

ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY TRONG MẠNG ĐIỆN PHÂN PHỐI CÓ XÉT ĐẾN SỰ THAY ĐỔI PHỤ TẢI THEO THỜI GIAN

NGUYỄN HOÀNG VIỆT, ĐƯƠNG ĐẠI TOÀN

I. GIỚI THIỆU

Khảo sát tiêu chuẩn độ tin cậy là nhiệm vụ khó khăn đối với các công ty điện lực. Thiệt hại do mất điện của khách hàng là giá trị rất phức tạp, nó phụ thuộc vào nhiều yếu tố mà đặc biệt là công suất của phụ tải tại thời điểm xảy ra sự cố.

Bài này cung cấp phương pháp đánh giá toàn diện độ tin cậy cả về thông số kỹ thuật và kinh tế. Các thông số kỹ thuật: **SAIFI** (System average interruption frequency index): Tần suất mất điện trung bình hệ thống. **SAIDI** (System average interruption duration index): Thời gian mất điện trung bình hệ thống. **CAIDI** (Customer average interruption duration index): Thời gian mất điện trung bình của khách hàng. **ASAI** (Average service availability index): Chỉ tiêu sẵn sàng vận hành. **ASUI** (Average service unavailability index): Chỉ tiêu không sẵn sàng vận hành. **EENS** (Expected energy not supply): Kì vọng thiếu hụt điện năng. **IEAR** (Interrupted energy assessment rate): Hệ số đánh giá gián đoạn cung cấp điện. Thông số kinh tế: **ECOST** (Expected interruption cost): Giá mất điện kì vọng.

Trong bài báo này, chương trình được viết trên MATLAB 7.0 và sử dụng neural network toolbox.

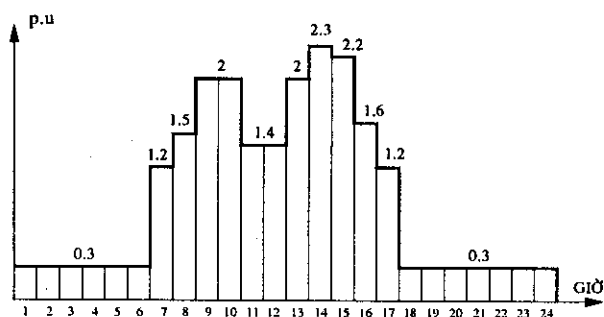
1. Mô hình tải

Phân tích độ tin cậy dựa trên 2 mô hình phụ tải:

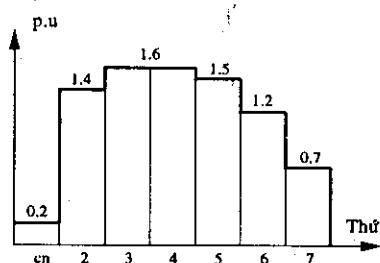
2. Mô hình phụ tải trung bình L_{tb}

Xem phụ tải là không đổi trong suốt cả ngày (24 giờ) và bằng giá trị trung bình của đồ thị phụ tải. Phương pháp này giúp dễ dàng trong việc tính toán các thông số độ tin cậy nhưng có nhược điểm là đánh giá không chính xác độ tin cậy tại thời điểm xảy ra sự cố.

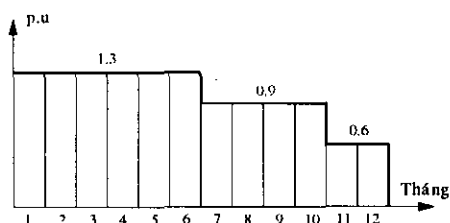
3. Mô hình phụ tải trung bình theo mỗi thời đoạn



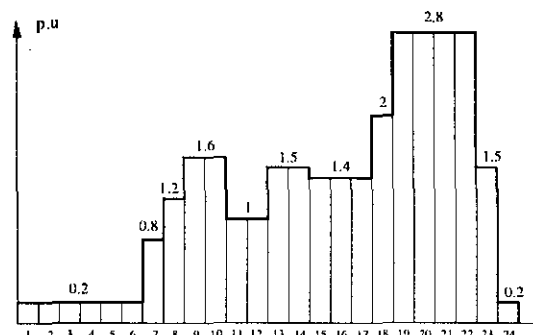
Hình 1. Đồ thị phụ tải trung bình giờ của tải công nghiệp



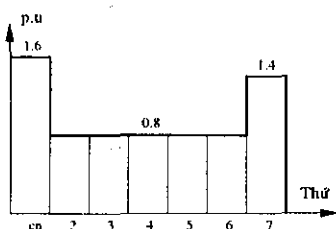
Hình 2. Đồ thị phụ tải trung bình ngày của tải công nghiệp



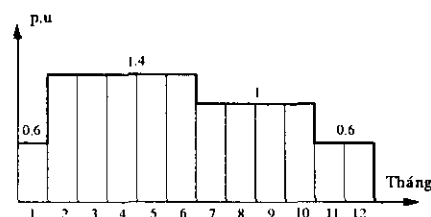
Hình 3. Đồ thị phụ tải trung bình tháng của tải công nghiệp



Hình 4. Đồ thị phụ tải trung bình giờ của tải dân cư



Hình 5. Đồ thị phụ tải trung bình ngày của tải dân cư



Hình 6. Đồ thị phụ tải trung bình tháng của tải dân cư

Xem phụ tải trung bình theo mỗi thời đoạn. Phương pháp này giúp chính xác hoá mô hình phụ tải. Phụ tải trung bình phụ thuộc vào giờ trong ngày, ngày trong tuần, tháng trong năm.

$$L_t = L_{tb} \cdot K_h \cdot K_w \cdot K_m$$

trong đó: L_{tb} : công suất phụ tải trung bình. K_h : hệ số theo giờ. K_w : hệ số theo ngày. K_m : hệ số theo tháng.

II. PHƯƠNG PHÁP THỰC HIỆN

Ta cần tìm ra thiệt hại của khách hàng trong khoảng thời gian mất điện với các bước sau:

Bước 1: Lần lượt cho sự cố trên các phần tử thứ i của hệ thống và gán mỗi phần tử này với các giá trị cường độ hỏng hóc λ_i cho ở bảng 2. Tính thời gian sửa chữa r_i , với r_i tổng thời gian sửa chữa các thiết bị làm ảnh hưởng đến hỏng hóc đó.

Bước 2: Tính hệ số không sẵn sàng $U_i = \lambda_i \cdot r_i$.

Bước 3: Liệt kê các phần tử mà khi bị sự cố gây ra ảnh hưởng đến phụ tải đang khảo sát (khi sự cố tại các phần tử lân cận sẽ gây ảnh hưởng hoặc mất điện phụ tải đang khảo sát). Tính tổng cường độ sự cố λ , thời gian sửa chữa r và hệ số không sẵn sàng U của các phần tử đó theo công thức sau:

$$\lambda_{t\text{ải}} = \sum \lambda_{\text{có ảnh hưởng đến tải}}$$

$$U_{t\text{ải}} = \sum U_{\text{có ảnh hưởng đến tải}}$$

$$r_{t\text{ải}} = U_{t\text{ải}} / \lambda_{t\text{ải}}$$

Bước 4: Lặp lại từ bước 1 đến bước 3 cho đến hết các phần tử.

Bước 5: Tính các thông số kỹ thuật của độ tin cậy:

$$SAIFI = \sum(N_i * \lambda_i) / \sum N_i,$$

$$SAIDI = \sum(U_i * N_i) / \sum N_i, CAIDI = (\sum N_i * N_i) / \sum(N_i * \lambda_i),$$

$$ASAI = (\sum N_i * 8760 - \sum U_i * N_i) / (\sum N_i * 8760),$$

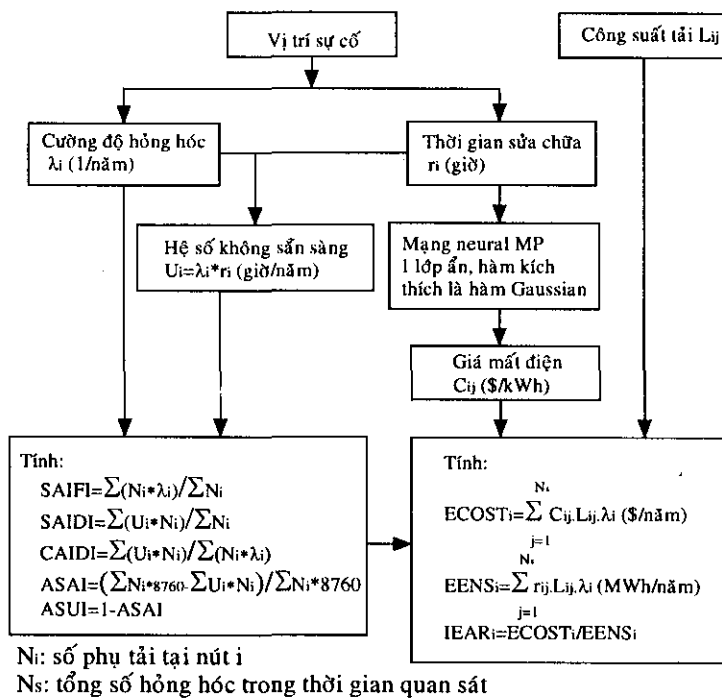
$$ASUI = 1 - ASAI$$

trong đó N_i là số phụ tải tại nút i .

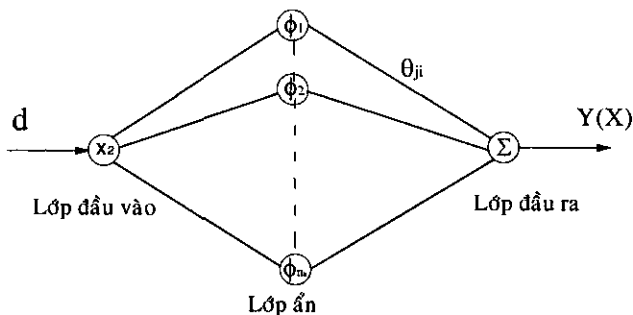
Bước 6: Từ thời gian sửa chữa ở bước 1 tìm ra giá trị mất điện C_{ij} thông qua mạng neural.

Mạng Multilayer Perceptrons (MP) với thuật giải lan truyền ngược (BackPropagation Algorithm) có 1 lớp ẩn, d và y là đầu vào và đầu ra của mạng, n_h là số neural lớp ẩn. Cấu trúc của mạng được thể hiện trên hình 8. Trong đó:

+ Đầu vào d là khoảng thời gian mất điện r tại các vị trí được tính ở bước 1.



Hình 7. Sơ đồ tính các thông số tin cậy



Hình 8. Cấu trúc mạng Multilayer perceptrons

Đầu ra y là giá mất điện C ứng với khoảng thời gian ngưng cung cấp điện đó.

Hàm kích của neural lớp ẩn là hàm Gaussian:

$$\Phi(\varphi) = e^{-\frac{\varphi^2}{\sigma^2}}, \sigma \text{ là hằng số, khi } \Phi(\varphi) \rightarrow 0 \text{ thì } \varphi \rightarrow \infty.$$

Mạng được huấn luyện theo giải thuật lan truyền ngược sao cho sai số bình phương cực tiểu $(1/2 \cdot (y - c)^2)$ thỏa sai số ϵ cho trước. Trong đó c là giá trị mất điện thực tế ứng với khoảng thời gian ngưng cung cấp điện đó.

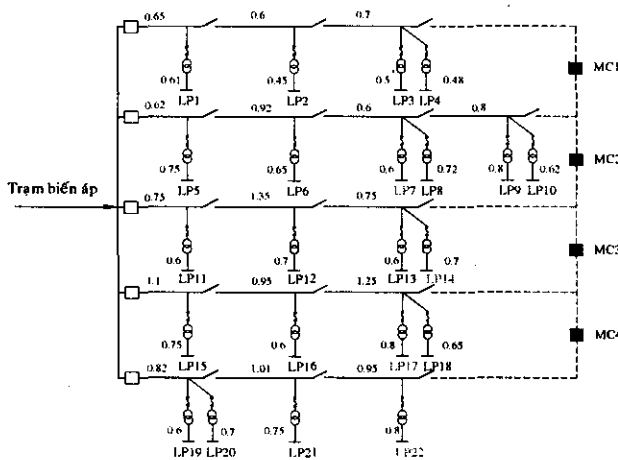
Bước 7: Kết hợp các thông số kỹ thuật được tính ở bước 5, giá mất điện ở bước 6, và công suất phụ tải trung bình. Tính các thông số:

$$ECOST_i = \sum_{j=1}^{N_i} C_{ij} \cdot L_{ij} \cdot \lambda_i, EENS_i = \sum_{j=1}^{N_i} L_{ij} \cdot r_{ij} \cdot \lambda_i, IEAR_i = ECOST_i / EENS_i.$$

Bước 8: Tính lại bước 7, thay công suất phụ tải trung bình bằng công suất phụ tải trung bình theo mỗi thời đoạn.

III. ỨNG DỤNG

1. Mô hình và các thông số của mạng phân phối



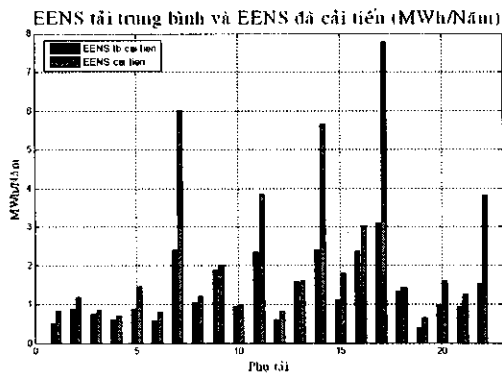
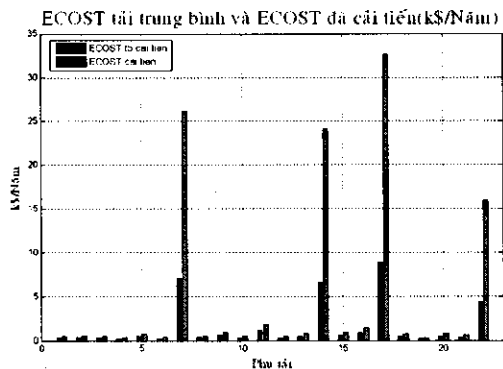
Hình 9. Sơ đồ mạng lưới điện phân phối

Bảng 1. Công suất tại các điểm phụ tải

Nhánh	Điểm phụ tải	Loại phụ tải	Công suất trung bình (MW)
1	LP1	Hộ dân cư	0.604
	LP2	Hộ dân cư	0.965
	LP3	Hộ dân cư	0.652
	LP4	Hộ dân cư	0.536
2	LP5	Hộ dân cư	0.893
	LP6	Hộ dân cư	0.486
	LP7	Tải công nghiệp	1.837
	LP8	Hộ dân cư	0.769
	LP9	Hộ dân cư	1.164
	LP10	Hộ dân cư	0.620
3	LP11	Hộ dân cư	2.520
	LP12	Hộ dân cư	0.455
	LP13	Hộ dân cư	1.067
	LP14	Tải công nghiệp	1.572
4	LP15	Hộ dân cư	0.978
	LP16	Hộ dân cư	1.826
	LP17	Tải công nghiệp	1.770
	LP18	Hộ dân cư	0.794
5	LP19	Hộ dân cư	0.420
	LP20	Hộ dân cư	0.983
	LP21	Hộ dân cư	0.725
	LP22	Tải công nghiệp	0.962

Bảng 2. Cường độ hỏng hóc và thời gian sửa chữa của các thiết bị

Thiết bị	Cường độ hỏng hóc λ (lần/năm)	Thời gian sửa chữa r (phút/lần)
Đường dây	0,065 (l/km)	300
Cầu chì	0,006	240
MBA	0,015	480



Hình 12. Giá mất điện kì vọng sau khi cải tiến

Hình 13. Kì vọng thiếu hụt điện năng sau khi cải tiến

trong đó: ECOST tb: là giá mất điện kì vọng được khảo sát theo công suất trung bình;

ECOST : là giá mất điện kì vọng được khảo sát theo công suất trung bình thời đoạn;

EENS tb: là kì vọng thiếu hụt điện năng được khảo sát theo công suất trung bình;

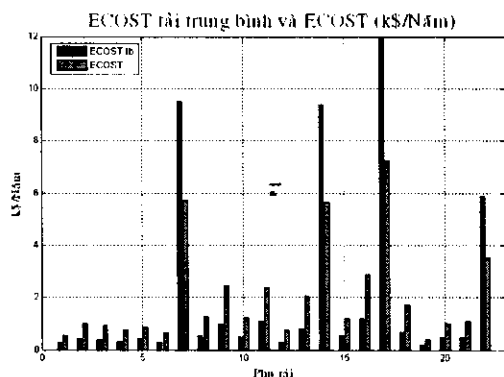
EENS: là kì vọng thiếu hụt điện năng được khảo sát theo công suất trung bình thời đoạn.

Nhận xét:

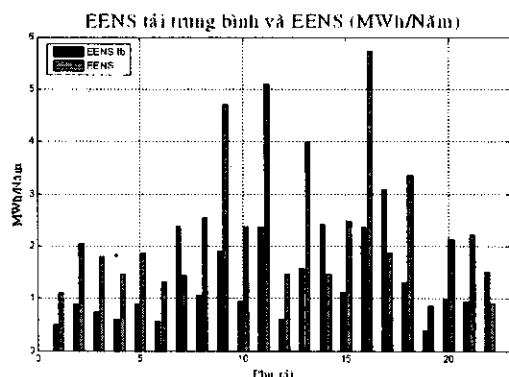
Khi sự cố tại $t = 9$ giờ thì công suất của các tải công nghiệp đang ở đỉnh nên giá mất điện kì vọng (ECOST) của các tải công nghiệp lớn hơn nhiều so với ECOST của các tải công nghiệp ứng với đồ thị 1 bậc, điều này dẫn đến kì vọng thiếu hụt điện năng (EENS) của các tải công nghiệp ứng với đồ thị phụ tải nhiều bậc sẽ lớn hơn EENS của các tải công nghiệp ứng với đồ thị 1 bậc. Đối với tải dân cư từ 0 giờ đến 7 giờ thì gần như không tiêu thụ công suất nên khi lấy trung bình thì công suất sẽ thấp hơn từ 7 giờ đến 11 giờ, từ 13 giờ đến 17 giờ và đặc biệt giờ cao điểm từ 18 giờ đến 22 giờ (hình 4). Nên khi sự cố tại $t = 9$ giờ thì công suất của tải dân cư sẽ cao, dẫn đến ECOST của các tải dân cư sẽ cao hơn ECOST của các tải dân cư tương ứng với đồ thị 1 bậc (hình 10, 11).

Việc cải tiến sẽ thấy được hiệu quả to lớn của tải công nghiệp tại giờ cao điểm của tải công nghiệp, giảm được gần 40% so với không có máy cắt chuyển mạch (hình 12, 13).

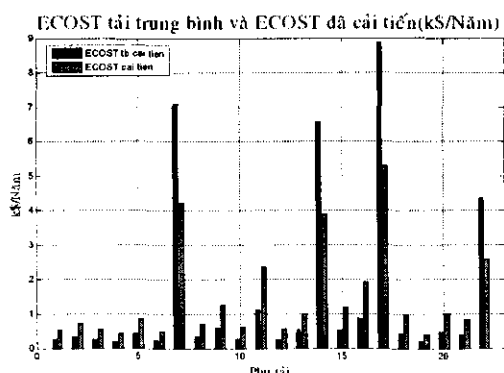
2. Khi sự cố tại $t = 18$ giờ, thứ ba, ngày 30, tháng 6



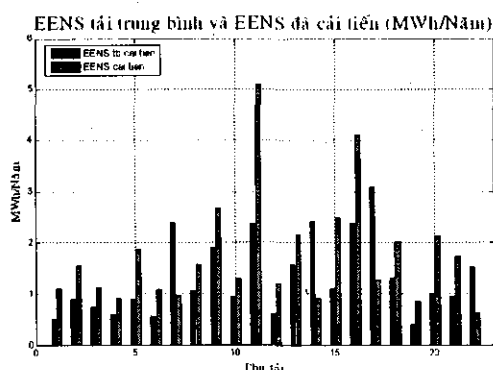
Hình 14. Giá mất điện kì vọng trước khi cải tiến



Hình 15. Kì vọng thiếu hụt điện năng trước khi cải tiến



Hình 16. Giá mất điện kì vọng sau khi cải tiến



Hình 17. Kì vọng thiếu hụt điện năng sau khi cải tiến

Nhận xét:

Khi xét sự cố tại $t = 18$ giờ (đây là giờ cao điểm của tải dân cư) nên ECOST và EENS của tải dân cư khi xét đồ thị phụ tải nhiều bậc sẽ cao hơn rất nhiều so với ECOST và EENS của tải dân cư tương ứng với đồ thị 1 bậc. Thời gian sửa chữa của MBA là 12 giờ và khi sự cố tại $t = 18$ giờ thì thời gian sửa chữa của tải công nghiệp nằm hoàn toàn trong giờ thấp điểm nên ECOST và EENS của tải công nghiệp nhỏ hơn nhiều đối với ECOST và EENS của tải công nghiệp ứng với đồ thị phụ tải 1 bậc (hình 14, 15).

Khi sự cố tại nhánh đầu nguồn chính thì ECOST và EENS của các tải ở đầu nguồn (1, 5, 11, 15, 19, 20) sau khi cải tiến không giảm vì phải mất thời gian sửa chữa nhánh đầu nguồn.

V. KẾT LUẬN

Việc đánh giá chính xác thông số độ tin cậy là hết sức cần thiết đặc biệt là giá trị ECOST. Đây là tiêu chuẩn quyết định sự thành bại của công ty. Giờ cao điểm là thời gian mà lượng sản phẩm sản xuất ra càng nhiều, và khi bị mất điện thì thiệt hại của công ty càng nhiều, điều này thể hiện rõ nhất ở những khâu đòi hỏi chất lượng điện năng ngặt nghèo như quy trình sản xuất linh kiện điện tử. Do đó các công ty phải có giải pháp cải tiến nguồn điện cung cấp cho công ty để giảm thiệt hại đến mức thấp nhất.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Richard E. Brown - Electric Power Distribution Reliability, 2002.
2. Whei-Min Lin - Distribution system reliability worth analysis with the customer cost model based on RBF neural network, IEEE Transactions on power delivery 18 (3) (2003) 1015-1021.
3. Roy Billinton - Reliability cost/worth assessment of distribution systems incorporating time-varying weather conditions and restoration resources, IEEE transactions on power delivery 17 (1) (2002) 260-265.
4. R. Billinton - Distribution nature of residential customer outage costs, IEEE transactions on power systems 11 (3) (1996) 1236-1242.
5. R. Billinton - Teaching distribution system reliability evaluation using Monte-Carlo simulation, IEEE transactions on power systems 14 (2) (1999) 397-403.

6. Y. Ou and L. Goel - Using Monte-Carlo Simulation for overall distribution system reliability worth assessment, IEE Proc.-Gener. Transm. distribution **146** (5) (1999) 535-540.
7. Nguyễn Hoàng Việt - Đánh giá độ tin cậy trong hệ thống điện, Nhà xuất bản Đại học Quốc gia TP. Hồ Chí Minh, 2004.

SUMMARY

RELIABILITY COST/WORTH ASSESSMENT OF DISTRIBUTION SYSTEMS INCORPORATING TIME-VARYING LOADS

Reliability worth analysis has an important role in power system planning and operation. The interruption cost is a parameter to assess the customer damage functions and worth reinforcement. This paper provides two reliability cost analysis with incorporating average load and time varying loads. The installed section breaker to reinforce reliability was proposed.

Địa chỉ:

Nhận bài ngày 22 tháng 4 năm 2004

Đại học Bách khoa TP. Hồ Chí Minh.