregate risks across the company, compare risk on a consistent basis and identify the drivers of risk. Because of the inherent limitations to value at risk, including the use of delta/gamma approximations to value options, subjectivity in the choice of liquidation period and reliance on historical data to calibrate the models, Enron relies on value at risk as only one component in its risk control process. In addition to using value at risk measures,

Enron performs regular stress and scenario analyses to estimate the economic impact of sudden market moves on the value of its portfolios. The results of the stress testing, along with the professional judgment of experienced business and risk managers, are used to supplement the value at risk methodology and capture additional market-related risks, including volatility, liquidity and event, concentration and correlation risks.

The following table illustrates the value at risk for each component of market risk:

(In millions)	December 31,		Year ended December 31, 2000		
	2000	1999	Average <sup>(a)</sup>	High Valuation <sup>(a)</sup>	Low Valuation <sup>(a)</sup>
<b>Trading Market Risk:</b>					
Commodity price <sup>(b)</sup>	\$66	\$21	\$50	\$81	\$23
Interest rate	-	-	-	-	-
Foreign currency exchange rate	-	-	-	-	-
Equity <sup>(c)</sup>	\$9	26	45	59	36
<b>Non-Trading Market Risk<sup>(d)</sup>:</b>					
Commodity price	2	1	2	5	2
Interest rate	-	2	1	2	-
Foreign currency exchange rate	8	4	8	10	4
Equity	7	3	6	7	5

<sup>(a)</sup> The average value presents a twelve month average of the month-end values. The high and low valuations for each market risk component represent the highest and lowest month-end value during 2000.

<sup>(b)</sup> In 2000, increased natural gas prices combined with increased price volatility in power and gas markets caused Enron's value at risk to increase significantly.

<sup>(c)</sup> Enron's equity trading market risk primarily relates to merchant investments (see Note 4 to the Consolidated Financial Statements). In 2000, the value at risk model utilized for equity trading market risk was refined to more closely correlate with the valuation methodologies used for merchant activities.

<sup>(d)</sup> Includes only the risk related to the financial instruments that serve as hedges and does not include the related underlying hedged item.

### Accounting Policies

Accounting policies for price risk management and hedging activities are described in Note 1 to the Consolidated Financial Statements.

## Information Regarding Forward-Looking Statements

This Report includes forward-looking statements within the meaning of Section 27A of the Securities Act of 1933 and Section 21E of the Securities Exchange Act of 1934. All statements other than statements of historical facts contained in this document are forward-looking statements. Forward-looking statements include, but are not limited to, statements relating to expansion opportunities for the Transportation Services, extension of Enron's business model to new markets and industries, demand in the market for broadband services and high bandwidth applications, transaction volumes in the U.S. power market, commencement of commercial operations of new power plants and pipeline projects, completion of the sale of certain assets and growth in the demand for retail energy outsourcing solutions. When used in this document, the words "anticipate," "believe," "estimate," "expects," "intend," "may," "project," "plan," "should" and similar expressions are intended to be among the statements that identify forward-looking statements. Although Enron believes that its expectations reflected in these forward-looking statements are based on reasonable assumptions, such statements involve risks and uncertainties and no assurance can be given that actual results will be consistent with these forward-looking statements. Important factors that could cause actual results to differ materially from those in the forward-looking statements herein include success in marketing natural gas and power to wholesale customers; the ability of Enron to penetrate new retail natural gas and electricity markets (including energy outsourcing markets) in the United States and foreign jurisdictions; development of Enron's broadband network and customer demand for intermediation and content services; the timing, extent and market effects of deregulation of energy markets in the United States, including the current energy market conditions in California, and in foreign jurisdictions; other regulatory developments in the United States and in foreign countries, including tax legislation and regulations; political developments in foreign countries; the extent of efforts by governments to privatize natural gas and electric utilities and other industries; the timing and extent of changes in commodity prices for crude oil, natural gas, electricity, foreign currency and interest rates; the extent of success in acquiring oil and gas properties and in discovering, developing, producing and marketing reserves; the timing and success of Enron's efforts to develop international power, pipeline and other infrastructure projects; the effectiveness of Enron's risk management activities; the ability of counterparties to financial risk management instruments and other contracts with Enron to meet their financial commitments to Enron; and Enron's ability to access the capital markets and equity markets during the periods covered by the forward-looking statements, which will depend on general market conditions and Enron's ability to maintain the credit ratings for its unsecured senior long-term debt obligations.

## Management's Responsibility for Financial Reporting

The following financial statements of Enron Corp. and subsidiaries (collectively, Enron) were prepared by management, which is responsible for their integrity and objectivity. The statements have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles and necessarily include some amounts that are based on the best estimates and judgments of management.

The system of internal controls of Enron is designed to provide reasonable assurance as to the reliability of financial statements and the protection of assets from unauthorized acquisition, use or disposition. This system is augmented by written policies and guidelines and the careful selection and training of qualified personnel. It should be recognized, however, that there are inherent limitations in the effectiveness of any system of internal control. Accordingly, even an effective internal control system can provide only reasonable assurance with respect to the preparation of reliable financial statements and safeguarding of assets. Further, because of changes in conditions, internal control system effectiveness may vary over time.

Enron assessed its internal control system as of December 31, 2000, 1999 and 1998, relative to current standards of control criteria. Based upon this assessment, management believes that its system of internal controls was adequate during the periods to provide reasonable assurance as to the reliability of financial statements and the protection of assets against unauthorized acquisition, use or disposition.

Arthur Andersen LLP was engaged to audit the financial statements of Enron and issue reports thereon. Their audits included developing an overall understanding of Enron's accounting systems, procedures and internal controls and conducting tests and other auditing procedures sufficient to support their opinion on the financial statements. Arthur Andersen LLP was also engaged to examine and report on management's assertion about the effectiveness of Enron's system of internal controls. The Reports of Independent Public Accountants appear in this Annual Report.

The adequacy of Enron's financial controls and the accounting principles employed in financial reporting are under the general oversight of the Audit Committee of Enron Corp.'s Board of Directors. No member of this committee is an officer or employee of Enron. The independent public accountants have direct access to the Audit Committee, and they meet with the committee from time to time, with and without financial management present, to discuss accounting, auditing and financial reporting matters.



## Reports Of Independent Public Accountants

To the Shareholders and Board of Directors of Enron Corp.:

We have examined management's assertion that the system of internal control of Enron Corp. (an Oregon corporation) and subsidiaries as of December 31, 2000, 1999 and 1998 was adequate to provide reasonable assurance as to the reliability of financial statements and the protection of assets from unauthorized acquisition, use or disposition, included in the accompanying report on Management's Responsibility for Financial Reporting. Management is responsible for maintaining effective internal control over the reliability of financial statements and the protection of assets against unauthorized acquisition, use or disposition. Our responsibility is to express an opinion on management's assertion based on our examination.

Our examinations were made in accordance with attestation standards established by the American Institute of Certified Public Accountants and, accordingly, included obtaining an understanding of the system of internal control, testing and evaluating the design and operating effectiveness of the system of internal control and such other procedures as we considered necessary in the circumstances. We believe that our examinations provide a reasonable basis for our opinion.

Because of inherent limitations in any system of internal control, errors or irregularities may occur and not be detected. Also, projections of any evaluation of the system of internal control to future periods are subject to the risk that the system of internal control may become inadequate because of changes in conditions, or that the degree of compliance with the policies or procedures may deteriorate.

In our opinion, management's assertion that the system of internal control of Enron Corp. and its subsidiaries as of December 31, 2000, 1999 and 1998 was adequate to provide reasonable assurance as to the reliability of financial statements and the protection of assets from unauthorized acquisition, use or disposition is fairly stated, in all material respects, based upon current standards of control criteria.

Arthur Andersen LLP

Houston, Texas  
February 23, 2001

To the Shareholders and Board of Directors of Enron Corp.:

We have audited the accompanying consolidated balance sheet of Enron Corp. (an Oregon corporation) and subsidiaries as of December 31, 2000 and 1999, and the related consolidated statements of income, comprehensive income, cash flows and changes in shareholders' equity for each of the three years in the period ended December 31, 2000. These financial statements are the responsibility of Enron Corp.'s management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.

We conducted our audits in accordance with auditing standards generally accepted in the United States. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

In our opinion, the financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of Enron Corp. and subsidiaries as of December 31, 2000 and 1999, and the results of their operations, cash flows and changes in shareholders' equity for each of the three years in the period ended December 31, 2000, in conformity with accounting principles generally accepted in the United States.

As discussed in Note 18 to the consolidated financial statements, Enron Corp. and subsidiaries changed its method of accounting for costs of start-up activities and its method of accounting for certain contracts involved in energy trading and risk management activities in the first quarter of 1999.

Arthur Andersen LLP

Houston, Texas  
February 23, 2001

## Enron Corp. and Subsidiaries Consolidated Income Statement

(In millions, except per share amounts)	Year ended December 31,		
	2000	1999	1998
<b>Revenues</b>			
Natural gas and other products	\$ 50,500	\$19,536	\$13,276
Electricity	33,823	15,238	13,939
Metals	8,234	-	-
Other	7,232	5,338	4,045
Total revenues	100,789	40,112	31,260
<b>Costs and Expenses</b>			
Cost of gas, electricity, metals and other products	84,517	34,761	26,381
Operating expenses	3,184	3,045	2,473
Depreciation, depletion and amortization	855	870	827
Taxes, other than income taxes	280	193	201
Impairment of long-lived assets	-	441	-
Total costs and expenses	88,836	39,310	29,882
<b>Operating Income</b>	<b>1,953</b>	<b>802</b>	<b>1,378</b>
<b>Other Income and Deductions</b>			
Equity in earnings of unconsolidated equity affiliates	87	309	97
Gains on sales of non-merchant assets	146	541	56
Gains on the issuance of stock by TNPC, Inc.	121	-	-
Interest income	212	162	88
Other income, net	(37)	181	(37)
<b>Income Before Interest, Minority Interests and Income Taxes</b>	<b>2,482</b>	<b>1,995</b>	<b>1,582</b>
Interest and related charges, net	838	656	550
Dividends on company-obligated preferred securities of subsidiaries	77	76	77
Minority interests	154	135	77
Income tax expense	434	104	175
Net income before cumulative effect of accounting changes	879	1,024	703
Cumulative effect of accounting changes, net of tax	-	(131)	-
<b>Net Income</b>	<b>879</b>	<b>893</b>	<b>703</b>
Preferred stock dividends	83	66	17
<b>Earnings on Common Stock</b>	<b>\$ 696</b>	<b>\$ 827</b>	<b>\$ 686</b>
<b>Earnings Per Share of Common Stock</b>			
<b>Basic</b>			
Before cumulative effect of accounting changes	\$ 1.22	\$ 1.36	\$ 1.07
Cumulative effect of accounting changes	-	(0.19)	-
Basic earnings per share	\$ 1.22	\$ 1.17	\$ 1.07
<b>Diluted</b>			
Before cumulative effect of accounting changes	\$ 1.12	\$ 1.27	\$ 1.01
Cumulative effect of accounting changes	-	(0.17)	-
Diluted earnings per share	\$ 1.12	\$ 1.10	\$ 1.01
<b>Average Number of Common Shares Used in Computation</b>			
Basic	736	705	642
Diluted	814	769	695

## Enron Corp. and Subsidiaries Consolidated Statement of Comprehensive Income

(In millions)	Year ended December 31,		
	2000	1999	1998
<b>Net Income</b>	<b>\$ 879</b>	<b>\$ 893</b>	<b>\$ 703</b>
Other comprehensive income:			
Foreign currency translation adjustment and other	(307)	(579)	(14)
<b>Total Comprehensive Income</b>	<b>\$ 572</b>	<b>\$ 314</b>	<b>\$ 689</b>

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.



## Enron Corp. and Subsidiaries Consolidated Balance Sheet

December 31,

(In millions, except shares)

	2000	1999
<b>ASSETS</b>		
<b>Current Assets</b>		
Cash and cash equivalents	\$ 1,374	\$ 288
Trade receivables (net of allowance for doubtful accounts of \$133 and \$40, respectively)	10,398	3,030
Other receivables	1,874	518
Assets from price risk management activities	12,018	2,205
Inventories	953	598
Deposits	2,433	81
Other	1,333	535
<b>Total current assets</b>	<b>20,361</b>	<b>7,255</b>
<b>Investments and Other Assets</b>		
Investments in and advances to unconsolidated equity affiliates	5,294	5,036
Assets from price risk management activities	8,988	2,929
Goodwill	3,638	2,799
Other	5,459	4,681
<b>Total investments and other assets</b>	<b>23,379</b>	<b>15,445</b>
<b>Property, Plant and Equipment, at cost</b>		
Natural gas transmission	6,918	6,948
Electric generation and distribution	4,766	3,552
Fiber-optic network and equipment	839	379
Construction in progress	682	1,120
Other	2,356	1,913
	15,459	13,912
Less accumulated depreciation, depletion and amortization	3,718	3,231
<b>Property, plant and equipment, net</b>	<b>11,743</b>	<b>10,681</b>
<b>Total Assets</b>	<b>\$65,503</b>	<b>\$33,381</b>

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่  
 Copyright© by Chiang Mai University  
 All rights reserved

December 31,

	2000	1999
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>		
<b>Current Liabilities</b>		
Accounts payable	\$ 9,777	\$ 2,154
Liabilities from price risk management activities	10,495	1,836
Short-term debt	1,679	1,001
Customers' deposits	4,277	44
Other	2,178	1,724
Total current liabilities	28,406	6,759
<b>Long-Term Debt</b>	8,660	7,151
<b>Deferred Credits and Other Liabilities</b>		
Deferred income taxes	1,644	1,894
Liabilities from price risk management activities	8,423	2,990
Other	2,632	1,587
Total deferred credits and other liabilities	13,700	6,471
<b>Commitments and Contingencies (Notes 13, 14 and 15)</b>		
<b>Minority Interests</b>	2,414	2,430
<b>Company-Obligated Preferred Securities of Subsidiaries</b>	904	1,000
<b>Shareholders' Equity</b>		
Second preferred stock, cumulative, no par value, 1,370,000 shares authorized, 1,240,933 shares and 1,296,184 shares issued, respectively	124	130
Mandatorily Convertible Junior Preferred Stock, Series B, no par value, 250,000 shares issued	1,000	1,000
Common stock, no par value, 1,200,000,000 shares authorized, 752,205,112 shares and 716,865,081 shares issued, respectively	8,348	6,637
Retained earnings	3,226	2,698
Accumulated other comprehensive income	(1,046)	(741)
Common stock held in treasury, 577,066 shares and 1,337,714 shares, respectively	(32)	(49)
Restricted stock and other	(148)	(105)
Total shareholders' equity	11,470	9,570
<b>Total Liabilities and Shareholders' Equity</b>	\$65,803	\$33,381

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่  
 Copyright© by Chiang Mai University  
 All rights reserved

*Enron Corp. and Subsidiaries Consolidated Statement of Cash Flows*

(In millions)	Year ended December 31,		
	2000	1999	1998
<b>Cash Flows From Operating Activities</b>			
Reconciliation of net income to net cash provided by operating activities			
Net income	\$ 879	\$ 893	\$ 703
Cumulative effect of accounting changes	-	131	-
Depreciation, depletion and amortization	655	870	827
Impairment of long-lived assets (including equity investments)	325	441	-
Deferred income taxes	207	21	87
Gains on sales of non-merchant assets	(146)	(541)	(82)
Changes in components of working capital	1,769	(1,000)	(233)
Net assets from price risk management activities	(763)	(395)	350
Merchant assets and investments:			
Realized gains on sales	(104)	(756)	(628)
Proceeds from sales	1,232	2,217	1,434
Additions and unrealized gains	(1,295)	(827)	(721)
Other operating activities	1,113	174	(97)
<b>Net Cash Provided by Operating Activities</b>	<b>4,779</b>	<b>1,228</b>	<b>1,640</b>
<b>Cash Flows From Investing Activities</b>			
Capital expenditures	(2,321)	(2,363)	(1,905)
Equity investments	(933)	(722)	(1,659)
Proceeds from sales of non-merchant assets	494	294	239
Acquisition of subsidiary stock	(495)	-	(180)
Business acquisitions, net of cash acquired (see Note 2)	(777)	(311)	(104)
Other investing activities	(182)	(405)	(356)
<b>Net Cash Used in Investing Activities</b>	<b>(4,264)</b>	<b>(3,507)</b>	<b>(3,965)</b>
<b>Cash Flows From Financing Activities</b>			
Issuance of long-term debt	3,994	1,776	1,903
Repayment of long-term debt	(2,337)	(1,837)	(870)
Net increase (decrease) in short-term borrowings	(1,595)	1,565	(158)
Net issuance (redemption) of company-obligated preferred securities of subsidiaries	(96)	-	8
Issuance of common stock	307	852	867
Issuance of subsidiary equity	500	568	828
Dividends paid	(523)	(467)	(414)
Net disposition of treasury stock	327	139	13
Other financing activities	(6)	(140)	89
<b>Net Cash Provided by Financing Activities</b>	<b>571</b>	<b>2,456</b>	<b>2,266</b>
<b>Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents</b>	<b>1,085</b>	<b>177</b>	<b>(59)</b>
<b>Cash and Cash Equivalents, Beginning of Year</b>	<b>268</b>	<b>111</b>	<b>170</b>
<b>Cash and Cash Equivalents, End of Year</b>	<b>\$ 1,374</b>	<b>\$ 288</b>	<b>\$ 111</b>
<b>Changes in Components of Working Capital</b>			
Receivables	\$(8,203)	\$ (662)	\$(1,055)
Inventories	1,336	(133)	(372)
Payables	7,167	(246)	433
Other	1,469	41	761
<b>Total</b>	<b>\$ 1,769</b>	<b>\$(1,000)</b>	<b>\$ (233)</b>

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.

*Enron Corp. and Subsidiaries Consolidated Statement of Changes in Shareholders' Equity*

(In millions, except per share amounts; shares in thousands)	2000		1999		1998	
	Shares	Amount	Shares	Amount	Shares	Amount
<b>Cumulative Second Preferred Convertible Stock</b>						
Balance, beginning of year	1,230	\$ 130	1,320	\$ 132	1,338	\$ 134
Exchange of convertible preferred stock for common stock	(55)	(6)	(24)	(2)	(18)	(2)
Balance, end of year	1,241	\$ 124	1,296	\$ 130	1,320	\$ 132
<b>Mandatorily Convertible Junior Preferred Stock, Series B</b>						
Balance, beginning of year	250	\$ 1,000	-	\$ -	-	\$ -
Issuances	-	-	250	1,000	-	-
Balance, end of year	250	\$ 1,000	250	\$ 1,000	-	\$ -
<b>Common Stock</b>						
Balance, beginning of year	716,865	\$ 6,637	671,094	\$ 5,117	636,594	\$ 4,224
Exchange of convertible preferred stock for common stock	1,509	6	465	(1)	-	(7)
Issuances related to benefit and dividend reinvestment plans	26,100	888	10,054	258	-	45
Sales of common stock	-	-	27,600	839	34,500	836
Issuances of common stock in business acquisitions (see Note 2)	5,731	409	7,652	250	-	-
Other	-	330	-	174	-	19
Balance, end of year	752,205	\$ 8,348	716,865	\$ 6,637	671,094	\$ 5,117
<b>Retained Earnings</b>						
Balance, beginning of year		\$ 2,898		\$ 2,226		\$ 1,852
Net income		878		893		703
Cash dividends						
Common stock (\$0.5000, \$0.5000 and \$0.4812 per share in 2000, 1999 and 1998, respectively)		(366)		(355)		(312)
Cumulative Second Preferred Convertible Stock (\$13.652, \$13.652 and \$13.1402 per share in 2000, 1999 and 1998, respectively)		(17)		(17)		(17)
Series A and B Preferred Stock		(66)		(49)		-
Balance, end of year		\$ 3,226		\$ 2,698		\$ 2,226
<b>Accumulated Other Comprehensive Income</b>						
Balance, beginning of year		\$ (741)		\$ (162)		\$ (148)
Translation adjustments and other		(307)		(579)		(14)
Balance, end of year		\$ (1,048)		\$ (741)		\$ (162)
<b>Treasury Stock</b>						
Balance, beginning of year	(1,330)	\$ (49)	(9,334)	\$ (195)	(14,102)	\$ (269)
Shares acquired	(3,114)	(234)	(1,845)	(71)	(2,236)	(61)
Exchange of convertible preferred stock for common stock	-	-	181	4	486	9
Issuances related to benefit and dividend reinvestment plans	3,875	251	9,660	213	6,426	124
Issuances of treasury stock in business acquisitions	-	-	-	-	92	2
Balance, end of year	(577)	\$ (32)	(1,338)	\$ (49)	(9,334)	\$ (195)
<b>Restricted Stock and Other</b>						
Balance, beginning of year		\$ (105)		\$ (70)		\$ (175)
Issuances related to benefit and dividend reinvestment plans		(43)		(35)		105
Balance, end of year		\$ (148)		\$ (105)		\$ (70)
<b>Total Shareholders' Equity</b>		\$11,470		\$9,570		\$7,048

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่  
Copyright © by Chiang Mai University  
All rights reserved

## Enron Corp. and Subsidiaries Notes to the Consolidated Financial Statements

### 3 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

#### Consolidation Policy and Use of Estimates

The accounting and financial reporting policies of Enron Corp. and its subsidiaries conform to generally accepted accounting principles and prevailing industry practices. The consolidated financial statements include the accounts of all subsidiaries controlled by Enron Corp. after the elimination of significant intercompany accounts and transactions.

The preparation of financial statements in conformity with generally accepted accounting principles requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities and disclosure of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenues and expenses during the reporting period. Actual results could differ from those estimates.

"Enron" is used from time to time herein as a collective reference to Enron Corp. and its subsidiaries and affiliates. The businesses of Enron are conducted by its subsidiaries and affiliates whose operations are managed by their respective officers.

#### Cash Equivalents

Enron records as cash equivalents all highly liquid short-term investments with original maturities of three months or less.

#### Inventories

Inventories consist primarily of commodities, priced at market as such inventories are used in trading activities.

#### Depreciation, Depletion and Amortization

The provision for depreciation and amortization with respect to operations other than oil and gas producing activities is computed using the straight-line or regulatory mandated method, based on estimated economic lives. Composite depreciation rates are applied to functional groups of property having similar economic characteristics. The cost of utility property units retired, other than land, is charged to accumulated depreciation.

Provisions for depreciation, depletion and amortization of proved oil and gas properties are calculated using the units-of-production method.

#### Income Taxes

Enron accounts for income taxes using an asset and liability approach under which deferred assets and liabilities are recognized based on anticipated future tax consequences attributable to differences between financial statement carrying amounts of assets and liabilities and their respective tax bases (see Note 5).

#### Earnings Per Share

Basic earnings per share is computed based upon the weighted-average number of common shares outstanding during the periods. Diluted earnings per share is computed based upon the weighted-average number of common shares outstanding plus the assumed issuance of common shares for all potentially dilutive securities. All share and per share amounts have been adjusted to reflect the August 13, 1999 two-for-one stock split. See Note 11 for a reconciliation of the basic and diluted earnings per share computations.

#### Accounting for Price Risk Management

Enron engages in price risk management activities for both trading and non-trading purposes. Instruments utilized in connection with trading activities are accounted for using the mark-to-market method. Under the mark-to-market method of accounting, forwards, swaps, options, energy transportation contracts utilized for trading activities and other instruments with third parties are reflected at fair value and are shown as "Assets and Liabilities from Price Risk Management Activities" in the Consolidated Balance Sheet. These activities also include the commodity risk management component embedded in energy outsourcing contracts. Unrealized gains and losses from newly originated contracts, contract restructurings and the impact of price movements are recognized as "Other Revenues." Changes in the assets and liabilities from price risk management activities result primarily from changes in the valuation of the portfolio of contracts, newly originated transactions and the timing of settlement relative to the receipt of cash for certain contracts. The market prices used to value these transactions reflect management's best estimate considering various factors including closing exchange and over-the-counter quotations, time value and volatility factors underlying the commitments.

Financial instruments are also utilized for non-trading purposes to hedge the impact of market fluctuations on assets, liabilities, production and other contractual commitments. Hedge accounting is utilized in non-trading activities when there is a high degree of correlation between price movements in the derivative and the item designated as being hedged. In instances where the anticipated correlation of price movements does not occur, hedge accounting is terminated and future changes in the value of the financial instruments are recognized as gains or losses. If the hedged item is sold, the value of the financial instrument is recognized in income. Gains and losses on financial instruments used for hedging purposes are recognized in the Consolidated Income Statement in the same manner as the hedged item.

The cash flow impact of financial instruments is reflected as cash flows from operating activities in the Consolidated Statement of Cash Flows. See Note 3 for further discussion of Enron's price risk management activities.

#### Accounting for Development Activity

Development costs related to projects, including costs of feasibility studies, bid preparation, permitting, licensing and contract negotiation, are expensed as incurred until the project is estimated to be probable. At that time, such costs are capitalized or expensed as incurred, based on the nature of the costs incurred. Capitalized development costs may be recovered through reimbursements from joint venture partners or other third parties, or classified as part of the investment and recovered through the cash flows from that project. Accumulated capitalized project development costs are otherwise expensed in the period that management determines it is probable that the costs will not be recovered.

#### Environmental Expenditures

Expenditures that relate to an existing condition caused by past operations, and do not contribute to current or future revenue generation, are expensed. Environmental expenditures relating to current or future revenues are expensed or capitalized as appropriate based on the nature of the costs incurred. Liabilities are recorded when environmental assessments and/or clean-ups are probable and the costs can be reasonably estimated.



#### Computer Software

Direct costs of materials and services consumed in developing or obtaining software, including payroll and payroll-related costs for employees who are directly associated with and who devote time to the software project are capitalized. Costs may begin to be capitalized once the application development stage has begun. All other costs are expensed as incurred. Enron amortizes the costs on a straight-line basis over the useful life of the software. Impairment is evaluated based on changes in the expected usefulness of the software. At December 31, 2000 and 1999, Enron has capitalized, net of amortization, \$381 million and \$240 million, respectively, of software costs covering numerous systems, including trading and settlement, accounting, billing, and upgrades.

#### Investments in Unconsolidated Affiliates

Investments in unconsolidated affiliates are accounted for by the equity method, except for certain investments resulting from Enron's merchant investment activities which are included at market value in "Other Investments" in the Consolidated Balance Sheet. See Notes 4 and 9. Where acquired assets are accounted for under the equity method based on temporary control, earnings or losses are recognized only for the portion of the investment to be retained.

#### Sale of Subsidiary Stock

Enron accounts for the issuance of stock by its subsidiaries in accordance with the Securities and Exchange Commission's Staff Accounting Bulletin (SAB) 51. SAB 51 allows for Enron to recognize a gain in the amount that the offering price per share of a subsidiary's stock exceeds Enron's carrying amount per share.

#### Foreign Currency Translation

For international subsidiaries, asset and liability accounts are translated at year-end rates of exchange and revenue and expenses are translated at average exchange rates prevailing during the year. For subsidiaries whose functional currency is deemed to be other than the U.S. dollar, translation adjustments are included as a separate component of other comprehensive income and shareholders' equity. Currency transaction gains and losses are recorded in income.

During 1999, the exchange rate for the Brazilian real to the U.S. dollar declined, resulting in a non-cash foreign currency translation adjustment reducing the value of Enron's assets and shareholders' equity by approximately \$600 million.

#### Reclassifications

Certain reclassifications have been made to the consolidated financial statements for prior years to conform with the current presentation.

## 2 BUSINESS ACQUISITIONS AND DISPOSITIONS

In 2000, Enron, through a wholly-owned subsidiary, acquired all of the outstanding common shares of MG plc, a leading independent international metals market-making business that provides financial and marketing services to the global metals industry, for \$413 million in cash and assumed debt of approximately \$1.6 billion.

In addition, Enron made other acquisitions including a technology-related company, a facility maintenance company and all minority shareholders' interests in Enron Energy Services, LLC and Enron Renewable Energy Corp. Enron issued 5.7 million shares of Enron common stock, contributed common stock and warrants of an unconsolidated equity affiliate and paid cash in these transactions.

On August 16, 1999, Enron exchanged approximately 62.3 million shares (approximately 75%) of the Enron Oil & Gas Company (EOG) common stock it held for all of the stock of EOGI-India, Inc., a subsidiary of EOG. Also in August 1999, Enron received net proceeds of approximately \$190 million for the sale of 8.5 million shares of EOG common stock in a public offering and issued approximately \$255 million of public debt that is exchangeable in July 2002 into approximately 11.5 million shares of EOG common stock. As a result of the share exchange and share sale, Enron recorded a pre-tax gain of \$454 million (\$345 million after tax, or \$0.45 per diluted share) in 1999. As of August 16, 1999, EOG is no longer included in Enron's consolidated financial statements. EOGI-India, Inc. is included in the consolidated financial statements within the Wholesale Services segment following the exchange and sale. Enron accounts for its oil and gas exploration and production activities under the successful efforts method of accounting.

In August 1998, Enron, through a wholly-owned subsidiary, completed the acquisition of a controlling interest in Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (Elektro) for approximately \$1.3 billion. Elektro was initially accounted for using the equity method based on temporary control. In 1999, after the acquisition of additional interests, Elektro was consolidated by Enron.

Additionally, during 1999 and 1998, Enron acquired generation, natural gas distribution, renewable energy, telecommunications and energy management businesses for cash, Enron and subsidiary stock and notes.

Enron has accounted for these acquisitions using the purchase method of accounting as of the effective date of each transaction. Accordingly, the purchase price of each transaction has been allocated based upon the estimated fair value of the assets and liabilities acquired as of the acquisition date, with the excess reflected as goodwill in the Consolidated Balance Sheet. This and all other goodwill is being amortized on a straight-line basis over 5 to 40 years.

Assets acquired, liabilities assumed and consideration paid as a result of businesses acquired were as follows:

(in millions)	2000	1999	1998(a)
Fair value of assets acquired,			
other than cash	\$ 2,641	\$ 376	\$ 269
Goodwill	863	(71)	94
Fair value of liabilities assumed	(2,418)	6	(259)
Common stock of Enron issued and equity of an unconsolidated equity affiliate contributed	(809)	-	-
Net cash paid	\$ 777	\$ 311	\$ 104

(a) Excludes amounts related to the 1998 acquisition of Elektro.

On November 8, 1999, Enron announced that it had entered into an agreement to sell Enron's wholly-owned electric utility subsidiary, Portland General Electric Company (PGE), to Sierra Pacific Resources for \$2.1 billion. Sierra Pacific Resources will also assume approximately \$1 billion in PGE debt and preferred stock. The transaction has been delayed by the effect of recent events in California and Nevada on the buyer. Enron's carrying amount of PGE as of December 31, 2000 was approximately \$1.6 billion. Income before interest, minority interest and income taxes for PGE was \$338 million, \$298 million and \$284 million for 2000, 1999 and 1998, respectively.

### 3 PRICE RISK MANAGEMENT ACTIVITIES AND FINANCIAL INSTRUMENTS

#### Trading Activities

Enron offers price risk management services to wholesale, commercial and industrial customers through a variety of financial and other instruments including forward contracts involving physical delivery, swap agreements, which require payments to (or receipt of payments from) counterparties based on the differential between a fixed and variable price for the commodity, options and other contractual arrangements. Interest rate risks and foreign currency risks associated with the fair value of the commodity portfolio are managed using a variety of financial instruments, including financial futures.

**Notional Amounts and Terms.** The notional amounts and terms of these instruments at December 31, 2000 are shown below (dollars in millions):

	Fixed Price Payor	Fixed Price Receiver	Maximum Terms in Years
<b>Commodities (a)</b>			
Natural gas	7,331	8,910	23
Crude oil and liquids	3,513	1,990	8
Electricity	2,424	2,393	24
Metals, coal and pulp and paper	368	413	9
Bandwidth	187	325	11
<b>Financial products</b>			
Interest rate (b)	\$4,732	\$3,977	29
Foreign currency	\$ 78	\$ 465	22
Equity investments (c)	\$2,998	\$3,766	13

(a) Natural gas, crude oil and liquids and electricity volumes are in TBtue; metals, coal and pulp and paper volumes are in millions of metric tonnes; and bandwidth volumes are in thousands of terabytes.

(b) The interest rate fixed price receiver includes the net notional dollar value of the interest rate sensitive component of the combined commodity portfolio. The remaining interest rate fixed price receiver and the entire interest rate fixed price payor represent the notional contract amount of a portfolio of various financial instruments used to hedge the net present value of the commodity portfolio. For a given unit of price protection, different financial instruments require different notional amounts.

(c) Excludes derivatives on Enron common stock. See Notes 10 and 11.

Enron also has sales and purchase commitments associated with commodity contracts based on market prices totaling 8,169 TBtue, with terms extending up to 16 years, and 7.2 million metric tonnes, with terms extending up to 5 years.

Notional amounts reflect the volume of transactions but do not represent the amounts exchanged by the parties to the financial instruments. Accordingly, notional amounts do not accurately measure Enron's exposure to market or credit risks. The maximum terms in years detailed above are not indicative of likely future cash flows as these positions may be offset in the markets at any time in response to the company's price risk management needs to the extent available in the market.

The volumetric weighted average maturity of Enron's fixed price portfolio as of December 31, 2000 was approximately 1.5 years.

**Fair Value.** The fair value as of December 31, 2000 and the average fair value of instruments related to price risk management activities held during the year are set forth below:

(In millions)	Fair Value as of 12/31/00		Average Fair Value for the Year Ended 12/31/00 (a)	
	Assets	Liabilities	Assets	Liabilities
Natural gas	\$19,270	\$ 9,342	\$ 5,525	\$ 5,114
Crude oil and liquids	1,649	3,574	1,402	2,746
Electricity	7,335	5,398	3,453	1,613
Other commodities	1,509	1,311	988	757
Equity Investments	795	285	492	260
<b>Total</b>	<b>\$21,456</b>	<b>\$18,918</b>	<b>\$11,860</b>	<b>\$10,590</b>

(a) Computed using the ending balance at each month-end.

The income before interest, taxes and certain unallocated expenses arising from price risk management activities for 2000 was \$1,899 million.

**Securitizations.** From time to time, Enron sells interests in certain of its financial assets. Some of these sales are completed in securitizations, in which Enron concurrently enters into swaps associated with the underlying assets which limits the risks assumed by the purchaser. Such swaps are adjusted to fair value using quoted market prices, if available, or estimated fair value based on management's best estimate of the present value of future cash flow. These swaps are included in Price Risk Management activities above as equity investments. During 2000, gains from sales representing securitizations were \$381 million and proceeds were \$2,379 million (\$545 million of the proceeds related to sales to Whitewing Associates, L.P. (Whitewing)). See Notes 4 and 9. Purchases of securitized merchant financial assets totaled \$1,184 million during 2000. Amounts primarily related to equity interests.

**Credit Risk.** In conjunction with the valuation of its financial instruments, Enron provides reserves for credit risks associated with such activity. Credit risk relates to the risk of loss that Enron would incur as a result of nonperformance by counterparties pursuant to the terms of their contractual obligations. Enron maintains credit policies with regard to its counterparties that management believes significantly minimize overall credit risk. These policies include an evaluation of potential counterparties' financial condition (including credit rating), collateral requirements under certain circumstances and the use of standardized agreements which allow for the netting of positive and negative exposures associated with a single counterparty. Enron also minimizes this credit exposure using monetization of its contract portfolio or third-party insurance contracts.

The counterparties associated with assets from price risk management activities as of December 31, 2000 and 1999 are summarized as follows:

(In millions)	2000		1999	
	Investment Grade <sup>(a)</sup>	Total	Investment Grade <sup>(a)</sup>	Total
Gas and electric utilities	\$ 5,859	\$ 5,327	\$1,461	\$1,510
Energy marketers	4,677	6,124	544	768
Financial institutions	4,148	4,917	1,016	1,273
Independent power producers	672	791	471	641
Oil and gas producers	1,308	2,804	379	688
Industrials	667	1,138	336	524
Other	258	387	59	67
Total	\$18,716	21,488	\$4,266	5,471
Credit and other reserves		(457)		(337)
Assets from price risk management activities <sup>(b)</sup>		\$21,031 <sup>(c)</sup>		\$5,134

(a) "Investment Grade" is primarily determined using publicly available credit ratings along with consideration of cash, standby letters of credit, parent company guarantees and property interests, including oil and gas reserves. Included in "Investment Grade" are counterparties with a minimum Standard & Poor's or Moody's rating of BBB- or Baa3, respectively.

(b) One and two customers' exposures, respectively, at December 31, 2000 and 1999 comprise greater than 5% of Assets From Price Risk Management Activities and are included above as Investment Grade.

(c) At December 31, 2000, Enron held collateral of approximately \$5.5 billion, which consists substantially of cash deposits shown as "Customers' Deposits" on the balance sheet.

This concentration of counterparties may impact Enron's overall exposure to credit risk, either positively or negatively, in that the counterparties may be similarly affected by changes in economic, regulatory or other conditions. Based on Enron's policies, its exposures and its credit reserves, Enron does not anticipate a materially adverse effect on financial position or results of operations as a result of counterparty nonperformance.

During 2000, the California power market was significantly impacted by the increase in wholesale power prices. California customer rates are currently frozen, requiring the utilities to finance the majority of their power purchases. If wholesale prices remain at the current levels and no regulatory relief or legislative assistance is obtained, certain California utilities may need to seek bankruptcy protection. During 2000, Enron entered into wholesale power transactions with California utilities, including their nonregulated power marketing affiliates. Enron has provided credit reserves related to such activities based on Enron's net position with each California utility. Due to the uncertainties surrounding the California power situation, management cannot predict the ultimate outcome but believes these matters will not have a material adverse impact on Enron's financial condition.

#### Non-Trading Activities

Enron also enters into financial instruments such as swaps and other contracts primarily for the purpose of hedging the impact of market fluctuations on assets, liabilities, production or other contractual commitments.

**Energy Commodity Price Swaps.** At December 31, 2000, Enron was a party to energy commodity price swaps covering 18.6 Tbtu, 29.9 Tbtu and 0.5 Tbtu of natural gas for the years 2001, 2002 and 2003, respectively, and 0.3 million barrels of crude oil for the year 2001.

**Interest Rate Swaps.** At December 31, 2000, Enron had entered into interest rate swap agreements with an aggregate notional principal amount of \$1.0 billion to manage interest rate exposure. These swap agreements are scheduled to termi-

nate \$0.4 billion in 2001 and \$0.6 billion in the period 2002 through 2010.

**Foreign Currency Contracts.** At December 31, 2000, foreign currency contracts with a notional principal amount of \$1.4 billion were outstanding. These contracts will expire \$1.0 billion in 2001 and \$0.4 billion in the period 2002 through 2006.

**Equity Contracts.** At December 31, 2000, Enron had entered into Enron common stock swaps, with an aggregate notional amount of \$121 million, to hedge certain incentive-based compensation plans. Such contracts will expire in 2001.

**Credit Risk.** While notional amounts are used to express the volume of various financial instruments, the amounts potentially subject to credit risk, in the event of nonperformance by the third parties, are substantially smaller. Forwards, futures and other contracts are entered into with counterparties who are equivalent to investment grade. Accordingly, Enron does not anticipate any material impact to its financial position or results of operations as a result of nonperformance by the third parties on financial instruments related to non-trading activities.

#### Financial Instruments

The carrying amounts and estimated fair values of Enron's financial instruments, excluding trading activities, at December 31, 2000 and 1999 were as follows:

(In millions)	2000		1999	
	Carrying Amount	Estimated Fair Value	Carrying Amount	Estimated Fair Value
Short- and long-term debt (Note 7)	\$10,228	\$10,217	\$8,152	\$8,108
Company-obligated preferred securities of subsidiaries (Note 10)	904	920	1,000	937
Energy commodity price swaps	-	68	-	(3)
Interest rate swaps	-	1	-	(55)
Foreign currency contracts	-	84	-	-
Equity contracts	15	15	4	4

Enron uses the following methods and assumptions in estimating fair values: (a) short- and long-term debt - the carrying amount of variable-rate debt approximates fair value, the fair value of marketable debt is based on quoted market prices and the fair value of other debt is based on the discounted present value of cash flows using Enron's current borrowing rates; (b) company-obligated preferred securities of subsidiaries - the fair value is based on quoted market prices, where available, or based on the discounted present value of cash flows using Enron's current borrowing rates if not publicly traded; and (c) energy commodity price swaps, interest rate swaps, foreign currency contracts and equity contracts - estimated fair values have been determined using available market data and valuation methodologies. Judgment is necessarily required in interpreting market data and the use of different market assumptions or estimation methodologies may affect the estimated fair value amounts.

The fair market value of cash and cash equivalents, trade and other receivables, accounts payable and investments accounted for at fair value are not materially different from their carrying amounts.

Guarantees of liabilities of unconsolidated entities and residual value guarantees have no carrying value and fair values which are not readily determinable (see Note 15).



## 4 MERCHANT ACTIVITIES

An analysis of the composition of Enron's merchant investments and energy assets at December 31, 2000 and 1999 is as follows:

(In millions)	December 31,	
	2000	1999
Merchant investments <sup>(a)</sup>		
Energy	\$137	\$ 516
Energy-intensive industries	63	218
Technology-related	99	11
Other	302	341
	601	1,086
Merchant assets <sup>(b)</sup>		
Independent power plants	53	152
Natural gas transportation	36	35
	89	187
<b>Total</b>	<b>\$690</b>	<b>\$1,273</b>

(a) Investments are recorded at fair value in "Other Assets" with changes in fair value reflected in "Other Revenues."

(b) Amounts represent Enron's investment in unconsolidated equity affiliates with operating earnings reflected in "Equity in Earnings of Unconsolidated Equity Affiliates."

Enron provides capital primarily to energy and technology-related businesses seeking debt or equity financing. The merchant investments made by Enron and certain of its unconsolidated affiliates (see Note 9) are carried at fair value and include public and private equity, government securities with maturities of more than 90 days, debt and interests in limited partnerships. The valuation methodologies utilize market values of publicly-traded securities, independent appraisals and cash flow analyses.

Also included in Enron's wholesale business are investments in merchant assets such as power plants and natural gas pipelines, primarily held through equity method investments. Some of these assets were developed, constructed and operated by Enron. The merchant assets are not expected to be long-term, integrated components of Enron's energy networks.

For the years ended December 31, 2000, 1999 and 1998, respectively, pre-tax gains from sales of merchant assets and investments totaling \$104 million, \$756 million and \$628 million are included in "Other Revenues," and proceeds were \$1,838 million, \$2,217 million and \$1,434 million.

## 5 INCOME TAXES

The components of income before income taxes are as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
United States	\$ 640	\$ 357	\$197
Foreign	773	771	681
	\$1,413	\$1,128	\$878

Total income tax expense is summarized as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
Payable currently			
Federal	\$112	\$ 29	\$ 30
State	22	6	8
Foreign	93	48	50
	227	83	88
Payment deferred			
Federal	13	(159)	(14)
State	14	23	11
Foreign	130	157	90
	257	21	87
<b>Total income tax expense<sup>(a)</sup></b>	<b>\$434</b>	<b>\$104</b>	<b>\$175</b>

(a) See Note 11 for tax benefits related to stock options exercised by employees reflected in shareholders' equity.

The differences between taxes computed at the U.S. federal statutory tax rate and Enron's effective income tax rate are as follows:

	2000	1999	1998
Statutory federal income tax provision	35.0%	35.0%	35.0%
Net state income taxes	2.5	1.8	1.7
Foreign tax rate differential	(2.4)	(7.0)	0.8
Equity earnings	5.3	(10.1)	(4.3)
Basis and stock sale differences	(11.9)	(10.8)	(14.2)
Goodwill amortization	1.5	1.6	2.0
Audit settlement related to Monthly Income Preferred Shares	-	(1.8)	-
Other	0.6	0.5	(1.0)
	29.7%	9.2%	20.0%

The principal components of Enron's net deferred income tax liability are as follows:

(In millions)	December 31,	
	2000	1999
Deferred income tax assets		
Alternative minimum tax credit carryforward	\$ 254	\$ 220
Net operating loss carryforward	369	1,302
Other	189	188
	812	1,710
Deferred income tax liabilities		
Depreciation, depletion and amortization	1,813	1,807
Price risk management activities	(182)	1,133
Other	963	782
	2,594	3,722
<b>Net deferred income tax liabilities<sup>(a)</sup></b>	<b>\$1,782</b>	<b>\$2,012</b>

(a) Includes \$138 million and \$118 million in other current liabilities for 2000 and 1999, respectively.

Enron has an alternative minimum tax (AMT) credit carryforward of approximately \$254 million which can be used to offset regular income taxes payable in future years. The AMT credit has an indefinite carryforward period.

Enron has a net operating loss carryforward applicable to U.S. subsidiaries of approximately \$65 million, which will begin to expire in 2011. Enron has a net operating loss carryforward applicable to non-U.S. subsidiaries of approximately \$1.2 billion, of which \$1.0 billion can be carried forward indefinitely. The remaining \$200 million expires between the years 2001 and 2010. Deferred tax assets have been recognized on the \$65 million domestic loss and \$1.0 billion of the foreign losses.

U.S. and foreign income taxes have been provided for earnings of foreign subsidiary companies that are expected to be remitted to the U.S. Foreign subsidiaries' cumulative undistributed earnings of approximately \$1.8 billion are considered to be permanently reinvested outside the U.S. and, accordingly, no U.S. income taxes have been provided thereon. In the event of a distribution of those earnings in the form of dividends, Enron may be subject to both foreign withholding taxes and U.S. income taxes net of allowable foreign tax credits.

## 6 SUPPLEMENTAL CASH FLOW INFORMATION

Cash paid for income taxes and interest expense, including fees incurred on sales of accounts receivable, is as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
Income taxes (net of refunds)	\$ 62	\$ 51	\$ 73
Interest (net of amounts capitalized)	834	678	585

## Non-Cash Activity

In 2000, Enron acquired all minority shareholders' interests in Enron Energy Services, LLC and other businesses with Enron common stock. See Note 2.

In 2000 and 1999, Enron entered into various transactions with related parties, which resulted in an exchange of assets and an increase in common stock of \$171 million in 2000. See Note 16.

In 2000, a partnership in which Enron was a limited partner made a liquidating distribution to Enron resulting in a non-cash increase in current assets of \$220 million, a decrease of \$20 million in non-current assets and an increase in current liabilities of \$160 million.

During 2000 and 1999, Enron received the rights to specific third-party fiber-optic cable in exchange for the rights on specific fiber-optic cable held for sale by Enron. These exchanges resulted in non-cash increases in assets of \$69 million and \$111 million, respectively.

During 1999, Enron issued approximately 7.6 million shares of common stock in connection with the acquisition, by an unconsolidated equity affiliate, of interests in three power plants in New Jersey.

In December 1998, Enron extinguished its 6.25% Exchangeable Notes with 10.5 million shares of EOG common stock.

## 7 CREDIT FACILITIES AND DEBT

Enron has credit facilities with domestic and foreign banks which provide for an aggregate of \$1.4 billion in long-term committed credit, of which \$150 million relates to Portland General, and \$2.4 billion in short-term committed credit. Expiration dates of the committed facilities range from February 2001 to May 2005. Interest rates on borrowings are based upon the London Interbank Offered Rate, certificate of deposit rates or other short-term interest rates. Certain credit facilities contain covenants which must be met to borrow funds. Such debt covenants are not anticipated to materially restrict Enron's ability to borrow funds under such facilities. Compensating balances are not required, but Enron is required to pay a commitment or facility fee. At December 31, 2000, \$290 million was outstanding under these facilities.

Enron has also entered into agreements which provide for uncommitted lines of credit totaling \$420 million at December 31, 2000. The uncommitted lines have no stated expiration dates. Neither compensating balances nor commitment fees are required, as borrowings under the uncommitted credit lines are available subject to agreement by the participating banks. At December 31, 2000, no amount were outstanding under the uncommitted lines.

In addition to borrowing from banks on a short-term basis, Enron and certain of its subsidiaries sell commercial paper to provide financing for various corporate purposes. As of December 31, 2000 and 1999, short-term borrowings of \$15 million and \$330 million, respectively, and long-term debt due within one year of \$1,303 million and \$670 million, respectively, have been reclassified as long-term debt based upon the availability of committed credit facilities with expiration dates exceeding one year and management's intent to maintain such amounts in excess of one year. Weighted average interest rates on short-term debt outstanding at December 31, 2000 and 1999 were 6.9% and 6.4%, respectively.

Detailed information on long-term debt is as follows:

(In millions)	December 31,	
	2000	1999
Enron Corp.		
Senior debentures		
6.75% to 8.25% due 2005 to 2012	\$ 282	\$ 318
Notes payable <sup>(a)</sup>		
7.00% exchangeable notes due 2002	\$32	239
6.40% to 9.88% due 2001 to 2028	4,416	4,114
Floating rate notes due 2000 to 2005	\$2	79
Other	242	34
Northern Natural Gas Company		
Notes payable		
6.75% to 7.00% due 2005 to 2011	500	500
Transwestern Pipeline Company		
Notes payable		
9.20% due 2004	11	15
Portland General		
First mortgage bonds		
6.47% to 9.46% due 2000 to 2023	328	373
Pollution control bonds		
Various rates due 2010 to 2033	200	200
Other	282	129
Other	414	204
Amount reclassified from short-term debt	1,318	1,000
Unamortized debt discount and premium	(47)	(54)
Total long-term debt	\$8,550	\$7,151

<sup>(a)</sup> Includes debt denominated in foreign currencies of approximately \$955 million and \$525 million, respectively, at December 31, 2000 and 1999. Enron has entered into derivative transactions to hedge interest rate and foreign currency exchange fluctuations associated with such debt. See Note 3.

The indenture securing Portland General's First Mortgage Bonds constitutes a direct first mortgage lien on substantially all electric utility property and franchises, other than expressly excepted property.

The aggregate annual maturities of long-term debt outstanding at December 31, 2000 were \$2,112 million, \$750 million, \$852 million, \$646 million and \$1,592 million for 2001 through 2005, respectively.

In February 2001, Enron issued \$1.25 billion zero coupon convertible senior notes that mature in 2021. The notes carry a 2.125 percent yield to maturity with an aggregate face value of \$1.9 billion and may be converted, upon certain contingencies being met, into Enron common stock at an initial conversion premium of 45 percent.

## MINORITY INTERESTS

Enron's minority interests at December 31, 2000 and 1999 include the following:

(In millions)	2000	1999
Majority-owned limited liability company and limited partnerships	\$1,759	\$1,773
Elektro <sup>(a)</sup>	462	475
Other	193	182
	\$2,414	\$2,430

<sup>(a)</sup> Relates to the respective parents of Elektro, which had minority shareholders in 2000 and 1999.

Enron has formed separate limited partnerships and a limited liability company with third-party investors for various purposes. These entities are included in Enron's consolidated financial statements, with the third-party investors' interests reflected in "Minority Interests" in the Consolidated Balance Sheet.

In October 2000, Enron contributed approximately \$1.0 billion of net assets to a wholly-owned limited liability company. A third party contributed \$500 million for a preferred membership



interest in the limited liability company. The contribution by the third party was invested in highly liquid investment grade securities (including Enron notes) and short-term receivables. At December 31, 2000, the majority-owned limited liability company held net assets of \$1.0 billion.

During 1999, third-party investors contributed cash and merchant investments totaling \$1.0 billion to Enron-sponsored entities to invest in highly liquid investment grade securities (including Enron notes) and short-term receivables. The merchant investments, totaling \$500 million, were sold prior to December 31, 1999. During 2000, Enron acquired a portion of the minority shareholder's interest for \$485 million.

In 1998, Enron formed a wholly-owned limited partnership for the purpose of holding \$1.6 billion of assets contributed by Enron. That partnership contributed \$850 million of assets and a third party contributed \$750 million to a second newly-formed limited partnership. The assets held by the wholly-owned limited partnership represent collateral for a \$750 million note receivable held by the second limited partnership. In 2000 and 1999, the wholly-owned and second limited partnerships sold assets valued at approximately \$152 million and \$460 million, respectively, and invested the proceeds in Enron notes.

Absent certain defaults or other specified events, Enron has the option to acquire the minority holders' interests in these partnerships. Enron has the option to acquire the minority holder's interest in the limited liability company after November 2002. If Enron does not acquire the minority holders' interests before December 2004 through May 2009, or earlier upon certain specified events, the minority interest holders may cause the entities to liquidate their assets and dissolve.

In 2000, as part of a restructuring, Jacaré Electrical Distribution Trust (Jacaré) sold a 47 percent interest in Enron Brazil Power Holdings V Ltd, a subsidiary that holds its investment in Elektro, to Whitewing for approximately \$460 million. See Note 9. The proceeds were used to acquire the original minority shareholder's interest in Jacaré.

In 2000, Enron acquired all minority shareholders' interests in Enron Energy Services, LLC and Enron Renewable Energy Corp. See Note 2.

## 9 UNCONSOLIDATED EQUITY AFFILIATES

Enron's investment in and advances to unconsolidated affiliates which are accounted for by the equity method is as follows:

(In millions)	Net Voting Interest <sup>(a)</sup>	December 31,	
		2000	1999
Azurix Corp.	34%	\$ 325	\$ 762
Bridgeline Holdings	40%	229	-
Citrus Corp.	50%	530	480
Dabhol Power Company	50%	693	466
Joint Energy Development Investments L.P. (JEDI) <sup>(b)</sup>	50%	399	211
Joint Energy Development Investments II L.P. (JEDI II) <sup>(b)</sup>	50%	220	162
SK - Enron Co. Ltd.	50%	258	269
Transportadora de Gas del Sur S.A.	35%	479	452
Whitewing Associates, L.P. <sup>(b)</sup>	50%	588	662
Other		1,803	1,572
		\$5,294 <sup>(c)</sup>	\$5,036 <sup>(c)</sup>

(a) Certain investments have income sharing ratios which differ from Enron's voting interests.

(b) JEDI and JEDI II account for their investments at fair value. Whitewing accounts for certain of its investments at fair value. These affiliates held fair value investments totaling \$1,823 million and \$1,128 million, respectively, at December 31, 2000 and 1999.

(c) At December 31, 2000 and 1999, the unamortized excess of Enron's investment in unconsolidated affiliates was \$182 million and \$179 million, respectively, which is being amortized over the expected lives of the investments.

Enron's equity in earnings (losses) of unconsolidated equity affiliates is as follows:

(In millions)	2000	1999	1998
Azurix Corp. <sup>(a)</sup>	\$(428)	\$ 23	\$ 6
Citrus Corp.	50	25	23
Dabhol Power Company	51	30	-
Joint Energy Development Investments L.P.	187	11	(45)
Joint Energy Development Investments II, L.P.	\$8	92	(4)
TNPC, Inc. (The New Power Company)	(60)	-	-
Transportadora de Gas del Sur S.A.	38	32	36
Whitewing Associates, L.P.	58	9	-
Other	123	87	81
	\$ 87	\$309	\$ 97

(a) During the fourth quarter of 2000, Azurix Corp. (Azurix) impaired the carrying value of its Argentine assets, resulting in a charge of approximately \$470 million. Enron's portion of the charge was \$326 million.

Summarized combined financial information of Enron's unconsolidated affiliates is presented below:

(In millions)	December 31,	
	2000	1999
Balance sheet		
Current assets <sup>(a)</sup>	\$ 5,884	\$ 3,168
Property, plant and equipment, net	14,788	14,356
Other noncurrent assets	13,485	9,459
Current liabilities <sup>(a)</sup>	4,739	4,401
Long-term debt <sup>(a)</sup>	8,717	8,486
Other noncurrent liabilities	6,148	2,402
Owners' equity	13,551	11,694

(a) Includes \$410 million and \$327 million receivable from Enron and \$302 million and \$84 million payable to Enron at December 31, 2000 and 1999, respectively.

(In millions)	2000	1999	1998
Income statement <sup>(a)</sup>			
Operating revenues	\$15,903	\$11,568	\$8,508
Operating expenses	14,710	9,449	7,244
Net income	586	1,857	142
Distributions paid to Enron	137	482	87

(a) Enron recognized revenues from transactions with unconsolidated equity affiliates of \$510 million in 2000, \$674 million in 1999 and \$563 million in 1998.

In 2000 and 1999, Enron sold approximately \$632 million and \$192 million, respectively, of merchant investments and other assets to Whitewing. Enron recognized no gains or losses in connection with these transactions. Additionally, in 2000, ECT Merchant Investments Corp., a wholly-owned Enron subsidiary, contributed two pools of merchant investments to a limited partnership that is a subsidiary of Enron. Subsequent to the contributions, the partnership issued partnership interests representing 100% of the beneficial, economic interests in the two asset pools, and such interests were sold for a total of \$545 million to a limited liability company that is a subsidiary of Whitewing. See Note 3. These entities are separate legal entities from Enron and have separate assets and liabilities. In 2000 and 1999, the Related Party, as described in Note 16, contributed \$33 million and \$15 million, respectively, of equity to Whitewing. In 2000, Whitewing contributed \$7.1 million to a partnership formed by Enron, Whitewing and a third party. Subsequently, Enron sold a portion of its interest in the partnership through a securitization. See Note 3.

In 2000, The New Power Company sold warrants convertible into common stock of The New Power Company for \$50 million to the Related Party (described in Note 16).

From time to time, Enron has entered into various administrative service, management, construction, supply and operating

agreements with its unconsolidated equity affiliates. Enron's management believes that its existing agreements and transactions are reasonable compared to those which could have been obtained from third parties.

## 10 PREFERRED STOCK

### Preferred Stock

Enron has authorized 16,500,000 shares of preferred stock, no par value. At December 31, 2000, Enron had outstanding 1,240,933 shares of Cumulative Second Preferred Convertible Stock (the Convertible Preferred Stock), no par value. The Convertible Preferred Stock pays dividends at an amount equal to the higher of \$10.50 per share or the equivalent dividend that would be paid if shares of the Convertible Preferred Stock were converted to common stock. Each share of the Convertible Preferred Stock is convertible at any time at the option of the holder thereof into 27.304 shares of Enron's common stock, subject to certain adjustments. The Convertible Preferred Stock is currently subject to redemption at Enron's option at a price of \$100 per share plus accrued dividends. During 2000, 1999 and 1998, 55,251 shares, 23,664 shares and 17,797 shares, respectively, of the Convertible Preferred Stock were converted into common stock.

In 1999, all outstanding shares of Series A Preferred Stock held by Whitewing were exchanged for 250,000 shares of Enron Mandatorily Convertible Junior Preferred Stock, Series B (Series B Preferred Stock). Also in 1999, Enron entered into a Share Settlement Agreement under which Enron could be obligated, under certain circumstances, to deliver additional shares of common stock or Series B Preferred Stock to Whitewing for the amount that the market price of the converted Enron common shares is less than \$28 per share. In 2000, Enron increased the strike price in the Share Settlement Agreement to \$48.55 per share in exchange for an additional capital contribution in Whitewing by third-party investors. The number of shares of Series B Preferred Stock authorized equals the number of shares necessary to satisfy Enron's obligation under the Share Settlement Agreement. Absent certain defaults or other specified events, Enron has the option to acquire the third-party investors' interests before January 2003, or earlier upon certain specified events, Whitewing may liquidate its assets and dissolve. At December 31, 2000, Enron had outstanding 250,000 shares of Series B Preferred Stock with a liquidation value of \$1.0 billion. The Series B Preferred Stock pays semi-annual cash dividends at an annual rate of 6.50%. Each share of Series B Preferred Stock is mandatorily convertible into 200 shares of Enron common stock on January 15, 2003 or earlier upon the occurrence of certain events.

In connection with the 1998 financial restructuring (yielding proceeds of approximately \$1.2 billion) of Enron's investment in Azurix, Enron committed to cause the sale of Enron convertible preferred stock, if certain debt obligations of the related entity which acquired an interest in Azurix, are defaulted upon, or in certain events, including, among other things, Enron's credit ratings fall below specified levels. If the sale of the convertible preferred stock is not sufficient to retire such obligations, Enron would be liable for the shortfall. Such obligations will mature in December 2001. The number of common shares issuable upon conversion is based on future common stock prices.

### Company-Obligated Preferred Securities of Subsidiaries

Summarized information for Enron's company-obligated preferred securities of subsidiaries is as follows:

(In millions, except per share amounts and shares)	December 31,		Liquidation Value Per Share
	2000	1999	
Enron Capital LLC			
8% Cumulative Guaranteed Monthly Income Preferred Shares (8,550,000 shares) (a)	\$214	\$ 214	\$ 25
Enron Capital Trust I			
8.3% Trust Originated Preferred Securities (8,000,000 preferred securities) (a)	200	200	25
Enron Capital Trust II			
8 1/8% Trust Originated Preferred Securities (6,000,000 preferred securities) (a)	150	150	25
Enron Capital Trust III			
Adjustable-Rate Capital Trust Securities (200,000 preferred securities)	-	200	1,000
LNG Power II L.L.C.			
6.74% Preference Units (105,000 shares) (b)	105	-	1,000
Enron Equity Corp.			
8.57% Preferred Stock (880 shares) (a)	88	88	100,000
7.39% Preferred Stock (150 shares) (a)(c)	15	15	100,000
Enron Capital Resources, L.P.			
9% Cumulative Preferred Securities, Series A (3,000,000 preferred securities) (a)	75	75	25
Other	57	58	
	\$904	\$1,000	

(a) Redeemable under certain circumstances after specified dates.

(b) Initial rate is 6.74% increasing to 7.79%.

(c) Mandatorily redeemable in 2006.

## 11 COMMON STOCK

## Earnings Per Share

The computation of basic and diluted earnings per share is as follows:

(In millions, except per share amounts)	Year Ended December 31,		
	2000	1999	1998
<b>Numerator:</b>			
<b>Basic</b>			
Income before cumulative effect of accounting changes	\$ 878	\$ 1,024	\$ 703
Preferred stock dividends:			
Second Preferred Stock	(17)	(17)	(17)
Series A Preferred Stock	-	(30)	-
Series B Preferred Stock	(68)	(19)	-
Income available to common shareholders before cumulative effect of accounting changes	898	958	686
Cumulative effect of accounting changes	-	(131)	-
Income available to common shareholders	\$ 898	\$ 827	\$ 686
<b>Diluted</b>			
Income available to common shareholders before cumulative effect of accounting changes	\$ 898	\$ 958	\$ 686
Effect of assumed conversion of dilutive securities <sup>(a)</sup> :			
Second Preferred Stock	17	17	17
Income before cumulative effect of accounting changes	913	975	703
Cumulative effect of accounting changes	-	(131)	-
Income available to common shareholders after assumed conversions	\$ 913	\$ 844	\$ 703
<b>Denominator:</b>			
Denominator for basic earnings per share - weighted-average shares	738	705	642
Effect of dilutive securities:			
Preferred stock	36	36	36
Stock options	43	28	17
Dilutive potential common shares	78	64	53
Denominator for diluted earnings per share - adjusted weighted-average shares and assumed conversions	814	769	695
<b>Basic earnings per share:</b>			
Before cumulative effect of accounting changes	\$ 1.22	\$ 1.36	\$ 1.07
Cumulative effect of accounting changes	-	(0.19)	-
Basic earnings per share	\$ 1.22	\$ 1.17	\$ 1.07
<b>Diluted earnings per share:</b>			
Before cumulative effect of accounting changes	\$ 1.12	\$ 1.27	\$ 1.01
Cumulative effect of accounting changes	-	(0.17)	-
Diluted earnings per share	\$ 1.12	\$ 1.10	\$ 1.01

(a) The Series A Preferred Stock and the Series B Preferred Stock were not included in the calculation of diluted earnings per share because conversion of these shares would be antidilutive.

## Derivative Instruments

At December 31, 2000, Enron had derivative instruments (excluding amounts disclosed in Note 10) on 54.8 million shares of Enron common stock, of which approximately 12 million shares are with JEDI and 22.5 million are with related parties (see Note 16), at an average price of \$67.92 per share on which Enron was a fixed price payor. Shares potentially deliverable to counterparties under the contracts are assumed to be outstanding in calculating diluted earnings per share unless they are antidilutive. At December 31, 2000, there were outstanding non-employee options to purchase 6.4 million shares of Enron common stock at an exercise price of \$19.59 per share.

## Stock Option Plans

Enron applies Accounting Principles Board (APB) Opinion 25 and related interpretations in accounting for its stock option plans. In accordance with APB Opinion 25, no compensation expense has been recognized for the fixed stock option plans. Compensation expense charged against income for the restricted stock plan for 2000, 1999 and 1998 was \$220 million, \$131 million and \$58 million, respectively. Had compensation cost for Enron's stock option compensation plans been determined based on the fair value at the grant dates for awards under those plans, Enron's net income and earnings per share would have been \$886 million (\$1.09 per share basic, \$1.01 per share diluted) in 2000, \$827 million (\$1.08 per share basic, \$1.01 per share diluted) in 1999 and \$674 million (\$1.02 per share basic, \$0.97 per share diluted) in 1998.

The fair value of each option grant is estimated on the date of grant using the Black-Scholes option-pricing model with weighted-average assumptions for grants in 2000, 1999 and 1998, respectively: (i) dividend yield of 2.4%, 2.4% and 2.5%; (ii) expected volatility of 22.3%, 20.0% and 18.3%; (iii) risk-free interest rates of 5.8%, 5.6% and 5.0%; and (iv) expected lives of 3.2 years, 3.7 years and 3.8 years.

Enron has four fixed option plans (the Plans) under which options for shares of Enron's common stock have been or may be granted to officers, employees and non-employee members of the Board of Directors. Options granted may be either incentive stock options or nonqualified stock options and are granted at not less than the fair market value of the stock at the time of grant. Under the Plans, Enron may grant options with a maximum term of 10 years. Options vest under varying schedules.



Summarized information for Enron's Plans is as follows:

(Shares in thousands)	2000		1999		1998	
	Shares	Weighted Average Exercise Price	Shares	Weighted Average Exercise Price	Shares	Weighted Average Exercise Price
Outstanding, beginning of year	93,531	\$26.74	79,604	\$19.60	78,858	\$17.89
Granted	39,187	70.02	35,118	37.49	15,702	24.99
Exercised (a)	(32,235)	24.43	(19,705)	18.08	(13,072)	15.70
Forfeited	(4,358)	35.68	(1,465)	24.51	(1,498)	19.77
Expired	(42)	23.75	(21)	18.79	(386)	19.76
Outstanding, end of year	98,083	\$44.24	93,531	\$26.74	79,604	\$19.60
Exercisable, end of year	48,755	\$28.85	52,803	\$22.56	45,942	\$18.16
Available for grant, end of year (b)	22,888		24,864		10,498	
Weighted average fair value of options granted		\$13.35		\$ 7.24		\$ 4.20

(a) In 2000, Enron recorded tax benefits related to stock options exercised by employees of approximately \$390 million reflected in shareholders' equity.

(b) Includes up to 20,707,969 shares, 22,140,962 shares and 10,497,670 shares as of December 31, 2000, 1999 and 1998, respectively, which may be issued either as restricted stock or pursuant to stock options.

The following table summarizes information about stock options outstanding at December 31, 2000 (shares in thousands):

Range of Exercise Prices	Options Outstanding			Options Exercisable	
	Number Outstanding at 12/31/00	Weighted Average Remaining Contractual Life	Weighted Average Exercise Price	Number Exercisable at 12/31/00	Weighted Average Exercise Price
\$ 6.88 to \$ 20.00	15,368	4.7	\$16.72	14,001	\$16.54
20.06 to 34.81	24,091	5.8	24.79	18,304	24.13
35.03 to 47.31	21,520	6.8	40.52	8,731	40.27
50.48 to 69.00	13,888	6.5	60.18	4,072	61.81
71.06 to 86.63	21,119	5.8	79.89	1,647	72.36
	98,083	6.2	\$44.24	48,755	\$28.85

#### Restricted Stock Plan:

Under Enron's Restricted Stock Plan, participants may be granted stock without cost to the participant. The shares granted under this plan vest to the participants at various times ranging from immediate vesting to vesting at the end of a five-year period. Upon vesting, the shares are released to the participants. The following summarizes shares of restricted stock under this plan:

(Shares in thousands)	2000	1999	1998
Outstanding, beginning of year	6,781	6,034	5,074
Granted	2,243	2,672	2,122
Released to participants	(2,231)	(1,702)	(1,064)
Forfeited	(1,444)	(223)	(98)
Outstanding, end of year	5,379	6,781	6,034
Available for grant, end of year	20,708	22,141	10,498
Weighted average fair value of restricted stock granted	\$57.89	\$37.38	\$23.70

#### 12 PENSION AND OTHER BENEFITS

Enron maintains a retirement plan (the Enron Plan) which is a noncontributory defined benefit plan covering substantially all employees in the United States and certain employees in foreign countries. The benefit accrual is in the form of a cash balance of 5% of annual base pay.

Portland General has a noncontributory defined benefit pension plan (the Portland General Plan) covering substantially all of its employees. Benefits under the Portland General Plan are based on years of service, final average pay and covered compensation.

Enron Facility Services has a noncontributory defined benefit pension plan (the EFS Plan) covering substantially all of its

employees. Benefits under the EFS Plan are based on years of service, final average pay and covered compensation.

Enron also maintains a noncontributory employee stock ownership plan (ESOP) which covers all eligible employees. Allocations to individual employees' retirement accounts within the ESOP offset a portion of benefits earned under the Enron Plan. All shares included in the ESOP have been allocated to the employee accounts. At December 31, 2000 and 1999, 12,600,271 shares and 17,241,731 shares, respectively, of Enron common stock were held by the ESOP, a portion of which may be used to offset benefits under the Enron Plan.

Assets of the Enron Plan, the Portland General Plan and the EFS Plan are comprised primarily of equity securities, fixed income securities and temporary cash investments. It is Enron's policy to fund all pension costs accrued to the extent required by federal tax regulations.

Enron provides certain postretirement medical, life insurance and dental benefits to eligible employees and their eligible dependents. Benefits are provided under the provisions of contributory defined dollar benefit plans. Enron is currently funding that portion of its obligations under these postretirement benefit plans which are expected to be recoverable through rates by its regulated pipelines and electric utility operations.

Enron accrues these postretirement benefit costs over the service lives of the employees expected to be eligible to receive such benefits. Enron is amortizing the transition obligation which existed at January 1, 1993 over a period of approximately 19 years.

The following table sets forth information related to changes in the benefit obligations, changes in plan assets, a reconciliation of the funded status of the plans and components of the expense recognized related to Enron's pension and other postretirement plans:



(In millions)	Pension Benefits		Other Benefits	
	2000	1999	2000	1999
Change in benefit obligation				
Benefit obligation, beginning of year	\$708	\$687	\$120	\$134
Service cost	33	32	2	2
Interest cost	53	49	10	9
Plan participants' contributions	-	-	4	3
Plan amendments	-	6	-	-
Actuarial loss (gain)	9	(51)	10	(12)
Acquisitions and divestitures	-	36	-	-
Effect of curtailment and settlements <sup>(a)</sup>	(2)	(8)	-	-
Benefits paid	(55)	(43)	(22)	(16)
Benefit obligation, end of year	\$748	\$708	\$124	\$120

Change in plan assets				
Fair value of plan assets, beginning of year <sup>(b)</sup>	\$653	\$774	\$ 68	\$ 60
Actual return on plan assets	41	80	(4)	7
Acquisitions and divestitures	-	37	-	-
Employer contribution	19	5	7	6
Plan participants' contributions	-	-	4	3
Benefits paid	(66)	(43)	(11)	(8)
Fair value of plan assets, end of year <sup>(b)</sup>	\$658	\$853	\$ 64	\$ 68

Reconciliation of funded status, end of year				
Funded status, end of year	\$112	\$145	\$ (60)	\$ (52)
Unrecognized transition obligation (asset)	(6)	(13)	44	48
Unrecognized prior service cost	25	32	12	14
Unrecognized net actuarial loss (gain)	55	11	(17)	(29)
Prepaid (accrued) benefit cost	\$188	\$175	\$ (21)	\$ (19)

Weighted-average assumptions at December 31				
Discount rate	7.75%	7.75%	7.75%	7.75%
Expected return on plan assets (pre-tax)	(c)	(c)	(d)	(d)
Rate of compensation increase	(e)	(e)	(e)	(e)

Components of net periodic benefit cost				
Service cost	\$ 33	\$ 32	\$ 2	\$ 2
Interest cost	53	49	10	9
Expected return on plan assets	(76)	(70)	(4)	(4)
Amortization of transition obligation (asset)	(6)	(6)	4	4
Amortization of prior service cost	5	5	1	1
Recognized net actuarial loss (gain)	-	3	(1)	-
Effect of curtailment and settlements <sup>(a)</sup>	-	(6)	-	6
Net periodic benefit cost	\$ 10	\$ 7	\$ 12	\$ 18

(a) Represents one-time nonrecurring events including the exchange and sale of EOG (see Note 2) and certain employees ceasing participation in the Portland General Plan as a result of union negotiations.

(b) Includes plan assets of the ESOP of \$116 million and \$121 million at December 31, 2000 and 1999, respectively.

(c) Long-term rate of return on assets is assumed to be 10.5% for the Enron Plan, 9.0% for the Portland General Plan and 9.5% for the EFS Plan.

(d) Long-term rate of return on assets is assumed to be 7.5% for the Enron assets and 9.5% for the Portland General assets.

(e) Rate of compensation increase is assumed to be 4.0% for the Enron Plan, 4.0% to 9.5% for the Portland General Plan and 5.0% for the EFS Plan.

Included in the above amounts are the unfunded obligations for the supplemental executive retirement plans. At both December 31, 2000 and 1999, the projected benefit obligation for these unfunded plans was \$56 million and the fair value of assets was \$1 million.

The measurement date of the Enron Plan and the ESOP is September 30, and the measurement date of the Portland General Plan, the EFS Plan and the postretirement benefit plans is December 31. The funded status as of the valuation date of the Enron Plan, the Portland General Plan, the ESOP and the postretirement benefit plans reconciles with the amount detailed above which is included in "Other Assets" on the Consolidated Balance Sheet.

For measurement purposes, 6% and 10% annual rates of increase in the per capita cost of covered health care benefits were assumed for the period 2000 to 2001 for the Enron and Portland General postretirement plans, respectively. The rates were assumed to decrease to 5% by 2002 and 2010 for the Enron and Portland General postretirement plans, respectively. Assumed health care cost trend rates have a significant effect on the amounts reported for the health care plans. A one-percentage point change in assumed health care cost trend rates would have the following effects:

(In millions)	1-Percentage Point Increase	1-Percentage Point Decrease
Effect on total of service and interest cost components	\$0.4	\$(0.3)
Effect on postretirement benefit obligation	\$4.4	\$(3.8)

Additionally, certain Enron subsidiaries maintain various incentive based compensation plans for which participants may receive a combination of cash or stock options, based upon the achievement of certain performance goals.

### 13 RATES AND REGULATORY ISSUES

Rates and regulatory issues related to certain of Enron's natural gas pipelines and its electric utility operations are subject to final determination by various regulatory agencies. The domestic interstate pipeline operations are regulated by the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) and the electric utility operations are regulated by the FERC and the Oregon Public Utility Commission (OPUC). As a result, these operations are subject to the provisions of Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 71, "Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation," which recognizes the economic effects of regulation and, accordingly, Enron has recorded regulatory assets and liabilities related to such operations.

The regulated pipelines operations' net regulatory assets were \$290 million and \$250 million at December 31, 2000 and 1999, respectively, and are expected to be recovered over varying time periods.

The electric utility operations' net regulatory assets were \$450 million and \$494 million at December 31, 2000 and 1999, respectively. Based on rates in place at December 31, 2000, Enron estimates that it will collect substantially all of its regulatory assets within the next 11 years.

#### Pipeline Operations

On April 16, 1999, Northern Natural Gas Company (Northern) filed an uncontested Stipulation and Agreement of Settlement (Settlement) with the FERC and an order approving the Settlement was issued by the FERC on June 18, 1999. The rates effectuated by Northern on November 1, 1999 remain in effect. On May 1, 2000, Northern filed to implement an optional volumetric firm throughput service. An order approving such service was issued November 8, 2000 with effectiveness November 1, 2000; a rehearing request is pending. On November 1, 2000, Northern filed to increase its rates for the recovery of return and taxes on its System Levelized Account.

On November 22, 2000, the FERC issued an order approving the rates, subject to refund.

On November 1, 2000, Transwestern Pipeline Company implemented a rate escalation of settled transportation rates in accordance with its May 1995 global settlement, as amended in May 1996. On August 23, 1999, Transwestern filed for a new service, Enhanced Firm Backhaul. An order by the FERC was issued February 23, 2000, approving the service.

#### Electric Utility Operations

On October 2, 2000 PGE filed a restructuring plan with the OPUC that implements the provisions of the State Senate Bill SB1149, signed into law in July 1999. The new law provides industrial and commercial customers of investor-owned utilities in the state direct access to competing energy suppliers by October 1, 2001. As filed, PGE's plan also proposes an increase in base rates, with new tariffs effective on October 1, 2001. PGE is a 67.5% owner of the Trojan Nuclear Plant (Trojan). In September 2000, PGE entered into an agreement with the OPUC related to Trojan. See Note 14. At December 31, 2000, PGE's regulatory asset related to recovery of Trojan decommissioning costs from customers was \$190 million.

Enron believes, based upon its experience to date and after considering appropriate reserves that have been established, that the ultimate resolution of pending regulatory matters will not have a material impact on Enron's financial position or results of operations.

#### 14 LITIGATION AND OTHER CONTINGENCIES

Enron is a party to various claims and litigation, the significant items of which are discussed below. Although no assurances can be given, Enron believes, based on its experience to date and after considering appropriate reserves that have been established, that the ultimate resolution of such items, individually or in the aggregate, will not have a material adverse impact on Enron's financial position or results of operations.

#### Litigation

In 1995, several parties (the Plaintiffs) filed suit in Harris County District Court in Houston, Texas, against Intratex Gas Company (Intratex), Houston Pipe Line Company and Panhandle Gas Company (collectively, the Enron Defendants), each of which is a wholly-owned subsidiary of Enron. The Plaintiffs were either sellers or royalty owners under numerous gas purchase contracts with Intratex, many of which have terminated. Early in 1996, the case was severed by the Court into two matters to be tried (or otherwise resolved) separately. In the first matter, the Plaintiffs alleged that the Enron Defendants committed fraud and negligent misrepresentation in connection with the "Panhandle program," a special marketing program established in the early 1980s. This case was tried in October 1996 and resulted in a verdict for the Enron Defendants. In the second matter, the Plaintiffs allege that the Enron Defendants violated state regulatory requirements and certain gas purchase contracts by failing to take the Plaintiffs' gas ratably with other producers' gas at certain times between 1978 and 1988. The trial court certified a class action with respect to ratability claims. On March 9, 2000, the Texas Supreme Court ruled that the trial court's class certification was improper and remanded the case to the trial court. The Enron Defendants deny the Plaintiffs' claims and have asserted various affirmative defenses, including the statute of limitations. The Enron Defendants believe that they have strong legal and factual defenses, and intend to vigorously contest the claims. Although no assurances can be given, Enron believes that the ultimate

resolution of these matters will not have a material adverse effect on its financial position or results of operations.

On November 21, 1996, an explosion occurred in or around the Humberto Vidal Building in San Juan, Puerto Rico. The explosion resulted in fatalities, bodily injuries and damage to the building and surrounding property. San Juan Gas Company, Inc. (San Juan Gas), an Enron affiliate, operated a propane/air distribution system in the vicinity, but did not provide service to the building. Enron, San Juan Gas, four affiliates and their insurance carriers were named as defendants, along with several third parties, including The Puerto Rico Aqueduct and Sewer Authority, Puerto Rico Telephone Company, Heath Consultants Incorporated, Humberto Vidal, Inc. and their insurance carriers, in numerous lawsuits filed in U.S. District Court for the District of Puerto Rico and the Superior Court of Puerto Rico. These suits seek damages for wrongful death, personal injury, business interruption and property damage allegedly caused by the explosion. After nearly four years without determining the cause of the explosion, all parties have agreed not to litigate further that issue, but to move these suits toward settlements or trials to determine whether each plaintiff was injured as a result of the explosion and, if so, the lawful damages attributable to such injury. The defendants have agreed on a fund for settlements or final awards. Numerous claims have been settled. Although no assurances can be given, Enron believes that the ultimate resolution of these matters will not have a material adverse effect on its financial position or results of operations.

#### Trojan Investment Recovery

In early 1993, PGE ceased commercial operation of the Trojan nuclear power generating facility. The OPUC granted PGE, through a general rate order, recovery of, and a return on, 87 percent of its remaining investment in Trojan.

The OPUC's general rate order related to Trojan has been subject to litigation in various state courts, including rulings by the Oregon Court of Appeals and petitions to the Oregon Supreme Court filed by parties opposed to the OPUC's order, including the Utility Reform Project (URP) and the Citizens Utility Board (CUB).

In August 2000, PGE entered into agreements with CUB and the staff of the OPUC to settle the litigation related to PGE's recovery of its investment in the Trojan plant. Under the agreements, CUB agreed to withdraw from the litigation and to support the settlement as the means to resolve the Trojan litigation. The OPUC approved the accounting and ratemaking elements of the settlement on September 29, 2000. As a result of these approvals, PGE's investment in Trojan is no longer included in rates charged to customers, either through a return on or a return of that investment. Collection of ongoing decommissioning costs at Trojan is not affected by the settlement agreements or the September 29, 2000 OPUC order. With CUB's withdrawal, URP is the one remaining significant adverse party in the litigation. URP has indicated that it plans to continue to challenge the OPUC order allowing PGE recovery of its investment in Trojan.

Enron cannot predict the outcome of these actions. Although no assurances can be given, Enron believes that the ultimate resolution of these matters will not have a material adverse effect on its financial position or results of operations.

#### Environmental Matters

Enron is subject to extensive federal, state and local environmental laws and regulations. These laws and regulations require expenditures in connection with the construction of new facilities, the operation of existing facilities and for remediation at various operating sites. The implementation of the Clean Air Act Amendments is expected to result in increased operating



expenses. These increased operating expenses are not expected to have a material impact on Enron's financial position or results of operations.

Enron's natural gas pipeline companies conduct soil and groundwater remediation on a number of their facilities. Enron does not expect to incur material expenditures in connection with soil and groundwater remediation.

## 15 COMMITMENTS

### Firm Transportation Obligations

Enron has firm transportation agreements with various joint venture and other pipelines. Under these agreements, Enron must make specified minimum payments each month. At December 31, 2000, the estimated aggregate amounts of such required future payments were \$91 million, \$88 million, \$89 million, \$85 million and \$77 million for 2001 through 2005, respectively, and \$447 million for later years.

The costs recognized under firm transportation agreements, including commodity charges on actual quantities shipped, totaled \$68 million, \$55 million and \$30 million in 2000, 1999 and 1998, respectively.

### Other Commitments

Enron leases property, operating facilities and equipment under various operating leases, certain of which contain renewal and purchase options and residual value guarantees. Future commitments related to these items at December 31, 2000 were \$123 million, \$98 million, \$69 million, \$66 million and \$49 million for 2001 through 2005, respectively, and \$359 million for later years. Guarantees under the leases total \$556 million at December 31, 2000.

Total rent expense incurred during 2000, 1999 and 1998 was \$143 million, \$143 million and \$147 million, respectively.

Enron has entered into two development agreements whereby Enron is required to manage construction of a certain number of power projects on behalf of third-party owners. Under one development agreement, where construction is expected to be completed on or before March 31, 2004, Enron has agreed to enter into power offtake agreements for varying portions of the offtake from each facility. Under both development agreements, Enron maintains purchase options, which may be assigned to a third party. In addition to the purchase option under the other development agreement, Enron maintains lease options on the power projects. If upon completion, which is expected to occur on or before August 31, 2002, Enron has failed to exercise one of its options, Enron may participate in the remarketing of the power projects which Enron has guaranteed the recovery of 89.9 percent of certain project costs, of which approximately \$140 million has been incurred through December 31, 2000.

Enron guarantees the performance of certain of its unconsolidated equity affiliates in connection with letters of credit issued on behalf of those entities. At December 31, 2000, a total of \$264 million of such guarantees were outstanding, including \$103 million on behalf of EOTT Energy Partners, L.P. (EOTT). In addition, Enron is a guarantor on certain liabilities of unconsolidated equity affiliates and other companies totaling approximately \$1,863 million at December 31, 2000, including \$538 million related to EOTT trade obligations. The EOTT letters of credit and guarantees of trade obligations are secured by the assets of EOTT. Enron has also guaranteed \$386 million in lease obligations for which it has been indemnified by an "Investment Grade" company. Management does not consider it likely that Enron would be required to perform or otherwise incur any loss-

es associated with the above guarantees. In addition, certain commitments have been made related to capital expenditures and equity investments planned in 2001.

On December 15, 2000, Enron announced that it had entered into an agreement with Azurix under which the holders of Azurix's approximately 39 million publicly traded shares would receive cash of \$8.375 in exchange for each share. The agreement, which is subject to the approval of Azurix shareholders, is expected to close in early 2001.

## 16 RELATED PARTY TRANSACTIONS

In 2000 and 1999, Enron entered into transactions with limited partnerships (the Related Party) whose general partner's managing member is a senior officer of Enron. The limited partners of the Related Party are unrelated to Enron. Management believes that the terms of the transactions with the Related Party were reasonable compared to those which could have been negotiated with unrelated third parties.

In 2000, Enron entered into transactions with the Related Party to hedge certain merchant investments and other assets. As part of the transactions, Enron (i) contributed to newly-formed entities (the Entities) assets valued at approximately \$1.2 billion, including \$150 million in Enron notes payable, 3.7 million restricted shares of outstanding Enron common stock and the right to receive up to 18.0 million shares of outstanding Enron common stock in March 2003 (subject to certain conditions) and (ii) transferred to the Entities assets valued at approximately \$309 million, including a \$50 million note payable and an investment in an entity that indirectly holds warrants convertible into common stock of an Enron equity method investee. In return, Enron received economic interests in the Entities, \$309 million in notes receivable, of which \$259 million is recorded at Enron's carryover basis of zero, and a special distribution from the Entities in the form of \$1.2 billion in notes receivable, subject to changes in the principal for amounts payable by Enron in connection with the execution of additional derivative instruments. Cash in these Entities of \$172.6 million is invested in Enron demand notes. In addition, Enron paid \$123 million to purchase share-settled options from the Entities on 21.7 million shares of Enron common stock. The Entities paid Enron \$10.7 million to terminate the share-settled options on 14.6 million shares of Enron common stock outstanding. In late 2000, Enron entered into share-settled collar arrangements with the Entities on 15.4 million shares of Enron common stock. Such arrangements will be accounted for as equity transactions when settled.

In 2000, Enron entered into derivative transactions with the Entities with a combined notional amount of approximately \$2.1 billion to hedge certain merchant investments and other assets. Enron's notes receivable balance was reduced by \$36 million as a result of premiums owed on derivative transactions. Enron recognized revenues of approximately \$500 million related to the subsequent change in the market value of these derivatives, which offset market value changes of certain merchant investments and price risk management activities. In addition, Enron recognized \$44.5 million and \$14.1 million of interest income and interest expense, respectively, on the notes receivable from and payable to the Entities.

In 1999, Enron entered into a series of transactions involving a third party and the Related Party. The effect of the transactions was (i) Enron and the third party amended certain forward contracts to purchase shares of Enron common stock, resulting in Enron having forward contracts to purchase Enron common shares at the market price on that day, (ii) the Related Party received 6.8 million shares of Enron common stock subject to certain restrictions and (iii) Enron received a note receivable, which

was repaid in December 1999, and certain financial instruments hedging an investment held by Enron. Enron recorded the assets received and equity issued at estimated fair value. In connection with the transactions, the Related Party agreed that the senior officer of Enron would have no pecuniary interest in such Enron common shares and would be restricted from voting on matters related to such shares. In 2000, Enron and the Related Party entered into an agreement to terminate certain financial instruments that had been entered into during 1999. In connection with this agreement, Enron received approximately 3.1 million shares of Enron common stock held by the Related Party. A put option, which was originally entered into in the first quarter of 2000 and gave the Related Party the right to sell shares of Enron common stock to Enron at a strike price of \$71.31 per share, was terminated under this agreement. In return, Enron paid approximately \$26.8 million to the Related Party.

In 2000, Enron sold a portion of its dark fiber inventory to the Related Party in exchange for \$30 million cash and a \$70 million note receivable that was subsequently repaid. Enron recognized gross margin of \$67 million on the sale.

In 2000, the Related Party acquired, through securitizations, approximately \$35 million of merchant investments from Enron. In addition, Enron and the Related Party formed partnerships in which Enron contributed cash and assets and the Related Party contributed \$17.5 million in cash. Subsequently, Enron sold a portion of its interest in the partnership through securitizations. See Note 3. Also, Enron contributed a put option to a trust in which the Related Party and Whitewing hold equity and debt interests. At December 31, 2000, the fair value of the put option was a \$36 million loss to Enron.

In 1999, the Related Party acquired approximately \$371 million of merchant assets and investments and other assets from Enron. Enron recognized pre-tax gains of approximately \$16 million related to these transactions. The Related Party also entered into an agreement to acquire Enron's interests in an unconsolidated equity affiliate for approximately \$34 million.

## 17 ASSET IMPAIRMENT

In 1999, continued significant changes in state and federal rules regarding the use of MTBE as a gasoline additive have significantly impacted Enron's view of the future prospects for this business. As a result, Enron completed a reevaluation of its position and strategy with respect to its operated MTBE assets which resulted in (i) the purchase of certain previously-leased MTBE related assets, under provisions within the lease, in order to facilitate future actions, including the potential disposal of such assets and (ii) a review of all MTBE-related assets for impairment considering the recent adverse changes and their impact on recoverability. Based on this review and disposal discussions with market participants, in 1999, Enron recorded a \$441 million pre-tax charge for the impairment of its MTBE-related assets.

## 18 ACCOUNTING PRONOUNCEMENTS

### Cumulative Effect of Accounting Changes

In 1999, Enron recorded an after-tax charge of \$131 million to reflect the initial adoption (as of January 1, 1999) of two new accounting pronouncements, the AICPA Statement of Position 98-5 (SOP 98-5), "Reporting on the Costs of Start-Up Activities" and the Emerging Issues Task Force Issue No. 98-10, "Accounting for Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities." The 1999 charge was primarily related to the adoption of SOP 98-5.

### Recently Issued Accounting Pronouncements

In 1998, the Financial Accounting Standards Board (FASB) issued SFAS No. 133, "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities," which was subsequently amended by SFAS No. 137 and SFAS No. 138. SFAS No. 133 must be applied to all derivative instruments and certain derivative instruments embedded in hybrid instruments and requires that such instruments be recorded in the balance sheet either as an asset or liability measured at its fair value through earnings, with special accounting allowed for certain qualifying hedges. Enron will adopt SFAS No. 133 as of January 1, 2001. Due to the adoption of SFAS No. 133, Enron will recognize an after-tax non-cash loss of approximately \$5 million in earnings and an after-tax non-cash gain in "Other Comprehensive Income," a component of shareholders' equity, of approximately \$22 million from the cumulative effect of a change in accounting principle. Enron will also reclassify \$532 million from "Long-Term Debt" to "Other Liabilities" due to the adoption.

The total impact of Enron's adoption of SFAS No. 133 on earnings and on "Other Comprehensive Income" is dependent upon certain pending interpretations, which are currently under consideration, including those related to "normal purchases and normal sales" and inflation escalators included in certain contract payment provisions. The interpretations of these issues, and others, are currently under consideration by the FASB. While the ultimate conclusions reached on interpretations being considered by the FASB could impact the effects of Enron's adoption of SFAS No. 133, Enron does not believe that such conclusions would have a material effect on its current estimate of the impact of adoption.



## 19 QUARTERLY FINANCIAL DATA (UNAUDITED)

Summarized quarterly financial data is as follows:

(In millions, except per share amounts)	First Quarter	Second Quarter	Third Quarter	Fourth Quarter	Total Year (a)
<b>2000</b>					
Revenues	\$13,145	\$18,895	\$30,667	\$40,761	\$100,789
Income before interest, minority interests and income taxes	624	609	686	583	2,492
Net Income	338	289	292	60	879
Earnings per share:					
Basic	\$ 0.44	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.06	\$ 1.22
Diluted	0.40	0.34	0.34	0.06	1.12
<b>1999</b>					
Revenues	\$ 7,632	\$ 9,672	\$11,835	\$10,973	\$ 40,112
Income before interest, minority interests and income taxes	533	469	520	473	1,995
Net Income	122	222	290	259	893
Earnings per share:					
Basic	\$ 0.17	\$ 0.29	\$ 0.38	\$ 0.33	\$ 1.17
Diluted	0.16	0.27	0.35	0.31	1.10

(a) The sum of earnings per share for the four quarters may not equal earnings per share for the total year due to changes in the average number of common shares outstanding.

## 20 GEOGRAPHIC AND BUSINESS SEGMENT INFORMATION

Enron's business is divided into operating segments, defined as components of an enterprise about which financial information is available and evaluated regularly by the chief operating decision maker, or decision-making group, in deciding how to allocate resources to an individual segment and in assessing performance of the segment. Enron's chief operating decision-making group is the Office of the Chairman.

Enron's chief operating decision-making group evaluates performance and allocates resources based on income before interest, minority interests and income taxes (IBIT) as well as on net income. Certain costs related to company-wide functions are allocated to each segment. However, interest on corporate debt is primarily maintained at Corporate and is not allocated to the segments. Therefore, management believes that IBIT is the dominant measurement of segment profits consistent with Enron's consolidated financial statements. The accounting policies of the segments are substantially the same as those described in the summary of significant accounting policies in Note 1.

Beginning in 2000, Enron's communications business is being managed as a separate operating segment named Broadband Services and therefore, based on criteria set by SFAS No. 131, "Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information," is reported separately.

Enron has divided its operations into the following reportable segments, based on similarities in economic characteristics, products and services, types of customers, methods of distributions and regulatory environment.

**Transportation and Distribution** – Regulated industries. Interstate transmission of natural gas. Management and operation of pipelines. Electric utility operations.

**Wholesale Services** – Energy commodity sales and services, risk management products and financial services to wholesale customers. Development, acquisition and operation of power plants, natural gas pipelines and other energy-related assets.

**Retail Energy Services** – Sales of natural gas and electricity directly to end-use customers, particularly in the commercial and industrial sectors, including the outsourcing of energy-related activities.

**Broadband Services** – Construction and management of a nationwide fiber optic network, the marketing and management of bandwidth and the delivery of high-bandwidth content.

**Exploration and Production** – Natural gas and crude oil exploration and production primarily in the United States, Canada, Trinidad and India until August 16, 1999. See Note 2.

**Corporate and Other** – Includes operation of water and renewable energy businesses as well as clean fuels plants.

Financial information by geographic and business segment follows for each of the three years in the period ended December 31, 2000.

## Geographic Segments

(In millions)	Year Ended December 31,		
	2000	1999	1998
Operating revenues from unaffiliated customers			
United States	\$ 77,891	\$30,176	\$25,247
Foreign	22,898	9,936	6,013
	\$100,789	\$40,112	\$31,260
Income before interest, minority interests and income taxes			
United States	\$ 2,131	\$ 1,273	\$ 1,008
Foreign	351	722	574
	\$ 2,482	\$ 1,995	\$ 1,582
Long-lived assets			
United States	\$ 10,899	\$ 8,286	\$ 9,382
Foreign	844	2,395	1,275
	\$ 11,743	\$10,681	\$10,657

## Business Segments

(In millions)	Transportation and Distribution	Wholesale Services	Retail Energy Services	Broadband Services	Corporate and Other (d)	Total
2000						
Unaffiliated revenues (a)	\$2,762	\$93,278	\$3,824	\$ 408	\$ 537	\$100,789
Intersegment revenues (b)	213	1,828	781	-	(2,832)	-
Total revenues	2,955	94,906	4,615	408	(2,695)	100,789
Depreciation, depletion and amortization	276	343	38	77	119	855
Operating income (loss)	666	1,668	68	(64)	(274)	1,863
Equity in earnings of unconsolidated equity affiliates	85	488	(60)	1	(405)	87
Gains on sales of assets and investments	25	9	74	-	38	146
Gain on the issuance of stock by TNPC, Inc.	-	-	121	-	-	121
Interest income	6	171	5	3	37	212
Other income, net	71	(74)	(33)	-	(1)	(37)
Income (loss) before interest, minority interests and income taxes	732	2,260	165	(60)	(616)	2,482
Capital expenditures	270	1,280	70	436	325	2,381
Identifiable assets	7,569	43,920	4,265	1,313	3,201	60,269
Investments in and advances to unconsolidated equity affiliates	774	4,014	104	24	378	5,294
Total assets	\$8,283	\$47,934	\$4,370	\$1,337	\$ 3,579	\$ 65,503
(In millions)	Transportation and Distribution	Wholesale Services	Retail Energy Services	Exploration and Production (c)	Corporate and Other (d)	Total
1999						
Unaffiliated revenues (a)	\$2,013	\$35,501	\$1,518	\$ 429	\$ 651	\$ 40,112
Intersegment revenues (b)	19	786	289	97	(1,191)	-
Total revenues	2,032	36,287	1,807	526	(540)	40,112
Depreciation, depletion and amortization	247	294	29	213	87	870
Operating income (loss)	551	889	(81)	66	(623)	802
Equity in earnings of unconsolidated equity affiliates	50	237	-	-	22	309
Gains on sales of assets and investments	19	11	-	-	511	541
Interest income	20	126	5	-	11	162
Other income, net	45	54	8	(1)	75	181
Income (loss) before interest, minority interests and income taxes	685	1,317	(68)	65	(4)	1,995
Capital expenditures	316	1,216	64	226	541	2,363
Identifiable assets	7,148	18,501	956	-	1,740	28,345
Investments in and advances to unconsolidated equity affiliates	811	2,684	-	-	1,541	5,036
Total assets	\$7,959	\$21,185	\$ 956	\$ -	\$ 3,281	\$ 33,381
1998						
Unaffiliated revenues (a)	\$1,833	\$27,220	\$1,072	\$ 750	\$ 385	\$ 31,260
Intersegment revenues (b)	16	505	-	134	(655)	-
Total revenues	1,849	27,725	1,072	884	(270)	31,260
Depreciation, depletion and amortization	253	195	31	315	33	827
Operating income (loss)	562	880	(124)	133	(73)	1,378
Equity in earnings of unconsolidated equity affiliates	33	42	(2)	-	24	97
Gains on sales of assets and investments	31	4	-	-	21	56
Interest income	9	67	-	1	11	88
Other income, net	2	(25)	7	(6)	(15)	(37)
Income (loss) before interest, minority interests and income taxes	637	968	(119)	128	(32)	1,582
Capital expenditures	310	706	75	690	124	1,905
Identifiable assets	6,955	12,205	747	3,001	2,009	24,917
Investments in and advances to unconsolidated equity affiliates	661	2,632	-	-	1,140	4,433
Total assets	\$7,616	\$14,837	\$ 747	\$3,001	\$ 3,149	\$ 29,350

(a) Unaffiliated revenues include sales to unconsolidated equity affiliates.

(b) Intersegment sales are made at prices comparable to those received from unaffiliated customers and in some instances are affected by regulatory considerations.

(c) Reflects results through August 16, 1999. See Note 2.

(d) Includes consolidating eliminations.

### Selected Financial and Credit Information (Unaudited)

The following review of the credit characteristics of Enron Corp. and its subsidiaries and affiliates should be read in conjunction with the Consolidated Financial Statements. The credit information that follows represents management's calculation of certain key credit ratios of Enron.

(In millions)	2000	1999	Source
<b>Total Obligations</b>			
Balance sheet debt (short- and long-term)	\$10,228	\$ 8,152	Balance Sheet
Items added to liability profile:			
Guarantees (a)	213	180	Note 15
Residual value guarantees of synthetic leases	556	715	Note 15
Net liability from price risk management activities (b)	-	-	Balance Sheet
Debt exchangeable for EOG Resources, Inc. shares (c)	(\$32)	(239)	Note 7
Debt of unconsolidated equity affiliates (d)	-	-	Note 9
Firm transportation obligations (e)	-	-	Note 15
<b>Total Obligations</b>	<b>\$10,466</b>	<b>\$ 8,808</b>	
<b>Shareholders' Equity and Certain Other Items</b>			
Shareholders' Equity	\$11,470	\$ 9,570	Balance Sheet
Items added to shareholders' equity:			
Minority interests	2,414	2,430	Balance Sheet, Note 8
Company-obligated preferred securities of subsidiaries	904	1,000	Balance Sheet, Note 10
<b>Total Shareholders' Equity and Certain Other Items</b>	<b>\$14,788</b>	<b>\$13,000</b>	
<b>Funds Flow from Operations</b>			
Net cash provided by operating activities	\$ 4,779	\$ 1,228	Cash Flow Statement
Changes in working capital	1,769	(1,000)	Cash Flow Statement
<b>Funds Flow from Operations</b>	<b>\$ 3,010</b>	<b>\$ 2,228</b>	
<b>Interest and Estimated Lease Interest Expense</b>			
Interest Incurred	\$ 876	\$ 710	
Capitalized interest	(38)	(54)	Management's Discussion and Analysis
<b>Interest and Related Charges, net</b>	<b>\$ 838</b>	<b>\$ 656</b>	<b>Income Statement</b>
<b>Estimated Lease Interest Expense (f)</b>	<b>\$ 106</b>	<b>\$ 124</b>	
<b>Adjusted Earnings for Credit Analysis</b>			
Income before interest, minority interests and income taxes	\$ 2,492	\$ 1,995	Income Statement
Adjustments to IBIT:			
Gain on sales of non-merchant assets	(146)	(541)	Cash Flow Statement
Impairment of long-lived assets (including equity investments)	326	441	Cash Flow Statement
Distributions in excess of (less than) earnings of unconsolidated equity affiliates	(276)	173	Note 9
Estimated lease interest expense (f)	106	124	
<b>Total Adjusted Earnings for Credit Analysis</b>	<b>\$ 2,492</b>	<b>\$ 2,192</b>	
<b>Key Credit Ratios</b>			
Funds flow interest coverage (g)	4.07	3.67	
Pretax interest coverage (h)	2.54	2.63	
Funds flow from operations/Total obligations	28.8%	25.3%	
Total obligations/Total obligations plus Total shareholders' equity and certain other items	41.4%	40.4%	
Debt/Total Capital (i)	40.9%	38.5%	

(a) Management estimates Enron's risk adjusted exposure on uncollateralized guarantees is approximately 10% of the total nominal value of the guarantees issued.

(b) Excess of price risk management liabilities over price risk management assets.

(c) Enron expects to extinguish this obligation by delivering shares of EOG Resources, Inc. stock.

(d) Debt of unconsolidated equity affiliates is non-recourse and therefore is excluded from Enron's obligations.

(e) Firm transportation obligations are excluded, as contracted capacity has market value.

(f) Management estimates Enron's lease interest expense for the year based on the average minimum lease payment or commitment (excluding principal repayments and other items).

(g) Calculated as funds flow from operations plus interest incurred and estimated lease interest expense, divided by interest incurred and estimated lease interest expense.

(h) Calculated as total adjusted earnings divided by interest incurred and estimated lease interest expense.

(i) Total capital includes debt, minority interests, company-obligated preferred securities of subsidiaries and shareholders' equity.



ภาคผนวก ค  
มาตรฐานการบัญชีสหรัฐอเมริกา  
ฉบับที่ SFAS No. 94

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่  
Copyright© by Chiang Mai University  
All rights reserved



**Statement of Financial Accounting Standards No.94**

**Consolidation of All Majority-Owned Subsidiaries**

**An amendment of ARB No.51, With related  
Amendments of APB Opinion No.18 and ARB No.43, Chapter 12**

**STATUS**

Issued : October 1987

Effective Date: For Fiscal years ending after December 15,1988

Affects: Supersedes ARB 43, Chapter 12, paragraphs 8 and 9

Supersedes ARB 51, paragraphs 2,3, and 19 through 21

Amends APB 18, paragraphs 1, 16, 17,19, 19 (a), and 20(d)

Supersedes APB 18, paragraphs 14 and 20 (c) and footnotes 1, 3, and 4

Affected by: Paragraph 14 superseded by FAS 131

Issues Discussed by FASB Emerging Issues Task Force (EITF)

Affects: Resolves EITF Issues No. 84-41 and 85-28

Interpreted by : Paragraph 13 interpreted by EITF Issues No. 90-15 and 97-2

Related Issues: EITF Issues No. 84-23, 84-30, 84-33, 84-40, 85-21, 96-16,  
96-20, 97-1, 97-6, and 9 Topics No. D-14 and D-74

ลิขสิทธิ์ © โดย Chiang Mai University  
All rights reserved

**SUMMARY**

This Statement amends ARB No. 51, *Consolidated Financial Statements*, to require Consolidation majority-owned subsidiaries unless control is temporary or does not rest with the majority owner. The met requires consolidation of a majority-owned subsidiary even if it has “non homogeneous” overlarge minority interest, or a foreign location.

This Statement also makes certain related amendments to APB Opinion No. 18, *The Equity Method counting for Investments in Common Stock*, and to ARB No. 43, Chapter 12, “Foreign Operations and Exchange.” Among other changes, those amendments preclude use of parent-company financial statement prepared for issuance to stockholders as the financial statements of the Primary reporting entity.

This Statement requires that summarized information about the assets, liabilities, and results of (or separate statements) of previously unconsolidated majority-owned subsidiaries continue to be Promoter those subsidiaries are consolidated.

This Statement is effective for financial statements for fiscal years ending after December 15, 1994. A statement of comparative financial statements for earlier years is required.

**Statement of Financial Accounting Standards No.94****Consolidation of All Majority-Owned Subsidiaries****An amendment of ARB No.51, With related****Amendments of APB Opinion No.18 and ARB No.43, Chapter 12****CONTENTS**

	Paragraph Number
Introduction .....	1-12
Consolidation .....	9-10
Continued disclosure .....	11-12
Standard of Financial Accounting and Reporting:	
Amendments of ARB No.51, APB Opinion No. 18, and ARB No. 43, Chapter 12 .....	13-16
Effective Date and Transition .....	17
Appendix A: Background Information .....	18-24
Appendix B: Basis for Conclusion .....	25-61
Introduction .....	25-27
Highly Diverse and Complex Business Enterprise .....	28-33
Objectives and Qualitative Characteristics .....	34-44
Relevance and Representational Faithfulness .....	35-41
Comparability.....	42-43
Reporting of Cash Flows.....	44
Matter Raised in Comment Letters and at the public Hearing.....	45-49
Need for Disaggregated Information.....	54-59
Benefits and costs of consolidating All Majority-Owned Subsidiaries.....	60
Parent-Company Financial Statements .....	61

## Introduction

1. Accounting Research Bulletin No. 51, consolidated Financial Statements, adopted by the Committee on Accounting procedure of the AICPA in 1959, concisely describes the purpose of consolidated financial statements in its first paragraph.

The purpose of consolidated statements is to present, primarily for the benefit of the Shareholders and creditors of the parent company the results of operations and the financial Position of a parent company and its subsidiaries essentially as if the group were a single company with one or more branches or divisions. There is a presumption that consolidated statements are more meaningful than separate statements and that they are usually necessary for a fair presentation when one of the companies in the group directly or indirectly has a controlling financial interest in the other companies.

2. Similarly, the fit sentence of paragraph 2 describes its general rule of consolidation policy.

The usual condition for a controlling financial interest is ownership of a majority voting Interest, and therefore, as a general rule ownership by one company, directly or indirectly, of over fifty percent of the outstanding voting shares of another company is a condition pointing toward consolidation.

3. while ARB 57's general rule is to consolidate all majority-owned subsidiaries, its paragraphs 2 and 3 describe "exceptions to that general rule."
4. Paragraph 2 precludes consolidation of a majority-owned subsidiary under two condition - "where control is likely to be temporary, or where it does not rest with the majority owners (as, for Instance, where the subsidiary is in legal reorganization or in bankruptcy)." It also permits foreign subsidiary.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Paragraph 2 permits omission of majority-owned foreign subsidiaries from consolidation by reference to the broad provisions of ARB No.43 Chapter 12, "Foreign Operations and foreign Exchange". Paragraphs 8 and 9:

In view of the uncertain values and availability of the assets and net income of foreign subsidiaries subject to control and exchange restrictions and the consequent unrealistic statements of income that may result from the translation of many foreign currencies into dollars, careful consideration should be given to the fundamental question of whether it is proper to consolidate the statements of foreign subsidiaries with the statements of United States companies. Whether consolidation of foreign subsidiaries is decided upon or not, adequate disclosure of foreign operations should be made.

The following are among the possible ways of providing information relation to such foreign subsidiaries:

- a. To exclude foreign subsidiaries from consolidation and to furnish (1) statements in which only domestic subsidiaries are consolidated and (2) as to foreign subsidiaries, a summary in suitable form of their assets and liabilities, their income and losses for the year, and the parent company's equity therein...



5. The exception in paragraph 3 of ARB 51 has become the basis for excluding from consolidation the greatest number of majority-owned subsidiaries. It has often been called exclusion of “nonhomogeneous” operations because of its wording:

.... even though a group of companies is heterogeneous in character, it may be better to make a full consolidation than to present a large number of separate statements. On the other hand, separate statements or combined statements would be preferable for a subsidiary or group of subsidiaries if the presentation of financial information concerning the particular activities of such subsidiaries would be more informative to shareholders and creditor of the parent company than would the inclusion of such subsidiaries in the consolidation. For example, separate statements may be required for a subsidiary which is bank or an insurance company and may be preferable for a finance company where the parent and the other subsidiaries are engaged in manufacturing operations.

6. Business enterprises have increasingly used “nonhomogeneity” as a basis for excluding from consolidation majority-owned (even wholly owned) subsidiaries considered different in character from the parent and its other affiliates. Subsidiaries most commonly not consolidated on that basis have been finance, insurance, real estate, and leasing subsidiaries of manufacturing and merchandising enterprises.
7. However, certain diversified enterprises consolidate all of their majority-owned subsidiaries despite differences in their operations, and significant question about the “nonhomogeneity” exception have arisen. Present practice has been criticized not only because apparently similar enterprises use different consolidation policies but also because excluding some subsidiaries from consolidation results in the omission of significant amounts of assets, liabilities, revenues, and expenses from the consolidated statements of many enterprises. Omissions of large amounts of liabilities, especially those of finance and similar subsidiaries, have led to the criticism that not consolidating those subsidiaries is an important factor in what is often called “off-balance-sheet financing.”
8. The “nonhomogeneity” exception has only relatively recently become the most prominent reason for excluding majority-owned subsidiaries from consolidation. When ARB 51 was issued, other restrictive consolidation policies—to consolidate only wholly owned subsidiaries, only subsidiaries owned to a specified degree (such as 66 2/3 percent, 75 percent, or 80 percent), only domestic subsidiaries, only North American subsidiaries, and the like—were common. Those other restrictive policies have become less widely used while exclusion for “nonhomogeneity” has become more widespread.

### Consolidation

9. This statement eliminates three exceptions to the general rule that majority-owned subsidiaries should be consolidated: the exceptions for "nonhomogeneous" operations, for relatively large minority interests (which apparently is seldom used in practice), and for other restrictive policies.

It amends ARB No. 43, Chapter 12, "Foreign Operations and Foreign Exchange," to narrow the exception for a majority-owned foreign subsidiary from one that permits exclusion from consolidation of any or all foreign subsidiaries to one that effectively eliminates distinctions between foreign and domestic subsidiaries.

10. The other exceptions noted in paragraph 4 control that is likely to be temporary and control that does not rest with the majority owner because of, for example, corporate reorganization or bankruptcy-have not been reconsidered in this Statement. They relate to the concept of control and its place in consolidation policy, which are not within the scope of this Statement but are part of a broader FASB project on the reporting entity, including consolidations and the equity method (parsubsidiaries controlled by means other than ownership of a majority voting interest-control by significant minority ownership, by contract, lease, or agreement with other stockholders, by court decree, or otherwise-has not been reconsidered in this Statement because that subject also is part of the project on the reporting entity.

### Continued Disclosure

11. The FASB project on the reporting entity, including consolidations and the equity method, will consider what disaggregated information should be disclosed with consolidated financial statements. To prevent loss in the meantime of information about unconsolidated subsidiaries now required by APB Opinion No.18, The Equity Method of Accounting for investments in Common Stock, this Statement requires continued disclosure of that information for subsidiaries that are consolidated as a result of this Statement.

12. The time between issuance of this Statement and one that would require disclosure of specified disaggregated information provides an opportunity for business enterprises to explore ways to provide additional information that is useful to investors, creditors, and others in understanding and assessing the effects of the differing risks and returns of various activities. A number of enterprises have been providing information about consolidated subsidiaries that goes beyond that required by Opinion 18 and FAB Statement No.14, Financial Reporting for Segments of a Business Enterprise, and the Board encourages them to continue with and to strive to improve that disclosure and encourages others to follow their example. That experimentation not only should result in improved disclosure but also will provide the Board and its constituents with experience which to draw in considering the broad issue of disclosures of disaggregated information.

**STANDARDS OF FINANCIAL ACCOUNTING AND REPORTING**

**Amendments of ARB No.51, APB Opinion No.18, and ARB No.43, Chapter 12**

13. Paragraphs 2 and 3 of ARB 51 are amended to read<sup>4</sup>

2. The usual condition for a controlling financial interest is ownership of a majority voting interest, and, therefore, as a general rule ownership by one company, directly or indirectly, of over fifty percent of the outstanding voting shares of another company is a condition pointing toward consolidation. However, there are exceptions to this general rule. A majority owned subsidiary shall not be consolidated if control is likely to be temporary or if it does not rest with the majority owner (as, for instance, if the subsidiary is in legal reorganization or in bankruptcy or operates under foreign exchange restrictions, controls, or other governmentally imposed uncertainties so severe that they cast significant doubt on the parent's ability to control the subsidiary).

3. All majority-owned subsidiaries—all companies in which a parent has a controlling financial interest through direct or indirect ownership of a majority voting interest—shall be consolidated except those described in the last sentence of paragraph 2.

14. The heading "Unconsolidated Subsidiaries in Consolidated Statements" and paragraph 19-21 of ARB 51 are deleted and replaced by the following heading and new paragraph 19:

---

<sup>4</sup> Details of the changes: Paragraph 2 of ARB 51 is amended to delete the fourth, fifth, and sixth sentences and to delete "For example," to change "should" to "shall," and to add an example in the parentheses in the third sentence. The deleted sentences read: "There may also be situations where the minority interest in the subsidiary is so large, in relation to the equity of the shareholders of the parent in the consolidated net assets, that the presentation of separate financial statements for the two companies would be more meaningful and useful. However, the fact that the subsidiary has a relatively large indebtedness to bondholders or others is not in itself a valid argument for exclusion of the subsidiary from consolidation. (Also, see Chapter 12 of Accounting Research Bulletin No.43 for the treatment of foreign subsidiaries.)" Paragraph 3 (most of which is quoted in paragraph 5 of this statement) is entirely deleted and replaced by a new paragraph 3.

**DISCLOSURE ABOUT FORMERLY UNCONSOLIDATED MAJORITY - OWNED  
SUBSIDIARIES**

19. Information that was disclosed under APB Opinion No.18, paragraph 20<sup>4</sup>, about majority-owned subsidiaries that were unconsolidated in financial statements for fiscal years 1986 or 1987 shall continue to be disclosed for them after they are consolidated pursuant to the provisions of this pronouncement as amended by FASB Statement No.94. That is, summarized information about the assets, liabilities, and results of operations (or separate statements) shall be provided for those subsidiaries, either individually or in groups, as appropriate, in the consolidated financial statements or notes.
15. Opinion 18 is amended to eliminate its requirement to use the equity method to account in consolidated financial statements for unconsolidated majority-owned subsidiaries and to eliminate its provisions applying to "parent-company financial statements prepared for issuance to stockholders as the financial statements of the primary reporting entity" which are precluded by this Statement.<sup>5</sup> The paragraphs primarily affected are 1, 14, 16, and 17 and the footnotes to them; changes in other paragraphs primarily remove "subsidiaries" or "unconsolidated subsidiaries" from expressions such as "such as "subsidiaries, joint ventures, and other investee which qualify for the equity method" or remove other words or sentences that no longer apply.<sup>6</sup>

- a. The second sentence of paragraph 1 is amended to read:

This Opinion extends the applicability of the equity method of accounting (paragraph 6(b)) to investments in common stock of corporate joint ventures and certain other investments in common stock.

The third sentence and footnote 1 are deleted.

<sup>4</sup> Opinion 18 was silent about parent-company financial statements prepared for purposes other than issuance as the general-purpose of the primary reporting entity. This Statement also does not consider that subject.

<sup>6</sup> Detail of major change: paragraphs 1, 16, and 17—the deleted parts of all three paragraphs pertain to "parent-company financial statements prepared for issuance to stockholders as the financial statements of the primary reporting entity." A similar provision is also deleted from paragraph 14. Paragraph 14—The first sentence, "The Board reaffirms the conclusion that investors should account for investments in common stock of unconsolidated domestic subsidiaries by the equity method in consolidated financial statements, and the Board now extends this conclusion to investment common stock of all unconsolidated subsidiaries (foreign as well as domestic) in consolidated financial statements," and the third sentence (whose content was just described) are deleted and replaced by new sentences. In the second sentence the words "and should not be used to justify exclusion of a subsidiary when consolidation is otherwise appropriate" and deleted. Paragraph 19—The deleted sentences read: "The difference between consolidation and the equity method lies in the details reported in the financial statements. Thus, an investor's net income for the period and its stockholders' equity at the end of the period are the same whether an investment in a subsidiary is accounted for under the equity method or the subsidiary is consolidated (except as indicated in paragraph 19)."



- b. Footnote 3 to paragraph 4 is amended to read:

See paragraphs 2 and 3 of ARB No.51 as amended by FASB Statement No. 94

- c. Paragraph 14 is amended to read:

14.ARB No.51, paragraph 2 and 3 (as amended by FASB Statement No.94). requires consolidation of all majority-owned subsidiaries except the few that meet conditions described in paragraph 2. The equity method is not a valid substitute for consolidation. Moreover, since ARB No.51 as amended requires the general-purpose financial statements of companies having one or more majority-owned subsidiaries to be consolidated statements, parent-company statements are not a valid substitute for consolidated financial statements.

- d. paragraph 14, footnote 4, is amended to read:

Paragraph 2 and 3 of ARB No. 51 (as amended by FASB Statement No. 94). Describe the conditions under which a majority-owned subsidiary shall not be consolidated. The limitations in paragraphs 2 and 3 of ARB No. 51 (as amended by FASB Statement NO.94) should also be applied as limitations to the use of the equity method.

- e. The second sentence of paragraph 16 is amended to read.

Therefore, investors should account for investments in common stock of corporate joint ventures by the equity method in consolidated financial statements.<sup>7</sup>

- f. The last sentence of paragraph 17 is deleted.

- g. The first two sentences of paragraph 19 are deleted.

---

<sup>7</sup> "Representational faithfulness is correspondence or agreement between a measure or description and the phenomenon it purports to represent. In accounting, the phenomena to be represented are economic resources and obligations and the transactions and events that those resources obligations" (concepts Statement 2, par.63).

- h. In the third sentence of paragraph 19, the words "unconsolidated subsidiaries" are deleted.
  - i. In the first sentence of paragraph 19(a), the word "subsidiary" is deleted.
  - j. Paragraph 20 (C), is deleted.
  - k. Paragraph 20 (d) is amended to delete "of 50% or less " from the first sentence.
16. Paragraphs 8 and 9 of ARB 43, Chapter 12, "Foreign Operations and Foreign Exchange," are deleted. (Paragraph 8 and part of 9 are quoted in footnote 1 of this statement.)

#### Effective Date and Transition

17. This Statement shall be effective for financial statements for fiscal years ending after December 15, 1998. Earlier application is encouraged. Application to interim financial statements for the year of adoption is not required at the time of their issuance; however, comparative financial statements for earlier periods including those of the year of adoption shall be restated when this Statement is applied.

**The provisions of this Statement need not  
Be applied to immaterial items.**

*This statement was adopted by the affirmative votes of six members of the Financial Accounting Standards Board. Mr. Brown dissented.*

Mr. Brown does not support this Statement's requirement to continue disclosures for subsidiaries formerly exempt from consolidation. He believes that, although this Statement improves financial reporting by requiring consolidation of most subsidiaries formerly exempt from consolidation, the requirement for continued disclosure is not evenhanded and has not been justified. By requiring continued disclosures for subsidiaries that were not consolidated in 1986 and 1987, this Statement would oblige certain business enterprises to disclose information not required of enterprises in similar circumstances. That additional disclosure would not be based on different circumstances but merely on differences in past accounting practices.

Mr. Brown believes that comparability of financial statements will not be enhanced by those disclosure requirements. On the effective date of the Statement, similarly situated enterprises will have different disclosure requirements. That lack of comparability will increase over time because the proportion of subsidiaries subject to those requirements will decline. That decline will occur because newly formed subsidiaries will not be subject to disclosure requirements and because the number of subsidiaries for which disclosure is initially required will decrease over time due to attrition. The disclosure requirements are characterized as expedient and are expected to be temporary, pending Board consideration of the board issue of disclosure of disaggregated activities. Mr. Brown notes, however, that this consideration may be some year in the future.

The stated purpose of those disclosure requirements is to avoid possible loss of information previously disclosed. Mr. Brown observes, however, that the importance of the information that might be lost has not been substantiated, nor is it even clear that significant information would be lost. Many subsidiaries that are newly required to be consolidated under his Statement will be segments under FASB Statement No. 14 *financial Reporting for Segments of a Business Enterprise*. For those enterprises, segment reporting will provide supplementary information. In addition, enterprises may well choose to disclose information voluntarily as suggested by the fact that many enterprises already provide information about consolidated subsidiaries that goes beyond existing requirements. Further, Mr. Brown thinks that enterprises will have strong incentives to provide disclosures to minimize the possibility that investors, creditors, and others will misinterpret financial statements in which formerly unconsolidated subsidiaries are consolidated.

*Members of the Financial Accounting Standard Board:*

Dennis R. Beresford, Chairman

Raymond C. Lauer

C. Arthur Northrop

James J. Leisenring

Robert J. Swieringa

Victor H. Brown

David Mosso



ภาคผนวก ง

มาตรฐานการบัญชีสหรัฐอเมริกา

ฉบับตีความมาตรฐานการบัญชี EITF 90-15

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

Copyright© by Chiang Mai University

All rights reserved



Enron

## EITF 90-15: Impact of Nonsubstantive Lessors, Residual Value Guarantees, and Other Provisions in Leasing Transactions

EITF 90-15 Dates Discussed

July 12, 1990; September 7,  
1990; November 8, 1990;  
January 10, 1991; July 11, 1991



FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD

EITF 90-15 References

FASB Statement No. 13, Accounting for Leases  
 FASB Statement No. 23, Inception of the Lease  
 FASB Statement No. 29, Determining Contingent Rentals  
 FASB Statement No. 94, Consolidation of All Majority-Owned Subsidiaries  
 FASB Statement No. 98, Accounting for Leases: Sale-Leaseback Transactions Involving Real Estate, Sales-Type Leases of Real Estate, Definition of the Lease Term, and Initial Direct Costs of Direct Financing Leases  
 FASB Statement No. 125, Accounting for Transfers and Servicing of Financial Assets and Extinguishments of Liabilities  
 FASB Interpretation No. 19, Lessee Guarantee of the Residual Value of Leased Property  
 SEC Staff Accounting Bulletin No. 57, Views concerning Accounting for Contingent Warrants in Connection with Sales Agreements with Certain Major Customers

### EITF 90-15 ISSUE

A company (lessee) enters into a lease that has been designed to qualify as an operating lease under Statement 13, as amended; however, certain characteristics of the lease have raised questions as to whether operating lease classification is appropriate:

1. Lessee residual value guarantees and participations in both risks and rewards associated with ownership of the leased property
2. Purchase options
3. Special-purpose entity (SPE) lessor that lacks economic substance
4. Property constructed to lessee's specifications
5. Lease payments adjusted for final construction costs.

The issue is whether either operating lease treatment or another method of accounting is appropriate for leases with all or some of the characteristics described above.

### EITF 90-15 DISCUSSION

The Task Force reached a consensus that a lessee is required to consolidate a special-purpose entity lessor when all of the following conditions exist:

1. Substantially all of the activities of the SPE involve assets that are to be leased to a single lessee
2. The expected substantive residual risks and substantially all the residual rewards of the leased asset(s) and the obligation imposed by the underlying debt of the SPE reside directly or indirectly with the lessee through such means as
  - a. The lease agreement
  - b. A residual value guarantee through, for example, the assumption of first dollar of loss provisions

## Enron

c. A guarantee of the SPE's debt

d. An option granting the lessee a right to (1) purchase the leased asset at a fixed price or at a defined price other than fair value determined at the date of exercise or (2) receive any of the lessor's sales proceeds in excess of a stipulated amount

3. The owner(s) of record of the SPE has not made an initial substantive residual equity capital investment that is at risk during the entire term of the lease.

If the above conditions exist, the assets, liabilities, results of operations, and cash flows of the SPE should be consolidated in the lessee's financial statements. This conclusion should be applied to SPEs that are established for both the construction and subsequent lease of an asset for which the lease would meet the aforementioned conditions. In those cases, the consolidation by the lessee should begin at the inception of the lease, as defined in Statement 13 and amended in Statement 23, rather than the beginning of the lease term.

A lease containing the general characteristics described in the issue above that does not meet conditions for consolidation noted above, may qualify for operating lease treatment. However, it was noted that it is necessary to evaluate the facts and circumstances of each lease in relation to the requirements of Statement 13, as amended, to determine the appropriate lease classification. In particular, the Task Force noted that determining the existence of an economic penalty that results in reasonable assurance of the lessee's renewal of the lease beyond the initial lease term must be assessed based on the facts and circumstances of each lease.

At the July 11, 1991 meeting, the Task Force Chairman announced that he had received a letter from the acting Chief Accountant of the SEC outlining the SEC staff position on a number of recent implementation questions relating to this issue. Those questions and the SEC staff responses are as follows:

Question No. 1

Did the EITF consensus resolve the SEC staff's concerns with respect to the leasing transactions discussed in various SEC staff announcements in EITF minutes?

Response

The SEC staff believes the consensus, along with appropriate disclosures, provides timely guidance with respect to certain leasing transactions involving SPEs that were of the most concern to the SEC staff. These included sale-leaseback transactions involving personal property, real property when the property is built to the lessee's specifications, and property meeting the specifications of the lessee that is purchased by the lessor.

All leasing transactions should be carefully analyzed, particularly those including any potential penalties or involving special-purpose property, in accordance with Statement 13, as amended. Registrants' disclosures should include a general description of the leasing arrangements as required by paragraph 16(d) of Statement 13. The SEC staff believes such disclosures should include the significant terms of leasing arrangements, including renewal or purchase options, escalation clauses, obligations with respect to refinancing of the lessor's debt, significant penalties (as defined in Statement 98), and the provisions of any significant guarantees, such as residual value guarantees.

In addition, Financial Reporting Codification Section 501, Management's Discussion and Analysis, requires disclosure of any known demands, commitments, events, or uncertainties that will result in or that are reasonably likely to have a material impact (or for which management cannot make such determination) on the registrant's liquidity, capital resources, or income from continuing operations or would cause reported financial information not to be indicative of future operating results or of future financial condition. In addition, Article 5 of Regulation S-X requires disclosure of all material commitments and contingent liabilities.

Question No. 2

Is the guidance in Issue 90-15 applicable to SPEs utilized in transactions other than those specified in the consensus?

Enron

Response

The Working Group (which was specifically formed to work with the SEC staff to study this issue and propose a consensus to the Task Force) only considered the SPE issue as it relates to leasing transactions. These transactions may vary significantly from other types of SPE transactions in structure and in terms of risks and rewards. Accordingly, the consensus did not include nonleasing transactions in its scope.

The views expressed by the SEC staff at the February and May 1989 EITF meetings are still applicable to SPE transactions other than those addressed by Issue 90-15. The SEC staff notes that the conditions identified in Issue 90-15 are consistent with the views on SPEs previously expressed by the SEC staff. The Issue 90-15 conditions focus on the risks and rewards and substantive nature of the SPE, which are critical to consolidation. Accordingly, the conditions set forth in Issue 90-15 may be useful in evaluating other transactions involving SPEs.

The SEC staff would expect to resolve these other nonleasing transactions on a case-by-case approach. Consistent with SAB Topic 5K (SAB 57), the SEC staff recommends that registrants discuss such unusual transactions with the SEC staff on a pre-filing basis.

Question No. 3

What is meant in the consensus by the term expected substantive residual risks? Does it mean the 90 percent threshold specified in paragraph 7(d) of Statement 13?

What amount qualifies as a substantive residual equity capital investment (condition (3) of the consensus)?

Response

In these transactions, the significant elements of management and control over the leased asset generally are specified by contract when the lease is negotiated and the SPE is established. Certain of these elements of management and control raise concerns on the part of the SEC staff with respect to who possesses the risks and rewards of ownership of the leased asset. These include elements such as a nonsubstantive lessor without equity at risk, a lessee who has the ability to realize all appreciation and bears substantial risk of depreciation, and a lessee who acts as the construction agent and selling agent and who is at more than nominal risk. In determining if a registrant has substantive residual risks and rewards of the leased asset (condition (2) of the consensus), the SEC staff would review a transaction to determine if the lessee has these or similar elements of management and control. If the lessee would reasonably be expected to bear the substantive residual risks and receive rewards due to such elements, the SEC staff would consider condition (2) to be met. This would be a judgmental decision based on the specific facts and circumstances of each transaction, and does not involve the 90 percent determination as set forth in Statement 13.

The initial substantive residual equity investment should be comparable to that expected for a substantive business involved in similar leasing transactions with similar risks and rewards. The SEC staff understands from discussions with Working Group members that those members believe that 3 percent is the minimum acceptable investment. The SEC staff believes a greater investment may be necessary depending on the facts and circumstances, including the credit risk associated with the lessee and the market risk factors associated with the leased property. For example, the cost of borrowed funds for the transaction might be indicative of the risk associated with the transaction and whether an equity investment greater than 3 percent is needed.

As the consensus states, the investment should be at risk with respect to the leased asset for the entire term of the lease. The investment would not be considered to be at risk, for example, if the investor were provided a letter of credit or other form of guarantee on the initial investment or return thereon. An investor note payable issued to the SPE would not qualify as an initial substantive residual equity investment at risk.

Question No. 4

If the initial substantive residual equity capital is reduced below the minimum amount required because of losses recorded by the SPE in accordance with generally accepted accounting principles (GAAP), is the investor required to make an additional capital investment?

## Enron

## Response

The SEC staff understands that the Working Group discussed this question and concluded that the answer is no.

## Question No. 5

May the investor withdraw its initial minimum required equity investment prior to the expiration of the lease term?

## Response

There may be circumstances in which an investor makes an investment in excess of the minimum required equity investment. In those circumstances, the investor may withdraw its initial investment in excess of the minimum required equity. However, the EITF included in condition (3) of the consensus, a requirement that the initial minimum equity investment be at risk during the entire term of the lease. Accordingly, that minimum amount could not be withdrawn either directly or indirectly. The SEC staff understands that the Working Group believed that transactions would include documentation that would enable the lessee to determine the lessor had maintained its capital at risk.

## Question No. 6

If an SPE contained a building whose value increased such that the equity of the SPE increased on an appraised fair value basis, could the investor withdraw its initial capital to the extent of the increase in the fair value of the property?

## Response

No. Condition (3) requires the initial investment to be at risk during the entire term of the lease. As noted in Question 4 above, the minimum investment is not required to be increased for GAAP losses and it is not permitted to be withdrawn for appraisal increases.

## Question No. 7

Does the consensus apply to previous transactions within its scope?

## Response

EITF consensus are applied on a prospective basis unless a consensus specifically addresses transition. Accordingly, the SEC staff believes the guidance in the consensus should be applied on a prospective basis to the transactions within its scope.

The SEC staff has made various announcements regarding leasing transactions that have been included in the EITF meeting minutes. These announcements focused on the same issues as the conditions in Issue 90-15, but were more general in nature. Registrants should have followed the guidance in the announcements and the SEC staff's prior position as set forth therein, when filing financial statements that include material leasing transactions involving an SPE and that were completed prior to January 10, 1991 (the date of the consensus).

## Question No. 8

If a previously formed SPE has an existing lease in it and has not been consolidated (for example, due to immateriality or because it would not have required consolidation pursuant to the SEC staff announcements or Issue 90-15), and if a new lease is put in the SPE so that the SPE meets the conditions in Issue 90-15 for consolidation, can only the new lease be consolidated on a pro rata basis? Since the SPE was formed prior to the consensus, is the SPE and any future transactions it participates in grandfathered?

## Response



## Enron

The SEC staff does not permit pro rata consolidation except in limited circumstances (those specifically provided for in the authoritative literature), which do not include a leasing SPE. Neither the SPE nor its future transactions would be considered to be grandfathered, and accordingly, the entire SPE should be consolidated on a prospective basis.

## Question No. 9

May an existing nonsubstantive SPE become a substantive entity by having an investor put in sufficient capital to meet condition (3) of the consensus and accordingly be unconsolidated?

## Response

Yes. However, if an investor puts in additional capital, it may result in changes in the lease terms, including perhaps the lease payments. The SEC staff believes a lease entered into with a consolidated SPE, which is then unconsolidated when a substantive equity investment is made, is analogous to a sale-leaseback transaction and results in a new lease that should be assessed pursuant to the conditions of Issue 90-15 at the time the changes are made. The lessee would also need to evaluate the lease in accordance with Statement 13, as amended, and Statement 98 for transactions within its scope.

The SEC staff would apply the same guidance when an existing nonsubstantive SPE enters into significant substantive leases with other unrelated lessees accordingly no longer meets condition (1) of the consensus.

## EITF 90-15 STATUS

A related issue was discussed in Issue No. 96-20, "Impact of FASB Statement No. 125 on Consolidation of Special-Purpose Entities." That Issue deals with whether the new control/financial-components model introduced by Statement 125 has an effect on how the existing guidance on consolidation of SPEs is applied in securitization transactions. See Issue 96-20 for details on the consensuses reached.

Issue No. 96-21, "Implementation Issues in Accounting for Leasing Transactions involving Special-Purpose Entities," provides responses to several additional questions that relate specifically to conditions (1) and (3) of Issue 90-15. The questions relate to the following issues: multiple properties within a single SPE- lessor, multi-tiered SPE structures, payments made by lessee prior to beginning of lease term, payments to equity owners of an SPE during the lease term, fees paid to owners of record of an SPE, source of initial minimum equity investment, equity capital at risk, payment to owners of record of an SPE prior to the lease term, costs incurred by lessee prior to entering into a lease agreement, and interest-only payments.

Another related issue was discussed in Issue No. 97-1, "Implementation Issues in Accounting for Lease Transactions, including Those involving Special-Purpose Entities." The categories of issues are: (1) environmental risk, (2) non-performance-related default covenants, and (3) depreciation. Categories (1) and (2) apply to leasing transactions irrespective of whether the lessor is an SPE. Category (3) applies when the lessor is an SPE. (See Issue 97-1 for details of the consensuses reached.)

No further EITF discussion is planned.

## EITF D-14: Transactions involving Special-Purpose Entities

Dates Discussed: February 23, 1989; May 18, 1989; May 31, 1990

The SEC Observer announced that the SEC staff is becoming increasingly concerned about certain receivables, leasing, and other transactions involving special-purpose entities (SPEs). Certain characteristics of those transactions raise questions about whether SPEs should be consolidated (notwithstanding the lack of majority ownership) and whether transfers of assets to the SPE should be recognized as sales. Generally, the SEC staff believes that for nonconsolidation and sales recognition by the sponsor or transferor to be appropriate, the majority owner (or owners) of the SPE must be an independent third party who has made a substantive capital investment in the SPE, has control of the SPE, and has substantive risks and rewards of ownership of the assets of the SPE (including residuals). Conversely, the SEC staff believes that nonconsolidation and sales recognition are not appropriate by the

## Enron

sponsor or transferor when the majority owner of the SPE makes only a nominal capital investment, the activities of the SPE are virtually all on the sponsor's or transferor's behalf, and the substantive risks and rewards of the assets or the debt of the SPE rest directly or indirectly with the sponsor or transferor.

Also, the SEC staff has objected to a proposal in which the accounting for a transaction would change only because an SPE was placed between the two parties to the transaction. The SEC staff believes that insertion of a nominally capitalized SPE does not change the accounting for the transaction.

The SEC staff is considering the issuance of a Staff Accounting Bulletin setting forth guidelines on the accounting for transactions involving SPEs and until such time would consider transactions on a case-by-case basis. The SEC Observer emphasized that the SEC staff views the issue of SPEs to be primarily a consolidation issue.

The SEC Observer reminded the Task Force of previous SEC Observer comments regarding the SEC staff's position on the proper accounting for certain lease transactions, including build-to-order lease transactions and those involving SPEs. The SEC staff has reviewed many variations of such transactions and generally objected to sales or operating lease treatment. The transactions involve a lessor that may be a SPE who holds title to the asset, but performs little, if any, substantive functions, while it is clear that the lessee assumes substantially all the risks and rewards of ownership. The SEC staff is not attempting to change generally accepted accounting principles in this area but believes that the application of such principles should result in an accounting treatment that is not misleading and pointed out that literature in addition to FASB Statement No. 13, Accounting for Leases, including that related to consolidation, should be considered. While the SEC staff encourages the Task Force to clarify this area, the SEC staff will continue its review of such transactions on a case-by-case approach based on its previously stated position. The Task Force agreed to add the issue to the agenda. [See Subsequent Developments section below.]

### Subsequent Developments

In July 1990, Issue No. 90-15, "Impact of Nonsubstantive Lessors, Residual Value Guarantees, and Other Provisions in Leasing Transactions," was added to the agenda. This issue deals with the subject of leasing transactions involving SPEs. In January 1991, a consensus was reached on this Issue. The Task Force indicated that if certain conditions exist, as described in Issue 90-15, then the assets, liabilities, results of operations, and cash flows of the SPE should be consolidated in the lessee's financial statements.

Statement 125 was issued in June 1996 and affects the guidance in this Issue (for example, either nullifies or affirms the consensus or resolves the issue). Refer to Topic No. D-52, "Impact of FASB Statement No. 125 on EITF Issues," which contains a detailed analysis of the impact of Statement 125 on this Issue.

Statement 125 is effective for transfers and servicing of financial assets and extinguishments of liabilities occurring after December 31, 1996 and is to be applied prospectively. Earlier or retroactive application is not permitted.

A related issue was discussed in Issue No. 96-20, "Impact of FASB Statement No. 125 on Consolidation of Special-Purpose Entities." That Issue deals with whether the new control/financial-components model introduced by FASB Statement No. 125, Accounting for Transfers and Servicing of Financial Assets and Extinguishments of Liabilities, has an effect on how the existing guidance on consolidation of SPE's is applied in securitization transactions. The Task Force reached several consensuses in Issue 96-20. (See Issue 96-20 for details of the consensuses reached.)

A related issue was also discussed in Issue No. 97-6, "Application of Issue 96-20 to Qualifying Special-Purpose Entities Receiving Transferred Financial Assets Prior to the Effective Date of FASB Statement No. 125." Issue 97-6 changed the transition provisions of Issue 96-20 to permit application to some qualifying SPE's that received transfers of financial assets prior to the effective date of Statement 125, if the criteria in Issue 97-6 are met. (See Issue 97-6 for details of the consensuses reached.)



ภาคผนวก จ

มาตรฐานการบัญชีไทย ฉบับที่ TAS No. 44

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

Copyright© by Chiang Mai University

All rights reserved

## มาตรฐานการบัญชี ฉบับที่ 44

### เรื่อง

งบการเงินรวมและการบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อย

(ใช้แทนมาตรฐานการบัญชีฉบับที่ 19)

	สารบัญ	ย่อหน้าที่
วัตถุประสงค์		
ขอบเขต		1 - 3
คำนิยาม		4
การนำเสนอของงบการเงินรวม		5 - 8
ขอบเขตของงบการเงินรวม		9 - 12
ขั้นตอนในการจัดทำงบการเงินรวม		13 - 26
การบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อยในงบการเงินเฉพาะบริษัทใหญ่		27
การเปิดเผยข้อมูล		28
วันที่ปฏิบัติ		29



มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ประกอบด้วยข้อความที่พิมพ์ด้วยอักษรหนา เอน และข้อความที่พิมพ์ด้วยตัวอักษรปกติซึ่งถือเป็นคำอธิบายเพิ่มเติม มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ไม่ถือปฏิบัติกับรายการที่ไม่มีนัยสำคัญ

### วัตถุประสงค์

มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้มีวัตถุประสงค์ที่จะกำหนดวิธีปฏิบัติทางบัญชีเกี่ยวกับเงินลงทุนในบริษัทย่อย รวมถึงการปฏิบัติทางบัญชีเกี่ยวกับการจัดทำและนำเสนองบการเงินรวม

### ขอบเขต

1. มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ให้ถือปฏิบัติกับการจัดทำและนำเสนองบการเงินรวมสำหรับกลุ่มกิจการที่อยู่ภายใต้การควบคุมของบริษัทใหญ่
2. มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ให้ถือปฏิบัติกับการบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อยที่แสดงในงบการเงินเฉพาะบริษัทใหญ่
3. มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ไม่ครอบคลุมเรื่องต่อไปนี้
  - 3.1 วิธีปฏิบัติทางบัญชีสำหรับการรวมธุรกิจ ผลกระทบทางการรวมธุรกิจ และค่าความนิยมที่เกิดขึ้น (ดูมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การรวมธุรกิจ)
  - 3.2 การบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม (ดูมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม)
  - 3.3 การบัญชีเกี่ยวกับส่วนได้เสียในการร่วมค้า (ดูมาตรฐานการบัญชี เรื่อง รายงานทางการเงินเกี่ยวกับส่วนได้เสียในการร่วมค้า)

### คำนิยาม

4. คำศัพท์ที่ใช้ในมาตรฐานการบัญชีฉบับนี้มีความหมายโดยเฉพาะดังนี้

การควบคุม	หมายถึง	อำนาจในการกำหนดนโยบายทางการเงินและการดำเนินงานของกิจการเพื่อให้ได้มาซึ่งประโยชน์จากกิจกรรมต่าง ๆ ของกิจการนั้น
บริษัทย่อย	หมายถึง	กิจการซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมของกิจการอื่นซึ่งเป็นบริษัทใหญ่
บริษัทใหญ่	หมายถึง	กิจการซึ่งมีบริษัทย่อยอย่างน้อยหนึ่งแห่ง

กลุ่มกิจการ	หมายถึง	บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยทุกบริษัทที่เป็นของบริษัทใหญ่
งบการเงินรวม	หมายถึง	งบการเงินที่กลุ่มกิจการนำเสนอเสมือนว่าเป็นกิจการเดียว
ส่วนได้เสียของผู้ถือหุ้นส่วนน้อย	หมายถึง	ผลการดำเนินงานสุทธิและสินทรัพย์สุทธิของบริษัทย่อยเฉพาะส่วนที่ไม่ได้เป็นของบริษัทใหญ่ทั้งโดยทางตรงหรือทางอ้อม

#### การนำเสนองบการเงินรวม

5. บริษัทใหญ่ต้องนำเสนองบการเงินรวม เว้นแต่จะมีลักษณะตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในย่อหน้า  
ที่ 6
6. บริษัทใหญ่ไม่จำเป็นต้องแสดงงบการเงินรวมหากบริษัทใหญ่นั้นมีฐานะเป็นบริษัทย่อยซึ่งถูก  
กิจการอื่นควบคุมอยู่ทั้งหมดหรือเกือบทั้งหมด ในกรณีที่บริษัทใหญ่ถูกกิจการอื่นควบคุมอยู่  
ทั้งหมดหรือเกือบทั้งหมด บริษัทใหญ่ต้องได้รับการอนุมัติจากผู้ถือหุ้นส่วนน้อยที่จะไม่นำเสนอ  
งบการเงินรวม บริษัทใหญ่ที่ไม่นำเสนองบการเงินรวมต้องเปิดเผยเหตุผลในการที่ไม่นำเสนอ  
งบการเงินรวม รวมทั้งเปิดเผยถึงการบันทึกบัญชีเกี่ยวกับบริษัทย่อยที่แสดงในงบการเงินเฉพาะ  
บริษัทใหญ่ นอกจากนี้บริษัทใหญ่ยังเปิดเผยชื่อและที่อยู่ตามที่จดทะเบียนของกิจการที่ควบคุม  
บริษัทใหญ่อยู่ ซึ่งกิจการนั้นอาจถือเป็นบริษัทใหญ่ที่ต้องนำเสนองบการเงินรวม
7. ตามปกติ ผู้ใช้งบการเงินของบริษัทใหญ่ต้องการทราบข้อมูลเกี่ยวกับฐานะการเงิน ผลการ  
ดำเนินงานและการเปลี่ยนแปลงฐานะการเงินของกลุ่มกิจการโดยรวม งบการเงินรวมสามารถ  
ให้ข้อมูลเหล่านี้กับผู้ใช้งบการเงินได้เนื่องจากงบการเงินรวมแสดงข้อมูลทางการเงินของกลุ่ม  
กิจการเสมือนว่าเป็นกิจการเดียวกันโดยมีค่านิ่งถึงข้อกำหนดตามกฎหมายที่ระบุว่า กิจการแต่ละ  
แห่งมีสถานะทางกฎหมายที่แยกจากกัน
8. บริษัทใหญ่ซึ่งถูกกิจการอื่นควบคุมอยู่ทั้งหมดอาจไม่จำเป็นต้องเสนองบการเงินรวม หาก  
กิจการที่เป็นเจ้าของบริษัทใหญ่ไม่ได้กำหนดให้บริษัทใหญ่ต้องเสนองบการเงินรวม หรือหาก  
ผู้ใช้งบการเงินสามารถหาข้อมูลที่ต้องการได้จากงบการเงินรวมของกิจการที่เป็นเจ้าของบริษัท  
ใหญ่นั้น ส่วนในกรณีที่บริษัทใหญ่ถูกควบคุมโดยกิจการอื่นเกือบทั้งหมด บริษัทใหญ่ไม่  
จำเป็นต้องแสดงงบการเงินรวมหากได้รับการอนุมัติจากผู้ถือหุ้นส่วนน้อย บริษัทใหญ่จะถือว่า  
ถูกควบคุม โดยกิจการอื่นทั้งหมดหรือเกือบทั้งหมดหากกิจการนั้นมีสิทธิออกเสียงในบริษัท  
ใหญ่อย่างน้อยร้อยละ 90

### ขอบเขตของงบการเงินรวม

9. ในการนำเสนองบการเงินรวม บริษัทใหญ่ต้องรวมการเงินของบริษัทย่อยทั้งในและต่างประเทศทั้งหมดไว้ในงบการเงินรวม เว้นแต่บริษัทย่อยนั้นเป็นบริษัทย่อยตามกำหนดที่ระบุไว้ในย่อหน้าที่ 11

งบการเงินรวมต้องรวมงบการเงินของทุกกิจการที่บริษัทใหญ่ควบคุมอยู่นอกจากบริษัทย่อยนั้น เป็นบริษัทย่อยตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในย่อหน้าที่ 11 หากบริษัทใหญ่มีสิทธิออกเสียงเกินกว่า กึ่งหนึ่ง ในกิจการอื่น ไม่ว่าจะเป็ทางตรงหรือทางอ้อม โดยผ่านกิจการหรือบุคคลอื่นให้ สันนิษฐานไว้ก่อนว่าบริษัทใหญ่มีอำนาจควบคุมกิจการนั้น ยกเว้นในกรณีพิเศษที่บริษัทใหญ่มี หลักฐานที่แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่ามีสิทธิในการออกเสียงไม่ทำให้บริษัทใหญ่สามารถ ควบคุมกิจการดังกล่าวได้ ตัวอย่างต่อไปถือว่าบริษัทใหญ่มีอำนาจควบคุมกิจการอื่นแม้ว่าจะมี สิทธิออกเสียงน้อยกว่ากึ่งหนึ่ง

10.1 บริษัทใหญ่มีอำนาจในการออกเสียงมากกว่ากึ่งหนึ่งเนื่องจากข้อตกลงที่มีกับผู้ถือหุ้น รายอื่น

10.2 บริษัทใหญ่มีอำนาจตามกฎหมายหรือตามข้อตกลงในการกำหนดนโยบายทางการเงิน และการดำเนินงานของกิจการอื่น

10.3 บริษัทใหญ่มีอำนาจแต่งตั้งหรือถอดถอนบุคคลส่วนใหญ่ซึ่งทำหน้าที่เป็นกรรมการ บริษัทหรือผู้บริหารอื่นที่มีหน้าที่เทียบเท่าคณะกรรมการบริษัท

10.4 บริษัทใหญ่มีอำนาจออกเสียงส่วนใหญ่ในการประชุมคณะกรรมการบริษัทหรือคณะ ผู้บริหารอื่นที่มีหน้าที่เทียบเท่าคณะกรรมการบริษัท

10.4 บริษัทใหญ่มีอำนาจในการออกเสียงในบริษัทย่อยมากกว่ากึ่งหนึ่งแม้ว่าบริษัทใหญ่จะ ไม่ได้ถือหุ้นหรือถือหุ้นเพียงบางส่วนในบริษัทย่อย ในกรณีนี้บริษัทใหญ่อาจมีโครงสร้างการ ถือหุ้นหรือการบริหารบริษัทในกลุ่มในลักษณะอำพราง โดยให้บุคคลอื่นหรือกิจการอื่นถือหุ้น แทนไม่ว่าจะเป็นทางตรงหรือทางอ้อมเพื่อประโยชน์ของบริษัทใหญ่

10.5 บริษัทใหญ่มีอำนาจในการออกเสียงในบริษัทย่อยมากกว่ากึ่งหนึ่งแม้ว่าบริษัทใหญ่ จะถือหุ้นเพียงบางส่วนในบริษัทย่อย โดยมีการถือหุ้นไขว้กัน ในกรณีนี้บริษัทใหญ่อาจถือหุ้น จำนวนเท่ากัน在公司สองบริษัทแม้ว่าจำนวนหุ้นที่ถือจะไม่เป็นสาระสำคัญ แต่บริษัทที่ถูก ลงทุนทั้งสองถือหุ้นที่เหลือซึ่งกันและกันทำให้บริษัทที่ถูกลงทุนทั้งสองถือเป็นบริษัทย่อย เนื่องจากบริษัทใหญ่สามารถควบคุมและบริหารงานบริษัทที่ถูกลงทุนทั้งสองได้

10.5 บริษัทใหญ่มีอำนาจในการควบคุมกิจการเฉพาะกิจซึ่งบริษัทใหญ่จัดตั้งขึ้นเพื่อประโยชน์ของบริษัทใหญ่โดยกำหนดวัตถุประสงค์และนโยบายการดำเนินงานของกิจการนั้นไว้ล่วงหน้า ในกรณีนี้บริษัทใหญ่จะยังคงไว้ซึ่งส่วนได้เสียในผลประโยชน์ที่เป็นสาระสำคัญ แม้ว่าบริษัทใหญ่อาจมีส่วนร่วมในส่วนของเจ้าของในกิจการเฉพาะกิจเพียงเล็กน้อยหรือไม่มีส่วนร่วมเลยก็ตาม

#### 11. งบการเงินรวมต้องไม่รวมงบการเงินของบริษัทย่อยในกรณีต่อไปนี้

11.1 บริษัทใหญ่ตั้งใจที่จะควบคุมบริษัทย่อยนั้น เป็นการชั่วคราวเนื่องจากบริษัทใหญ่ซื้อหรือถือบริษัทย่อยไว้เพื่อจำหน่ายในอนาคตอันใกล้

11.2 บริษัทย่อยดำเนินงานภายใต้ข้อกำหนดที่เข้มงวด จากภายนอกซึ่งมีผลระยะยาวทำให้บริษัทย่อยด้อยความสามารถในการโอนเงินให้กับบริษัทใหญ่กิจการต้องบันทึกบัญชีเกี่ยวกับบริษัทย่อยดังกล่าวตามมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การบัญชีสำหรับเงินลงทุนในตราสารหนี้และตราสารทุน

12. การที่กิจการไม่รวมงบการเงินของบริษัทย่อยในการจัดทำงบการเงินรวมโดยให้เหตุผลว่า การดำเนินธุรกิจของบริษัทย่อยไม่คล้ายคลึงกับการดำเนินธุรกิจของบริษัทอื่นที่อยู่ในกลุ่มกิจการ เหตุผลดังกล่าวไม่ใช่ข้ออ้างอันสมควรเนื่องจากข้อมูลที่แสดงในงบการเงินรวมที่รวมบริษัทย่อยและข้อมูลเพิ่มเติมที่เปิดเผยในงบการเงินรวมเกี่ยวกับความแตกต่างในการดำเนินธุรกิจเป็นข้อมูลที่ให้ประโยชน์ต่อผู้ใช้งบการเงินมากขึ้น ตัวอย่างเช่น การเปิดเผยข้อมูลทางการเงินจำแนกตามส่วนงานทำให้เห็นถึงข้อแตกต่างที่สำคัญระหว่างการดำเนินธุรกิจของกิจการในกลุ่ม

#### ขั้นตอนในการจัดทำงบการเงินรวม

13. ในการจัดทำงบการเงินรวม กิจการต้องนำงบการเงินของบริษัทใหญ่และงบการเงินของบริษัทย่อยทั้งหมดมารวมกันตามเกณฑ์แต่ละบรรทัด โดยการนำรายการที่เหมือนกันมารวมกัน เช่น สินทรัพย์ หนี้สิน ส่วนของเจ้าของ รายได้ หรือค่าใช้จ่าย แต่เนื่องด้วยจากงบการเงินรวมแสดงให้เห็นถึงข้อมูลทางการเงินของกลุ่มกิจการเสมือนว่าเป็นกิจการเดียว กิจการจึงต้องปฏิบัติตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

13.1 ตัดราคาตามบัญชีของเงินลงทุนในบริษัทย่อยแต่ละแห่ง ที่บริษัทใหญ่ถืออยู่พร้อมกับตัดส่วนได้เสียในส่วนของเจ้าของของบริษัทใหญ่ที่มีอยู่ในบริษัทย่อยนั้น ๆ (ดูมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การรวมธุรกิจ เกี่ยวกับค่าความนิยม)



13.2 ระบุกำไรสุทธิในงบการเงินรวมที่เป็นส่วนได้เสียของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยในงวดนั้นและนำไปปรับปรุงกับกำไรของกลุ่มกิจการ เพื่อให้ได้กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่

13.3 ระบุกำไรสุทธิในงบการเงินรวมที่เป็นส่วนได้เสียของผู้ถือหุ้นส่วนน้อย และแสดงในงบดุลรวมเป็นรายการแยกต่างหากต่อจากกำไรสะสมภายใต้ส่วนของผู้ถือหุ้นที่เป็นของบริษัทใหญ่ส่วนได้เสียของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยในสินทรัพย์สุทธิประกอบด้วยรายการต่อไปนี้

13.3.1 จำนวนที่เป็นของผู้ถือหุ้นส่วนน้อย ณ วันที่ซื้อธุรกิจซึ่งคำนวณตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การรวมธุรกิจ

13.3.2 ส่วนแบ่งของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยในการเปลี่ยนแปลงส่วนได้เสีย ในส่วนของผู้ถือหุ้น ตั้งแต่วันที่มีการรวมธุรกิจจนถึงปัจจุบัน

14 ภาษีค้างจ่ายที่เป็นของบริษัทใหญ่หรือบริษัทย่อยต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นจากการแบ่งปันกำไรสะสมของบริษัทย่อย (เงินปันผล) ให้กับบริษัทใหญ่ต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศ ฉบับที่ 12 เรื่อง ภาษีเงินได้ หากยังไม่มีมาตรฐานการบัญชีของไทยกำหนดไว้

15 กิจการต้องตัดบัญชีรายการระหว่างกันของกิจการที่อยู่ในกลุ่มให้หมดไป รายการดังกล่าวมีดังต่อไปนี้

15.1 ยอดคงเหลือรายการบัญชี และรายการกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นระหว่างกิจการในกลุ่ม

15.2 รายการขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นซึ่งเป็นผลมาจากรายการบัญชีระหว่างกิจการในกลุ่ม เว้นแต่กิจการจะไม่สามารถได้รับคืนต้นทุนที่เสียไป

16 ยอดคงเหลือและรายการบัญชีระหว่างกิจการในกลุ่มรวมถึง รายได้จากการขาย ค่าใช้จ่ายและเงินปันผล รายการกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นซึ่งเป็นผลมาจากรายการบัญชีระหว่างกิจการในกลุ่มจะรวมอยู่ในราคาตามบัญชีของสินทรัพย์ เช่น สินค้าคงเหลือ ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รายการขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นที่เกิดจากรายการบัญชีระหว่างกิจการในกลุ่มซึ่งจะทำให้ราคาตามบัญชีของสินทรัพย์ลดลง กิจการต้องตัดบัญชีรายการดังกล่าวข้างต้นให้หมดไปเว้นแต่รายการนั้นจะเป็นรายการขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นซึ่งกิจการจะไม่สามารถได้รับคืนต้นทุนที่เสียไปแล้วคืน กิจการต้องบันทึกผลกระทบทางภาษีเงินได้ที่เกิดขึ้นจากการตัดบัญชีรายการกำไรหรือรายการขาดทุนที่เกิดจากรายการบัญชีระหว่างกิจการในกลุ่มมาตรฐานการบัญชีระหว่างประเทศ ฉบับที่ 12 เรื่อง ภาษีเงินได้ หากยังไม่มีมาตรฐานการบัญชีของไทยกำหนดไว้

17 หากงบการเงินของกิจการในกลุ่มที่นำมาจัดทำงบการเงินรวมมีวันที่ในงบการเงินแตกต่างกัน กิจการต้องปรับปรุงผลกระทบของรายการหรือเหตุการณ์ทางบัญชีสำคัญที่เกิดขึ้นระหว่างวันที่ในงบการเงินของกิจการอื่นกับวันที่ในงบการเงินของบริษัทใหญ่ อย่างไรก็ตาม งบการเงินของ

ทุกกิจการที่นำมาจัดทางการเงินรวมอาจมีวันที่ในงบการเงินแตกต่างกันได้แต่ต้องไม่เกินกว่า 3 เดือน

- 18 ตามปกติ งบการเงินของบริษัทใหญ่และของบริษัทย่อยที่ใช้ในการจัดทางการเงินรวมจะมีวันที่ในงบการเงินวันเดียวกัน หากวันที่ในงบการเงินของบริษัทใหญ่และบริษัทย่อยแตกต่างกัน บริษัทย่อยมักจะทางการเงินใหม่เพื่อให้สิ้นสุดวันเดียวกับงบการเงินของกิจการในกลุ่มที่นำมาจัดทางการเงินรวมอย่างไรก็ตาม หากไม่สามารถทำได้ในทางปฏิบัติกลุ่มกิจการอาจนำงบการเงินซึ่งมีวันที่แตกต่างกันไม่เกิน 3 เดือนมาจัดทางการเงินรวม แต่ช่วงเวลาของงบการเงินและความแตกต่างของวันที่ในงบการเงินจะต้องเหมือนกันในทุก ๆ งวดเพื่อให้เป็นไปตามหลักความสม่ำเสมอ
- 19 งบการเงินรวมต้องจัดทำโดยใช้นโยบายการบัญชีเดียวกันสำหรับรายการบัญชีที่เหมือนกันหรือเหตุการณ์ทางบัญชีที่คล้ายคลึงกัน ในทางปฏิบัติหากกิจการไม่สามารถใช้นโยบายการบัญชีเดียวกันได้ในการจัดทางการเงินรวม กิจการต้องเปิดเผยข้อเท็จจริงดังกล่าวพร้อมกับเปิดเผยสัดส่วนของรายการที่ใช้นโยบายการบัญชีต่างกัน
- 20 ตามปกติ ในการจัดทางการเงินรวมหากกิจการในกลุ่มใช้นโยบายการบัญชีที่แตกต่างกันสำหรับรายการบัญชีที่เหมือนกันหรือเหตุการณ์ทางบัญชีที่คล้ายคลึงกัน กิจการที่อยู่ในกลุ่มต้องปรับปรุงงบการเงินให้เป็นนโยบายการบัญชีเดียวกัน
- 21 ผลการดำเนินงานของบริษัทย่อยจะรวมอยู่ในงบการเงินรวมนับตั้งแต่วันที่บริษัทใหญ่ได้เข้ามาควบคุมบริษัทย่อย (คู่มือมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การรวมธุรกิจ) จนถึงวันที่บริษัทใหญ่สิ้นสุดการควบคุมบริษัทย่อยนั้น ณ วันที่บริษัทใหญ่จำหน่ายบริษัทย่อย บริษัทใหญ่จะต้องรับรู้รายการกำไรหรือรายการขาดทุนจากการจำหน่ายในงบกำไรขาดทุน รายการกำไรหรือรายการขาดทุนจากการจำหน่ายบริษัทย่อยคือผลต่างระหว่างสิ่งตอบแทนสุทธิที่ได้รับจากการจำหน่ายกับราคาตามบัญชีของสินทรัพย์สุทธิของบริษัทย่อย กิจการต้องเปิดเผยข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับผลกระทบจากการได้มาหรือจำหน่ายบริษัทย่อยในงบดุลและในงบกำไรขาดทุน โดยเปรียบเทียบกับจำนวนที่เกิดขึ้นในงวดก่อนเพื่อให้งบการเงินสามารถเปรียบเทียบกันได้
- 22 กิจการต้องบันทึกเงินลงทุนตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การบัญชีสำหรับเงินลงทุนในตราสารหนี้และตราสารทุน นับจากวันที่บริษัทย่อยสิ้นสุดการเป็นบริษัทย่อยตามคำนิยามและไม่เป็นบริษัทร่วมตามคำนิยามที่กำหนดไว้ในมาตรฐานการบัญชี เรื่องการบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม

- 23 ณ วันที่บริษัทย่อยสิ้นสุดการเป็นบริษัทย่อย กิจการต้องจัดประเภทเงินลงทุนใหม่โดยใช้ราคาตามบัญชี ณ วันนั้นเป็นต้นทุนของเงินลงทุน หากบริษัทย่อยนั้นเปลี่ยนสภาพเป็นบริษัทร่วม กิจการต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชี เรื่อง การบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม มิฉะนั้น กิจการต้องจัดประเภทตราสารหนี้และตราสารทุน
- 24 ส่วนได้เสียของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยต้องแสดงในงบดุลรวมเป็นรายการแยกต่างหากต่อจากกำไรสะสมภายใต้ส่วนของเจ้าของ กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยต้องแสดงเป็นรายการแยกต่างหากต่อจากกำไรหรือขาดทุนจากการดำเนินงานโดยแสดงสุทธิจากภาษีเงินได้
- 25 ผลขาดทุนที่เป็นของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยในบริษัทย่อยที่นำมาจัดทำงบการเงินรวมอาจมีจำนวนเกินกว่าส่วนได้เสียของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยในส่วนของเจ้าของของบริษัทย่อยนั้น ผลขาดทุนส่วนเกินที่เป็นของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยดังกล่าวต้องนำไปหักจากส่วนได้เสียของบริษัทใหญ่ เว้นแต่ผู้ถือหุ้นส่วนน้อยจะมีภาระผูกพันและมีความสามารถจะรับผลขาดทุนนั้นได้ กำไรทั้งหมดของบริษัทย่อยที่เกิดขึ้นในเวลาต่อมาให้ถือเป็นของบริษัทใหญ่จนกว่าจะชดเชยกับผลขาดทุนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยทั้งหมดที่เคยนำไปหักจากส่วนได้เสียของบริษัทใหญ่
- 26 ในกรณีที่บริษัทย่อยมีหุ้นบุริมสิทธิชนิดสะสมที่ถือโดยบุคคลภายนอกกลุ่มกิจการ บริษัทใหญ่ต้องคำนวณส่วนได้เสียในกำไรหรือขาดทุนของบริษัทย่อยจากยอดคงเหลือหลังหักเงินปันผลของหุ้นบุริมสิทธิแล้ว ทั้งนี้ไม่ว่าจะมีการประกาศจ่ายเงินปันผลนั้นหรือไม่

### การบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อยในงบการเงินเฉพาะบริษัทใหญ่

- 27 มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ไม่ได้กำหนดในบริษัทใหญ่ต้องนำเสนองบการเงินเฉพาะกิจการเพิ่มเติมจากงบการเงินรวม อย่างไรก็ตาม หากบริษัทใหญ่ต้องการนำเสนองบการเงินเฉพาะกิจการบริษัทใหญ่ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในย่อหน้านี้ ในกรณีที่บริษัทใหญ่มีอำนาจควบคุมบริษัทย่อยและบริษัทย่อยนั้นไม่เป็นไปตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในย่อหน้าที่ 11 บริษัทใหญ่ต้องบันทึกและแสดงบัญชี สำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม ในกรณีที่บริษัทย่อยเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในย่อหน้าที่ 11 บริษัทใหญ่ต้องบันทึกและแสดงเงินลงทุนในบริษัทย่อยตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในมาตรฐานการบัญชี เรื่อง เงินลงทุนในตราสารหนี้และตราสารทุน

### การเปิดเผยข้อมูล

- 28 นอกจากการเปิดเผยข้อมูลตามที่กำหนดไว้ในย่อหน้าที่ 6 และย่อหน้าที่ 19 กิจการต้องเปิดเผยข้อมูลดังต่อไปนี้ในงบการเงินรวม

- 28.1 รายละเอียดเกี่ยวกับบริษัทย่อยที่สำคัญ ได้แก่ รายชื่อของบริษัทย่อย ประเทศที่จดทะเบียนจัดตั้งบริษัทหรือสถานที่ประกอบการ สัดส่วนของความเป็นเจ้าของ และสัดส่วนของสิทธิหรือความเสี่ยงในกรณีที่ต่างจากสัดส่วนของความเป็นเจ้าของ
- 28.2 เหตุผลในการไม่นำบริษัทย่อยมาจัดทำงบการเงินรวม
- 28.3 ลักษณะที่บริษัทใหญ่สัมพันธ์กับบริษัทย่อยในกรณีที่บริษัทใหญ่ไม่มีสิทธิในการออกเสียงบริษัทย่อยนั้นเกินกว่ากึ่งหนึ่งไม่ว่าจะเป็นทางตรง หรือทางอ้อมโดยผ่านกิจการหรือบุคคลอื่น
- 28.4 ชื่อของบริษัทที่ไม่ถือเป็นบริษัทย่อยทั้งที่กิจการมีสิทธิหรือความเสี่ยงเกินกว่ากึ่งหนึ่งไม่ว่าจะเป็นทางตรงหรือทางอ้อมโดยผ่านกิจการหรือบุคคลอื่น เนื่องจากสิทธิหรือความเสี่ยงที่เกินกว่ากึ่งหนึ่งนั้นไม่ทำให้กิจการสามารถควบคุมบริษัทนั้นได้
- 28.5 ผลกระทบจากการได้มาหรือจำหน่ายบริษัทย่อยที่มีต่อฐานะการเงิน ณ วันที่ในงบดุลและที่มีผลต่อการทำงานสำหรับงวดที่เสนอรายการเปรียบเทียบกับจำนวนที่เกิดขึ้นในงวดก่อน

#### วันถือปฏิบัติ

- 29 มาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ให้ถือปฏิบัติกับงบการเงินสำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2543 เป็นต้นไป กิจการสามารถปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ก่อนวันถือปฏิบัติ เนื่องจากเมื่อกิจการนำมาตรฐานการบัญชีฉบับนี้มาปฏิบัติกับงบการเงินสำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2543 กิจการจำเป็นต้องปรับย้อนหลังข้อมูลเปรียบเทียบทุกงวดที่นำเสนอ (ดูย่อหน้าที่ 47 ถึง 51 ของมาตรฐานการบัญชี เรื่อง กำไรหรือขาดทุนสุทธิสำหรับงวด ข้อผิดพลาดที่สำคัญและการเปลี่ยนแปลงทางการบัญชี) หากกิจการต้องการปฏิบัติตามมาตรฐานการบัญชีฉบับนี้ก่อนวันถือปฏิบัติ กิจการต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดทุกข้อที่กำหนดไว้โดยไม่มีข้อยกเว้น





ภาคผนวก จ  
มาตรฐานการบัญชีไทย  
ฉบับตีความมาตรฐานการบัญชีTASI No.2

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

Copyright© by Chiang Mai University  
All rights reserved

## การตีความมาตรฐานการบัญชี

### เรื่องที่ 2

#### งบการเงินรวม – บริษัทย่อยที่เป็นกิจการเฉพาะกิจ

มาตรฐานการบัญชี เรื่อง กรณำเสนองบการเงิน ย่อหน้าที่ 1 ระบุว่า กิจการจะสามารถระบุว่างบการเงินที่จัดทำขึ้นเป็นไปตามหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไปก็ต่อเมื่อบการเงินนั้นเป็นไปตามข้อกำหนดทุกข้อในมาตรฐานการบัญชีที่ได้นำมาปฏิบัติ และเป็นไปตามการตีความทุกประเด็นของคณะกรรมการมาตรฐานการบัญชี

อ้างอิง : มาตรฐานการบัญชี เรื่อง งบการเงินรวมและการบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อย

#### ประเด็นปัญหา

1. มาตรฐานการบัญชี เรื่อง งบการเงินรวมและการบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อย ระบุว่า บริษัทใหญ่ต้องรวมงบการเงินของบริษัทย่อยทั้งในและต่างประเทศทั้งหมดไว้ในงบการเงินรวม
2. ประเด็นปัญหาคือ งบการเงินของกิจการเฉพาะกิจ เช่น นิติบุคคลเฉพาะกิจที่บริษัทใหญ่จัดตั้งขึ้น ต้องนำมารวมจัดทำงบการเงินรวมกับบริษัทใหญ่หรือไม่ โดยเฉพาะเมื่อบริษัทใหญ่มิได้ถือหุ้นหรือมิได้มีส่วนได้เสียในส่วนของเจ้าของในกิจการเฉพาะกิจดังกล่าว

#### การตีความ

3. บริษัทใหญ่ต้องนำงบการเงินของกิจการเฉพาะกิจมาจัดทำงบการเงินรวมหากโดยเนื้อหาแล้วบริษัทใหญ่สามารถควบคุมกิจการเฉพาะกิจนั้นได้
4. ในบางครั้งกิจการเฉพาะกิจอาจจัดตั้งขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์ที่เฉพาะเจาะจง เช่น มีวัตถุประสงค์ในการทำวิจัยและพัฒนาหรือทำการแปลงสินทรัพย์เป็นหลักทรัพย์ กิจการเฉพาะกิจอาจเป็นบริษัทจำกัด ห้างหุ้นส่วนหรือกิจการที่มีใช้นิติบุคคล กิจการเฉพาะกิจมักจัดตั้งโดยมีข้อจำกัดทางกฎหมายที่รัดกุม ในบางครั้งคณะผู้บริหารของกิจการเฉพาะกิจจะมีอำนาจจำกัดในการตัดสินใจ การจัดการ และการดำเนินงาน โดยส่วนใหญ่กิจการเฉพาะกิจจะไม่สามารถเปลี่ยนแปลงนโยบายดังกล่าว
5. ส่วนใหญ่บริษัทใหญ่ที่เป็นผู้จัดตั้งกิจการเฉพาะกิจจะโอนสินทรัพย์ให้กับกิจการเฉพาะกิจโดยยังคงไว้ซึ่งสิทธิในการใช้หรือการให้บริการจัดการสินทรัพย์ที่โอนไป ในขณะที่บุคคลที่สามเป็นผู้ให้เงินทุนแก่กิจการเฉพาะกิจ ซึ่งโดยเนื้อหาแล้วลักษณะของความสัมพันธ์ดังกล่าวอาจทำให้บริษัทใหญ่ยังคงสามารถควบคุมกิจการเฉพาะกิจได้

6. ส่วนได้เสียในผลประโยชน์ของกิจการเฉพาะกิจอาจอยู่ในรูปของตราสารหนี้ ตราสารทุนสิทธิร่วมกับ ส่วนได้เสียคงเหลือหรือสัญญาเช่าระยะยาว ส่วนได้เสียในผลประโยชน์ของกิจการเฉพาะกิจบางประเภทอาจให้ผลตอบแทนแก่ผู้ถือส่วนได้เสียในอัตราคงที่หรือในอัตราที่ระบุไว้ ขณะที่ส่วนได้เสียบางประเภทให้สิทธิกับผู้ถือส่วนได้เสียในการรับประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตที่จะเกิดจากการดำเนินงานกิจการเฉพาะกิจนั้น โดยส่วนใหญ่บริษัทใหญ่ยังคงไว้ซึ่งส่วนได้เสียในผลประโยชน์ที่เกิดการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจอย่างเป็นสาระสำคัญ แม้ว่าบริษัทใหญ่อาจมีส่วนร่วมในส่วนของเจ้าของในกิจการเฉพาะกิจเพียงเล็กน้อยหรือไม่มีส่วนร่วมเลยก็ตาม
7. บริษัทใหญ่อาจสามารถควบคุมกิจการเฉพาะกิจ โดยการกำหนดการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจไว้ล่วงหน้าหรือโดยการควบคุมด้วยวิธีอื่น บริษัทใหญ่อาจควบคุมกิจการเฉพาะกิจได้ทั้งที่บริษัทใหญ่เป็นเจ้าของส่วนทุนในกิจการเฉพาะกิจเพียงเล็กน้อยหรือไม่ได้เป็นเจ้าของเลยก็ตาม ดังนั้น ในการพิจารณาว่าบริษัทใหญ่สามารถควบคุมกิจการเฉพาะกิจได้หรือไม่จึงต้องพิจารณาปัจจัยที่เกี่ยวข้องทั้งหมดของสถานการณ์ที่เกิดขึ้น
8. สถานการณ์ต่อไปนี้เป็นตัวอย่างที่แสดงว่าบริษัทใหญ่สามารถควบคุมกิจการเฉพาะกิจได้ทำให้บริษัทใหญ่ต้องจัดทำงบการเงินรวม โดยรวมงบการเงินของกิจการเฉพาะกิจ
- 8.1 โดยเนื้อหาแล้วกิจการเฉพาะกิจดำเนินงานให้บริษัทใหญ่ตามความจำเป็นทางธุรกิจเฉพาะเจาะจงซึ่งทำให้บริษัทใหญ่ได้รับประโยชน์จากการดำเนินงานนั้น
  - 8.2 โดยเนื้อหาแล้วบริษัทใหญ่มอบอำนาจการตัดสินใจให้กิจการเฉพาะกิจโดยการกำหนดนโยบายที่สำคัญในการดำเนินงานอย่างเฉพาะเจาะจงและยากที่กิจการเฉพาะกิจจะสามารถเปลี่ยนแปลงนโยบายดังกล่าว
  - 8.3 โดยเนื้อหาแล้วบริษัทใหญ่ได้รับผลประโยชน์ส่วนใหญ่จากกิจการเฉพาะกิจดังนั้น บริษัทใหญ่จึงอาจต้องรับความเสี่ยงจากการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจนั้น
  - 8.4 โดยเนื้อหาแล้วบริษัทใหญ่ยังคงเป็นเจ้าของหรือรับความเสี่ยงจากความเป็นเจ้าของในกิจการเฉพาะกิจหรือในสินทรัพย์ของกิจการเฉพาะกิจเพื่อที่บริษัทใหญ่จะได้รับผลประโยชน์จากการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจนั้น
9. การที่บริษัทใหญ่กำหนดการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจไว้ล่วงหน้า ไม่ถือว่ากิจการเฉพาะกิจดำเนินงานภายใต้ข้อกำหนดเข้มงวดจากภายนอกซึ่งมีผลระยะยาวตามที่ระบุไว้ในย่อหน้าที่ 11 ของมาตรฐานการบัญชี เรื่อง งบการเงินรวมและการบัญชีสำหรับเงินทุนในบริษัทย่อย ซึ่งกำหนดว่า งบการเงินรวมต้องไม่รวมงบการเงินของบริษัทย่อยเมื่อบริษัทย่อยดำเนินงานภายใต้ข้อกำหนดที่เข้มงวดจากภายนอกซึ่งมีผลระยะยาว ทำให้บริษัทย่อยด้อยความสามารถในการโอนเงินให้กับบริษัทใหญ่ การที่บริษัทใหญ่กำหนดการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจไว้ล่วงหน้าเป็นการแสดง

ให้เห็นว่าบริษัทใหญ่กำลังควบคุมการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจ และไม่เป็นการแสดงว่า กิจการเฉพาะกิจดำเนินงานภายใต้ข้อกำหนดที่เข้มงวดจากภายนอกตามที่ระบุไว้ในข้อ 11.2

10. ความสามารถในการกำหนดการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอที่จะ ถือว่าบริษัทใหญ่สามารถควบคุมกิจการเฉพาะกิจได้ บริษัทใหญ่ต้องมีวัตถุประสงค์ที่จะได้รับ ประโยชน์จากการดำเนินงานของกิจการเฉพาะกิจด้วยจึงจะถือว่าบริษัทใหญ่ได้เข้าควบคุมกิจการ เฉพาะกิจนั้น

### วันถือปฏิบัติ

11. การตีความมาตรฐานการบัญชี เรื่องที่ 2 นี้มีผลบังคับใช้พร้อมกับมาตรฐานการบัญชีเรื่องงบ การเงินรวมและการบัญชีสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อย ซึ่งให้ถือปฏิบัติย่อย ซึ่งให้ถือปฏิบัติกับงบ การเงินสำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2543 เป็นต้นไป อย่างไรก็ตาม การตีความนักบัญชีและผู้สอบบัญชี รับอนุญาตแห่งประเทศไทยสนับสนุนให้กิจการตามมาตรฐาน การบัญชีฉบับดังกล่าวและการตีความมาตรฐานการบัญชี เรื่องที่ 2 นี้ โดยทันทีก่อนวันถือปฏิบัติ เนื่องจากการนำมาตรฐานการบัญชีฉบับดังกล่าวมาปฏิบัติมีผลทำให้กิจการต้องปรับย้อนหลังงบ การเงินของงวดก่อนที่จะนำมาเปรียบเทียบ ซึ่งหมายความว่าในปี 2543 งบการเงินที่สิ้นสุดในหรือ หลังวันที่ 1 มกราคม 2542 ซึ่งต้องนำมาเปรียบเทียบกับงบการเงินที่สิ้นสุด ในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2543 ต้องปรับย้อนหลังเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในมาตรฐานการบัญชีฉบับ ดังกล่าวและการตีความมาตรฐานการบัญชี เรื่องที่ 2 นี้เช่นกัน

### เกณฑ์ในการตีความ

12. การตีความนี้เป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดขึ้น โดย คณะกรรมการตีความมาตรฐานการบัญชี ระหว่างประเทศ เรื่องที่ 12 งบการเงินรวม- กิจการเฉพาะกิจ (Standing Interpretations Committee SIC – 12, “Consolidation - Special Purpose Entities”) โดยมีเนื้อหาสาระสำคัญไม่แตกต่างกัน



## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ	นางลลิตา ฤทธิสืบเชื้อ
วัน เดือน ปี เกิด	24 เมษายน พ.ศ. 2502
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษามัธยมศึกษาตอนต้นและมัธยมปลาย โรงเรียนสาธิต มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ปีการศึกษา 2520 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาบริหารธุรกิจ(บัญชี) มหาวิทยาลัยพายัพ เชียงใหม่ ปีการศึกษา 2524 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาบริหารการศึกษา มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมมาธิราช ปีการศึกษา 2530 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาโท สาขาบริหารการศึกษา มหาวิทยาลัยนเรศวรมหาสารคาม ปีการศึกษา 2544
ประสบการณ์การทำงาน	
พ.ศ. 2525 - ปัจจุบัน	อาจารย์ 2 ระดับ 7 วิทยาลัยการอาชีพเชิงทราย อ.เมือง จ.เชิงทราย

## ผลงานทางวิชาการ

ผลงานวิจัยและพัฒนา ของการอาชีวศึกษาได้รับ โล่เกียรติยศ รางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2  
เรื่อง บทบาทของครูอาชีวศึกษาในการถ่ายทอดวัฒนธรรมเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืนให้แก่ นักเรียน  
นักศึกษา ในระดับอาชีวศึกษาจังหวัดเชิงทราย ประจำปี 2546

All rights reserved