

VẬN HÀNH TRỰC TUYẾN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI CÓ KẾT NỐI NGUỒN ĐIỆN PHÂN TÁN XÉT ĐẾN CHI PHÍ TÁI CẤU HÌNH LƯỚI ĐIỆN VÀ CHI PHÍ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG

TS TRỊNH TRỌNG CHƯỜNG

Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội

Bài báo trình bày một phương pháp vận hành trực tuyến lưới điện phân phối (LĐPP) có nguồn điện phân tán. Phương pháp này được dựa trên cơ sở bài toán tái cấu hình trực tuyến LĐPP có nguồn điện phân tán, trong đó có xét đến ảnh hưởng của sự thay đổi công suất phụ tải và công suất nguồn phân tán trong đồ thị ngày điển hình. Trong bài báo đã xây dựng một hàm độ lệch chi phí C_L dựa trên việc phân tích chi phí khi thực hiện thao tác thay đổi cấu hình lưới điện với chi phí tổn thất điện năng. Dựa trên cơ sở hàm C_L sẽ đưa ra quyết định nhanh nhất cho người vận hành trong quá trình lựa chọn cấu hình LĐPP có xét đến nguồn điện phân tán.

OPERATING ONLINE DISTRIBUTION GRID CONNECTED DISTRIBUTED GENERATION, CONSIDERING RECONFIGURATION COSTS AND THE COST OF ENERGY LOSS

Summary

This paper presents method of online operating the electricity distribution grids with distributed generations. This method is based on the reconfiguration problem online distribution grid with distributed generations, considering the impact of the change and the load capacity of distributed generations in sub-graph load typical day. In this paper constructed a cost function C_L deviation based on the analysis of costs when operating the power grid configuration changes to the cost of power loss. Based on C_L function will make the decision to operate in the process of selecting grid distribution profile taking into account the distributed generations.

Đặt vấn đề

Vận hành trực tuyến LĐPP có nguồn điện phân tán (DG) thực chất là bài toán ra quyết định có thay đổi cấu hình của LĐPP hay không khi có sự thay đổi về công suất tải, công suất nguồn DG nhằm đạt các mục tiêu trong vận hành như: giảm tổn thất công suất tác dụng (ΔP), đảm bảo tính kinh tế khi vận hành LĐPP... Cho đến nay, hầu hết các nghiên cứu về bài toán này đều tập trung vào bài toán dạng offline (tĩnh) [2]. Bài toán offline dùng để đánh giá cấu hình vận hành, thiết kế và xác định vị trí, loại khoá điện trên LĐPP trong điều kiện sử dụng thông tin có sẵn về phụ tải, nguồn và DG. Bài toán này đã được ứng dụng nhiều trong thực tế vận hành các LĐPP và đã đạt được nhiều kết quả khả quan, tuy nhiên cũng bộc lộ một số hạn chế như: khi thông số phụ tải, nguồn và DG thay đổi ở các thời điểm tiếp theo sẽ khó có thể cho phép điều độ

việc quyết định có nên thay đổi cấu hình LĐPP hay không, bởi khi thực hiện thao tác thay đổi cấu hình LĐPP, nếu LĐPP không được trang bị hệ thống đóng cắt tự động, khi đó thời gian mất điện của các phụ tải sẽ lâu và chi phí thiệt hại sẽ rất lớn [1]. Trong khi đó, bài toán tái cấu hình LĐPP dạng trực tuyến - online (khi có thông tin về dự báo phụ tải, DG...) nếu được thực hiện sẽ cho phép điều độ viên xác định được cấu hình của lưới điện ở thời điểm tương lai trong thời gian nhanh nhất để LĐPP vận hành kinh tế nhất [1]. Trong bài báo này, mục tiêu vận hành trực tuyến LĐPP có DG sẽ được tập trung giải quyết dựa trên cơ sở bài toán tái cấu hình [4], có xét đến chi phí khi thay đổi cấu hình LĐPP và chi phí giảm tổn thất điện năng (c.ΔA). Phần cuối của bài báo là kết quả tính toán áp dụng cho một LĐPP ở Lào Cai có DG là các nguồn thủy điện nhỏ (TĐN).

Nội dung nghiên cứu

1. Tổn thất công suất và chi phí tổn thất điện năng trong LĐPP có DG

Trong bài toán vận hành LĐPP trực tuyến, khi có sự thay đổi công suất trên lưới thì quá trình này được tính toán dựa trên chính biểu đồ phát của DG và biểu đồ phụ tải theo giờ. Biểu đồ này có thể là biểu đồ ngày điển hình của các mùa, biểu đồ phát hoặc tiêu thụ trong phạm vi ngày đêm... Bởi vì về bản chất, bài toán tái cấu hình LĐPP được đặt ra là do có sự thay đổi chế độ (phụ tải hoặc DG). Sơ đồ có ΔP nhỏ nhất với phụ tải hiện tại nhưng sẽ trở thành không tối ưu ở chế độ phụ tải tiếp theo. Cần thay đổi cấu hình cho tối ưu với chế độ tải mới. Do đó quá trình lựa chọn này được tiến hành trên cơ sở tính toán hiệu quả giảm ΔP nhiều nhất hoặc chi phí tổn thất điện năng (c.ΔA) ít nhất theo đồ thị kết hợp giữa nguồn - DG - tải, thể hiện ở các phương án khác nhau như bảng 1.

Bảng 1: tổng hợp các phương án vận hành của lưới điện khi có DG

Giờ	Công suất DG thứ nhất, kW	Công suất DG thứ n, kW	Công suất phụ tải, kW	c.ΔA, đ	Tổ hợp điểm mờ
1	P_{DG1-1}	P_{DG1-n}	P_{pt1}	$c_1 \Delta A_1$	M1
2	P_{DG2-1}	P_{DG2-n}	P_{pt2}	$c_2 \Delta A_2$	M2
...					
24	P_{DG24-1}	P_{DG24-n}	P_{pt24}	$c_n \Delta A_{24}$	M24

Với các DG là pin quang điện thì công suất phát của chúng phụ thuộc cường độ bức xạ năng lượng mặt trời ở các thời điểm trong ngày. Công suất phát của DG này thường đạt cực đại vào các giờ buổi trưa, và bằng 0 vào buổi tối. Đối với các DG là tuabin gió, công suất phát của chúng phụ thuộc hoàn toàn vào tốc độ gió. Thông thường, tốc độ gió sẽ lớn nhất vào các thời điểm từ 14h đến 18h hàng ngày, khi đó công suất phát xấp xỉ công suất định mức. Vào các thời điểm khác, công suất tuabin gió thường khá thấp. Với các DG là diesel hay DG sử dụng nhiên liệu khác thì công suất phát của chúng có thể điều khiển được, chỉ phụ thuộc vào chi phí nhiên liệu. Với các DG là thủy điện nhỏ (TĐN) (thường không có hồ chứa điều tiết dài hạn) đồ thị phát của chúng phụ thuộc vào nguồn nước ở các mùa. Công suất của DG này thường đạt cực đại trong suốt mùa mưa, cực tiểu vào mùa khô (mùa khô công suất có thể bằng 0). Do đó, với các TĐN không hồ chứa; các tuabin gió hay pin quang điện không có bộ tích trữ điện năng chúng sẽ được huy động tối đa công suất ở thời điểm có thể phát công suất cực đại và ở các giờ cao điểm [3]. Nếu giả thiết đồ thị phụ tải và nguồn DG trong khoảng thời gian T của tất cả các phụ tải trên LĐPP có thể chia làm M khoảng nhỏ, tại mỗi khoảng này giả thiết có M giá trị "nguồn giả tưởng" thì tại thời điểm thứ m ($m = 1 \dots M$), dòng điện trên nhánh thứ i có giá trị I_{Pmin} và I_{Qmin} ($i = 1 \dots n$) không đổi nên lưới điện có tổn thất công suất là:

$$\Delta P_m = \sum I_{Pmin}^2 \cdot R_i + \sum I_{Qmin}^2 \cdot R_i \dots \quad (1)$$

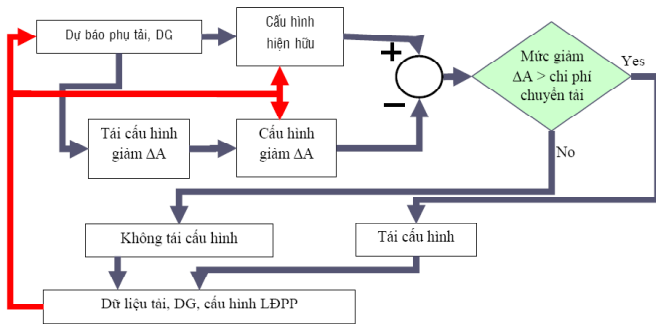
Khi đó tổn thất điện năng của LĐPP trong thời điểm khảo sát T ($T = \sum t_m$) là:

$$\Delta A = \sum (\sum I_{Pmin}^2 \cdot R_i) t_m + \sum (\sum I_{Qmin}^2 \cdot R_i) t_m \dots \quad (2)$$

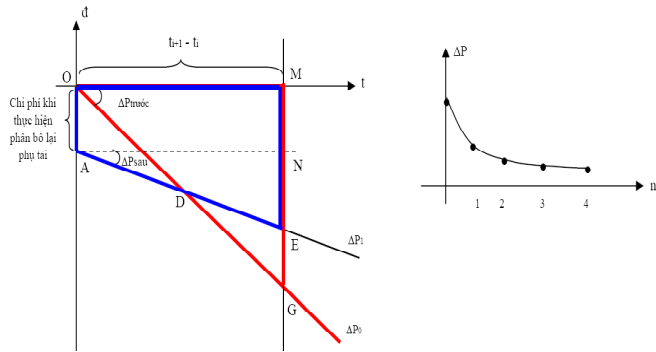
Dựa vào (2) ta sẽ xác định được chi phí tổn thất điện năng, giá trị này sẽ là cơ sở để lựa chọn cấu hình LĐPP có mức chi phí tổn thất điện năng thấp nhất.

2. Vận hành trực tuyến LĐPP có DG

Bài toán vận hành trực tuyến LĐPP có DG đòi hỏi phải sử dụng thông tin về dự báo phụ tải và DG, cấu trúc tổng thể bài toán này cho ở hình 1. Trong đồ thị 1, giả thiết có một đồ thị phụ tải ngày và coi công suất trong từng giờ không đổi,



Hình 1: bài toán vận hành trực tuyến LPPP có DG



Đồ thị 1: lựa chọn phương án vận hành trực tuyến LPPP

đã biết thông tin dự báo phụ tải và công suất DG ở thời điểm sau đó, lúc này điều độ viên cần quyết định xem có nên chuyển khoá điện trong thời điểm tiếp theo hay không khi phụ tải và DG thay đổi. Vấn đề này được quyết định khi so sánh một cách chi tiết giữa chi phí và “lợi nhuận” thu được khi thực hiện thao tác phân bố lại phụ tải. Hàm độ lệch chi phí C_L được định nghĩa như sau:

$$C_L = C_{L1} - C_{L2} \quad (3)$$

trong đó:

$$C_L = n.a.T.C_{\text{khoá}} + \sum c_i t_i \Delta P_i^{(n)} = n.a.C_k + \Delta C_{tt}$$

Ở đây, C_{L1} là chi phí khi không phân bố lại phụ tải và C_{L2} là chi phí khi có phân bố lại phụ tải; c_i là chi phí tổn thất điện năng; C_k là chi phí khi phân bố lại phụ tải, n là số lượng cặp khoá sẽ phân bố lại phụ tải; a là tỷ lệ phụ tải bị ảnh hưởng do mất điện khi quá trình phân bố lại phụ tải; T là thời gian chuyển khoá điện; t_i là giờ thứ i của đồ thị phụ tải điển hình; ΔC_{tt} là độ lệch chi phí tổn thất điện năng.

Hàm C_L dương (+), nghĩa là nếu không phân bố lại phụ tải thì $c.\Delta A$ sẽ lớn hơn chi phí phân

bố lại phụ tải, lúc đó điều độ viên sẽ phân bố lại phụ tải và ngược lại.

Đồ thị 1 cho phép hỗ trợ điều độ viên lựa chọn phương án có phân bố lại phụ tải hay không khi vận hành LPPP có DG. Tại thời điểm t_0 (gốc O), tổn thất công suất có giá trị ΔP_0 , giá điện là c_0 thì lượng chi phí tổn thất sẽ là $\Delta C_{tt} = c_0 \cdot \Delta P_0 \cdot t_0$ (giả thiết công suất trong từng giờ không đổi). Trong đồ thị 1, chi phí tổn thất điện năng chính bằng diện tích hình tam giác OMG. Khi phân bố lại phụ tải sẽ mất một lượng chi phí là $n.a.C_k$ (chi phí C_k có thể tạm lấy bằng 10 lần giá bán điện). Sau khi tái cấu hình LPPP, tổn thất công suất trên LPPP có giá trị ΔP_{sau} , do đó diện tích hình thang OAEM sẽ là chi phí tổn thất điện năng sau khi thực hiện phân bố lại phụ tải. Giá trị này phụ thuộc giá trị ΔP trước và sau khi phân bố lại phụ tải, phụ thuộc dòng điện trên nhánh và dòng điện bơm vào LPPP của DG. Để quyết định có tái cấu hình LPPP ở giờ tiếp theo hay không khi công suất DG và phụ tải thay đổi, trước hết cần dự đoán cặp khoá điện sẽ được đóng/mở, điều này được thực hiện nhờ công tác dự báo tải và DG. Tiếp theo là việc đánh giá lợi ích thu được nếu thực hiện phân bố lại phụ tải theo (3). Ở đây diện tích ΔOME và hình OMEA tính như sau:

$$S_{\text{OMG}} = 0,5 \cdot OM \cdot MG = 0,5 \cdot (t_{i+1} - t_i) \cdot c \cdot \Delta P_{\text{trước}} \cdot (t_{i+1} - t_i) = 0,5 \cdot c \cdot \Delta P_0 \cdot (t_{i+1} - t_i)^2$$

$$S_{\text{OMEA}} = S_{\text{OMNA}} + S_{\text{ANE}} = (t_{i+1} - t_i) [n.a.T.C_k + 0,5 \cdot c \cdot \Delta P_1 \cdot (t_{i+1} - t_i)]$$

$$\text{hay } C_L = S_{\text{OMG}} - S_{\text{OMEA}} = 0,5 \cdot c \cdot \Delta P_{\text{trước}} \cdot (t_{i+1} - t_i)^2 - (t_{i+1} - t_i) [n.a.T.C_k + 0,5 \cdot c \cdot \Delta P_{\text{sau}} \cdot (t_{i+1} - t_i)]$$

$$= (t_{i+1} - t_i) [0,5 \cdot c \cdot (t_{i+1} - t_i) (\Delta P_{\text{trước}} - \Delta P_{\text{sau}}) - n.a.T.C_k]$$

Từ đó suy ra:

$$C_L > 0 \text{ khi } \Delta C_{tt} = [(0,5/n) \cdot c \cdot (t_{i+1} - t_i) (\Delta P_{\text{trước}} - \Delta P_{\text{sau}})] > a.T.C_k \quad (4)$$

$$C_L < 0 \text{ khi } \Delta C_{tt} = [(0,5/n) \cdot c \cdot (t_{i+1} - t_i) (\Delta P_{\text{trước}} - \Delta P_{\text{sau}})] < a.T.C_k \quad (5)$$

Ở đây, khi n càng lớn thì sẽ làm cho vế trái của (4) và (5) sẽ càng nhỏ, việc phân bố lại phụ tải sẽ đem lại “lợi nhuận” và ngược lại. Tuy nhiên, thực tế cho thấy, việc chuyển cặp khoá đầu tiên (cặp khoá thứ nhất) thì ΔP thường giảm nhanh nhất (đồ thị 1).

3. Áp dụng tính toán vận hành trực tuyến LPPP Bát Xát, Lào Cai có DG ĐTN

Các phụ tải của điện lực Bát Xát (Lào Cai) được cấp điện từ xuất tuyến 376 của trạm biến

áp 110 kV Lào Cai 110/35/10 kV - 2x25 MVA (E20.1). Xuất tuyến này cung cấp chủ yếu cho phụ tải huyện Bát Xát và một số phụ tải của Mường Khương và Xín Mần của Hà Giang. Xuất tuyến 376 có liên hệ với xuất tuyến 373 trạm 110 kV Tầng Loỏng 110/35/10 kV - 25 MVA (E20.2) qua máy cắt MC373-E20.2 Tầng Loỏng. Chiều dài trực chính của xuất tuyến là 34 km, cung cấp cho 82 trạm biến áp phân phối với tổng dung lượng 14,07 MVA, trên xuất tuyến này hiện không có tụ bù. Xuất tuyến 376 kết nối với 3 nhà máy TĐN với tổng công suất lắp máy 20 MW (bảng 2).

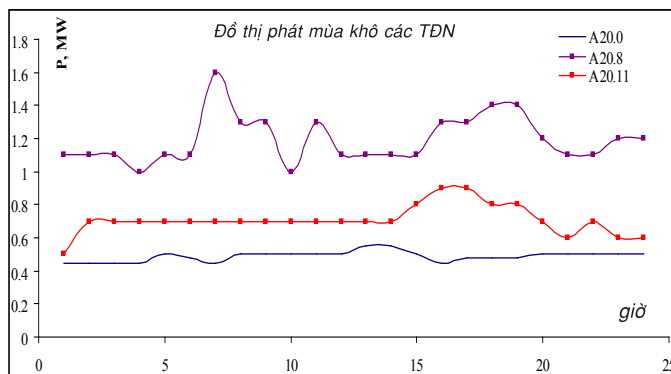
Bảng 2: các TĐN trên xuất tuyến 376 - E20.1

TĐN (ký hiệu)	Công suất lắp máy, MW	Công suất mùa mưa, MW	Công suất đảm bảo, MW	Địa điểm
Cốc San (A20.0)	1,4	1,35	0,2	xã Cốc San, Bát Xát
Ngòi San 1 (A20.11)	8,1	8,0	0,5	xã Phìn Ngan, Bát Xát
Ngòi San 2 (A20.8)	10,5	10,4	0,8	xã Cốc Mỳ, Bát Xát
Tổng cộng	20	19,75	1,5	

Bảng 3: đồ thị phụ tải đặc trưng của xuất tuyến 376 Lào Cai

Giờ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Mùa khô	0,7	1,1	2	2,4	5	4,4	5,2	4,8	5,5	5,8	6,8	4,5
Mùa mưa	1,2	1,5	2,4	2,7	2,9	4	4,2	4,1	5,4	5,6	3,1	3,6
Giờ	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mùa khô	5,1	5,3	5,1	4,8	6	8,2	8,4	8	6,5	5,7	4,9	4
Mùa mưa	3,4	3,5	3,7	4,3	7	6,9	6,9	5,9	5	3,5	2,4	2,5

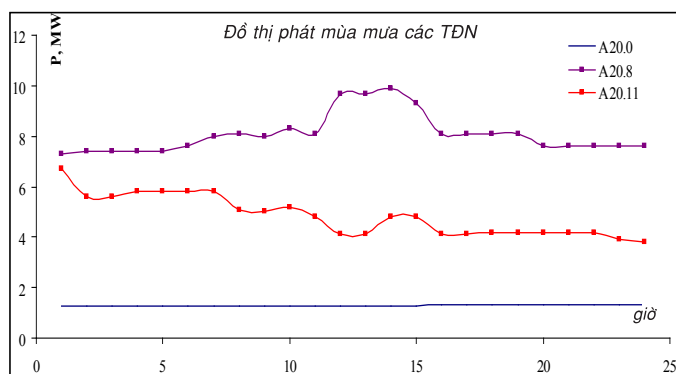
Đồ thị phụ tải đặc trưng trong mùa mưa và mùa khô của xuất tuyến thể hiện ở bảng 3 (mùa mưa bắt đầu từ tháng 6 đến tháng 10, tức 150 ngày/năm và mùa khô bắt đầu từ tháng 11 đến tháng 5 năm sau, tức 215 ngày/năm). Đồ thị 2 phát đặc trưng các TĐN trong mùa khô và mùa mưa.



Sử dụng phương pháp tái cấu hình LĐPP có DG trong [4], giả thiết bắt đầu xét ở thời điểm LĐPP đang vận hành ở giờ thấp điểm (23h đến 5h); ở khoảng thời gian này, qua kết quả tính toán ở trên đã chọn được cặp khóa điện là 18-81 và 17-18. Khi chuyển sang thời điểm 6h (bắt đầu cho thời điểm tải trung bình), tải thay đổi nhiều so với khi cực tiểu và giả thiết sẽ phải chuyển tải nếu chi phí chuyển tải nhỏ hơn chi phí tổn thất điện năng. Với thông tin phụ tải và DG đã biết, sẽ xác định được cặp khóa điện ở thời điểm tải trung bình là 18-81 và 18-19. Nếu sang thời điểm tải trung bình, điều độ viên vẫn không thực hiện thao tác chuyển tải mà giữ nguyên cặp khóa đóng mở khi tải cực tiểu, khi đó tổn thất công suất $\Delta P^0 = 932,03$ kW. Khi thực hiện chuyển tải, tổn thất công suất sẽ là $\Delta P^1 = 843,03$ kW [4], do đó:

$$\Delta C_{tt} = [(0,5/1).1068.11.(932,03 - 843,03)] = 0,52.10^6 \text{ VNĐ}$$

Giả thiết trên LĐPP không được trang bị thiết bị đóng cắt tự động, điều này có nghĩa là khi thực hiện chuyển tải vẫn theo phương thức truyền thống là “cắt trước, đóng sau” (nếu LĐPP trang bị hệ thống tự động thì phương thức chuyển tải có thể sẽ là “đóng trước, cắt sau”). Thời gian chuyển tải (t) giả thiết tính bằng phút, trong xuất tuyến 376 có a% công suất của phụ tải công nghiệp bị ảnh hưởng trong thời gian mất điện khi chuyển tải.



Đồ thị 2: phát mùa khô và mùa mưa các TĐN trên xuất tuyến 376

Bảng 4: chi phí chuyển tải khi thay đổi lượng công suất tải công nghiệp 3 pha

t , phút	$a\%$				C_k , triệu đồng				ΔC_k , triệu đồng	C_L , triệu đồng			
	5	8	15	20	$a = 5\%$	$a = 8\%$	$a = 15\%$	$a = 20\%$		$a = 5\%$	$a = 8\%$	$a = 15\%$	$a = 20\%$
5	0,05	0,08	0,15	0,2	0,23	0,37	0,69	0,92	0,52	0,519	0,518	0,511	0,505
10	0,05	0,08	0,15	0,2	0,46	0,74	1,39	1,85	0,52	0,516	0,510	0,485	0,458
15	0,05	0,08	0,15	0,2	0,69	1,11	2,08	2,77	0,52	0,511	0,498	0,442	0,381
20	0,05	0,08	0,15	0,2	0,92	1,48	2,77	3,70	0,52	0,505	0,481	0,381	0,274
25	0,05	0,08	0,15	0,2	1,15	1,85	3,46	4,62	0,52	0,496	0,458	0,303	0,135
30	0,05	0,08	0,15	0,2	1,39	2,22	4,16	5,54	0,52	0,485	0,431	0,208	-0,034
35	0,05	0,08	0,15	0,2	1,62	2,59	4,85	6,47	0,52	0,473	0,399	0,096	-0,235
40	0,05	0,08	0,15	0,2	1,85	2,96	5,54	7,39	0,52	0,458	0,362	-0,034	-0,466
45	0,05	0,08	0,15	0,2	2,08	3,33	6,24	8,32	0,52	0,442	0,320	-0,182	-0,727
50	0,05	0,08	0,15	0,2	2,31	3,70	6,93	9,24	0,52	0,424	0,274	-0,346	-1,020
55	0,05	0,08	0,15	0,2	2,54	4,07	7,62	10,16	0,52	0,404	0,222	-0,528	-1,343
60	0,05	0,08	0,15	0,2	2,77	4,44	8,32	11,09	0,52	0,381	0,165	-0,727	-1,698

Bảng 4 là kết quả tính toán chi phí chuyển tải khi thay đổi thời gian chuyển tải, % phụ tải công nghiệp 3 pha. Qua kết quả tính toán cho thấy, việc không thao tác chuyển khoá chỉ đem lại lợi ích kinh tế trong trường hợp thời gian chuyển tải ngắn, % phụ tải 3 pha thấp. Khi % tải 3 pha lớn và thời gian chuyển tải lâu thì việc chuyển tải là không có lợi về mặt kinh tế. Cụ thể, với $a = 15\%$, việc thực hiện chuyển tải chỉ nên thực hiện khi thời gian chuyển tải không quá 40 phút, còn khi $a = 20\%$ thì việc chuyển tải sẽ có lợi nếu thời gian chuyển tải dưới 30 phút.

Kết luận

- DG có ảnh hưởng lớn đến cấu hình LĐPP. Các LĐPP sau khi có DG nhất thiết phải tái cấu hình để đảm bảo chỉ tiêu chất lượng điện năng và giảm ΔP . Khi công suất DG thay đổi mạnh theo mùa, phân bố dòng trên các nhánh đường dây có sự biến động mạnh. Với các TĐN, chúng có thể phát cực đại vào mùa mưa nhưng mùa khô có thể dừng máy, cấu hình LĐPP cần thay đổi ít nhất là theo mùa để giảm ΔP .

- Trên cơ sở thuật toán tái cấu hình [4], phương pháp lựa chọn cấu hình LĐPP có DG có xét đến ảnh hưởng của $c.\Delta A$, chi phí chuyển khoá điện đã được đề xuất xem xét. Với kết quả mô phỏng tính toán vận hành trực tuyến dựa trên cơ sở so sánh chi phí tổn thất điện năng và chi phí chuyển khoá điện sẽ giúp điều độ viên LĐPP có quyết định nhanh nhất là: có nên tái

cấu hình LĐPP hay không theo mức độ tham gia của tải 3 pha công nghiệp và mức độ hiện đại của LĐPP.

- LĐPP các khu vực có DG ở nước ta thường có cấu hình đơn giản, trang thiết bị trên lưới thô sơ và tỷ lệ % tải công nghiệp thường thấp, do đó khi tái cấu hình trực tuyến sẽ góp phần giảm chi phí tổn thất điện năng trên LĐPP ■

Tài liệu tham khảo

- [1] Enrique López. Online Reconfiguration Considering Variability Demand: Applications to Real Networks. IEEE Transactions on power system, Vol.19, 2004.
- [2] Jorge Mendoza Minimal. Loss Reconfiguration Using Genetic Algorithms With Restricted Population and Addressed Operators: Real Application. IEEE Transactions on power system, Vol. 21, No. 2, May 2006.
- [3] W. Ngoma Cand. Compensation of reactive power of asynchronous generators at small hydro power. Journal of Energetics and Electrical Engineering, No 2, 2008.
- [4] Trịnh Trọng Chương, Trương Việt Anh... Nghiên cứu và đề xuất một số giải pháp giảm tổn thất điện năng cho LĐPP có kết nối nguồn TĐN tại tỉnh Lào Cai. Đề tài khoa học cấp Bộ Công thương, mã số 043.11 RD, Hà Nội, 2011.