

**BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC**



NGUYỄN HOÀNG LINH

**GIẢI PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN
NĂNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI
THÀNH PHỐ SƠN LA TỈNH SƠN LA**

LUẬN VĂN THẠC SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

HÀ NỘI, 2020

**BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC**

NGUYỄN HOÀNG LINH

**GIẢI PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN
NĂNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI
THÀNH PHỐ SƠN LA TỈNH SƠN LA**

**Chuyên ngành : QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG
Mã số : 8510602**

LUẬN VĂN THẠC SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

Người hướng dẫn khoa học: TS. DƯƠNG TRUNG KIÊN

HÀ NỘI, 2020

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan luận văn là công trình nghiên cứu của riêng tôi dưới sự hướng dẫn của TS Dương Trung Kiên, tôi cũng xin cam đoan rằng mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện luận văn này đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong luận văn này đã được chỉ rõ nguồn gốc.

Tác giả

Nguyễn Hoàng Linh

LỜI CẢM ƠN

Trước tiên tôi xin được gửi lời cảm ơn đến tất cả các Quý Thầy/Cô đã giảng dạy trong chương trình cao học Quản lý năng lượng - trường Đại học Điện Lực, những người đã truyền đạt cho tôi những kiến thức hữu ích về Quản lý Năng Lượng, làm cơ sở cho tôi thực hiện luận văn này.

Tôi xin gửi lời cảm ơn sâu sắc tới TS Dương Trung Kiên đã tận tình hướng dẫn, chỉ bảo, cho tôi nhiều kinh nghiệm trong thời gian thực hiện đề tài.

Tôi cũng xin chân thành cảm ơn các Thầy/Cô đang giảng dạy tại khoa Quản lý Năng Lượng - trường Đại học Điện Lực, các đồng nghiệp của Điện lực Sơn la đã giúp đỡ tôi trong việc trong quá trình thu thập dữ liệu, thông tin của luận văn, đóng góp ý kiến và bổ sung những thiếu sót cho luận văn của tôi.

Sau cùng tôi xin gửi lời biết ơn sâu sắc đến gia đình đã luôn tạo điều kiện tốt nhất cho tôi trong quá trình học cũng như thực hiện luận văn.

Do thời gian có hạn, kinh nghiệm nghiên cứu chưa có nên còn nhiều thiếu sót, tôi rất mong nhận được ý kiến đóng góp của Quý Thầy/Cô và các anh chị học viên.

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN.....	
LỜI CẢM ƠN	
MỤC LỤC	i
DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU, CÁC CHỮ VIẾT TẮT.....	iv
DANH MỤC HÌNH ẢNH.....	v
DANH MỤC BẢNG BIỂU	vi
MỞ ĐẦU	1
CHƯƠNG I: CƠ SỞ LÝ THUYẾT VỀ TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG.....	4
1.1 Tổng quan về điện năng và kinh doanh điện năng.....	4
1.1.1 Khái niệm chung	4
1.1.1.1 Điện năng	4
1.1.1.2 Kinh doanh điện năng.....	4
1.2 Tổn thất điện năng	5
1.2.1 Khái niệm.....	5
1.2.2 Phương pháp xác định tổn thất kỹ thuật.....	6
1.2.2.1 Xác định tổn thất trong máy biến áp	6
1.2.2.2 Xác định tổn thất trên đường dây	8
1.2.3 Các yếu tố tác động đến TTĐN và biện pháp giảm TTĐN	13
1.2.3.1 Các yếu tố tác động đến tổn thất điện năng.....	13
1.2.3.2 Các biện pháp nhằm giảm tổn thất điện năng.....	15
1.2.4 Ý nghĩa của việc giảm tổn thất điện năng	16
1.3 Tính toán và phân tích lưới điện bằng phần mềm PSS/ADEPT	17
1.3.1 Giới về phần mềm PSS/ADEPT	17
1.3.2 Các bước triển khai thực hiện tính toán bằng phần mềm.....	18
1.3.2.1 Thiết lập thông số mạng lưới	18
1.3.2.2 Các phương pháp xử lý số liệu đầu vào.....	19
Tóm tắt chương 1	22
CHƯƠNG II. THỰC TRẠNG TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG TẠI ĐIỆN LỰC	
THÀNH PHỐ SƠN LA.....	23
2.1 Tổng quan về điện lực thành phố Sơn La.....	23
2.1.1 Điều kiện tự nhiên và kinh tế xã hội thành phố Sơn La.....	23
2.1.2 Hiện trạng và xu hướng phát triển Điện lực thành phố Sơn La	23

2.1.2.1 Giới thiệu chung về Điện lực thành phố Sơn La	23
2.1.2.2 Cơ sở kỹ thuật hạ tầng Điện lực thành phố Sơn La	27
2.1.2.3 Hiện trạng SXKD điện năng thành phố Sơn La giai đoạn 2017÷ 2019	33
2.2 Thực trạng tổn thất điện năng năm 2017-2019.....	37
2.2.1 Tổn thất điện năng trên lưới điện trung áp	37
2.2.2 Thực trạng tổn thất lưới điện hạ áp	40
2.2.3 Đánh giá tổn thất điện năng <i>Điện lực thành phố Sơn La</i>	42
2.3 Tính toán tổn thất kỹ thuật lưới điện phân phối <i>Điện lực thành phố</i>	44
2.3.1 Tính toán tổn thất điện năng kỹ thuật phần mềm PSS/ADEPT	44
2.3.1.1 Tổn thất công suất và điện năng trên đường dây	44
2.3.1.2 Tổn thất công suất, tổn thất điện năng trên máy biến áp.....	55
2.4 Phân tích tổn thất tại <i>Điện lực thành phố Sơn La</i>	60
TÓM TẮT CHƯƠNG 2	62
CHƯƠNG 3: CÁC GIẢI PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TẠI ĐIỆN LỰC THÀNH PHỐ SƠN LA – TỈNH SƠN LA.....	63
3.1 Giải pháp kỹ thuật nhằm giảm tổn thất điện năng tại <i>điện lực thành phố Sơn La</i>	63
3.1.1 Cải tạo, hoàn thiện lưới điện phân phối đúng tiêu chuẩn kỹ thuật.....	Error! Bookmark not defined.
3.1.1.1 Cơ sở đề xuất giải pháp.....	Error! Bookmark not defined.
3.1.1.2 Nội dung của giải pháp	Error! Bookmark not defined.
3.1.1.3 Dự kiến kết quả đạt được của giải pháp.....	Error! Bookmark not defined.
3.1.2 Cải tạo lưới điện giảm tổn thất điện năng	64
3.1.2.1 Cơ sở đề xuất giải pháp.....	64
3.1.2.2 Nội dung của giải pháp	65
3.1.2.3 Dự kiến kết quả đạt được của giải pháp	66
3.2 Giải pháp tổ chức, quản lý giảm tổn thất điện năng tại <i>điện lực TP Sơn La</i> .	72
3.2.1 Nâng cao chất lượng công tác quản lý và bảo dưỡng đường dây.....	72
3.2.1.1 Quản lý đường dây	72
3.2.1.2 Bảo dưỡng đường dây.....	72
3.2.2 Nâng cao chất lượng trong công tác quản lý vận hành.....	72
3.2.3 Cải tiến, hoàn thiện cơ cấu tổ chức sản xuất kinh doanh linh hoạt.....	74
3.2.4 Nâng cao chất lượng công tác dịch vụ khách hàng.....	75
TÓM TẮT CHƯƠNG 3	77

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	78
1. <i>Kết luận</i>	78
1.1 Những kết quả đã đạt được	78
1.2 Hạn chế của luận văn.....	79
2. <i>Kiến nghị</i>	80
TÀI LIỆU THAM KHẢO	81

DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU, CÁC CHỮ VIẾT TẮT

HTĐ: Hệ thống điện

HĐKD: Hoạt động kinh doanh

MBA: Máy biến áp.

TTĐN: Tổn thất điện năng.

TP: Thành phố

ĐLTPSL: Điện lực thành phố Sơn La

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1: Sơ đồ thay thế MBA hai cuộn dây	6
Hình 1.2: Sơ đồ thay thế MBA hai cuộn dây khi điện áp $\leq 220\text{kV}$	7
Hình 1.3: Sơ đồ thay thế đường dây hình Π	9
Hình 1.4: Sơ đồ thay thế đường dây lưới điện phân phối	10
Hình 1.5: Sơ đồ thay thế hai đoạn đường dây và hai phụ tải	10
Hình 1.6 Các bước triển khai thực hiện tính toán phần mềm.....	19
Hình 2.1 Sơ đồ tổ chức điện lực Thành Phố Sơn La - tỉnh Sơn La.....	24
Hình 2.2.1 Sơ đồ lưới điện 35kV thành phố Sơn La	31
Hình 2.2.2 Sơ đồ lưới điện 22kV thành phố Sơn La	32
Hình 2.3 Phân cấp quản lý điện năng tại Điện lực thành phố	33
Hình 2.4: Biểu đồ điện năng thương phẩm sử dụng năm 2017, 2018, 2019	34
Hình 2.5 Biểu đồ tỷ lệ điện năng sử dụng năm 2017, 2018, 2019	35
Hình 2.6 Điện năng tổn thất toàn Điện Lực Thành Phố	42
Hình 2.7 Sơ đồ và thông số kỹ thuật đường dây lộ 374 - Trung gian 2/9 Thành Phố: tiết diện, khoảng cách giữa các điểm nút.	45

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1.1: Các hệ số K_1, K_2	20
Bảng 2.1: Điện năng sử dụng theo các thành phần kinh tế giai đoạn 2017 - 2019	33
Bảng 2.2: Kết quả hoạt động kinh doanh điện năng tại Điện lực Thành Phố từ năm 2017 đến 2019	36
Bảng 2.3: Điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất, tỷ lệ tổn thất lưới 35kV	38
Bảng 2.4: Điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất, tỷ lệ tổn thất lưới 22kV	39
Bảng 2. 6 Tổng điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất lưới hạ áp	40
Bảng 2.7 Điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất Điện lực Thành Phố Sơn La....	41
Bảng 2.8 Chỉ tiêu tổn thất Công ty Điện lực Sơn La giao Điện lực Thành Phố Sơn La.....	42
Bảng 2.9 Ảnh hưởng của tổn thất tới kinh doanh điện	43
Bảng 2.10 Thông số đường dây lộ 374-E17.2 Thành Phố:.....	46
Bảng 2.11: Dòng vận hành lớn nhất lộ đường dây 374-E17.2	48
(Tính đến hết Quý 4/2019)	48
Bảng 2.12 Bảng kết quả thống số P_{max}, Q_{max} các TBA lộ 374E17.2	49
Bảng 2.13 Phân bố công suất và tổn thất công suất trên lộ 374E17.2 Thành Phố	53
Bảng 2.14. Bảng thông số kỹ thuật các MBA lộ 374E17.2- Trung gian 2/9 Thành Phố	56
Bảng 2.15 So sánh kết quả tổn thất tính toán và thực tế	59
Bảng 3.8 Kết quả tính toán tổng chi phí đầu tư cải tạo lưới điện.....	66
Bảng 3.9 Sản lượng điện năng mất do không phát triển được phụ tải.....	68
Bảng 3.10 Chi phí phát sinh mua điện đầu nguồn - ++	69
Bảng 3.11 Dòng tiền dự án sau cải tạo lưới 10kV và lắp bù VNĐ	69
Bảng 3.12 Kết quả tính toán lợi nhuận quy về hiện tại (NPV)	71

MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài:

Cùng với sự phát triển của nền kinh tế, xã hội, nhu cầu sử dụng điện của mỗi quốc gia đều tăng nhanh. Việc đảm bảo đáp ứng kịp thời, đầy đủ nhu cầu điện năng, truyền tải điện an toàn, kinh tế đến từng hộ tiêu thụ với chất lượng điện năng cao là tiêu chí quan trọng hàng đầu của mỗi quốc gia.

Công ty Điện Lực Sơn La có chức năng, nhiệm vụ cung cấp, bán điện cho tất cả các thành phần kinh tế và nhân dân trên địa bàn tỉnh, quản lý lưới điện và thiết kế, xây lắp đường dây và trạm biến áp từ 35kV trở xuống. Hệ thống lưới điện Thành Phố Sơn La có kết cấu lưới điện và tính chất phụ tải đặc trưng cho lưới điện miền núi. Hiện nay ở chế độ vận hành bình thường, toàn bộ phụ tải trên địa bàn thành phố được cấp điện từ một nguồn chính là trạm 110kV-2x40MVA Sơn La, mức độ tổn thất hiện nay là 6,53%. Với kết cấu lưới điện hở, việc vận hành đảm bảo cung cấp điện ổn định, an toàn và liên tục phục vụ hoạt động sản xuất, sinh hoạt cho các sở, ban, ngành, các doanh nghiệp và dân cư trên địa bàn Thành Phố Sơn La đang gặp nhiều khó khăn. Trong vận hành nếu xảy ra sự cố tại một vị trí nào đó trên đường dây, thì một số phụ tải quan trọng của Thành Phố Sơn La có thể được cấp thông qua lộ 375-E17.4 Thuận Châu hoặc lộ 371-E17.3 Mường La. Khi cấp điện qua lộ 375-E17.4 hoặc lộ 371-E17.3 để khắc phục sự cố khả năng sa thải rất nhiều phụ tải là đáng kể.

Nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh điện năng, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện vấn đề giảm và hạn chế đến mức thấp nhất tổn thất trong kinh doanh phân phối điện của đơn vị cần được khảo sát đánh giá thực trạng và tính toán, phân tích đề xuất áp dụng các giải pháp giảm tổn thất điện năng phù hợp với lưới điện thành Phố Sơn La có ý nghĩa khoa học và thực tiễn mang lại hiệu quả cao cho hoạt động sản xuất kinh doanh điện năng. Vì vậy, tôi chọn đề tài của luận văn là: **“Giải pháp giảm tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối thành phố Sơn La tỉnh Sơn La”**.

2. Mục đích nghiên cứu:

Đề xuất một số phương pháp có căn cứ khoa học và tính khả thi giảm tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối Thành phố Sơn La, đồng thời xác định hiệu quả của các giải pháp khi áp dụng vào thực tế.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu:

Đối tượng nghiên cứu của luận văn: Tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối.

Phạm vi nghiên cứu của luận văn:

(i) Phạm vi về không gian: Lưới điện phân phối của Điện lực Sơn La

(ii) Phạm vi về thời gian: Số liệu tổn thất điện năng trong giai đoạn 2017-2019 và giải pháp tổn thất điện năng đề xuất cho giai đoạn đến năm 2025.

4. Nhiệm vụ nghiên cứu:

Trên cơ sở kết quả khảo sát, đánh giá hiện trạng và quy hoạch phát triển lưới điện của Thành Phố Sơn La sẽ tổng hợp, phân tích những nguyên nhân và lựa chọn đề xuất các giải pháp giảm tổn thất điện năng cho lưới điện của điện lực thành phố nhằm đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội giai đoạn 2015 đến năm 2020.

(i) Nghiên cứu cơ sở lý thuyết về tổn thất điện năng và phương pháp giảm tổn thất điện năng

(ii) Thực trạng tổn thất điện năng tại Điện lực Thành phố Sơn La

(iii) Đề xuất giải pháp giảm tổn thất điện năng tại Điện lực thành phố Sơn La trong thời gian tới.

5. Phương pháp nghiên cứu:

Các phương pháp được sử dụng trong đề tài là phương pháp khảo sát thực tế; Phương pháp phân tích tổng hợp đánh giá nguyên nhân và các yếu tố ảnh hưởng đến tổn thất điện năng trong vận hành lưới điện thành phố Sơn La; Phương pháp tính toán lý thuyết và phân tích tổng hợp kết quả so sánh với các số liệu khảo sát, thống kê nhằm lựa chọn và đề xuất những giải pháp giải quyết vấn đề đặt ra. Phương pháp phân tích đánh giá hiệu quả kinh tế tài chính áp dụng giải pháp được lựa chọn, đề xuất.

6. Những đóng góp mới của đề tài:

Đã thu thập, khảo sát hiện trạng tổn thất trên lưới điện phân phối thành phố Sơn La; đã phân tích tổng hợp dữ liệu thu được phục vụ cho tính toán tổn thất điện năng trên lưới bằng phần mềm PSS/ADEPT.

Đã xây dựng được sơ đồ tính toán cơ bản và bộ dữ liệu đầu vào cần thiết cho phép tính toán tổn thất kỹ thuật lưới điện phân phối tỉnh Sơn La với kết quả chính xác và thời gian tính toán nhanh;

Trên cơ sở kết quả tính toán thu được đã xác định được vị trí đặt bù tối ưu với các dung lượng bù cho trước

7. Kết cấu nội dung luận văn

Ngoài phần Mở đầu, Kết luận và Kiến nghị, Tài liệu tham khảo, kết cấu luận văn gồm 3 chương:

Chương 1: Cơ sở lý thuyết về tổn thất điện năng

Chương 2: Thực trạng tổn thất điện năng tại Điện lực Thành phố Sơn La

Chương 3: Các giải pháp giảm tổn thất điện năng tại Điện lực Thành phố Sơn La – Tỉnh Sơn La.

CHƯƠNG I: CƠ SỞ LÝ THUYẾT VỀ TỒN THẤT ĐIỆN NĂNG

1.1 Tổng quan về điện năng và kinh doanh điện năng

1.1.1 Khái niệm chung

1.1.1.1 Điện năng

Điện năng là năng lượng sinh ra bởi sự chuyển dời có hướng của các electron theo thời gian. Có thể hiểu cách khác điện năng là lượng công suất tác dụng của dòng điện sản xuất, truyền tải hoặc tiêu thụ trong một khoảng thời gian (kWh). Điện năng có đặc điểm cơ bản là hầu như không tích trữ được, nên quá trình sản xuất và tiêu thụ xảy ra đồng thời.

Năng lượng điện là một dạng năng lượng rất phổ biến, có vai trò đặc biệt quan trọng đối với sản xuất và dân sinh, là một trong những động lực tăng năng suất lao động, nâng cao mức sống của cộng đồng.

1.1.1.2 Kinh doanh điện năng

Kinh doanh điện năng là khâu cuối cùng trong hoạt động sản xuất, truyền tải, phân phối và tiêu thụ điện năng. Hoạt động kinh doanh điện năng được tổ chức thực hiện thống nhất tại tất cả các Đơn vị Điện lực trong Tập Đoàn Điện lực Việt Nam theo quy trình xác định, nhằm đáp ứng đầy đủ, an toàn và tin cậy nhu cầu sử dụng điện của khách hàng và không ngừng nâng cao chất lượng phục vụ khách hàng.

Phân tích hoạt động kinh doanh là quá trình nghiên cứu đánh giá toàn bộ quá trình và kết quả của hoạt động kinh doanh, nhận dạng tiềm năng có thể khai thác ở doanh nghiệp nhằm đề ra các phương án và giải pháp để nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp.

Đối với ngành điện, phân tích hoạt động kinh doanh sẽ đánh giá các chỉ tiêu về kinh doanh như: doanh thu, số lượng khách hàng, tốc độ tăng trưởng phụ tải cũng như các chỉ tiêu: tổn thất điện năng, giá bán bình quân v.v.... Ngoài ra, cần phát hiện và nhận biết được những khu vực, thời điểm tổn thất bất thường trên lưới điện cũng như xác định tiềm năng có thể khai thác của đơn vị nhằm đề ra các phương án giảm tổn thất, nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh.

1.2 Tổn thất điện năng

1.2.1 Khái niệm và phân loại tổn thất điện năng

Tổn thất điện năng là sự hao hụt năng lượng điện của một quá trình, được tính bằng hiệu số giữa tổng lượng điện năng do các nhà máy điện phát ra với tổng lượng điện năng các phụ tải nhận được trong cùng một khoảng thời gian. Lượng tổn thất điện năng được tính bằng công thức:

$$\Delta A = A_{\text{Đầu nguồn}} - A_{\text{ph tải}} \quad (1.1)$$

Trong đó: ΔA - Lượng điện năng tổn thất trong quá trình truyền tải, tính từ đầu nguồn đến các phụ tải (kWh); $A_{\text{Đầu nguồn}}$ - Tổng sản lượng điện nhận từ các nhà máy (kWh); $A_{\text{ph tải}}$ - Sản lượng điện thương phẩm bán cho các hộ tiêu dùng (kWh).

Tỷ lệ tổn thất điện năng được tính theo công thức:

$$\% \Delta A = \frac{\Delta A}{A_{\text{đầu nguồn}}} \times 100 \quad (1.2)$$

Trong đó: ΔA - Lượng điện năng tổn thất (kWh); $A_{\text{đầu nguồn}}$ - Tổng sản lượng điện các nhà máy (kWh).

Tổn thất điện năng được chia thành tổn thất kỹ thuật và tổn thất kinh doanh.

a. Tổn thất điện năng kỹ thuật là tổn thất sinh ra do tính chất vật lý của quá trình truyền tải điện, tổn thất này phụ thuộc tính chất của dây dẫn và vật liệu cách điện, điều kiện môi trường, dòng điện và điện áp. Tổn thất kỹ thuật là tổn thất chủ yếu và phụ thuộc vào mức độ đầu tư công nghệ, kỹ thuật.

Tổn thất kỹ thuật trong các mạng điện là đặc biệt quan trọng, bởi vì nó dẫn đến tăng vốn đầu tư để sản xuất và truyền tải điện năng. Tổn thất kỹ thuật được xác định theo thông số chế độ và các thông số của các phần tử trong mạng điện. Thông thường, tổn thất trong quá trình truyền tải và phân phối điện được chia ra như sau: khoảng 65% tiêu tổn trên đường dây, 30% tiêu tổn trong máy biến áp, các phần tử khác của mạng chiếm khoảng 5%.

b. Tổn thất kinh doanh (thương mại): Cùng với tổn thất kỹ thuật còn có một thành phần tổn thất khác chiếm tỷ lệ không nhỏ, đó là tổn thất thương mại hay tổn thất kinh doanh. Tổn thất kinh doanh do nhiều yếu tố gây nên: Do bị ăn

cấp điện, do sai số công tơ, do công tơ kẹt cháy... Các yếu tố này thường xuyên thay đổi nên việc xác định rất khó khăn. Vì vậy, trong thực tế tổn thất kinh doanh được coi là tổn thất điện năng thực tế trừ đi lượng tổn thất kỹ thuật.

Có thể nói tổn thất kinh doanh là thành phần tổn thất mang nhiều tính chủ quan, nguyên nhân chủ yếu là do chính con người gây ra. Nói một cách tổng quát, tổn thất kinh doanh điện là những tổn thất phụ thuộc vào trình độ người quản lý, sử dụng điện của nhân viên kinh doanh và khách hàng.

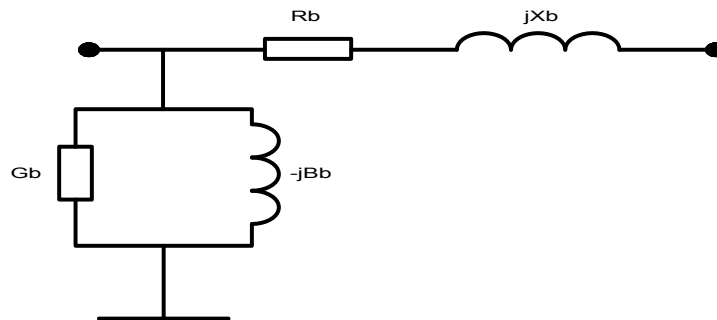
1.2.2 Phương pháp xác định tổn thất kỹ thuật

1.2.2.1 Xác định tổn thất trong máy biến áp

a. *Tổn thất công suất trong MBA*: Ngoài các thông số định mức của máy biến áp: công suất định mức S_{dm} , điện áp định mức của 2 cuộn dây U_{1dm} và U_{2dm} còn có các thông số: Tổn thất không tải ΔP_0 , tổn thất công suất tác dụng khi ngắn mạch ΔP_N , dòng điện không tải phần trăm so với dòng điện định mức I_0 , điện áp ngắn mạch phần trăm so với điện áp U_N . Máy biến áp hai cuộn dây được thay thế bằng sơ đồ hình Γ với các tham số R_b , X_b , G_b , B_b (hình 1.1).

Theo cấu trúc sơ đồ hình 1.1 ta có:

$$Z_b = R_b + jX_b \text{ và } Y_b = G_b + jB_b$$



Hình 1.1: Sơ đồ thay thế MBA hai cuộn dây

Trong đó: R_b - Tổng trở cuộn dây sơ cấp và thứ cấp đã quy đổi về phía cao áp;

$$R_b = \frac{\Delta P_N \times U_{dm}^2}{S_{dm}^2} \times 10^3 \text{ (}\Omega, kW, kV, kVA\text{)} \quad (1.3)$$

X_b : Điện kháng của máy biến áp hai cuộn dây:

$$X_b = \frac{U_N\% \times U_{dm}^2}{S_{dm}} \times 10 \text{ (}\Omega, kV, kVA\text{)} \quad (1.4)$$

G_b : Điện dẫn tác dụng của MBA hai cuộn dây

$$G_b = \frac{\Delta P_0}{U_{dm}^2} \times 10^{-3} \text{ (}\Omega^{-1}, kW, kV\text{)} \quad (1.5)$$

B_b : Điện dẫn phản kháng của MBA hai cuộn dây

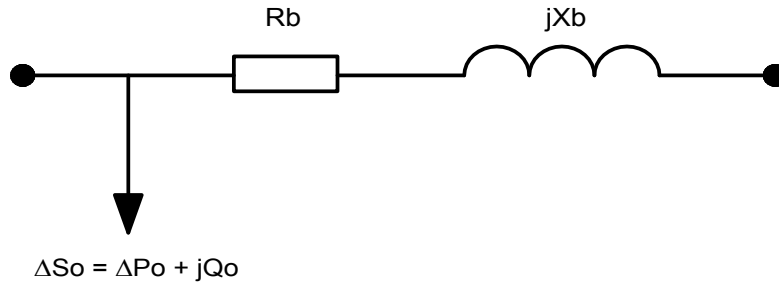
$$B_b = \frac{I_0 S_{dm} 10^{-5}}{U_{dm}^2} \text{ (}\Omega^{-1}, kVA, kV\text{)} \quad (1.6)$$

Khi điện áp định mức của lưới $\leq 220kV$ thành phần điện dẫn và điện kháng không xét đến do có giá trị không đáng kể. Do đó có thể dùng sơ đồ thay thế MBA hai cuộn dây như hình 1.2.

Tổn thất trong MBA được chia ra tổn thất không phụ thuộc tải ΔS_0 (tổn thất trong lõi thép) và tổn thất phụ thuộc tải ΔS_{Cu} (tổn thất của cuộn dây).

$$\Delta = \Delta_0 + \Delta_{Cu} \quad (1.7)$$

Khi đó tổn thất không tải MBA hay tổn thất trong lõi thép là ΔS_0 . Tổn thất không tải không phụ thuộc vào công suất tải qua MBA, nó chỉ phụ thuộc vào cấu tạo của MBA.



Hình 1.2: Sơ đồ thay thế MBA hai cuộn dây khi điện áp $\leq 220kV$

Tổn thất không tải được xác định theo các số liệu kỹ thuật của MBA:

$$\Delta S_0 = \Delta P_0 + j \Delta Q_0 \text{ (kVA)} \quad (1.8)$$

Trong đó: ΔP_0 - Tổn thất công suất tác dụng không tải (theo số liệu nhà sản xuất); ΔQ_0 - Tổn thất công suất phản kháng không tải.

$$\Delta Q_0 = \frac{I_0 \% \times S_{dm}}{100}$$

I_0 là dòng điện không tải tính theo phần trăm.

Thành phần tổn thất phụ thuộc vào công suất tải qua MBA hai cuộn dây hay còn gọi là tổn đồng được xác định như sau:

$$\Delta \dot{S}_{Cu} = \Delta P_{Cu} + j\Delta Q_{Cu} \quad (1.9)$$

$$\Delta P_{Cu} = 3I^2 \times R_b = \frac{P^2+Q^2}{U^2} \times R_b = \Delta P_N \times \left(\frac{S}{S_{dm}}\right)^2 \quad (1.10)$$

$$\Delta Q_{Cu} = 3I^2 \times X_b = \frac{P^2+Q^2}{U^2} \times X_b = \frac{U_N \% S^2}{100 S_{dm}} \quad (1.11)$$

Trong đó: S là công suất tải của MBA đơn vị là VA, kVA, MVA; S_{dm} là công suất định mức của MBA [VAr, kVAr, MVAr] và ΔP_N là tổn thất ngắn mạch.

Vậy tổng tổn thất công suất trong máy biến áp là:

$$\Delta P = \Delta P_0 + \frac{\Delta P_N \cdot S^2}{S_{dm}^2} \quad (1.12)$$

$$\Delta Q = \frac{I_0 \% \cdot S_{dm}}{100} + \frac{u_N \% \cdot S^2}{100 \cdot S_{dm}} \quad (1.13)$$

b. Tổn thất điện năng trong MBA hai cuộn dây: Tương tự như tổn thất công suất trong MBA thì tổn thất điện năng trong MBA cũng gồm hai thành phần: Phần không phụ thuộc vào tải xác định theo thời gian làm việc của MBA và phần phụ thuộc vào tải, xác định theo đồ thị phụ tải. Tổn thất điện năng 1 năm trong MBA tính theo công thức sau:

$$\Delta A_B = \Delta P_0 \times T_b + \Delta P_{max} \times \tau = \Delta P_0 \times T_b + \Delta P_N \frac{S_{max}^2}{S_{dm}^2} \times \tau \quad (1.14)$$

Trong đó: T_b là thời gian vận hành trong năm của MBA ≈ 8760 h; S_{max} là phụ tải cực đại của MBA.

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (giờ)}$$

1.2.2.2 Xác định tổn thất trên đường dây

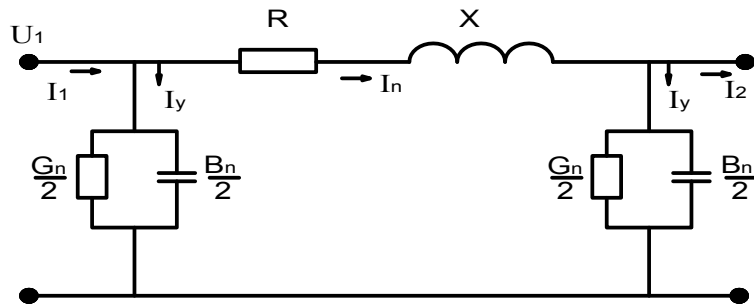
Trước hết cần lựa chọn sơ đồ thay thế của một lưới điện và tính toán các thông số của chúng. Sau đó lắp các sơ đồ thay thế của từng phần tử theo đúng trình tự mà các phần tử được nối vào nhau trong lưới và quy đổi các thông số

của sơ đồ thay thế về cùng cấp điện áp. Các thông số của đường dây: điện trở, điện kháng, điện dẫn và dung dẫn hầu như phân bố dọc theo đường dây.

Trong tính toán đối với những đường dây có chiều dài $\leq 300\text{km}$ có thể dùng thông số tập trung. Khi đó sơ đồ thay thế đường dây như hình 1.3. Trong đó: Tổng trở tập trung $Z = R + jX$ và R, X lần lượt là điện trở và điện kháng của đường dây. Tổng dẫn

$$\frac{Y}{2} = \frac{G}{2} + j\frac{B}{2}$$

Tổng dẫn Y thể hiện sự có mặt của thành phần điện dẫn tác dụng G do tổn thất công suất tác dụng rò qua sứ và tổn thất vàng quang, đồng thời cũng thể hiện sự có mặt của thành phần phản kháng (dung dẫn B) do điện dung giữa dây dẫn các pha và đất.

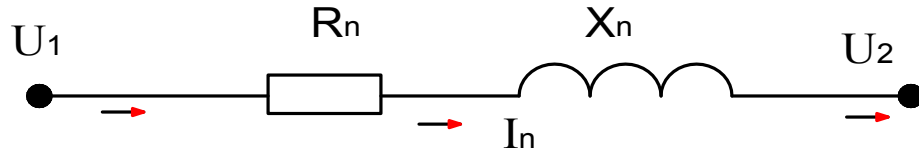


Hình 1.3: Sơ đồ thay thế đường dây hình II

Truyền tải điện năng trong các mạng phân phối được thực hiện bằng các đường dây trên không và đường dây cáp. Mạng điện phân phối thường vận hành hở và có điện áp $\leq 35\text{kV}$. Ở lưới điện phân phối khi phân tích và tính toán chế độ thường không tính:

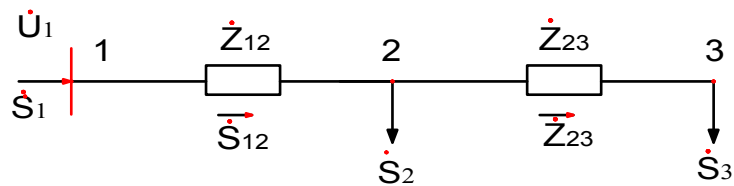
- (1) Tổng dẫn Y của đường dây;
- (2) Thành phần ngang của điện áp giáng;
- (3) Tổn thất công suất khi xác định các dòng công suất.

(4) Sự khác nhau của điện áp nút khi xác định tổn thất công suất và điện áp trong mạng. Khi đó, sơ đồ thay thế đối với lưới điện phân phối (điện áp $\leq 35\text{kV}$) như hình 1.4



Hình 1.4: Sơ đồ thay thế đường dây lưới điện phân phối

Xét mạng phân phối có sơ đồ thay thế như hình 1.5.



Hình 1.5: Sơ đồ thay thế hai đoạn đường dây và hai phụ tải

Biết công suất các phụ tải $\dot{S}_2$, $\dot{S}_3$, tổng trở các đoạn đường dây $\dot{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}$, $\dot{Z}_{23} = R_{23} + jX_{23}$, điện áp đầu đường dây $\dot{U}_1$.

Công suất chạy trên các đoạn đường dây được xác định như sau:

$$S_{23} = S_3, S_{12} = S_2 + S_3 \quad (1.15)$$

Đồng thời công suất tác dụng và công suất phản kháng chạy trên các đoạn đường dây bằng:

$$\begin{aligned} P_{23} &= P_3, & P_{12} &= P_2 + P_3 \\ Q_{23} &= Q_3, & Q_{12} &= Q_2 + Q_3 \end{aligned} \quad (1.16)$$

Khi đó tổn thất công suất, tổn thất điện áp, tổn thất điện năng được xác định như sau

a. *Tổn thất công suất trên đường dây*: Tổn thất công suất trên đường dây với hai phụ tải có sơ đồ thay thế như hình 2.5 được xác định bởi công thức:

$$\Delta \dot{S} = \Delta \dot{S}_{12} + \Delta \dot{S}_{23} = \left(\frac{S_{12}}{U_{dm}} \right)^2 Z_{12} + \left(\frac{S_{23}}{U_{dm}} \right)^2 Z_{23} \quad (1.17)$$

Trong đó: Z_{12} và Z_{23} lần lượt là tổng trở trên các đoạn đường dây từ 1÷2 và 2÷3 được xác định theo công thức (1.18) và (1.19)

$$Z_{12} = R_{12} + jX_{12}(\Omega) \quad (1.18)$$

$$R_{12} = r_{012} \times L_{12}(\Omega)$$

$$X_{12} = x_{012} \times L_{12}(\Omega)$$

$$Z_{23} = R_{23} + jX_{23}(\Omega) \quad (1.19)$$

$$R_{23} = r_{023} \times L_{23}(\Omega)$$

$$X_{23} = x_{023} \times L_{23}(\Omega)$$

r_{012}, r_{023} lần lượt là điện trở đơn vị của đường dây 1÷2, 2÷3 (Ω/km)

x_{012}, x_{023} lần lượt là điện kháng đơn vị của đường dây 1÷2, 2÷3 (Ω/km)

L_{12}, L_{23} lần lượt là chiều dài đoạn đường dây 1÷2, 2÷3 (km)

Tổn thất công suất trên đường dây có n phụ tải được xác định bởi công thức (1.18)

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta S_1 + \Delta S_2 + \Delta S_3 + \dots + \Delta S \quad (1.20)$$

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{dm}^2} R + j \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{dm}^2} X$$

$$\Delta S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{dm}^2} \cdot R_i + \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{dm}^2} \cdot X_i \quad (1.21)$$

b. *Tổn thất điện áp trên đường dây:* Xét sơ đồ thay thế đường dây như hình 1.5, ta có: Tổn thất điện áp trên đoạn đường dây 23 là

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_{dm}} \quad (1.22)$$

Tổn thất điện áp trên đoạn đường dây 12 là

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_{dm}} \quad (1.23)$$

Tổn thất điện áp trong mạng điện hình 2.5 bằng

$$\Delta U = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_{dm}} + \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_{dm}} \quad (1.24)$$

Trường hợp tổng quát: tổn thất điện áp lớn nhất trong mạng điện

$$\Delta U_L = \sum_{i=1}^m \Delta U_i = \sum_{i=1}^m \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_{dm}} \quad (1.25)$$

Ở đây: ΔU - tổn thất điện áp trên đoạn thứ i; m - số lượng đoạn đường dây; P_i, Q_i - công suất tác dụng và công suất phản kháng trên đoạn dây thứ i và R_i, X_i là điện trở và điện kháng trên đoạn dây thứ i.

c. *Tổn thất điện năng trên đường dây*: Phần điện năng bị mất đi trong quá trình truyền tải gọi là tổn thất điện năng. Trị số tổn thất điện năng trong bất kỳ một phần tử nào của mạng điện đều phụ thuộc vào tính chất và sự thay đổi của phụ tải trong thời gian khảo sát. Trong thời gian khảo sát t , nếu phụ tải của mạng điện không thay đổi, và có tổn thất công suất tác dụng là ΔP , thì tổn thất điện năng sẽ bằng:

$$\Delta A = \Delta P \cdot t$$

Nhưng thực tế phụ tải đường dây của mạng điện luôn luôn thay đổi theo thời gian, vì vậy dùng phương pháp tích phân để tính toán tổn thất điện năng:

$$\Delta A = \int_0^t \Delta P \cdot dt \quad (1.26)$$

Thông thường ΔP là một hàm số phức tạp của thời gian t , rất khó tính toán, biểu thức (2.26) chỉ mang tính lý thuyết. Do đó, người ta phải dùng các phương pháp khác nhau như: xác định tổn thất điện năng theo đồ thị phụ tải, xác định tổn thất điện năng theo thời gian tổn thất công suất lớn nhất

Trong nội dung đề tài trình bày và áp dụng phương pháp xác định tổn thất điện năng theo thời gian tổn thất công suất lớn nhất. Đây là phương pháp đơn giản thuận tiện nhất. Trong các trạng thái, ta chọn trạng thái có tổn thất công suất lớn nhất, và ta tính tổn thất công suất ở trạng thái này gọi là $\Delta P_{\max}$.

Vậy tổn thất điện năng trong một năm bằng tích số của $\Delta P_{\max}$ với thời gian tổn thất công suất lớn nhất τ :

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau \quad (1.27)$$

Thời gian tổn thất công suất lớn nhất là thời gian mà trong đó nếu mạng điện liên tục tải với công suất $P_{\max}$ (hay $I_{\max}$) thì sẽ gây ra một tổn thất điện năng trong mạng điện vừa đúng bằng tổn thất điện năng trên thực tế.

Trường hợp đường dây cấp điện cho phụ tải thì thời gian tổn thất công suất lớn nhất τ được tính toán thống kê theo $T_{\max}$ theo công thức:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (giờ)} \quad (1.28)$$

Ý nghĩa của τ rất rõ ràng, nếu dòng điện lưới $I_{\max} = \text{Const}$ thì thời gian τ nó gây ra tổn thất đúng bằng tổn thất điện năng do dòng điện thực tế gây ra trong thời gian một năm.

Điện năng phụ tải tiêu thụ trong một năm bằng:

$$A = P_{\max} \times T_{\max} = P_1 \times \Delta t_1 + P_2 \times \Delta t_2 \dots + P_i \times \Delta t_i = \sum_{i=1}^n P_i \times \Delta t_i \quad (1.29)$$

Trong đó: $P_{\max}$: là công suất tiêu thụ lớn nhất; $T_{\max}$: là thời gian sử dụng công suất lớn nhất, là thời gian mà trong đó nếu tất cả các hộ dùng điện đều sử dụng công suất lớn nhất $P_{\max}$ thì năng lượng điện truyền tải trong mạng điện sẽ vừa đúng bằng năng lượng điện thực tế được truyền tải trong mạng điện sau thời gian vận hành t .

1.2.3 Các yếu tố tác động đến TTĐN và biện pháp giảm TTĐN

1.2.3.1 Các yếu tố tác động đến tổn thất điện năng

a. Các yếu tố khách quan: Điện năng sản xuất đưa tới nơi tiêu thụ thông qua hệ thống truyền tải và phân phối gồm nhiều bộ phận khác nhau như MBA, máy cắt, dao cách ly, tụ bù, sứ xuyên thanh cái, cáp ngầm, cột, đường dây trên không, phụ kiện đi nối dây dẫn và dây chống sét với cột, sứ cách điện v.v... Các bộ phận này trong quá trình vận hành luôn chịu tác động của thiên nhiên (gió, mưa, ăn mòn, sét, dao động, nhiệt độ, bão từ, rung động do gió, văng bật dây,...).

Sự thay đổi, biến động của môi trường tự nhiên có ảnh hưởng rất lớn tới tổn thất điện năng của ngành điện. Nước ta nằm ở vùng nhiệt đới gió mùa, nên độ ẩm tương đối cao, nắng mưa nhiều đã gây không ít khó khăn cho việc bảo dưỡng thiết bị và vận hành lưới điện. Mạng lưới truyền tải điện phải đi qua nhiều khu vực, địa hình phức tạp đồi núi, rừng cây, làm cho công tác quản lý, kiểm tra sửa chữa, xử lý sự cố gặp không ít khó khăn, nhất là vào mùa mưa bão, gây ra một lượng tổn hao không nhỏ. Ngoài ra, khi đổ cột điện, đứt dây truyền tải, các TBA và đường dây tải điện bị ngập lụt trong nước, làm cho nhiều phụ tải lưới điện phân phối bị sa thải, ảnh hưởng đến sản lượng truyền tải điện.

b. Công nghệ kỹ thuật trong hệ thống điện: Trong quá trình phân phối và truyền tải, tổn thất điện năng là không tránh khỏi. Lượng điện năng tiêu tốn nhiều hay ít phụ thuộc rất lớn vào công nghệ lưới điện truyền tải. Do đó, nếu công nghệ của thiết bị càng tiên tiến, thì sự cố càng ít xảy ra, và có thể tự ngắt khi sự cố, dẫn đến lượng điện hao tổn càng ít.

Sự lạc hậu về thiết bị, công nghệ, lưới điện chấp vá, tận dụng, chưa đồng bộ, hoàn chỉnh và địa hình phức tạp làm cho lưới điện các tỉnh miền núi như Sơn La thường cao hơn các tỉnh đồng bằng và khu đô thị. Thêm vào đó các phụ tải ở miền núi thường phân tán đường dây cấp điện xa, máy biến áp thường là loại cũ dây dẫn thiết diện nhỏ, thiết bị đo đếm điện cũ, không hiển thị rõ chỉ số, cấu tạo đơn giản làm cho người sử dụng dễ lấy cắp điện, nếu không quản lý, bảo dưỡng, giám sát và đổi mới thiết bị truyền tải sẽ dẫn đến tổn thất lớn.

c. Các yếu tố chủ quan: Lượng điện hao hụt trong quá trình phân phối và truyền tải điện năng còn phụ thuộc vào trình độ và trách nhiệm của cán bộ nhân viên ngành điện. Các công nhân, kỹ sư, phải có trình độ chuyên môn nghiệp vụ và có trách nhiệm tuyên truyền, hướng dẫn cho khách hàng trong quá trình mua và sử dụng điện, nhất là an toàn điện, tránh xảy ra những nguy hiểm và tổn thất không đáng có. Cần thường xuyên kiểm tra và duy tu bảo dưỡng kịp thời các thiết bị điện thuộc phạm vi mình quản lý.

Trình độ cán bộ, công nhân ngày càng cao thì xử lý các tình huống càng kịp thời, chính xác. Bên cạnh đó, việc bố trí đúng người, đúng việc trong ngành điện rất quan trọng, một mặt giúp họ phát huy hết khả năng của mình, mặt khác đảm bảo được an toàn, bởi ngành điện là ngành có yêu cầu cao về kỹ thuật. Được bố trí công việc phù hợp giúp cho cán bộ, công nhân say mê, sáng tạo, tránh được các hành vi tiêu cực do chán nản gây ra như làm việc thiếu nhiệt tình, không tận tụy hết lòng vì công việc, khi có sự cố xảy ra, xử lý chậm chạp, không đúng quy trình, quy phạm kỹ thuật, gây thiệt hại lớn, nhân viên ghi công tơ không đều đặn theo lịch hàng tháng, ghi sai chỉ số, ghi chỉ số không, thu tiền không đúng kì hạn, tính sai giá điện, làm hợp đồng không đúng với thực tế sử dụng.

Theo mô hình tổ chức quản lý điện hiện nay, phòng kinh doanh chịu trách nhiệm về tổn thất điện năng, các đội quản lý công tơ và đội thu tiền điện không chịu trách nhiệm. Do người quản lý điện khu vực không chịu trách nhiệm về tổn thất điện năng, nên dễ buông lỏng quản lý, dẫn đến thất thoát điện năng.

Mặt khác, các đơn vị chuyên trách kỹ thuật và ban kinh doanh có mối liên hệ ngang, do đó dẫn đến sự chậm chạp trong việc xử lý sự cố vận hành mạng lưới, tạo nên tình hình phức tạp trong công tác kinh doanh do luồng thông tin quá lớn, số lượng thôn tin đầu vào nhiều.

Vấn đề tổ chức sản xuất trong kinh doanh bán điện còn chưa hợp lý, dẫn đến sự bất bình của người sử dụng điện. Đó là tình trạng nhiều đường dây, trạm là tài sản của khách hàng, ngành điện khai thác bán điện cho nhiều phụ tải khác chưa làm được thủ tục bàn giao tài sản, nên khi có sự cố đã xảy ra tình trạng đùn đẩy trách nhiệm sửa chữa dẫn đến mất điện kéo dài của một số khách hàng. Thủ tục, giấy tờ và thời gian lắp đặt công tơ kéo dài, hiện tượng tiêu cực của một số cán bộ công nhân viên ngành điện cấu kết với khách hàng để lấy cấp điện vì mục đích vụ lợi vẫn còn, một số nơi vẫn còn hiện tượng những nhiễu, phiền hà khách hàng, còn nhiều hiện tượng thiếu trách nhiệm trong khi thực hiện ghi chỉ số công tơ hoặc còn hiện tượng các đơn vị hạch toán sai trong công tác kinh doanh. Chính sự bất bình này dẫn đến những hiện tượng tiêu cực của người sử dụng điện câu móc trộm điện, quay ngược công tơ, vô hiệu hoá công tơ dẫn đến tổn thất điện năng.

Đặc biệt đối với địa bàn tỉnh miền núi, khách hàng rất đa dạng và nhận thức rất khác nhau, nên việc quản lý khách hàng của Điện lực Sơn La tương đối khó khăn. Quản lý khách hàng không tốt dẫn đến việc tổng điều tra và ký lại hợp đồng mua bán chưa đầy đủ, tên người sử dụng điện khác với tên người ký hợp đồng, địa chỉ không rõ ràng, gây nên hiện tượng thất thu tiền điện. Quản lý khách hàng theo từng khu vực, phân loại khách hàng theo từng đặc điểm sẽ giúp cho việc ghi công tơ và thu ngân được đúng tiến độ, không quá hạn lịch ghi công tơ hàng tháng, công việc này góp phần giảm tổn thất điện năng một cách đáng kể.

Khách hàng được quản lý sát sao, có hệ thống giúp cho ngành điện nắm vững được mục đích sử dụng điện của từng hộ để tính giá điện cho phù hợp, khi có sự cố xảy ra, biết rõ đang xảy ra ở khu vực nào, từ đó có biện pháp xử lý hợp lý, kịp thời.

Quản lý khách hàng thông qua quản lý công tơ các hộ sử dụng điện, các công tơ chết, cháy không đạt chất lượng phải được thay kịp thời. Các hình thức vi phạm hợp đồng sử dụng điện phải bị xử phạt.

Như vậy, công tác quản lý khách hàng tốt sẽ góp phần rất lớn vào việc giảm tổn thất điện năng của ngành điện.

1.2.3.2 Các biện pháp nhằm giảm tổn thất điện năng

Đối với lưới điện phân phối TTĐN xảy ra trên: lưới phân phối trung áp, trong máy biến áp, trong lưới phân phối hạ áp. Ta có thể chia các biện pháp giảm TTĐN thành hai nhóm:

a. Các biện pháp kỹ thuật gồm có:

+ Nâng cao điện áp định mức của lưới điện phù hợp với quy hoạch phát triển lưới điện khu vực, nếu thấy phụ tải tăng trưởng mạnh về giá trị cũng như khoảng cách, với cấp điện áp định mức cũ không đáp ứng được.

+ Bù kinh tế trong mạng điện phân phối bằng tụ điện.

+ Phân bố tối ưu công suất phản kháng trong lưới điện làm cho dòng công suất phản kháng vận chuyển hợp lý trên các đường dây cho tổn thất nhỏ nhất.

+ Hoàn thiện kết cấu trúc lưới điện để có thể vận hành với tổn thất nhỏ nhất.

+ Cải tiến kỹ thuật và sử dụng các thiết bị, vật liệu chất lượng cao có tổn thất nhỏ.

+ Chọn đúng công suất MBA phù hợp với yêu cầu phụ tải, tránh hiện tượng máy biến áp vận hành quá non tải.

b. Các biện pháp trong công tác quản lý bao gồm:

+ Nâng cao chất lượng công tác quản lý vận hành.

+ Nâng cao chất lượng trong công tác quản lý khách hàng.

+ Nâng cao chất lượng công tác dịch vụ khách hàng.

1.2.4 Ý nghĩa của việc giảm tổn thất điện năng

Giảm được tổn thất điện năng tức là giảm được đầu tư và chi phí cho việc phát điện của các nhà máy điện. Điều đó sẽ ảnh hưởng trực tiếp tới công cuộc nâng cao đời sống của nhân dân. Vốn đầu tư sẽ giảm, giá thành 1 kWh điện năng cũng sẽ giảm và nó ảnh hưởng đến tất cả các ngành kinh tế khác. Góp phần vào việc giảm chi phí cho toàn bộ quá trình sản xuất, tạo điều kiện hạ giá thành bán điện cho các hộ dùng điện, kích thích tiêu dùng.

Đối với các hộ sử dụng điện để sản xuất, giá điện giảm sẽ góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất, tăng thêm thu nhập thực tế. Các sản phẩm hàng hoá được kích thích tiêu dùng hơn do giá bán thấp, sức mua tăng lên.

Đối với nhà nước, tổn thất điện năng giảm, ngành điện tiêu thụ được nhiều điện, có lợi nhuận nên nhà nước không phải bù lỗ, ngân sách nhà nước được sử dụng đầu tư vào công việc có ích khác, tạo sự phát triển đồng đều cho xã hội.

Người dân, hộ sử dụng điện được dùng điện với giá thấp, chất lượng cao điện áp cố định, tần số ổn định do hệ thống điện được đầu tư mới, không còn hiện tượng câu móc điện vì phạm sử dụng điện. Không còn xảy ra các tình trạng tai nạn về điện đáng tiếc do vi phạm sử dụng điện, sự cố do điện gây ra.

1.3 Tính toán và phân tích lưới điện bằng phần mềm PSS/ADEPT

1.3.1 Giới thiệu về phần mềm PSS/ADEPT

Phần mềm PSS/ADEPT (Power System Simulator/Advanced Distribution Engineering Productivity Tool) là phần mềm tính toán và phân tích lưới điện phân phối được xây dựng và phát triển bởi nhóm phần mềm *A Shaw Group Company, Power Technologies International (PTI)* thuộc *Siemens Power Transmission & Distribution, Inc.* Phần mềm PSS/ADEPT mô phỏng, tính toán được các bài toán sau trong lưới điện:

(1) Bài toán phân tích độ tin cậy trên lưới điện (DRA- Distribution Reliability Analysis): tính toán các thông số độ tin cậy trên lưới điện như SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI...điện như:

- Tính toán phân bố công suất (Tổn thất điện áp, công suất);
- Tính toán vị trí, dung lượng bù tối ưu cho lưới điện trung hạ thế (CAPO);
- Tính toán điểm dừng (điểm tách lưới) tối ưu (TOPO);
- Tính toán ngắn mạch tại 1 điểm hay nhiều điểm (Fault, Fault All).
- Phối hợp các thiết bị bảo vệ.
- Tính các thông số SAIFI, SAIDI ... đánh giá độ tin cậy của tuyến đường dây thông qua chức năng DRA.

(2) Bài toán tính phân bố công suất (Load Flow - module có sẵn): phân tích và tính toán điện áp, dòng điện, công suất trên từng nhánh và phụ tải cụ thể;

(3) Bài toán tính ngắn mạch (All Fault- module có sẵn): tính toán ngắn mạch tại tất cả các nút trên lưới, bao gồm các loại ngắn mạch như ngắn mạch 1 pha, 2 pha và 3 pha;

(4) Bài toán TOPO (Tie Open Point Optimization), phân tích điểm dừng tối ưu: tìm ra những điểm có tổn hao công suất nhỏ nhất trên lưới;

(5) Bài toán CAPO (Optimal Capacitor Placement), đặt tụ bù tối ưu : tìm ra những điểm tối ưu để đặt các tụ bù cố định và tụ bù ứng động sao cho tổn thất công suất trên lưới là nhỏ nhất;

(6) Bài toán xác định thông số của đường dây (Line Properties Culculator);

(7) Bài toán phối hợp và bảo vệ (Protection and Coordination);

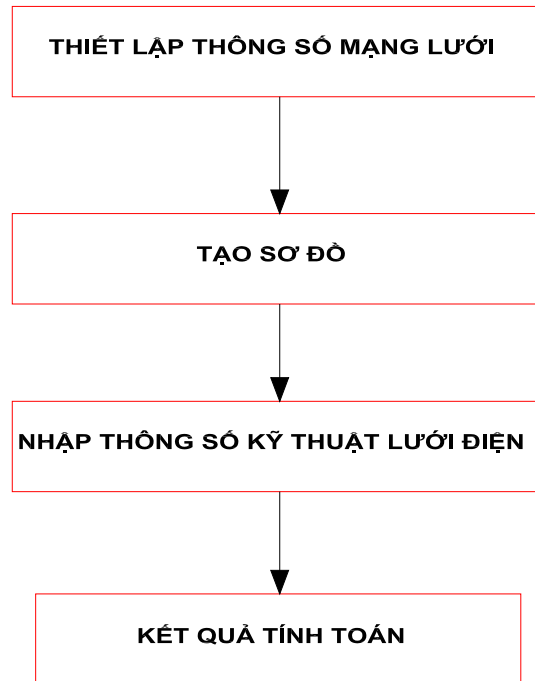
(8) Bài toán phân tích sóng hài (Hamornics): phân tích các thông số và ảnh hưởng của các thành phần sóng hài trên lưới.

Phần mềm PSS/ADEPT thực hiện tính toán được nhiều bài toán trong hệ thống điện. Nhưng trong phạm vi đề tài ta chỉ sử dụng phần PSS/ADEPT với chức năng: Tính toán phân bố công suất (Tổn thất điện áp, công suất) và tính toán vị trí, dung lượng bù tối ưu cho lưới điện trung hạ áp (CAPO). Vì vậy ta chỉ trình bày cách thức thu thập số liệu và phương pháp tính toán hai ứng dụng này.

1.3.2 Các bước triển khai thực hiện tính toán bằng phần mềm

1.3.2.1 Thiết lập thông số mạng lưới

Số liệu đầu vào trong các phần mềm tính toán kỹ thuật điện thường là A, P và Q. Phần mềm PSS/ADEPT, cũng không nằm ngoài ngoại lệ đó. Để có được các giá trị này, chúng ta sẽ sử dụng các phương pháp thu thập dữ liệu thông dụng nhất ứng với hiện trạng thu thập và quản lý số liệu hiện hữu tại Điện lực Thành Phố Sơn La Các số liệu thu thập, sau đó được xử lý để tính toán P và Q cho từng nút sau đó nhập vào phần mềm PSS/ADEPT để tính các bài toán yêu cầu.



Hình 1.6 Các bước triển khai thực hiện tính toán phần mềm

Dữ liệu để chuẩn bị phục vụ cho việc tính toán các bài toán trong phần mềm PSS/ADEPT:

- Sơ đồ nguyên lý lưới điện 22kV, 35kV TPSL năm 2020 cần tính toán.
- Các thông số kỹ thuật đường dây các lộ xuất tuyến như thông số kỹ thuật dây dẫn (chủng loại, tiết diện), MBA.
- Số lượng, dung lượng, vị trí lắp đặt các bộ tụ bù.
- Xây dựng thư viện các loại dây dẫn, MBA phục vụ cho phần mềm.
- Xây dựng sơ đồ và cập nhật các thông số kỹ thuật các phần tử trên lưới điện (dây dẫn, MBA, tụ bù ...) vào phần mềm.
- Thu thập thông số vận hành dòng điện cực đại $I_{\max}$ (A), công suất cực đại $P_{\max}$ (kW) , điện áp U(kV), điện năng tiêu thụ A (kWh) các lộ đường dây trực thuộc Điện lực Thành Phố quản lý.

1.3.2.2 Các phương pháp xử lý số liệu đầu vào

a. *Phương pháp công suất tiêu thụ trung bình:* Theo phương pháp này, công suất trung bình năm của một đoạn lưới (trạm biến áp) và điện năng truyền qua đoạn lưới (trạm biến áp) đó trong một năm được xác định theo công thức (1.30):

$$P_{tb} = K_1 A + K_2 \sqrt{A} \quad (1.30)$$

Trong đó: A(kWh): Lượng điện năng do đoạn lưới, trạm biến áp cung cấp trong thời gian khảo sát; K_1 , K_2 : Hệ số thống kê theo bảng 1.1

Bảng 1.1: Các hệ số K_1 , K_2

Lưới điện	Loại phụ tải	Hệ số	
		K_1	K_2
Lưới điện trung áp		0,00036	0,0069
Lưới hạ áp	Nhà ở	0,00033	0,0015
	Thương mại	0,00031	0,0014
	Công nghiệp	0,0003	0,0014

Từ (1.28) ta tính ra $P_{\max}$:

$$P_{\max} = P_{tb} + k \cdot \varphi \quad (1.31)$$

Trong đó: K là hệ số phụ thuộc vào mức nguy hiểm lựa chọn (thường là 5%, $k=1,65$ tức là với ứng suất 95% phụ tải $\leq P_{\max}$); φ là độ lệch quân phương của công suất.

b. Tính toán lưới phân phối theo năng lượng tiêu thụ phụ tải: Để đánh giá ảnh hưởng của lưới điện đến khả năng của nguồn điện: phải tính ΔP ở thời điểm max năm của HTĐ. Vì chế độ max chung của lưới phân phối trùng với chế độ max của HTĐ, nên để đánh giá ảnh hưởng của lưới phân phối đến nguồn điện phải tính ΔP trong chế độ max của lưới phân phối.

Tóm lại, cần tính tổn thất công suất ở chế độ max chung của lưới phân phối. Bởi vì chế độ max của hệ thống ΔP của hệ thống mới có ý nghĩa. Coi chế độ max của phụ tải là trùng nhau và trùng với chế độ max chung của lưới phân phối.

Khi đó:

$$P_{\max \text{ trm}} = \frac{A_{\text{trm } i} \times P_{\max l}}{A_l} \quad (1.32)$$

Trong đó: $A_{\text{trm } i}$: Tổng điện năng tiêu thụ tại trạm hạ thế i trong năm. $A_{\text{lộ ra}}$: Điện năng tiêu thụ tại lộ ra trung thế trong năm. $P_{\text{Lộ ra}}$: Công suất tiêu thụ tại lộ ra trung thế thời điểm khảo sát $P_{\text{trm } i}$: Công suất tiêu thụ tại trạm thời i điểm khảo sát

TÓM TẮT CHƯƠNG 1

Tổn thất điện năng chính là phần điện năng hao hụt để phục vụ cho một quá trình công nghệ nhất định. Tổn thất điện năng tồn tại trong cả 3 khâu: sản xuất, truyền tải - phân phối và trong tiêu thụ điện năng tại các hộ tiêu dùng. Tổn thất điện năng có hai dạng cơ bản là:

- + Tổn thất điện năng kỹ thuật: Là lượng điện năng tổn thất do các thiết bị trên lưới điện gây ra.

- + Tổn thất điện năng thương mại (phi kỹ thuật): Là lượng điện năng tổn thất do quá trình quản lý sản xuất kinh doanh gây ra.

Giảm tổn thất điện năng có ý nghĩa rất lớn đối với toàn xã hội từ nhà nước đến ngành điện và các hộ tiêu dùng điện. Giảm được tổn thất điện năng tức là giảm được đầu tư và chi phí cho việc phát điện của các nhà máy điện, giảm giá thành sản xuất và giá bán điện đến người tiêu dùng.

Đối với các hộ sử dụng điện để sản xuất, giá điện giảm sẽ góp phần giảm giá thành nâng cao tính cạnh tranh và nâng cao hiệu quả sản xuất, tăng thêm thu nhập thực tế. Các sản phẩm hàng hoá được kích thích tiêu dùng hơn do giá bán thấp, sức mua tăng lên.

Vì vậy, việc nghiên cứu áp dụng các giải pháp giảm tổn thất kỹ thuật cũng như tổn thất kinh doanh có ý nghĩa sống còn đối với các doanh nghiệp kinh doanh điện năng. Điều này còn đặc biệt quan trọng đối với Điện lực tỉnh Sơn La một tỉnh miền núi có điều kiện tự nhiên và địa hình phức tạp, phụ tải phân tán thiết bị cũ lạc hậu và lực lượng cán bộ có trình độ cao còn thiếu và chưa đồng bộ.

CHƯƠNG II. THỰC TRẠNG TỒN THẤT ĐIỆN NĂNG TẠI ĐIỆN LỰC THÀNH PHỐ SƠN LA

2.1 Tổng quan về điện lực thành phố Sơn La

2.1.1 Điều kiện tự nhiên và kinh tế xã hội thành phố Sơn La

Thành phố Sơn La cách Hà Nội 302 km về phía Tây Bắc. Phía Tây và phía Bắc giáp với huyện Thuận Châu, phía đông giáp huyện Mường La, phía Nam giáp huyện Mai Sơn. Quốc lộ 6 đi qua thành phố, nối thành phố với thành phố Điện Biên Phủ và thành phố Hoà Bình.

Thành phố Sơn La rộng 323,51km², dân số 202.826 người, gồm 12 xã phường. Nằm trong vùng thung lũng, lòng chảo, địa hình chia cắt phức tạp, núi đá cao xen lẫn đồi. Diện tích đất canh tác nhỏ hẹp, thế đất dốc dưới 250 chiếm tỷ lệ thấp. Một số khu vực có các phiêng bãi tương đối bằng phẳng thuận lợi cho sản xuất nông nghiệp. Độ cao bình quân từ 700-800m so với mực nước biển.

Là trung tâm hành chính, kinh tế, văn hoá, giáo dục y tế cả tỉnh. Có hệ thống giao thông đường bộ khá thuận lợi, tạo điều kiện cho thành phố trong việc giao lưu thông thương hàng hoá, trao đổi thông tin kỹ thuật, tiếp thu các thành tựu khoa học công nghệ tiên tiến và khả năng thu hút vốn đầu tư của các tổ chức, cá nhân trong và ngoài tỉnh.

2.1.2 Hiện trạng và xu hướng phát triển Điện lực thành phố Sơn La

2.1.2.1 Giới thiệu chung về Điện lực thành phố Sơn La

Điện lực Thành Phố được thành lập từ năm 1990 trực thuộc Sở Điện lực Sơn La, được giao nhiệm vụ quản lý vận hành, kinh doanh bán điện cho 07 phường và 05 xã thuộc Thành Phố Sơn La với khối lượng quản lý vận hành 227,84 km đường dây trung thế 218,78 km đường dây hạ thế và 247 TBA phân phối với tổng công suất 5.2902,5 kVA.

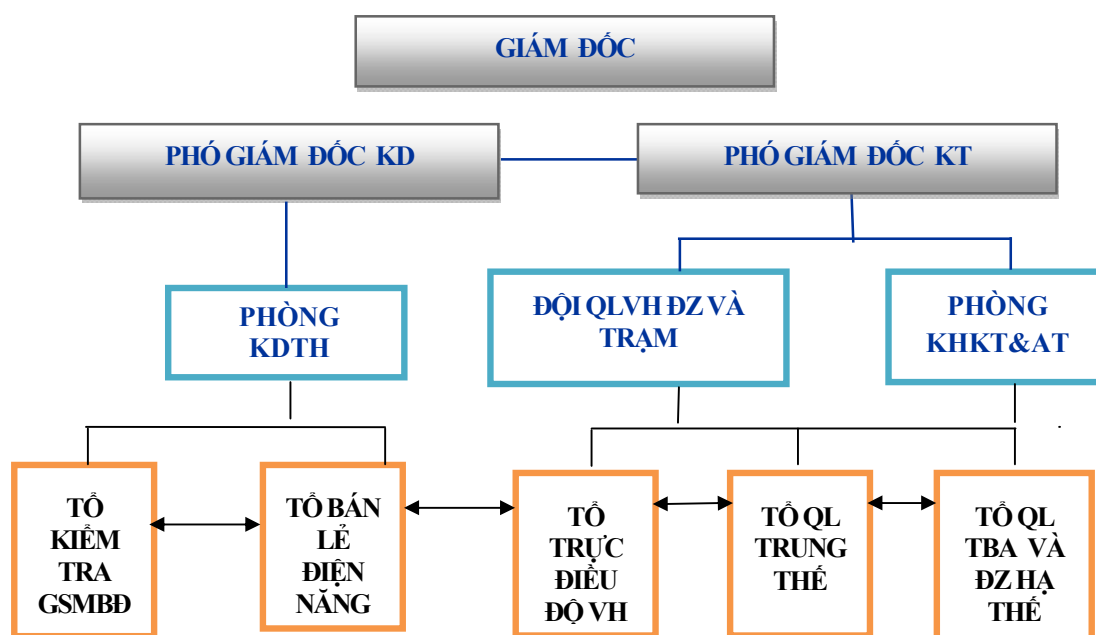
Nguồn cấp điện cho Thành Phố Sơn La qua lộ 374, lộ 376, 373, 378, lộ 471, 473, 474, 476, 478 thuộc trạm 110kV Sơn La, các đường dây trung thế 22 kV được cấp điện qua các trạm biến áp trung gian 2/9 Thành Phố qua 3 lộ 471, 473, 476. Phân phối điện phục vụ nông nghiệp, các doanh nghiệp, xí nghiệp quốc doanh, ánh sáng sinh hoạt dân cư trên địa bàn.

Điện lực thành phố Sơn La là đơn vị trực tiếp sản xuất, kinh doanh điện

năng, chăm sóc, phát triển khách hàng trên địa bàn Thành Phố Sơn La; Tham mưu cho Công ty Điện lực Sơn La và chính quyền địa phương trong công tác quy hoạch, phát triển lưới điện, an toàn hàng lang lưới điện. Điện lực thành phố Sơn La có trách nhiệm và quyền hạn sau đây:

- Kinh doanh bán điện trên địa bàn được giao quản lý theo đúng quy định.
- Quản lý, vận hành, thí nghiệm, sửa chữa hệ thống lưới điện phân phối do Công ty Điện lực Sơn La giao.
- Thực hiện các dự án đầu tư xây dựng, sửa chữa, cải tạo, phát triển lưới điện, phát triển khách hàng trên địa bàn quản lý.
- Tổ chức tuyên truyền, hướng dẫn khách hàng về tiết kiệm điện, an toàn sử dụng điện, an toàn hàng lang lưới điện và sử dụng điện đúng pháp luật.
- nắm bắt và dự báo nhu cầu sử dụng điện của khách hàng sử dụng điện trên địa bàn phục vụ quy hoạch, phát triển lưới điện và đảm bảo cung cấp điện.
- Giải quyết kịp thời thắc mắc, khiếu nại của khách hàng sử dụng điện theo đúng quy định.

a. *Cơ cấu tổ chức:* Cơ cấu tổ chức của Điện lực TP Sơn La (hình 2.1) bao gồm Ban giám đốc (Giám đốc và 02 Phó giám đốc phụ trách kỹ thuật và kinh doanh), phòng Kế hoạch - Kỹ thuật, phòng kinh doanh tổng hợp và các đội kỹ thuật.



Hình 2.1 Sơ đồ tổ chức điện lực Thành Phố Sơn La - tỉnh Sơn La

Tổng số CNV-LĐ tính đến 31/12/2019 là: 76 người bao gồm

- Ban Giám đốc: 03 người;
- 02 Phòng trực thuộc: Phòng kế hoạch kỹ thuật-an toàn, Phòng kinh doanh tổng hợp.
- 01 Đội: Đội quản lý vận hành đường dây và trạm biến áp.
- + 06 Tổ sản xuất;
 - Tổ quản lý trung thế
 - Tổ quản lý TBA và ĐZ hạ thế
 - Tổ trực Điều độ vận hành (Tổ TĐĐVH).
 - Tổ kinh doanh và dịch vụ khách hàng
 - Tổ bán lẻ điện năng
 - Tổ KTGSMĐ

b. Chức năng nhiệm vụ của các đơn vị trực thuộc

* *Phòng kế hoạch kỹ thuật:* Tham mưu giúp giám đốc quản lý, kỹ thuật, an toàn bảo hộ lao động, vật tư, chỉ đạo, thực hiện công tác kế hoạch sản xuất kinh doanh, đầu tư xây dựng, phát triển kinh doanh đa ngành nghề, quy hoạch và chiến lược phát triển của điện lực.

- Là đầu mối tổng hợp, xây dựng, lập và trình duyệt phương hướng, mục tiêu, chiến lược phát triển, kế hoạch dài hạn, trung hạn và trong từng thời kỳ của điện lực

- Tổ chức triển khai, quản lý và kiểm tra việc thực hiện kế hoạch trong điện lực. Theo dõi việc thực hiện kế hoạch sửa chữa lớn. Đầu mối trình duyệt kế hoạch chi phí sản xuất kinh doanh điện năng, sản xuất khác, kế hoạch đầu tư xây dựng, tổng kết và đề xuất các biện pháp nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và đầu tư xây dựng tại điện lực

- Tham gia giải quyết sự cố, phân tích nguyên nhân sự cố và đề xuất phương án phòng ngừa, khắc phục sự cố lưới điện nhanh nhất. Làm đầu mối tham gia điều tra sự cố lưới điện.

- Là đầu mối xây dựng, trình và tổ chức thực hiện phương án, giải pháp kỹ thuật để giảm tổn thất điện năng, đảm bảo an toàn thiết bị, lưới điện. Tham gia

phương án cấp điện đối với khách hàng mua điện bằng trạm biến áp chuyên dùng.

- Theo dõi, kiểm tra, đơn đốc tiến độ, chất lượng, khối lượng công việc. Chủ trì công tác nghiệm thu các công trình sửa chữa.

- Lập kế hoạch và chương trình thí nghiệm định kỳ các trạm biến áp trung gian và phụ tải.

** Phòng kinh doanh tổng hợp*

- Lập kế hoạch tổ chức sản xuất của điện lực theo sự phát triển sản xuất

- Lập kế hoạch định biên lao động, bảo vệ định biên với công ty định kỳ hàng năm và đột xuất vào thời điểm hết quý.

- Quản lý nhân sự và đề xuất phương án nhân sự của điện lực

- Đầu mối tổng hợp, triển khai, thực hiện công tác thi đua, khen thưởng.

- Đầu mối tiếp nhận thông tin các thông tin cá nhân, phương tiện thông tin đại chúng tại địa phương giúp giám đốc xây dựng mối quan hệ với chính quyền và nhân dân địa phương.

** Tổ quản lý trực vận hành*

- Tiếp nhận thông tin của khách hàng, nhân dân, thông tin từ các cấp có thẩm quyền.

- Tiếp nhận thông tin của khách hàng, ghi nhận vào sổ trực điện thoại nóng của điện lực, kịp thời báo cáo cấp trên nội dung thông báo, yêu cầu của khách hàng, nhân dân.

** Đội sản xuất*

- Thực hiện, tham mưu công tác quản lý đường dây và trạm ,công tác kinh doanh điện năng.

- Tổ chức điều tra, xử lý sự cố đường dây và trạm do điện lực quản lý.

- Tham mưu cho giám đốc về công tác quản lý, lưới điện, đề xuất phương án xử lý sự cố nhanh, tham gia chương trình giảm tổn thất của điện lực.

- Chịu trách nhiệm quản lý toàn bộ thiết bị được lắp đặt trên lưới điện của đội được giao quản lý.

- Thực hiện công tác sửa chữa thường xuyên và các công việc được giao. Tham gia treo, tháo công tơ và thiết bị đo đếm thuộc địa bàn đội sản xuất.
- Lập sổ theo dõi công tơ, thiết bị đo đếm thuộc phạm vi đội sản xuất.
- Cắt điện truy thu nợ, cấp điện trở lại cho khách hàng đã hoàn nợ. Ghi chữ số công tơ, phạm vi đội quản lý.

2.1.2.2 Cơ sở kỹ thuật hạ tầng Điện lực TP Sơn La

a. Nguồn điện: Trong chế độ vận hành bình thường toàn bộ phụ tải trên địa bàn Thành phố được cấp điện từ một nguồn chính từ trạm 110kV-2x40MVA Sơn La. Với kết cấu lưới điện hở việc vận hành đảm bảo việc cung cấp điện ổn định, an toàn và liên tục phục vụ hoạt động sản xuất, sinh hoạt cho các sở, ban, ngành, các doanh nghiệp gặp nhiều khó khăn. Trong vận hành nếu xảy ra sự cố trên một điểm nào đó trên lộ đường dây thì điện lực có thể cung cấp điện cho một số phụ tải quan trọng Thành Phố Sơn La thông qua lộ 375-E17.4 Thuận Châu hoặc lộ 371-E17.3 Mường La. Khi cấp điện qua lộ 375-E17.4 hoặc lộ 371-E17.3 để khắc phục sự cố khả năng sa tải rất nhiều phụ tải.

b. Lưới điện: Toàn bộ phụ tải Thành Phố được cấp điện qua lộ đường dây trung thế có tổng chiều dài 227,84km và 247 TBA có tổng công suất 52902,5kVA với 218,78km đường dây hạ thế. Trong đó có 4 lộ đường dây 35kV (374, lộ 376, 373, 378) và 05 lộ 22kV (471, 473, 474, 476, 478) được cấp điện từ trạm 110kV Sơn La với công suất 2x40MVA và 03 lộ đường dây 22kV qua 3 lộ 471, 473, 476 sau trạm biến áp 2x6300kVA-35/22kV trung gian Thành Phố Sơn La. Sơ đồ một sợi lưới điện của Điện lực Thành Phố thể hiện trong hình 2.2

Từ hình 2.2 ta thấy, hệ thống lưới điện của thành phố Sơn La bao gồm các lộ chính như sau:

(1) Lộ 371 - E17.2 Sơn La đưa vào vận hành từ 2004 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn 01 phường và 01 xã thuộc Thành Phố qua trạm biến áp trung gian Thành Phố 35/22kV - 12.600kVA Sơn La, qua 04 trạm biến áp phân 35/0,4kV với với tổng công suất đặt 920kVA. Tổng chiều dài là 8,8km, trong đó trực chính dài 5,8km, dây dẫn AC-95.

(2) Lộ 374 - E17.2 Sơn La đưa vào vận hành từ 1991 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn 06 phường và 03 xã qua trạm biến

áp trung gian Thành Phố 35/22kV - 12.600kVA, qua 96 trạm biến áp phân 35/0,4kV với với tổng công suất đặt 43255kVA. Tổng chiều dài 93,6km, trong đó trực chính dài 31,84km sử dụng dây dẫn AC-95, các nhánh rẽ sử dụng dây AC-70, AC50.

(3) Lộ 376 - E17.2 Sơn La đưa vào vận hành từ 1995 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn 01 phường thuộc Thành Phố Sơn La qua 07 trạm biến áp phân 35/0,4kV với với tổng công suất đặt 1.940kVA. Tổng chiều dài là 4,1km, trong đó trực chính dài 3km, dây dẫn AC-70.

(4) Lộ 378 - E17.2 Sơn La đưa vào vận hành từ 2004 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn 01 phường và 01 xã thuộc Thành Phố, qua 08 trạm biến áp phân 35/0,4kV với với tổng công suất đặt 1570kVA. Tổng chiều dài là 10,4km (*Phần đường dây DL Thành Phố quản lý*), trong đó trực chính dài 7,9km, dây dẫn AC-95.

(5) Lộ 373 - E17.2 Sơn La đưa vào vận hành từ 2004 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn 01 phường và 01 xã thuộc Thành Phố, qua 04 trạm biến áp phân 35/0,4kV với với tổng công suất đặt 2780kVA. Tổng chiều dài là 5,1km (*Phần đường dây DL Thành Phố quản lý*), trong đó trực chính dài 4,2km, dây dẫn AC-95.

(6) Lộ 474 - E17.2 Sơn La đưa vào vận hành từ 2010 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn Thành Phố Sơn La qua 14 trạm biến áp phân với với tổng công suất đặt 8410 kVA. Tổng chiều dài: 6,0km, tiết diện dây dẫn trực chính XLPE-150.

(7) Lộ 478 - E17.2 Sơn La đưa vào vận hành từ 2010 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn 03 phường và 02 xã thuộc Thành Phố Sơn La qua 25 trạm biến áp phân với với tổng công suất đặt 6030 kVA. Tổng chiều dài: 26,4km, trực chính: 14,3km, tiết diện dây dẫn trực chính XLPE-150.

c. *Trạm biến áp trung gian* đưa vào vận hành năm 2017 với công suất đặt 4.100kVA. Năm 2003 đã được cải tạo chống quá tải nâng công suất từ 4.100kVA lên công suất 6.400kVA với 2 MBA 35/10kV công suất 3200kVA. Năm 2017 đã được cải tạo chống quá tải lần thứ 2 nâng công suất từ 6.400kVA lên công suất 12.600KVA với 2 MBA 35/22kV công suất mỗi MBA 6300kVA và cải tạo đưa vào vận hành 03 xuất tuyến 22KV (lộ 471, 473, 476 sau TBA

trung gian 2/9). Sau gần 3 năm cải tạo và đưa vào sử dụng. Giờ cao điểm MBA áp có thời điểm phải vận hành quá tải tới 90% công suất định mức.

Nguồn cấp chính cho TBA TG 2/9 từ đường dây 35kV lộ 371 và 374 trạm 110kV Sơn La E17.2 và có nguồn dự phòng là lộ 371- E17.3 và lộ 375- E17.4.

Sau TBA trung gian có 03 lộ đường dây 22kV:

(1) *Lộ 471-TG*: đưa vào vận hành từ 2017 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn các phường Quyết Thắng, Tô Hiệu, xã Hua La thuộc Thành Phố Sơn La qua 26 trạm biến áp phân với với tổng công suất đặt 5.965kVA. Tổng chiều dài 19,5km, dây dẫn AC-70, các nhánh rẽ sử dụng dây AC50. Đường dây được xây dựng qua các thời kỳ, nhiều đoạn chắp vá, bao gồm nhiều loại cột. Các loại xà đã han gỉ, sứ bao gồm nhiều chủng loại khác nhau cấp điện áp từ 10kV ÷ 24kV.

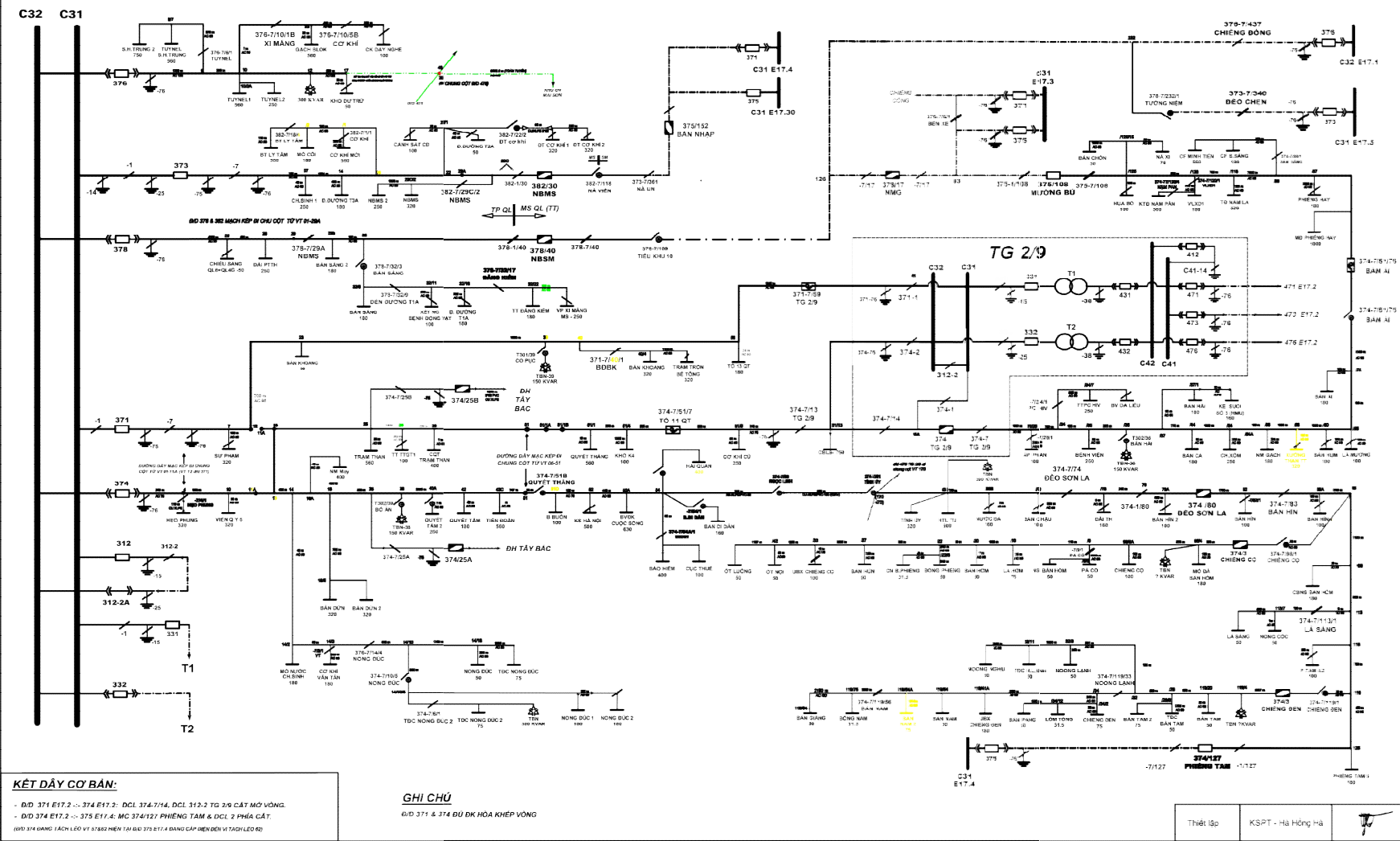
(2) *Lộ 473 - TG*: đưa vào vận hành từ 2017 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn các phường Quyết Thắng, Tô Hiệu, Chiềng Lè, Chiềng An thuộc Thành Phố Sơn La qua 42 trạm biến áp phân với với tổng công suất đặt 11.516kVA. Tổng chiều dài: 14,3km, trực chính sử dụng dây dẫn AC-70, các nhánh rẽ sử dụng dây AC50. Lộ 972- TG Thành Phố

(3) *Lộ 476 - TG*: đưa vào vận hành từ 2017 cấp điện phục vụ sản xuất, sinh hoạt cho nhân dân trên địa bàn các phường Quyết Thắng, Tô Hiệu, Chiềng Lè, Chiềng An thuộc Thành Phố Sơn La qua 42 trạm biến áp phân với với tổng công suất đặt 11.516kVA. Tổng chiều dài: 14,3km, trực chính sử dụng dây dẫn AC-70, các nhánh rẽ sử dụng dây AC50. Lộ 972- TG Thành Phố

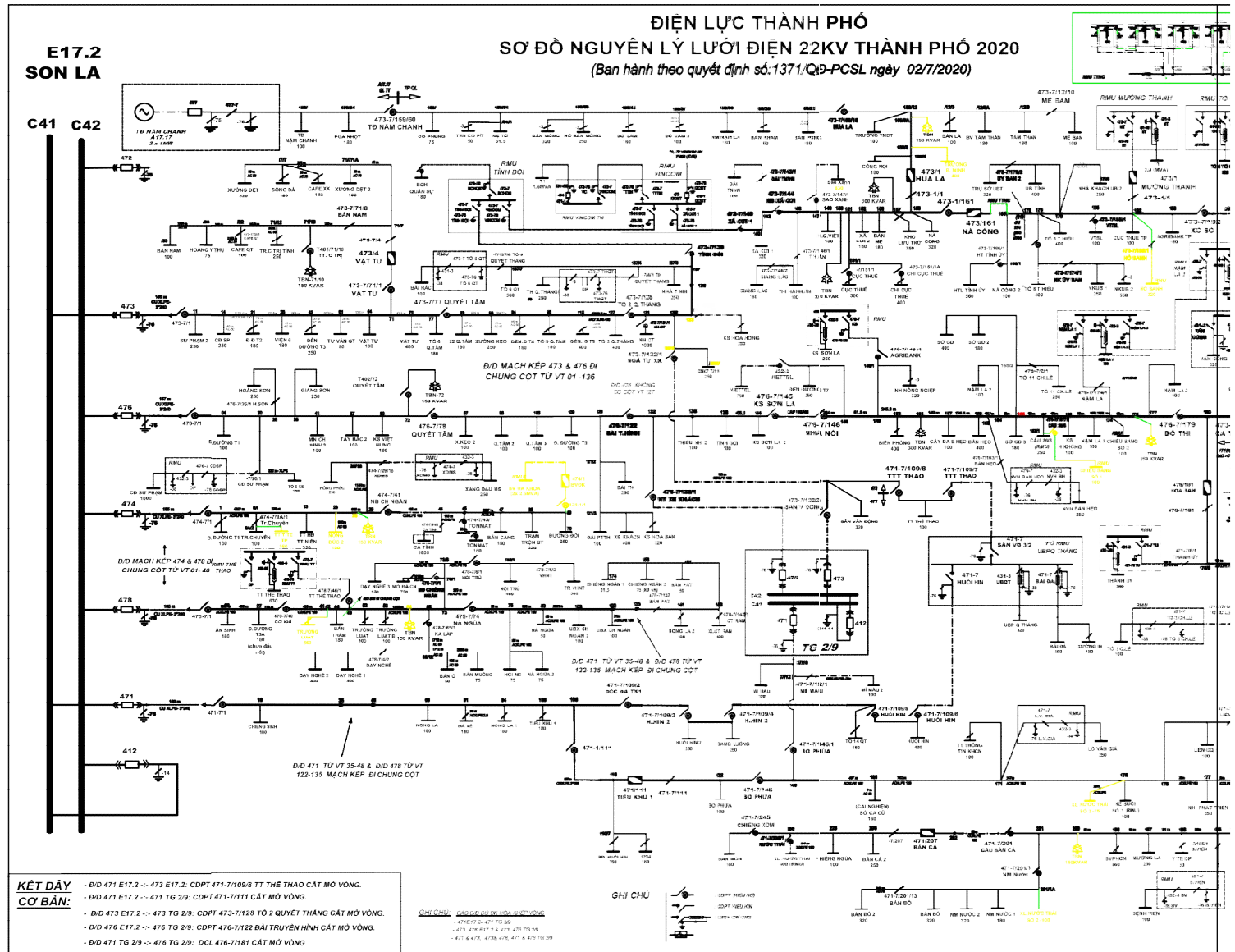
d. Công suất bù: Hiện tại Điện lực thành phố Sơn La đang lắp đặt 20 bộ tụ bù trung thế 35kV và 22kV với tổng công suất bù 4500kVAr .

DIỆN LỰC THÀNH PHỐ
SƠ ĐỒ NGUYÊN LÝ LƯỚI ĐIỆN 35KV THÀNH PHỐ 2020
(Ban hành theo quyết định số: 1371 /QĐ-PCSL ngày 02/7/2020)

E17.2 SON LA



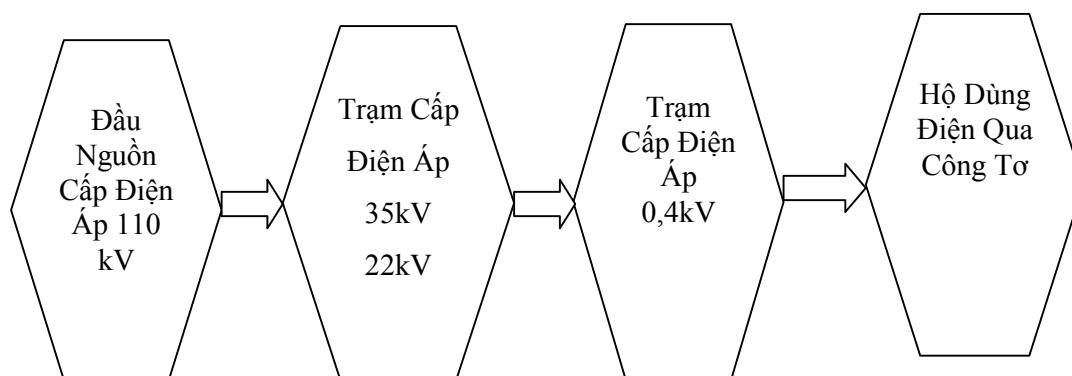
Hình 2.2.1 Sơ đồ lưới điện 35kV thành phố Sơn La



Hình 2.2.2 Sơ đồ lưới điện 22kV thành phố Sơn La

2.1.2.3 Hiện trạng SXKD điện năng TP Sơn La giai đoạn 2017÷ 2019

a. *Đặc trưng phụ tải:* Điện lực Thành Phố chịu trách nhiệm về quản lý và kinh doanh điện năng trên địa bàn Thành Phố Sơn La. Đối tượng cung cấp điện bao gồm 31.321 khách hàng tư gia và 3.047 khách hàng cơ quan, doanh nghiệp. Sơ đồ phân cấp quản lý của Điện lực TP Sơn La được mô tả như hình 2.3 dưới đây:



Hình 2.3 Phân cấp quản lý điện năng tại Điện lực thành phố

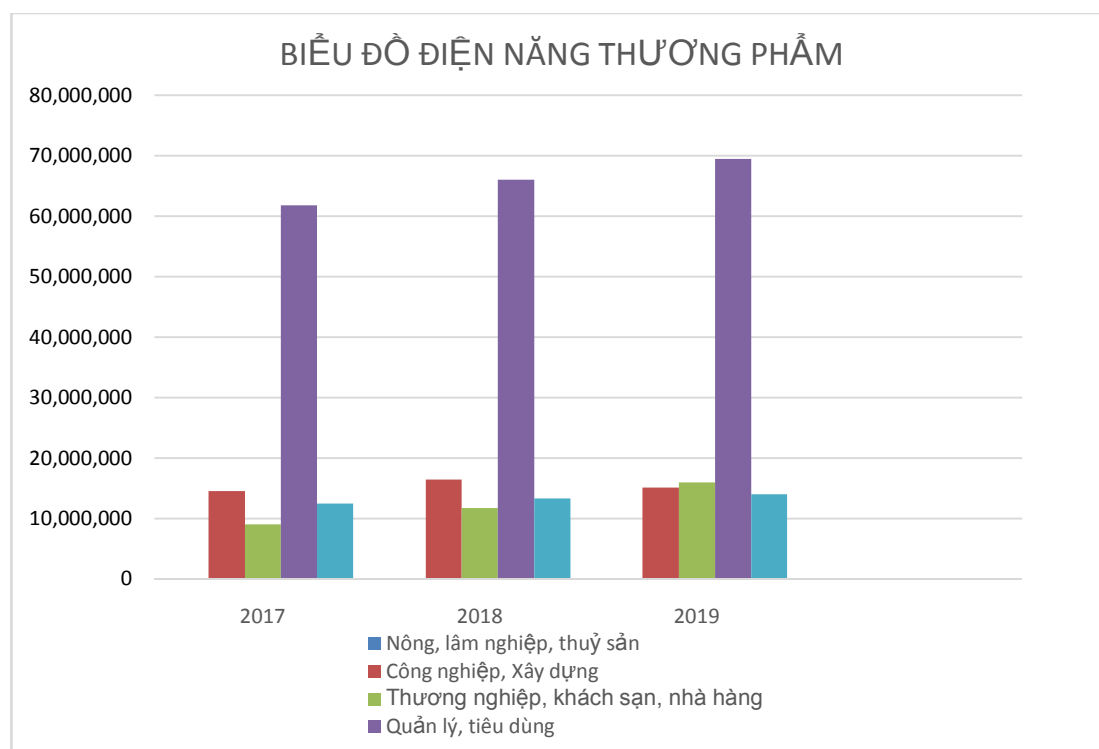
Tại các điểm ranh giới giao nhận giữa đơn vị truyền tải và Công ty Điện lực Sơn La, giữa Công ty Điện lực Sơn La và điện lực Thành Phố cũng như giữa Điện lực Thành Phố với các hộ tiêu thụ điện đều có các công tơ đo đếm điện. Trên cơ sở đó, điện lực Thành Phố xác định được lượng điện nhận đầu nguồn, điện thương phẩm bán ra, từ đó tính toán được lượng điện năng hao hụt trong vận hành và thương mại từ đó có biện pháp thích hợp để tăng cường công tác quản lý và kinh doanh điện. Điện năng sử dụng trên địa bàn TP Sơn La giai đoạn 2017-2019 được tổng hợp trong bảng 2.1 và trên biểu đồ hình 2.4 và 2.5.

Bảng 2.1: Điện năng sử dụng theo các thành phần kinh tế giai đoạn 2017 - 2019

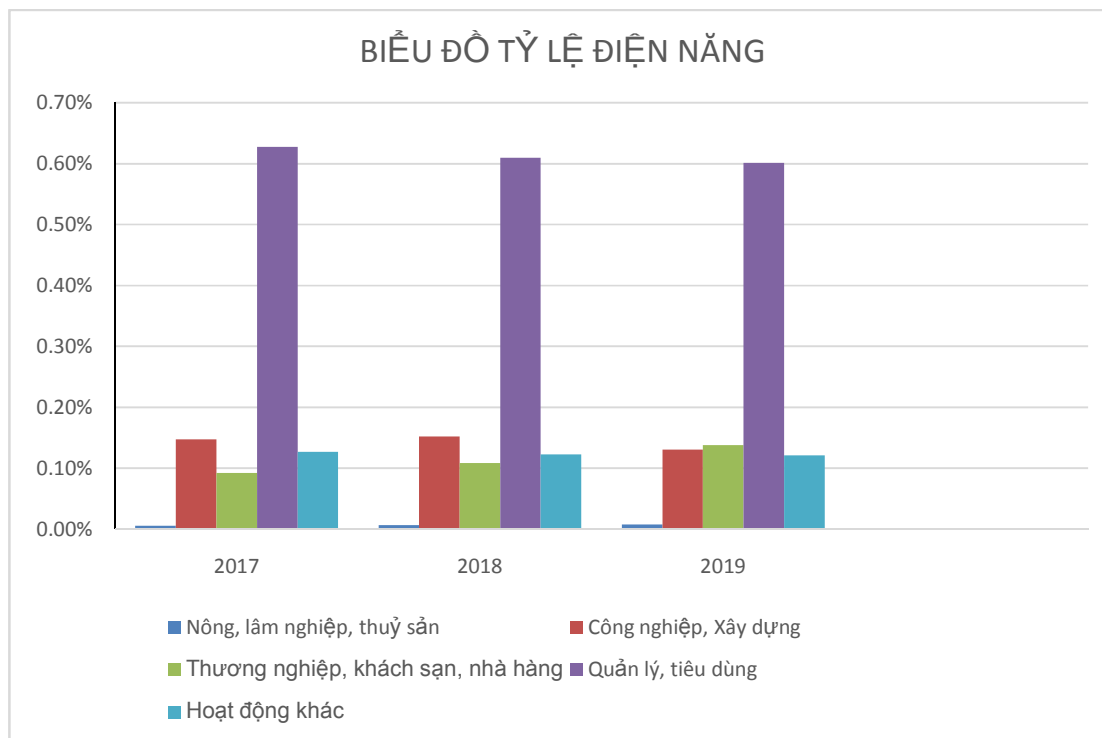
Các thành phần kinh tế	Điện năng thương phẩm giai đoạn 2017 ÷ 2019					
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
	Đơn vị tính kWh			Tỷ lệ % (Các thành phần / tổng)		
Nông, lâm nghiệp, thủy sản	561.186	749.584	932.457	0.57	0.69	0.81

Công nghiệp, Xây dựng	14.536.427	16.429.154	15.136.430	14.76	15.18	13.10
Thương nghiệp, khách sạn, nhà hàng	9.075.540	11.728.525	15.949.307	9.21	10.84	13.80
Quản lý, tiêu dùng	61.811.910	66.003.933	69.462.160	62.76	60.99	60.12
Hoạt động khác	12.505.464	13.312.133	14.054.703	12.70	12.30	12.16
Tổng	98.490.527	108.223.329	115.535.057	100	100	100

(Nguồn phòng kinh doanh tổng hợp)



Hình 2.4: Biểu đồ điện năng thương phẩm sử dụng năm 2017, 2018, 2019



Hình 2.5 Biểu đồ tỷ lệ điện năng sử dụng năm 2017, 2018, 2019

Từ biểu đồ hình 2.4 và 2.5 ta thấy, tỷ lệ điện năng sử dụng trong lĩnh vực quản lý tiêu dùng chiếm tỷ trọng lớn nhất trong năm thành phần kinh tế. Từ năm 2017 đến năm 2019 số hợp đồng điện tăng không đáng kể, nhưng nhu cầu điện năng sử dụng trong lĩnh vực này vẫn tiếp tục tăng từ 61.811.910 kWh năm 2017 lên 66.003.933 kWh năm 2018 và tăng lên 69.462.160 kWh; chiếm tỷ lệ lần lượt là 62,7%, 60,9 % và 60,1% trên tổng sản lượng của các năm 2017, 2018, 2019. Điện năng sử dụng tăng chủ yếu trong lĩnh vực quản lý tiêu dùng, dự báo trong các năm tới lượng điện năng sử dụng trong lĩnh vực này tiếp tục tăng lên.

Các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh chính của Điện lực TP Sơn La (sản lượng, tổn thất, doanh thu, giá bán điện bình quân thực hiện giai đoạn 2017-2019 được thể hiện trong bảng 2.2.

Bảng 2.2: Kết quả hoạt động kinh doanh điện năng tại Điện lực Thành Phố từ năm 2017 đến 2019

Chỉ tiêu	Đ.vị tính	Kết quả hoạt động kinh doanh điện năng tại Điện lực Thành Phố từ năm 2017 đến 2019				
		Năm			So sánh các năm	
		2017	2018	2019	2018/ 2017	2019/ 2018
Điện nhận đầu nguồn	kWh	105,445,373	114,379,877	121,463,943	8,934,504	7,084,066
Điện thương phẩm kế hoạch	kWh	95,000,000	104,000,000	110,000,000	9.000.000	6.000.000
Điện thương phẩm thực hiện	kWh	98,569,612	108,573,052	116,064,232	10,003,440	7,491,180
Thực hiện so với kế hoạch	%	103.8	104.4	105.5		
Điện năng tổn thất	kWh	6.875.761	5.806.825	5.399.711	-1.068.936	-407.114
Tỷ lệ tổn thất	%	6.53	5.09	4.46	-1.43	-0.63
Doanh thu tiền điện	đồng	176.751.085.453	205.939.193.572	236.152.410.923	29.188.108.119	30.213.217.351
Doanh thu tiền điện kế hoạch	đồng	150.000.000.000	180.000.000.000	220.000.000.000	30.000.000.000	40.000.000.000
Giá bán bình quân	đồng/kWh	1793.16	1896.78	2034.67	103.62	137.89
Giá bán bình quân kế hoạch	đồng/kWh	1801.68	1906.21	1912.4	104.53	6.19
Hợp đồng mua bán điện	Hợp đồng	32.351	33.303	34.312	952	1009
Hợp đồng dân sự	Hợp đồng	28.563	29.693	30.505	1130	812
Hợp đồng kinh tế	Hợp đồng	3.788	3.610	3.807	-178	197

(Nguồn phòng kinh doanh tổng hợp)

Từ bảng 2.2 ta thấy, sản lượng điện thương phẩm nhìn chung năm sau cao hơn năm trước, năm 2018 điện thương phẩm tăng 10,003,440 kWh so với năm 2017 tương đương 10.8%, năm 2019 tăng 7,491,180kWh so với năm 2018 tương đương 10.6%.

Mặc dù, từ năm 2017 đến năm 2019 cùng với lượng điện thương phẩm ngày càng tăng cao, với sự đầu tư cải tạo nên sản lượng điện tổn thất và tỷ lệ tổn thất của Điện lực Thành Phố đã giảm. Sản lượng điện tổn thất năm 2018 là 5.806.825kWh giảm so với năm 2017 là 1.068.936kWh, sản lượng điện tổn thất năm 2019 là 5.399.711kWh giảm so với năm 2018 là 407.114kWh. Tuy nhiên, tỷ lệ tổn thất thực tế vẫn chưa đạt được như mong muốn, vì vậy, cần xem xét những vấn đề liên quan đến tổn thất điện năng nhằm phát hiện nguyên nhân và tìm giải pháp giảm tổn thất điện năng.

2.2 Thực trạng tổn thất điện năng năm 2017-2019

2.2.1 Tổn thất điện năng trên lưới điện hạ áp

Dựa trên số liệu tổng hợp số liệu của điện lực về lượng điện năng nhận, thương phẩm và tổn thất hàng quý, năm lưới điện trung áp của điện lực Thành Phố Sơn La từ năm 2017 đến năm 2019. Từ đó có thể nhận xét, đánh giá thấy được tổn thất điện năng lưới điện phân phối khu vực Thành Phố Sơn La tập trung ở đâu? khu vực nào? nguyên nhân từ đó đưa ra định hướng các biện pháp nhằm giảm tổn thất điện năng.

Điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất trên địa bàn Thành Phố Sơn La được thể hiện trong bảng 2.3 cho lưới 35 kV, trong bảng 2.4 cho lưới điện 22 kV.

Bảng 2.3: Điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất, tỷ lệ tổn thất lưới 35kV

Năm	Quý	Điện năng nhận A(kWh)					Điện năng tổn thất A(kWh)					Tỷ lệ tổn thất (%)				
		Lộ 376	Lộ 373	Lộ 378	Lộ 371	Lộ 374	Lộ 376	Lộ 373	Lộ 378	Lộ 371	Lộ 374	Lộ 376	Lộ 373	Lộ 378	Lộ 371	Lộ 374
2017	I	1.409.503	1.866.692	1.557.037	363.792	1.794.507	73.256	106.943	92.616	20.534	114.174	5,20	5,73	5,95	5,64	6,36
	II	865.977	2.360.875	1.561.323	360.400	3.408.859	52.224	139.467	102.193	22.120	214.514	6,03	5,91	6,55	6,14	6,29
	III	992.604	2.428.112	1.714.325	386.508	1.996.651	52.658	140.298	89.332	21.248	119.112	5,31	5,78	5,21	5,50	5,97
	IV	901.483	2.245.917	1.817.452	373.699	3.035.545	53.082	138.978	111.743	22.867	190.307	5,89	6,19	6,15	6,12	6,27
	năm	4.169.568	8.901.596	6.650.138	1.484.399	10.235.563	231.220	525.686	395.884	86.769	638.107	5,55	5,91	5,95	5,85	6,23
2018	I	1.201.189	2.370.892	1.555.633	385.957	2.821.406	61.154	115.055	77.830	19.121	162.376	5,09	4,85	5,00	4,95	5,76
	II	843.898	1.738.503	2.331.737	369.881	4.701.520	49.323	89.642	135.583	20.665	272.576	5,84	5,16	5,81	5,59	5,80
	III	877.508	1.801.354	1.893.170	344.131	3.678.637	46.097	79.589	92.623	16.432	204.189	5,25	4,42	4,89	4,77	5,55
	IV	786.434	1.834.098	2.185.884	361.773	4.356.725	45.772	92.123	115.622	19.082	253.649	5,82	5,02	5,29	5,27	5,82
	năm	3.709.029	7.744.848	7.966.424	1.461.743	15.558.288	202.346	376.409	421.657	75.300	892.790	5,46	4,86	5,29	5,15	5,74
2019	I	987.127	2.865.846	3.220.372	532.402	5.029.088	32.515	98.873	108.640	18.067	178.635	3,29	3,45	3,37	3,39	3,55
	II	828.791	2.343.192	2.572.152	432.354	4.031.635	30.877	93.164	93.266	16.356	145.571	3,73	3,98	3,63	3,78	3,61
	III	778.233	2.241.092	2.058.825	382.226	3.276.370	29.519	74.666	71.006	13.186	172.170	3,79	3,33	3,45	3,45	5,25
	IV	787.264	2.475.757	2.711.218	449.674	4.366.261	30.523	85.769	104.588	16.625	169.920	3,88	3,46	3,86	3,70	3,89
	năm	3.381.415	9.925.887	10.562.566	1.796.657	16.703.355	123.433	352.472	377.500	64.235	666.296	3,65	3,55	3,57	3,58	3,99

(Nguồn phòng kinh doanh tổng hợp)

Bảng 2.4: Điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất, tỷ lệ tổn thất lưới 22kV

Năm	Quý	Điện năng nhận					Thương phẩm					Điện năng tổn thất					Tỷ lệ tổn thất				
		A(kWh)					A(kWh)					A(kWh)					(%)				
		Lộ 471	Lộ 473	Lộ 474	Lộ 476	Lộ 478	Lộ 471	Lộ 473	Lộ 474	Lộ 476	Lộ 478	Lộ 471	Lộ 473	Lộ 474	Lộ 476	Lộ 478	Lộ 471	Lộ 473	Lộ 474	Lộ 476	Lộ 478
2017	I	1.195.586	3.487.325	1.263.703	3.819.509	1.367.292	1.171.674	3.417.578	1.238.429	3.743.119	1.339.946	68.451	180.643	76.000	228.026	71.225	5,73	5,18	6,01	5,97	5,21
	II	1.009.065	2.354.545	973.241	3.832.524	1.489.692	988.884	2.307.454	953.776	3.755.874	1.459.898	66.836	161.846	68.000	253.049	91.936	6,62	6,87	6,99	6,60	6,17
	III	965.485	2.013.778	1.361.652	3.821.963	1.507.217	946.175	1.973.503	1.334.419	3.745.524	1.477.073	54.303	132.739	76.450	251.522	92.382	5,62	6,59	5,61	6,58	6,13
	IV	991.467	2.212.381	1.846.771	3.924.509	1.498.975	971.638	2.168.134	1.809.836	3.846.019	1.468.996	62.758	151.320	106.550	249.746	94.505	6,33	6,84	5,77	6,36	6,30
	năm	4.161.603	10.068.029	5.445.367	15.398.506	5.863.176	4.078.371	9.866.668	5.336.460	15.090.535	5.745.912	252.349	626.549	327.000	982.343	350.048	6,06	6,22	6,01	6,38	5,97
2018	I	1.106.103	2.864.704	1.608.024	5.451.778	1.636.416	1.083.981	2.807.410	1.575.864	5.342.743	1.603.688	55.757	110.915	59.210	209.921	73.000	5,04	3,87	3,68	3,85	4,46
	II	1.162.861	2.437.278	1.713.944	5.332.282	1.788.739	1.139.604	2.388.532	1.679.665	5.225.637	1.752.964	59.594	96.589	76.150	232.935	61.852	5,12	3,96	4,44	4,37	3,46
	III	1.187.545	2.498.102	1.704.669	5.794.545	1.776.270	1.163.794	2.448.140	1.670.576	5.678.654	1.740.745	60.567	102.780	63.690	236.409	74.285	5,10	4,11	3,74	4,08	4,18
	IV	1.143.053	2.355.681	1.690.738	4.964.657	1.768.033	1.120.192	2.308.567	1.656.924	4.865.364	1.732.672	62.217	97.257	71.000	224.634	54.908	5,44	4,13	4,20	4,52	3,11
	năm	4.599.562	10.155.764	6.717.376	21.543.262	6.969.458	4.507.571	9.952.649	6.583.029	21.112.397	6.830.069	238.135	407.541	270.050	903.900	264.045	5,18	4,01	4,02	4,20	3,79
2019	I	1.128.295	2.169.722	1.603.723	4.965.220	1.845.854	1.105.729	2.126.328	1.571.648	4.865.916	1.808.937	43.962	81.515	46.000	189.303	72.125	3,90	3,76	2,87	3,81	3,91
	II	1.208.093	1.979.266	1.629.040	5.206.500	1.931.118	1.183.931	1.939.681	1.596.459	5.102.370	1.892.496	47.201	78.376	67.000	219.832	74.115	3,91	3,96	4,11	4,22	3,84
	III	1.245.959	1.962.769	1.641.990	5.515.441	1.950.301	1.221.040	1.923.513	1.609.150	5.405.132	1.911.295	45.741	75.486	68.320	219.864	74.168	3,67	3,85	4,16	3,99	3,80
	IV	1.358.890	2.085.410	1.719.801	5.508.982	2.122.702	1.331.712	2.043.702	1.685.405	5.398.802	2.080.248	51.820	85.425	77.210	238.231	77.025	3,81	4,10	4,49	4,32	3,63
	năm	4.941.237	8.197.167	6.594.554	21.196.143	7.849.975	4.842.412	8.033.223	6.462.663	20.772.220	7.692.976	188.724	320.802	258.530	867.230	297.433	3,82	3,91	3,92	4,09	3,79

(Nguồn phòng kinh doanh tổng hợp)

Từ số liệu tổng hợp về điện năng thương phẩm, điện năng tổn thất, tỷ lệ tổn thất các lộ đường dây trung thế lưới điện khu vực Thành phố Sơn La. Ta thấy, lượng điện năng truyền tải đến các trạm biến áp phân phối cấp điện cho phụ tải lớn tập trung chủ yếu lưới điện 22kV.

Mặt khác, nhìn vào biểu đồ hình 2.5 ta nhận thấy, tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới 35kV luôn ở mức cao.

Nguyên nhân lưới 35kV có tỷ lệ tổn thất cao do các lộ 371, 374 truyền tải từ TBA 110kV E17.2 đến TBA TG2/9 phụ tải tập chung ở cuối nguồn (TBA trung gian). Mặt khác phụ tải sau TBA TG2/9 tăng cao, hiện tại Pmax đang ở mức 90% tải.

2.2.2 Thực trạng tổn thất lưới điện hạ áp

Điện năng nhận, thương phẩm và tổn thất khu vực hạ áp của Điện lực Thành Phố được thể hiện trong bảng 2.6

Bảng 2. 6 Tổng điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất lưới hạ áp

Năm	Điện năng nhận (kWh)	Điện năng thương phẩm (kWh)	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ (%)
2017	33.067.429	27.639.227	2.459.806	7,44
2018	27.954.124	23.875.814	1.754.652	6,28
2019	30.314.987	26.738.255	1.883.056	6,21

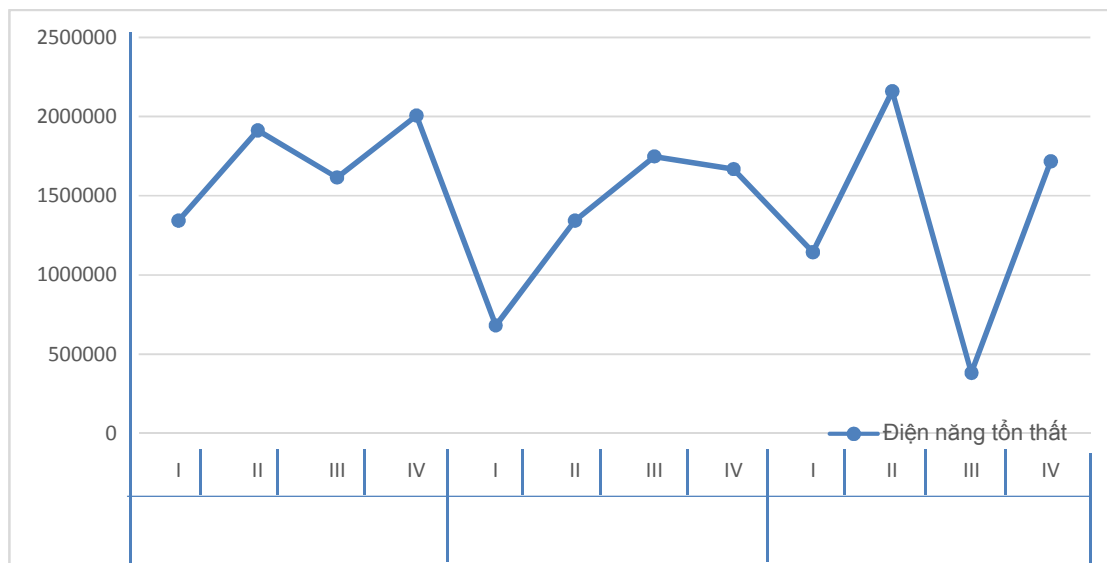
Tỷ lệ tổn thất điện năng của lưới điện hạ áp các năm sau đều giảm so với năm trước: Năm 2017 điện năng tổn thất 2.459.806kWh/năm tương đương 7.44%, năm 2018 điện năng tổn thất là 1.754.652kWh/năm tương đương 6.28%, năm 2019 điện năng tổn thất 1.883.056kWh/năm tuy cao hơn so với năm 2017, tuy nhiên, do điện năng nhận của năm 2019 cao nên tỷ lệ tổn thất điện năng của năm 2019 vẫn giảm còn 6.21%.

Từ cơ sở phân tích tình hình tổn thất của các lộ 35kV, 22kV và lưới hạ áp như trên Tổng điện năng nhận, thương phẩm và tổn thất của Điện lực Thành Phố từ năm 2017 đến 2019 được thể hiện trong bảng 2.7 và trên hình 2.8

Bảng 2.7 Điện năng nhận, thương phẩm, tổn thất Điện lực Thành Phố Sơn La

Năm	Quý	Điện năng nhận (kWh)	Thương phẩm (kWh)	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ tổn thất (%)
2017	I	23.491.736	17.762.447	1.343.142	5.72
	II	26.585.717	17,852,171	1,911,796	7.19
	III	27.728.512	16.844.530	1.614.802	5.82
	IV	27,639,408	18,471,236	2,006,021	7.26
	năm	105,445,373	98,569,612	6,875,761	6.53
2018	I	26,762,894	20,582,061	994,339	3.72
	II	28,296,381	21,972,230	1,610,221	5.69
	III	30,225,749	21,124,813	1,447,814	4.79
	IV	29,094,853	21,018,135	1,754,451	6.03
	năm	114,379,877	108,573,052	5,806,825	5.09
2019	I	27,318,483	23,860,696	999,686	3.66
	II	32,277,829	21,718,898	1,659,326	5.14
	III	31,510,719	20,632,142	1,200,127	3.81
	IV	30,356,912	23,114,240	1,540,572	5.07
	năm	121,463,943	116,064,232	5,399,711	4.46

(Nguồn phòng kinh doanh tổng hợp)



Hình 2.6 Điện năng tổn thất toàn Điện Lực Thành Phố

Do phụ tải lưới điện khu vực Thành Phố chủ yếu cung cấp cho phụ tải sinh hoạt, quản lý tiêu dùng, nên điện năng tổn thất trên lưới điện khu vực Thành Phố thay đổi theo mùa. Vào quý II, IV hàng năm do ảnh hưởng của yếu tố thời tiết, nên điện năng tăng cao kéo theo tổn thất tăng cao.

2.2.3 Đánh giá tổn thất điện năng Điện lực Thành Phố Sơn La

a. *Đánh giá mức độ tổn thất:* Như trên đã nêu, tổn thất điện năng trong mạng điện gồm hai thành phần là tổn thất kỹ thuật và tổn thất thương mại. Đối với điện lực Thành Phố Sơn La, để đánh giá mức độ tổn thất của lưới điện, ta dựa vào kế hoạch điện năng tổn thất mà Công ty Điện lực Sơn La đề ra cho Điện Lực Thành Phố (bảng 2.8) và kết quả tính toán tổn thất kỹ thuật lưới điện Thành Phố Sơn La bằng phần mềm PSS/ADEPT.

Bảng 2.8 Chỉ tiêu tổn thất Công ty Điện lực Sơn La giao Điện lực Thành Phố Sơn La

Năm	Điện năng tổn thất (kWh)	% điện năng tổn thất		So với kế hoạch
		Thực hiện	Kế Hoạch	
2017	6.875.761	6.53	5.6	0.92
2018	5.806.825	5.09	5.4	-0.32
2019	5.399.711	4.46	5	-0.55

Như vậy, lượng điện năng tổn thất có ảnh hưởng lớn đến kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh của Điện lực. Nếu thực hiện được chỉ tiêu TTĐN do Công ty điện lực Sơn la giao cho dựa trên kết quả tính toán bằng phần mềm PSS/ADEPT thì giảm được mất mát hàng tỷ đồng mỗi năm.

b. Tác động của thực trạng tổn thất điện năng đến kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh của Điện lực Thành Phố

Ta biết Lợi nhuận = Tổng doanh thu - Tổng chi phí.

Đối với ngành điện:

$$\begin{aligned}\text{Tổng Doanh thu} &= \text{Giá} * \text{Sản lượng điện thương phẩm} \\ &= \text{Giá} * (\text{Điện nhận} - \text{điện tổn thất})\end{aligned}$$

Tổng chi phí:= Σ tiền mua điện đầu nguồn + Σ chi phí phục vụ cho hoạt động sản xuất kinh doanh.

Vậy để tăng lợi nhuận ta cần tăng doanh thu hoặc giảm chi phí.

* Về doanh thu:

+ *Tăng giá*: Điện lực Thành Phố là đơn vị trực thuộc Công ty Điện Lực Sơn La, Công ty Điện lực Sơn La là đơn vị trực thuộc Tổng Công ty Điện lực Miền Bắc, giá bán điện do Chính phủ quy định nên việc tăng giá điện tại Điện lực Thành Phố là không thể.

+ *Tăng sản lượng điện nhận*: Việc tăng sản lượng điện nhận đầu nguồn phụ thuộc vào nhu cầu của hộ tiêu thụ, không phụ thuộc vào Điện lực thành phố.

+ *Giảm điện năng tổn thất*: Giải pháp này không làm tăng sản lượng điện nhận đầu nguồn, giảm được điện năng tổn thất dẫn đến tăng doanh thu cho Doanh nghiệp. Việc giảm tổn thất đem lại lợi ích to lớn, giảm TTĐN là giảm được lượng điện nhận đầu nguồn, giảm được lượng điện do nhà máy phát ra dẫn đến giảm được chi phí nhiên liệu... tạo điều kiện hạ giá thành bán điện cho các hộ tiêu dùng góp phần thúc đẩy phát triển kinh tế xã hội. Ảnh hưởng của tổn thất đến hiệu quả kinh doanh tổng hợp trong bảng 2.9.

Bảng 2.9 Ảnh hưởng của tổn thất tới kinh doanh điện

Năm	2017	2018	2019
Nhận (kWh)	105.445.373	114.379.877	121.463.943

% tổn thất kỹ thuật	5.5	4.8	4.0
% tổn thất thực hiện	6.52	5.08	4.45
Giá bán điện bình quân VNĐ	1.793,16	1.896,78	2.034,67
Lượng điện chênh lệch giữa thực hiện và kế hoạch	1.075.542	320.263	546.587
Lượng tiền mất do chênh lệch giữa thực tế và kế hoạch (tỷ đồng)	1.93	0.607	1.112

Như vậy, lượng điện năng tổn thất có ảnh hưởng lớn đến kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh của Điện lực. Nếu thực hiện được chỉ tiêu TTĐN do Công ty điện lực Sơn la giao cho dựa trên kết quả tính toán bằng phần mềm PSS/ADEPT thì giảm được mất mát hàng tỷ đồng mỗi năm.

2.3 Tính toán tổn thất kỹ thuật lưới điện phân phối Điện lực Thành Phố

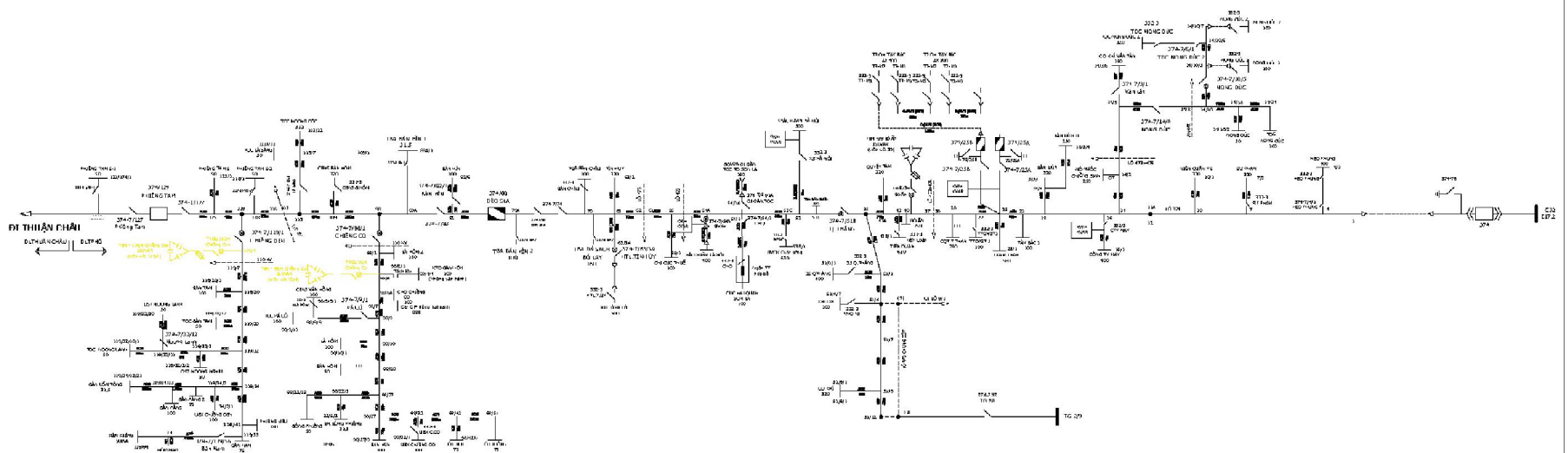
2.3.1 Tính toán tổn thất điện năng kỹ thuật phần mềm PSS/ADEPT

2.3.1.1 Tổn thất công suất và điện năng trên đường dây

Để thuận tiện, ta nêu phương pháp tính toán tổn thất lưới 35kV khu vực Thành Phố trên phần mềm PSS/ADEPT.

Sơ đồ lưới điện lộ đường dây 374 – E17.2 Thành Phố và các thông số kỹ thuật phục vụ tính toán được trình bày trên hình 2.9. Các thông số kỹ thuật chi tiết được tổng hợp trong bảng 2.10. Dòng vận hành lớn nhất lộ đường dây 374 – E17.2 từ năm 2017 ÷ 2019 tổng hợp trong bảng 2.11.

SƠ ĐỒ NGUYÊN LÝ LỘ 374 E17.2 THÀNH PHỐ SƠN LA



Hình 2.7 Sơ đồ và thông số kỹ thuật đường dây lộ 374- E17.2: tiết diện, khoảng cách giữa các điểm nút.

Bảng 2.10 Thông số đường dây lộ 374-E17.2 Thành Phố:

Từ vị trí	Đến vị trí	Trạm biến áp	Chiều dài (m)	Loại dây	Ghi chú
1	127		17310	AC95	Trục chính
7	7-3	Sư phạm	112	AC50	
10	10-2	35 Viện 6	41	AC50	
21	21	Tây Bắc 1	0		
14	14-35	TĐC Nong Đức	3678	AC70	
14-1	14-1	Mó Nước Chiềng Sinh	0		
14-10	14-10-8	Nong Đức 2	896	AC70	
14-10-6	14-10-6-5	TĐC Nong Đức 2	429	AC50	
14-18	14-18-3	Nong Đức	163	AC50	
14-3	14-3-6	Cơ khí Văn Tân	356	AC50	
15	15-2	Công ty may	83	AC50	
18	18-10	Bản Dữn	694	AC70	
18-5	18-5-5	CQT Bản Dữn	269	AC50	
25	25-2	Trạm Than	32	AC50	
26	26	TTGD GT1	0		
28	28	Trạm than 2	0		
43	43	Tiến Đoàn	0		
43A	43A	35 Quyết Tâm	0		
51C	51C	Bản Buồn	0		
52	52-4	KS Hà Nội	106	AC50	
53E	53E-2	Bệnh viện cuộc sống	75	AC95	
54	54-5	Chi cục hải quan	289	AC70	
55	55-1	Chi cục Thuế tỉnh	7	AC50	
63	63-3A		163	AC50	

Từ vị trí	Đến vị trí	Trạm biến áp	Chiều dài (m)	Loại dây	Ghi chú
63	63-2	Tỉnh uỷ	94	AC50	
68A	68A	Đá sạch Bó Lay	0		
70A	70A	Bản Chậu	0		
79A	79A	Bản Hìn 2	0		
82	82-7	Bản Hìn	640	AC50	
88A	88A-2	Bản Hìn 1	46	AC50	
98	98-52	Ót luông	8052	AC70	
98-20	98-20	Bản Hòm	0		
98-10	98-10-1	Bản Lả Hòm	12	AC50	
98-2	98-2-1	Lả Hòm 2	73	AC95	
98-22	98-22-14	Bóng Phiêng	1488	AC50	
98-22-5	98-22-5	BN Bóng Phiêng			
98-27	98-27-9	Bản Hùn	1234	AC50	
98-33	98-33-1	UBA Chiềng Cọ	10	AC50	
98-43	98-43-2	Ót Nội	49	AC50	
98-6A	98-6A-2	Chợ Chiềng Cọ	195	AC50	
98-7	98-7-6	Nông Trại Xanh	389	AC50	
98-9	98-9-11	Pá Có	894	AC50	
98-9-9	98-9-9-1	CBNS Văn Hồng	35	AC50	
109	109-2	CBNS Bản Hòm	28	AC50	
113	113-13	Noong Cốc	1278	AC70	
113-7	113-7-3	Lả Săng	144	AC50	
118	118-2	Phiêng Tam 5-2	109	AC70	
119	119-55	Bản Nam Chiềng Đen	7935	AC70	
119-20	119-20-1	Bản Tam	33	AC50	
119-28	119-28-13	TĐC Bản Tam	1788	AC70	
119-28-6	119-28-6-1	Bản Tam 2	23	AC50	

Từ vị trí	Đến vị trí	Trạm biến áp	Chiều dài (m)	Loại dây	Ghi chú
119-32	119-32-32	Noong Lạnh	3589	AC70	
119-32-10	119-32-10-1	TĐC Noong Lạnh	20	AC50	
119-32-3	119-32-3-3	Noong Nghiêu	118	AC50	
119-34	119-34-13	Bản Pảng	1492	AC70	
119-34-12	119-34-12-22	Lồm Tòng	2793	AC50	
119-34-12-11	119-34-12-11-1	Bản Pảng 2	2793	AC50	
119-34-2	119-34-2-1	UBX Chiềng Đen	26	AC50	
119-53A	119-53A-39	Bản Giáng	5083	AC70	
119-53A-17	119-53A-17-2	Bôm Nam	52	AC50	
125	125-1	Phiêng Tam 5	20	AC50	
127	127	Phiêng Tam 5-1	0		

(Nguồn: Phòng Kỹ thuật)

Bảng 2.11: Dòng vận hành lớn nhất lộ đường dây 374-E17.2

(Tính đến hết Quý 4/2019)

Năm	Thông số	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
2017	$I_{\max}(A)$	129	127	130	135	134	150	149	139	142	149	147	145
2018	$I_{\max}(A)$	145	143	146	152	151	169	168	157	160	168	166	163
2019	$I_{\max}(A)$	164	162	165	172	171	191	190	177	181	190	187	185

(Nguồn: phòng Điều độ)

Dựa vào số liệu dòng vận hành lớn nhất trong bảng 2.11

$$I_{\max TB \text{ năm}} = \frac{I_{T1 \max} + I_{T2 \max} + \dots + I_{T12 \max}}{12}$$

$$\Rightarrow I_{\max TB \text{ năm}} = \frac{2135}{12} = 177 \text{ (A)}$$

Và
$$\cos\varphi_{TB} = \frac{\sum_1^n \cos\varphi_i}{n}$$

Vì lộ đường dây 374-TG 2/9 có 71 trạm biến áp phân phối vận hành, nên

$$\cos\varphi_{TB} = \frac{\sum_1^{71} \cos\varphi_i}{n} = \frac{67.45}{71} = 0.95$$

Ta có: $P_{\max l} = \sqrt{3} * U_{dm} * I_{\max TB \text{ năm}} * \cos\varphi_{TB}$

$$\Rightarrow P_{\max l} = 1,73 * 10,5 * 177 * 0,95 = 3.054 \text{ (kW)}$$

Thông số vận hành các TBA, $P_{\max}$, $Q_{\max}$, $\cos\varphi$ và sản lượng các TBA các lộ đường dây. Dựa vào sản lượng hàng tháng của các trạm biến áp ta xác định được công suất $P_{\max \text{ tháng}}$, $Q_{\max \text{ tháng}}$ của từng TBA theo công thức (1.30) như sau:

$$P_{\max \text{ trm}} = \frac{A_{\text{trm } i} \times P_{\max l}}{A_l} \text{ (kVA)}$$

Trong đó: $A_{\text{trm } i}$: Tổng điện năng tiêu thụ tại trạm hạ thế i trong năm;
 $A_{l\text{ô ra}}$: Điện năng tiêu thụ tại lộ ra trung thế trong năm; $P_{L\text{ô ra}}$: Công suất tiêu thụ tại lộ ra trung thế thời điểm khảo sát và $P_{\text{trm } i}$: Công suất tiêu thụ tại trạm thời i điểm khảo sát

$$Q_{\max \text{ tháng}} = \tan(\varphi) * P_{\max \text{ tháng}} \text{ (kVAr)}$$

Trong đó: $\tan(\varphi) = \tan(\arccos(\varphi))$

Kết quả tính toán theo các công thức trên được tổng hợp trong bảng 2.12

Bảng 2.12 Bảng kết quả thống số $P_{\max}$, $Q_{\max}$ các TBA lộ 374E17.2

TT	TBA	Sản lượng quý, kWh	$\cos\varphi_{\text{trạm}}$	$P_{\max}$, kW	$Q_{\max}$, kVAr
1	35 Quyết Thắng	306800	0.95	282.29	50.18
2	Bản Pảng 2	27475	0.95	25.28	4.49
3	Bóng Phiêng	30.380	0.95	27.95	4.97
4	BẢN BUỒN	141.120	0.95	129.85	23.08
5	BẢN CHẬU	59.200	0.95	54.47	9.68
6	Bản Dữn	96.500	0.95	88.79	15.78

TT	TBA	Sản lượng quý, kWh	$\cos\varphi_{\text{trạm}}$	P_{imax}, kW	Q_{imax}, kVAr
7	Bản Dữn 2	77.600	0.95	71.40	12.69
8	Bản Giáng	20.850	0.95	19.18	3.41
9	Bản Hin	67.650	0.95	62.25	11.07
10	BẢN HÌNH 1	33.000	0.95	30.36	5.40
12	BẢN HÌNH 2	38.040	0.95	35.00	6.22
13	Bản Hòm	34.950	0.95	32.16	5.72
14	Bản Hùn	42.440	0.95	39.05	6.94
15	Bản Nam CĐ	57.890	0.95	53.27	9.47
16	Bản Pảng	46.400	0.95	42.69	7.59
17	Bản Tam	29.430	0.95	27.08	4.81
18	Bản Tam 2	5.730	0.95	5.27	0.94
19	Bảo hiểm xã hội	7.075	0.95	6.51	1.16
20	Bản Bó Ân (Quyết tâm 2)	117.694	0.95	108.29	19.25
21	Bôm Nam	176.541	0.95	162.44	28.88
22	Bệnh Viện Đa Khoa Cuộc Sống	235.388	0.95	216.58	38.50
23	Chế biến Lâm Sản	294.235	0.95	270.73	48.13
24	CBNS Bản Hòm	353.082	0.95	324.87	57.75
25	CBNS Bản Hòm	411.929	0.95	379.02	67.38
26	Chi cục Hải Quan	470.776	0.95	433.17	77.01
27	Cục Thuế Tỉnh	529.623	0.95	487.31	86.63
28	Chợ Chiềng Cọ	588.470	0.95	541.46	96.26
29	CK Văn Tân	647.317	0.95	595.60	105.88
30	Cơ Khí	706.164	0.95	649.75	115.51
31	CQT Trạm Than II	765.011	0.95	703.89	125.13

TT	TBA	Sản lượng quý, kWh	$\cos\varphi_{\text{trạm}}$	P _{imax} , kW	Q _{imax} , kVar
32	TBA Phát sóng phát thanh	823.858	0.95	758.04	134.76
33	BQL Di dân TĐC TĐ Sơn La	882.705	0.95	812.18	144.39
34	Tây Bắc 1	941.552	0.95	866.33	154.01
35	Xưởng sản xuất đá sạch Bó Lay	0	0.95	0.00	0.00
36	Hèo Phung	125.520	0.95	115.49	20.53
37	Kho K4	0	0.95	0.00	0.00
38	Khách Sạn Hà Nội	0	0.95	0.00	0.00
39	Lả Hôm	33.720	0.95	31.03	5.52
40	Lả Hôm 2	74.220	0.95	68.29	12.14
41	Lả Săng	30.755	0.95	28.30	5.03
42	Lồm Tòng	13.430	0.95	12.36	2.20
43	Trạm TT 2-9 máy T2	0	0.95	0.00	0.00
44	Mó Nước Chiềng Sinh	218.960	0.95	201.47	35.82
45	Noong Đúc I	71.700	0.95	65.97	11.73
46	Noong Đúc II	82.920	0.95	76.30	13.56
47	DST Noong Lạnh	9.675	0.95	8.90	1.58
48	DST Noong nguội	16.830	0.95	15.49	2.75
49	TĐC Noong Cốc	12.720	0.95	11.70	2.08
50	Noong Đúc	46.005	0.95	42.33	7.53
51	Công ty CP Nông trại xanh	0	0.95	0.00	0.00
52	Ót Luông	56.880	0.95	52.34	9.30

TT	TBA	Sản lượng quý, kWh	$\text{Cos}\varphi_{\text{trạm}}$	P _{imax} , kW	Q _{imax} , kVar
53	Ót Nội	37.850	0.95	34.83	6.19
54	Tái Định Cư Pá Có	46.440	0.95	42.73	7.60
55	Phiêng Liều	19.630	0.95	18.06	3.21
56	Phiêng Tam 5	26.140	0.95	24.05	4.28
57	Phiêng Tam 5-2	40.860	0.95	37.60	6.68
58	35 Quyết Tâm	103.770	0.95	95.48	16.97
59	Sư Phạm	191.040	0.95	175.78	31.25
60	Tiến Đoàn	0	0.95	0.00	0.00
61	Trạm Than I	214.720	0.95	197.57	35.12
62	Tây Bắc 1	93.160	0.95	85.72	15.24
63	TĐC bản Tam	14.440	0.95	13.29	2.36
64	TĐC Noong Đức II	123.120	0.95	113.28	20.14
65	TĐC Noong Đức	37.980	0.95	34.95	6.21
66	TĐC Noong Lạnh	16.500	0.95	15.18	2.70
67	Tỉnh Ủy	155.400	0.95	142.98	25.42
68	TTDVGT 1	0	0.95	0.00	0.00
69	UBX Chiềng Cọ	58.200	0.95	53.55	9.52
70	UBX Chiềng Đen	77.520	0.95	71.33	12.68
71	Viện Quân Y 6	254.070	0.95	233.77	41.56

Sau khi cập nhật các thông số kỹ thuật theo yêu cầu của phần mềm tính toán tổn thất kỹ thuật PSS/ADEPT. Chạy phần mềm có được phân bố công suất trên các đoạn đường dây và tổn thất điện năng trên các đoạn đường dây lộ 374E17.2 cụ thể như bảng 2.13

Bảng 2.13 Phân bố công suất và tổn thất công suất trên lộ 374E17.2 Thành Phố

Từ vị trí	Đến vị trí	Chiều dài (m)	Loại dây	Phân bố công suất		Tổn thất Công suất	
				P (kW)	Q (kvAr)	ΔP (W)	ΔQ (vAr)
1	127	17310	AC95	2.151,617	1.101,355	21,724	23,942
51	51/13	950	AC95	44194284	853,054	766,562	75,000
7	7-3	112	AC50	1.722,491	787,563	11,140	9,882
10	10-2	41	AC50	1.020,766	346,774	51,653	44,048
21	21	0		969,113	556,983	15,933	9,516
14	14-35	3678	AC70	412,853	250,580	1,089	535
14-1	14-1	0		376,856	228,362	205	96
14-10	14-10-8	896	AC70	342,786	208,033	170	74
14-10-6	14-10-6-5	429	AC50	276,687	170,188	414	139
14-18	14-18-3	163	AC50	229,803	144,803	720	155
14-3	14-3-6	356	AC50	192,840	126,829	388	25
15	15-2	83	AC50	54,997	23,765	4	-33
18	18-10	694	AC70	45,111	19,744	28	-326
18-5	18-5-5	269	AC50	321,215	224,359	151	51
25	25-2	32	AC50	187,446	136,942	53	-10
26	26	0		187,394	136,976	88	-16
28	28	0		0	-24	0	-14
43	43	0		133,618	87,367	42	-45
43A	43A	0		690,585	430,907	309	173
51C	51C	0		83,573	63,167	7	-24
52	52-4	106	AC50	319,946	186,696	156	49
53E	53E-2	75	AC95	98,484	47,783	32	-91
54	54-5	289	AC70	0	0	0	0
55	55-1	7	AC50	195,583	131,850	63	-8
63	63-3A	163	AC50	112,918	70,313	59	-103
63	63-2	94	AC50	98,453	48,231	8	-23

Từ vị trí	Đến vị trí	Chiều dài (m)	Loại dây	Phân bổ công suất		Tổn thất Công suất	
				P (kW)	Q (kvAr)	ΔP (W)	ΔQ (vAr)
68A	68A	0		108,388	68,551	41	-78
70A	70A	0		174,747	112,188	29	-10
79A	79A	0		540,327	296,887	3,550	1,926
82	82-7	640	AC50	403,381	229,642	6,80	329
88A	88A-2	46	AC50	245,884	135,239	62	15
98	98-52	8052	AC70	133,397	65,318	21	-15
98-20	98-20	0		156,817	94,075	65	-18
98-10	98-10-1	12	AC50	245,821	135,281	125	31
98-2	98-2-1	73	AC95	0	-58	0	-50
98-22	98-22-14	1488	AC50	34,908	21,683	7	-122
98-22-5	98-22-5			33,865	20,234	1	-12
98-27	98-27-9	1234	AC50	65,929	37,771	2	-11
98-33	98-33-1	10	AC50	46,470	25,246	1	-11
98-43	98-43-2	49	AC50	36,244	17,819	2	-27
98-6A	98-6A-2	195	AC50	137,455	103,039	106	-40
98-7	98-7-6	389	AC50	6,533	3,628	0	-89
98-9	98-9-11	894	AC50	130,816	99,451	43	-20
98-9-9	98-9-9-1	35	AC50	2,970	1,719	0	-106
109	109-2	28	AC50	9,882	4,053	1	-183
113	113-13	1278	AC70	32,225	13,919	1	-16
113-7	113-7-3	144	AC50	12,857	6,151	3	-452
118	118-2	109	AC70	2.151,617	1.101,355	21,724	23,942
119	119-55	7935	AC70	1.808,678	853,054	2,615	2,324
119-20	119-20-1	33	AC50	1.722,491	787,563	11,140	9,882
119-28	119-28-13	1788	AC70	1.020,766	346,774	51,653	44,048
119-28-6	119-28-6-1	23	AC50	969,113	556,983	15,933	9,516
119-32	119-32-32	3589	AC70	412,853	250,580	1,089	535

Từ vị trí	Đến vị trí	Chiều dài (m)	Loại dây	Phân bổ công suất		Tổn thất Công suất	
				P (kW)	Q (kvAr)	ΔP (W)	ΔQ (vAr)
119-32-10	119-32-10-1	20	AC50	376,856	228,362	205	96
119-32-3	119-32-3-3	118	AC50	342,786	208,033	170	74
119-34	119-34-13	1492	AC70	276,687	170,188	414	139
119-34-12	119-34-12-22	2793	AC50	229,803	144,803	720	155
119-34-12-11	119-34-12-11-1	2793	AC50	192,840	126,829	388	25
119-34-2	119-34-2-1	26	AC50	54,997	23,765	4	-33
119-53A	119-53A-39	5083	AC70	45,111	19,744	28	-326
119-53A-17	119-53A-17-2	52	AC50	321,215	224,359	151	51
125	125-1	20	AC50	187,446	136,942	53	-10
127	127	0		187,394	136,976	88	-16
Tổng		66188				981,433	254,435

2.3.1.2 Tổn thất công suất, tổn thất điện năng trên máy biến áp

Tổn thất công suất trong MBA gồm 2 thành phần: Tổn thất không tải (tổn hao sắt) và tổn thất khi có tải (tổn hao đồng):

Theo công thức (1.8)

$$\Delta S_0 = \Delta P_0 + j \Delta Q_0 \quad (\text{kVA})$$

ΔP_0 : Tổn thất công suất tác dụng không tải (theo số liệu nhà sản xuất).

ΔQ_0 : Tổn thất công suất phản kháng không tải.

$$\Delta Q_0 = \frac{I_0 \% \times S_{dm}}{100}$$

Thông số về các thành phần tổn thất trong MBA khi ngắn mạch và không tải được thể hiện trong bảng 2.14.

Bảng 2.14. Bảng thông số kỹ thuật các MBA lộ 374E17.2

Trạm Biến Áp	Cấp điện áp	S _{dm} kVa	ΔP ₀ (kW)	I ₀ (%)	ΔP _N (kW)	U _N (%)	ΔP ₀ kW	ΔQ ₀ kVar
35 Quyết Thắng	35	560	1.3	1.4	7.6	5	1.3	7.84
Bản Pảng 2	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Bóng Phiêng	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
BẢN BUỒN	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
BẢN CHẬU	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Bản Dừn	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Bản Dừn 2	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Bản Giáng	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Bản Hìn	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
BẢN HÌN 1	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
BẢN HÌN 2	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Bản Hòm	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Bản Hùn	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Bản Nam CĐ	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Bản Pảng	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Bản Tam	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Bản Tam 2	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
Bảo hiểm xã hội	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Bản Bó Ân (Quyết tâm 2)	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Bôm Nam	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Bệnh Viện Đa Khoa Cuộc Sống	35	560	1.3	1.4	7.6	5	1.3	7.84
Chế biến Lâm Sản	35	750	1.5	1.9	9.8	6	1.8	10.1
CBNS Bản Hòm	35	160	0.551	1.5	2.8	4.5	0.551	2.4
CBNS Bản Hòm	35	160	0.551	1.5	2.8	4.5	0.551	2.4

Trạm Biến Áp	Cấp điện áp	S_{dm} kVa	ΔP_o (kW)	I_o (%)	ΔP_N (kW)	U_N (%)	ΔP_o kW	ΔQ_o kVar
Chi cục Hải Quan	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
Cục Thuế Tỉnh	35	320	0.9	1.5	4.8	5	0.9	4.8
Chợ Chiềng Cọ	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
CK Văn Tân	35	320	0.9	1.5	4.8	5	0.9	4.8
Cơ Khí	35	400	1.05	1.5	6	5	1.05	6
CQT Trạm Than II	35	250	0.75	1.5	4	5	0.75	3.75
TBA Phát sóng phát thanh	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
BQL Di dân TĐC TĐ Sơn La	35	400	1.05	1.5	6	5	1.05	6
Tây Bắc 1	35	160	0.551	1.5	2.8	4.5	0.551	2.4
Xưởng sản xuất đá sạch Bó Lay	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Hèo Phung	35	400	1.05	1.5	6	5	1.05	6
Kho K4	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Khách Sạn Hà Nội	35	560	1.3	1.4	7.6	5	1.3	7.84
Lả Hòm	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Lả Hòm 2	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Lả Săng	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
Lồm Tòng	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Trạm TT 2-9 máy T2	35	6300	6.7	0.8	69.5	7.1	10.5	60.1
Mó Nước Chiềng Sinh	35	250	0.75	1.5	4	5	0.75	3.75
Noong Đức I	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Noong Đức II	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
DST Noong Lạnh	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
DST Noong nguội	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35

Trạm Biến Áp	Cấp điện áp	S_{dm} kVa	ΔP_o (kW)	I_o (%)	ΔP_N (kW)	U_N (%)	ΔP_o kW	ΔQ_o kVar
TĐC Noong Cốc	35	31.5	0.2	3.5	2.2	4.5	0.2	1.102
Noong Đức	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Công ty CP Nông trại xanh	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Ót Luông	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
Ót Nội	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Tái Định Cư Pá Có	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Phiêng Liêu	35	75	0.34	1.9	1.7	4.5	0.34	1.425
Phiêng Tam 5	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Phiêng Tam 5-2	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
35 Quyết Tâm	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Sư Phạm	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Tiến Đoàn	35	400	1.05	1.5	6	5	1.05	6
Trạm Than I	35	320	0.9	1.5	4.8	5	0.9	4.8
Tây Bắc 1	35	160	0.551	1.5	2.8	4.5	0.551	2.4
TĐC bản Tam	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
TĐC Noong Đức II	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
TĐC Noong Đức	35	160	0.551	1.5	2.8	4.5	0.551	2.4
TĐC Noong Lạnh	35	50	0.28	2.7	1.2	4.5	0.28	1.35
Tỉnh Ủy	35	400	1.05	1.5	6	5	1.05	6
TTDVG 1	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
UBX Chiềng Cọ	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
UBX Chiềng Đen	35	100	0.38	1.5	2.2	4.5	0.38	1.5
Viện Quân Y 6	35	180	0.58	1.5	3.3	5	0.58	2.7
Tổng	35						47.425	239.572

Sau khi tính toán có tổn thất và tỷ lệ tổn thất các lộ đường dây lưới điện trung thế khu vực Thành Phố Sơn La như bảng 2.15

Bảng 2.15 So sánh kết quả tổn thất tính toán và thực tế

Lộ đường dây	Thực tế năm 2019		Tính toán năm 2019		So sánh	
	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ tổn thất (%)	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ tổn thất (%)	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ tổn thất (%)
471-TG 2/9	188.724	3,82	66.301	3,16	122.423	0,66
473- TG 2/9	320.802	3,91	320.670	3,35	132,45	0,56
476- TG 2/9	867.230	4,09	844.817	3,72	22.413	0,37
474- E17.2	258.530	3,92	254.649	3,26	3.881	0,66
478- E17.2	297.433	3,79	248.692	3,51	48.741	0,28
371- E17.2	64.235	3,58	48.782	2,92	15.453	0,66
373- E17.2	352.472	3,55	176.940	2,82	175.532	0,73
374- E17.2	666.296	3,99	530.843	3,84	135.453	0,15
376-	123.433	3,65	66.687	3,1	56.746	0,55

Lộ đường dây	Thực tế năm 2019		Tính toán năm 2019		So sánh	
	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ tổn thất (%)	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ tổn thất (%)	Điện năng tổn thất (kWh)	Tỷ lệ tổn thất (%)
E17.2						
378- E17.2	377.500	3,57	251.754	3,02	125746	0,55

2.4 Phân tích tổn thất tại điện lực Thành Phố

Nhận xét sau khi tính toán tổn thất điện năng năm 2019 như Bảng 2.15 cụ thể như sau

* Kết quả đạt được: có thể thấy tỷ lệ chênh lệch giữa điện năng tổn thất thực tế và điện năng tổn thất qua tính toán không cao.

Lộ 471-TG 2/9: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 66.301kWh/năm tương đương 0,66%.

Lộ 473-TG 2/9: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 320.670kWh/năm tương đương 0.56%.

Lộ 476-TG 2/9: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 844.817kWh/năm tương đương 0.37%.

Lộ 474-E17.2: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 254.649kWh/năm tương đương 0.66%.

Lộ 478-E17.2: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 248.692 kWh/năm tương đương 0.66%.

Lộ 371-E17.2: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 48.782kWh/năm tương đương 0.66%.

Lộ 373-E17.2: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 176.940kWh/năm tương đương 0.73%.

Lộ 374-E17.2: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 530.843kWh/năm tương đương 0.15%.

Lộ 376-E17.2: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 66.687kWh/năm tương đương 0.55%.

Lộ 378-E17.2: Tổn thất điện năng thực tế cao hơn tổn thất điện năng tính toán 251.754kWh/năm tương đương 0.55%.

*Hạn chế nhận thấy sau khi tính toán:

Dựa vào số liệu trên, tổn thất điện năng lưới điện trung thế khu vực Thành Phố chủ yếu là thành phần tổn thất kỹ thuật gây lên không thể tránh khỏi do:

- + Lưới điện trải rộng, phụ tải không phân bố tập trung, đường dây truyền tải dài.

- + Điện lực Thành Phố đã thường xuyên thực hiện các giải pháp hoán chuyển các máy biến áp phù hợp với công suất phụ tải. Nhưng do phụ tải thay đổi nhanh nên vẫn còn một số MBA vẫn hành quá tải hoặc non tải.

- + Lượng công suất phản kháng phải truyền tải còn lớn, việc bố trí các bộ tụ bù công suất phản kháng chưa được hợp lý. Cần lựa chọn vị trí lắp đặt tụ bù tối ưu và bổ xung công suất bù trên đường dây.

Mặc dù có sự chênh lệch giữa tổn thất điện năng giữa tính toán và thực tế không cao, nhưng cũng nhận thấy có một số lộ của điện năng tổn thất cao như:

- + Lộ 476-TG 2/9: Tổn thất điện năng cao nhất so với các lộ, tổn thất là 884.817kWh chiếm 12.9% tổn thất của toàn đơn vị.

- + Lộ 374-E17.2: Tổn thất điện năng cao thứ hai, tổn thất là 666.296kWh chiếm 9.7% tổn thất của toàn đơn vị.

Vì vậy để giảm tổn thất của lưới điện thành phố Sơn La ta cần đầu tư giảm tổn thất của 2 lộ nêu trên.

TÓM TẮT CHƯƠNG 2

Điện lực Thành Phố được thành lập từ năm 1990 trực thuộc Sở Điện lực Sơn La, được giao nhiệm vụ quản lý vận hành, kinh doanh bán điện cho 07 phường và 05 xã thuộc Thành Phố Sơn La với khối lượng quản lý vận hành 212km đường dây trung thế, 188km đường dây hạ thế và 185 TBA phân phối với tổng công suất 49.098kVA.

Nguồn cấp điện chính cho Thành Phố Sơn La qua các lộ thuộc trạm 110kV Sơn La, các đường dây trung thế được cấp điện qua các trạm biến áp trung gian 2/9 Thành Phố. Phân phối điện phục vụ nông nghiệp, các doanh nghiệp, xí nghiệp quốc doanh, ánh sáng sinh hoạt dân cư trên địa bàn.

Sau khi tính toán tổn thất của lưới điện Thành phố Sơn La, tỷ lệ chênh lệch giữa tổn thất tính toán và tổn thất thực tế không quá cao. Tuy nhiên, ở một số lộ như lộ 476-TG 2/9 và lộ 374-E17.2 chiếm tỷ lệ vẫn còn cao so với tổn thất của toàn đơn vị.

Vì vậy, để giảm tổn thất điện năng của lưới điện Thành phố Sơn La cần tập trung đầu tư, cải tạo các lộ có tỷ lệ tổn thất cao như 2 lộ nêu trên.

CHƯƠNG 3: CÁC GIẢI PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TẠI ĐIỆN LỰC THÀNH PHỐ SƠN LA – TỈNH SƠN LA

3.1. Giải pháp kỹ thuật giảm tổn thất điện năng tại điện lực thành phố Sơn La.

3.1.1. Định hướng phát triển kinh doanh và các vấn đề cần quan tâm đến giảm tổn thất điện năng trong thời gian tới của Điện lực thành phố Sơn La.

Là một trong những đơn vị có sản lượng điện tiêu thụ lớn của Công ty Điện lực Sơn La, Điện lực Thành phố hiện đang quản lý trên 241 km đường dây trung thế 35 kV và 22 kV, trên 230 km đường dây hạ thế và 377 trạm biến áp phân phối, với tổng số 35.574 khách hàng. Phần đầu hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất, kinh doanh được giao, từ đầu năm đến nay, Điện lực Thành phố đã đẩy mạnh phát động các phong trào thi đua, khuyến khích cán bộ, công nhân tích cực ứng dụng khoa học công nghệ vào quản lý vận hành lưới điện, giảm tỷ lệ tổn thất điện năng, cải thiện nâng cao năng suất lao động, đổi mới, nâng cao chất lượng dịch vụ khách hàng, bảo đảm an toàn hệ thống lưới điện.

Với mục tiêu không để xảy ra sự cố lưới điện do lỗi chủ quan, đơn vị chỉ đạo các tổ, đội sản xuất chấp hành nghiêm túc quy trình trực vận hành, kinh doanh điện năng, chế độ phiếu công tác, trực sửa chữa điện. Thường xuyên kiểm tra, rà soát, vệ sinh công nghiệp toàn bộ hệ thống lưới điện, trạm biến áp. Từ đầu năm đến nay, đơn vị đã thực hiện sửa chữa lớn 13 hạng mục và sửa chữa thường xuyên 2 công trình bị ảnh hưởng mưa lũ. Đồng thời, chủ động xây dựng và tổ chức diễn tập phương án phòng chống thiên tai, cứu hộ cứu nạn, khắc phục sự cố; phối hợp với lực lượng chức năng của Công an tỉnh tổ chức huấn luyện PCCC cho cán bộ, công nhân.

Điểm nổi bật, những năm gần đây, Điện lực Thành phố là một trong những đơn vị của ngành điện tiên phong trong việc ứng dụng khoa học công nghệ vào quản lý vận hành hệ thống lưới điện và thực hiện dịch vụ khách hàng. Trước đây, việc kiểm tra, sửa chữa lưới điện đều phải làm thủ công, hiện nay đơn vị đã chuyển sang dùng camera nhiệt để phát hiện sự cố và sử dụng công

nghe hotline xử lý, ưu điểm nổi bật là không phải cắt điện, thời gian xử lý nhanh, an toàn. Thực hiện chỉ đạo của Công ty Điện lực Sơn La, đơn vị đã tập trung các biện pháp, quyết liệt trong đổi mới công tác kinh doanh và dịch vụ khách hàng; việc cung cấp các dịch vụ trực tuyến và tiếp nhận giải quyết các dịch vụ đều thực hiện tại Trung tâm phục vụ hành chính công của tỉnh. Đồng thời, khai thác hiệu quả và ứng dụng linh hoạt phần mềm chăm sóc khách hàng để tiếp nhận, giải quyết nhanh chóng, chính xác các yêu cầu của khách hàng tại đơn vị.

Ông Nguyễn Hữu Nghị, Giám đốc Điện lực Thành phố, cho biết: Đơn vị đã xây dựng kế hoạch, phương án, nhằm chủ động trong các tình huống dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp. Từ cuối tháng 4 đến nay, đơn vị đã kiểm tra, rà soát, thay thế thiết bị, bảo đảm nguồn cấp điện ưu tiên phục vụ công tác chỉ đạo của tỉnh và tại các bệnh viện, Trung tâm phòng chống bệnh tật tỉnh, địa điểm cách ly tập trung của Trung đoàn 754, Trường cao đẳng Sơn La và các điểm chốt kiểm soát dịch bệnh trên địa bàn. Trong thời gian cao điểm, đã bố trí nguồn điện dự phòng, máy phát điện công suất nhỏ để phục vụ việc test nhanh tại Trung tâm phòng chống bệnh tật tỉnh và tại các cơ sở điều trị bệnh nhân Covid-19.

Với việc đẩy mạnh ứng dụng khoa học, công nghệ vào thực hiện nhiệm vụ, Điện lực Thành phố đã nâng cao hiệu quả sản xuất, kinh doanh, bảo đảm an toàn trong quá trình quản lý vận hành hệ thống lưới điện quốc gia, góp phần quan trọng phục vụ nhiệm vụ chính trị và phát triển kinh tế - xã hội của địa phương.

3.1.2 Cải tạo lưới điện giảm tổn thất điện năng

3.1.1.2 Cơ sở đề xuất giải pháp

Tổn thất điện năng có ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả kinh doanh, việc giảm tổn thất điện năng việc giảm tổn thất điện năng là một trong những mục tiêu quan trọng nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Trong giai đoạn 2017-2019, tỷ lệ tổn thất điện năng đã giảm tuy nhiên tại một số đường dây tỷ lệ tổn thất vẫn còn cao cụ thể như:

- Đường dây 35kV lộ 374 E17.2:

Đường dây 35kV lộ 374 E17.2 có tổng chiều dài 95km với bán kính cấp điện 35km. Hiện tại mang tải đường dây của lộ 374 là 6MW phụ tải lớn của lộ 374 chủ yếu tập trung tại khu vực phường Quyết Thắng, phường Tô Hiệu có nhiều cơ quan ban ngành của tỉnh và đặc biệt là cấp điện cho MB T2 trạm Trung Gian 2/9. Trong thời gian tới phụ tải tiếp tục phát triển từ 10% đến 12%.

Tình hình tổn thất điện năng của lộ 374 E17.2 năm 2019: Tổn thất điện năng là 666.296 kWh (tổn thất trên lộ: 3.99%, chiếm 9.7% tổn thất của toàn đơn vị. Trong đó, khi tính toán tổn thất điện năng trên phần mềm PSS-ADEP thì tổn thất lớn nhất nằm trên đoạn đường dây từ xuất tuyến 110 kV E17.2 đến Vị trí 51 với tỷ lệ là 3,2%)

*** Đường dây 22kV lộ 476 xuất tuyến TG2-9:**

Đường dây 22kV lộ 476 xuất tuyến TG2/9 thuộc đường dây 22kV lộ 476 E17.2, hiện tại lộ 476 E17.2 cấp điện cho các khu vực phường Chiềng Sinh, phường Quyết Tâm, phường Quyết Thắng, phường Chiềng Lè thành phố Sơn La.

Tình hình tổn thất điện năng của lộ 476 xuất tuyến TG2-9 năm 2019: Tổn thất điện năng: 867.230 kWh (Tổn thất trên lộ: 4,9% chiếm 12.9% tổn thất của toàn đơn vị. Với hiện trạng cấp điện như trên của lộ 476 thì tổn thất tính toán trên phần mềm PSS –ADEPT là 3,72%.

Từ những thực trạng vận hành của trạm TG2/9, hệ thống lưới điện trung thế và chỉ tiêu tổn thất điện năng, chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện nêu trên của đường dây 35kV lộ 374 E17.2, đường dây 22kV của lộ 476 xuất tuyến TG2/9 cần phải đầu tư xây dựng, cải tạo sửa chữa để giảm chỉ tiêu tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cấp điện và đặc biệt là để cấp điện an toàn liên tục cho các hoạt động chính trị, an ninh quốc phòng và phát triển kinh tế, xã hội trên địa bàn thành phố Sơn La là hết sức cần thiết và cấp bách.

3.1.1.3 Nội dung của giải pháp

*** Đường dây 35kV lộ 374 E17.2:** Nâng tiết diện dây dẫn đường dây 35kV lộ 374 E17.2 từ Vị trí 01 đến Vị trí 11 bằng cách chập thêm dây dẫn AC-50 với dây dẫn AC-95 với chiều dài 1,5km, và từ Vị trí 11 đến Vị trí 51 của lộ 374 đưa đường dây AC95 (*của lộ 373 đi chung cột không sử dụng*) vào vận hành, đồng thời đầu chập 2 đường dây thành 01 lộ.

*** Đường dây 22kV lộ 476 xuất tuyến TBA Trung gian 2-9:** Giảm bán kính cấp điện của lộ 476 xuất tuyến TG2/9 (khi cấp điện thêm cho lộ 473 xuất tuyến TG2/9 từ Vị trí 161 đến Vị trí 223), từ 8,9 km xuống còn 5,9 km: bằng cách xây dựng mới 200 m đường dây 22kV ACSR/XLPE/PVC 150mm² - 24kV để nối đường dây Vị trí 161 lộ 476 TG2/9 với Vị trí 198/3 của lộ 473 TG2/9, thay thế 140m dây dẫn ACSR/XLPE/PVC 95mm² - 24kV từ Vị trí 198 đến Vị trí 198/3 của lộ 473 TG2-9 để đảm bảo khả năng mang tải, sau khi nối đường dây từ vị trí 161 lộ 476 xuất tuyến TG2/9 đến vị trí 198/3 của lộ 473 xuất tuyến TG2/9 sẽ cắt nhà cầu dao tại vị trí 179 lộ 476 xuất tuyến TG2/9

3.1.1.4 Dự kiến kết quả đạt được của giải pháp

Đường dây 35kV lộ 374 E17.2: Đảm bảo cung cấp điện cho khách hàng an toàn liên tục, nâng cao độ tin cậy cung điện và giảm tổn thất điện năng cho lộ 374 E17.2. Kết quả tính toán tổn thất trên phần mềm PSS-ADEPT sau khi được tăng tiết diện sẽ giảm được tổn thất từ 3.99% xuống còn 2.29% tương đương 383.916 kWh/năm.

Đường dây 22kV lộ 476 xuất tuyến TBA Trung gian 2/9: Nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho lộ đường dây. Giảm bán kính cấp điện của lộ 476 xuất tuyến TG2/9 (khi cấp điện thêm cho lộ 473 xuất tuyến TG2-9) từ 8,9km xuống còn 5,9km. Tổn thất điện năng giảm từ 4.09% xuống còn 1.95% tương đương 413.747,5 kWh/năm

Dưới đây trình bày kết quả tính toán xác định hiệu quả kinh tế của việc áp dụng giải pháp.

a. Chi phí đầu tư vào dự án được tổng hợp trong bảng 3.8

Bảng 3.8 Kết quả tính toán tổng chi phí đầu tư cải tạo lưới điện

STT	Hạng mục	Thành tiền (VNĐ)
1	Nâng tiết diện dây dẫn đường dây 35kV lộ 374 E17.2 từ Vị trí 01 đến Vị trí 11 bằng cách chập thêm dây dẫn AC-50 với dây dẫn AC-95 với chiều dài 1,5km, và từ Vị trí 11 đến Vị trí 51 của lộ 374 đưa đường dây AC95 (của lộ 373 đi chung cột không sử dụng) vào vận hành,	4.243.750.000

	đồng thời đấu chập 2 đường dây thành 01 lộ.	
2	Giảm bán kính cấp điện của lộ 476 xuất tuyến TG2/9 (khi cấp điện thêm cho lộ 473 xuất tuyến TG2/9 từ Vị trí 161 đến Vị trí 223), từ 8,9 km xuống còn 5,9 km: bằng cách xây dựng mới 200 m đường dây 22kV ACSR/XLPE/PVC 150mm ² - 24kV để nối đường dây Vị trí 161 lộ 476 TG2/9 với Vị trí 198/3 của lộ 473 TG2/9, thay thế 140m dây dẫn ACSR/XLPE/PVC 95mm ² - 24kV từ Vị trí 198 đến Vị trí 198/3 của lộ 473 TG2-9 để đảm bảo khả năng mang tải, sau khi nối đường dây từ vị trí 161 lộ 476 xuất tuyến TG2/9 đến vị trí 198/3 của lộ 473 xuất tuyến TG2/9 sẽ cắt nhả cầu dao tại vị trí 179 lộ 476 xuất tuyến TG2/9	5.514.520.000
5	Tổng chi	9.758.270.000

b. Tính toán dòng tiền của dự án: Tạm tính tuổi thọ của dự án là 10 năm và có hệ số chiết khấu là 7,7%/năm. Dự án đầu tư bỏ tiền một lần vào năm thứ 0. Tổng chi phí đầu tư: $C_{dt}=9.758.270.000$ (VNĐ)

Khấu hao dự án: Sử dụng phương pháp khấu hao đều. Chi phí khấu hao năm thứ 0: $C_{KH}=0$ (VNĐ). Chi phí khấu hao mỗi năm từ năm thứ 1 đến năm thứ 10 là:

$$C_{KH} = \frac{\sum C_{dt}}{10} \quad (3.8)$$

$$C_{KH} = \frac{9.758.270.000}{10} = 975.827.000 \text{ (VNĐ)}$$

Tổng chi phí mỗi năm là

$$C = C_{dt} + C_{CK} \quad (3.9)$$

Doanh thu của dự án: Trong dự án giảm tổn thất điện năng thì doanh thu của dự án chính là lợi ích do lượng tiết kiệm điện được

Do đó hiện nay rất nhiều phụ tải trong thành phố đang có nhu cầu sử dụng điện mà không được cấp. Theo thống kê, mức tăng trưởng phụ tải khu vực Thành Phố trong thời gian qua đạt từ 10% đến 15% mỗi năm.

Dự tính sản lượng mất không thu được mỗi năm do không phát triển thêm phụ tải bảng 3.9:

Bảng 3.9 Sản lượng điện năng mất do không phát triển được phụ tải

STT	Năm	Sản lượng mất (kWh)
0	2019	3.365.720
1	2020	3.702.292
2	2021	4.072.522
3	2022	4.479.774
4	2023	4.927.751
5	2024	5.420.526
6	2025	5.962.579
7	2026	6.558.836
8	2027	7.214.720
9	2028	7.936.192
10	2029	8.729.811
Tổng		62.370.724

Doanh thu của dự án thay thế, cải tạo đường dây = lượng điện năng tiết kiệm được trong 1 năm $\times$ giá bán điện trung bình = $(383.916 + 413.747,5) \times 2034,67 = 1.622.982.000$ (VNĐ)

Nên doanh thu vào năm thứ 10 sẽ là:

Doanh thu năm thứ 10 = doanh thu mỗi năm + tiền thanh lý dự án
 = Doanh thu mỗi năm + $15\% \times$ vốn đầu tư
 = $1.622.982.000 + 15\% \times 9.758.270.000 = 2.598.809.000$ (VNĐ)

c) Chi phí khi phát triển thêm phụ tải:

Khi cải tạo lưới điện thu được một phần lợi nhuận khá lớn do phát triển thêm phụ tải. Cùng với doanh thu do phát triển phụ tải Điện lực Thành Phố mất thêm chi phí mua sản lượng điện đầu vào = (sản lượng điện dự tính phát triển thêm năm n + điện tổn thất do truyền do truyền tải thêm) x giá mua điện đầu nguồn VNĐ /kWh.

Điện tổn thất do truyền tải thêm = 7% sản lượng điện phát triển.

Giá mua điện đầu nguồn = 1.097 (VNĐ/kwh)

Khi đó ta có:

Bảng 3.10 Chi phí phát sinh mua điện đầu nguồn - ++

STT	Năm	Sản lượng phát triển thêm (kWh)	Điện tổn thất (kWh)	Chi phí mua điện (VNĐ)
0				
1	2020	3.365.720	235.600	3.950.648.948
2	2021	3.702.292	259.160	4.345.713.796
3	2022	4.072.522	285.077	4.780.285.246
4	2023	4.479.774	313.584	5.258.313.806
5	2024	4.927.751	344.943	5.784.145.081
6	2025	5.962.579	379.437	6.362.559.214
7	2026	6.558.836	417.381	6.998.815.135
8	2027	7.214.720	459.119	7.698.696.648
9	2028	7.936.192	505.030	8.468.566.313
10	2029	8.729.811	555.533	9.315.422.945
Tổng		53.640.912	3.754.864	62.963.166.428

Dòng tiền của dự án được mô tả trong bảng 3.11

Bảng 3.11 Dòng tiền dự án sau cải tạo lưới

Đơn vị: VNĐ

Năm	Chi phí ĐT	Chi phí mua điện	Doanh thu do giảm tổn thất	Doanh thu do phát triển được phụ tải	Tổng doanh thu
0	-9.758.270.000		0	0	0
1		3.950.648.948	1.622.982.000	5.573.630.479	7.196.612.479
2		4.345.713.796	1.622.982.000	5.968.695.327	7.591.677.327
3		4.780.285.246	1.622.982.000	6.403.267.598	8.026.249.598
4		5.258.313.806	1.622.982.000	6.881.295.923	8.504.277.923
5		5.784.145.081	1.622.982.000	7.407.126.846	9.030.108.846
6		6.362.559.214	1.622.982.000	7.985.541.214	9.608.523.214
7		6.998.815.135	1.622.982.000	8.621.797.135	10.244.779.135
8		7.698.696.648	1.622.982.000	9.321.678.648	10.944.660.648
9		8.468.566.313	1.622.982.000	10.091.548.313	11.714.530.313
10		9.315.422.945	2.598.809.000	11.914.231.945	14.513.040.945

Hệ số chiết khấu quy đổi về hiện tại theo năm được tính theo công thức

$$K_{CK} = \frac{1}{(1 + 7,7\%)^t} \quad (3.9)$$

Kết quả tính NPV được thể hiện trong bảng 3.12

Bảng 3.12 Kết quả tính toán lợi nhuận quy về hiện tại (NPV)

Năm	ĐT	Chi phí	Doanh thu	K _{CK}	Chi phí có tính chiết khấu	Doanh thu tính đến chiết khấu	$\Sigma A_t \cdot (1+i)^{-t} - \tau$	Cộng dồn
		mua điện	B _t	$(1+i)^{-t}$	$C_t \cdot (1+i)^{-t}$	$B_t \cdot (1+i)^{-t}$		
		C _t						
0	9.758.270.000			1,000	9.758.270.000		-9.758.270.000	-9,758,270,000
1		3.950.648.948	7.044.954.977	0,929	3.668.197.723	6.541.276.673	2.798.416.110	-6.959.853.890
2		4.345.713.796	7.587.152.274	0,862	3.746.534.310	6.541.048.869	2.412.575.347	-4.547.278.543
3		4.780.285.246	8.183.570.591	0,800	3.826.543.920	6.550.820.857	2.079.933.640	-2.467.344.903
4		5.258.313.806	8.839.629.128	0,743	3.908.262.155	6.570.088.674	1.793.155.995	-674.188.908
5		5.784.145.081	10.537.120.196	0,690	3.991.725.433	7.271.824.979	1.545.918.755	871.729.847
6		6.362.559.214	9.608.523.214	0,641	4.076.970.954	6.156.904.594	1.332.770.156	2.204.500.003
7		6.998.815.135	10.244.779.135	0,595	4.164.037.186	6.095.266.193	1.149.010.117	3.353.510.120
8		7.698.696.648	10.944.660.648	0,552	4.252.962.771	6.046.118.766	990.586.594	4.344.096.714
9		8.468.566.313	11.714.530.313	0,513	4.343.787.417	6.008.741.916	854.006.231	5.198.102.945
10		9.315.422.945	14.513.040.945	0,476	4.436.551.680	6.911.962.727	1.178.936.169	6.377.039.114
Tổng					50.173.842.917	63.423.574.891	6.377.039.114	

Như vậy giá trị hiện tại thuần của phương án với hệ số chiết khấu $i = 7,7\%$ là 6.377.039.114 (VNĐ)

Tỷ số giữa doanh thu và chi phí (B/C) = $63.423.574.891/50.173.842.917 = 1,26$

Thời gian hoàn vốn Thv (có tính đến chiết khấu): 5 năm 3 tháng.

⇒ **Kết luận dự án có hiệu quả kinh tế cao**

3.2 Giải pháp tổ chức, quản lý giảm tổn thất điện năng tại điện lực thành phố Sơn La

3.2.1 Nâng cao chất lượng công tác quản lý và bảo dưỡng đường dây

3.2.1.1 Quản lý đường dây

Các thiết bị lắp đặt trên lưới điện (gồm đường dây và TBA) trong quá trình vận hành chịu tác động của môi trường đều bị lão hóa theo thời gian. Chính vì vậy, phải triển khai áp dụng quy trình quản lý, kiểm tra bảo dưỡng, sửa chữa, thay thế kịp thời các thiết bị nhằm hạn chế tối đa tình trạng hư hỏng do yếu tố chủ quan.

Đối với mỗi công trình điện phải có đầy đủ hồ sơ và lý lịch vận hành các thiết bị theo quy định ngành để thực hiện theo dõi trong quá trình vận hành.

Phải thực hiện kiểm tra các vật tư, thiết bị đường dây và trạm biến áp theo quy định của ngành. Ngoài ra, có biện pháp nâng cao trình độ hiểu biết cho CBCNV như cần tổ chức tập huấn định kỳ cho công nhân các quy trình vận hành, sửa chữa, bảo dưỡng các thiết bị điện và có chế độ khuyến khích đối với CBCNV có sáng kiến cải tiến kỹ thuật phục vụ vào thực tiễn sản xuất.

Cần thành lập tiểu ban đánh giá chủng loại, chất lượng vật tư, thiết bị trên lưới điện để đánh giá được chất lượng các thiết bị theo từng hãng, nước sản xuất để tham mưu cho lãnh đạo về việc sử dụng chủng loại, vật tư, thiết bị có chất lượng tốt, phù hợp với điều kiện khí hậu khu vực.

3.2.1.2 Bảo dưỡng đường dây

Để khai thác và vận hành hệ thống điện một cách ổn định, an toàn, liên tục. Trong quá trình quản lý vận hành người QLVH thiết bị cần nhận thấy các tình trạng bất thường có thể xảy ra sự cố, các tồn tại của hệ thống lưới điện như điều kiện điện áp, tần số, tiết diện dây dẫn, bán kính cấp điện ... để từ đó có kế hoạch xử lý các tồn tại theo tính chất, mức độ quan trọng để đưa vào SCTX, SCL, chống quá tải. Việc thực hiện sửa chữa, bảo dưỡng đối với các công trình điện phải thực hiện theo quy định của ngành. Sau khi kiểm tra phát hiện các tồn tại, khiếm khuyết trên hệ thống cần chủ động thực hiện khắc phục, xử lý ngay các tồn tại không để xảy ra tình trạng sự cố lan tràn.

3.2.2 Nâng cao chất lượng trong công tác quản lý vận hành

Để đảm bảo công tác giảm tỷ lệ tổn thất điện năng đạt hiệu quả cao, Điện lực Thành Phố cần hướng dẫn và quy định thực hiện các nghiệp vụ: Mở sổ quản lý khách hàng, ghi chỉ số công tơ, tính toán hoá đơn tiền điện, hạch toán thu - chi tiền điện công khai hàng tháng.

Hiện nay, ở một số vùng sâu, vùng xa trên địa bàn tỉnh vẫn còn tình trạng công tơ nhiều chủng loại khác nhau, chưa kịp thời thay thế các công tơ đã đến hạn thay thế, nhiều hộ sử dụng công tơ không phù hợp với công suất tiêu thụ (công tơ không quay hoặc quay chậm) gây tổn thất điện năng rất lớn. Vì vậy, Điện lực Thành Phố cần phối hợp với các cơ quan quản lý điện địa phương tiến hành kiểm định, đánh giá chất lượng, lựa chọn công tơ đo điện phù hợp với công suất tiêu thụ, đảm bảo tiêu chuẩn kỹ thuật. Các công tơ cũ của các hộ, nếu hộ tiêu thụ không sử dụng với mục đích khác nhau thì có thể thu hồi lại, cho vào xưởng kiểm tra, nếu còn sử dụng được thì tiếp tục quay vòng cho nơi khác, đảm bảo tiết kiệm vốn đầu tư.

Mặt khác, Điện lực Thành Phố cần phối hợp với tổ chức quản lý điện địa phương (xã, thôn, phường) tăng cường quản lý kỹ thuật, giảm tổn thất điện năng, đảm bảo an toàn sử dụng điện: Thường xuyên kiểm tra, hướng dẫn tính toán tổn thất, vận hành. Ngoài ra, nên phối hợp với Ban quản lý điện và địa phương thực hiện quản lý công tơ đo đếm: Đưa công tơ ra ngoài nhà, đặt cao trong hộp, kẹp trì, niêm phong đúng quy định để đảm bảo an toàn trong sử dụng điện, tránh hiện tượng ăn cắp điện. Đối với các hộ dùng 01 công tơ cho nhiều mục đích khác nhau cần phải nhanh chóng tách công tơ riêng để đảm bảo lượng điện sử dụng: sản xuất, kinh doanh, bơm nước, nhất là lượng điện năng cho tiêu dùng sinh hoạt. Ban quản lý điện cần kiểm tra lưới điện nhiều hơn.

Để phát hiện kịp thời những trường hợp phóng điện, chập điện, ăn cắp điện, công tơ chết cháy hoặc quay không chính xác. Ban quản lý tổn thất điện năng phải phân tích tình hình tổn thất điện năng đều đặn hàng tháng, quý, năm nhằm đề ra các phương sách ứng phó ngắn hạn và dài hạn để giảm tổn thất điện năng tới mức thấp nhất có thể.

Bên cạnh việc tăng cường quản lý khách hàng thông qua việc quản lý công tơ, Điện lực Thành Phố nên chú trọng đến công tác quản lý hợp đồng kinh doanh mua bán điện. Có thể lập một tổ phụ trách về hợp đồng mua bán điện (tổ này trực thuộc phòng kinh doanh) với nhiệm vụ trước mắt: tiến hành rà soát tổng

điều tra và ký lại hợp đồng mua bán điện, mở một sổ quản lý khách hàng trong đó cho biết rõ các thông tin: tên hộ tiêu thụ, địa chỉ, mục đích sử dụng và tính toán tiền điện hàng tháng mỗi hộ phải nộp.

Ban chống tổn thất điện năng được lập ra phải thường xuyên đi kiểm tra, có thể thực hiện tuần/lần, không quy định ngày cụ thể để tiến hành kiểm tra các khách hàng trên địa bàn mình phụ trách quản lý. Đồng thời, ban phải tiến hành phân tích tình hình tổn thất điện năng đều đặn hàng tháng, quý, năm nhằm đề ra các phương án ứng phó ngắn hạn và dài hạn để tối thiểu hoá mức tổn thất điện năng. Trường hợp các hộ vi phạm quy chế sử dụng điện, nên xử phạt thật nghiêm minh và mức độ phạt nên nâng cao hơn để tránh tình trạng tái phạm và lây lan. Có chế độ khen thưởng bằng vật chất hợp lý cho những người phát hiện ra các hộ có hành vi gian lận trong sử dụng điện, tuyên truyền giáo dục cho người dân nâng cao tinh thần trách nhiệm, hiểu được nghĩa vụ phải đóng góp tiền điện, tạo điều kiện cho mọi người kiểm tra lẫn nhau.

Ngoài ra, vấn đề sử lý khoản nợ đọng của khách hàng, Điện lực Thành Phố nên có biện pháp thu tiền nhanh chóng, giảm ngày dư nợ, hạn chế tình trạng bị khách hàng chiếm dụng vốn quá lâu.

Việc ghi hợp đồng mua bán điện cần chú ý ghi đúng, ghi đủ, rõ ràng. Hai bên cam kết thực hiện đúng điều khoản ghi trong hợp đồng. Trong hợp đồng nên quy định rõ về mức phạt nếu vi phạm hợp đồng, lượng tổn hao công suất không tải của các trạm biến áp. Việc tính toán tổn thất qua trạm biến áp trong những năm qua bằng 2% sản lượng thực tế sử dụng trong tháng đó, sản lượng tổn thất này khách hàng phải chịu. Ngoại trừ các hộ tiêu thụ điện là các ngành sản xuất công nghiệp, còn lại các hộ sử dụng điện với sản lượng tiêu thụ thực tế trong tháng còn nhỏ nên việc áp dụng cách tính trên là cách tính tỷ lệ tổn thất không chính xác và không hợp lý. Vậy Điện lực Thành Phố nên thay đổi cách tính tỷ lệ tổn thất qua trạm biến áp bằng 2% sản lượng (2% công suất không tải của các trạm biến áp).

Để góp phần vào việc quản lý khách hàng đạt hiệu quả cao, Điện lực Thành Phố nên trang bị nhiều máy tính áp dụng trong công tác quản lý công tơ và hợp đồng.

3.2.3 Cải tiến, hoàn thiện cơ cấu tổ chức sản xuất kinh doanh

Chú trọng đến việc nâng cao trình độ, nghiệp vụ ngành điện cũng như ý thức trách nhiệm của CBCNV. Thường xuyên mở lớp bồi dưỡng nghiệp vụ cho công nhân quản lý kinh doanh điện, đảm bảo cho họ có đủ trình độ chuyên môn trong công tác kiểm tra, chống lầy cáp điện. Thực hiện:

- + Ghi đúng chu kỳ ghi chữ.
- + Ghi đủ chỉ số và xác định hệ số nhân của từng loại và sơ đồ đo điện.
- + Kết hợp với công tác ghi chữ để kiểm tra các hộ sử dụng điện.

Kiên quyết xoá bỏ tình trạng dùng điện khoán. Các vùng lưới điện mới được xây dựng ở vùng sâu, vùng xa nên tổ chức quản lý đưa điện đến từng hộ tiêu dùng, đồng thời trực tiếp quản lý, tránh tình trạng "đem con bỏ chợ": Giao cho các "cai đầu dài" điện quản lý, gây thiệt hại cho người tiêu dùng và cho cả điện lực.

3.2.4 Nâng cao chất lượng công tác dịch vụ khách hàng

Thực tế đã chứng minh: muốn thành công thì phải biết dựa vào dân. Vì vậy, Điện lực Thành Phố muốn thực hiện thành công công tác giảm tổn thất điện năng phải biết dựa vào khách hàng. Do đó công tác dịch vụ khách hàng phải được quan tâm, nâng cao chất lượng phục vụ, tránh sự bất bình đẳng của khách hàng.

Muốn vậy Điện lực Thành Phố nên:

- + Dựa vào quy định của Tổng công ty, Công ty Điện Lực Sơn La ban hành quy trình kinh doanh điện năng áp dụng thống nhất trong toàn Điện lực; rà soát lại quy trình giao tiếp với khách hàng, quy định lắp đặt công tơ để hiệu chỉnh cho phù hợp; tăng cường kiểm tra việc thực hiện và đặt ra các hình thức kiểm tra công tác này. Thống nhất các biểu mẫu, văn bản, thư góp ý trong toàn Điện lực về giao tiếp khách hàng, kiên quyết xử lý nghiêm khắc hơn nữa những trường hợp vi phạm của CBCNV.

- + Để củng cố và nâng cao kỷ luật trong ngành loại trừ mọi hiện tượng tiêu cực, những nhiễu, gây phiền hà cho khách hàng trong mua bán điện, lắp đặt công tơ mới, cải tiến, hợp lý hoá các khâu trong nghiệp vụ nhanh chóng và nâng cao chất lượng phục vụ khách hàng, quy định quan hệ giao tiếp với khách hàng. Đường dây điện thoại nóng hoạt động liên tục 24/24 giờ để tiếp nhận thông tin và giải đáp thắc mắc của khách hàng.

+ Khi có kế hoạch cắt điện phục vụ cải tạo, sửa chữa lưới điện cần thông báo tới khách hàng dưới nhiều hình thức: Truyền thông, tin nhắn SMS ...để giảm thiệt hại không đáng có của khách hàng, nâng cao uy tín ngành.

+ Phát triển hình thức lắp đặt công tơ theo chi phí chọn gói, nhằm giải quyết phiền hà cho khách hàng, giảm dần hiện tượng tiêu cực trong một số CBCNV ngành điện. Tuy nhiên việc tính chọn gói này chỉ thuận tiện cho các khu vực thành thị, thị trấn.

+ Lập các hộp thư và gửi thư xin ý kiến khách hàng để đưa công tác dịch vụ khách hàng ngày một phát triển, văn minh, lịch sự hơn. Đồng thời chủ động đề nghị các cấp trong tỉnh tích cực giúp đỡ, ủng hộ, phối hợp tuyên truyền, giáo dục, đăng ký cam kết nêu cao ý thức trách nhiệm của người dân trong việc sử dụng hợp lý nguồn điện, có biện pháp ngăn chặn, xử lý các biểu hiện lấy cắp điện và phá hoại tài sản Nhà nước.

TÓM TẮT CHƯƠNG 3

Trên cơ sở phân tích thực trạng tổn thất điện năng tại Điện lực Thành Phố Sơn La đã đề xuất một số giải pháp giảm tổn thất điện năng lưới điện nâng cao chất lượng công tác quản lý và bảo dưỡng đường dây, thiết bị trên lưới điện:

- Giải pháp về kỹ thuật
- Giải pháp tổ chức, quản lý

Căn cứ vào kết quả nghiên cứu tính toán lý thuyết tổn thất điện năng bằng phần mềm PSS/ADEPT đối với lưới điện khu vực Thành Phố Sơn La nói riêng và lưới điện khu vực Tỉnh Sơn La đã đề xuất giải pháp cải tạo, nâng cấp thay thế dây dẫn lưới 10kV, chuyển lưới 10kV lên vận hành cấp điện áp 22kV. Đã tính toán lắp đặt tối ưu tụ bù bằng phần mềm PSS/ADEPT.

Kết quả phân tích hiệu quả kinh tế cho thấy, Dự án cải tạo nâng cấp hiệu quả kinh tế cao. Cụ thể là:

Như vậy giá trị hiện tại thuần của phương án với hệ số chiết khấu $i = 7,7\%$ là 6.377.039.114 (VNĐ)

Tỷ số giữa doanh thu và chi phí $(B/C) = 63.423.574.891/50.173.842.917 = 1,26$

Thời gian hoàn vốn Thv (có tính đến chiết khấu): 5 năm 3 tháng.

⇒ **Kết luận dự án có hiệu quả kinh tế cao**

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Kết luận

1.1 Những kết quả đã đạt được

Trên cơ sở kết quả khảo sát tổng quan về lưới điện thành phố Sơn La và mô hình tổ chức quản lý của ngành điện hiện nay ở Điện lực TP Sơn La đã tổng hợp, phân tích đánh giá những thuận lợi và khó khăn tồn tại cần giải quyết nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, giảm tổn thất điện năng là: đã thực hiện được mục tiêu đề ra đó là tiến hành thu thập phân tích đánh giá mức độ tổn thất của điện lực trên từng khu vực, các nguyên nhân dẫn đến tổn thất cao và đề xuất được giải pháp giảm tổn thất điện năng cho Điện lực Thành Phố.

*) Những khó khăn, tồn tại cần giải quyết:

- Do lưới điện được đầu tư, khai thác vận hành từ thập niên 90 của thế kỷ 20 và được đầu tư qua nhiều giai đoạn khác nhau nên lưới điện đã cũ nát, chập vá, nhiều mối nối.

- Lưới điện xây dựng từ lâu mà phụ tải phát triển ngày càng nhanh nên kết cấu lưới điện cũ không còn phù hợp với tình hình phát triển phụ tải hiện tại về kết cấu và thông số kỹ thuật lưới điện như vận hành cấp điện áp thấp với bán kính cấp điện trải rộng, tiết diện dây dẫn bé, máy biến áp vận hành non tải hoặc quá tải ...

- Do bán kính cấp điện trải rộng, trung tâm phụ tải chủ yếu cuối đường dây dẫn tổn thất điện áp trên đường dây lớn đến chất lượng điện áp không cao

- Hiện trạng kết cấu hệ thống lưới điện còn bộc lộ nhiều hạn chế và khiếm khuyết, nhiều nơi chưa đảm bảo yêu cầu kỹ thuật theo quy định lắp đặt điện nông thôn do Bộ Công nghiệp ban hành năm 2006 như về: bán kính cấp điện, tiết diện dây dẫn, chất lượng điện áp ...

- Hệ thống lưới điện nông thôn sau tiếp nhận có bán kính cấp điện trải rộng, lưới điện cũ nát, chập vá và nhiều lộ, nhánh đường dây sau các trạm biến áp chỉ có đường dây một pha hoặc hai pha.

- Dụng cụ, thiết bị phục vụ công tác quản lý vận hành, thu thập số liệu còn hạn chế.

- Về nhân lực: Còn mỏng do quản lý vận hành lưới điện trải rộng, đường đi lại vượt đồi núi vô cùng khó khăn đặc biệt vào các mùa mưa lũ. Bên cạnh đó do trình độ và kiến thức hạn chế nên vẫn chưa chủ động được nhiều trong việc phân tích, đánh giá những tồn tại, khiếm khuyết của hệ thống lưới điện.

*) Vì vậy, cần thực hiện cấp bách một số giải pháp sau:

- Từng bước đầu tư cải tạo hệ thống lưới điện khu vực Thành Phố đảm bảo yêu cầu kỹ thuật theo đúng quy hoạch phát triển lưới điện tỉnh Sơn La:

+ Cải tạo, nâng cấp lưới điện vận hành cấp điện áp thấp lên vận hành cấp điện áp cao hơn theo quy hoạch phát triển lưới điện khu vực.

+ Cải tạo hệ thống lưới điện theo đúng yêu cầu kỹ thuật về bán kính cấp điện, tiết diện dây dẫn.. ưu tiên cải tạo lưới điện hạ áp nông thôn.

+ Đầu tư, cải tạo xây dựng các trạm biến áp gần khu vực trung tâm phụ tải nhằm giảm bán kính cấp điện, nâng cao chất lượng điện áp khu phụ tải. Hoặc để giảm chi phí đầu tư có thể xem xét xây dựng các trạm biến áp một pha ở các khu vực có một nhóm dân cư nhỏ.

+ Đầu tư cải tạo nâng cấp tiết diện dây dẫn và cải tạo các nhánh đường dây từ một pha, hai pha lên ba pha thuận tiện trong công tác cân pha, san tải.

- Luân chuyển, hoán chuyển các MBA phù hợp với công suất phụ tải.

- Thường xuyên tổ chức bồi huấn, tập huấn nâng cao trình độ cho cán bộ công nhân viên, nâng cao ý thức trách nhiệm của từng các nhân. Và bổ sung nhân sự kịp thời để đáp ứng công việc trong giai đoạn mới.

- Trang bị công cụ, dụng cụ, xe, dụng cụ văn phòng, dụng cụ an toàn cho từng đội như xe cầu tự hành, dụng cụ thiết bị đo, máy tính, máy photo...

- Phân cấp quản lý về các đội để tạo điều kiện thuận lợi nhất cho đội hoạt động hiệu quả

- Thành lập tiểu ban giảm tổn thất tại Điện lực, có nhiệm vụ lập kế hoạch giảm tổn thất từng tháng, quý, năm . Giao khoán quản chi tiêu tổn thất tới các tổ đội, cá nhân và cổ chế độ thưởng, phạt hợp lý.

1.2 Hạn chế của luận văn

- Mặc dù đã hết sức cố gắng, nhưng do trình độ và thời gian có hạn nên luận văn còn có những hạn chế là:

+ Các giải pháp được đề xuất luận cứ trên cơ sở áp dụng lý thuyết vào tình hình quản lý cụ thể tại điện lực Thành Phố và kinh nghiệm trong công tác quản lý của người viết còn hạn hẹp, mặc dù kết quả phân tích cho thấy có hiệu quả, nhưng thời gian kiểm nghiệm còn ngắn, chưa đủ để khẳng định sự phù hợp và hiệu quả trên thực tế.

Tuy đề tài còn một số hạn chế nhất định nhưng em mong rằng với nội dung được đề cập trong đề tài sẽ đóng góp một phần nào đối với hoạt động nhằm giảm tổn thất của Điện lực Thành Phố hiệu quả hơn.

2. Kiến nghị

Từ những vấn đề đã nêu ra trong đề tài, để đảm bảo thực hiện một cách chín chắn, nhanh chóng và có hiệu quả việc đổi mới tổ chức quản lý kinh doanh bán điện. Đồng thời, đề tài gần với thực tế và mang tính ứng dụng cao hơn cần có các nghiên cứu để hoàn thiện các vấn đề còn tồn tại nêu trên, trong đó cần chú trọng đến các vấn đề mà Nhà nước, chính quyền các cấp phải nguyên cứu, giải quyết kịp thời các yêu cầu trước, mắt bao gồm:

Thứ nhất: Kiến nghị đối với Nhà nước (Chính phủ, Ngành điện) các cấp chính quyền phản ánh kịp thời về các dịch vụ do ngành điện thực hiện, chất lượng điện năng cũng như cung cách phục vụ của nhân viên ngành điện để sớm được giải quyết kịp thời.

Thứ hai: Kiến nghị đối với Tổng Công ty Điện lực miền Bắc và Công ty Điện lực Sơn La giải quyết các vấn đề có liên quan đến giảm TTĐN trên địa bàn thành phố Sơn La xem xét bố trí vốn đủ để cải tạo, sửa chữa và xây dựng hệ thống điện vận hành an toàn đảm bảo kỹ thuật, đồng thời cải tạo xây dựng cơ sở, kiến trúc nhà cửa thông thoáng, đủ vị trí làm việc và phương tiện để phục vụ công tác ngày càng hiệu quả hơn.

Thứ ba: Thường xuyên tổ chức các cuộc thi tay nghề công nhân để tạo điều kiện cho công nhân có cơ hội tìm tòi, trao đổi, học hỏi nâng cao tay nghề chuyên môn phục vụ công tác quản lý vận hành và kinh doanh mua bán điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] Phan Đăng Khải, Huỳnh Bá Minh, Bù công suất phản kháng lưới cung cấp và phân phối, 2001, NXB Khoa học kỹ thuật

[2] Báo cáo công tác quản lý kỹ thuật vận hành và kinh doanh bán điện năm 2017, 2018, 2019, Điện lực Thành Phố– Công ty Điện lực Sơn La.

[3] Trần Quang Khánh , Bài tập cung cấp điện, Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật.

[4] Nguyễn Xuân Phú Cung cấp điện, Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật.

[5] Trần Quang Khánh, Hệ thống cung cấp điện tập 1 và 2, Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật.

[6] Bùi Ngọc Thư Mạng, cung cấp và phân phối điện, 2007, Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật

[7] PGS.TS Trần Bách, Lưới điện và hệ thống điện tập 1, 2008, Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật.

[8] PGS.TS Trần Bách, Giáo trình lưới điện, 2009, Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật.

[9] Quy hoạch phát triển điện lực Tỉnh Sơn La tại Quyết định số 4598/QĐ-BCT ngày 24/11/2016 của Bộ Công thương về việc phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Sơn La giai đoạn 2016-2025 có xét đến 2035- Quy hoạch phát triển hệ thống điện 110kV.