



Tính toán thông số cho thiết bị PSS nhằm nâng cao ổn định các dao động liên vùng cho HTĐ Việt Nam

Sinh viên thực hiện: Nguyễn Trung Dũng - k58

Mai Xuân Hoàn - k58

GVHD : T.S Nguyễn Đức Huy

Nội dung

- Mở đầu
 - Dao động điện cơ
 - Thiết bị nâng cao ổn định
- Quy trình tính toán chỉnh định PSS
 - Nhận dạng hàm truyền từ đáp ứng kích động nhỏ
 - Tính thông số cho PSS
- Kết quả tính toán cho hệ thống điện Việt Nam 2016
- Kết luận

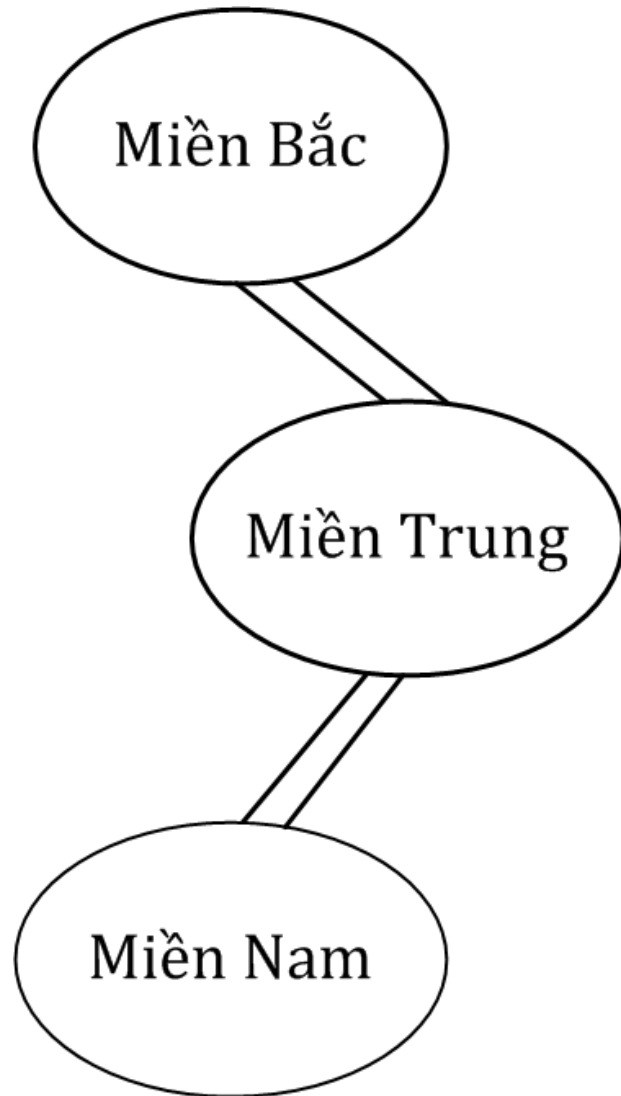
Dao động điện cơ

- Trong hệ thống điện, các máy phát đồng bộ có cùng tần số 50 (60) Hz. Công suất cơ và công suất điện bằng nhau.
- Khi có kích động xảy ra, công suất điện buộc phải thay đổi trong khi công suất cơ không thay đổi kịp => rotor máy phát quay nhanh lên (chậm đi) => tạo ra dao động điện cơ (trong khoảng 0.2-3 Hz).
- Thông tư 25/2016/TT-BCT quy định về ổn định tín hiệu nhỏ: “hệ số suy giảm của dao động (Damping Ratio) không được nhỏ hơn 5 %”.

Dao động điện cơ

- Dao động địa phương (local):
 - Dao động trong dải tần số từ 0.8 đến 3 Hz
 - Dao động của một máy phát với hệ thống
- Dao động liên vùng (interarea):
 - Dao động trong dải tần số từ 0.2 đến 0.8 Hz
 - Dao động giữa các nhóm máy phát trong hệ thống với nhau.

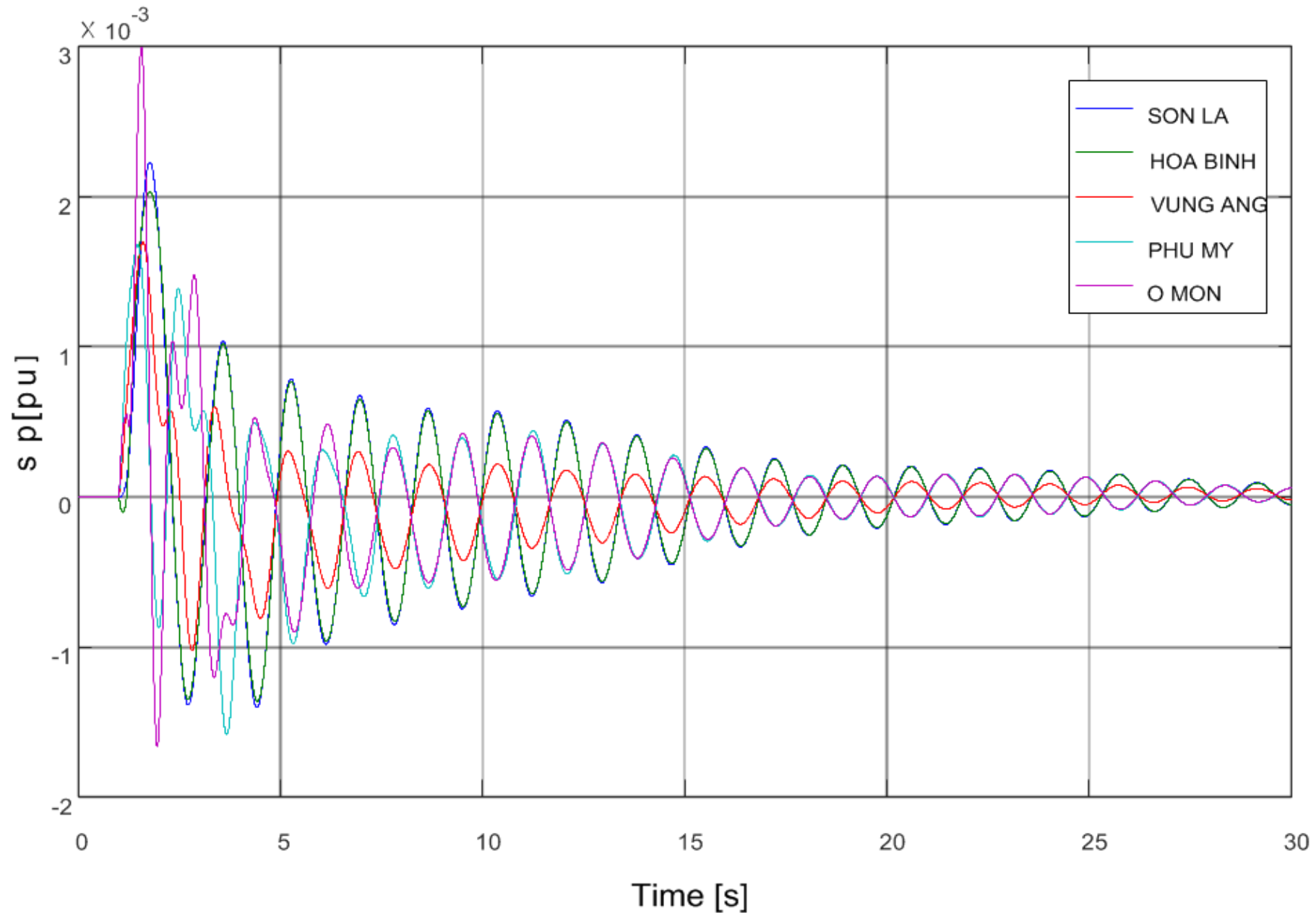
Đối tượng nghiên cứu



Hệ thống điện Việt Nam 2016:

- 438 máy phát
- 65 nút điện áp 500kV
- 243 nút điện áp 220kV
- 1376 nút điện áp 110kV
- Chế độ cực đại, trào lưu truyền tải Bắc-Trung-Nam cao (~2000 MW)
- Tổng công suất đặt: 41.424 MW

Dao động điện cơ trên HTĐ Việt Nam



Phân tích tín hiệu dao động ở máy phát Sơn La



Mode Type	Frequency (Hz)	Damping Ratio	Amplitude	Phase (deg)
1 -SmpTrd	0.000000	-----	0.000428	180.000000
2 -SmpTrd	0.000000	-----	0.001412	0.000000
3 -OscTrd	0.103584	0.881475	0.002134	-37.658545
4 -IntOsc	0.486228	0.049354	0.000131	-99.212976
5 -IntOsc	0.586858	0.028326	0.001556	-138.006664
6 -IntOsc	0.933694	0.050842	0.000106	-175.647050
7 -LocOsc	1.124782	0.018159	0.000024	-94.023317
8 -LocOsc	1.352055	0.092204	0.000092	170.566103
9 -LocOsc	1.732910	0.015916	0.000003	-144.144298

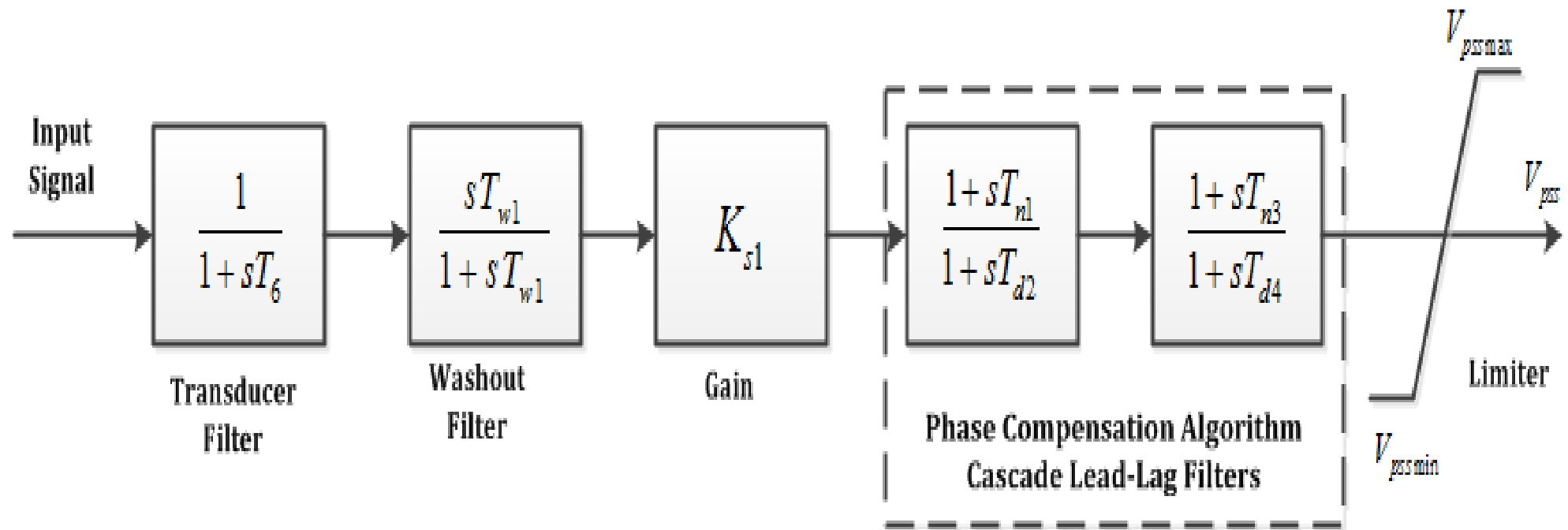
Signal/Noise Ratio = 24.023149 dB

Thiết bị nâng cao ổn định

- PSS (Power System Stabilizer – thiết bị ổn định hệ thống): có khả năng tăng hệ số tắt dần cho dao động rotor máy phát bằng cách điều khiển bổ sung cho mạch kích từ.
- SVC (Static Var Compensators – tụ bù tĩnh): thông thường tụ bù tĩnh được sử dụng để tăng ổn định điện áp và ổn định động của hệ thống, khả năng nâng cao ổn định dao động nhỏ của SVC thường thấp, cần điều khiển bổ xung để đạt được hệ số suy giảm dao động mong muốn.

Thiết bị nâng cao ổn định

- Các thành phần chính của bộ PSS



Mô hình phân tích dao động nhỏ cho HTĐ



PP không gian trạng thái

$$\frac{dx}{dt} = Ax + B_d d$$
$$y = C_o x + D_d d$$

- X là vec tơ chứa các biến trạng thái
- A là ma trận trạng thái
- B_d là ma trận đầu vào
- d là nhiễu tác động vào hệ thống
- y là vector của đầu ra hệ thống chứa các biến đo được
- C_o là hệ số của ma trận đầu ra
- D_d là ma trận hệ số biểu diễn liên kết giữa biến đầu vào và đầu ra.

PP nhận dạng hàm truyền

$$G(s) = \frac{Y(s)}{U(s)}$$

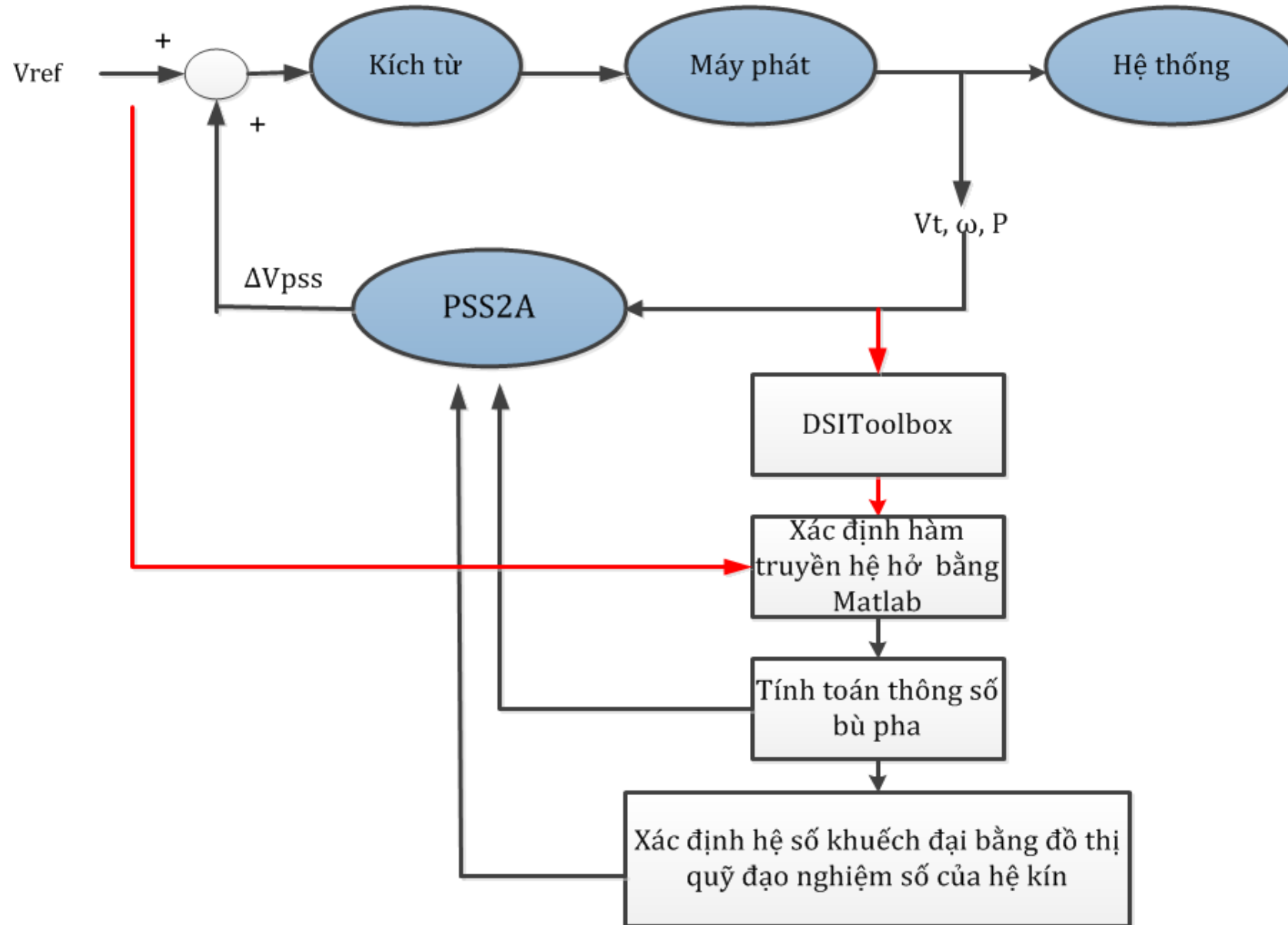
- Y(s) là biến đổi Laplace tín hiệu ra
- U(s) là biến đổi Laplace tín hiệu vào

Hàm truyền của hệ thống

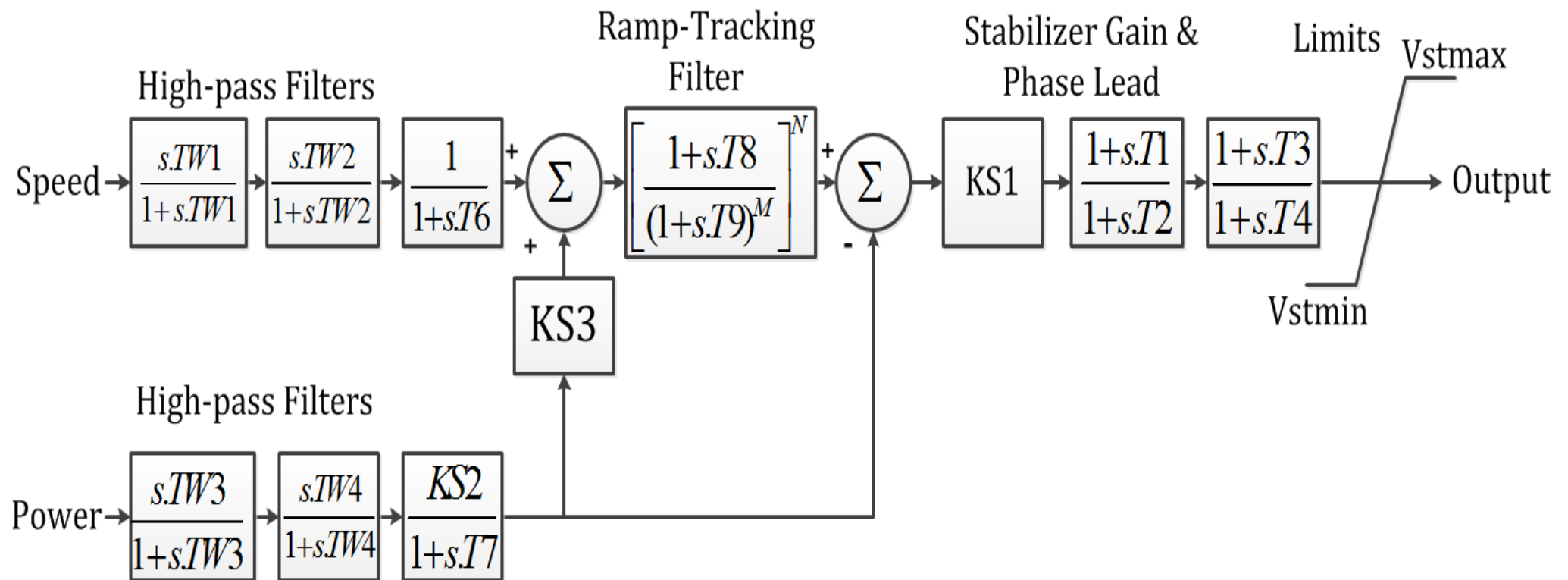
$$G(s) = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i}$$

- R_i được gọi là residue tương ứng với mode thứ i , $\theta_{pss} = 180^\circ - \text{angle}(R_i)$
- λ_i được gọi là trị riêng của hệ thống, $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$ mode dao động với tần số $f_i = \omega_i / 2\pi$, tỉ số tắt dần $\xi_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}}$

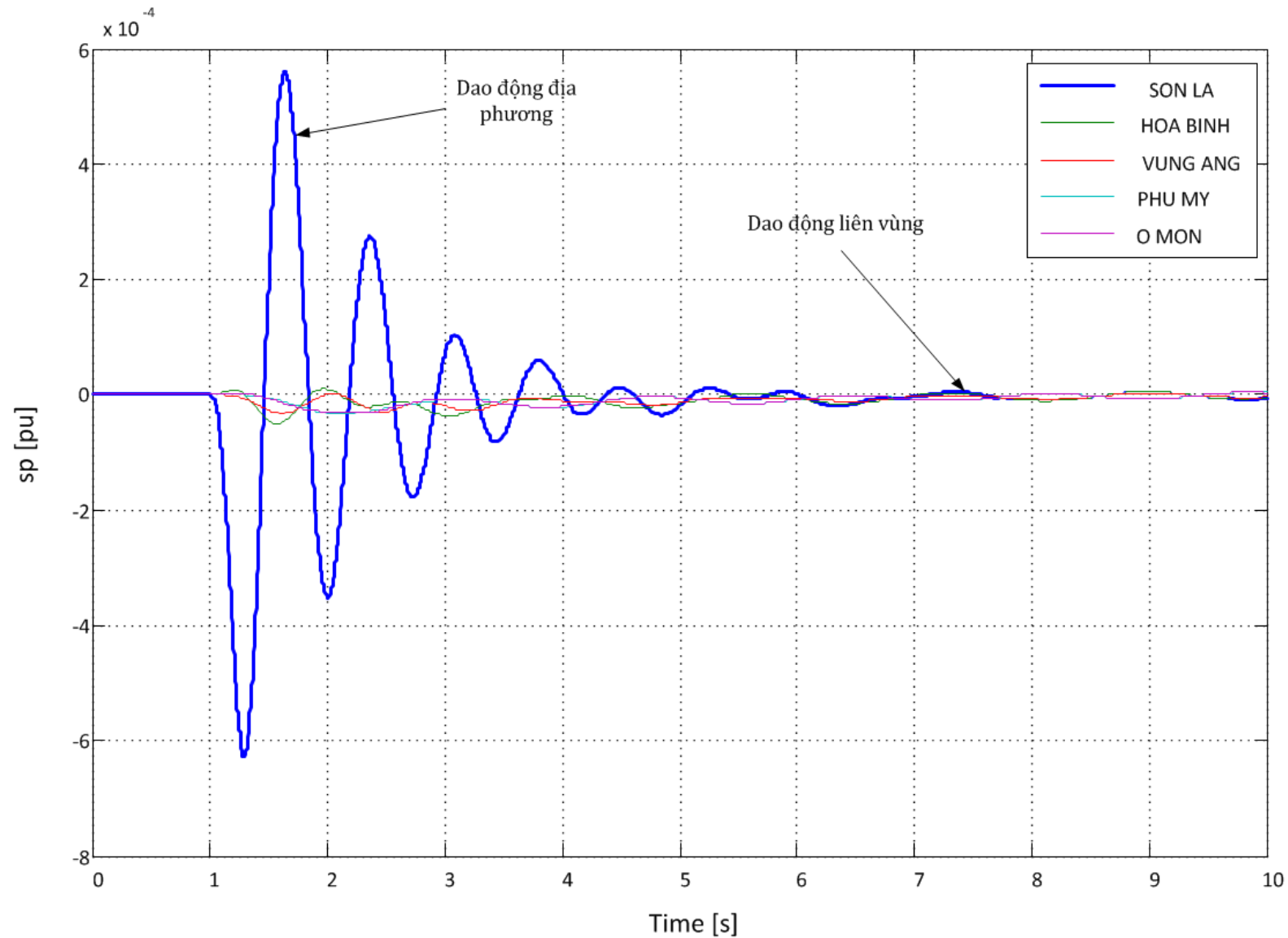
Quy trình tính toán cho HTĐ Việt Nam



Mô hình bộ PSS2A



Tính toán cho nhà máy điện Sơn La



Đáp ứng khi kích thích tại Sơn La

Phân tích đáp ứng tại nhà máy điện Sơn La

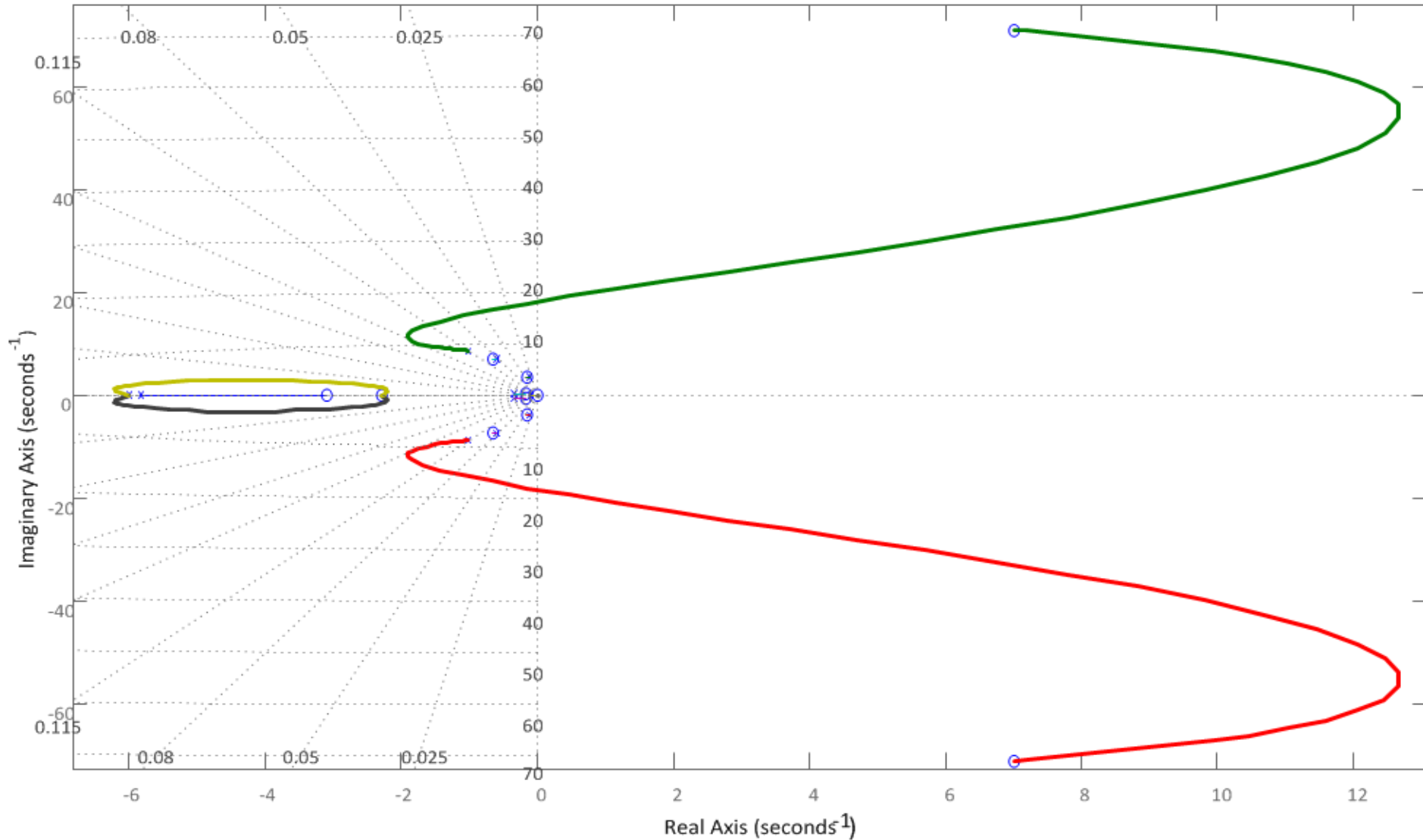


Mode Type	Frequency (Hz)	Damping Ratio	Amplitude $10^{-4} \times$	Phase (deg)
1 -SmpTrd	0.000000	-----	2.289187	0.000000
2 -SmpTrd	0.000000	-----	0.895457	180.000000
3 -OscTrd	0.054224	0.700035	0.356101	54.946544
4 -OscTrd	0.910336	0.263093	0.031037	69.996147
5 -IntOsc	0.590266	0.031743	0.168709	148.011461
6 -LocOsc	1.158313	0.086791	0.273299	-171.353385
7 -LocOsc	1.390211	0.114939	8.048923	134.155666
8 -LocOsc	1.576673	0.106357	0.059548	129.084948
9 -FstNse	2.012004	0.064585	0.000816	-17.681048
			Signal/Noise Ratio = 54.568223 dB	

Sơ đồ quỹ đạo nghiệm số hệ thống



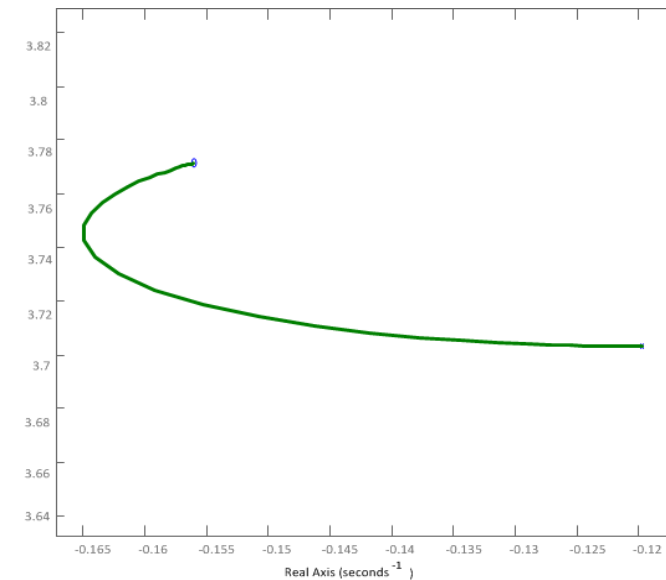
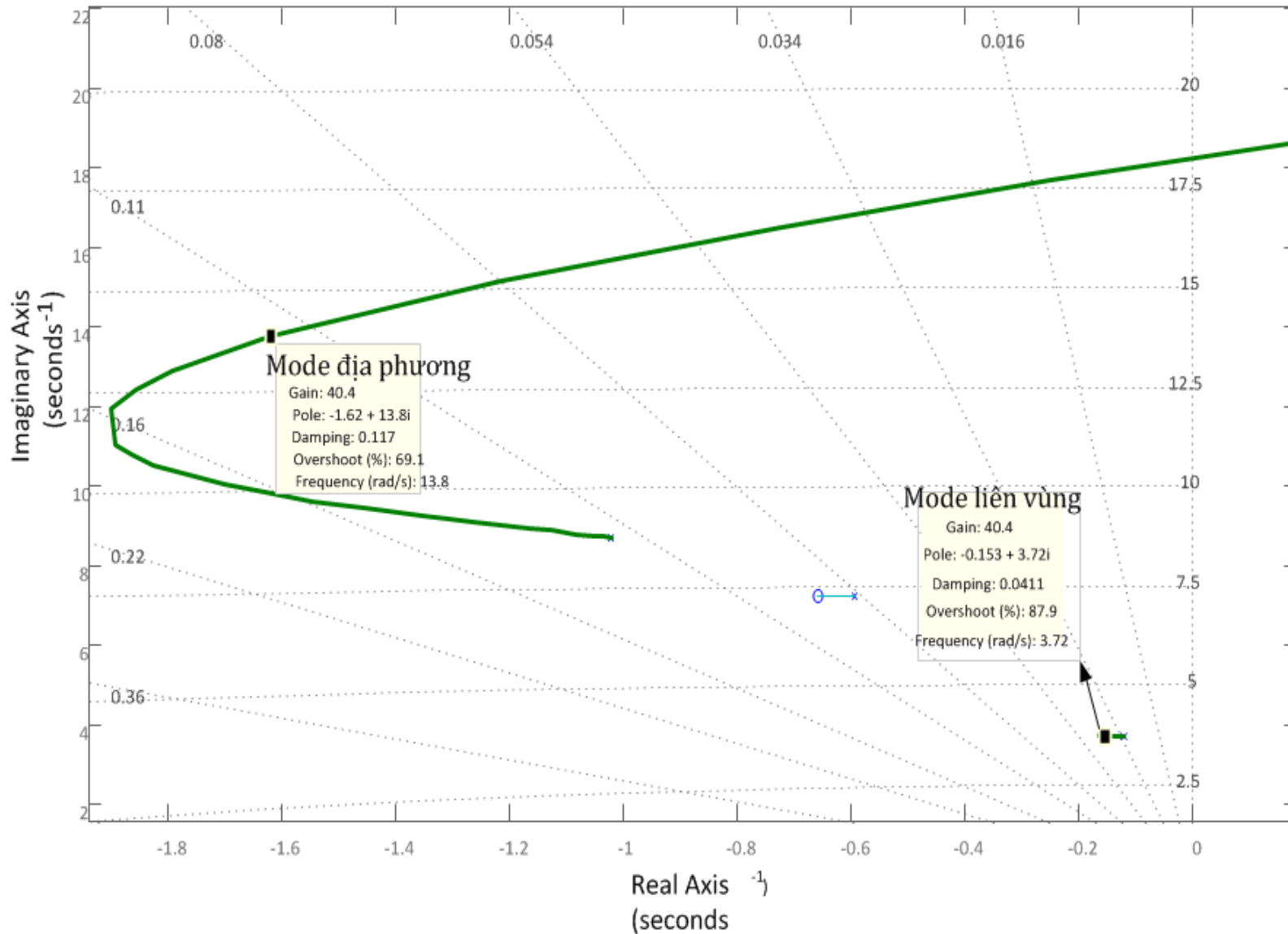
Root Locus



Sơ đồ quỹ đạo nghiệm số của hệ thống



Root Locus



Thông số cài đặt cho nhà máy điện Sơn La



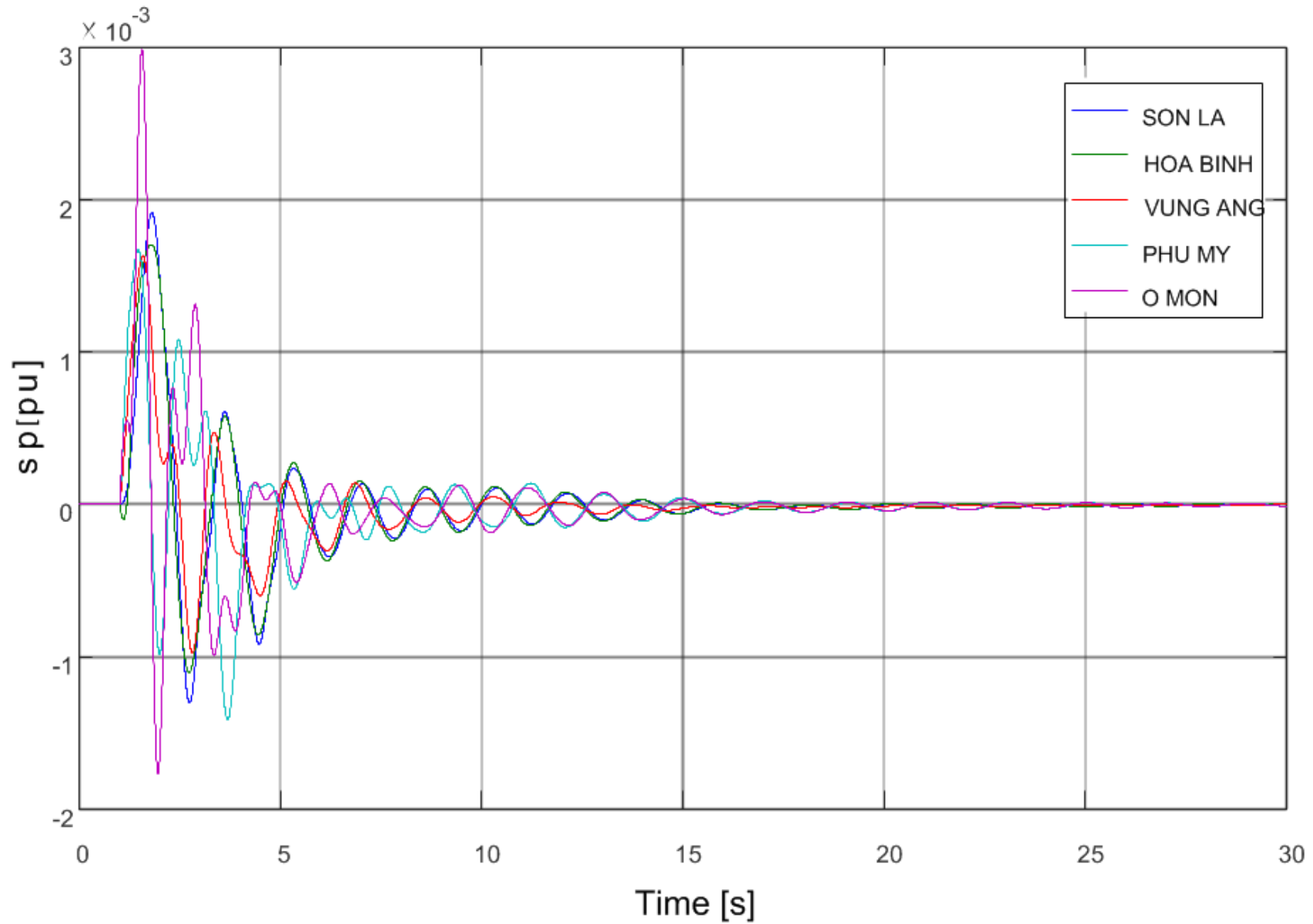
Thông số	Giá trị
T_w	10
K	40
T1	0.4373
T2	0.1667
T3	0.4373
T4	0.1667

Thông số cài đặt cho nhà máy điện Hòa Bình

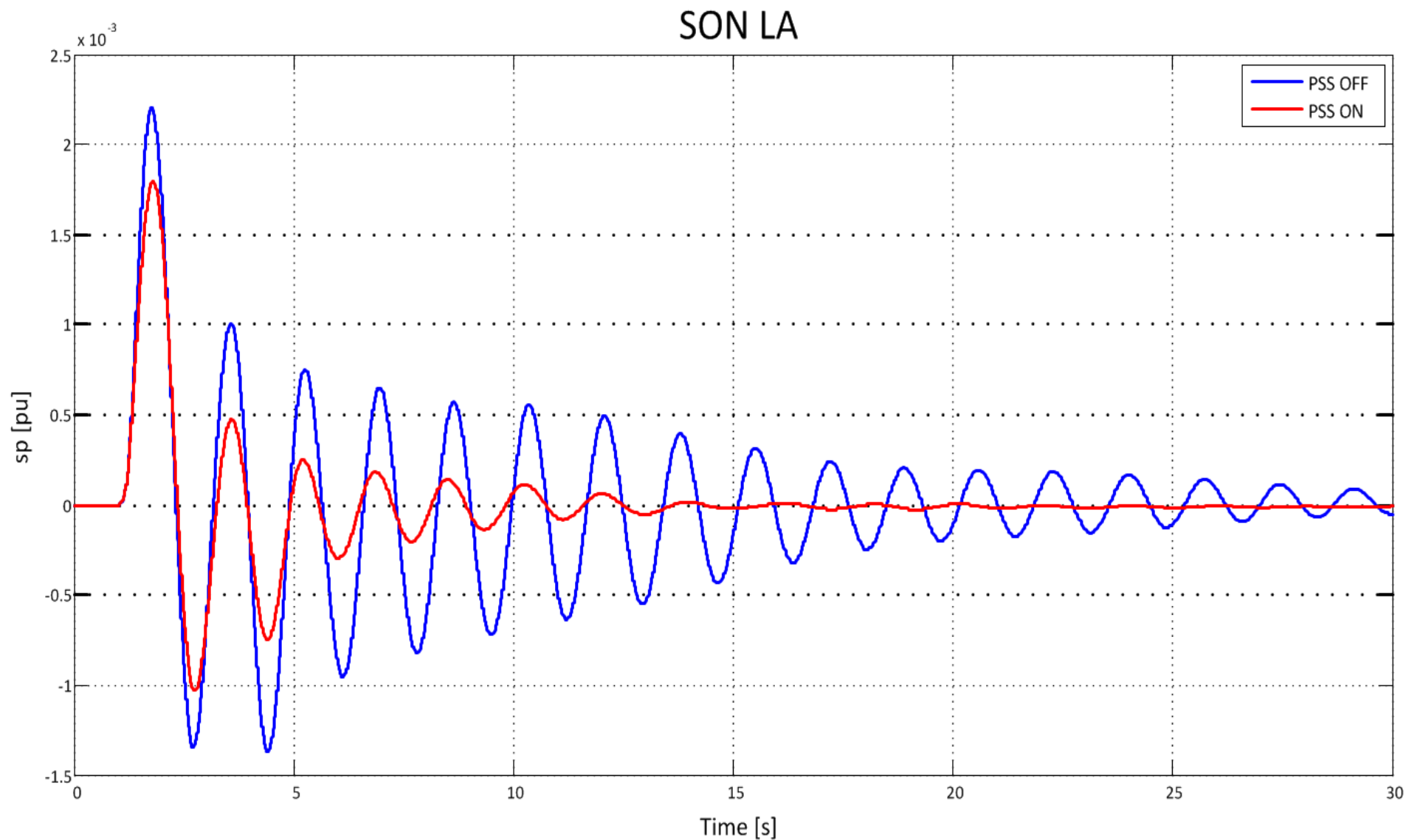


Thông số	Giá trị
T_w	10
K	30
T1	0.4845
T2	0.1458
T3	0.4845
T4	0.1458

Đáp ứng sau khi có PSS



Đánh giá hoạt động các thiết bị PSS

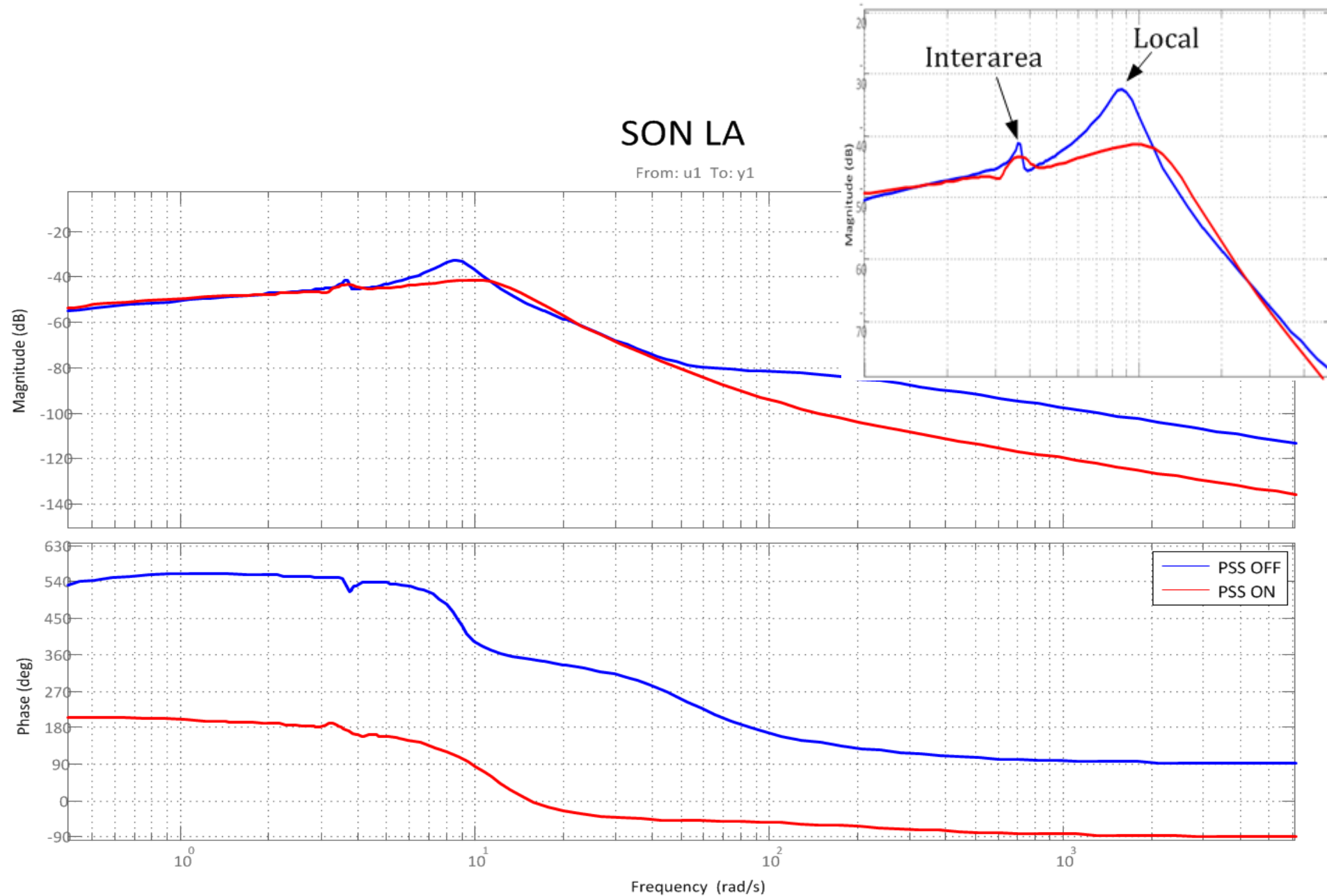


Đánh giá hoạt động các thiết bị PSS



Mode Type	Frequency (Hz)	Damping Ratio	Amplitude	Phase (deg)
1 -SmpTrd	0.000000	*****	0.000279	180.000000
2 -OscTrd	0.051755	0.895291	0.003196	64.425327
3 -IntOsc	0.465594	0.086262	0.000238	-86.749698
4 -IntOsc	0.584221	0.082503	0.001503	-152.320278
5 -IntOsc	0.894011	0.095213	0.000115	-156.766451
6 -LocOsc	1.160948	0.102917	0.000273	-86.290659
7 -LocOsc	1.686604	0.063220	0.000336	15.768980
8 -FstNse	1.890157	0.032020	0.000084	172.593244
9 -FstNse	2.186624	0.022971	0.000024	93.132262
			Signal/Noise Ratio = 23.063835 dB	

Đánh giá hoạt động các thiết bị PSS



Kết luận



- Việc cài đặt đã đem lại kết quả rõ ràng, tăng tỷ số tắt dần của dao động liên vùng (từ 2.83% lên 8.25%)
- Phương pháp tổng hợp bộ PSS dựa trên nhận dạng hàm truyền hở có tính hiệu quả cao, đặc biệt khi không có thông số chính xác của các phần tử trong HTĐ
- Phát triển:
 - Kiểm tra sự làm việc của PSS với các chế độ làm việc khác
 - Thử nghiệm với đáp ứng thu được từ thí nghiệm thực tế

BÁO CÁO SINH VIÊN NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

NGHIÊN CỨU PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG ĐẶC TÍNH Z.I.P CỦA PHỤ TẢI ÁP DỤNG ĐIỀU CHỈNH ĐIỆN ÁP VẬN HÀNH (CVR) NHẪM TIẾT KIỆM ĐIỆN NĂNG

Sinh viên thực hiện: Ngô Việt Sơn Kỹ thuật điện 01-K58

Nguyễn Thị Phương Kỹ thuật điện 02-K59

Giảng viên hướng dẫn: T.S Nguyễn Hoàng Việt



NỘI DUNG BÁO CÁO

ĐẶT VẤN ĐỀ

MÔ HÌNH PHỤ TẢI Z.I.P

CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG Z.I.P

ÁP DỤNG VÀO BÀI TOÁN CVR

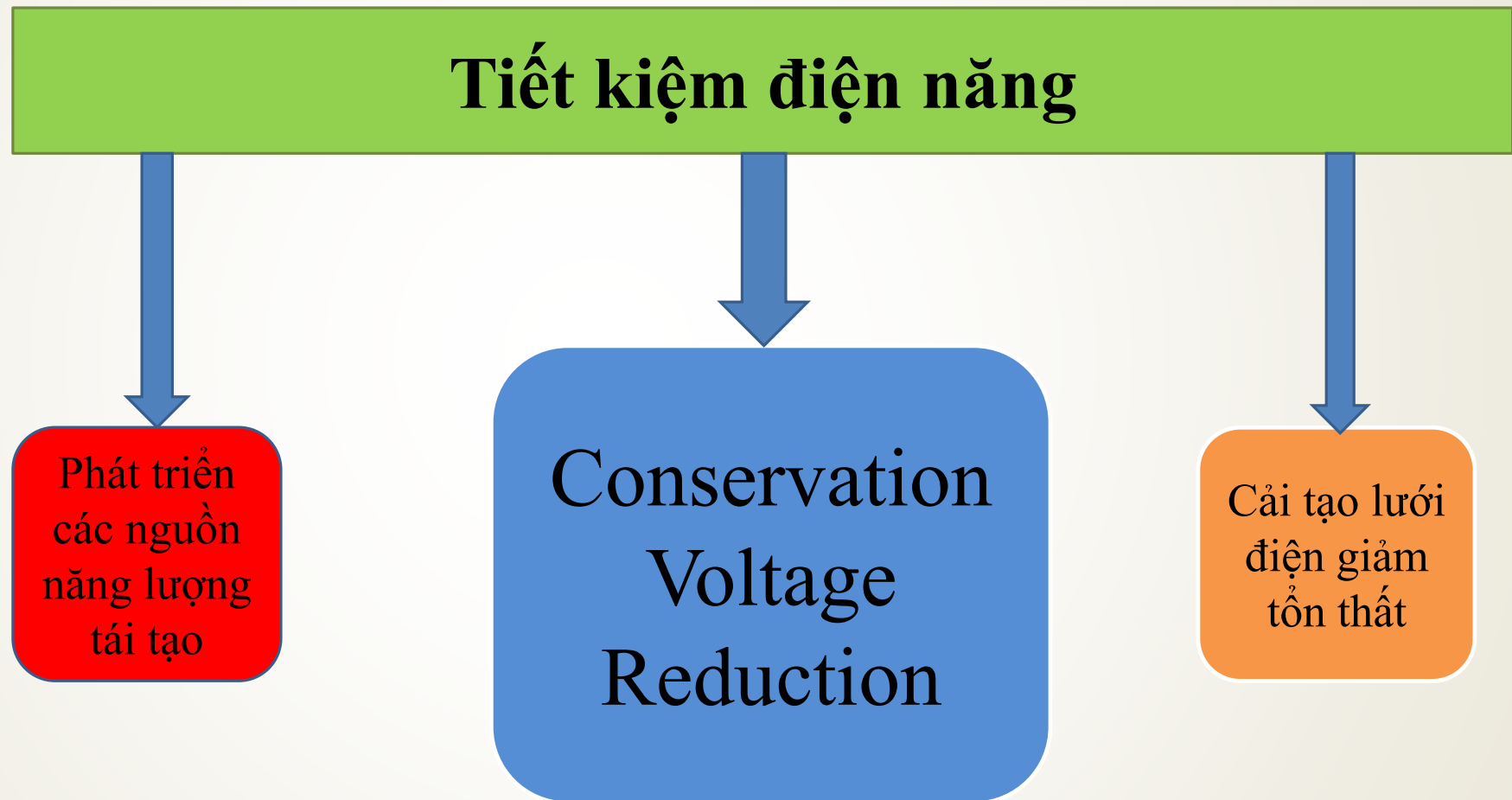
KẾT LUẬN

I. ĐẶT VẤN ĐỀ



Tiết kiệm điện là bài toán lớn đặt ra cho ngành điện

I. ĐẶT VẤN ĐỀ



I. ĐẶT VẤN ĐỀ

- Conservation Voltage Reduction (CVR) là thuật ngữ chỉ những phương pháp điều chỉnh điện áp nhằm giảm nhu cầu công suất trong lưới điện phân phối.

Phương pháp ước lượng
đặc tính phụ tải

Phương pháp điều chỉnh
điện áp

Conservation
Voltage
Reduction

```
graph LR; A[Phương pháp ước lượng đặc tính phụ tải] --> C[Conservation Voltage Reduction]; B[Phương pháp điều chỉnh điện áp] --> C;
```

II. MÔ HÌNH PHỤ TẢI Z.I.P

1. Đặc tính phụ tải Z.I.P

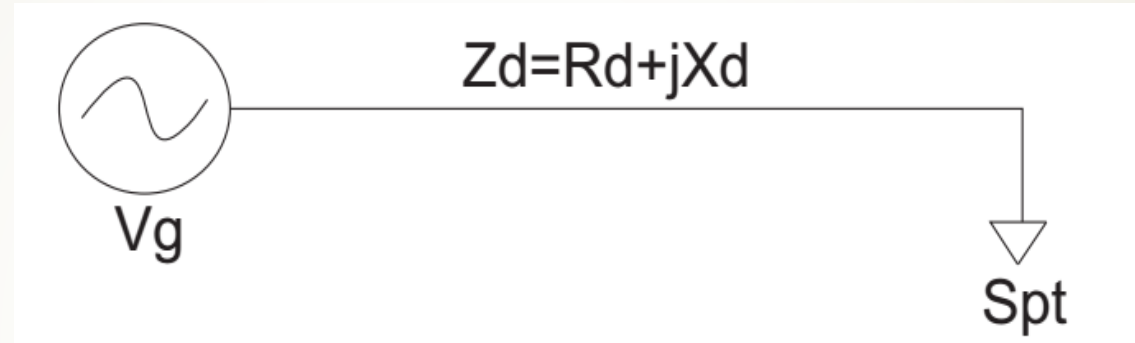
- Mô hình phụ tải Z.I.P là một mô hình phụ tải đa thức. Về cơ bản là sự kết hợp của 3 loại phụ tải: phụ tải tổng trở không đổi (Z), phụ tải dòng điện không đổi (I) và phụ tải công suất không đổi (P).
- Hệ phương trình mô tả phụ tải Z.I.P:

$$\begin{cases} P_L = P_o \cdot \left[Z_p \cdot \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_p \cdot \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_p \right] \\ Q_L = Q_o \cdot \left[Z_q \cdot \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_q \cdot \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_q \right] \end{cases}$$

II. MÔ HÌNH PHỤ TẢI Z.I.P

2. Ảnh hưởng của đặc tính phụ tải

► Xét hệ thống điện đơn giản như hình vẽ:



Hình 2: Sơ đồ hệ thống điện đơn giản

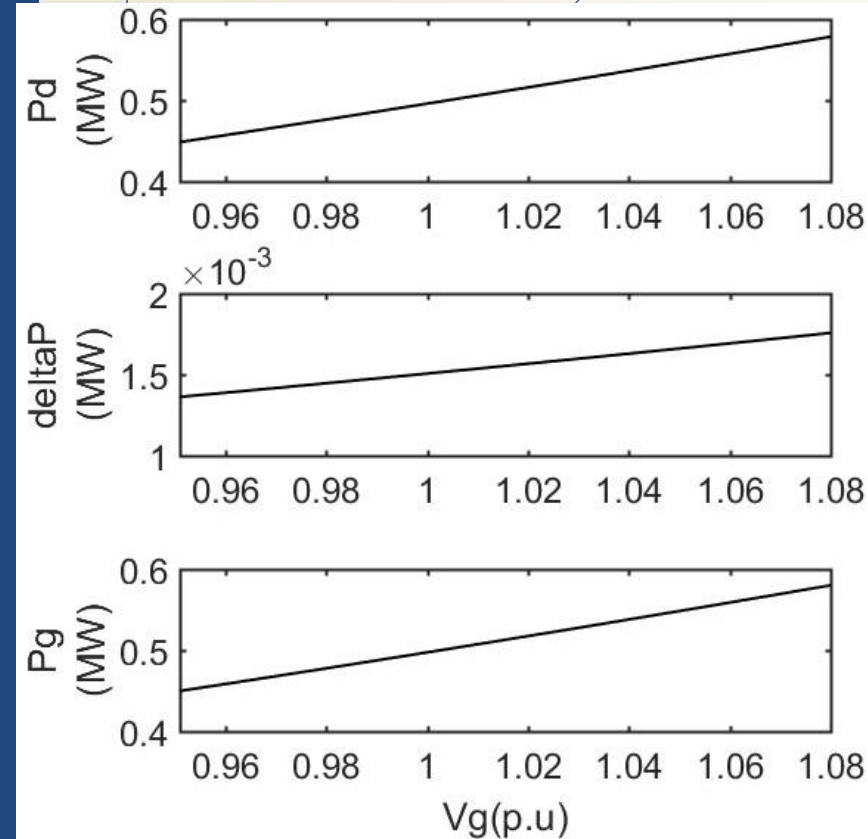
Khi thay đổi điện áp nguồn điện



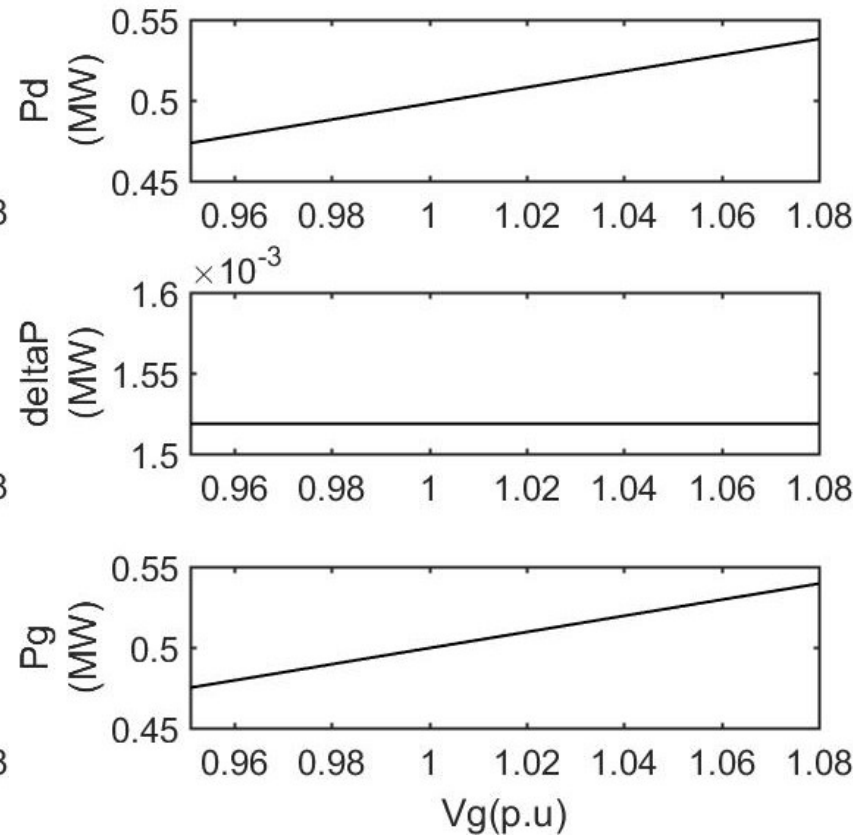
Công suất nguồn điện cần phải cấp ???

II. MÔ HÌNH PHỤ TẢI Z.I.P

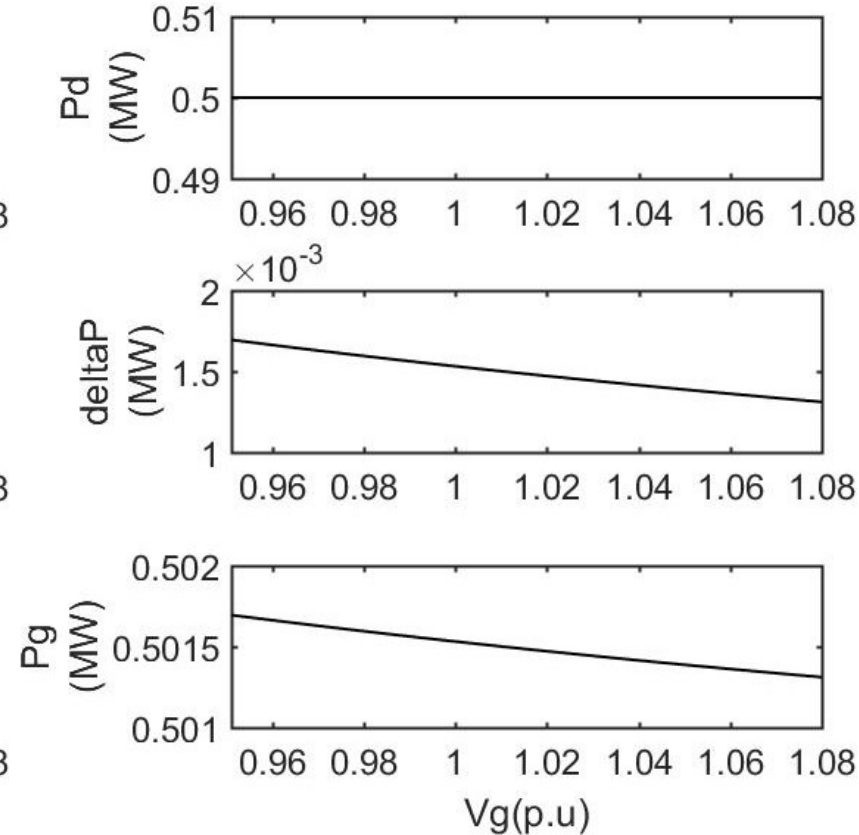
2. Ảnh hưởng của đặc tính phụ tải



$$Z_p = 1, I_p = 0, P_p = 0$$



$$Z_p = 0, I_p = 1, P_p = 0$$



$$Z_p = 0, I_p = 0, P_p = 1$$

II. MÔ HÌNH PHỤ TẢI Z.I.P

2. Ảnh hưởng của đặc tính phụ tải

Mỗi đặc tính phụ tải có một ảnh hưởng khác nhau



Cần xác định đặc tính của phụ tải

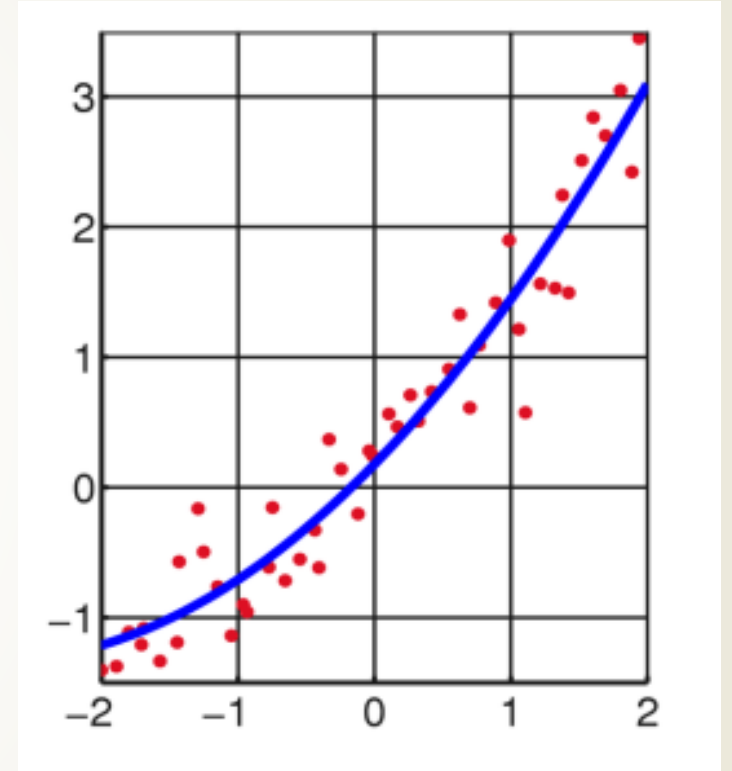
III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

1. Phương pháp bình phương cực tiểu (Least squares)

- Áp dụng vào bài toán ước lượng tỷ lệ Z.I.P ta giải hệ phương trình:

$$\begin{cases} Z_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right)^4 + I_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right)^3 + P_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right)^2 = \sum_{i=1}^3 P_i \cdot \left(\frac{V_i}{V_o}\right)^2 \\ Z_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right)^3 + I_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right)^2 + P_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right) = \sum_{i=1}^3 P_i \cdot \left(\frac{V_i}{V_o}\right) \\ Z_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right)^2 + I_p \cdot \sum_{i=1}^3 \left(\frac{V_i}{V_o}\right) + P_p \cdot 3 = \sum_{i=1}^3 P_i \end{cases}$$

- Ưu điểm: Nhanh và chính xác khi không có sự thay đổi phụ tải
- Nhược điểm: Cho kết quả rất khác thực tế khi có sự thay đổi phụ tải

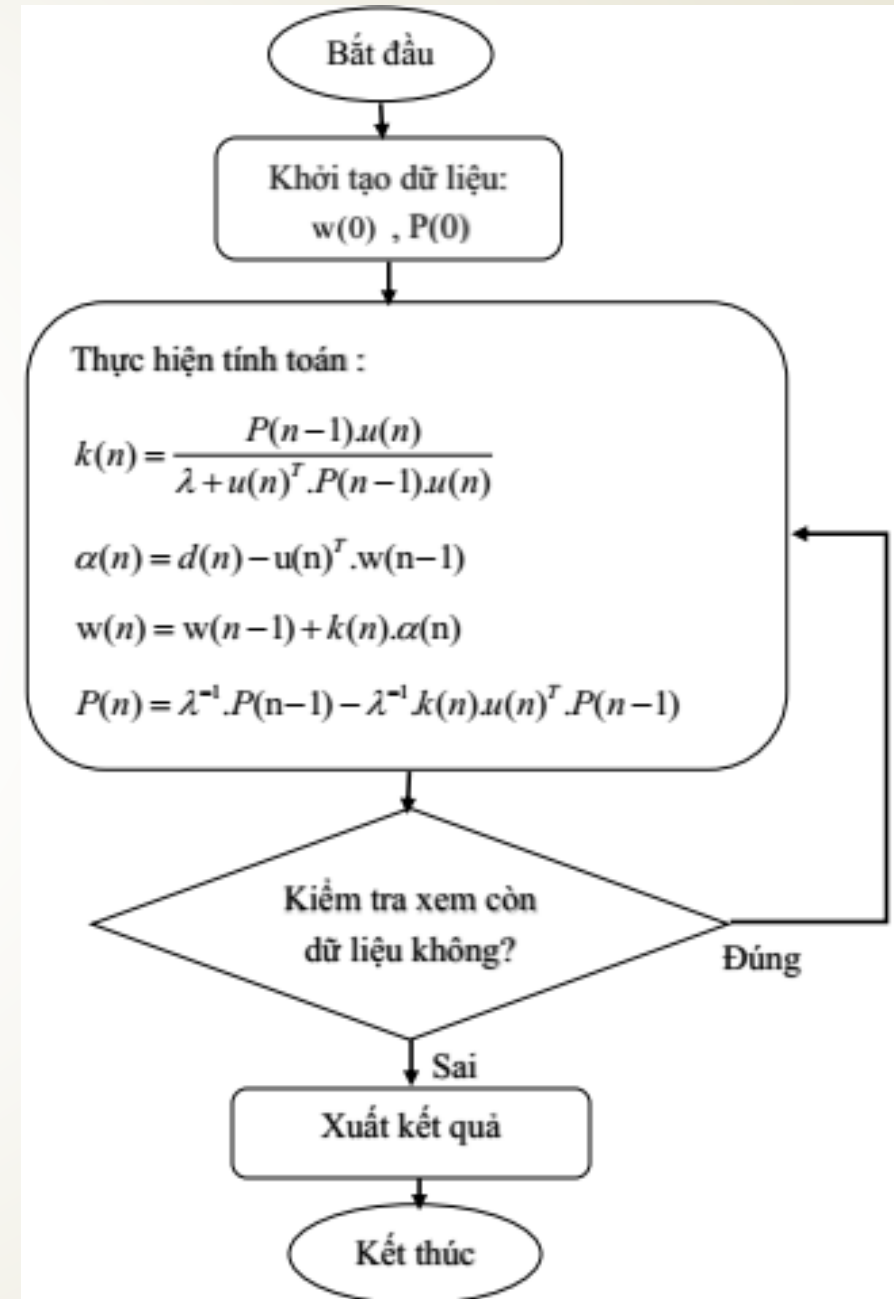


Hình 6: Phương pháp bình phương cực tiểu

III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

2. Phương pháp bình phương cực tiểu đệ quy

- Ưu điểm: Cho kết quả bám theo giá trị thực
- Nhược điểm: Khi phụ tải thay đổi liên tục thì cho kết quả rất khác thực tế



III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

3. Phương pháp ước lượng thích nghi

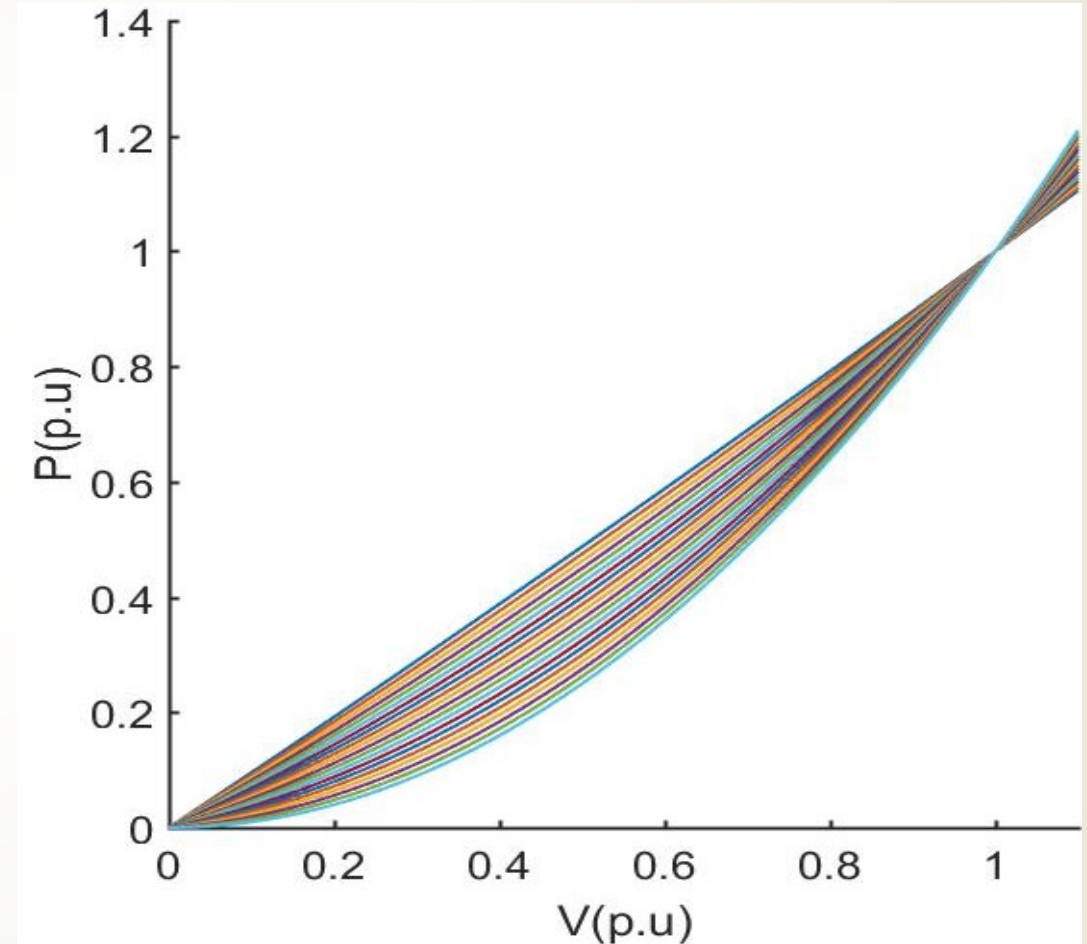
- Với một bộ giá trị (V_k, P_k) đo được có rất nhiều bộ giá trị (P_o, Z_p, I_p, P_p) thỏa mãn các phương trình mô tả phụ tải Z.I.P

$$P_k = P_o \cdot \left[Z_p \cdot \left(\frac{V_k}{V_o} \right)^2 + I_p \cdot \left(\frac{V_k}{V_o} \right) + P_p \right]$$

Và $Z_p + I_p + P_p = 1$; $Z_p > 0; I_p > 0; P_p > 0$

- Chọn bộ giá trị $(P_o(k), Z_p(k), I_p(k), P_p(k))$ mà tại đó hàm mục tiêu:

$$dS = \alpha * dSp + dSzip + \alpha * dSp * dSzip \text{ min}$$



Hình 7: Họ các đường cong Z.I.P thỏa mãn điều kiện ràng buộc

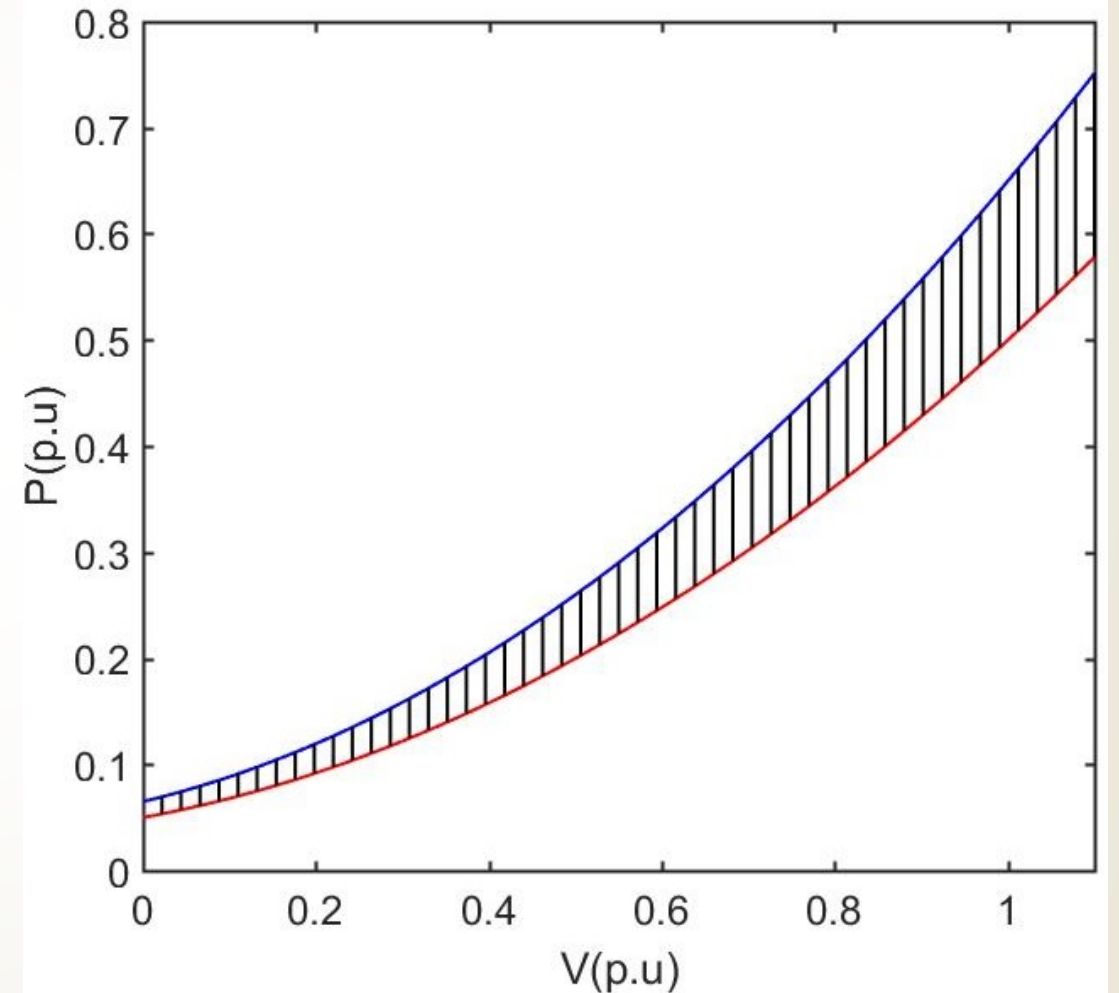
III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

3. Phương pháp ước lượng thích nghi

- Ta thực hiện so sánh các bộ giá trị $(P_o(k), Z_p(k), I_p(k), P_p(k))$ của bước k với bộ giá trị $(P_o(k-1), Z_p(k-1), I_p(k-1), P_p(k-1))$
- So sánh về độ lệch P_o bằng cách bằng cách tính diện tích dS_p giữa 2 đồ thị $P_1(V)$ và $P_2(V)$ với

$$P_1(V) = P_{oc}(k) \cdot (Z_p(k-1) \cdot V^2 + I_p(k-1) \cdot V + P_p(k-1))$$

$$P_2(V) = P_o(k-1) \cdot (Z_p(k-1) \cdot V^2 + I_p(k-1) \cdot V + P_p(k-1))$$



Hình 8: So sánh độ lệch P_o

III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

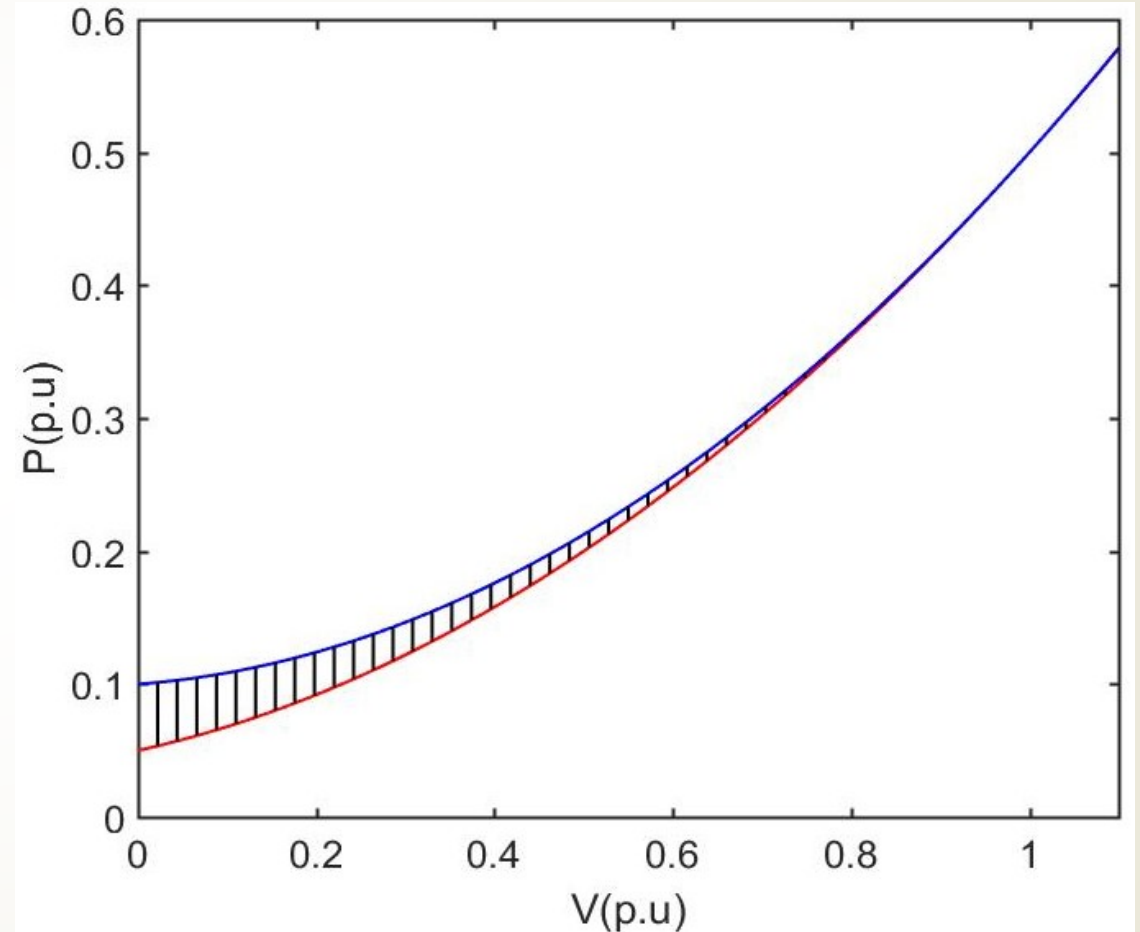
3. Phương pháp ước lượng thích nghi

- So sánh về độ lệch Po bằng cách bằng cách tính diện tích dSzip giữa 2 đồ thị $P_3(V)$ và $P_2(V)$ với

$$P_3(V) = P_o(k-1). (Z_p(k) * V^2 + I_p(k).V + P_p(k))$$

$$P_2(V) = P_o(k-1). (Z_p(k-1) * V^2 + I_p(k-1).V + P_p(k-1))$$

- Ưu điểm: cho kết quả có độ chính xác cao khi công suất định mức của phụ tải ít thay đổi, ngay cả khi tỷ lệ Z.I.P thay đổi liên tục theo từng bước lấy dữ liệu.
- Nhược điểm: khi công suất định mức của phụ tải thay đổi nhiều hoặc liên tục, phương pháp sẽ cho kết quả rất khác so với thực tế

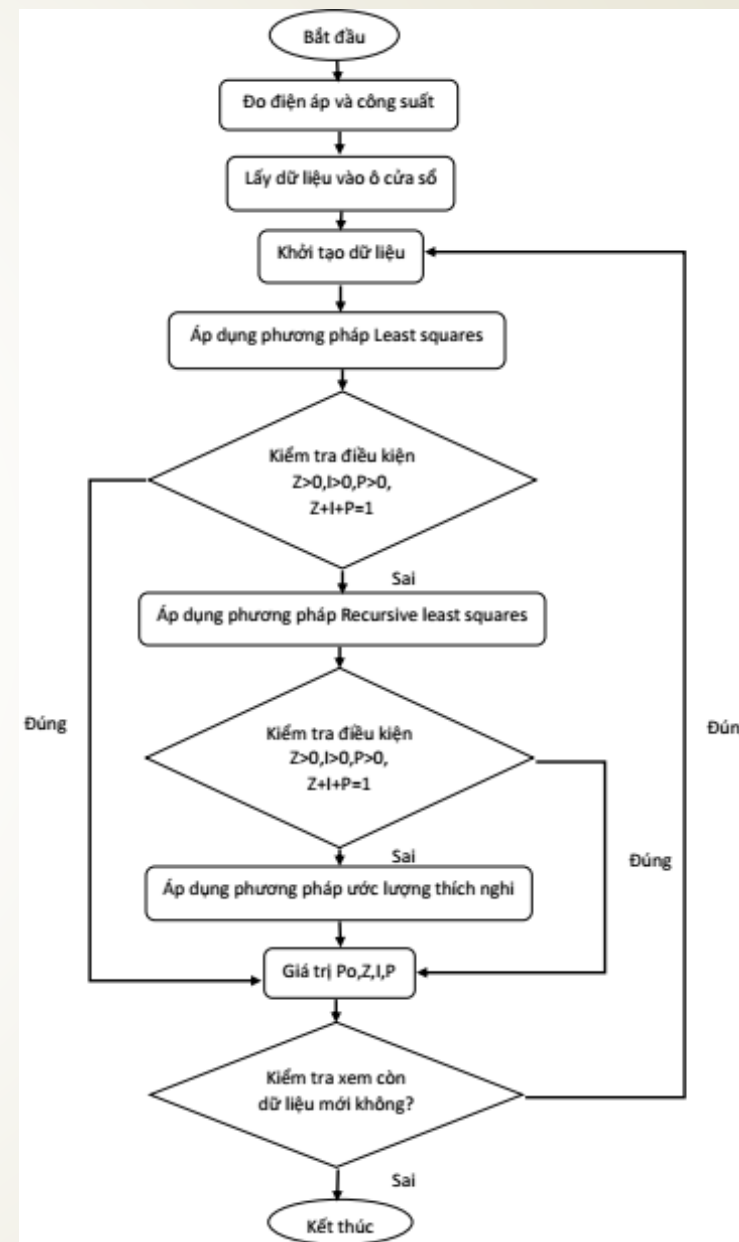


Hình 9: So sánh độ lệch tỷ lệ Z.I.P

III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

4. Phương pháp phối hợp ước lượng tỷ lệ Z.I.P

Cả 3 phương pháp ước lượng Z.I.P được nêu trên đều có những ưu, nhược điểm riêng. Để có được kết quả ước lượng chính xác nhất, ta phối hợp cả 3 phương pháp trên.



III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

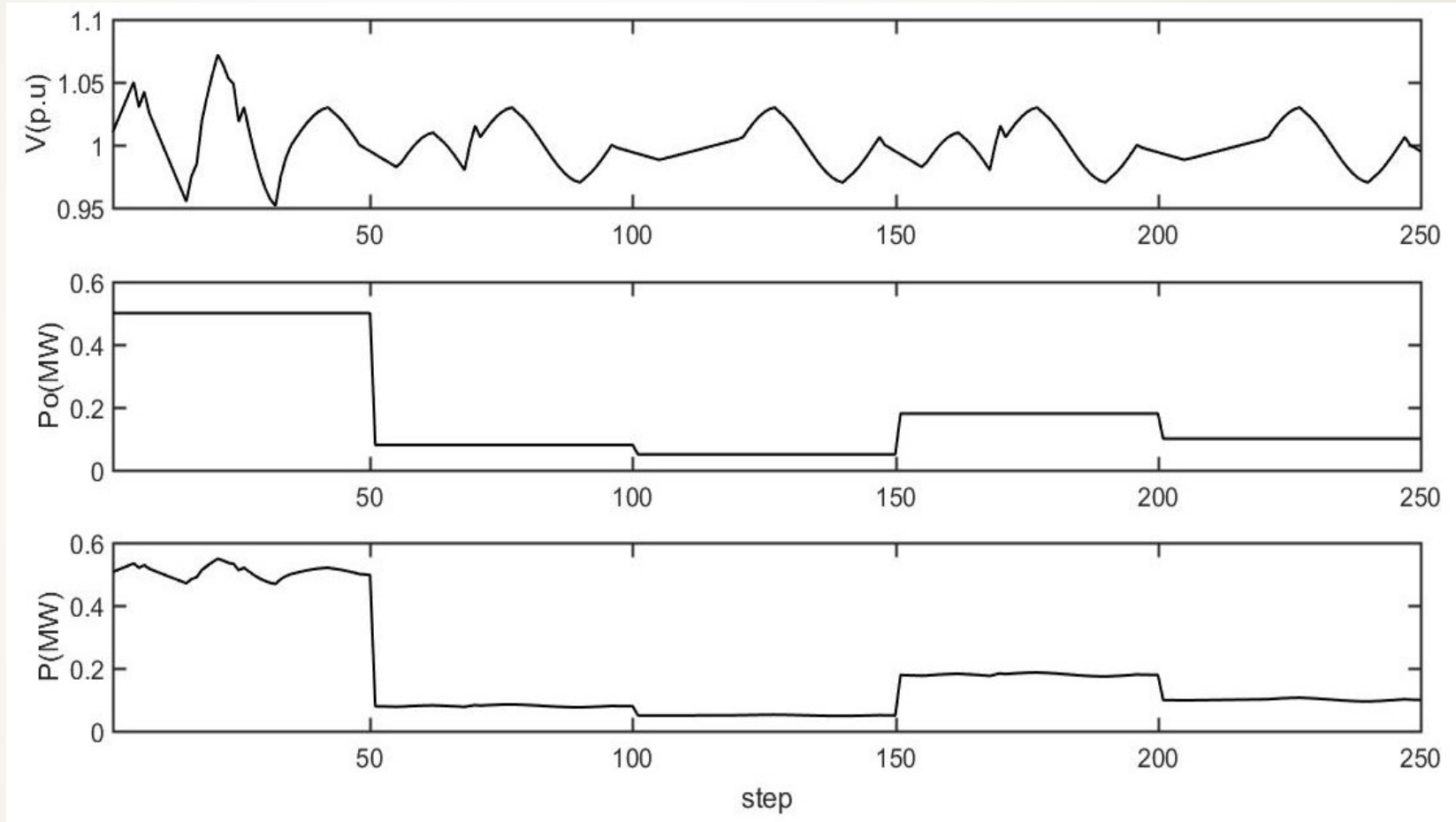
5. Kết quả ước lượng



III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

5. Kết quả ước lượng

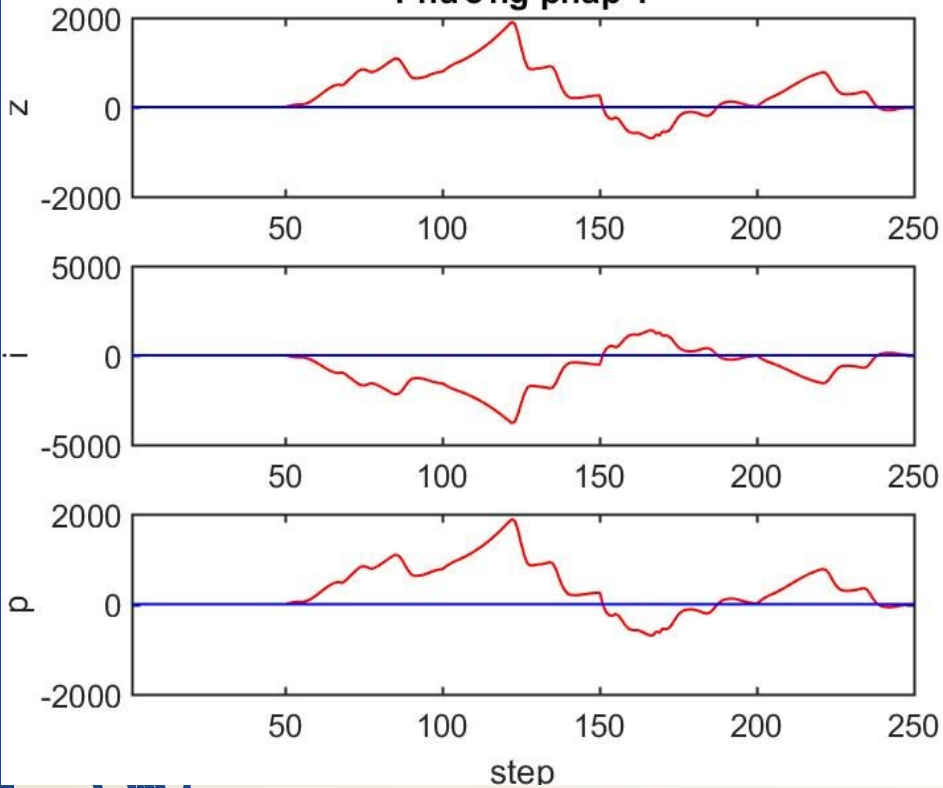
▀ Kịch bản 1:



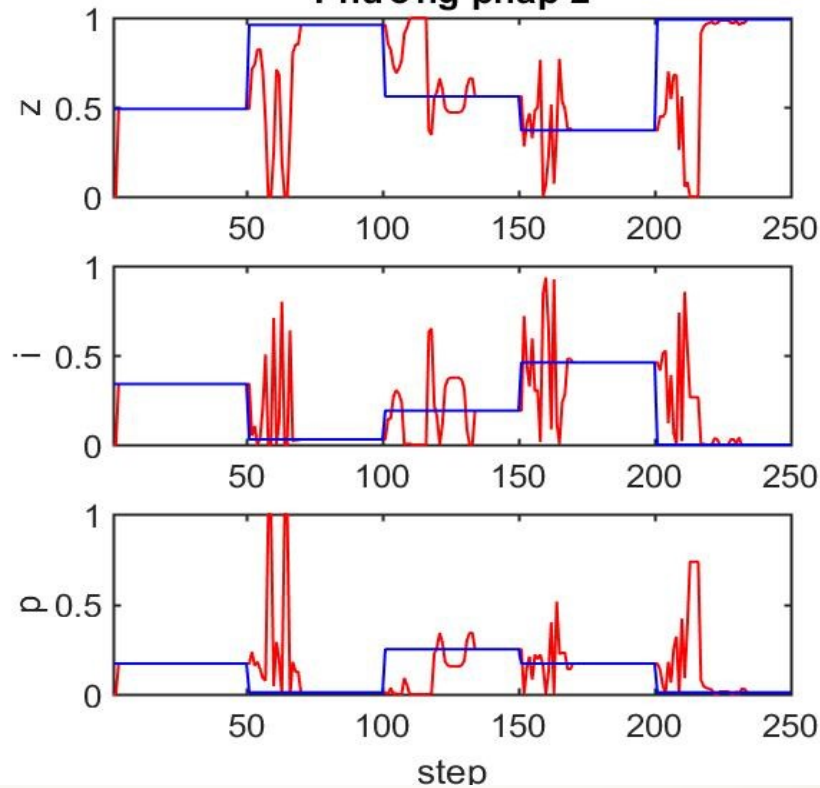
Hình 10: Đồ thị điện áp đo, công suất đo, công suất định mức

III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

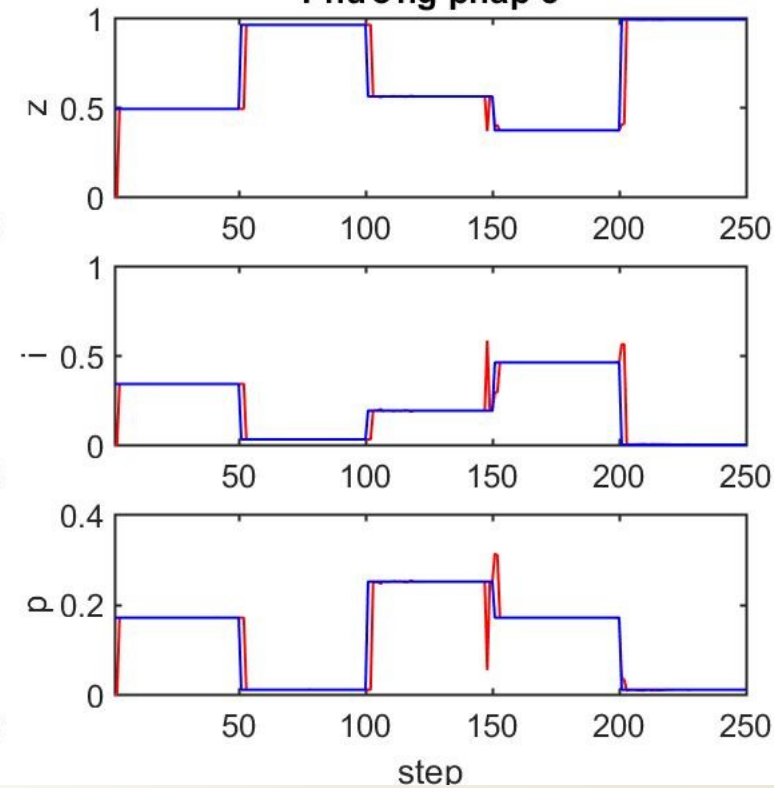
Phương pháp 1



Phương pháp 2



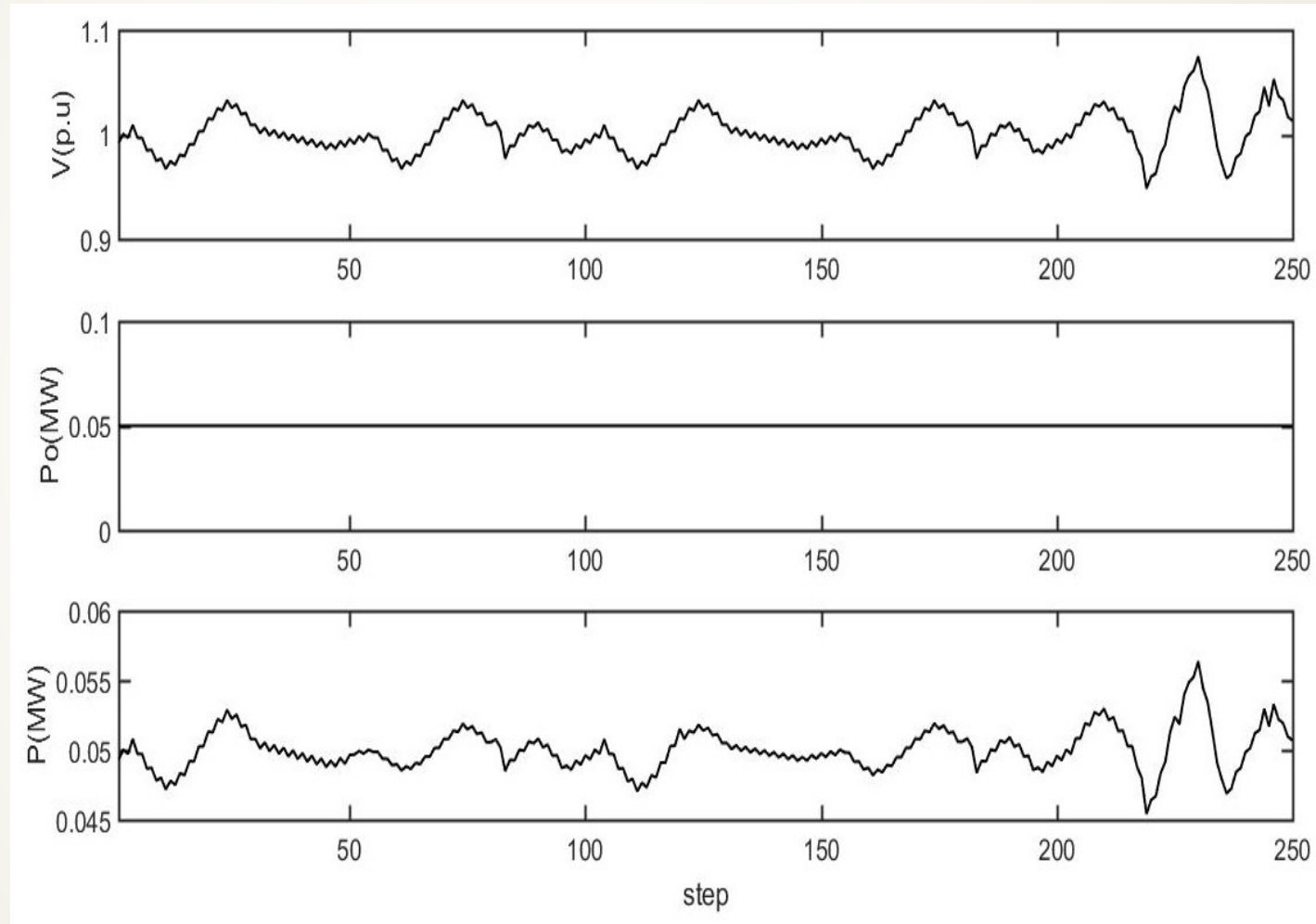
Phương pháp 3



III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P

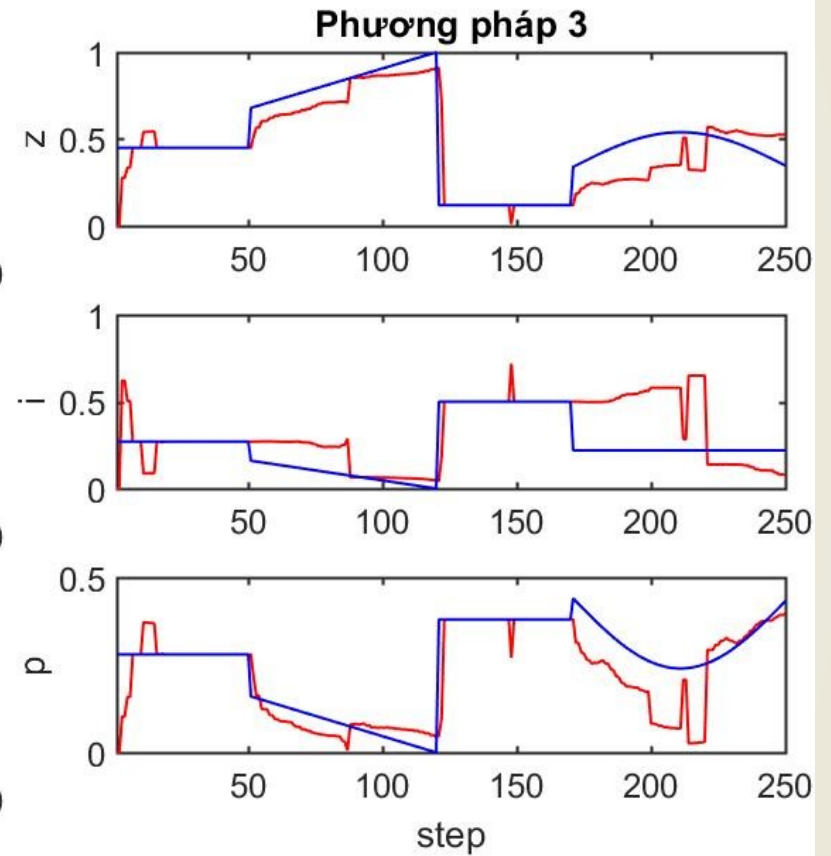
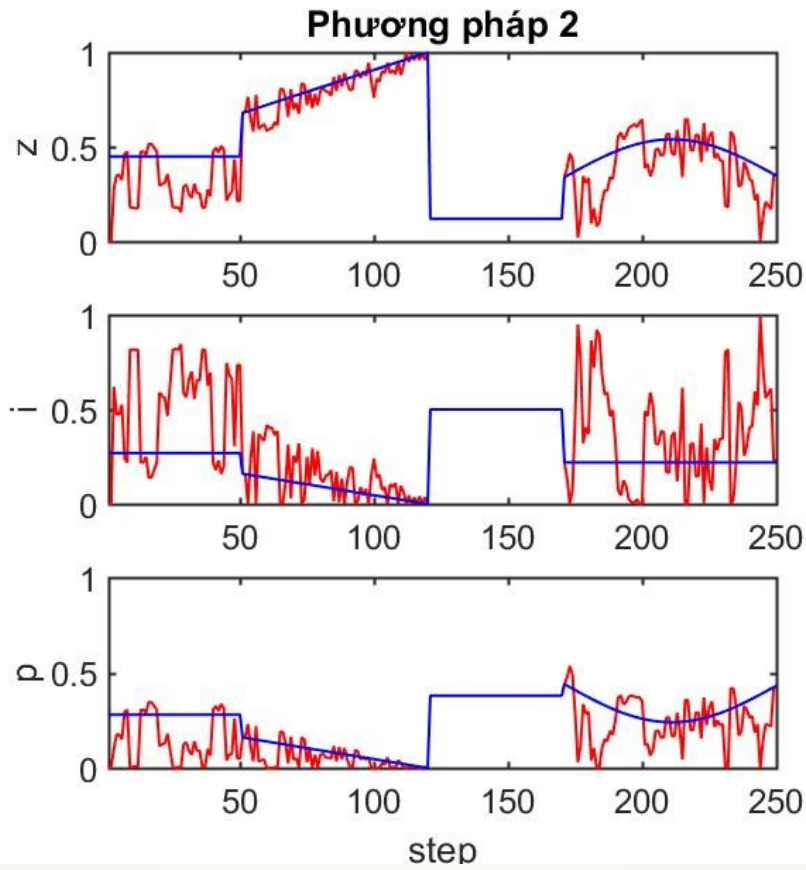
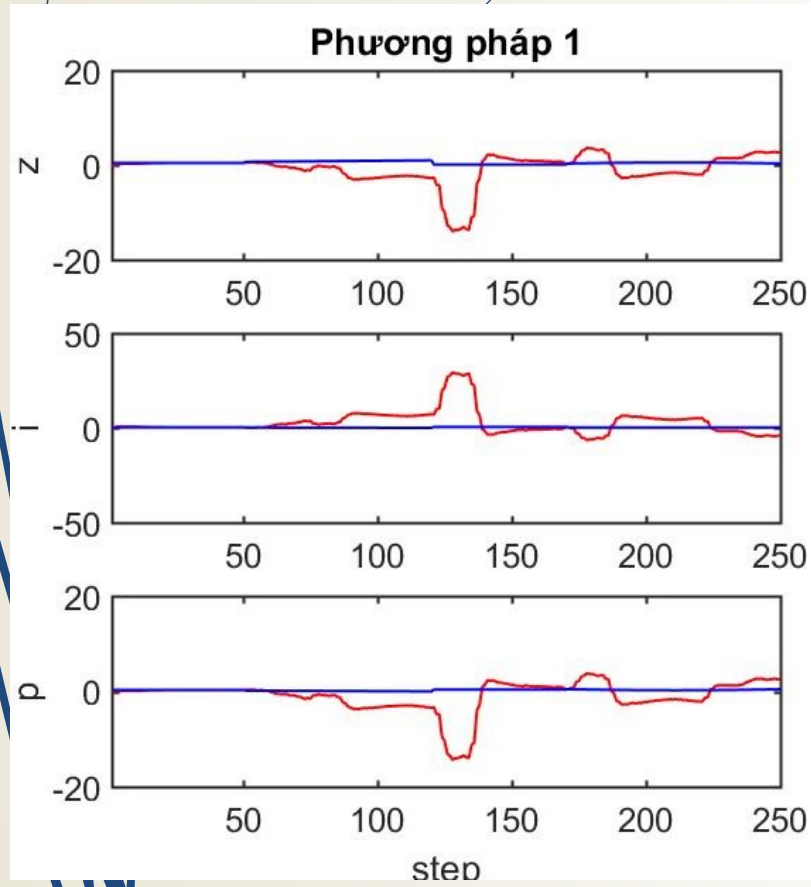
5. Kết quả ước lượng

► Kịch bản 2:



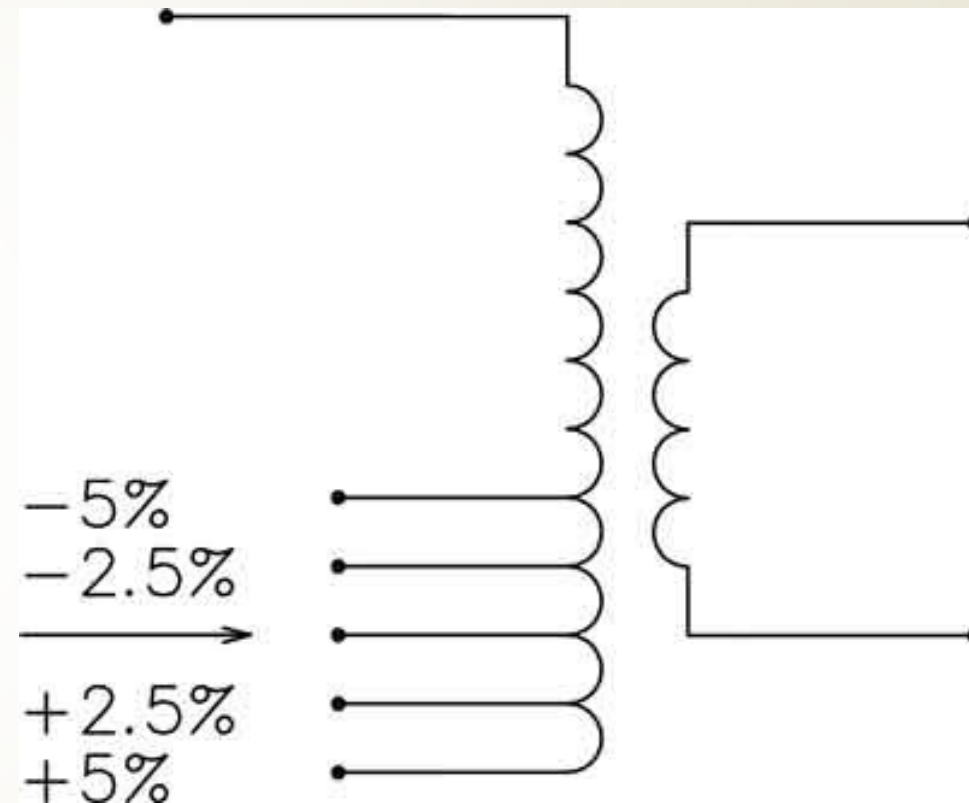
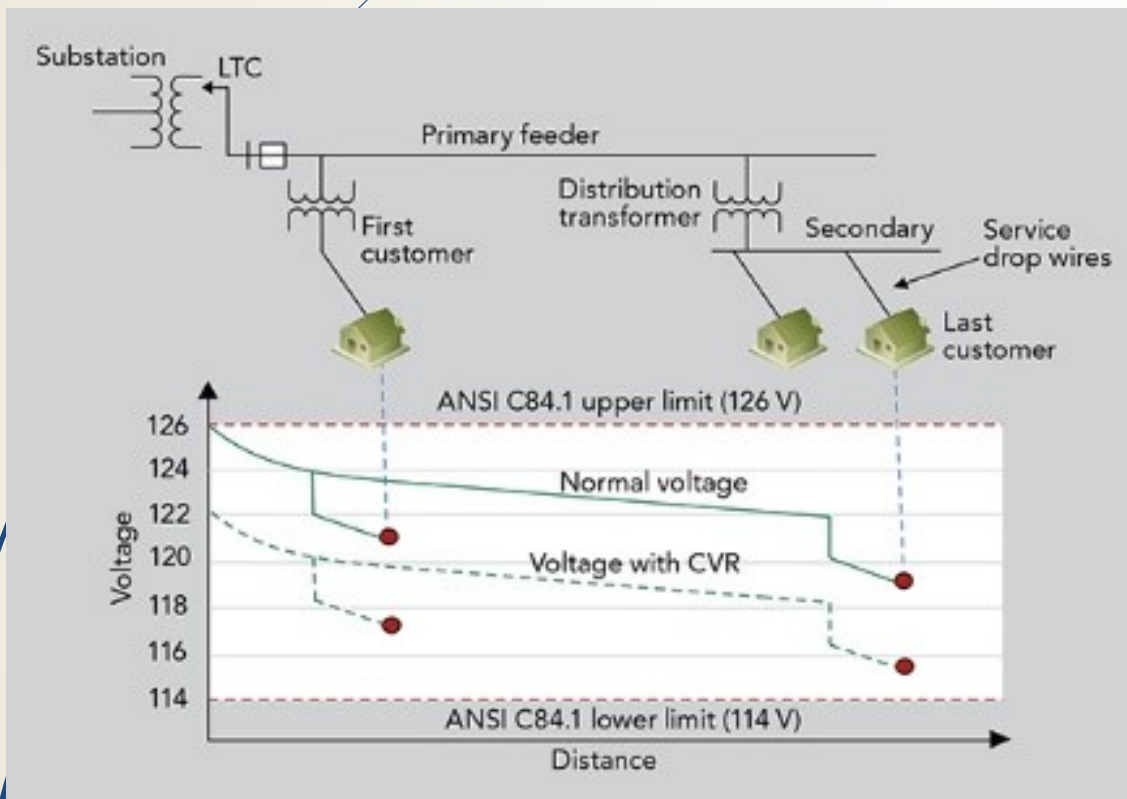
Hình 11: Đồ thị điện áp đo, công suất đo, công suất định mức

III. CÁC PHƯƠNG PHÁP ƯỚC LƯỢNG TỶ LỆ Z.I.P



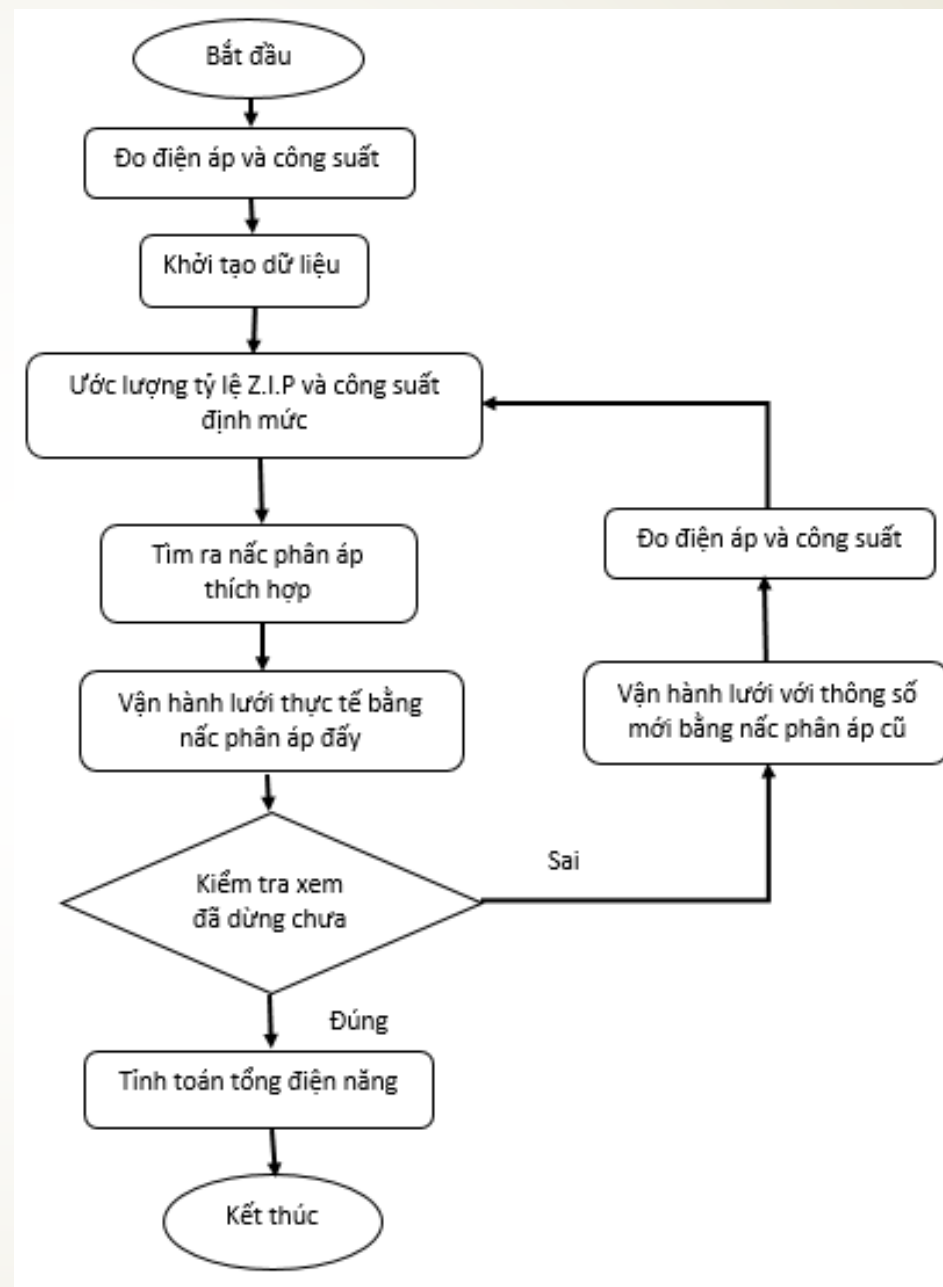
IV. ÁP DỤNG VÀO BÀI TOÁN CVR

- Thực hiện điều chỉnh điện áp bằng nấc phân áp của máy biến áp



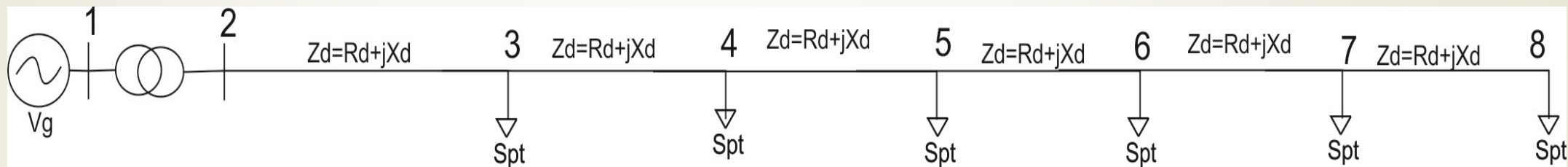
IV. ÁP DỤNG VÀO BÀI TOÁN CVR

- Sơ đồ khối chương trình tính toán

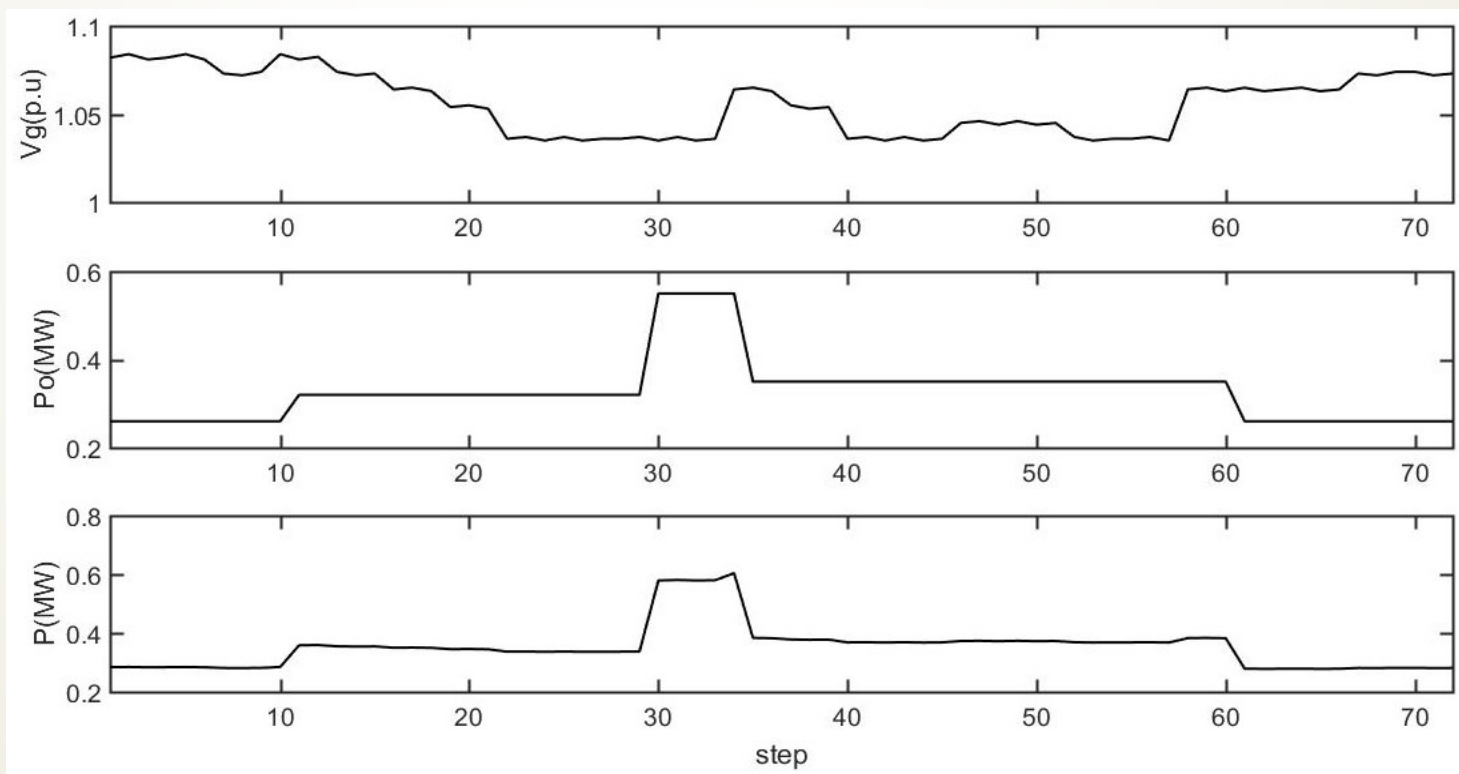


IV. ÁP DỤNG VÀO BÀI TOÁN CVR

➔ Xét lưới điện ví dụ:



Hình 20: Mô hình lưới điện phân phối

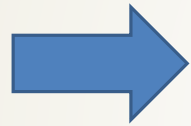


IV. ỨNG DỤNG VÀO BÀI TOÁN CVR

► Từ kết quả chạy thử chương trình ta có:

Không ứng dụng CVR : $A1 = 47633 \text{ kWh}$

Ứng dụng CVR : $A2 = 47080 \text{ kWh}$



$$\Delta A = \frac{A1 - A2}{A1} \cdot 100 = 1.16\%$$

V. KẾT LUẬN

- Phương pháp ước lượng phụ tải Z.I.P có độ chính xác cao, phù hợp với bài toán ước lượng phụ tải Z.I.P khi công suất định mức của phụ tải ít thay đổi.
- Hơn nữa, phương pháp ước lượng thích nghi được đề xuất còn có khả năng áp dụng đối với các mô hình phụ tải đa thức phức tạp hơn.
- Khi áp dụng vào bài toán CVR, cho thấy kỹ thuật CVR đã tác dụng điều khiển điện áp vận hành góp phần tiết kiệm năng lượng.



XIN CHÂN TRỌNG CẢM ƠN!!!



NGHIÊN CỨU PHƯƠNG PHÁP TỐI ƯU VỊ TRÍ ĐẶT THIẾT BỊ FCL KẾT HỢP TÁI CẤU TRÚC LƯỚI NHẪM HẠN CHẾ DÒNG NGẮN MẠCH TRÊN LƯỚI 110KV MIỀN BẮC

Sinh viên thực hiện : Tạ Tuấn Minh – K58
GVHD : T.S Nguyễn Đức Huy

Nội dung

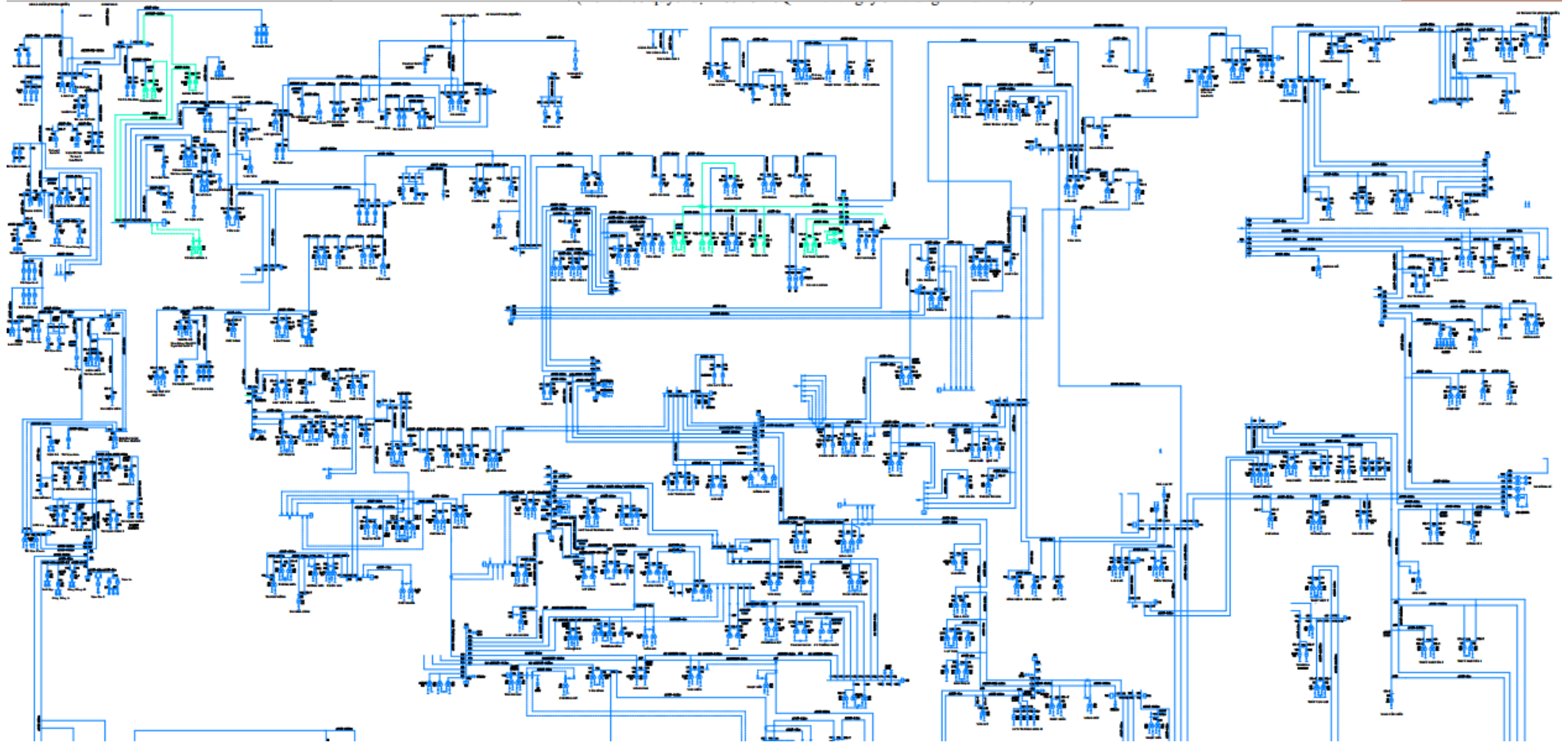


- Tổng quan
- Các phương pháp
- Xây dựng bài toán
- Mô phỏng
- Kết quả kiểm tra và đánh giá

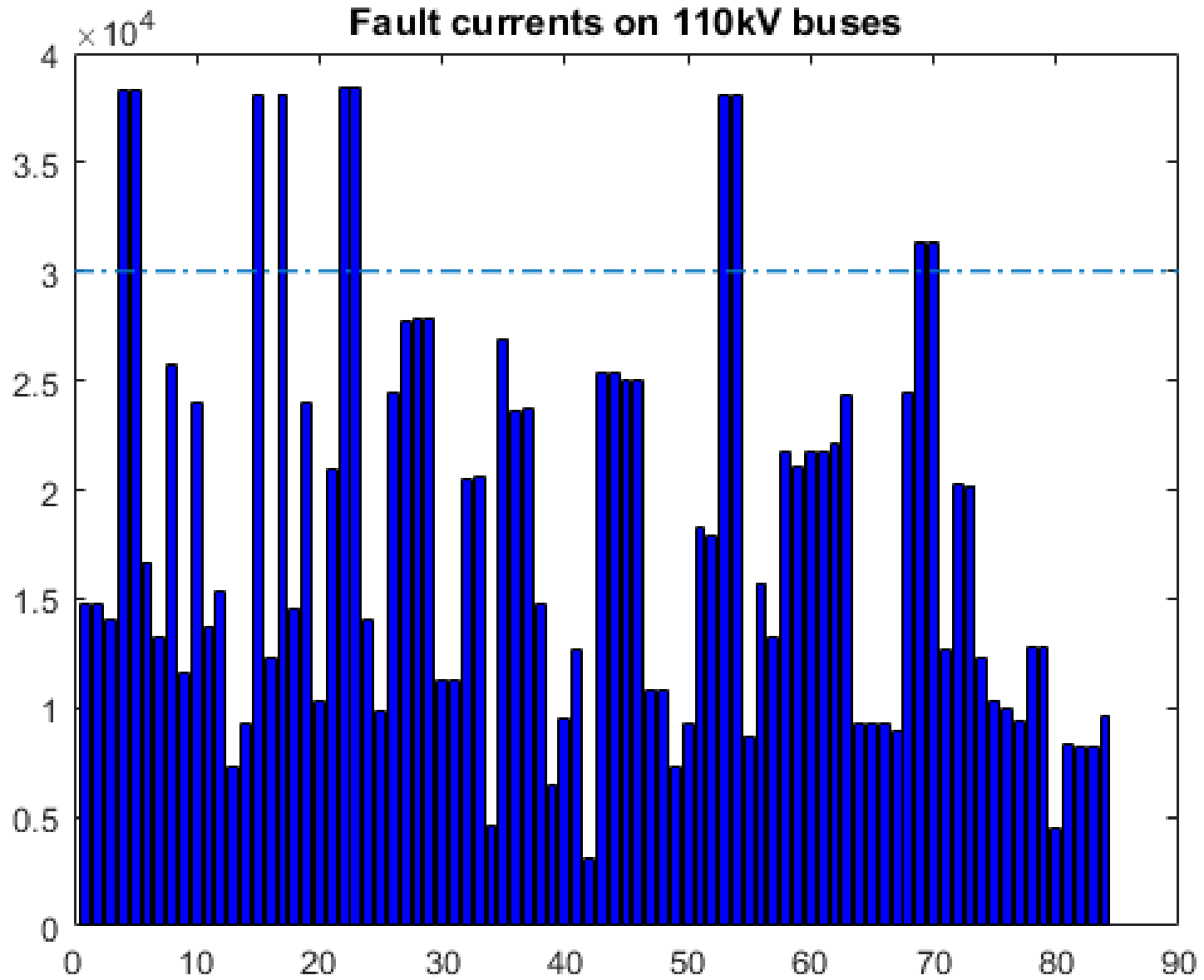
Tổng quan



- Sự tăng lên về quy mô của hệ thống điện Việt Nam
 - Các tổ máy công suất lớn từ các nhà máy mới
 - Nguồn phát công suất mới như gió và năng lượng tái tạo
- Việc phát triển hệ thống điện đòi hỏi sự quan sát và nghiên cứu hàng năm về cường độ dòng ngắn mạch khi xảy ra sự cố tại các nút trạm quan trọng.



Sơ đồ lưới 110kV khu vực phía Bắc Việt Nam



Dòng ngắn mạch trên các nút 110kV

Các phương pháp

- Một trong những giải pháp nhằm chống lại sự tăng lên của cường độ dòng ngắn mạch sự cố là thay thế một loạt các máy cắt hiện tại bằng các máy cắt công suất lớn và tốc độ đóng cắt cao.
- Điều này làm tăng chi phí ban đầu và không hiệu quả về mặt kinh tế.

Các phương pháp

- Thay vì đó, nhiều kĩ thuật khác nhau được nhắm đến để giảm cường độ dòng ngắn mạch sự cố như:
 - Mở vòng trong các chế độ vận hành thích hợp trên lưới.
 - Thay đổi chế độ làm việc của điểm trung tính.
 - Đặt kháng điện tại điểm trung tính.
 - Tách (phân đoạn) thanh cái tại các nút phù hợp.
 - Đặt thiết bị giảm dòng ngắn mạch (fault current limiter) trên lưới điện.

Các phương pháp

- Thay vì đó, nhiều kĩ thuật khác nhau được nhắm đến để giảm cường độ dòng ngắn mạch sự cố như:
 - Mở vòng trong các chế độ vận hành thích hợp trên lưới.
 - Thay đổi chế độ làm việc của điểm trung tính.
 - Đặt kháng điện tại điểm trung tính.
 - Tách (phân đoạn) thanh cái tại các nút phù hợp.
 - Đặt thiết bị giảm dòng ngắn mạch (fault current limiter) trên lưới điện.

Các phương pháp



- Mở vòng thích hợp trên lưới:
 - Ưu điểm của biện pháp là dễ dàng sử dụng, hiệu quả tương đối cao và tốn ít chi phí kinh tế.
 - Tuy vậy, phương pháp này cũng có những hạn chế nhất định, đặc biệt có thể gây ảnh hưởng tới sự làm việc ổn định và tin cậy trong vận hành hệ thống điện, và cũng làm tăng tổn thất công suất trên lưới điện.
- Cần có những biện pháp kiểm tra, phân tích nghiêm ngặt trong chế độ vận hành bình thường cũng như trong chế độ sự cố (N-1 AC Contingency analysis)

Các phương pháp



- Đặt thiết bị giảm dòng ngắn mạch (fault current limiter) trên lưới điện:
 - Có trở kháng rất thấp (by pass) dưới điều kiện làm việc bình thường của hệ thống điện
 - Khi có sự cố sẽ có tổng trở lớn và có tác dụng làm giảm dòng ngắn mạch sự cố trên lưới điện.

Xây dựng bài toán

❖ Hàm mục tiêu:

$$TC = \sum_f^{NL} cf_f \cdot U_f + \sum_f^{NL} cz_f \cdot zf_f \rightarrow \min$$

❖ Trong đó:

- U: trạng thái cài đặt, thể hiện cho vị trí đặt FCL
- zf: là tổng trở được yêu cầu để giảm dòng ngắn mạch, thể hiện cho kích cỡ của FCL
- f: là chỉ số của đường dây mà có FCL được cài đặt.
- cf (fixed cost): Chi phí cố định để lắp đặt thiết bị FCL tại một địa điểm
- cz: Chi phí tăng thêm do trở kháng phát sinh
- NL: Tổng số đường dây trong một hệ thống

❖ Ràng buộc:

- Vị trí đặt (biến nguyên): $U_f \in \{0,1\}$
 - Nếu FCL được cài đặt tại đường dây f, thì $U_f = 1$, ngược lại $U_f = 0$.
- Giới hạn dòng ngắn mạch:

$$I_k \leq \alpha \bar{I}_k$$

- Trong đó: α là hệ số nhân dòng sự cố
 - I_k : giới hạn dòng ngắn mạch tại đường dây thứ k
 - \bar{I}_k dòng sự cố thực tại đường dây thứ k
- Chi phí của thiết bị FCL

Cấp điện áp (kV)	Chi phí FCL (triệu đô)	Chi phí tổng trở tăng thêm (triệu đô)
230	1	0.2
< 230	0.5	0.01

Mô phỏng

- ❖ Tính toán với lưới truyền tải điện miền Bắc.
- ❖ Kích thước: 657 nhánh 110kV, 153 nhánh 220kV.
 - ❖ FCL được lựa chọn đặt trên các nhánh 110kV,
 - ❖ Các nhánh 220kV được xem xét để mở vòng.
- ❖ Công cụ mô phỏng
 - ❖ PSS/E của SIEMENS: tính ngắn mạch, kiểm tra điện áp và trào lưu công suất trong các kịch bản
 - ❖ MATLAB: Chương trình tính toán tối ưu (GA)

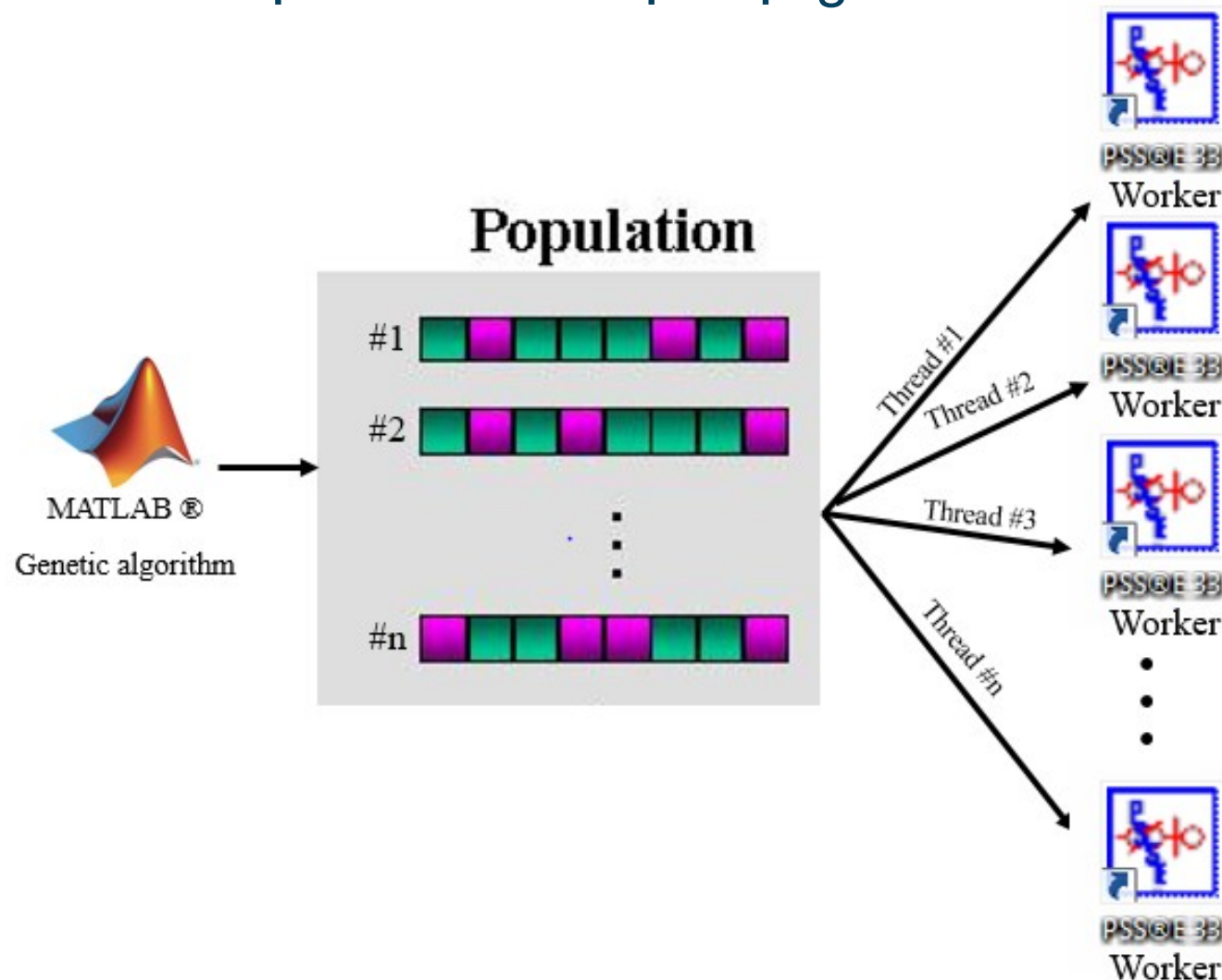


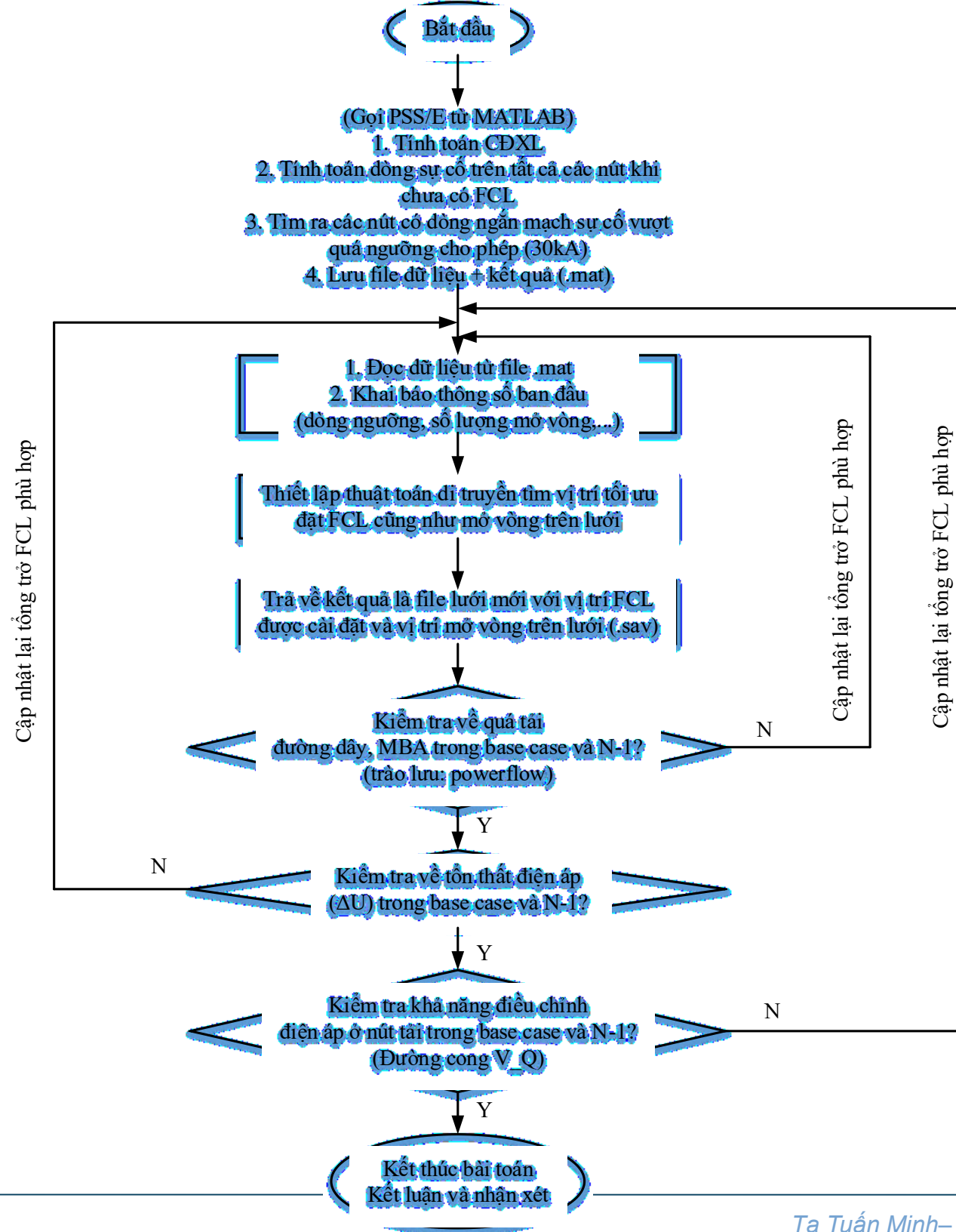
SIEMENS



Tính toán song song

- ❖ Sử dụng nhiều instance PSS/E tính toán ngắn mạch
- ❖ Vec tơ hóa tính toán hàm mục tiêu nhằm tận dụng tối đa CPU đa lõi





Kịch bản mô phỏng

- ❖ **Khống chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 10.**
- ❖ **Khống chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 9.**
- ❖ **Khống chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 6.**

Kịch bản 1: Khống chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 10.

```

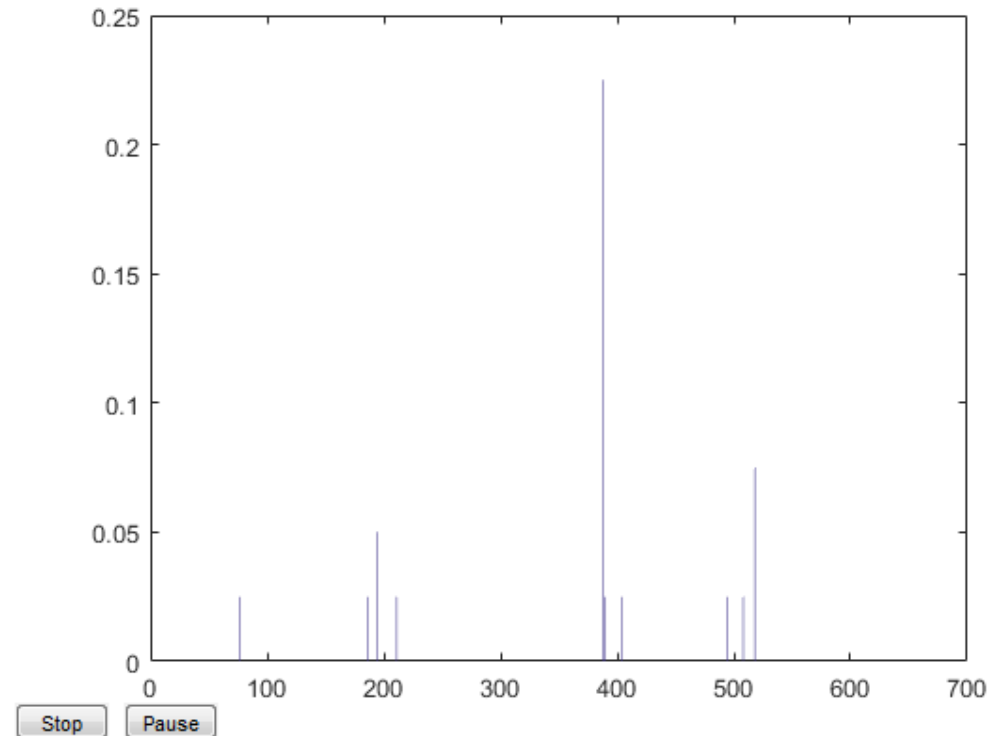
Command Window
Stationary_sectioning =

233030-NHOQUAN2    220.00---233040-NHOQUAN52    220.00

Location_install =

125019-TIENSON1    110.00---125629-RE_THUANHA    110.00
125019-TIENSON1    110.00---125654-R_PHUCHAN2    110.00
125053-YENPHONG21  110.00---125587-YEN_PHONG2    110.00
129007-RE1_LACDAO1 110.00---129011-RE1_GIAPHAM1 110.00
129009-RE2_LACDAO1 110.00---134388-SAIDONG1_C2    110.00
134013-RE1_CHEM1   110.00---134249-CHEM21_C1    110.00
134015-RE2_CHEM1   110.00---134249-CHEM21_C1    110.00
134029-RE1_NOIBAI1 110.00---134059-DONGANH1_C1    110.00
134059-DONGANH1_C1 110.00---134060-DONGANH1_C2    110.00
134264-CIPULTRA    110.00---134269-R_CIPULTRA_C1 110.00
    
```

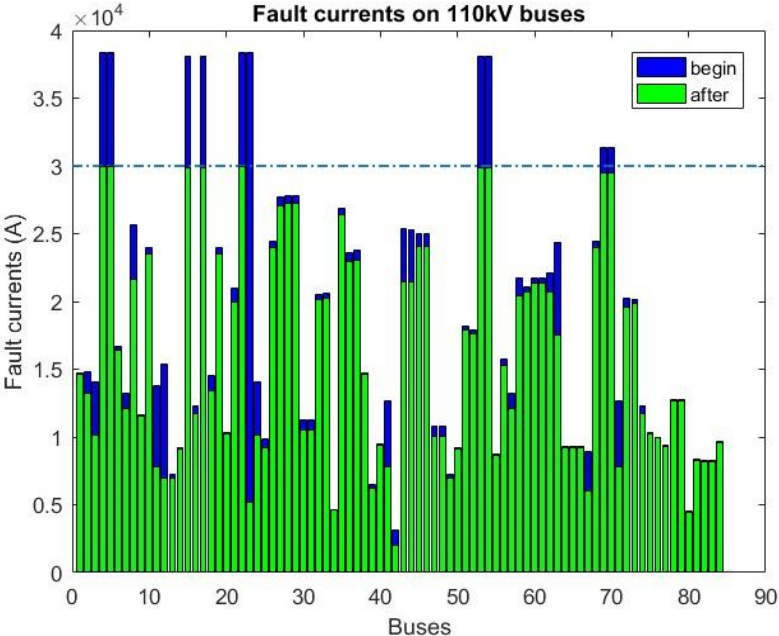
Vị trí mở vòng và đặt FCL



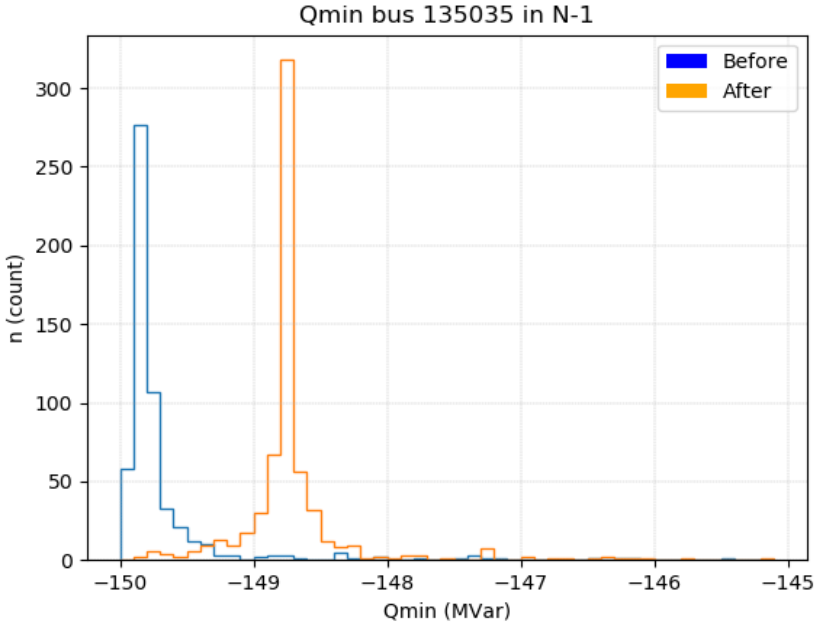
Nhánh đặt và giá trị tương ứng FCL

- **Tổng chi phí cài đặt FCL trong trường hợp này là 5.73 triệu USD, thời gian chạy của kịch bản đặt ra là 2711 giây.**

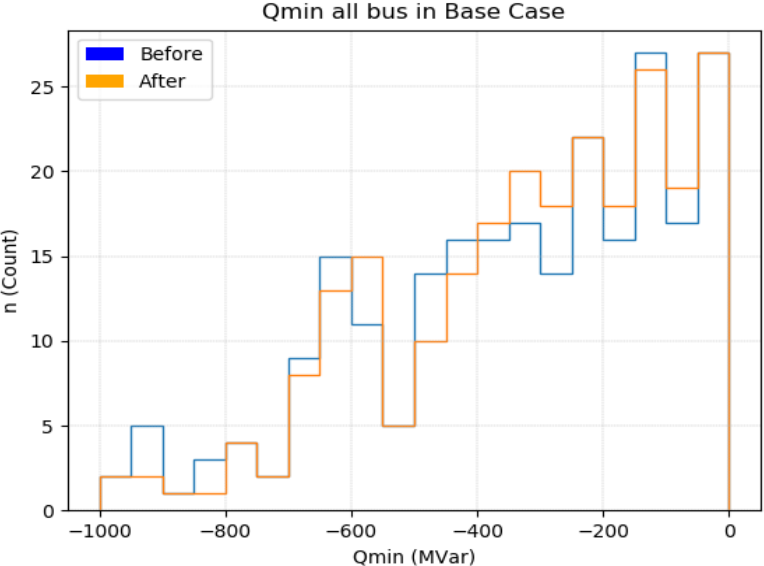
Kịch bản 1: Không chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 10.



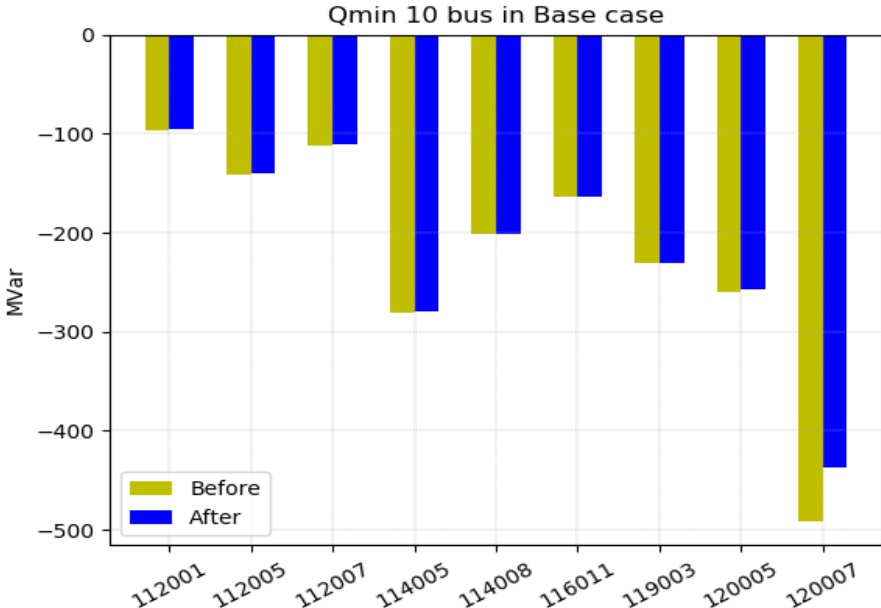
Dòng sự cố trước và sau khi đặt FCL



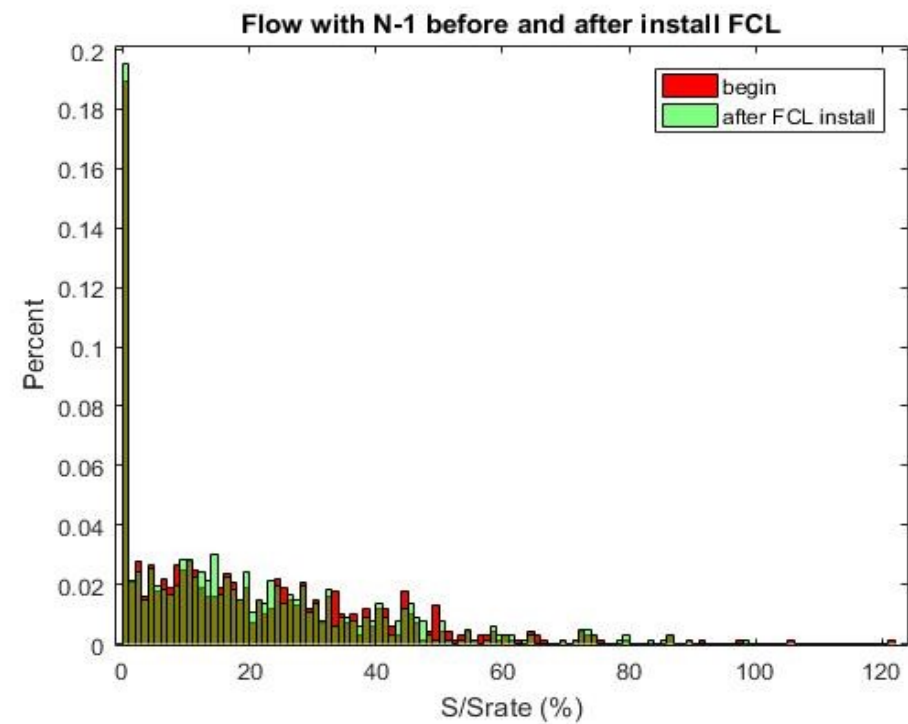
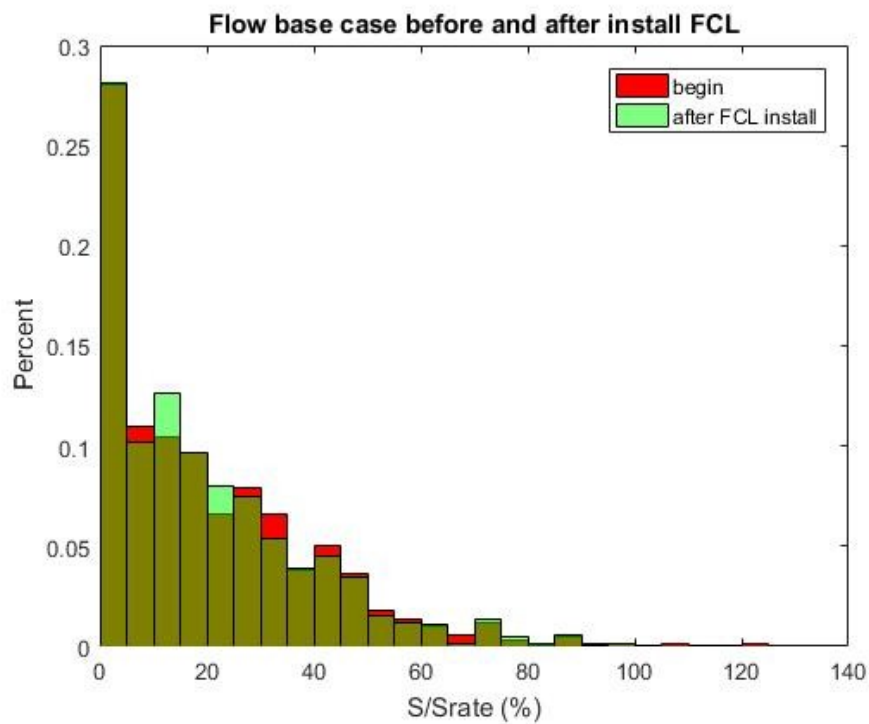
Qmin tại 1 nút khi xét trường hợp sự cố N-1 trên lưới



Qmin tại tất cả các nút ở Base Case



Qmin tại 10 nút ở Base Case

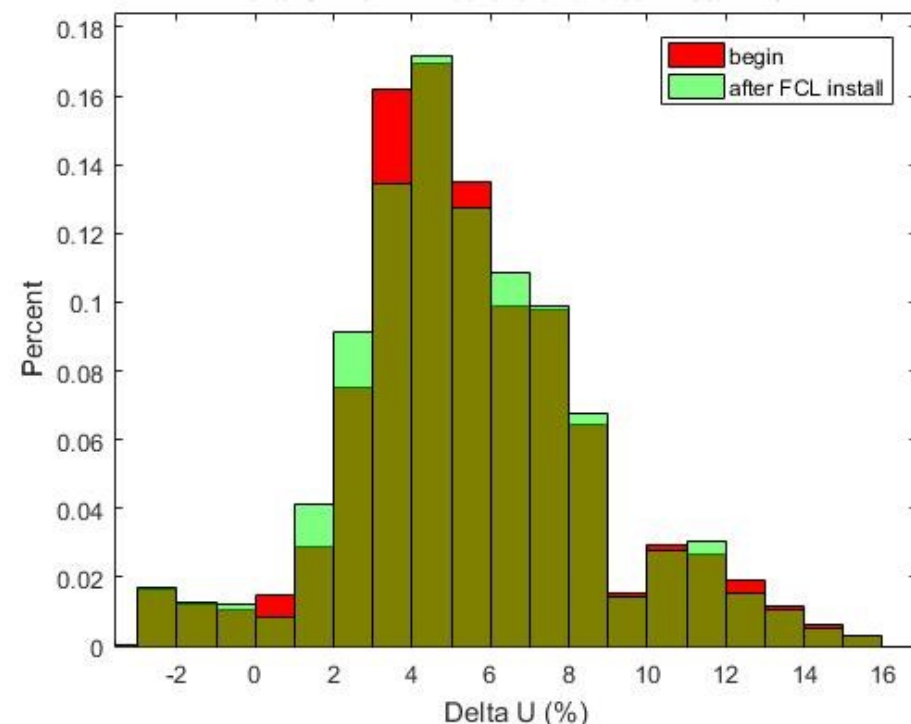
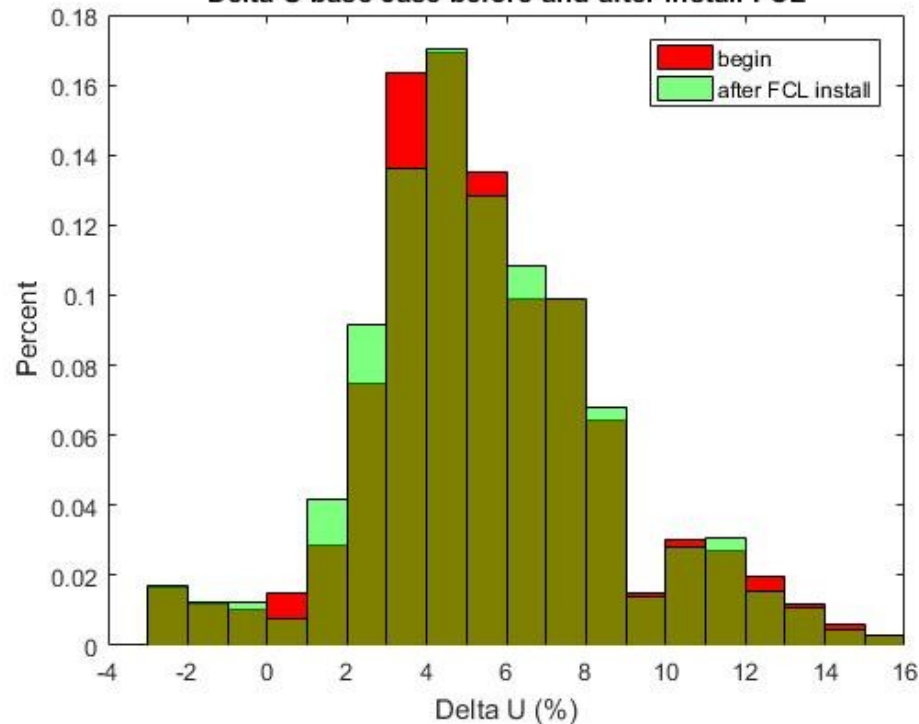


Trào lưu công suất ở Base Case

Trào lưu công suất khi xét sự cố N-1 trên lưới

Delta U base case before and after install FCL

Delta U with N-1 before and after install FCL



Tổn thất điện áp ở Base Case

Tổn thất điện áp khi xét trường hợp sự cố N-1 trên lưới 18

Kịch bản 2: Khống chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 9.

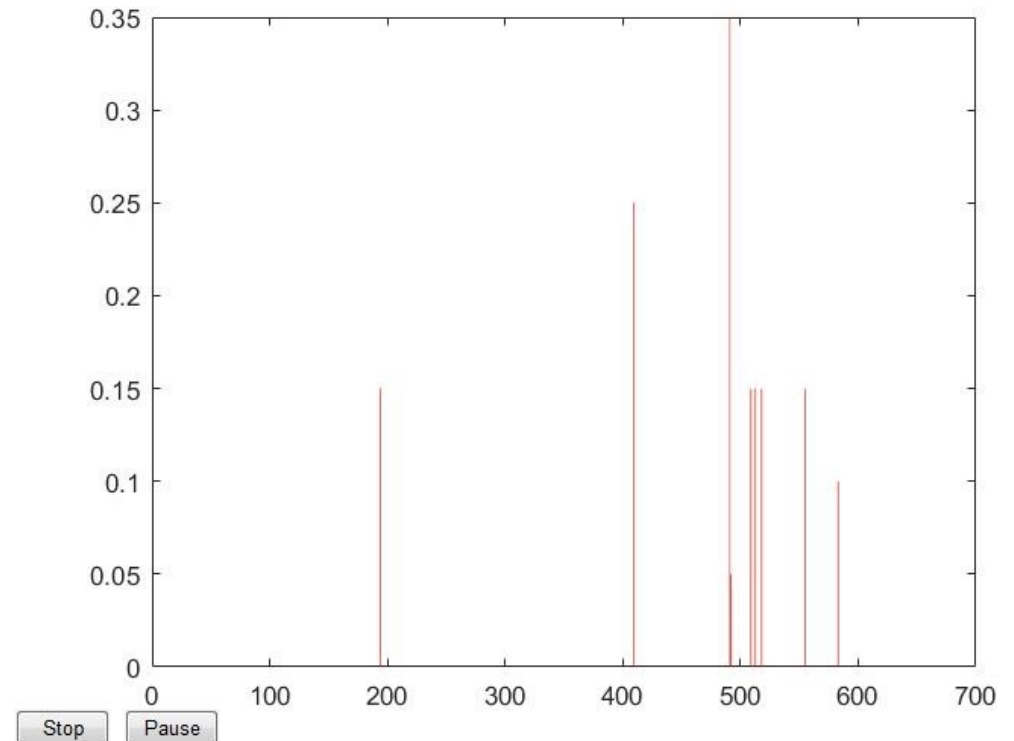
```
Stationary_sectioning =

228001-PHALAI12      220.00---228037-HAIDUONG22  220.00

Location_install =

125019-TIENSON1     110.00---125021-RE1_TIENSON1 110.00
130001-LYNHAN1      110.00---130005-DONGVAN1    110.00
134013-RE1_CHEM1    110.00---134249-CHEM21_C1    110.00
134015-RE2_CHEM1    110.00---134043-RE2_HAIBOI1  110.00
134029-RE1_NOIBAI1  110.00---134059-DONGANH1_C1  110.00
134031-RE2_NOIBAI1  110.00---134060-DONGANH1_C2  110.00
134041-RE1_HAIBOI1  110.00---134059-DONGANH1_C1  110.00
134091-CHEM21_C2    110.00---134255-R_CAU_DIEN   110.00
134274-R_THUONGTIN  110.00---135037-TIA1_C1     110.00
```

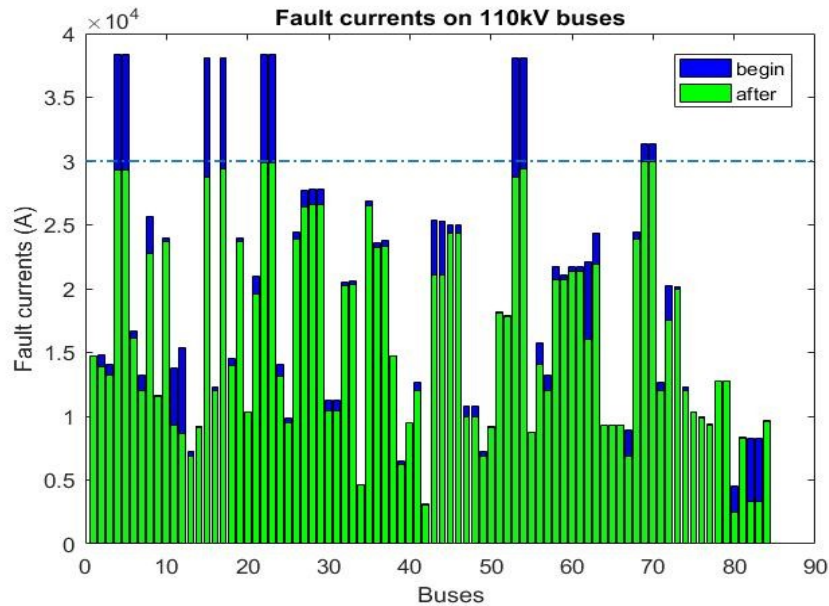
Vị trí mở vòng và đặt FCL



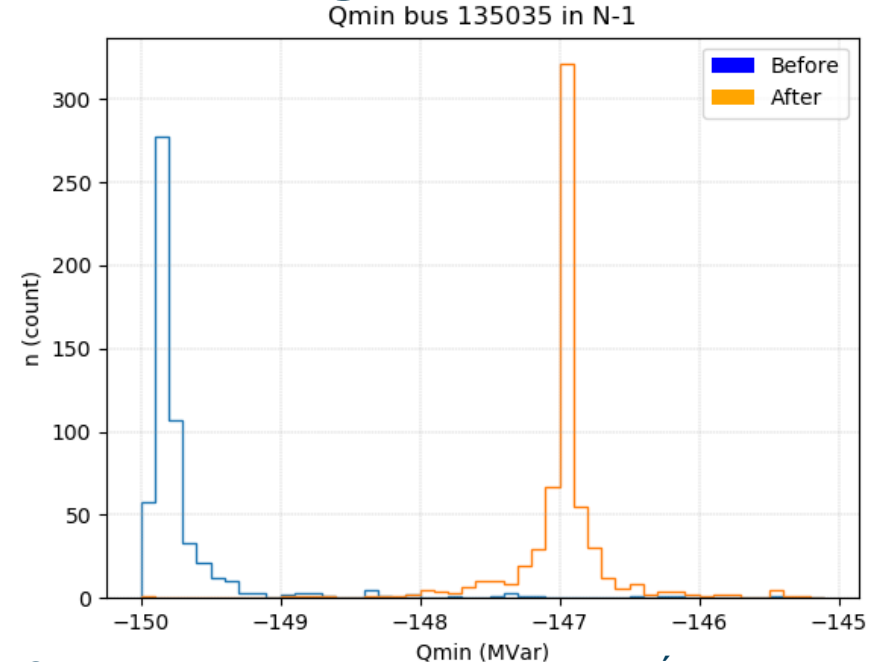
Nhánh đặt và giá trị tương ứng FCL

- **Tổng chi phí cài đặt FCL trong trường hợp này là 4.8 triệu USD, thời gian chạy của kịch bản đặt ra là 1949 giây.**

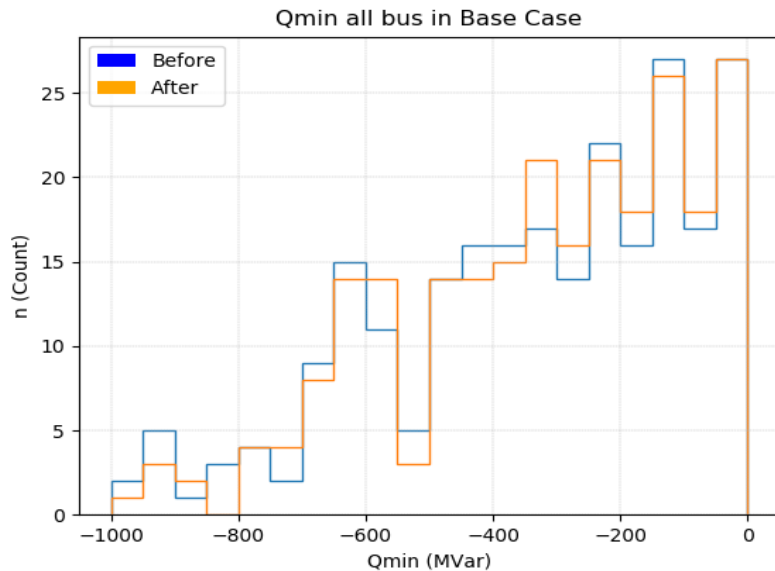
Kịch bản 2: Không chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 9.



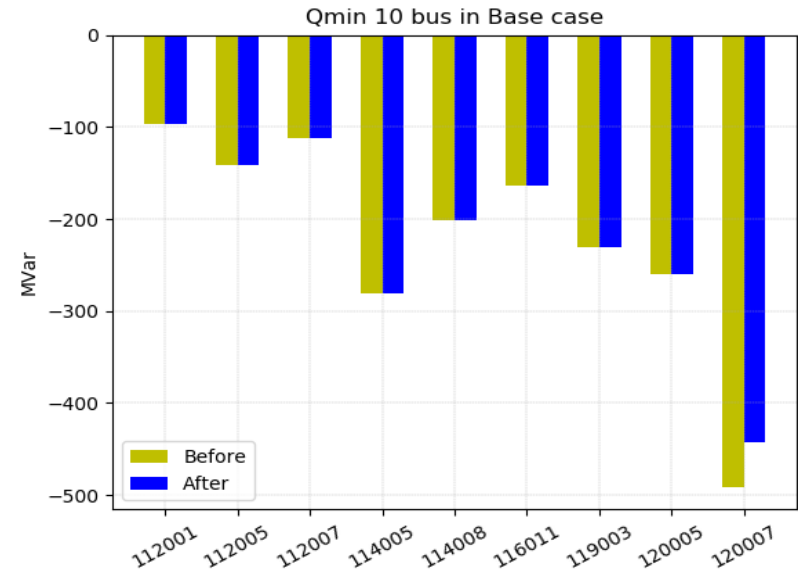
Dòng sự cố trước và sau khi đặt FCL



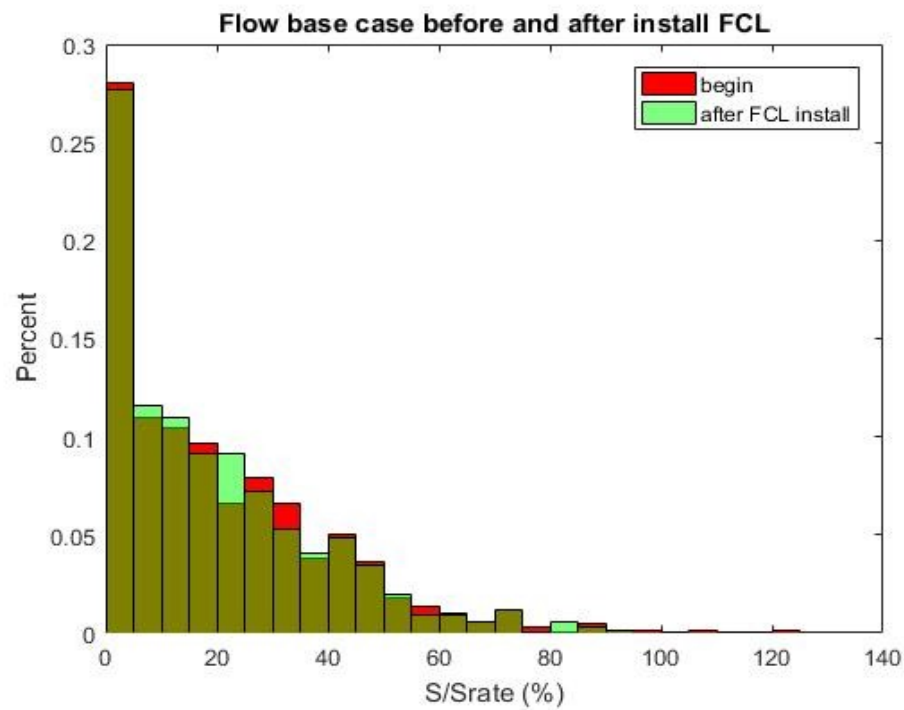
Qmin tại 1 nút khi xét trường hợp sự cố N-1 trên lưới



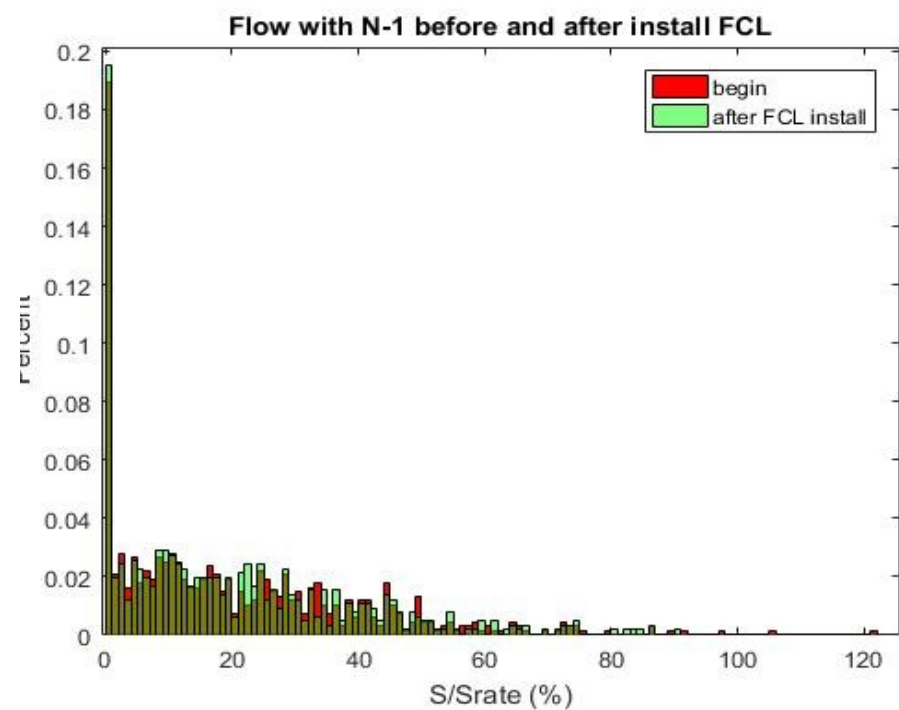
Qmin tại tất cả các nút ở Base Case



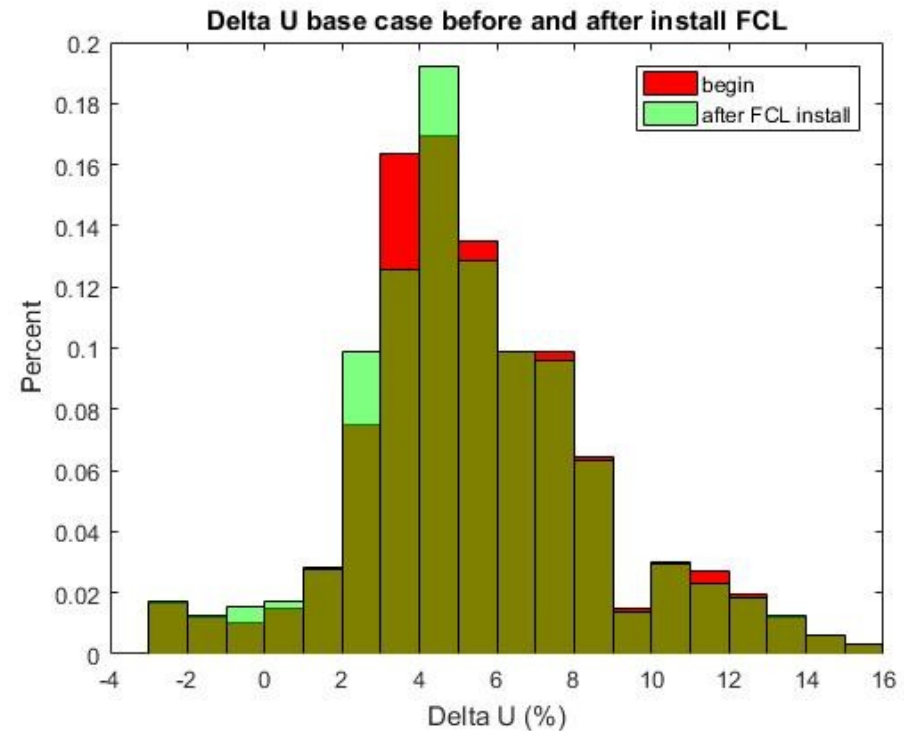
Qmin tại 10 nút ở Base Case



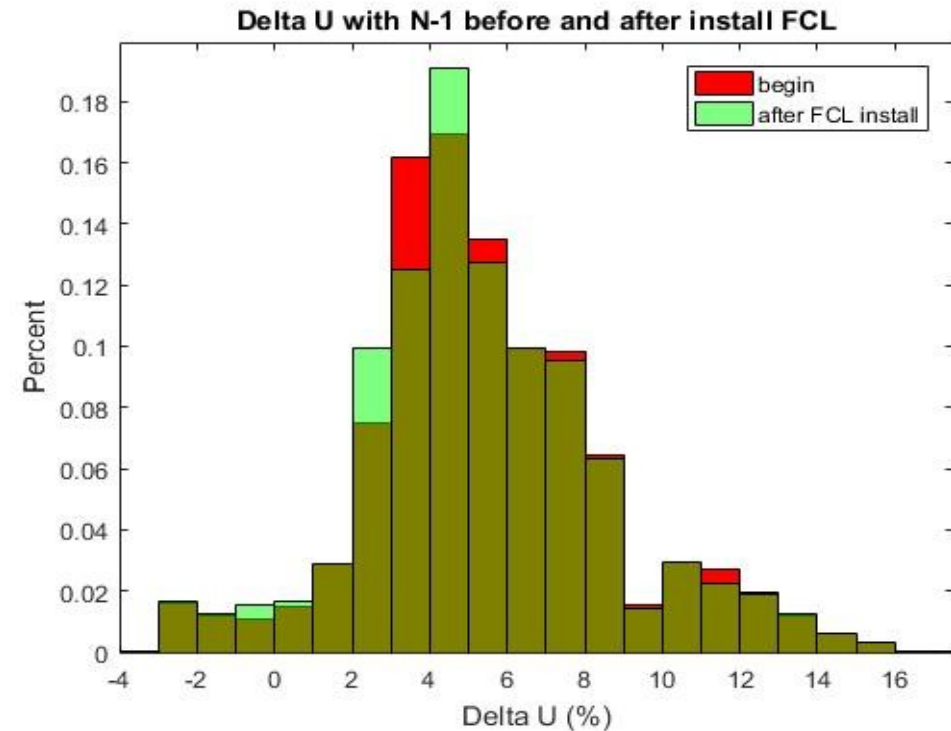
Trào lưu công suất ở Base Case



Trào lưu công suất khi xét sự cố N-1 trên lưới



Tổn thất điện áp ở Base Case



Tổn thất điện áp khi xét trường hợp sự cố N-1 trên lưới 21

Kịch bản 3: Khống chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 6.

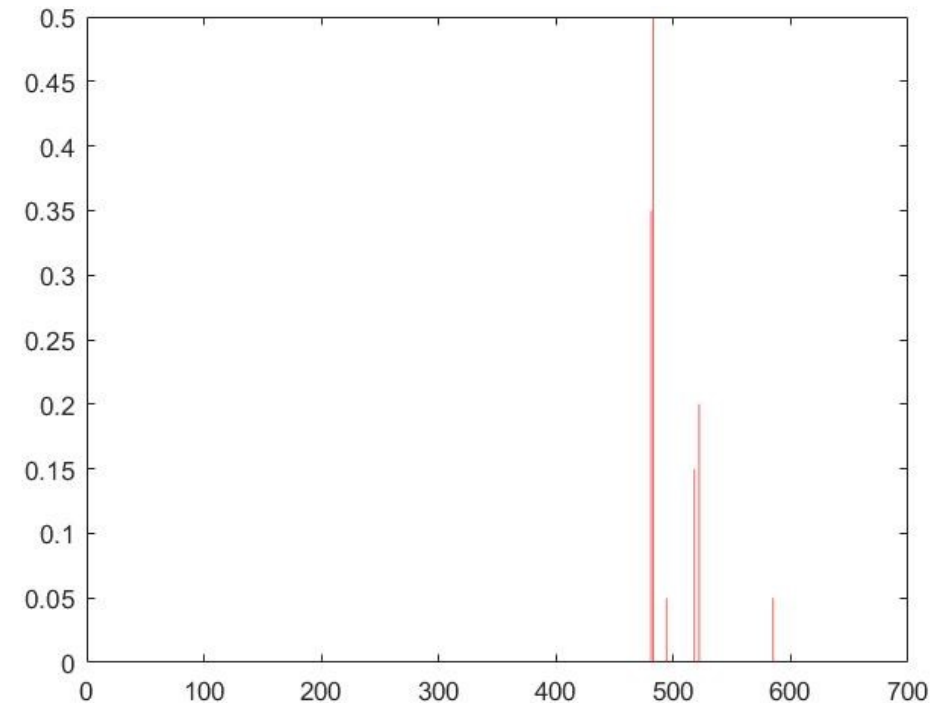
```
Stationary_sectioning =

222061-SONDONG2    220.00---226001-HOANHBO2    220.00

Location_install =

134005-RE1_GIALAM1 110.00---134059-DONGANH1_C1 110.00
134007-RE2_GIALAM1 110.00---134059-DONGANH1_C1 110.00
134015-RE2_CHEM1   110.00---134121-VANTRI21   110.00
134041-RE1_HAIBOI1 110.00---134059-DONGANH1_C1 110.00
134043-RE2_HAIBOI1 110.00---134059-DONGANH1_C1 110.00
134371-YENPHU1_C2  110.00---134372-YENPHU1_C1  110.00
```

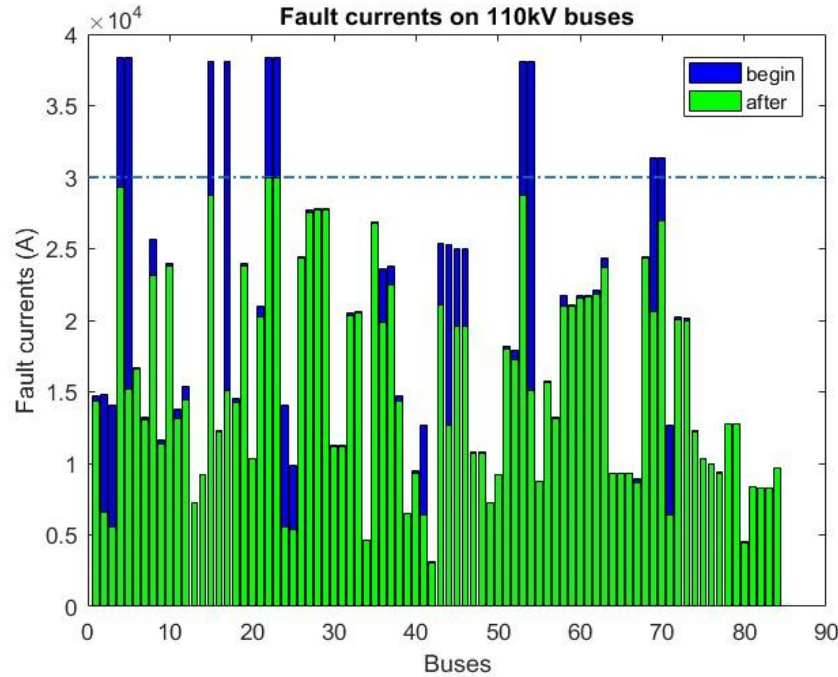
Vị trí mở vòng và đặt FCL



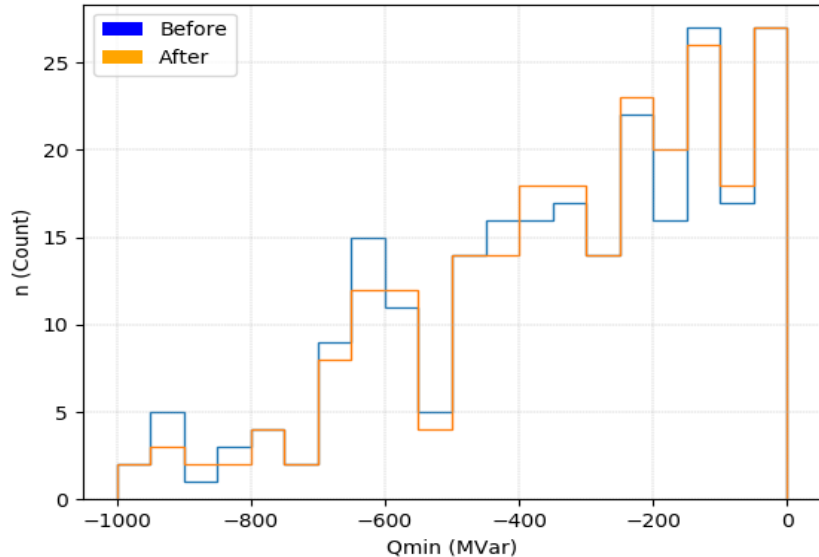
Nhánh đặt và giá trị tương ứng FCL

- **Tổng chi phí cài đặt FCL trong trường hợp này là 3.92 triệu USD, thời gian chạy của kịch bản đặt ra là 2038 giây.**

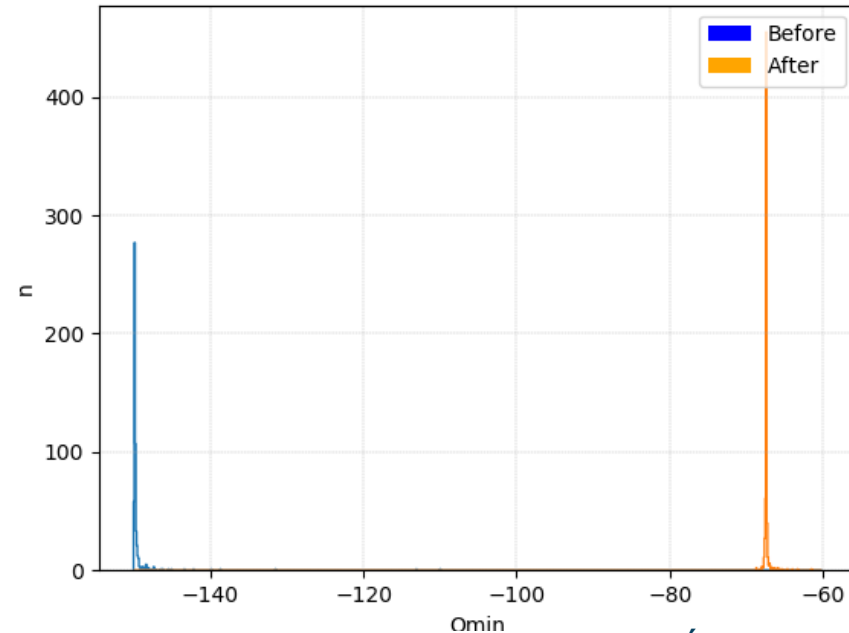
Kịch bản 3: Không chế dòng ngắn mạch sự cố lớn nhất tại tất cả các nút không vượt quá 30kA, và số lượng FCL là 6.



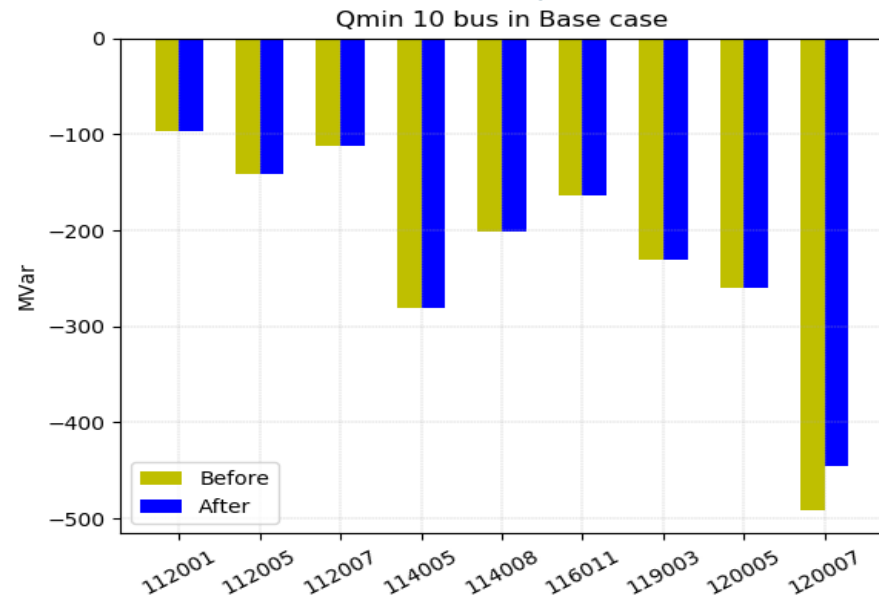
Dòng sự cố trước và sau khi đặt FCL
Qmin all bus in Base Case



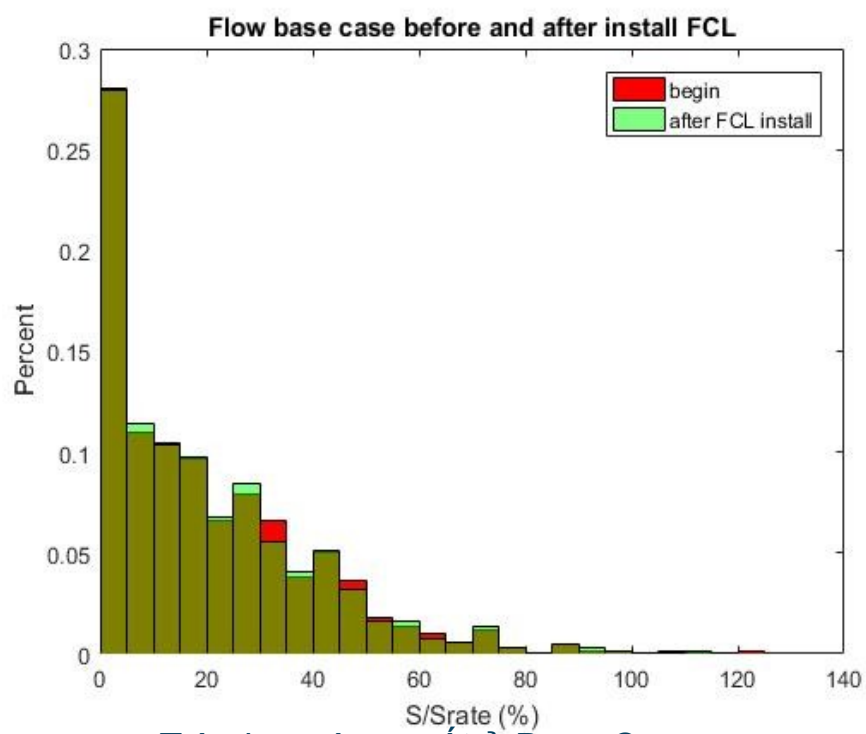
Qmin tại tất cả các nút ở Base Case



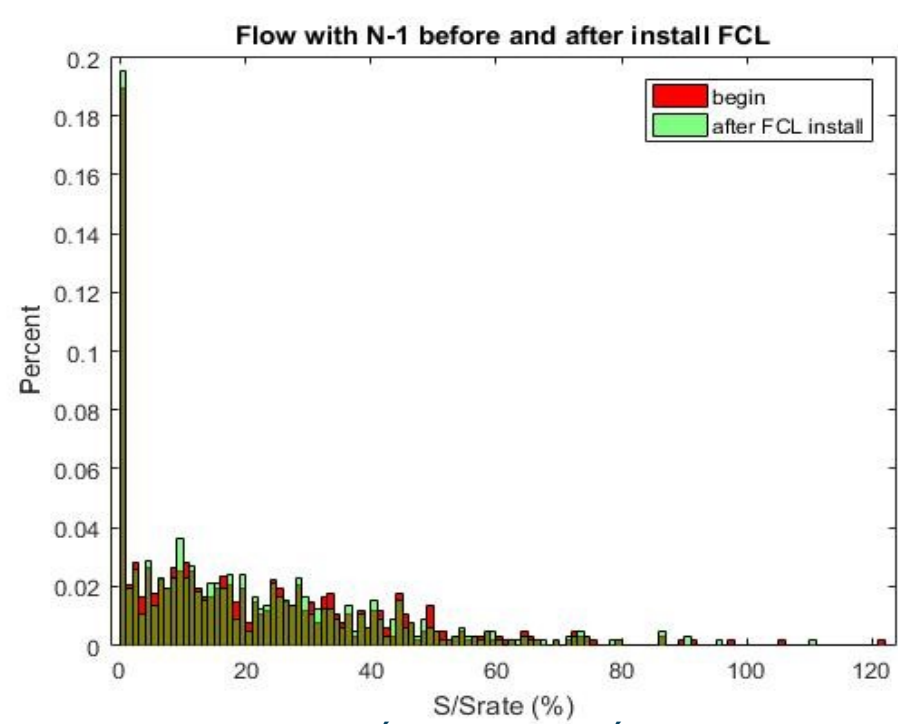
Qmin tại 1 nút khi xét trường hợp sự cố N-1 trên lưới



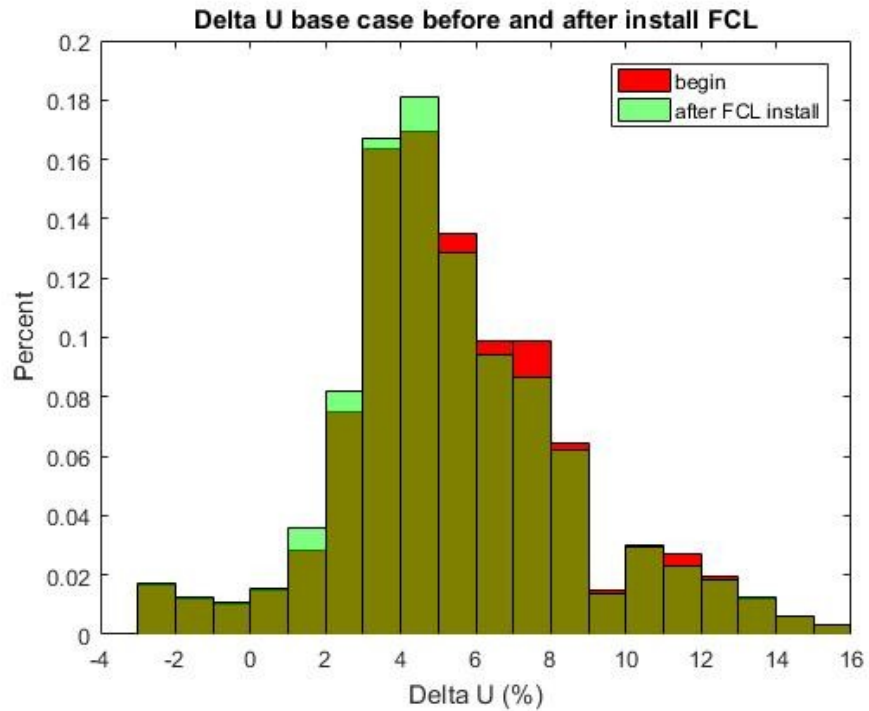
Qmin tại 10 nút ở Base Case



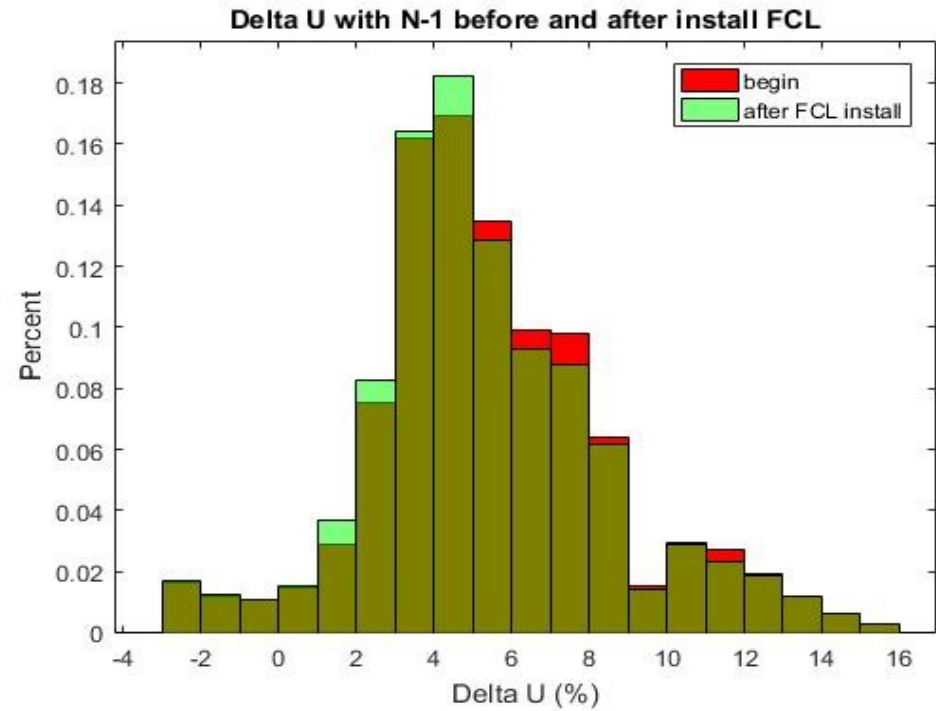
Trào lưu công suất ở Base Case



Trào lưu công suất khi xét sự cố N-1 trên lưới



Tổn thất điện áp ở Base Case



Tổn thất điện áp khi xét trường hợp sự cố N-1 trên lưới 24

Kết quả và đánh giá



- Trong tất cả các kịch bản mô phỏng, dòng ngân sách sự cố tại tất cả các nút vượt ngưỡng đều được khống chế về giá trị cho phép đặt ra.
- Do thời gian có hạn, một số yếu tố ảnh hưởng tới tính thực tế của chuyên đề như dữ liệu về cấu trúc lưới hiện tại đã có ít nhiều khác biệt với mô hình lưới được mô phỏng trong chuyên đề, nên khi đưa ra thực tế có thể sẽ được hiệu chỉnh lại.



TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA HÀ NỘI
HANOI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

BÁO CÁO NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

Đề tài: Chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán có xét tới ảnh hưởng của phí truyền tải và TCSC trong thị trường điện

Sinh viên thực hiện:

Phạm Thu Trà My

Hà Duy Đức

Phạm Xuân Giáp

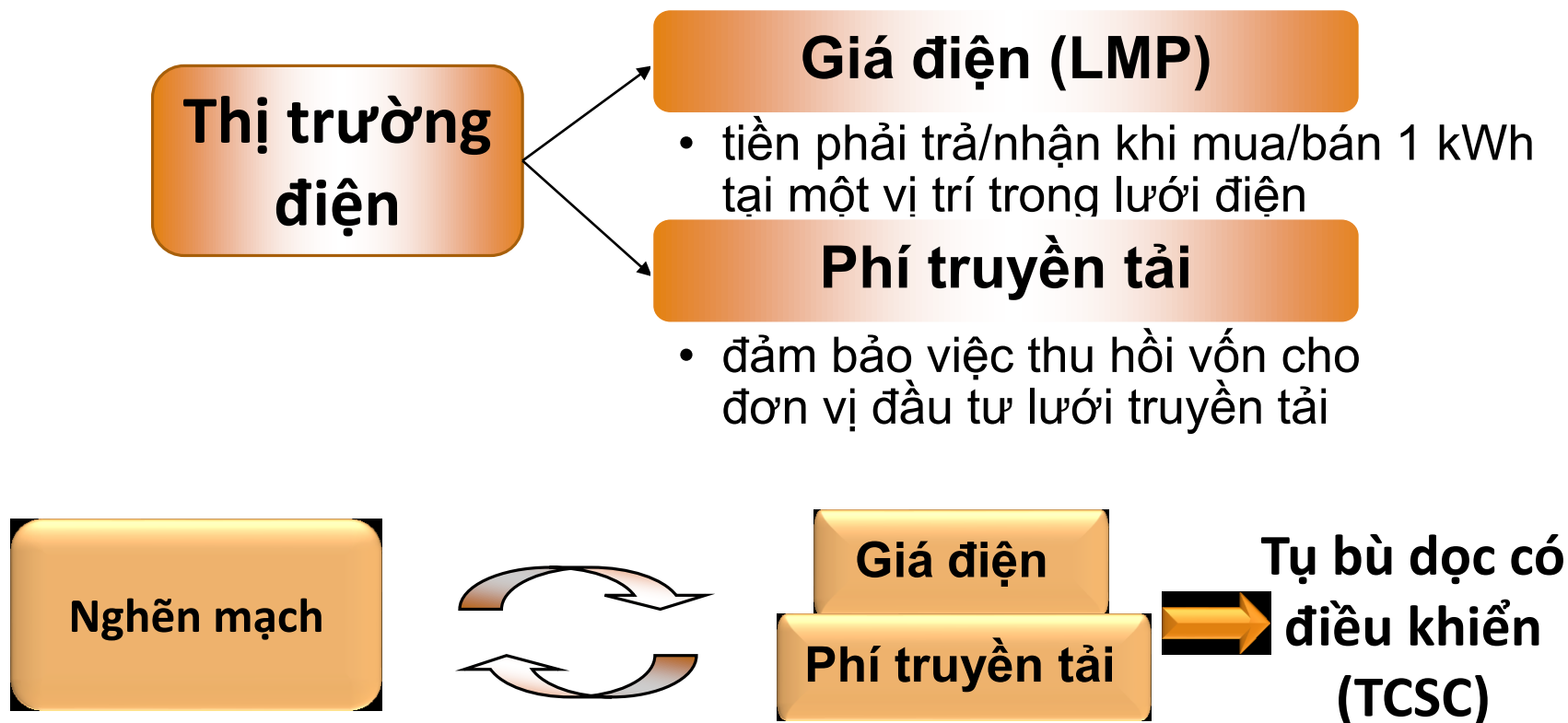
Giảng viên hướng dẫn:

Ths. Phạm Năng Văn

TS. Lê Thị Minh Châu

I. ĐẶT VẤN ĐỀ

❖ Thị trường điện Việt Nam và nhiều nước trên thế giới đã và đang chuyển từ cơ chế độc quyền sang tự do cạnh tranh.



I. ĐẶT VẤN ĐỀ



Bất định



Gây khó khăn cho vận hành thị trường điện



Tăng dự trữ công suất

Đầu tư ESS



Chính sách ưu tiên



Thâm nhập lớn

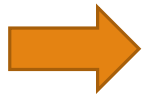
Nhà đầu tư

Quan tâm

- ❖ Các loại chi phí
- ❖ Đảm bảo có lãi

II. MỤC ĐÍCH ĐỀ TÀI

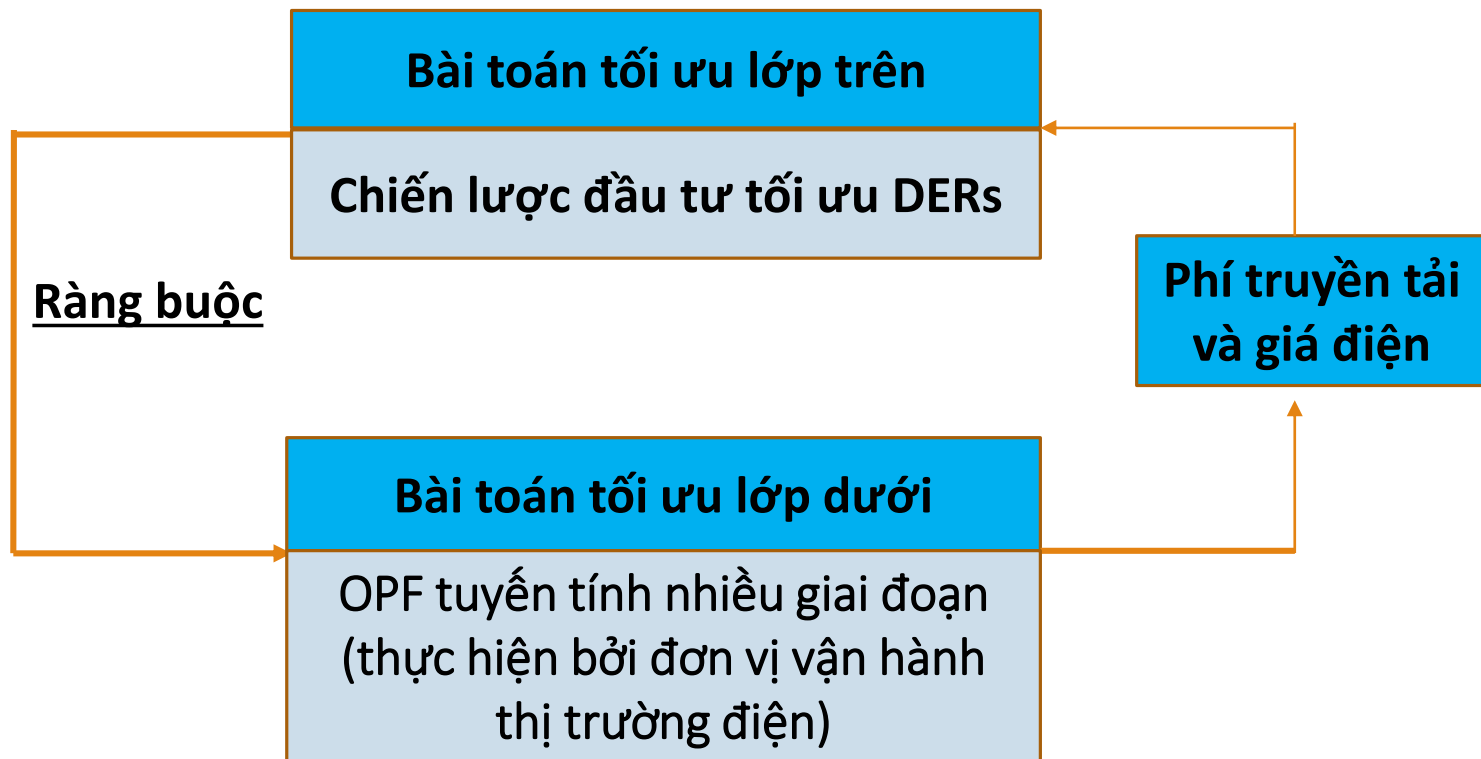
- ❖ Các nghiên cứu đã có về chiến lược đầu tư tối ưu năng lượng phân tán (DERs):
 - Chưa xét sự trao đổi công suất với lưới
 - Chỉ xét giá điện cố định
 - Không xét ảnh hưởng phí truyền tải
 - Chưa xét tổn thất
 - Không xét ảnh hưởng của TCSC
 - Không có ràng buộc đảm bảo lợi nhuận của đơn vị đầu tư



ĐỀ TÀI ĐỀ XUẤT MỘT MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐẦU TƯ TỐI ƯU NGUỒN NĂNG LƯỢNG PHÂN TÁN (DERS) CÓ XÉT CÁC YẾU TỐ TRÊN

II. MỤC ĐÍCH ĐỀ TÀI

Mô hình bài toán tối ưu hai lớp



II. MỤC ĐÍCH ĐỀ TÀI

NỘI DUNG ĐỀ TÀI:

- ❖ Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét TCSC và tổn thất. *Nội dung này của đề tài nghiên cứu đã được chấp nhận đăng trên Tạp chí KH-CN của Đại học Đà Nẵng tháng 4/2018.*
- ❖ Xây dựng phương pháp phân bổ phí truyền tải dựa trên mức độ sử dụng tài sản truyền tải, có xét tới tổn thất và khả năng đáp ứng nhanh của nguồn năng lượng phân tán (DERs).
- ❖ Về phương pháp giải, do mô hình là bài toán tối ưu hai lớp
 - Xét ảnh hưởng của phí truyền tải và giá điện trong việc quyết định đầu tư DER, đề xuất sử dụng phương pháp lặp.
 - Trường hợp đặc biệt (không xét ảnh hưởng của phí truyền tải), đề xuất chuyển bài toán tối ưu hai lớp về bài toán tối ưu một lớp tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP).

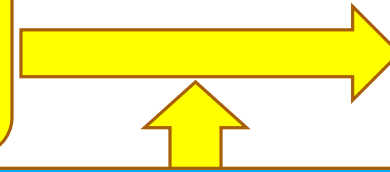
NỘI DUNG BÁO CÁO

- 1 Xây dựng kịch bản ngày điển hình
- 2 Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét TCSC và tổn thất công suất
- 3 Đề xuất phương pháp phân bổ phí truyền tải có xét tổn thất công suất và khả năng đáp ứng nhanh của DER
- 4 Xây dựng mô hình chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán và phương pháp giải
- 5 Áp dụng tính toán
- 6 Kết luận và hướng phát triển của nghiên cứu tiếp theo

1. XÂY DỰNG KỊCH BẢN NGÀY ĐIỂN HÌNH

Dữ liệu gồm công suất **dự báo** của WT, PV, phụ tải của **24h trong 365 ngày**

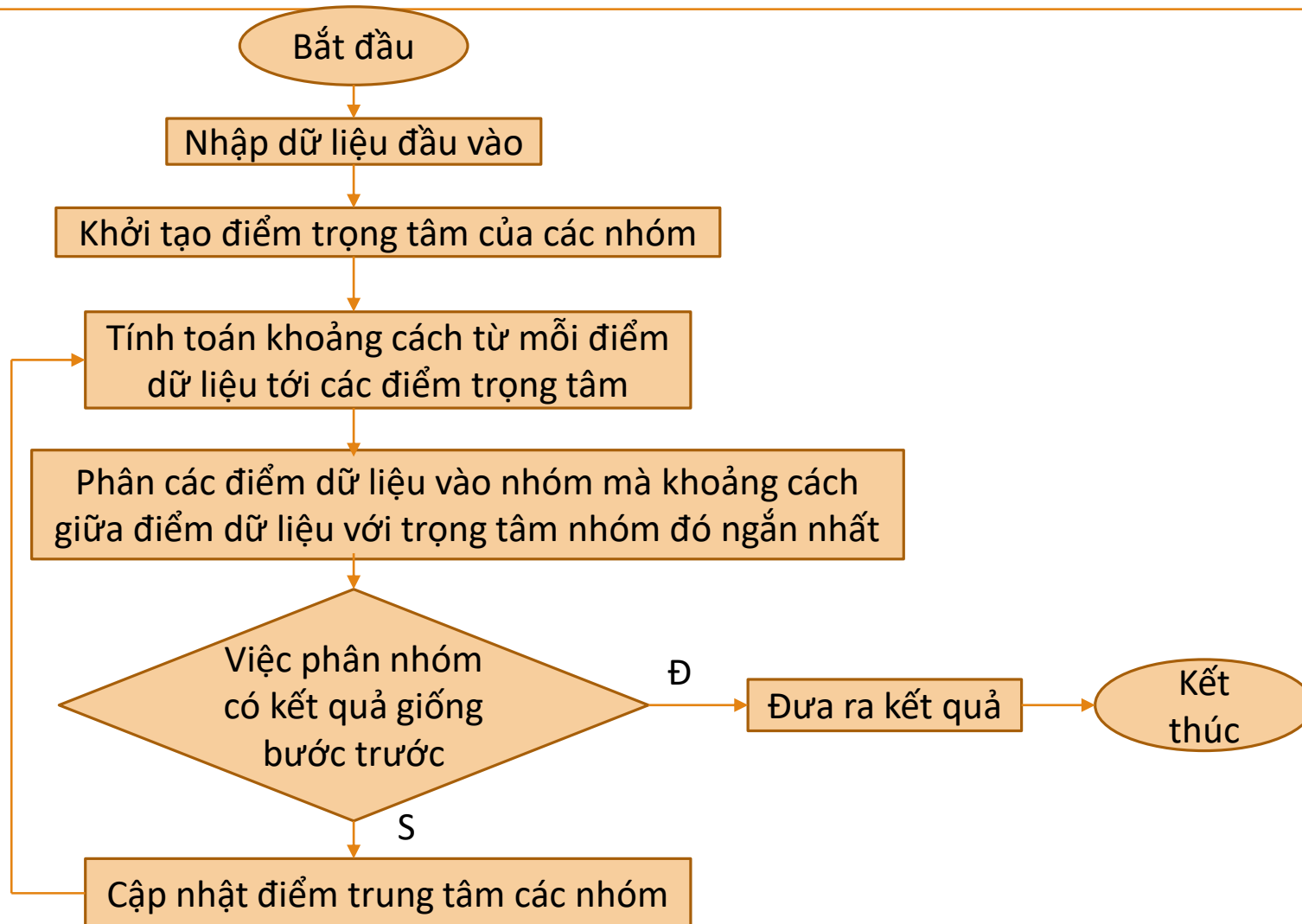
5 kịch bản ngày điển hình và xác suất



Thuật toán Kmeans

- Sắp xếp dữ liệu công suất của WT, PV và phụ tải vào 5 nhóm với những đặc điểm tương đồng và tính ra 5 ngày đại diện.
- Dùng ngày đại diện của từng nhóm để nhận xét tất cả các ngày của nhóm.

1. XÂY DỰNG KỊCH BẢN NGÀY ĐIỀN HÌNH

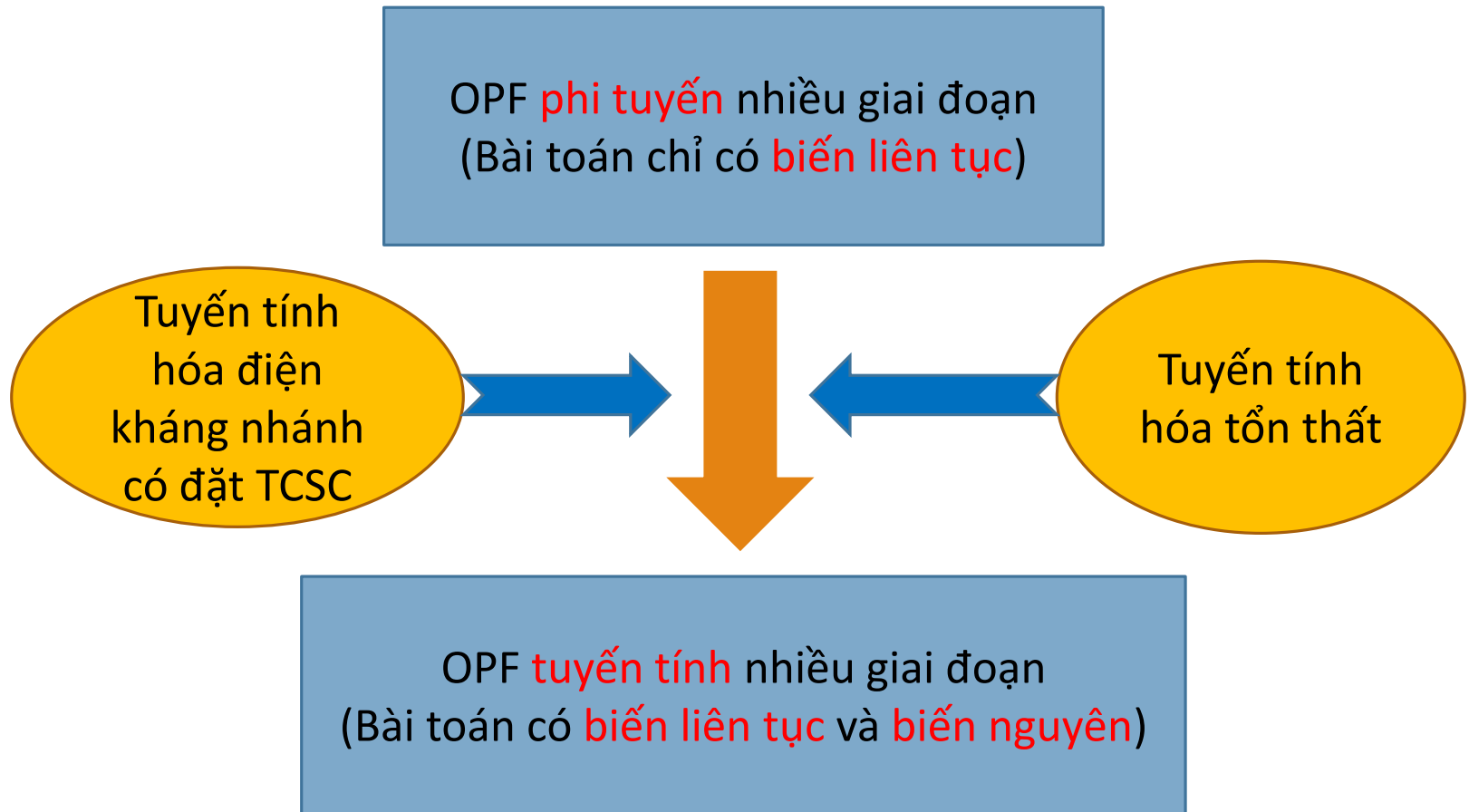


NỘI DUNG BÁO CÁO

- 1 Xây dựng kịch bản ngày điển hình
- 2 Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét TCSC và tổn thất công suất
- 3 Đề xuất phương pháp phân bổ phí truyền tải có xét tổn thất công suất và khả năng đáp ứng nhanh
- 4 Xây dựng mô hình chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán và phương pháp giải
- 5 Áp dụng tính toán
- 6 Kết luận và hướng phát triển của nghiên cứu tiếp theo

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

OPF – Optimal Power Flow (Trào lưu công suất tối ưu)



2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

1 Tuyến tính hóa tổn thất công suất

- ❖ Trào lưu công suất tối ưu không xét tổn thất công suất tác dụng (DC-OPF)

$$F_{sr}(\delta_s, \delta_r) \cong -B_{sr}(\delta_s - \delta_r) = \frac{1}{X_{sr}}(\delta_s - \delta_r)$$

- ❖ Tổn thất công suất trên từng nhánh sr :

$$P_{sr}^{\text{loss}}(\delta_s, \delta_r) = G_{sr}(X_{sr}F_{sr})^2 = \frac{R_{sr}}{R_{sr}^2 + X_{sr}^2} X_{sr}^2 F_{sr}^2 = \frac{R_{sr}}{1 + \left(\frac{R_{sr}}{X_{sr}}\right)^2} F_{sr}^2$$

$$P_{sr}^{\text{loss}}(\delta_s, \delta_r) = R_{sr} F_{sr}^2$$

- ❖ Tổn thất công suất được tuyến tính hóa:

$$P_{sr}^{\text{loss}}(\delta_s, \delta_r) = R_{sr} \sum_{l=1}^L \alpha_{sr}(l) |F_{sr}(l)|$$

Trong đó:

$$\alpha_{sr}(l) = (2l - 1) \Delta p_{sr}^{\text{max}} = (2l - 1) \frac{P_{sr}^{\text{ub}}}{L}$$

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

$$|F_{sr}| = F_{sr}^+ + F_{sr}^-$$

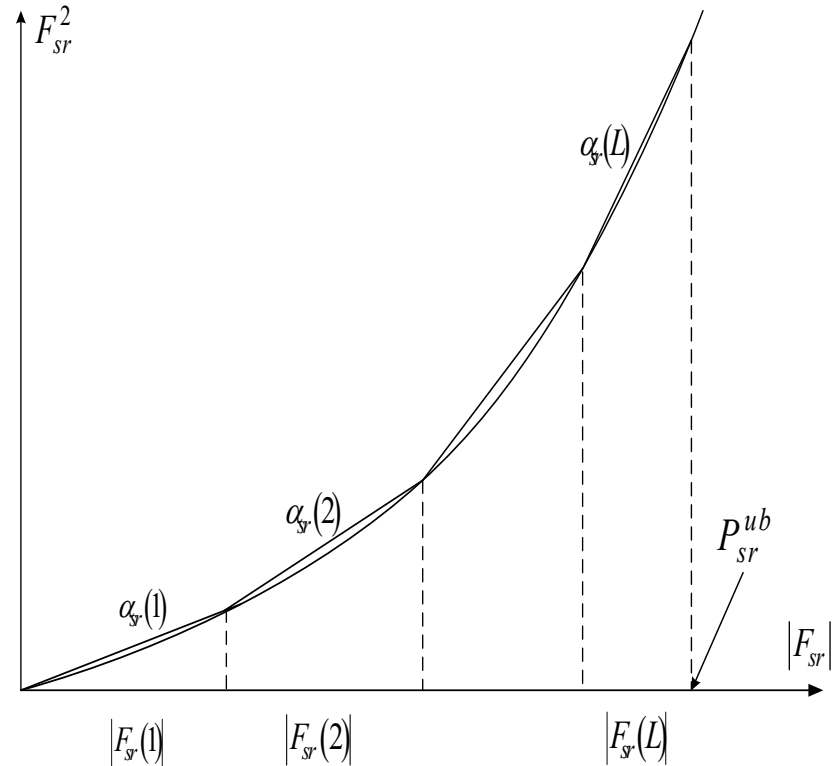
$$F_{sr} = F_{sr}^+ - F_{sr}^-$$

$$0 \leq F_{sr}^+ \leq \theta_{sr} P_{sr}^{ub}$$

$$0 \leq F_{sr}^- \leq (1 - \theta_{sr}) P_{sr}^{ub}$$

❖ Dòng công suất nhánh sr có xét tổn thất :

$$P_{sr}(\delta_s, \delta_r) = \frac{1}{2} P_{sr}^{loss}(\delta_s, \delta_r) + F_{sr} = \frac{1}{2} R_{sr} \sum_{l=1}^L \alpha_{sr}(l) |F_{sr}(l)| + F_{sr}$$



Mô hình tuyến tính hóa tổn thất

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

2 Tuyến tính hóa lưới điện có TCSC

❖ Giới hạn miền làm việc của TCSC : $x_{TCSC}^{\min} \leq x_{TCSC} \leq x_{TCSC}^{\max}$

Suy ra:

$$x_{sr}^{\min} \leq x_{sr} = \frac{\delta_s - \delta_r}{F_{sr}} \leq x_{sr}^{\max} \quad (*)$$

❖ Có 3 trường hợp xảy ra với ràng buộc (*)

$$\begin{cases} F_{sr} > 0 & F_{sr} \cdot x_{sr}^{\min} \leq \delta_s - \delta_r \leq F_{sr} x_{sr}^{\max} \\ F_{sr} = 0 & \delta_s - \delta_r = 0 \\ F_{sr} < 0 & F_{sr} \cdot x_{sr}^{\max} \leq \delta_s - \delta_r \leq F_{sr} x_{sr}^{\min} \end{cases} \quad (**)$$

❖ Áp dụng kỹ thuật tuyến tính hóa bằng phương pháp số lớn M và kết hợp số nhị phân thì ràng buộc (**) tương đương :

$$\begin{cases} -My_{sr} + F_{sr}x_{sr}^{\min} \leq \delta_s - \delta_r \leq F_{sr}x_{sr}^{\max} + My_{sr} \\ -M(1 - y_{sr}) + F_{sr}x_{sr}^{\max} \leq \delta_s - \delta_r \leq F_{sr}x_{sr}^{\min} + M(1 - y_{sr}) \end{cases}$$

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

3 Mô hình OPF tuyến tính nhiều giai đoạn

- Hàm mục tiêu : *Tối thiểu hóa chi phí sản xuất của các nhà máy điện*

$$\min_{P, \delta} \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{b \in G_i(t)} \lambda_{gi}(b, t) \cdot P_{gi}(b, t)$$

- Các ràng buộc:

1) Cân bằng công suất từng nút :

$$\sum_{i:(i,n) \in M_g} P_{gi}(t) - \sum_{j:(j,n) \in M_d} P_{dj}(t) = \sum_{k:(n,k) \in \Omega^l} \left\{ \frac{1}{2} R_{nk} \sum_{l=1}^L \alpha_{nk}(l) [F_{nk}^+(l, t) + F_{nk}^-(l, t)] + \left[\sum_{l=1}^L F_{nk}^+(l, t) - \sum_{l=1}^L F_{nk}^-(l, t) \right] \right\}, \forall n \in N, \forall t \in T$$

2) Giới hạn truyền tải của lưới điện:

$$\sum_{l=1}^L \left[\frac{1}{2} R_{sr} \alpha_{sr}(l) + 1 \right] [F_{sr}^+(l, t) + F_{sr}^-(l, t)] \leq P_{sr}^{ub}, \forall (s, r) \in \Omega^l, \forall t \in T$$

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

3) Đảm bảo tính convex của mô hình tuyến tính hóa

$$\omega_{sr}(l, t) \cdot \Delta p_{sr}^{\max} \leq F_{sr}^+(l, t) + F_{sr}^-(l, t); \quad l = 1, \dots, L - 1; \quad \forall (s, r) \in \Omega^l, \quad \forall t \in T$$

$$F_{sr}^+(l, t) + F_{sr}^-(l, t) \leq \omega_{sr}(l-1, t) \cdot \Delta p_{sr}^{\max}; \quad l = 2, \dots, L, \quad \forall (s, r) \in \Omega^l, \quad \forall t \in T$$

$$\omega_{sr}(l, t) \leq \omega_{sr}(l-1, t); \quad l = 2, \dots, L - 1; \quad \forall t \in T$$

$$F_{sr}^+(l, t) \geq 0; \quad F_{sr}^-(l, t) \geq 0; \quad \omega(l, t) = \{0; 1\}; \quad \forall (s, r) \in \Omega^l, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq \sum_{l=1}^L F_{sr}^+(l, t) \leq \theta(t) P_{sr}^{\text{ub}}; \quad \forall (s, r) \in \Omega^l, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq \sum_{l=1}^L F_{sr}^-(l, t) \leq [1 - \theta(t)] P_{sr}^{\text{ub}}; \quad \forall (s, r) \in \Omega^l, \quad \forall t \in T$$

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

4) Giới hạn công suất phát:

$$0 \leq P_{gi}(b, t) \leq P_{gi}^{ub}(b, t); \forall b \in G_i(t), \forall t \in T$$

$$P_{gi}^{lb} \leq P_{gi}(t) \leq P_{gi}^{ub}; \forall t \in T$$

5) Tốc độ tăng/giảm công suất phát:

$$P_{gi}(t) - P_{gi}(t-1) \leq R_i^{up}; \forall i \in I, \forall t \in T$$

$$P_{gi}(t-1) - P_{gi}(t) \leq R_i^{dn}; \forall i \in I, \forall t \in T$$

6) Miền làm việc của TCSC:

$$\begin{cases} -My_{sr}(t) + F_{sr}(t)x_{sr}^{min} \leq \delta_s(t) - \delta_r(t) \leq F_{sr}(t)x_{sr}^{max} + My_{sr}(t) \\ -M[1 - y_{sr}(t)] + F_{sr}(t)x_{sr}^{max} \leq \delta_s(t) - \delta_r(t) \leq F_{sr}(t)x_{sr}^{min} + M[1 - y_{sr}(t)] \\ M = \pi / 2 \end{cases}$$

7) Góc pha nút cân bằng : $\delta_{ref} = 0$

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỔN THẤT

Tính toán giá điện (LMP – Locational Marginal Price)

$$LMP_i = LMP_E - LF_i \cdot LMP_E + \sum_l SF_{l-i} \cdot \mu_l$$

Thành phần giá
năng lượng

Thành phần
tổn thất

Thành phần
nghẽn mạch

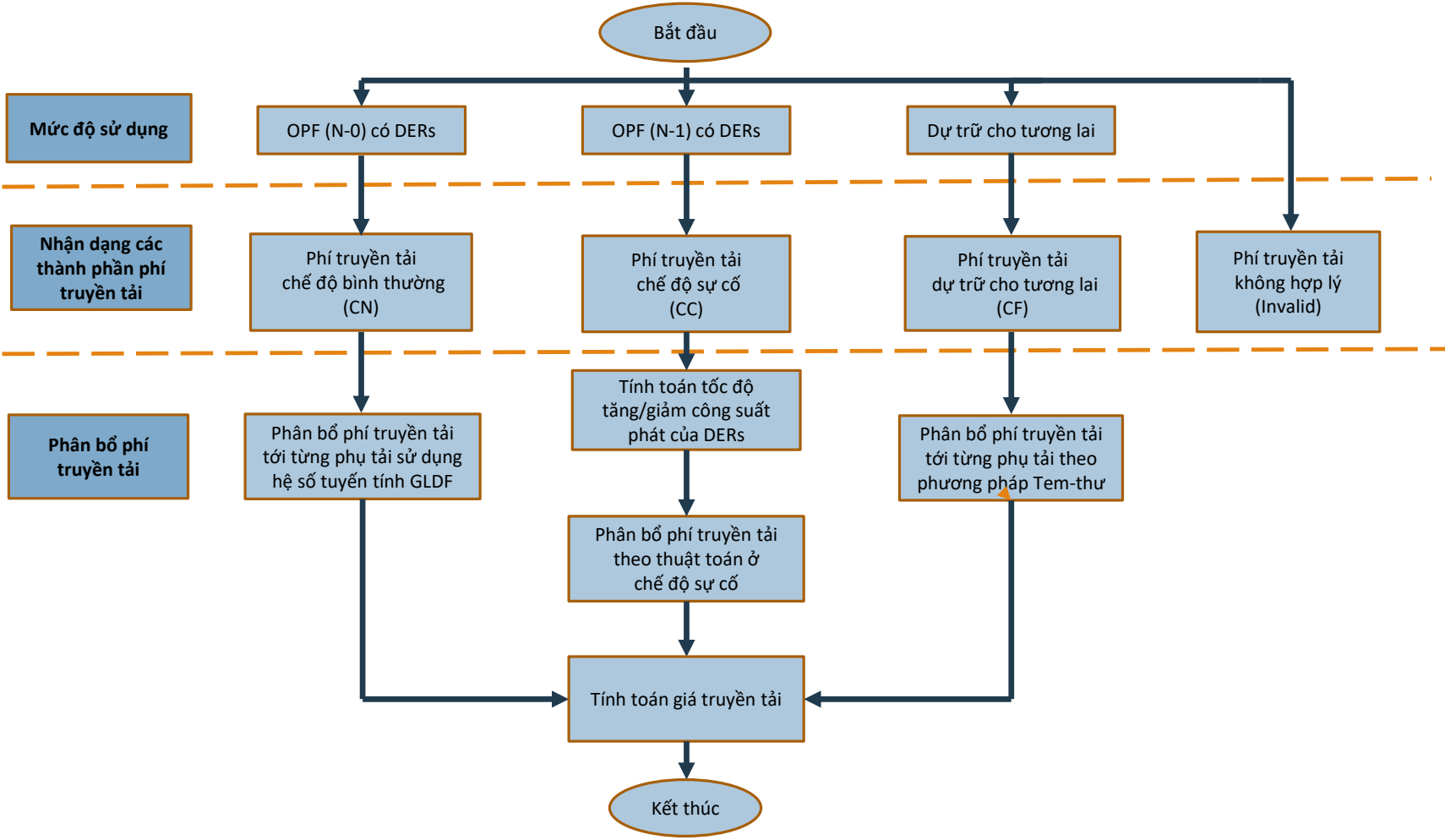
NỘI DUNG BÁO CÁO

- 1 Xây dựng kịch bản ngày điển hình
- 2 Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét TCSC và tổn thất công suất
- 3 Đề xuất phương pháp phân bổ phí truyền tải có xét tổn thất công suất và khả năng đáp ứng nhanh của DER
- 4 Xây dựng mô hình chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán và phương pháp giải
- 5 Áp dụng tính toán
- 6 Kết luận và hướng phát triển của nghiên cứu tiếp theo

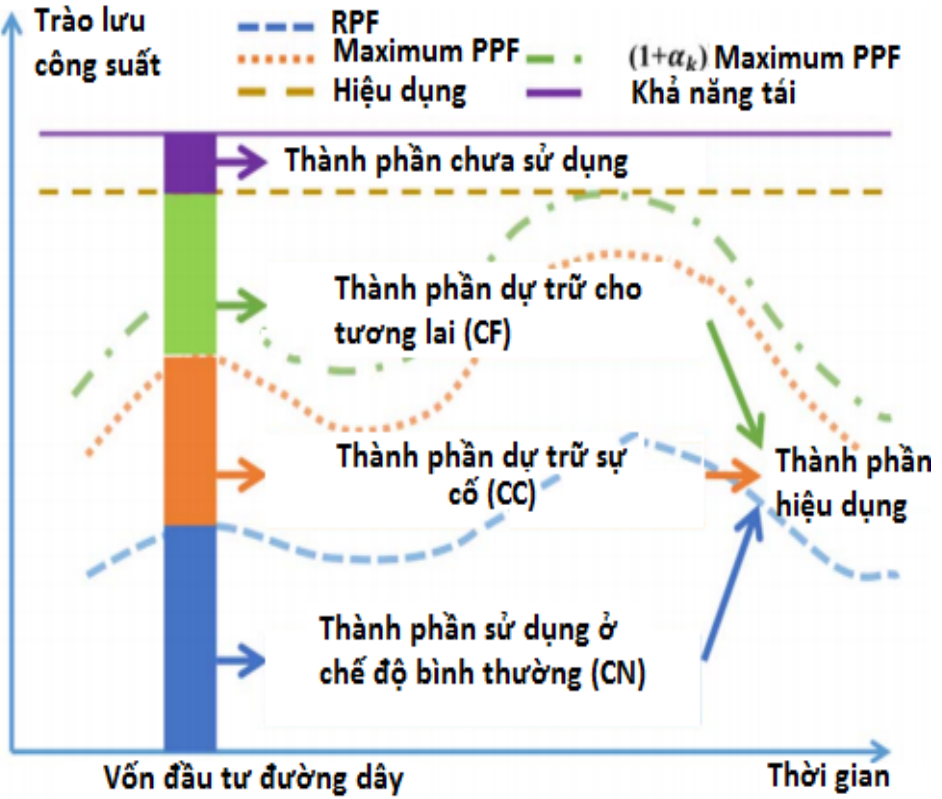
3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỒN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER

- ❖ Phân chia phí truyền tải phải đảm bảo: **công bằng**, dễ thực hiện, **phản ánh đúng mức độ sử dụng tài sản truyền tải** của đơn vị tham gia.
- ❖ Phân bổ phí truyền tải cần phải có phương thức **phân chia hợp lý tổn thất công suất tác dụng** và xét đến ảnh hưởng **khả năng đáp ứng nhanh của DER**.

3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỒN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER



3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỒN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER



Các thành phần phí truyền tải

□ Chế độ bình thường (OC):

$$TC_{nk}^{CN}(t) = TC^{nk} \cdot \frac{|P_{nk}^{CN}(t)|}{P_{nk}^{max}}$$

□ Chế độ sự cố (CC):

$$TC_{nk}^{CC}(t) = TC^{nk} \cdot \frac{|P_{nk}^C(t)| - |P_{nk}^{CN}(t)|}{P_{nk}^{max}}$$

□ Dự trữ cho tương lai (CF):

$$TC_{nk}^{CF}(t) = TC_{nk} \frac{P_{nk}^{valid}(t)}{P_{nk}^{max}} - TC_{nk}^{CN}(t) - TC_{nk}^{CC}(t)$$

$$P_{nk}^{valid}(t) = \min [P_{nk}^{max}, (1 + \alpha) P_{nk}^T(t)](t)$$

3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỒN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER

1 Phân chia phí truyền tải trong chế độ làm việc bình thường

OPF (N-0) nhiều giai đoạn

Nhận dạng thành phần phí truyền tải

Xác định sự đóng góp của nguồn/tải vào dòng công suất nhánh sử dụng hệ số tuyến tính **GGDF, GLDF**

Phân chia phí truyền tải tới từng nguồn/tải

□ Hệ số tuyến tính GLDF của phụ tải:

$$GLDF_{nk,rb}(t) = \frac{P_{nk}^{lossless,0}(t) + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq rb}}^N GSDF_{nk,i} \cdot P_{Di}(t)}{\sum_{i=1}^N P_{Di}(t)}$$

$$GLDF_{nk,i}(t) = GLDF_{nk,rb}(t) - GSDF_{nk,i}(t)$$

□ Dòng công suất nhánh do phụ tải đóng góp :

$$P_{nk,i}^{lossless,0}(t) = GLDF_{nk,i}^0(t) \cdot P_{Di}(t)$$

3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỔN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER

- ❑ Phân chia thành phần tổn thất công suất tới từng nút:

$$\Delta P_{nk,i}(t) = \begin{cases} \frac{\Delta P_{nk}(t) \cdot [P_{nk,i}^{\text{lossless},0}(t)]^2}{\sum_{i=1}^N [P_{nk,i}^{\text{lossless},0}(t)]^2}, & P_{nk,i}^{\text{lossless},0}(t) \cdot P_{nk}^{\text{lossless},0}(t) > 0 \\ 0 & P_{nk,i}^{\text{lossless},0}(t) \cdot P_{nk}^{\text{lossless},0}(t) \leq 0 \end{cases}$$

- ❑ Dòng công suất nhánh do phụ tải i đóng góp lên đường dây nk có xét tổn thất :

$$P_{nk,i}^{\text{loss}}(t) = P_{nk,i}^{\text{lossless},0}(t) + \Delta P_{nk,i}(t)$$

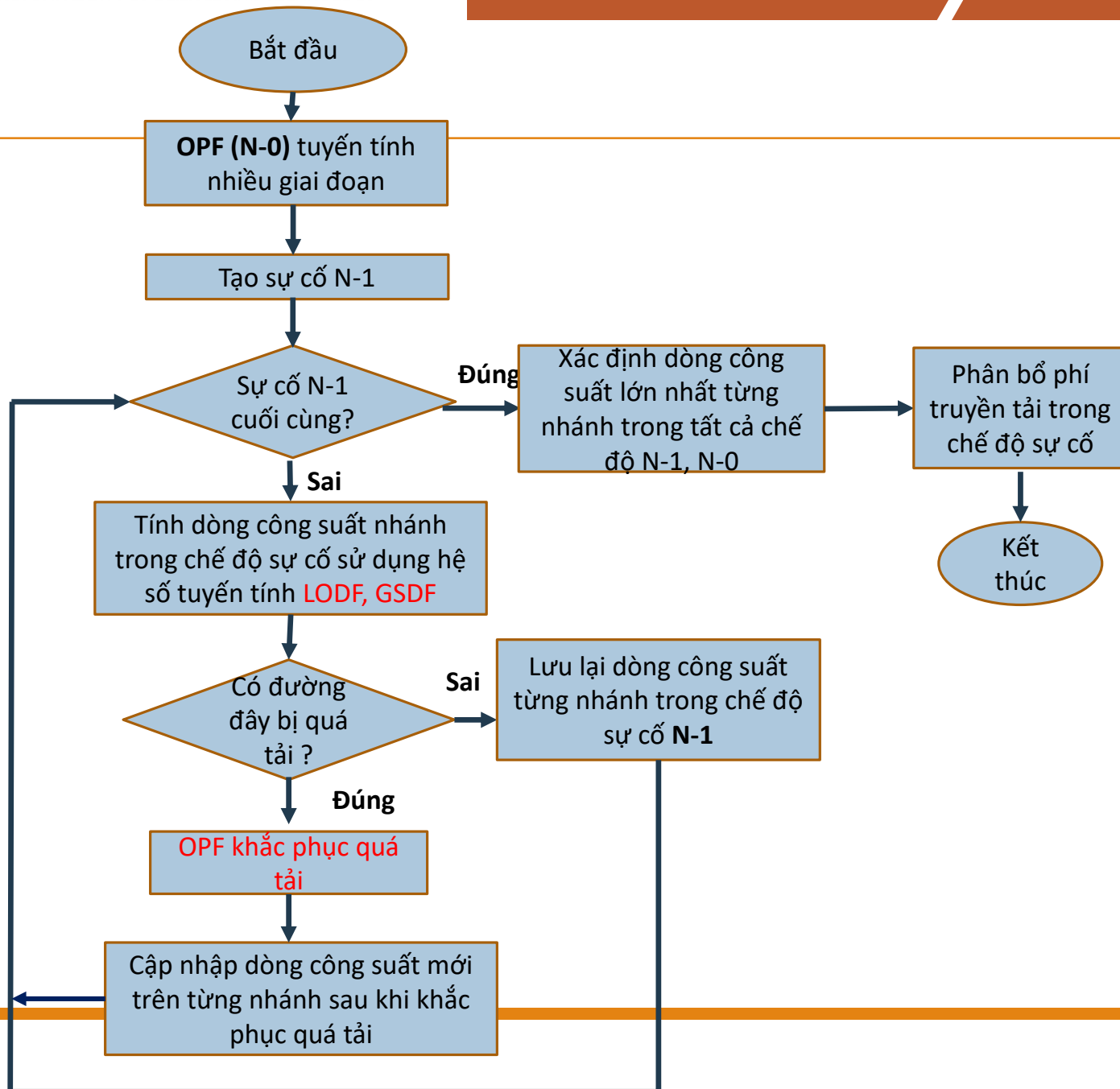
- ❑ Phí truyền tải của đường dây nk ở chế độ làm việc bình thường:

$$TC_{nk}^{\text{CN}}(t) = TC_{nk}^{\text{CN}} \cdot \frac{|P_{nk}^0(t)|}{P_{nk}^{\text{max}}}$$

- ❑ Phí truyền tải được phân chia tới phụ tải ở chế độ làm việc bình thường:

$$TC_{i-nk}^{\text{CN}} = TC_{nk}^{\text{CN}}(t) \frac{|P_{nk,i}^{\text{loss}}(t)|}{\sum_{j=1}^N |P_{nk,j}^{\text{loss}}(t)|}$$

Phân chia phí truyền tải trong chế độ sự cố



3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỒN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER

Thuật toán **OPF hiệu chỉnh quá tải**

Hàm mục tiêu: Tối thiểu hóa chi phí thay đổi công suất phát và tải

$$\sum_{i \in \Omega^g} c_{Gi}^u \Delta P_{Gi}^+ + \sum_{i \in \Omega^g} c_{Gi}^d \Delta P_{Gi}^- + \sum_{j \in \Omega^d} c_{Dj}^u \Delta P_{Dj}^+ + \sum_{j \in \Omega^d} c_{Dj}^d \Delta P_{Dj}^-$$



Các ràng buộc:

- ❖ Ràng buộc cân bằng công suất nút.
- ❖ Ràng buộc về giới hạn công suất phát.
- ❖ Ràng buộc về giới hạn truyền tải.
- ❖ **Ràng buộc về giới hạn tăng/giảm công suất DER.**

$$\sum_{i \in \Omega_n^g} P_{Gi}^0 - \sum_{j \in \Omega_n^d} P_{Dj}^0 + \sum_{i \in \Omega_n^g} (\Delta P_{Gi}^+ - \Delta P_{Gi}^-) - \sum_{j \in \Omega_n^d} (\Delta P_{Dj}^+ - \Delta P_{Dj}^-) = \sum_{k \in \Omega_n^l} \frac{1}{X_{nk}} (\delta_n - \delta_k)$$

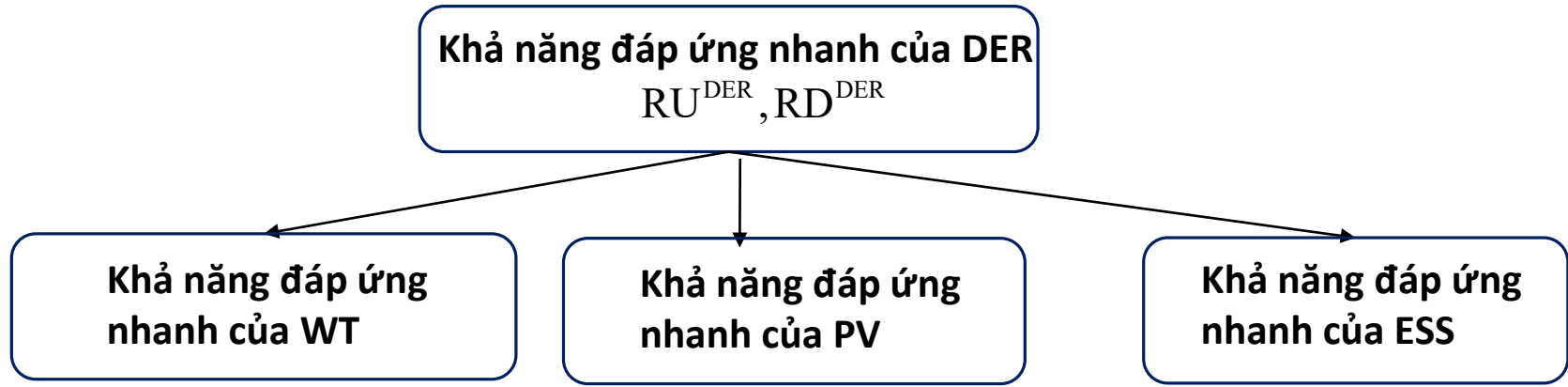
$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^0 + \Delta P_{Gi}^+ - \Delta P_{Gi}^- \leq P_{Gi}^{\max}$$

$$P_{nk}^0 + \sum_{s \in N, i \in \Omega_s^g} GSF_{s,n-k} (\Delta P_{Gi}^+ - \Delta P_{Gi}^-) - \sum_{s \in N, j \in \Omega_s^d} GSF_{s,n-k} (\Delta P_{Dj}^+ - \Delta P_{Dj}^-) \leq P_{nk}^{\max}$$

$$-RD_j^{DER} \leq \Delta P_{Dj}^+ - \Delta P_{Dj}^- \leq RU_j^{DER}$$

3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỒN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER

Tính toán đáp ứng nhanh của DER



❖ Khả năng tăng công suất

$$RU_{i,s}^{WT}(t) = \min \left\{ RU_i^{WT,max}, u_i^{WT} P_{i,s}^{WT,max}(t) - P_{i,s}^{WT}(t) \right\}$$

$$RU_{i,s}^{PV}(t) = \min \left\{ RU_i^{PV,max}, u_i^{PV} P_{i,s}^{PV,max}(t) - P_{i,s}^{PV}(t) \right\}$$

$$RU_{i,s}^{ESS}(t) = u_i^{ESS} \times \min \left\{ P_{i,\beta}^{ESS,max}, \eta_{i,s}^{ESS} \frac{E_{i,s}^{ESS}(t-1) - SOC_{i,min}^{ESS} \cdot C_i^{ESS}}{\Delta T} \right\}$$

$$+ P_{i,s,\alpha}^{ESS}(t) - P_{i,s,\beta}^{ESS}(t)$$

❖ Khả năng giảm công suất

$$RD_{i,s}^{WT}(t) = \min \left\{ RD_i^{WT,max}, P_{i,s}^{WT}(t) \right\}$$

$$RD_{i,s}^{PV}(t) = \min \left\{ RD_i^{PV,max}, P_{i,s}^{PV}(t) \right\}$$

$$RD_{i,s}^{ESS}(t) = u_i^{ESS} \times \min \left\{ P_{i,\alpha}^{ESS,max}, \frac{SOC_{i,max}^{ESS} \cdot C_i^{ESS} - E_{i,s}^{ESS}(t-1)}{\eta_{i,\alpha}^{ESS} \Delta T} \right\}$$

$$- P_{i,s,\alpha}^{ESS}(t) + P_{i,s,\beta}^{ESS}(t)$$

3. ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP PHÂN BỐ PHÍ TRUYỀN TẢI CÓ XÉT TỔN THẤT CÔNG SUẤT VÀ KHẢ NĂNG ĐÁP ỨNG NHANH CỦA DER

- ❑ Dòng công suất do phụ tải i đóng góp lên đường dây nk không xét tổn thất :

$$P_{nk,i}^{\text{lossless},c}(t) = \text{GLDF}_{nk,i}^c(t) \cdot P_{Di}(t)$$

- ❑ Dòng công suất do phụ tải i đóng góp lên đường dây nk có tổn thất là:

$$P_{nk,i}^{\text{loss},c}(t) = P_{nk,i}^{\text{lossless},c}(t) + \Delta P_{nk,i}(t)$$

- ❑ Phí truyền tải phân chia tới phụ tải ở chế độ sự cố thời điểm t là:

$$TC_{i-nk}^{\text{CC}} = TC_{nk}^{\text{CC}} \cdot \frac{|P_{nk,i}^{\text{loss},c} - P_{nk,i}^{\text{loss},0}| \cdot z_{i-nk}^c}{\sum_{j=1}^N |P_{nk,j}^{\text{loss},c} - P_{nk,j}^{\text{loss},0}| \cdot z_{j-nk}^c}$$

$$z_{i-nk}^c(t) = \begin{cases} 1, & [P_{nk}^c(t) - P_{nk}^0(t)] \cdot [P_{nk,i}^{\text{loss},c}(t) - P_{nk,i}^{\text{loss},0}(t)] \geq 0 \\ 0, & [P_{nk}^c(t) - P_{nk}^0(t)] \cdot [P_{nk,i}^{\text{loss},c}(t) - P_{nk,i}^{\text{loss},0}(t)] < 0 \end{cases}$$

3 Phân chia phí truyền tải cho dự trữ tương lai

$$TC_{i-nk}^{\text{PC}}(t) = TC_{nk}^{\text{PC}} \cdot \frac{P_{Di}(t)}{\sum_{j=1}^N P_{Dj}(t)}$$

NỘI DUNG BÁO CÁO

- 1 Xây dựng kịch bản ngày điển hình
- 2 Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét TCSC và tổn thất công suất
- 3 Đề xuất phương pháp phân bổ phí truyền tải có xét tổn thất công suất và khả năng đáp ứng nhanh
- 4 Xây dựng mô hình chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán và phương pháp giải
- 5 Áp dụng tính toán
- 6 Kết luận và hướng phát triển của nghiên cứu tiếp theo

Xây dựng kịch bản ngày điển hình

Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét TCSC và tổn thất công suất

Đề xuất phương pháp phân bổ phí truyền tải có xét tổn thất công suất và khả năng đáp ứng nhanh của DER

Xây dựng mô hình chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán

Mô hình đầu tư tối ưu nguồn năng lượng
phân tán **có xét phí truyền tải** là
mô hình **tối ưu hai lớp**

Phương pháp giải bài toán tối ưu hai lớp

Phương pháp lặp

Chuyển về mô hình bài toán **tối ưu một lớp**

4. XÂY DỰNG MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐẦU TƯ TỐI ƯU DER VÀ PHƯƠNG PHÁP GIẢI

1 Mô hình đầu tư tối ưu DER

Hàm mục tiêu: *tối thiểu hóa chi phí đầu tư và chi phí vận hành*

$$\min(C_I^{DER} + C_E^{LD})$$

$$C_I^{DER} = \sum_{j=1}^{N_{WT}} u_j^{WT} IC_j^{WT} + \sum_{j=1}^{N_{PV}} u_j^{PV} IC_j^{PV} + \sum_{j=1}^{N_{ESS}} u_j^{ESS} IC_j^{ESS}$$

$$C_E^{LD} = 365 \cdot S_{cb} \sum_{j=1}^{N^S} \gamma_s \sum_{t=1}^{24} \left\{ \left[\pi_{DER,s}^{sau}(t) + C_{DER,s}^{TC,sau}(t) \right] P_{NLD,s}(t) \Delta T \right\}$$

Ràng buộc:

Ngân sách đầu tư:

Công suất phát của WT:

Công suất phát của PV:

Trạng thái làm việc của ESS:

Công suất của ESS:

$$C_I^{DER} \leq IC^{\max}$$

$$0 \leq P_{j,s}^{WT}(t) \leq u_j^{WT} P_{j,s}^{WT\max}(t), \forall j, t, s$$

$$0 \leq P_{j,s}^{PV}(t) \leq u_j^{PV} P_{j,s}^{PV\max}(t), \forall j, t, s$$

$$0 \leq \alpha_{j,s}^{ESS}(t) + \beta_{j,s}^{ESS}(t) \leq u_j^{ESS}, \forall j, t, s$$

$$0 \leq P_{j,s,\alpha}^{ESS}(t) \leq \alpha_{j,s}^{ESS}(t) \cdot P_{j,\alpha}^{ESS\max}, \forall j, t, s$$

$$0 \leq P_{j,s,\beta}^{ESS}(t) \leq \beta_{j,s}^{ESS}(t) \cdot P_{j,\beta}^{ESS\max}, \forall j, t, s$$

4. XÂY DỰNG MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐẦU TƯ TỐI ƯU DER VÀ PHƯƠNG PHÁP GIẢI

- Ràng buộc năng lượng lưu trữ của ESS:

$$E_{j,s}^{\text{ESS}}(t) = E_{j,s}^{\text{ESS}}(t-1) + \left(P_{j,s,\alpha}^{\text{ESS}}(t) \cdot \eta_{j,\alpha}^{\text{ESS}} - \frac{P_{j,s,\beta}^{\text{ESS}}(t)}{\eta_{j,\beta}^{\text{ESS}}} \right) \Delta T, \forall j, t, s$$

$$\text{SOC}_{j,\min}^{\text{ESS}} \leq \frac{E_{j,s}^{\text{ESS}}(t)}{C_j^{\text{ESS}}} \leq \text{SOC}_{j,\max}^{\text{ESS}} \forall j, t, s$$

$$E_{j,s}^{\text{ESS}}(0) = E_{j,s}^{\text{ESS}}(T), \forall j, s$$

- Ràng buộc về tải tại nút lắp đặt DER:

$$P_{\text{NLD},s}(t) = P_{D,s}(t) - \sum_{j=1}^{N^{\text{WT}}} P_{j,s}^{\text{WT}}(t) - \sum_{j=1}^{N^{\text{PV}}} P_{j,s}^{\text{PV}}(t) - \sum_{j=1}^{N^{\text{ESS}}} \left(-P_{j,s,\alpha}^{\text{ESS}}(t) + P_{j,s,\beta}^{\text{ESS}}(t) \right), \forall t, s$$

- Ràng buộc về đảm bảo lợi nhuận:

$$365 \cdot \text{Scb} \cdot \sum_{s=1}^{N^s} \gamma_s \sum_{t=1}^{24} \left[\left(\pi_{\text{DER},s}^{\text{truoc}}(t) + c_{\text{DErs}}^{\text{TC,truoc}}(t) \right) \cdot P_{D,s}(t) - \left(\pi_{\text{DErs}}^{\text{sau}}(t) + c_{\text{DErs}}^{\text{TC,sau}}(t) \right) P_{\text{NLD},s}(t) \right] \Delta T \geq C_I^{\text{DER}}$$

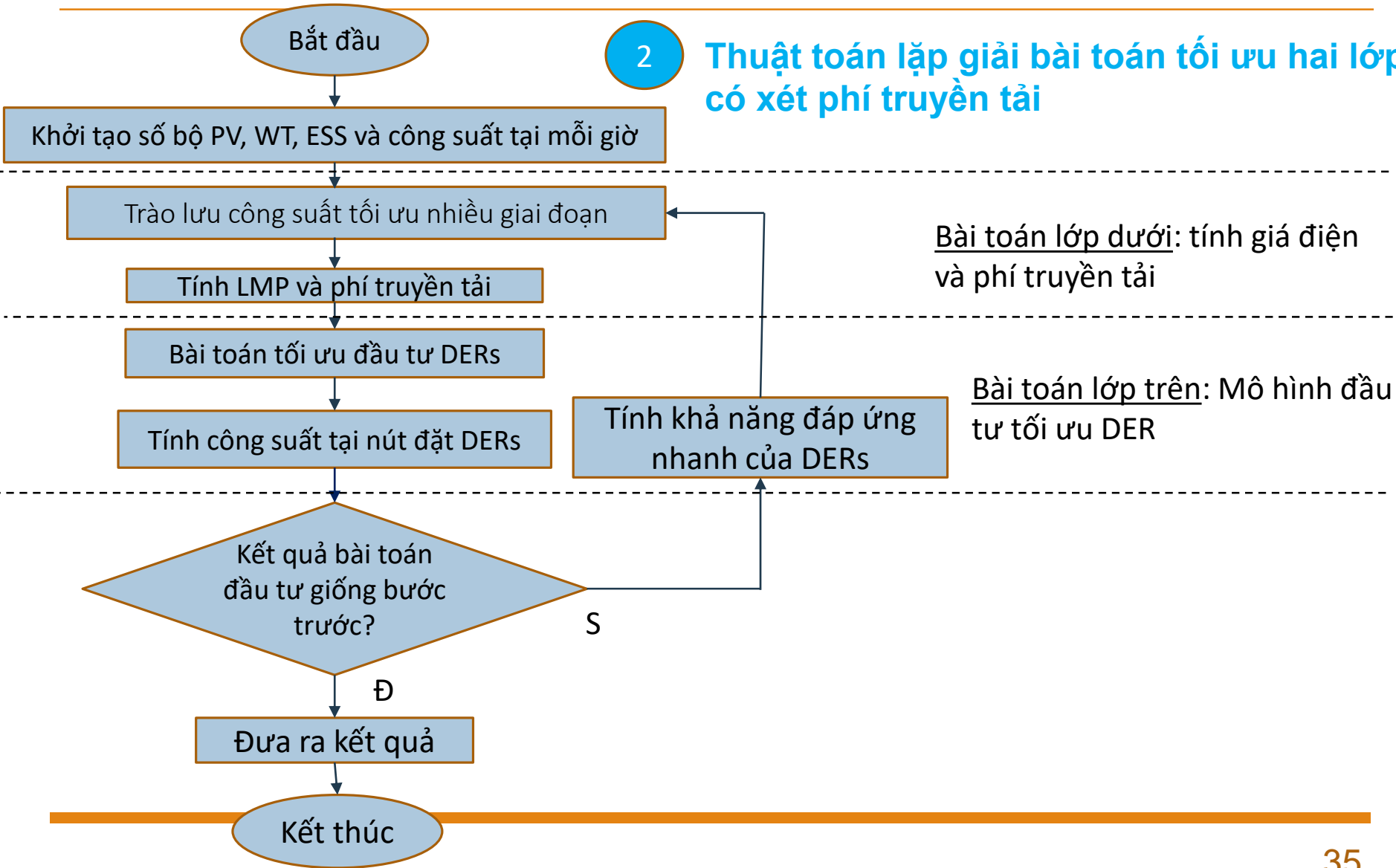
4. XÂY DỰNG MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐẦU TƯ TỐI ƯU DER VÀ PHƯƠNG PHÁP GIẢI

- ❖ Phí truyền tải phụ thuộc vào cấu trúc lưới cũng như công suất tiêu thụ và công suất phát tại mỗi nút. Do có sự tham gia của DER nên công suất tại nút có đầu tư DER trong bài toán đầu tư là chưa xác định.
- ❖ Vì mối quan hệ giữa phí truyền tải và công suất nút là **phi tuyến** và **không biểu diễn được bằng biểu thức giải tích** nên không thể giải bài toán chỉ trong một bước.
- ❖ Để giải quyết vấn đề đó, một phương pháp lập được thực hiện để giải bài toán 2 lớp.
- ❖ Thuật toán lập được thực hiện theo sơ đồ khối sau:

4. XÂY DỰNG MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐẦU TƯ TỐI ƯU DER VÀ PHƯƠNG PHÁP GIẢI

2

Thuật toán lặp giải bài toán tối ưu hai lớp có xét phí truyền tải



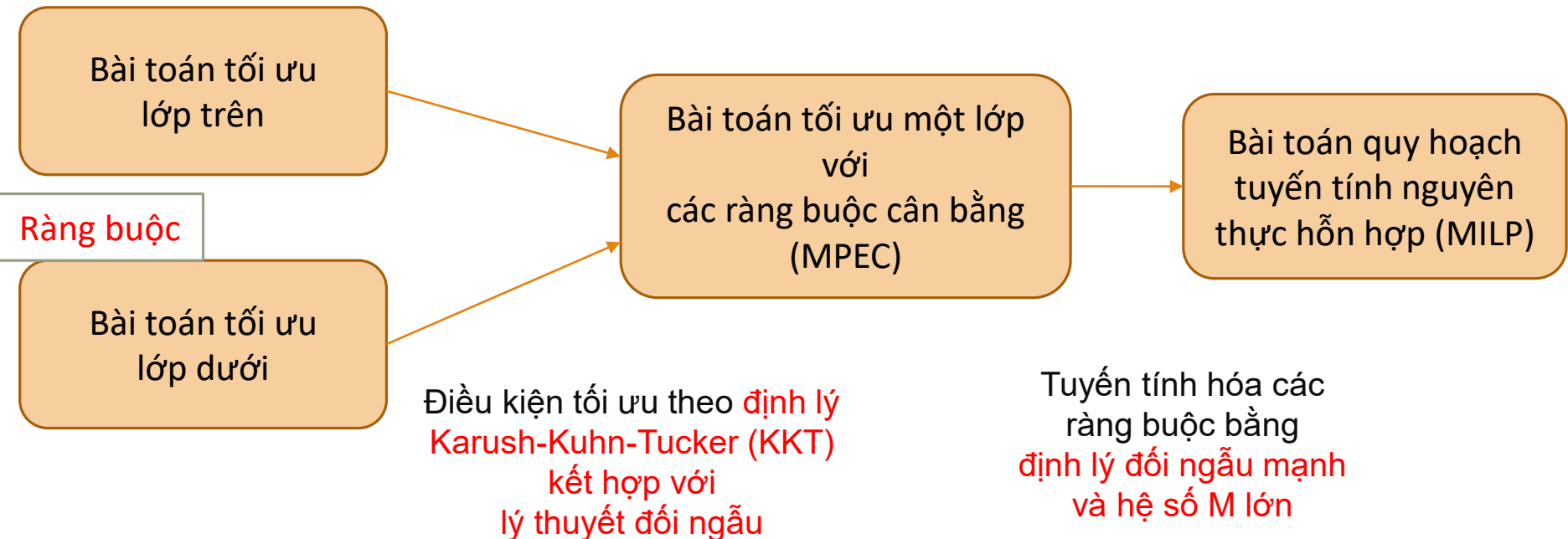
4. XÂY DỰNG MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐẦU TƯ TỐI ƯU DER VÀ PHƯƠNG PHÁP GIẢI

3 Phương pháp đưa về bài toán tối ưu một lớp (MPEC)

- ❖ Trường hợp riêng: **không xét ảnh hưởng của phí truyền tải** trong chiến lược đầu tư tối ưu DERs, bài toán tối ưu hai lớp có thể được đưa về một lớp và tuyến tính hóa thành bài toán quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp MILP
- ❖ **Bài toán tối ưu lớp trên** là bài toán tối ưu chiến lược đầu tư DERs đã nói ở phương pháp lặp nhưng bỏ đi thành phần phí truyền tải.
- ❖ **Bài toán tối ưu lớp dưới** là bài toán OPF nhiều giai đoạn được thực hiện bởi đơn vị vận hành thị trường điện. **Bài toán tối ưu lớp dưới được viết riêng rẽ cho từng ngày điển hình.**

4. XÂY DỰNG MÔ HÌNH CHIẾN LƯỢC ĐẦU TƯ TỐI ƯU DER VÀ PHƯƠNG PHÁP GIẢI

- ❖ Sau khi tuyến tính hóa các ràng buộc và HMT bài toán MPEC có thể được đưa về dạng vài toán quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP).



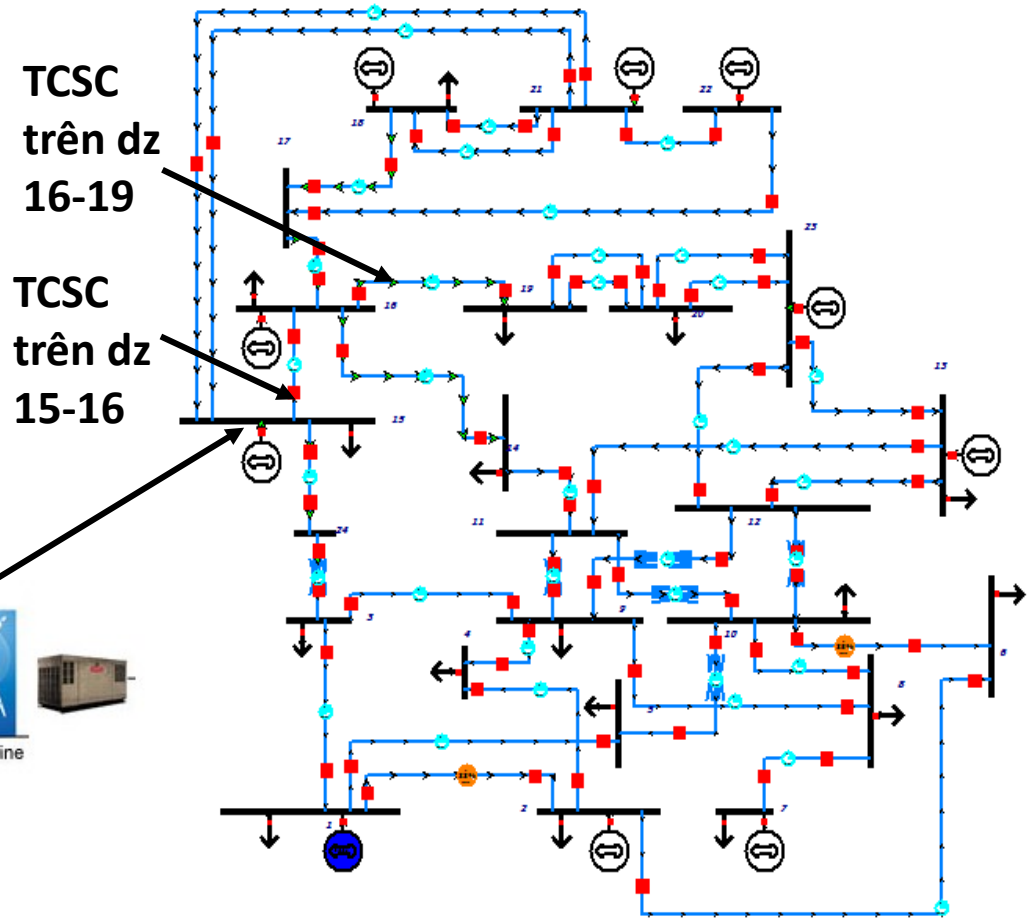
NỘI DUNG BÁO CÁO

- 1 Xây dựng kịch bản ngày điển hình
- 2 Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét TCSC và tổn thất công suất
- 3 Đề xuất phương pháp phân bổ phí truyền tải có xét tổn thất công suất và khả năng đáp ứng nhanh
- 4 Xây dựng mô hình chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán và phương pháp giải
- 5 Áp dụng tính toán
- 6 Kết luận và hướng phát triển của nghiên cứu tiếp theo

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE

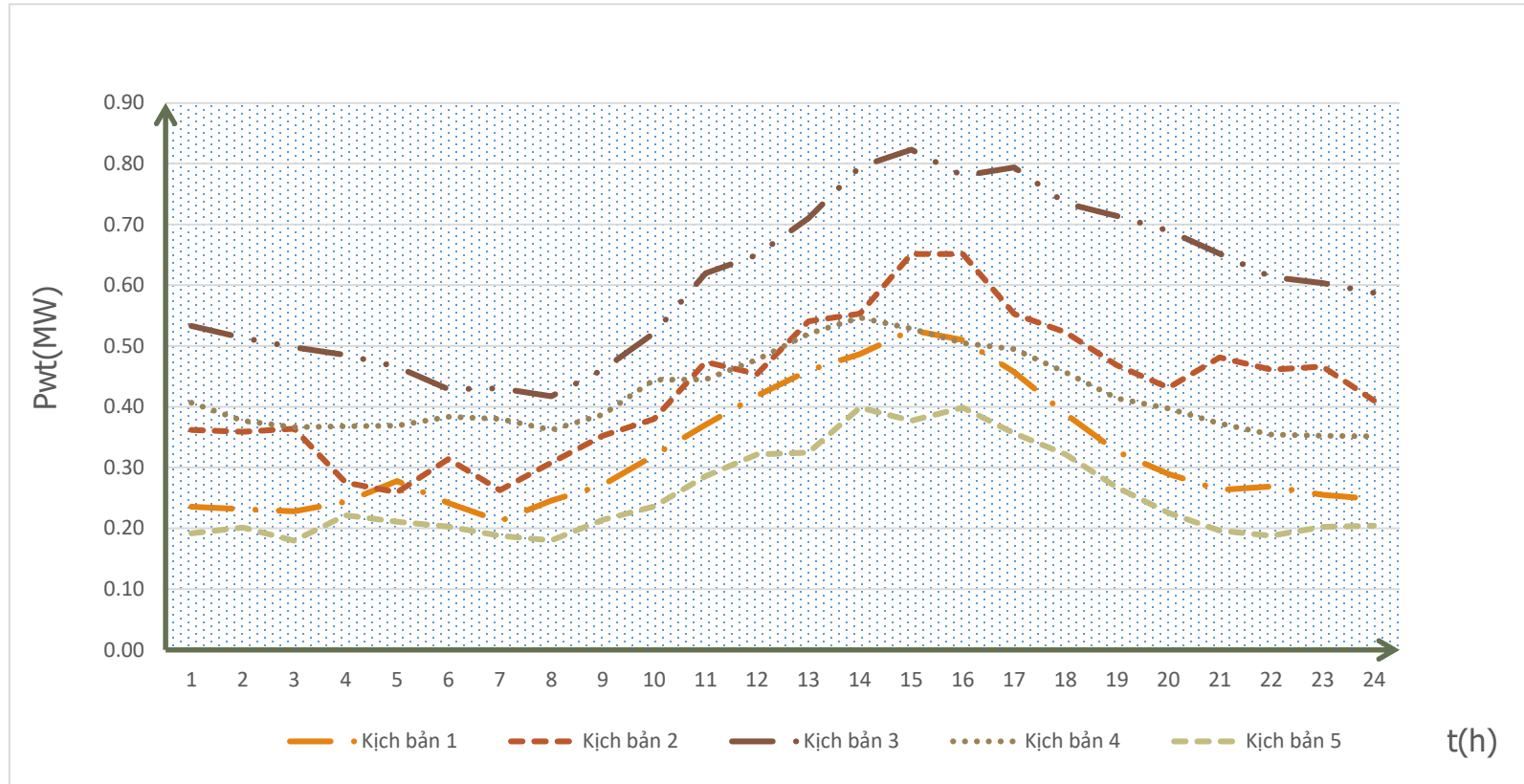
Tổng số biến : **125540**
 Tổng số biến nguyên : **59539**
 Tổng số ràng buộc : **149577**
 Thời gian tính toán trên phần mềm
MATLAB & CPLEX 12.7 : **2 giờ**

Xây dựng kịch bản ngày điển hình
 được thực hiện trên phần mềm thống
 kê **IBM SPSS** (Statistical Product and
 Services Solutions)



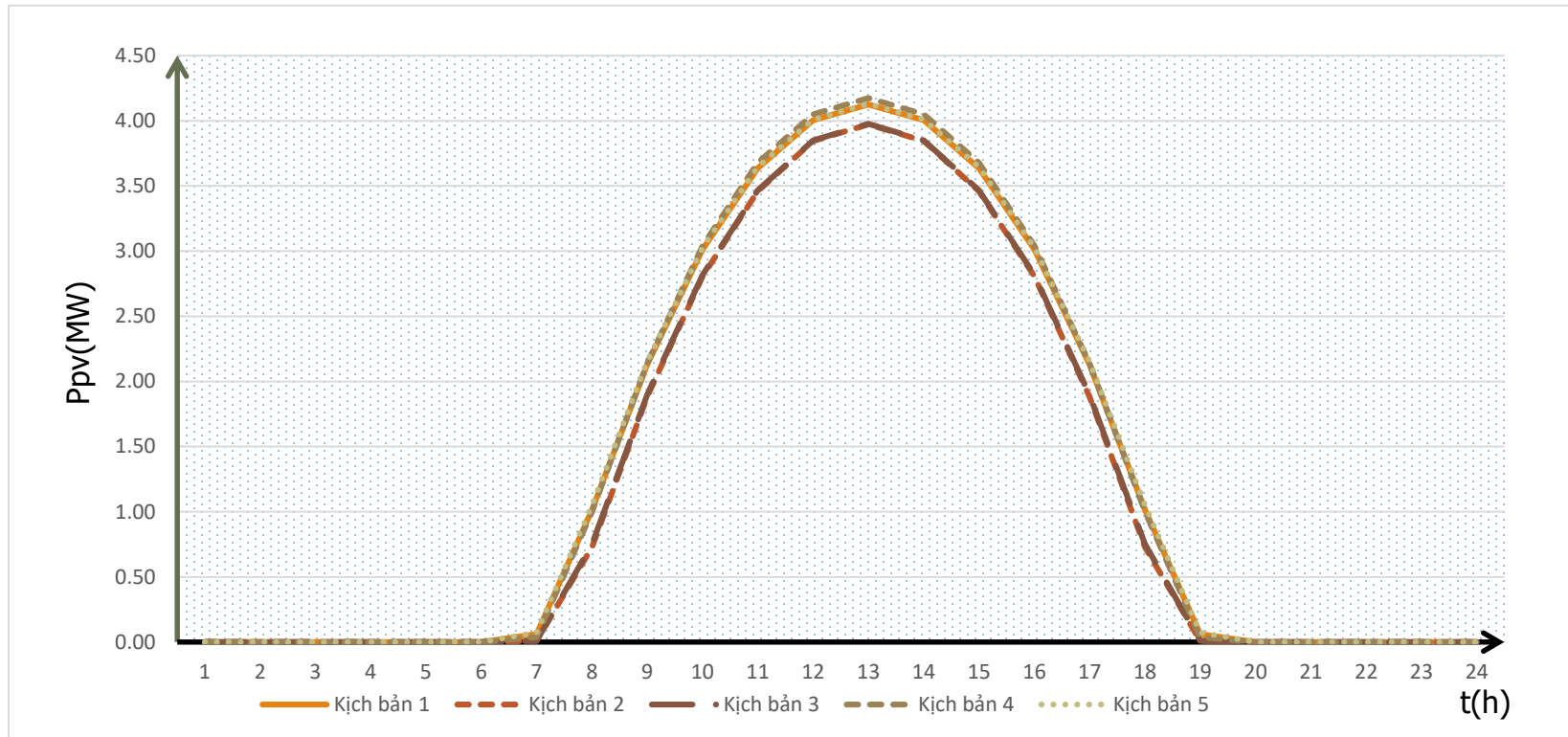
Sơ đồ lưới 24 nút IEEE

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE



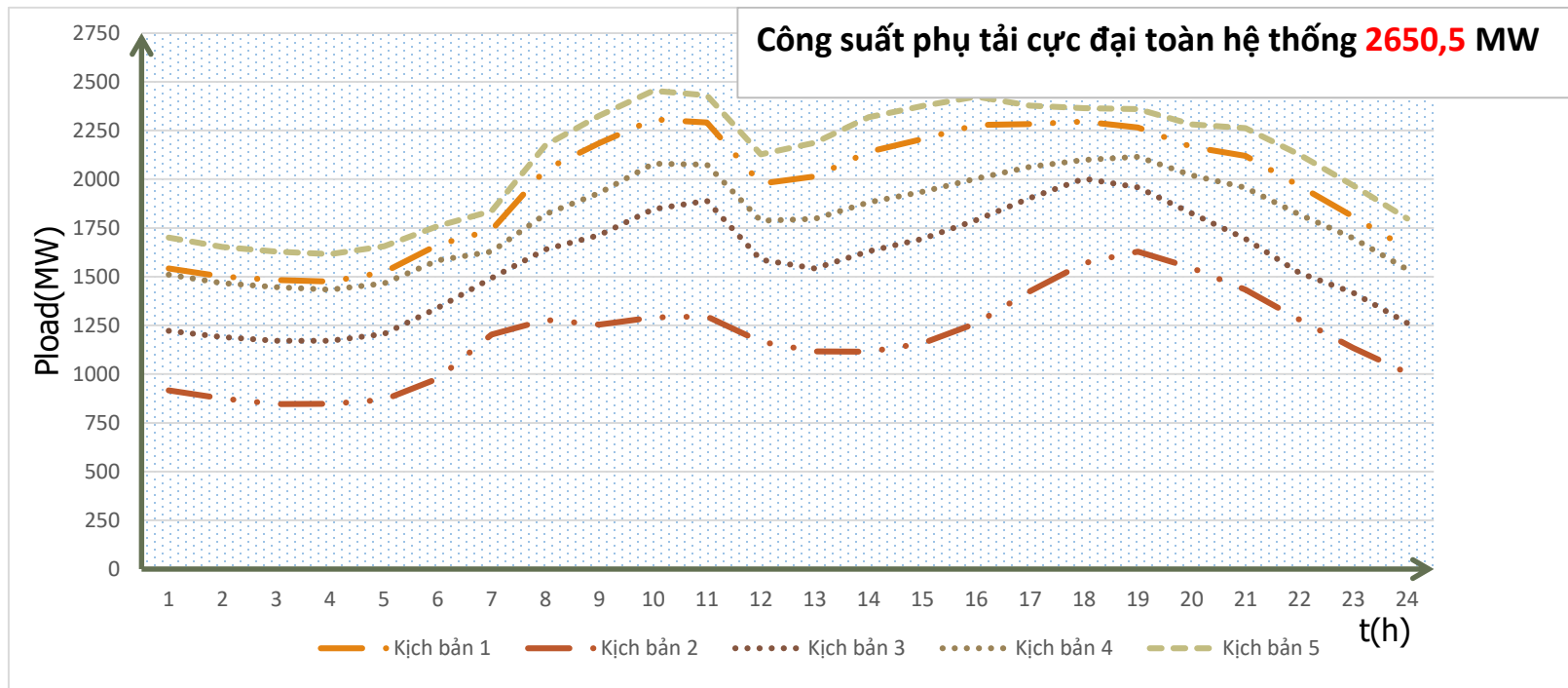
5 kịch bản ngày điển hình của công suất WT

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE



5 kịch bản ngày điển hình của công suất PV

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE



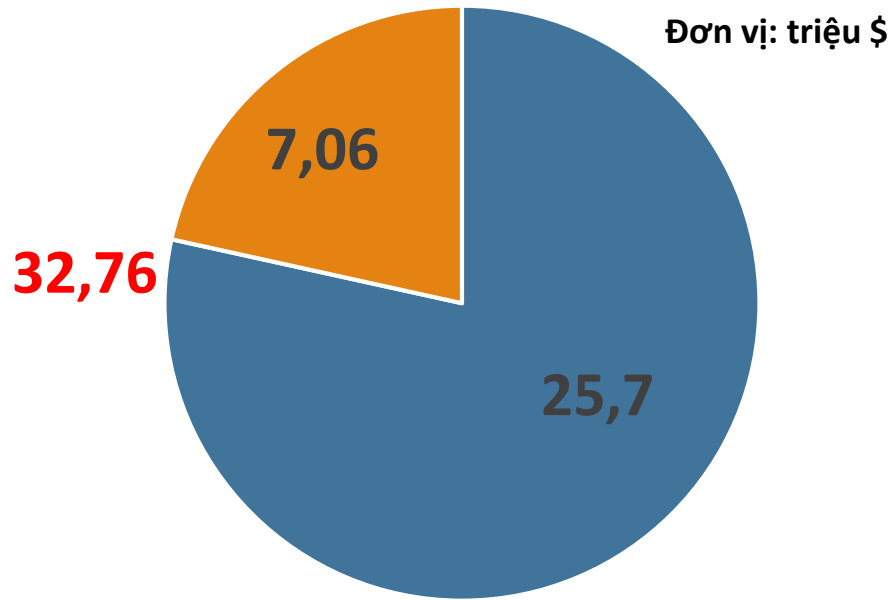
5 kịch bản ngày điển hình công suất phụ tải

Xác suất kịch bản 5 ngày điển hình

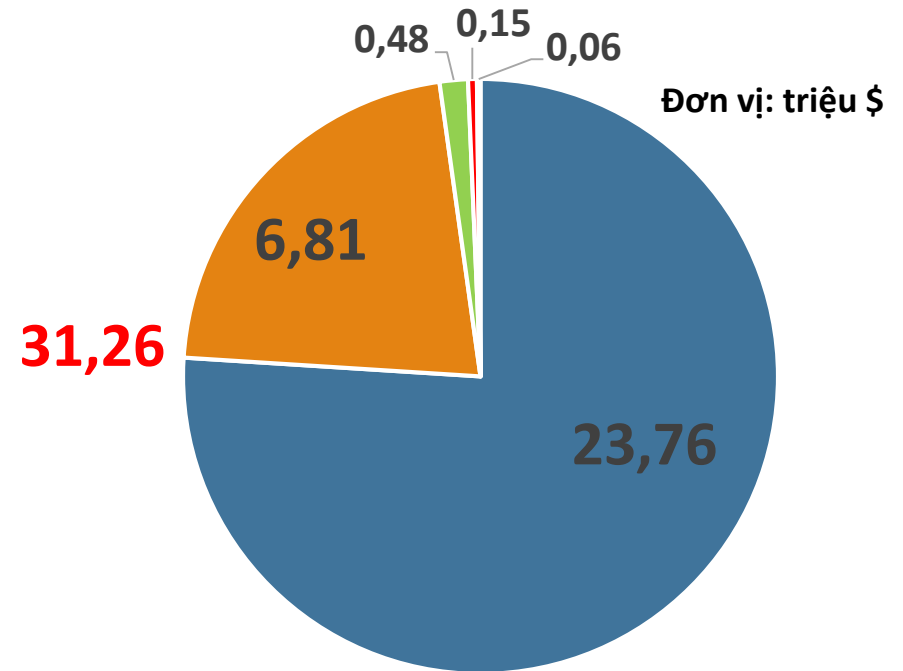
Kịch bản	1	2	3	4	5
Xác suất	0,326	0,027	0,121	0,227	0,299

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE

Không DER



Có DER



- Chi phí mua điện
- Vốn đầu tư PV
- Vốn đầu tư ESS
- Phí truyền tải
- Vốn đầu tư WT

Thành phần các loại chi phí trước và sau khi đầu tư DER

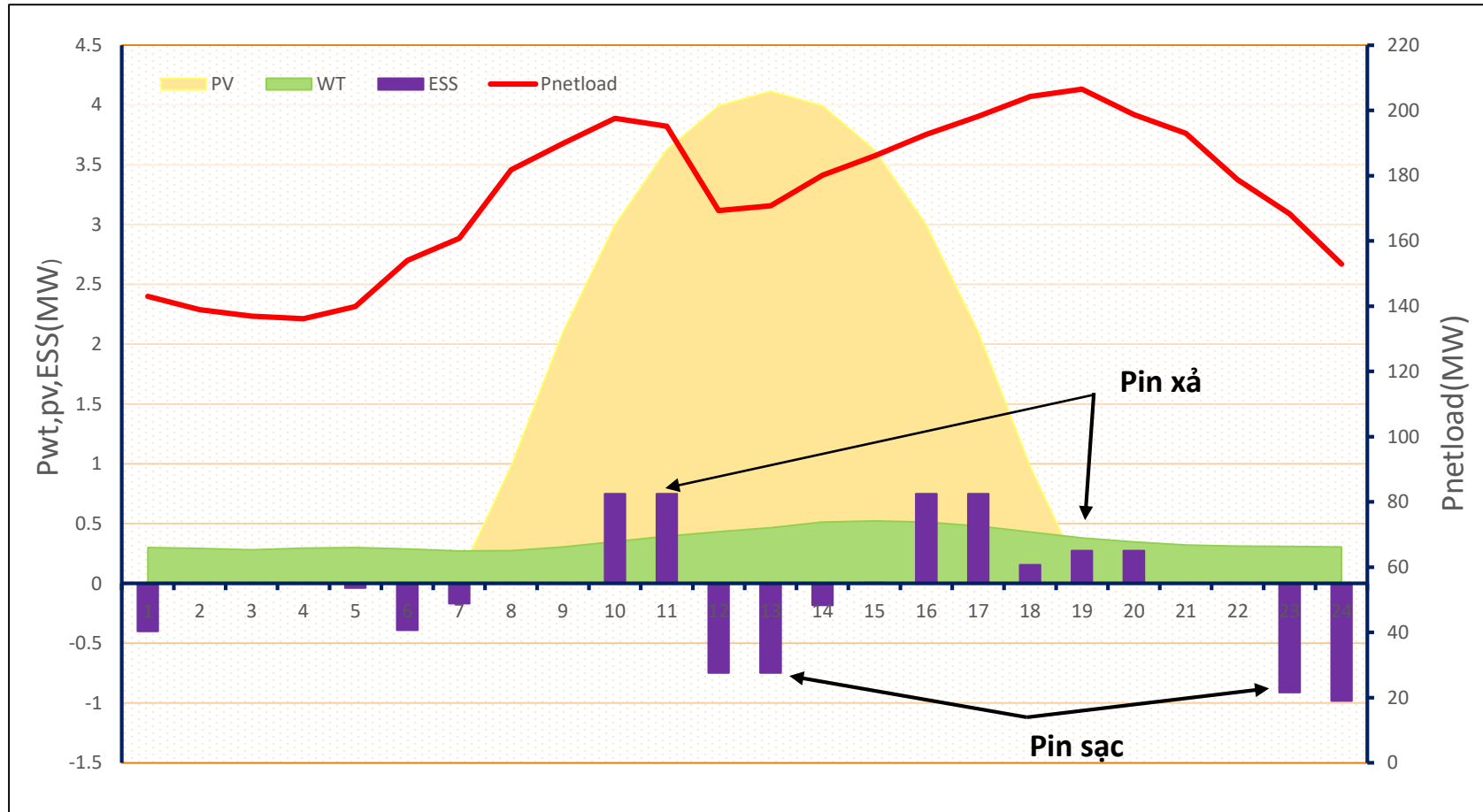
5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE

Kết quả đầu tư DER

	Không TCSC	Có TCSC 15_16	Có TCSC 16_19
Số bộ WT	5	5	5
Số bộ PV	4	4	4
Số bộ ESS	5	0	5

=> Vị trí đặt TCSC có ảnh hưởng đến kết quả đầu tư DER

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE



Công suất kỳ vọng của WT, PV, ESS và phụ tải tại nút đầu tư DER

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE

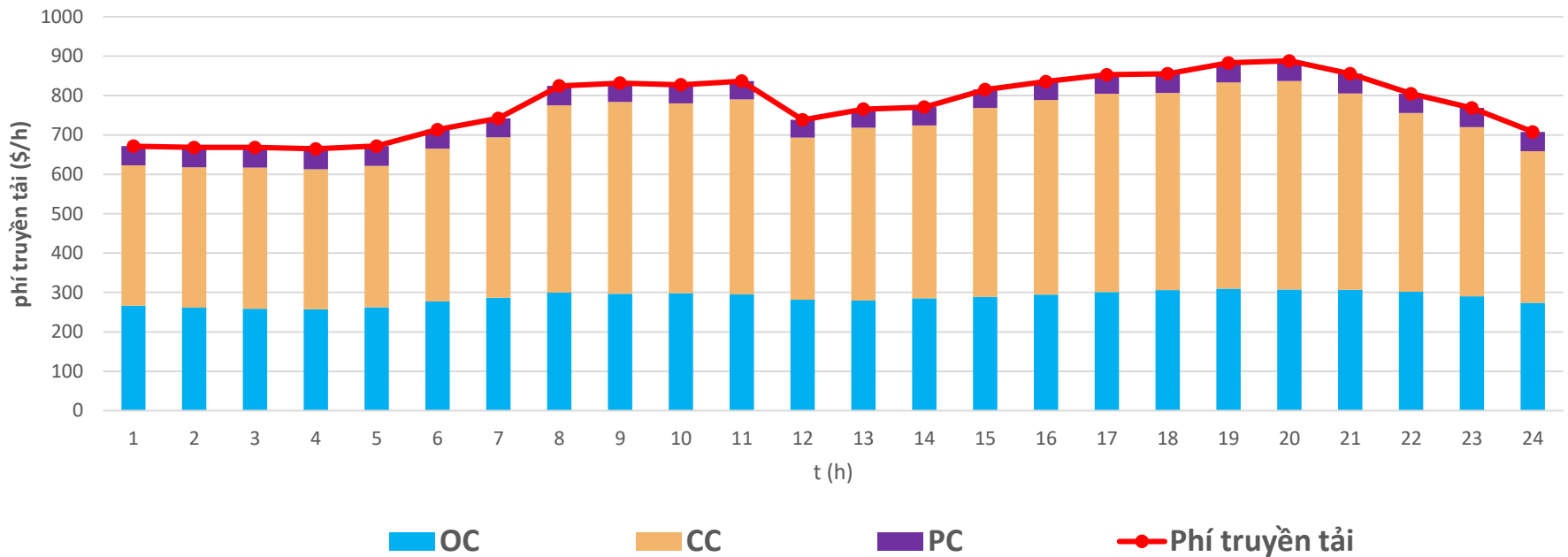
Phí truyền tải kỳ vọng (\$/h) và độ giảm (%)

	Phí truyền tải chế độ bình thường	Phí truyền tải chế độ sự cố	Phí truyền tải dự trữ tương lai	Tổng phí truyền tải
Không có DER	7061,6	11083,8	1205,3	19350,8
Chỉ có DER tại 15	6884,7	10609,9	1166,4	18661,0
Có DER tại 15 và TCSC trên 15-16	6907,5	12150,5	1148,4	20206,4
Có DER tại 15 và TCSC trên 16-19	6767,3	10934,6	1168,9	18870,8
Độ giảm(%)	2,5	4,3	3,2	3,6
	2,2	-9,6	4,7	-4,4
	4,2	1,3	3,0	2,5

=> Đầu tư DER làm phí truyền tải giảm

⇒ Vị trí đặt TCSC ảnh hưởng đến phí truyền tải
 ⇒ Đặt TCSC trên đường 16-19 có lợi hơn về mặt phí truyền tải so với đặt TCSC trên đường 15-16

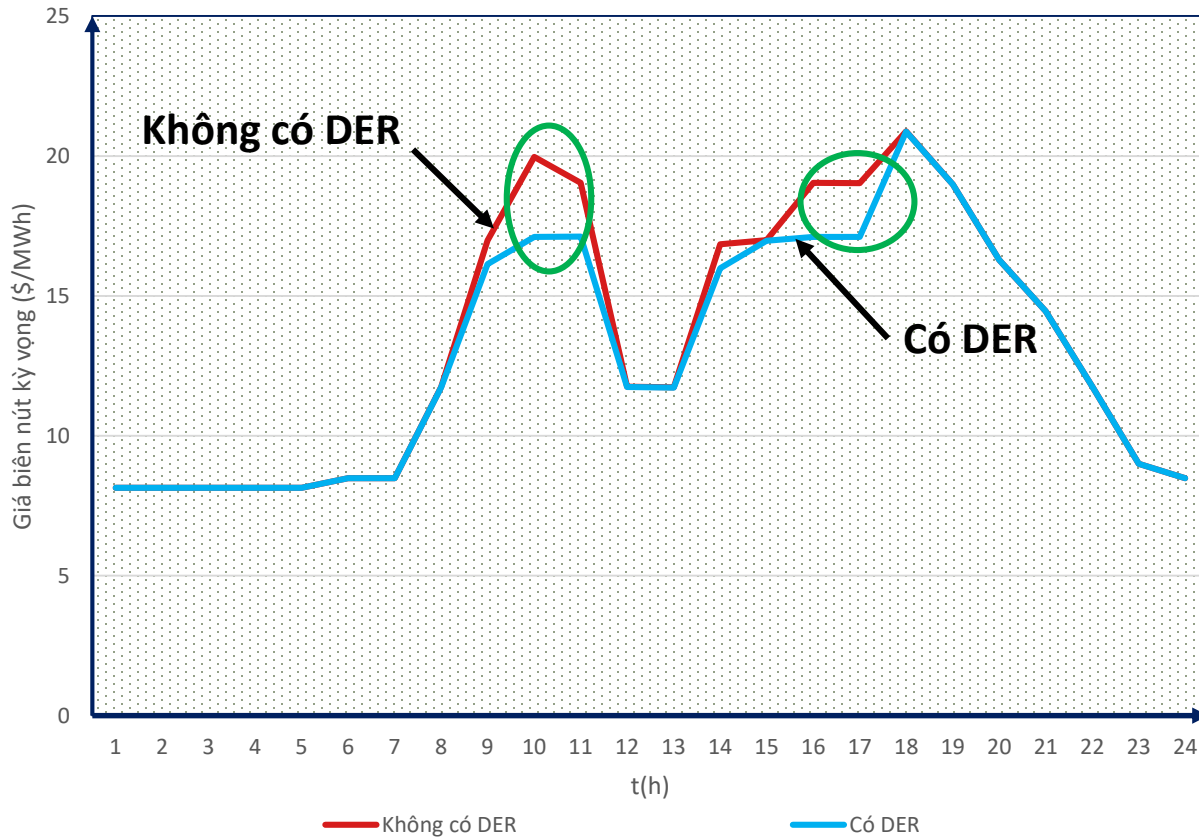
5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE



Phí truyền tải kì vọng và các thành phần tại nút đặt DERs (sau khi đặt DER)

⇒ Phí truyền tải trong chế độ sự cố chiếm tỉ trọng lớn nhất và thay đổi qua các giờ

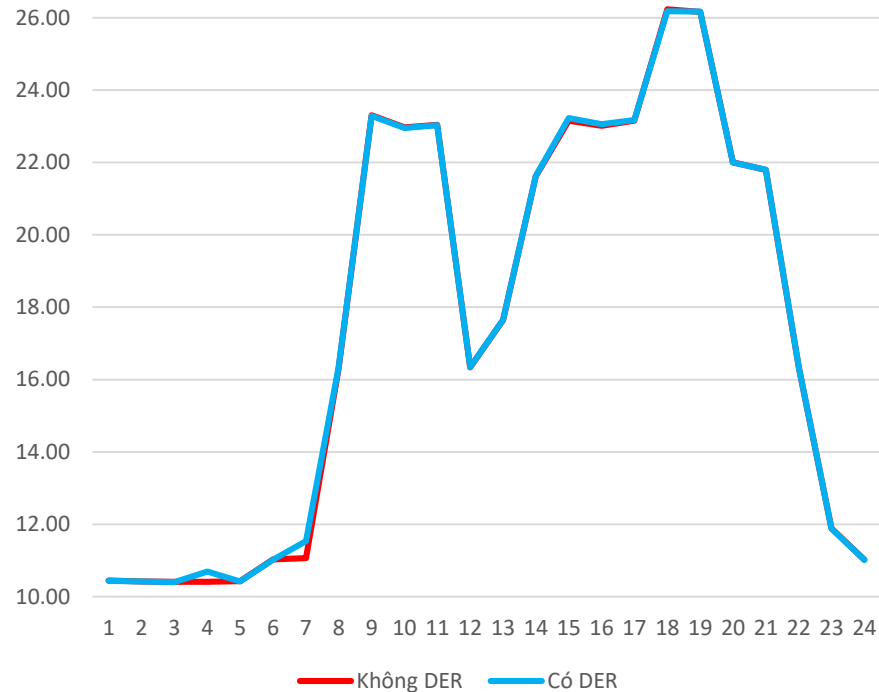
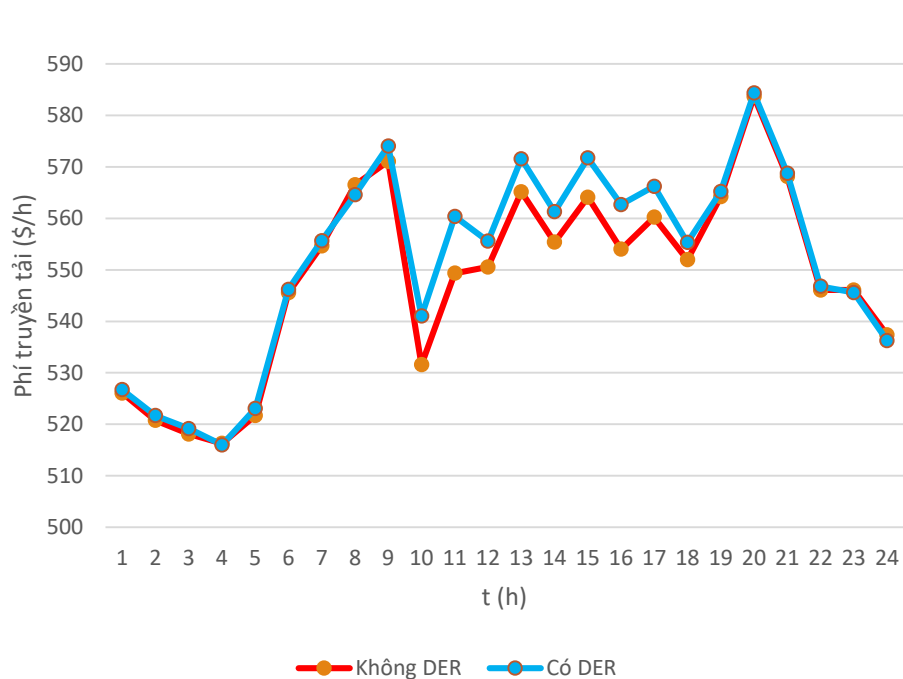
5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE



Đầu tư DER làm giảm giá biên nút trong các giờ cao điểm

Giá biên nút kỳ vọng tại nút đặt DER

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE



Phí truyền tải kỳ vọng tại nút KHÔNG đặt DER (nút 8)

Giá biên nút kỳ vọng tại nút KHÔNG đặt DER (nút 8)

⇒ Đầu tư DER làm tăng phí truyền tải tại nút khác trong hệ thống nhưng không làm thay đổi nhiều về giá biên nút.

5. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN 24 NÚT IEEE

Kết quả đầu tư DER (không xét phí truyền tải)

	Có xét phí truyền tải	Không xét phí truyền tải
Số bộ WT	5	5
Số bộ PV	4	4
Số bộ ESS	5	0

=> Việc xét phí truyền tải ảnh hưởng đến quyết định đầu tư

6. KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG PHÁT TRIỂN CỦA ĐỀ TÀI NGHIÊN CỨU

1 Kết luận

- ❖ Xây dựng mô hình trào lưu công suất tối ưu tuyến tính nhiều giai đoạn có xét tổn thất công suất và TCSC.
- ❖ Đề xuất mô hình phân bổ phí truyền tải có xét đến tổn thất công suất và khả năng đáp ứng nhanh của nguồn năng lượng phân tán.
- ❖ Xây dựng mô hình khắc phục quá tải (OPF corrective) có xét sự đáp ứng nhanh của các nguồn năng lượng phân tán.
- ❖ Xây dựng mô hình chiến lược đầu tư tối ưu 2 lớp có xét đến phí truyền tải và giá điện biến đổi. Đặc biệt, ràng buộc đảm bảo lợi nhuận được thêm vào đảm bảo cho việc đầu tư luôn mang lại lợi ích.
- ❖ Phân tích ảnh hưởng của TCSC đến chiến lược đầu tư tối ưu.

Bài báo: Pham Nang Van, Le Thi Minh Chau, Pham Thu Tra My, Ha Duy Duc, Pham Xuan Giap, Tran Manh Tri, "Multi-period linearized OPF model incorporating transmission losses and TCSC", *Journal of Science and Technology, The University of Danang*, accepted on April 2018 (in English).

6. KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG PHÁT TRIỂN CỦA ĐỀ TÀI NGHIÊN CỨU

2 Hướng phát triển của nghiên cứu

- ❖ Xét bài toán nhiều nhà đầu tư chiến lược DERs tại các nút khác nhau cùng muốn tối ưu lợi ích của mình trong hoạt động thị trường điện.
- ❖ Tối ưu hóa thị trường dự trữ công suất trong hệ thống điện có mức độ thâm nhập cao của các nguồn năng lượng tái tạo.
- ❖ Vị trí và dung lượng tối ưu của hệ thống tích trữ năng lượng.
- ❖ Lập kế hoạch vận hành ngày tới cho hệ thống điện hỗn hợp thủy điện – nhiệt điện – điện gió – điện mặt trời.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Đã tham khảo hơn **50 bài báo**. Một số bài báo chính:

- [1] J. Wang, H. Zhong, Q. Xia, and C. Kang, “Optimal Planning Strategy for Distributed Energy Resources Considering Structural Transmission Cost Allocation,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, pp. 1–1, 2017.
- [2] T. Ding, R. Bo, W. Gu, and H. Sun, “Big-M based MIQP method for economic dispatch with disjoint prohibited zones,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 976–977, 2014.
- [3] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, “Multiperiod auction for a pool-based electricity market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1225–1231, 2002.
- [4] Y. Wei, H. Cui, X. Fang, and F. Li, “Strategic scheduling of energy storage for load serving entities in locational marginal pricing market,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 5, pp. 1258–1267, 2016.
- [5] D. J. Editor, *Smart Power Systems and Renewable Energy System Integration*, vol. 57. 2016.
- [6] D. Z. Fitiwi, L. Olmos, M. Rivier, F. de Cuadra, and I. J. Pérez-Arriaga, “Finding a representative network losses model for large-scale transmission expansion planning with renewable energy sources,” *Energy*, vol. 101, pp. 343–358, 2016.
- [7] R. M. Mathur and R. K. Varma, *Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*. 2002.
- [8] T. Ding, R. Bo, F. Li, and H. Sun, “Optimal Power Flow With the Consideration of Flexible Transmission Line Impedance,” vol. 31, no. 2, pp. 2015–2016, 2016.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [9] Y. C. Chen, S. V. Dhople, A. D. Dominguez-Garcia, and P. W. Sauer, “Generalized Injection Shift Factors,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2071–2080, 2017.
- [10] G. T. Tziasiou, G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Transmission pricing software for power engineering education,” *Comput. Appl. Eng. Educ.*, vol. 22, no. 3, pp. 410–428, 2014.
- [11] B. Malang, “K - Means Cluster Analysis,” *Unpublished*, no. 0341, 2013.
- [12] C. Ordoudis, P. Pinson, J. M. Morales-González, and M. Zugno, “An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies,” *Tech. Univ. Denmark*, 2016.
- [13] C. Grigg and P. Wong, “The IEEE reliability test system -1996 a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- [14] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Springer, 2004.
- [15] S. Montoya-Bueno, J. I. Muñoz-Hernández, and J. Contreras, “Uncertainty management of renewable distributed generation,” *J. Clean. Prod.*, vol. 138, pp. 103–118, 2016.
- [16] L. Baringo and A. J. Conejo, “Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions,” *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 475–482, 2013.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [17] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia, C. Kang, T. Chen, and Y. Li, “A Structural Transmission Cost Allocation Scheme Based on Capacity Usage Identification,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 2876–2884, 2016.
- [18] J. W. Bialek, “Discussion of Fair Allocation of Transmission Power Losses,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1459–1461, 2000.
- [19] Z. Yang *et al.*, “LMP Revisited: A Linear Model for the Loss-Embedded LMP,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 4080–4090, 2017.
- [20] C. M. Kishore and C. Venkaiah, “Implementation of modified MW-mile method for transmission cost allocation by incorporation of transmission losses considering power factor,” *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, pp. 6–9, 2017.
- [21] J. Zolezzi, H. Rudnick, F. Danitz, and J. W. Bialek, “Discussion on ‘ Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods Under Open Access ’ Discussion of ‘ Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods Under Open Access ,’” vol. 16, no. 4, p. 9810, 2001.
- [22] A. J. Conejo, *Optimization in Engineering*. Springer, 2015.
- [23] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A. L. Guijarro, “Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 5, p. 66, 2002.
- [24] C. W. Acopf, F. Li, S. Member, R. Bo, and S. Member, “DCOPF-Based LMP Simulation : Algorithm ,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1475–1485, 2007.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [25] Yong Fu and Zuyi Li, “Different models and properties on LMP calculations,” *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, p. 11 pp., 2006.
- [26] X. Fang, Q. Hu, F. Li, B. Wang, and Y. Li, “Coupon-Based Demand Response Considering Wind Power Uncertainty: A Strategic Bidding Model for Load Serving Entities,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1025–1037, 2016.
- [27] G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “A more fair power flow based transmission cost allocation scheme considering maximum line loading for N-1 security,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3344–3352, 2013.



TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA HÀ NỘI
HANOI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

**Cảm ơn Thầy cô
và các bạn đã lắng nghe !**

PHỤ LỤC – Công suất phát của tuabin gió, pin quang điện mặt trời

❖ Công suất phát dự báo của tuabine gió

$$P_{wt} = \begin{cases} 0, & v < v_C \\ \frac{P_R}{v_R - v_C} \cdot v + P_R \cdot \left(1 - \frac{v_R}{v_R - v_C}\right), & v_C \leq v < v_R \\ P_R, & v_R \leq v < v_F \\ 0, & v \geq v_F \end{cases}$$

Trong đó :

P_R : Công suất định mức của tuabin gió (MW)

v : tốc độ gió (m/s)

v_C : tốc độ gió nhỏ nhất tuabine có thể phát công suất (m/s)

v_R : tốc độ gió định mức (m/s)

v_F : tốc độ gió tối đa để tuabine có thể hoạt động (m/s)

PHỤ LỤC – Công suất phát của tuabin gió, pin quang điện mặt trời

- ❖ Nhiệt độ tế bào quang điện mặt trời :

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{800} \right) G$$

- ❖ Công suất phát dự báo của pin quang điện mặt trời:

$$P_{\text{PV}} = P_{\text{STC}} \left\{ \frac{G}{1000} [1 + \delta (T_{\text{cell}} - 25)] \right\}$$

Trong đó:

P_{PV} : công suất phát của pin năng lượng mặt trời (MW)

G : bức xạ mặt trời (W/m²)

δ : hệ số công suất-nhiệt độ (W/oC)

T_{amb} : nhiệt độ môi trường (oC)

T_{cell} : nhiệt độ tế bào quang điện (oC)

NOCT : điều kiện nhiệt độ pin làm việc ở trạng thái bình thường (C.m²/W)

P_{STC} : công suất định mức của pin năng lượng mặt trời (MW)

PHỤ LỤC - Chiến lược đầu tư tối ưu nguồn năng lượng phân tán có xét ảnh hưởng của giá biên nút và phí truyền tải

- Ở mô hình này ta không xét tới ảnh hưởng của phí truyền tải đến chiến lược đầu tư tối ưu DERs mà chỉ xét mối quan hệ giữa đầu tư DERs và giá biên nút (LMP). Trong mô hình này, ta cũng không xét tới ảnh hưởng của TCSC và tổn thất công suất tác dụng.
- ❖ **Bài toán tối ưu lớp trên** là bài toán xác định số lượng tối ưu các nguồn năng lượng phân tán DER (Distributed Energy Resources) khi quyết định đầu tư tại một nút trong hệ thống điện

PHỤ LỤC – Bài toán tối ưu lớp trên

- ❖ **Bài toán tối ưu lớp trên** là bài toán xác định số lượng tối ưu các nguồn năng lượng phân tán DER (Distributed Energy Resources) khi quyết định đầu tư tại một nút trong hệ thống điện

HMT: Tối thiểu chi phí đầu tư và chi phí mua điện

$$\min(C_I^{\text{DER}} + C_E^{\text{LD}})$$

$$C_I^{\text{DER}} = \sum_{j=1}^{N^{\text{WT}}} u_j^{\text{WT}} IC_j^{\text{WT}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{PV}}} u_j^{\text{PV}} IC_j^{\text{PV}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{ESS}}} u_j^{\text{ESS}} IC_j^{\text{ESS}}$$

$$C_E^{\text{LD}} = 365 \cdot S_{\text{cb}} \cdot \left(\sum_{j=1}^{N^{\text{S}}} \gamma_s \sum_{t=1}^{24} \pi_{\text{DER},s}^{\text{sau}}(t) \cdot P_{\text{NLD},s}(t) \cdot \Delta T \right)$$

Ràng buộc:

- ngân sách đầu tư:
- công suất phát của WT:
- công suất phát của PV:
- trạng thái làm việc của ESS:
- Ràng buộc về công suất của ESS:

$$C_I^{\text{DER}} \leq IC^{\text{max}}$$

$$0 \leq P_{j,s}^{\text{WT}}(t) \leq u_j^{\text{WT}} P_{j,s}^{\text{WTmax}}(t), \forall j, t, s$$

$$0 \leq P_{j,s}^{\text{PV}}(t) \leq u_j^{\text{PV}} P_{j,s}^{\text{PVmax}}(t), \forall j, t, s$$

$$0 \leq \alpha_{j,s}^{\text{ESS}}(t) + \beta_{j,s}^{\text{ESS}}(t) \leq u_j^{\text{ESS}}, \forall j, t, s$$

$$0 \leq P_{j,s,\alpha}^{\text{ESS}}(t) \leq \alpha_{j,s}^{\text{ESS}}(t) \cdot P_{j,\alpha}^{\text{ESSmax}}, \forall j, t, s$$

$$0 \leq P_{j,s,\beta}^{\text{ESS}}(t) \leq \beta_{j,s}^{\text{ESS}}(t) \cdot P_{j,\beta}^{\text{ESSmax}}, \forall j, t, s$$

PHỤ LỤC – Bài toán tối ưu lớp trên

- Ràng buộc năng lượng lưu trữ của ESS:

$$E_{j,s}^{\text{ESS}}(t) = E_{j,s}^{\text{ESS}}(t-1) + \left(P_{j,s,\alpha}^{\text{ESS}}(t) \cdot \eta_{j,\alpha}^{\text{ESS}} - \frac{P_{j,s,\beta}^{\text{ESS}}(t)}{\eta_{j,\beta}^{\text{ESS}}} \right) \Delta T, \forall j, t, s$$

$$\text{SOC}_{j,\min}^{\text{ESS}} \leq \frac{E_{j,s}^{\text{ESS}}(t)}{C_j^{\text{ESS}}} \leq \text{SOC}_{j,\max}^{\text{ESS}} \forall j, t, s$$

$$E_{j,s}^{\text{ESS}}(0) = E_{j,s}^{\text{ESS}}(T), \forall j, s$$

- Ràng buộc về tải tại nút lắp đặt DER:

$$P_{\text{NLD},s}(t) = P_{\text{D},s}(t) - \sum_{j=1}^{N^{\text{WT}}} P_{j,s}^{\text{WT}}(t) - \sum_{j=1}^{N^{\text{PV}}} P_{j,s}^{\text{PV}}(t) - \sum_{j=1}^{N^{\text{ESS}}} \left(-P_{j,s,\alpha}^{\text{ESS}}(t) + P_{j,s,\beta}^{\text{ESS}}(t) \right), \forall t, s$$

- Ràng buộc về đảm bảo lợi nhuận:

$$365 \cdot S_{\text{cb}} \cdot \sum_{s=1}^{N_s} \gamma_s \sum_{t=1}^{24} \left(\pi_{\text{DER},s}^{\text{truoc}}(t) \cdot P_{\text{D},s}(t) - \pi_{\text{DER},s}^{\text{sau}}(t) \cdot P_{\text{NLD},s}(t) \right) \geq C_{\text{I}}^{\text{DER}}$$

PHỤ LỤC – Bài toán tối ưu lớp dưới

Khi không xét phí truyền tải, ta có thể biểu diễn bài toán tối ưu 2 lớp về bài toán tối ưu một lớp với các ràng buộc cân bằng (MPEC) từ đó có thể đưa về bài toán tối ưu quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP) bằng phương pháp big-M

- ❖ **Bài toán tối ưu lớp dưới** là bài toán ED (Economic Dispatch) không tồn thất được thực hiện bởi đơn vị vận hành thị trường điện để xác định cân bằng thị trường cũng như xác định giá biên nút (LMP) và công suất phát của các nhà máy. Bài toán tối ưu lớp dưới được viết riêng rẽ cho từng ngày điển hình.

PHỤ LỤC – Bài toán tối ưu lớp dưới

HMT: *Tối thiểu chi phí sản xuất điện của các nhà máy điện truyền thống*

Ràng buộc:
$$\min \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N c_i(t) \cdot P_{Gi,s}(t)$$

• Cân bằng công suất toàn hệ thống:
$$\sum_{i=1}^N P_{Gi,s}(t) = \sum_{i=1}^N P_{Di,s}(t) : \lambda_s(t), \quad \forall t, s$$

• Ràng buộc giới hạn truyền tải

$$-F_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^{N-1} GSF_{l-i} \cdot (P_{Gi,s}(t) - P_{Di,s}(t)) + GSF_{l-DER} \cdot (P_{GDER,s}(t) - P_{NLD,s}(t)) \leq F_l^{\max}$$

$$: \mu_{l,s}^{\min}(t), \mu_{l,s}^{\max}(t), \quad \forall l = 1, \dots, M \quad \forall t, s$$

• Ràng buộc công suất phát

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi,s}(t) \leq P_{Gi}^{\max} : \omega_{i,s}^{\min}(t), \omega_{i,s}^{\max}(t), \quad \forall i = 1, \dots, N; \forall t, s$$

• Ràng buộc công suất phát

$$RD_i \leq P_{Gi,s}(t+1) - P_{Gi,s}(t) \leq RU_i : \xi_{i,s}^{\min}(t), \xi_{i,s}^{\max}(t), \quad \forall i = 1, \dots, N; \forall t = 1, \dots, 23; \forall s$$

PHỤ LỤC – Bài toán tối ưu lớp dưới

Phương trình Lagrange của bài toán tối ưu lớp dưới ứng với kích bản s:

$$\begin{aligned}
 L(x) = \sum_{t=1}^{24} \left\{ \sum_{i=1}^N c_i(t) \cdot P_{Gi,s}(t) - \lambda_s(t) \left[\sum_{i=1}^N P_{Gi,s}(t) - \left(\sum_{i=1}^{N-1} P_{Di,s}(t) + P_{NLD,s}(t) \right) \right] \right. \\
 - \sum_{l=1}^M \mu_{l,s}^{\max}(t) \cdot \left[F_l^{\max} - \sum_{i=1}^{N-1} GSF_{l-i} (P_{Gi,s}(t) - P_{Di,s}(t)) - GSF_{l-DER} (P_{GDER,s}(t) - P_{NLD,s}(t)) \right] \\
 - \sum_{l=1}^M \mu_{l,s}^{\min}(t) \cdot \left[F_l^{\max} + \sum_{i=1}^{N-1} GSF_{l-i} (P_{Gi,s}(t) - P_{Di,s}(t)) + GSF_{l-DER} (P_{GDER,s}(t) - P_{NLD,s}(t)) \right] \\
 \left. - \sum_{i=1}^N \left[\omega_{i,s}^{\max}(t) \cdot (P_{Gi}^{\max} - P_{Gi,s}(t)) + \omega_{i,s}^{\min}(t) \cdot (P_{Gi,s}(t) - P_{Gi}^{\min}) \right] \right\} \\
 - \sum_{t=1}^{23} \sum_{i=1}^N \left[\xi_{i,s}^{\max}(t) \cdot (RU_{gi} - P_{Gi,s}(t+1) + P_{Gi,s}(t)) + \xi_{i,s}^{\min}(t) \cdot (P_{Gi,s}(t+1) - P_{Gi,s}(t) - RD_{gi}) \right]
 \end{aligned}$$

Giá biên nút được xác định từ hàm Lagrange có biểu thức như sau:

$$\pi_{i,s}(t) = \lambda_s(t) + \sum_{l=1}^M GSF_{l-i} \left(\mu_{l,s}^{\min}(t) - \mu_{l,s}^{\max}(t) \right) \quad (*)$$

PHỤ LỤC – bài toàn MPEC

❖ Mô hình bài toán tối ưu quy hoạch toán học với các ràng buộc cân bằng (Mathematical Program with Equilibrium Constraints – MPEC)

- Giá biên nút $\pi_{DER,s}^{sau}(t)$ trong hàm mục tiêu và ràng buộc đảm bảo lợi nhuận của bài toán tối ưu lớp trên được xác định từ bài toán lớp dưới. Trong khi đó, phụ tải tại nút có đầu tư DERs $P_{NLD,s}(t)$ phụ thuộc vào quyết định đầu tư ở bài toán tối ưu lớp trên nên chúng được kết hợp lại thành bài toán tối ưu hai lớp.
- Bài toán tối ưu lớp dưới ED là một bài toán quy hoạch tuyến tính LP (Linear Programming), mô hình tối ưu hai lớp trên có thể chuyển thành dạng MPEC (Mathematical Program with Equilibrium Constraints) bằng cách
 - biểu diễn bài toán tối ưu lớp dưới thành điều kiện tối ưu theo định lý Karush-Kuhn-Tucker (KKT)
 - lý thuyết toán đối ngẫu
 - thêm vào ràng buộc của bài toán tối ưu lớp trên.

PHỤ LỤC – bài toàn MPEC

HMT: $\min(C_I^{\text{DER}} + C_E^{\text{LD}})$

Ràng buộc:

- Ràng buộc của bài toán lớp trên

- $\sum_{i=1}^N P_{Gi,s}(t) = \sum_{i=1}^N P_{Di,s}(t); \forall t, s$

- $c_i(t) = \lambda_s(t) + \sum_{l=1}^M \text{GSF}_{l-i} \cdot (\mu_{l,s}^{\min}(t) - \mu_{l,s}^{\max}(t)) + (\omega_{i,s}^{\min}(t) - \omega_{i,s}^{\max}(t)) + (\xi_{i,s}^{\max}(t) - \xi_{i,s}^{\min}(t)) \cdot \forall t = 1; \forall i, s$

- $c_i(t) = \lambda_s(t) + \sum_{l=1}^M \text{GSF}_{l-i} \cdot (\mu_{l,s}^{\min}(t) - \mu_{l,s}^{\max}(t)) + (\omega_{i,s}^{\min}(t) - \omega_{i,s}^{\max}(t))$
 $+ (\xi_{i,s}^{\max}(t) - \xi_{i,s}^{\min}(t) + \xi_{i,s}^{\min}(t-1) - \xi_{i,s}^{\max}(t-1)). \quad \forall t = 2, \dots, 23; \forall i, s$

- $c_i(t) = \lambda_s(t) + \sum_{l=1}^M \text{GSF}_{l-i} \cdot (\mu_{l,s}^{\min}(t) - \mu_{l,s}^{\max}(t)) + (\omega_{i,s}^{\min}(t) - \omega_{i,s}^{\max}(t)) + (\xi_{i,s}^{\min}(t-1) - \xi_{i,s}^{\max}(t-1)).$
 $\forall t = 24; \forall i, s$

- $0 \leq \mu_{l,s}^{\min}(t) \perp F_l^{\max} + \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot (P_{Gi,s}(t) - P_{Di,s}(t)) + \text{GSF}_{l-\text{DER}} \cdot (P_{\text{GDER},s}(t) - P_{\text{NLD},s}(t)) \geq 0,$
 $\forall l = 1, \dots, M; \forall t = 1, \dots, 24; \forall s$

- $0 \leq \mu_{l,s}^{\max}(t) \perp F_l^{\max} - \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot (P_{Gi,s}(t) - P_{Di,s}(t)) - \text{GSF}_{l-\text{DER}} \cdot (P_{\text{GDER},s}(t) - P_{\text{NLD},s}(t)) \geq 0,$
 $\forall l = 1, \dots, M; \forall t = 1, \dots, 24; \forall s$

- $0 \leq \omega_{i,s}^{\min}(t) \perp P_{Gi,s}(t) - P_{Gi}^{\min} \geq 0, \forall i = 1, \dots, N; \quad \forall t = 1, \dots, 24; \forall s$

- $0 \leq \omega_{i,s}^{\max}(t) \perp P_{Gi}^{\max} - P_{Gi,s}(t) \geq 0, \forall i = 1, \dots, N; \quad \forall t = 1, \dots, 24; \forall s$

- $0 \leq \xi_{i,s}^{\min}(t) \perp P_{Gi,s}(t+1) - P_{Gi,s}(t) - \text{RD}_i^{\min} \geq 0, \forall i = 1, \dots, N; \quad \forall t = 1, \dots, 23; \forall s$

- $0 \leq \xi_{i,s}^{\max}(t) \perp \text{RU}_i - P_{Gi,s}(t+1) + P_{Gi,s}(t) \geq 0, \forall i = 1, \dots, N; \quad \forall t = 1, \dots, 23; \forall s$

PHỤ LỤC – bài toàn MPEC

- Mô hình bài toán MPEC phi tuyến do thành phần $\pi_{\text{DERS}}^{\text{sau}}(t) \cdot P_{\text{NLD},s}(t)$ ở hàm mục tiêu và ràng buộc đảm bảo lợi nhuận và các ràng buộc bổ sung làm cho việc giải bài toán này trở nên phức tạp.
- Ta sẽ tuyến tính hóa các ràng buộc và chuyển bài toán MPEC về dạng MILP (Mixed Integer Linear Programming) có thể giải được.

❖ Tuyến tính hóa ràng buộc đảm bảo lợi nhuận

- tuyến tính hóa biểu thức phi tuyến $\pi_{\text{DERS}}^{\text{sau}}(t) \cdot P_{\text{NLD},s}(t)$ trong ràng buộc đảm bảo lợi nhuận. Để đơn giản ta bỏ qua kí hiệu kích bản s trong phần này. Theo lý thuyết đối ngẫu mạnh, quan hệ giữa hàm mục tiêu của bài toán tối ưu lớp dưới ban đầu và bài toán đối ngẫu của nó trong từng ngày diễn hình được biểu diễn như sau:

PHỤ LỤC – Tuyến tính hóa ràng buộc đảm bảo lợi nhuận

$$\begin{aligned}
 & \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^N \left(-P_{Gi}^{\max} \omega_i^{\max}(t) + P_{Gi}^{\min} \omega_i^{\min}(t) \right) + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\min}(t) \left(-F_l^{\max} + \sum_{i=1}^{N-1} GSF_{l-i} \cdot P_{Di}(t) \right) \right. \\
 & \quad \left. + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\max}(t) \left(-F_l^{\max} - \sum_{i=1}^{N-1} GSF_{l-i} \cdot P_{Di}(t) \right) + \lambda(t) \sum_{i=1}^{N-1} P_{Di}(t) \right] + \sum_{t=1}^{23} \sum_{i=1}^N \left(-RU_{i,\xi_i}^{\max}(t) + RD_{i,\xi_i}^{\min}(t) \right) \\
 & \quad + \sum_{t=1}^{24} \left[\lambda(t) P_{NLD}(t) + \sum_{l=1}^M GSF_{l-DER} \cdot \left(\mu_l^{\min}(t) - \mu_l^{\max}(t) \right) \cdot P_t^{NLD} \right] \\
 & = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_i(t) \cdot P_{Gi}(t)
 \end{aligned}$$

Lấy biểu thức LMP trong (*), thành phần $\pi_{DER}^{sau}(t) \cdot P_{NLD}(t)$ có thể được biến đổi thành:

$$\sum_{t=1}^{24} \pi_{DER}^{sau}(t) \cdot P_{NLD}(t) = \sum_{t=1}^{24} \left[\lambda(t) P_{NLD}(t) + \sum_{l=1}^M GSF_{l-DER} \cdot \left(\mu_l^{\min}(t) - \mu_l^{\max}(t) \right) \cdot P_{NLD}(t) \right]$$

PHỤ LỤC – Tuyến tính hóa ràng buộc đảm bảo lợi nhuận

Thay phương trình này vào ngay phương trình trên ta được

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{24} \pi_{\text{DER}}^{\text{sau}}(t) \cdot P_{\text{NLD}}(t) = & \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N c_i(t) \cdot P_{\text{Gi}}(t) - \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^N \left(-P_{\text{Gi}}^{\text{max}} \omega_i^{\text{max}}(t) + P_{\text{Gi}}^{\text{min}} \omega_i^{\text{min}}(t) \right) + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\text{min}}(t) \left(-F_l^{\text{max}} + \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot P_{\text{Di}}(t) \right) \right. \\ & \left. + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\text{max}}(t) \left(-F_l^{\text{max}} - \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot P_{\text{Di}}(t) \right) + \lambda(t) \sum_{i=1}^{N-1} P_{\text{Di}}(t) \right] - \sum_{t=1}^{23} \sum_{i=1}^N \left(-RU_{i,\xi_i}^{\text{max}}(t) + RD_{i,\xi_i}^{\text{min}}(t) \right) \end{aligned}$$

Ràng buộc đảm bảo lợi nhuận được viết lại như sau

$$\begin{aligned} 365 \cdot S_{\text{cb}} \cdot \sum_{s=1}^{N^S} \gamma_s \left\{ \sum_{t=1}^{24} \pi_{\text{DER},s}^{\text{truoc}}(t) \cdot P_{\text{D},s}(t) - \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N c_i(t) \cdot P_{\text{Gi},s}(t) \right. \\ \left. + \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^N \left(-P_{\text{Gi}}^{\text{max}} \omega_{i,s}^{\text{max}}(t) + P_{\text{Gi}}^{\text{min}} \omega_{i,s}^{\text{min}}(t) \right) + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\text{min}}(t) \left(-F_l^{\text{max}} + \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot P_{\text{Di}}(t) \right) \right] (**) \right. \\ \left. + \sum_{l=1}^M \mu_l^{\text{max}}(t) \left(-F_l^{\text{max}} - \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot P_{\text{Di}}(t) \right) + \lambda(t) \sum_{i=1}^{N-1} P_{\text{Di}}(t) \right] \\ \left. + \sum_{t=1}^{23} \sum_{i=1}^N \left(-RU_{i,\xi_i}^{\text{max}}(t) + RD_{i,\xi_i}^{\text{min}}(t) \right) \right\} \geq C_I^{\text{DER}} \end{aligned}$$

PHỤ LỤC – Bài toán MILP

- ❖ Sau khi tuyến tính hóa các ràng buộc phi tuyến của bài toán MPEC bằng lý thuyết đối ngẫu mạnh và hệ số big-M ta thu được bài toán tối ưu MILP
- ❖ Bài toán quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (Mixed Integer Linear Programming- MILP)

$$\begin{aligned}
 \text{HMT: } \min & \left\{ \sum_{j=1}^{N^{\text{WT}}} u_j^{\text{WT}} \text{IC}_j^{\text{WT}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{PV}}} u_j^{\text{PV}} \text{IC}_j^{\text{PV}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{ESS}}} u_j^{\text{ESS}} \text{IC}_j^{\text{ESS}} \right. \\
 & + 365 \cdot S_{\text{cb}} \cdot \sum_{s=1}^{N^{\text{S}}} \gamma_s \left\{ \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N c_i(t) \cdot P_{\text{Gi},s}(t) - \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^N \left(-P_{\text{Gi}}^{\text{max}} \omega_{i,s}^{\text{max}}(t) + P_{\text{Gi}}^{\text{min}} \omega_{i,s}^{\text{min}}(t) \right) + \sum_{l=1}^M \mu_{l,s}^{\text{min}}(t) \left(-F_l^{\text{max}} + \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot P_{\text{Di},s}(t) \right) \right. \right. \\
 & \left. \left. + \sum_{l=1}^M \mu_{l,s}^{\text{max}}(t) \left(-F_l^{\text{max}} - \sum_{i=1}^{N-1} \text{GSF}_{l-i} \cdot P_{\text{Di},s}(t) \right) + \lambda_s(t) \sum_{i=1}^{N-1} P_{\text{Di},s}(t) \right] - \sum_{t=1}^{23} \sum_{i=1}^N \left(-R_{U_i, \xi_{i,s}}^{\text{max}}(t) + R_{D_i, \xi_{i,s}}^{\text{min}}(t) \right) \right\} \\
 & \left. + \sum_{j=1}^{N^{\text{WT}}} u_j^{\text{WT}} C_{\text{oj}}^{\text{WT}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{PV}}} u_j^{\text{PV}} C_{\text{oj}}^{\text{PV}} + \sum_{j=1}^{N^{\text{ESS}}} u_j^{\text{ESS}} C_{\text{oj}}^{\text{ESS}} \right\}
 \end{aligned}$$

Ràng buộc:

- Ràng buộc của bài toán tối ưu lớp trên với ràng buộc đảm bảo lợi nhuận đã được tuyến tính hóa (**)

PHỤ LỤC – Bài toán MILP

- $\sum_{i=1}^N P_{Gi,s}(t) = \sum_{i=1}^N P_{Di,s}(t); \forall t, s$
- $c_i(t) = \lambda_s(t) + \sum_{l=1}^M GSF_{l-i} \cdot \left(\mu_{l,s}^{\min}(t) - \mu_{l,s}^{\max}(t) \right) + \left(\omega_{i,s}^{\min}(t) - \omega_{i,s}^{\max}(t) \right) + \left(\xi_{i,s}^{\max}(t) - \xi_{i,s}^{\min}(t) \right); \forall t=1; \forall i, s$
- $c_i(t) = \lambda_s(t) + \sum_{l=1}^M GSF_{l-i} \cdot \left(\mu_{l,s}^{\min}(t) - \mu_{l,s}^{\max}(t) \right) + \left(\omega_{i,s}^{\min}(t) - \omega_{i,s}^{\max}(t) \right) + \left(\xi_{i,s}^{\max}(t) - \xi_{i,s}^{\min}(t) + \xi_{i,s}^{\min}(t-1) - \xi_{i,s}^{\max}(t-1) \right); \forall t=2, \dots, 23; \forall i, s$
- $c_i(t) = \lambda_s(t) + \sum_{l=1}^M GSF_{l-i} \cdot \left(\mu_{l,s}^{\min}(t) - \mu_{l,s}^{\max}(t) \right) + \left(\omega_{i,s}^{\min}(t) - \omega_{i,s}^{\max}(t) \right) + \left(\xi_{i,s}^{\min}(t-1) - \xi_{i,s}^{\max}(t-1) \right); \forall t=24; \forall i, s$
- $0 \leq \mu_{l,s}^{\min}(t) \leq M_{\mu}^{\min} \cdot v_{\mu,l,s}^{\min}(t); \forall l, t, s$
- $0 \leq F_l^{\max} + \sum_{i=1}^{N-1} GSF_{l-i} \cdot \left(P_{Gi,s}(t) - P_{Di,s}(t) \right) + GSF_{l-DER} \cdot \left(P_{GDER,s}(t) - P_{NLD,s}(t) \right) \leq M_{\mu}^{\min} \cdot \left(1 - v_{\mu,l,s}^{\min}(t) \right); \forall t=1, \dots, 24; \forall l, s$
- $0 \leq \mu_{l,s}^{\max}(t) \leq M_{\mu}^{\max} \cdot v_{\mu,l,s}^{\max}(t); \forall l, t, s$
- $0 \leq F_l^{\max} - \sum_{i=1}^{N-1} GSF_{l-i} \cdot \left(P_{Gi,s}(t) - P_{Di,s}(t) \right) - GSF_{l-DER} \cdot \left(P_{GDER,s}(t) - P_{NLD,s}(t) \right) \leq M_{\mu}^{\max} \cdot \left(1 - v_{\mu,l,s}^{\max}(t) \right); \forall t=1, \dots, 24; \forall l, s$
- $0 \leq \omega_{i,s}^{\min}(t) \leq M_{\omega}^{\min} \cdot v_{\omega,i,s}^{\min}(t); \forall t=1, \dots, 24; \forall i, s$
- $0 \leq P_{Gi,s}(t) - P_{Gi}^{\min} \leq M_{\omega}^{\min} \cdot \left(1 - v_{\omega,i,s}^{\min}(t) \right); \forall t=1, \dots, 24; \forall i, s$
- $0 \leq \omega_{i,s}^{\max}(t) \leq M_{\omega}^{\max} \cdot v_{\omega,i,s}^{\max}(t); \forall t=1, \dots, 24; \forall i, s$
- $0 \leq P_{Gi}^{\max} - P_{Gi,s}(t) \leq M_{\omega}^{\max} \cdot \left(1 - v_{\omega,i,s}^{\max}(t) \right); \forall t=1, \dots, 24; \forall i, s$
- $0 \leq \xi_{i,s}^{\min}(t) \leq M_{\xi}^{\min} \cdot v_{\xi,i,s}^{\min}(t); \forall t=1, \dots, 23; \forall i, s$
- $0 \leq P_{Gi,s}(t+1) - P_{Gi,s}(t) - RD_i \leq M_{\xi}^{\min} \cdot \left(1 - v_{\xi,i,s}^{\min}(t) \right); \forall t=1, \dots, 23; \forall i, s$

PHỤ LỤC – Bài toán MILP

- $0 \leq \xi_{i,s}^{\max}(t) \leq M_{\xi}^{\max} \cdot v_{\xi,i,s}^{\max}(t), \forall t = 1, \dots, 23; \forall i, s$
- $0 \leq RU_i - P_{Gi,s}(t+1) + P_{Gi,s}(t) \leq M_{\xi}^{\max} \cdot (1 - v_{\xi,i,s}^{\max}(t)), \forall t = 1, \dots, 23; \forall i, s$

Trong đó :

$M_{\mu}^{\min}, M_{\mu}^{\max}, M_{\omega}^{\min}, M_{\omega}^{\max}, M_{\xi}^{\min}, M_{\xi}^{\max}$: là các hằng số đủ lớn.

$v_{\mu,l,s}^{\min}(t), v_{\mu,l,s}^{\max}(t), v_{\omega,i,s}^{\min}(t), v_{\omega,i,s}^{\max}(t), v_{\xi,i,s}^{\min}(t), v_{\xi,i,s}^{\max}(t)$: Là các biến nhị phân

PHỤ LỤC – IEEE 24bus

Giá chào (\$/MWh) công suất phát của các tổ máy

t(h)	Nhà máy điện									
	1	2	7	13	15	16	18	21	22	23
1	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
2	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
3	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
4	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
5	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
6	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
7	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
8	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
9	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
10	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
11	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
12	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
13	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
14	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
15	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
16	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
17	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
18	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
19	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
20	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
21	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
22	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
23	12	14	20	23	27	18	6	4	0	10
24	12	13.8 9	20	23	27	18	6	4	0	10

PHỤ LỤC – IEEE 24bus

Đặc tính kỹ thuật của máy phát điện

Tổ máy	Pgmin (MW)	Pgmax (MW)	RU (MW)	RD (MW)	cU_mf (\$/MW h)	cD_mf (\$/MW h)
1	0	152	152	152	15	14
2	0	152	152	152	15	14
7	0	350	350	350	10	9
13	0	591	591	591	8	7
15	60	215	215	215	7	5
16	0	155	155	155	16	14
18	0	400	400	400	0	0
21	0	400	400	400	0	0
22	300	300	300	300	0	0
23	0	660	660	660	17	16

PHỤ LỤC – IEEE 24bus

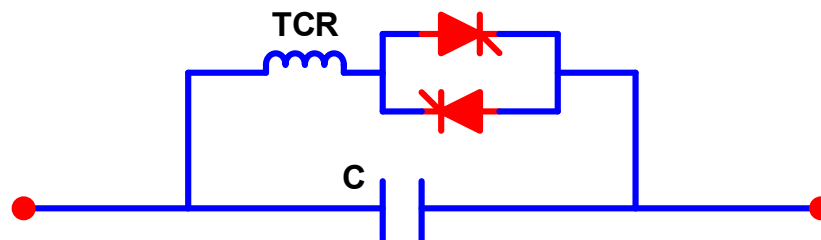
Dữ liệu nhánh

Frombus	To bus	X (pu)	R (pu)	Sgh (MVA)
1	2	0.0146	0.0030	122.5
1	3	0.2253	0.0546	122.5
1	5	0.0907	0.0220	245
2	4	0.1356	0.0330	122.5
2	6	0.2050	0.0500	122.5
3	9	0.1271	0.0310	122.5
3	24	0.0840	0.0020	280
4	9	0.1110	0.0270	122.5
5	10	0.0940	0.0230	245
6	10	0.0642	0.0139	122.5
7	8	0.0652	0.0159	245
8	9	0.1762	0.0420	122.5
8	10	0.1762	0.0430	122.5
9	11	0.0840	0.0020	280
9	12	0.0840	0.0020	280
10	11	0.0840	0.0020	280
10	12	0.0840	0.0020	280
11	13	0.0488	0.0060	350
11	14	0.0426	0.0050	350
12	13	0.0488	0.0060	350
12	23	0.0985	0.0120	350
13	23	0.0884	0.0110	350
14	16	0.0594	0.0050	350
15	16	0.0172	0.0020	350
15	21	0.0249	0.0030	700
15	24	0.0529	0.0070	350
16	17	0.0263	0.0030	350
16	19	0.0234	0.0030	350
17	18	0.0143	0.0020	350
17	22	0.1069	0.0140	350
18	21	0.0132	0.0015	700
19	20	0.0203	0.0025	700
20	23	0.0112	0.0015	700
21	22	0.0692	0.0090	350

2. XÂY DỰNG MÔ HÌNH TRÀO LƯU CÔNG SUẤT TỐI ƯU TUYẾN TÍNH NHIỀU GIAI ĐOẠN CÓ XÉT TCSC VÀ TỶN THẤT

2 Tuyến tính hóa lưới điện có TCSC

Cấu tạo của TCSC



- ❖ Trong chế độ xác lập: TCSC được mô hình là điện kháng biến đổi

$$X_{TCSC} = -\frac{X_L \cdot X_C}{X_L - X_C}$$

- ❖ Một số ứng dụng của TCSC:
 - Nâng cao giới hạn truyền tải và ổn định điện áp
 - Nâng cao ổn định động
 - Giảm dao động công suất
 - Tối ưu hóa phân bố công suất
 - Giảm nghẽn mạch trong thị trường điện



TÊN ĐỀ TÀI: NGHIÊN CỨU TÍNH TOÁN DUNG LƯỢNG TỐI ƯU VÀ CHIẾN THUẬT PHÂN CHIA CÔNG SUẤT CHO HỆ THỐNG PV/WIND/BATTERY

Sinh viên: Nguyễn Hoàng Anh, Nguyễn Đức Thịnh, Nguyễn Thanh Giang, Vũ Bá Đạt

Giáo viên hướng dẫn: TS. Nguyễn Thị Hoài Thu

**Viện Điện – Đại Học Bách Khoa Hà Nội
Hà Nội, tháng 5 năm 2018**

NỘI DUNG

I

Đặt vấn đề

II

Mô hình hệ thống

III

Xây dựng bài toán

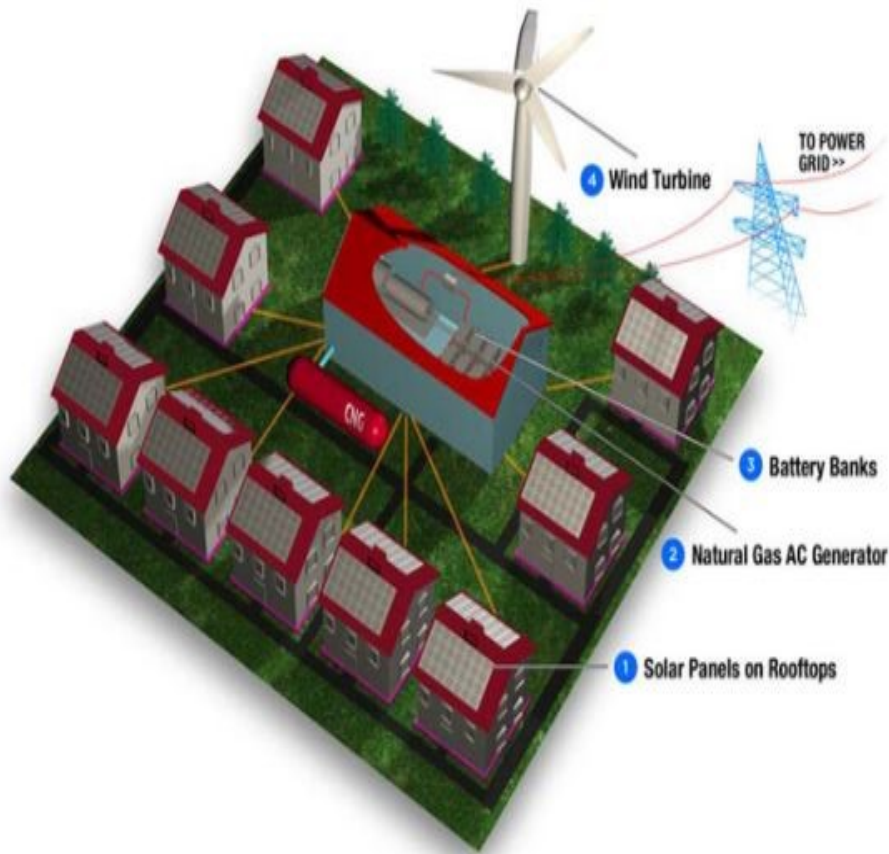
IV

Phương pháp giải

V

Kết luận chung

I. Đặt vấn đề



□ Năng lượng tái tạo đang ngày càng phát triển với nhiều ưu điểm :

- ❖ Nguồn năng lượng sạch, không gây ô nhiễm môi trường.
- ❖ Có tiềm năng lớn, được xem là các nguồn năng lượng vô tận...

I. Đặt vấn đề

❑ Nhược điểm:

- ❖ Không ổn định, phụ thuộc nhiều vào thời tiết
- ❖ Chi phí đầu tư, sản xuất còn cao
- ❖ Hạn chế về kỹ thuật, lưới điện hiện hành

❑ Để sử dụng năng lượng tái tạo hiệu quả



Giải pháp

- Sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng
- Tính toán tối ưu dung lượng các thiết bị
- Tính toán tối ưu chi phí đầu tư hệ thống.

I. Đặt vấn đề

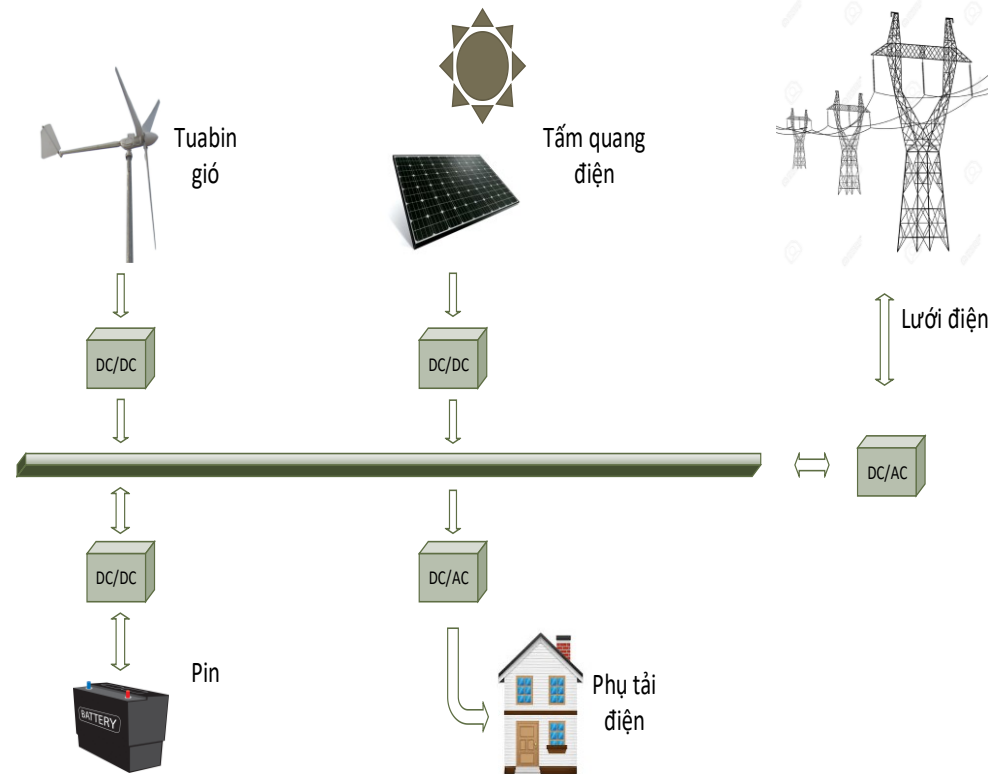
- ❑ Các nghiên cứu về quản lý tối ưu năng lượng cho hệ thống PV/WIND/BAT kết nối với lưới trước đây:
 - ❖ Tính toán tối ưu vận hành tối đa hóa khả năng tự tiêu thụ, tuổi thọ của Pin sử dụng phương pháp quy hoạch động
 - ❖ Tính toán tối ưu chi phí vận hành cho hệ thống PV kết hợp với hệ thống lưu trữ bằng phương pháp quy hoạch động
- ❑ Với mục đích tối đa hóa lợi ích kinh tế cho chủ sở hữu hệ thống :

Bài toán

Tính toán phân chia công suất tối ưu cho hệ thống PV/WIND/BAT có kết nối với lưới bằng phương pháp PSO

II. Mô hình hệ thống

1. Hệ thống pin mặt trời (PV)
2. Hệ thống điện gió (Wind)
3. Hệ thống lưu trữ năng lượng (Battery)
4. Phụ tải điện
5. Lưới điện
6. Các thiết khác: bộ biến đổi, thiết bị đo đếm, thiết bị bảo vệ...



1. Hệ thống pin mặt trời (PV)

□ Công thức tính công suất 1 tấm Pin mặt trời

$$P_{PV}(t) = P_{rs} \times \left(\frac{R}{R_{ref}} \right) \times [1 + N_T \times (T_C - T_{ref})]$$

$$T_C = T_{air} + \left(\frac{NOCT - 20}{80} \times R \right)$$

Chú thích

P_{PV} (W)	Công suất của pin mặt trời
P_{rs} (W)	Công suất định mức của tấm pin mặt trời
P_p (\$)	Phí đầu tư một tấm pin mặt trời
$C_{main-PV}$ (\$/năm)	Chi phí bảo trì hằng năm
R (W/m ²)	Bức xạ mặt trời
R_{ref} (W/m ²)	Bức xạ mặt trời sinh ra công suất max
N_T ()	Hệ số công suất nhiệt
T_C (°C)	Nhiệt độ tế bào quang điện
T_{ref} (°C)	Nhiệt độ tiêu chuẩn
T_{air} (°C)	Nhiệt độ không khí
$NOCT$	Nhiệt độ hoạt động tiêu chuẩn của pin quang điện

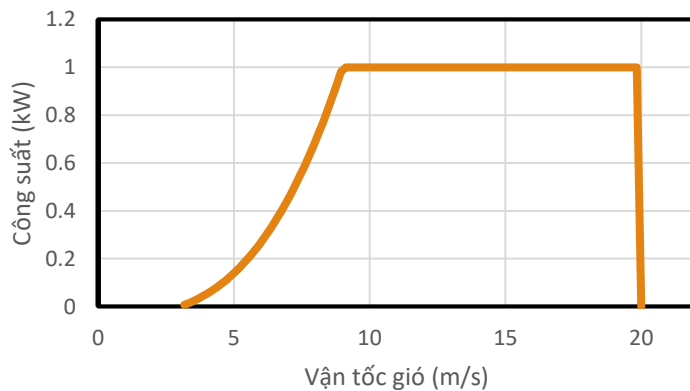
Rref	N_T	T_{ref}	NOCT	P_{rs}	P_p	$C_{main-PV}$	Tuổi thọ
1	0,00485	25°C	48°C	0,26kW	312\$	20\$	20 năm

2. Hệ thống điện gió (Wind)

□ Công suất turbine

$$P_{wt}(t) = \begin{cases} 0 & V(t) < V_{IN} \\ a \cdot (V(t))^3 - b \cdot P_R & V_{IN} < V(t) < V_R \\ P_R & V_R < V(t) < V_{UP} \\ 0 & V(t) > V_{UP} \end{cases} \quad \begin{cases} a = \frac{P_R}{V_R^3 - V_{in}^3} \\ b = \frac{V_{in}^3}{V_R^3 - V_{in}^3} \end{cases}$$

Đặc tính công suất phát theo vận tốc gió



Chú thích

- P_{wt} (W) Công suất của turbin gió
- P_r (W) Công suất định mức của tuabin gió
- V_i (m/s) Vận tốc gió nhỏ nhất để tuabin gió có thể phát công suất
- V_o (m/s) Vận tốc gió lớn nhất để tuabin gió có thể phát công suất
- V_r (m/s) Vận tốc gió lớn nhất để tuabin gió có thể phát công suất định mức
- T_p (\$) Chi phí lắp đặt
- $C_{main-WT}$ (\$/năm) Chi phí bảo trì hàng năm

P_r	V_i	V_o	V_r	T_p	$C_{main-WT}$	Tuổi thọ
1kW	3m/s	20m/s	9m/s	\$1443	100\$/năm	20 năm

3. Hệ thống pin lưu trữ (battery) và bộ chuyển đổi (converter)

□ Pin lưu trữ

$$E_{BA}(t) = E_{BA}(t - 1) \times (1 - \sigma) + \left(p_{BA.sac}(t - 1) \times \eta_{sac} \times \eta_{inv} - \frac{p_{BA.xa}(t - 1)}{\eta_{xa} \times \eta_{inv}} \right) \times \Delta t$$

Chú thích

E_{BA}	Công suất của pin lưu trữ	η_{inv}	Hiệu suất của inverter
$P_{BA.sac}$	Công suất sạc của pin lưu trữ	η_{sac}	Hiệu suất sạc của pin lưu trữ
$P_{BA.xa}$	Công suất xả của pin lưu trữ	η_{xa}	Hiệu suất xả của pin lưu trữ

S_{batt}	Hiệu suất chu trình nạp xả	P_{batt}	DOD	σ	Điện áp	Tuổi thọ
2.1kWh	95%	\$170	0.8	0.0002	12 V	5 năm

□ Bộ chuyển đổi

Công suất	η_{inv}	Điện áp	Chi phí	Tuổi thọ
2kW	95%	24V	\$751.24	10 năm

III. Xây dựng bài toán

- *Xuất phát từ vấn đề nâng cao hiệu quả sử dụng NLTT đã hình thành 2 bài toán:*
- ❖ *Bài toán 1: Tính toán dung lượng tối ưu cho hệ thống PV/wind/battery*
- ❖ *Bài toán 2: Chiến thuật phân chia công suất cho hệ thống PV/wind/battery có sẵn.*

□ Bài toán 1: Tính toán dung lượng tối ưu cho hệ thống PV/wind/battery

❖ Hàm mục tiêu: Chi phí tính toán C_{TAC} hàng năm bé nhất

$$C_{TAC} = C_{ACC} + C_{AMC} + C_{AEP} \longrightarrow \min$$

Trong đó

$$C_{ACC} = CRF \cdot C_{NPC}$$

$$C_{AMC} = C_{Main-PV} \times N_{PV} + C_{Main-WT} \times N_{WT}$$

$$C_{AEP} = \Delta E \cdot c$$

$$CRF = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$C_{tb} = P_{tb} \cdot \sum \frac{1}{(1+i)^k} \cdot N_{tb}$$

$$C_{AEP} = \Delta E \cdot c$$

Chú thích

C_{ACC}	Chi phí đầu tư trên từng năm
C_{AMC}	Chi phí bảo trì hàng năm
C_{AEP}	Chi phí mua điện từ lưới
C_{NPC}	Chi phí đầu tư thiết bị suốt dự án
CRF	Hệ số thu hồi vốn
N_{tb}	Số lượng thiết bị (turbin gió, pin mặt trời, pin lưu trữ, bộ chuyển đổi)
C_{tb}	Giá tiền 1 thiết bị (turbin gió, pin mặt trời, pin lưu trữ, bộ chuyển đổi)
C_{tb-M}	Chi phí bảo trì
i	Lãi suất hằng n
n	Số năm đầu tư dự án
P_{tb}	Giá tiền 1 thiết bị (turbin gió, pin mặt trời, pin lưu trữ, bộ chuyển đổi)

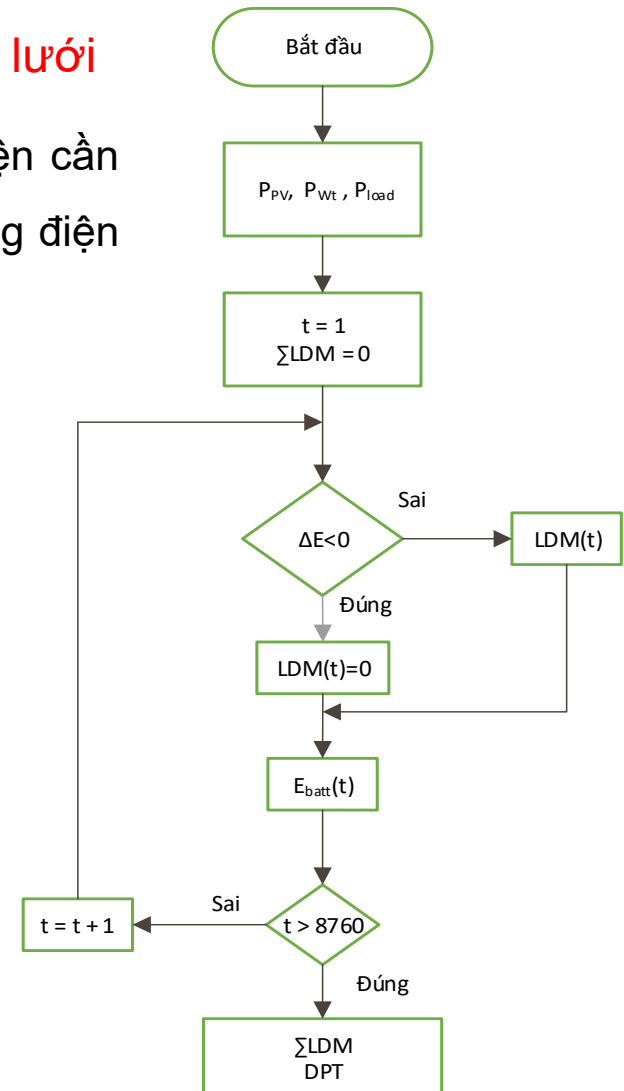
❑ Bài toán 1: Tính toán dung lượng tối ưu cho hệ thống PV/wind/battery

❖ Ràng buộc: **Độ phụ thuộc (DPT) của hệ thống vào lưới**

DPT của hệ thống được định nghĩa là tỉ số giữa lượng điện cần phải mua từ lưới điện để cung cấp cho phụ tải so với lượng điện năng tải tiêu thụ trong 1 năm

$$DPT = \frac{\sum_{t=1}^{8760} LDM(t)}{\sum_{t=1}^{8760} P_{load}(t) \cdot \Delta t} \leq DPT_{yc}$$

- Trong đó:
- $LDM(t)$ là lượng điện năng nhận từ lưới trong giờ thứ t
 - $P_{load}(t)$ là công suất của phụ tải tại thời điểm t .
 - DPT_{yc} là ràng buộc về DPT của mô hình.



□ Bài toán 2: Chiến thuật phân chia công xuất cho hệ thống PV/wind/battery có sẵn

❖ Giả thiết: Dữ liệu đầu vào bài toán

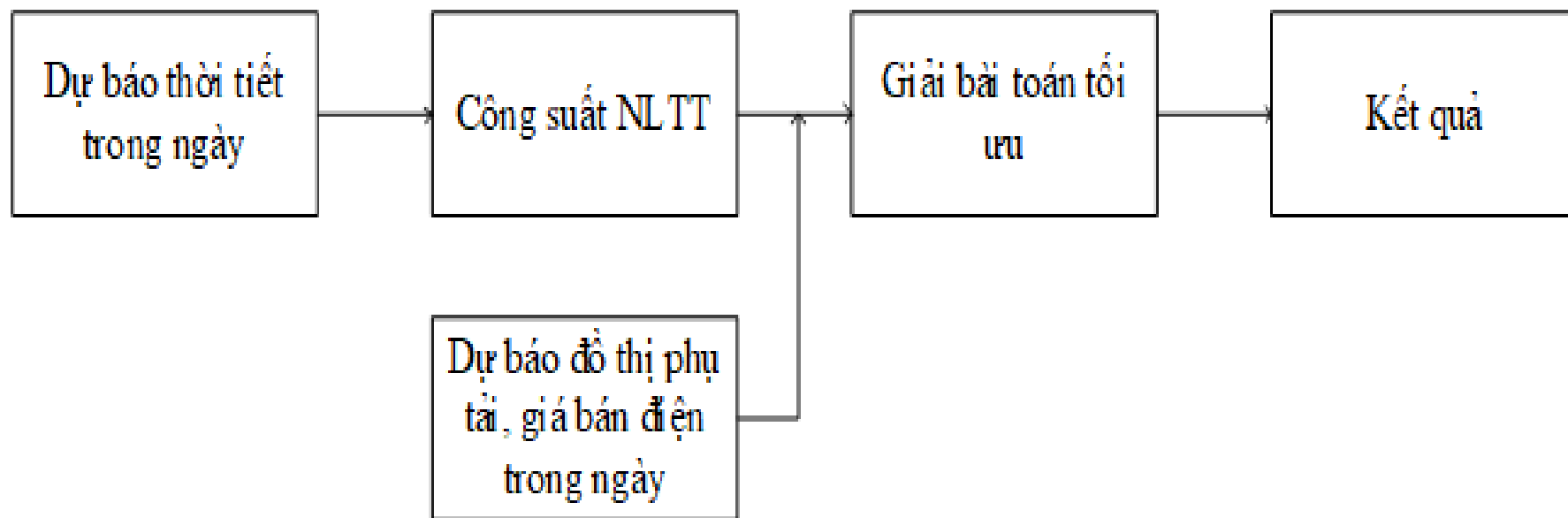
- Thông số về nhiệt độ, thời tiết,.... của ngày.
- Dự báo phụ tải trong một ngày.
- Giá bán điện và mua điện của từng giờ trong ngày.
- Công suất bán điện giới hạn cho lưới điện.

❖ *Yêu cầu của bài toán:*

- Đảm bảo cung cấp điện cho phụ tải.
- Phân bố công suất nạp/xả của Pin và công suất trao đổi với lưới để thu được lợi nhuận lớn nhất .
- Đảm bảo các yêu cầu về kỹ thuật

❑ Bài toán 2: Chiến thuật phân chia công suất cho hệ thống PV/wind/battery có sẵn

❖ Sơ đồ khối giải bài toán:



□ Bài toán 2: Chiến thuật phân chia công suất cho hệ thống PV/wind/battery có sẵn

❖ Hàm mục tiêu: **Doanh thu mua/bán điện trong một ngày lớn nhất**

$$\text{Max} : F = \sum_{i=1}^{24} C(i) = \sum_{i=1}^{24} P_{\text{grid}}(i) \cdot (C_{\text{bán}} \cdot a + C_{\text{mua}} \cdot (1 - a))$$

$$P_{\text{grid}} > 0 : a = 1$$

$$P_{\text{grid}} < 0 : a = 0$$

$$P_{\text{grid}}(i) = [P_{\text{pv}}(i) \cdot \eta_2 + P_{\text{wind}}(i) \cdot \eta_1 + P_{\text{bat}}(i) \cdot \eta_2] \cdot \eta_1 - P_{\text{load}}(i)$$

$P_{\text{grid}}(i)$: Công suất trao đổi với lưới ($P_{\text{grid}} > 0$, bán điện)

η_1 : Hệ số hiệu suất bộ chuyển đổi DC/AC

η_2 : Hệ số hiệu suất bộ chuyển đổi DC/DC

□ Bài toán 2: Chiến thuật phân chia công suất cho hệ thống PV/wind/battery có sẵn

❖ Ràng buộc

- Cân bằng công suất trong hệ thống:

$$(P_{PV}(i) \cdot \eta_2 + P_{Wind}(i) \cdot \eta_1 + P_{bat}(i) \cdot \eta_2) \cdot \eta_1 = P_{grid}(i) + P_{load}(i) \quad (1)$$

$$E_{batmax} \geq E_{bat}(i) \geq E_{batmin} \quad (2)$$

- Giới hạn công suất bán điện cho lưới:

$$P_{grid}(i) \leq P_{gridmax} \quad (3)$$

- Khi $P_{grid}(i) \leq P_{gridmax}$, $E_{bat}(i) = E_{batmax}$, cân bằng công suất trong hệ thống:

$$(P_{PV}(i) \cdot \eta_2 + P_{Wind}(i) \cdot \eta_1 + P_{bat}(i) \cdot \eta_2) \cdot \eta_1 = P_{grid}(i) + P_{load}(i) + \Delta_P(i) \quad (4)$$

Trong đó: $\Delta_P(i)$ là công suất không sử dụng đến của hệ thống

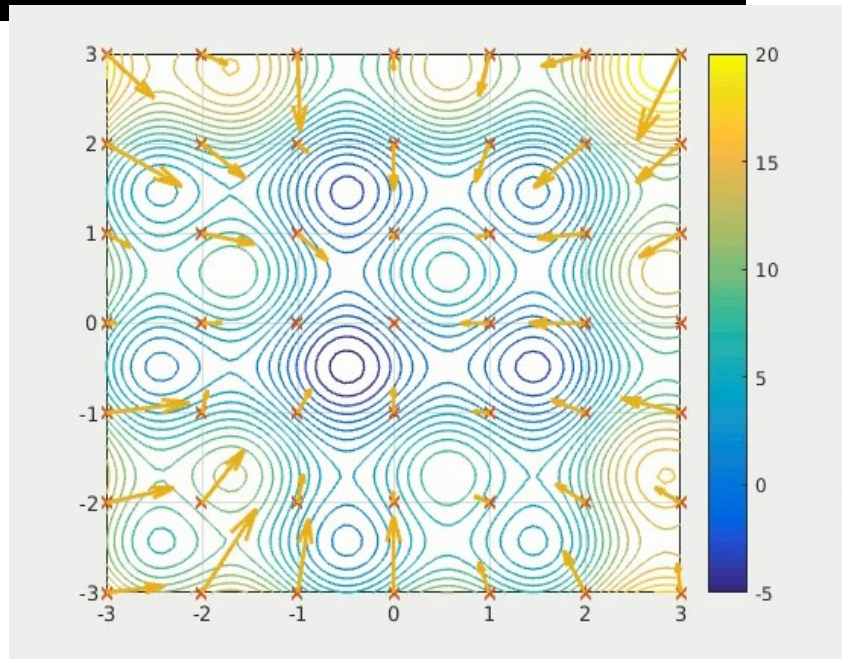
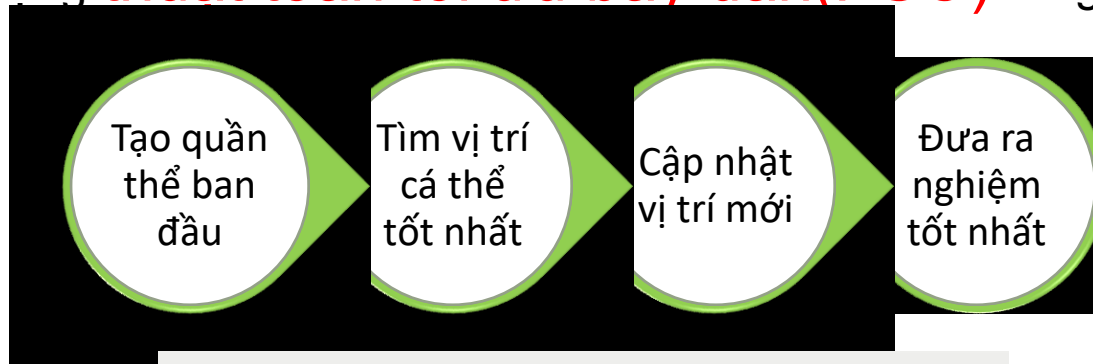
IV. Phương pháp giải

Có nhiều phương pháp để giải một bài toán tối ưu. Có thể là những phương pháp tối ưu truyền thống như quy hoạch động, quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP).... Một số phương pháp heuristic như: thuật toán di truyền (Genetic algorithm (GA)), thuật toán tối ưu bầy đàn (Particle Swarm Optimization (PSO)), thuật toán đàn kiến (Ant colony algorithm (ACO)) [8][9]....

Tuy nhiên trong đề tài nghiên cứu này, vì một số phương trình và ràng buộc phi tuyến nên phương pháp heuristic sẽ được chọn để giải bài toán. Trong các phương pháp heuristic PSO và GA đang là hai phương pháp được lựa chọn hàng đầu và phổ biến nhất. PSO có ưu điểm là có năng suất tìm kiếm tốt hơn và tốc độ tìm kiếm tốt hơn so với GA [13][14][15][4][16]. Do đó, phương pháp PSO được chọn là phương pháp giải bài toán tối ưu trong bài báo cáo.

❑ Thuật toán PSO :

- Áp dụng **thuật toán tối ưu bầy đàn(PSO)** để giải quyết



❑ Thuật toán PSO :

❖ Sơ đồ thuật toán PSO :

$F(X) \rightarrow \min(\max)$

Bước 1: khởi tạo $\bar{X}_i, i=1, n$

Bước 2: tính hàm mục tiêu F

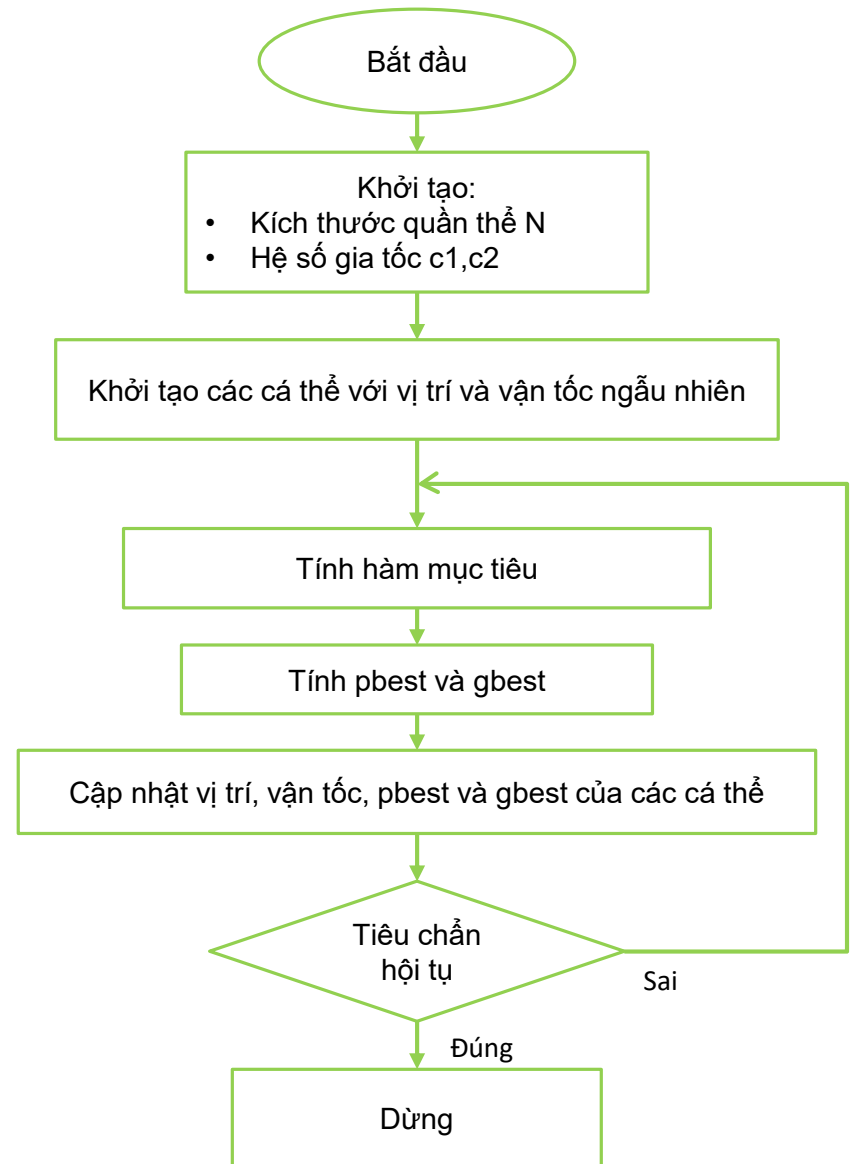
Bước 3: chọn giá trị tốt nhất của biến (Pbest)

Bước 4: chọn vị trí có giá trị tốt nhất (Gbest)

Bước 5: cập nhật vận tốc mới

Bước 6: cập nhật vị trí mới

Bước 7: kiểm tra tiêu chuẩn hội tụ, nếu không quay về bước 2, nếu có đưa ra kết quả



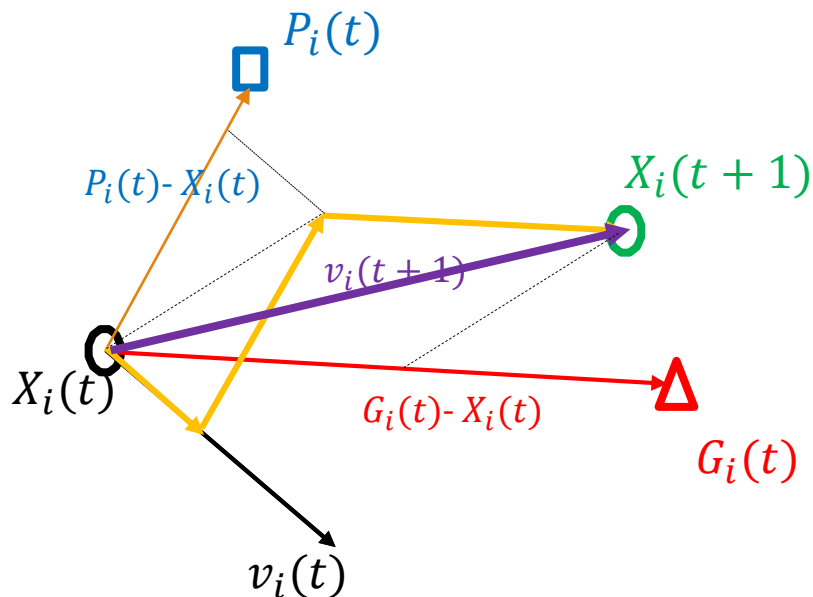
❑ Thuật toán PSO :

- *PSO tiêu chuẩn*

Vận tốc và vị trí của mỗi cá thể:

$$v_i^{k+1} = v_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot (p_{\text{best}i} - x_i^k) + c_2 \cdot r_2 \cdot (g_{\text{best}} - x_i^k)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^t + v_i^{k+1}$$



Trong đó

r_1, r_2 số ngẫu nhiên giữa 0 và 1

c_1, c_2 các hệ số gia tốc (1,5-2,5)

X_i^k Vị trí cá thể thứ i tại thế hệ thứ k

V_i^k Vận tốc cá thể i tại thế hệ thứ k

X_i^{k+1} Vị trí cá thể thứ i tại thế hệ $k + 1$

V_i^{k+1} Vận tốc cá thể i tại thế hệ $k + 1$

$P_{\text{best}i}$ Vị trí tốt nhất của cá thể thứ i

G_{best} Vị trí tốt nhất của cá thể trong quần thể

❑ Thuật toán PSO :

- *PSO cải tiến*

❖ *Hệ số quán tính (w) biến thiên*

$$w = w_{max} - (w_{max} - w_{min}) \cdot (i / maxi)$$

$$v_i^{k+1} = w \cdot v_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot (p_{besti} - x_i^k) + c_2 \cdot r_2 \cdot (g_{best} - x_i^k)$$

❖ *Giới hạn vận tốc*

$$V_{max} = (UB - LB) / i$$

Trong đó:

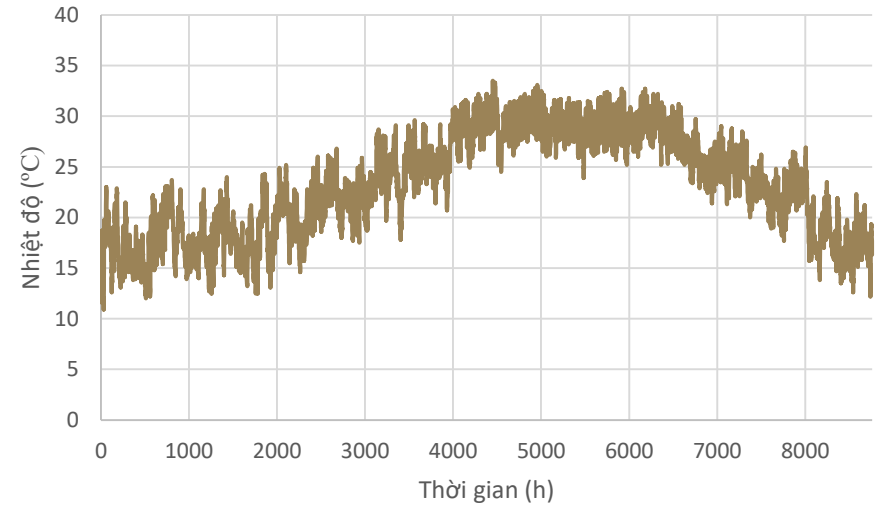
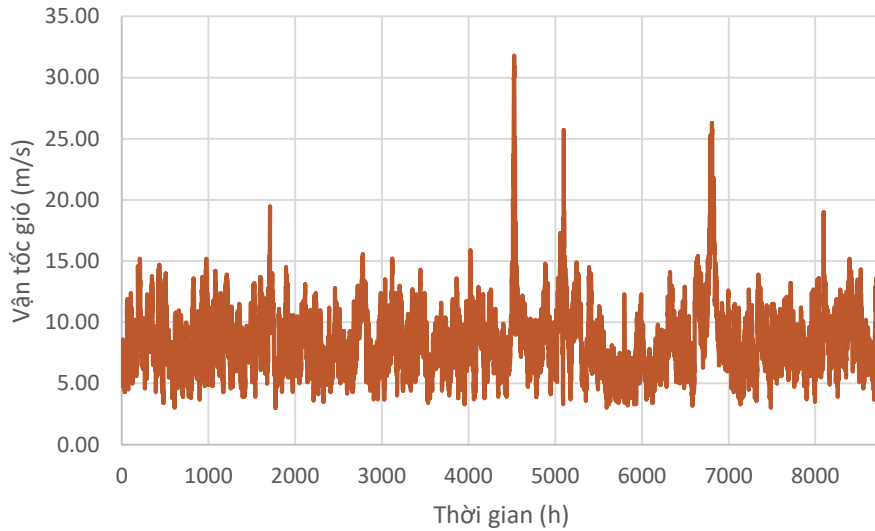
w_{max}, w_{min}	<i>Giới hạn hệ số quán tính w</i>
i	<i>Số lần lật</i>
$maxi$	<i>Số lần lặp tối đa</i>
UB, LB	<i>Giới hạn trên và dưới của giá trị biến</i>
V_{max}	<i>Vận tốc tối đa</i>

Bài toán 1:

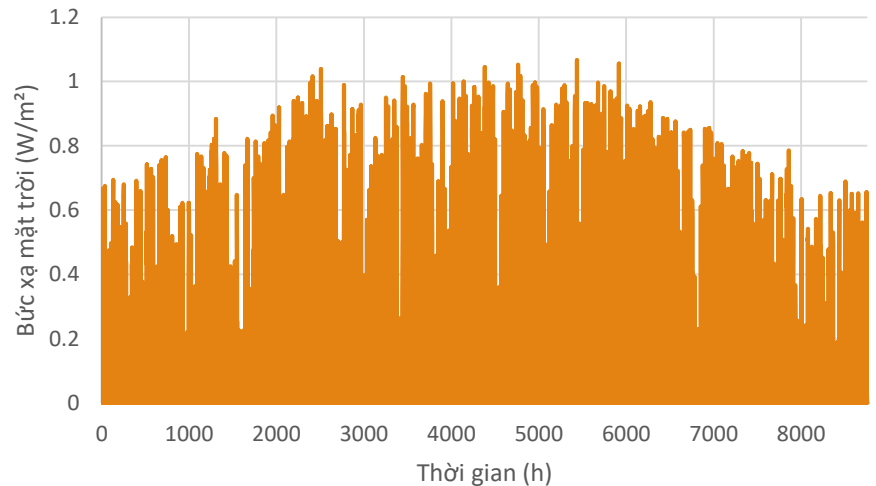
Tính toán dung lượng tối ưu
cho hệ thống PV/wind/battery

☐ Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

- Dữ liệu đầu vào



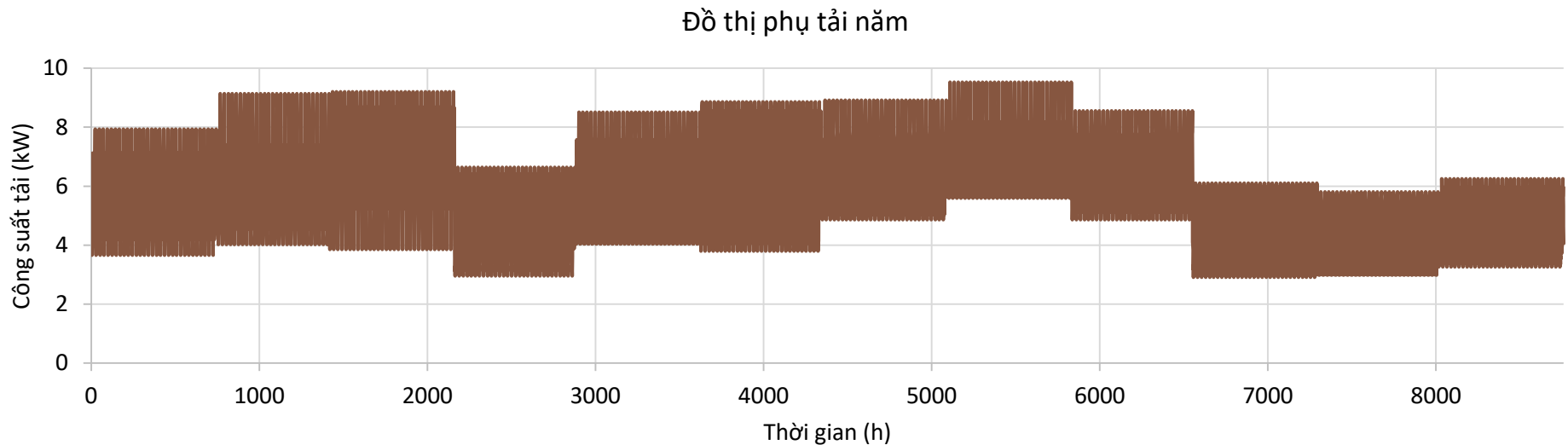
Dữ liệu bức xạ mặt trời, nhiệt độ và vận tốc gió theo giờ trong một năm.



☐ Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

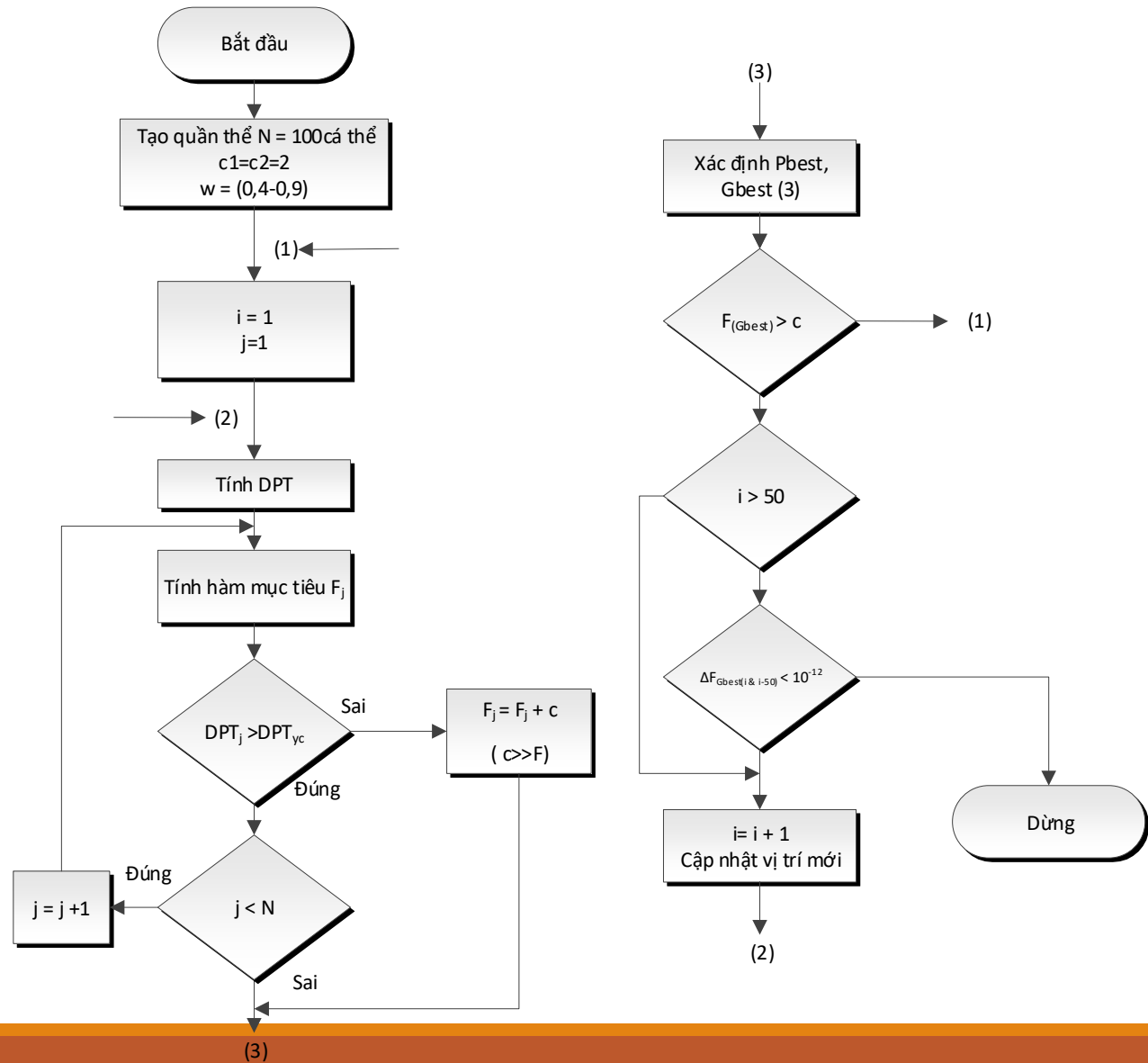
- Dữ liệu đầu vào

Dữ liệu phụ tải gồm 12 mẫu tải ngày điển hình trong từng tháng



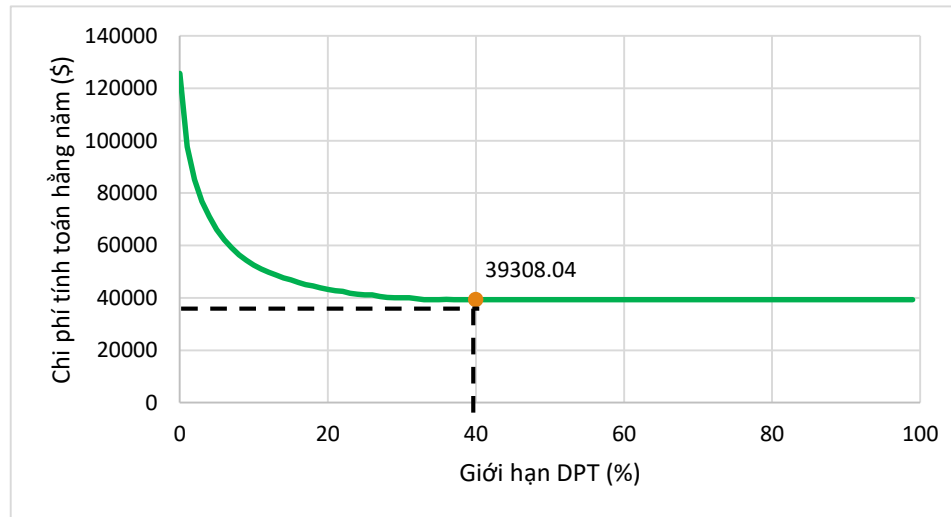
Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

- Sơ đồ thuật toán



□ Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

- Kết quả tính toán tối ưu



Đồ thị phụ thuộc giữa chi phí đầu tư với giới hạn DPT

Khi yêu cầu độ phụ thuộc DPT của hệ thống lớn hơn 39,5% thì chi phí hàng năm nhỏ nhất không đổi. Tức là mô hình hệ thống tốt nhất là khi đầu tư với 60,5% điện năng cung cấp cho phụ tải từ năng lượng tái tạo, 39,5% lượng điện năng thiếu sẽ được mua từ lưới. Chi phí tính toán hàng năm là 39308,04\$

Giới hạn DPT càng cao, chi phí tính toán hàng năm càng lớn. Và khi DPT = 0, nghĩa là hệ thống RE/Battery làm việc ở chế độ tách đảo và đảm bảo cung cấp điện cho tải 100% thì chi phí tính toán hàng năm nhỏ nhất sẽ là 125649,7\$

□ Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

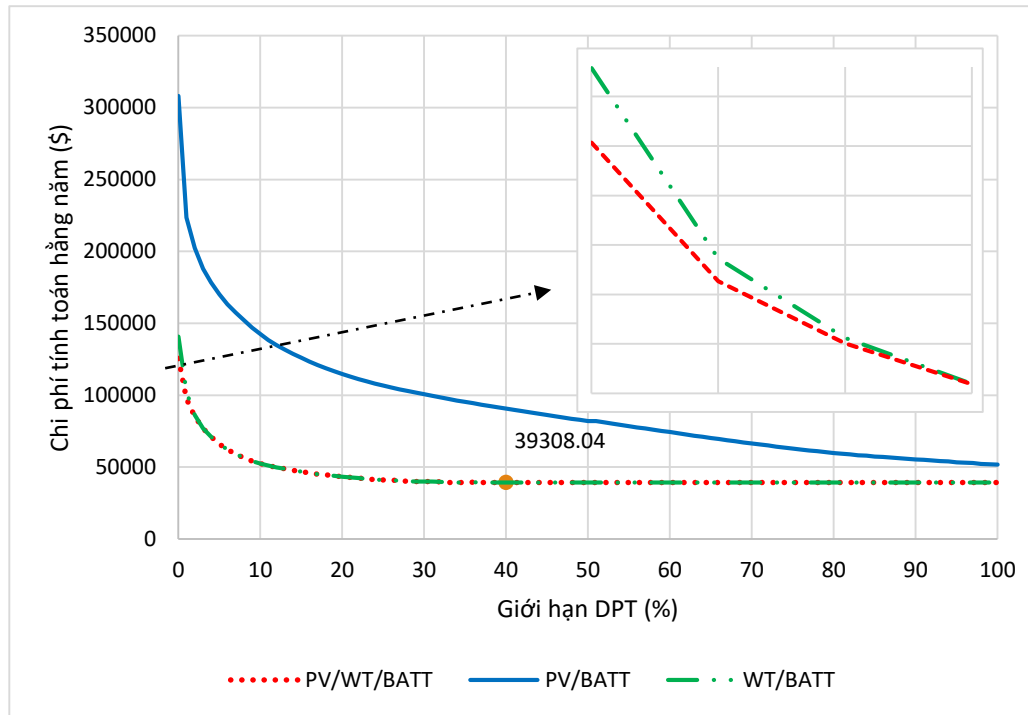
- Kết quả tính toán tối ưu

Kết quả tính toán tối ưu

DPT (%)	PV	WT	BATT	CONV	DPT _{tt} (%)	F
0	99	11	164	9.485949	0	125649.7
1	48	18	82	9.41817	1	97660.82
2	17	21	65	9.183458	2	85086.27
3	2	22	51	9.18807	3	76828.82
4	0	21	40	9.021367	4	71023.48
5	0	19	39	8.902264	5	66053.29
...
39	0	7	1	6.649998	39	39352.17
40	0	6	1	5.7	39.5336	39308.04
41	0	6	1	5.7	39.5336	39308.04
42	0	6	1	5.7	39.5336	39308.04
...

□ Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

- Kết quả tính toán với từng mô hình



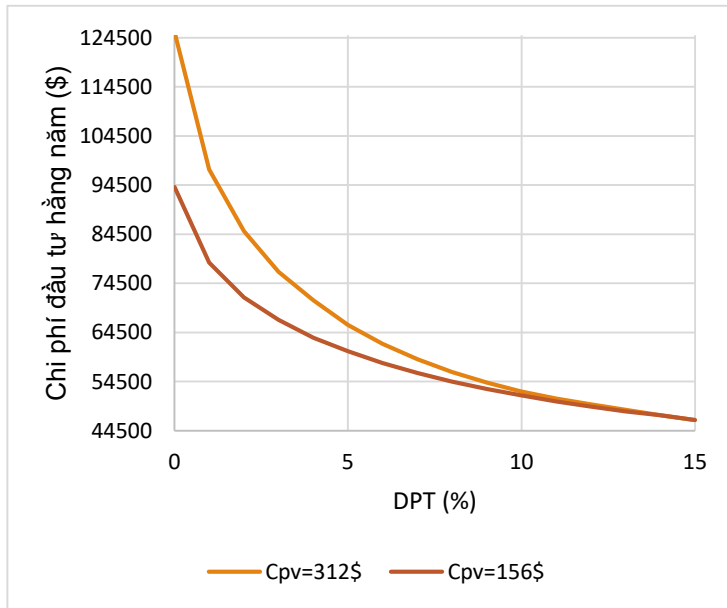
Đồ thị phụ thuộc giữa chi phí đầu tư và giới hạn DPT

Từ kết quả tính toán ta nhận thấy, với mô hình PV/BATT, để đạt được điều kiện về độ phụ thuộc ta cần chi phí đầu tư lớn hơn so với mô hình chỉ gồm WT/BAT. Điều này ta có thể giải thích là do suất đầu tư cho một đơn vị năng lượng mặt trời cao hơn so với năng lượng gió.

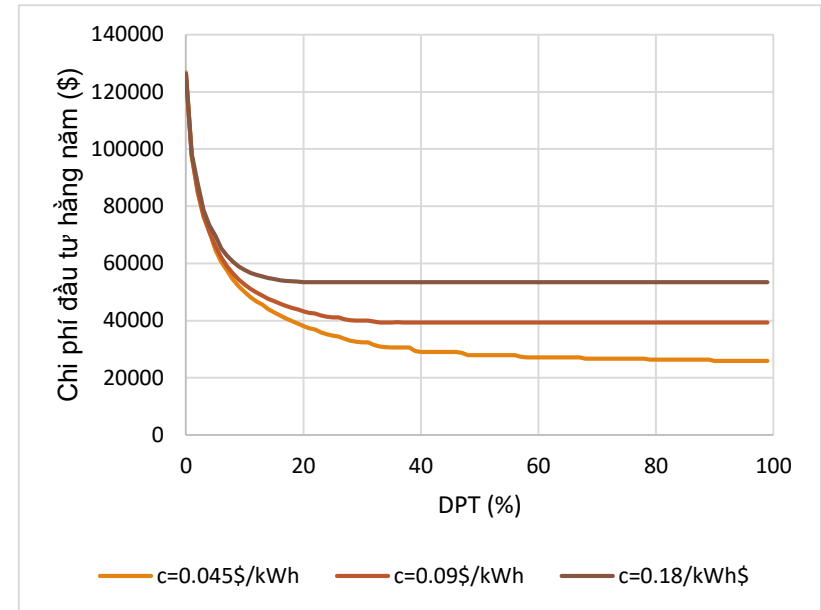
Ở những ràng buộc DPT thấp, kết quả tối ưu khi có sự xuất hiện của cả PV và BATT, cho giá trị hàm mục tiêu thấp hơn.

☐ Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

- Kết quả phân tích độ nhạy



Sự thay đổi kết quả tính toán khi giảm giá PV



Kết quả tối ưu khi thay đổi giá mua điện

Chi phí đầu tư PV giảm, kết quả tối ưu của bài toán ưu tiên đầu tư PV hơn dẫn đến giá trị chi phí tính toán hằng năm giảm

Khi giá mua điện từ lưới thay đổi thì chi phí đầu tư hằng năm của phương án tối ưu tương ứng với DPT nhỏ ít có sự thay đổi trong khi với DPT lớn thì thay đổi nhiều.

Giải bài toán 1: Tính toán tối ưu dung lượng

- Kết quả tính toán với Homer

The screenshot displays the HOMER Pro interface with the 'RESULTS' tab selected. It shows two tables: 'Sensitivity Cases' and 'Optimization Results'. The 'Sensitivity Cases' table lists various configurations of PV, Wind, and Storage with their corresponding costs and system metrics. The 'Optimization Results' table shows the optimal configuration for a DPT range of 0.100 to 0.260, which is 6 WT, 1 BATT, and a converter of 5.66 kW.

Renewable Fraction (%)	PV (kW)	PV-MPPT (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch (%)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Fra. (%)	Cap Short (kWh/yr)	Cap Short (kWh/yr)	Unmet load (%)	Unmet load (kWh/yr)
100	37	201	999,999	11.3	LF	\$0.145	\$148,974	\$6,473	\$74,726	100	0	0	0	0
95.0	15	32	999,999	14.0	LF	\$0.0617	\$58,691	\$2,536	\$29,605	95.0	0	0	0	0
96.0	17	28	999,999	14.1	LF	\$0.0621	\$62,377	\$2,629	\$32,217	96.0	0	0	0	0
97.0	18	34	999,999	16.8	LF	\$0.0601	\$67,364	\$2,806	\$35,185	97.0	0	0	0	0
98.0	21	34	999,999	17.9	LF	\$0.0608	\$74,946	\$3,054	\$39,911	98.0	0	0	0	0
99.0	25	48	999,999	19.7	LF	\$0.0638	\$88,650	\$3,582	\$47,563	99.0	0	0	0	0

Renewable Fraction (%)	PV (kW)	PV-MPPT (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch (%)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Fra. (%)	Cap Short (kWh/yr)	Cap Short (kWh/yr)	Unmet load (%)	Unmet load (kWh/yr)	Simple Payback (yr)
0.100	37	201	999,999	11.3	LF	\$0.145	\$148,974	\$6,473	\$74,726	100	0	0	0	0	
0.260	0	0	0	5.66	LF	\$0.0666	\$39,322	\$2,480	\$10,871	61.9	0	0	0	0	

Kết quả tính toán tối ưu với DPT từ 1 đến 5%

The screenshot displays the HOMER Pro interface with the 'RESULTS' tab selected. It shows two tables: 'Sensitivity Cases' and 'Optimization Results'. The 'Sensitivity Cases' table lists various configurations of PV, Wind, and Storage with their corresponding costs and system metrics. The 'Optimization Results' table shows the optimal configuration for a DPT range of 0.100 to 0.260, which is 6 WT, 1 BATT, and a converter of 5.66 kW.

Renewable Fraction (%)	PV (kW)	PV-MPPT (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch (%)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Fra. (%)	Cap Short (kWh/yr)	Cap Short (kWh/yr)	Unmet load (%)	Unmet load (kWh/yr)	Capital Cost (\$)	Product (kWh/yr)
6	1	999,999	5.66	LF	\$0.0666	\$39,322	\$2,480	\$10,871	61.9	0	0	0	0	0	0	
6	1	999,999	5.70	LF	\$0.0662	\$39,322	\$2,487	\$10,799	61.8	0	0	0	0	0	0	
6	1	999,999	6.86	LF	\$0.0637	\$39,572	\$2,345	\$12,478	61.8	0	0	0	0	0	0	
6	2	999,999	4.28	LF	\$0.0674	\$39,625	\$2,480	\$11,285	62.3	0	0	0	0	0	0	
999,999	LF	\$0.0600	\$51,096	\$4,455	\$0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1	999,999	0.6772	LF	\$0.0605	\$51,272	\$4,469	\$11,399	0.00146	0	0	0	0	0	0	0	
0.00129	0.260	999,999	0.00102	LF	\$0.0610	\$51,639	\$4,475	\$13,404	0.00358	0	0	0	0	314	1.93	
0.936	0.260	999,999	0.176	LF	\$0.0641	\$53,407	\$4,511	\$1,071	1.46	0	0	0	0	1,493	775	

Kết quả tính toán tối ưu khi không ràng buộc DPT

Khi DPT từ 1-5%, ta thấy kết quả tối ưu chỉ đưa ra mô hình WT/BATT. Kết quả cũng khá tương đồng khi ta chạy tối ưu khi sử dụng mô hình WT/BATT. Chi phí tính toán ta nhận thấy cao hơn so với kết quả của mô hình gồm PV/WT/BATT.

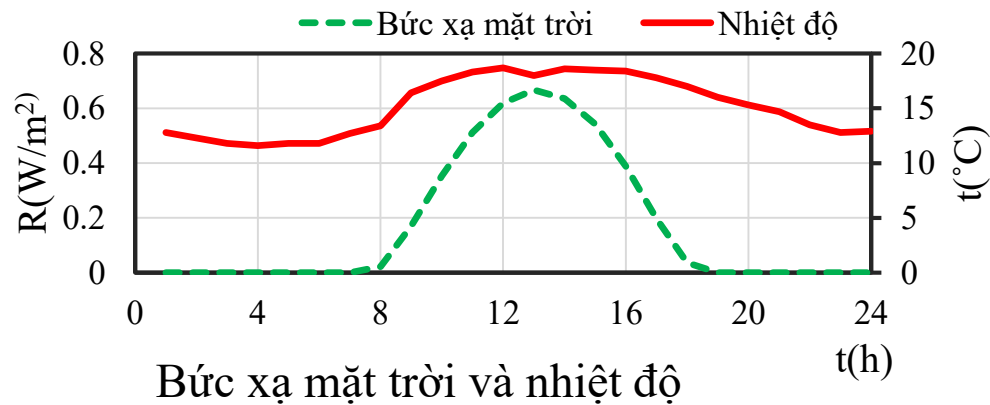
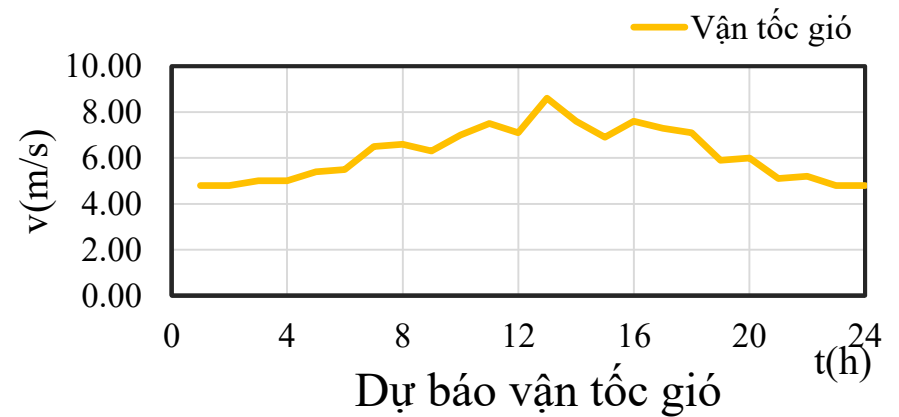
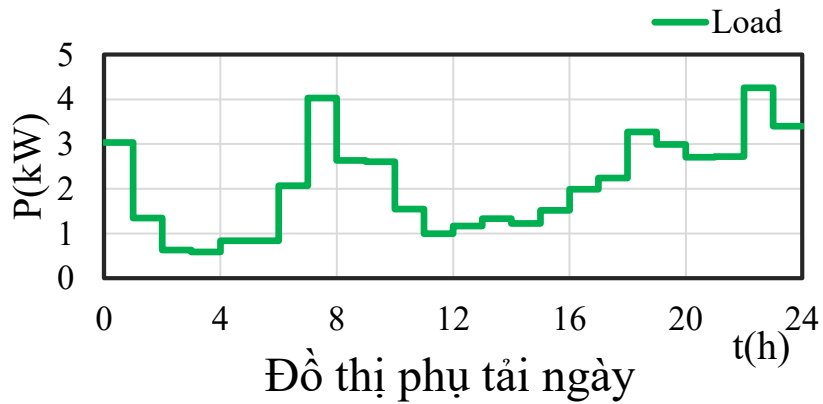
Ta nhận thấy, kết quả tính toán tối ưu khi thực hiện bằng phần mềm Homer cũng ra trùng với kết quả tối ưu nhóm nghiên cứu thực hiện. Tương ứng với 6 WT, 1 BATT và công suất bộ chuyển đổi là 5,66kW. Chi phí tính toán hàng năm CTAC= 39322\$.

Bài toán 2:

Chiến thuật phân chia công
xuất cho hệ thống
PV/wind/battery có sẵn

☐ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

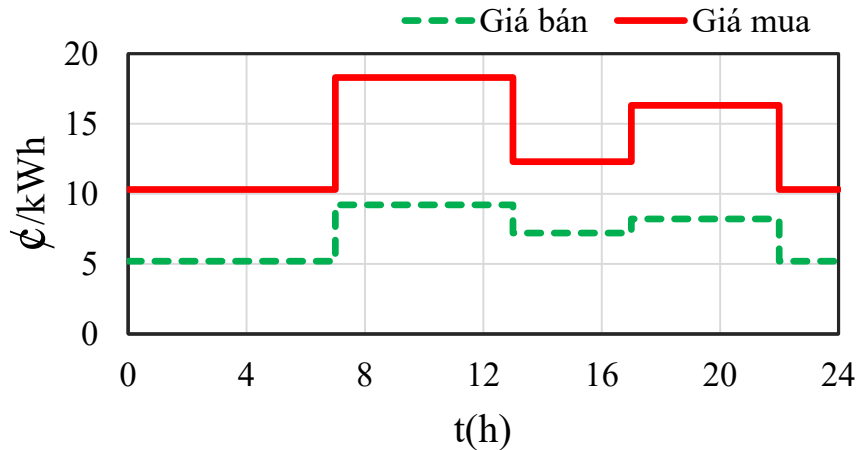
- Dữ liệu đầu vào



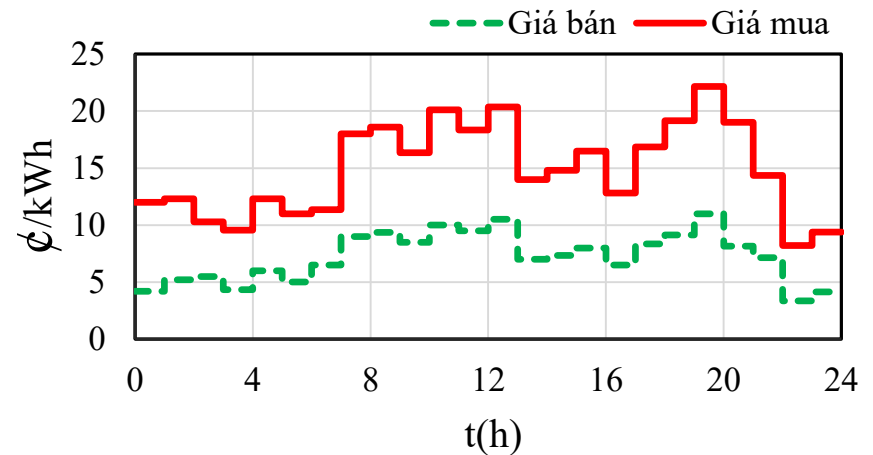
☐ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Dữ liệu đầu vào

Bài toán thực hiện với hai kịch bản giá:



Giá mua bán điện thay đổi khung giờ
(Giá 1)



Giá mua bán điện từng giờ khác nhau
(Giá 2)

□ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Sơ đồ thuật toán:

Bước 1: Tạo quần thể gồm 100 cá thể

các xấp xỉ đầu P_{bat}^{ij} ,

$$i = 1 \div 24, j = 1 \div 100. \quad F(P_{bat}^{jk}) = \sum_{i=1}^{24} C_{ijk}$$

Bước 2: Tính hàm mục tiêu

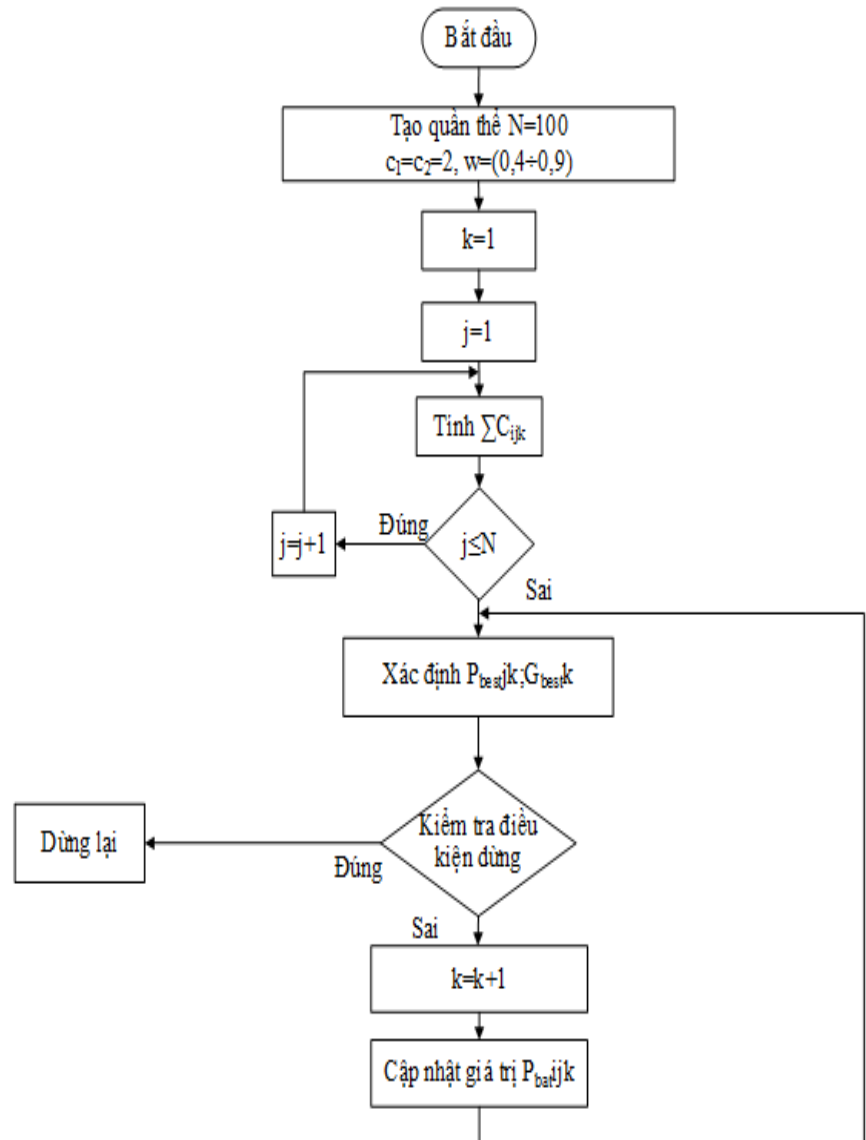
Bước 3: Xác định P_{best}^{jk} , G_{best}^k

Bước 4: Kiểm tra điều kiện dừng

- $F(G_{best}^{k+1}) - F(X_j(k+1)) < \varepsilon$

$$\varepsilon = 10^{-20}$$

- Số bước lặp tối đa: $k = 3000$



❑ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

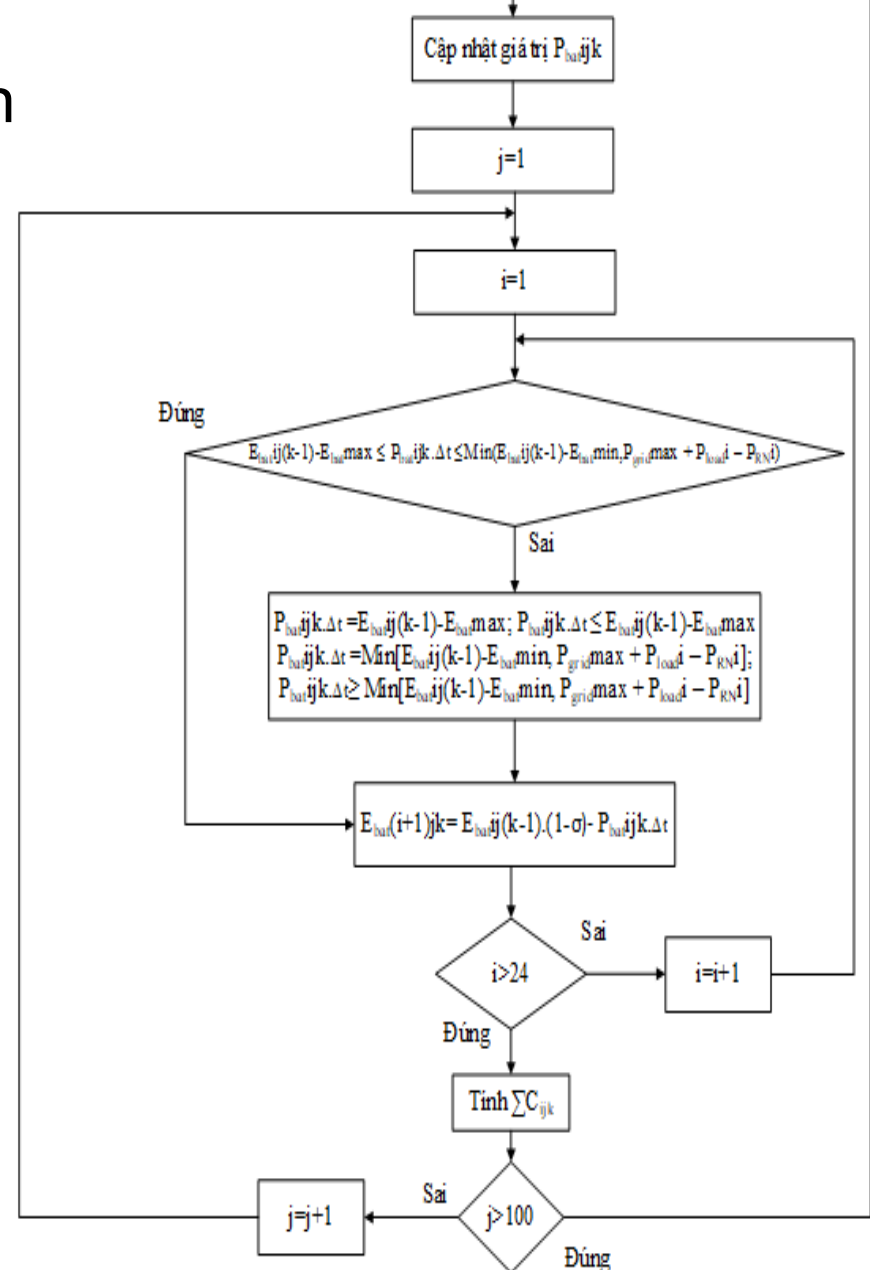
- Sơ đồ thuật toán:

Bước 5: Cập nhật vị trí và vận tốc mới ở bước lặp thứ $k+1$

Bước 6: Kiểm tra các điều kiện ràng buộc.

Bước 7: Tính hàm mục tiêu ở bước lặp thứ $k+1$

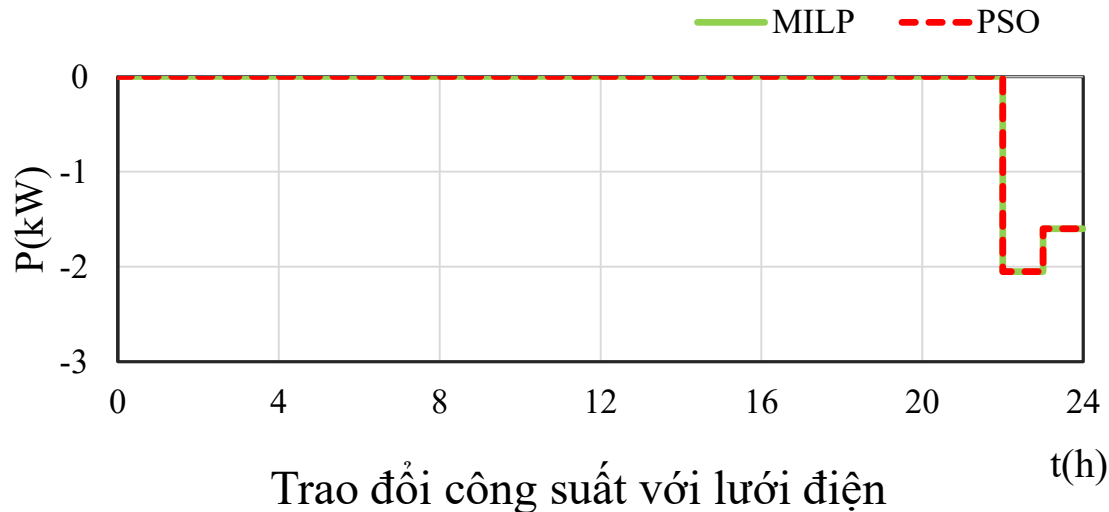
Bước 8: Quay lại bước 3



□ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Kết quả tính toán tối ưu (Giá 1)

❖ Kịch bản 1: $P_{gridmax} = 0$ kW



PSO: $F = -37.666$ (¢)
 $P_{thừa} = 13.220$ (kW)

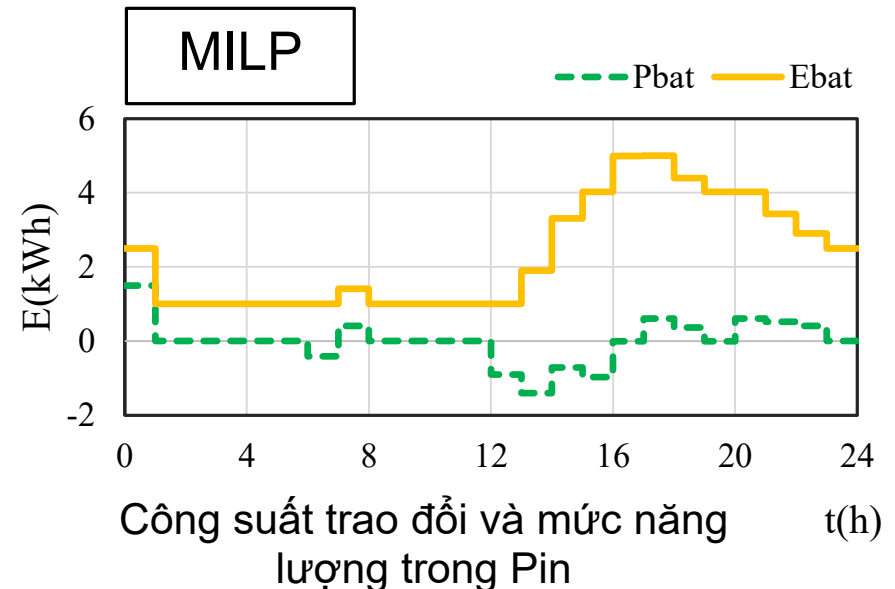
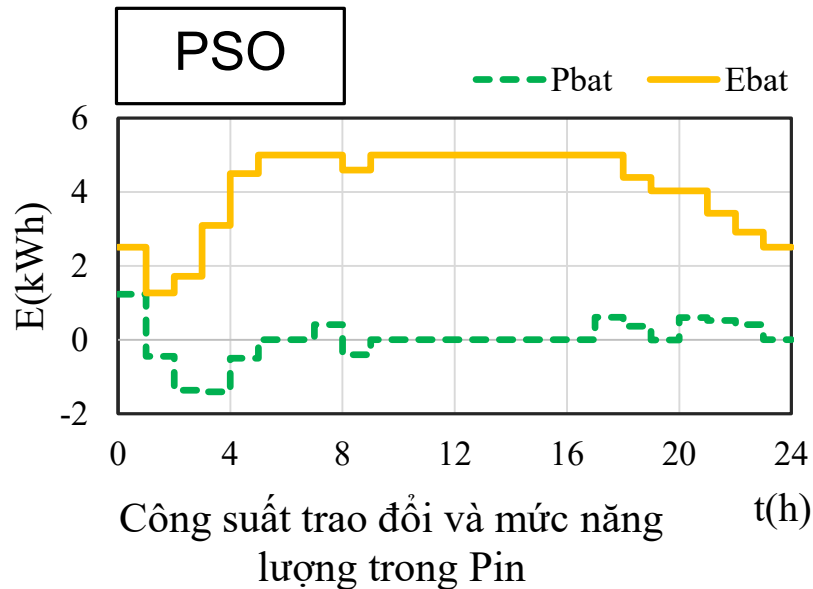
MILP: $F = -37.666$ (¢)
 $P_{thừa} = 13.220$ (kW)

- ❖ Nhận xét: - Trong trường hợp hệ thống không được phép bán điện cho lưới, chi phí tối thiểu mua điện để cung cấp cho hệ thống là 37.666 (¢)
- Lượng công suất mua rơi vào khoảng thời gian từ 22h-24h khi công suất chênh lệch giữa tải và nguồn NLTT lớn nhất và giá mua điện nhỏ nhất.

❑ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Kết quả tính toán tối ưu

❖ Kích bản 1: $P_{gridmax} = 0 \text{ kW}$

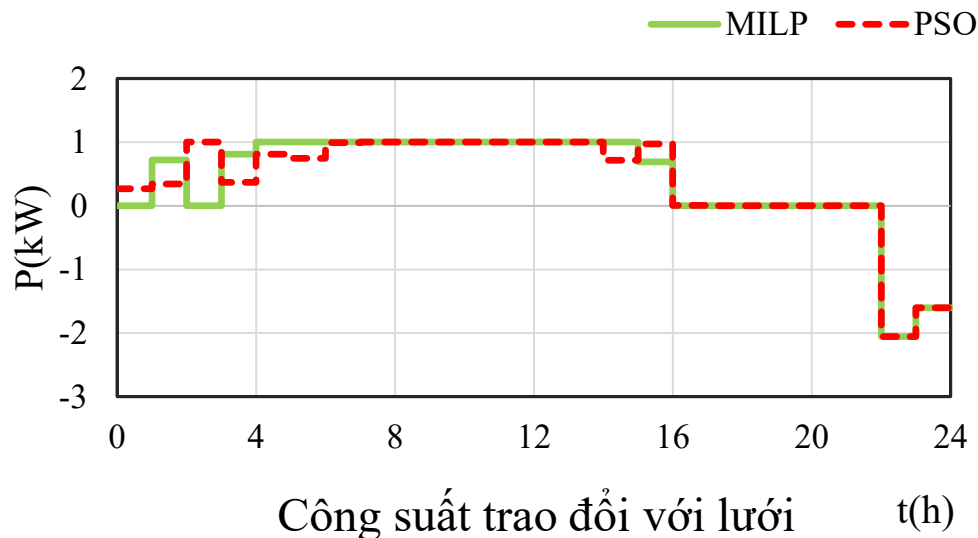


❖ Nhận xét: Hệ thống Pin lưu trữ có xu hướng tích trữ năng lượng trong các giờ thừa công suất để cung cấp cho tải trong các giờ thiếu công suất từ nguồn NLTT.

□ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Kết quả tính toán tối ưu

❖ Kịch bản 2: $P_{gridmax} = 1 \text{ kW}$



PSO: $F = 60.587 \text{ (¢)}$
 $P_{thừa} = 0 \text{ (kW)}$

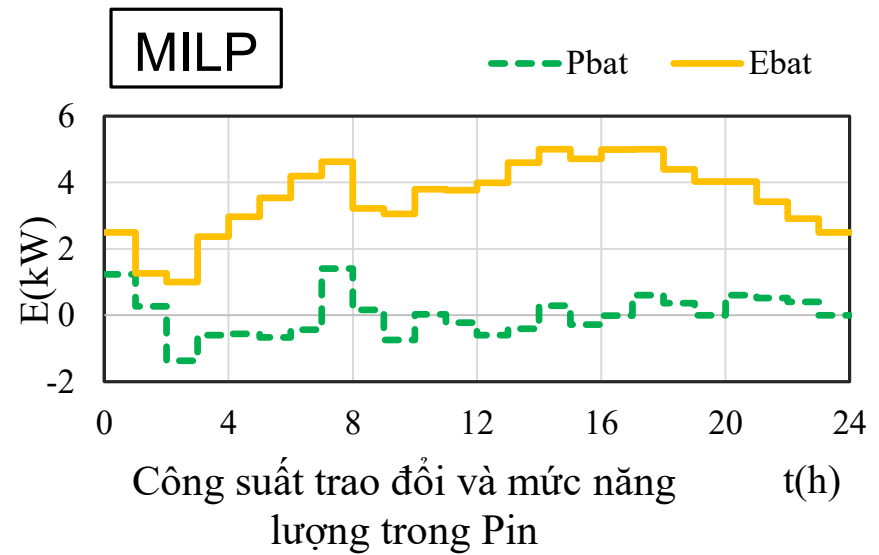
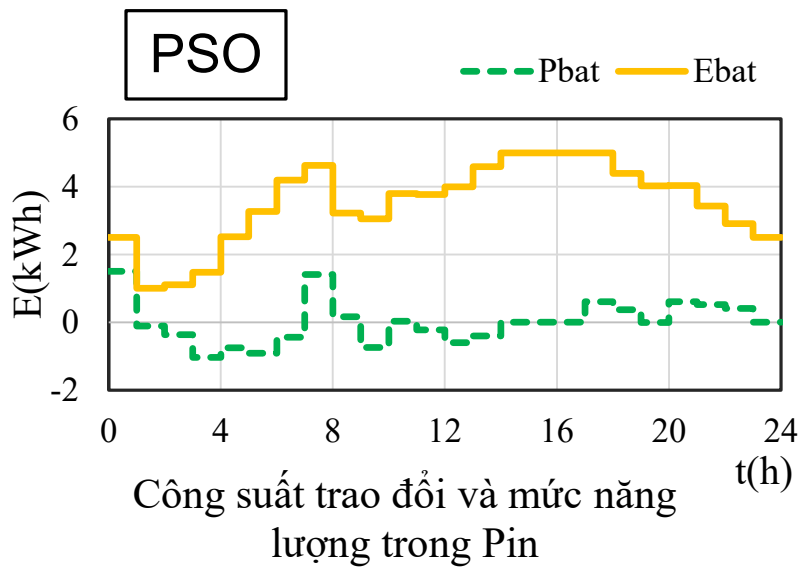
MILP: $F = 60.587 \text{ (¢)}$
 $P_{thừa} = 0 \text{ (kW)}$

❖ Nhận xét: - Lợi nhuận thu được từ việc mua/bán điện với lưới là 60.587 (¢)
- Phân bố công suất trao đổi với lưới trong từng giờ khác nhau do trong các khung giờ có giá mua/bán điện giống nhau sẽ cho nhiều phương án có cùng kết quả sao cho tổng công suất trao đổi trong các khung giờ bằng nhau.

❑ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Kết quả tính toán tối ưu

❖ Kịch bản 2: $P_{gridmax} = 1 \text{ kW}$

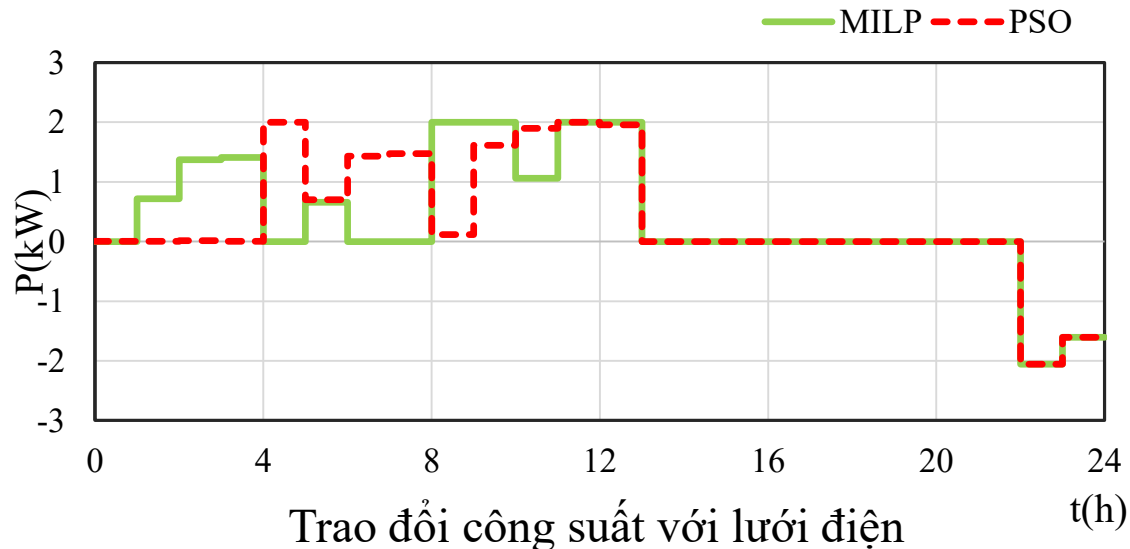


❖ Nhận xét: Do giá mua bán điện thấp hơn giá mua nên hệ thống Pin lưu trữ có xu hướng tích trữ năng lượng chủ yếu để cung cấp cho tải trong những khoảng thời gian công suất nguồn NLTT thấp hơn công suất tải yêu cầu.

□ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Kết quả tính toán tối ưu

❖ Kịch bản 3: $P_{\text{gridmax}} = 2 \text{ kW}$



PSO: $F = 67.454$ (¢)
 $P_{\text{thừa}} = 0$ (kW)

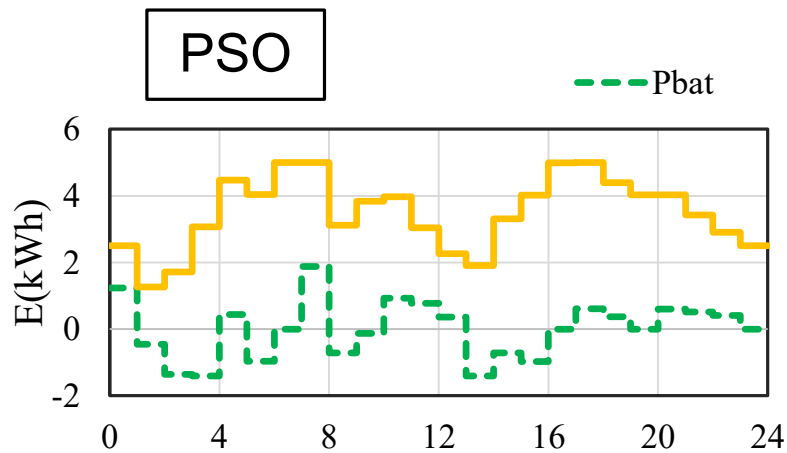
MILP: $F = 67.454$ (¢)
 $P_{\text{thừa}} = 0$ (kW)

❖ Khi tăng giới hạn công suất bán điện cho lưới giá trị hàm mục tiêu tăng lên, điều đó cho thấy kết quả bài toán phụ thuộc giới hạn công suất bán cho lưới

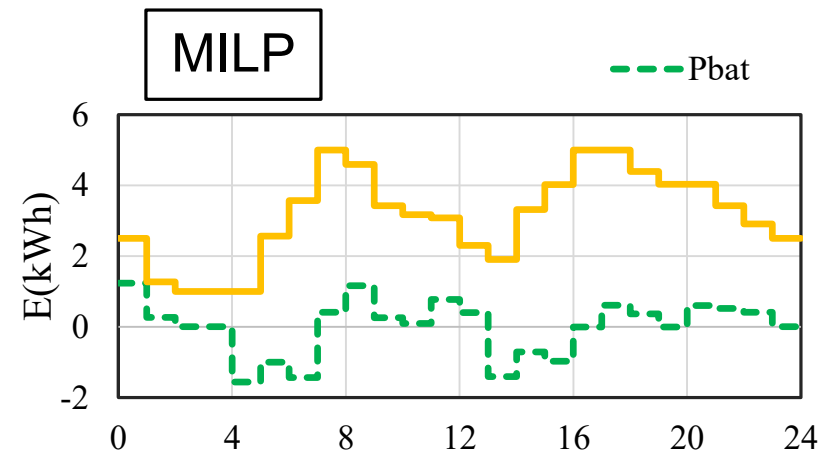
❑ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

- Kết quả tính toán tối ưu

❖ Kịch bản 3: $P_{gridmax} = 2 \text{ kW}$



Công suất trao đổi và mức năng lượng trong Pin

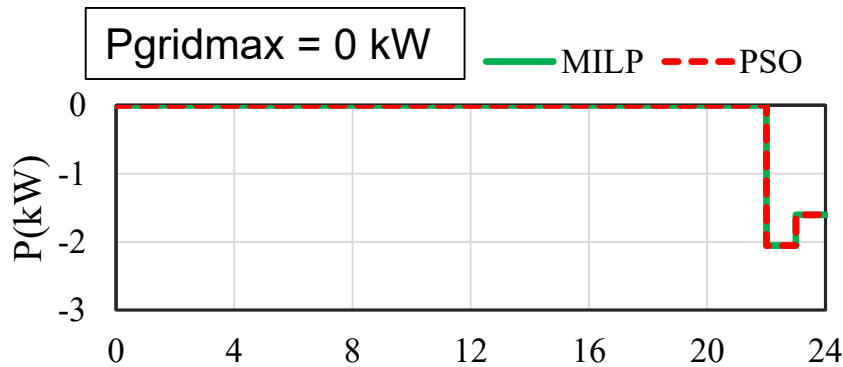


Công suất trao đổi và mức năng lượng trong Pin

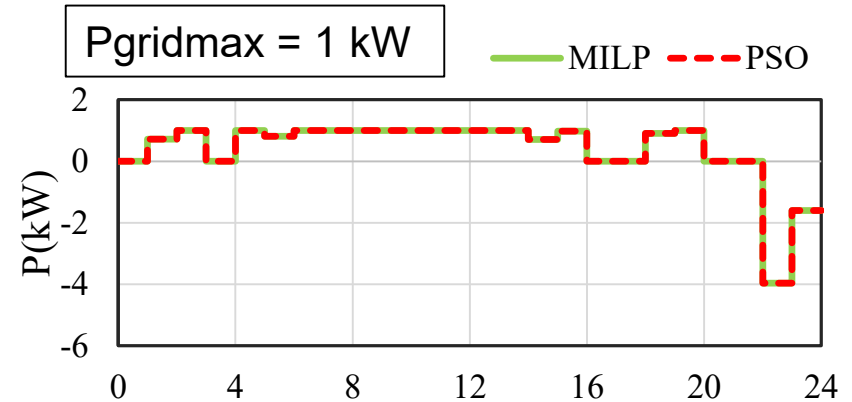
❖ Trong trường hợp giới hạn công suất bán điện tăng lên, hệ thống Pin lưu trữ xả năng lượng nhiều hơn trong khoảng thời gian giá bán điện cao nhất (8h-13h)

❑ Giải bài toán 2: Tính toán phân chia công suất

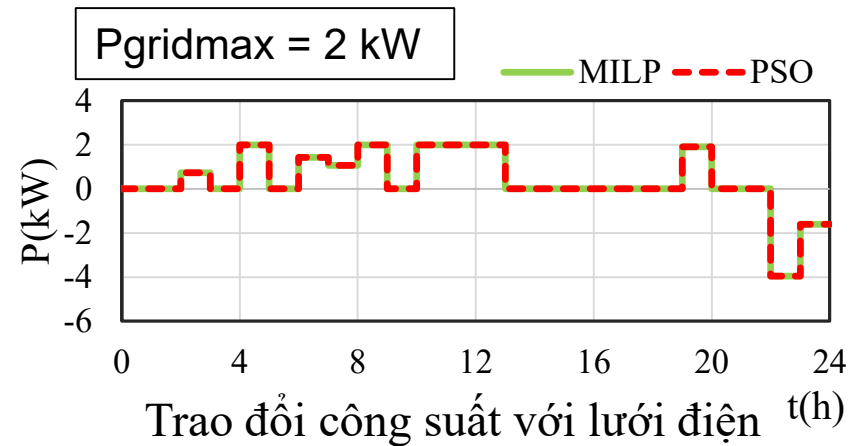
- Kết quả tính toán tối ưu (Giá 2)



Trao đổi công suất với lưới điện t(h)



Trao đổi công suất với lưới điện t(h)



Trao đổi công suất với lưới điện t(h)

- Phân bố công suất trao đổi với lưới trong hai phương pháp khi giá mua bán điện khác nhau là giống nhau
➔ Kết quả nhận được chính xác

KẾT LUẬN

Nghiên cứu này đã giải quyết những vấn đề của việc tính toán đầu tư cho một hệ thống hỗn hợp các nguồn năng lượng tái tạo và bài toán vận hành tối ưu cho hệ thống khi kết nối với lưới.

Việc tính toán sử dụng phương pháp PSO cải tiến của nhóm nghiên cứu cho thấy nó đem lại kết quả tốt hơn so với PSO tiêu chuẩn vì giúp cải thiện kết quả cũng như tốc độ tính toán.

Kết quả của 2 bài toán tương đối chính xác khi so sánh với các phương pháp khác. Điều đó chứng tỏ rằng phương pháp PSO cải tiến mang lại kết quả đáng tin cậy. Mặt khác 2 vấn đề trong thiết kế dung lượng và vận hành hệ thống RE/battery có nối lưới cũng được giải quyết. Các kết quả cũng như phương pháp tính toán có thể áp dụng trong thực tế để nâng cao hiệu quả của các dự án RE và đẩy mạnh sự phát triển của RE trong hệ thống điện.

Các hướng nghiên cứu

- Bài toán chỉ dừng lại ở việc nghiên cứu hiệu suất các bộ chuyển đổi ở dạng tuyến tính, chưa xét đến tính phi tuyến của hiệu suất các bộ chuyển đổi.
- Chưa xét tới sự thay đổi của phụ tải và công suất phát hệ thống hệ thống PV/WIND do đó cần kết hợp với dự báo phụ tải và thời tiết trong giờ.
- Trong các trường hợp hệ thống bị giới hạn công suất bán cho lưới nhỏ hoặc không được phép bán điện cho lưới dẫn tới một lượng công suất thừa không được sử dụng tới, do vậy cần đưa ra các giải pháp bổ xung để sử dụng lượng công suất này.

Tài liệu tham khảo

- [1] G. J. Ri, “Optimal sizing of renewable hybrids energy systems : A review of methodologies,” vol. 86, pp. 1077–1088, 2012.
- [2] Z. Beihong and L. Weiding, “An optimal sizing method for cogeneration plants,” vol. 38, pp. 189–195, 2006.
- [3] Y. Hongxing, Z. Wei, and L. Chengzhi, “Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar – wind power generation system,” vol. 86, pp. 163–169, 2009.
- [4] S. M. Hakimi, “Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system via particle swarm optimization for Kahnouj area in south-east of Iran,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 7, pp. 1855–1862, 2009.
- [5] X. Zhang, S. Tan, G. Li, J. Li, and Z. Feng, “Components sizing of hybrid energy systems via the optimization of power dispatch simulations,” *Energy*, vol. 52, pp. 165–172, 2013.
- [6] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, “A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV / wind system,” vol. 35, pp. 5708–5718, 2007.
- [7] F. Mendoza and R. Dufo-lo, “Design and economical analysis of hybrid PV – wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen,” vol. 37, pp. 3082–3095, 2009.
- [8] C. A. Souza Lima, C. M. F. Lapa, C. M. D. N. A. Pereira, J. J. Da Cunha, and A. C. M. Alvim, “Comparison of computational performance of GA and PSO optimization techniques when designing similar systems - Typical PWR core case,” *Annals of Nuclear Energy*, vol. 38, no. 6. pp. 1339–1346, 2011.

Tài liệu tham khảo

- [9] H. G. O.A. Lo Brutto, S.S. Guillou, J. Thiébot, “Comparing Particle Swarm Optimization method and Genetic Algorithm applied to the tidal farm layout optimization problem.” 2016.
- [10] J. K. Kaldellis and D. Zafirakis, “Journal of Wind Engineering Optimum sizing of stand-alone wind-photovoltaic hybrid systems for representative wind and solar potential cases of the Greek territory,” *Jnl. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 107–108, pp. 169–178, 2012.
- [11] A. Maleki and F. Pourfayaz, “Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms,” *Sol. Energy*, 2015.
- [12] A. Maleki, M. G. Khajeh, and M. Ameri, “Optimal sizing of a grid independent hybrid renewable energy system incorporating resource uncertainty, and load uncertainty,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 83. pp. 514–524, 2016.
- [13] H. X. Yang, L. Lu, and J. Burnett, “Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic – wind power generation systems in Hong Kong,” vol. 28, pp. 1813–1824, 2003.
- [14] A. K. Kaviani, G. H. Riahy, and S. H. M. Kouhsari, “Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind / PV generating system , considering component outages,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 11, pp. 2380–2390, 2009.
- [15] T. Hoai, T. Nguyen, T. Nakayama, and M. Ishida, “Electrical Power and Energy Systems Optimal capacity design of battery and hydrogen system for the DC grid with photovoltaic power generation based on the rapid estimation of grid dependency,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 89, pp. 27–39, 2017.

Tài liệu tham khảo

- [16] L. Hontoria, J. Aguilera, and P. Zufiria, “A new approach for sizing stand alone photovoltaic systems based in neural networks,” in *Solar Energy*, 2005.
- [17] J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle swarm optimization,” *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE Int. Conf.*, vol. 4, pp. 1942–1948 vol.4, 1995.
- [18] H. Yang, L. Lu, and W. Zhou, “A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system,” vol. 81, pp. 76–84, 2007.
- [19] Z. Iverson, A. Achuthan, P. Marzocca, and D. Aidun, “Optimal design of hybrid renewable energy systems (HRES) using hydrogen storage technology for data center applications,” *Renew. Energy*, vol. 52, pp. 79–87, 2013.
- [20] B. Guinot, “ScienceDirect Techno-economic study of a PV-hydrogen-battery hybrid system for off-grid power supply: Impact of performances ’ ageing on optimal system sizing and competitiveness,” vol. 0, 2014.
- [21] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, “APPLIED Design and techno-economical optimization for hybrid PV / wind system under various meteorological conditions,” vol. 85, pp. 968–987, 2008.
- [22] B. W. A. Nottrott, J. Kleissl, “Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems, *Renew.*”

Tài liệu tham khảo

- [23] H. Tazvinga, B. Zhu, and X. Xia, “Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries q,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 102, pp. 104–110, 2015.
- [24] M. A. D. J. Li, “Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems,” *J. Power Sources* 258, pp. 365–373, 2014.
- [25] I. Ranaweera and O. Midtgård, “Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage,” *Renew. Energy*, vol. 88, pp. 262–272, 2016.

Cảm ơn mọi người đã lắng nghe

Nâng cao độ tin cậy lưới điện phân phối sử dụng cầu dao phân đoạn điện tử

GIÁO VIÊN HƯỚNG DẪN: TS.TRẦN MẠNH HÙNG
SINH VIÊN THỰC HIỆN: TRẦN MẠNH TRÍ

Nội dung chính

1. Đặt vấn đề
2. Xây dựng bài toán
3. Áp dụng vào lưới điện cụ thể
4. Kết luận

1. Đặt vấn đề

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Thời gian mất điện trung bình của hệ thống (phút/khách hàng; h/khách hàng)

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i \cdot T_i}{C}$$

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): số lần mất điện trung bình của hệ thống (lần trên khách hàng)

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{C}$$

1. Đặt vấn đề

- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index): số lần mất điện thoáng qua trung bình của hệ thống (lần trên khách hàng)

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum_{k=1}^m C_k^s}{C}$$

- ENS (Energy Not Supplied): Điện năng bị mất (kWh, MWh)

$$\text{ENS} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i$$

Trong đó: C: tổng số khách hàng của hệ thống;

C_i : Số khách hàng mất điện ở sự cố vĩnh cửu thứ i ;

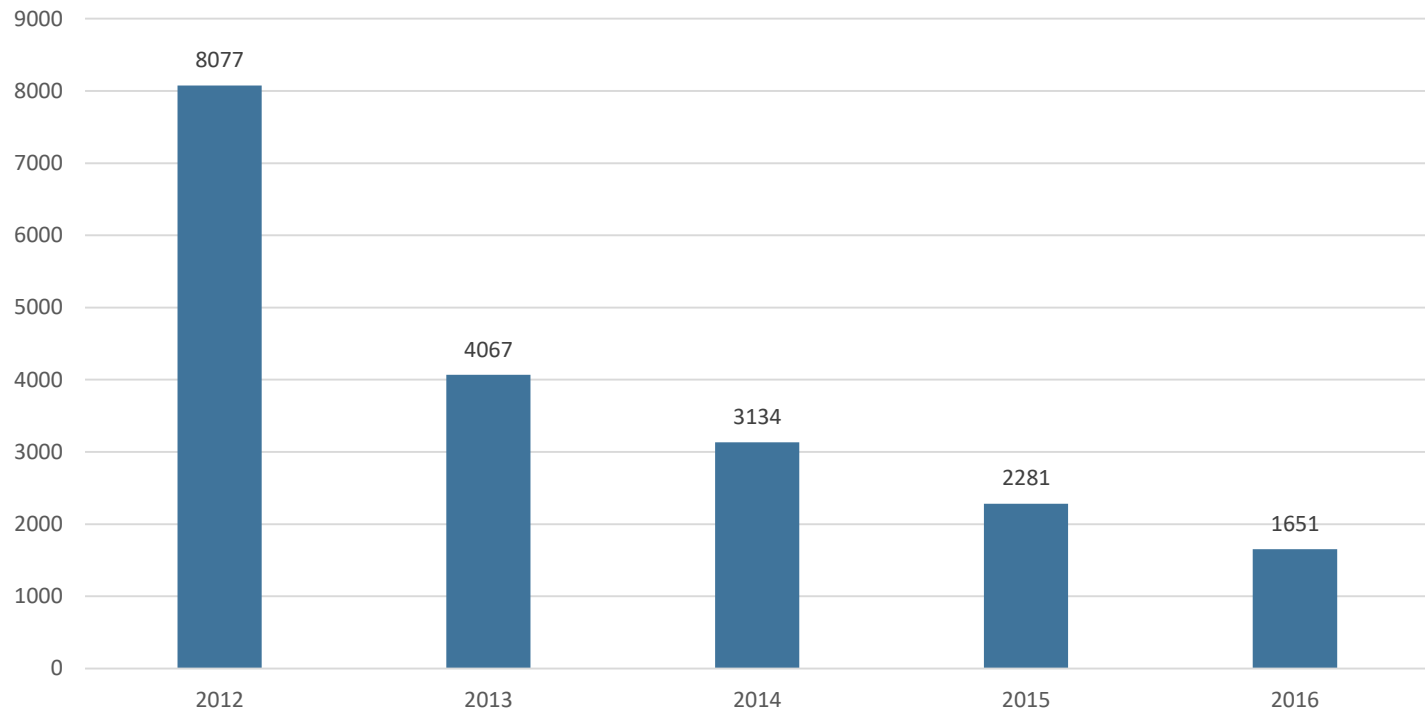
C_k^s : Số khách hàng mất điện ở sự cố thoáng qua thứ k .

P_i : lượng phụ tải bị ảnh hưởng ở lần sự cố thứ i (kW, MW)

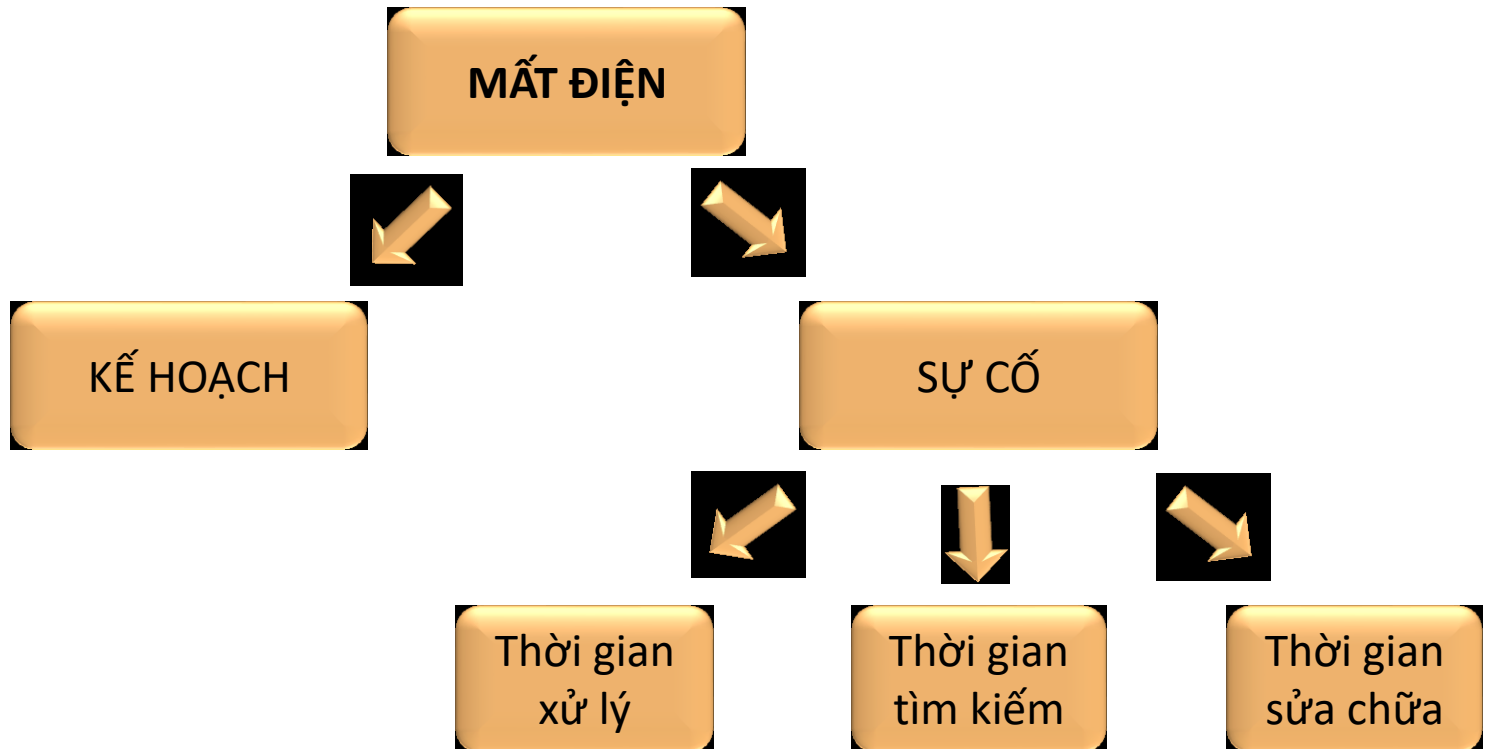
T_i : thời gian mất điện ở lần sự cố thứ i (trên 5') (phút, giờ)

1. Đặt vấn đề

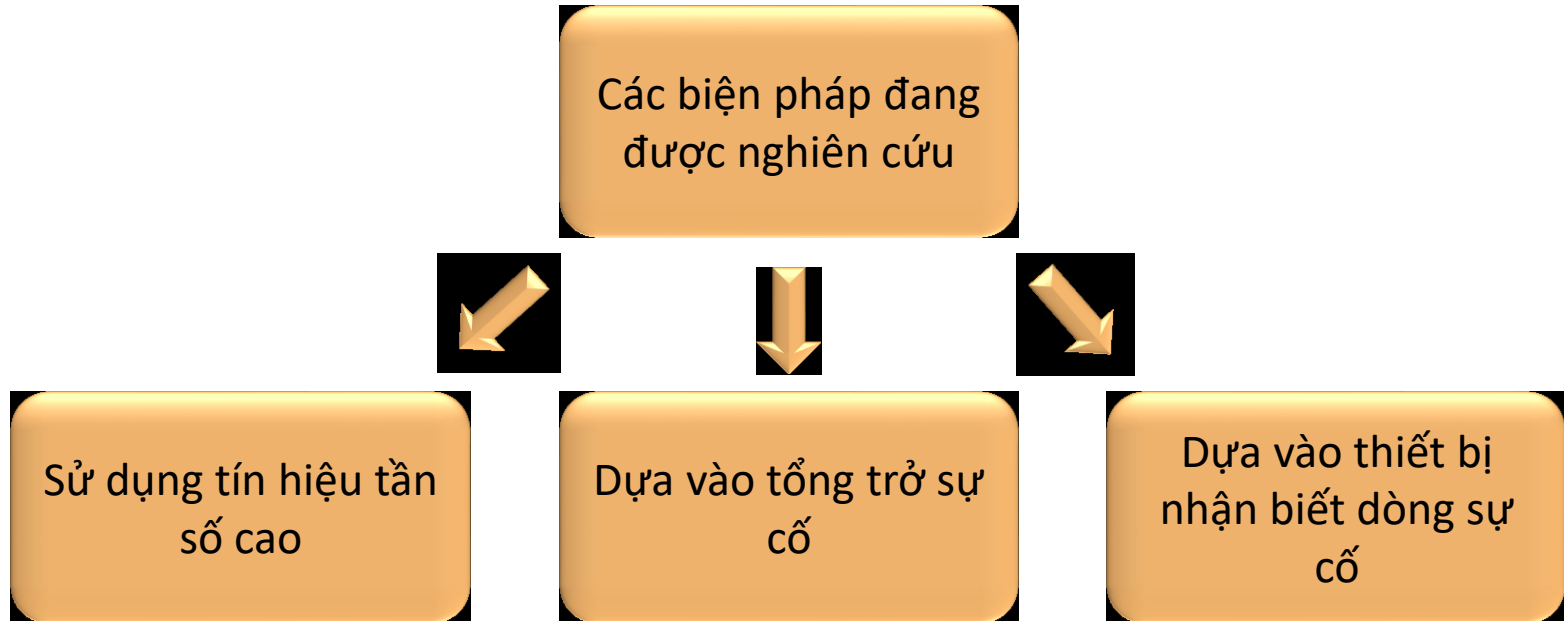
Chỉ số SAIDI của Hệ thống điện Việt Nam (phút/khách hàng)



1. Đặt vấn đề



1. Đặt vấn đề

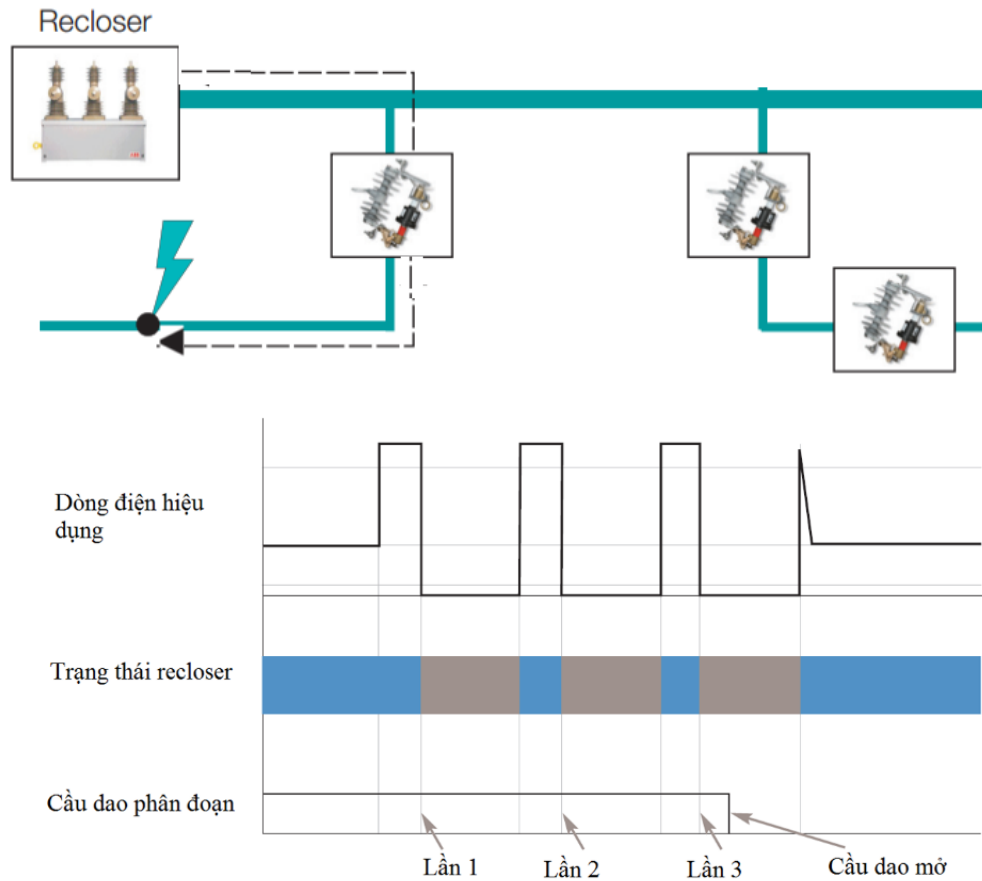


1. Đặt vấn đề

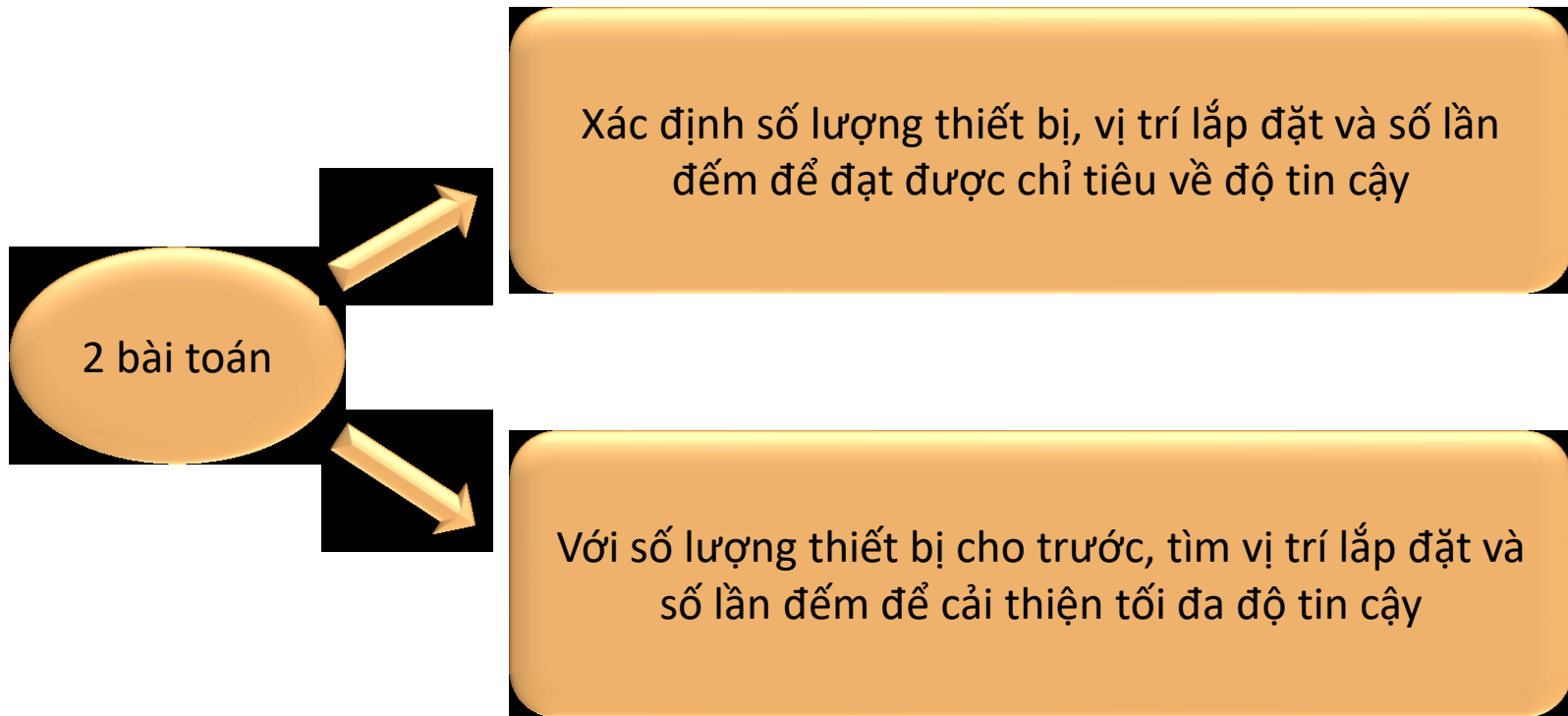
- Có khả năng tự động ngắt mạch, giúp định vị sự cố và thu hẹp phạm vi bị ảnh hưởng do sự cố;
- Có thể thay đổi số lần đếm;
- Dễ dàng lắp đặt thay thế cầu chì tự rơi;



1. Đặt vấn đề



2. Xây dựng bài toán



2. Xây dựng bài toán



2. Xây dựng bài toán

Không có
đủ dữ liệu

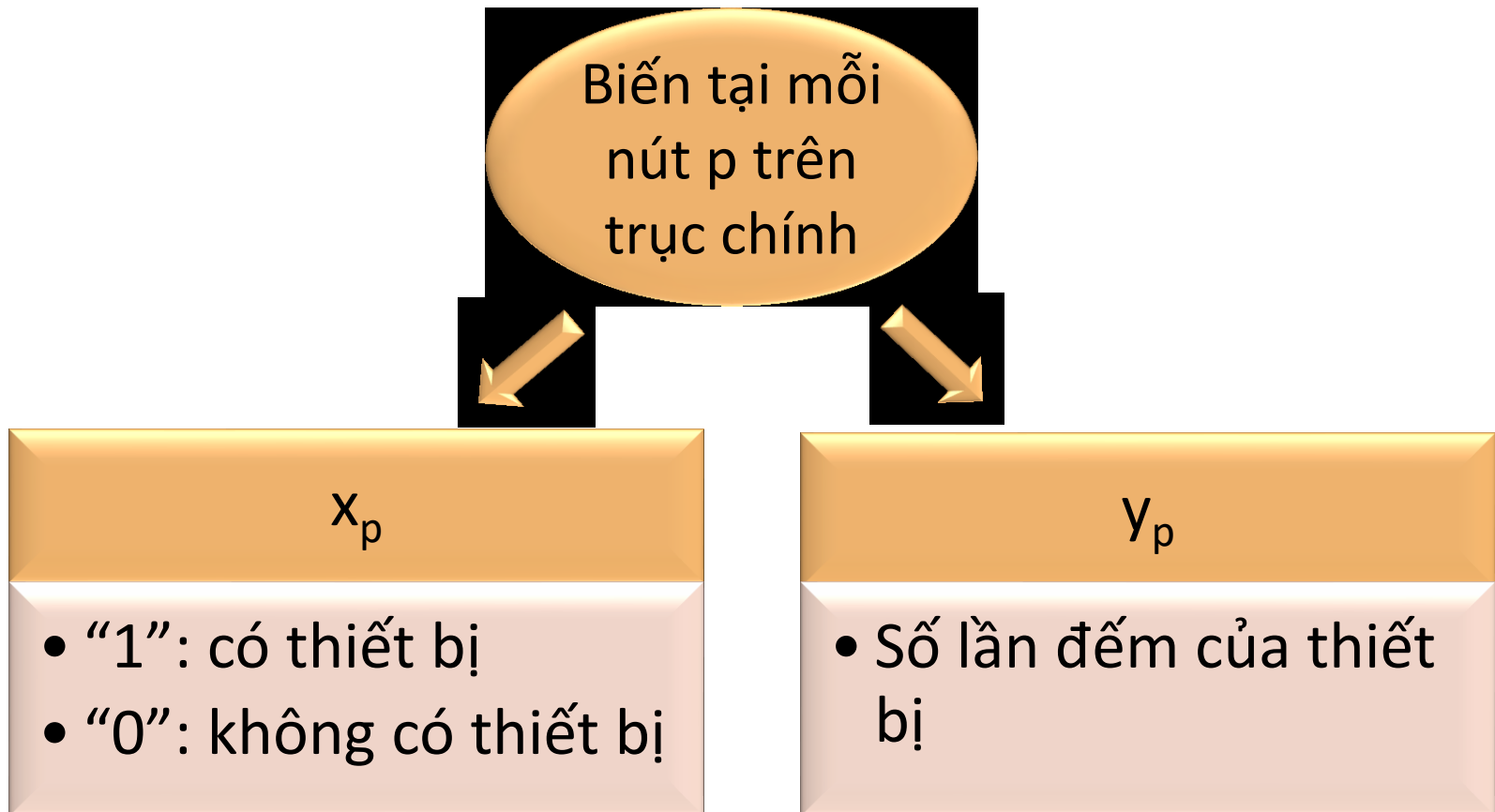
Giả thiết

Mỗi máy
biến áp là 1
khách hàng

Thời gian
tìm kiếm và
sửa chữa sự
cố không đổi

Phụ tải
không đổi

2. Xây dựng bài toán



2. Xây dựng bài toán

- Hàm mục tiêu: [10]

$$\min F = \sum_{p=1}^q (C_{T(p)} + P_{T(p)}) \cdot d_p \quad (1)$$

- Trong đó:

- q là số nút trên trục chính;
- p là thứ tự nút trên trục chính;
- d_p là khoảng cách từ nút p tới thiết bị phân đoạn gần nhất;
- $T(p)$ -vị trí tác động gần nguồn nhất khi sự cố tại nút p ;
- $C_{T(p)}$ và $P_{T(p)}$ là lượng khách hàng và phụ tải (chuẩn hóa) ở nút $T(p)$.

2. Xây dựng bài toán

- Hàm ràng buộc

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{p=1}^q x_p = SVT + DL \end{array} \right. \quad (2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq x_p \leq 1 \quad (p=\overline{1, \dots, q}) \end{array} \right. \quad (3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} x_s = 1 \quad s \in da_lap \end{array} \right. \quad (4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} y_p - y_{p-1} \leq 0 \quad (p=\overline{2, \dots, q}) \end{array} \right. \quad (5)$$

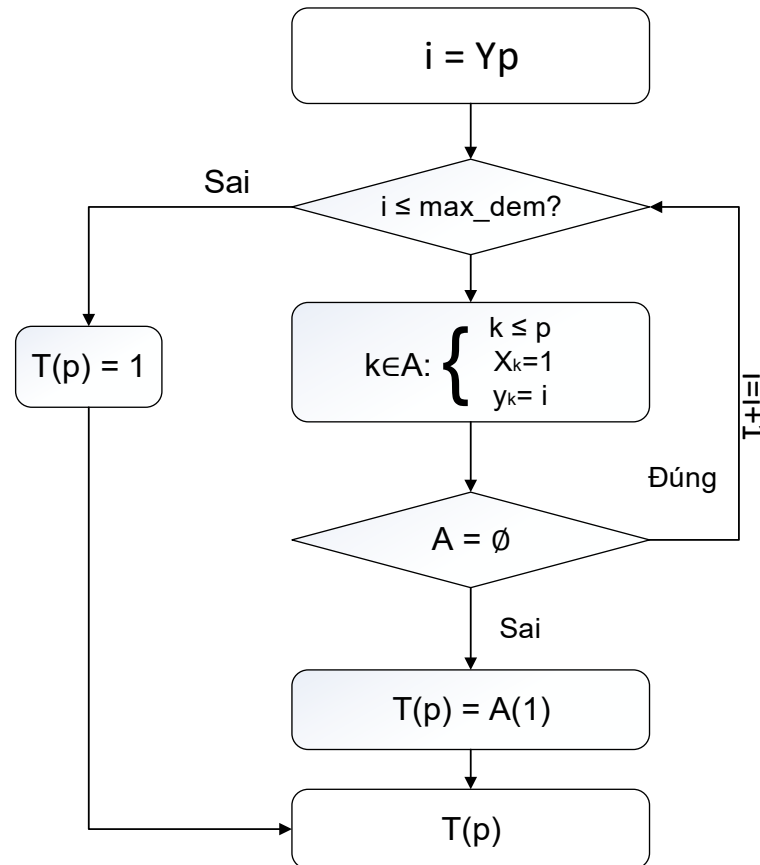
$$\left\{ \begin{array}{l} 1 \leq y_p \leq max_dem \quad (p=\overline{1, \dots, q}) \end{array} \right. \quad (6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} y_1 = max_dem \end{array} \right. \quad (7)$$

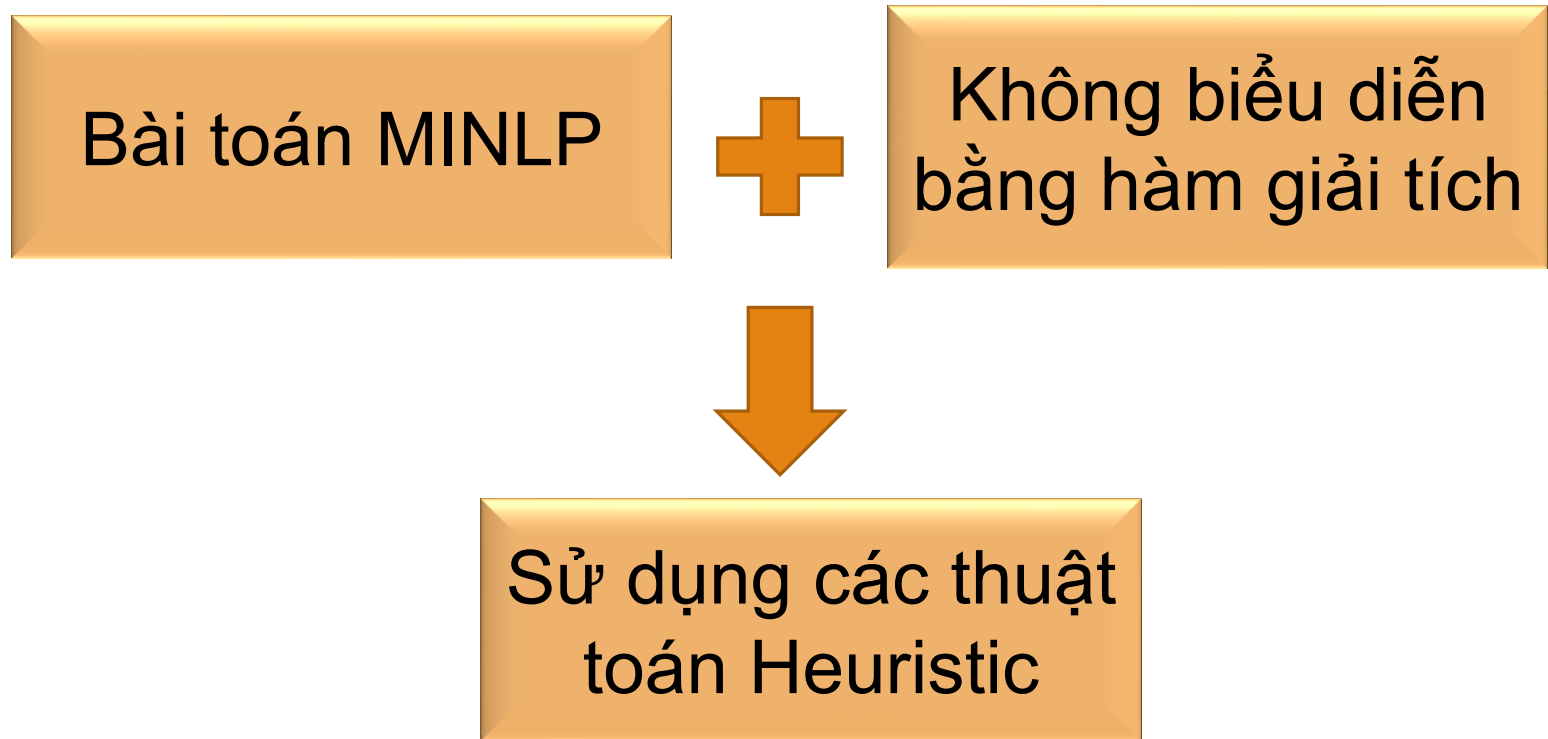
- SVT: số vị trí được lắp thiết bị;
- DL: số thiết bị đã lắp trên lưới;
- da_lap: tập các nút đã có thiết bị trên lưới điện;
- max_dem: số lần cắt của máy cắt đầu mạch.

2. Xây dựng bài toán

- Xác định $T(p)$ - vị trí tác động gần nguồn nhất khi sự cố tại nút p :



2. Xây dựng bài toán



2. Xây dựng bài toán

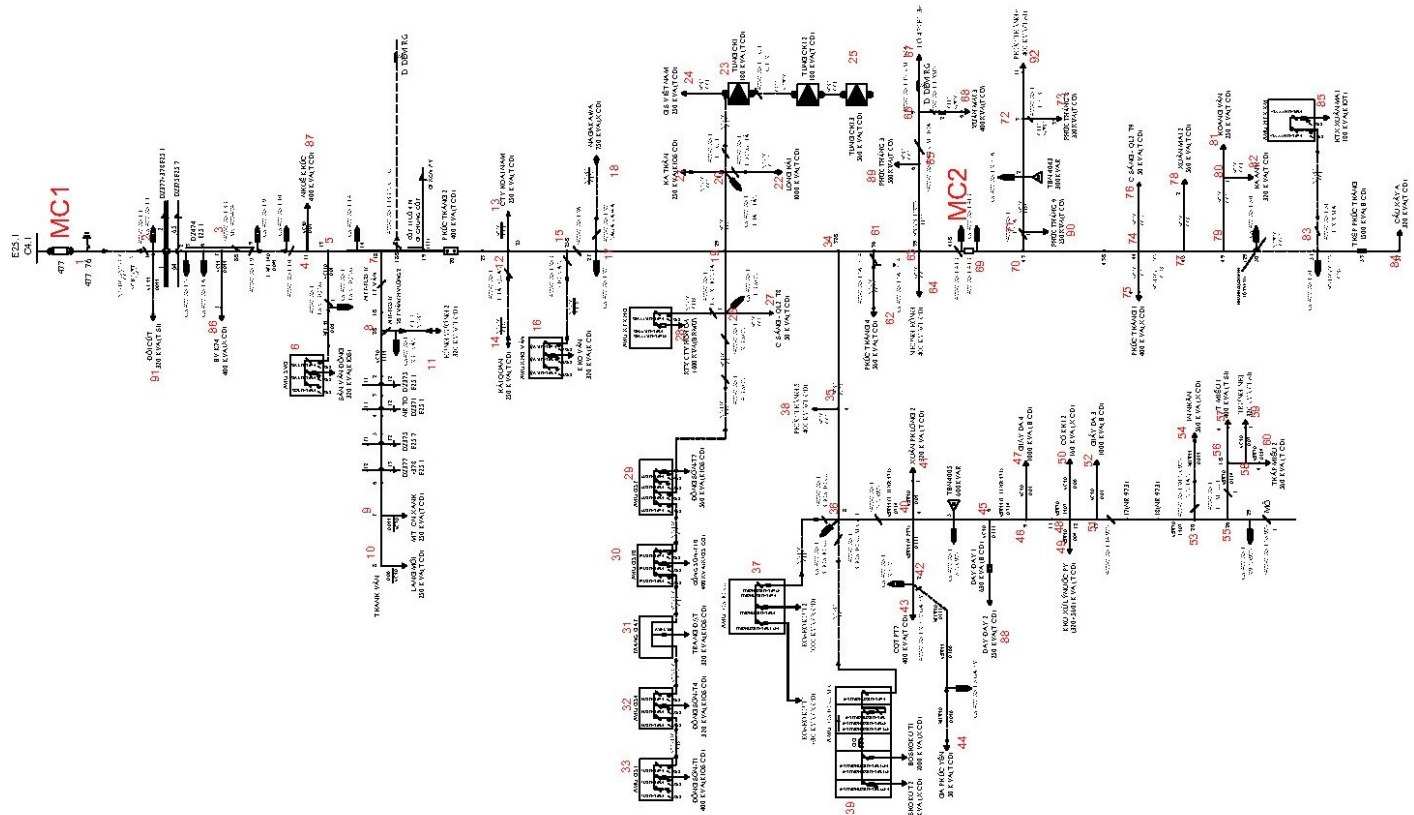
- Dự báo các chỉ tiêu về độ tin cậy

$$\text{ESAIDI} = \sum_{k=1}^E f_f \cdot t_f \cdot z_k \cdot \frac{C_k}{C} \cdot T_R \quad (8)$$

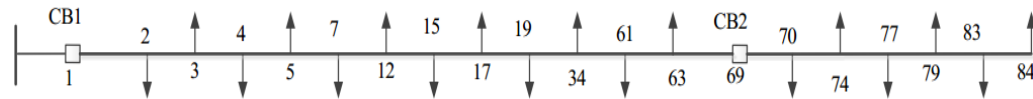
$$\text{EENS} = \sum_{k=1}^E f_f \cdot t_f \cdot z_k \cdot P_k \cdot T_R \quad (9)$$

- ESAIDI (h) và EENS (kWh): chỉ số SAIDI và ENS dự kiến;
- E là tổng số phân đoạn trên trục chính;
- f_f là tỉ số giữa số lần sự cố vĩnh cửu và tổng số sự cố;
- t_f là số sự cố trên 1 km trục chính trên 1 năm;
- z_k là độ dài phân đoạn k (km);
- P_k và C_k : lượng phụ tải và khách hàng bị mất điện khi sự cố xảy ra trên phân đoạn thứ k; T_R là thời gian sửa chữa sự cố trung bình (h).

3. Áp dụng cho lưới điện thực tế



3. Áp dụng cho lưới điện thực tế



- Các thông số chính của lưới

- Số nút: 92;
- Chiều dài trục chính: 13,774 km;
- Số nút trên trục chính: 20 nút;
- Tổng phụ tải (tính theo công suất định mức máy biến áp): 26,32 MW;
- Tổng số khách hàng: 52;
- SAIDI: 10,119 h/khách hàng; ENS: 266,39 MWh
- Thiết bị phân đoạn: Máy cắt 1 ở nút số 1 và máy cắt 2 trên trục chính cách máy cắt 1 7,185 km.

3. Áp dụng cho lưới điện thực tế

• Số vị trí lắp: 5; lần đếm của máy cắt đầu mạch là 2.

• Máy cắt đầu mạch:

• Hàm mục tiêu: $\min F = \sum_{p=1}^q (C_{T(p)} + P_{T(p)}) \cdot d_p$

• Hàm ràng buộc:

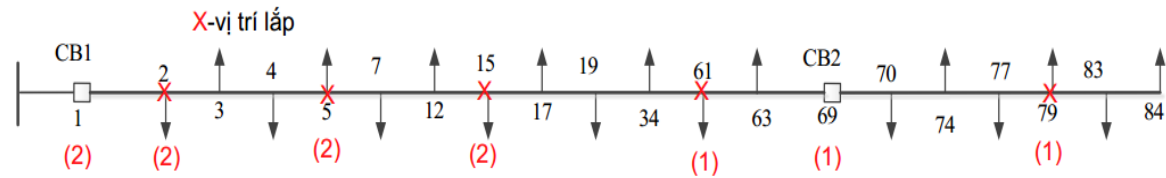
$$\begin{cases} \sum_{p=1}^{20} x_p = 7 \\ 0 \leq x_p \leq 1 & (p=\overline{1, \dots, 20}) \\ x_s = 1 & s \in \{1, 14\} \\ y_p - y_{p-1} \leq 0 & (p=\overline{2, \dots, 20}) \\ 0 \leq y_p \leq 2 & (p=\overline{1, \dots, 20}) \\ y_1 = 2 \end{cases}$$

3. Áp dụng cho lưới điện thực tế

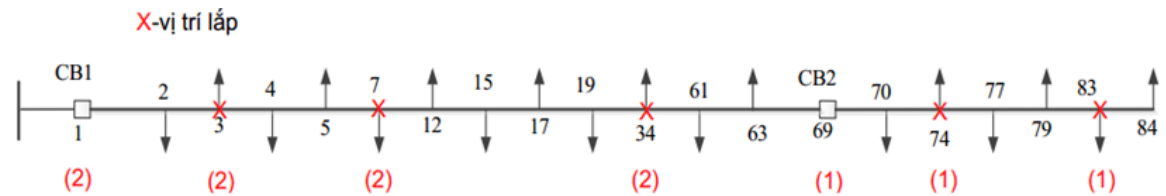
p	x_p	y_p	p	x_p	y_p
<u>1</u>	1	2	11	0	1
2	1	2	12	0	1
3	0	2	13	1	1
4	0	2	<u>14</u>	1	1
5	1	2	15	0	1
6	0	2	16	0	1
7	0	2	17	0	1
8	1	2	18	1	1
9	0	1	19	0	1
10	0	1	20	0	1
F(x, y)			3,57		

3. Áp dụng cho lưới điện thực tế

- Kết quả tính toán



- Phương án so sánh

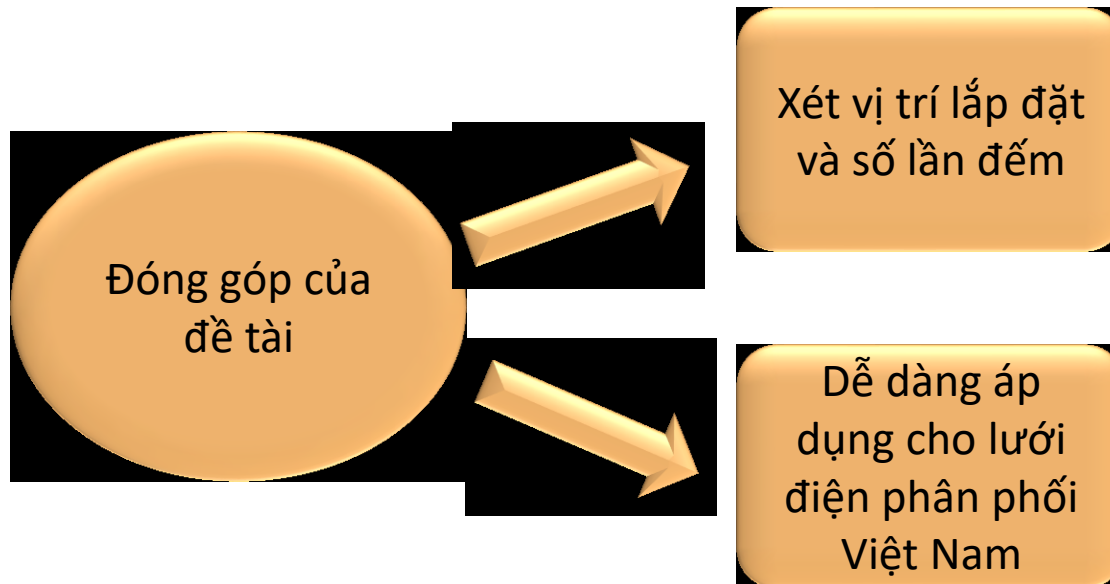


3. Áp dụng cho lưới điện thực tế

So sánh chỉ tiêu độ tin cậy các phương án

	SAIDI (h/khách hàng)	ENS (MWh)	F(x, y)
Chưa lắp thiết bị	10,119	266,39	58,3
Phương án so sánh	7,058	186,59	9,65
Kết quả tính toán	6,95	184,12	3,57

4. Kết luận



4. Kết luận

- Chưa xét các yếu tố khác
 - Sự ảnh hưởng của nguồn điện phân tán,
 - Sự thay đổi của đồ thị phụ tải
 - Lắp thiết bị trên nhiều nhánh rẽ.

Tài liệu tham khảo

- [1] IEEE Std 1366TM, “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” 2003.
- [2] F. H. H. Magnago and A. Abur, “Fault location Using Wavelets,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 13, no. 4, pp. 1475–1480, 1998.
- [3] R. H. Salim, K. C. O. Salim, and A. S. Bretas, “Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems,” IET Gener. Transm. Distrib., vol. 5, no. 4, p. 467, 2011.
- [4] M. Mirzaei, M. A. Kadir, E. Moazami, and H. Hizam, “Review of fault location methods for distribution power system,” Aust. J. ..., vol. 3, no. 3, pp. 2670–2676, 2009.
- [6] K. Sun, Q. Chen, and Z. Gao, “An Automatic Faulted Line Section Location Method for Electric Power Distribution Systems Based on Multisource Information,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 31, no. 4, pp. 1542–1551, 2016.

Tài liệu tham khảo

[7] “ABB AutoLink resettable electronic sectionalizers Medium voltage products to increase reliability and performance of overhead networks Table of contents.”

[8] Inael, “Automatic Electronic Sectionalizing.”

[9] D. M. B. S. De Souza, V. Ziolkowski, and R. a Flauzino, “Efficient allocation of fault indicators in distribution circuits using fuzzy logic,” *Power Energy Soc. Gen. Meet. 2009. PES '09. IEEE*, pp. 1–6, 2009.

[10] W. F. Usida, D. V. Coury, R. A. Flauzino, and I. N. da Silva, “Efficient Placement of Fault Indicators in an Actual Distribution System Using Evolutionary Computing,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 1841–1849, Nov. 2012.

[11] R. L. Haupt and S. E. Haupt, *Practical genetic algorithms*, 2nd ed., vol. 18. 2006.

XIN CẢM ƠN THẦY CÔ VÀ CÁC
BẠN ĐÃ LẮNG NGHE.

XIN CẢM ƠN THẦY CÔ VÀ CÁC
BẠN ĐÃ LẮNG NGHE.

XIN CẢM ƠN THẦY CÔ VÀ CÁC
BẠN ĐÃ LẮNG NGHE.

XIN CẢM ƠN THẦY CÔ VÀ CÁC
BẠN ĐÃ LẮNG NGHE.

XÁC ĐỊNH TRỤC CHÍNH

- Xác định số nút của hệ thống và đặt số; (nút 1 ở máy cắt đầu mạch, nút ở sau có số lớn hơn nút ở trước)
- xi-khoảng cách từ nút i tới nút đầu mạch;
- bi-khoảng cách từ nút thứ i tới nút ngay phía trước của nó;

XÁC ĐỊNH TRỰC CHÍNH

- Dạng hệ phương trình

$$\begin{cases} \mathbf{x}_1 = \mathbf{b}_1 \\ \mathbf{x}_2 - \mathbf{x}_1 = \mathbf{b}_2 \\ \mathbf{x}_3 - \mathbf{x}_2 = \mathbf{b}_3 \\ \dots \end{cases}$$

XÁC ĐỊNH TRỰC CHỈNH

- Viết dưới dạng ma trận

$$A.x = b$$

$$\Rightarrow x = A^{-1}.b$$

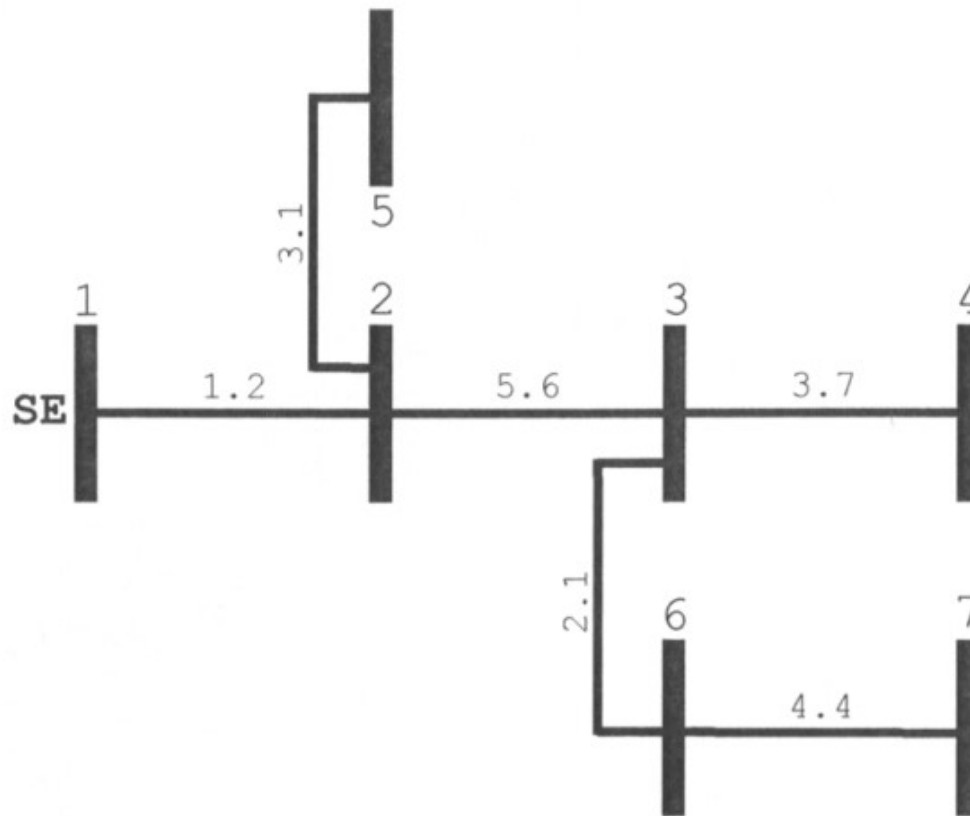
XÁC ĐỊNH TRỤC CHÍNH

- Ma trận $A(n,n)$: $A(i, i)=1$; $A(i, j)=-1$ nếu j là nút ngay phía trước của i , còn lại bằng 0.
- Vector b : $b(i)$ -khoảng cách từ nút i tới nút upstream của nó.
- $i, j=1,2,\dots,n$.

XÁC ĐỊNH TRỤC CHÍNH

- Xác định được x_{\max} (giả sử $x_k = x_{\max}$);
- Nút k là nút cuối của trục chính;
- Nút trên trục chính: các giá trị bằng 1 của dòng thứ k của A^{-1}

XÁC ĐỊNH TRỤC CHÍNH



XÁC ĐỊNH TRỰC CHÍNH

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & & & & & & & \\ -1 & 1 & & & & & & \\ & -1 & 1 & & & & & \\ & & -1 & 1 & & & & \\ & -1 & & & 1 & & & \\ & & -1 & & & 1 & & \\ & & & & & & -1 & 1 \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{b} = (0 \ 1.2 \ 5.6 \ 3.7 \ 3.1 \ 2.1 \ 4.4)^T$$



$$\mathbf{x} = (0 \ 1.2 \ 6.8 \ 10.5 \ 4.3 \ 8.9 \ 13.3)^T$$

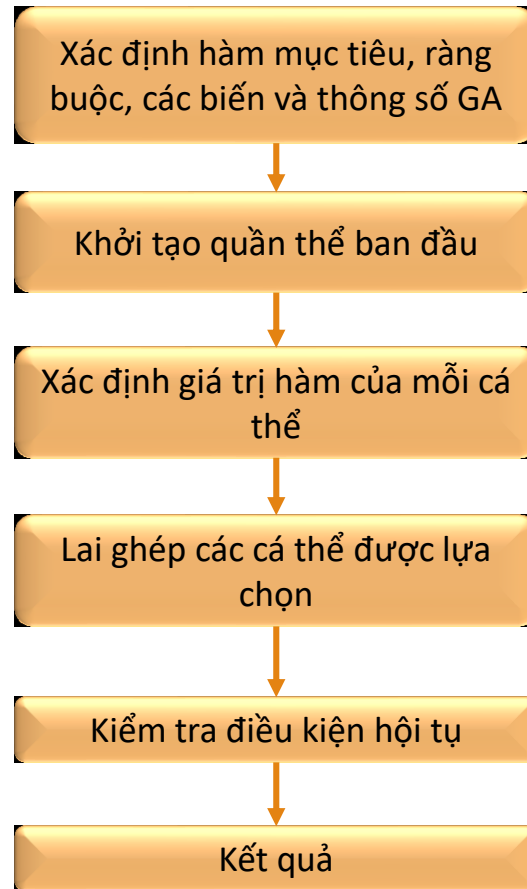
XÁC ĐỊNH TRỤC CHÍNH

$$\mathbf{A}^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & & \\ 1 & 1 & 1 & & & & & \\ 1 & 1 & 1 & 1 & & & & \\ 1 & 1 & & & 1 & & & \\ 1 & 1 & 1 & & & & 1 & \\ 1 & 1 & 1 & & & & 1 & 1 \end{pmatrix}$$



$$A_{7,1\dots 7}^{-1} = (1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1)$$

Giải thuật di truyền





TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA HÀ NỘI
HANOI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

BÁO CÁO

XÂY DỰNG CÁC MÔ HÌNH MÔ PHỎNG PHỤC VỤ PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ HIỆN TƯỢNG CỘNG HƯỞNG DƯỚI ĐỒNG BỘ (SUBSYNCHRONOUS RESONANCE- SSR)

Sinh viên thực hiện:

Đỗ Ngọc Hiến

Giảng viên hướng dẫn:

TS. Lê Đức Tùng

Nội dung

Sơ lược về hiện tượng cộng dưới đồng bộ SSR



Mục tiêu của nghiên cứu



Mô hình phân tích hiện tượng SSR trên phần mềm EMTP-RV

I. Sơ lược về hiện tượng SSR

Đặt vấn đề:

Sử dụng tụ bù dọc đường dây là một giải pháp hiệu quả, kinh tế được sử dụng phổ biến giúp tăng khả năng tải và độ ổn định của hệ thống.

Tuy nhiên, bên cạnh những lợi ích đem lại, việc đặt tụ bù dọc trên đường dây lại một trong những nguyên nhân gây ra hiện tượng cộng hưởng tần số dưới đồng bộ (SSR) rất nguy hiểm và để lại hậu quả nặng nề.



Hình 1: Hệ thống tụ bù dọc

I. Sơ lược về hiện tượng SSR

Định nghĩa:

Hiện tượng cộng hưởng tần số thấp (Subsynchronous Resonance – SSR) là hiện tượng được IEEE định nghĩa như sau: “*Cộng hưởng tần số thấp là một chế độ vận hành của hệ thống điện mà ở đó có trao đổi năng lượng giữa hệ thống với turbine máy phát ở một vài tần số dưới đồng bộ*”.

Nguyên nhân:

- Khi đường dây truyền tải nối với nhà máy được đặt bù dọc, sẽ xuất hiện tần số tự nhiên :

$$f_{er} = f_0 \sqrt{\frac{X_C}{X_L + X_T + X_{sys}}}$$

- Tần số dưới đồng bộ này sẽ sinh ra dòng điện cảm ứng trong rotor có tần số:

$$f_n = f_0 - f_{er}$$

- Nếu tần số riêng của trục rotor gần với tần số f_n , hiện tượng cộng hưởng sẽ xảy ra đồng nghĩa với việc momen xoắn trên các trục càng có xu hướng tăng lên.

I. Sơ lược về hiện tượng SSR

Hậu quả:

- Gây ra sự mỏi trục dẫn đến giảm tuổi thọ của trục turbine máy phát.
- Trường hợp nặng nề có thể gây hỏng hóc và phá hỏng trục turbine máy phát.

II. Mục tiêu của đề tài

Các nghiên cứu gần đây về hiện tượng SSR:

- Lê Đức Tùng, «ETUDE DE LA RESONANCE SUBSYNCHRONNE DE TORSION DANS LES SYSTEMES ELECTRIQUES. STABILISATION DU PHENOMENE EN UTILISANT LE TCSC», Memoire de fin d'etudes, 2007
 - Nguyễn Đức Hùng, «Áp dụng thiết bị bù SVC để giảm thiểu tác động của sự cố cộng hưởng cơ điện SSR trong hệ thống điện», Luận văn thạc sĩ, 2015.
 - Lê Đức Tùng, «Mô phỏng mô hình chuẩn IEEE bằng phần mềm ATP phục vụ nghiên cứu hiện tượng cộng hưởng dưới đồng bộ», Tạp chí khoa học và công nghệ các trường kỹ thuật, 01/2016
 - Trương Ngọc Minh, Lê Đức Tùng, Nguyễn Hoàng Việt, Nguyễn Thành Đức, Lê Gia Thi, «XÂY DỰNG MÔ HÌNH MÁY PHÁT – TURBINE NHIỆT ĐIỆN TRONG MATLAB PHỤC VỤ NGHIÊN CỨU CỘNG HƯỞNG TẦN SỐ DƯỚI ĐỒNG BỘ», Tạp chí khoa học và công nghệ Đại học Đà Nẵng, 2017
- Cần xây dựng các mô hình đa dạng, có khả năng mô tả hệ thống thực tế (mô hình nhiều máy phát, lộ đường dây kép...) → Đề tài: **Xây dựng các mô hình mô phỏng phục vụ phân tích đánh giá hiện tượng cộng hưởng dưới đồng bộ.**

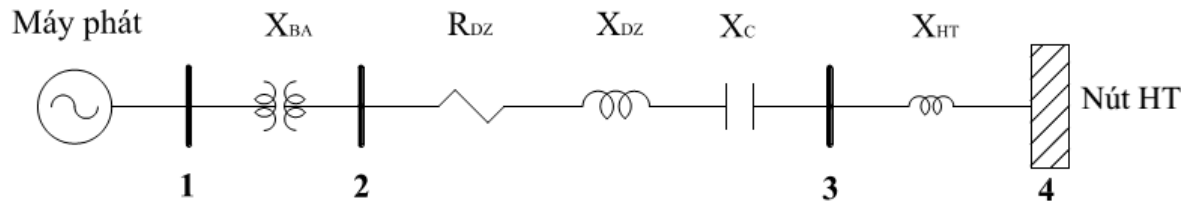
II. Mục tiêu của đề tài

- Sử dụng công cụ mô phỏng EMTP-RV:
 - ✓ Công cụ mô phỏng số, đặc biệt mạnh trong mô phỏng quá trình quá độ
 - ✓ Đối với Máy phát điện: EMTP-RV cho phép mô phỏng hệ tuabin nhiều khối (không bị giới hạn như ATP/EMTP)
 - ✓ Hỗ trợ nhiều mô hình trong hệ thống điện: đường dây, máy biến áp, tụ bù,...
 - ✓ Có thể mô phỏng theo miền thời gian và miền tần số.

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

- Việc nghiên cứu về hiện tượng SSR thường được thực hiện trên 2 mô hình chuẩn của IEEE là First Benchmark (FBM) và Seconde Benchmark (SBM) rồi sau đó mở rộng ra các mô hình trên thực tế.

❖ Mô hình FBM



Hình 2: Sơ đồ IEEE First Benchmark

Bảng 1: Thông số của máy phát điện đồng bộ

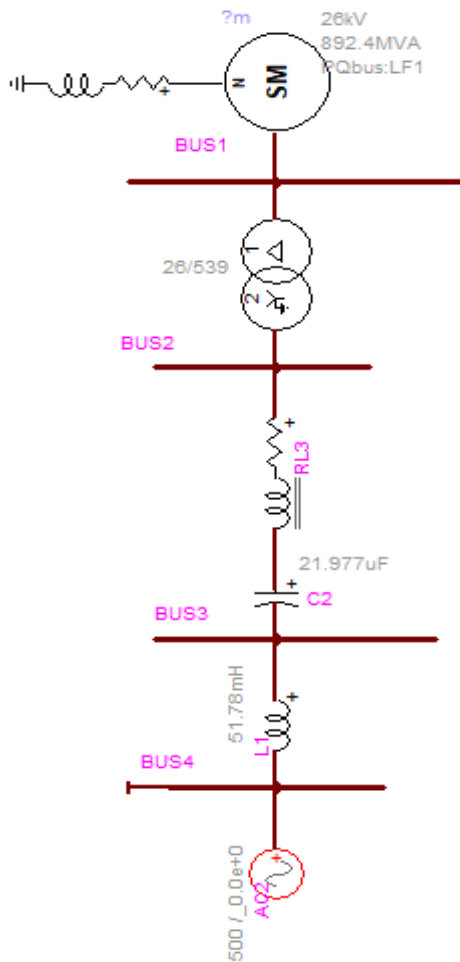
$x_d = 1,79$	$x_{md} = 1,66$	$x_q = 1,71$	$x_{mq} = 1,58$
$\omega_b r_f' = 0,53$	$\omega_b r_{kd}' = 1,54$	$\omega_b r_{kq}' = 3,1$	$\omega_b r_{kq2}' = 5,3$
$x_{fj}' = 0,062$	$x_{ikd}' = 0,0055$	$x_{ikq}' = 0,095$	$x_{ikq2}' = 0,326$
$x_b = 0,13$	$r_s = 0,001$	$D_\omega = 0$	
$x_d'' = 0,169$	$x_d'' = 0,135$	$x_q'' = 0,228$	$x_d'' = 0,200$

Bảng 2: Thông số của lưới điện

Thông số	Thành phần thứ tự thuận	Thành phần thứ tự không
R_{DZ}	0.02	0.5
X_{BA}	0.14	0.14
X_{DZ}	0.5	1.56
X_{HT}	0.06	0.06
X_C	0.35	0.35

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

- Mô hình mô phỏng trên phần mềm EMTP của mô hình SSR



- Kịch bản mô phỏng: mức bù là 74,2%, ngắn mạch tại Bus 3 trong khoảng thời gian từ 50ms đến 125ms.
- Trong trường hợp bù 74,2% trên lưới thì tần số tự nhiên của lưới điện là:

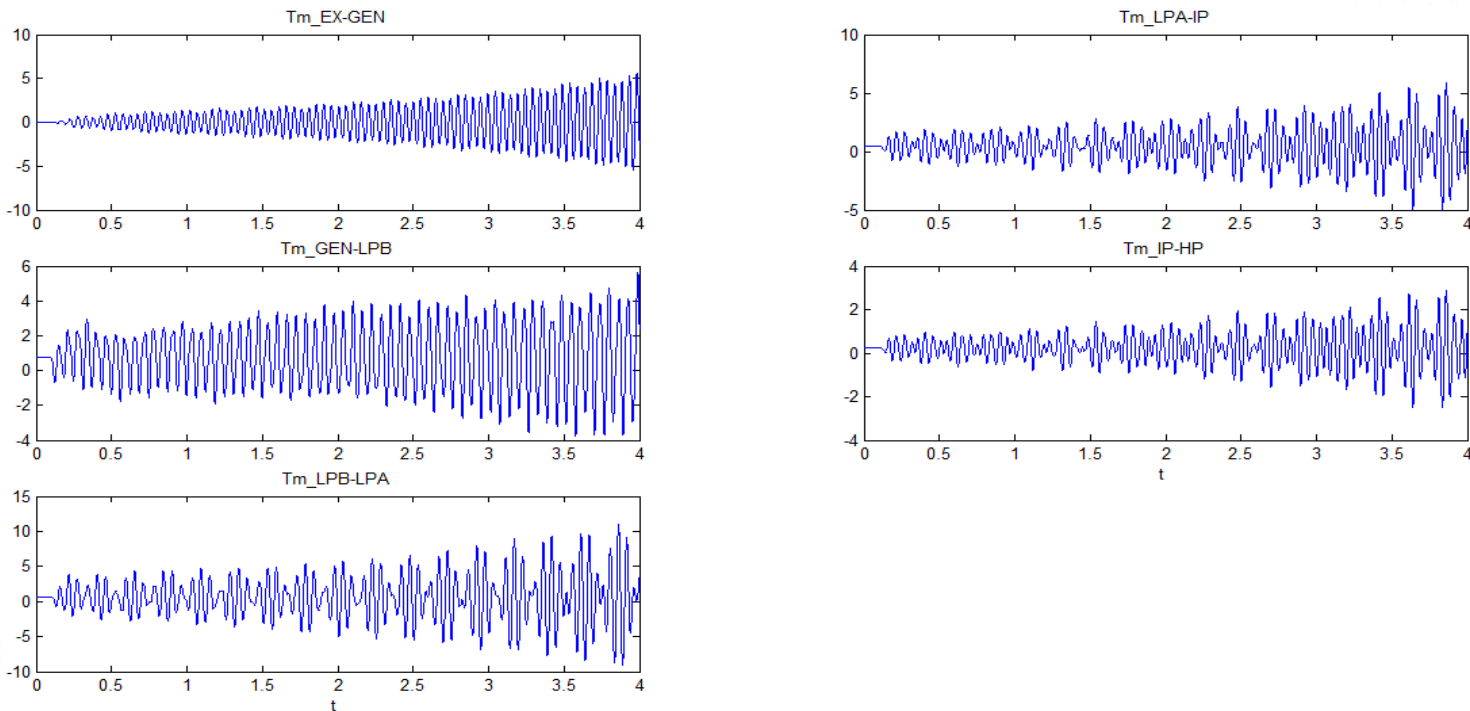
$$f_e = f_s \sqrt{X_c / X} = 60 \sqrt{0,371 / 0,7} = 43,7 \text{ Hz}$$

- Tần số dưới động bộ: $f_{sub} = f_s - f_e = 60 - 43,7 = 16,3 \text{ Hz}$. Giá trị này gần với các tần số riêng của các đoạn trục (từ 15 đến 20 Hz), nên hiện tượng SSR xảy ra. Ta sẽ chạy mô phỏng để kiểm tra.

Hình 3: Mô hình FBM trên EMTP

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

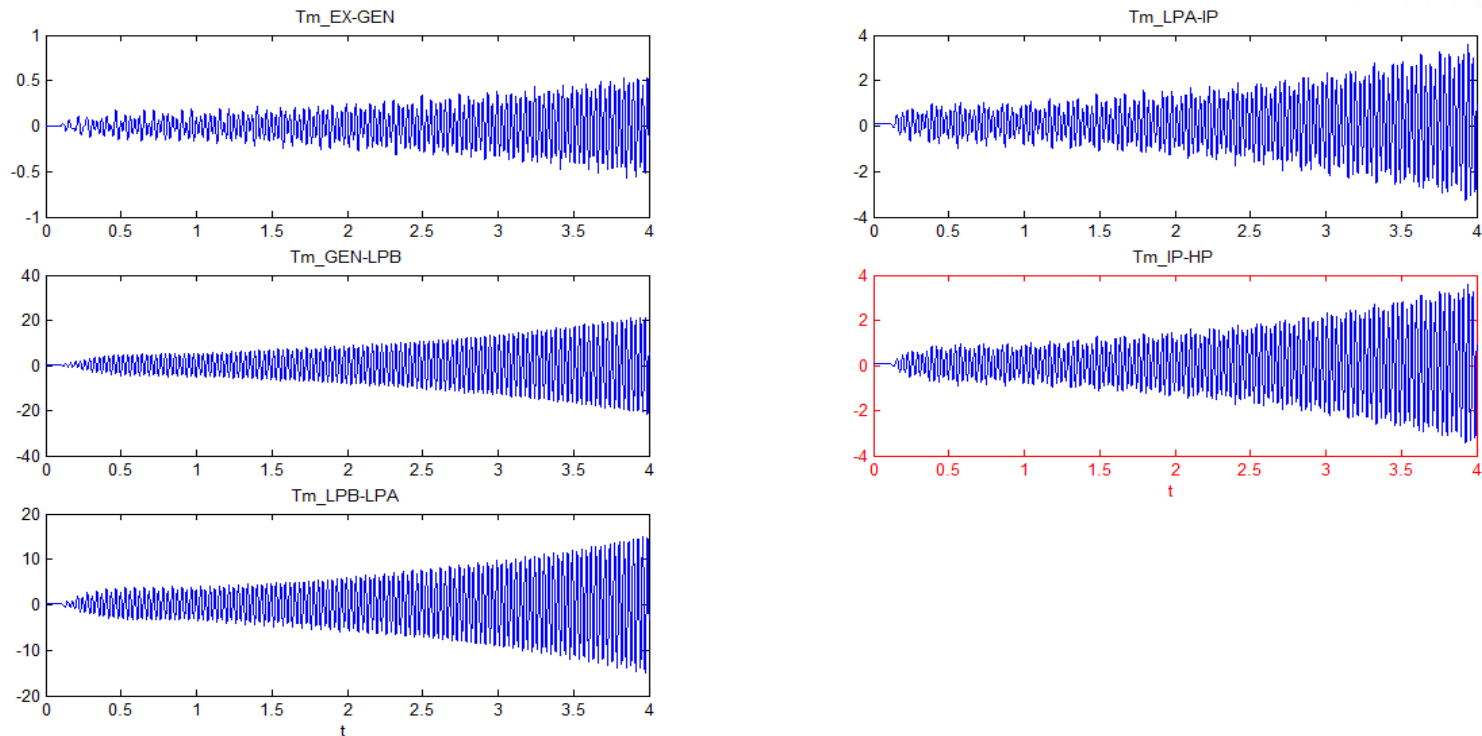
- Kết quả mô phỏng khi bù 74,2%



Hình 4: Mô men xoắn trục máy phát với mức bù 74,2%

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

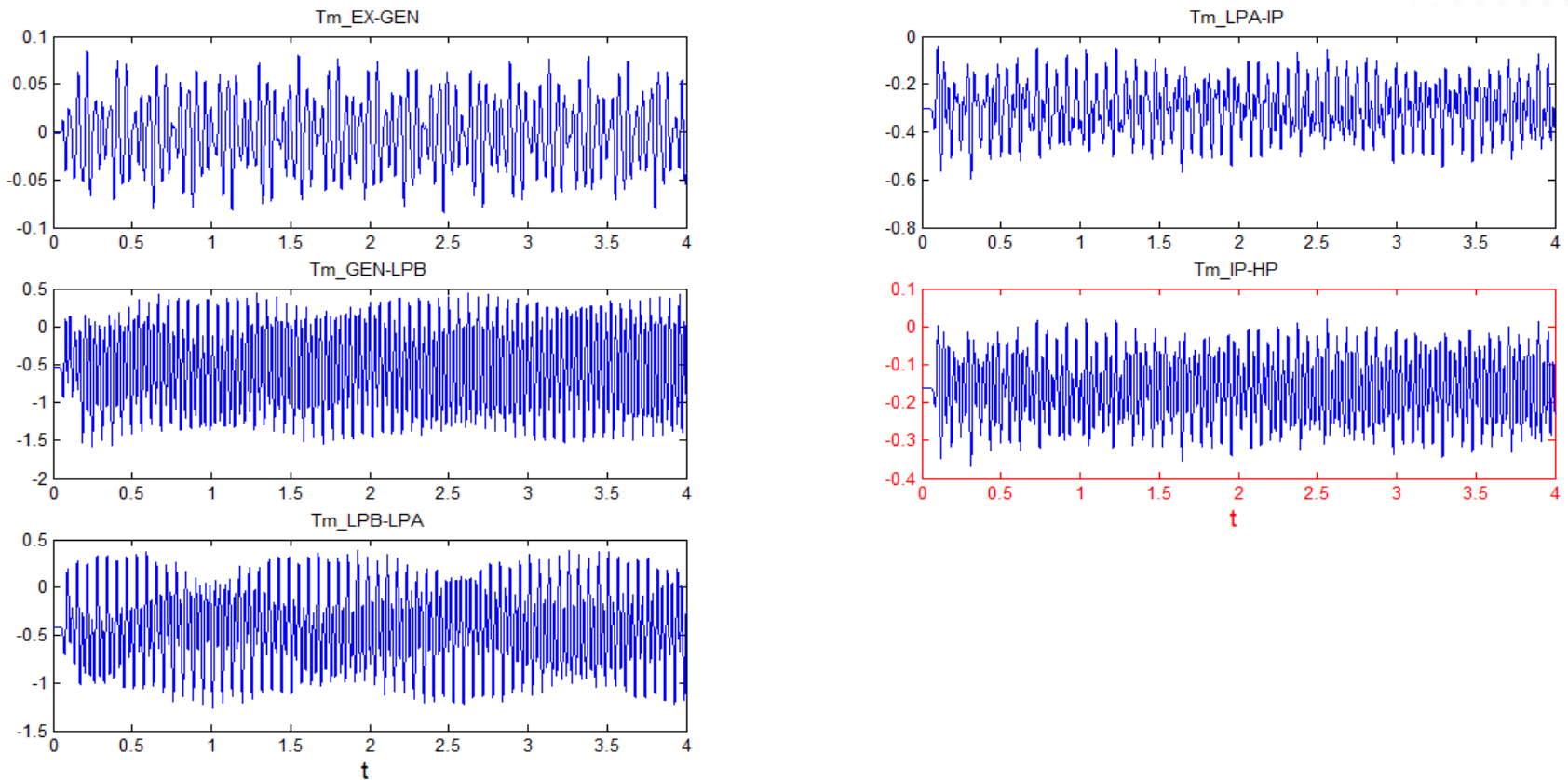
- Kết quả mô phỏng khi bù 40%



Hình 5: Mô men xoắn trực máy phát với mức bù 40%

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

- Khi bù 20%, ta thu được kết quả



Hình 6: Mô men xoắn trục máy phát với mức bù 20%

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

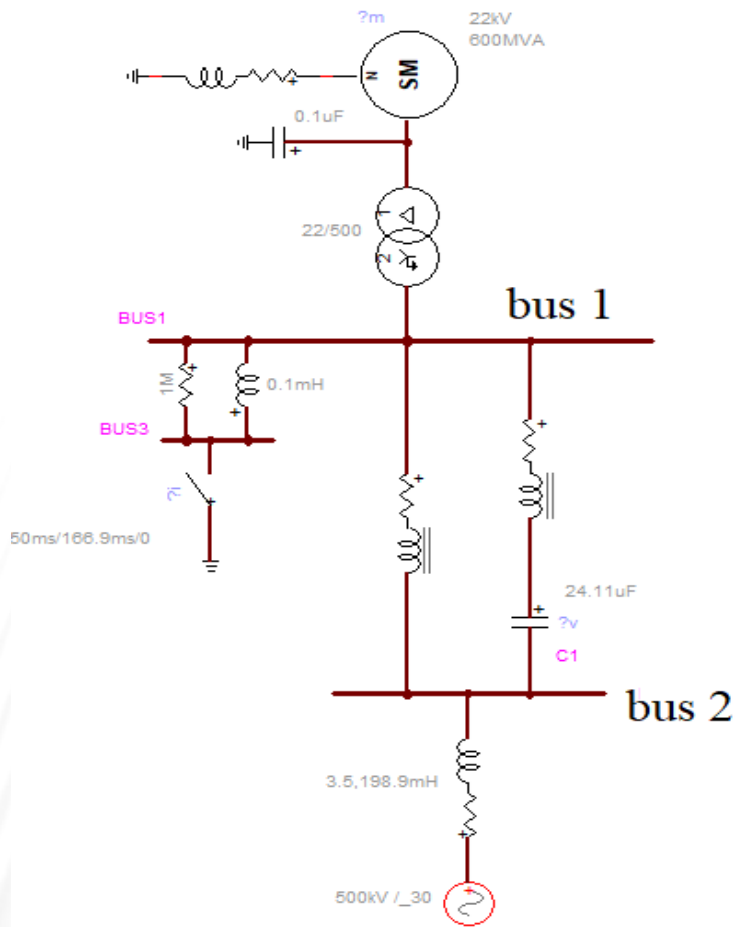
➤ Nhận xét :

- Với hai mức bù 74,2% và 40% thì đều xảy ra hiện tượng SSR do sinh ra tần số dưới đồng bộ trùng với tần số giao động tự nhiên của hệ trục. Còn khi bù 20% thì hiện tượng SSR đã không xảy ra trên mô hình do với mức bù này thì không xuất hiện tần số thấp nào gần với các mode giao động riêng của hệ trục.
- Áp dụng lại công thức ta cũng có thể tính toán được những dung lượng tụ bù có thể gây ra hiện tượng cộng hưởng dưới đồng bộ SSR.

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

❖ Mô phỏng mô hình SBM trên phần mềm EMTP

➤ Mô hình 1 :



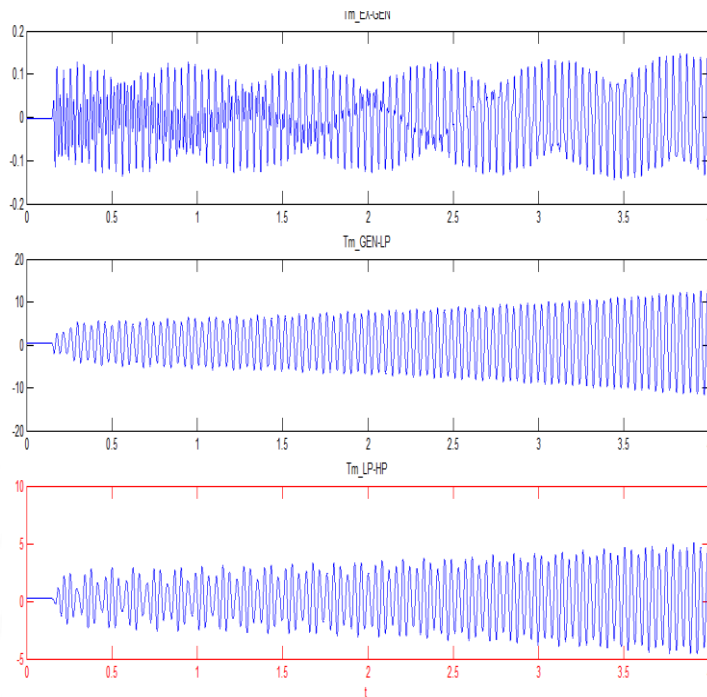
- Kích bản mô phỏng: ngắn mạch tại Bus 1 trong thời gian từ 150ms trong khoảng 17ms, bù 55%.

- tính toán tương tự như với mô hình FBM thì ta thấy được với mức bù này thì sẽ xuất hiện tần số dưới đồng bộ là 24,59 hz rất sát với 1 mode giao động của máy 1 (24,65 hz)

Hình 7: Mô hình SBM có lộ kép trên EMTP

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

- ❖ Mô phỏng mô hình SBM trên phần mềm EMTP
- Kết quả mô phỏng



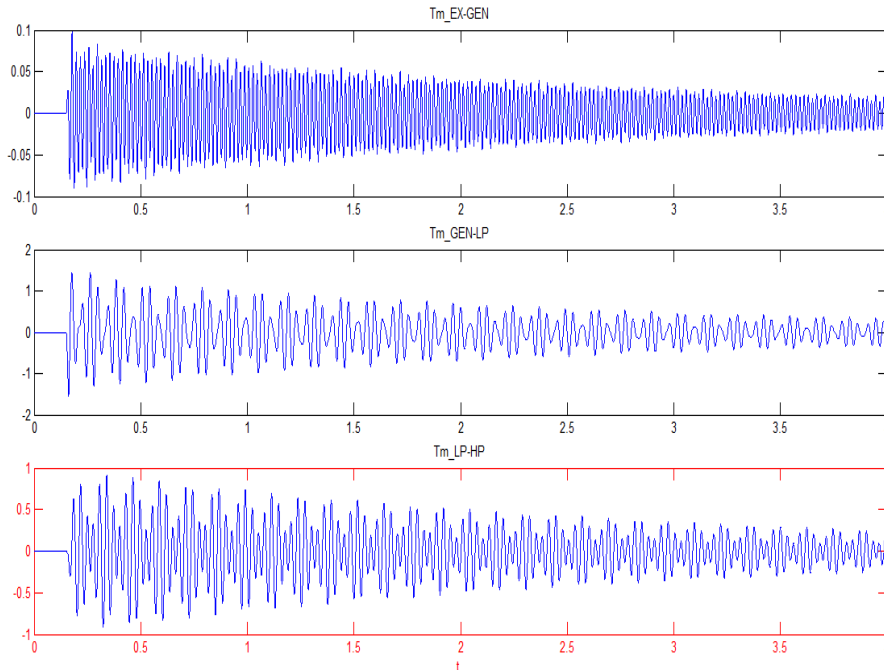
Nhận xét:

- với mức bù 55% thì có xuất hiện hiện tượng cộng hưởng dưới đồng bộ khi có sự cố.

Hình 8: Mô men xoắn trục máy phát

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

- ❖ Mô phỏng mô hình với mức bù 30 % đây là mức bù không sinh ra tần số thấp trùng với tần số giao động tự nhiên của trục tuabine
- Kết quả mô phỏng



Nhận xét:

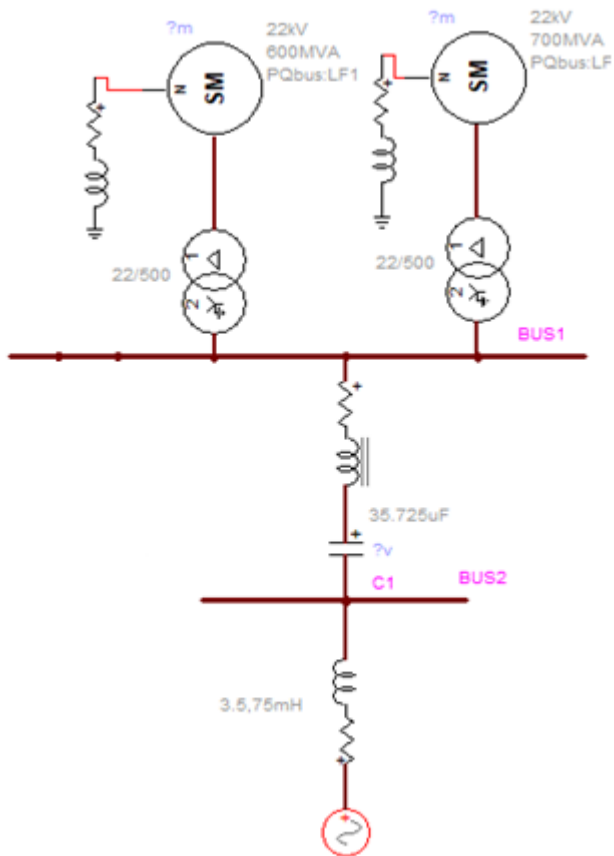
- với mức bù 30% thì không xuất hiện hiện tượng cộng hưởng dưới đồng bộ khi có sự cố.

Hình 9: Mô men xoắn trục máy phát

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

❖ Mô phỏng mô hình SBM trên phần mềm EMTP

➤ Mô hình 2 :



- Kịch bản mô phỏng: ngắn mạch tại Bus 1 trong thời gian từ 150ms trong khoảng 17ms, bù 55%.

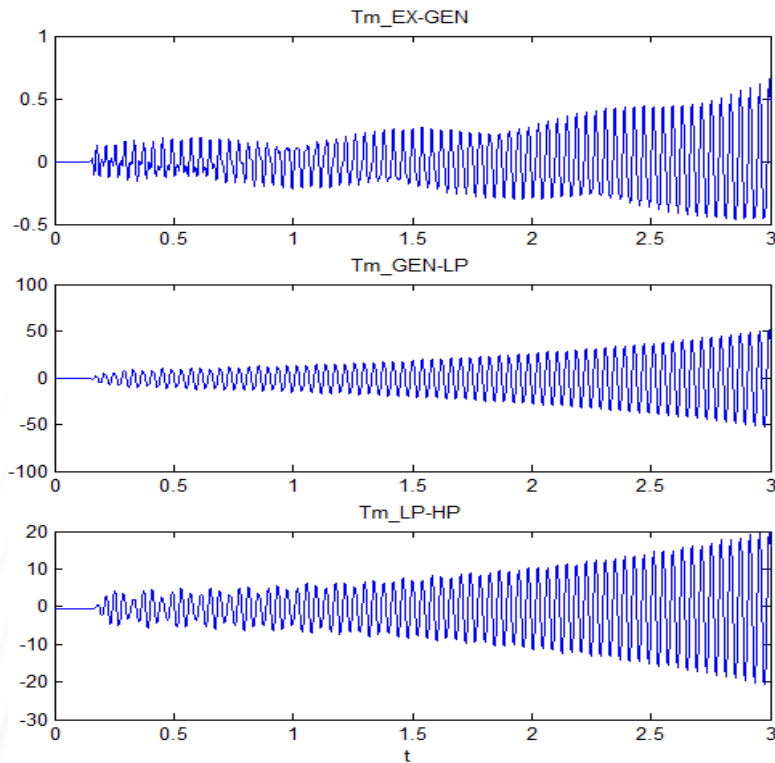
- tính toán ta thấy được với mức bù này thì sẽ xuất hiện tần số dưới đồng bộ gần với 2 mode giao động của máy 1 (24,65 hz) và máy 2 (24,65 hz). Ta tiến hành mô phỏng để kiểm tra

Hình 10: Mô hình SBM hai máy phát trên EMTP

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

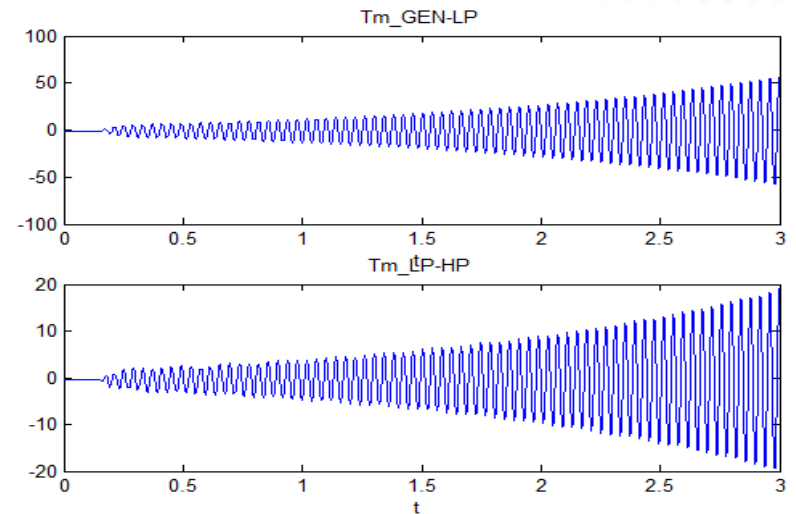
❖ Mô phỏng mô hình SBM 2 máy phát trên phần mềm EMTP

Máy 1



Hình 11: Mô men xoắn trục máy 1

Máy 2

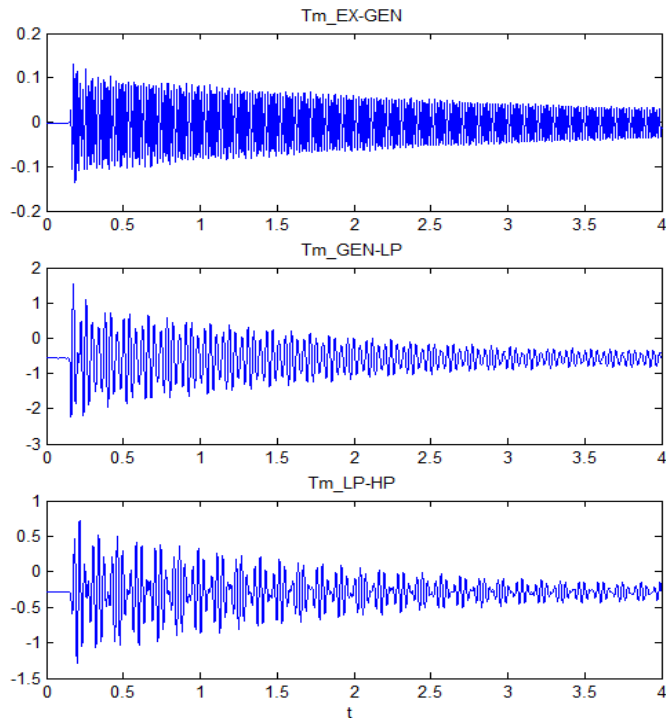


Hình 12: Mô men xoắn trục máy 2

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

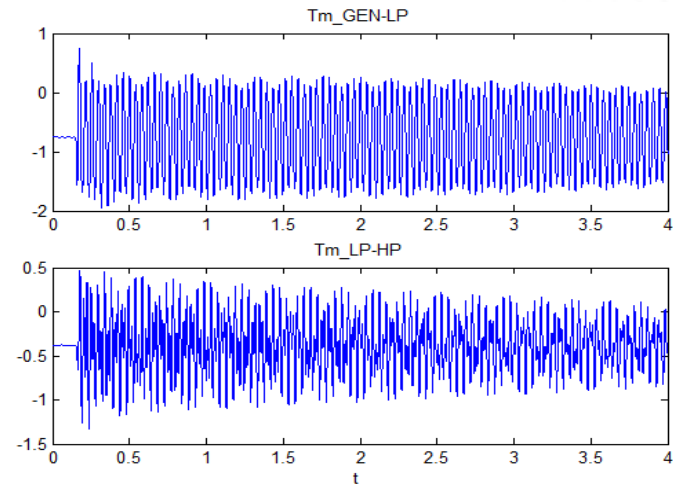
❖ Chạy thử mô hình với mức bù 25%

Máy 1



Hình 13: Mô men xoắn trục máy 1

Máy 2



Hình 14: Mô men xoắn trục máy 2

III. Mô phỏng trên phần mềm EMTP

➤ Nhận xét:

- Với dung lượng bù 55% thì có xảy ra hiện tượng cộng hưởng dưới đồng bộ, còn với mức bù 25 % thì không. Kết quả này phù hợp với kết quả đánh giá trên lý thuyết.
- Ta thấy với mô hình 2 máy phát thì mô men xoắn có xu hướng mở rộng nhanh hơn so với mô hình một máy phát. Qua đây ta thấy được ảnh hưởng của hiện tượng SSR với mô hình 2 máy phát là rất lớn

IV. Kết luận

- Hiện tượng cộng hưởng dưới đồng bộ xảy ra khi có sự cố trong hệ thống làm xuất hiện tần số dưới đồng bộ gần với tần số giao động riêng của hệ thống tuabine máy phát.
- Các mô hình mô phỏng hiện tượng SSR đã được thiết lập và kiểm tra. từ đó có thể sử dụng cho các hướng nghiên cứu tiếp theo về hiện tượng.
- Các hướng nghiên cứu tiếp theo:
 - Sử dụng các thiết bị để ngăn chặn hiện tượng SSR như sử dụng bộ lọc thụ động, thiết bị bù SVC,...



*Xin cảm ơn thầy, cô và
các bạn đã theo dõi!*



TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA HÀ NỘI
HANOI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY

BÁO CÁO SINH VIÊN NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP LES (LEAST ERROR SQUARES) ĐỂ NGĂN NGỪA SỤT GIẢM ĐIỆN ÁP NGẮN HẠN TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Sinh viên thực hiện:

Đào Anh Tú

Trương Văn Đoàn

Mã số sinh viên:

20134470

20141057

Lớp:

KTĐ 02 – K58

Điện 1 – K59

Giảng viên hướng dẫn:

TS. Trương Ngọc Minh

NỘI DUNG

Nội dung báo cáo :

1 Lý do lựa chọn đề tài

2 Phương pháp phát hiện sụt giảm điện áp ngắn hạn LES

3 Ứng dụng phương pháp LES cho bộ điều khiển thiết bị DVR

4 Một số kết quả tính toán

1. Lý do lựa chọn đề tài

- Chất lượng điện năng
- Sụt giảm điện áp ngắn hạn
- Phương pháp truyền thống Clark-Park có nhiều nhược điểm

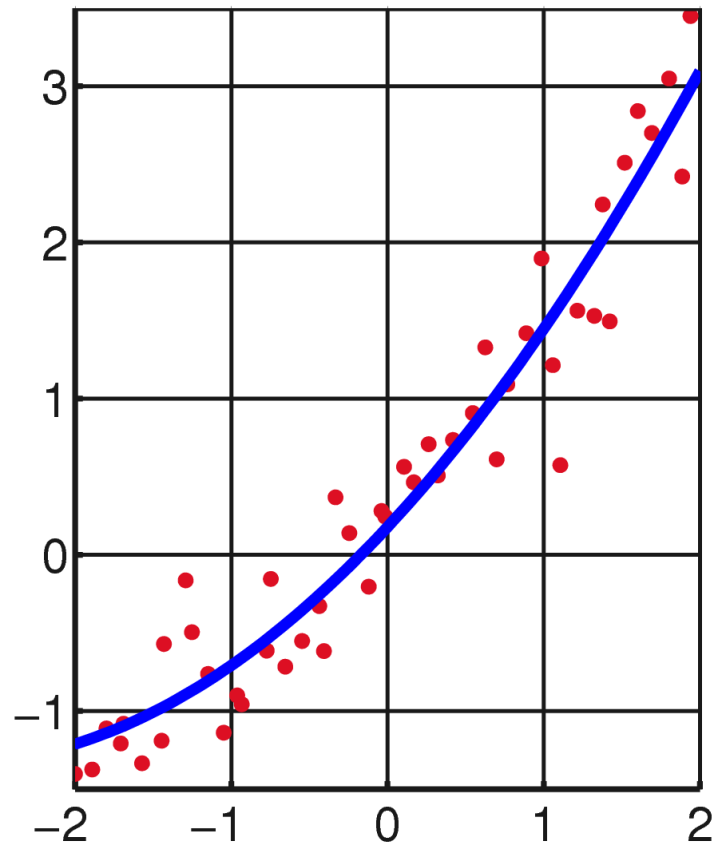
➤ **Phương pháp đề xuất - LES (Least Error Squares)**

So với phương pháp truyền thống Clark và Park, thì phương pháp LES có những ưu điểm chính như sau:

- Phát hiện thời điểm sụt áp nhanh hơn.
- Giảm thiểu sai lệch giá trị điện áp ước lượng tại thời điểm sự cố.
- Không bị ảnh hưởng của các thành phần khác tần số cơ bản 50Hz, các thành phần một chiều trong lưới điện

2. Phương pháp phát hiện sụt giảm điện áp ngắn hạn LES

2.1 Phương pháp bình phương cực tiểu (Least Squares Method) :



Hình 1 Minh họa phương pháp bình phương cực tiểu

2.2 Phương pháp Least Error Squares - LES

Dựa trên cơ sở phương pháp bình phương cực tiểu, phương pháp LES [4] [5] [9], được trình bày để Ước lượng điện áp và góc pha như sau :

Giả sử điện áp pha A biểu diễn bởi :

$$u_a(t) = k_a e^{\frac{-t}{\tau}} + \sum_{n=1}^{\infty} U_{an} \sin(n\omega_o t + \theta_{an}) \quad (2.1)$$

Áp dụng phép khai triển Taylor, ta có thể biểu diễn phương trình (2.1) về dạng ma trận sau :

$$\begin{matrix} [A] \\ m \times 7 \end{matrix} \times \begin{matrix} [X] \\ 7 \times 1 \end{matrix} = \begin{matrix} [V] \\ m \times 1 \end{matrix} \quad (2.2)$$

Suy ra:

$$\begin{matrix} [X] \\ 7 \times 1 \end{matrix} = \begin{matrix} [A] \\ 7 \times m \end{matrix}^{LPI} \times \begin{matrix} [V] \\ m \times 1 \end{matrix} \quad (2.3)$$

2.2 Phương pháp Least Error Squares - LES

Trong đó :

$$[A]^{LPI} = \left[[A]^T \times [A] \right]^{-1} \times [A]^T$$
$$[V] = \left[v(t_1) \quad v(t_2) \quad \dots \quad v(t_n) \right]^T$$
$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & \sin(\omega_0 t_1) & \cos(\omega_0 t_1) & \sin(3\omega_0 t_1) & \cos(3\omega_0 t_1) & t_1 & t_1^2 \\ 1 & \sin(\omega_0 t_2) & \cos(\omega_0 t_2) & \sin(3\omega_0 t_2) & \cos(3\omega_0 t_2) & t_2 & t_2^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & \sin(\omega_0 t_n) & \cos(\omega_0 t_n) & \sin(3\omega_0 t_n) & \cos(3\omega_0 t_n) & t_n & t_n^2 \end{bmatrix}$$

$$[X] = \left[k_a \quad U_{a1} \cos \theta_1 \quad U_{a1} \sin \theta_1 \quad U_{a3} \cos \theta_3 \quad U_{a3} \sin \theta_3 \quad -\frac{k_a}{\tau} \quad \frac{k_a}{2\tau^2} \right]^T$$

Biên độ và góc pha của thành phần cơ bản sẽ được tính như sau :

$$U_{a1} = \sqrt{X^2(2) + X^2(3)} \quad (2.4)$$

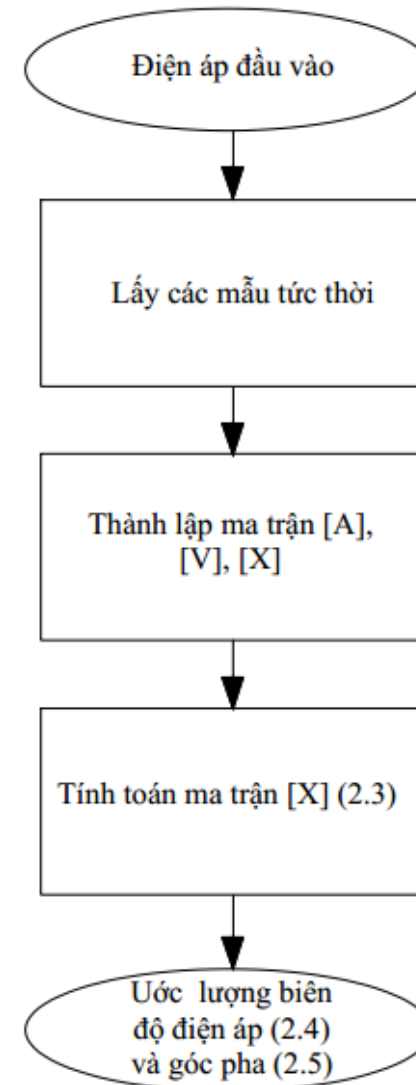
$$\theta_1 = \omega_0 t + \theta_{a1} = \arctan(X(3) / X(2)) \quad (2.5)$$

➤ Từ kết quả trên ta sẽ biết được các giá trị biên độ điện áp và góc pha tại một thời điểm

2.2 Phương pháp Least Error Squares - LES

□ Sơ đồ khối của phương pháp:

Từ những cơ sở lý thuyết đã trình bày ở trên, sơ đồ khối phương pháp LES được thể hiện trong *hình 2*



Hình 2 Sơ đồ khối phương pháp LES

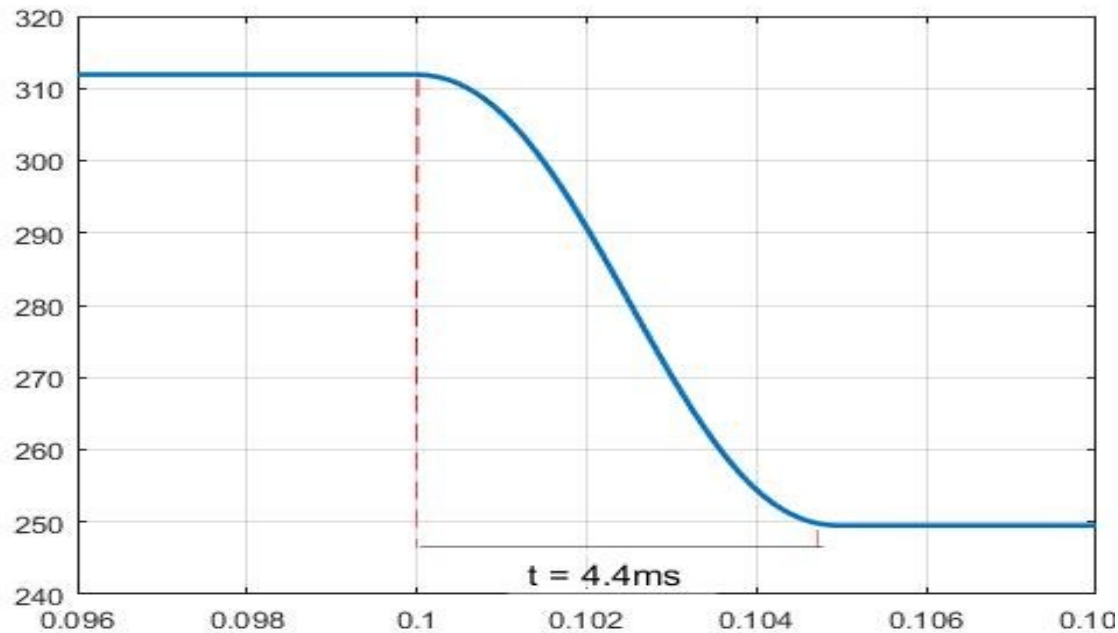
2.3 Các yếu tố ảnh hưởng tới thuật toán

- Ô cửa sổ dữ liệu
- Tần số lấy mẫu
- Các phần tử chuỗi Taylor

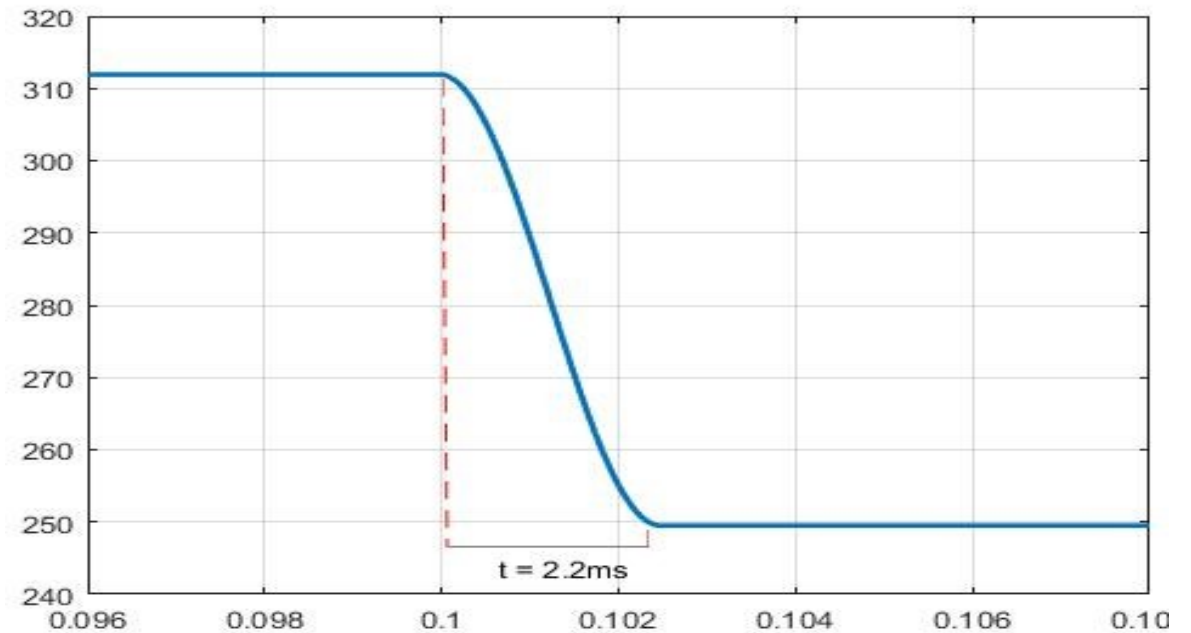
2.3 Các yếu tố ảnh hưởng tới thuật toán

- **Ô cửa sổ dữ liệu**

Khi tăng độ dài ô cửa sổ dữ liệu lên, độ chính xác của thuật toán tăng lên, nhưng thời gian thực hiện tính toán ước lượng trong một ô sẽ tăng theo, dẫn đến thời gian trễ tăng.



a) $N=100$



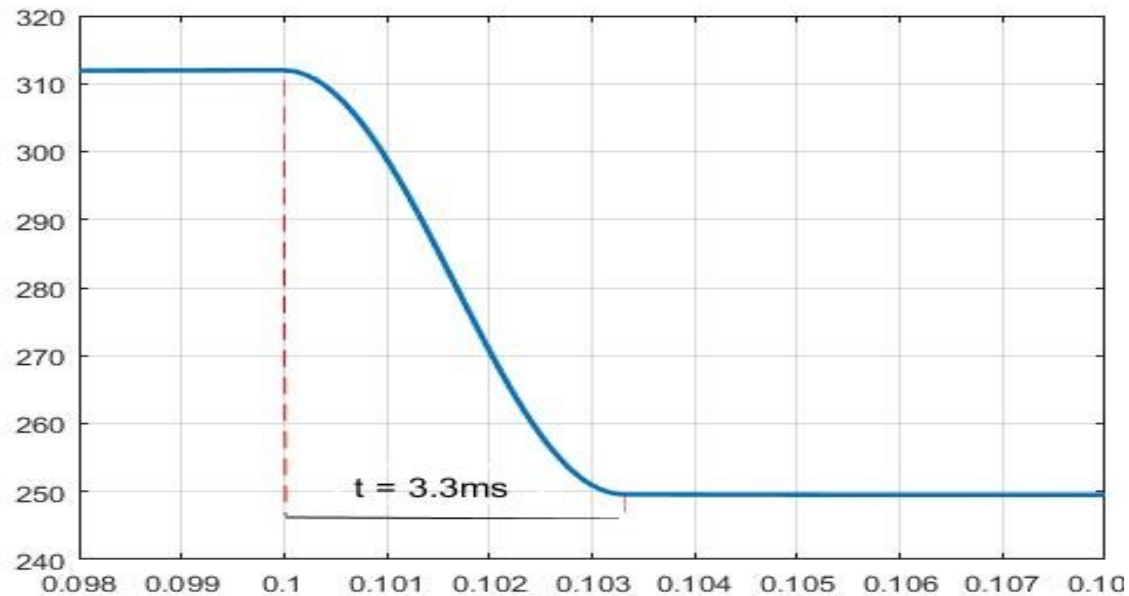
b) $N=50$

Hình 3 Tín hiệu điện áp đo được khi độ dài cửa sổ dữ liệu a) $N=100$, b) $N=50$

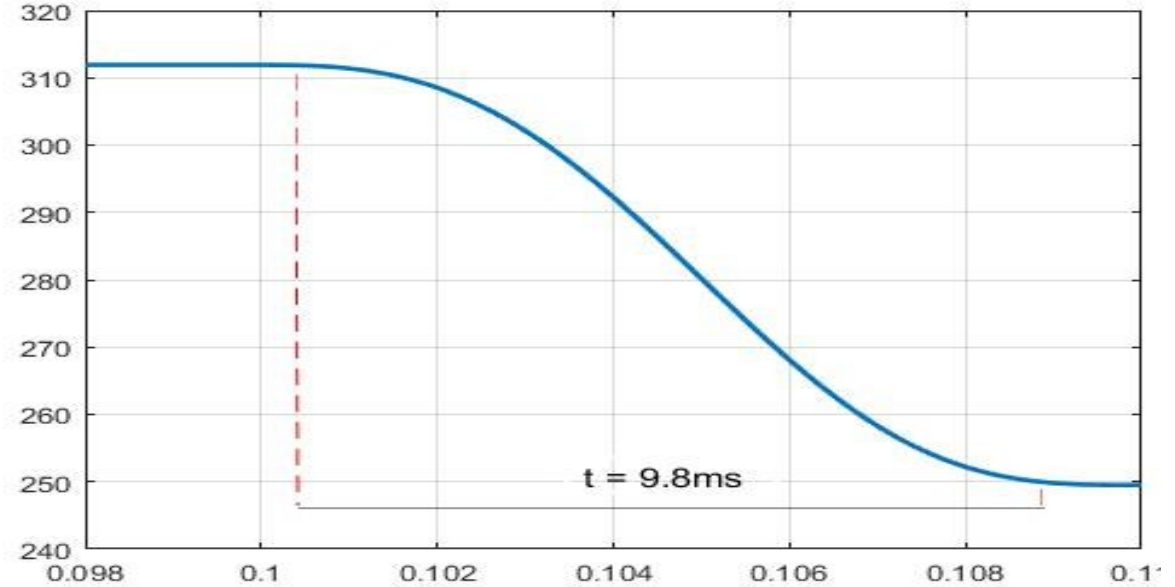
2.3 Các yếu tố ảnh hưởng tới thuật toán

- **Tần số lấy mẫu**

Tăng tần số lấy mẫu sẽ làm kết quả đo nhanh hơn nhưng độ chính xác sẽ giảm đi, tăng khối lượng tính toán.



a)



b)

Hình 4 Tín hiệu điện áp đo được khi tần số lấy mẫu

a) $f=15\text{ kHz}$, b) $f=5\text{ kHz}$

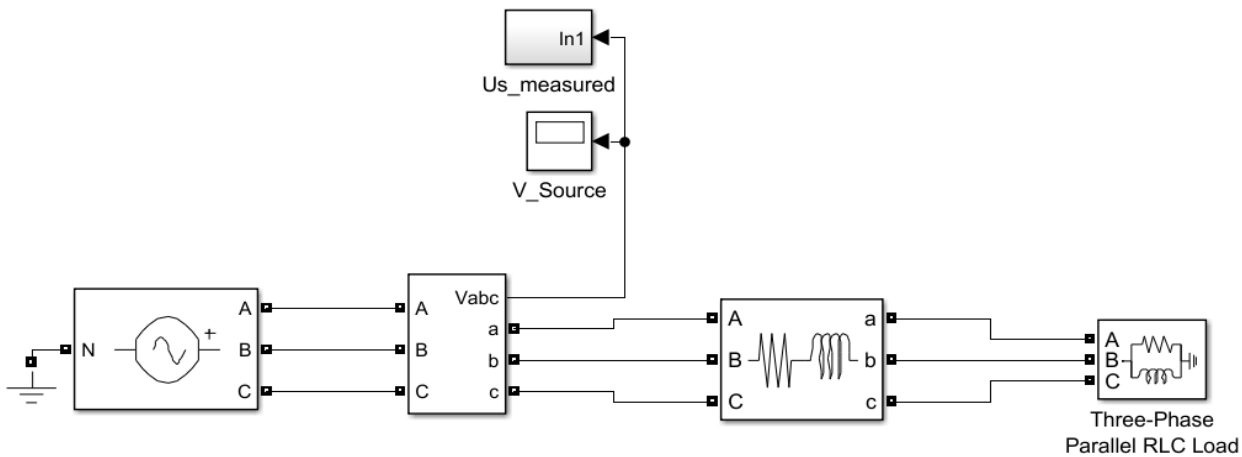
2.3 Các yếu tố ảnh hưởng tới thuật toán

- **Các phân tử chuỗi Taylor.**

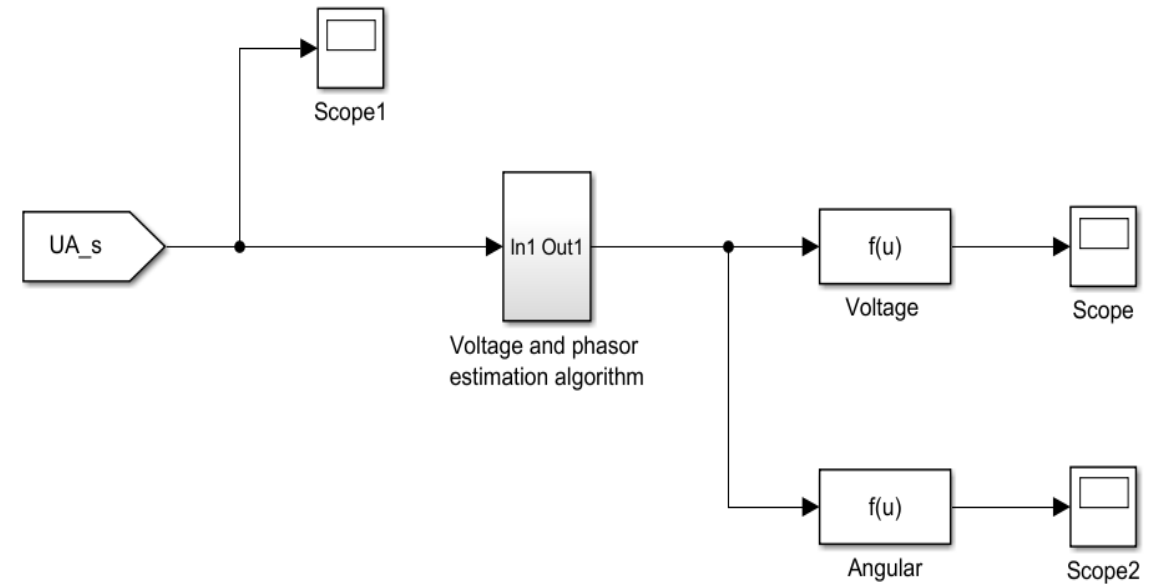
Nếu dùng nhiều phân tử từ khai triển chuỗi Taylor thì kích thước ô cửa sổ dữ liệu sẽ phải tăng lên để giảm độ nhạy cảm với nhiễu. Điều này làm tăng thời gian tính toán cho một ô cửa sổ, làm tăng độ trễ của thuật toán.

2.4 Mô phỏng phương pháp LES

Thực hiện mô phỏng trên phần mềm Matlab/SIMULINK



a)

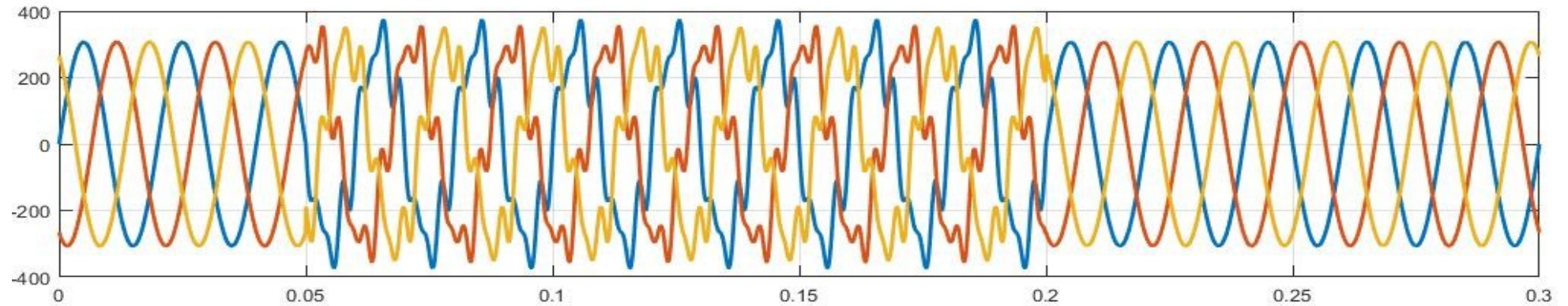


b)

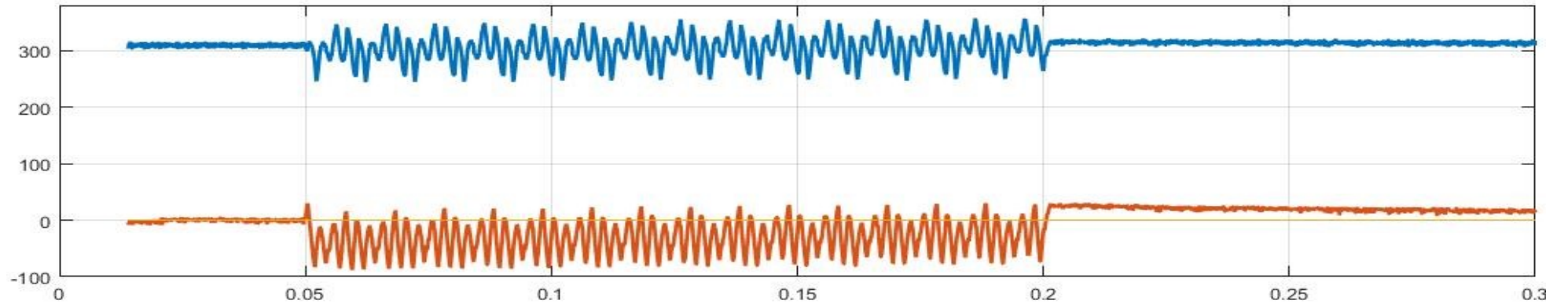
Hình 5 – a) Mô hình mô phỏng lưới điện đơn giản, b) Sơ đồ khối của bộ LES filter

2. Ứng dụng thuật toán Least Error Squares phát hiện sụt áp ngắn hạn

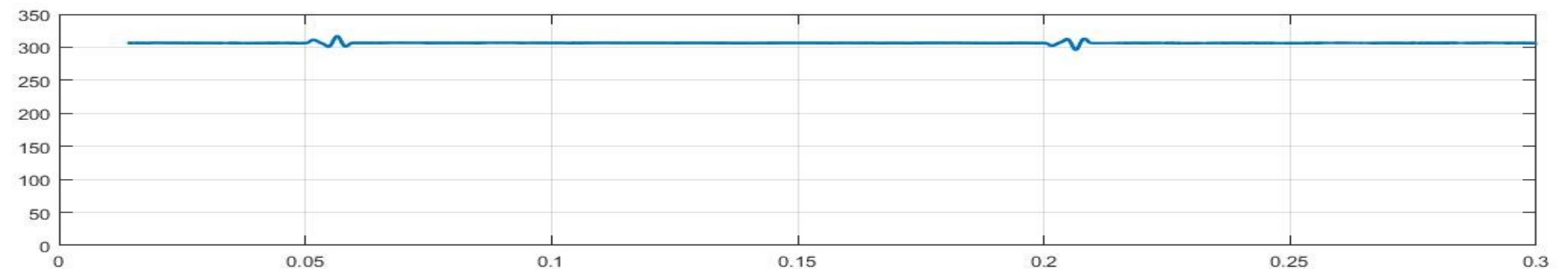
Kịch bản 1 : Bơm nguồn sóng hài:



Hình 6a
Điện áp trên
hệ tọa độ ba
pha ABC



Hình 6b
Phương pháp
Clark và Park



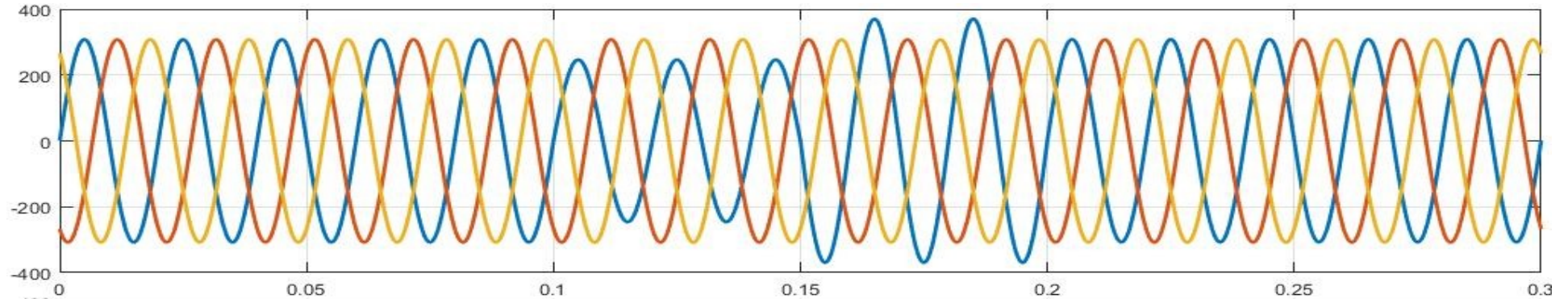
Hình 6c
Phương pháp
LES

2. Ứng dụng thuật toán Least Error Squares phát hiện sụt áp ngắn hạn

Kịch bản 2: Thay đổi điện áp không đối xứng tại nguồn

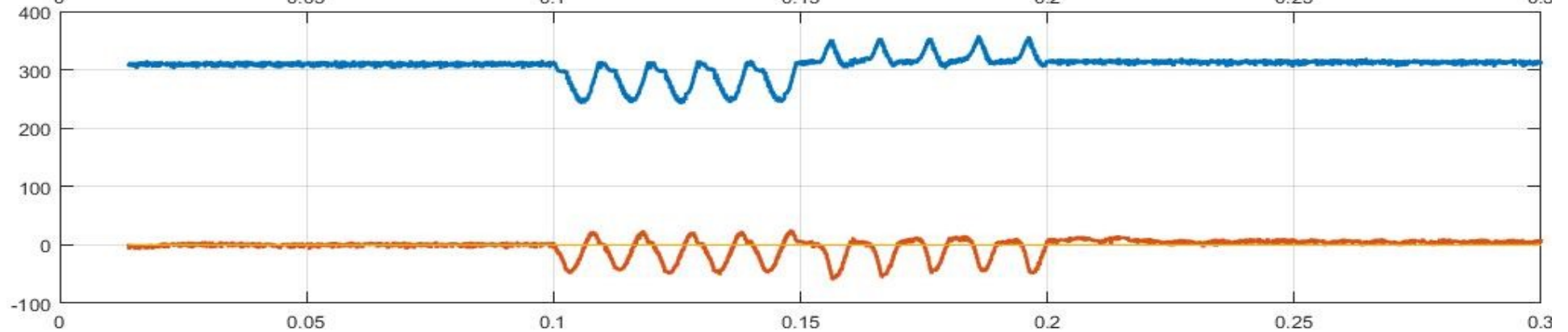
Hình 7a

Điện áp trên
hệ tọa độ ba
pha ABC



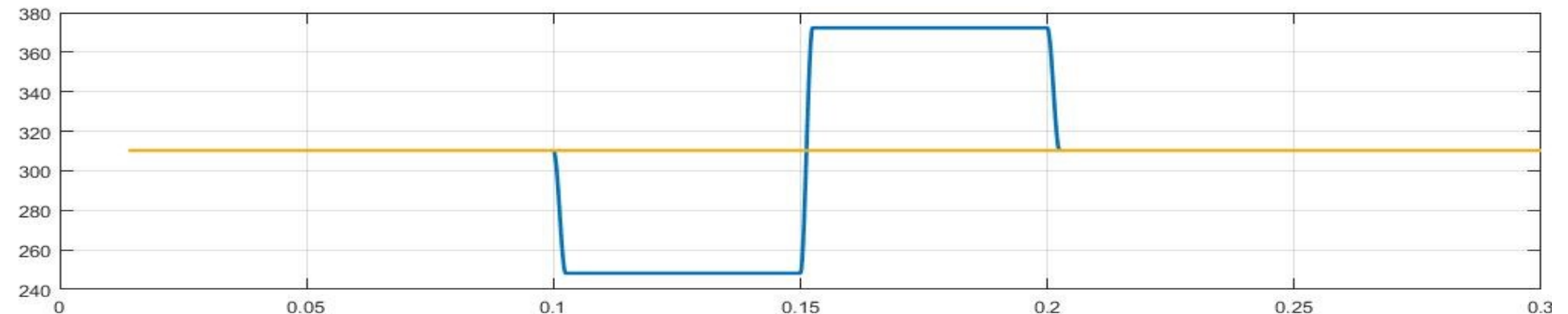
Hình 7b

Phương pháp
Clark và Park



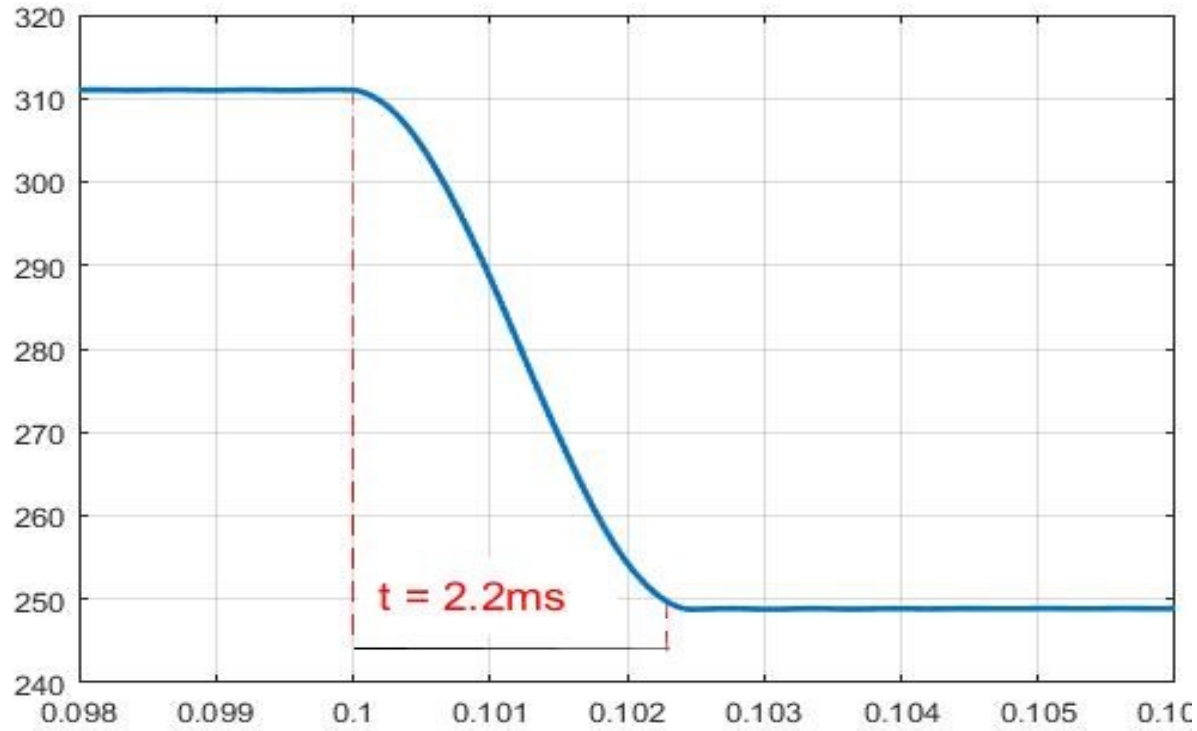
Hình 7c

Phương pháp
LES

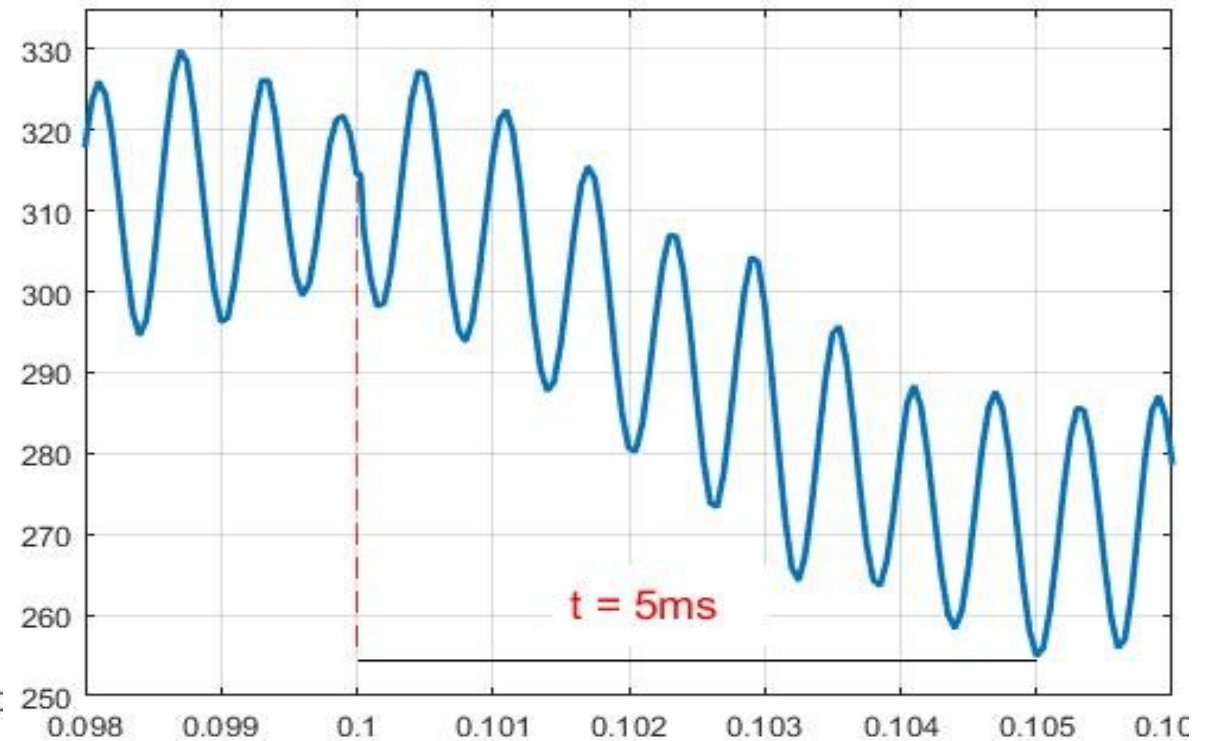


2. Ứng dụng thuật toán Least Error Squares phát hiện sụt áp ngắn hạn

Tại thời điểm $t = 0.1\text{s}$ (bắt đầu xảy ra sự cố):



Hình 8a Phương pháp LES

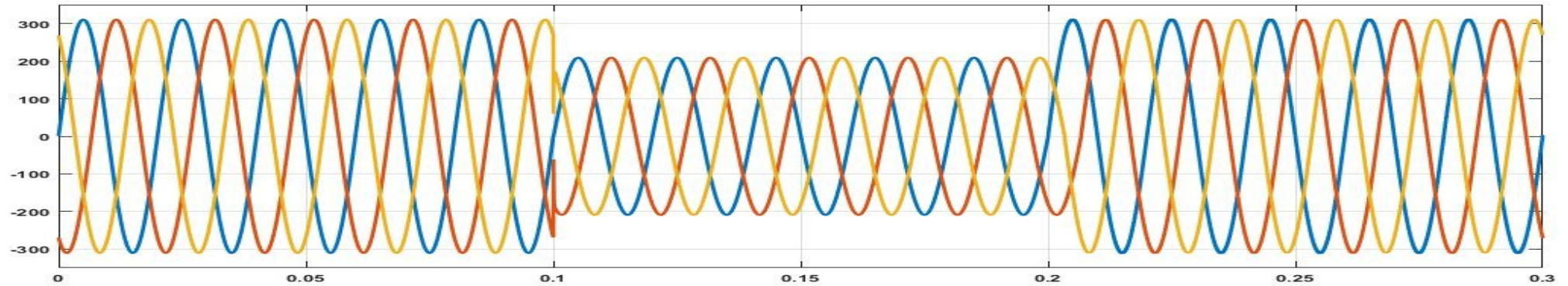


Hình 8b Phương pháp Clark và Park

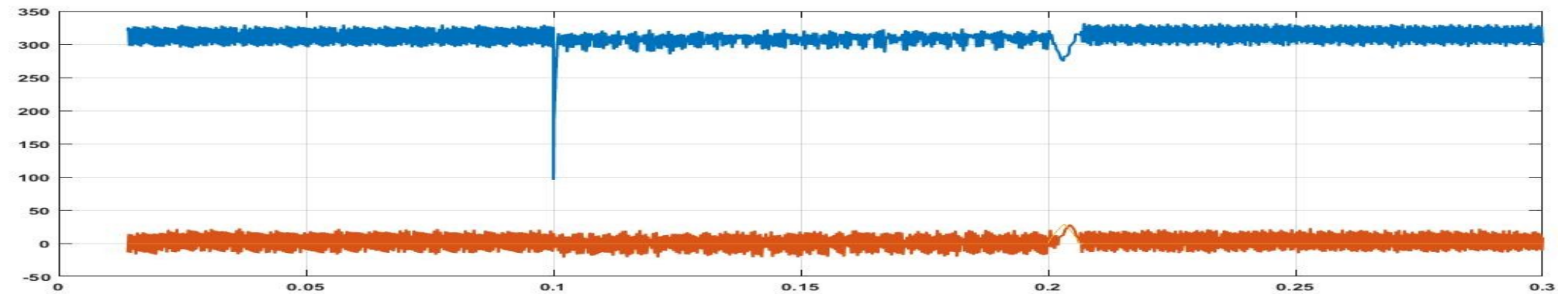
2. Ứng dụng thuật toán Least Error Squares phát hiện sụt áp ngắn hạn

VD3 Trường hợp ngắn mạch 3 pha tại đầu nguồn:

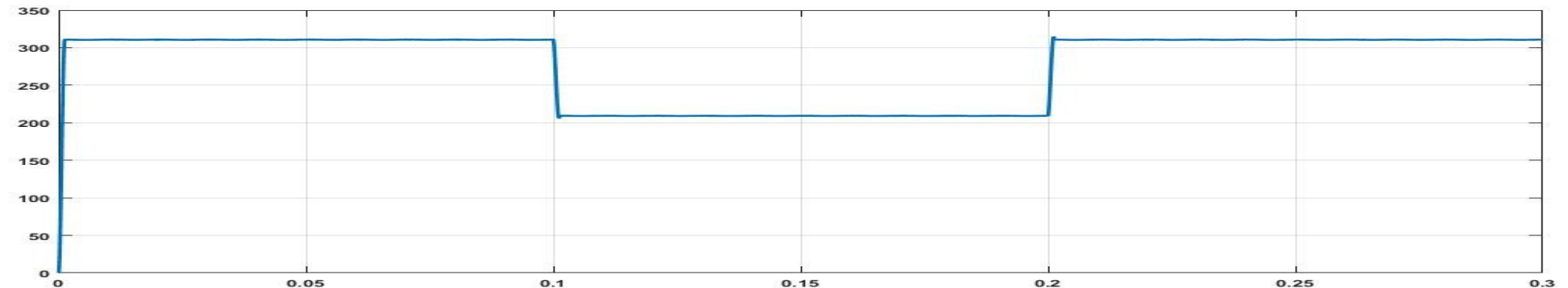
Hình 9a
Điện áp hệ tọa
độ trên a pha
ABC



Hình 9b
Phương pháp
Clark và Park

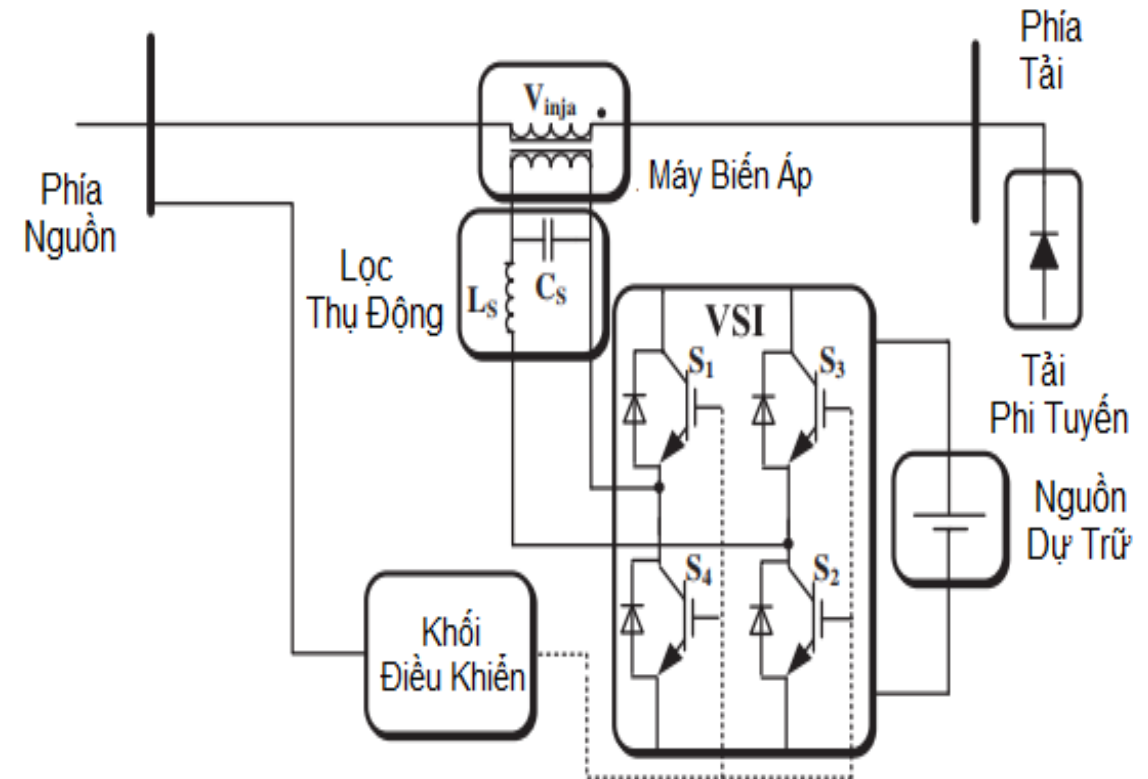


Hình 9c
Phương pháp
LES



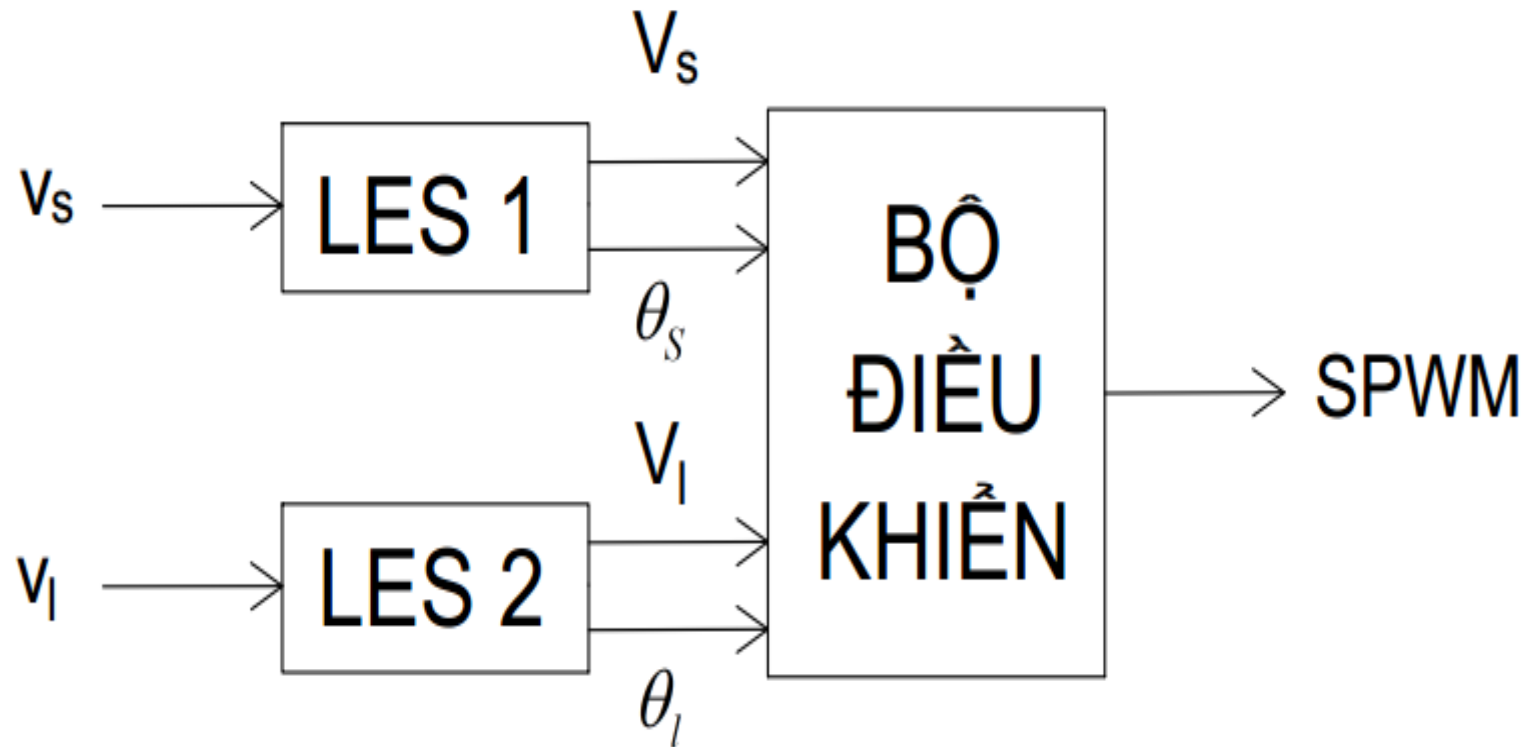
3. Ứng dụng phương pháp LES cho bộ điều khiển thiết bị DVR

- Bộ phận cấp năng lượng
- Bộ biến đổi [6]
- Bộ lọc tần số chuyển mạch và phương pháp lựa chọn.[7]
- Máy biến áp ghép nối tiếp
- Bộ điều khiển xác định giá trị điện áp bù của DVR [8]



Hình 10 Sơ đồ cấu trúc 1 pha của DVR kết nối lưới

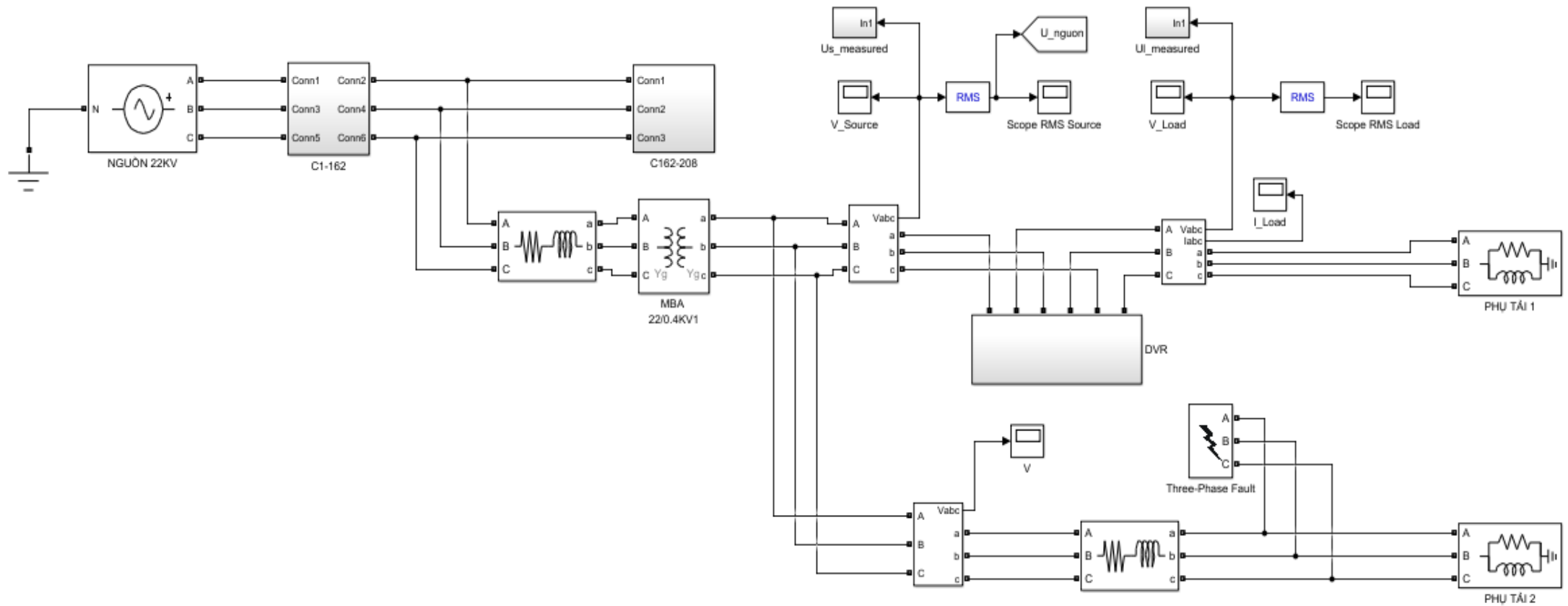
3. Ứng dụng phương pháp LES cho bộ điều khiển thiết bị DVR



Hình 11 Mô hình của hệ thống điều khiển DVR cho từng pha

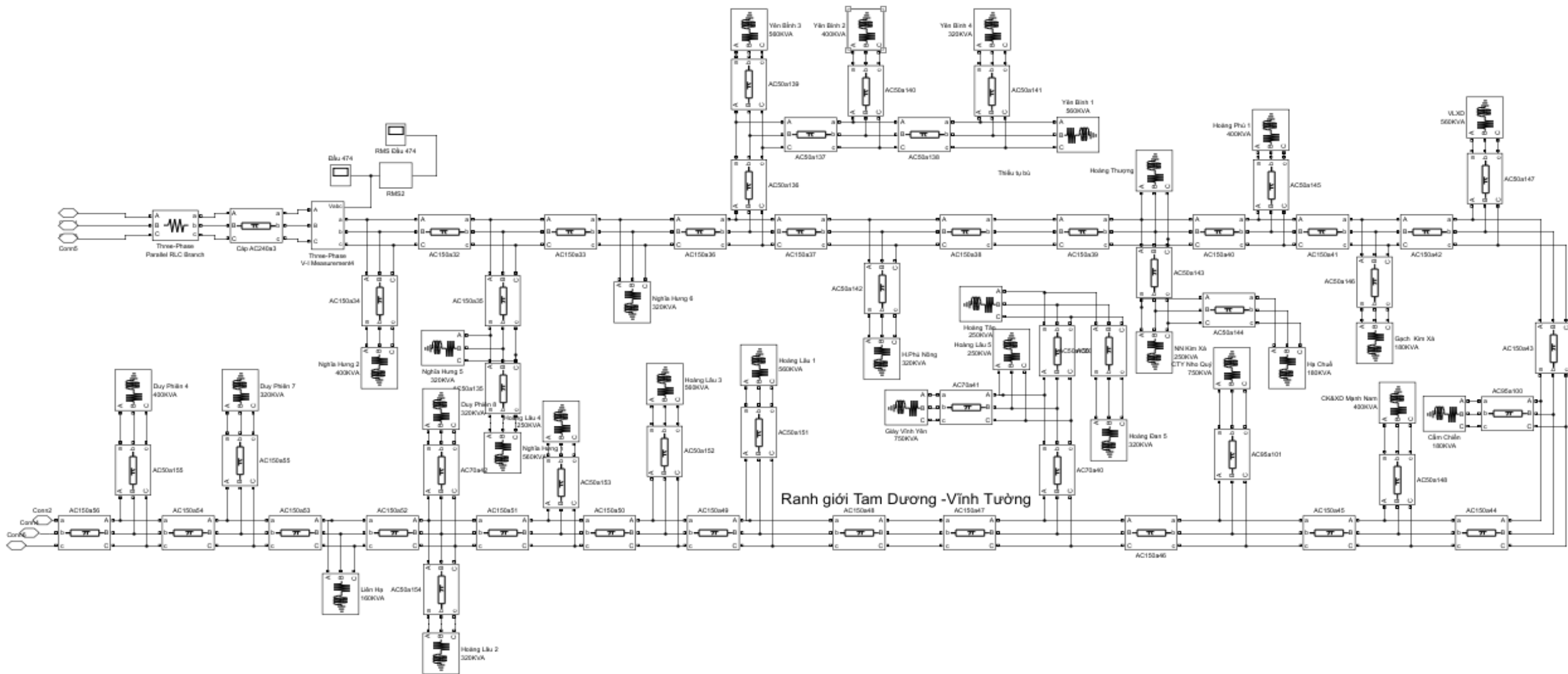
4. Một số kết quả tính toán

XUẤT TUYẾN 474E25.5



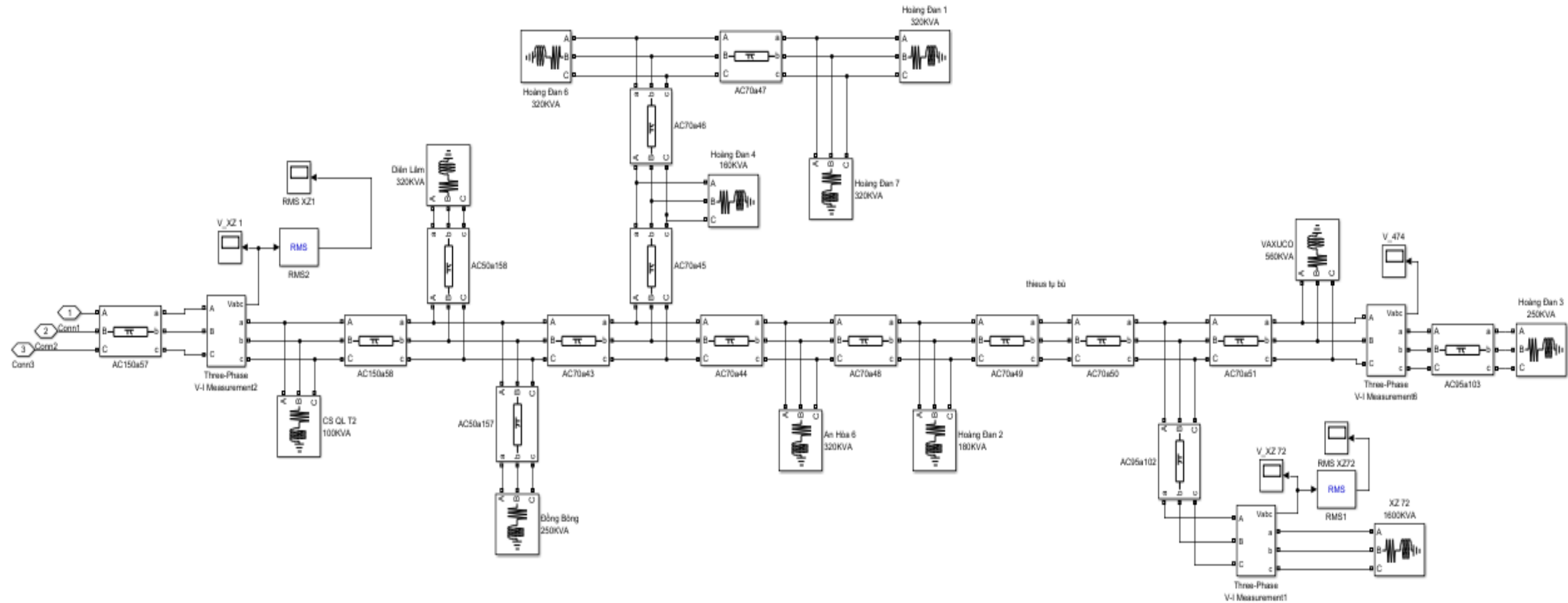
Hình 12 Sơ đồ mô phỏng thiết bị DVR

4. Một số kết quả tính toán



Hình 13 Block: C1-162

4. Một số kết quả tính toán

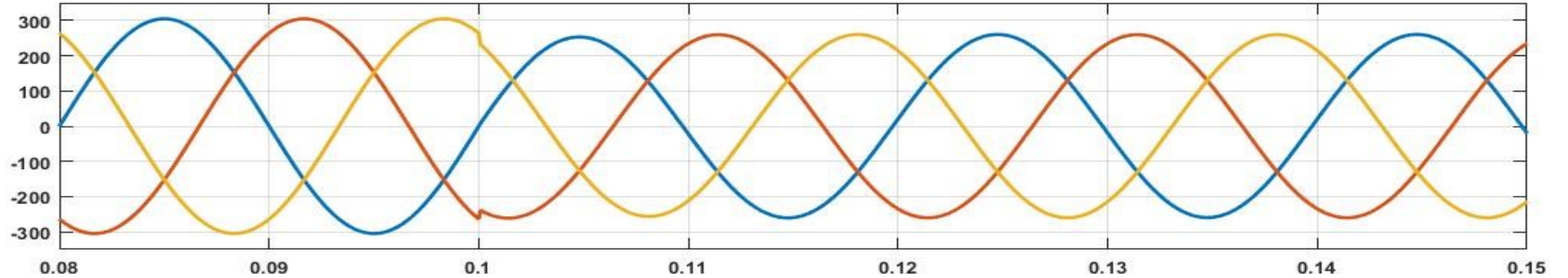


Hình 14 Block: C162-208

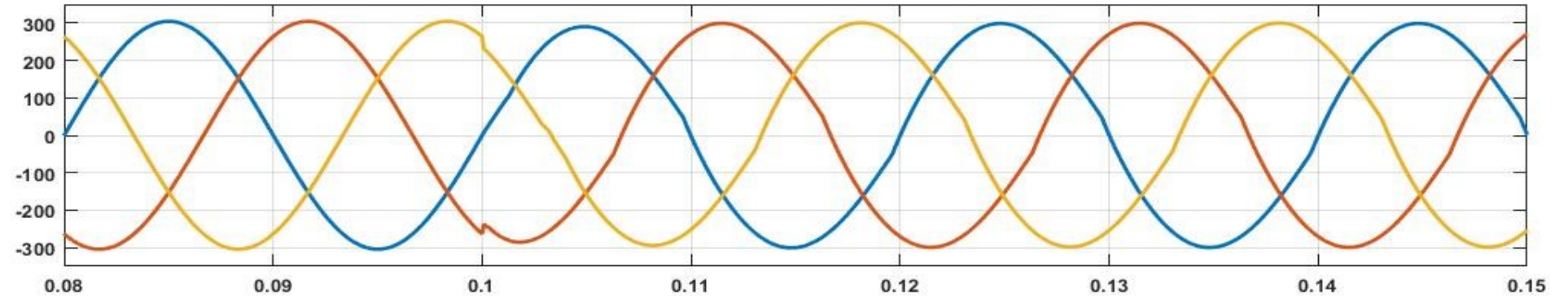
4. Kết quả mô phỏng

❖ **Tải tuyến tính :** Sự cố ngắn mạch chạm đất ba pha.

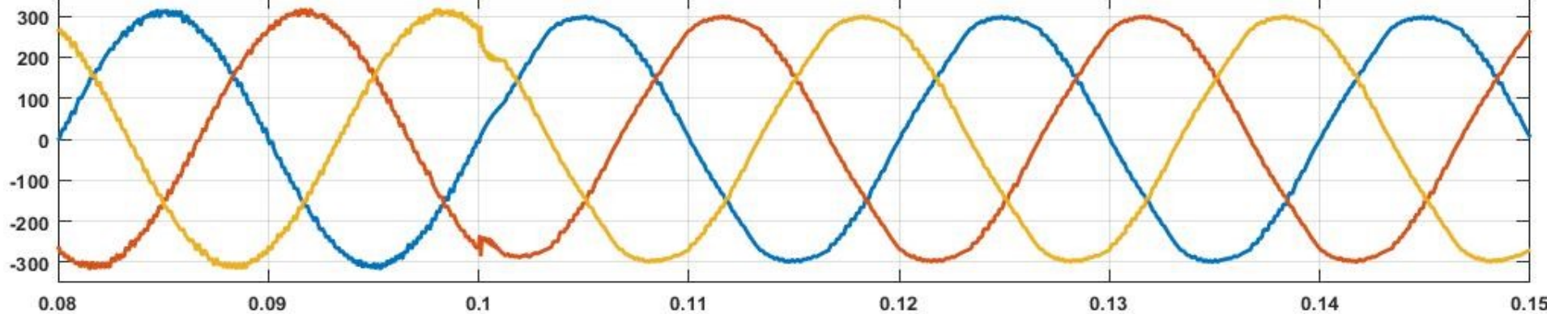
Hình 15a
Điện áp nguồn

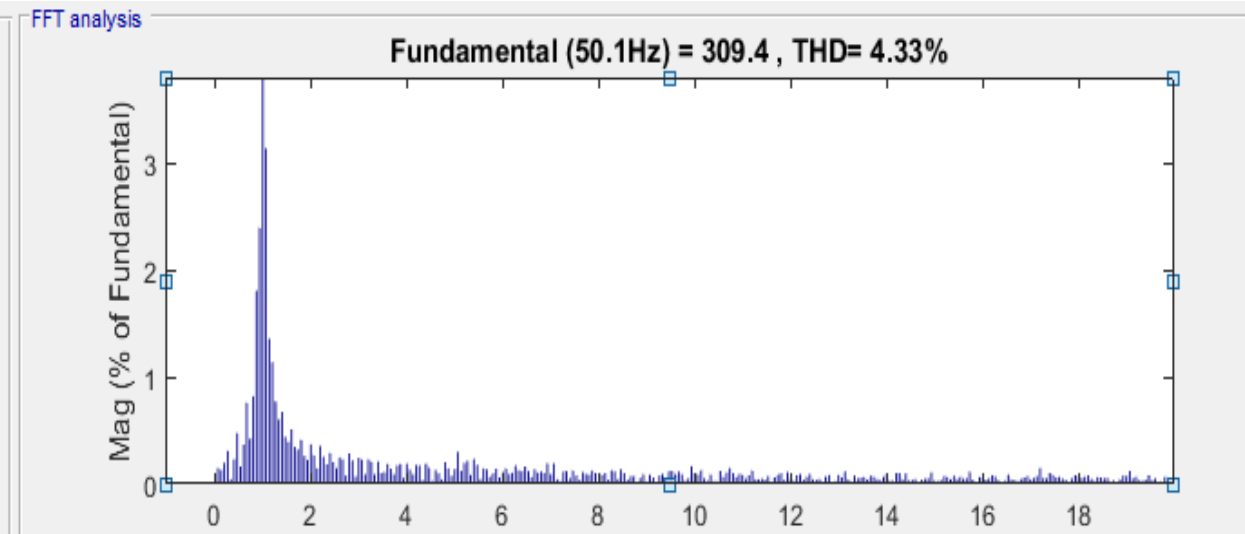
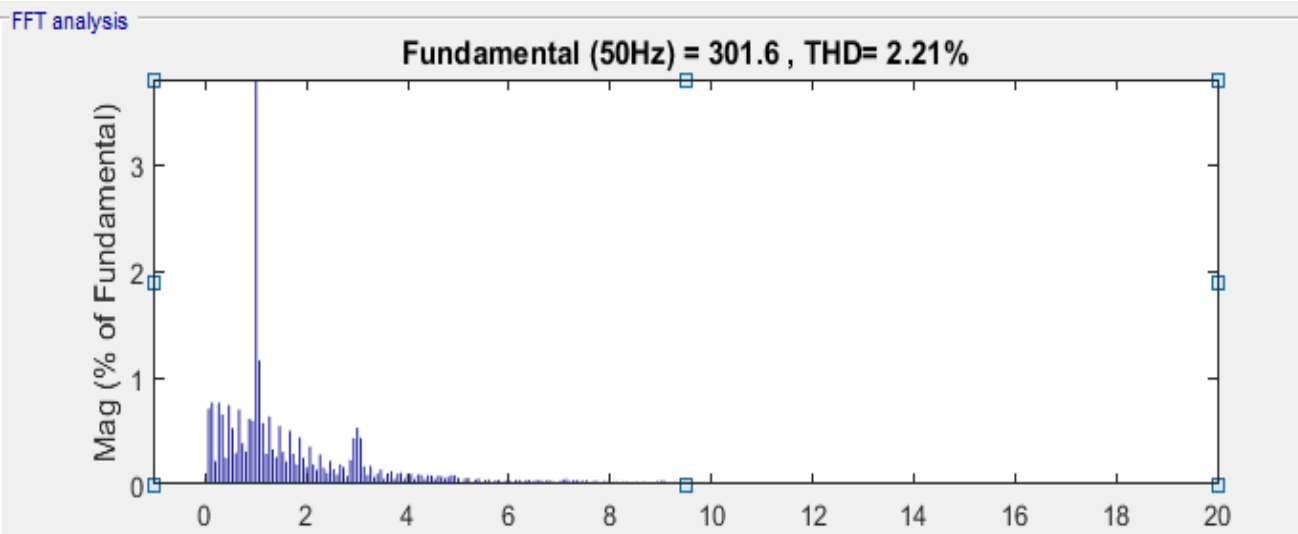
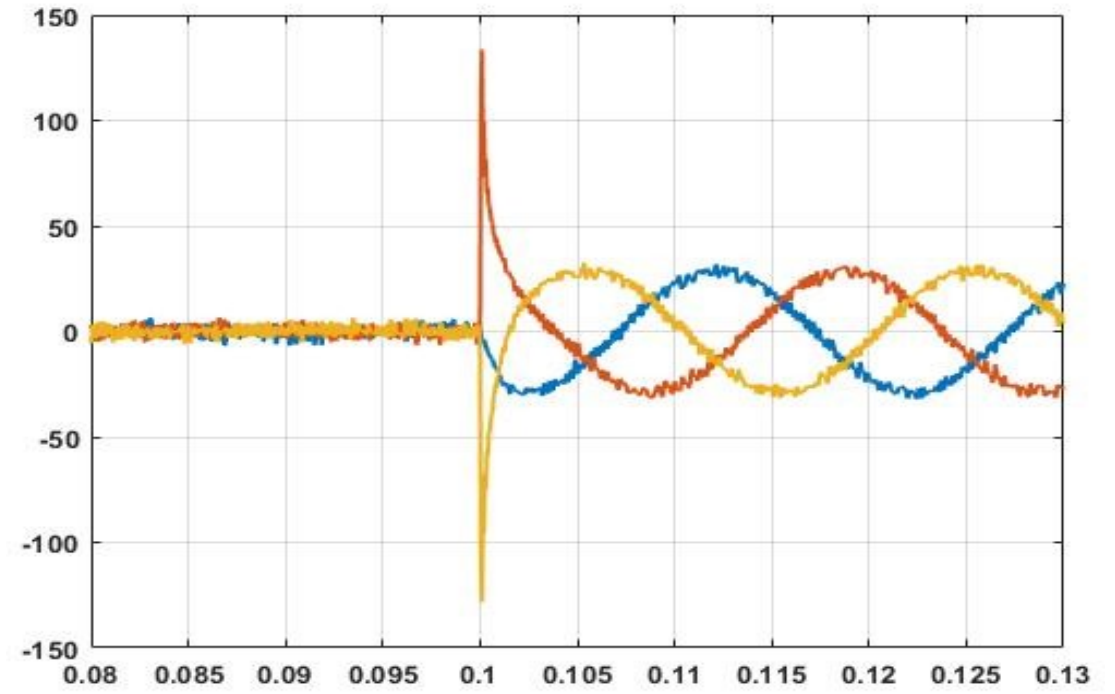
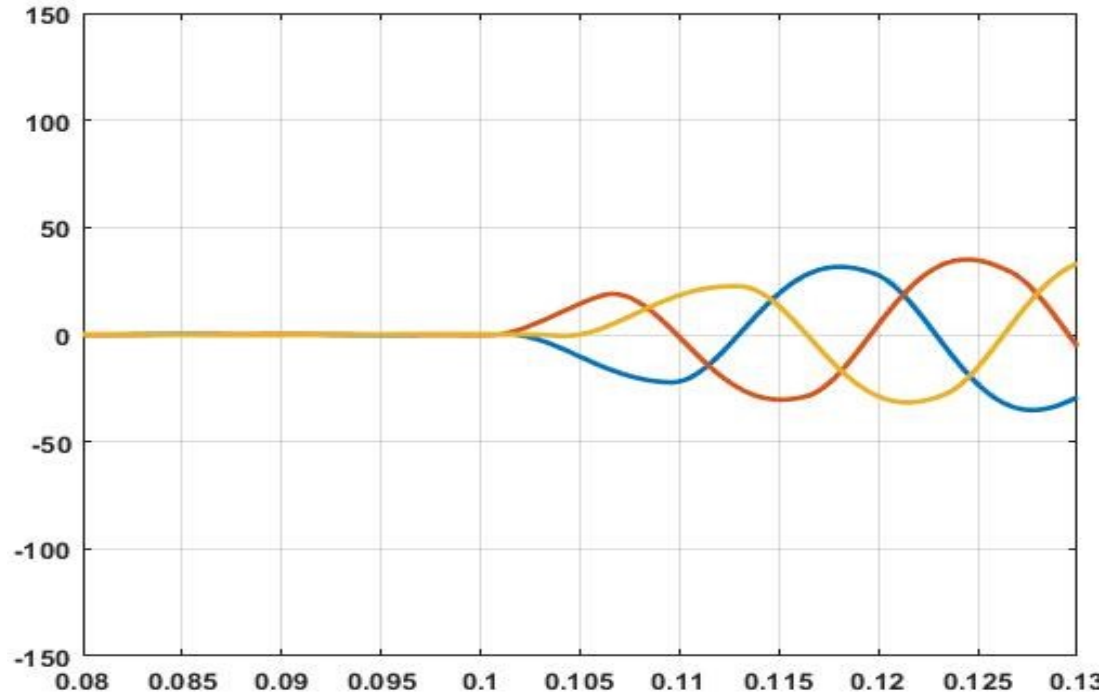


Hình 15b
Điện áp tải
Phương pháp LES



Hình 15c
Điện áp tải
Phương pháp
Clark và Park





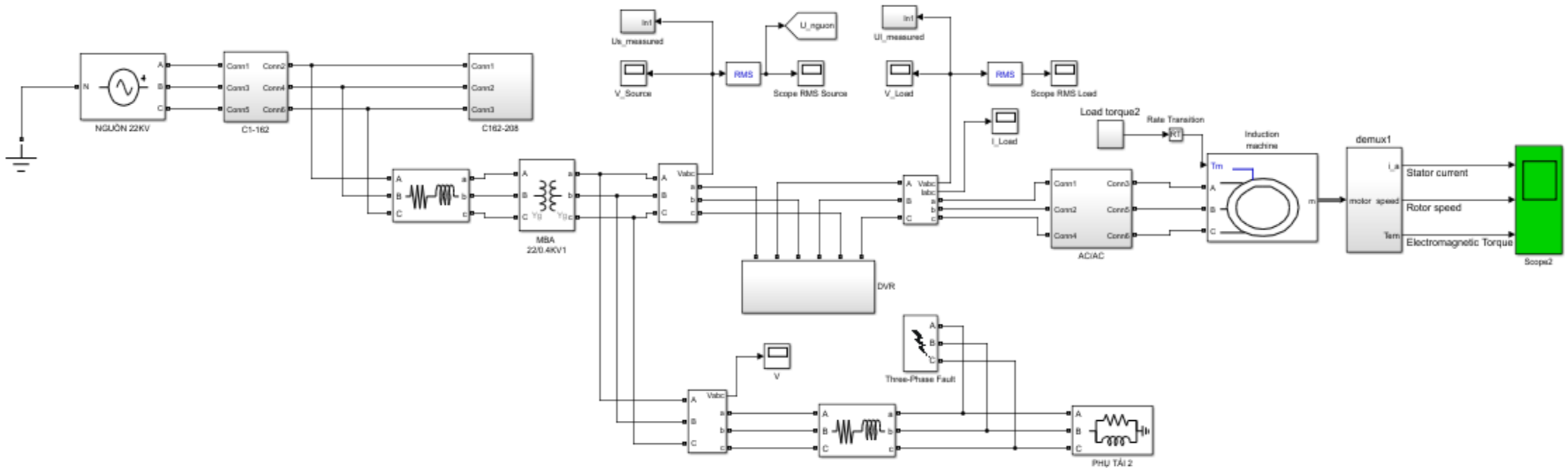
Hình 16a Điện áp bù DVR khi bộ điều khiển sử dụng Phương pháp LES

Hình 16b Điện áp bù DVR khi bộ điều khiển sử dụng Phương pháp Clark và Park

4. Kết quả mô phỏng

❖ Tải phi tuyến (Tải động cơ) :

XUẤT TUYẾN 474E25.5

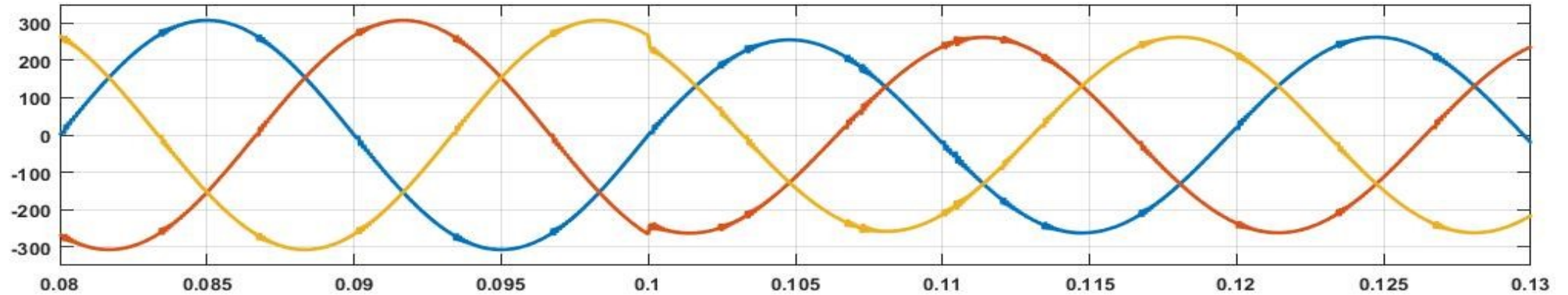


Hình 17 Sơ đồ mô phỏng thiết bị DVR

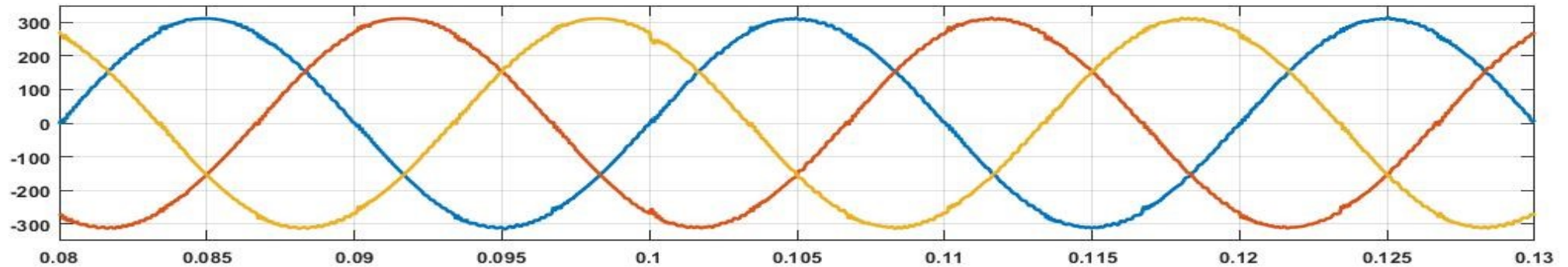
4. Kết quả mô phỏng

❖ **Tải động cơ :** Sự cố ngắn pha chạm đất ba pha.

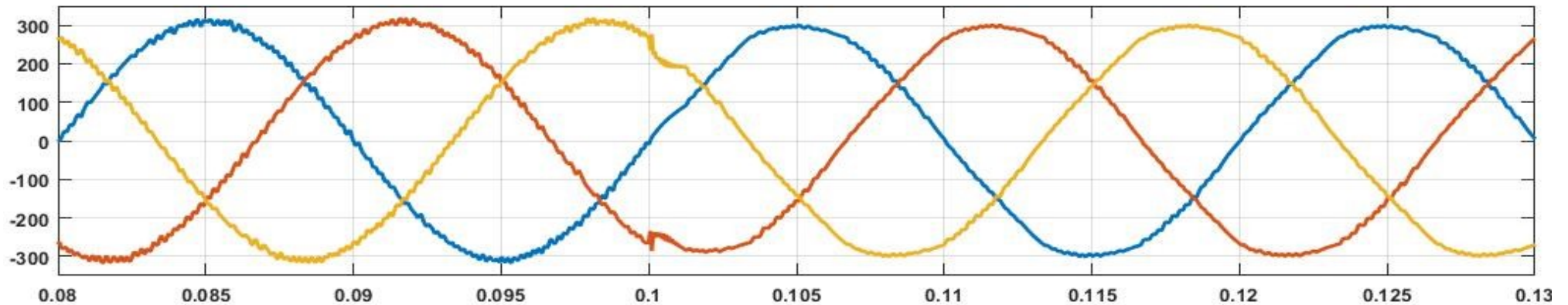
Hình 18a
Điện áp nguồn

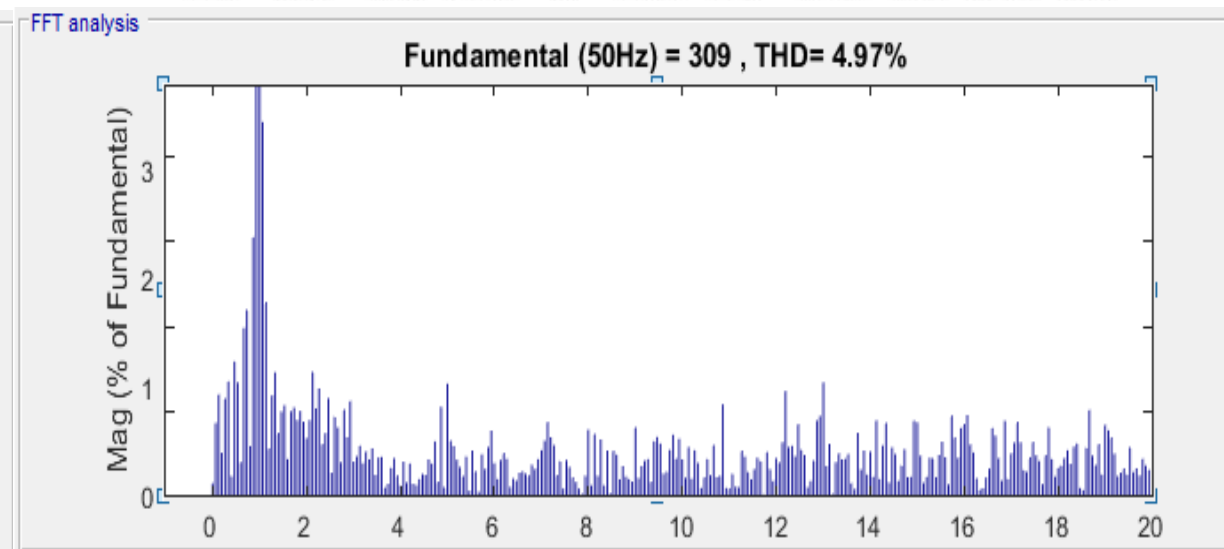
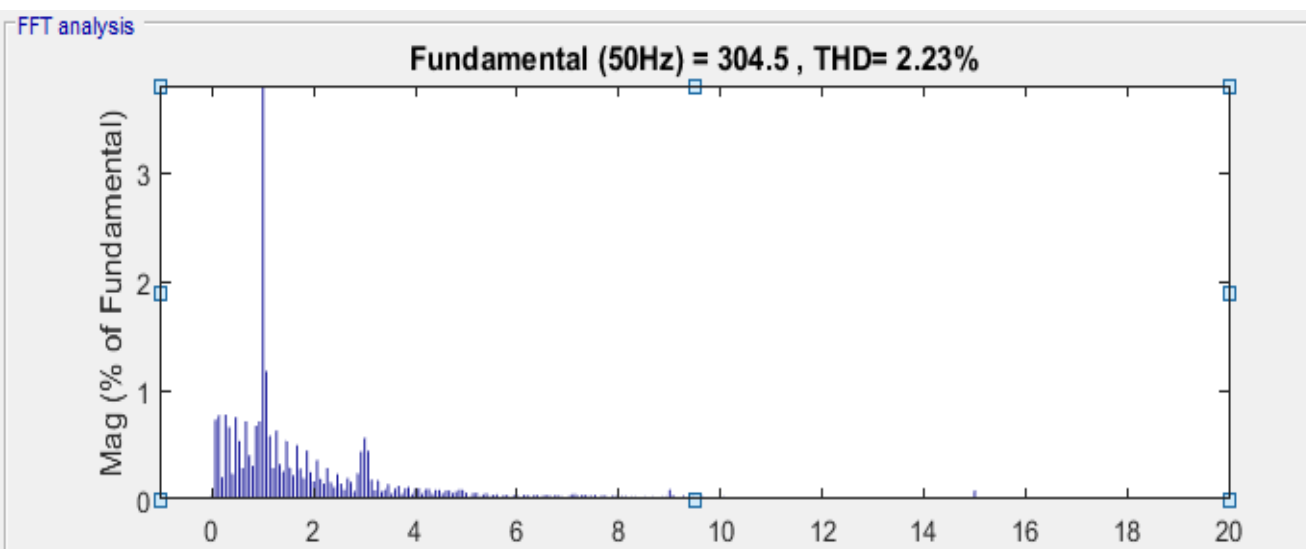
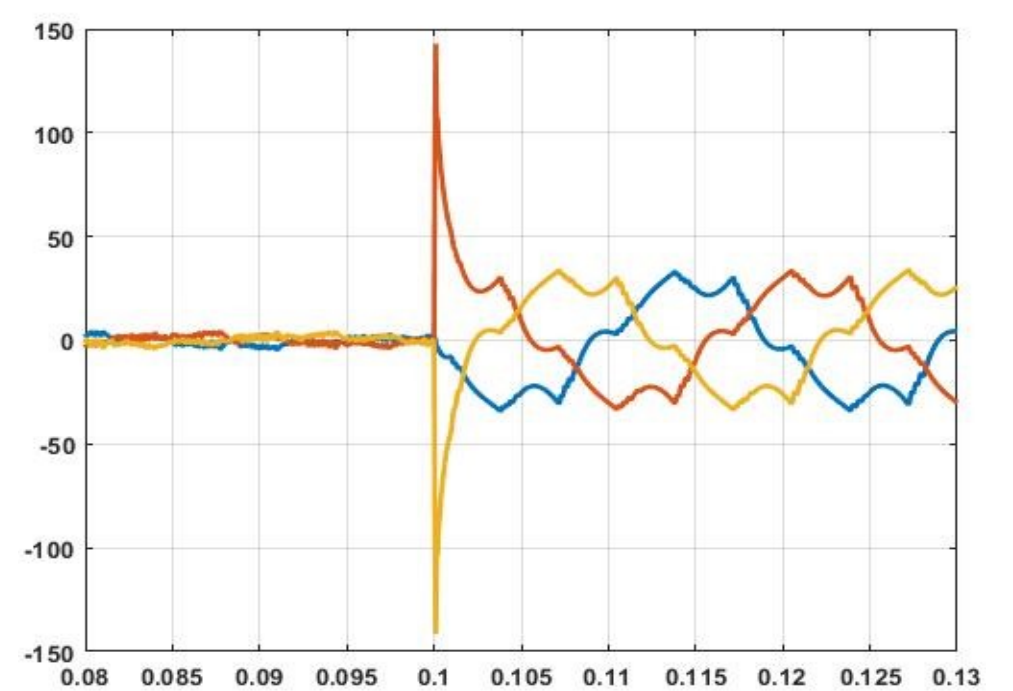
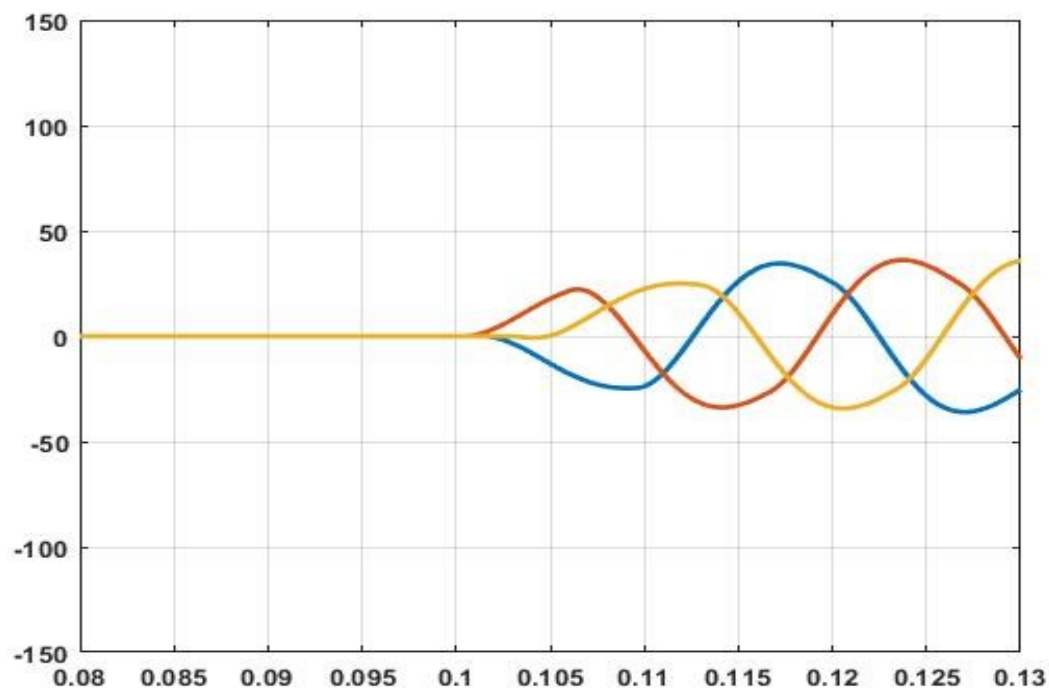


Hình 18b
Điện áp tải
Phương pháp
LES



Hình 18c
Điện áp tải
Phương pháp
Clark và Park

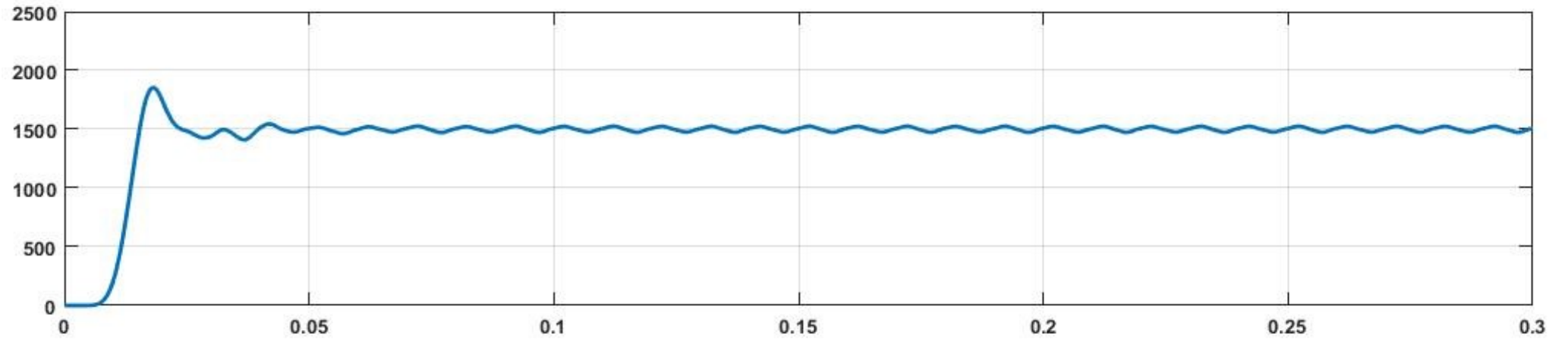




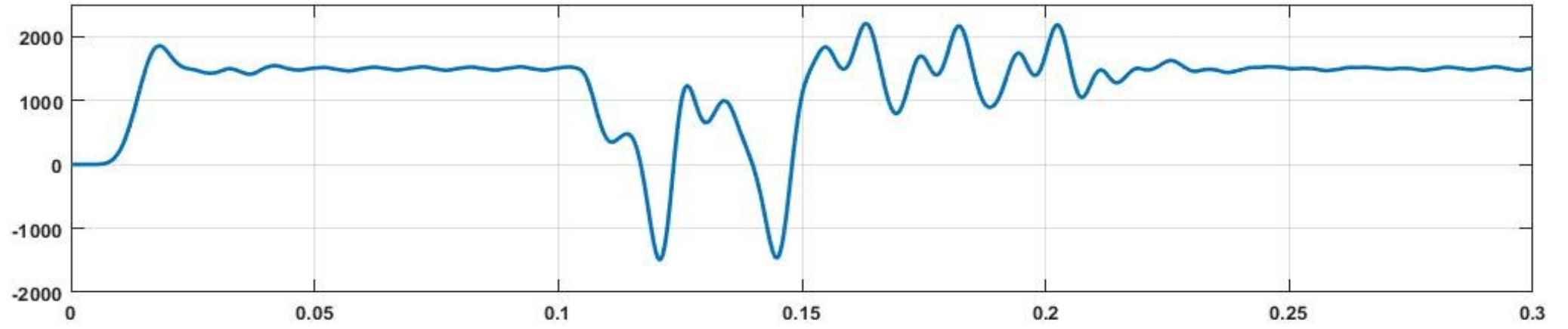
Hình 19a Điện áp bù DVR khi bộ điều khiển sử dụng Phương pháp LES

Hình 19b Điện áp bù DVR khi bộ điều khiển sử dụng Phương pháp Clark và Park

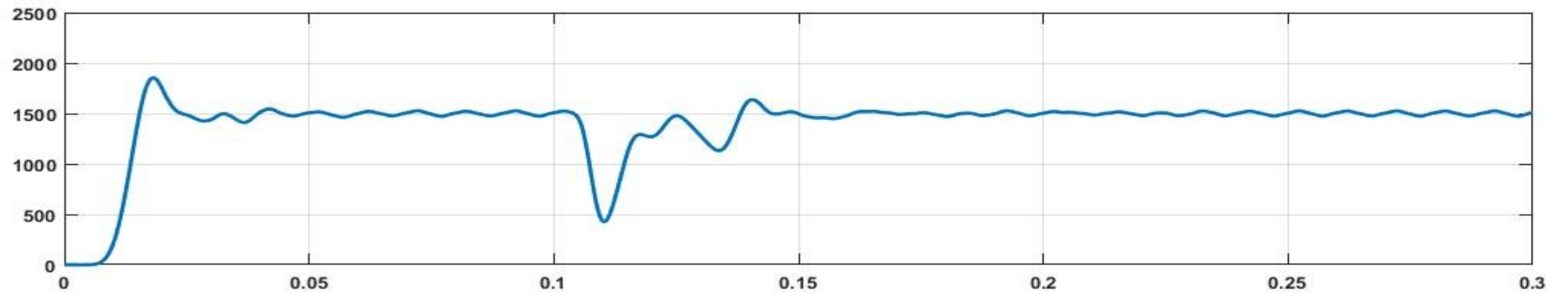
Hình 20a
Tốc độ roto lúc
chưa có sự cố



Hình 20b
Tốc độ roto lúc sự
cố NM khi chưa
kết nối DVR



Hình 20c
Tốc độ roto lúc sự
cố NM khi kết nối
DVR



Kết Luận Chung

Bảng 1. Kết quả so sánh giữa phương pháp đề xuất và phương pháp truyền thống Clark – Park

Chỉ tiêu Phương pháp	THD		Sai lệch điện áp bù tại thời điểm sụt áp		Thời gian phát hiện sự cố	Sóng hài, thành phần DC
	Tải tuyến tính	Tải phi tuyến	Tải tuyến tính	Tải phi tuyến		
Phương pháp LES	2,21%	2,23%	13V	14V	2,2ms	Không có
Phương pháp Clark & Park	4,33%	4,97%	105V	109V	5ms	Có

Từ đó, ta có thể khẳng định phương pháp sử dụng mang lại những hiệu quả cho thiết bị như sau :

- **Thời gian phát hiện sụt áp nhanh chóng, chính xác.**
- **Không chịu ảnh hưởng bởi sóng hài bậc cao, thành phần DC trong lưới điện.**
- **Giảm thiểu sai lệch điện áp bù tại thời điểm sụt áp.**
- **Cải thiện chất lượng điện áp: biên độ, THD,...**

Kết quả bước đầu này của đề tài có thể ứng dụng cho các bài toán liên quan đến vận hành lưới điện và có thể sử dụng cho bộ điều khiển của thiết bị khôi phục điện áp động DVR.



***XIN CẢM ƠN THẦY, CÔ VÀ
CÁC BẠN ĐÃ THEO DÕI!***