

# Ekonomi Operasi Sistem Tenaga

## Dasar Sistem Tenaga Listrik - Minggu 11

Novalio Daratha

Universitas Bengkulu  
Fakultas Teknik

August 9, 2026



# Outline

- 1 Pendahuluan
- 2 Karakteristik Biaya Pembangkit
- 3 Economic Dispatch Tanpa Rugi-Rugi Transmisi
- 4 Economic Dispatch dengan Rugi-Rugi Transmisi
- 5 Aplikasi Komputasi
- 6 Pengantar Pasar Listrik
- 7 Ringkasan

# Mengapa Ekonomi Operasi Sistem Tenaga Penting?

## Definisi

**Ekonomi operasi sistem tenaga** adalah proses mengoperasikan sistem pembangkitan dan transmisi tenaga listrik dengan biaya minimal sambil memenuhi permintaan beban dan batasan teknis.

## Tantangan operasi sistem tenaga:

- Permintaan beban berubah setiap saat
- Setiap pembangkit memiliki karakteristik biaya berbeda
- Batasan teknis (kapasitas, ramping rate, rugi-rugi transmisi)
- Keandalan sistem harus tetap terjaga
- Biaya operasi harus diminimalkan

## Tujuan Utama

Menentukan output daya optimal dari setiap pembangkit untuk meminimalkan total biaya operasi sambil memenuhi permintaan beban.

# Komponen Biaya Operasi Sistem Tenaga

**Biaya operasi terdiri dari beberapa komponen:**

## ① **Biaya Bahan Bakar (Fuel Cost)**

- Komponen biaya terbesar (60-80%)
- Tergantung jenis pembangkit (batubara, gas, diesel, dll)
- Fungsi dari output daya pembangkit

## ② **Biaya Start-up**

- Biaya untuk menghidupkan pembangkit dari kondisi mati
- Tergantung waktu pembangkit dalam kondisi mati (hot/cold start)

## ③ **Biaya No-load**

- Biaya operasi pembangkit saat output nol
- Termasuk pemanasan, auxiliary systems

## ④ **Operation & Maintenance (O&M) Cost**

- Biaya pemeliharaan dan operasional

# Fungsi Biaya Pembangkit

## Model matematis biaya pembangkit:

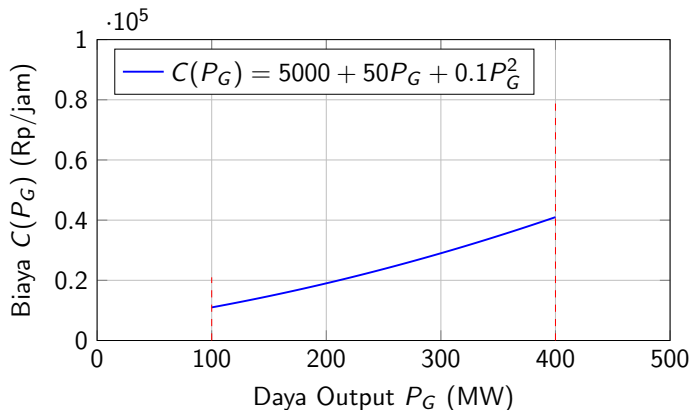
### Fungsi Biaya Kuadratik

$$C_i(P_{G,i}) = a_i + b_i P_{G,i} + c_i P_{G,i}^2 \quad [\text{Rp/jam}] \quad (1)$$

### Dimana:

- $C_i$  = biaya operasi pembangkit  $i$  (Rp/jam)
- $P_{G,i}$  = output daya pembangkit  $i$  (MW)
- $a_i$  = biaya tetap (no-load cost) (Rp/jam)
- $b_i$  = koefisien linier (Rp/MWh)
- $c_i$  = koefisien kuadratik (Rp/MW<sup>2</sup>h)

# Kurva Biaya Pembangkit



## Karakteristik:

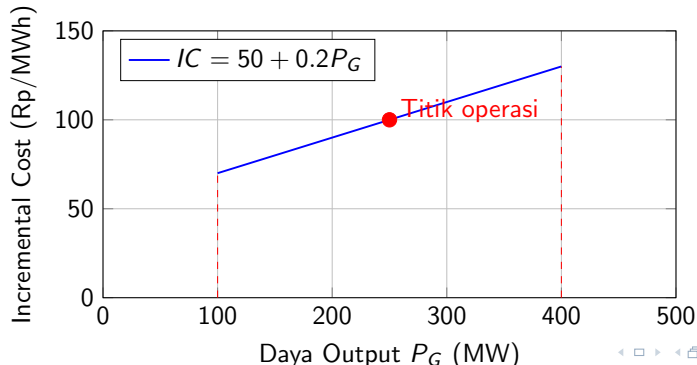
- Kurva meningkat secara non-linier
- Batasan  $P_{min}$  dan  $P_{max}$  untuk setiap pembangkit

# Incremental Cost Curve

**Biaya incremental** adalah turunan dari fungsi biaya terhadap daya output:

## Incremental Cost

$$IC_i = \frac{dC_i}{dP_{G,i}} = b_i + 2c_i P_{G,i} \quad [\text{Rp/MWh}] \quad (2)$$



# Perbandingan Karakteristik Berbagai Jenis Pembangkit

| Jenis         | Biaya Modal   | Biaya Bahan Bakar | Fleksibilitas |
|---------------|---------------|-------------------|---------------|
| PLTU Batubara | Tinggi        | Rendah            | Rendah        |
| PLTG (Gas)    | Sedang        | Sedang-Tinggi     | Tinggi        |
| PLTD (Diesel) | Rendah        | Sangat Tinggi     | Sangat Tinggi |
| PLTA          | Sangat Tinggi | Nol               | Tinggi        |
| PLTP          | Tinggi        | Nol               | Rendah        |
| PLTMH         | Sedang        | Nol               | Sedang        |

## Implikasi untuk dispatch ekonomi:

- **Base load:** PLTU batubara, PLTP
- **Intermediate load:** PLTA, PLTG
- **Peak load:** PLTD, PLTG

# Formulasi Masalah Economic Dispatch

**Tujuan:** Meminimalkan total biaya pembangkitan

## Fungsi Objektif

$$\text{Minimize: } F_T = \sum_{i=1}^N C_i(P_{G,i}) \quad (3)$$

## Batasan (Constraints):

### ① Keseimbangan Daya (Power Balance):

$$\sum_{i=1}^N P_{G,i} = P_D + P_{loss} \quad (4)$$

Untuk kasus tanpa rugi-rugi:  $P_{loss} = 0$

### ② Batasan Kapasitas Generator:

$$P_{G,i}^{min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

# Metode Lagrange Multiplier

Untuk menyelesaikan masalah optimasi dengan batasan, gunakan Lagrange multiplier:

## Fungsi Lagrange

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^N C_i(P_{G,i}) + \lambda \left( P_D - \sum_{i=1}^N P_{G,i} \right) \quad (6)$$

dimana  $\lambda$  adalah Lagrange multiplier (Rp/MWh)

Syarat optimal (Karush-Kuhn-Tucker conditions):

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{G,i}} = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{dC_i}{dP_{G,i}} = \lambda \quad (7)$$

## Prinsip Koordinasi

Pada kondisi optimal: **Incremental cost semua pembangkit harus sama** dan sama dengan  $\lambda$ .

# Interpretasi Lambda ( $\lambda$ )

## Makna Ekonomi

$\lambda$  menyatakan **biaya incremental sistem** (system lambda), yaitu biaya untuk memasok 1 MWh tambahan ke beban.

### Prinsip equal incremental cost:

- Jika  $IC_i < \lambda$ : tingkatkan output pembangkit  $i$
- Jika  $IC_i > \lambda$ : kurangi output pembangkit  $i$
- Jika  $IC_i = \lambda$ : pembangkit  $i$  sudah optimal

## Analogi

Seperti sistem air di banyak tangki yang saling terhubung: permukaan air akan sama di semua tangki pada kondisi setimbang. Di sini, "permukaan air" = incremental cost.

# Algoritma Solusi Economic Dispatch (1/2)

## Langkah-langkah penyelesaian:

- 1 Tentukan fungsi biaya untuk setiap pembangkit:  $C_i(P_{G,i})$
- 2 Hitung incremental cost untuk setiap pembangkit:  $IC_i = dC_i/dP_{G,i}$
- 3 Terapkan prinsip equal incremental cost:  $IC_i = \lambda$  untuk semua  $i$
- 4 Selesaikan sistem persamaan:

$$b_1 + 2c_1P_{G,1} = \lambda$$

$$b_2 + 2c_2P_{G,2} = \lambda$$

$$\vdots$$

$$b_N + 2c_NP_{G,N} = \lambda$$

$$\sum_{i=1}^N P_{G,i} = P_D$$

## Langkah-langkah penyelesaian (lanjutan):

- ⑤ Periksa apakah solusi memenuhi batasan  $P_{G,i}^{min}$  dan  $P_{G,i}^{max}$
- ⑥ Jika ada pembangkit di luar batasan, set ke batas dan ulangi dengan pembangkit yang tersisa

### Catatan

Algoritma ini merupakan metode iteratif yang akan konvergen ke solusi optimal untuk masalah economic dispatch tanpa rugi-rugi transmisi.

# Contoh: Economic Dispatch 2 Pembangkit (1/2)

## Data pembangkit:

- Pembangkit 1:  $C_1 = 500 + 40P_1 + 0.02P_1^2$  (Rp/jam),  $100 \leq P_1 \leq 400$  MW
- Pembangkit 2:  $C_2 = 400 + 50P_2 + 0.04P_2^2$  (Rp/jam),  $50 \leq P_2 \leq 300$  MW
- Beban total:  $P_D = 500$  MW

## Langkah 1: Incremental cost

$$IC_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 40 + 0.04P_1$$

$$IC_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 50 + 0.08P_2$$

## Langkah 2: Terapkan prinsip equal IC

$$40 + 0.04P_1 = 50 + 0.08P_2$$

$$P_1 + P_2 = 500$$

## Contoh: Economic Dispatch 2 Pembangkit (2/2)

### Langkah 3: Penyelesaian

$$P_1 = 350 \text{ MW}$$

$$P_2 = 150 \text{ MW}$$

$$\lambda = 54 \text{ Rp/MWh}$$

### Langkah 4: Hitung total biaya

$$C_1 = 500 + 40(350) + 0.02(350)^2 = 16950 \text{ Rp/jam}$$

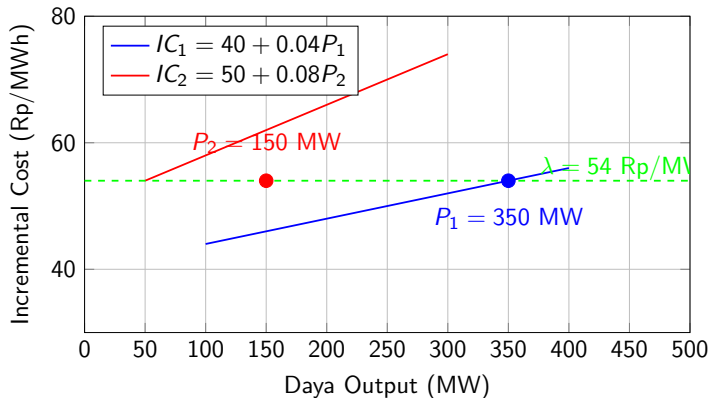
$$C_2 = 400 + 50(150) + 0.04(150)^2 = 8800 \text{ Rp/jam}$$

$$F_T = C_1 + C_2 = 25750 \text{ Rp/jam}$$

### Verifikasi

Kedua pembangkit berada dalam batasan kapasitas dan  $IC_1 = IC_2 = 54 \text{ Rp/MWh}$ . Solusi optimal!

# Visualisasi Economic Dispatch



**Kesimpulan:** Pada titik optimal, kedua pembangkit beroperasi pada incremental cost yang sama.

# Pengaruh Rugi-Rugi Transmisi

Dalam sistem nyata, transmisi daya menyebabkan rugi-rugi:

## Keseimbangan Daya

$$\sum_{i=1}^N P_{G,i} = P_D + P_{loss}(P_{G,1}, P_{G,2}, \dots, P_{G,N}) \quad (9)$$

**Model rugi-rugi transmisi (Formula B-coefficients):**

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{G,i} B_{ij} P_{G,j} + \sum_{i=1}^N B_{0i} P_{G,i} + B_{00} \quad (10)$$

dimana:

- $B_{ij}$  = koefisien rugi-rugi (loss coefficients) dalam  $\text{MW}^{-1}$
- Matriks  $[B]$  simetris:  $B_{ij} = B_{ji}$

**Pendekatan sederhana:** sering hanya menggunakan suku kuadrat pertama.

# Penalty Factors

Karena adanya rugi-rugi transmisi, perlu mempertimbangkan lokasi pembangkit:

## Penalty Factor

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{G,i}}} \quad (11)$$

### Makna:

- $L_i > 1$ : Peningkatan output dari pembangkit  $i$  sebesar 1 MW memerlukan lebih dari 1 MW karena rugi-rugi transmisi
- $L_i$  tergantung pada lokasi pembangkit terhadap pusat beban
- Pembangkit yang jauh dari beban memiliki  $L_i$  lebih besar

## Kondisi Optimal dengan Rugi-Rugi

$$\frac{IC_1}{L_1} = \frac{IC_2}{L_2} = \dots = \frac{IC_N}{L_N} = \lambda \quad (12)$$

# Algoritma dengan Penalty Factors

## Langkah-langkah iteratif:

- 1 Asumsikan nilai awal  $P_{G,i}$  (misalnya, dari solusi tanpa rugi-rugi)
- 2 Hitung penalty factors:

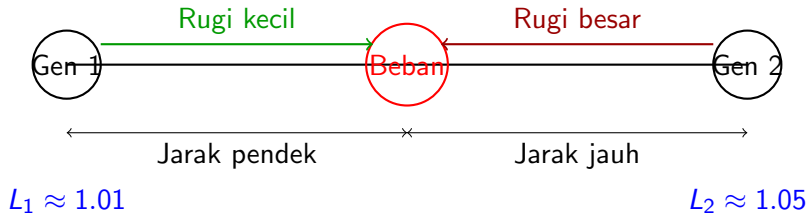
$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{G,i}} = 2 \sum_{j=1}^N B_{ij} P_{G,j} + B_{0i} \quad (13)$$

- 3 Hitung  $L_i = 1/(1 - \partial P_{loss}/\partial P_{G,i})$
- 4 Terapkan kondisi optimal:

$$IC_i = \lambda L_i \Rightarrow b_i + 2c_i P_{G,i} = \lambda L_i \quad (14)$$

- 5 Selesaikan untuk  $P_{G,i}$  baru
- 6 Periksa konvergensi: jika  $|\Delta P_{G,i}| < \epsilon$ , stop; jika tidak, kembali ke langkah 2
- 7 Periksa batasan kapasitas

# Ilustrasi Pengaruh Lokasi Pembangkit



## Implikasi:

- Pembangkit yang dekat dengan beban lebih diutamakan (ceteris paribus)
- Pembangkit yang jauh perlu incremental cost lebih rendah untuk bersaing
- Trade-off antara biaya bahan bakar dan rugi-rugi transmisi

# Optimal Power Flow (OPF) - Formulasi

**Economic dispatch** adalah kasus khusus dari **Optimal Power Flow**:

## OPF Problem

$$\text{Minimize: } \sum_{i=1}^N C_i(P_{G,i})$$

Subject to: Power flow equations

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max}$$

$$P_{G,i}^{min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{max}$$

$$Q_{G,i}^{min} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,i}^{max}$$

$$|S_{ij}| \leq S_{ij}^{max}$$

**OPF mempertimbangkan lebih banyak batasan dibanding ED:**

**Variabel kontrol:**

- Daya aktif generator
- Daya reaktif generator
- Tap transformator
- Shunt capacitors/reactors

**Batasan:**

- Tegangan bus
- Aliran daya saluran
- Kapasitas generator
- Model jaringan lengkap

## Kompleksitas

OPF adalah masalah optimasi non-linear berskala besar yang memerlukan solver khusus.

# Menggunakan MATPOWER untuk OPF (1/2)

**MATPOWER menyediakan fungsi untuk menjalankan OPF:**

## Langkah 1: Load case dan set cost

```
% Load case file
mpc = loadcase('case9');

% Set generator cost curves
% Format: [2 a b c] for  $C = a + b \cdot P + c \cdot P^2$ 
mpc.gencost = [
    2 0 0 2 40 0.02; % Gen 1
    2 0 0 2 50 0.04; % Gen 2
    2 0 0 2 45 0.03; % Gen 3
];
```

# Menggunakan MATPOWER untuk OPF (2/2)

## Langkah 2: Run OPF dan tampilkan hasil

### Eksekusi OPF

```
% Run OPF
results = runopf(mpc);

% Display results
printpf(results);

% Access specific results
P_gen = results.gen(:, 2); % Generator outputs
lambda = results.bus(:, 14); % Marginal prices
total_cost = results.f; % Total cost
```

## Output MATPOWER memberikan informasi:

### Generator dispatch:

- $P_G$  optimal untuk setiap generator
- $Q_G$  untuk setiap generator
- Marginal cost ( $\lambda$ )
- Total biaya operasi

### Kondisi jaringan:

- Tegangan di setiap bus
- Aliran daya di setiap saluran
- Rugi-rugi total sistem
- Line loadings (%)

## Parameter ekonomi:

- **System lambda ( $\lambda$ ):** Biaya incremental sistem
- **Locational Marginal Price (LMP):** Harga listrik per bus
- **Congestion cost:** Biaya akibat batasan kapasitas saluran
- **Loss cost:** Biaya akibat rugi-rugi transmisi

## LMP Formula

$$\text{LMP} = \lambda + \text{congestion cost} + \text{loss cost}$$

LMP berbeda untuk setiap bus tergantung lokasi dan kondisi jaringan!

# Studi Kasus: Sistem Bengkulu

## Pembangkit di Provinsi Bengkulu:

| Pembangkit       | Kapasitas         | Jenis      | Biaya Relatif  |
|------------------|-------------------|------------|----------------|
| PLTU Bengkulu    | $2 \times 100$ MW | Batubara   | Rendah         |
| PLTP Hululais    | $2 \times 55$ MW  | Panas Bumi | Rendah         |
| PLTA Musi        | 210 MW            | Hidro      | Nol (variabel) |
| PLTA Tes         | 86 MW             | Hidro      | Nol (variabel) |
| PLTMH (beberapa) | $< 10$ MW         | Hidro      | Nol            |
| PLTD Enggano     | Kecil             | Diesel     | Sangat Tinggi  |
| PLTBg            | $< 20$ MW         | Biomassa   | Rendah-Sedang  |

## Strategi dispatch di Bengkulu:

- 1 Prioritas: PLTA (biaya nol, tetapi tergantung ketersediaan air)
- 2 Base load: PLTU Bengkulu, PLTP Hululais
- 3 Peak/reserve: PLTD (hanya saat darurat karena biaya tinggi)
- 4 Pertimbangan: musim (kemarau vs hujan untuk PLTA)

# Evolusi Struktur Industri Listrik

**Dari monopoli vertikal ke pasar kompetitif:**

## **Model Lama (Monopoli):**

- Satu perusahaan vertikal terintegrasi
- Pembangkitan, transmisi, distribusi, retail
- Harga diatur pemerintah (regulated)
- Tidak ada kompetisi

**Contoh:** PLN di Indonesia (sebagian besar)

## **Model Baru (Pasar):**

- Pemisahan fungsi (unbundling)
- Kompetisi di pembangkitan dan retail
- Transmisi/distribusi tetap monopoli natural
- Harga ditentukan pasar

**Contoh:** Negara-negara Eropa, Australia, sebagian AS

## **Status Indonesia**

Indonesia sedang dalam transisi: IPP (Independent Power Producer) untuk pembangkitan, tetapi transmisi dan distribusi masih dominan PLN.

## Klasifikasi pasar listrik:

### ① Pasar Energi (Energy Market)

- Perdagangan daya aktif (MWh)
- Day-ahead market, real-time market
- Harga berdasarkan LMP (Locational Marginal Price)

### ② Pasar Kapasitas (Capacity Market)

- Pembayaran untuk ketersediaan pembangkit
- Menjamin adequacy sistem
- Kompensasi untuk fixed cost

## Klasifikasi pasar listrik (lanjutan):

### 3 Pasar Ancillary Services

- Frequency regulation
- Spinning/non-spinning reserve
- Voltage support
- Black start capability

## Catatan

Setiap jenis pasar memiliki mekanisme clearing dan pricing yang berbeda, disesuaikan dengan karakteristik produk yang diperdagangkan.

# Konsep Locational Marginal Price (LMP)

**Harga listrik di pasar tergantung pada lokasi:**

## Definisi LMP

LMP di bus  $i$  adalah biaya untuk memasok 1 MWh tambahan ke bus tersebut, dengan mempertimbangkan:

- Biaya pembangkitan (energy cost)
- Rugi-rugi transmisi (loss cost)
- Kongesti jaringan (congestion cost)

$$LMP_i = \lambda + \text{Congestion Cost}_i + \text{Loss Cost}_i \quad (15)$$

## Karakteristik:

- LMP berbeda untuk setiap bus
- LMP berubah setiap saat (tergantung kondisi sistem)
- Sinyal ekonomi untuk investasi pembangkit dan transmisi

## Proses pasar listrik sehari sebelumnya:

### ① Bid submission (pukul 10:00 D-1)

- Generator submit penawaran (offer): harga dan kuantitas
- Load/retailer submit permintaan (bid): harga dan kuantitas

### ② Market clearing (pukul 13:00 D-1)

- Independent System Operator (ISO) menjalankan OPF
- Menentukan dispatch optimal dan LMP untuk setiap periode
- Mempertimbangkan batasan jaringan dan keandalan

## Proses pasar listrik (lanjutan):

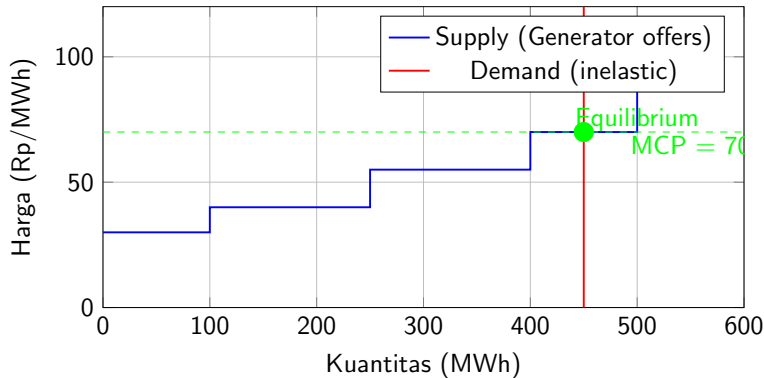
### ③ Schedule publication (pukul 15:00 D-1)

- Hasil: jadwal pembangkitan dan LMP per jam
- Kontrak finansial untuk hari operasi
- Notifikasi kepada semua pelaku pasar

### ④ Real-time operation (hari D)

- Penyesuaian dari jadwal day-ahead
- Real-time pricing untuk deviasi
- Balancing market untuk menjaga stabilitas

# Kurva Penawaran dan Permintaan



**Market Clearing Price (MCP):** Harga dimana supply = demand

# Relevansi untuk Indonesia dan Bengkulu

## Kondisi saat ini:

- Indonesia: sistem regulated, PLN sebagai off-taker tunggal
- IPP kontrak dengan PLN (PPA - Power Purchase Agreement)
- Harga listrik diatur pemerintah

## Perkembangan menuju pasar:

- Peraturan tentang pembelian listrik dari energi terbarukan
- Net metering untuk PLTS atap
- Kemungkinan pembukaan pasar kompetitif di masa depan

## Implikasi untuk Bengkulu:

- Potensi IPP untuk PLTA, PLTP, biomassa
- Pentingnya analisis ekonomi untuk menarik investasi
- Economic dispatch tetap relevan untuk optimasi operasi PLN

# Kesimpulan Utama

- 1 **Economic dispatch** adalah masalah optimasi untuk meminimalkan biaya operasi sistem tenaga sambil memenuhi beban dan batasan teknis
- 2 **Tanpa rugi-rugi transmisi:** Prinsip equal incremental cost

$$IC_1 = IC_2 = \dots = IC_N = \lambda$$

- 3 **Dengan rugi-rugi transmisi:** Gunakan penalty factors

$$\frac{IC_1}{L_1} = \frac{IC_2}{L_2} = \dots = \frac{IC_N}{L_N} = \lambda$$

- 4 **OPF** adalah generalisasi dengan batasan jaringan lengkap
- 5 **Pasar listrik** menggunakan konsep LMP dan mekanisme pasar kompetitif
- 6 **MATPOWER** adalah tool powerful untuk analisis economic dispatch dan OPF

## Aktivitas minggu ini:

- **Lembar Kerja:** Menghitung economic dispatch untuk sistem multi-generator dengan dan tanpa rugi-rugi transmisi
- **Lab Komputer:** Menggunakan MATPOWER untuk menjalankan OPF pada sistem test case dan sistem yang merepresentasikan Bengkulu
- **Problem Set:** Soal-soal dari level C1 (pengetahuan) hingga C6 (evaluasi) tentang ekonomi operasi sistem tenaga
- **Bacaan:** Baca bab tentang economic dispatch dan OPF di buku teks

**Minggu depan:** Stabilitas Sistem Tenaga

# Terima Kasih!



Universitas Bengkulu  
Fakultas Teknik