

**PELATIHAN  
DEKLARASI KONDISI DAN INDEKS  
KINERJA PEMBANGKIT**

**Hartoyo**

**081222792457**

**hartoyo@uny.ac.id**

**UNIVERSITAS NEGERI YOGYAKARTA**

**– BEXPERT INDOPRIMA CONSULTANT**

**Bandung, 4 Desember 2019**

# Pengantar DKIKP

- PLN sebagai Perusahaan Listrik Nasional perlu mempunyai Sistem Database Pembangkit yang seragam dan mengikuti standar Internasional
- Pemanfaatan TI , perlu dilakukan agar informasi data, evaluasi /analisa , & dan pengambilan kebijakan lebih cepat , mudah, dan tepat.
- Diperlukan komitmen semua pihak yang terkait u/ menyampaikan data pembangkitan secara obyektif, sesuai tanggung jawabnya masing2 dengan koordinasi yang lebih baik.
- PLN merupakan bagian dari pusat informasi global yang dapat diakses dari seluruh penjuru dunia
- Protap IKP 2007 – 2012 sudah mengacu standar internasional (GADS-DRI NERC / IEEE)

IKP '2012 berlaku secara umum

# Kegunaan DKIKP

- Informasi mengenai Indikator Kinerja Pembangkit (IKP) sangat diperlukan dalam perencanaan sistem (system planning) dan operasi sistem (system operation) ketenagalistrikan
- kebutuhan operasi sistem ketenagalistrikan saat ini menghendaki pemberlakuan pengertian yang sama tentang formulasi Indikator Kinerja Pembangkit

# Maksud dan Tujuan DKIKP

- Database perusahaan pembangkit
- Keperluan perhitungan Indeks Kinerja Pembangkit;
- Keperluan perhitungan kesiapan komersial Pembangkit sesuai PJBTTL;
- Keperluan Statistik dan Publikasi

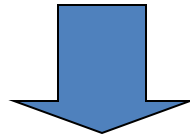
Mendorong peningkatan efisiensi dan keandalan penyediaan Tenaga Listrik Sistem Jamali

# MATERI DKIKP

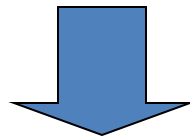
- ❖ Deklarasi Kondisi Pembangkit (DKP)
- ❖ Indikator Kinerja Pembangkit (IKP)

# **Deklarasi Kondisi Pembangkit (DKP)**

**Informasi mengenai kondisi dan kesiapan Pembangkit berdasarkan Standar Internasional**



**Bagian dalam pengusahaan operasi sistem tenaga listrik**



**sebagai dasar dalam pengambilan keputusan perintah dispatch.**

# Indikator Kinerja Pembangkit (IKP)

- Angka indikator yang menggambarkan berbagai status pembangkit (Available, Derating, PO, MO, FO,RS, dll) dalam periode waktu tertentu.
- Sejak 2008 PLN memperbaharui cara menghitung IKP agar IKP PLN compatible dan comparable dengan IKP perusahaan listrik lain.
- Disediakan tool untuk menghitung IKP agar akurasi IKP meningkat dan pada saat yang sama tidak menambah (bahkan mengurangi) beban kerja
- Evaluasi, perencanaan, pengoperasian, perlakuan, dan antisipasi kedepan

# KINERJA OPERASIONAL

## a. Pelayanan kepada Pelanggan

Pelayanan kepada Pelanggan dimaksud adalah mampu mengkondisikan Pembangkit dalam kesiapan penyediaan energi yang diindikasikan dengan harga kesiapan dari jam operasi terhadap jam periodik. Mampu mengelola jam pemeliharaan dengan baik dan memperkecil kemungkinan terjadi gangguan yang berakibat pembangkit keluar paksa atau turunnya kemampuan produksi.

Indikator kinerja pelayanan : EAF, EFOR, SOF, SFF, Sd OF



# Kinerja Operasional

## b. Peningkatan Efisiensi

Peningkatan Efisiensi dimaksud adalah tersedianya energi yang memadai, andal dan murah. Pembangkit berupaya meraih kesempatan dalam memproduksi energi yang akan dibangkitkan, hemat pemakaian bahan bakar dan pemakaian listrik yang rendah.

Indikator peningkatan Efisiensi : Efisiensi thermal dan Listrik PS

# INDIKATOR KINERJA

## 1. JAM PENGUSAHAAN

Jam Pengusahaan sebagai acuan untuk menentukan besaran indikator kinerja yang terjadi. Jam Pengusahaan meliputi : jam Periodik, jam operasi, jam pemeliharaan, jam gangguan, jam standby (*Reserve Shutdown Hours*)

Periodik per hari = 24 jam

Periodik per bulan = 720 jam (30 hari), 744 jam (31 hari), 672 jam (28 hari)

Periodik per tahun = 8760 jam

$$PH = POH + MOH + FOH + RSH + SH$$

$$AH = RSH + SH$$

### 1.1.1 SIMBOL KINERJA PEMBANGKIT ( Durasi Outage Dan Derating )

1. ***Service Hours (SH)***: adalah jumlah jam operasi unit pembangkit tersambung ke jaringan transmisi, baik pada kondisi operasi normal maupun kondisi derating.
2. ***Available Hours (AH)***: adalah jumlah jam unit pembangkit siap dioperasikan yaitu Service Hours ditambah Reserve Shutdown Hours.
3. ***Planned Outage Hours (POH)***: adalah jumlah jam unit tidak dapat beroperasi sebagai akibat dari Planned Outage untuk pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan overhaul, yang telah dijadwalkan jauh hari sebelumnya (misal: overhaul boiler, overhaul turbin) + Scheduled Outage Extensions (SE) dari Planned Outages (PO).

4. ***Unplanned Outage Hours (UOH)***: adalah jumlah jam yang dialami selama Unplanned (Forced) Outages (U1, U2, U3) + Startup Failures (SF) + Maintenance Outages (MO) + Scheduled Outage Extensions (SE) dari Maintenance Outages (MO).
5. ***Forced Outage Hours (FOH)***: adalah jumlah jam unit keluar paksa sebagai akibat dari gangguan Unplanned (Forced) Outages (U1, U2, U3) + Startup Failures (SF).
6. ***Maintenance Outage Hours (MOH)***: adalah jumlah jam unit tidak dapat beroperasi sebagai akibat dari keluar pemeliharaan karena: Maintenance Outages (MO) + Scheduled Outage Extensions (SE) dari Maintenance Outages (MO).

- 7. *Unavailable Hours (UH)*:** adalah jumlah jam dari semua Planned Outage Hours (POH) + Unplanned (Forced) Outage Hours (FOH) + Maintenance Outage Hours (MOH).
- 8. *Scheduled Outage Hours (SOH)*:** adalah jumlah jam unit tidak dapat beroperasi sebagai akibat dari keluar terencana baik Planned Outage maupun Maintenance Outage + *Scheduled Outage Extensions (SE)* dari *Maintenance Outages (MO)* dan *Planned Outages(PO)*.
- 9. *Reserve Shutdown Hours (RSH)*:** adalah jumlah jam unit tidak beroperasi karena tidak dibutuhkan oleh sistem (pertimbangan ekonomi).
- 10. *Synchronous Hours (Syn.H)*:** adalah jumlah jam unit dalam kondisi kondensasi.

- 11. *Period Hours (PH)*:** adalah total jumlah jam dalam suatu periode tertentu yang sedang diamati selama unit dalam status Aktif.
  
- 12. *Unit Derating Hours (UDH)*:** adalah jumlah jam unit mengalami derating.
  
- 13. *Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH)*:** adalah perkalian antara MW derating unit pembangkit akibat pengaruh cuaca/musim dengan jumlah jam unit pembangkit siap dibagi dengan DMN.

**14. Equivalent Forced Derated Hours (EFDH):** adalah perkalian antara jumlah jam unit pembangkit derating secara paksa (forced derating: D1, D2, D3) dengan besar penurunan derating dibagi DMN. Setiap kejadian Forced Derating (D1, D2, D3) dikonversi menjadi jam ekuivalen full outage, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar derating (MW) dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit (MW). Semua jam ekuivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.

**15. Equivalent Planned Derated Hours (EPDH):** adalah perkalian antara jumlah jam unit pembangkit derating terencana (Planned Derating) termasuk Extension (DE) dan besar penurunan derating dibagi dengan DMN. Setiap kejadian derating terencana (PD dan DE) dikonversi menjadi jam ekuivalen full outage, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar derating (MW) dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit (MW). Semua jam ekuivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.

- **CATATAN:**

*Termasuk Planned Deratings (PD) selama Reserve Shutdowns (RS).*



**16. Equivalent Unplanned Derated Hours (EUDH):** adalah perkalian antara jumlah jam unit pembangkit derating tidak terencana (D1, D2, D3, D4, DE) dan besar penurunan derating dibagi dengan DMN. Setiap kejadian Forced Derating (D1, D2, D3) dikonversi menjadi jam ekuivalen full outage, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar derating (MW) dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit (MW). Semua jam ekuivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.

**17. Equivalent Forced Derated Hours during Reserve Shutdown (EFDHRS):** adalah perkalian antara jumlah jam unit pembangkit forced derating (D1, D2, D3) selama reserve shutdown dan besar penurunan derating dibagi dengan DMN. Setiap kejadian Forced Derating (D1, D2, D3) selama reserve shutdown dikonversi menjadi jam ekivalen full outage, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar derating (MW) dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit (MW). Semua jam ekivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.

**18. Equivalent Planned Derated Hours During Reserve Shutdowns – EPDHRS (PD):** adalah perkalian antara jumlah jam unit keluar terencana (Planned Derating, PD) selama reserve shutdown dan besar penurunan derating dibagi dengan DMN. Setiap kejadian planned derating selama reserve shutdown dikonversi menjadi jam ekuivalen full outage, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar derating (MW) dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit (MW). Semua jam ekuivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.

# Deskripsi IKP

## PER UNIT PEMBANGKIT

- Availability Factor (AF)
- Equivalent Availability Factor (EAF)
- Service Factor (SF)
- Scheduled Outage Factor (SOF)
- Forced Outage Rate (FOR)
- Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)
- Equivalent Forced Outage Rate demand (EFOR<sub>d</sub>)
- Sudden Outage Frequency (Sdof)
- Dan lainnya (Appendix F)

## UNIT PEMBANGKIT GABUNGAN

- Weighted Availability Factor (WAF)
- Weighted Equivalent Availability Factor (WEAF)
- Weighted Service Factor (WSF)
- Weighted Scheduled Outage Factor (WSOF)
- Weighted Forced Outage Rate (WFOR)
- Weighted Equivalent Forced Outage Rate (WEFOR)
- Weighted Equivalent Forced Outage Factor demand (WFOF<sub>d</sub>)
- Weighted Sudden Outage Frequency (Sdof)
- Dan lainnya (Appendix F)

# Formula IKP

## BASIS WAKTU

## BASIS KAPASITAS/ENERGI

$$AF = \frac{AH}{PH} \times 100\%$$

$$WAF = \frac{\Sigma(AH \times DMN)}{\Sigma(PH \times DMN)} \times 100\%$$

$$EAF = \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\%$$

$$WEAF = \frac{\Sigma[(AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH))] \times DMN}{\Sigma(PH \times DMN)} \times 100\%$$

$$SF = \frac{SH}{PH} \times 100\%$$

$$WSF = \frac{\Sigma(SH \times DMN)}{\Sigma(PH \times DMN)} \times 100\%$$

$$SOF = \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\%$$

$$WSOF = \frac{\Sigma[(POH + MOH)] \times DMN}{\Sigma(PH \times DMN)} \times 100\%$$

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH + SynchronousHours} \times 100\%$$

$$WFOR = \frac{\Sigma(FOH \times DMN)}{\Sigma[(FOH + SH + Synchr.Hours) \times DMN]} \times 100\%$$

$$EFOR = \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + Synchr.Hrs. + EFDHRS} \times 100\%$$

$$WEFOR = \frac{\Sigma[(FOH + EFDH) \times DMN]}{\Sigma[(FOH + SH + Synchr.Hrs. + EFDHRS) \times DMN]} \times 100\%$$

$$NCF = \frac{Produksi\ Netto}{PH \times DMN} \times 100\%$$

$$WNCF = \frac{\Sigma\text{Produksi\ Netto}}{\Sigma(PH \times DMN)} \times 100\%$$

$$NOF = \frac{Produksi\ Netto}{SH \times DMN} \times 100\%$$

$$WNOF = \frac{\Sigma\text{Produksi\ Netto}}{\Sigma(SH \times DMN)} \times 100\%$$

$$PF = \frac{Produksi\ Netto}{(AH - (EPDH + EUDH)) \times DMN} \times 100\%$$

$$WPF = \frac{\Sigma\text{Produksi\ Netto}}{\Sigma((AH - (EPDH + EUDH)) \times DMN)} \times 100\%$$

## 1.1.2 Definisi Indeks Kinerja Pembangkit

1. **Availability Factor (AF):** adalah rasio antara jumlah jam unit pembangkit siap beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan prosentase kesiapan unit pembangkit untuk dioperasikan pada satu periode tertentu~ (8760~8784) jam, 1 tahun =12 bulan, 1 bln=30,5 hari, 1 hari=24 jam
2. **Equivalent Availability Factor (EAF):** adalah ekivalen Availability Factor yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit.

$$\begin{aligned} \text{EAF - Mesin} &= \frac{AH - (EFDH + ESDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \\ &= \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \end{aligned}$$

# Indek Kinerja Pembangkit

- 3. *Service Factor (SF)*:** adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan prosentase jumlah jam unit pembangkit beroperasi pada satu periode tertentu.

4. ***Planned Outage Factor (POF)***: adalah rasio jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (planned outage) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan prosentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan overhaul pada suatu periode tertentu.
  
5. ***Maintenace Outage Factor (MOF)***: adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (Maintenace outage) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan prosentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan perbaikan, pada suatu periode tertentu.



6. ***Scheduled Outage Factor (SOF)***: adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (planned outage dan maintenance outage) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan prosentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan overhaul pada suatu periode tertentu.
  
7. ***Unit Derating Factor (UDF)***: adalah rasio dari jumlah jam ekivalen unit pembangkit mengalami derating terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan prosentase kondisi unit pembangkit akibat derating, pada suatu periode tertentu.

8. ***Reserve Shutdown Factor (RSF)***: adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar reserve shutdown (RSH) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan prosentase unit pembangkit reserve shutdown, pada suatu periode tertentu.
  
9. ***Forced Outage Factor (FOF)***: adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar paksa (FOH) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan prosentase kondisi unit pembangkit akibat FO, pada suatu periode tertentu.

**10. Forced Outage Rate (FOR):** adalah jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) dibagi jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem ditambah jumlah jam unit pembangkit beroperasi, yang dinyatakan dalam prosen.

**11. Forced Outage Rate demand (FORd):** adalah  $(f \times FOH)$  dibagi  $[(f \times FOH) + SH]$ . Besaran ini menunjukkan tingkat gangguan outage tiap periode operasi yang diharapkan.

**12. Equivalent Forced Outage Rate (EFOR):** adalah Forced Outage Rate yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit.

**13. Equivalent Forced Outage Rate demand (EFORd):**

adalah  $[(f \times FOH) + (fp \times EFDH)]$  dibagi  $[(f \times FOH) + SH]$ .  
Besaran ini menunjukkan tingkat gangguan outage dan derating tiap periode operasi yang diharapkan.

**14. Net Capacity Factor (NCF):** adalah rasio antara total produksi netto dengan daya mampu netto unit pembangkit dikali dengan jam periode tertentu (umumnya periode 1 tahun, 8760 atau 8784 jam).

**15. Net Output Factor (NOF):** adalah rasio antara total produksi netto dengan daya mampu netto unit pembangkit dikali dengan jumlah jam unit pembangkit beroperasi.

**16. Plant Factor (PF):** adalah rasio antara total produksi netto dengan perkalian antara DMN dan jumlah jam unit pembangkit siap dikurangi jumlah jam ekuivalen unit pembangkit derating akibat forced derating, maintenance derating, planned derating, dan derating karena cuaca/musim.

## **6.3. Formula Indeks Kinerja Pembangkit**

Disini akan dibahas metode perhitungan Indeks Kinerja Pembangkit yang yaitu :

1. Perhitungan Pembangkit Tunggal
2. Perhitungan Pembangkit Gabungan

## Beberapa jenis Indeks kinerja pembangkit yaitu

<b>PER UNIT PEMBANGKIT</b>	<b>UNIT PEMBANGKIT GABUNGAN</b>
1. Availability Factor (AF)	1. Weighted Availability Factor (WAF)
2. Equivalent Availability Factor (EAF)	2. Weighted Equivalent Availability Factor (WEAF)
3. Service Factor (SF)	3. Weighted Service Factor (WSF)
4. Planned Outage Factor (POF)	4. Weighted Planned Outage Factor (WPOF)
5. Maintenance Outage Factor (MOF)	5. Weighted Maintenance Outage Factor (WMOF)
6. Forced Outage Factor (FOF)	6. Weighted Forced Outage Factor (WFOF)
7. Reserve Shutdown Factor (RSF)	

8. Unit Derating Factor (UDF)
9. Seasonal Derating Factor (SEDF)
10. Forced Outage Rate (FOR)
11. Forced Outage Rate Demand (FOR<sub>d</sub>)
12. Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)
13. Eq. Forced Outage Rate demand (EFOR<sub>d</sub>)
14. Net Capacity Factor (NCF)
15. Net Output Factor (NOF)
16. Plant Factor (PF)

7. Weighted Reserve Shutdown Factor (WRSF)
8. Weighted Unit Derating Factor (WUDF)
9. Weighted Seasonal Derating Factor (WSEDF)
10. Weighted Forced Outage Rate (WFOR)
11. Weighted Equivalent Forced Outage Rate (WFOR<sub>d</sub>)
12. W. Equivalent Forced Outage Rate (WEFOR)
13. W. Equivalent Forced Outage Rate demand (WEFOR<sub>d</sub>)
14. Weighted Net Capacity Factor (WNCF)
15. Weighted Net Output Factor (WNOF)
16. Weighted Plant Factor (WPF)



## Formula Indeks Kinerja Pembangkit untuk pembangkit tunggal (per pembangkit)

1	Availability factor [ <b>AF</b> ]	$= \frac{AH}{PH} \times 100\%$
2	Equivalent Availability Factor [ <b>EAF</b> ]	$= \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\%$
3	Service Factor [ <b>SF</b> ]	$= \frac{SH}{PH} \times 100\%$
4	Planned Outage Factor [ <b>POF</b> ]	$= \frac{POH}{PH} \times 100\%$

## Formula Indeks Kinerja Pembangkit untuk pembangkit tunggal (per pembangkit)

5	Maintenance Outage Factor [ <b>MOF</b> ]	$= \frac{MOH}{PH} \times 100\%$
6	Reserve Shutdown Factor [ <b>RSF</b> ]	$= \frac{RSH}{PH} \times 100\%$
7	Unit Derating Factor [ <b>UDF</b> ]	$= \frac{EPDH + EUDH}{PH} \times 100\%$
8	Scheduled Outage Factor [ <b>SOF</b> ]	$= \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\%$
9	Forced Outage Factor [ <b>FOF</b> ]	$= \frac{FOH}{PH} \times 100\%$
10	Forced Outage Rate [ <b>FOR</b> ]	$= \frac{FOH}{FOH + SH + Synchronous\ Hours} \times 100\%$
11	Forced Outage Rate demand [ <b>FOR<sub>d</sub></b> ]	$= \frac{f \times FOH}{(f \times FOH) + SH} \times 100\%$
12	Equivalent Forced Outage Rate [ <b>EFOR</b> ]	$= \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + Synchr.\ Hrs. + EFDHRS} \times 100\%$

## Formula Indeks Kinerja Pembangkit untuk pembangkit tunggal (per pembangkit)

13	<p>Equivalent Forced Outage Rate demand [ <b>EFOR<sub>d</sub></b> ] **)</p> <p>**) Untuk pembangkit pemikul beban puncak</p> <p>Jika SH, FOH atau RSH = 0, maka untuk perhitungan diberi angka 0,001.</p> <p>Jika jumlah kejadian FO, start atau start aktual = 0, maka untuk perhitungan diberi angka 1.</p>	$= \frac{(f \times FOH) + (fp \times EFDH)}{(f \times FOH) + SH} \times 100\%$ <p><b>dimana:</b></p> <p><math>fp = (SH/AH)</math></p> <p><math>f = (1/r + 1/T) / (1/r + 1/T + 1/D)</math></p> <p><math>r = \text{Durasi FO rata-rata} = [FOH / \text{jumlah kejadian FO}]</math></p> <p><math>D = \text{jam operasi rata-rata} = [SH / \text{jumlah start aktual}]</math></p> <p><math>T = \text{RSH rata-rata} = [RSH / \text{jumlah start yang dilakukan, baik berhasil maupun gagal}]</math></p>
----	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

## Formula Indeks Kinerja Pembangkit untuk pembangkit tunggal (per pembangkit)

14	Net Capacity Factor [ <b>NCF</b> ]	$= \frac{\text{Produksi Netto}}{PH \times DMN} \times 100\%$
15	Net Output factor [ <b>NOF</b> ]	$= \frac{\text{Produksi Netto}}{SH \times DMN} \times 100\%$
16	Plant Factor [ <b>PF</b> ]	$= \frac{\text{Produksi Netto}}{(AH - (EPDH + EUDH)) \times DMN} \times 100\%$

## Formula IKP Pembangkit Gabungan

1	Availability factor [ <b>AF</b> ]	$= \frac{\Sigma AH}{\Sigma PH} \times 100\%$
2	Equivalent Availability Factor [ <b>EAF</b> ]	$= \frac{\Sigma(AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH))}{\Sigma PH} \times 100\%$
3	Service Factor [ <b>SF</b> ]	$= \frac{\Sigma SH}{\Sigma PH} \times 100\%$
4	Planned Outage Factor [ <b>POF</b> ]	$= \frac{\Sigma POH}{\Sigma PH} \times 100\%$
5	Maintenance Outage Factor [ <b>MOF</b> ]	$= \frac{\Sigma MOH}{\Sigma PH} \times 100\%$

## Formula IKP Pembangkit Gabungan

6	Reserve Shutdown Factor [ <b>RSF</b> ]	$= \frac{\Sigma RSH}{\Sigma PH} \times 100\%$
7	Unit Derating Factor [ <b>UDF</b> ]	$= \frac{\Sigma(EPDH + EUDH)}{\Sigma PH} \times 100\%$
8	Scheduled Outage Factor [ <b>SOF</b> ]	$= \frac{\Sigma(POH + MOH)}{\Sigma PH} \times 100\%$
9	Forced Outage Factor [ <b>FOF</b> ]	$= \frac{\Sigma FOH}{\Sigma PH} \times 100\%$
10	Forced Outage Rate [ <b>FOR</b> ]	$= \frac{\Sigma FOH}{\Sigma(FOH + SH + Synchr.Hours)} \times 100\%$
11	Forced Outage Rate demand [ <b>FOR<sub>d</sub></b> ]	$= \frac{\Sigma(f \times FOH)}{\Sigma((f \times FOH) + SH)} \times 100\%$

## Formula IKP Pembangkit Gabungan

12	<p>Equivalent Forced Outage Rate [ <b>EFOR</b> ]</p>	$= \frac{\Sigma(FOH + EFDH)}{\Sigma(FOH + SH + Synchron.Hrs. + EFDHRS)} \times 100\%$
13	<p>Equivalent Forced Outage Rate demand [ <b>EFOR<sub>d</sub></b> ] **)</p> <p>**) Untuk pembangkit pemikul beban puncak</p> <p>Jika SH, FOH atau RSH = 0, maka untuk perhitungan diberi angka 0,001.</p> <p>Jika jumlah kejadian FO, start atau start aktual = 0, maka untuk perhitungan diberi angka 1.</p>	$= \frac{\Sigma((f \times FOH) + (fp \times EFDH))}{\Sigma((f \times FOH) + SH)} \times 100\%$ <p><b>dimana:</b></p> <p><math>fp = (SH/AH)</math></p> <p><math>f = (1/r + 1/T) / (1/r + 1/T + 1/D)</math></p> <p><math>r =</math> Durasi FO rata-rata = <math>[FOH / \text{jumlah kejadian FO}]</math></p> <p><math>D =</math> jam operasi rata-rata = <math>[SH / \text{jumlah start aktual}]</math></p> <p><math>T =</math> RSH rata-rata = <math>[RSH / \text{jumlah start yang dilakukan, baik berhasil maupun gagal}]</math></p>

## Formula IKP Pembangkit Gabungan

14	Net Capacity Factor [ <b>NCF</b> ]	$= \frac{\Sigma \text{Produksi Netto}}{\Sigma (PH \times DMN)} \times 100\%$
15	Net Output factor [ <b>NOF</b> ]	$= \frac{\Sigma \text{Produksi Netto}}{\Sigma (SH \times DMN)} \times 100\%$
16	Plant Factor [ <b>PF</b> ]	$= \frac{\Sigma \text{Produksi Netto}}{\Sigma ((AH - (EPDH + EUDH)) \times DMN)} \times 100\%$



# Performance Pembangkit

- **AF/EAF** – Faktor Kesiapan pembangkit
- **FOR/EFOR** – Tingkat gangguan/dan derating
- **SF** – Faktor operasi
- **SOF** – Faktor Outage terencana
- **CF** – Faktor pemanfaatan energi
- **NOF/PF** – Faktor pemanfaatan energi terhadap kesiapan

# Kegunaan IKP

## Jangka pendek:

- Mengetahui kondisi pembangkit dengan benar dan cepat, sehingga dapat melakukan tindak lanjut secara efektif
- Keperluan Operasional
- Keperluan Perencanaan
- Benchmark dengan perusahaan pembangkit lain

## Jangka panjang\*\*:

<b>New Plants</b> Design Procurement Construction	<b>Plant Strategies</b> Load following Power reductions Goals/Benchmarking	<b>Maintenance Strategies</b> Preventive/predictive Inspection scheduling Surveillance
<b>System Strategies</b> Dispatch Maintenance	<b>Plant Modifications</b> Replacement Reconfiguration	<b>Outage Planning</b> Critical items Resource allocation

\* = Kaplan and Norton, Strategy Maps, Harvard Business School Press

\*\* = NERC – GADS Data Reporting Instructions

# **Pengaruh DKIKP Terhadap Operasi Real Time**

- ❖ Kepastian pasokan daya aktual**
- ❖ Strategi & Akurasi dispatch**
- ❖ Optimasi biaya operasi**

# Pengaruh EAF thd Setelmen

**1. Komp. A** = DMN\*Harga Komp. A\***EAF**

**2. Komp. B** = DMN\*Harga Komp. B\***EAF**

**3. Komp. C** = **Ea**\*Harga Komp.C

**4. Komp. D** = **Ea**\*Harga Komp.D

**Total Tagihan = Komp. A + Komp.B + Komp. C + Komp. D**

## Note

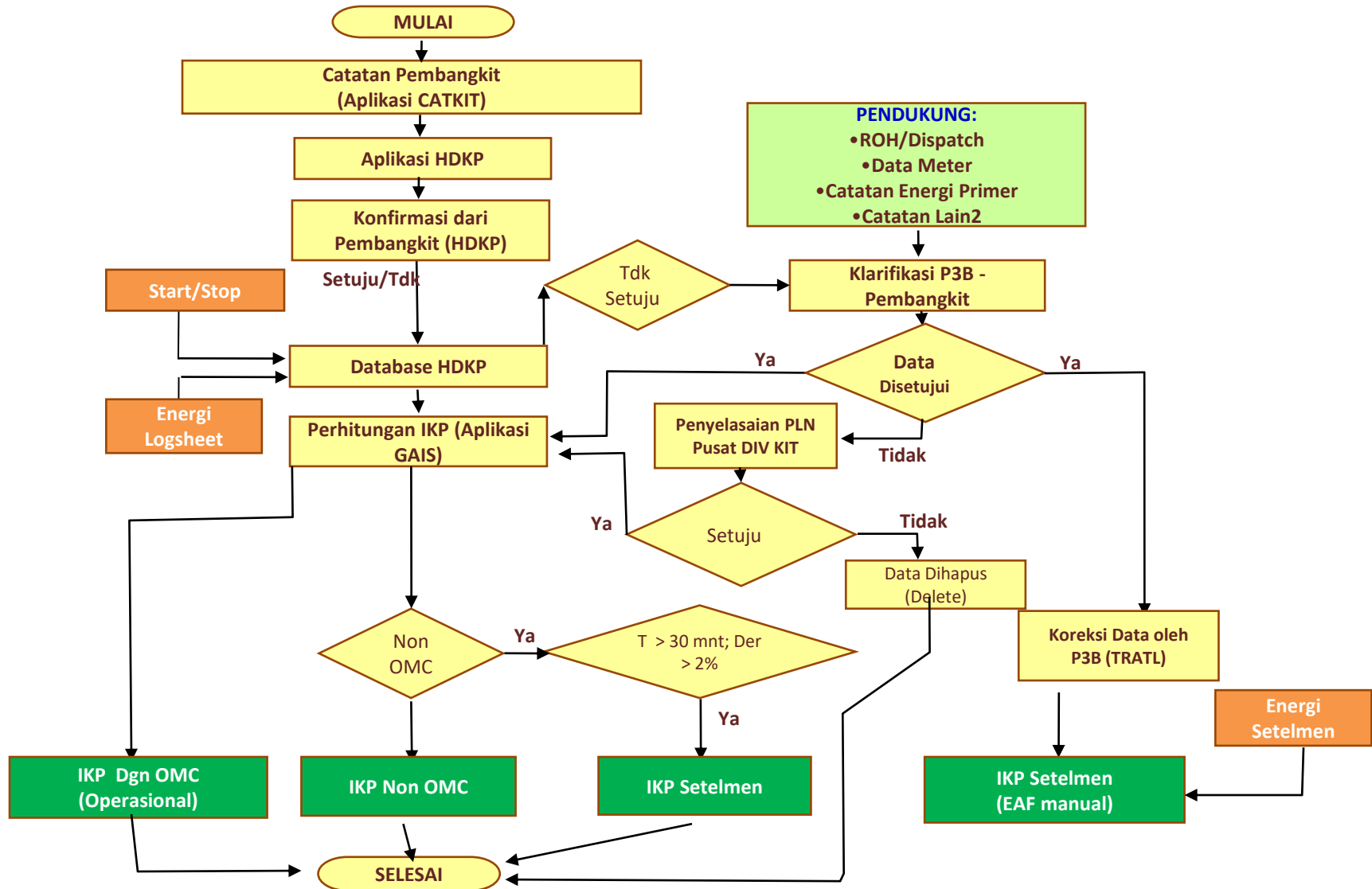
Komp Biaya: - Fix Cost (A = modal, B= Biaya tetap O&M)

- Var.cost (C = bhn bakar, D= Var O&M)

Metode → capacity & energy based

$$EAF = \frac{AH - (EFDH + ESDH)}{PH} \times 100\%$$

# PROSES DEKLARASI KONDISI PEMBANGKIT



## D.2.2. TATA-CARA

- a) Unit Pembangkit dengan DMN unit Pembangkit lebih besar atau sama dengan 15 MW harus mendeklarasikan kepada dispatcher BOPS atau dispatcher REGION P3B atau dispatcher Sub-Region Bali sesuai kewenangannya mengenai setiap kondisi Pembangkit aktual baik yang parsial (derating), tidak siap sepenuhnya (DMN = 0) akibat PO, MO, atau FO, kondisi Unit yang siap, maupun kondisi *non event curtailing* (NC) untuk periode Mingguan (RDM) berikut *Cause Code* nya. Data pembangkit yang tidak siap akan dimasukkan oleh BOPS ke dalam database HDKP. Data unit Pembangkit yang siap akan di Dispatch dalam ROH (Rencana Operasi Harian).
- b) Jika terjadi perubahan kondisi pembangkit dari RDM/ROH, maka pihak Pembangkit atau BOPS/REGION P3B JB akan mendeklarasikan perubahan kondisi Pembangkit tersebut dengan menyebutkan nama dan nomor unit Pembangkit, daya mampu Pembangkit maksimum, waktu mulai dan berakhirnya kondisi tersebut, alasan kejadian, cause code komponen/kelompok dan nama operator/supervisor yang melaporkan dalam Deklarasi Harian Kondisi Pembangkit (HDKP).

Jika tidak terdapat deklarasi perubahan kondisi Pembangkit maka daya mampu aktual Pembangkit yang digunakan untuk keperluan perhitungan kondisi Pembangkit adalah daya mampu mutakhir sesuai RDM yang disampaikan ke BOPS.

Setiap Operator atau Supervisor Operasi yang berkomunikasi secara elektronik, tertulis maupun suara dengan Dispatcher adalah **sah sebagai juru bicara** unit Pembangkit.

- c) Apabila telah menggunakan Aplikasi Dispatch, Supervisor Operasi atau Operator Pembangkit yang mewakili Supervisor Operasi Pembangkit atau yang mewakili harus mengakui telah menerima (acknowledgement) perintah dispatch atau daya mampu maksimum atau informasi lainnya yang di-klaim oleh Dispatcher BOPS melalui Aplikasi Dispatch dan memberikan komentar/informasi/persetujuan kondisi pembangkit atas perintah dispatcher. Apabila dalam perintah Dispatchcer tidak ada waktu untuk memberikan perintah, maka Supervisor Operasi atau Operator Pembangkit yang mewakili Supervisor Operasi Pembangkit wajib mengisikan dalam aplikasi atas perintah dispatchcer dan selanjutnya dispatcher hanya melakukan acknowledgement.
- d) Apabila Aplikasi Dispatch tidak dapat berfungsi atau belum diimplementasikan, maka Dispatcher BOPS, REGION dan Sub Region Bali harus mencatat semua data dari deklarasi yang dilakukan operator Pembangkit dan informasi operasi pembangkit lainnya pada logbook operasi sistem/logsheets. Komunikasi operasi tersebut harus pula direkam oleh BOPS dengan sarana voice recorder. Hasil dari koordinasi mengenai data/informasi selanjutnya akan dimasukkan oleh BOPS kedalam data base Aplikasi HDKP.
- e) Supervisor Operasi Real Time BOPS akan mengirim rekap **Data Awal** kondisi Pembangkit harian seperti daya mampu maksimum, penyebab kejadian dan cause codenya **untuk data yang**

**sudah terkumpul** pada periode tugas/shiftnya kepada Supervisor Pembangkit atau yang mewakili melalui Web Aplikasi HDKP

- f) Supervisor Pembangkit atau yang mewakili akan melakukan *acknowledgement* atas **Data Awal** kondisi Pembangkit meliputi daya mampu maksimum, penyebab kejadian dan cause codenya melalui Web Aplikasi HDKP.
- g) Form **H-DKP-P3B** yang berisi **Rekap Final** data kondisi Pembangkit periode operasi mulai pukul 00:00 WIB hingga 24:00 WIB satu hari sebelumnya akan dikirim selambat-lambatnya pukul 10.00 WIB setiap harinya oleh Supervisor Operasi Real Time BOPS melalui Web Aplikasi HDKP untuk selanjutnya dikonfirmasi oleh Supervisor Pembangkit atau yang mewakili. Lihat Lampiran D-3.
- h) Supervisor Operasi dan Niaga UBP – IP, Supervisor di Unit Pembangkit – PJB, dan Asisten Manager Operasi real Time - PLN PMT, Enjinir Operasi – TJB, Supervisor Produksi – CLG, melakukan konfirmasi mengenai data kondisi Pembangkit periode operasi satu hari sebelumnya mulai pukul 00:00 WIB hingga 24:00 WIB satu hari sebelumnya melalui Web Aplikasi HDKP **Form H-DKP-Pembangkit** (lihat Lampiran D-4) selambat-lambatnya pukul 15:00 setiap harinya. Konfirmasi yang perlu dilakukan yaitu:



- Mengisi ruang "**Konfirmasi**" dengan huruf "**S**" jika data kondisi Pembangkit disepakati atau mengisinya dengan huruf "**TS**" jika data kondisi Pembangkit belum disepakati.
- IP, PJB, PMT, TJB dan CLG apabila diperlukan, memberikan penjelasan pada kolom "**Keterangan**" terhadap data kondisi Pembangkit yang belum disepakati.
- Mengisi, memperbaiki atau melengkapi data **Cause Code** penyebab kejadian pada ruang yang terdapat di Aplikasi HDKP.

Jika a) tidak terdapat konfirmasi atas data kondisi harian hingga pukul 15:00 WIB keesokan harinya atau pada hari kerja terdekat setelah hari libur; atau b) terdapat data yang tidak dilengkapi dengan konfirmasi "S" atau "TS", maka data kondisi yang disampaikan BOPS dianggap sebagai data yang benar.

Apabila jadwal penyampaian deklarasi dan konfirmasi harian jatuh pada hari Sabtu, Minggu atau hari libur, maka proses deklarasi dan konfirmasi sesuai Protap ini dilakukan pada hari kerja terdekat setelah hari libur tersebut.

- i) Selanjutnya, BOPS P3B akan memfasilitasi penyelesaian mengenai data kondisi yang belum disepakati (berstatus "TS") oleh IP, PJB, PMT, TJB, dan CLG berdasarkan data pendukung yang ada.
- j) Data kondisi yang telah disepakati akan digunakan oleh BOPS P3B sebagai dasar perhitungan Indeks Kinerja Pembangkit. ..
- k) Jika masih terdapat data kondisi yang belum disepakati, maka harus diselesaikan secara kesepakatan bersama antara BOPS dan Pembangkit atau dilanjutkan kepada komisi Grid Code

- l) BOPS harus menyampaikan hasil akhir penyelesaian data kondisi yang berstatus "TS". Data tersebut dapat dikoreksi dengan alasan yang disepakati oleh BOPS dan perusahaan Pembangkit. (Lihat Lampiran D-6 dan D-7).
- m) Apabila terdapat kendala pada saluran komunikasi untuk penggunaan Web Aplikasi HDKP, maka proses konfirmasi dilakukan melalui email, facsimile atau ftp. Alamat email BOPS, UBP - IP, PJB, PMT, TJB dan CLG serta server ftp dapat dilihat pada Lampiran D-1. Selanjutnya BOPS akan mengisikan data tersebut ke database HDKP.
- n) Untuk memperjelas proses pelaksanaan deklarasi kondisi pembangkit dapat dilihat pada Diagram Alir pada Lampiran D-2
- o) Penunjukan waktu di ruang kontrol P3B Gandul (berdasarkan GPS) digunakan sebagai Waktu Standar untuk semua pencatatan dan pelaporan kejadian Pembangkit.

# Contoh : INDEKS KINERJA PEMBANGKIT 2011 SJB

PEMBANGKIT	DMN	DESEMBER						JANUARI-DESEMBER					
		AF [%]	EAF [%]	CF [%]	EFOR [%]	SOF [%]	SdOF [kali]	AF [%]	EAF [%]	CF [%]	EFOR [%]	SOF [%]	SdOF [kali]
<b>A. PER ENERGI PRIMER:</b>													
PLTA	2,477	97.95	97.92	34.44	2.85	0.59	0.40	96.12	95.98	22.61	4.13	2.23	3.78
PLTP	1,063	98.86	96.30	97.61	3.04	0.66	0.44	96.88	95.09	88.35	2.82	1.99	4.88
Batubara	10,956	89.28	86.35	82.62	10.35	3.82	0.56	86.10	83.52	75.02	9.10	8.15	4.33
Gasbumi	6,077	87.51	76.90	56.68	22.59	2.82	0.50	89.25	84.08	58.08	9.59	6.47	6.10
MFO	1,285	72.88	72.42	44.49	27.13	8.39	0.46	72.93	68.87	52.11	11.66	22.67	3.88
HSD	2,005	90.09	89.12	37.30	6.70	6.90	0.46	91.64	89.52	44.64	7.98	4.91	8.02
<b>B. PER PERUSAHAAN:</b>													
Indonesia Power (IP)	8,127	87.86	84.24	55.34	9.79	8.79	0.40	87.84	84.62	55.06	8.62	8.13	5.35
Pembangkitan Jawa Bali (PJB)	6,324	91.58	87.00	51.85	14.72	1.85	0.19	90.44	88.70	52.51	6.28	6.63	3.79
Tanjungjati B (TJB)	1,983	98.45	97.55	80.49	2.47	0.00	0.75	90.75	89.59	76.11	3.55	7.10	3.25
Cilegon (CLG)	1,809	75.13	63.68	55.25	36.32	0.00	0.38	85.85	80.15	60.86	16.50	3.74	2.79
Lontar	560	85.91	81.01	70.16	19.03	0.00	0.50	61.59	48.91	41.52	36.53	22.95	11.50
Indramayu	870	72.38	67.56	60.15	32.44	0.00	0.33	76.46	68.39	41.79	27.41	6.34	5.14
Listrik Swasta (IPP)	4,191	95.55	94.52	86.29	4.37	1.23	1.54	91.49	89.94	74.31	4.77	5.47	12.68
<i>Sistem Jawa Bali</i>	23,865	89.51	85.64	64.98	12.78	3.76	0.46	88.45	85.57	60.68	8.53	7.24	5.33

# Contoh: KINERJA PEMBANGKIT DESEMBER 2011

## Operasional dan Komersial

PEMBANGKIT	DMN	Desember (Operasional)				Desember (Transaksi)			
		EAF [%]	CF [%]	EFOR [%]	SOF [%]	EAF [%]	CF [%]	EFOR [%]	SOF [%]
Indonesia Power (IP)	8,127	84.24	55.34	9.79	8.79	90.10	66.35	5.99	4.06
Pembangkitan Jawa Bali (PJB)	6,324	87.00	51.85	14.72	1.85	93.13	48,25	0.69	5.24
Tanjungjati B (TJB)	1,983	97.55	80.49	2.47	0.00	97.59	81,35	2.41	0.00
Cilegon (CLG)	1,809	63.68	55.25	36.32	0.00	100.00	54,68	0.00	0.00
Lontar	560	81.01	70.16	19.03	0.00	85.84	49,96	14.17	0.00
Indramayu	870	67.56	60.15	32.44	0.00	75.32	46,21	7.44	18.34
Listrik Swasta (IPP)	4,191	94.52	86.29	4.37	1.23	-	86,69	-	-

# Faktor Pendukung Keberhasilan IKP

## Level Management :

- Kehendak untuk bertindak berdasarkan data objektif
- Kehendak untuk mengetahui kondisi pembangkit secara lebih baik dan terinci
- Kediaan untuk berbagi data secara terbuka
- Keinginan untuk membandingkan dengan unit pembangkit sejenis

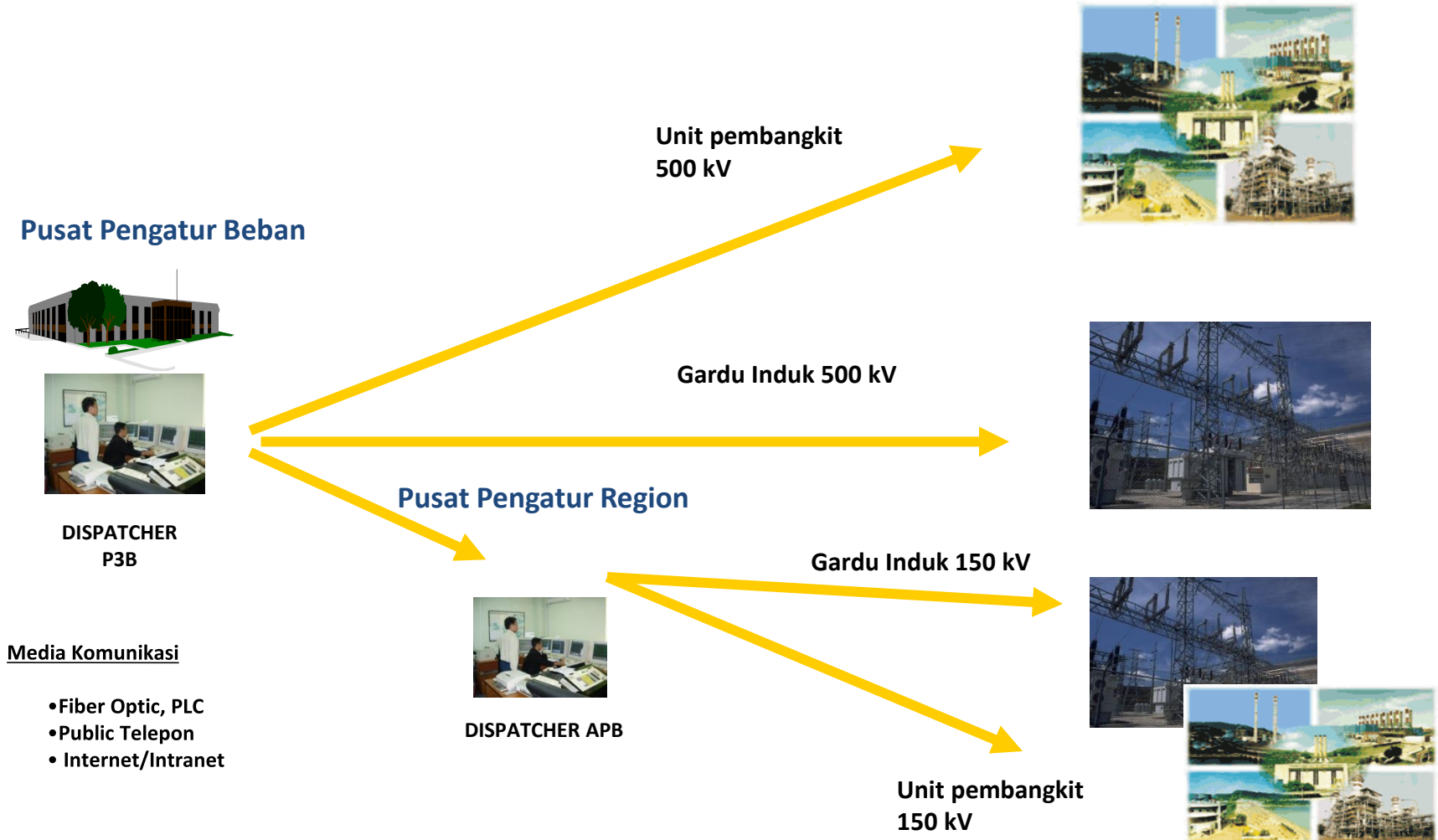
## Level Staf :

- Terbuka & bekerjasama dengan rekan kerja di unit lain
- Curious terhadap kondisi unit pembangkit yang dikelola
- Siap menelusuri sebuah kejadian sampai detail terungkap

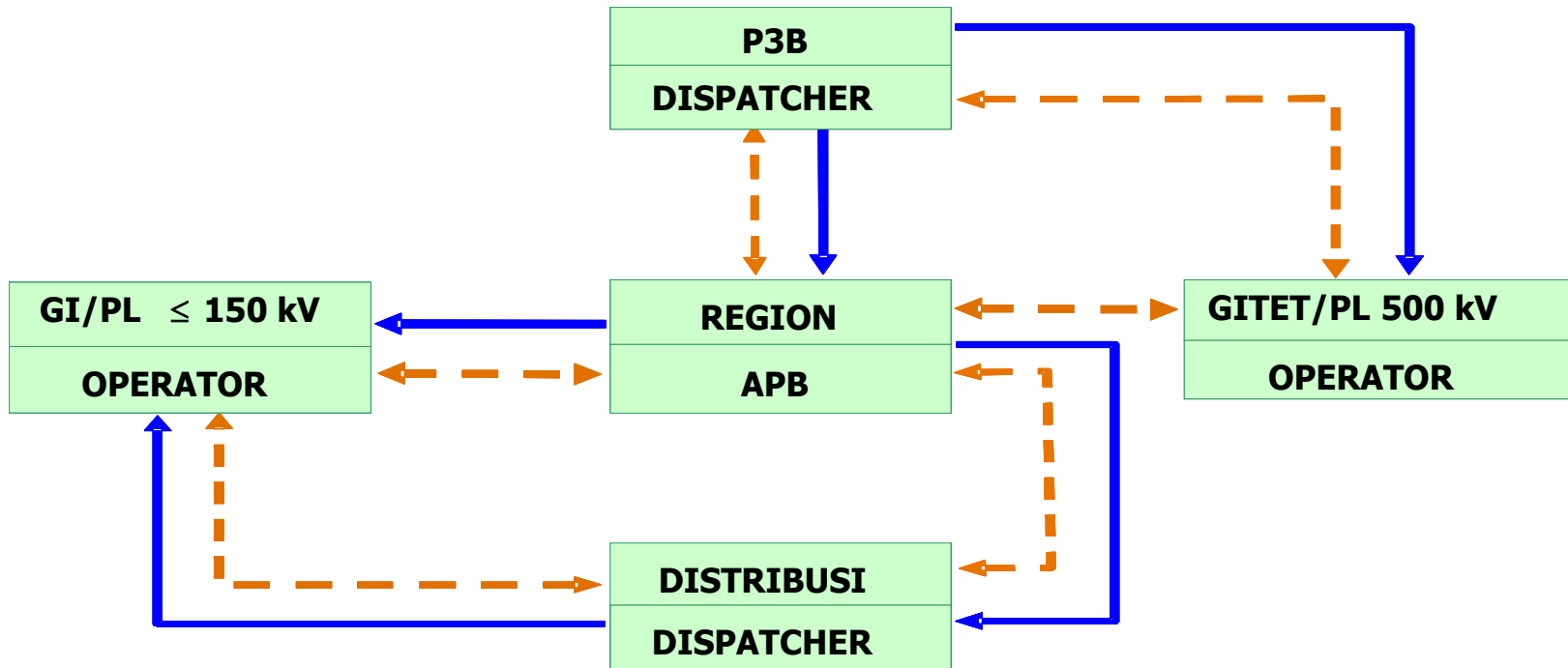
# Referensi

- ❖ Aturan Jaringan Sistem Jawa-Madura-Bali versi 2007
- ❖ Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit Dan Indeks Kinerja Pembangkit 2012
- ❖ Generating Availability Data System - Data Reporting Instructions (GADS DRI) NERC 2012.
- ❖ SPLN K7.001:2007
- ❖ Kontrak/Kesepakatan Jual Beli Tenaga Listrik (PPA) antara PT PLN (Persero) dengan Pembangkit.


# Pelaksanaan Pengendalian Operasi Sistem



# Alur Komunikasi Operasi Sistem Jawa Bali



Keterangan :

 : Instruksi

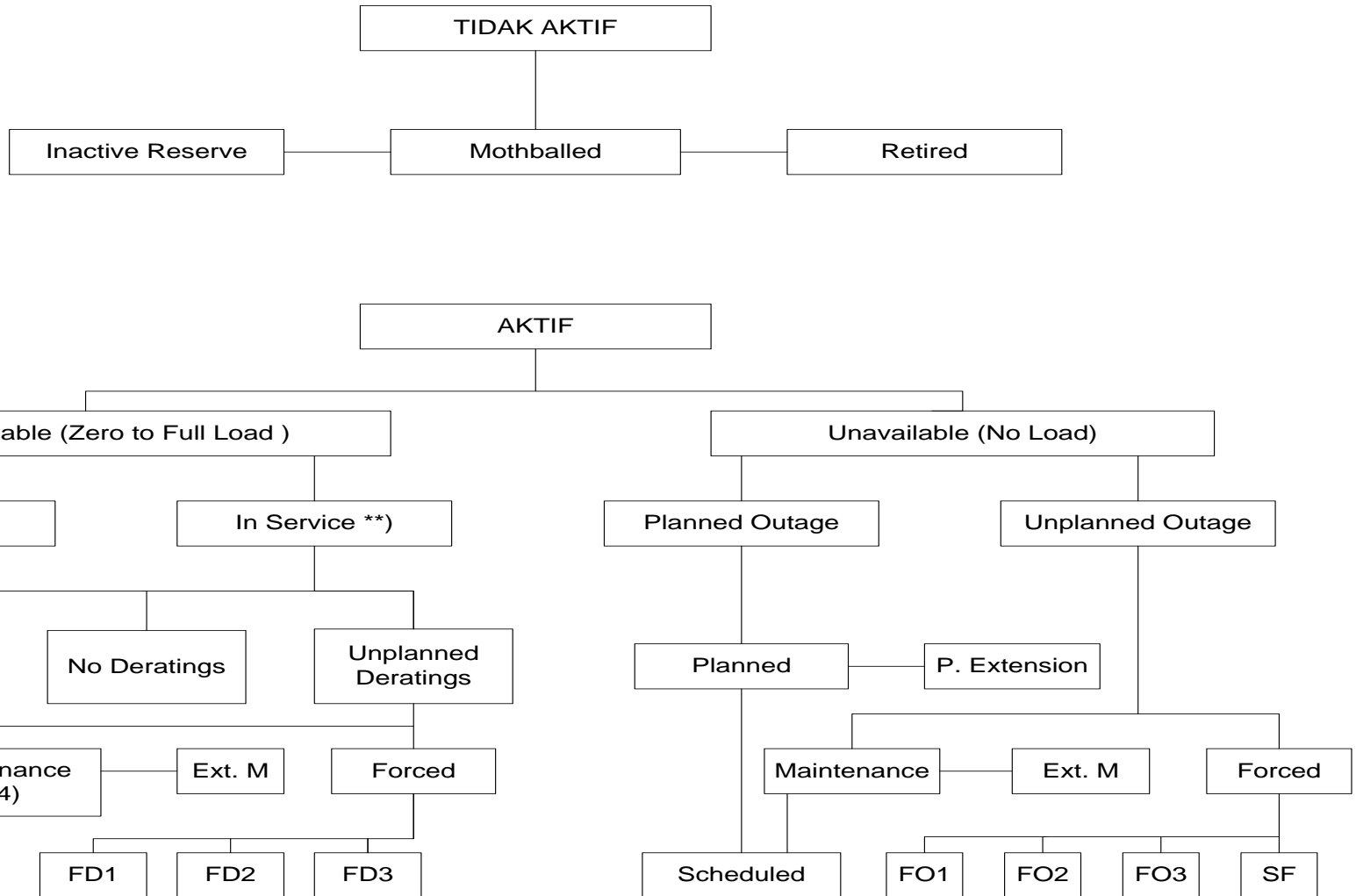
 : Koordinasi/laporan

PL : Pusat Listrik

GI/TET : Gardu Induk / Tegangan Ekstra Tinggi



# Kondisi/Status Pembangkit



\*) Not Connected, \*\*) Connected

# FORMAT PELAPORAN NERC

## 1. PERISTIWA (Bab III, format 97 & 07)

A. Identifikasi Peristiwa;

B. Besaran Peristiwa;

C. Penyebab utama Peristiwa;

D. Penyebab Tambahan Peristiwa Atau Komponen yang dikerjakan.

## 2. PERFORMANCE (Bab IV, Format Laporan 95/05)

A. Identifikasi Peristiwa;      B. Kinerja Unit Pembangkit;

C. Karakteristik Starting Unit; D. Informasi Jam Operasi Unit;

E) Bahan bakar Utama; Dan, F. Bahan bakar Sekunder.

## 3. DISAIN (Bab V Format Laporan 97 / 07)

Data ini harus diselesaikan sebelum mengirim data peristiwa dan data unjuk kerja, Data ini menyediakan informasi mengenai karakteristik operasi dan disain peralatan yang diinstall pada unit dan digunakan untuk analisa khusus sebagai criteria penyortiran.

# KAPASITAS PEMBANGKIT

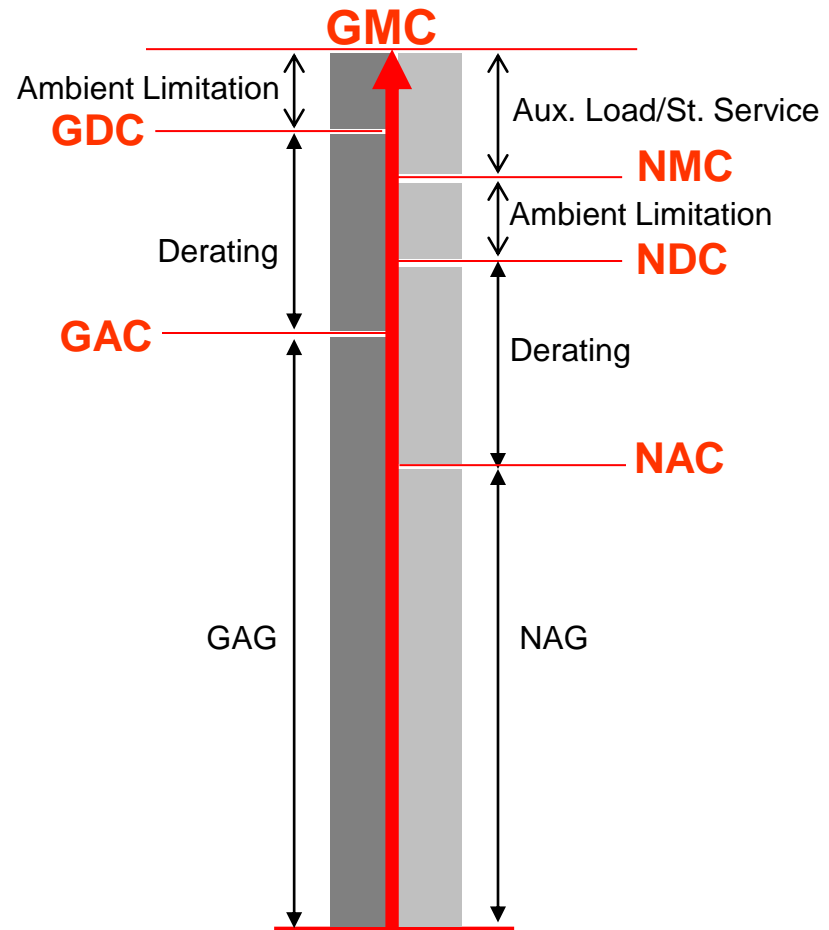
GMC – Gross Maximum Capacity  
 GDC – Gross Dependable Capacity  
 GAC – Gross Available Capacity  
 GAG – Gross Available Generation

NMC – Net Maximum Capacity  
 NDC – Net Dependable Capacity  
 NAC – Net Available Capacity  
 NAG – Net Available Generation

## ASUMSI SELISIH NILAI GROSS DGN NET \*)

- Fossil, nuclear and fluidized bed units: 5%
- Gas turbine/Jet engine: 2%
- Diesel units: no difference between gross and net
- Hydro/Pumped storage units: 2%
- Miscellaneous units: 4%

\*) Digunakan jika laporan hanya salah satu kapasitas



Jika hanya ada NMC dan NDC, maka  $GMC = 1,05 \times NMC$ ;  $GDC = 1,05 \times NDC$ .  
 Jika hanya satu kapasitas (misal NMC), maka diasumsikan  $NMC = NDC$ ;  $GMC = GDC$ .

# Parameter Lama & Baru

No	LAMA	BARU	KETERANGAN
1	PO	PO, PE	PE = PO Extension
2	MO	MO, ME	ME = MO Extension
3	FO	FO1, FO2, FO3, SF	SF = Start-Up Failure
4	SD schedule direting	PD, PDE, MD, MDE	P= Planned; M=Maintenance; D= Der.; E=Extension;
5	FD	FD1, FD2, FD3	Forced Derating
6	RSH	RS	Reserve Shutdown
7	-	NC	Non Curtailing
8	-	IR, MB, RU	Inactive Reserve, Mothballed, Retired

# Event - Status Pembangkit

Suatu **Event/peristiwa** dapat terjadi kapan saja dimana status atau kemampuan operasi unit pembangkit bisa berubah.

Empat penggolongan peristiwa yang umum dilaporkan :  
**outages, deratings, cadangan shutdowns, dan peristiwa noncurtailing**

# Perpindahan Kondisi Yang Diizinkan

KE ➤ DARI ▼	FO1	FO2	FO3	SF	MO	PO	SE	ME	PE	RS	DE	MDE	PDE
FO1	Y	T	T	Y	Y	Y	T	T	T	Y			
FO2	Y	T	T	Y	Y	Y	T	T	T	Y			
FO3	Y	T	T	Y	Y	Y	T	T	T	Y			
SF	Y	T	T	Y	Y	Y	T	T	T	Y			
MO	Y	T	T	Y	T	Y	Y	Y	T	Y			
PO	Y	T	T	Y	T	T	Y	T	Y	Y			
ME	Y	T	T	Y	T	T	T	T	T	Y			
PE	Y	T	T	Y	T	T	T	T	T	Y			
SE	Y	T	T	Y	T	T	T	T	T	Y			
RS	Y	T	T	Y	Y	Y	T	T	T	Y			
FD1	<b>Standar IEEE 762</b> tidak mengizinkan perpindahan dari/ke status derating ke/dari jenis peristiwa yang lain kecuali yang telah ditunjukkan (pada Tabel ini)										T	T	T
FD2											T	T	T
FD3											T	T	T
MD	<b>Perpindahan kondisi outage ke kondisi outage lainnya dapat dilakukan</b> apabila sudah direncanakan <b>setelah persoalan yang mengakibatkan</b> outage awal sudah diselesaikan <b>dan</b> unit siap dioperasikan <b>sebagaimana sebelum outage awal terjadi.</b>										Y	Y	T
PD											Y	T	Y
DE											Y		
MDE												Y	T
PDE												T	Y

**CATATAN:**  
 "Y" berarti bisa pindah status; "T" berarti tidak bisa pindah status

# STATUS NON-AKTIF

**IR - Inactive Reserve**, yaitu pekerjaan persiapan operasi unit pembangkit selama paling lama 7 hari, untuk pembangkit yang sedang mengalami Reserve Shutdown (RS) sedikitnya 60 hari. Pernyataan IR harus disampaikan oleh Pembangkit setelah diminta operasi oleh P3B. Jika waktu **pekerjaan persiapan** tersebut melebihi 7 hari, maka statusnya bukan IR tetapi FO3

# STATUS NON-AKTIF

**MB – Mothballed**, yaitu pekerjaan persiapan operasi unit pembangkit selama paling lama 30 (tiga puluh) hari untuk pembangkit yang sedang mengalami FO, MO, atau PO sedikitnya 60 (enam puluh) hari dan diminta oleh P3B untuk operasi.

MB hanya berlaku untuk pembangkit-pembangkit yang oleh pihak perusahaan (pemilik) nya sedang dipertimbangkan untuk mengudurkan diri dari sistem karena faktor usia pembangkit sudah tua dan sering terjadi gangguan mekanis



# STATUS NON-AKTIF

**RU-Retired Unit.** Yaitu unit tidak siap operasi karena mengundurkan diri dari system dan tidak berniat untuk kembali masuk sistem.

# Outage

**Suatu outage** ada kapan saja dimana unit tidak sinkron ke sistem grid dan bukan dalam status Cadangan Shutdown.

Suatu outage mulai ketika unit baik desynchronized dari grid maupun ketika pindah dari satu peristiwa unit ke status lain

Outage berakhir ketika unit sinkron ke grid atau menyatakan ke status lain.

**Status Unit hanya dapat diubah jika outage pertama berakhir.**

Sebagai contoh:

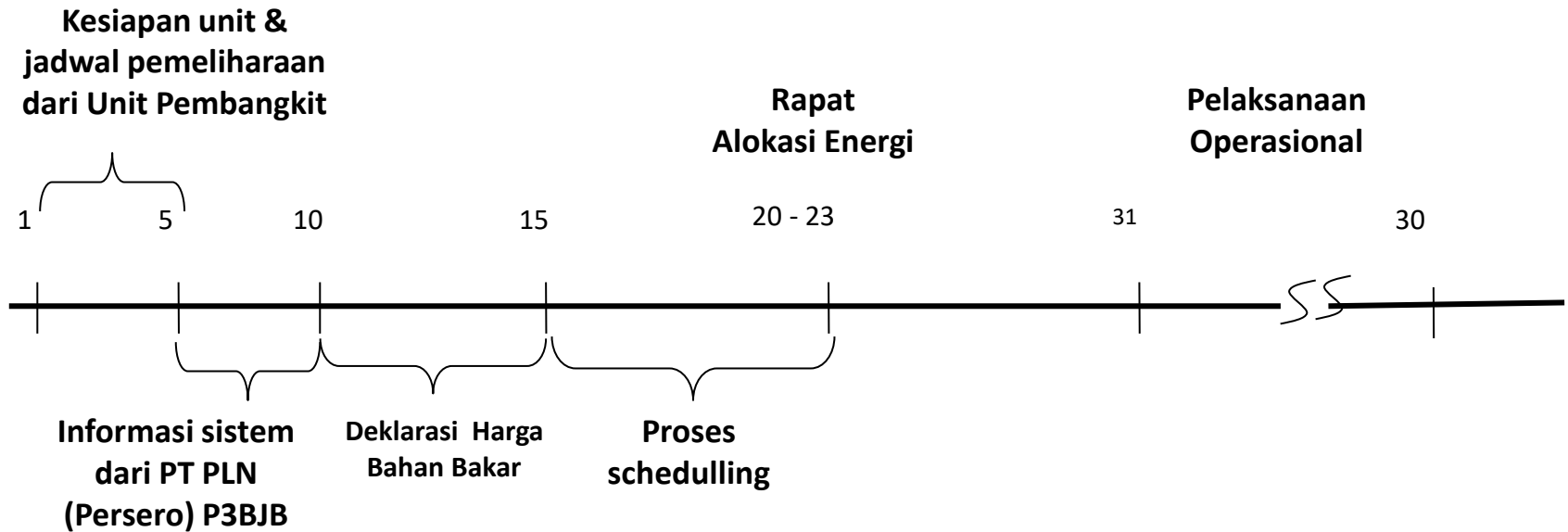
jika unit keluar paksa berkaitan dengan dinding boiler air bocor (tepat sebelum keluar untuk outage direncanakan), kemudian perbaikan outage paksa harus diselesaikan sebelum status unit dapat diubah dari suatu FO1 ke PO. Regu Pemeliharaan dapat mulai pekerjaan PO, tetapi pekerjaan tersebut bukan PO sampai Pekerjaan outage FO1 selesai

# DEFINISI OUTAGE

***PO - Planned Outage:*** yaitu keluarnya pembangkit akibat adanya pekerjaan pemeliharaan periodik pembangkit seperti inspeksi, overhaul atau pekerjaan lainnya yang sudah dijadwalkan sebelumnya dalam rencana tahunan/bulanan pemeliharaan pembangkit atau sesuai rekomendasi pabrikan.

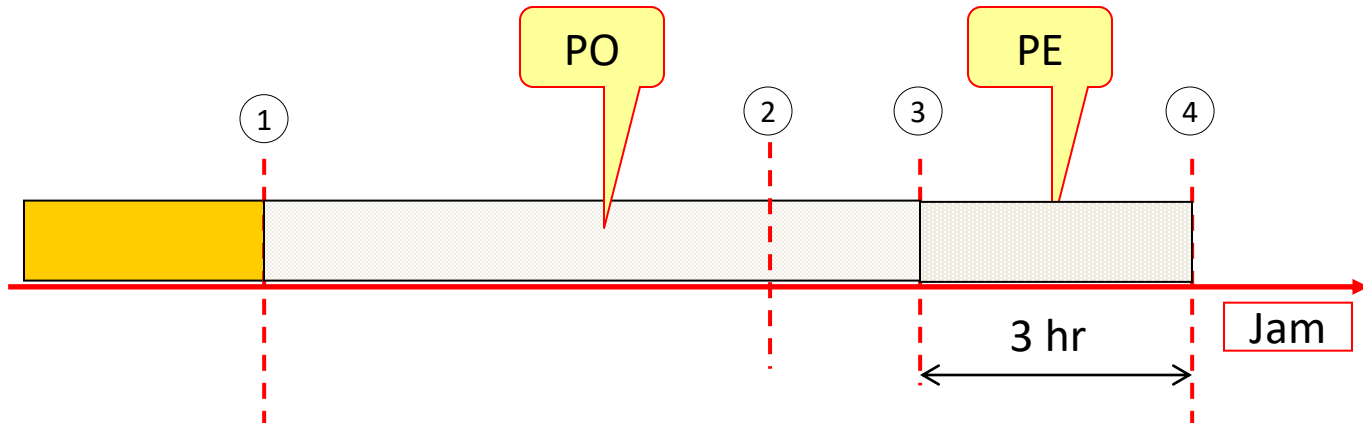
***PE - Planned Outage Extension:*** yaitu outage perpanjangan yang direncanakan, sebagai perpanjangan Planned Outage (PO) yang belum selesai pada waktu yang telah ditentukan. Sebelum PE dimulai, periode dan tanggal operasinya telah ditetapkan. Semua pekerjaan sepanjang PE adalah bagian dari lingkup pekerjaan yang asli dan semua perbaikan ditentukan sebelum outage mulai. PE hanya bisa dilakukan 1 (satu) kali dan diajukan pada saat PO berlangsung, serta telah dijadwalkan dalam ROB/ROM/ROH

# JADWAL KEGIATAN PROSES DEKLARASI BULANAN



# INTERPRETASI OUTAGE

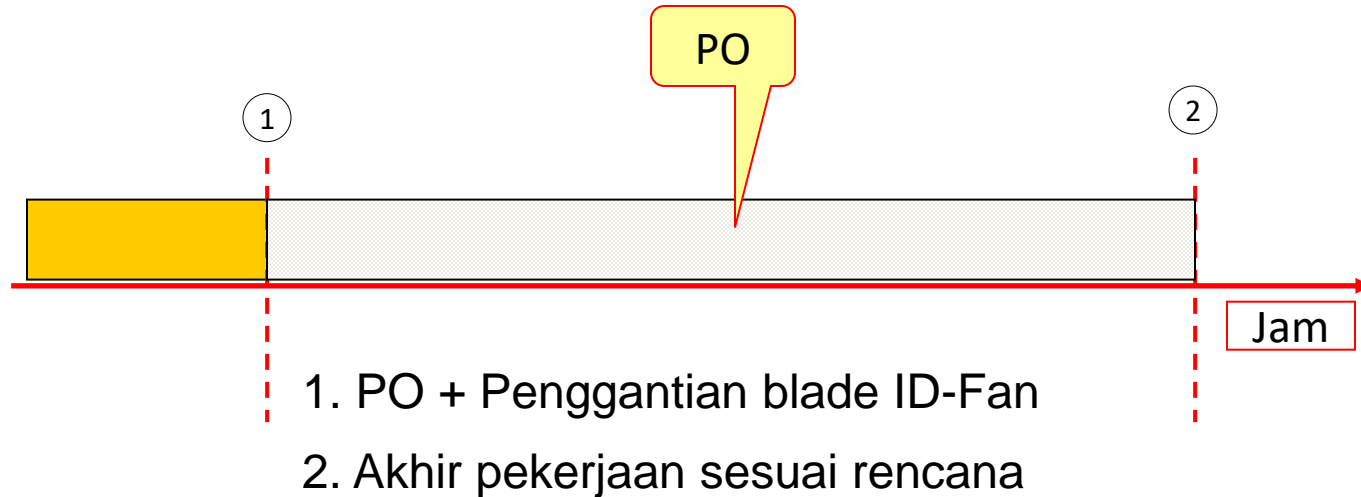
Skenario : PO ke PE



1. PO (Perbaikan Precipitator)
2. Rencana PE 3 hr (Perbaikan Precipitator)
- 3-4 PE (Perbaikan Precipitator) selesai 3 hari

**Skenario : Perpanjangan PO/MO saat pekerjaan masih merupakan Lingkup Kerja Awal**  
Selama overhaul PLTU #1, pekerjaan perbaikan precepitator elektrostatik (ESP) lebih ekstensif dari yang diperkirakan. Lebih banyak suku cadang telah dipesan dan tiba untuk menyelesaikan pekerjaan perbaikan tersebut. Namun, pekerjaan perbaikan ESP yang tak diduga membutuhkan waktu lebih lama telah menunda pembangkit untuk dapat beroperasi selama 3 hari. Karena pekerjaan perbaikan ESP menjadi bagian dari lingkup pekerjaan yang awal dan BOPS menyetujui tambahan waktu, maka 3 hari perpanjangan tersebut dianggap sebagai Planned Outage Extension.

# INTERPRETASI OUTAGE



**Skenario : Pekerjaan Perbaikan Tak diduga selama Planned/Maintenance Outage Tetapi diselesaikan dalam waktu outage yang dijadwalkan.**

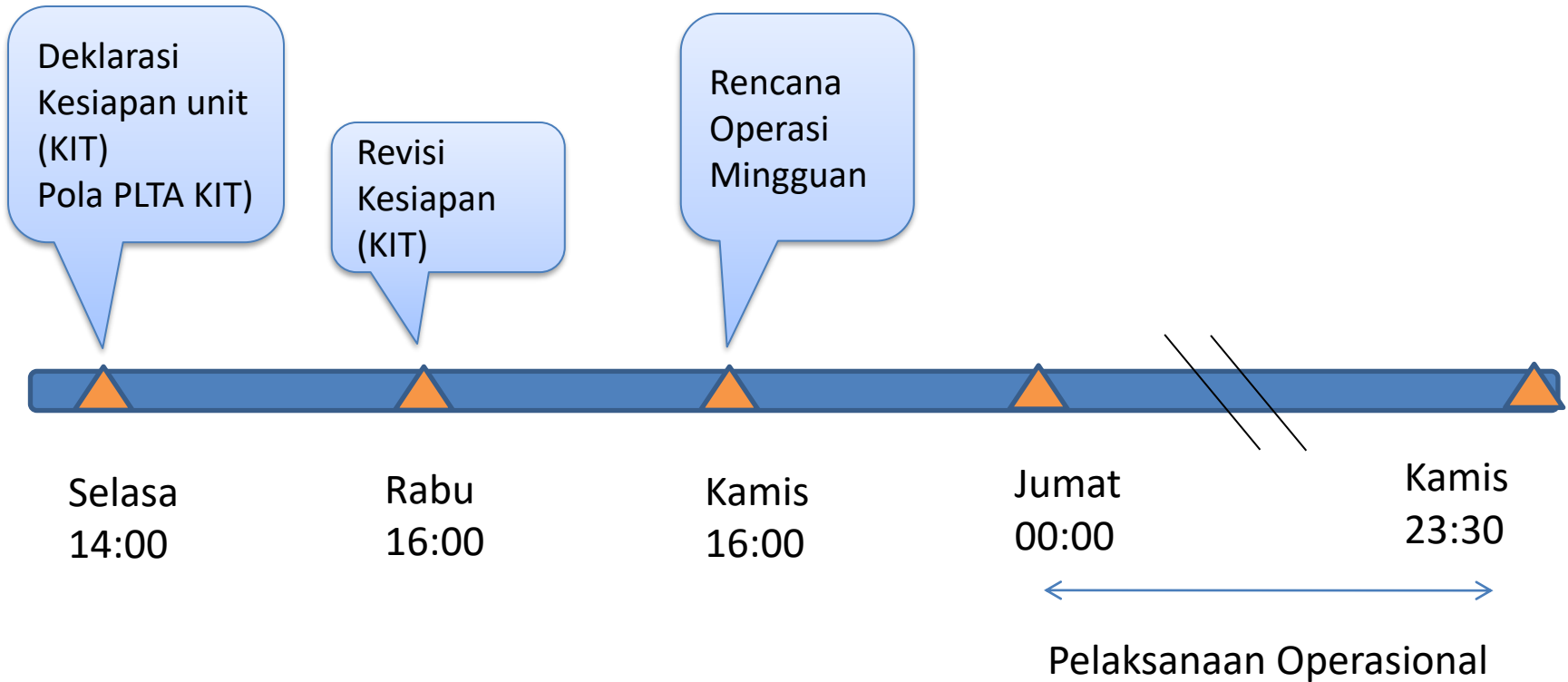
PLTU #1 sedang melakukan annual overhaul ketika ditemukan beberapa blade pada ID-Fannya perlu diganti. Pekerjaan tersebut bukan bagian dari lingkup pekerjaan yang awal tetapi suku cadang tersedia melalui OEM dan pekerjaan perbaikan ID-Fan telah diselesaikan dalam periode PO. Tidak ada keterlambatan di dalam startup unit yang disebabkan oleh Pekerjaan perbaikan ID-Fan tersebut. Karena unit tidak tertunda dari startup yang dijadwalkan sehubungan dengan pekerjaan perbaikan ID-fan, maka pekerjaan tersebut tidak mempengaruhi status pembangkit.

# DEFINISI OUTAGE

**MO - Maintenance Outage:** yaitu keluarnya pembangkit untuk keperluan pengujian, pemeliharaan preventif, pemeliharaan korektif, perbaikan atau penggantian suku cadang atau pekerjaan lainnya pada pembangkit yang dianggap perlu dilakukan, yang tidak dapat ditunda pelaksanaannya hingga jadwal PO berikutnya dan telah dijadwalkan dalam ROB/ROM berikutnya

**ME - Maintenance Outage Extension:** yaitu pemeliharaan outage perpanjangan, sebagai perpanjangan MO yang belum selesai dalam waktu yang telah ditetapkan. Bahwa sebelum ME dimulai, periode dan tanggal selesainya telah ditetapkan. Semua pekerjaan sepanjang ME adalah bagian dari lingkup pekerjaan awal dan semua perbaikan ditentukan sebelum outage mulai dan diusulkan oleh pembangkit

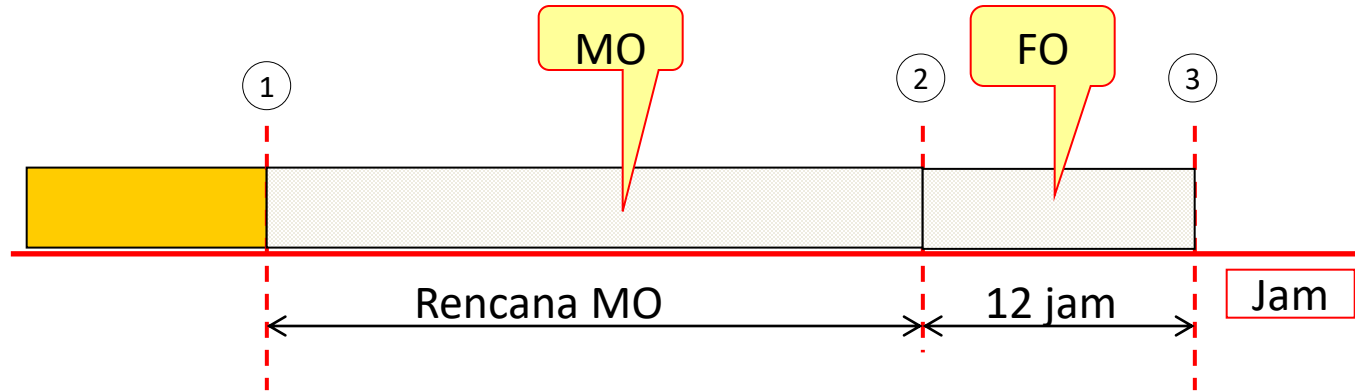
# JADWAL KEGIATAN PROSES DEKLARASI MINGGUAN





# INTERPRETASI OUTAGE

Skenario : MO ke FO



1. Mulai MO + Penggantian packing (tdk direncanakan)
2. Selesai MO (Rencana awal)
3. Selesai MO + Penggantian packing

**Skenario : Perpanjangan Planned/Maintenance Outage (PO/MO) saat pekerjaan bukan bagian dari Lingkup Pekerjaan Awal.**

Dalam pelaksanaan MO PLTU # 1, mekanik mengecek packing start up feed pump boiler dan memutuskan untuk mengganti packing tersebut . Pekerjaan ini bukan bagian dari lingkup pekerjaan pemeliharaan yang awal tetapi penting untuk mencegah unit outage. Akibat pekerjaan perbaikan dan tidak adanya packing tersedia di tempat, maka MO mundur selama 12 jam (sampai siap kembali). Semua jam outage kecuali 12 jam yang terakhir adalah MO. Yang 12 jam terakhir adalah FO sebab 1/ startup unit tertunda dan 2) pekerjaan bukan bagian dari lingkup pekerjaan outage yang awal.

# DEFINISI OUTAGE

***FO - Forced Outage:*** yaitu keluarnya pembangkit akibat adanya kondisi emergensi pada pembangkit atau adanya gangguan yang tidak diantisipasi sebelumnya serta yang tidak digolongkan ke dalam MO atau PO.

# DEFINISI OUTAGE

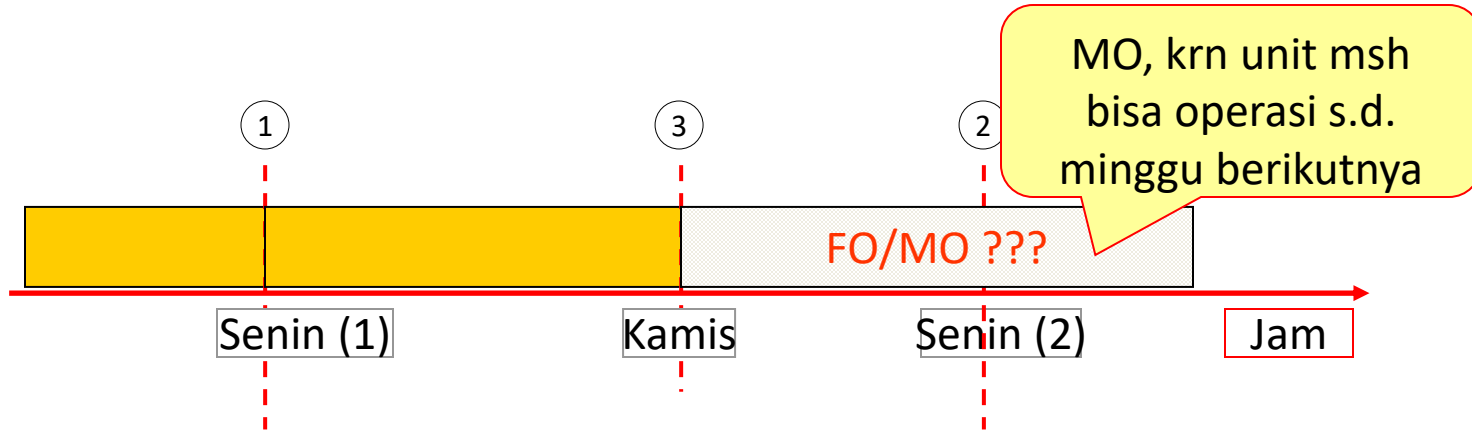
**FO1 - Unplanned (Forced) Outage — Immediate:** adalah outage yang memerlukan keluarnya pembangkit dengan segera dari kondisi operasi, RS atau status outage lainnya. Jenis outage ini diakibatkan oleh kontrol mekanik/electrical/hydraulic unit pembangkit trip atau ditripped oleh operator sebagai respon atas alarm/kondisi unit.

**FO2 - Unplanned (Forced) Outage — Delayed:** adalah outage yang tidak memerlukan unit pembangkit untuk keluar segera dari sistem tetapi dapat ditunda paling lama dalam 6 (enam) jam. Outage jenis ini hanya dapat terjadi pada saat unit dalam keadaan terhubung ke jaringan serta melalui proses penurunan beban bertahap.

**FO3 - Unplanned (Forced) Outage — Postponed:** adalah outage yang dapat ditunda lebih dari enam jam. Outage jenis ini hanya dapat terjadi pada saat unit dalam keadaan terhubung ke jaringan.

# INTERPRETASI OUTAGE

**Skenario : FO dpt ditunda s.d minggu berikutnya)**



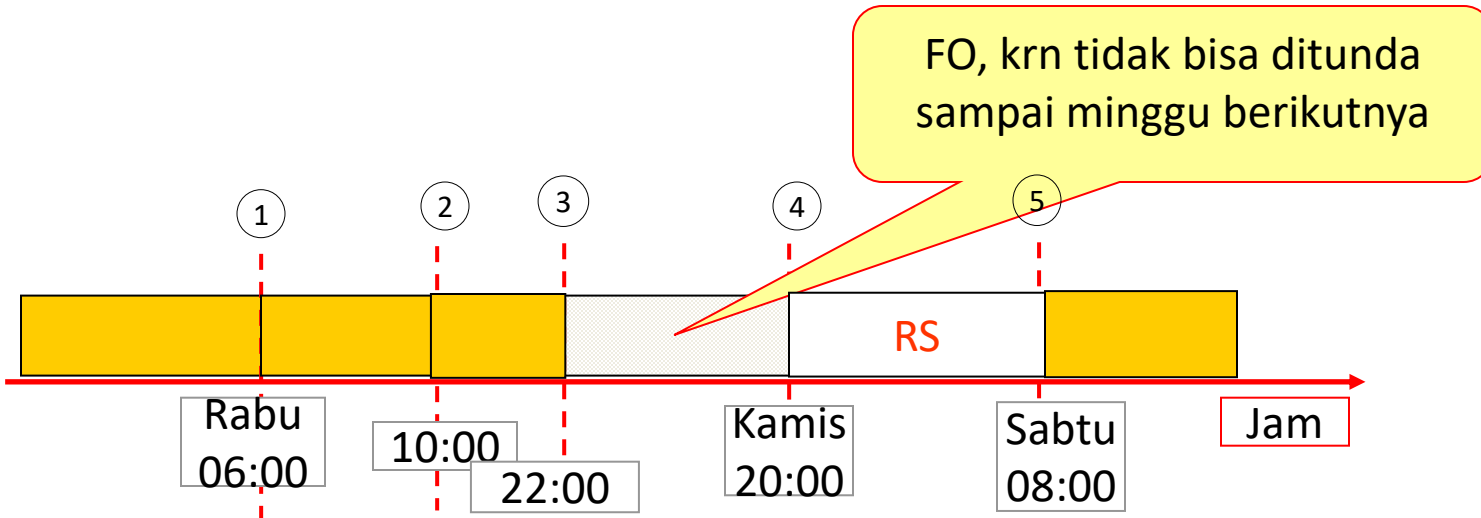
1. Senin (1): Vibrasi FD Fan ttp dapat di tunda s.d. Minggu berikutnya
2. Senin (2): Rencana Unit Pembangkit keluar (MO)
3. Kamis: Unit Pembangkit dikeluarkan (seizin Dispatcher)

## **Skenario : FO yang dapat ditunda sampai akhir periode operasi mingguan**

Hari Senin, PLTU BBM mengalami peningkatan vibrasi ID Fan. Vibrasi tersebut tidak mengakibatkan unit trip tetapi unit harus keluar segera untuk memeriksa dan memperbaiki gangguan tersebut. Manajemen memutuskan PLTU dapat dikeluarkan minggu depan. Kamis, PLTU diijinkan keluar oleh Sist. Operator u/ melaksanakan pekerjaan perbaikan sebab ada unit lain yang sudah selesai (siap) untuk operasi. Walaupun PLTU keluar pada minggu yang sama saat gangguan vibrasi terjadi, status keluarnya tersebut adalah MO, sebab unit sebenarnya masih bisa operasi sampai periode operasi mingguan berikutnya.

# INTERPRETASI OUTAGE

**Skenario : FO tdk dpt ditunda s.d minggu berikutnya**



1. Rabu (06:00) Gangg. Vibrasi
2. Rabu (10:00) Vibrasi semakin parah
3. Rabu (22:00) Keluar perbaikan dan tidak diperlukan sistem s.d Minggu
4. Kamis (20:00) Unit Selesai pekerjaan dan pindah RS(krn belum dibutuhkan sistem)
5. Sabtu (08:00) Unit masuk

## **Skenario : FO yang tidak bisa ditunda sampai akhir periode mingguan**

Rabu (06:00), PLTG vibrasi, 4 jam berikutnya vibrasi meningkat sehingga unit perlu keluar. Unit tetap dioperasikan sampai setelah periode beban puncak dan dikeluarkan oleh Operator pembangkit pkl 22:00. PLTG tidak diperlukan lagi sampai Jumat sore yad. Walaupun unit tersebut tidak diperlukan sampai Jumat, unit tidak bisa dioperasikan sampai akhir periode mingguan karena problem vibrasi. Oleh karena itu, outage tersebut adalah FO sampai problem vibrasi selesai diperbaiki.

# Definisi Reserve Shutdown (RS)

**RS - Reserve Shutdown:** adalah suatu kondisi apabila unit siap operasi namun tidak disinkronkan ke sistem karena beban yang rendah. Kondisi ini dikenal juga sebagai *economy outage* atau *economy shutdown*. Jika suatu unit keluar karena adanya permasalahan peralatan, baik unit diperlukan atau tidak diperlukan oleh sistem, maka kondisi ini dianggap sebagai FO, MO, atau PO, bukan sebagai RS.

Pada saat unit sedang dalam status RS, seringkali pekerjaan pemeliharaan dilakukan yang menyebabkan unit outage atau derating, seandainya diminta operasi dan sinkron ke sistem. Jika pekerjaan pemeliharaan tidak dapat dihentikan atau diselesaikan, maka status RS berubah menjadi outage atau derating.

# Definisi Startup failure (SF)

**SF - Startup Failure:** yaitu outage yang terjadi ketika suatu unit tidak mampu sinkron dalam waktu start up yang ditentukan setelah dari status outage atau RS.

Periode Startup untuk masing-masing unit ditentukan oleh Unit pembangkit. Hal ini spesifik untuk tiap unit, dan tergantung pada kondisi unit ketika startup (panas, dingin, standby, dll.)

SF mulai ketika terjadi problem yang menghambat startup. SF berakhir ketika unit sinkron atau berubah ke status lain yang diizinkan.

# Definisi Noncurtailing (NC)

**NC – Kondisi Noncurtailing:** adalah kondisi yang dapat terjadi kapan saja dimana peralatan atau komponen utama tidak dioperasikan untuk keperluan pemeliharaan, pengujian, atau tujuan lain yang tidak mengakibatkan unit outage atau derating.

NC juga dapat terjadi ketika unit pembangkit sedang beroperasi dengan beban kurang dari kapasitas penuh yang terkait dengan kebutuhan pengaturan sistem. Selama periode ini, peralatan dapat dipindahkan dari operasi untuk pemeliharaan, pengujian, atau lain pertimbangan dan dilaporkan sebagai suatu NC jika kedua kondisi yang berikut dijumpai:

**a) Kemampuan unit tidak berkurang sampai di bawah kebutuhan sistem,**  
**b) Pekerjaan dapat dihentikan/diselesaikan dan tdk mengurangi kemampuan DMN** serta waktu ramp-up dalam jangkauan normal nya, jika dan ketika unit telah diperlukan oleh sistem.

Jika kondisi-kondisi ini tidak bisa dipenuhi, laporkan kejadian tersebut sebagai peristiwa outage atau derating, bukannya suatu NC.



# Status OUTAGE

**Suatu outage dimulai** ketika unit dikeluarkan dari Jaringan atau pindah status, misalnya dari status Reserve Shutdown menjadi Maintenance Outage.

**Outage berakhir** ketika unit terhubung ke jaringan atau pindah ke status lain.

# DEFINISI DERATING

## DERATING

Derating terjadi apabila daya keluaran (MW) unit kurang dari DMN.

Derating digolongkan menjadi beberapa kategori yang berbeda.

Derating dimulai ketika unit tidak mampu untuk mencapai 98% DMN dan lebih lama dari 30 menit.

Kapasitas yang tersedia didasarkan pada keluaran unit dan bukan pada instruksi dispatch. Derating berakhir ketika peralatan yang menyebabkan derating tersebut kembali normal, terlepas dari apakah pada saat itu unit diperlukan sistem atau tidak.

Untuk Kebutuhan Operasional, maka perlu dilaporkan:

- Derating < 2% DMN dan < 30 menit,
- Derating > 2% DMN dan < 30 menit,
- Derating < 2% DMN dan > 30 menit,

# DEFINISI DERATING

***PD - Planned Derating:*** adalah derating yang dijadwalkan dan durasinya sudah ditentukan sebelumnya dalam rencana tahunan/ bulanan pemeliharaan pembangkit. Derating berkala untuk pengujian, seperti test klep turbin mingguan, bukan merupakan PD, tetapi MD.

## ***PDE (DP) – Planned Derating Extension:***

- Suatu derating perluasan dari PD,
- Semua pekerjaan sepanjang PDE adalah lingkup pekerjaan PD,
- Semua pekerjaan sepanjang PDE harus dijadwalkan sebelumnya.

# DEFINISI DERATING

***MD (D4) - Maintenance Derating:*** adalah derating yang dapat ditunda melampaui akhir periode operasi mingguan (Kamis, pukul 24:00 WIB) tetapi memerlukan pengurangan kapasitas sebelum PO berikutnya.

***MDE (DM) - Maintenance Derating Extension:*** adalah suatu pemeliharaan yang derating perpanjangan dari MD. Semua pekerjaan sepanjang MDE adalah bagian dari lingkup pekerjaan MD dan semua perbaikan ditentukan sebelum outage mulai.

# DEFINISI DERATING

***DE - Derating Extension:*** adalah perpanjangan dari PD atau MD yg melampaui tanggal penyelesaian yang diperkirakan.

**DE** hanya digunakan apabila lingkup pekerjaan awal memerlukan waktu lebih untuk menyelesaikan pekerjaannya dibanding waktu yang telah dijadwalkan. **DE** tidak digunakan dalam kejadian dimana ada keterlambatan atau permasalahan tak diduga diluar lingkup pekerjaan awal sehingga unit tersebut tidak mampu untuk mencapai beban penuh setelah akhir tanggal PD yang ditentukan.

**DE** harus mulai pada waktu (bulan/hari/jam/menit) saat PD direncanakan berakhir.

# DEFINISI DERATING

***FD1 (D1) - Unplanned (Forced) Derating — Immediate:*** adalah derating yang memerlukan penurunan kapasitas segera (tidak dapat ditunda).

***FD2 (D2) - Unplanned (Forced) Derating — Delayed:*** adalah derating yang tidak memerlukan suatu penurunan kapasitas segera tetapi memerlukan penurunan (dapat ditunda) dalam waktu enam jam.

***FD3 (D3) - Unplanned (Forced) Derating — Postponed:*** adalah derating yang dapat ditunda lebih dari enam jam.

# CATATAN OUTAGE DAN DERATING

## Testing Terkait Outages

**Pengujian On-line:** Jika unit harus disinkron pada beban tertentu dalam rangka menguji performance terkait PO, MO, atau FO (FO1,FO2,FO3,SF) laporkan pengujian tersebut sebagai PD, MD, atau FD (sesuai jenis outagenya). Semua peristiwa tersebut berawal ketika pengujian mulai, dan berakhir ketika pengujian selesai. Laporkan semua produksi energi yang dihasilkan unit selama periode on-line testing tersebut.

# CATATAN OUTAGE DAN DERATING

## Derating saat Unit Startup atau Shutdown.

Tiap unit mempunyai waktu "standar" atau "normal" untuk mencapai beban penuh setelah keadaan outage. Jika start up sesuai periode yang "normal", maka tidak ada derating pada unit. Jika unit memerlukan waktu lebih panjang dibanding waktu start up normal menuju beban penuh atau menuju beban yang ditentukan dispatcher, maka unit dianggap mengalami derating. Kapasitas unit pada akhir periode normal akan menentukan derate dan derate akan berlangsung sampai unit dapat mencapai kemampuan beban penuh atau tingkat beban yang ditentukan dispatcher.

**Tidak ada derating untuk unit shutdown.** Setiap unit perlu shutdown dengan aman, dengan mengurangi peralatan atau memperhatikan resiko keselamatan personil. Beberapa shutdowns dapat cepat seperti layaknya unit trip; yang lain bisa lebih lambat seperti turunnya unit menuju PO. Dalam kasus manapun, unit tidaklah derated.

**Dalam hal unit normal, maka unit pembangkit harus bisa shutdown sesuai rampingratanya.**



# CATATAN OUTAGE DAN DERATING

## **Kebutuhan Pengaturan Sistem (Dispatch Requirement)**

Unit pembangkit yang beroperasi dibawah DMN karena pengaturan sistem dikenal sebagai "load following", baik unit Pembangkit yang diatur secara manual, governor free, maupun oleh LFC (Load frequency control) tidak dilaporkan ke P3B sebagai derating, dengan syarat:

- ❖ Daya mampu pembangkit dapat mencapai perintah dispatch LFC (untuk pembangkit yang bisa LFC dan diaktifkan);
- ❖ Daya mampu pembangkit dapat mencapai  $\pm 2,5\%$  dari DMN dibandingkan dengan perintah dispatch (untuk pembangkit yang Governor Free nya diaktifkan)
- ❖ Daya mampu pembangkit dapat mencapai perintah dispatch (untuk pembangkit yang tidak bisa Governor Free/LFC).

Walaupun Load following tidak dilaporkan ke P3B sebagai derating, setiap pemeliharaan, pengujian, dan lain lain yang dilakukan sepanjang periode load following harus dilaporkan sebagai suatu peristiwa noncurtailing (NC).

# CATATAN OUTAGE DAN DERATING

## Overlap Deratings

Deratings tumpang-tindih satu sama lain dalam waktu bersamaan. Derating2 ini akan diperhitungkan secara aditif (kecuali yang tertutup dengan suatu outage atau derating yang lebih besar untuk jangka waktu keseluruhan mereka). Ini berarti derating pertama diasumsikan sebagai penyebab utama dari pengurangan beban sampai akhir atau sampai outage penuh mulai.

## Derating yang Dominan

Tujuan Kode Derating yang Dominan untuk menandai derating yg mendominasi pada peristiwa Overlapping Deratings. Tandai derating yang dominan dengan "D", sehingga tidak akan terjadi pengurangan derating pada peristiwa tersebut. Statistik Unjuk kerja Unit tidak akan terpengaruh. Statistik Kode Penyebab akan jadi lebih akurat dengan jumlah pencatatan yang benar dan dampak yang mendominasi derate.

# CATATAN OUTAGE DAN DERATING

## Deratings Bervariasi

Deratings dalam periode tertentu bisa berubah-ubah. Laporan derating ini bisa dilaporkan dengan dua metoda:

1. Laporkan sebagai derating baru setiap kemampuan unit berubah.
2. Menentukan kemampuan unit rata-rata tersedia sepanjang deratings yang berbeda-beda dan hanya satu peristiwa rata-ratanya yang dilaporkan ke P3B.

## Contoh Merata-ratakan Derating:

Unit 1000 MW mengalami derating, krn hambatan emisi selama 10 hari ( 240 jam). Selama periode ini, besarnya derating bervariasi sebagai berikut:

1) 30 MW selama 40 jam; 2) 50 MW selama 10 jam; 3) 20 MW selama 110 jam; dan 4) 40 MW selama 80 jam. Sepanjang waktu ini, unit juga mengalami peristiwa outage tidak direncanakan (U1) selama 90 jam dan peristiwa Cadangan Shutdown (RS) selama 20 jam.

Total MWH yang hilang pada setiap tingkatan derating dihitung dan dijumlahkan = ( 40 jam x 30 MW)+ ( 10 jam x 50 MW)+ ( 110 jam x 20 MW)+ ( 80 jam x 40 MW) = 7100 total MWH hilang.

Rata-rata MW yang hilang selama 10-day adalah total MWH yang hilang dibagi dg banyaknya jam keseluruhan periode derating:  $7100/240 = 30$  MW rata2 hilang

Jadi, kemampuan unit selama 10-days derating =  $1000 \text{ MW} - 30 \text{ MW} = 970 \text{ MW}$

# CATATAN OUTAGE DAN DERATING

## Outside Management Control (OMC)

Ada sumber penyebab dari luar yang mengakibatkan unit pembangkit deratings atau outages. Yang termasuk penyebab outages tersebut (tetapi tidaklah terbatas pada) misalnya badai **salju, angin topan, angin ribut, kualitas bahan bakar rendah, gangguan pasokan bahan bakar, dll**

LAPORKAN SEMUA Peristiwa OMC ke P3B :

Peristiwa tersebut tidak boleh digolongkan sebagai cadangan shutdown atau peristiwa noncurtailing. **NERC mengizinkan kalkulasi peristiwa dengan dan tanpa Peristiwa OMC.**

# OUTSIDE MANAGEMENT CONTROL (OMC)



# PENYEBAB OMC

**Koneksi Grid Atau Gangguan GI.** Alasan ini karena permasalahan jalur transmisi dan peralatan2 switchyard adalah di luar tanggung jawab pembangkit tsb.

**Bencana alam** seperti hujan lebat, angin topan, angin kencang, kilat, dll

**Aksi teror atau kesalahan operasi/perbaikan transmisi**

**Pengaruh lingkungan** khusus seperti tingkat kolam pendingin rendah, atau saluran masuk air terhambat **yang tidak bisa dicegah oleh tindakan operator.** Pengaruh alam seperti suhu lingkungan tinggi di mana **peralatan bekerja tidak dalam spesifikasi disain.**

**Keterbatasan bahan bakar** ( air dari sungai atau danau, tambang batu bara, saluran gas, dll) di mana operator bukan sbg penanggung kontrak penyediaan saluran, atau penyerahan bahan bakar.

**Tekanan pekerja (mogok kerja).** Outages atau pengurangan beban disebabkan oleh mogok kerja tidaklah secara normal di bawah kendali langsung manajemen pembangkit.

**Permasalahan lain yang berhubungan dg. Ketergantungan cuaca** seperti variasi musim dalam jumlah kapasitas besar dalam kaitan dengan variasi temperatur air pendingin bukanlah di dalam manajemen pengendalian pembangkit.

# CATATAN OUTAGE DAN DERATING

Apabila diminta oleh Dispatcher P3B atau APB untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, dan tingkat pembebanan Pembangkit aktual lebih kecil dari tingkat pembebanan yang diminta oleh Dispatcher P3B atau APB dikurangi 2% (dua persen) DMN, maka **Pembangkit dianggap mengalami derating sebesar DMN dikurangi tingkat pembebanan aktualnya.**

Dalam hal **PO/MO** yang sudah terjadwal namun ditunda karena kebutuhan sistem sehingga menyebabkan FO atau FD maka kondisi tersebut dikategorikan FO OMC atau FD OMC, jika penyebabnya adalah **komponen/system yang akan dilakukan PO/MO.**

# Status KIT PO

Bidang Operasi Sistem P3B x +

202.162.216.197/app4/system.php?fnp=1&setdate=2015-09-26&tsSession=MAILAPPSYSMGRLETTER-XXXXXX-VFSoRrjxRwMaaeBOShrGczRWMQrUL

Q singkatan pembangkit IPP

Report Mngt Database and Application System

Menu Top Main Menu Application Userinfo Indonesia

Pembangkit Tida...

PO MO FO DERATING RS

Sabtu, 26 September 2015 Pkl. 20 13 45 GO

Total status PO: 1354.55 MW (Pkl. 20:13:45)  
Jml Unit Pembangkit / Blok: 9

No	Pembangkit	Awal	Akhir	S	Dmn	Mampu Max	MW PO	Level I	Level II	Keterangan	Dispatcher	Operator
1	PLTD BOT PESANGGARAN #3	25/09/2015 05:00:00	26/09/2015 17:00:00	PO	16.66		16.66				Karyawan	Ngurah Alit
2	PLTU TBROK #3	09/05/2012 10:00:00		PO	158.00		158.00	External	Miscellaneous (External)	PO OMC, MTR #3 direlokasi ke PLTGU CLGON	Andi	HARYANTO
3	PLTU TBROK #2	14/12/2012 00:00:00		PO	28.00		28.00	External	Miscellaneous (External)	PO, Relokasi trafo GT ke Pamaron Bali	Andi	
4	PLTU TJ AWAR2 #1	27/07/2015 00:00:00		PO	323.00		323.00				Faiso/Hendro/Dodik/ Ariman	Ahmad
5	PLTA SGLNG #2	12/08/2015 09:00:00		PO	174.60		174.60					
6	PLTU GRSIK #4	27/08/2015 00:54:00		PO	170.00		170.00	Generator	Miscellaneous (Generator)	Serious Inspection s/d 10 oktober 2015	Dani	
7	PLTU REMBANG #20	30/08/2015 03:03:00		PO	280.00		280.00				Dolog Pujiyanto	Cahya
8	PLTGU PRIOK #1 .2	07/09/2015 07:00:00		PO	125.00		125.00				Fakhrilmron	Raminto
9	PLTA MRICA #2	21/09/2015 09:44:00	28/09/2015 14:00:00	PO	59.80		59.80				ERWIN / Ariman	KINO
10	PLTG BALI PSRAN #4	22/09/2015 07:00:00		PO	36.15		36.15	Generator	Generator	Unit tidak siap operasi	Mahesa	Made Suweca

Lewat 
  Sedang dalam 
  Menjelang

Pkl. 20:13:45



# Status KIT FO

Pembangkit Tida...

PO MO **FO** DERATING RS

Sabtu, 26 September 2015 Pkl. 20:17:17 Total status FO: 477 MW (Pkl. 20:17:17)  
Jml Unit Pembangkit / Blok: 5

No	Pembangkit	Awal	Akhir	S	Dmn	Mampu Max	MW FO	Level I	Level II	Keterangan	Dispatcher	Operator
1	PLTGU TBROK #2 .3	26/09/2015 02:01:00	26/09/2015 15:52:00	FO3	100.00		100.00	HRSG Boiler	HRSG Boiler Piping System		MUKTI	Boni
2	PLTU LONTAR #3	10/07/2015 00:56:00		FO3	280.00		280.00	Balance Of Plant	Miscellaneous (Balance of Plant)		Mirta / Amril	Samsu
3	PLTU TJ AWAR2 #2	08/09/2015 11:57:00		FO1	0.00		0.00				ainul/septa/dani/bambang	reno
4	PLTGU TBROK #1 .1	16/09/2015 06:23:00		FO1	97.00		97.00	Generator	Controls		ERWIN	SUMARNO
5	PLTU CELUKAN BAWANG #3	25/09/2015 22:35:00		FO1	0.00		0.00	Boiler	Boiler Fuel Supply to Bunker	Unit Trip	Alim	Sugianto
6	PLTGU TBROK #2 .1	26/09/2015 16:51:00	27/09/2015 17:32:00	FO3	100.00		100.00	HRSG Boiler	Miscellaneous HRSG Boiler Tube Problems		MUKTI	BAKRI
7	PLTU TJATI #2	26/09/2015 22:14:00	27/09/2015 08:24:00	FO3	660.80		660.80				yefri	

Lewat 
  Sedang dalam 
  Menjelang

Pkl. 20:17:17

# Status KIT MO

Bidang Operasi Sistem P3B

202.162.216.197/app4/system.php?fnp=1&setdate=2015-09-26&tsSession=MAILAPPSYSMGRLETTER-XXXXXX-VFSorRjxRwMaaeBOShrGczRWMQrUL

singkatan pembangkit IPP

Report Mngt Database and Application System

Menu Top Main Menu Application UserInfo Indonesia

Pembangkit Tida...

PO MO FO DERATING RS

Rabu, 02 September 2015 PKL 20 16 22 GO

Total status MO: 661.1 MW (Pkl. 20:16:22)  
Jml Unit Pembangkit / Blok: 2

No	Pembangkit	Awal	Akhir	S	Dmn	Mampu Max	MW MO	Level I	Level II	Keterangan	Dispatcher	Operator
1	PLTU CELUKAN BAWANG #1	26/08/2015 15:19:00	05/09/2015 19:51:00	MO	0.00		0.00			Unit dilepas ( masih pemantauan ) >> Sudah dinyatakan normal pk.05.50 Wita	Mahesa	John
2	PLTU TJATI #4	31/08/2015 00:44:00	04/09/2015 19:07:00	MO	661.10		661.10					Ari

Lewat Sedang dalam Menjelang

Pkl. 20:16:22

# Status KIT Derating

Bidang Operasi Sistem P3B

202.162.216.197/app4/system.php?fnp=1&setdate=2015-09-26&session=MAILAPPSYSMGRLETTER-XXXXXX-VFSoRrjxRwMaaeBOShrGczRWMQrJUL

singkatan pembangkit IPP

Jml Unit Pembangkit / Blok: 25

No	Pembangkit	Awal	Akhir	S	Dmn	Mampu Max	MW DERATING	Level I	Level II	Keterangan	Dispatcher	Operator
1	PLTGU TBROK #2 .0	25/09/2015 02:27:00	26/09/2015 18:52:00	FD1	142.00	84.50	57.50	HRSG Boiler	Miscellaneous HRSG Boiler Tube Problems		ERWIN	MULYADI
2	PLTGU TBROK #2 .0	26/09/2015 02:01:00	26/09/2015 18:52:00	FD3	142.00	87.00	55.00	HRSG Boiler	HRSG Boiler Piping System		friendly/Mukti	kaedi
3	PLTGU TBROK #1 .2	26/09/2015 09:37:00	26/09/2015 10:11:00	MD	97.00	30.00	67.00				Alief	Ambar
4	PLTU SRLYA #2	26/09/2015 11:48:00	26/09/2015 16:45:00	FD1	371.50	300.00	71.50				J Robi/ yefri	andi
5	PLTU PACITAN #1	26/09/2015 12:54:00	26/09/2015 16:01:00	FD1	280.00	200.00	80.00				Andika/Kurniawan/Dodik	Mahen
6	PLTU LONTAR #1	26/09/2015 14:15:00	26/09/2015 18:30:00	FD1	280.00	90.00	190.00	Balance Of Plant	Feedwater System		Nurkholis/Santo	Barly
7	PLTGU TBROK #2 .0	26/09/2015 17:52:00	26/09/2015 18:52:00	FD3	142.00	40.00	102.00	HRSG Boiler	HRSG Boiler Piping System		MUKTI	BAKRI
8	PLTP DIENG #1	18/12/2014 21:31:00		FD1	45.00	22.70	22.30	Generator	Exciter		MUKTI	ANDI
9	PLTGU TBROK #1 .0	09/05/2015 08:00:00		MD	131.00	80.00	51.00	Generator	Generator		Adi	Sumarno
10	PLTU SRLYA #8	04/07/2015 16:38:00		FD1	590.00	480.00	110.00				inggh surya	iqbal
11	PLTU LONTAR #3	06/07/2015 21:00:00		FD1	280.00	250.00	30.00	Balance Of Plant	Miscellaneous (Balance of Plant)		Mirta / Imron	Syamsu
12	PLTU SRLYA #8	14/07/2015 07:43:00		FD1	590.00	375.00	215.00				Martin	Hendri
13	PLTU TJ AWAR2 #2	05/09/2015 23:14:00		FD1	0.00	20.00	-20.00				Aji/Frans/Dodik	Adri
14	PLTGU CLGN #1 .0	10/09/2015 00:19:00		FD1	236.00	180.00	56.00	External	Miscellaneous (External)		Kiki/Inggh	Johanes
15	PLTGU CLGN #1 .1	10/09/2015 00:19:00		FD1	212.00	152.00	60.00	External	Miscellaneous (External)		Kiki/Inggh	Johanes
16	PLTGU CLGN #1 .2	10/09/2015 00:19:00		FD1	212.00	152.00	60.00	External	Miscellaneous (External)		Kiki/Inggh	Johanes
17	PLTGU TBROK #1 .0	11/09/2015 10:00:00		FD1	131.00	74.00	57.00	Steam Turbine	Miscellaneous (Steam Turbine)		Erwin / Jefri	Handi
18	PLTU PRATU #1	11/09/2015 22:30:00	28/09/2015 11:30:00	FD2	323.00	205.00	118.00	Boiler	Boiler Piping System		Mirta / Moko	Adi
19	PLTP WYNDU #2	15/09/2015 13:30:00	27/09/2015 10:30:00	FD1	113.10	95.00	18.10	External	Miscellaneous (External)	Derating	Ramondi	Hari
20	PLTGU TBROK #1 .0	16/09/2015 06:23:00		FD1	131.00	23.50	107.50	Generator	Controls		ERWIN	SUMARNO
21	PLTGU MITWAR #1 .0	17/09/2015 13:17:00	28/09/2015 11:08:00	FD1	204.00	147.00	57.00				J Robi/ bambang	trisnadin
22	PLTU INDRAMAYU #3	18/09/2015 10:23:00	28/09/2015 20:02:00	FD1	290.00	220.00	70.00			Derating	Ariso/bambang	Rudi
23	PLTU INDRAMAYU #3	18/09/2015 10:57:00	28/09/2015 20:02:00	FD1	290.00	150.00	140.00			Derating	Milono/bambang	Arif
24	PLTU INDRAMAYU #3	20/09/2015 09:10:00	28/09/2015 11:00:00	FD1	290.00	130.00	160.00	External	Miscellaneous (External)	Derating	Roni/Arif/Bagus - yefri	Joko
25	PLTU PRATU #2	21/09/2015 07:49:00	29/09/2015 10:59:00	FD1	323.00	285.00	38.00				Amri/ Eko	Agam
26	PLTU SRLYA #8	21/09/2015 15:02:00	30/09/2015 13:18:00	FD1	590.00	108.00	482.00				yefri	
27	PLTGU GRBRU #1 .0	26/09/2015 00:01:00	27/09/2015 21:52:00	MD	180.00	109.00	71.00				J Robi/ Yefri	hartono
28	PLTP SALAK #5	26/09/2015 05:11:00		MD	61.00	55.00	6.00				IMAM / MOKO	EVAN
29	PLTP SALAK #6	26/09/2015 05:30:00		MD	61.00	55.00	6.00				IMAM / MOKO	EVAN
30	PLTGU TBROK #1 .2	26/09/2015 10:23:00	27/09/2015 09:25:00	MD	97.00	30.00	67.00				Alief yefri	Ambar

# Status KIT RS

Bidang Operasi Sistem P3B

202.162.216.197/app4/system.php?fnp=1&setdate=2015-09-26&session=MAILAPPSYSMGRLETTER-XXXXXX-VFSorRjxRwMaaeBOShrGczRWMQrJL

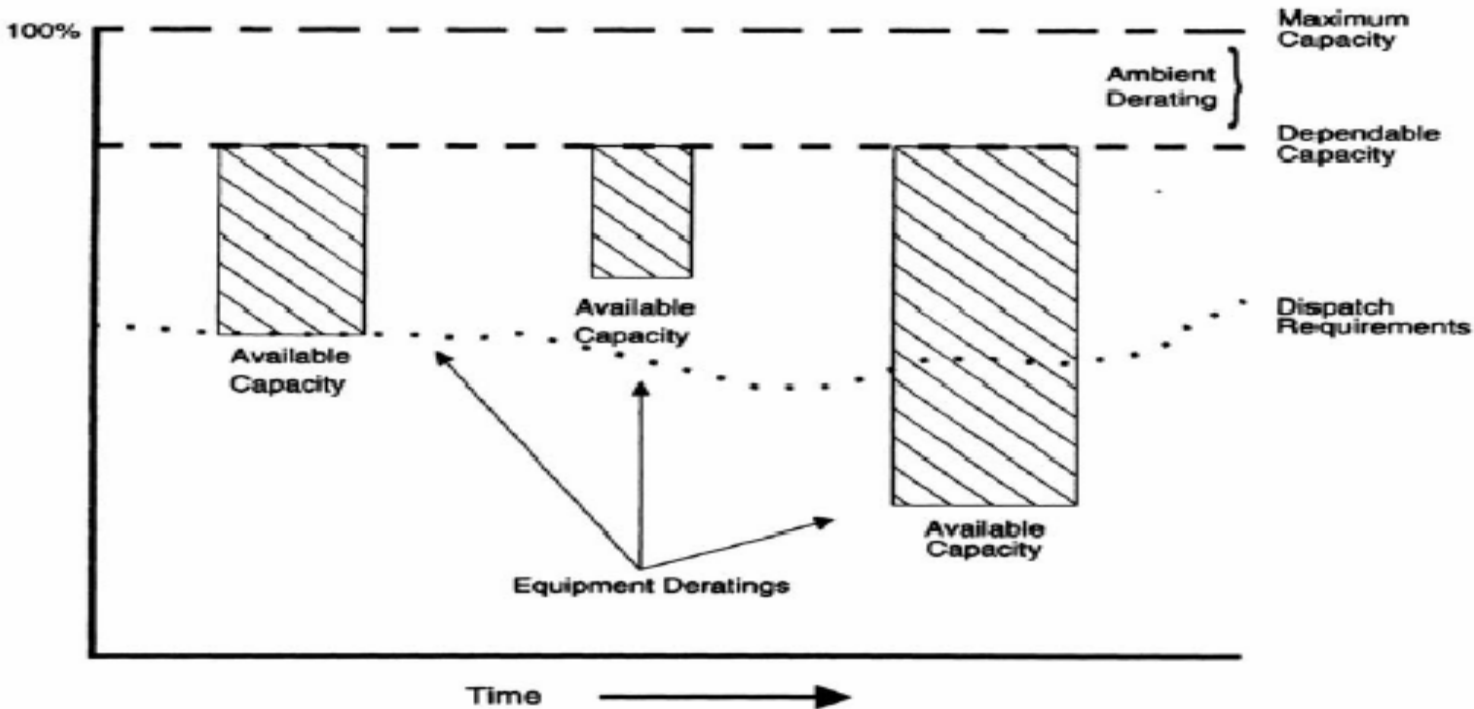
singkatan pembangkit IPP

Jml Unt Pembangkit / Blok: 0

No	Pembangkit	Awal	Akhir	S	Laststatus	Dispatcher	Keterangan Dispatcher	Operator	Keterangan Operator
1	PLTA UBRUG #2	07/12/2007 16:59:03		RS	STOP	eris taufik			
2	PLTA UBRUG #3	07/12/2007 16:59:03		RS	STOP	eris taufik			
3	PLTD BALI PSRAN #4	07/12/2007 17:00:31		RS	STOP	eris taufik			
4	PLTD BALI PSRAN #9	29/10/2009 21:40:00		RS	STOP	Noben/Susana		Amrin	
5	PLTA KRCAK #1	12/01/2010 08:21:31		RS	STOP	Dispa 1		Awal S	
6	PLTG GILITIMUR #1	03/08/2010 20:17:09		RS	STOP	harris			
7	PLTU MKRNG #1	16/11/2010 21:59:50		RS	STOP	welly makmun		eka	
8	PLTU MKRNG #2	16/11/2010 21:59:50		RS	STOP	welly makmun		eka	
9	PLTU MKRNG #3	16/11/2010 21:59:50		RS	STOP	welly makmun		eka	
10	PLTG MTWAR #3 .1	30/12/2010 21:14:51		RS	STOP	imron		Anto	
11	PLTG MTWAR #4 .2	29/12/2010 21:05:14		RS	STOP	martin		Anto	
12	PLTG MTWAR #3 .3	29/12/2010 20:56:44		RS	STOP	bambang		Anto	
13	PLTG MTWAR #4 .1	31/12/2010 23:35:12		RS	STOP	Gede Wijaya		dedi	
14	PLTG MTWAR #4 .3	31/12/2010 21:57:59		RS	STOP	harris		Anto	
15	PLTG CLCAP #2	23/02/2011 19:45:12		RS	STOP	Yophi		Nur	
16	PLTG SRAGI #1	04/04/2011 21:30:59		RS	STOP	imron			
17	PLTGU MKRNG #2 .1	12/06/2011 00:18:51		RS	STOP	fachreza		sukirman	ok
18	PLTD BALI PSRAN #2	15/06/2011 21:33:00		RS	STOP	Noben		Swartana	
19	PLTG PRIOK #3	26/07/2011 20:05:40		RS	STOP	imron			
20	PLTG PRIOK #1	02/08/2011 19:34:49		RS	STOP	imron			
21	PLTG GILITIMUR #2	08/09/2011 19:31:00		RS	STOP	Muktiono		Joko	
22	PLTA TLNGN #2			RS	STOP	hendro/Ainul/Arliyanto		rohmat	
23	PLTA GIRINGAN #1	24/10/2011 17:44:00		RS	STOP	putra		arip	
24	PLTG GRSIK #2	08/11/2011 20:08:33		RS	STOP	Siswantonosepta-mukti			
25	PLTG GRSIK #1	08/11/2011 20:08:33		RS	STOP	Siswantonosepta-mukti			
26	PLTG CLCAP #1	28/11/2011 18:29:54		RS	STOP	Dispa 3			
27	PLTU PERAK #3	17/01/2012 22:10:57		RS	STOP	martin		wahyu	
28	PLTU PERAK #4	07/01/2012 19:55:11		RS	STOP	martin			
29	PLTU PRIOK #4	25/01/2012 07:50:57		RS	STOP	Ahmad Murdani		iman ts	sudah dilaksanakan kondisi saat ini RS
30	PLTA TLNGN #2			RS	STOP	Dispa 4		Aris	

# Posisi Permintaan Dispatch

Figure III-4  
Possible Derating Situations



# CAUSE CODE

**Cause Code** adalah kode yang mewakili komponen/ peralatan penyebab suatu kondisi Pembangkit.

menurut sifatnya : OMC dan Non OMC

Untuk kemudahan penggunaan, dibagi menjadi beberapa bagian berdasarkan jenis unit pembangkit. Setiap bagian berisi semua kode yang dapat digunakan untuk setiap jenis unit.

Misalnya, bagian untuk unit uap fosil (PLTU) mencakup kode untuk boiler, turbin uap, generator, keseimbangan pembangkitan, pengendalian pencemaran peralatan, eksternal, regulasi, keselamatan, dan lingkungan

# Tujuan Penggunaan Cause Code

- ✓ Mempermudah pengelompokan status/kondisi pembangkit
- ✓ Evaluasi lebih cepat dan akurat
- ✓ Perlakuan pembangkit yang tepat dan terarah dalam pengoperasian, perawatan, perencanaan
- ✓ Penyediaan suku cadang yang tepat
- ✓ Efisiensi biaya perusahaan
- ✓ Mempermudah pengambilan kebijakan lebih lanjut

# CARA MEMILIH CAUSE CODE

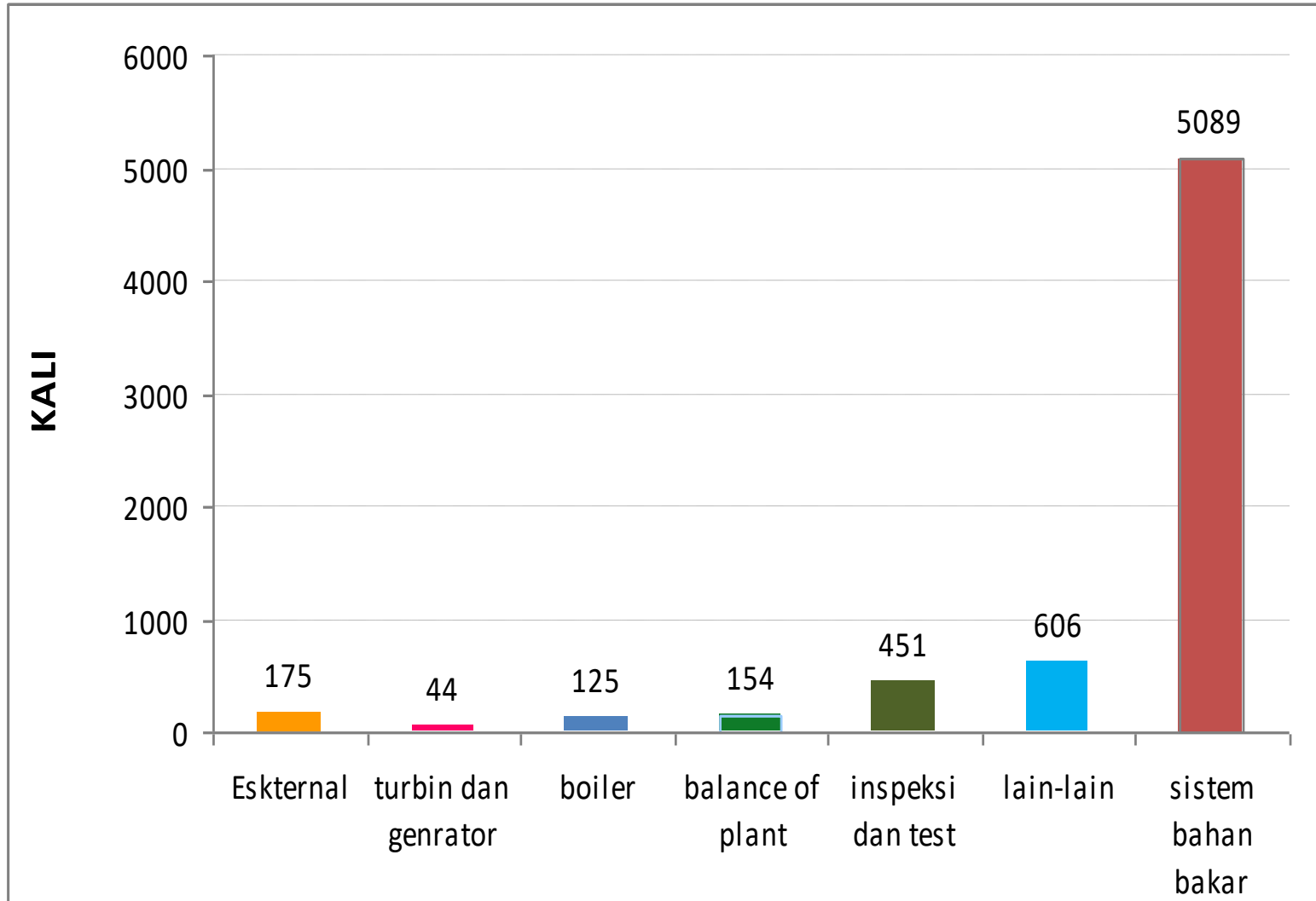
Cari Cause Code yang mewakili komponen penyebab utama gangguan (bukan komponen alat bantu yang mencetuskan gangguan komponen).

**Contohnya,** gangguan saluran udara menuju salah satu pengatur klep feedwater bisa menyebabkan klep itu menutup, sehingga aliran uap boiler menurun. Dalam hal ini, kode penyebabnya adalah pengatur klep feedwater, bukan kode sistem pelayanan udaranya. Fakta bahwa klep menutup dipicu oleh gangguan saluran udara di catat dalam uraian verbal.

**Pada sisi lain,** jika tertutupnya klep pengatur feedwater diakibatkan oleh hilangnya seluruh setasiun udara, kode penyebab untuk sistem setasiun udara akan dilaporkan sebagai penyebab utama dari peristiwa. Dalam hal ini, masalah sistem setasiun udara menyebabkan gangguan pemakaian banyak klep dan instrumen seluruh pembangkit.



# Contoh : Penyebab Gangguan dan Derating PLTU Suralaya 1-7 (2006-2011)



# Level Cause Code

PLTU (Fossil Steam Units)

**LEVEL**

1

**BOILER**

**STEAM TURBINE**

**GENERATOR**

**BOP**

**EXTERNAL**

**POLLUTION**

2

System Exciter  
Cooling System  
Controls  
Miscellaneous

3

Rotor windings  
Rotor collector rings  
Rotor, General  
Stator core iron

# CAUSE CODE LEVEL 1

NO	KELOMPOK PENYEBAB	PLTA	PLTG	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTP
1	GENERATOR	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA
2	BALANCE OF PLANT	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA
3	BOILER	-	-	-	ADA	-	-
4	TURBINE	ADA	ADA	ADA	ADA	-	ADA
5	POLLUTION CONTROL EQUIPMENT	-	ADA	ADA	ADA	-	ADA
6	EXTERNAL	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA
7	REGULATORY, SAFETY, ENVIRONMENTAL	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA
8	PERSONEL OR PROCEDURE ERRORS	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA
9	INACTIVE STATE	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA
10	PERFORMANCE	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA	ADA
11	HRSG	-	-	ADA	-	-	-
12	DIESEL ENGINE	-	-	-	-	ADA	-

# GENERAL POWER PLANT CAUSE CODES

No	Group	Cause Code	Penyebab/Keterangan	Sifat
1	Generator	<b>4899</b>	Other miscellaneous generator prb.	
2	Turbine	<b>5299; 7299 4499; 7960 5999; 5699</b>	<b>PLTG(U); PLTA; ST; ET;DE; JE</b> Other miscellaneous turbine/E prob.	
3	Boiler; HRSG	<b>1999</b>	Other miscell. Boiler/HRSG Prob.	
4	BOP	<b>3999</b>	Other miscellaneous BOP problems	
5	External	<b>9320</b>	Other miscellaneous external problems	<b>OMC</b>
6	REGULATORY, SAFETY, ENVIRONMENTAL	<b>9590; 9720; (9690, 9693, 9695, 9696)</b>	Regulatory ( <b>OMC</b> ); Safety; Operational Environmental limit ( <b>Fossil, GT, Diesel, Hydro</b> )	
7	PERFORMANCE	<b>9998; 9999</b>	Black start testing; Total unit performance t.	
8	INACTIVE STATE	<b>0002; 9990; 9991</b>	Inactive RS, Retired, Mothballed	
9	POLLUTION CONTROL EQUIP.	<b>8699</b>	Other miscellaneous pollution control equipment problems	
10	PERSONEL/ PROC <b>ERRORS</b>	<b>9900; 9910-50</b>	Operator ; Personel; Contractor; Operating procedure; Maintenance/Contractor Proc.	

# Contoh: GENERATOR CAUSE CODES

No	Komponen	Cause Code	Sifat
1	<b>Rotor:</b> windings; collector rings; brakes	<b>4511:</b> 4500; 4510; 4590	
2	<b>Stator:</b> (windings, bushings, and terminals); Brushes and brush rigging	<b>4535:</b> 4520; 4540	
3	<b>Bearings and lube oil</b> system	<b>4550</b>	
4	<b>Bearing cooling</b> system; <b>end bells and bolting</b>	<b>4555; 4580</b>	
5	<b>Vibration</b> (excluding vibration due to failed bearing and other components)	<b>4560</b>	
6	<b>Exciter:</b> Exciter drive – motor; Exciter transformer	<b>4609:</b> 4600; 4605	
7	<b>Controls:</b> voltage; metering devices; synchronization equipment; CT & PT; Emergency generator trip devices	<b>4750:</b> 4700; 4710; 4720; 4730; 4740	
8	<b>Miscellaneous :</b> output breaker; Major overhaul (OH); Minor OH; Inspection; testing	<b>4899:</b> 4810; 4830; 4831; 4840; 4841	
9	<b>Cooling System:</b> piping and valves; Hydrogen; Air cooling system; Liquid cooling system; Seal oil system and seals	<b>4650:</b> 4610; 4611; 4620; 4630; 4640	

# KODE PENYEBAB OMC (OUTSIDE MANAGEMENT CONTROL) (1)

Couse Code	Uraian	
<b>3600</b>	Switchyard transformers and associated cooling systems - externa	3600 switchyard transformator dan sistem pendingin terkait - eksternal
<b>3611</b>	Switchyard circuit breakers - external	3611 pemutus sirkuit switchyard - eksternal
<b>3612</b>	Switchyard system protection devices - external	3612 switchyard perangkat sistem proteksi - eksternal
<b>3619</b>	Other switchyard equipment - external	3619 Peralatan switchyard Lain - eksternal
<b>3710</b>	Transmission line (connected to powerhouse switchyard to 1st Sub	3710 Transmisi line (terhubung ke pembangkit tenaga listrik untuk 1 switchyard Substation)
<b>3720</b>	Transmission equipment at the 1st substation) (see code 9300 if	3720 Transmisi peralatan di gardu 1) (lihat kode 9300 jika berlaku)
<b>3730</b>	Transmission equipment beyond the 1st substation (see code 9300	3730 Transmisi peralatan luar gardu 1 (lihat kode 9300 jika berlaku)
<b>9000</b>	Flood	9000 Banjir
<b>9010</b>	Fire, not related to a specific component	9010 Api, tidak terkait dengan komponen tertentu
<b>9020</b>	Lightning	9020 Petir
<b>9025</b>	Geomagnetic disturbance	9025 geomagnetic gangguan
<b>9030</b>	Earthquake	9030 Gempa
<b>9035</b>	Hurricane	9035 Badai
<b>9036</b>	Storms (ice, snow, etc)	9036 Badai (es, salju, dll)
<b>9040</b>	Other catastrophe	9040 Lain bencana
<b>9130</b>	Lack of fuel (water from rivers or lakes, coal mines, gas lines,	9130 Kurangnya bahan bakar (air dari sungai atau danau, batubara tambang, saluran gas, dll) di mana operator tidak dapat mengendalikan kontrak, garis pasokan, atau pengiriman bahan bakar
<b>9150</b>	Labor strikes company-wide problems or strikes outside the company	9150 Buruh perusahaan-lebar pemogokan masalah atau pemogokan di luar yurisdiksi perusahaan seperti sebagai produsen (menunda perbaikan) atau (pasokan bahan bakar) masalah transportasi.

# KODE PENYEBAB OMC (OUTSIDE MANAGEMENT CONTROL) (2)

Couse Code		Uraian
9200	High ash content	9200 Tinggi konten abu
9210	Low grindability	9210 grindability Rendah
9220	High sulfur content	9220 kandungan sulfur tinggi
9230	High vanadium content	9230 Tinggi konten vanadium
9240	High sodium content	9240 Tinggi konten natrium
9250	Low Btu coal	9250 Btu batubara Rendah
9260	Low Btu oil	9260 Btu minyak Rendah
9270	Wet coal	9270 Basah batubara
9280	Frozen coal	9280 Beku batubara
9290	Other fuel quality problems	9290 masalah kualitas bahan bakar lainnya
9300	Transmission system problems other than catastrophes (do not inc	9300 masalah sistem Transmisi selain bencana (tidak termasuk switchyard masalah dalam kategori ini, lihat kode 3600-3629, 3720-3730)
9320	Other miscellaneous external problems	9320 lainnya eksternal masalah lain-lain
9504	Regulatory (environmental) proceedings and hearings - regulatory	9504 peraturan (lingkungan) proses dan dengar pendapat - badan pengawas dimulai
9506	Regulatory (environmental) proceedings and hearings - intervener	9506 peraturan (lingkungan) proses dan dengar pendapat - intervensor dimulai
9510	Plant modifications strictly for compliance with new or changed	9510 Pembangkit listrik modifikasi ketat untuk memenuhi persyaratan peraturan baru atau diubah (Scrubber, menara pendingin, dll)
9590	Miscellaneous regulatory (this code is primarily intended for us	regulasi Lain-lain (kode ini terutama ditujukan untuk penggunaan dengan kontribusi acara
9999	Total unit performance testing (use appropriate codes for indivi	

# Kondisi PLTGU

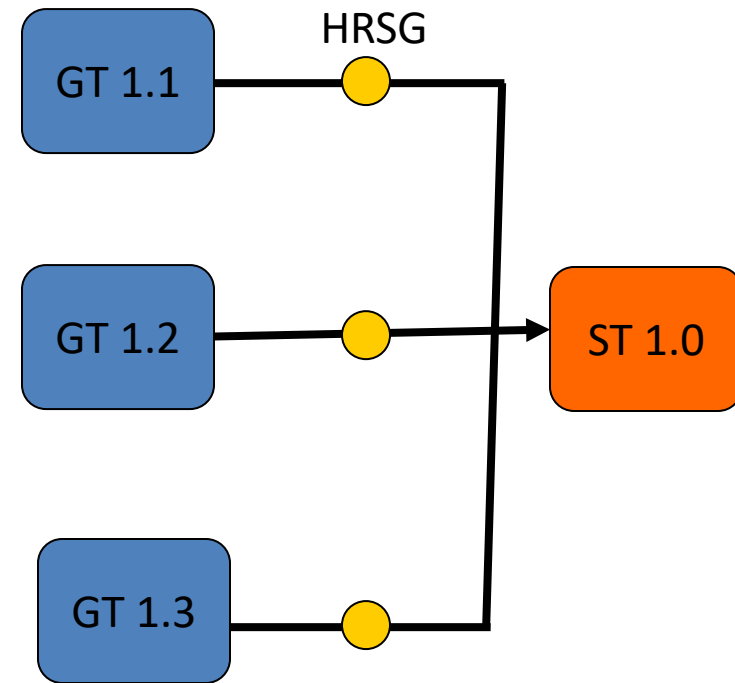
Semua Kondisi/Kejadian PLTGU dicatat per unit (GT/ST)

Perhitungan Kinerja dilakukan per unit (GT/ST)

Pehitungan secara entitas (BLOK) bisa dilakukan oleh Perusahaan Kit / P3B utk keperluan khusus.

Kode penyebab ST tergantung dari:

- a). ST-nya sendiri
- b). GT-nya
- c). GT & ST





# Indek Kinerja Pembangkit (IKP)

- ✓ Indek/Indikator yang menunjukkan kinerja operasi pembangkit dalam periode tertentu
- ✓ Diperlukan untuk operasi, perencanaan dan evaluasi pembangkit
- ✓ Mengacu pada GADS DRI – NERC

# **Manfaat IKP**

- **Perhitungan transaksi listrik**
- **Perencanaan operasi**
- **Target Kinerja**

# Ragam IKP

PER UNIT PEMBANGKIT (Termasuk OMC) **	UNIT PEMBANGKIT GABUNGAN (Termasuk OMC) **
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Availability Factor (AF)</li> <li>2. Equivalent Availability Factor (EAF)</li> <li>3. Service Factor (SF)</li> <li>4. Planned Outage Factor (POF)</li> <li>5. Maintenance Outage Factor (MOF)</li> <li>6. Forced Outage Factor (FOF)</li> <li>7. Reserve Shutdown Factor (RSF)</li> <li>8. <b>Unit Derating Factor (UDF)</b></li> <li>9. Seasonal Derating Factor (SEDF)</li> <li>10. Forced Outage Rate (FOR)</li> <li>11. <b>Forced Outage Rate Demand (FOR<sub>d</sub>)</b></li> <li>12. Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)</li> <li>13. <b>Eq. Forced Outage Rate demand (EFOR<sub>d</sub>)</b></li> <li>14. Net Capacity Factor (NCF)</li> <li>15. Net Output Factor (NOF)</li> <li>16. Plant Factor (PF)</li> <li>17. Sudden Outage Frequency (SdOf)</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Weighted Availability Factor (WAF)</li> <li>2. Weighted Equivalent Availability Factor (WEAF)</li> <li>3. Weighted Service Factor (WSF)</li> <li>4. Weighted Planned Outage Factor (WPOF)</li> <li>5. Weighted Maintenance Outage Factor (WMOF)</li> <li>6. Weighted Forced Outage Factor (WFOF)</li> <li>7. Weighted Reserve Shutdown Factor (WRSF)</li> <li>8. Weighted Unit Derating Factor (WUDF)</li> <li>9. Weighted Seasonal Derating Factor (WSEDF)</li> <li>10. Weighted Forced Outage Rate (WFOR)</li> <li>11. Weighted Equivalent Forced Outage Rate (WFOR<sub>d</sub>)</li> <li>12. W. Equivalent Forced Outage Rate (WEFOR)</li> <li>13. W. Equivalent Forced Outage Rate demand (WEFOR<sub>d</sub>)</li> <li>14. Weighted Net Capacity Factor (WNCF)</li> <li>15. Weighted Net Output Factor (WNOF)</li> <li>16. Weighted Plant Factor (WPF)</li> <li>17. Weighted Sudden Outage Frequency (Wsdof)</li> </ol>

\*\* Formula OMC digunakan untuk menghitung kinerja pembangkit tanpa peristiwa-peristiwa diluar tanggung jawab manajemen pembangkit tersebut. Formula OMC sama dengan Formula Non OMC. Untuk membedakannya, gunakan tanda "X" di awal persamaan. Contoh: AF menjadi XAF; FOR menjadi XFOR; WEAF menjadi XWEAF; dan seterusnya.

Formula masing-masing indeks kinerja tersebut diuraikan pada sub E.7.1 s.d. E.7.4

# Durasi Status Operasi Pembangkit

- *Service Hours (SH)*
- *Available Hours (AH)*
- *Period Hours (PH)*
- *Planned Outage Hours (POH)*
- *Unplanned Outage Hours (UOH)*
- *Forced Outage Hours (FOH)*
- *Maintenance Outage Hours (MOH)*
- *Unavailable Hours (UH) → semua outage kecuali RS*
- *Scheduled Outage Hours (SOH) → semua yg terjadwal*
- *Reserve Shutdown Hours (RSH)*
- *Synchronous Hours (Syn.H): jam unit dalam kondisi kondensasi.*
- *Unit Derating Hours (UDH)*

# Durasi Equivalent Status Operasi Pembangkit

- ***Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH)***

adalah perkalian antara MW derating unit pembangkit akibat pengaruh cuaca/musim

- ***Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)***

Jumlah jam unit pembangkit derating secara paksa (*forced derating: FD1, FD2, FD3*)

- ***Equivalent Planned Derated Hours (EPDH)*** Jumlah jam unit pembangkit derating terencana (Planned Derating) termasuk Extension (PDE)

- ***Equivalent Unplanned Derated Hours (EUDH)***

Jumlah jam unit pembangkit derating tidak terencana (FD1, FD2, FD3, MD, MDE)

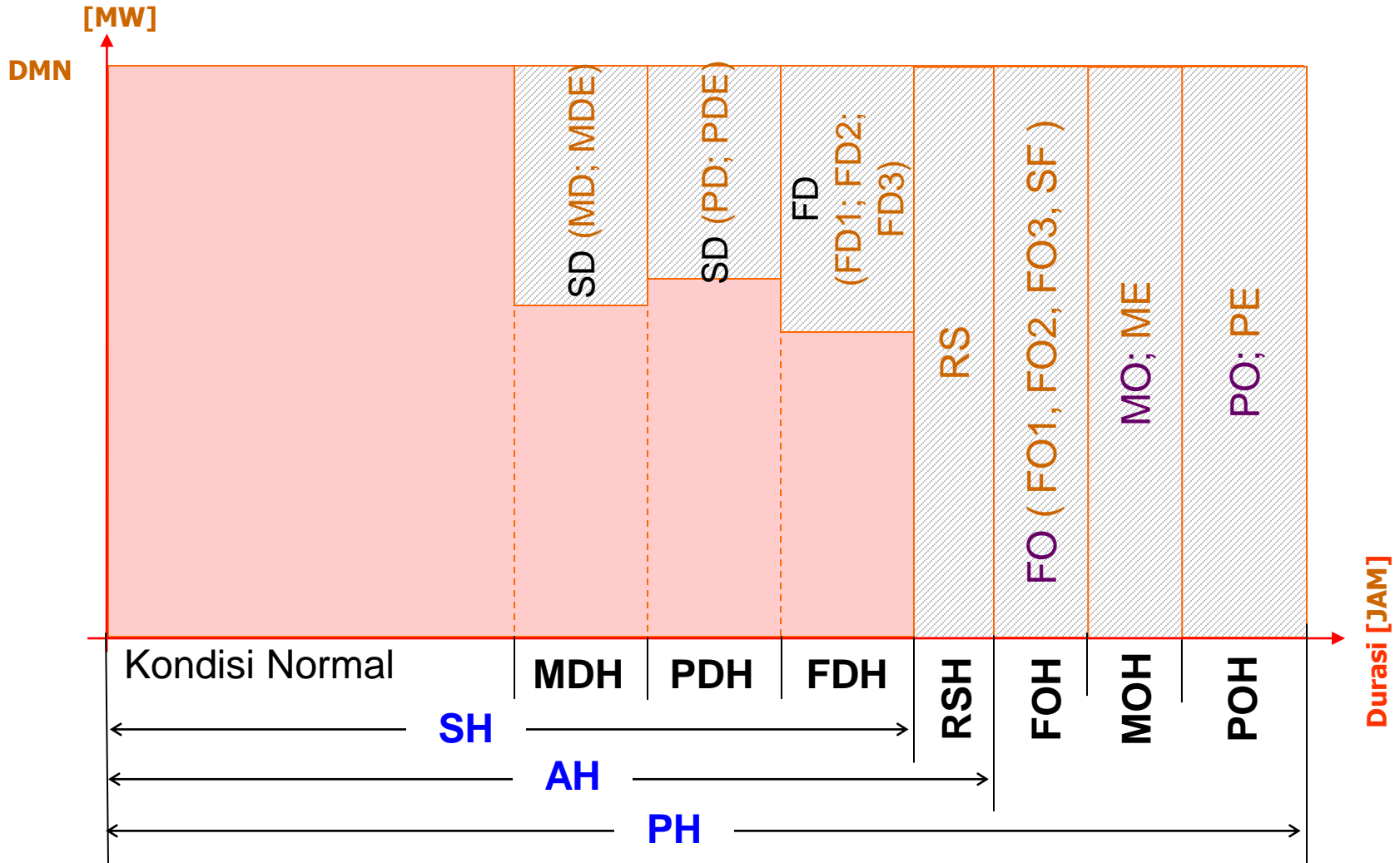
- ***Equivalent Forced Derated Hours during Reserve Shutdown (EFDHRS)***

Jumlah jam unit pembangkit forced derating (FD1, FD2, FD3) selama Reserve Shutdown (RS)

- ***Equivalent Planned Derated Hours During Reserve Shutdowns – EPDHRS***

jumlah jam unit keluar terencana (Planned Derating, PD) selama reserve shutdown

# VISUALISASI KONDISI PEMBANGKIT

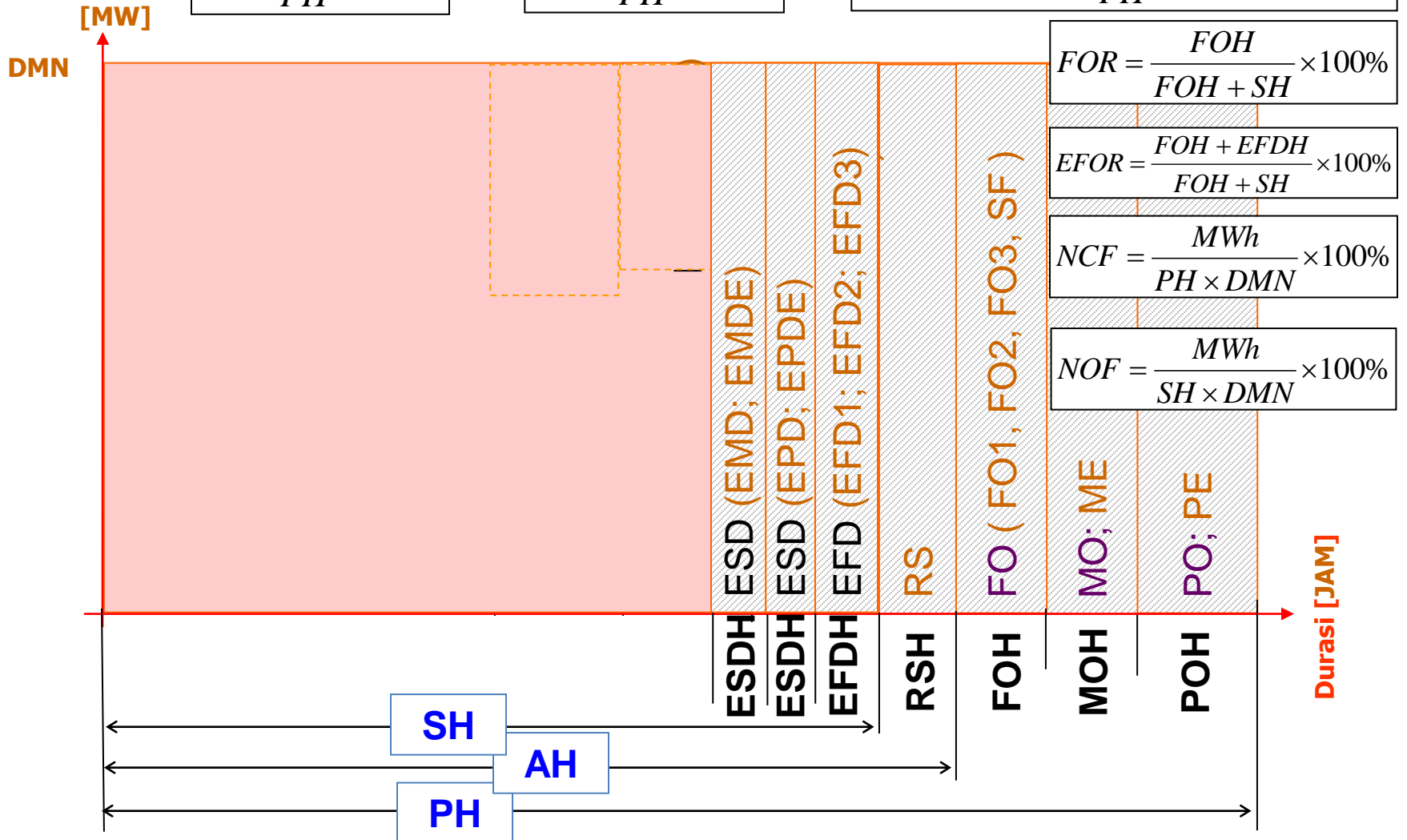


# KONDISI PEMBANGKIT EKIVALEN & FORMULASI

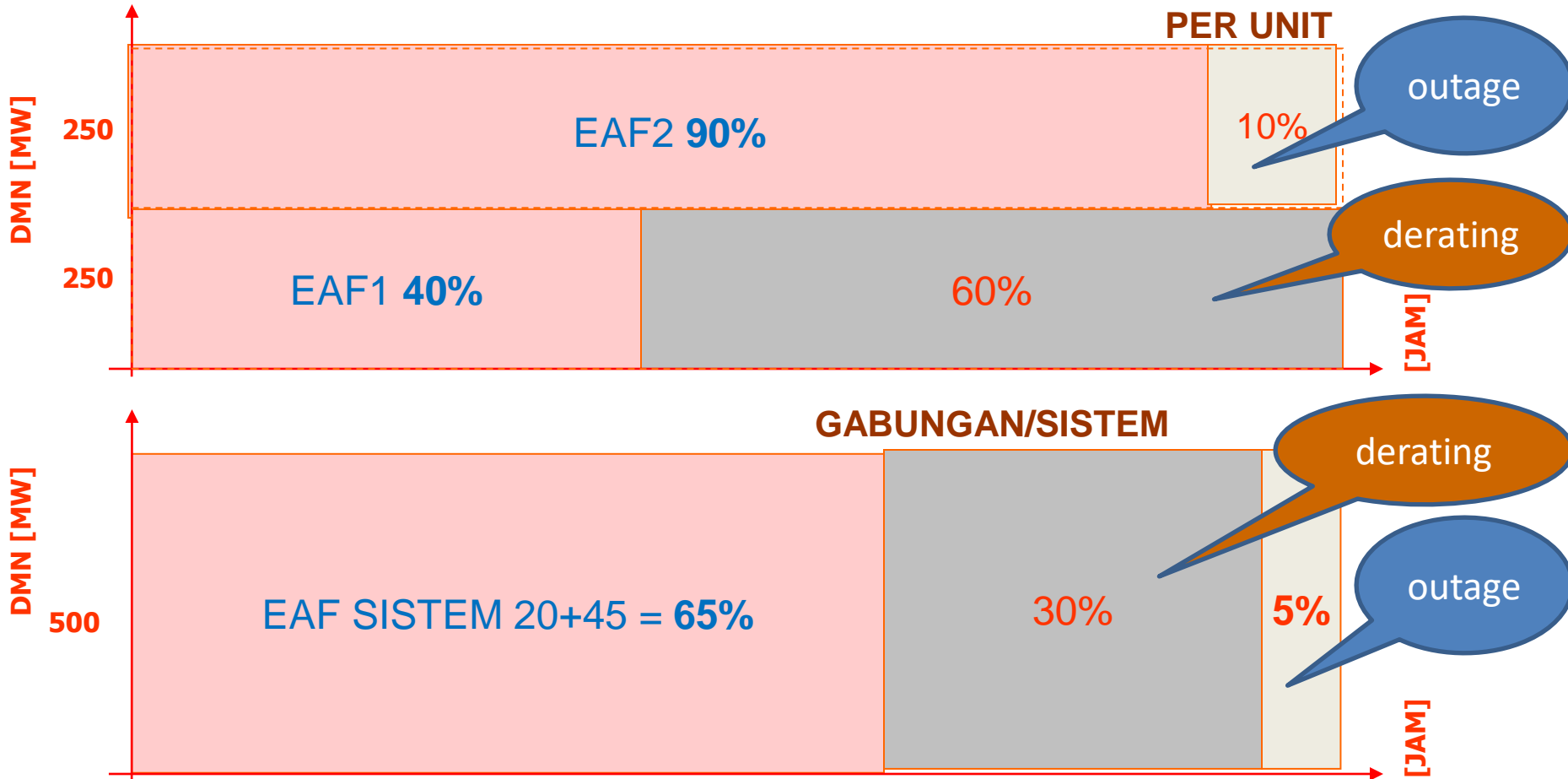
$$SF = \frac{SH}{PH} \times 100\%$$

$$AF = \frac{AH}{PH} \times 100\%$$

$$EAF = \frac{AH - (EFDH + ESDH)}{PH} \times 100\%$$

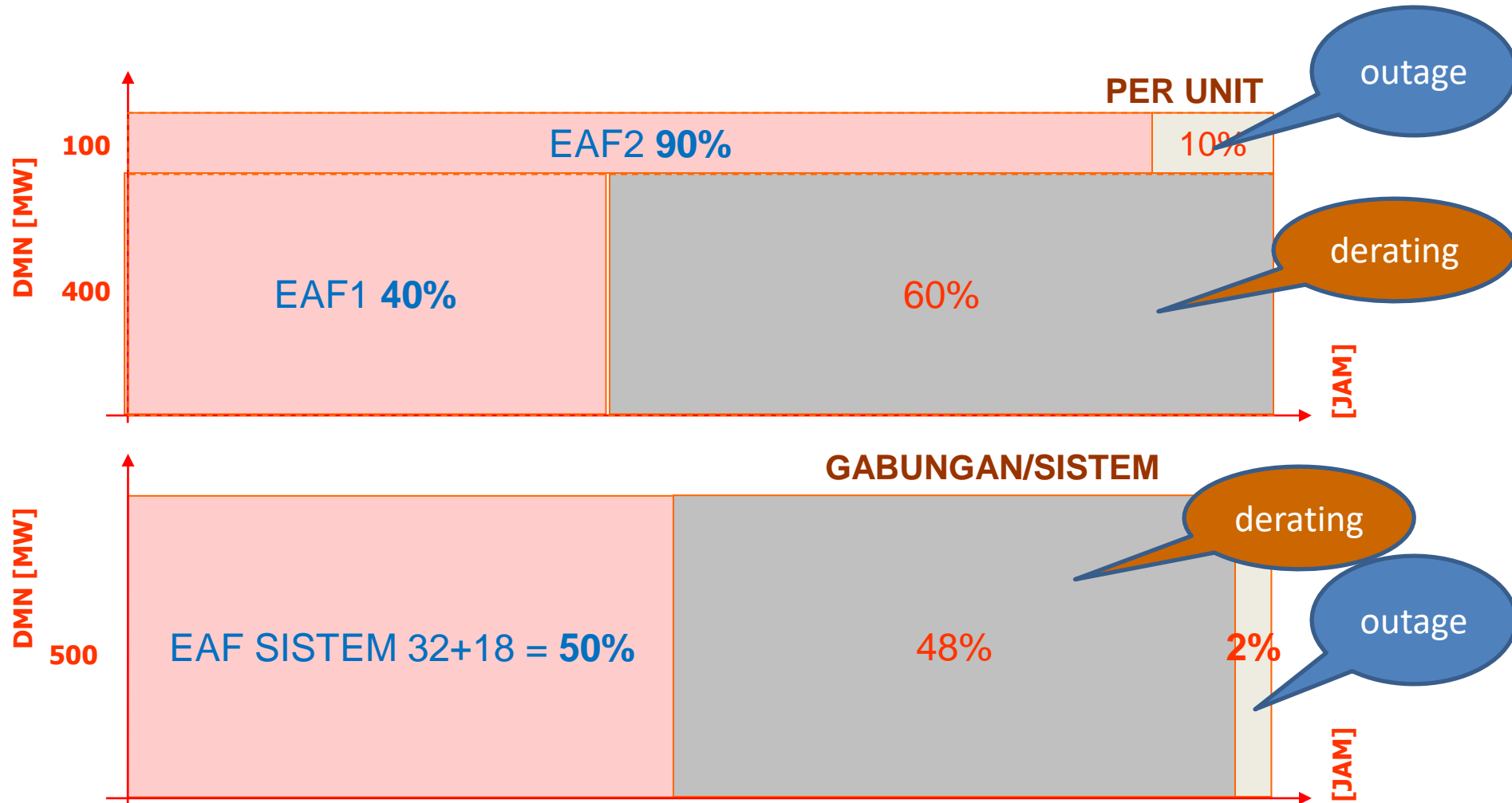


# EKIVALEN OUTAGE & DERATING SECARA SISTEM





# EKIVALEN Outage & Derating SECARA SISTEM



# CONTOH DATA KINERJA

## PENGUSAHAAN 5 UNIT MESIN PEMBANGKITAN LISTRIK

400 MW

400 MW

400 MW

400 MW

600 MW



# CONTOH DATA KINERJA

(FAKTOR PENGUSAHAAN 5 UNIT MESIN PEMBANGKITAN LISTRIK)

No. Unit	MW Terpasang	MW Dibangkitkan ( MWh )	Pemakaian Sendiri		FAKTOR PENGUSAHAAN								
			MWh	%	C.F	O.F	O.A.F	S.F	P.O.F	F.O.F	F.O.R	M.O.F	R.S.F
I	400	2.379.792	154.686,48	6,50	67,73	-0,86	78,76	78,75	16,39	2,07	2,56	2,78	0,00
II	400	2.630.912	171.009,28	6,50	74,88	0,86	87,07	87,07	7,65	2,50	2,80	2,78	0,00
III	400	2.603.392	169.220,48	6,50	74,09	0,86	86,16	86,16	8,20	2,87	3,22	2,78	0,00
IV	400	2.651.896	172.373,24	6,50	75,48	0,86	87,76	87,76	7,65	1,81	2,02	2,78	0,00
V	600	601.920	39.124,80	6,50	Masih dalam pengetesar. sehingga tidak diperhitungkan faktor pengusahaannya								
Jumlah / Rata-rata	2.200	10.867.912	706.414,28	6,50	73,05	-0,86	84,94	84,94	9,97	2,31	2,65	2,78	0,00



# BAKUAN WAKTU PEMELIHARAAN ( SHUT DOWN UNIT )

## I. RENCANA PEMELIHARAAN

UNIT	JENIS PEMELIHARAAN	KETERANGAN
I	Serious Inspection	60 hari
II	Simple Inspection	28 hari
III	Mean Inspection	30 hari
IV	Simple Inspection	28 hari

# PERHITUNGAN JAM KERJA MESIN PEMBANGKIT ( DICATAT TIAP HARI/PERKEMBANGAN DIPANTAU)

## II. PERHITUNGAN JAM KERJA (S.H)

UNIT	P.H	P.O.H	F.O.H	M.O.H	R.S.H	S.H
I	8.784	1.440	182	244	0	6.918
II	8.784	672	220	244	0	7.648
III	8.784	720	252	244	0	7.568
IV	8.784	672	159	244	0	7.709
<b>TOTAL</b>	<b>35.136</b>	<b>3.504</b>	<b>813</b>	<b>976</b>	<b>0</b>	<b>29.843</b>
<b>RATA<sup>2</sup></b>	<b>8.784</b>	<b>876</b>	<b>203</b>	<b>244</b>	<b>0</b>	<b>7.461</b>

### KETERANGAN :

- P.H = PERIODE HOURS adalah jumlah jam dalam satu tahun
- P.O.H = PLAN OUTAGE HOURS adalah jumlah jam pemeliharaan yang direncanakan ( Inspeksi / Overhaul )
- F.O.H = FORCE OUTAGE HOURS adalah jumlah jam gangguan
- M.O.H = MAINTENANCE OUTAGE HOURS adalah jumlah jam pemeliharaan yang dilakukan sewaktu - waktu bila terjadi kelainan saat Unit operasi, misalnya terjadi slagging, isolator, EP.
- R.S.H = RESERVE SHUTDOWN HOURS yaitu jumlah jam standby
- S.H = SERVICE HOURS adalah jumlah jam operasi

# Hitunglah

- Reserve factor tiap unit (I-IV) dan nilai rata RSF
- Heat rate
- Efisiensi termal
- Specific Fuel Consumption
- Plan Outage Factor (POF)
- Maintenance Outage Factor (MOF)
- Operating Available Factor (OAF)
- Reserve Factor (RSF)
- Service Factor (SF)
- Produksi (MWh)
- Capacity Factor (CF)

# MENGHITUNG RESERVE FACTOR ( RSF )

## 6. RESERVE FACTOR ( R.S.F )

$$\text{R.S.F} = \frac{\text{Reserve Hours}}{\text{Periode Hours}} \times 100 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-I} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-II} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-III} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-IV} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{Nilai Rata-rata R.S.F} = (0 + 0 + 0 + 0) : 4 = 0 \%$$

# MENGHITUNG KINERJA 5 MESIN PEMBANGKIT ( HEAT RATE )

## 3.4. DATA PENDUKUNG KINERJA PERHITUNGAN HEAT RATE, EFF. THERMAL & SFC

### 1. HEAT RATE

$$\text{Heat Rate} = \frac{\text{Jumlah total kalori}}{\text{Produksi Tenaga Listrik}}$$

Perhitungan kalori :

No.	Bahan Bakar	Volume	Nilai Kalor	Jumlah Kalor
01	MFO ( Hr )	58.413.000	9.715.000	567.482.295.000
02.	Batu Bara ( Kg )	4.471.905.660	5.224,000	23.361.235.167.840
			<b>Total</b>	<b>23.928.717.462.840</b>

$$\text{Heat Rate} = \frac{23.928.717.462.840}{10.265.992.000} = 2.330,872 \text{ Kcal/Kwh}$$



# MENGHITUNG KINERJA MESIN PEMBANGKIT ( EFISIENSI THERMAL)

## 2. PERHITUNGAN EFFISIENSI THERMAL

$$\text{Eff. Thermal} = \frac{860}{\text{Heat Rate}} \times 100 \%$$

$$\text{Eff. Thermal} = \frac{860}{2.330,872} \times 100 \%$$

$$\text{Eff. Thermal} = 36,90 \%$$

**PEDOMAN STANDARD**

860, 421 Calories = 1 Watt. jam

# KINERJA MESIN PEMBANGKIT ( SPESIFIK FUEL CONSUMPTION / SFC)

## 3. PERHITUNGAN SPECIFIC FUEL CONSUMPTION ( SFC )

$$\text{S.F.C} = \frac{\text{Jumlah Bh. Bakar}}{\text{Jumlah Produksi}}$$

$$\text{S.F.C} = \frac{4.576.444.800}{10.265.992.000}$$

$$\text{S.F.C} = 0,45 \text{ Kg/Kwh}$$

**CATATAN :**  
**JUMLAH BAHAN BAKAR CAMPURAN**  
**MFO DAN BATUBARA , YANG DISETARAKAN**

# FACTOR PENGUSAHAAN MESIN PEMBANGKIT PLANT OUTAGE FACTOR ( POF)

## 3. PLANT OUTAGE FACTOR ( P.O.F )

$$\text{P.O.F} = \frac{\text{P.O.H}}{\text{P.H}} \times 100 \%$$

$$\text{P.O.F Unit-I} = \frac{1,440}{8,784} \times 100 \% = 16,39 \%$$

$$\text{P.O.F Unit-II} = \frac{672}{8,784} \times 100 \% = 7,65 \%$$

$$\text{P.O.F Unit-III} = \frac{720}{8,784} \times 100 \% = 8,20 \%$$

$$\text{P.O.F Unit-IV} = \frac{672}{8,784} \times 100 \% = 7,65 \%$$

$$\text{Nilai Rata-rata P.O.F} = ( 16,39 + 7,65 + 8,20 + 7,65 ) : 4 = 9,97 \%$$

### \* ) Pemeliharaan :

Unit - I = Serious Inspection = 60 hari

Unit - II = Simple Inspection = 28 hari

Unit - III = Mean Inspection = 30 hari

Unit - IV = Simple Inspection = 28 hari

# FACTOR PENGUSAHAAN MESIN PEMBANGKIT MAINTENANCE OUTAGE FACTOR (MOF)

## 4. Maintenance Outgae Factor ( M.O.F )

$$\text{M.O.F} = \frac{\text{M.O.H}}{\text{P.H}} \times 100 \%$$

$$\text{M.O.F Unit-I} = \frac{244}{8.784} \times 100 \% = 2,78 \%$$

$$\text{M.O.F Unit-II} = \frac{244}{8.784} \times 100 \% = 2,78 \%$$

$$\text{M.O.F Unit-III} = \frac{244}{8.784} \times 100 \% = 2,78 \%$$

$$\text{M.O.F Unit-IV} = \frac{244}{8.784} \times 100 \% = 2,78 \%$$

$$\text{Nilai Rata-rata M.O.F} = ( 2,78 + 2,78 + 2,78 + 2,78 ) : 4 = 2,78 \%$$

\*) Maintenance Outage terdiri dari :

- Pembersihan Isolator = 4 jam/unit
- Pembersihan E.P = 96 jam/unit
- Pembersihan Slagging = 144 jam/unit

Dimana pelaksanaannya disesuaikan dengan kondisi lapangan

# FACTOR PENGUSAHAAN MESIN PEMBANGKIT OPERATING AVAILABLE FACTOR (OAF)

## 5. OPERATING AVAILABLE FACTOR ( O.A.F )

$$\text{O.A.F} = \frac{\text{Available Hours}}{\text{Periode Hours}} \times 100 \%$$

$$\text{O.A.F Unit-I} = \frac{6.918}{8.784} \times 100 \% = 78,76 \%$$

$$\text{O.A.F Unit-II} = \frac{7.648}{8.784} \times 100 \% = 87,07 \%$$

$$\text{O.A.F Unit-III} = \frac{7.568}{8.784} \times 100 \% = 86,16 \%$$

$$\text{O.A.F Unit-IV} = \frac{7.709}{8.784} \times 100 \% = 87,76 \%$$

$$\text{Nilai Rata-rata O.A.F} = ( 78,76 + 87,07 + 86,16 + 87,76 ) : 4 = 84,94 \%$$

# FACTOR PENGUSAHAAN MESIN PEMBANGKIT RESERVE FACTOR ( RSF )

## 6. RESERVE FACTOR ( R.S.F )

$$\text{R.S.F} = \frac{\text{Reserve Hours}}{\text{Periode Hours}} \times 100 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-I} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-II} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-III} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{R.S.F Unit-IV} = \frac{0}{8.784} \times 100 \% = 0 \%$$

$$\text{Nilai Rata-rata R.S.F} = (0 + 0 + 0 + 0) : 4 = 0 \%$$

# FACTOR PENGUSAHAAN MESIN PEMBANGKIT SERVICE FACTOR ( SF )

## 7. SERVICE FACTOR ( S.F )

$$\text{S.F} = \frac{\text{S.H}}{\text{P.H}} \times 100 \%$$

$$\text{S.F Unit-I} = \frac{6.918}{8.784} \times 100 \% = 78,75 \%$$

$$\text{S.F Unit-II} = \frac{7.648}{8.784} \times 100 \% = 87,07 \%$$

$$\text{S.F Unit-III} = \frac{7.568}{8.784} \times 100 \% = 86,16 \%$$

$$\text{S.F Unit-IV} = \frac{7.709}{8.784} \times 100 \% = 87,76 \%$$

$$\text{Nilai Rata-rata S.F} = (78,75 + 87,07 + 86,16 + 87,76) : 4 = 84,94 \%$$

# FACTOR PENGUSAHAAN MESIN PEMBANGKIT PRODUKSI

## 8. PRODUKSI ( MWh )

Produksi	=	S.H x Daya Terpasang x O.F
----------	---	----------------------------

$$\text{Produksi Unit - I} = 6.918 \times 400 \times 0,86 = 2.379.792 \text{ MWh}$$

$$\text{Produksi Unit - II} = 7.648 \times 400 \times 0,86 = 2.630.912 \text{ MWh}$$

$$\text{Produksi Unit - III} = 7.568 \times 400 \times 0,86 = 2.603.392 \text{ MWh}$$

$$\text{Produksi Unit - IV} = 7.709 \times 400 \times 0,86 = 2.651.896 \text{ MWh}$$

$$\text{TOTAL} = 10.265.992 \text{ MWh}$$



# FACTOR PENGUSAHAAN MESIN PEMBANGKIT CAPASITY FACTOR ( CF )

## 9 CAPASITY FACTOR ( C.F )

$$\text{C.F} = \frac{\text{Produksi MWh}}{\text{Daya terpasang} \times \text{Periode hours}} \times 100 \%$$

$$\text{C.F Unit-I} = \frac{2.379.792}{400 \times 8784} \times 100 \% = 67,73 \%$$

$$\text{C.F Unit-II} = \frac{2.630.912}{400 \times 8784} \times 100 \% = 74,88 \%$$

$$\text{C.F Unit-III} = \frac{2.603.392}{400 \times 8784} \times 100 \% = 74,09 \%$$

$$\text{C.F Unit-IV} = \frac{2.651.896}{400 \times 8784} \times 100 \% = 75,48 \%$$

$$\text{Nilai Rata-rata C.F} = ( 67,73 + 74,88 + 74,09 + 75,48 ) : 4 = 73,05 \%$$

# HUBUNGAN EFISIENSI DAN HEAT RATE

Hubungan antara Efisiensi dengan Heat rate

Heat rate mempunyai rumus kebalikan dari Efisiensi.

$$\text{Heat rate} = \frac{\text{Input}}{\text{Output}}$$

$$\text{Efisiensi} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}}$$

$$\text{Efisiensi} = \frac{1}{\text{Heat rate}} \times 100\%$$

konversi satuan Energi :

$$1 \text{ kWh} = 3600 \text{ kJ} = 860 \text{ kcal} = 3412 \text{ BTU}$$

$$\text{Sehingga efisiensi (\%)} = \frac{860 \text{ kcal/kWh}}{\text{Heat rate (kcal/kWh)}} \times 100$$

$$\text{Heat rate (kcal/kWh)} = \frac{860 \text{ kcal/kWh}}{\text{Efisiensi (\%)}} \times 100$$

# HUBUNGAN HEAT RATE DAN LOAD

