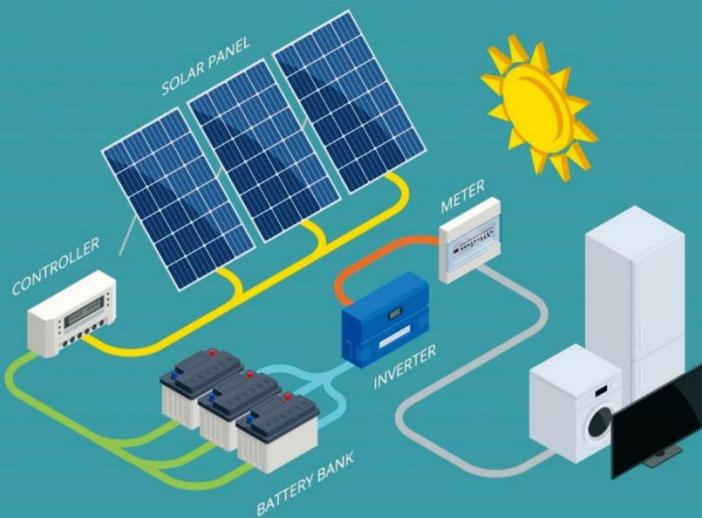


Kemajuan Teknologi Konverter, MPPT,

Penyimpanan Energi dan Stabilitas pada

Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya



Tole Sutikno, dkk

Kemajuan Teknologi Konverter,
MPPT, Penyimpanan Energi dan
Stabilitas pada Sistem Pembangkit
Listrik Tenaga Surya

Sanksi Pelanggaran Pasal 113

Undang-Undang Nomor 28 Tahun 2014

Tentang Hak Cipta

1. Setiap orang yang dengan tanpa hak melakukan pelanggaran hak ekonomi sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (1) huruf i untuk penggunaan secara komersial dipidana dengan pidana penjara paling lama 1 (satu) tahun dan/atau pidana denda paling banyak Rp 100.000.000 (seratus juta rupiah).
2. Setiap orang yang dengan tanpa hak dan/atau tanpa izin Pencipta atau pemegang Hak Cipta melakukan pelanggaran hak ekonomi Pencipta sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (1) huruf c, huruf d, huruf f, dan/atau huruf h untuk penggunaan secara komersial dipidana dengan pidana penjara paling lama 3 (tiga) tahun dan/atau pidana denda paling banyak Rp 500.000.000,00 (lima ratus juta rupiah).
3. Setiap orang yang dengan tanpa hak dan/atau tanpa izin Pencipta atau pemegang Hak Cipta melakukan pelanggaran hak ekonomi Pencipta sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (1) huruf a, huruf b, huruf e, dan/atau huruf g untuk penggunaan secara komersial dipidana dengan pidana penjara paling lama 4 (empat) tahun dan/atau pidana denda paling banyak Rp 1.000.000.000,00 (satu miliar rupiah).
4. Setiap orang yang memenuhi unsur sebagaimana dimaksud pada ayat (3) yang dilakukan dalam bentuk pembajakan, dipidana dengan pidana penjara paling lama 10 (sepuluh) tahun dan/atau pidana denda paling banyak Rp 4.000.000.000,00 (empat miliar rupiah).

Kemajuan Teknologi Konverter,
MPPT, Penyimpanan Energi dan
Stabilitas pada Sistem Pembangkit
Listrik Tenaga Surya

Tole Sutikno, dkk.



Kemajuan Teknologi Konverter, MPPT, Penyimpanan Energi dan Stabilitas pada Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Copyright ©2022 Tole Sutikno, Arsyad Cahya Subrata, dkk.

ISBN: 978-623-99124-0-6

xxvi + 246, 18,2 x 25,7 cm

Cetakan pertama, April 2022

Penulis

Tole Sutikno

Arsyad Cahya Subrata

Hendril Satrian Purnama

Watra Arsadiando

Anggit Pamungkas

Tri Wahono

Editor Aksara: Arsyad Cahya Subrata

Lay Out: Arsyad Cahya Subrata

Cover: Hendril Satrian Purnama

Penerbit

Institute of Advanced Engineering and Science (IAES)

D2, Griya Ngoto Asri, Bangunharjo, Sewon 55187

Bantul, Yogyakarta, Indonesia,

Telp: +62 274 4331796, 2805750

All right reserved. Semua hak cipta © dilindungi undang-undang. Tidak diperkenankan memproduksi ulang atau mengubah dalam bentuk apapun melalui cara elektronik, mekanis, fotocopy, atau rekaman, Sebagian atau seluruh buku ini tanpa izin tertulis dari pemilik hak cipta.

KATA PENGANTAR

Puji syukur ke hadirat Allah SWT atas limpahan rahmat dan karunianya sehingga buku yang berjudul "*Kemajuan Teknologi Konverter, MPPT, Penyimpanan Energi dan Stabilitas pada Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya*" ini telah diselesaikan. Buku ini dirancang sebagai buku ajar bagi mahasiswa jurusan Teknik Elektro ataupun sebagai bahan referensi para praktisi yang bekerja di bidang energi terbarukan.

Buku ini disusun berdasarkan referensi dari beberapa buku, hasil penelitian, dan data dari industri yang berkaitan dengan energi baru terbarukan, khususnya pembangkit listrik tenaga surya. Buku ini terbagi menjadi 10 bab yang berkaitan dengan pembangkitan energi listrik dengan tenaga surya, sehingga buku ini dilengkapi dengan pembahasan yang mendalam terkait teknologi konverter, teknik-teknik MPPT, penyimpanan energi dan stabilitas pada sistem PLTS.

Pembaca diasumsikan telah memiliki pengetahuan dasar tentang elektronika dasar, sistem tertanam, elektronika daya, serta dasar pemrograman komputer.

Kami menyadari masih terdapat banyak kekurangan dalam penyusunan buku ini. Oleh karena itu, kami sangat mengharapkan kritik dan saran untuk penyempurnaan buku ini. Semoga buku ini dapat memberi manfaat yang luas bagi para pembaca, baik kalangan mahasiswa maupun praktisi di bidang yang sesuai.

Bantul, 1 April 2022

Tim Penulis:
Tole Sutikno
Arsyad Cahya Subrata
Hendril Satrian Purnama
Watra Arsadiando
Anggit Pamungkas
Tri Wahono

Sistematika Penulisan Buku

Susunan Penulisan Buku

Sistematika penulisan buku ini terdiri dari 10 bab yang dapat dikelompokkan sebagai berikut:

- **Bab 1:**
Merupakan pendahuluan yang membahas tentang dasar-dasar PLTS
- **Bab 2:**
Membahas tentang topologi inverter pada sistem PV untuk aplikasi yang terintegrasi dengan jaringan
- **Bab 3:**
Membahas tentang kendali metode islanding pada sistem PV, khususnya sistem yang terhubung dengan jaringan utilitas
- **Bab 4:**
Membahas tentang metode-metode MPPT pada sistem PV
- **Bab 5:**
Membahas tentang metode-metode MPPT tingkat lanjut pada sistem PV
- **Bab 6:**
Membahas tentang teknik MPPT yang bekerja pada kondisi tertutup bayangan sebagian
- **Bab 7:**
Membahas tentang kendali sistem PV dalam kondisi jaringan normal
- **Bab 8:**
Membahas tentang teknologi penyimpanan pada sistem PV
- **Bab 9:**
Membahas tentang pemodelan SMES dan prospek aplikasi masa depan
- **Bab 10:**
Membahas tentang penilaian stabilitas tenaga listrik, khususnya yang terintegrasi dengan unit

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL	xxv
1. BAB 1 Pendahuluan.....	1
1.1 Sel PV	1
1.2 Ekvivalen Elektrik dari Sel PV	2
1.3 Titik Daya Maksimum (<i>Maximum Power Point (MPP)</i>)	5
1.4 Unit Pengkondisian Daya (<i>Power Conditioning Unit (PCU)</i>).....	6
1.4.1 PCU Satu Tahap	6
1.4.2 PCU Dua Tahap	6
1.5 Komponen PCU dan Topologi Dasar Sistem PV untuk MPPT	7
1.5.1 Konverter DC/DC yang Umum Digunakan.....	7
1.5.2 Struktur Terhubung Jaringan Dua Tahap.....	10
1.5.3 Struktur Terhubung Jaringan Satu Tahap	12
1.5.4 <i>DC-link</i>	15
2. BAB 2 Topologi Inverter PV untuk Aplikasi Integrasi Jaringan	17
2.1 Gambaran Konfigurasi PV untuk Integrasi Jaringan.....	19
2.1.1 Konfigurasi Terpusat	19
2.1.2 Konfigurasi Modul	22
2.1.3 Konfigurasi String	24
2.1.4 Konfigurasi Multi-string	27

2.2	Perilaku Mode Umum	29
2.3	Metode Pengurangan Arus Bocor	33
2.3.1	Isolasi Galvanis	33
2.3.2	<i>CMV Clamping</i> (Penjepitan)	35
2.4	Topologi-Topologi Inverter PV Tanpa Transformator	37
2.4.1	Topologi <i>Full-Bridge</i> (Jembatan Penuh)	37
2.4.2	Topologi H5	39
2.4.3	Topologi HERIC	40
2.4.4	Topologi H6	42
2.4.5	Topologi oH5	44
2.4.6	Topologi HBZVR-D	46
2.5	Analisa rugi-rugi	48
2.6	Ringkasan	49
3.	BAB 3 Studi tentang Kendali Mode Islanding dalam Sistem PV yang Terhubung dengan Jaringan Utilitas	51
3.1	Prinsip Islanding dalam Sistem Pembangkit Distribusi	54
3.1.1	Jenis-Jenis Islanding	56
3.1.2	Kebutuhan Pencegahan Islanding	57
3.2	Metode Deteksi Anti-Islanding	58
3.2.1	Metode Deteksi Anti-islanding Lokal	59
3.3	Diskusi dan Perbandingan	77
3.4	Ringkasan	80
4.	BAB 4 Metode Pelacakan Titik Daya Maksimum PV	83
4.1	Basis Fisik dan Model Matematika PV	85
4.1.1	Model Matematika	85

4.1.2	Karakteristik Keluaran Sel PV	88
4.2	Teori Dasar MPPT	89
4.3	Komponen MPPT	90
4.3.1	Kendali Umpan Balik Tegangan	91
4.3.2	Kendali Umpan Balik Daya	91
4.4	Metode MPPT Tingkat Lanjut	91
4.4.1	<i>Curve Fitting</i>	91
4.4.2	<i>Open-circuit Voltage</i> atau <i>Short-circuit Current</i>	92
4.4.3	<i>Look-up Table</i>	93
4.4.4	<i>Differentiation</i>	94
4.4.5	<i>Feedback Voltage</i> atau <i>Feedback Current</i>	94
4.4.6	<i>Perturbation and Observe (P&O)</i>	95
4.4.7	<i>Feedback of Power Variation with Voltage</i>	95
4.4.8	<i>Feedback of Power Variation with Current</i>	96
4.4.9	<i>Incremental Conductance (IncCond)</i>	96
4.4.10	<i>Ripple Correlation Control (RCC)</i>	97
4.4.11	<i>Current Sweep</i>	98
4.4.12	<i>Parasitic Capacitance</i>	99
4.4.13	<i>Load Current/Load Voltage Maximization</i>	100
4.4.14	<i>DC Link Capacitor Droop Control</i>	100
4.4.15	<i>Linearization-Based</i>	101
4.5	Parameter Evaluasi MPPT	102
4.5.1	Implementasi (Jenis Rangkaian).....	102
4.5.2	Sensor (Jumlah Variabel).....	102

4.5.3	Kecepatan Konvergensi.....	103
4.5.4	Biaya.....	103
4.5.5	Aplikasi (Hubungan antara biaya, waktu dan efisiensi)	103
4.5.6	Ketergantungan pada Parameter Array.....	103
4.6	Ringkasan.....	104
5.	BAB 5 Teknik Kontrol Tingkat Lanjut Pelacakan Titik Daya Maksimum Sistem PV.....	105
5.1	Kriteria Penilaian Metode MPPT.....	107
5.2	Metode Konvensional.....	108
5.3	Metode Kecerdasan Buatan.....	108
5.3.1	Logika Fuzzy.....	109
5.3.2	Jaringan Saraf Tiruan.....	113
5.4	Metode Lain.....	117
5.4.1	Metode <i>Beta</i>	118
5.4.2	<i>Parabolic Curve Prediction</i>	118
5.4.3	<i>Ripple Correlation Control</i>	119
5.4.4	<i>Extremum Seeking Control</i>	120
5.4.5	<i>Bisection Search Theorem</i>	120
5.4.6	<i>Sliding Mode Control</i>	121
5.4.7	<i>Optimisation of Output Parameters</i>	121
5.5	Ringkasan.....	122
6.	BAB 6 Teknik MPPT Sistem PV di Bawah Kondisi Tertutup Bayangan Sebagian.....	125
6.1	Kondisi PV Tertutup Bayangan Sebagian.....	126

6.2	Metode yang Dirancang untuk MPPT di Bawah Kondisi Lingkungan yang Tidak Seragam	126
6.2.1	Modifikasi Teknik Konvensional untuk MPPT Pada Kondisi Lingkungan Yang Tidak Seragam	127
6.2.2	Metode Berdasarkan Pengamatan Karakteristik I – V dan P–V untuk MPPT pada Kondisi Lingkungan Tidak Seragam.....	130
6.2.3	<i>Metode Dirancang Khusus MPPT di Bawah Kondisi Lingkungan yang Tidak Seragam</i> 131	
6.3	Ringkasan	135
7.	BAB 7 Kendali Sistem PV dalam Kondisi Jaringan Normal	137
7.1	Kendali Daya Maksimum Di Bawah Radiasi Seragam	140
7.2	Pemanenan Energi Optimal Di Bawah Radiasi Tidak Seragam	140
7.3	Tren Masa Depan Dalam Pengendalian PV	142
7.4	Kompensasi Harmonik	143
7.5	Sinkronisasi Jaringan	144
7.6	Ringkasan.....	145
8.	BAB 8 Teknologi Penyimpanan Energi untuk Sistem PV Surya	147
8.1	Listrik dan Penyimpanannya.....	150
8.2	Energi Terbarukan dari Pembangkit listrik PV dan Penyimpanan	152
8.3	Teknologi Penyimpanan Energi.....	153
8.4	Peran Teknologi Penyimpanan Energi	155
8.5	Teknologi Penyimpanan Energi yang Berbeda.....	155
8.5.1	Penyimpanan Energi Mekanik	155
8.5.2	Penyimpanan Energi Elektrik.....	159
8.5.3	Penyimpanan Energi Kimia (Baterai)	163
8.6	Kesimpulan dan Perspektif Masa Depan.....	170

9. BAB 9 Pemodelan dan Prospek Aplikasi Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)	173
9.1 Pemodelan dan Verifikasi SMES	179
9.1.1 Rangkaian Pertukaran Energi.....	179
9.2 Perhitungan Rugi-Rugi AC Superkonduktor	183
9.3 Model Gabungan Sirkuit-Medan-Superkonduktor	188
9.4 Jaringan PV Mikro Berbasis SMES	191
9.4.1 Prinsip dan Deskripsi Sistem.....	191
9.5 Desain Koil SMES	193
9.6 Ringkasan dan Prospek Aplikasi	195
10. BAB 10 Penilaian Stabilitas Sistem Tenaga Listrik yang Terintegrasi dengan Unit 199	
10.1 Karakteristik Daya Reaktif Generator Dinkron dan Sistem PV	201
10.1.1 Karakteristik P-Q generator sinkron.....	201
10.1.2 Model PV surya dan karakteristik P-Q	203
10.2 Deskripsi Sistem	210
10.2.1 Generator Sinkron.....	210
10.2.2 Generator PV Surya	212
10.3 Analisis Statis	213
10.3.1 Sistem Profil Tegangan.....	214
10.3.2 Sistem Kehilangan Daya.....	215
10.3.3 Sistem Stabilitas Tegangan Statis	215
10.4 Analisis Dinamis	217
10.4.1 <i>Kasus 1: Pemutusan Saluran Tiba-Tiba</i>	217
10.4.2 <i>Kesalahan Hubung Singkat</i>	223

10.5 Ringkasan.....	224
Daftar Pustaka.....	227
Profil Penulis.....	239
Profil ESPERG.....	243

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Rangkaian listrik ekivalen dari sel PV tunggal	2
Gambar 1.2. Kondisi sel PV (a) arus hubung singkat dan (b) tegangan rangkaian terbuka.....	3
Gambar 1.3. Rangkaian listrik ekivalen model dari panel PV	4
Gambar 1.4. Kurva $I - V$ pada kondisi matahari yang berbeda	5
Gambar 1.5. (a) Kurva $I - V$ pada 0,8 matahari dan (b) Kurva $P - V$ pada 0,8 matahari	5
Gambar 1.6. PCU (a) satu tahap dan (b) dua tahap	7
Gambar 1.7. Diagram blok sistem MPPT	7
Gambar 1.8. Rangkaian ekivalen konverter <i>buck</i>	8
Gambar 1.9. Rangkaian ekivalen konverter <i>boost</i>	9
Gambar 1.10. Rangkaian ekivalen konverter CUK	10
Gambar 1.11. Kontrol MPPT berdasarkan inverter DC/AC	11
Gambar 1.12. Kontrol MPPT berdasarkan inverter DC/AC depan	12
Gambar 1.13. Struktur terhubung jaringan satu tahap	13
Gambar 1.14. Struktur kontrol kalang tiga untuk kontrol MPPT inverter yang terhubung ke jaringan satu tahap.....	14
Gambar 1.15. Struktur kontrol kalang ganda untuk kontrol MPPT dari inverter yang terhubung ke jaringan satu tahap	15
Gambar 2.1. Konfigurasi sistem PV (a) inverter modul, (b) inverter string, (c) inverter multi-string, (d) inverter sentral	19
Gambar 2.2. Konfigurasi inverter terpusat dua-tingkat, tiga fase	20
Gambar 2.3. Koneksi paralel dua inverter pusat ke jaringan MV melalui transformator tunggal	21
Gambar 2.4. Inverter terpusat tiga tingkat: (a) NPC, dan (b) tipe-T	22
Gambar 2.5. Foto proyek surya inverter mikro 2,3 MW di Ontario, Canada's Vine Fresh Produce.....	23
Gambar 2.6. Inverter mikro Enecsys komersil.....	24

Gambar 2.7. Iverter mikro Enphase komersil.....	24
Gambar 2.8. Inverter string dengan isolasi galvanik: (a) dengan trafo LF, dan (b) dengan trafo HF	25
Gambar 2.9. Inverter string dua tingkat: (a) full-bridge, (b) HERIC, (c) H5, dan (d) H6.....	26
Gambar 2.10. Inverter string tiga tingkat: (a) NPC, dan (b) tipe-T	27
Gambar 2.11. Diagram blok pembangkit listrik PV 1,2 MW dengan inverter multi-string SMC 11000TL.....	28
Gambar 2.12. Konverter DC-DC untuk inverter multi-string: (a) konverter berbasis transformator HF, dan (b) konverter boost.....	29
Gambar 2.13. Rangkaian resonansi untuk inverter PV tanpa transformator satu fasa	30
Gambar 2.14. Rangkaian resonansi yang disederhanakan untuk topologi tanpa transformator fase tunggal	31
Gambar 2.15. Rangkaian resonansi yang disederhanakan untuk topologi tanpa transformator fase tunggal	31
Gambar 2.16. Rangkaian resonansi paling sederhana untuk topologi tanpa transformator fase tunggal	32
Gambar 2.17. Topologi isolasi galvanik melalui metode <i>decoupling</i> DC atau AC	33
Gambar 2.18. Pengoperasian topologi <i>decoupling</i> DC dalam mode konduksi	34
Gambar 2.19. Pengoperasian topologi <i>decoupling</i> DC dalam mode <i>freewheeling</i>	35
Gambar 2.20. Topologi <i>CMV</i> Clamping	35
Gambar 2.21. Pengoperasian topologi <i>decoupling</i> DC dengan <i>CMV clamping</i> <i>branch</i> dalam mode konduksi.....	36
Gambar 2.22. Pengoperasian topologi <i>decoupling</i> DC dengan <i>CMV clamping</i> <i>branch</i> dalam mode <i>freewheeling</i>	37
Gambar 2.23. Topologi Jembatan Penuh	38
Gambar 2.24. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk modulasi bipolar	38
Gambar 2.25. <i>CMV</i> (atas) dan arus bocor (bawah) untuk modulasi bipolar	38
Gambar 2.26. Topologi H5	39

Gambar 2.27. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi H5	40
Gambar 2.28. <i>CMV</i> (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi H5.....	40
Gambar 2.29. Topologi HERIC	41
Gambar 2.30. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi HERIC	42
Gambar 2.31. <i>CMV</i> (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi HERIC	42
Gambar 2.32. Topologi H6	43
Gambar 2.33. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi H6	44
Gambar 2.34. <i>CMV</i> (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi H6	45
Gambar 2.35. Topologi oH5	45
Gambar 2.36. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi oH5	45
Gambar 2.37. <i>CMV</i> (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi oH5	46
Gambar 2.38. Topologi HBZVR-D	47
Gambar 2.39. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi HBZVR-D	47
Gambar 2.40. <i>CMV</i> (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi HBZVR-D.....	48
Gambar 2.41. Distribusi rugi-rugi berbagai topologi pada 1 kW	49
Gambar 3.1. Diagram blok Microgrid yang terhubung ke jaringan utilitas.....	53
Gambar 3.2. Sistem PV yang terhubung ke jaringan di PCC di mana terdapat kontrol anti-islanding	55
Gambar 3.3. Klasifikasi teknik deteksi anti-islanding	59
Gambar 3.4. Parameter pengukuran lokal dari metode deteksi anti- islanding lokal	60
Gambar 3.5. Metode deteksi islanding pasif.....	61
Gambar 3.6. Diagram alir metode deteksi islanding pasif.....	61
Gambar 3.7. Aliran daya dalam sistem yang terhubung ke jaringan PV di bawah kondisi operasi normal.....	62
Gambar 3.8. Pengoperasian deteksi lompatan fase tegangan	66

Gambar 3.9. Metode deteksi islanding aktif	70
Gambar 3.10. Diagram alir metode deteksi islanding aktif	71
Gambar 3.11. Jalur sinyal gangguan selama kondisi islanding, (a) sebelum pemutus sirkuit dibuka, dan (b) setelah pemutus sirkuit dibuka	73
Gambar 3.12. Metode deteksi islanding bias frekuensi: bentuk gelombang arus terdistorsi	74
Gambar 3.13. Metode deteksi islanding SFS: bentuk gelombang arus dengan waktu mati dan pemotongan	76
Gambar 4.1. Skema umum sistem PV dengan MPPT	85
Gambar 4.2. Model rangkaian ekivalen sel PV	86
Gambar 4.3. Karakteristik keluaran modul PV di bawah iradiasi dan suhu yang berbeda: (a) dan (c) adalah kurva $I - V$, (b) dan (d) adalah kurva $P - V$	88
Gambar 4.4. Skematik diagram MPPT	90
Gambar 4.5. Algoritma (a) <i>Open-circuit Voltage</i> dan (b) <i>Short-circuit Current</i>	93
Gambar 4.6. Umpan balik tegangan dengan modulasi PWM	94
Gambar 4.7. Algoritma P&O konvensional	95
Gambar 4.8. Diagram alir metode IncCond.	97
Gambar 4.9. PV Array terhubung untuk meningkatkan sirkuit dalam metode RCC	100
Gambar 4.10. Diagram blok metode <i>droop</i> kapasitor DC-link	101
Gambar 5.1 Karakteristik untuk tiga modul di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. (a) $I - V$, dan (b) $P - V$	107
Gambar 5.2. Kurva karakteristik $P - V$	110
Gambar 5.3. Fungsi keanggotaan	111
Gambar 5.4. Sistem kontrol MPPT berdasarkan jaringan syaraf	115
Gambar 5.5. Jaringan saraf umpan maju tiga lapis	117
Gambar 5.6. Contoh <i>parabolic curve prediction</i>	119
Gambar 7.1. Struktur kontrol umum sistem PV yang terhubung ke jaringan: (a) sistem satu tahap dan (b) sistem dua tahap, di mana g_{inv} dan g_b masing-masing adalah sinyal gerbang untuk inverter dan konverter DC/DC. DC-	

link adalah kapasitor, Cdc, dan inverter PV dapat dihubungkan ke jaringan satu fase atau tiga fase, tergantung pada peringkat daya	139
Gambar 7.2. Unit MPPT, di mana arus PV i_{pv} dan tegangan PV v_{pv} diukur sebagai input. Keluaran kontrol dapat berupa tegangan v_{mpp}^* , arus i_{mpp}^* , daya p_{mpp}^* , pada MPP, dan siklus kerja yang sesuai d^* untuk konverter DC/DC	139
Gambar 7.3. Struktur dasar sistem sinkronisasi jaringan dalam aplikasi yang terhubung dengan jaringan	140
Gambar 7.4. Karakteristik $I - V$ dan $P - V$ dari dua substring PV di bawah tertutup bayangan sebagian: (a) karakteristik individu dan (b) karakteristik sambungan seri.	141
Gambar 7.5. Loop kontrol arus dalam kerangka acuan dengan kompensator harmonik yang diimplementasikan dalam kerangka acuan sinkron berganda (yaitu, untuk mengkompensasi harmonik kelima dan ketujuh), di mana 5θ dan 7θ adalah pengontrol integral untuk mengurangi harmonik.....	144
Gambar 7.6. Sistem PLL fase tunggal berdasarkan <i>second-order general integrator</i> (SOGI)	145
Gambar 7.7. Sistem PLL fase tunggal (yaitu, Enhanced PLL) berdasarkan filter adaptif dan pengali sinusoidal, di mana adalah parameter kontrol filter.	145
Gambar 8.1. Ilustrasi enam bentuk energi dan contoh terkait antar konversinya	150
Gambar 8.2. Skema dari aplikasi penyimpanan listrik untuk pembangkitan, transmisi, distribusi, dan pelanggan akhir dan jaringan pintar masa depan yang terintegrasi dengan energi terbarukan yang terputus-putus dan kendaraan hibrida <i>plug-in</i> melalui komunikasi digital	151
Gambar 8.3. Sistem PV yang terhubung ke jaringan: (a) tanpa penyimpanan energi, (b) memanfaatkan penyimpanan energi dengan pilihan yang berbeda 1 manajemen beban lokal, 2 manajemen beban untuk utilitas, dan 3 mempertimbangkan kritikal beban-beban darurat.....	153
Gambar 8.4. Ilustrasi dari <i>pumped hydro storage</i> yang dipompa dengan energi pemompaan yang dipasok oleh susunan PV	156

Gambar 8.5. Diagram skematik dari <i>compressed air energy storage</i>	158
Gambar 8.6. Sistem <i>Supermagnetic energy storage</i>	160
Gambar 8.7. Prinsip kerja superkapasitor (a) listrik lapisan ganda, (b) reaksi redoks di permukaan, dan (c) reaksi redoks dalam jumlah besar	161
Gambar 8.8. Diagram sel/baterai isi ulang.....	164
Gambar 8.9. Baterai NaS.....	167
Gambar 8.10. Skematik dari baterai Lithium-Ion.....	169
Gambar 9.1. Klasifikasi sistem penyimpanan energi.....	175
Gambar 9.2. Topologi PCS berbasis VSC	180
Gambar 9.3. Tiga skema dasar FACTS dan DFACTS.....	180
Gambar 9.4. Rangkaian pertukaran energi dengan pencacah tipe jembatan.....	181
Gambar 9.5. Diagram keadaan digital dari dua pencacah $I - V$: (a) pencacah tipe jembatan, dan (b) pencacah konvensional	181
Gambar 9.6. Model aksisimetris 2D dari kumparan solenoida 0,2 H Bi-2223.....	183
Gambar 9.7. Distribusi medan magnet dari kumparan solenoida 0,2 H Bi-2223 ketika $I(t)$ adalah 60A: (a) medan magnet parallel/sejajar., dan (b) medan magnet tegak lurus	184
Gambar 9.8. Distribusi arus kritis dan rugi-rugi aliran fluks dari lima lapisan koil/kumparan atas: a distribusi arus kritis ketika $ILt = 40 A$, (b) distribusi arus kritis ketika $ILt = 60 A$, (c) distribusi rugi-rugi aliran fluks ketika $ILt = 40 A$, dan (d) distribusi rugi-rugi aliran fluks ketika $ILt = 60A$	185
Gambar 9.9. Distribusi rugi-rugi paralel dan tegak lurus: a $Phys \perp, Nlayer = 1$ sampai $Nlayer = 5, Im = Idc = 15 A, f = 10 Hz$; b $Phys \perp, Nlayer = 1$ sampai $Phys \perp, Nlayer = 5, Im = Idc = 20 A, f = 10 Hz$; c $Phys//, Nlayer = 30$ sampai $Nlayer = 34, Im = Idc = 15 A, f = 10 Hz$; d $Phys//, Nlayer = 30$ sampai $Nlayer = 34, Im = Idc = 20 A, f = 10 Hz$	186
Gambar 9.10. Distribusi rugi-rugi arus kopling paralel dan tegak lurus: a $Pcoup \perp, Nlayer = 1$ sampai $Nlayer = 5, S(t)m = 50 A/s5 A$; b $Pcoup \perp, Nlayer = 1$ sampai $Nlayer = 5, S(t)m = 60 A/s5 A$; c $Pcoup//, Nlayer = 30$ sampai $Nlayer = 34, S(t)m = 50 A/s5 A$; d $Pcoup//, Nlayer = 30$ sampai $Nlayer = 34, S(t)m = 60 A/s5 A$;	186

Gambar 9.11. Rugi-rugi AC yang dihitung dan dipasang dari seluruh koil: (a) rugi-rugi hysteresis, (b) rugi-rugi aliran fluks, dan (c) menggabungkan rugi-rugi arus dan rugi arus eddy.....	187
Gambar 9.12. Prinsip metode gabungan sirkuit-medan-superkonduktor	189
Gambar 9.13. Skema model SMEE	190
Gambar 9.14. Sketsa dari LVDC jaringan mikro PV	192
Gambar 9.15. Distribusi arus kritis (kA) dari (a) koil <i>rectangular-shaped</i> , dan (b) koil <i>step-shaped</i>	194
Gambar 10.1. Model eksitasi berlebih.....	202
Gambar 10.2. Kurva kemampuan daya reaktif SG; (a) $Vt = 1$ p.u, dan (b). $Vt = 0,7$ p.u	203
Gambar 10.3. Skema pembangkit listrik tenaga PV surya yang terhubung dengan transmisi.....	204
Gambar 10.4. Model simulasi dinamik sistem PV	204
Gambar 10.5. Pengontrol PQ sistem PV surya	206
Gambar 10.6. Sistem PQ PV yang ditambah pengontrol	207
Gambar 10.7. Kurva kemampuan daya reaktif sistem PV surya; (a) $Vt = 1$ p.u. dan (b) $Vt = 0,7$ p.u.	208
Gambar 10.8. Test sistem WSCC 9-bus.....	211
Gambar 10.9. Konstanta P , model Q konstan	212
Gambar 10.10. Konstanta P , model V konstan	212
Gambar 10.11. Konstanta P , model Q konstan dengan converter	213
Gambar 10.12. Konstanta P , model V konstan dengan converter.....	213
Gambar 10.13. Tegangan bus sistem dalam mode yang berbeda	214
Gambar 10.14. Daya yang di impor dari jaringan.....	215
Gambar 10.15. GUI untuk pengaturan aliran daya lanjutan di PSAT.....	216
Gambar 10.16. Kurva $P - V$ di bawah kasus dasar.....	217
Gambar 10.17. Tegangan bus sistem (mode PQ).....	218
Gambar 10.18. Deviasi kecepatan generator sinkron yang terhubung pada bus 2.....	218
Gambar 10.19. Keluaran daya generator sinkron terhubung pada bus 2.....	219

Gambar 10.20. Frekuensi sistem diukur pada bus 1, 2, dan 3	219
Gambar 10.21. Nilai Eigen dari sistem terintegrasi PV	220
Gambar 10.22. Parameter <i>loading</i> versus kurva tegangan di bawah kontingensi...221	
Gambar 10.23. Tegangan pada bus 3	222
Gambar 10.24. Frekuensi sistem diukur pada bus 1, 2, dan 3	222
Gambar 10.25. Tegangan pada bus 2	223
Gambar 10.26. Deviasi kecepatan generator sinkron 1	224

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Perbandingan metode islanding berdasarkan karakteristik yang bervariasi.....	78
Tabel 5.1. Aturan kendali fuzzy.....	112
Tabel 8.1. Teknologi penyimpanan energi	154
Tabel 9.1. Spesifikasi dari pemasangan magnet dan unit koil	194
Tabel 9.2. Spesifikasi dari koil SMES 1.2 H	195
Tabel 10.1. Data sistem dari WSCC 9-bus	211
Tabel 10.2. Sistem MPL.....	217

BAB 1

Pendahuluan

Teknologi tenaga surya merupakan salah satu teknologi energi baru terbarukan yang berpotensi untuk menghasilkan energi listrik yang bersih, handal, terukur dan terjangkau untuk masa depan. Mempertimbangkan fakta ini, semua negara di seluruh dunia mendorong pengembangan teknologi pembangkit listrik tenaga surya (PLTS). PLTS dihasilkan langsung dari sinar matahari yang dikonversi oleh fotovoltaik (PV) menjadi energi listrik. Desain perangkat PV sangat sederhana dan hanya membutuhkan perawatan yang sedikit. Keuntungan terbesarnya adalah instalasinya yang dapat berdiri sendiri (*off-grid*) ataupun terhubung ke jaringan distribusi listrik (*on-grid*) untuk menghasilkan energi pada skala mikro watt hingga mega watt. Karenanya, PLTS banyak digunakan untuk sumber listrik utama, pompa air, bangunan di daerah terpencil, sistem rumah surya, komunikasi, satelit, kendaraan luar angkasa, pembangkit osmosis balik, dan bahkan pembangkit listrik skala mega watt.

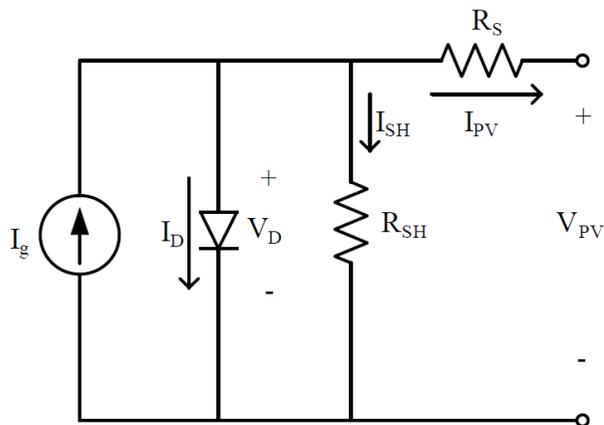
1.1 Sel PV

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, sel PV mengonversi sinar matahari menjadi listrik secara langsung. Dua kategori sel PV yang digunakan di sebagian besar modul PV komersial saat ini adalah silikon kristal (*crystalline silicon*) dan film tipis (*thin film*).

PV generasi pertama, yaitu silikon kristal mencakup sel PV monokristalin (*monocrystalline*) dan multi-kristal (*multi-crystalline*), yang merupakan teknologi PV umum yang paling efisien. Sel-sel ini menghasilkan listrik melalui bahan semikonduktor silikon kristal yang berasal dari bahan baku polisilikon (*polysilicon*) yang sangat halus. Sel monokristalin yang terbuat dari kristal silikon tunggal lebih efisien daripada sel multi-kristal, tetapi lebih mahal untuk diproduksi. Sedangkan PV generasi kedua, yaitu film tipis mencakup sel PV yang menghasilkan listrik melalui lapisan bahan semikonduktor yang sangat tipis yang terbuat dari silikon amorf (a-Si), tembaga indium diselenide (CIS), tembaga indium gallium diselenide (CIGS), atau cadmium telluride (CdTe).

1.2 Ekuivalen Elektrik dari Sel PV

Sebuah sel PV tunggal dapat ditunjukkan oleh sumber arus secara paralel dengan dioda, resistansi seri, dan resistansi *leakage shunt* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.1. Arus yang dihasilkan sel (I_g) sebanding dengan insolasi yang terpapar matahari.



Gambar 1.1. Rangkaian listrik ekuivalen dari sel PV tunggal

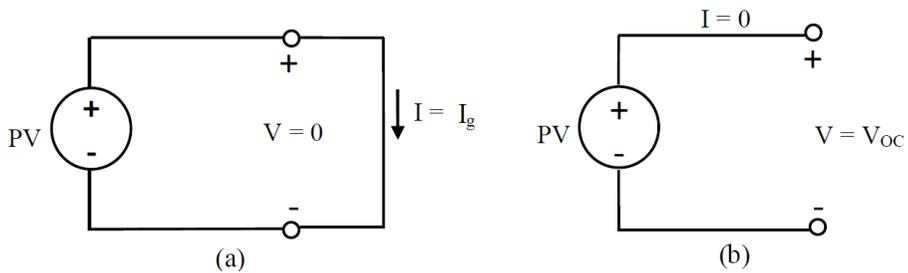
Arus hubung-singkat (*short-circuit*) dan tegangan hubung-terbuka (*open-circuit*) adalah dua parameter penting yang digunakan untuk mengkarakterisasi kinerja sel PV. Arus hubung singkat atau arus yang dibangkitkan sel (I_g) adalah arus yang mengalir ketika kabel sel PV dihubungkan pendek seperti yang ditunjukkan pada

Gambar 1.2(a). Tegangan melintasi sel PV ketika terminal dibiarkan terbuka disebut tegangan rangkaian terbuka (V_{OC}). Hal ini ditunjukkan pada Gambar 1.2(b).

Dapat dilihat dari Gambar 1.1, bahwa arus sel PV, I_{PV} , diberikan oleh

$$I_{PV} = I_g - I_D - I_{SH} \quad (1.1)$$

dimana, I_D adalah arus dioda



Gambar 1.2. Kondisi sel PV (a) arus hubung singkat dan (b) tegangan rangkaian terbuka

Persamaan Shockley untuk arus dioda dikenal sebagai

$$I_D = I_{sat} \cdot \left[\exp\left(\frac{V_D}{nV_T}\right) - 1 \right] \quad (1.2)$$

dimana

$I_{sat} = C \cdot T^3 e^{-\frac{E_g}{V_T}}$ adalah adalah arus saturasi balik sel dalam *Ampere*

n adalah adalah faktor idealitas (*ideality factor*)

C adalah adalah konstanta yang sesuai dalam *Ampere/derajatK⁻³*

E_g adalah adalah celah (*gap*) energi silikon dalam *elektron – Volts*

$V_T = kT$ adalah tegangan termal dalam *Volts*

k adalah konstan Boltzmann's dalam *eV/K*

q adalah pengisian elektron dalam *Coulombs*

T adalah suhu persimpangan dalam *Kelvin*

Tegangan yang melintasi dioda, V_D dari Gambar 1.1 adalah

$$V_D = V_{PV} + R_S \cdot I_{PV} \quad (1.3)$$

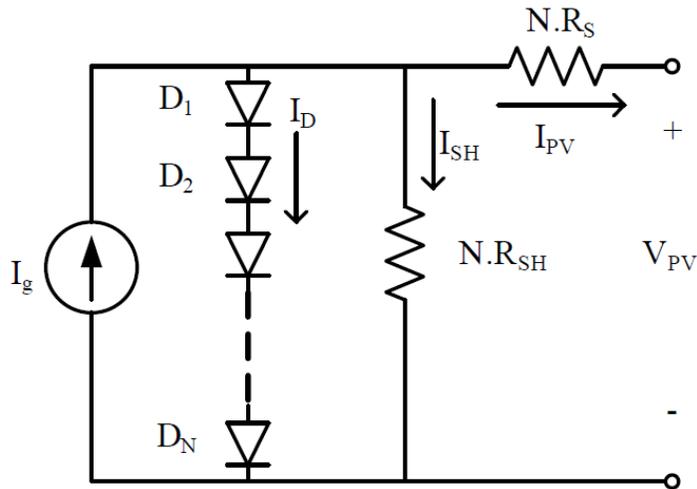
Arus yang melalui resistansi shunt, (I_{SH}) diberikan oleh

$$I_{SH} = \frac{V_{PV} + R_S \cdot I_{PV}}{R_{SH}} \quad (1.4)$$

Karena ekuivalen 1.1 menjadi

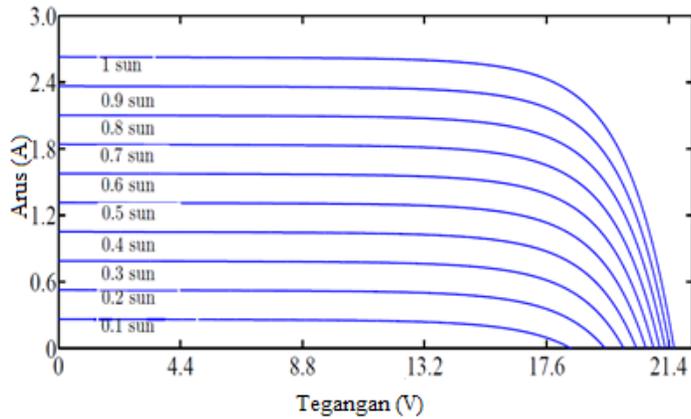
$$I_{PV} = I_g - I_{sat} \cdot \left(e^{\frac{V_{PV} + R_S \cdot I_{PV}}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{V_{PV} + R_S \cdot I_{PV}}{R_{SH}} \quad (1.5)$$

Panel PV yang khas terdiri dari sejumlah sel PV yang dihubungkan secara seri. Dari model sel PV tunggal, panel PV yang memiliki sel N dapat dimodelkan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.3.



Gambar 1.3. Rangkaian listrik ekuivalen model dari panel PV

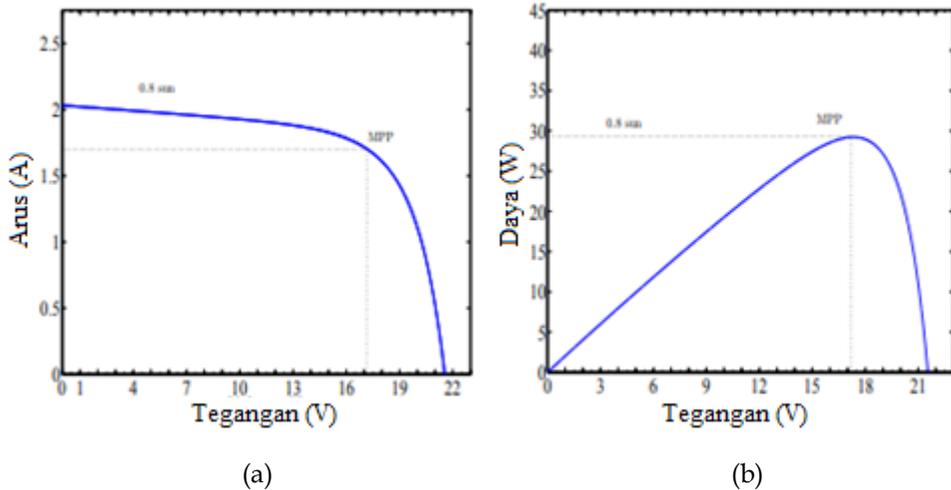
Pada kondisi matahari yang berbeda, arus hubung singkat (*short-circuit*) I_g bervariasi, yang memberikan kurva $I - V$ yang berbeda untuk kondisi penyinaran matahari yang berbeda. Gambar 1.4 menunjukkan kurva $I - V$ pada kondisi penyinaran matahari yang berbeda. Penyinaran matahari maksimum 1000 W/m^2 , kondisi matahari dikatakan 1,0 matahari.



Gambar 1.4. Kurva $I - V$ pada kondisi matahari yang berbeda

1.3 Titik Daya Maksimum (*Maximum Power Point (MPP)*)

Jika daya keluaran diplot dengan tegangan keluaran untuk kondisi matahari tertentu, kombinasi tegangan dan arus tertentu menghasilkan daya maksimum. Gambar 1.5(a) menunjukkan kurva $I - V$ panel pada 0,8 matahari. Plot yang sesuai dari daya keluaran pada 0,8 matahari ditunjukkan pada Gambar. 1.5(b).



Gambar 1.5. (a) Kurva $I - V$ pada 0,8 matahari dan (b) Kurva $P - V$ pada 0,8 matahari

Dari Gambar 1.5 terlihat bahwa daya maksimum adalah 29,18 W. Tegangan yang sesuai dengan 29,18 W adalah 17,1 V. Arus yang sesuai dengan 17,1 V pada

kurva $I - V$ adalah 1,70 A. Oleh karena itu, MPP pada kurva $I - V$ berada pada koordinat (17.1, 1.70). Mencermati letak MPP, dapat disimpulkan bahwa MPP terletak pada lekuk kurva $I - V$.

1.4 Unit Pengkondisian Daya (*Power Conditioning Unit (PCU)*)

PV adalah salah satu teknologi sinar matahari yang sedang berkembang. Karena harga sistem PV tinggi, maka ekstraksi energi maksimum yang tersedia diperlukan untuk pengembalian awal. Unit pengkondisian daya mengubah daya masukan DC menjadi daya keluaran AC dan juga membuat sistem PV beroperasi pada MPP untuk memaksimalkan daya keluaran.

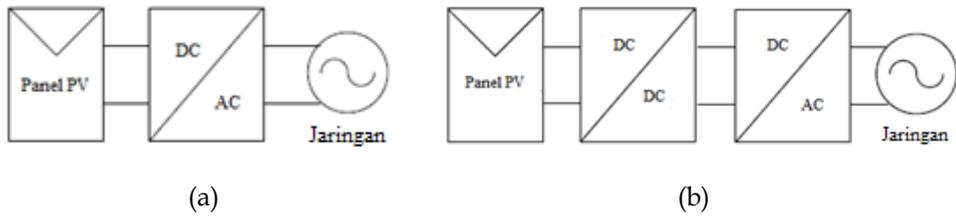
PCU PV dikategorikan berdasarkan jumlah tahapan daya. PCU dapat menggunakan topologi satu tahap atau dua tahap. Teknologi masa depan berfokus pada topologi dua tahap, di mana konverter DC/DC terhubung di antara modul PV dan inverter DC/AC.

1.4.1 PCU Satu Tahap

Generasi pertama dari sistem PV yang terhubung ke jaringan distribusi listrik secara langsung menghubungkan inverter DC/AC jaringan ke array PV seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.6(a). Dalam konfigurasi ini, pelacakan titik daya maksimum (MPPT), kontrol arus jaringan dan penguatan tegangan. Meskipun konfigurasi ini sederhana, kekurangannya adalah bahwa sejumlah besar modul PV perlu dihubungkan secara seri untuk mencapai penguatan tegangan yang diperlukan. Dalam konfigurasi dua tahap, konverter DC/DC dihubungkan di antara modul PV dan inverter DC/AC untuk memberikan MPPT dan penguatan tegangan.

1.4.2 PCU Dua Tahap

Untuk meningkatkan kemampuan pemanenan energi dan fleksibilitas perancangan, konverter khusus yang menjalankan MPPT untuk panel PV dapat dihubungkan di antara panel PV dan inverter seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.6(b). Konverter DC/DC melakukan MPPT dan penguatan tegangan. Inverter DC/AC menangani pengaturan arus keluaran dan pengaturan tegangan dari sumber DC.



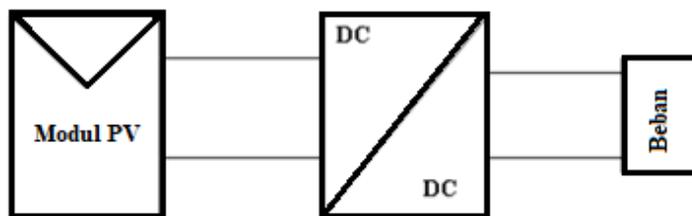
Gambar 1.6. PCU (a) satu tahap dan (b) dua tahap

1.5 Komponen PCU dan Topologi Dasar Sistem PV untuk MPPT

Menurut topologi dan posisi kontrol MPPT yang berbeda, inverter yang terhubung ke jaringan PV dibagi menjadi dua kategori: *PV two-stage grid-connected* (terhubung jaringan dua tahap) dan *PV single-stage grid-connected* (terhubung jaringan satu tahap). Di bawah ini, topologi-topologi dasar PV yang terhubung ke jaringan akan dibahas setelah pembahasan topologi-topologi konverter DC/DC yang umum digunakan.

1.5.1 Konverter DC/DC yang Umum Digunakan

MPPT digunakan untuk mengekstraksi daya maksimum dari modul PV dan mentransfer daya tersebut ke beban. Konverter DC/DC berfungsi untuk mentransfer daya maksimum dari modul PV ke beban. Dalam konverter DC/DC inilah MPPT yang dirancang, konverter DC/DC dapat dianggap bertindak sebagai antarmuka antara beban dan modul seperti pada Gambar 1.7.



Gambar 1.7. Diagram blok sistem MPPT

Jenis konverter tergantung pada implementasi sistem panel PV. Jika sistem PV dan konverter tidak terhubung ke jaringan listrik, atau biasa disebut sistem *off-grid*, energi yang diperoleh dari PV biasanya disimpan dalam baterai jika tidak digunakan oleh beban. Jika daya dibutuhkan, konverter mulai mentransfer daya ke beban melalui

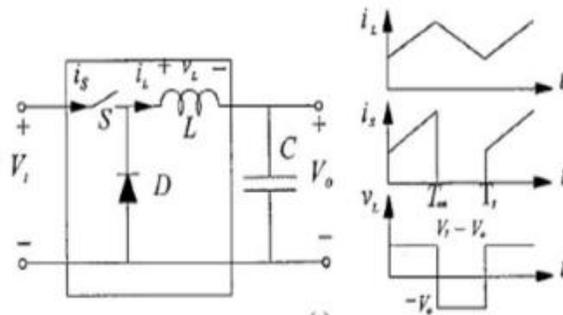
konverter. Ada banyak konfigurasi rangkaian konverter. Namun yang paling populer adalah: konverter *step-down* (konverter buck), konverter *step-up* (konverter boost), konverter *buck-boost* (konverter CUK).

a. Konverter *Buck*

Konverter *buck* juga dikenal sebagai konverter *step down*. Konverter ini dapat digunakan dalam kasus di mana tegangan keluaran (baterai) yang dibutuhkan kurang dari atau sama dengan tegangan masukan (tegangan array PV), dan arus keluaran lebih besar dari arus masukan. Aliran daya dikendalikan dengan mengatur *on/off* siklus kerja saklar dimana hubungan antara tegangan masukan dan keluaran diperhitungkan oleh rasio konversi $\mu = \frac{V_o}{V_i}$ yang bervariasi dengan *duty ratio* (rasio tugas) D saklar. Rasio tugas tergantung pada rasio t_{on} terhadap T sehingga hubungannya menjadi

$$\mu = \frac{V_o}{V_i} = \frac{t_{on}}{T} = D \tag{1.6}$$

dimana t_{on} mengacu pada durasi saklar aktif dan T adalah periode saklar konstan. Dalam aplikasi PV, konverter jenis *buck* biasanya digunakan untuk pengisian baterai, dan untuk sistem pemompaan air. Rangkaian ideal konverter *buck* ditunjukkan pada Gambar 1.8.



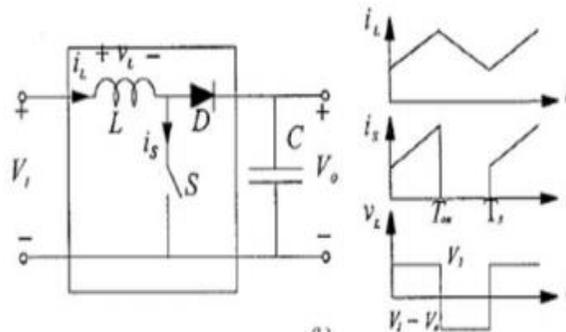
Gambar 1.8. Rangkaian ekuivalen konverter *buck*

b. Konverter Boost

Konverter *boost* juga dikenal sebagai konverter *step-up*. Konverter ini dapat digunakan dalam kasus di mana tegangan keluaran lebih besar dari tegangan masukan, pada dasarnya berfungsi seperti kebalikan dari konverter *buck*. Aplikasi praktis yang menggunakan konverter tipe *boost* muncul dalam sistem yang terhubung ke jaringan. Gambar 1.9 menunjukkan rangkaian konverter *boost* dimana (rasio konversi antara tegangan masukan dan keluaran) adalah

$$\mu = \frac{V_o}{V_i} = \frac{T}{t_{off}} = \frac{1}{1-D} \tag{1.7}$$

dimana t_{off} adalah durasi saklar tidak aktif.

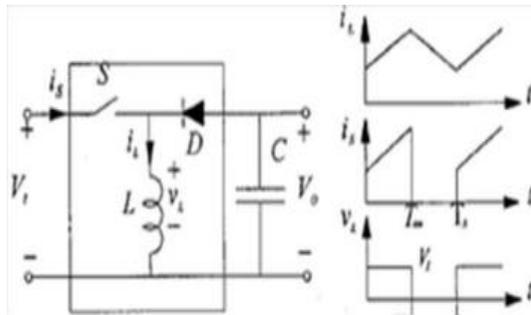


Gambar 1.9. Rangkaian ekivalen konverter *boost*

c. Konverter CUK

Konverter CUK menggunakan transfer energi kapasitif didasarkan pada keseimbangan arus kapasitor. Konverter jenis lain menggunakan induktor, konverter CUK akan bertanggung jawab untuk mengubah sinyal keluaran dari positif ke negatif atau sebaliknya, yang berarti besaran tegangan keluaran lebih besar atau lebih kecil dari besaran tegangan masukan. Rangkaian converter CUK ditunjukkan pada Gambar 1.10. Rasio konversi adalah

$$\mu = \frac{V_o}{V_i} = \frac{t_{on}}{t_{off}} = \frac{D}{1-D} \tag{1.8}$$



Gambar 1.10. Rangkaian ekivalen konverter CUK

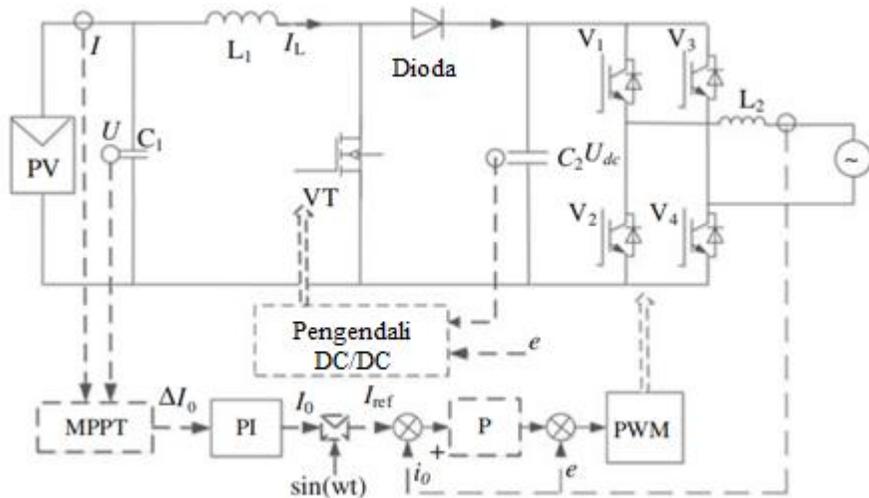
1.5.2 Struktur Terhubung Jaringan Dua Tahap

Inverter PV konvensional dua tahap yang terhubung ke jaringan terdiri dari konverter DC/DC depan (umumnya konverter boost) dan sebuah inverter. Dalam keadaan normal, perlu menggunakan konverter boost untuk menaikkan tegangan keluaran DC sel PV, karena tegangan keluaran sel PV biasanya lebih rendah dari tegangan puncak jaringan. Kemudian, inverter digunakan untuk mengubah arus DC menjadi AC. Selanjutnya tegangan dan arus yang telah sesuai tersebut dimasukkan ke dalam jaringan. Karena ada dua unit konversi daya pada inverter PV dua tahap yang terhubung ke jaringan, kontrol MPPT sel PV dapat dicapai dengan konverter boost atau inverter, yang dianalisis sebagai berikut.

a. Kontrol MPPT Berdasarkan Inverter

Gambar 1.11 menunjukkan diagram dengan inverter untuk kontrol MPPT. Pada proses kontrol MPPT berbasis inverter, pertama, kontroler MPPT digunakan untuk menghitung arus error ΔI_0 keluaran inverter. Kemudian, penyesuaian amplitudo arus I_0 dari keluaran inverter didapat dengan integral proporsional (PI). Referensi arus sesaat I_{ref} keluaran inverter diperoleh dengan perkalian I_0 dan nilai sinusoidal yang tetap sinkron dengan jaringan. Sinyal modulasi merupakan penjumlahan dari sinyal feedforward (umpan maju) tegangan jaringan dan nilai regulator PI untuk error I_{ref} dan nilai sesaat i_g arus jaringan. Akhirnya, sinyal kontrol PWM diperoleh dengan perbandingan sinyal modulasi di atas dan gelombang segitiga untuk mencapai tujuan kontrol MPPT dan faktor daya persatuan arus sinusoidal. Dalam seluruh proses kontrol, keseimbangan dinamis transmisi energi dijamin dengan mengkoordinasikan

kecepatan respon konverter boost dan kontrol inverter, untuk menstabilkan tegangan bus DC. Oleh karena itu, dalam perancangan sistem kontrol, kecepatan respon kontrol konverter DC/DC depan lebih cepat daripada inverter.



Gambar 1.11. Kontrol MPPT berdasarkan inverter DC/AC

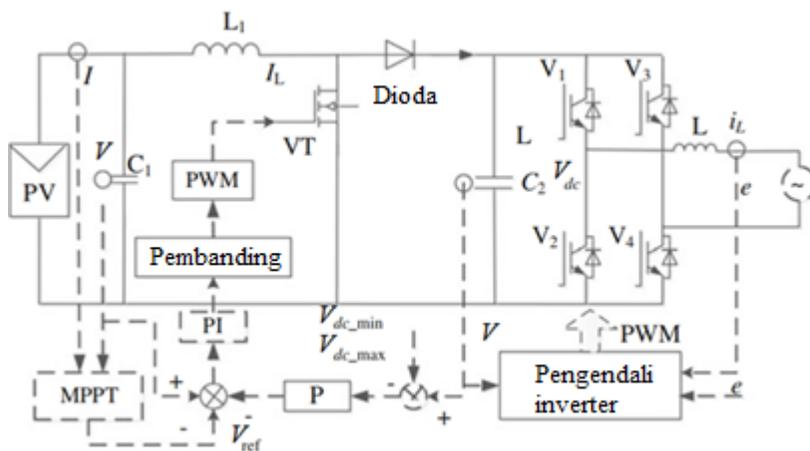
b. Kontrol MPPT Berdasarkan Konverter DC/DC

Dibandingkan dengan pembahasan sebelumnya tentang kontrol MPPT berbasis inverter, kontrol MPPT berbasis inverter depan yang ditunjukkan pada Gambar 1.12 lebih umum digunakan. Skema ini melengkapi kontrol MPPT dan kontrol arus sinusoidal inverter secara bersamaan, dimana inverter belakang mencapai kontrol tegangan gelombang segitiga DC untuk mencapai bus tujuan kontrol, dan konverter boost depan mencapai kontrol MPPT. Karena tegangan keluaran konverter boost dikendalikan oleh inverter, maka arus masukan konverter boost dapat diatur dengan mengatur rasio tugas untuk mengatur tegangan keluaran sel PV.

Referensi tegangan V_{ref} titik operasi PV diperoleh dengan algoritma kontrol MPPT, berdasarkan tegangan keluaran dan deteksi arus sel PV. Kemudian, pada konverter boost, kontrol MPPT sel PV dicapai dengan kontrol loop (kalang) tertutup nilai regulator PI untuk error V_{ref} dan nilai sampel tegangan keluaran V_{PV} sel PV.

Kemudian, strategi kontrol ganda kalang tegangan dan kalang arus pada inverter diadopsi, dimana kalang luar tegangan didasarkan pada prinsip

keseimbangan daya untuk mencapai kontrol tegangan bus DC. Sementara kalang dalam arus mencapai tujuan kontrol arus sinusoidal faktor daya dengan melacak arus jaringan. Dalam strategi pengendalian ini, daya keluaran konverter boost depan bersifat dinamis karena perubahan lingkungan. Dalam perancangan sistem kontrol, kecepatan respon kontrol tegangan DC inverter mundur lebih cepat daripada kontrol MPPT dari konverter boost depan, untuk memastikan pengiriman daya *real-time* tanpa akumulasi daya di bus DC. Sebenarnya, masalah tegangan lebih bus DC diselesaikan dengan meningkatkan kapasitansi bus DC, atau *cut-off* kontrol umpan balik negatif dari batas tegangan bus DC yang ditunjukkan pada Gambar 1.12.



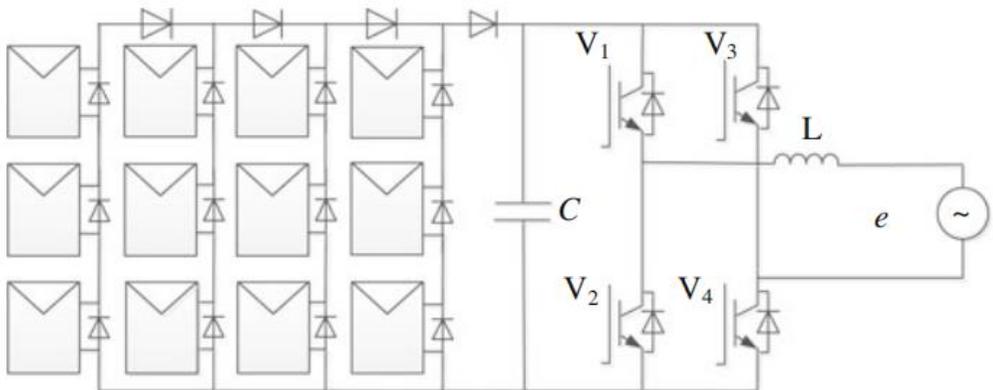
Gambar 1.12. Kontrol MPPT berdasarkan inverter DC/AC depan

1.5.3 Struktur Terhubung Jaringan Satu Tahap

Dalam PV dua tahap yang terhubung ke jaringan, setiap konverter memiliki tujuan independennya sendiri. Skema kontrolnya sederhana, independen dan lebar untuk penerangan, suhu dan perubahan lingkungan lainnya. Namun, karena struktur konverter dua tahap kompleks, biaya dan energi yang hilang dari struktur ini tinggi dibandingkan dengan sistem PV terhubung jaringan satu tahap. Oleh karena itu, sistem inverter PV terhubung jaringan satu tahap yang sederhana, biaya rendah, efisiensi tinggi telah mendapat perhatian luas. Namun, dalam sistem inverter PV terhubung jaringan satu tahap, hanya ada satu DC/AC, untuk mencapai konversi energi. Kemudian tegangan jaringan sinkron dan keluaran arus sinusoidal

dikendalikan oleh tautan DC/AC. Dan strategi pengendalian struktur ini relatif rumit.

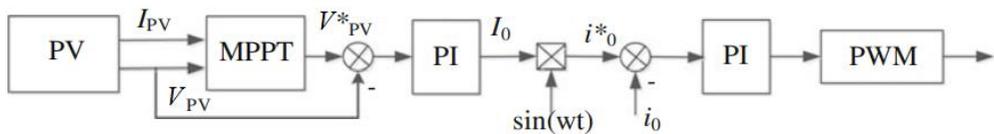
Sistem inverter PV terhubung jaringan satu tahap terdiri dari sel PV, kapasitor C tautan DC, jembatan inverter, induktor filter L , dan komponen lainnya. Namun, dalam beberapa kasus, perlu menambahkan konverter *boost* ekstra ketika tegangan sel PV lebih rendah dari nilai yang diijinkan. Oleh karena itu, sistem inverter PV satu tahap ini diadopsi hanya ketika tegangan sel PV cukup tinggi (Gambar 1.13).



Gambar 1.13. Struktur terhubung jaringan satu tahap

a. Struktur Kontrol Kalang Tiga

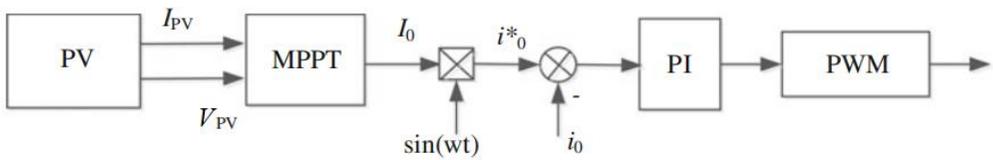
Dalam struktur PV terhubung jaringan satu tahap, strategi kontrol kalang tiga digunakan: kalang arus, kalang tegangan DC dan kalang daya MPPT. Seperti ditunjukkan pada Gambar 1.14, kalang arus dibentuk oleh tegangan jaringan dan modul sampling arus, tegangan sinkron, regulator arus, modulasi PWM dan *drive*. Modul-modul ini mencapai konversi dari DC ke AC dan kontrol arus sinusoidal. Kalang tegangan DC dibuat oleh tegangan bus dan regulator tegangan untuk mengatur tegangan bus DC. Kalang daya MPPT dibentuk oleh modul pengambilan sampel daya masukan dan tautan kontrol titik daya. Keluaran daya MPPT diambil sebagai referensi tegangan DC dari kalang tegangan DC. Tegangan dalam kalang tegangan DC diatur untuk mencari MPP sel PV, sehingga sistem PV yang terhubung ke jaringan mencapai operasi MPPT.



Gambar 1.14. Struktur kontrol kalang tiga untuk kontrol MPPT inverter yang terhubung ke jaringan satu tahap

b. Struktur Kontrol Kalang Ganda

Dalam struktur kontrol kalang tiga, kontrol MPPT dilakukan dengan mengatur tegangan bus DC dari inverter yang terhubung ke jaringan. Ketika tegangan operasi PV lebih besar dari tegangan PV MPP, kalang tegangan dan kalang arus keduanya digunakan untuk meningkatkan daya keluaran rangkaian inverter, sehingga tegangan operasi sel PV berkurang. Ketika tegangan PV bekerja lebih kecil dari MPP, tegangan dan arus ini juga diatur oleh kalang ganda dari tegangan dan arus, yang mengurangi daya keluaran rangkaian inverter, sehingga tegangan operasi sel PV meningkat. Sebenarnya, dalam proses pelacakan MPPT inverter PV yang terhubung ke jaringan, dapat digunakan kontrol kalang ganda yang disederhanakan, yang mencakup kalang daya MPPT dan kalang arus. Seperti ditunjukkan pada Gambar 1.15, pada kontrol ini, ketika tegangan sel PV lebih besar dari tegangan pada MPP, maka akan meningkatkan amplitudo arus untuk meningkatkan keluaran daya dari rangkaian inverter. Dengan mekanisme ini, tegangan operasi sel PV berkurang. Demikian pula, ketika tegangan sel PV lebih kecil dari tegangan pada MPP, maka akan mengurangi amplitudo arus untuk mengurangi keluaran daya dari rangkaian inverter. Akibatnya, tegangan operasi sel PV berkurang. Artinya, kontrol kalang ganda tidak mengatur tegangan bus DC dalam struktur kontrol kalang tiga, tetapi secara langsung menyesuaikan arus dalam struktur kontrol kalang ganda untuk mengoperasikan keluaran daya inverter.



Gambar 1.15. Struktur kontrol kalang ganda untuk kontrol MPPT dari inverter yang terhubung ke jaringan satu tahap

1.5.4 DC-link

DC-link di PCU adalah interkoneksi port masukan inverter satu fasa dan port keluaran konverter boost. DC-link terdiri dari komponen penyimpanan energi, yang memisahkan boost konverter dari daya keluaran AC berbentuk pulsa. Inverter sumber tegangan fase tunggal (*single-phase voltage source inverters (VSI)*) menggunakan kapasitor, sedangkan inverter sumber arus (*current source inverter (CSI)*) menggunakan induktor untuk tujuan penyimpanan energi.

BAB 2

Topologi Inverter PV untuk Aplikasi Integrasi Jaringan

Energi PV telah mengalami pertumbuhan yang luar biasa dalam beberapa dekade terakhir karena kebijakan energi terbarukan, tarif masuk dan pengurangan biaya instalasi PV. Menurut laporan IEA-PVPS, kapasitas kumulatif PV terpasang mencapai 177 GW pada tahun 2014, dimana mayoritas ($\pm 90\%$) adalah sistem yang terhubung ke jaringan. Meningkatnya permintaan instalasi PV, khususnya sistem PV terhubung jaringan listrik, menunjukkan perlunya penelitian dan pengembangan yang mendalam.

Efektivitas biaya dan efisiensi adalah kriteria yang paling dipertimbangkan untuk desain inverter PV. Oleh karena itu, inverter PV harus dirancang dengan efisiensi tinggi dengan biaya minimum. Berbagai jenis PV inverter dapat ditemukan di pasaran. Untuk aplikasi integrasi grid, secara umum ada dua jenis inverter PV, yaitu dengan trafo dan tanpa trafo. Trafo yang digunakan dapat berupa trafo frekuensi tinggi pada sisi DC atau trafo frekuensi rendah pada sisi AC inverter. Untuk mengurangi biaya dan meningkatkan efisiensi, teknologi terkini adalah melepas trafo dari inverter PV. Inverter PV tanpa transformator menjadi lebih kecil, lebih ringan, lebih murah, dan sangat efisien .

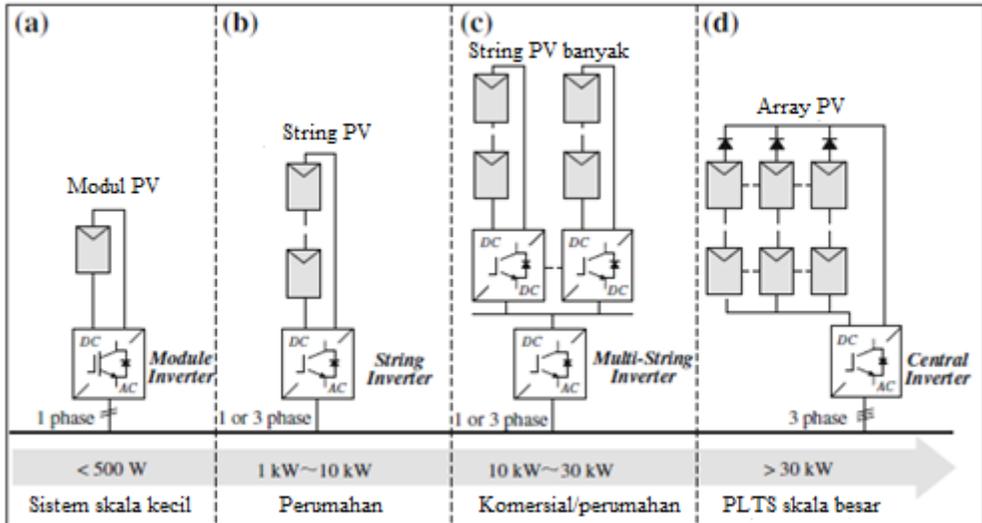
Namun demikian, masalah keamanan menjadi perhatian utama dari inverter PV tanpa transformator karena arus bocor yang tinggi. Tanpa isolasi galvanik, jalur langsung dapat dibentuk agar arus bocor mengalir dari susunan PV ke jaringan. Ketika array PV ditanahkan, kapasitansi nyasar (*stray capacitance*) dibuat. Potensi yang berfluktuasi, juga dikenal sebagai tegangan mode umum (*common mode voltage* (CMV)), mengisi dan melepaskan kapasitansi nyasar yang menghasilkan arus bocor yang tinggi. Untuk memastikan keselamatan pengoperasian inverter, standar VDE 0126-1-1 dan IEC 60755 merekomendasikan penggunaan unit monitor arus sisa (*residual current monitoring unit* (RCMU)) untuk memantau arus bocor dari inverter PV tanpa transformator. Menurut standar, inverter harus diputuskan dalam waktu 0,3 detik jika arus bocor melebihi 300 mA. Selain masalah keamanan, kebocoran arus akan menurunkan kinerja inverter PV karena meningkatnya riak arus jaringan, rugi-rugi, dan interferensi elektromagnetik (EMI).

Untuk memenuhi persyaratan standar, berbagai topologi inverter PV tanpa transformator telah diperkenalkan, dengan arus bocor yang diminimalkan dengan cara isolasi galvanik dan metode penjepitan CMV. Isolasi galvanik dapat dicapai melalui *decoupling* DC atau *decoupling* AC, masing-masing untuk isolasi pada sisi DC atau AC dari inverter PV. Meskipun demikian, arus bocor tidak dapat dihilangkan begitu saja dengan teknik isolasi dan modulasi galvanik, karena adanya kapasitansi sambungan sakelar dan efek rangkaian resonansi. Oleh karena itu, metode penjepitan CMV digunakan di beberapa topologi untuk menghilangkan arus bocor sepenuhnya.

Tujuan dari bab ini adalah untuk memberikan gambaran tentang topologi inverter PV terbaru. Beberapa inverter PV tanpa transformator yang relevan, dengan struktur konverter dan teknik modulasi yang berbeda, dievaluasi. Prinsip operasi topologi inverter dan metode pengurangan arus bocor diselidiki secara singkat. Bab ini disusun untuk tujuan memberikan gambaran umum konfigurasi PV untuk integrasi jaringan, menjelaskan perilaku mode umum dari inverter PV dianalisis, menjelaskan metode pengurangan arus bocor untuk aplikasi tanpa transformator, serta menyajikan topologi inverter PV tanpa transformator, dengan konfigurasi rangkaian dan prinsip operasi.

2.1 Gambaran Konfigurasi PV untuk Integrasi Jaringan

Berdasarkan teknologi mutakhir, konfigurasi PV dapat diklasifikasikan ke dalam empat kategori: modul, string, multi-string dan sentral, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1. Setiap konfigurasi terdiri dari kombinasi modul PV seri atau/dan paralel, konverter (konverter DC–DC atau/dan inverter DC–AC), tergantung pada kebutuhan aplikasi sistem.



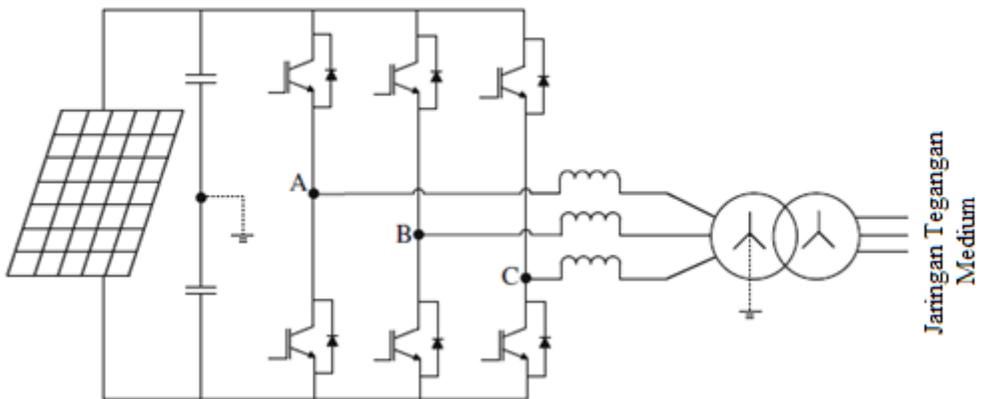
Gambar 2.1. Konfigurasi sistem PV (a) inverter modul, (b) inverter string, (c) inverter multi-string, (d) inverter sentral

2.1.1 Konfigurasi Terpusat

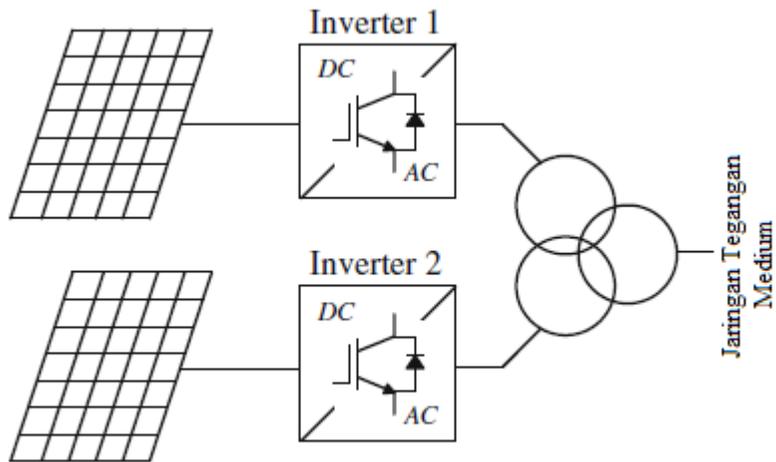
Ketika sejumlah besar modul PV dihubungkan dengan inverter tiga fase tunggal seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1d, konfigurasi ini disebut sebagai inverter pusat. Modul PV dihubungkan menjadi seri (disebut string) untuk mencapai tegangan yang cukup tinggi. String PV ini kemudian dibuat paralel (disebut array) untuk mencapai tingkat daya yang tinggi. Dioda pemblokiran dihubungkan secara seri dengan setiap cabang string PV untuk menghindari arus balik. Inverter sentral banyak dipasang di pembangkit listrik PV skala besar. Karena konfigurasi terpusat (dengan satu set sensor, platform kontrol, dan unit pemantauan), inverter pusat menjadi hemat biaya untuk aplikasi skala besar. Namun, konfigurasi sederhana menimbulkan kerugian ketidaksesuaian tingkat tinggi antara modul PV karena pemanfaatan MPPT untuk seluruh susunan PV. Hilangnya pembangkit listrik

menjadi jelas selama inverter padam. Perluasan pembangkit juga sulit diwujudkan secara terpusat.

Topologi inverter sentral konvensional adalah konverter jembatan penuh tiga fasa dua tingkat, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.2. Disebut dua tingkat karena hanya dapat menerapkan dua tingkat tegangan: tegangan suplai DC dan kebalikan dari tegangan tersebut. Inverter dua tingkat terdiri dari kapasitor DC-link, inverter jembatan penuh (6 IGBT) dan filter. Inverter pusat terhubung ke jaringan tegangan menengah melalui transformator untuk menaikkan tegangan dari LV (misalnya, 400 V) ke tingkat MV (misalnya, 11 kV). Untuk memenuhi kebutuhan daya yang lebih tinggi, industri inverter PV, seperti inverter sentral ABB PVS800, memperkenalkan koneksi paralel langsung ke sisi AC, memungkinkan daya diumpungkan ke jaringan tegangan menengah melalui transformator tunggal seperti yang diilustrasikan pada Gambar. 2.3. Ini menghindari kebutuhan transformator individu untuk setiap inverter pusat, mengurangi biaya dan ruang. Namun demikian, dalam sistem di mana sisi DC perlu ditanahkan, transformator terpisah harus digunakan untuk isolasi galvanik.

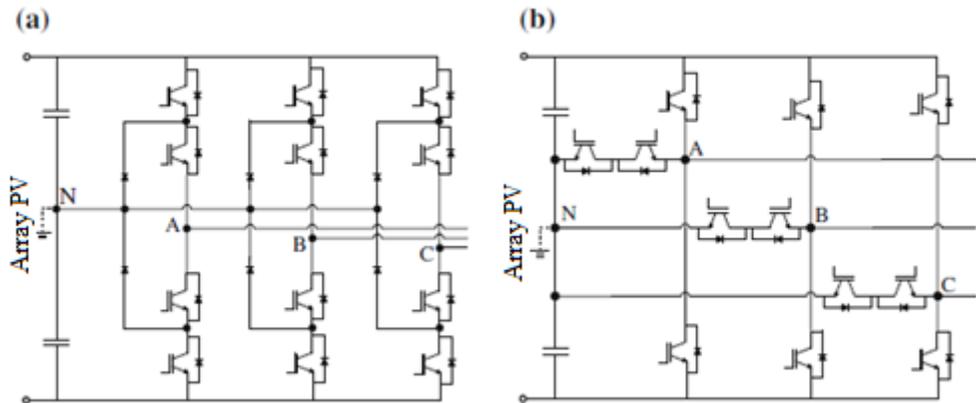


Gambar 2.2. Konfigurasi inverter terpusat dua-tingkat, tiga fasa



Gambar 2.3. Koneksi paralel dua inverter pusat ke jaringan MV melalui transformator tunggal

Permintaan inverter pusat daya yang lebih tinggi (kisaran MW) terus meningkat dengan munculnya pembangkit listrik tenaga surya skala besar. Meskipun semikonduktor canggih dengan tegangan nominal dan kemampuan arus yang lebih tinggi tersedia, mereka relatif lebih mahal dengan kerugian yang tinggi. Di sisi lain, inverter pusat berdaya tinggi dimungkinkan dengan konfigurasi bertingkat. Karena penurunan tegangan turunan (dv/dt) dan kemampuan operasi tegangan yang lebih tinggi, konverter bertingkat menjadi menarik untuk aplikasi daya tinggi. Konverter bertingkat menghasilkan peningkatan level pada tegangan fase keluaran, yang mengarah ke kualitas daya yang lebih tinggi dan mengurangi kerugian *switching*. Meskipun demikian, kualitas daya yang tinggi memerlukan kompleksitas yang lebih tinggi dari konfigurasi sirkuit dan kontrol yang sesuai, yang mengarah pada biaya awal yang lebih tinggi. Konverter klem titik netral tiga fase tiga tingkat (3L-NPC) dan konverter tipe-T (3L-T) adalah dua konverter yang banyak digunakan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.4. Modul konverter tipe NPC dan T telah dikomersialkan oleh beberapa produsen seperti Semikron, Infineon dan Fuji.



Gambar 2.4. Inverter terpusat tiga tingkat: (a) NPC, dan (b) tipe-T

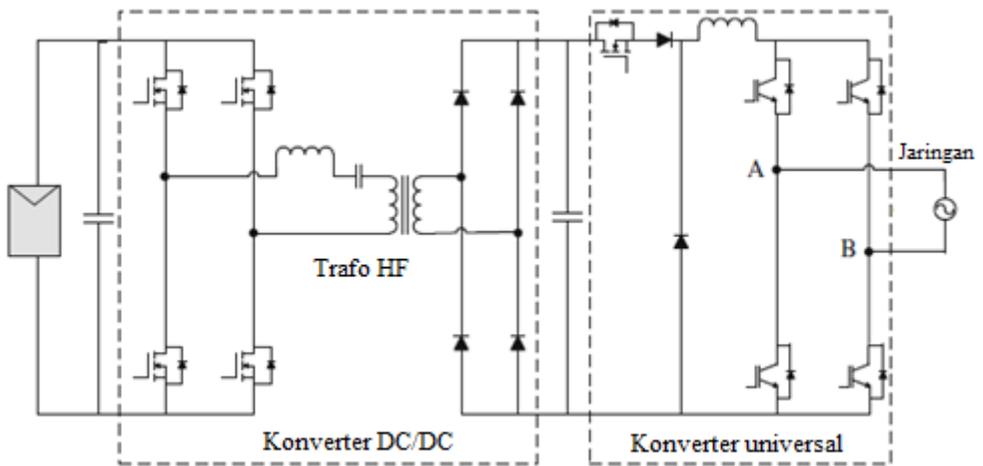
2.1.2 Konfigurasi Modul

Modul inverter juga dikenal sebagai inverter mikro. Berbeda dengan konfigurasi terpusat, setiap mikro-inverter terpasang ke modul PV tunggal, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1a. Karena konsep “satu modul PV satu inverter”, rugi-rugi ketidakcocokan antara modul PV benar-benar dihilangkan, yang mengarah ke hasil energi yang lebih tinggi. Dengan konfigurasi modul, ekspansi dan instalasi menjadi tugas yang mudah. Inverter mikro tentu saja memungkinkan tingkat fleksibilitas yang sangat tinggi, tetapi hal ini memerlukan biaya di awal yang lebih tinggi dan persyaratan layanan yang lebih besar. Sejumlah besar inverter diperlukan untuk aplikasi skala besar. Konverter DC/DC biasanya disertakan dalam inverter mikro untuk meningkatkan tegangan rendah modul PV untuk memenuhi kebutuhan jaringan. Amplifikasi tegangan tinggi dapat mengecilkan efisiensi keseluruhan dan meningkatkan harga per watt. Meskipun inverter mikro biasanya digunakan dalam aplikasi berdaya rendah, pembangkit listrik PV skala besar dengan inverter mikro muncul. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.5, Enphase (ENPH) memasang proyek surya 2 MW di Ontario, Kanada Vine Fresh Produce, dengan 9000 Enphase® M215 mikro-inverter.

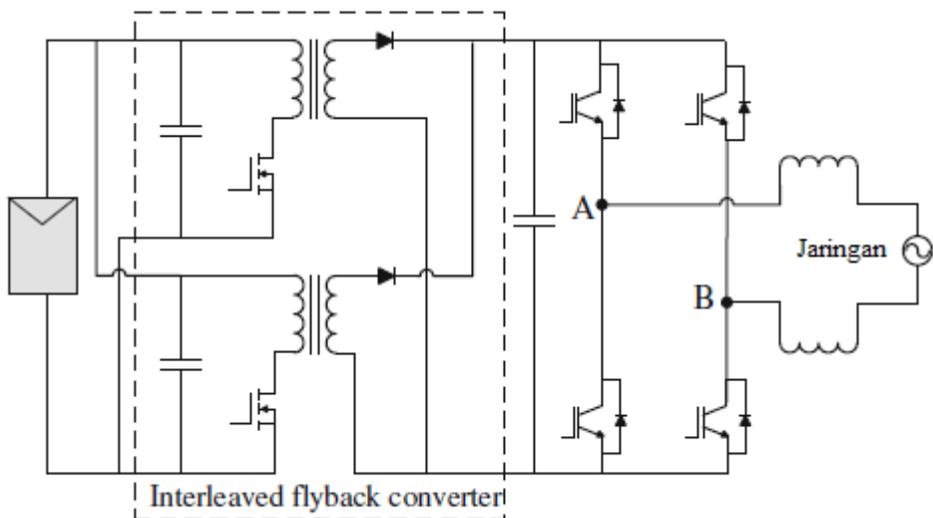


Gambar 2.5. Foto proyek surya inverter mikro 2,3 MW di Ontario, Canada's Vine Fresh Produce

Inverter mikro biasanya datang dengan garansi lebih lama hingga 25 tahun, berkat upaya mereka untuk memperpanjang umur kapasitor. Pendekatan pertama adalah menghilangkan penggunaan kapasitor elektrolitik oleh Enecsy. Inverter mikro Enecsys 240 W adalah inverter mikro pertama tanpa kapasitor elektrolitik yang mencapai keandalan yang lebih tinggi. Konfigurasi inverter mikro ditunjukkan pada Gambar 2.6, yang mencakup konverter boost DC/DC dan inverter DC/AC (konverter universal). Konverter DC/DC terdiri dari H-bridge resonansi, transformator frekuensi tinggi (HF), dan penyearah jembatan. Dengan kemampuan buck, boost dan buck-boost, konverter universal dapat beroperasi dengan berbagai tegangan masukan, meningkatkan kualitas daya dan efisiensi. Tanpa menggunakan kapasitor elektrolitik, inverter memiliki usia operasi lebih dari 25 tahun, cocok dengan modul PV. Pendekatan kedua adalah penggunaan konverter *flyback interleaved*. Konfigurasi inverter mikro Enphase ditunjukkan pada Gambar 2.7. Konverter *flyback* dihubungkan secara paralel, dan dimodulasi dengan PWM *interleaved*. Dibandingkan dengan konverter *flyback* konvensional, topologi *interleaved* membutuhkan kapasitor tapis yang lebih kecil dan transformator HF yang lebih kecil, yang menawarkan kemampuan daya yang lebih tinggi dengan usia yang lebih lama.



Gambar 2.6. Inverter mikro Enecsys komersil



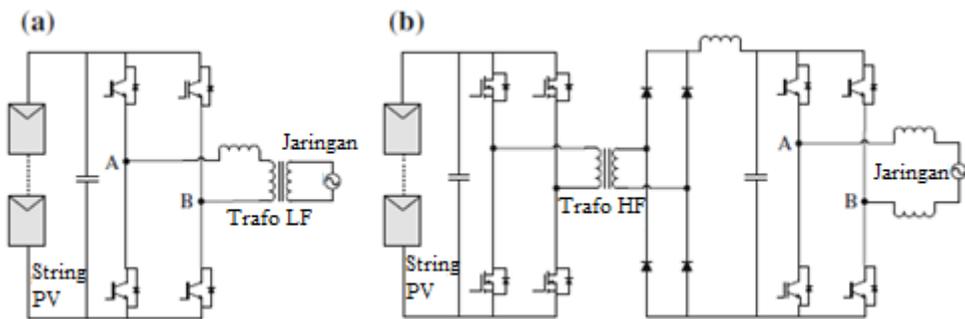
Gambar 2.7. Iverter mikro Enphase komersil

2.1.3 Konfigurasi String

Dalam konfigurasi string, setiap inverter hanya dipasang pada satu string PV, menghindari penggunaan dioda pemblokiran seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1b. Inverter string menggabungkan keunggulan inverter pusat struktur sederhana dan inverter mikro hasil energi tinggi. Hasil energi yang lebih tinggi dicapai dengan MPPT yang beroperasi pada tingkat *string*, sehingga mengurangi

kehilangan ketidakcocokan antara modul PV dibandingkan dengan konfigurasi terpusat. Karena konfigurasi terdiri dari satu string PV per inverter, inverter string biasanya dirancang untuk aplikasi daya rendah, biasanya untuk aplikasi atap perumahan.

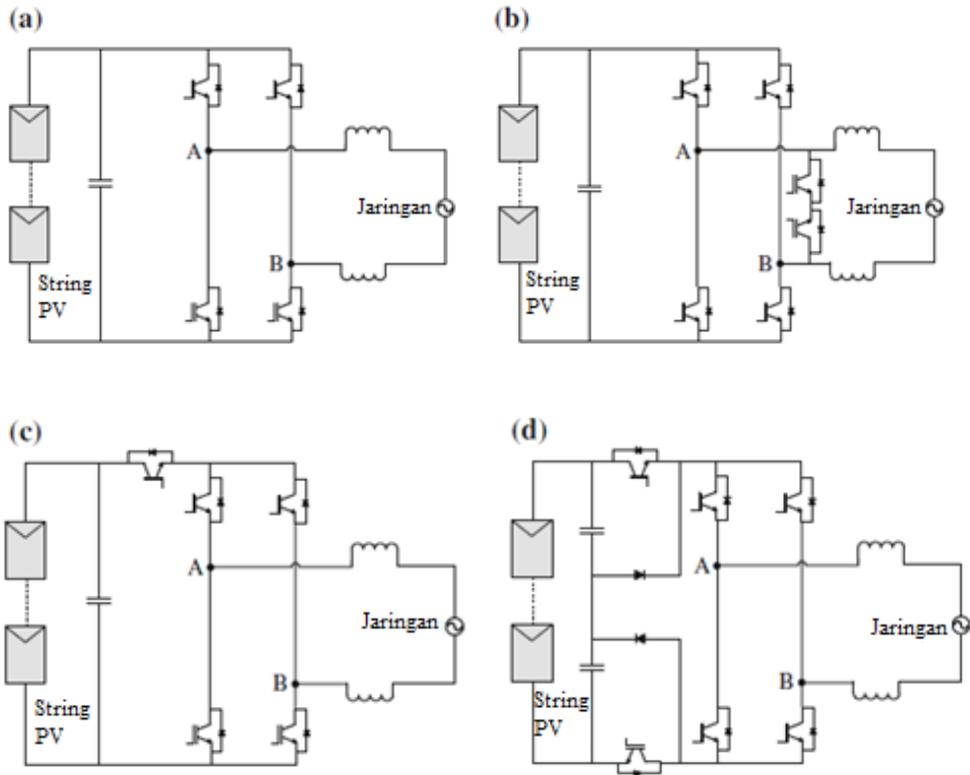
Di masa lalu, peraturan di AS menentukan bahwa semua sistem kelistrikan harus ditanahkan. Untuk sistem PV yang ditanahkan, isolasi galvanik harus disediakan untuk menghindari kebocoran arus. Isolasi galvanik dapat diberikan melalui trafo HF di sisi DC atau melalui trafo LF di sisi AC seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.8. Selain isolasi, trafo meningkatkan tegangan input, yang menyediakan berbagai tegangan input. Namun, transformator itu besar, berat, dan mahal. Meskipun pengurangan ukuran dan berat yang signifikan dapat dicapai dengan transformator HF, penggunaan transformator masih mengurangi efisiensi seluruh sistem PV.



Gambar 2.8. Inverter string dengan isolasi galvanik: (a) dengan trafo LF, dan (b) dengan trafo HF

Sejak 2005, pembaruan Kode Listrik Nasional untuk memungkinkan sistem yang tidak ditanahkan membuka pasar besar untuk teknologi tanpa transformator. Ada banyak jenis inverter string yang tersedia di pasaran, dan hanya beberapa yang akan dibahas di sini seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.9. Inverter string tanpa transformator yang paling sederhana adalah topologi jembatan penuh seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.9a. Topologi jembatan penuh dimodulasi oleh PWM bipolar untuk menghasilkan CMV yang konstan, untuk menghilangkan arus bocor.

Meskipun demikian, PWM bipolar dua tingkat menggandakan tegangan tegangan dan riak arus melintasi induktor filter, mengurangi efisiensi sistem PV.

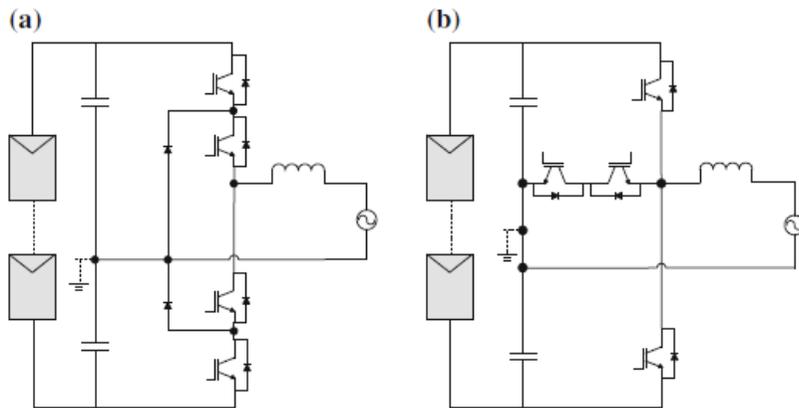


Gambar 2.9. Inverter string dua tingkat: (a) full-bridge, (b) HERIC, (c) H5, dan (d) H6

Untuk mencapai efisiensi tinggi, berbagai produsen inverter telah mengembangkan konfigurasi sirkuit yang berbeda dengan PWM unipolar tiga tingkat. Topologi Sunway HERIC (Gambar 2.9b) dan topologi SMA H5 (Gambar 2.9c) [17] memperkenalkan metode *decoupling* DC dan *decoupling* AC, masing-masing, untuk memutuskan string PV dari jaringan. Yang pertama memberikan rugi-rugi konduksi yang lebih rendah karena berkurangnya semikonduktor di jalur konduksi. Namun, isolasi galvanik saja tidak dapat sepenuhnya menghilangkan arus bocor karena pengaruh kapasitansi sambungan sakelar dan parameter parasit. Oleh karena itu, metode klem CMV diusulkan pada topologi H6 oleh Ingeteam untuk menghilangkan arus bocor sepenuhnya seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.9c.

Dua dioda penjepit ditambahkan sebagai tambahan ke sakelar decoupling DC untuk sepenuhnya menjepit jalur freewheeling hingga setengah dari tegangan masukan, $V_{DC}/2$.

Inverter tiga tingkat efisiensi tinggi juga sangat cocok untuk aplikasi tanpa transformator. Dengan netral dari jaringan yang terhubung ke titik tengah kapasitor tautan DC seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.10, komponen frekuensi tinggi dari CMV dihilangkan dalam konverter NPC Danfoss tipe-T dan Conergy. Tanpa CMV frekuensi tinggi, arus bocor dihilangkan secara menyeluruh. Kehilangan rendah dan karakteristik kualitas daya tinggi membuat konverter tiga tingkat sangat menarik untuk aplikasi skala besar. Meskipun kinerjanya luar biasa, konfigurasi tiga tingkat membutuhkan tegangan masukan ganda dibandingkan dengan inverter dua tingkat. Oleh karena itu, diperlukan konverter DC/DC dengan kemampuan boost tinggi. Struktur dan kontrol konverter menjadi kompleks dengan biaya tambahan.

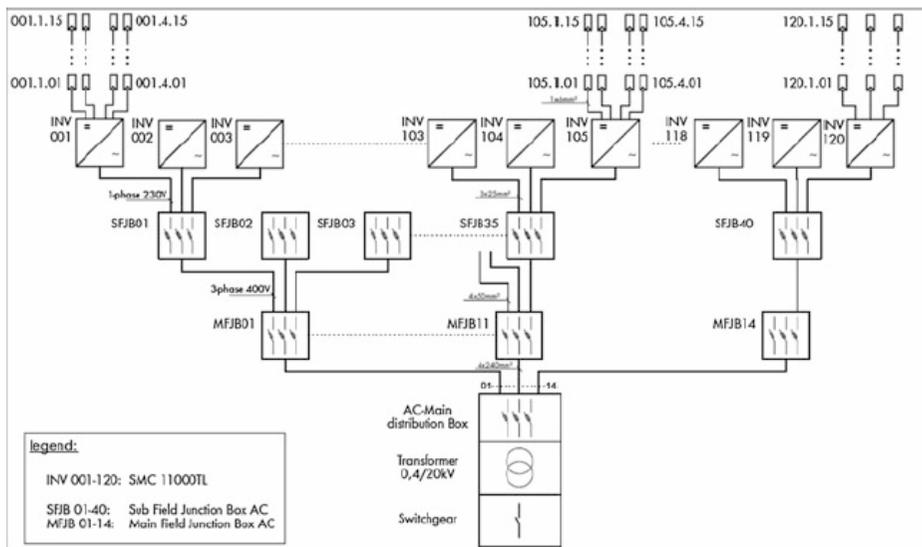


Gambar 2.10. Inverter string tiga tingkat: (a) NPC, dan (b) tipe-T

2.1.4 Konfigurasi Multi-string

Inverter multi-string adalah kombinasi dari konfigurasi pusat dan string seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1d. Beberapa string PV dengan konverter DC/DC individu (MPPT) terhubung ke inverter umum. Inverter ini adalah inverter arus utama hingga saat ini. Sambil mempertahankan struktur sederhana dan karakteristik hemat biaya dari konfigurasi terpusat, inverter multi-string meminimalkan rugi-rugi ketidaksesuaian antara modul PV dengan setiap MPPT per string PV. Gambar 2.11

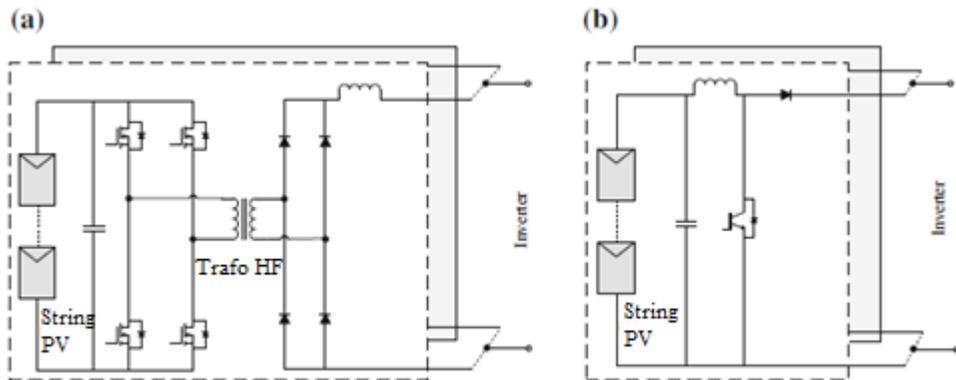
menunjukkan diagram blok PLTS 1,2 MW dengan inverter SMA multi-string tanpa transformator fase tunggal. Meskipun konfigurasi multi-string memerlukan jumlah inverter yang lebih besar dengan biaya investasi yang lebih tinggi, kemudahan instalasi, komisioning, dan pemeliharaan mendorong pasar ke arah penggunaan inverter multi-string di pembangkit listrik PV skala besar. Memasang inverter sentral besar memerlukan infrastruktur canggih untuk pengiriman dan pemasangan. Inverter multi-string hadir dalam palet standar, menyederhanakan dan mempercepat pengiriman dan logistik di tempat lainnya. Dengan konfigurasi multi-string, pembangkit listrik PV dapat dengan mudah diperluas, dengan tambahan PV string dan inverter tanpa mempengaruhi struktur sistem yang ada.



Gambar 2.11. Diagram blok pembangkit listrik PV 1,2 MW dengan inverter multi-string SMC 11000TL

Gambar 2.12 menyajikan struktur dasar konverter DC/DC untuk inverter multi-string. Konverter berbasis HF seperti ditunjukkan pada Gambar 2.12a, menyediakan berbagai tegangan masukan. Sangat cocok untuk aplikasi di negara-negara di mana isolasi galvanik adalah prioritas. Konverter jenis ini mengalami kompleksitas kontrol dan rugi-rugi yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan konverter boost yang ditunjukkan pada Gambar 2.12b. Konverter boost sederhana dalam struktur dan kontrol. Selain meningkatkan tegangan masukan, converter ini

dapat mengoperasikan MPPT. Inverter multi-string mencakup berbagai topologi. Semua topologi yang dibahas, mulai dari konfigurasi dua level hingga multilevel, berpotensi menjadi inverter multi-string. Inverter fase tunggal dan tiga fase tersedia di pasar.



Gambar 2.12. Konverter DC-DC untuk inverter multi-string: (a) konverter berbasis transformator HF, dan (b) konverter boost

2.2 Perilaku Mode Umum

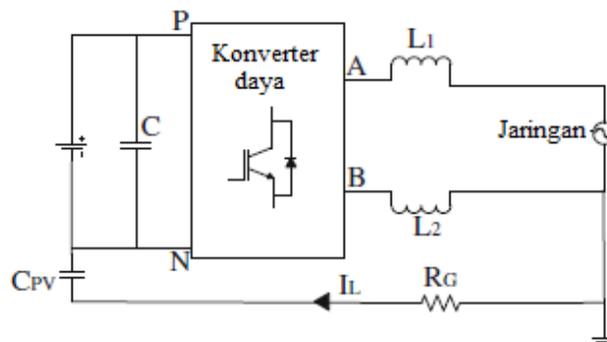
Teknologi tanpa transformator menawarkan inverter PV efisiensi tinggi dengan biaya lebih rendah. Ini menjelaskan mengapa tren inverter PV bergerak ke arah topologi tanpa transformator. Untuk memahami prinsip dasar topologi tanpa transformator, perilaku mode umum akan dianalisis di sini berdasarkan sistem fase tunggal. Analisis perilaku mode umum yang serupa dapat diperluas ke sistem tiga fase, dan dengan demikian analisis tiga fase tidak akan dibahas di sini.

Ketika trafo dilepas dari inverter PV, sambungan galvanik terbentuk antara susunan PV dan jaringan. Sambungan galvanik ini menciptakan jalur arus bocor seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.12. Ketika CMV dihasilkan oleh topologi inverter dengan modulasi lebar pulsa (PWM) yang sesuai, CMV mengisi dan melepaskan kapasitansi nyasar. Akibatnya, arus bocor dihasilkan, mengalir melalui jalur arus bocor antara susunan PV dan jaringan. Untuk merancang topologi inverter PV tanpa transformator yang sesuai dengan arus bocor yang berkurang, perilaku mode umum harus dipahami terlebih dahulu. Rangkaian model mode umum

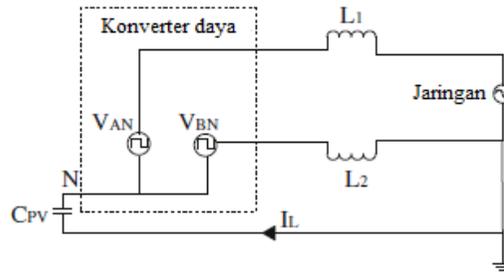
diturunkan di sini dan disederhanakan tahap demi tahap untuk mempelajari perilaku mode umum dari inverter PV tanpa transformator.

Untuk inverter tanpa transformator, rangkaian resonansi terbentuk seperti ditunjukkan pada Gambar 2.13. Rangkaian resonansi ini meliputi kapasitansi parasit (C_{PV}), induktor filter (L_1 dan L_2), arus bocor (I_L). Di sini, konverter daya diwakili oleh blok dengan empat terminal untuk memungkinkan representasi umum dari berbagai topologi konverter. Di sisi DC, P dan N masing-masing terhubung ke terminal positif dan negatif dari DC-link; sedangkan pada sisi AC, terminal A dan B dihubungkan ke jaringan satu fasa melalui induktor filter.

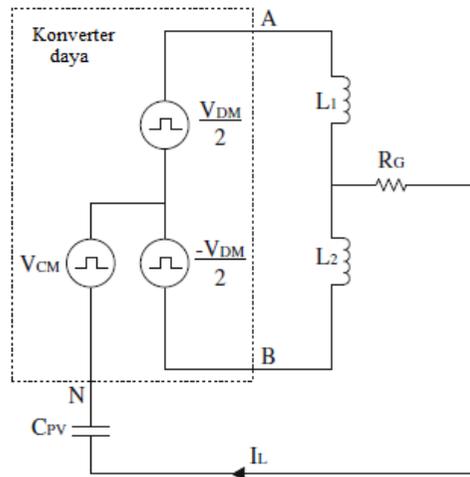
Dari sudut jaringan, blok konverter daya seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.14 dapat dianggap sebagai sumber tegangan, menghasilkan rangkaian ekuivalen yang terdiri dari V_{AN} dan V_{BN} . Jelas, arus bocor adalah fungsi dari V_{AN} , V_{BN} , tegangan jaringan, L dan C_{PV} . Karena grid adalah sumber tegangan frekuensi rendah (50 atau 60 Hz), dampak pada model mode umum akan diabaikan di sini. Oleh karena itu, mode umum yang disederhanakan diperoleh seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.15 dengan menyatakan tegangan V_{AN} dan V_{BN} sebagai fungsi V_{CM} dan V_{DM} .



Gambar 2.13. Rangkaian resonansi untuk inverter PV tanpa transformator satu fasa



Gambar 2.14. Rangkaian resonansi yang disederhanakan untuk topologi tanpa transformator fase tunggal



Gambar 2.15. Rangkaian resonansi yang disederhanakan untuk topologi tanpa transformator fase tunggal

C_{MV} (V_{CM}) dan tegangan mode diferensial (V_{DM}) dapat didefinisikan sebagai:

$$V_{CM} = \frac{V_{AN} + V_{BN}}{2} \quad (2.1)$$

$$V_{DM} = V_{AN} - V_{BN} \quad (2.2)$$

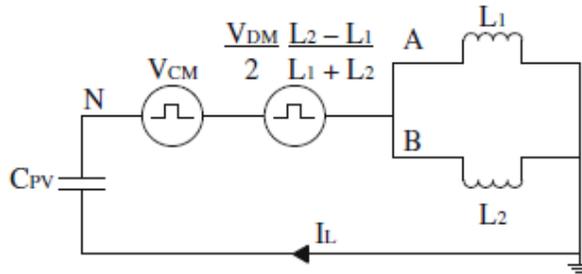
Dengan menata ulang (2.1) dan (2.2), tegangan keluaran dapat dinyatakan dalam V_{CM} dan V_{DM} sebagai

$$V_{AN} = V_{CM} + \frac{V_{DM}}{2} \quad (2.3)$$

$$V_{BN} = V_{CM} - \frac{V_{DM}}{2} \quad (2.4)$$

Dengan menggunakan (2.3) dan (2.4) dan mempertimbangkan hanya komponen mode-umum dari rangkaian, model mode-umum yang disederhanakan dapat diperoleh seperti pada Gambar 2.15. C_{MV} ekivalen (V_{ECM}) didefinisikan sebagai (2.5). Berdasarkan derivasi tersebut, dapat diperoleh rangkaian model common-mode yang paling sederhana seperti ditunjukkan pada Gambar 2.16.

$$V_{ECM} = V_{CM} + \frac{V_{DM} L_2 - L_1}{2 L_1 + L_2} \quad (2.5)$$



Gambar 2.16. Rangkaian resonansi paling sederhana untuk topologi tanpa transformator fase tunggal

Untuk menghindari pengaruh V_{DM} , dua inductor identik ($L_1 = L_2$) harus digunakan. Ini juga menjelaskan mengapa dua inductor tapis, yaitu, satu sejajar dan yang lainnya netral, selalu digunakan dalam inverter PV tanpa transformator daripada satu inductor. Dengan asumsi inductor identik ($L_1 = L_2$) digunakan, V_{ECM} sama dengan V_{CM} .

$$V_{ECM} = V_{CM} = \frac{V_{AN} + V_{BN}}{2} \quad (2.6)$$

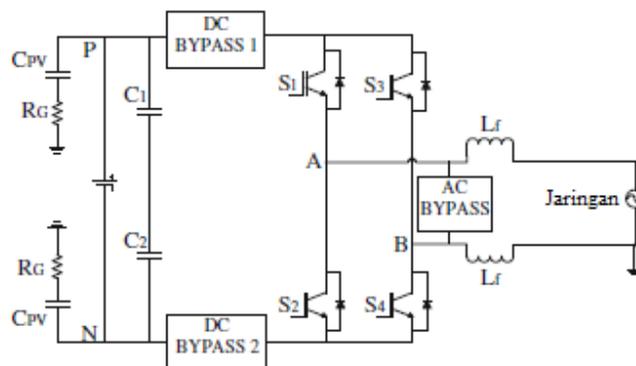
Berdasarkan analisis model mode umum, dapat disimpulkan bahwa arus bocor sangat bergantung pada C_{MV} . Jika C_{MV} bervariasi pada frekuensi tinggi, C_{PV} akan diisi dan dibuang yang menyebabkan arus bocor tinggi yang mengalir di jalur arus. Di sisi lain, arus bocor akan dihilangkan ketika C_{MV} dijaga konstan. Oleh karena itu, struktur konverter dan teknik modulasi harus dirancang untuk menghasilkan C_{MV} yang konstan untuk menghilangkan arus bocor.

2.3 Metode Pengurangan Arus Bocor

2.3.1 Isolasi Galvanis

Pada inverter PV tanpa transformator, sambungan galvanik antara array PV dan jaringan listrik memungkinkan arus bocor mengalir. Isolasi galvanik pada dasarnya dapat dikategorikan ke dalam metode *decoupling* DC dan *decoupling* AC. Untuk metode *decoupling* DC, sakelar *bypass* DC ditambahkan di sisi DC inverter untuk memutuskan array PV dari jaringan selama periode *freewheeling*. Namun, cabang *bypass* DC, yang terdiri dari sakelar atau dioda, termasuk dalam jalur konduksi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.16. Arus keluaran mengalir melalui dua sakelar dan dua cabang *bypass* DC selama periode konduksi. Oleh karena itu, rugi-rugi konduksi meningkat karena peningkatan jumlah semikonduktor di jalur konduksi.

Di sisi lain, cabang *bypass* juga dapat disediakan di sisi AC inverter (yaitu, metode *decoupling* AC). Cabang *bypass* AC ini berfungsi sebagai jalur *freewheeling* yang sepenuhnya terisolasi dari jalur konduksi, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.17. Akibatnya, arus keluaran hanya mengalir melalui dua sakelar selama periode konduksi. Dengan kata lain, topologi yang menggunakan teknik *decoupling* AC ditemukan memiliki efisiensi yang lebih tinggi dibandingkan dengan topologi *decoupling* DC.

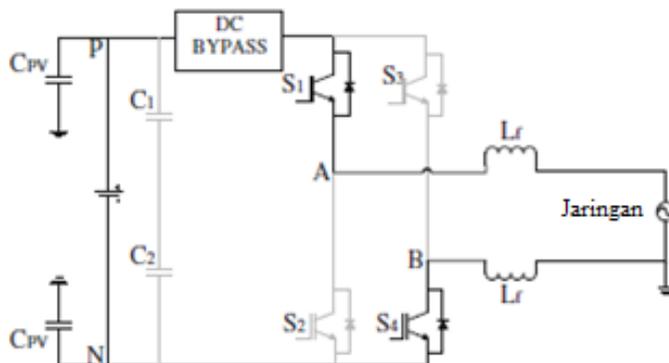


Gambar 2.17. Topologi isolasi galvanik melalui metode *decoupling* DC atau AC

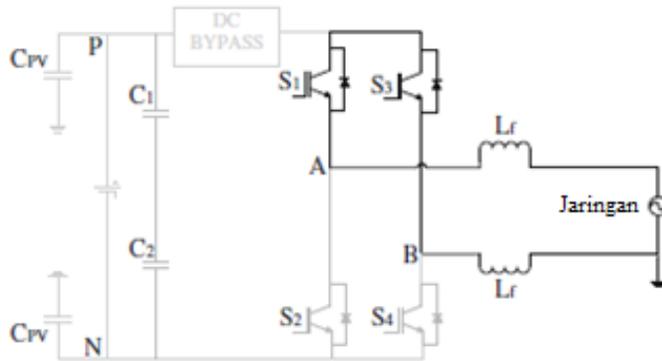
Satu kemunduran isolasi galvanik adalah bahwa tidak ada cara untuk mengendalikan C_{MV} oleh PWM selama periode *freewheeling*. Gambar 2.18 dan 2.19 menunjukkan mode operasi topologi isolasi galvanik yang menggunakan metode *decoupling* DC (satu cabang *bypass* DC) selama setengah siklus positif. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.18, selama periode konduksi, S_1 dan S_4 ON untuk menghasilkan tegangan keluaran yang diinginkan. Pada saat yang sama, V_A terhubung langsung ke V_{DC} dan V_B terhubung ke terminal negatif (N) dari DC link. Oleh karena itu, C_{MV} menjadi

$$V_{CM} = \frac{V_{AN} + V_{BN}}{2} = \frac{1}{2}(V_{DC} + 0) = \frac{V_{DC}}{2} \quad (2.7)$$

Namun demikian, selama periode *freewheeling*, sakelar *bypass* DC memutuskan hubungan DC dari jaringan. Titik A dan titik B diisolasi dari DC link, dan V_A dan V_B mengambang sehubungan dengan DC link, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.19. C_{MV} selama periode waktu ini tidak ditentukan oleh status switching, tetapi sebaliknya, adalah beresilasi dengan amplitudo tergantung pada parameter parasit dan kapasitansi sambungan sakelar dari topologi yang sesuai. Akibatnya, arus bocor masih dapat mengalir selama periode *freewheeling*. Hal yang sama berlaku untuk konverter yang menggunakan metode *decoupling* AC. Analisis menunjukkan bahwa arus bocor tidak dapat sepenuhnya dihilangkan dengan topologi isolasi galvanik saja.



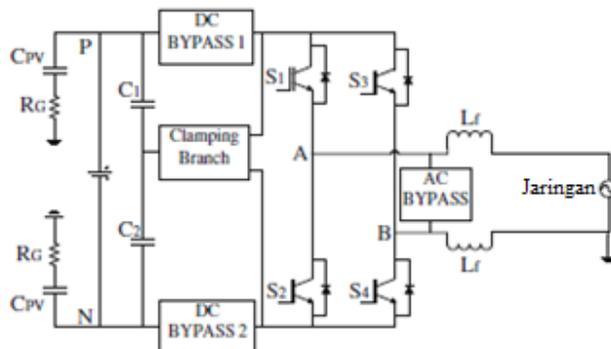
Gambar 2.18. Pengoperasian topologi *decoupling* DC dalam mode konduksi



Gambar 2.19. Pengoperasian topologi decoupling DC dalam mode *freewheeling*

2.3.2 C_{MV} Clamping (Penjepitan)

Dengan metode isolasi galvanik saja, arus bocor tidak sepenuhnya dihilangkan seperti yang dijelaskan pada bagian sebelumnya. C_{MV} dalam topologi ini tidak dapat dimanipulasi melalui PWM karena parameter parasit dari rangkaian resonansi. Untuk menghasilkan C_{MV} yang konstan, cabang penjepit (*clamping branch*) diperkenalkan], seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.20. Pada umumnya, *clamping branch* terdiri dari dioda atau sakelar dan pembagi kapasitor yang memastikan jalur *freewheeling* dijepit hingga setengah dari tegangan masukan ($V_{DC}/2$). Dengan efek gabungan dari isolasi galvanik dan clamping C_{MV} , arus bocor sepenuhnya dapat dihilangkan.

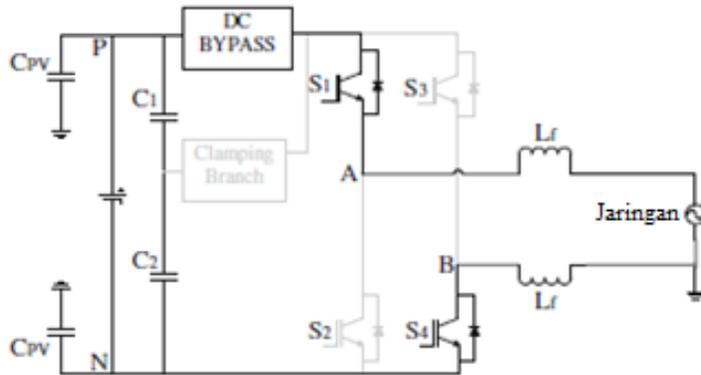


Gambar 2.20. Topologi C_{MV} Clamping

Gambar 2.21 mengilustrasikan mode konduksi topologi C_{MV} clamping yang menggunakan metode *decoupling* DC selama setengah siklus positif. S_1 dan S_4

melakukan untuk menghasilkan tegangan output yang diinginkan. Pada saat yang sama, V_B terhubung langsung ke V_{DC} dan V_B terhubung ke terminal negatif (N) dari DC-link. Dengan demikian, C_{MV} menjadi

$$V_{CM} = \frac{V_{AN} + V_{BN}}{2} = \frac{1}{2}(V_{DC} + 0) = \frac{V_{DC}}{2} \quad (2.8)$$

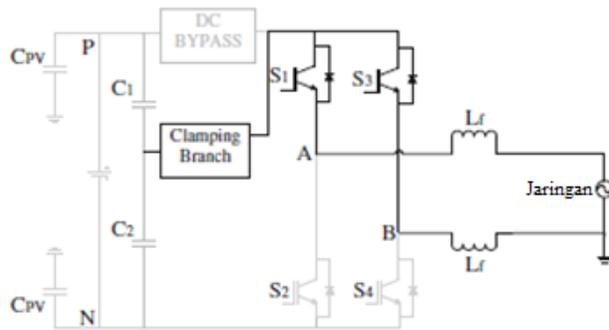


Gambar 2.21. Pengoperasian topologi decoupling DC dengan C_{MV} clamping branch dalam mode konduksi

Dalam mode freewheeling, sakelar *bypass* DC memutuskan DC-link dari jaringan. Pada saat ini, *clamping branch* beroperasi, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.22, sehingga titik A dan titik B dijepit ke $V_{DC}/2$. C_{MV} menjadi

$$V_{CM} = \frac{V_{AN} + V_{BN}}{2} = \frac{1}{2}\left(\frac{V_{DC}}{2} + \frac{V_{DC}}{2}\right) = \frac{V_{DC}}{2} \quad (2.9)$$

C_{MV} clamping branch memastikan penjepitan lengkap dari jalur *freewheeling* menjadi konstan. Akibatnya, arus bocor sepenuhnya dihilangkan. Perlu dicatat bahwa cabang C_{MV} digunakan dengan cabang *decoupling* DC atau AC untuk pengurangan arus bocor. Yang terakhir memberikan rugi-rugi yang lebih rendah karena pengurangan jumlah sakelar di jalur konduksi seperti yang telah dijelaskan sebelumnya.



Gambar 2.22. Pengoperasian topologi *decoupling* DC dengan C_{MV} *clamping branch* dalam mode *freewheeling*

2.4 Topologi-Topologi Inverter PV Tanpa Transformator

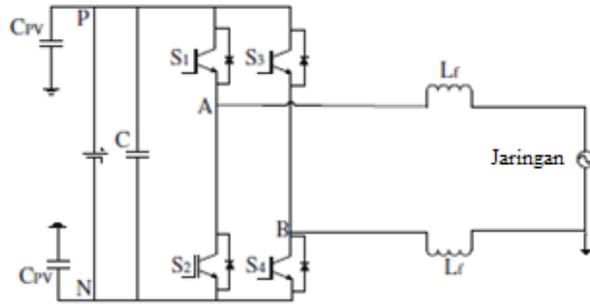
2.4.1 Topologi *Full-Bridge* (Jembatan Penuh)

Topologi jembatan penuh banyak digunakan untuk berbagai aplikasi karena kesederhanaan desain dan biaya rendah. Struktur jembatan penuh terdiri dari empat sakelar, $S_1 - S_4$, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.23. Secara konvensional, topologi jembatan penuh dimodulasi oleh modulasi bipolar untuk aplikasi tanpa transformator.

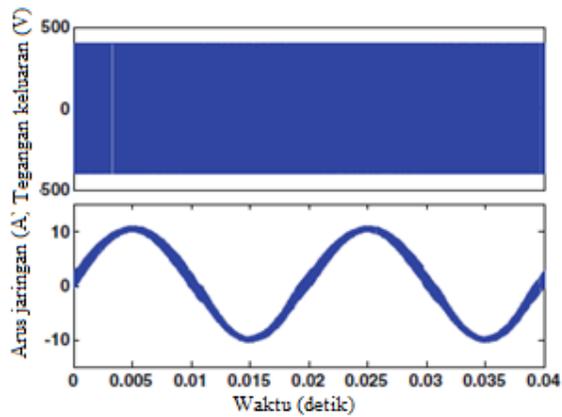
Setiap pasangan sakelar diagonal, yaitu, S_1, S_4 dan S_2, S_3 , dioperasikan secara bersamaan pada frekuensi sakelar masing-masing selama setengah siklus positif dan negatif. Arus mengalir melalui pasangan sakelar diagonal yang sesuai untuk menghasilkan tegangan keluaran yang diinginkan. Modulasi bipolar juga dikenal sebagai modulasi dua tingkat. Seperti ditunjukkan pada Gambar 2.24, ini menghasilkan tegangan keluaran dua tingkat, yaitu $+V_{DC}$ dan V_{DC} . Dalam setiap transisi switching, tegangan berubah melintasi induktor dua kali lipat dari tegangan masukan, $2V_{DC}$. Ini menggandakan tegangan, riak arus dan kerugian di seluruh induktor filter. Dengan demikian, efisiensi keseluruhan berkurang. Induktor filter yang lebih besar diperlukan untuk mengkompensasi riak PWM tinggi yang menyebabkan biaya lebih tinggi.

Dengan teknik modulasi bipolar, C_{MV} adalah konstan seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.25. Arus bocor sepenuhnya dihilangkan. Hasil

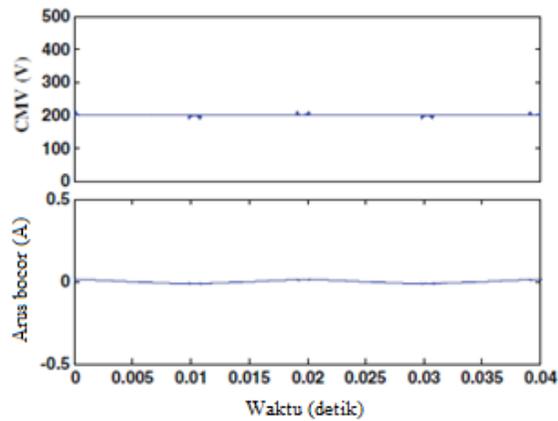
menunjukkan bahwa modulasi bipolar cocok untuk aplikasi inverter PV tanpa transformator dengan mengorbankan efisiensi sistem yang berkurang.



Gambar 2.23. Topologi Jembatan Penuh



Gambar 2.24. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk modulasi bipolar

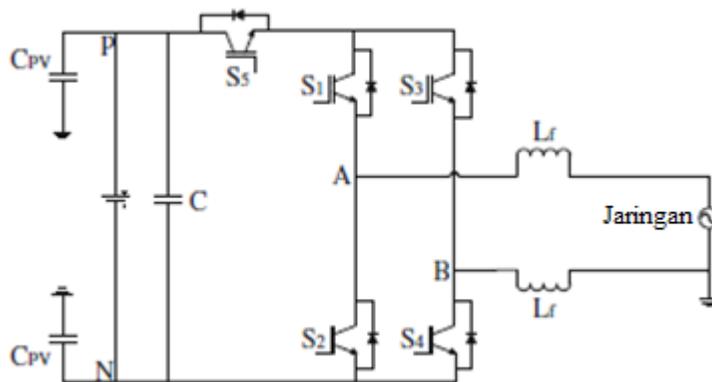


Gambar 2.25. C_{MV} (atas) dan arus bocor (bawah) untuk modulasi bipolar

2.4.2 Topologi H5

Inverter H5 dipatenkan oleh SMA. Mengingat total lima sakelar yang digunakan, topologi ini disebut sebagai inverter H5. Sakelar *bypass* DC, S_5 , ditambahkan di sisi masukan DC dari struktur inverter jembatan penuh konvensional seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.26.

Pengenalan sakelar *bypass* DC adalah untuk menyediakan isolasi galvanik untuk memutuskan jalur arus bocor selama periode *freewheeling*.

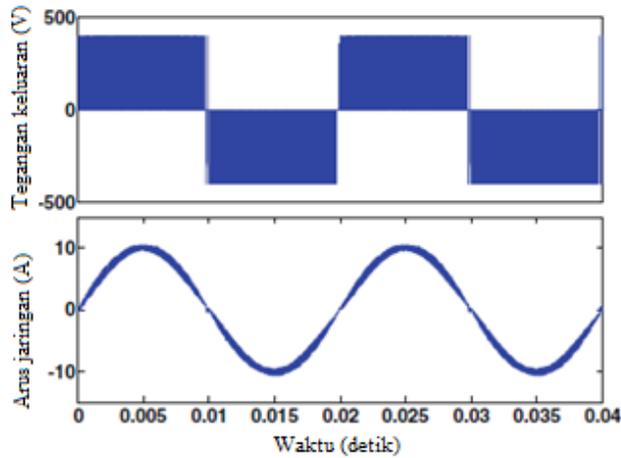


Gambar 2.26. Topologi H5

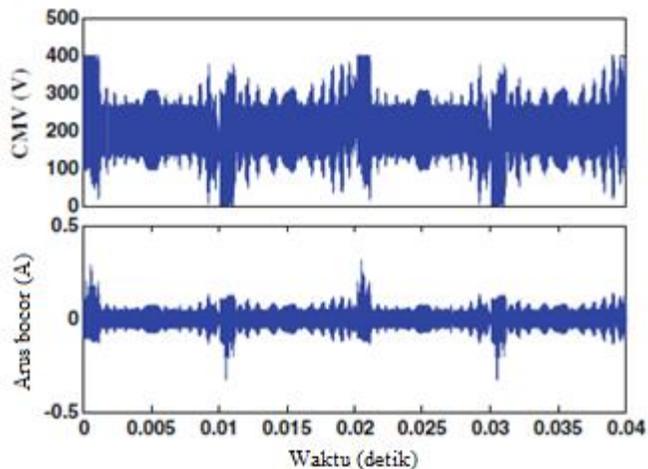
Sepasang sakelar atas S_1 dan S_3 dioperasikan pada frekuensi grid sedangkan pasangan sakelar bawah S_2 dan S_4 dioperasikan pada frekuensi sakelar. Selama periode konduksi setengah siklus positif, S_1 , S_3 dan S_5 ON untuk menghasilkan tegangan keluaran yang diinginkan. Dibandingkan dengan modulasi bipolar, riak arus grid lebih kecil karena tegangan keluaran unipolar seperti yang disajikan pada Gambar 2.27. Arus mengalir melalui S_5 , S_1 , jaringan, dan S_4 . Selama periode freewheeling setengah siklus positif, S_4 dan S_5 OFF, memutuskan PV dari jaringan. Freewheels saat ini melalui S_1 dan dioda anti-paralel S_3 .

Di sisi lain, S_2 , S_3 , dan S_5 ON untuk menghasilkan tegangan keluaran yang diinginkan selama periode konduksi setengah siklus negatif. Arus mengalir melalui S_5 , S_3 , jaringan, dan S_2 . Selama periode freewheeling setengah siklus negatif, S_2 dan S_5 OFF, memutuskan PV dari jaringan. Arus Freewheel melalui S_3 dan dioda anti-paralel S_1 .

Dengan isolasi galvanik inverter H5, jalur arus bocor terputus. Meskipun demikian, C_{MV} tidak konstan. Osilasi besar dengan magnitudo hingga 400 V diamati pada Gambar 2.28. V_A dan V_B diisolasi dari dc-link selama periode freewheeling saat S_5 OFF. V_A dan V_B mengambang sehubungan dengan dc-link selama periode freewheeling.



Gambar 2.27. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi H5

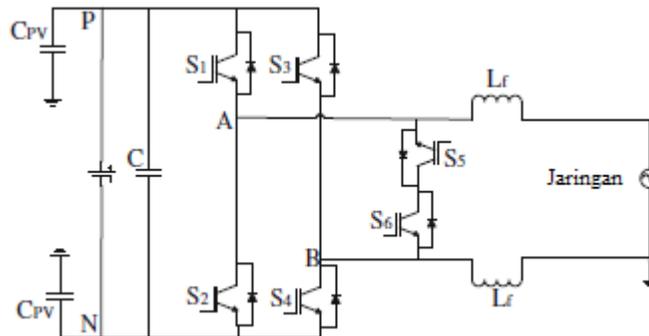


Gambar 2.28. C_{MV} (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi H5

2.4.3 Topologi HERIC

Inverter *Highly Efficient and Reliable Inverter Concept* (HERIC) yang dipatenkan oleh Sunway, terkenal dengan kinerja efisiensi tinggi. Jalur *freewheeling* (S_5 dan S_6)

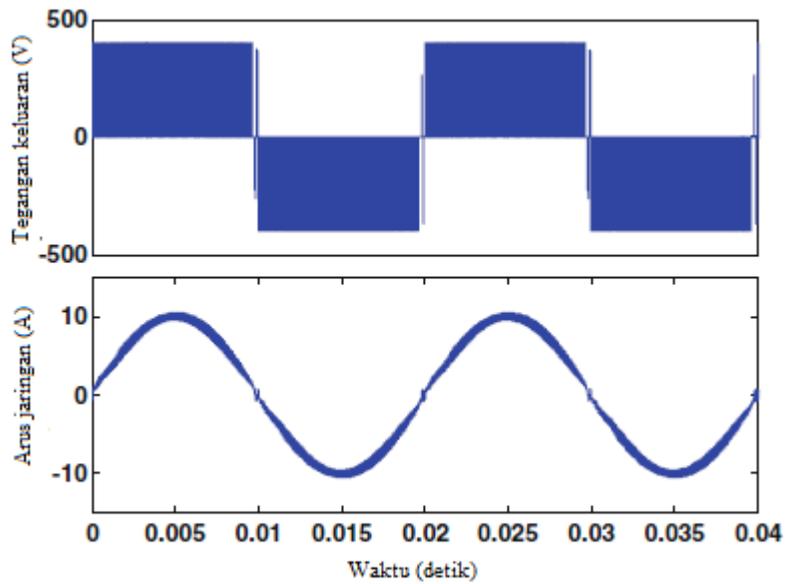
ditambahkan ke sisi AC keluaran dari struktur inverter jembatan penuh konvensional seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.29. Meskipun topologi *decoupling* AC rugi-rendah, sakelar *freewheeling* dioperasikan hanya pada frekuensi grid. Ini mengurangi kerugian switching secara signifikan.



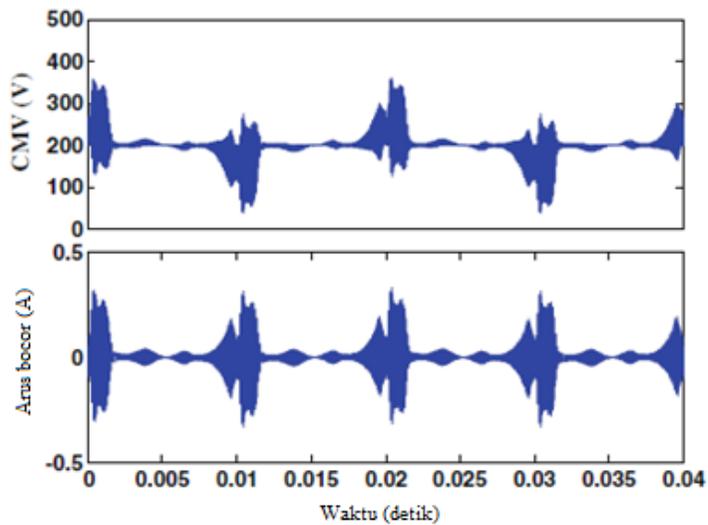
Gambar 2.29. Topologi HERIC

Setiap pasangan sakelar diagonal, yaitu, S_1, S_4 dan S_5, S_6 , dioperasikan secara bersamaan pada frekuensi sakelar masing-masing selama setengah siklus positif dan negatif. Arus mengalir melalui pasangan sakelar diagonal yang sesuai untuk menghasilkan tegangan keluaran unipolar dan arus jaringan sinusoidal seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.30. Di sisi lain, sakelar *freewheeling*, S_5 dan S_6 , masing-masing ON selama setengah siklus negatif dan positif. Selama periode *freewheeling* setengah siklus positif, arus *freewheel* melalui S_5 , dioda anti-paralel S_6 dan jaringan, dan melalui S_6 , dioda antiparalel S_5 dan jaringan selama periode *freewheeling* setengah siklus negatif.

Isolasi galvanik disediakan melalui jalur *freewheeling*. Mirip dengan topologi H5, C_{MV} tidak konstan dan osilasi besar diamati pada Gambar 2.31. C_{MV} beresilasi dengan amplitudo tergantung pada parameter parasit dari rangkaian resonansi. Seperti diilustrasikan pada Gambar 2.31, arus bocor dihasilkan karena pengisian dan pengosongan kapasitansi nyasar oleh C_{MV} .



Gambar 2.30. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi HERIC



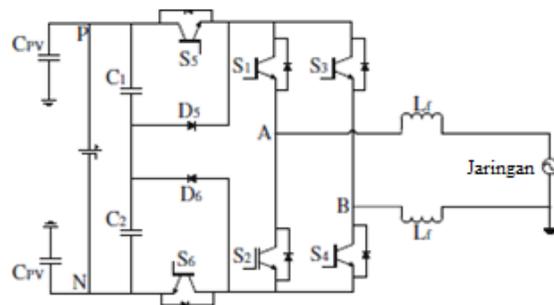
Gambar 2.31. C_{MV} (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi HERIC

2.4.4 Topologi H6

Topologi H5 dan HERIC hanya fokus pada penyediaan isolasi galvanik sambil mengabaikan efek C_{MV} . Faktanya, C_{MV} dari topologi ini masih mengambang karena

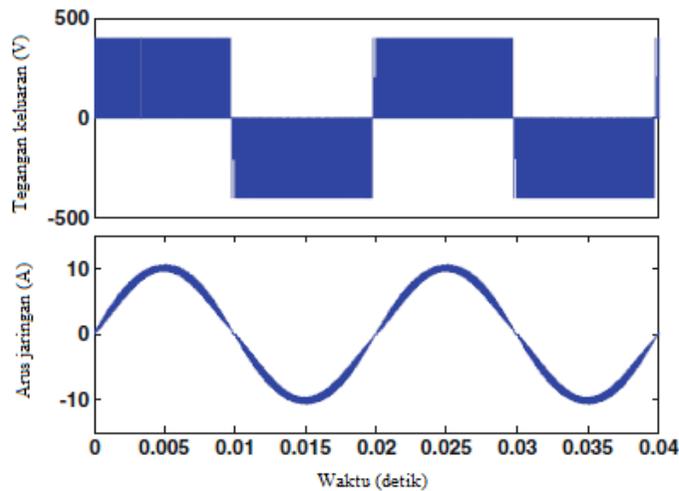
pengaruh kapasitansi sambungan sakelar dan parameter parasit. Masalah ini dikurangi dengan cabang penjepit dari topologi H6. Dua sakelar *bypass* DC, S_5 dan S_6 dan dua dioda penjepit, D_5 dan D_6 , ditambahkan ke inverter jembatan penuh konvensional seperti yang disajikan pada Gambar 2.32.

Sepanjang setengah siklus positif, S_1 dan S_4 ON. S_5 dan S_6 switching secara bersamaan pada frekuensi switching sementara S_2 dan S_3 switching bersama tetapi saling melengkapi ke S_5 dan S_6 . Arus mengalir melalui S_5 , S_1 , S_4 , dan S_6 untuk menghasilkan tegangan keluaran yang diinginkan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.33. Demikian pula, S_2 dan S_3 ON sepanjang setengah siklus negatif. S_5 dan S_6 switching secara bersamaan pada frekuensi switching sementara S_1 dan S_4 switching bersama tetapi saling melengkapi ke S_5 dan S_6 . Selama periode *freewheeling* setengah siklus negatif, S_5 dan S_6 OFF dan S_1 dan S_4 ON.



Gambar 2.32. Topologi H6

Selama periode *freewheeling* setengah siklus positif, S_5 dan S_6 OFF dan S_2 dan S_3 ON. Oleh karena itu, arus *freewheeling* menemukan jalannya dalam dua cara, yaitu, S_1 dan dioda anti-paralel S_3 ; S_4 dan dioda antiparalel S_2 . Pada saat ini, dioda penjepit menjepit jalur *freewheeling* sepenuhnya ke konstan, $V_{DC}/2$. Arus *freewheeling* menemukan jalannya dalam dua cara, yaitu, S_3 dan dioda anti-paralel S_1 , dan S_2 dan dioda anti-paralel S_4 . PV diputus dari grid dengan menggunakan sakelar *bypass* DC, S_5 dan S_6 . Pada saat ini, dioda penjepit (D_5 dan D_6) menjepit jalur *freewheeling* sepenuhnya hingga konstan pada $V_{DC}/2$.



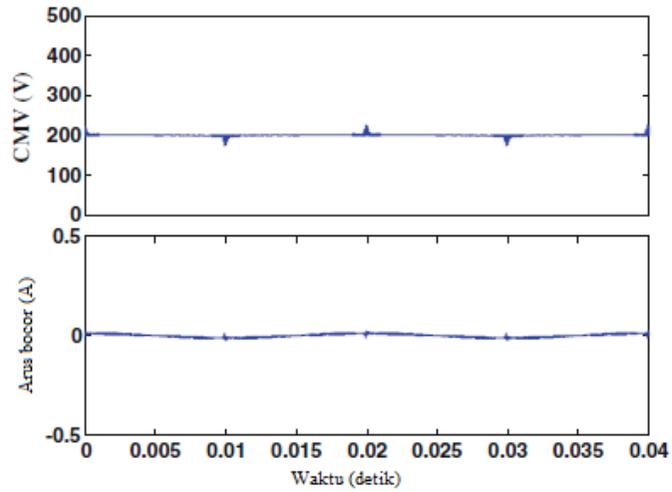
Gambar 2.33. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi H6

2.4.5 Topologi oH5

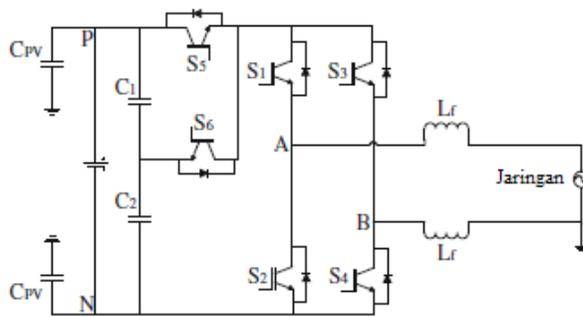
Dengan penerapan dioda penjepit, C_{MV} . dijepit ke konstan, dan dengan demikian kebocoran arus dihilangkan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.34. Namun demikian, topologi H6 menderita kerugian konduksi yang tinggi karena sakelar *bypass* telah ditambahkan ke jalur konduksi.

Mirip dengan H6, topologi oH5 dirancang dengan cabang penjepit C_{MV} . Sakelar *bypass* DC S_5 dan sakelar penjepit S_6 ditambahkan ke dalam struktur inverter jembatan penuh konvensional seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.35. Pembagi tegangan terdiri dari dua kapasitor.

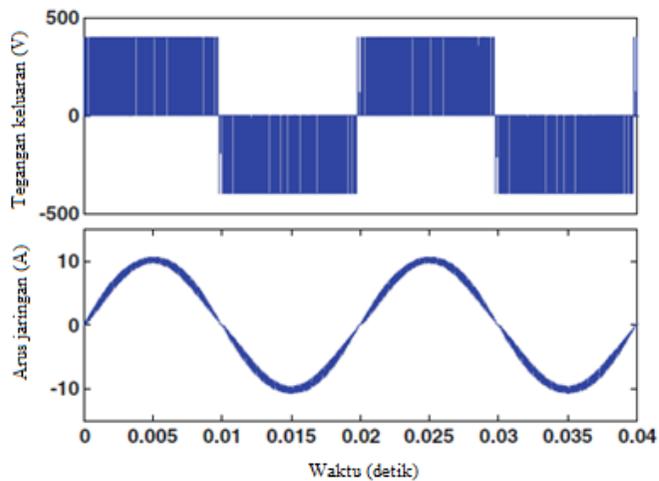
Sepanjang setengah siklus positif, S_1 ON. S_4 dan S_5 berpindah secara bersamaan pada frekuensi switching tetapi saling melengkapi ke S_3 dan S_6 . Selama periode konduksi setengah siklus positif, arus mengalir melalui S_1 , S_4 dan S_5 untuk menghasilkan tegangan keluaran yang diinginkan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.36. Di sisi lain, S_3 ON selama setengah siklus negatif. S_2 dan S_5 berpindah secara bersamaan pada frekuensi switching tetapi saling melengkapi untuk S_1 dan S_6 . Selama periode konduksi setengah siklus negatif, arus mengalir melalui S_2 , S_3 dan S_5 untuk menghasilkan tegangan keluaran yang diinginkan.



Gambar 2.34. CMV (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi H6



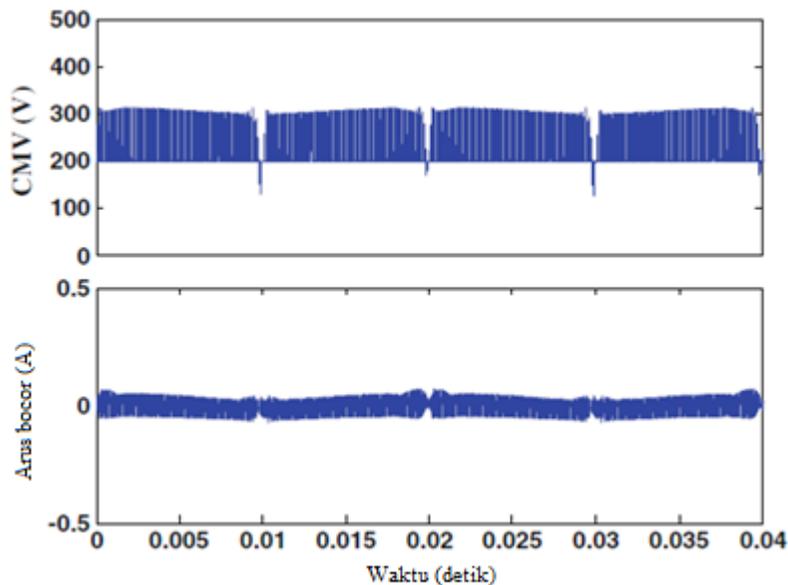
Gambar 2.35. Topologi oH5



Gambar 2.36. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi oH5

Arus freewheels melalui S_1 dan dioda anti-paralel S_3 selama periode *freewheeling* setengah siklus positif. Pada saat ini, sakelar penjepit, S_6 , ON untuk menjepit jalur *freewheeling* sepenuhnya hingga konstan pada $V_{DC}/2$. Arus *freewheel* melalui S_3 dan dioda anti-paralel S_1 selama periode *freewheeling*. Demikian pula, jalur *freewheeling* tidak mengambang tetapi dijepit ke konstan pada $V_{DC}/2$ melalui S_6 .

Dengan sakelar penjepit, C_{MV} dijepit sepenuhnya ke konstanta dan arus bocor dihilangkan. Meskipun C_{MV} konstan, paku masih diamati seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.37. Terjadinya paku ini adalah hasil dari waktu mati antara S_5 dan S_6 . Mirip dengan topologi H6, topologi oH5 menderita kerugian konduksi yang tinggi karena sakelar bypass telah ditambahkan ke jalur konduksi.

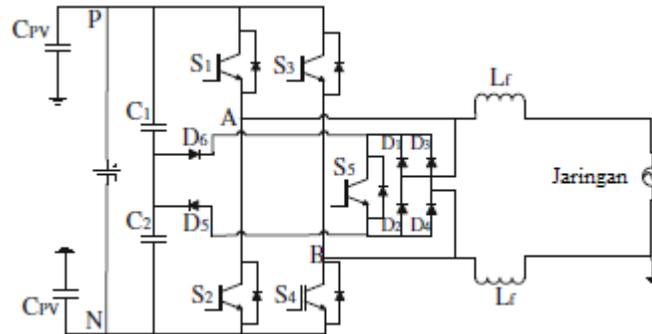


Gambar 2.37. C_{MV} (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi oH5

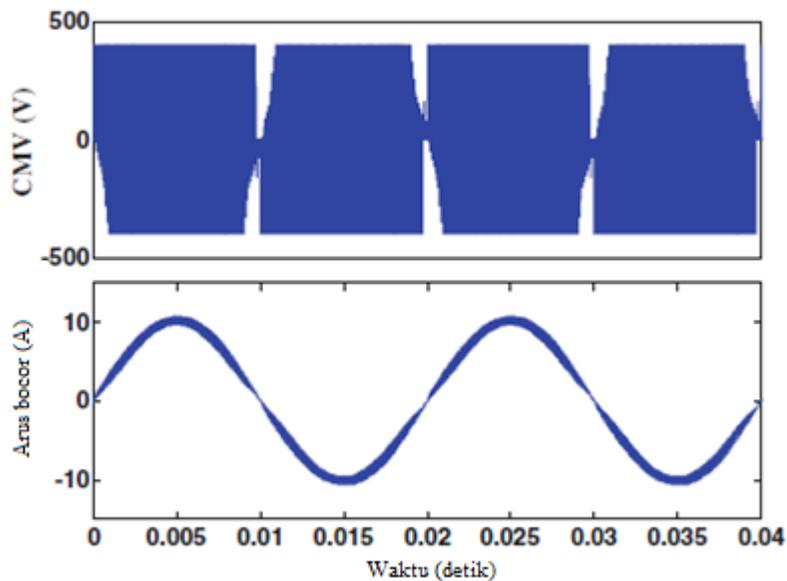
2.4.6 Topologi HBZVR-D

Inverter HBZVR-D dirancang dengan jalur *freewheeling* dua arah AC dan cabang penjepit C_{MV} seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.38. Jalur *freewheeling* dua arah terdiri dari sakelar, S_5 , dan penyearah jembatan penuh ($D_1 - D_4$). Dioda D_5 dan D_6

membentuk cabang penjepit dari jalur *freewheeling*. Pembagi tegangan terdiri dari dua kapasitor.



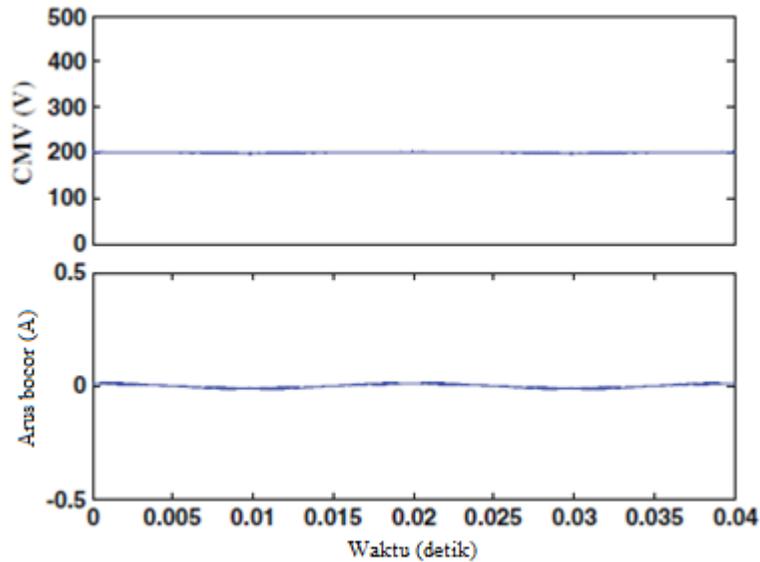
Gambar 2.38. Topologi HBZVR-D



Gambar 2.39. Tegangan keluaran (atas) dan arus jaringan (bawah) untuk topologi HBZVR-D

Setiap pasangan sakelar diagonal, yaitu, S_1, S_4 dan S_2, S_3 , dioperasikan secara bersamaan pada frekuensi sakelar masing-masing selama setengah siklus positif dan negatif. Arus mengalir melalui pasangan sakelar diagonal yang sesuai untuk menghasilkan tegangan unipolar yang diinginkan seperti yang ditunjukkan pada

Gambar 2.39. Di sisi lain, S_5 , ON selama periode *freewheeling*. Arus *freewheel* melalui D_2 dan D_3 , dan, D_1 dan D_4 masing-masing selama setengah siklus positif dan negatif. Pada saat yang sama, D_5 atau D_6 menghantarkan dan menjepit C_{MV} menjadi konstan, $V_{DC}/2$, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.40. Arus bocor sepenuhnya dihilangkan.



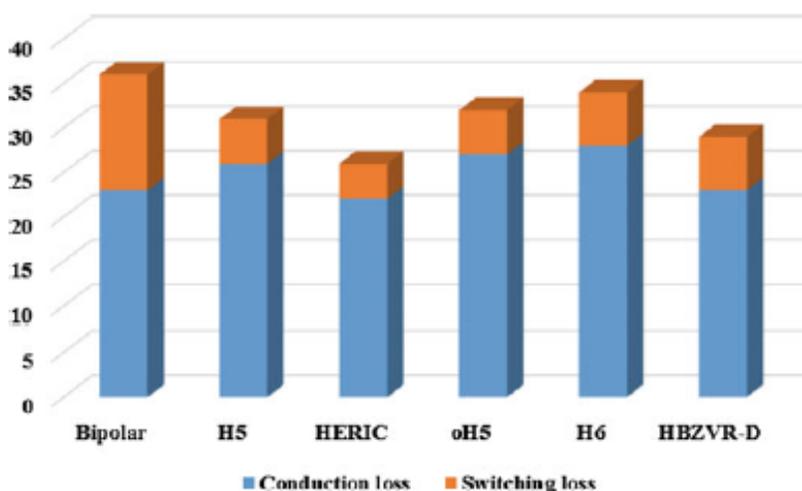
Gambar 2.40. C_{MV} (atas) dan arus bocor (bawah) untuk topologi HBZVR-D

Cabang penjepit HBZVR-D memastikan penjepitan lengkap C_{MV} ke $V_{DC}/2$ selama periode *freewheeling*. Perlu dicatat dengan baik bahwa arus keluaran hanya mengalir melalui dua sakelar di setiap periode konduksi. Ini menjelaskan mengapa HBZVR-D memiliki efisiensi yang relatif lebih tinggi daripada topologi *decoupling* DC. HBZVR-D menggabungkan keunggulan metode *decoupling* AC *low-loss* dan penghapusan arus bocor lengkap dari metode penjepitan C_{MV} .

2.5 Analisa rugi-rugi

Gambar 2.41 menyajikan distribusi kerugian untuk berbagai topologi. Modulasi bipolar konvensional menghasilkan kerugian total tertinggi karena teknik modulasi dua tingkatnya. H5 dan oH5 menambahkan satu sakelar *bypass* DC, sedangkan H6

menambahkan dua sakelar *bypass* DC dan dioda ke dalam jalur konduksi. Ini menjelaskan mengapa semua topologi *decoupling* DC (H5, oH5, dan H6) memiliki kerugian (konduksi) yang lebih tinggi dibandingkan dengan topologi *decoupling* AC (HERIC, dan HBZVR-D). Topologi H6 menghasilkan rugi-rugi perangkat tertinggi karena komponen berlebihan yang ditambahkan ke jalur konduksi. Seperti yang diharapkan, topologi HERIC memiliki kerugian perangkat terendah. HBZVR-D memiliki rugi-rugi yang sedikit lebih tinggi daripada HERIC tetapi mereka masih jauh lebih rendah daripada keluarga *decoupling* DC. Jelas, kerugian konduksi adalah kontributor utama seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.41. Hasil menunjukkan bahwa keluarga AC-*decoupling* mengungguli keluarga DC-*decoupling* dalam hal rugi-rugi.



Gambar 2.41. Distribusi rugi-rugi berbagai topologi pada 1 kW

2.6 Ringkasan

Bab ini memberikan gambaran yang komprehensif tentang topologi inverter PV untuk aplikasi integrasi jaringan. Konfigurasi PV mutakhir dengan beberapa topologi inverter PV komersial disajikan. Perilaku mode umum dibahas secara rinci untuk memberikan prinsip operasi teknologi inverter PV tanpa transformator. Kinerja inverter PV transformerless diselidiki.

Saat ini, pasar PV didorong oleh biaya dan efisiensi. Untuk memenuhi persyaratan ini, para peneliti dan produsen terus mencari konverter daya baru dan teknologi semikonduktor baru. Konverter bertingkat dengan kualitas daya tinggi dan efisiensi tinggi telah mendapatkan perhatian dari industri. Untuk teknologi semikonduktor, bahan celah pita lebar seperti silikon karbida (SiC) dan galium nitrida (GaN) mengungguli bahan silikon (Si) konvensional. MOSFET SiC dapat beroperasi pada frekuensi tinggi dengan kerugian yang sangat rendah, yang sangat cocok untuk aplikasi efisiensi tinggi. Walaupun biaya produksi material wide bandgap masih tinggi, diharapkan material dengan multilevel converter ini akan digunakan secara luas di masa mendatang.

BAB 3

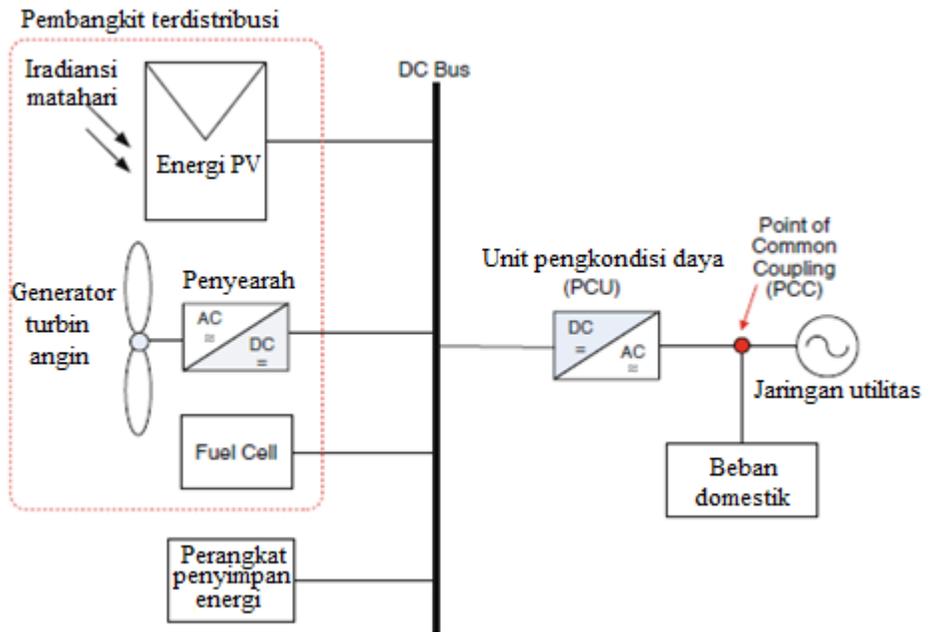
Studi tentang Kendali Mode Islanding dalam Sistem PV yang Terhubung dengan Jaringan Utilitas

Selama beberapa dekade terakhir, pertumbuhan industri yang cepat karena perkembangan pesat teknologi baru telah secara signifikan meningkatkan permintaan energi di seluruh dunia. Selain itu, diproyeksikan oleh Administrasi Informasi Energi AS (U.S.EIA) bahwa konsumsi energi dunia masih meningkat dan diperkirakan akan mencapai pertumbuhan 53% dari tahun 2008 hingga 2035. Hingga saat ini, pembangkit listrik utama masih sangat bergantung pada bahan bakar fosil, seperti batu bara dan gas alam. Namun, produksi listrik menggunakan bahan bakar fosil diketahui memancarkan gas rumah kaca berbahaya yang dapat membahayakan lingkungan. Telah dilaporkan bahwa berdasarkan tren konsumsi bahan bakar fosil dari tahun 1980 hingga 2006, minyak bumi diperkirakan akan habis sekitar 40 tahun. Karena bahan bakar fosil menjadi langka, harga energi akan terus melonjak dalam beberapa dekade mendatang. Oleh karena itu, dunia sangat membutuhkan sumber

daya alternatif, dan teknologi terkait telah difokuskan dan dikembangkan secara intensif selama beberapa tahun terakhir.

Dengan pertumbuhan energi terbarukan, pentingnya Microgrids juga relatif meningkat. Hal ini dikarenakan Microgrid merupakan bagian dari sistem distribusi tenaga listrik yang didalamnya terdapat pembangkit terdistribusi (*distributed generation* (DG)), perangkat penyimpanan energi, dan intergrading beban seperti terlihat pada Gambar 3.1. DG adalah pembangkit listrik skala kecil yang terletak di dekat beban yang mereka suplai dan berinteraksi dengan jaringan utilitas untuk mengimpor atau mengeksport energi. Biasanya, DG menghasilkan daya dari beberapa kilowatt hingga 50 MW (diagram blok dari beberapa sistem DG yang terhubung ke jaringan utilitas ditunjukkan pada Gambar 3.1). Berkat kedekatannya, kerugian transmisi berkurang. Ini secara efektif dapat mengurangi ukuran dan jumlah saluran listrik yang dipasang untuk mengirimkan keluaran ke konsumen. Selain itu, penggunaan DG membantu mengurangi emisi rumah kaca, meminimalkan beban puncak, meningkatkan keamanan sistem, dan pada akhirnya mengurangi kerentanan terhadap kegagalan sistem secara simultan. Namun demikian, untuk memenuhi tujuan yang ditargetkan, sistem DG yang terhubung ke jaringan utilitas harus mematuhi standar interkoneksi DG yang ditetapkan oleh peraturan dan regulasi kelistrikan nasional untuk memastikan keselamatan yang substansial dan mencegah implikasi kinerja.

Energi PV telah menjadi salah satu energi terbarukan yang paling menjanjikan di DG. Hal ini disebabkan karena energi PV bersifat gratis, ramah lingkungan, dan berkelanjutan. Namun, saat ini, tingginya biaya bahan PV dan kebijakan interkoneksi jaringan telah membatasi pengembangan vasnya dalam pembangkit energi. Akibatnya, energi surya hanya dapat membantu mengurangi ketergantungan pada pembangkit listrik konvensional. Oleh karena itu, tantangan besar tetap ada untuk meningkatkan teknologi PV dan memperjelas persyaratan interkoneksi jaringan, untuk menjadikan PV sebagai sumber energi utama dalam waktu dekat.



Gambar 3.1. Diagram blok Microgrid yang terhubung ke jaringan utilitas

Interkoneksi PV, unit pengkondisi daya (*power condition unit (PCU)*), dan jaringan utilitas dalam sistem PV yang terhubung ke jaringan harus memenuhi persyaratan teknis yang ditentukan untuk memastikan kualitas dan keandalan daya yang tinggi. Oleh karena itu, kondisi operasi abnormal yang dapat mempengaruhi pengoperasian sistem PV yang terhubung ke jaringan harus dihindari. Misalnya, operasi yang tidak disengaja dalam mode *islanding* adalah masalah keandalan sistem utama yang dapat secara serius mempengaruhi stabilitas sistem karena hilangnya sinkronisasi jaringan. *Islanding* yang tidak disengaja menyebabkan tegangan dan frekuensi DG menyimpang dari kisaran toleransi yang dapat membahayakan komponen dalam sistem di dalam bagian *islanded*. Lebih penting lagi, keselamatan pekerja pemeliharaan akan terancam karena mereka mungkin tidak menyadari terjadinya *islanding* di bagian layanan mereka. Oleh karena itu, sangat penting untuk menerapkan kontrol anti-*islanding* di semua sistem PV yang terhubung ke jaringan.

Kontrol mode *islanding* yang baik adalah wajib untuk memastikan keselamatan pekerja pemeliharaan serta untuk mencegah potensi kerusakan pada

peralatan pengguna akhir. Beberapa algoritma anti-islanding telah diusulkan dan diterbitkan selama beberapa dekade terakhir. Berdasarkan kajian, tidak ada metode deteksi islanding khusus yang dianggap ideal. Biasanya, kelemahan dari metode deteksi tersebut adalah sebagai berikut:

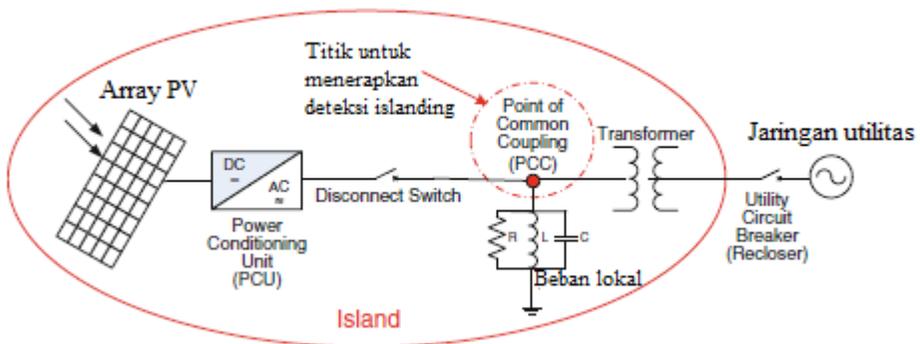
1. terjadinya zona non-terdeteksi (NDZ), yang dapat menyebabkan kegagalan deteksi anti-islanding.
2. penurunan kualitas daya dan stabilitas sistem.
3. malfungsi di beberapa DG.
4. kebutuhan sirkuit atau peralatan tambahan.
5. modal dan biaya perawatan yang tinggi.

Terdapat lebih dari 25 metode anti-islanding yang telah diusulkan tetapi tidak semua metode cocok untuk sistem yang terhubung ke jaringan PV. Oleh karena itu, tren terkini dalam teknik pengendalian anti-islanding yang diusulkan layak untuk ditinjau dan disusun. Bab ini dikompilasi dan dianalisis secara umum pada teknik deteksi anti-islanding yang diterapkan dan dikembangkan baru-baru ini, terutama untuk sistem yang terhubung ke jaringan PV. Dasar-dasar kondisi islanding dijelaskan dan metode deteksi islanding yang tersedia juga ditinjau dan direvisi. Selain itu, perbandingan komprehensif antara metode yang dipelajari telah dibuat. Akhirnya, ringkasan dan kesimpulan dari ulasan ini ditarik.

3.1 Prinsip Islanding dalam Sistem Pembangkit Distribusi

Islanding adalah fenomena yang mengacu pada gangguan yang terjadi pada jaringan utilitas atau DG karena berbagai faktor, yang menyebabkan DG terputus dari jaringan utilitas. Jika sumber DG tidak mendeteksi atau mengenali gangguan, itu tidak akan memutuskan aliran listrik yang dipasok ke beban lokal, meskipun DG telah kehilangan koneksi ke jaringan. Menjadi terisolasi dengan DG, jaringan utilitas akan kehilangan kendali ke sistem DG tanpa parameter referensi, seperti tegangan dan/atau frekuensi RMS dari jaringan utilitas (sistem DG akan terus beroperasi dalam kondisi yang berdiri sendiri).

Ide dasar konsep islanding ditunjukkan pada Gambar 3.2, di mana DG dengan PV sebagai sumber distribusi yang dimiliki oleh pelanggan utilitas terhubung ke utilitas melalui PCU. PCU menghubungkan DG dengan utilitas melalui *point of common coupling* (PCC) di antara utilitas dan beban lokal. Fungsi utama dari PCU adalah untuk melakukan fitur MPPT dan inversi DC/AC. Islanding terjadi ketika pemutus sirkuit utilitas terbuka, tetapi PV terus memasok daya ke bagian sistem utilitas antara pemutus sirkuit utilitas dan PCC.



Gambar 3.2. Sistem PV yang terhubung ke jaringan di PCC di mana terdapat kontrol anti-islanding

Bagian ini biasanya terdiri dari transformator, peralatan utilitas, dan beban lokal. Selama islanding, sistem kehilangan referensi tegangan dan frekuensi solid dari utilitas. Peralatan dan perangkat listrik lain yang terhubung dapat mengalami kerusakan karena tegangan dan frekuensi asinkron. Terburuk, bahaya keamanan sekarang hadir. Tim teknis yang ditugaskan pada bagian ini mungkin tidak menyadari bahaya yang diakibatkan oleh pemberian energi terus-menerus, meskipun utilitas tidak lagi terhubung dengannya. Untuk alasan ini, islanding perlu dideteksi sesegera mungkin untuk memperingatkan semua sistem kontrol yang pada gilirannya akan menghentikan produksi energi. Tindakan ini disebut sebagai “Anti-islanding” dan biasanya dilakukan di PCC.

3.1.1 Jenis-Jenis Islanding

Secara umum, mode islanding diklasifikasikan menjadi mode disengaja (direncanakan) dan tidak disengaja (tidak direncanakan). Islanding sebelumnya bertujuan untuk membagi sistem utilitas selama gangguan untuk menciptakan "island" listrik. Mode ini biasanya digunakan selama pemeliharaan. Ketika gangguan terjadi dalam distribusi utilitas, islanding ini dapat mempertahankan pasokan konstan ke beban lokal di dalamnya, seperti yang direncanakan oleh prosedur manajemen energi, hingga utilitas siap untuk disinkronkan kembali dengan DG. Biasanya, islanding yang disengaja tidak memiliki konsekuensi negatif karena akan ditangani selama atau setelah pemutusan jaringan.

Modus islanding terakhir disebabkan oleh gangguan tak terduga dalam utilitas. DG secara otomatis terputus dari utilitas untuk menghindari kerusakan pada sumber dan/atau beban. Hal ini mengakibatkan gangguan parah pada stabilitas sistem tenaga karena hilangnya sinkronisasi jaringan. Selain itu, islanding yang tidak disengaja dapat berbahaya bagi tim pemeliharaan, yang mungkin tidak menyadari bahwa area islanding masih diberi daya meskipun listrik dari jaringan terputus. Oleh karena itu, perhatian yang tinggi diberikan pada kemungkinan terjadinya islanding yang tidak disengaja dalam sistem distribusi dengan sumber daya terdistribusi sebagai beban dan generasi. Islanding yang tidak disengaja dapat terjadi sebagai akibat dari salah satu fenomena berikut:

kesalahan telah terdeteksi oleh utilitas, seperti pemadaman listrik, pemutusan tegangan, korsleting, dll., yang mengarah ke pembukaan perangkat perlindungan untuk memutuskan catu; namun, pemutusan tersebut gagal dideteksi oleh perangkat perlindungan situs DG atau inverter PV.

1. terbukanya suplai utilitas normal secara tidak sengaja karena kegagalan peralatan.
2. pengalihan utilitas sistem DG dan beban.
3. pemutusan yang disengaja untuk tujuan pemeliharaan baik pada titik di jaringan utilitas atau di pintu masuk layanan.

4. perubahan mendadak pada sistem distribusi listrik dan beban.
5. kesalahan manusia atau kerusakan yang berbahaya.
6. vandalisme atau tindakan alam.

3.1.2 Kebutuhan Pencegahan Islanding

Sistem PV yang terhubung ke jaringan harus mematuhi karakteristik tegangan dan frekuensi suplai utilitas. Dalam kasus islanding, generator PV harus segera diputuskan dari beban lokal. Namun, jika sistem PV secara tidak sengaja terhubung kembali selama islanding, kondisi asinkron akan terjadi, yang memungkinkan arus lebih transien mengalir melalui sistem PV. Kerusakan akibat inverter dan/atau peralatan pelindung seperti pemutus sirkuit serta peralatan listrik yang sensitif dapat terjadi.

Kontrol islanding dapat dicapai melalui inverter atau melalui jaringan distribusi. Kontrol inverter dapat dirancang untuk mendeteksi tegangan jaringan atau pengukuran impedansi, variasi frekuensi, atau harmonik. Ada banyak alasan mengapa islanding harus dicegah dalam sistem yang terhubung ke jaringan PV atau di pembangkit energi terdistribusi lainnya seperti untuk memastikan kualitas daya yang disediakan. Dengan demikian, utilitas memerlukan penerapan kontrol anti-islanding pada setiap sistem PV yang terhubung ke jaringan. Kemungkinan konsekuensi dari islanding yang tidak terdeteksi meliputi:

1. kemungkinan kerusakan pada peralatan pelanggan karena utilitas tidak dapat mengontrol tegangan dan frekuensi pasokan listrik di islanding.
2. baik utilitas maupun pemilik sumber daya terdistribusi PV dapat ditemukan bertanggung jawab atas kerusakan listrik pada peralatan pelanggan karena tegangan atau frekuensi di luar rentang yang dapat diterima.
3. islanding dapat menimbulkan bahaya listrik bagi pekerja saluran utilitas atau publik yang menganggap saluran telah terputus dari semua sumber energi, padahal sebenarnya tidak.
4. penutupan kembali ke sebuah islanding dapat mengakibatkan kembali tersandungnya jalur atau merusak peralatan sumber daya yang

didistribusikan atau peralatan terhubung lainnya, karena penutupan fase di luar.

5. islanding dapat mengganggu pemulihan catu daya secara manual atau otomatis oleh utilitas.

Karena alasan yang disebutkan di atas, penelitian dan studi tambahan perlu dilakukan untuk membantu mengurangi kelemahan dari algoritma deteksi anti-islanding yang ada.

3.2 Metode Deteksi Anti-Islanding

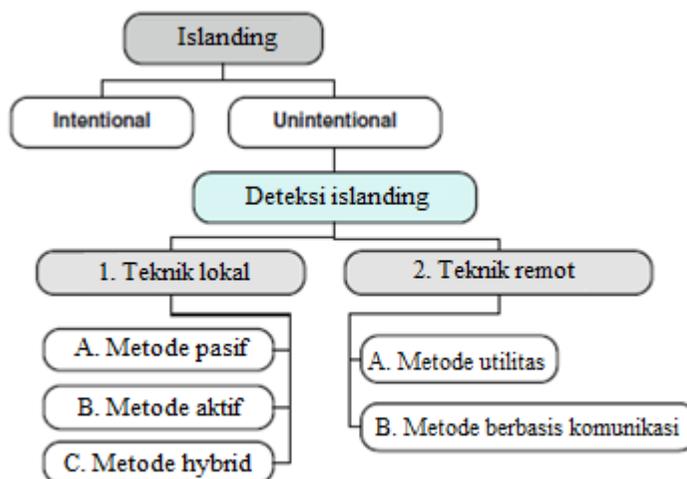
Faktor NDZ dan Kualitas (faktor Q) adalah dua fitur utama yang perlu ditekankan di bagian ini. Ini untuk meningkatkan pemahaman yang lebih baik tentang teknik pendeteksian islanding yang dibahas di bagian selanjutnya. Baik faktor NDZ dan Q telah banyak dikutip sebagai kriteria untuk mengevaluasi efisiensi deteksi islanding. NDZ mewakili interval islanding yang gagal dideteksi oleh DG setelah islanding terjadi. NDZ sesuai dengan ketidakcocokan daya antara daya yang dipasok oleh DG dan beban lokal. Hal ini pada gilirannya menciptakan variasi daya nyata (ΔP) dan variasi daya reaktif (ΔQ). Variasi ini harus cukup besar sehingga algoritme dapat mendeteksi islanding dalam interval waktu yang memadai. Singkatnya, NDZ juga dikenal sebagai indeks evaluasi. Faktor Q adalah produk dari dua pi (π) dan rasio energi maksimum yang disimpan dengan energi yang hilang per siklus, pada frekuensi tertentu. Ini mewakili jumlah relatif energi yang tersimpan dan energi yang hilang dalam rangkaian RLC. Dengan kata lain, hanya nilai faktor Q yang rendah yang dapat memastikan efektivitas deteksi islanding yang tinggi. Beban lokal biasanya dimodelkan sebagai RLC paralel untuk menunjukkan skenario faktor Q tinggi, seperti yang dinyatakan dalam:

$$Q_f = R \left(\frac{C}{L} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.1)$$

dimana Q_f adalah faktor Q , R adalah beban resistif, C adalah beban kapasitif, dan L adalah beban induktif. Semakin tinggi faktor Q , semakin sulit sebuah islanding

dideteksi secara komparatif, beban nonlinier seperti harmonik menghasilkan beban dan beban daya konstan tidak meningkatkan kesulitan untuk mendeteksi islanding. Faktor Q berbanding lurus dengan NDZ, maka NDZ yang lebih kecil diinginkan. Secara khusus, sebagian besar metode islanding harus mengatasi masalah NDZ, terutama ketika menggunakan metode deteksi islanding pasif. Akibatnya, dapat disimpulkan bahwa meminimalkan NDZ dan memperpendek waktu respon deteksi islanding adalah tujuan utama yang perlu diteliti.

Teknik pengendalian anti-islanding untuk PV terhubung jaringan DG dapat dikelompokkan menjadi dua: yang pertama adalah teknik deteksi islanding lokal yang mengandalkan pengukuran parameter sistem di lokasi DG; yang kedua adalah teknik deteksi islanding terpencil berdasarkan komunikasi antara jaringan utilitas dan DDGItjen. Gambar 3.3 menunjukkan klasifikasi teknik deteksi islanding dan anti-islanding. Teknik deteksi lokal selanjutnya dapat diklasifikasikan menjadi: metode pasif, metode aktif, dan metode hibrida. Di sisi lain, teknik deteksi jarak jauh dapat diklasifikasikan menjadi: metode utilitas dan metode berbasis komunikasi.

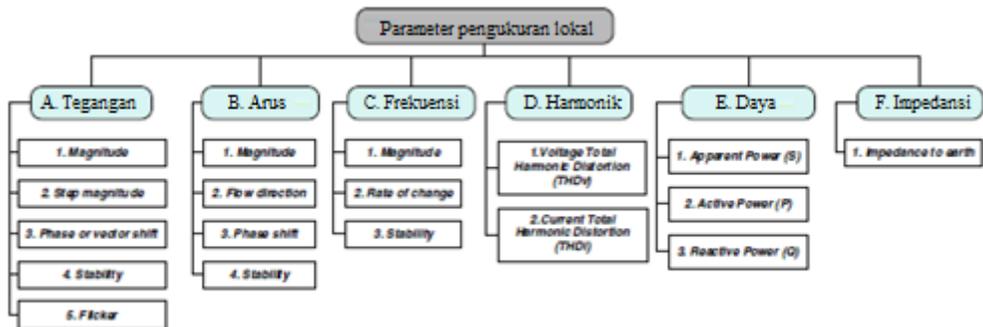


Gambar 3.3. Klasifikasi teknik deteksi anti-islanding

3.2.1 Metode Deteksi Anti-islanding Lokal

Teknik deteksi islanding lokal didasarkan pada pengukuran parameter sistem di PCC dan di lokasi DG. Parameter ini (tegangan, frekuensi atau parameter lainnya) dapat

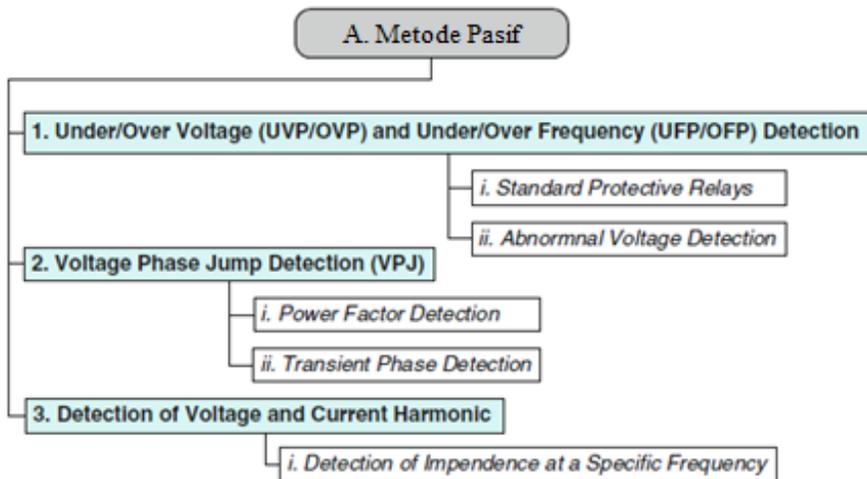
diukur untuk mendeteksi sebuah islanding seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.4. Sebagian besar teknik deteksi islanding mengandalkan lebih dari satu parameter untuk menentukan kejadian islanding. Teknik deteksi islanding lokal dapat diklasifikasikan lebih lanjut menjadi tiga metode: pasif, aktif, dan hibrida seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.3.



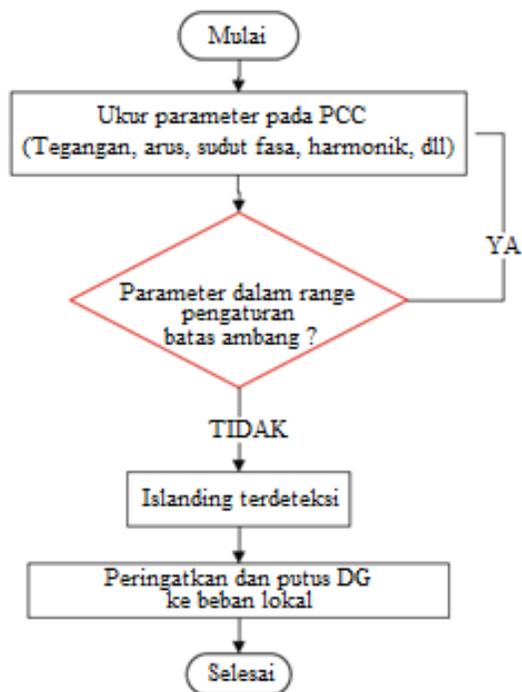
Gambar 3.4. Parameter pengukuran lokal dari metode deteksi anti- islanding lokal

a. Metode Pasif

Metode deteksi islanding pasif bergantung pada pengukuran parameter sistem. Parameter tersebut dapat berupa variasi tegangan, frekuensi, distorsi harmonik, dll. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.2, parameter ini sangat bervariasi di PCC ketika sistem berada di *island*. Untuk membedakan kondisi terhubung jaringan dari islanding, seseorang perlu menilai pengaturan ambang parameter ini. Pengaturan nilai ambang batas harus dilakukan dengan sangat hati-hati agar dapat secara efektif membedakan suatu islanding dari gangguan lain dalam sistem. Teknik pasif memiliki waktu respon minimal dan tidak menimbulkan gangguan pada sistem. Namun, ini memiliki NDZ besar yang dapat menyebabkan kegagalan deteksi. Ada berbagai metode deteksi islanding pasif. Beberapa sistem PV terhubung jaringan yang paling umum digunakan ditunjukkan pada Gambar 3.5 bersama dengan penamaan alternatifnya sesuai dengan kesamaan prinsip operasinya. Gambar 3.6 mengilustrasikan diagram alir deteksi islanding pasif



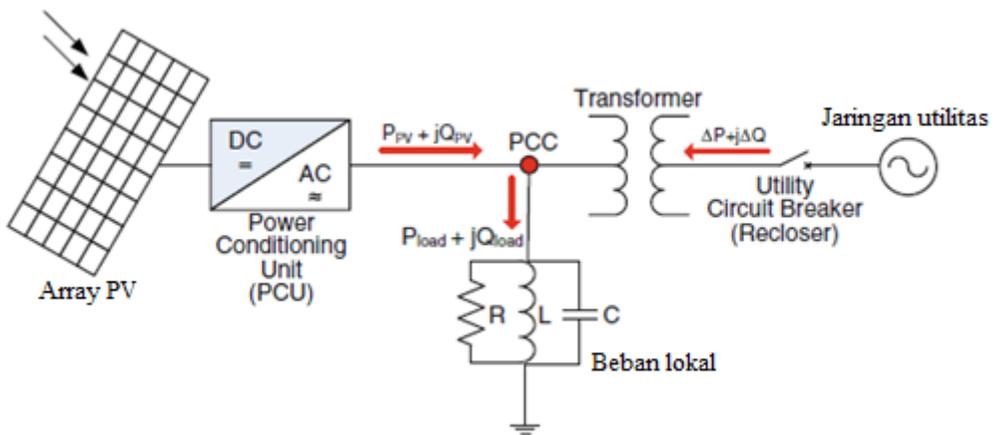
Gambar 3.5. Metode deteksi islanding pasif



Gambar 3.6. Diagram alir metode deteksi islanding pasif

- Perlindungan Tegangan dan Perlindungan Frekuensi

Metode *under/over frequency protection* (UFP/OFP) dan *under/over voltage protection* (UVP/OVP) juga dikenal sebagai *Standard Protective Relay* atau *Abnormal Voltage Detection*. Implementasi metode ini biasanya diamanatkan oleh peraturan karena ini adalah perlindungan dasar untuk sistem yang terhubung ke jaringan PV. Jika amplitudo VPCC atau frekuensi melebihi ambang batas yang ditentukan, langkah-langkah ini dimulai untuk mencegah DG Pasokan daya ke utilitas. Metodologi yang sama dapat digunakan untuk deteksi islanding. Gambar 3.7 menunjukkan aliran daya dalam sistem yang terhubung ke jaringan PV dalam kondisi normal. Node PCC menggambarkan PCC antara jaringan utilitas dan PCU.



Gambar 3.7. Aliran daya dalam sistem yang terhubung ke jaringan PV di bawah kondisi operasi normal

Pertimbangkan konfigurasi yang ditunjukkan pada Gambar 3.7. Node PCC adalah PCC antara jaringan utilitas dan PCU dalam PLTS. Ketika *recloser* ditutup dan utilitas terhubung, aliran daya dalam sistem interkoneksi dapat digambarkan dengan persamaan berikut.

Daya yang diberikan oleh inverter adalah (3.2)

$$S_{PV} = P_{PV} + jQ_{PV} \quad (3.2)$$

dimana P_{PV} adalah daya nyata dan jQ_{PV} adalah daya reaktif yang mengalir dari DG PV. Daya yang dikonsumsi oleh beban adalah (3.3).

$$S_{load} = P_{load} + jQ_{load} \quad (3.3)$$

dimana P_{load} adalah daya sebenarnya dan jQ_{load} adalah daya reaktif yang mengalir dari PCC ke beban. Porsi daya yang disalurkan oleh jaringan dengan menjumlahkan aliran daya di PCC dapat diturunkan, seperti yang ditunjukkan pada (3.4) dan (3.5).

$$P_{load} = P_{PV} + \Delta P \quad (3.4)$$

$$Q_{load} = Q_{PV} + \Delta Q \quad (3.5)$$

dimana P adalah daya nyata dan Q adalah daya reaktif yang mengalir ke PCC dari jaringan utilitas. Oleh karena itu, P (6) dapat diturunkan dari (3.4) dan Q (3.7) dari (3.5).

$$\Delta P = P_{load} + P_{inv} \quad (3.6)$$

$$\Delta Q = Q_{load} + Q_{inv} \quad (3.7)$$

Dalam kasus islanding, daya nyata yang dikonsumsi oleh beban dinyatakan dalam (3.8). Ini adalah fungsi dari tegangan:

$$P_{load} = \frac{V_{pcc}^2}{R_{load}} \quad (3.8)$$

dimana V_{pcc} adalah tegangan pada PCC dan R_{load} adalah beban resistif lokal. Dan daya reaktif dinyatakan dalam (3.9), itu adalah fungsi dari tegangan dan frekuensi.

$$Q_{load} = \frac{V_{pcc}^2}{\frac{1}{X_L} - \frac{1}{X_C}} = \frac{V_{pcc}^2}{\omega L \left[1 - \left(\frac{\omega}{\omega_R} \right)^2 \right]} \quad (3.9)$$

dimana $\omega_R = \frac{1}{(LC)^{\frac{1}{2}}}$ adalah frekuensi resonansi, L adalah induktansi beban, dan C adalah kapasitansi beban.

Persamaan (3.8) dan (3.9) menggambarkan daya aktif dan reaktif yang dikonsumsi oleh beban RLC. Jika permintaan daya aktif untuk beban lokal dan daya aktif yang dihasilkan dari sistem PV tidak sama misalnya, pemutus sirkuit utilitas terbuka, dimana $P_{PV} < P_{load}$ selanjutnya V_{PCC} harus meningkat sampai $P_{PV} = P_{load}$. Jika $P_{PV} > P_{load}$, maka V_{PCC} akan turun hingga $P_{PV} = P_{load}$. Sejalan dengan itu, jika permintaan daya reaktif dari beban lokal dan daya reaktif yang dihasilkan tidak sesuai pada saat jaringan terputus, maka frekuensi, ω pada PCC harus berubah hingga $Q_{PV} = Q_{load}$. Inverter PV akan terus menyesuaikan frekuensi hingga sudut fasa daya pada PV selaras dengan beban lokal. Oleh karena itu setelah pemutus sirkuit utilitas dibuka, yaitu, islanding terjadi, tegangan dan perubahan frekuensi yang dihasilkan dapat dideteksi oleh relai frekuensi/tegangan berlebih/kurang dalam sistem.

Dalam perspektif lain, perilaku islanding sistem ketika pemutus sirkuit utilitas terbuka akan bergantung pada ΔP dan ΔQ sesaat sebelum sakelar terbuka. Jika $\Delta P \neq 0$, amplitudo V_{PCC} berubah dan relai frekuensi berlebih/kurang dan tegangan berlebih/kurang untuk mendeteksi perubahan tersebut, islanding dapat dicegah. Dengan perlindungan OVP/UVP, inverter memantau tegangan RMS dari utilitas dan memutuskan sambungan jika nilainya melewati ambang batas. Ini menawarkan perlindungan selama pemadaman listrik dan penurunan utilitas. Jika $\Delta Q \neq 0$, maka V_{load} akan mengakibatkan pergeseran fasa secara tiba-tiba. Kemudian sistem kendali inverter akan menginduksi frekuensi inverter mendekati frekuensi arus keluaran, sehingga frekuensi V_{PCC} mendekati $\Delta Q = 0$. Perubahan frekuensi ini dideteksi oleh tegangan berlebih/kurang dan relai frekuensi berlebih/kurang.

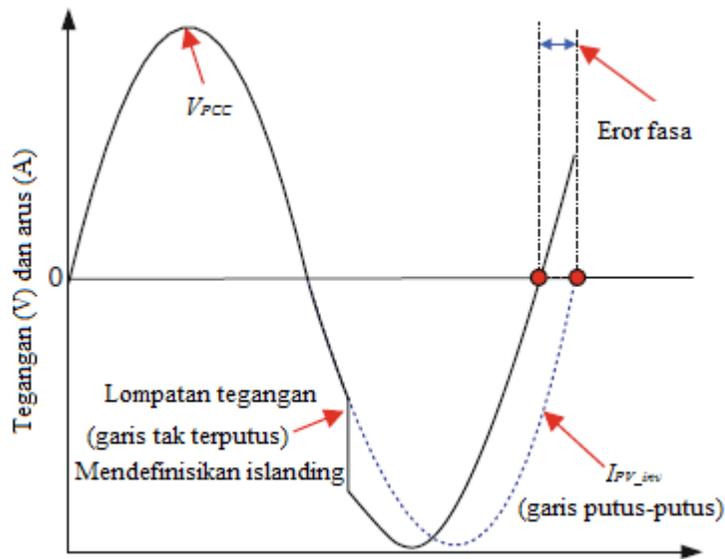
Karena nilai ΔP dan ΔQ yang kecil, ketika permintaan beban lokal dan pembangkitan PV serupa, hal itu menciptakan kesulitan untuk mendeteksi fenomena islanding. Dalam NDZ, nilainya tidak cukup untuk perubahan frekuensi atau tegangan yang dapat dideteksi oleh relai frekuensi *over/under* dan *over/under*. Oleh karena itu, perlindungan OVP/UVP tidak akan trip untuk mencegah islanding. Hal ini diperlukan untuk mengembangkan teknik islanding yang cocok dalam kasus

seperti itu ketika kekuatan PV dan permintaan beban lokal sangat cocok. Ini adalah target dari semua metode deteksi islanding untuk mengurangi zona non-deteksi sedekat mungkin dengan nol.

- Deteksi Lompatan Fase Tegangan

Deteksi lompatan fase (*phase jump detection* (PJD)) adalah metode anti-islanding. Hal ini dilakukan dengan memantau perbedaan fasa antara tegangan terminal inverter (V_{PCC}) dan arus keluaran inverter (I_{PV_inv}) untuk mendeteksi lonjakan fasa yang tiba-tiba seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.8. Dalam kasus islanding, selama transisi dari kondisi terhubung jaringan ke kejadian islanding, sudut fasa V_{PCC} akan bergeser agar sesuai dengan sudut fasa beban lokal. Pergeseran fasa ini menghasilkan perubahan fasa yang tiba-tiba pada titik PCC. Oleh karena itu, metode PJD akan mendeteksi perubahan sudut fasa yang tiba-tiba ini untuk mengetahui terjadinya islanding. Selain itu, sifat beban memiliki faktor daya yang tidak sempurna, yang berarti bahwa tegangan total dari jaringan utilitas tidak sepenuhnya diserap tetapi sedikit terhambat. Merupakan persyaratan penting bagi inverter yang terhubung ke jaringan untuk memiliki faktor daya kesatuan (pf) karena NDZ dari PJD tergantung pada pf. NDZ dapat berubah jika inverter tidak beroperasi dalam kesatuan dengan faktor daya. Oleh karena itu, PJD juga disebut Deteksi Faktor Daya atau Deteksi Fase Transien.

Umumnya, inverter dalam sistem PV melacak fase sinyal jaringan menggunakan *Phase Locked Loop* (PLL). Untuk studi lebih lanjut tentang PLL dan PJD silakan merujuk ke. Dalam inverter sumber arus, bentuk gelombang arus keluaran disinkronkan dengan tegangan utilitas. Hal ini dilakukan dengan mendeteksi naik atau turunnya V_{PCC} pada *zero crossing* di PCC dalam operasi normal. Hal ini umumnya dicapai dengan menggunakan PLL analog atau digital. Namun, pada inverter sumber tegangan, peran tegangan dan arus dibalik. Hal ini serupa pada inverter sumber arus.



Gambar 3.8. Pengoperasian deteksi lompatan fase tegangan

Untuk inverter sumber arus, V_{PCC} telah kehilangan kendali oleh sumber tegangan listrik ketika jaringan listrik tidak lagi terhubung. Sementara I_{PV_inv} tetap, tetap mengikuti pola gelombang yang disediakan oleh PLL di inverter. Hal ini disebabkan sinkronisasi antara I_{PV_inv} dan V_{PCC} dan hanya terjadi pada penyeberangan nol dari V_{PCC} . Antara penyeberangan nol, inverter pada dasarnya beroperasi dalam mode loop terbuka. Oleh karena itu, I_{PV_inv} berubah menjadi referensi fase tetap. Tetapi, karena frekuensi belum berubah, sudut fasa beban harus sama dengan sudut fasa utilitas sesaat sebelum terputus dan akibatnya V_{PCC} harus "melompat" ke fasa baru ini seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.8. Pada *zero crossing* V_{PCC} berikutnya, ini akan menghasilkan kesalahan fase antara V_{PCC} "baru" dan I_{PV_inv} yang dapat digunakan untuk mendeteksi islanding. Jika kesalahan fase ini melebihi nilai ambang pengaturan, pengontrol dapat menghentikan operasi inverter. Oleh karena itu, kesulitan datang dalam pemilihan ambang batas karena NDZ dari PJD tergantung pada pf dan pf di islanding tergantung pada beban lokal di islanding itu.

- Deteksi Harmoni Tegangan dan Arus

Teknik Deteksi Harmoni Tegangan dan Arus didasarkan pada pengukuran *total harmonic distortion* (THD) pada PCC. Perbandingan dibuat antara nilai yang diukur dan ambang batas yang ditentukan, operasi inverter akan terputus jika nilai yang diukur melebihi ambang batas yang ditentukan.

Ketika jaringan utilitas terhubung, V_{PCC} mengacu pada tegangan jaringan. Ini memaksa tegangan sinusoidal distorsi rendah melintasi terminal beban yang, pada gilirannya, menginduksi beban linier untuk menarik arus sinusoidal yang tidak terdistorsi. Oleh karena itu, arus harmonik yang dihasilkan oleh inverter akan mengalir ke jaringan impedansi rendah melalui PCC. Arus harmonik ini dijaga tetap kecil dan impedansi utilitas umumnya rendah. Interaksi arus harmonik ini dengan impedansi utilitas minimal hanya akan menghasilkan distorsi yang sangat kecil pada V_{PCC} . Biasanya, THD dari V_{PCC} berada di bawah titik deteksi ketika inverter terhubung ke jaringan utilitas. Oleh karena itu, distorsi harmonik dapat dianggap diabaikan ($THD_v \approx 0$) dalam kondisi ini.

Namun, ketika kondisi islanding terjadi, harmonisa arus yang dihasilkan oleh inverter ditransmisikan ke beban yang biasanya memiliki impedansi lebih tinggi daripada jaringan. Interaksi arus harmonik dan impedansi utilitas menghasilkan distorsi yang besar dan terukur pada V_{PCC} . Dengan demikian, variasi THD melebihi ambang batas yang ditentukan dan dapat digunakan untuk mendeteksi islanding. Ada dua mekanisme yang dapat menyebabkan harmonik di V_{PCC} meningkat selama islanding. Mekanisme pertama adalah proses switching dari PV inverter itu sendiri. Inverter PV akan menghasilkan harmonisa arus dalam arus keluaran AC-nya sebagai sifat dari semua konverter daya switching. Oleh karena itu, biasanya untuk mengharapkan inverter PV yang terhubung ke jaringan untuk menghasilkan THD kurang dari 5% dari arus pengenal penuhnya. Kedua, ketika jaringan utilitas terputus, arus harmonik yang berinteraksi dengan impedansi beban yang lebih besar akan menghasilkan harmonik tegangan yang lebih besar di V_{PCC} . Hal ini disebabkan oleh fakta bahwa impedansi utilitas rendah telah diputus dan hanya impedansi beban lokal yang tersisa. Secara umum, impedansi beban lebih tinggi dari utilitas. Arus harmonik yang dihasilkan oleh inverter akan mengalir ke beban lokal yang

menyebabkan peningkatan harmonik pada PCC. Harmoni tegangan ini, atau perubahan levelnya, dapat dideteksi oleh inverter. Ini akan memicu operasi untuk dihentikan.

Ketika islanding terjadi, THD dari beban lokal secara alami akan meningkat ke inverter itu sendiri. Ini menawarkan metode deteksi anti-islanding yang sangat aman karena, umumnya, tidak ada sumber THD lain yang cocok dengan inverter. Metode ini menguntungkan karena fakta bahwa efektivitasnya dipertahankan bahkan dengan beberapa inverter. Namun, sebagai kelemahannya, metode ini akan menghasilkan beban berkualitas tinggi untuk menyaring distorsi. Jika efek penyaringan ini cukup kuat, respons distorsi akan terlalu kecil yang, pada gilirannya, dapat mengurangi THD di bawah ambang batas pemicu islanding. Deteksi lebih sulit dalam sistem tanpa transformator di dalam titik terputus. Ini karena transformator memiliki efek nonlinier yang menghasilkan harmonik ke-2 dan ke-3 yang unik, yang mudah diukur. Namun, masalah terbesar adalah bahwa inverter modern berusaha menurunkan THD sebanyak mungkin, dalam beberapa kasus hingga batas yang tidak dapat diukur. Dengan demikian, mereka sensitif terhadap gangguan jaringan yang membuat penetapan ambang batas lebih sulit untuk deteksi islanding. Selain itu, dengan beban nonlinier, distorsi tegangan pada PCC bisa sangat tinggi sehingga kesalahan dapat dideteksi secara keliru bahkan jika ada jaringan. Sebaliknya, dengan beban linier, variasi THD mungkin terlalu rendah untuk dideteksi.

- Metode Deteksi Islanding Pasif Lainnya

Selain metode di atas, banyak metode pasif lainnya telah dikembangkan. Berdasarkan metode *State Estimator*, metode pendeteksian islanding ini berkaitan dengan penerapan kontrol berorientasi tegangan yang dikombinasikan dengan pengontrol resonansi. Algoritma ini didasarkan pada kontrol tegangan jaringan tanpa sensor, yang biasanya sensitif terhadap gangguan sistem. Algoritma ini, terintegrasi dalam penduga tegangan jaringan pada pengontrol, mendeteksi variasi konten harmonik yang diperkirakan dan konten harmonik yang sebenarnya. Selanjutnya, algoritma filter Kalman diimplementasikan dalam metode ini untuk memperkirakan harmonik ke-3 dan ke-5 dari tegangan jaringan. Ketidaksesuaian

energi yang sesuai antara perkiraan harmonik ke-3 dan ke-5 dan nilai yang diukur digunakan untuk mendeteksi kondisi islanding.

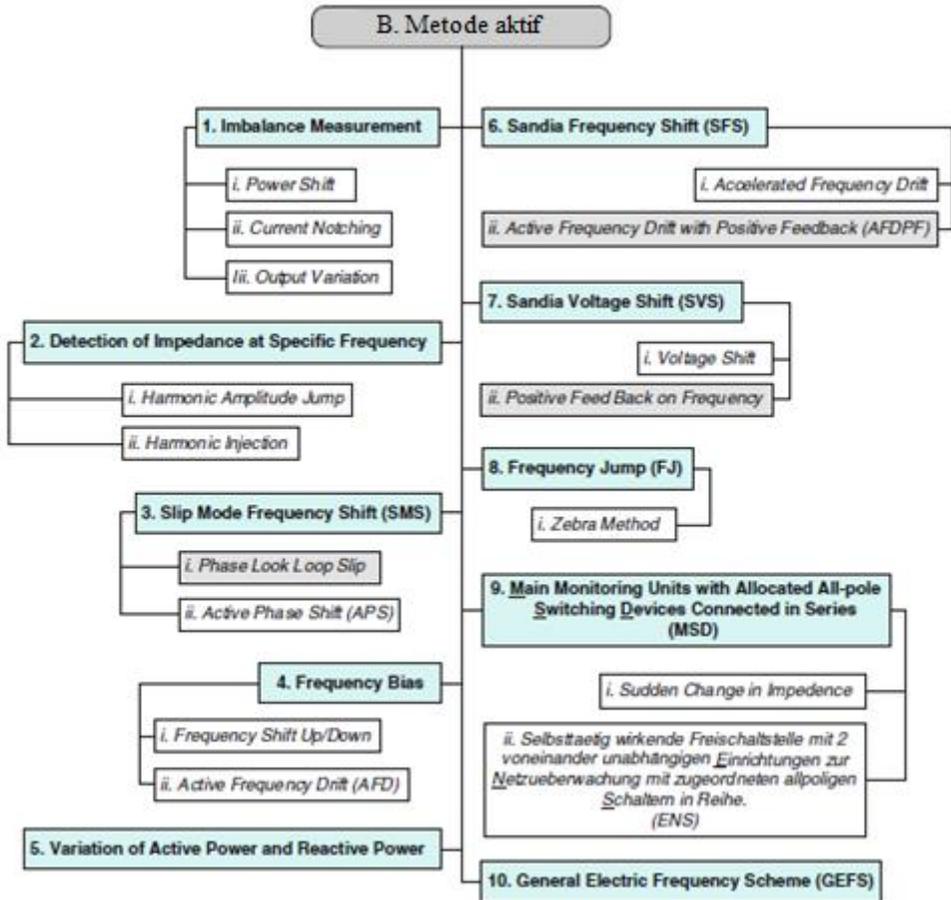
Metode pasif baru yang dikenal sebagai *Voltage Unbalance and THD Detection*. Dua parameter sistem yang baru diusulkan digunakan dalam pendeteksian islanding, yaitu ketidakseimbangan tegangan dan THD arus. Namun demikian, besaran tegangan yang digunakan dalam metode pendeteksian islanding konvensional juga digunakan di sini. Metode baru ini mendiagnosis kondisi operasi DG dengan memantau perubahan ketiga parameter tersebut. Metode ini mendeteksi islanding secara efektif dan tidak terpengaruh oleh variasi beban DG karena memiliki selektivitas yang baik untuk kondisi islanding dan non- islanding. Namun, metode ini tidak menyelesaikan masalah dan kesulitan yang ditemukan dalam deteksi faktor Q yang tinggi, dan ambang batasnya masih sulit ditentukan.

b. Metode Aktif

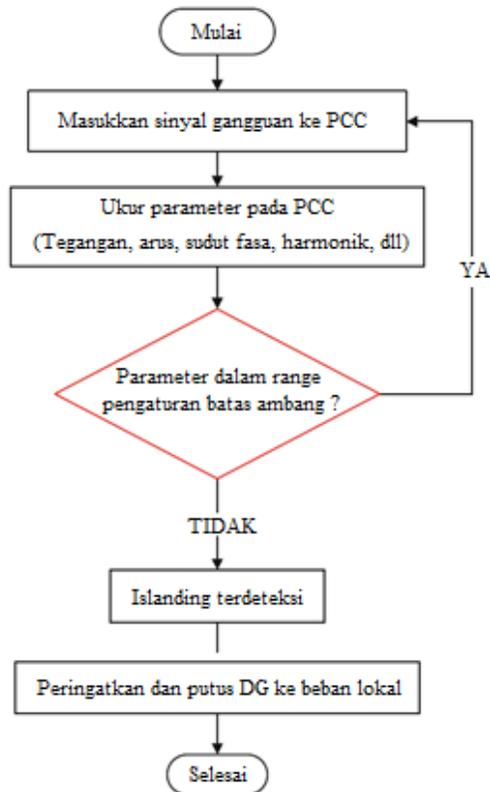
Metode deteksi islanding aktif melibatkan injeksi sinyal gangguan kecil ke parameter tertentu di PCC. Kemudian, respon DG dimonitor pada saat sinyal gangguan diinjeksikan. Konsep metode ini didasarkan pada signifikansi relatif dari sinyal lemah pada dua contoh: (1) jaringan memasok daya ke beban dan (2) jaringan tidak lagi memasok daya ke beban. Tepatnya, sinyal gangguan kecil akan menjadi signifikan setelah utilitas tidak lagi terhubung dan berhenti bertindak sebagai daya referensi, yang pada gilirannya akan memicu inverter untuk menghentikan konversi daya. Nilai parameter sistem juga akan bervariasi selama penghentian konversi daya. Dengan mengukur parameter sistem tertentu yang sesuai, peristiwa islanding dapat dideteksi. Metode aktif melibatkan beberapa teknik kontrol umpan balik untuk mendeteksi perubahan parameter seperti frekuensi atau tegangan pada PCC.

Metode aktif dapat mendeteksi islanding secara akurat karena metode tersebut mengurangi atau bahkan menghilangkan NDZ secara efektif. Namun, kompleksitas implementasi meningkat karena sirkuit tambahan yang diperlukan untuk menciptakan gangguan yang sesuai. Di sisi lain, penambahan rangkaian dapat menimbulkan masalah pada kualitas daya, misalnya penurunan kualitas tegangan jaringan dan ketidakstabilan sistem.

Ada banyak metode deteksi islanding aktif. Beberapa yang paling populer digunakan dalam sistem PV yang terhubung ke jaringan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.9, bersama dengan nama alternatifnya berdasarkan kesamaan prinsip operasinya. Alur operasi dasar dari prosedur deteksi islanding aktif ditunjukkan pada Gambar 3.10.



Gambar 3.9. Metode deteksi islanding aktif



Gambar 3.10. Diagram alir metode deteksi islanding aktif

- Pengukuran Impedansi

Pengukuran impedansi mengukur impedansi keseluruhan dari rangkaian yang diumpankan oleh inverter. Inverter memasok sumber arus I_{pv_inv} ke utilitas dan menyuntikkan arus berlebih yang bertindak sebagai sinyal gangguan pada waktu tertentu. Frekuensi arus berlebih ini berbeda dengan salah satu jaringan utilitas dalam keadaan normal. Ketika jaringan terhubung secara normal, itu tidak akan berpengaruh pada tegangan terukur pada PCC karena, sebagai sumber arus tak terbatas yang efektif, jaringan utilitas akan menyerap kelebihan arus dan mentolerir perbedaan frekuensi yang kecil, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.11a. Namun, dalam kejadian islanding, di mana jaringan terputus, arus berlebih mengalir melalui beban RLC, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.11b. Ini akan menyebabkan perubahan tegangan di PCC. Setelah gangguan (perubahan tegangan)

terjadi, deteksi islanding menjadi diperbolehkan karena bahkan gangguan kecil relatif signifikan setelah jaringan terputus.

Ketika inverter PV berperilaku sebagai sumber arus, ia memasok arus (3.10) ke utilitas.

$$i_{PV_inv} = I_{PV_inv} \sin(\omega_{PV}t + \phi_{PV}) \quad (3.10)$$

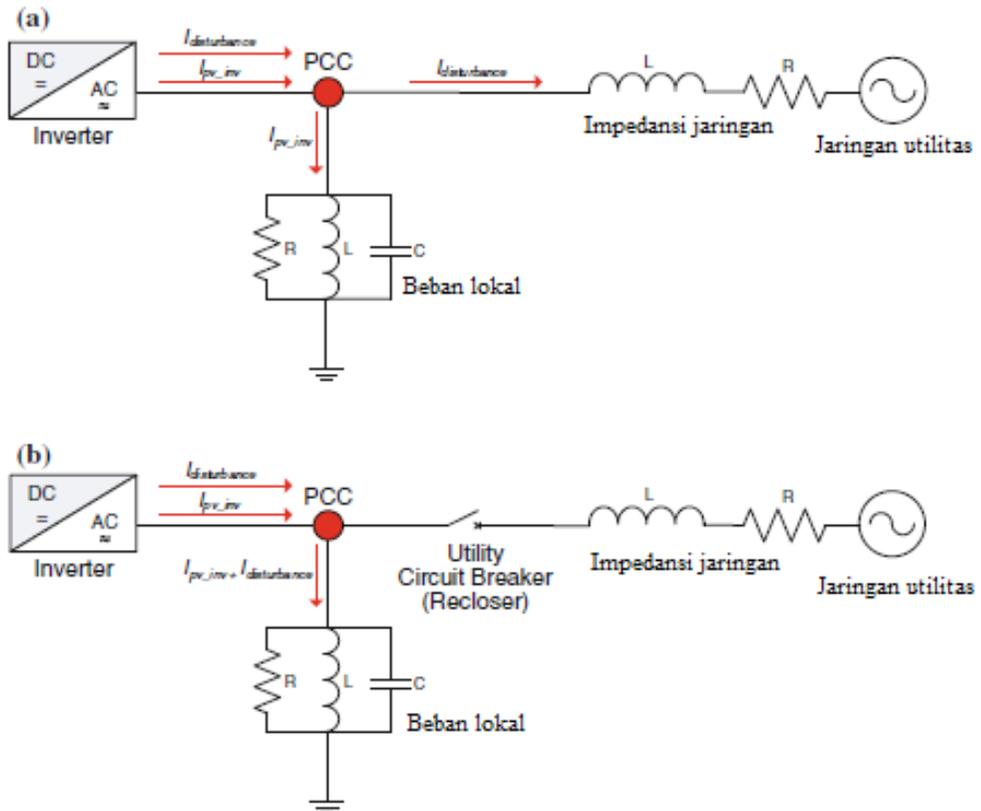
dimana I_{PV_inv} adalah amplitudo arus inverter ($i_{PV_inv} = I_{PV_inv} + I_{disturbance}$), ω_{PV} adalah frekuensi, dan ϕ_{PV} adalah sudut fasa. Ketiga parameter ini dapat bervariasi dan dimodifikasi atau ditetapkan sebagai sinyal gangguan. Gangguan biasanya ditambahkan ke arus keluaran inverter (I_{PV_inv}). Ini akan menyebabkan tegangan keluaran pada PCC mengalami perubahan ketika jaringan terputus. Variasi ini diamati oleh inverter ketika mengukur dV_{PCC}/di_{PV_inv} , maka metode ini disebut metode *Impedance Measurement*. Selain itu, metode ini disebut juga metode *Output Variation*, metode *Current Notching*, atau metode *Power Shift*. Gambar 3.11 menunjukkan aliran daya metode *Impedance Measurement*. Aliran daya ini sebenarnya dapat mewakili aliran daya dari sebagian besar metode pendeteksian islanding yang aktif.

- Bias Frekuensi

Bias frekuensi adalah metode yang menyuntikkan sinyal bias frekuensi minimal ke jaringan melalui PCC tetapi memulihkannya pada akhir setiap setengah siklus dengan melompat kembali ke fase ketika tegangan melewati persimpangan nol. Metode ini juga dikenal sebagai *Active Frequency Drift* (AFD) dimana metode ini menggunakan umpan balik positif dengan membuat sudut fasa yang sedikit tidak selaras dari arus keluaran inverter. Namun, faktor daya tetap lebih dekat ke jaringan utilitas dan me-reset sendiri setiap setengah siklus seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.12. Sudut fase inverter diberikan oleh (3.11).

$$\phi_{PV} = \pi f t_z = \frac{\pi \delta f}{f_n + \delta f} \quad (3.11)$$

dimana t_z adalah waktu mati atau waktu nol, δ_f adalah frekuensi arus paksa, dan f_n adalah Frekuensi nominal.

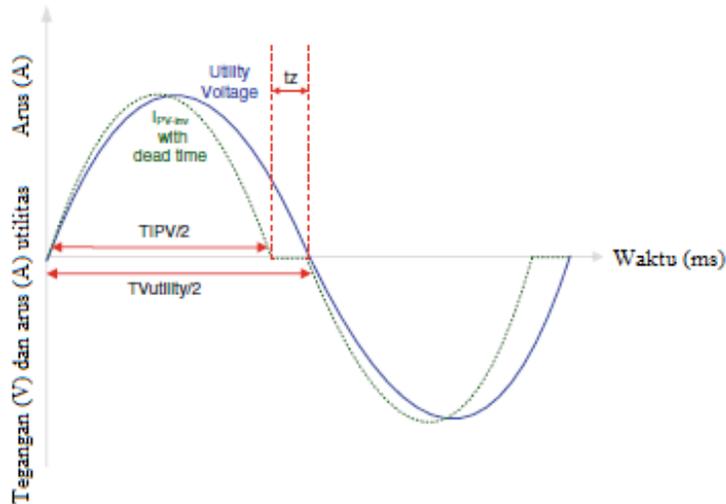


Gambar 3.11. Jalur sinyal gangguan selama kondisi islanding, (a) sebelum pemutus sirkuit dibuka, dan (b) setelah pemutus sirkuit dibuka

Seperti pada Gambar 3.12, T_{IPV} adalah periode satu siklus dari bentuk gelombang keluaran arus inverter sinusoidal (I_{PV_inv}) dan utilitas $T_{Vutility}$ adalah periode satu siklus dari bentuk gelombang tegangan utilitas sinusoidal. Cacahan Pecahan (cf) didefinisikan sebagai (3.12).

$$cf = \frac{2t_z}{T_{Vutility}} \quad (3.12)$$

Selama setengah siklus pertama, I_{PV_inv} adalah sinusoid dengan frekuensi sedikit lebih tinggi dari tegangan utilitas. Ketika I_{PV_inv} mencapai persimpangan nol, itu tetap nol untuk waktu t_z , sebelum memulai paruh kedua siklus.



Gambar 3.12. Metode deteksi islanding bias frekuensi: bentuk gelombang arus terdistorsi

Pada bagian pertama dari setengah siklus kedua, arus keluaran inverter PV (I_{PV_inv}) berada di setengah negatif gelombang sinus dari paruh pertama siklus. Ketika I_{PV_inv} kembali mencapai nol, ia tetap pada level ini sampai nol naik melintasi tegangan utilitas. Penting untuk dicatat bahwa waktu nol di paruh kedua siklus tidak tetap dan tidak perlu sama dengan t_z .

Ketika jaringan utilitas terhubung, cf rendah karena jaringan utilitas akan menstabilkan V_{PCC} dengan menyediakan fase padat dan referensi frekuensi. Setelah jaringan utilitas terputus, ada kesalahan fase antara bentuk gelombang V_{PCC} dan I_{PV_inv} . Inverter PV akan meningkatkan frekuensi I_{PV_inv} untuk menghilangkan kesalahan fase. Penyeberangan nol dari respons tegangan beban kembali maju dalam waktu sehubungan dengan tempat yang diharapkan, dan inverter PV masih akan mendeteksi kesalahan fase dan akan meningkatkan frekuensinya sesuai dengan itu. Siklus berulang ini menghasilkan peningkatan nilai cf yang konstan, hingga frekuensi

telah menyimpang cukup jauh dari ω_0 untuk dideteksi oleh proteksi frekuensi berlebih/kurang (OFP/UFP). Ini akhirnya akan memicu penghentian operasi inverter. Untuk detail lebih lanjut tentang AFD, silakan merujuk ke.

- Pergeseran Tegangan Sandia

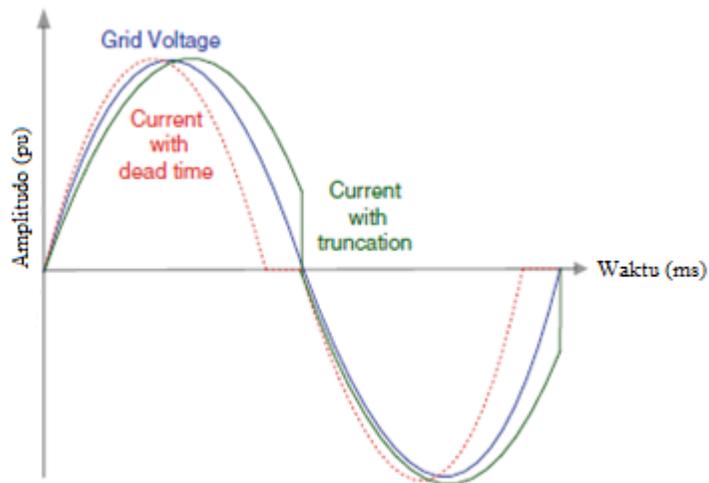
Pergeseran Tegangan Sandia (*Sandia Voltage Shift (SVS)*) menggunakan umpan balik positif, berdasarkan amplitudo tegangan pada PCC, untuk mencegah terjadinya islanding. Ketika jaringan utilitas terhubung, efek pada daya sistem akan sangat kecil atau tidak ada sama sekali. Namun begitu utilitas tersebut terputus, terjadi penurunan pada V_{PCC} . Menurut hubungan impedansi beban, pengurangan ini akan berlanjut dan, sebagai akibatnya, arus dan keluaran daya akan memburuk. Pengurangan amplitudo V_{PCC} ini akan cukup signifikan untuk dideteksi oleh UVP. Pada titik ini, dimungkinkan untuk menambah atau mengurangi output daya inverter, menyebabkan OVP/UVP trip dan menghentikan operasi inverter.

- Pergeseran Frekuensi Sandia

Metode Pergeseran Frekuensi Sandia (*Sandia Frequency Shift (SFS)*), umumnya dikenal sebagai *Active Frequency Drift with Positive Feedback (AFDPF)*, merupakan penyempurnaan dari metode AFD. SFS menciptakan sudut fase yang sedikit tidak selaras pada arus keluaran inverter sambil menambahkan pemotongan – atau “waktu mati” – ke bentuk gelombang arus seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.13. Oleh karena itu, frekuensi arus keluaran inverter akan dipaksa ke nilai yang berbeda dari frekuensi jaringan frekuensi. Frekuensi pemotongan yang dinyatakan dalam (3.13) dianggap sebagai fungsi kesalahan dalam frekuensi jaringan.

$$Cf = CF_o + K(f_a - f_{line}) \quad (3.13)$$

dimana CF_o adalah pemotongan, K adalah penguatan yang dipercepat, f_a adalah frekuensi terukur dari V_{PCC} , dan f_{line} adalah frekuensi saluran.



Gambar 3.13. Metode deteksi islanding SFS: bentuk gelombang arus dengan waktu mati dan pemotongan

- Metode Deteksi Islanding Aktif Lainnya

Banyak metode islanding aktif lainnya telah dilaporkan. Misalnya, metode *Impedance Detection at Specific Frequency* dilakukan dengan menyuntikkan harmonik arus frekuensi tertentu secara sengaja ke PCC melalui inverter PV. *Slip Mode Frequency Shift (SMS)* adalah metode yang memaksa fasa keluaran inverter sedikit tidak sejajar dengan grid sehingga menyebabkan variasi arus inverter. *Frequency Jump (FJ)* merupakan modifikasi dari metode Bias Frekuensi. Metode FJ bergantung pada penyisipan zona mati ke dalam bentuk gelombang arus keluaran pada sejumlah siklus tertentu. Unit pemantauan utama dengan perangkat pengalih semua kutub yang dialokasikan terhubung dalam seri (MSD) adalah metode deteksi ganda. Itu bergantung pada deteksi impedansi jaringan dengan menggunakan dua perangkat pemantauan secara bersamaan. Variasi metode *Active Power* dan *Reactive Power* melibatkan injeksi daya aktif dan reaktif dari inverter ke dalam sistem utilitas. Metode *Active Current Interrupter* dengan menambahkan arus periodik tanpa membangkitkan arus harmonik ke sistem. Teknik *Intelligent Islanding Considering Load Balance with DG for Distribution System* adalah metode yang didasarkan pada

pengukuran dan kontrol area luas yang dibantu oleh pengambilan sampel waktu nyata pra-gangguan.

3.3 Diskusi dan Perbandingan

Metode pendeteksian anti-islanding yang tersedia telah dianalisis berdasarkan karakteristik seperti lokal/jauh, pasif/aktif/hibrida, berbasis utilitas/berbasis komunikasi, seperti yang disajikan pada Tabel 3.1. Dalam memilih metode pendeteksian islanding yang sesuai, pertimbangan harus difokuskan pada karakteristik yang berbeda di antara metode deteksi yang tersedia. Seperti dapat dilihat dari Tabel 3.1, setiap metode pendeteksian islanding memiliki kelebihan dan kekurangannya sendiri berdasarkan faktor pertimbangan yang berbeda. Kombinasi dari dua atau lebih metode anti- islanding akan memberikan solusi yang lebih baik untuk deteksi islanding dalam sistem PV yang terhubung ke jaringan. Namun demikian, waktu deteksi dari semua metode yang dibahas berada dalam standar, yang ditetapkan dalam IEEE 929 dan IEEE 1547. Persyaratan lain dari standar dibahas secara rinci dalam.

Metode deteksi islanding pasif adalah metode deteksi lokal yang tidak mempengaruhi kualitas daya, relatif mudah dipasang dan tidak memerlukan peralatan yang mahal. Hanya perangkat pemantau yang diperlukan di PCC dan mekanisme untuk memutus aliran listrik dari DG ketika aliran listrik yang tidak teratur terdeteksi. Namun, NDZ yang menggunakan metode deteksi islanding pasif relatif besar sehingga deteksinya kurang efektif. Ambang batas untuk memotong catu daya dari DG juga tidak mudah ditetapkan karena ambang batas yang tinggi mungkin gagal mendeteksi terjadinya islanding, sementara ambang batas yang rendah dapat menyebabkan kesalahan positif. Selain itu, keandalan metode deteksi islanding pasif berkurang dalam kondisi beban tertentu, terutama dalam kondisi keseimbangan sumber beban. Metode deteksi islanding pasif lebih disukai dalam sistem yang terhubung ke jaringan PV yang lebih besar karena operasinya yang “diam”, yaitu, tidak mempengaruhi stabilitas sistem dan kualitas daya. Namun,

hanya menggunakan metode deteksi islanding pasif jarang memadai karena NDZ besar.

Metode deteksi islanding aktif adalah metode deteksi yang memiliki NDZ jauh lebih kecil, terutama ketika beban faktor Q rendah. Faktanya, beberapa metode deteksi islanding aktif dapat menghilangkan NDZ sepenuhnya dalam kondisi yang menguntungkan. Namun, metode deteksi islanding aktif berarti bahwa satu atau lebih bentuk gangguan harus dimasukkan ke dalam sistem sebelum islanding apa pun dapat diamati. Dengan demikian, metode ini menyebabkan penurunan kualitas daya dan stabilitas sistem ke tingkat yang bervariasi. Masalah ini menjadi lebih signifikan karena lebih banyak inverter yang terhubung ke DG. Sebagian besar metode deteksi islanding aktif hanya berlaku untuk sistem terhubung jaringan PV skala kecil. Saat ini, banyak peneliti sangat fokus pada peningkatan metode deteksi islanding aktif seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.9. Di antara metode deteksi islanding aktif, metode SVS dan SFS disorot karena kemampuannya untuk mendeteksi islanding secara efektif dengan degradasi daya paling sedikit dan relatif mudah untuk menerapkan.

Metode deteksi islanding berbasis komunikasi memberikan kinerja terbaik dalam hal efektivitas dan efisiensi di antara metode deteksi yang dibahas. Perangkat pemantauan dan kontrol dipasang dan dipelihara oleh pihak utilitas, bukan oleh pemilik PV. Secara umum, metode deteksi islanding berbasis komunikasi tidak memiliki NDZ dan memiliki waktu respons yang memuaskan, tetapi sangat bergantung pada komunikasi yang lancar antara setiap perangkat yang dipasangkan di sisi utilitas dan sisi DG. Dengan demikian, biaya implementasi jauh lebih tinggi daripada beberapa perangkat telekomunikasi mahal dan sensor yang diperlukan untuk metode ini. Karena itu, metode berbasis komunikasi hanya digunakan ketika utilitas memprioritaskan stabilitas sistem dan kualitas daya di atas biaya sistem deteksi islanding, yaitu sistem skala besar dengan beban sensitif.

Dalam setiap metode yang dibahas di atas ada batasan seperti keandalan deteksi, ketekunan kualitas daya, dan biaya implementasi. Untuk mengatasi kelemahan ini, sistem hibrida yang terdiri dari dua atau lebih metode tersebut telah

diusulkan. Meski begitu, sistem deteksi islanding hibrida masih dalam tahap awal. Sistem seperti itu dimasukkan ke dalam sistem PV terhubung jaringan dunia nyata hanya ditemukan di Jepang. Dengan demikian, upaya penelitian dan pengembangan lebih lanjut pada sistem deteksi islanding harus dilakukan untuk menyediakan cara yang terjangkau, aman, dan andal untuk mencegah dan mengatasi islanding dalam sistem PV yang terhubung ke jaringan.

Tabel 3.1. Perbandingan metode islanding berdasarkan karakteristik yang bervariasi

Karakteristik	Metode lokal			Metode remot	
	Pasif	Aktif	Hybrid	Utilitas	Komunikasi
Prinsip operasi	Menggunakan pemantauan parameter lokal (tegangan, arus, frekuensi) yang mendeteksi di PCC	Menggunakan injeksi sinyal gangguan eksternal ke PCC untuk mendorong titik operasi sistem menuju ambang batas	Menggunakan prinsip metode aktif dan pasif	Menggunakan elemen tambahan seperti impedansi pada titik utilitas untuk mengubah impedansi, sehingga impedansi yang dilihat dari PCC dimodifikasi selama islanding	Berdasarkan jembatan (komunikasi) antara jaringan dan DG dengan menggunakan peralatan komunikasi
NDZ	Besar	Kecil	Kecil	Tidak	Tidak
Waktu respon	Cepat	Sedikit lebih cepat daripada metode pasif	Lebih lambat daripada metode pasif	Cepat (tergantug pada ukuran kapasitor)	Sangat cepat
Kegagalan operasi	Kemungkinannya tinggi tanpa pengaturan ambang tersandung yang tepat, terutama berlaku untuk ketidakcocokan daya yang kecil antara jaringan utilitas dan beban lokal	Memungkinkan dalam faktor Q tinggi	Kemungkinan lebih rendah daripada hanya menggunakan metode pasif atau aktif	Kemungkinan jika nilai impedansi keluar dari variasi fasa minimum	Tidak mungkin kecuali kerusakan pada peralatan komunikasi
Efek dalam sistem distribusi	Tidak	Dampak pada sistem tenaga	Dampaknya lebih rendah daripada metode aktif	Tidak	Tidak
Biaya implementasi	Murah (paling tidak perangkat keras)	Sedang (diperlukan perangkat dan sirkuit tambahan)	Mahal (terdiri dari perangkat keras yang dibutuhkan pada metode pasif dan aktif)	Sangat mahal (daya reaktif dan kompensator daya aktif seperti kapasitor bank diperlukan)	Sangat mahal (diperlukan sistem komunikasi khusus)

Efektivitas	Tergantung pada kondisi konsumsi dan suplai (kurang efisien pada kondisi keseimbangan sumber-beban)	Efektif (dapat mendeteksi islanding bahkan dalam kondisi keseimbangan sumber-beban)	Sangat efektif	Sangat efektif	Paling efektif
Izinkan beberapa operasi DG	Memungkinkan	Tidak memungkinkan	Memungkinkan	Memungkinkan	Memungkinkan
Dipengaruhi oleh jumlah inverter yang terhubung	Tidak	Ya	Ya	Tidak	Tidak
Penurunan kualitas daya	Tidak	Ya	Ya (lebih rendah daripada metode aktif)	Tidak	Tidak

3.4 Ringkasan

Bagian ini merangkum prinsip dasar dan pengoperasian metode anti-islanding yang tersedia dan cocok untuk sistem yang terhubung ke jaringan PV. Ini juga menguraikan keuntungan dan kerugian dari setiap metode yang ditinjau. Secara umum, metode anti-islanding dapat diklasifikasikan menjadi empat kelompok besar, yang meliputi metode pasif, aktif, berbasis komunikasi, dan metode hibrida. Metode anti-islanding yang aktif telah disukai selama bertahun-tahun karena NDZ-nya yang kecil ketika diterapkan untuk pembangkitan distribusi skala kecil. Metode pasif biasanya terjangkau untuk diterapkan dan mudah dipasang dibandingkan dengan metode aktif. Namun, sistem DG yang menggunakan metode deteksi islanding pasif mengalami NDZ besar yang sangat mempengaruhi kinerja sistem. Sebaliknya, metode berbasis komunikasi mewarisi keunggulan antara metode aktif dan pasif. Metode komunikasi tidak terlalu mengganggu kestabilan sistem daya dan yang lebih penting, metode ini memiliki NDZ yang dapat diabaikan. Satu-satunya kelemahan metode komunikasi adalah biaya implementasi yang tinggi. Metode hybrid adalah metode deteksi lain yang dikembangkan dari kombinasi metode aktif dan pasif. Metode ini telah terbukti mencapai deteksi anti-islanding yang lebih efektif dan efisien oleh banyak peneliti, dibandingkan dengan metode aktif atau pasif yang bekerja sendiri. Singkatnya, tidak bijaksana untuk mendefinisikan metode generik untuk aplikasi tertentu (deteksi islanding dalam sistem PV yang terhubung ke

jaringan) karena setiap metode deteksi diatur oleh sifat aplikasinya dan elemen sistem terkait. Selain itu, biaya setup dan operasi juga merupakan faktor penting ketika memilih metode yang cocok untuk diterapkan secara praktis dalam sistem nyata. Oleh karena itu, pemilihan metode pendeteksian islanding harus dibuat berdasarkan pemahaman tentang kemungkinan aktual terjadinya islanding dalam sistem tertentu, dan juga risiko dan biaya yang terkait dengan penerapan setiap metode. Hal ini untuk memastikan bahwa sistem deteksi dan kontrol dapat diandalkan, serta untuk meminimalkan biaya sistem dan untuk menjaga kualitas dan keamanan sistem. Yang terpenting, pemilihan metode anti- islanding yang sesuai harus memenuhi persyaratan deteksi dan kontrol islanding yang ditetapkan oleh peraturan dan regulasi kelistrikan nasional masing-masing negara. Karena kondisi ketat yang ditetapkan oleh pihak berwenang, sebagian besar penelitian sangat penting untuk mengembangkan metode deteksi islanding yang lebih baik untuk memenuhi persyaratan.

BAB 4

Metode Pelacakan Titik Daya Maksimum PV

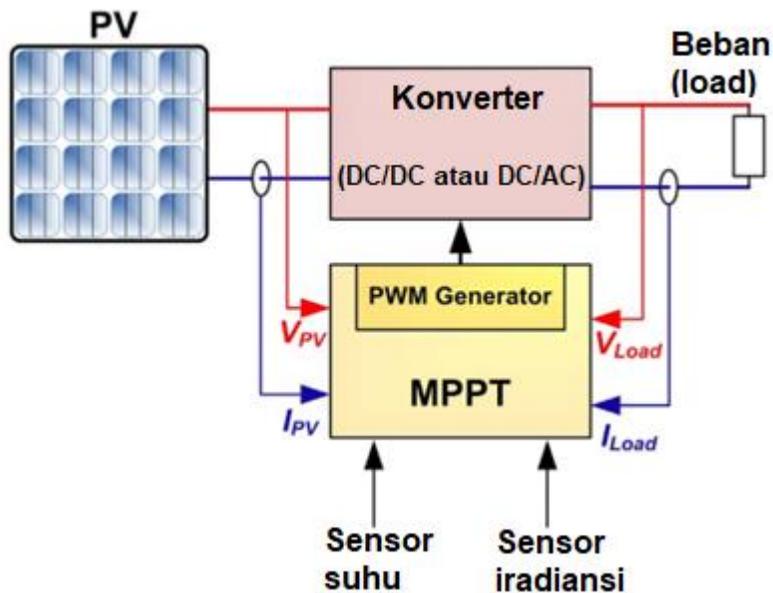
Konversi energi surya ke listrik dengan PV berkembang pesat karena beberapa keunggulan, yaitu bersih, tidak berisik dan sedikit perawatan. Namun, sistem PV memiliki dua kelemahan utama, yaitu efisiensi pembangkit listrik PV sangat rendah dan daya keluaran dari sistem PV bersifat nonlinier. Karakteristik daya keluaran sistem PV ini bergantung pada kondisi cuaca, seperti suhu lingkungan dan iradiasi matahari. Oleh karena itu, pelacakan daya maksimum array PV secara real time sangat penting untuk meningkatkan kinerja sistem secara keseluruhan. Dalam beberapa dekade terakhir, sejumlah metode MPPT telah diusulkan untuk sistem PV.

Pembangkit listrik PV menghasilkan kurva arus-tegangan ($I - V$) nonlinier dan daya keluaran sistem PV yang sangat tergantung pada suhu array dan tingkat radiasi matahari, sehingga perlu untuk terus melacak MPP dari array PV. Selama bertahun-tahun, beberapa metode telah diusulkan untuk mendapatkan daya maksimum array PV. Semua metode pelacakan ini memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing, tetapi karakter teknis utama dari metode tersebut dapat diringkas dalam tiga poin: kecepatan pelacakan, akurasi pelacakan dan stabilitas.

Karakteristik keluaran $I - V$ dari modul PV adalah fungsi dari iradiasi dan suhu. Perubahan iradiasi mempengaruhi arus keluaran PV sedangkan perubahan suhu mempengaruhi tegangan keluaran PV. Namun, sistem PV dirancang untuk beroperasi pada tingkat daya keluaran maksimum untuk segala kemungkinan intensitas dan suhu penyinaran matahari. Faktor yang menentukan daya keluaran PV adalah impedansi beban, yang dapat berupa beban DC dengan atau tanpa baterai. Namun, perlu dicatat bahwa impedansi tersebut tidak konstan. Ketika generator PV terhubung langsung ke beban, sistem akan beroperasi di persimpangan kurva $I - V$ dengan garis beban, yang bisa jauh dari titik daya maksimum (MPP). Produksi daya maksimum didasarkan pada penyesuaian garis beban di bawah kondisi iklim yang tidak stabil.

Untuk mengatasi efek yang tidak diinginkan pada keluaran daya PV dan mengambil daya maksimumnya, maka konverter DC/DC dihubungkan antara panel PV dan baterai. Konverter DC/DC inilah yang dapat mengontrol pencarian MPP, selain bertugas untuk mengonversi besa tegangan dari masukan ke tegangan keluaran tertentu. Masukan dari konverter DC/DC dibentuk oleh array PV dan keluarannya dibentuk oleh baterai dan beban. Sebuah sistem komputasi akan memodifikasi duty-cycle (siklus kerja) dan impedansi masukan impedansi konverter sampai sistem mencapai MPP. Di sisi lain, rugi-rugi konverter ini harus cukup kecil sehingga efisiensi sistem secara keseluruhan tercapai.

Ada beberapa cara untuk mencapai panel PV dan pencocokan impedansi beban. Sistem ini terdiri dari konverter DC/DC atau DC/AC dan sistem komputasi MPP. Konverter bertindak sebagai rangkaian pencocokan impedansi. Sistem komputasi MPPT mengukur tegangan dan arus masukan dan/atau keluaran serta variasi klimatologis kemudian menghitung daya untuk mengontrol impedansi masukan konverter dengan mengubah siklus kerja sinyal kontrol. Skema sistem PV ditunjukkan pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1. Skema umum sistem PV dengan MPPT

Efisiensi pembangkit PV dipengaruhi oleh efisiensi panel PV, konverter/inverter dan efisiensi algoritma MPPT. Efisiensi panel PV dan konverter/inverter tidak mudah ditingkatkan karena bergantung pada teknologi perangkat keras yang tersedia, tetapi meningkatkan pelacakan MPP dengan algoritma kontrol baru lebih mudah dan mengarah pada peningkatan pembangkit listrik PV. Beberapa metode MPPT tingkat lanjut diperkenalkan dalam bab ini.

4.1 Basis Fisik dan Model Matematika PV

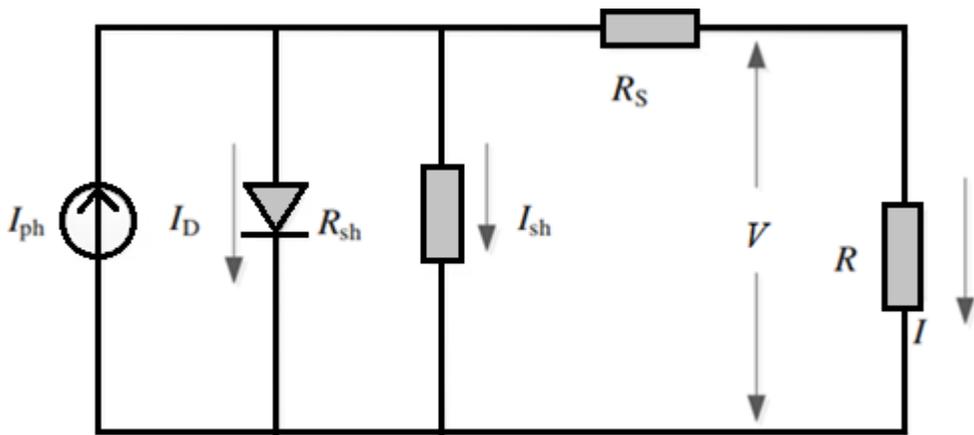
4.1.1 Model Matematika

Sel PV terdiri dari bahan semikonduktor yang dapat mengubah iradiasi matahari menjadi energi listrik. Berdasarkan teori elektronika semikonduktor p-n junction dapat digambarkan dengan sumber arus. Model rangkaian ekuivalen sel PV ditunjukkan pada Gambar 4.2. Rangkaian ekuivalen sel PV ini terdiri dari sumber arus ideal I_{ph} secara paralel, reserve diode (dioda terbalik), resistansi seri R_s dan resistansi paralel setiap R_{sh} .

I_{ph} adalah arus yang relatif dihasilkan PV terhadap iradiasi matahari dan suhu. Semakin kuat iradiasinya, maka semakin besar I_{ph} . Karakter keluaran dari sel PV tunggal digambarkan sebagai:

$$i = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(v+iR_s)}{AkT}\right) - 1 \right] - \frac{(v+iR_s)}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

dimana I_0 adalah arus saturasi balik sel PV yang terutama bergantung pada suhu (besarnya 10^{-4} A), q adalah muatan elektronik elektron ($1,6 \times 10^{-19}$ C), T adalah suhu sel PV, k adalah konstanta Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), A adalah faktor idealitas (1,2 untuk Si-mono), i arus keluaran sel PV, v tegangan keluaran sel PV, R_s dan R_{sh} resistor yang disamakan yang terkait dengan suhu.



Gambar 4.2. Model rangkaian ekuivalen sel PV

Meskipun (4.1) telah banyak digunakan dalam analisis teori sel PV, tetapi ekspresi lima parameter, termasuk I_{ph} , I_0 , R_{sh} , R_s dan A muncul dalam persamaan, tidak hanya terkait dengan suhu dan tingkat iradiansi, tetapi juga sulit untuk menentukan, dan kesulitan dalam aplikasi rekayasa, penyederhanaan dapat dilakukan sebagai berikut.

- Karena R_{sh} sangat besar dan I_{sh} berdampak kecil pada arus PV, sehingga kita dapat mengabaikan nilai $(v + iR_s)/R_{sh}$.
- Tetapkan I_{ph} sama dengan I_{sc} , karena R sangat kecil.

- Tentukan kondisi rangkaian terbuka $v = V_{oc}$, $V = V_m$ dan $I = I_m$ pada MPP.

Sehingga persamaan karakteristik keluaran sel PV dapat dinyatakan sebagai

$$i = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{v}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} \quad (4.2)$$

dimana C_1 dan C_2 dapat digambarkan sebagai

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp\left(-\frac{V_m}{C_2 V_{oc}}\right)$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{V_m}{V_{oc}} - 1\right)}{1n\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right)} \quad (4.3)$$

dimana V_m adalah tegangan MPP untuk model PV dan V_{oc} adalah tegangan rangkaian terbuka. Karena $u \in [0, V_{oc}]$, daya keluaran array PV adalah

$$P(u) = u I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{u}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} \quad (4.4)$$

Efisiensi sel PV tidak hanya bergantung pada resistansi shunt internal, tetapi juga iradiasi, suhu array, dan beban. Di sini atur $I_{sc,ref}$, $V_{oc,ref}$, $V_{m,ref}$ dan $I_{m,ref}$ sebagai parameter PV di bawah kondisi standar, yaitu iradiansi $S_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$ dan suhu keadaan $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$, maka I_{sc} , V_{oc} , V_m dan I_m dapat dihitung dengan

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \cdot \frac{S}{S_{ref}} (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (4.5)$$

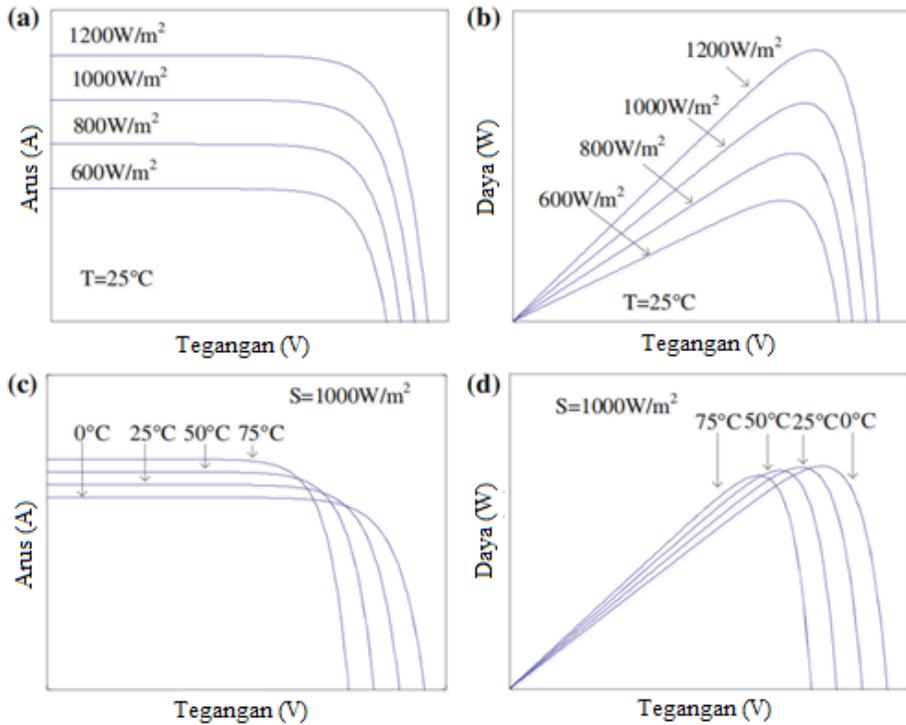
$$V_{oc} = V_{oc,ref} \cdot 1n(e + b \cdot \Delta S)(1 - c \cdot \Delta T) \quad (4.6)$$

$$I_m = I_{m,ref} \cdot \frac{S}{S_{ref}} (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (4.7)$$

$$V_m = V_{m,ref} \cdot 1n(e + b \cdot \Delta S)(1 - c \cdot \Delta T) \quad (4.8)$$

di mana $\Delta S = (S/S_{ref} - 1)$, $\Delta T = (T - T_{ref})$, dan nilai tipikal a, b, c dapat diambil masing-masing sebagai $0,025/^\circ\text{C}$, $0,5/(\text{W/m}^2)$ dan $0,00288/^\circ\text{C}$. Seperti yang

ditunjukkan pada Gambar 4.3, dengan perubahan kondisi keadaan, karakteristik keluaran sel PV akan berubah juga.



Gambar 4.3. Karakteristik keluaran modul PV di bawah iradiasi dan suhu yang berbeda: (a) dan (c) adalah kurva $I - V$, (b) dan (d) adalah kurva $P - V$

4.1.2 Karakteristik Keluaran Sel PV

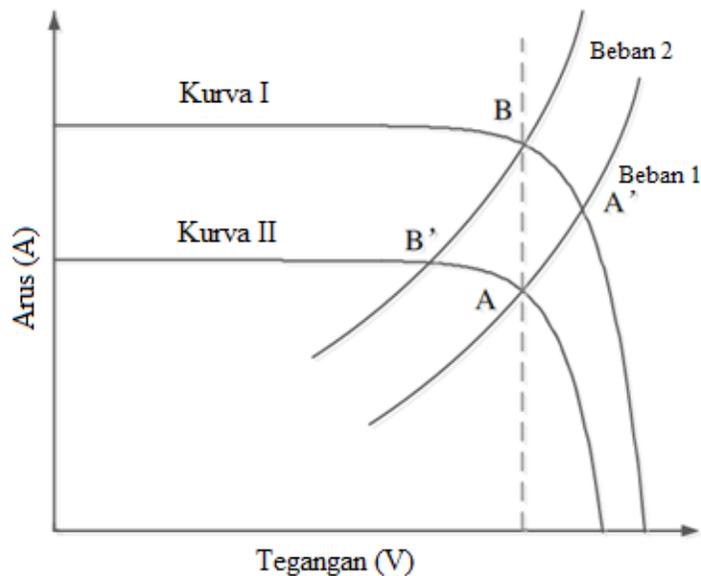
Kurva karakteristik keluaran PV mengacu pada arus keluaran sel PV, tegangan keluaran dan daya keluaran dalam iradiasi dan suhu lingkungan tertentu. Nonlinier merupakan salah satu ciri sel PV. Dalam rentang tegangan keluaran tertentu, sel PV mirip dengan sumber arus konstan. Ketika tegangan lebih dari kisaran tertentu dan terus naik, sel PV mirip dengan sumber tegangan konstan. Efisiensi sel PV tidak hanya bergantung pada resistansi *shunt* internal, tetapi juga pada tingkat iradiasi, suhu array dan beban. Dengan perubahan kondisi karakteristik, keluaran dari sel PV akan berubah. Seperti ditunjukkan pada Gambar 4.2, array PV sangat nonlinier, tetapi

ada satu titik operasi unik pada kurva yang memberikan efisiensi maksimum dalam kondisi tersebut.

4.2 Teori Dasar MPPT

Metode MPPT pada sistem PV bertujuan untuk mencari titik operasi yaitu hasil kali tegangan keluaran dan arus keluaran terbesar. Secara teoritis, menurut teori rangkaian, sel PV mengeluarkan daya maksimum ketika impedansi keluaran sel PV sama dengan beban. Oleh karena itu, proses MPPT sel PV sebenarnya adalah membuat impedansi keluaran sel PV cocok dengan impedansi beban secara bertahap satu sama lain. Karena faktor lingkungan memiliki pengaruh pada impedansi keluaran sel PV, maka dimungkinkan untuk mencapai kontrol MPPT jika impedansi beban disesuaikan secara *real-time* melacak impedansi keluaran sel PV. Untuk pembahasan yang lebih baik, impedansi ekuivalen sel PV R_{opt} didefinisikan sebagai rasio tegangan MPP V_{MPP} dan arus MPP I_{MPP} , yaitu $R_{opt} = V_{MPP}/I_{MPP}$. Jelas, kondisi lingkungan berubah, R_{opt} juga akan berubah. Namun, ada masalah pencocokan beban karena mereka diberi daya ke beban tertentu dalam proses aplikasi praktis.

Kurva I dan II menunjukkan kurva karakteristik perangkat PV di bawah situasi yang berbeda. Titik A dan B adalah titik daya keluaran maksimum perangkat PV di bawah kondisi penyinaran yang berbeda. Beban 1 dan Beban 2 adalah dua kurva beban. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.4, perangkat PV yang beroperasi di titik A, akan ditransfer ke titik A' jika iradiasi meningkat secara tiba-tiba karena beban konstan. Untuk mendapatkan daya maksimum perangkat PV, perlu membuat perangkat PV bekerja di titik B pada kurva karakteristik I. Artinya, rangkaian eksternal perangkat PV harus dikontrol sehingga karakteristik beban menjadi kurva Beban 2 untuk menerapkan kecocokan daya perangkat PV. Dalam hal ini, daya maksimum perangkat PV dikeluarkan.



Gambar 4.4. Skematik diagram MPPT

4.3 Komponen MPPT

Tujuan MPPT adalah meningkatkan energi yang dapat ditransfer dari array PV ke sistem kelistrikan. Fungsi utamanya adalah mengatur tegangan keluaran panel untuk memasok energi maksimum ke beban. Sebagian besar desain saat ini terdiri dari tiga komponen dasar: konverter DC/DC mode sakelar, sistem kontrol, dan komponen pelacakan.

Konverter mode sakelar adalah inti dari seluruh suplai karena energi yang ditarik, disimpan sebagai energi magnetik, kemudian dilepaskan pada tingkat potensial yang berbeda. Dengan mengatur bagian mode sakelar di berbagai topologi seperti konverter *buck* atau *boost*, konverter tegangan dirancang untuk menyediakan tegangan atau arus masukan tetap yang sesuai dengan titik daya maksimum sehingga memungkinkan resistansi keluaran untuk mencocokkan baterai. Untuk mencapai mekanisme yang disebutkan di atas, sangat penting bagi pengontrol untuk terus memantau sistem PV dan memastikan operasinya pada titik daya maksimum PV dengan melacak MPP ini. Tujuan pengontrol adalah untuk terus mengukur nilai tegangan dan arus yang dihasilkan dari PV, dan membandingkannya dengan nilai

ambang batas tertentu untuk menerapkan metode yang dikontrol tegangan atau kontrol umpan balik daya.

4.3.1 Kendali Umpan Balik Tegangan

Dengan tegangan terminal array PV menjadi variabel yang dikendalikan, pengontrol umpan balik tegangan memaksa array PV untuk beroperasi pada MPP-nya dengan mengubah tegangan terminal array dan mengabaikan variasi suhu dan tingkat insolasi.

4.3.2 Kendali Umpan Balik Daya

Dalam metode kendali umpan balik daya, daya yang dikirim ke beban adalah variabel yang dikendalikan. Untuk mencapai daya maksimum, dp/dv harus nol. Skema kontrol ini tidak terpengaruh oleh karakteristik array PV, namun meningkatkan daya ke beban dan bukan daya dari array PV. Faktor-faktor seperti tertutup bayangan cepat dapat menyebabkan pelacak kehilangan MPP untuk sementara. Jika kondisi pencahayaan berubah, pelacak perlu merespons perubahan dalam waktu singkat untuk menghindari kehilangan energi. Oleh karena itu, fitur pengontrol yang paling penting adalah kemampuannya untuk menyesuaikan sistem dengan cepat untuk beroperasi kembali pada MPPT.

4.4 Metode MPPT Tingkat Lanjut

4.4.1 *Curve Fitting*

MPP adalah nilai ekstrim dari karakteristik $P - V$ panel PV, oleh karena itu pada awalnya karakteristik $P - V$ panel PV diprediksi dalam metode ini. Untuk memprediksi, karakteristik $P - V$ ini, panel PV dapat dimodelkan secara *offline* berdasarkan persamaan matematis atau perkiraan numerik. Untuk mencapai penyesuaian kurva $P - V$ yang akurat, fungsi polinomial orde ketiga sebagai:

$$P = aV^3 + bV^2 + cV + d \quad (4.9)$$

dimana koefisien a, b, c dan d ditentukan dengan sampling tegangan PV dan daya dalam interval. Diferensiasi dari (4.9) memberikan

$$\frac{dP}{dV} = 3aV^2 + 2bV + c \quad (4.10)$$

$$\text{pada MPP, } \frac{dP}{dV} = 0 \quad (4.11)$$

Dengan demikian, tegangan pada MPP dapat dihitung sebagai

$$V_{mpp} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 3ac}}{3a} \quad (4.12)$$

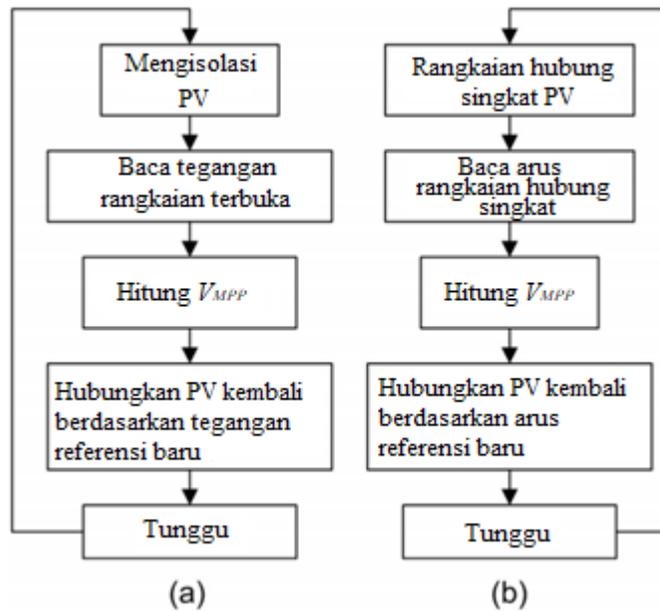
Dalam metode ini a, b, c dan d disampel berulang kali dalam rentang beberapa milidetik menggunakan persamaan matematika yang ditentukan dan kemudian V_{mpp} dihitung.

4.4.2 *Open-circuit Voltage* atau *Short-circuit Current*

Jika salah satu dari V_{mpp} atau I_{mpp} dilacak maka P_{mpp} yang sesuai dapat dilacak. Dalam metode *Open-circuit Voltage* dan *Short-circuit Current*, karakteristik sistem PV nonlinier $V - I$ dimodelkan menggunakan persamaan matematis atau aproksimasi numerik dengan mempertimbangkan berbagai kondisi lingkungan dan tingkat degradasi panel PV. Diagram alir metode ini ditunjukkan pada Gambar 4.5. Berdasarkan karakteristik $V - I$ tersebut, pada metode *Open-circuit Voltage*, hubungan matematis antara V_{mpp} dan V_{oc} dikonstruksikan sebagai V_{mpp} bergantung linier pada V_{oc} dengan hubungan empiris yang ditunjukkan sebagai berikut:

$$V_{mpp} \approx K_{oc} V_{oc} \quad (4.13)$$

Ditemukan bahwa nilai K_{oc} bervariasi antara 0,78 dan 0,92. K_{oc} dapat dihitung dengan menganalisis sistem PV pada berbagai radiasi matahari dan suhu. Dalam metode ini, sistem PV dihubungkan terbuka pada ujung beban selama sepersekian detik dan V_{oc} diukur, kemudian V_{mpp} dihitung menggunakan (4.13). Mengulangi proses ini V_{oc} diambil sampelnya berulang kali dalam setiap beberapa detik dan nilai V_{mpp} diperbarui.



Gambar 4.5. Algoritma (a) *Open-circuit Voltage* dan (b) *Short-circuit Current*

Sedangkan pada metode *Short-circuit Current*, hubungan matematis antara I_{mpp} dan I_{sc} dikonstruksikan sebagai I_{mpp} bergantung linier pada I_{sc} dengan hubungan empiris yang ditunjukkan sebagai berikut:

$$V_{mpp} \approx K_{sc} I_{sc} \quad (4.14)$$

Metode *Short-circuit Current* dibangun oleh (4.14). Nilai K_{sc} umumnya bervariasi antara 0,64 dan 0,85. K_{sc} dapat dihitung dengan menganalisis sistem PV pada berbagai radiasi matahari dan suhu.

4.4.3 *Look-up Table*

Dalam metode ini, MPP sistem PV dihitung sebelumnya untuk setiap kemungkinan kondisi lingkungan dan disimpan dalam perangkat memori sistem kontrol MPPT. Selama operasi, MPP yang sesuai untuk kondisi tertentu dipilih dari memori itu dan diimplementasikan.

4.4.4 Differentiation

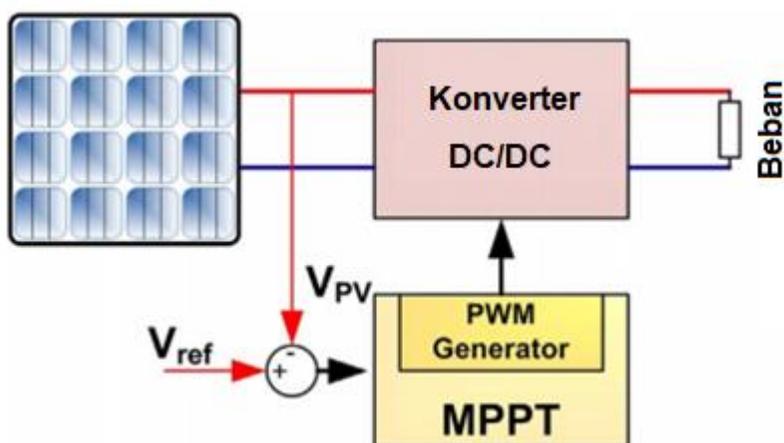
Metode ini menentukan MPP dari sistem PV pada penyelesaian berikut:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{d(IV)}{dt} = I \frac{dV}{dt} + V \frac{dI}{dt} = 0 \quad (4.15)$$

Tetapi, metode ini sangat sulit karena setidaknya delapan pengukuran I dan V perhitungan seperti pengukuran dV dan dI , perhitungan yang sesuai dan untuk rentang waktu dt . Kemudian diperlukan perhitungan $I \times dV/dt$, $V \times dI/dt$ dan $I \times dV/dt + V \times dI/dt$. Untuk operasi pelacakan MPP yang lebih cepat, metode ini membutuhkan prosesor yang kuat dan mahal untuk menyelesaikan persamaan MPP yang kompleks.

4.4.5 Feedback Voltage atau Feedback Current

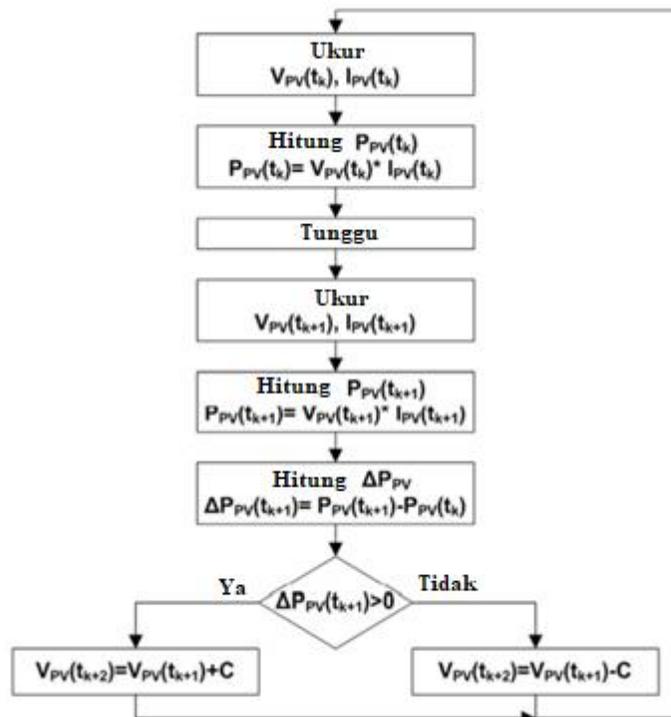
Diagram metode ini ditunjukkan pada Gambar 4.6. Metode ini digunakan pada sistem yang tidak memiliki baterai. Tanpa baterai, diperlukan pengontrol sederhana untuk memperbaiki tegangan bus pada tingkat yang konstan. Dalam metode ini, umpan balik tegangan atau arus panel diambil dan dibandingkan dengan tegangan atau arus referensi yang dihitung ulang. Kemudian rasio tugas konverter DC/DC terus menerus disesuaikan sehingga beroperasi mendekati MPP.



Gambar 4.6. Umpan balik tegangan dengan modulasi PWM

4.4.6 Perturbation and Observe (P&O)

Diagram alir metode ini ditunjukkan pada Gambar 4.7. Dalam metode ini, pertama-tama tegangan dan arus PV diukur dan karenanya daya P_1 yang sesuai dihitung. Mempertimbangkan pertubasi kecil tegangan (ΔV) atau pertubasi siklus kerja (Δd) dari konverter DC/DC dalam satu arah, daya yang sesuai P_2 dihitung. P_2 kemudian dibandingkan dengan P_1 . Jika P_2 lebih dari P_1 , maka pertubasi berada di arah kanan, jika tidak maka harus dibalik. Dengan cara ini, titik daya puncak (P_{mpp}) dikenali dan karenanya tegangan yang sesuai (P_{vpp}) dapat dihitung. Kelemahan utama dari P&O adalah penyimpangan sesekali dari titik operasi maksimum dalam kasus kondisi atmosfer yang berubah dengan cepat. Juga, ukuran pertubasi yang benar penting dalam memberikan kinerja yang baik di kedua respon dinamis dan kondisi mapan.



Gambar 4.7. Algoritma P&O konvensional

4.4.7 Feedback of Power Variation with Voltage

Metode ini mirip dengan metode tegangan umpan balik, tetapi perbedaannya hanya terletak pada variasi daya dengan tegangan (dP/dV). Kontrol daya maksimum

dicapai dengan memaksa turunan (dP/dV) sama dengan nol di bawah kontrol umpan balik daya. Pendekatan umum untuk kontrol umpan balik daya adalah mengukur dan memaksimalkan daya pada terminal beban.

Dalam metode ini, daya ke beban dimaksimalkan karena beberapa rugi-rugi daya yang tidak dapat dihindari di seluruh konverter. Oleh karena itu, desain konverter kinerja tinggi merupakan masalah yang menjadi perhatian dalam metode ini.

4.4.8 *Feedback of Power Variation with Current*

Metode ini mirip dengan metode dP/dV , kecuali perbedaan umpan balik variasi daya dengan arus (dP/dI) karena nilainya juga nol pada MPP. Oleh karena itu, rasio tugas diatur hingga dP/dI menjadi nol pada MPP.

4.4.9 *Incremental Conductance (IncCond)*

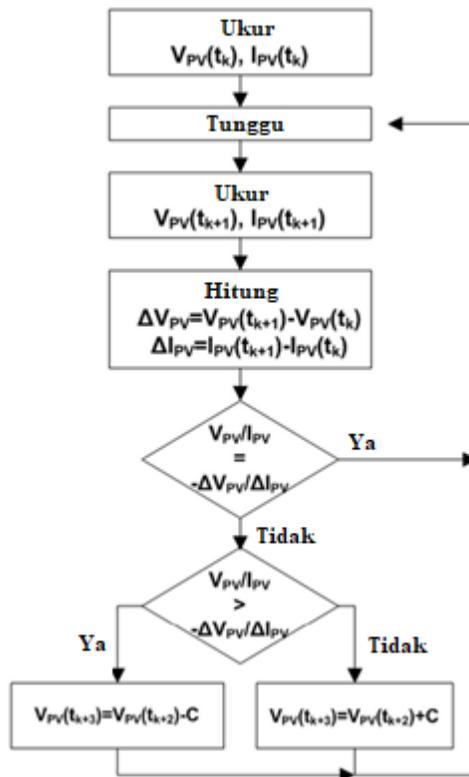
Diagram alir metode ini ditunjukkan pada Gambar 4.8. Pada sistem PV, turunan daya keluaran panel dengan tegangannya dinyatakan sebagai:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (4.16)$$

Untuk menemukan MPP adalah nol di MPP, positif di sebelah kiri MPP dan negatif di sebelah kanan MPP. Jadi, (19) dapat ditulis ulang menjadi

$$\begin{aligned} \frac{\Delta I}{\Delta V} &= \frac{-I}{V} \text{ pada MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} &> \frac{-I}{V} \text{ di kiri MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} &< \frac{-I}{V} \text{ di kanan MPP} \end{aligned} \quad (4.17)$$

Dengan demikian, MPP dapat dilacak dengan membandingkan konduktansi sesaat (I/V) dengan konduktansi inkremental ($\Delta I/\Delta V$). Metode ini sama efisiennya dengan P&O, hasil yang baik di bawah kondisi atmosfer yang berubah dengan cepat. Di sini, juga ada masalah ukuran pertubasi yang sama dengan P&O. Upaya yang dilakukan untuk menyelesaikannya adalah dengan menggunakan ukuran langkah variabel. Tapi, skema tersebut akan membutuhkan sirkuit kontrol yang rumit dan mahal.



Gambar 4.8. Diagram alir metode IncCond.

4.4.10 Ripple Correlation Control (RCC)

Ketika array PV terhubung ke konverter daya, pensaklaran dari konverter membebaskan riak tegangan dan arus pada array PV. Hal ini membuat riak ke daya yang dihasilkan dari sistem PV. Dalam metode RCC, riak ini dimanfaatkan oleh sistem PV untuk melakukan Metode MPPT. Karena riak tersedia secara alami dengan menggunakan konverter, maka tidak diperlukan pertubasi buatan. RCC mengkorelasikan dp/dt dengan di/dt atau dv/dt dan karenanya menggunakan (4.18) nilai tegangan dan arus sistem PV dikenali apakah lebih besar atau lebih kecil dari MPP. Peran RCC adalah memaksa riak ini ke nol dan akhirnya menyeret tegangan dan arus panel PV ke MPP

$$\frac{dv}{dt} > 0 \text{ atau } \frac{di}{dt} > 0 \text{ dan } \frac{dp}{dt} > 0 \rightarrow V < V_{mpp} \text{ atau } I < I_{mpp}$$

$$\frac{dv}{dt} > 0 \text{ atau } \frac{di}{dt} > 0 \text{ dan } \frac{dp}{dt} < 0 \rightarrow V > V_{mpp} \text{ atau } I < I_{mpp} \quad (4.18)$$

RCC berlaku untuk semua topologi konverter daya. Penyesuaian I ini dapat dilakukan dengan menggunakan konverter *boost*. Di sini, arus induktor i_L sama dengan arus array. Pada suhu dan radiasi tertentu, i_L diatur bersama dengan $p = vi_L$. Ketika ada perubahan kondisi lingkungan, MPP juga ikut bergeser.

4.4.11 Current Sweep

Metode *current sweep* menggunakan bentuk gelombang sapuan untuk arus array PV sedemikian rupa sehingga karakteristik $I - V$ dari array PV diperoleh dan diperbarui pada interval waktu yang konstan. V_{mpp} kemudian dapat dihitung dari kurva karakteristik pada interval yang sama. Fungsi yang dipilih untuk bentuk gelombang sapuan arus berbanding lurus dengan turunannya sebagai

$$i(t) = k_1 \frac{di}{dt} \quad (4.19)$$

Solusi dari (4.19) adalah

$$i(t) = k_2 e^{t/k_1} \quad (4.20)$$

Di sini, k_2 diambil sebagai I_{mpp} di MPP. Di MPP

$$\frac{dp(t)}{dt} = \frac{d(v(t)i(t))}{dt} = i(t) \frac{dv(t)}{dt} + v(t) \frac{di(t)}{dt} = 0 \quad (4.21)$$

Menggunakan (4.19) dalam (4.21)

$$\frac{dp(t)}{dt} = \left(k_1 \frac{dv(t)}{dt} + v(t) \right) \frac{di(t)}{dt} = 0 \quad (4.22)$$

dimana $i(t)$ dapat dihitung menggunakan (4.10), diikuti oleh V_{mpp} menggunakan (4.22). Di sini, titik referensi sering diperbarui dalam interval waktu yang tetap dan karenanya metode ini menghasilkan hasil yang akurat jika koefisien proporsionalitas k_1 dan k_2 dipilih dengan benar.

4.4.12 Parasitic Capacitance

Metode *parasitic capacitance* mirip dengan metode IncCond. Perbedaannya adalah dalam pertimbangan efek kapasitansi sambungan parasit sel PV C_p , yang dilambangkan dengan penyimpanan muatan di persimpangan pn sel PV. Efek kapasitansi ini dapat diketahui dengan menambahkan arus melalui kapasitansi sebagai $i(t) = C_p dV/dt$ dalam persamaan model panel PV sebagai berikut:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{aV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} + C_p \frac{dv}{dt} \quad (4.23)$$

(4.23) dapat ditulis ulang sebagai

$$I = f(v) + C_p \frac{dv}{dt} \quad (4.24)$$

dimana

$$f(v) = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{aV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (4.25)$$

Keluaran daya dari panel PV diwakili oleh

$$P = V \left(f(v) + C_p \frac{dv}{dt} \right) \quad (4.26)$$

MPP terletak pada titik dimana $\frac{dP}{dv} = 0$. Sehingga,

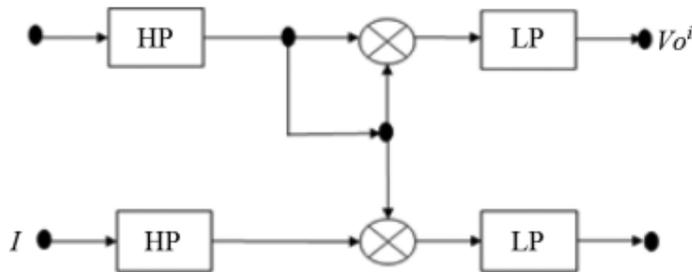
$$g_p = \frac{df(v)}{dv} + C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\dot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{f(v)}{dv} = 0 \quad (4.27)$$

dimana $\frac{df(v)}{dv}$, $C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\dot{V}}{\dot{V}} \right)$ dan $\frac{f(v)}{dv}$ masing-masing mewakili konduktansi sesaat, konduktansi tambahan, dan riak yang diinduksi dari kapasitansi parasit. Turunan pertama dan kedua dari tegangan array PV diperhitungkan untuk komponen riak AC yang dihasilkan oleh konverter. Konduktansi array adalah rasio arus array sesaat dengan tegangan array sesaat dan dihitung sebagai berikut:

$$g_p = \frac{P_{gp}}{V_o^2} \quad (4.28)$$

dimana P_{gp} adalah daya riak rata-rata, V_o adalah besarnya riak tegangan. Nilai P_{gp} dan $(V_o)^2$ dapat diperoleh dari konfigurasi rangkaian Gambar 4.9.

Masukan ke sirkuit adalah arus dan tegangan array PV yang diukur. Tapis *high-pass* (HP) menghilangkan komponen DC dari V . Kedua pengali menghasilkan sinyal AC V_o^2 dan P_{gp} , yang kemudian disaring oleh tapis *low-pass* (LP), meninggalkan komponen DC V_o^2 dan P_{gp} .



Gambar 4.9. PV Array terhubung untuk meningkatkan sirkuit dalam metode RCC

4.4.13 Load Current/Load Voltage Maximization

Jika terhubung langsung ke beban, pengoperasian array PV di MPP tidak dapat dipastikan bahkan untuk beban konstan. Komponen utama dari rangkaian MPPT adalah *power stage* dan pengontrolnya. *Power stage* direalisasikan melalui konverter daya mode diaktifkan, masukan kontrol adalah siklus kerja.

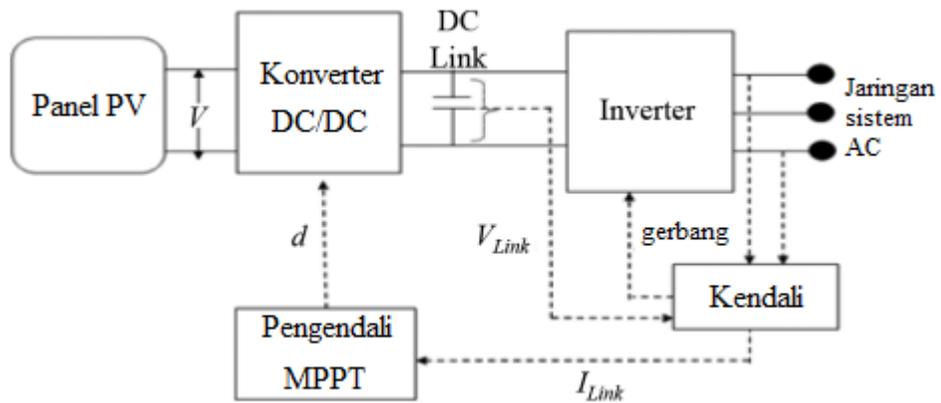
4.4.14 DC Link Capacitor Droop Control

Metode kontrol droop kapasitor DC-link dirancang untuk bekerja dengan sistem PV yang dihubungkan secara paralel dengan saluran sistem AC. Rasio tugas (d) dari konverter boost ideal direpresentasikan sebagai:

$$d = 1 - \frac{V}{V_{link}} \quad (4.29)$$

dimana V adalah tegangan pada rangkaian PV dan V_{link} adalah tegangan pada sambungan DC. Jika V_{link} dijaga konstan, daya yang keluar dari konverter dapat ditingkatkan dengan meningkatkan arus yang masuk ke dalam inverter. Saat arus

meningkat, tegangan V_{link} dapat dijaga konstan selama daya yang dibutuhkan oleh inverter tidak melebihi daya maksimum yang tersedia dari susunan PV. Jika bukan itu masalahnya, V_{link} mulai *drooping*. Tepat sebelum titik *drooping*, perintah kontrol inverter berada pada tingkat maksimum dan array PV beroperasi pada MPP. Arus saluran sistem AC diumpungkan kembali ke DC-link untuk mencegah V_{link} dari *drooping* dan d dioptimalkan untuk mencapai MPPT seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.10. Metode ini dibatasi hanya untuk sistem PV yang terhubung secara paralel dengan jaringan system AC.



Gambar 4.10. Diagram blok metode *droop* kapasitor DC-link.

4.4.15 *Linearization-Based*

Modul PV dan konverter menunjukkan karakteristik nonlinier dan varian waktu, yang membuat desain MPPT menjadi sulit. Dalam metode ini, linearisasi berturut-turut menyederhanakan masalah nonlinier kembali ke kasus linier. MPP dari modul PV diperkirakan menggunakan satu set persamaan linier, memanfaatkan hubungan yang ada antara nilai tegangan modul dan arus di lokus MPP. Studi analitik model panel PV menunjukkan bahwa hubungan antara tegangan dan arus ini cenderung linier untuk kondisi iradiasi yang lebih tinggi karena pengaruh resistansi seri panel PV. Berdasarkan hubungan tegangan dan arus itu, pendekatan linier dari lokus MPP diturunkan, yang parameternya hanya terkait dengan parameter elektrik sel PV.

4.5 Parameter Evaluasi MPPT

Banyak metode MPPT tersedia untuk pengguna sistem PV. Kinerja MPPT tergantung pada beberapa faktor, sehingga menyulitkan untuk memilih metode yang sesuai dengan kebutuhan aplikasi masing-masing. Faktor-faktor utama yang muncul dibahas secara singkat selanjutnya sehubungan dengan berbagai parameter kinerja.

4.5.1 Implementasi (Jenis Rangkaian)

Kemudahan implementasi merupakan faktor penting dalam memutuskan metode MPPT mana yang akan digunakan. Namun, faktor ini sangat tergantung pada pengetahuan pengguna. Beberapa pengguna mungkin lebih akrab dengan sirkuit analog. Sedangkan pengguna lain mungkin bersedia bekerja dengan sirkuit digital, bahkan jika itu mungkin memerlukan penggunaan perangkat lunak dan pemrograman. Selanjutnya, beberapa metode MPPT hanya berlaku untuk topologi tertentu. Sehingga metode MPPT dapat diklasifikasikan berdasarkan jenis sirkuit yang digunakan, yaitu analog dan digital.

4.5.2 Sensor (Jumlah Variabel)

Jumlah sensor yang dibutuhkan untuk mengimplementasikan MPPT juga mempengaruhi proses keputusan seperti akurasi dan kecepatan konvergensi. Seringkali, untuk MPPT yang lebih presisi, pengguna mungkin perlu menggunakan lebih banyak sensor. Jumlah dan jenis sensor yang dibutuhkan sangat bergantung pada metode MPPT yang digunakan. Berkaitan dengan variabel yang dirasakan, lebih mudah dan lebih dapat diandalkan untuk mengukur tegangan daripada arus, lebih lanjut sensor arus biasanya lebih mahal dan berukuran besar. Dalam sistem yang terdiri dari beberapa susunan PV dengan pelacak MPP terpisah, lebih disukai menggunakan metode MPPT yang hanya membutuhkan satu sensor atau yang dapat memperkirakan arus dari tegangan. Di sisi lain, sensor radiasi dan suhu sangat mahal.

4.5.3 Kecepatan Konvergensi

Kecepatan konvergensi adalah waktu yang dibutuhkan untuk mencapai MPP. Untuk sistem MPPT berkinerja tinggi, waktu yang dibutuhkan untuk mencapai tegangan atau arus operasi yang diperlukan harus rendah. Bergantung pada seberapa cepat pengguna perlu melakukan ini dan persyaratan sistem pelacakannya, sistem harus mempertahankan beban di MPP. Penyetelan berkala waktu yang lebih rendah diambil untuk mencapai MPP meminimalkan rugi-rugi daya dan memaksimalkan efisiensi.

4.5.4 Biaya

Jenis algoritma yang digunakan sangat menentukan sumber daya terutama biaya yang diperlukan untuk menyiapkan aplikasi ini. Perbandingan biaya MPPT yang memuaskan dapat dilakukan dengan mengetahui metode yang membutuhkan sistem analogi atau digital yang diadopsi dalam perangkat kendali. Implementasi analogi umumnya lebih murah daripada digital, jumlah sensor yang diperlukan untuk menerapkan metode MPPT juga mempengaruhi biaya, dan penggunaan komponen daya tambahan, dengan mempertimbangkan biaya lainnya (komponen daya, komponen elektronik, papan, dll) sama untuk semua perangkat.

4.5.5 Aplikasi (Hubungan antara biaya, waktu dan efisiensi)

Metode MPPT yang berbeda yang dibahas di atas akan sesuai dengan aplikasi yang berbeda. Misalnya, dalam aplikasi satelit luar angkasa dan stasiun orbital yang membutuhkan banyak uang, biaya dan kerumitan pelacak MPP tidak sepenting kinerja dan keandalannya. Pelacak harus dapat terus melacak MPP yang sebenarnya dalam jumlah waktu minimum dan tidak memerlukan penyetelan berkala.

4.5.6 Ketergantungan pada Parameter Array

Metode MPPT dapat dibagi menjadi dua jenis metode, metode *independency* (langsung) dan *dependency* (tidak langsung). Metode langsung adalah metode yang menggunakan pengukuran tegangan dan/atau arus PV. Metode langsung ini memiliki keuntungan karena tidak bergantung pada pengetahuan apriori tentang

konfigurasi array PV dan nilai parameter untuk implementasinya. Dengan demikian, titik operasi tidak tergantung pada tingkat isolasi, suhu, atau degradasi. Metode tidak langsung didasarkan pada penggunaan database parameter yang mencakup data kurva $P - V$ tipikal sistem PV untuk radiasi dan suhu yang berbeda, atau pada penggunaan fungsi matematika yang diperoleh dari data empiris untuk memperkirakan MPP. Dalam kebanyakan kasus, evaluasi sebelumnya dari generator PV berdasarkan hubungan matematis yang diperoleh dari data empiris diperlukan.

4.6 Ringkasan

Dalam beberapa dekade terakhir, para peneliti dan ilmuwan bekerja untuk meningkatkan efisiensi sistem energi terbarukan. Efisiensi panel PV dan konverter/inverter tidak mudah ditingkatkan karena bergantung pada teknologi perangkat keras yang tersedia. Di sisi lain, meningkatkan pelacakan MPP dengan algoritma kontrol khusus lebih mudah dan mengarah pada peningkatan pembangkit listrik PV. Metode MPPT adalah salah satu bidang yang menarik minat banyak peneliti karena berfokus pada menemukan algoritma baru untuk mengekstrak sebanyak mungkin daya dari sumbernya sehingga meningkatkan efisiensi. Dalam bab ini, 15 metode MPPT telah diuraikan dengan bahasan khusus bagaimana mengekstrak daya maksimum pada masing-masing metode. Keunggulan dan kekurangan setiap metode juga telah dibahas. Dalam memilih metode yang tepat, tentu saja perlu mempertimbangkan berbagai aspek mulai dari jenis rangkaian untuk implementasi, sensor-sensor yang digunakan, kecepatan konvergensi metode, biaya implementasi, aplikasi khusus, hingga ketergantungan pada parameter array yang telah diulas sebelumnya.

BAB 5

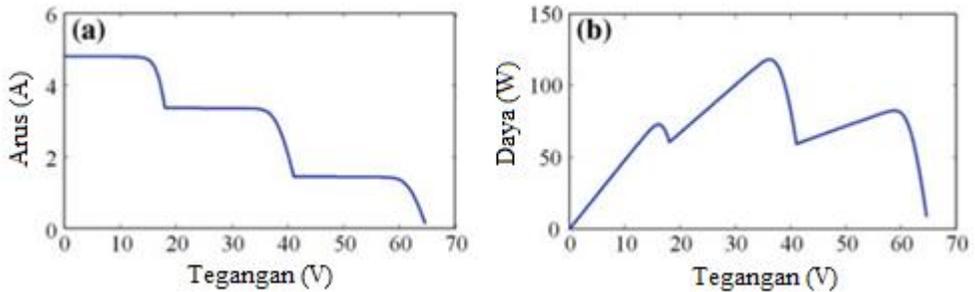
Teknik Kontrol Tingkat Lanjut Pelacakan Titik Daya Maksimum Sistem PV

MPPT merupakan pertimbangan penting dalam sistem PV. Sistem ini menunjukkan karakteristik variabel $I - V$ dan $P - V$. Variabel ini sangat bervariasi dengan kondisi lingkungan. Operasi optimal dari sistem PV terjadi ketika sistem beroperasi pada titik daya maksimum (MPP) yang unik pada kondisi lingkungan tertentu. Kondisi lingkungan utama termasuk iradiasi pada sel, suhu sel dan fenomena tertutup bayangan. Tertutup bayangan dapat terjadi karena benda, debu atau kotoran. Dapat juga terjadi karena ketidakcocokan modul yang timbul dari kerusakan atau toleransi manufaktur. Efek tertutup Bayangan ini menyebabkan sifat nonlinier lebih lanjut ke dalam karakteristik $I - V$ dan $P - V$ dari sistem. Berbagai macam metode MPPT yang bervariasi telah diusulkan oleh para peneliti, dari teknik estimasi sederhana hingga teknik pelacakan lanjutan. Dalam bab ini, kriteria untuk menilai kinerja metode MPPT didefinisikan. Selanjutnya diikuti dengan deskripsi dan diskusi lengkap dari kedua teknik yang dirancang untuk kondisi lingkungan yang seragam dan yang dirancang untuk kondisi lingkungan yang tidak seragam.

Metode MPPT dapat diklasifikasikan sebagai metode yang dirancang untuk kondisi lingkungan yang seragam dan metode yang dirancang untuk kondisi lingkungan yang tidak seragam. Masing-masing kategori ini berisi banyak pendekatan berbeda untuk memastikan pengoperasian sistem PV yang efisien. Sebuah sistem PV dibatasi oleh kondisi lingkungan yang mengenainya. Di lingkungan luar, sistem PV akan mendapatkan iradiasi yang bervariasi dengan cepat akibat tutupan awan, kerusakan dan ketidakcocokan sel bahkan tertutup bayangan dari objek di lingkungan. Pengoperasian sistem PV di bawah kondisi lingkungan nyata inilah yang menjadi dasar pengembangan teknik yang dirancang untuk kondisi lingkungan yang tidak seragam.

Instalasi sistem PV menghabiskan biaya yang tinggi, sehingga harus dioperasikan secara efektif untuk memanfaatkan investasi ini. Sistem PV memiliki karakteristik $I - V$ dan $P - V$ nonlinier yang mengarah ke titik unik yang sesuai dengan daya maksimum yang tersedia. MPP ini akan bervariasi dengan iradiasi dan suhu. Ketika sistem PV beroperasi di lingkungan luar, ada kemungkinan modul akan mengalami tingkat iradiasi dan suhu sel yang berbeda berdasarkan orientasi, tertutup Bayangan dari objek di lingkungan atau karena ketidakcocokan dan kerusakan sel. Kondisi tidak seragam ini meningkatkan nonlinier dari karakteristik $I - V$ dan $P - V$ yang menyebabkan munculnya beberapa MPP karena adanya dioda *bypass* internal di setiap modul. Di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam karakteristik $I - V$ dan $P - V$ seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.1a dan 5.1b.

Dalam bab ini, kriteria untuk menilai kinerja metode MPPT ditentukan berdasarkan kinerja pada kondisi lingkungan yang seragam dan tidak seragam. Metode MPPT utama dijelaskan dan didiskusikan sehubungan dengan kinerjanya terhadap kriteria ini. Dua faktor kunci mempengaruhi kinerja sistem PV secara substansial. Faktor-faktor ini adalah iradiasi yang berubah dengan cepat, dan iradiasi yang tidak seragam. Setiap faktor memiliki pengaruh yang berbeda pada sistem dan dapat diakomodasi oleh pendekatan MPPT yang berbeda.



Gambar 5.1 Karakteristik untuk tiga modul di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. (a) $I - V$, dan (b) $P - V$

Bab ini pertama-tama memperkenalkan pentingnya MPPT dalam sistem PV dan kemudian mendefinisikan kriteria yang tepat untuk menilai kinerja metode tersebut. Teknik MPPT kemudian dideskripsikan dan dinilai berdasarkan pengelompokan teknik sebagai berikut:

- Teknik yang ditujukan untuk kondisi lingkungan yang seragam
- Teknik yang dirancang atau dimodifikasi untuk mengakomodasi kondisi lingkungan yang tidak seragam

Bab ini diakhiri dengan beberapa komentar mengenai masa depan pengembangan MPPT dan penilaian kegunaan teknik yang ada.

5.1 Kriteria Penilaian Metode MPPT

Dalam menilai kinerja metode MPPT, penting untuk mempertimbangkan lingkungan di mana sistem PV beroperasi. Lingkungan luar memiliki iradiasi yang berubah dengan cepat karena lewatnya awan di langit, dan dapat melibatkan iradiasi yang tidak seragam yang terjadi di seluruh modul dalam suatu sistem karena tertutup Bayangan. Tertutup Bayangan dapat timbul sebagai akibat dari struktur atau pohon di lingkungan sekitar, atau karena degradasi sel, ketidaksesuaian atau kerusakan. Dalam menilai metode MPPT, daftar kriteria berikut telah ditetapkan untuk mengidentifikasi teknik mana yang merupakan metode MPPT yang efektif untuk kondisi seragam dan tidak seragam.

- Mampu membedakan maksima global dan lokal
- Kemampuan untuk menemukan maxima global
- Melacak dengan cepat hingga maksima
- Melacak dengan cepat di bawah perubahan kondisi lingkungan
- Osilasi minimal dalam kondisi tunak
- Ketergantungan minimal pada parameter elektrik utama panel PV atau pada parameter khusus sistem
- Biaya dan kerumitan minimal

Kriteria ini akan dipertimbangkan pada setiap metode MPPT yang diidentifikasi dalam bab ini.

5.2 Metode Konvensional

Metode MPPT konvensional adalah metode yang secara tradisional dirancang untuk bekerja pada kondisi lingkungan yang seragam. Teknik konvensional yang dipertimbangkan dalam bagian ini meliputi metode-metode yang telah dijelaskan pada Bab 4.

5.3 Metode Kecerdasan Buatan

Teknik MPPT berdasarkan metode kecerdasan buatan untuk kondisi lingkungan yang seragam meliputi teknik berbasis logika fuzzy dan jaringan syaraf tiruan (JST) akan dijelaskan pada bagian ini.

Ada dua kategori sehubungan dengan implementasi MPPT berbasis logika fuzzy. Kategori tersebut adalah penggunaan pendekatan berbasis model fuzzy, atau menggunakan logika fuzzy untuk memutuskan ukuran langkah variabel untuk digunakan dengan teknik konvensional lainnya. Sistem fuzzy Takagi-Sugeno membutuhkan sedikit aturan dan koefisien. Sehingga fuzzy Takagi-Sugeno dapat diimplementasikan dengan kompleksitas dan waktu komputasi yang lebih rendah daripada metode Mamdani. Oleh karena itu, Takagi-Sugeno sering digunakan dalam implementasi MPPT. Salah satu batasan utama dari pendekatan berbasis logika fuzzy

untuk MPPT adalah bahwa teknik harus dirancang untuk sistem tertentu dan tidak dapat digeneralisasikan.

5.3.1 Logika Fuzzy

Logika fuzzy memungkinkan masukan dan keluaran atau hasil yang mungkin direpresentasikan dalam skala. Proses inferensi fuzzy digunakan ketika memecahkan masalah tertentu menggunakan sistem fuzzy, dan melibatkan fuzzifikasi masukan, mengevaluasi *rule* (aturan), menggabungkan keluaran aturan dan kemudian defuzzifikasi keluaran.

Kontrol fuzzy adalah metode kontrol baru yang didasarkan oleh teori himpunan fuzzy. Algoritma ini sangat cocok untuk model matematika dari sistem nonlinier yang tidak diketahui dan kompleks. Sistem PV adalah sistem yang sangat nonlinier, kinerja sel PV sulit untuk digambarkan dengan model matematis yang akurat, dan oleh karena itu, metode kontrol fuzzy untuk MPPT sangat tepat. Kontrol fuzzy telah aplikasikan ke kontrol MPPT sistem PV, yang menghasilkan respon cepat terhadap lingkungan eksternal, dan mampu meredam osilasi daya di dekat MPP.

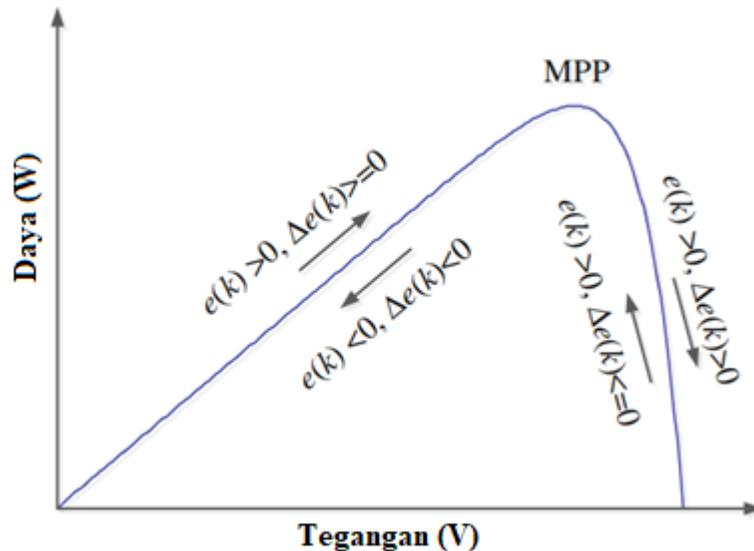
Untuk mewujudkan metode kontrol MPPT, sistem kontrol fuzzy mengambil sampel data untuk menentukan hubungan posisi antara titik operasi dan MPP, dan secara otomatis mengoreksi nilai tegangan pada titik operasi untuk mendapatkan MPP. Jadi, variabel keluaran ditentukan pengontrol logika fuzzy untuk koreksi tegangan titik operasi dV . Variabel masukan masing-masing adalah nilai *slope* titik pengambilan sampel kontinu dari e dan perubahan *slope* satuan waktu Δe pada kurva $P - V$ sel PV.

$$e(k) = \frac{dP(k)}{dV(k)} = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad (5.1)$$

$$\Delta e(k) = e(k) - e(k-1) \quad (5.2)$$

dimana $P(k)$ dan $I(k)$ adalah daya keluaran dan arus keluaran sel PV dari nilai sampling k kali. Jelas, jika $e(k) = 0$, menunjukkan bahwa sel PV telah bekerja dalam keadaan keluaran daya maksimum.

Dengan menganalisis kurva karakteristik $P - V$ sel PV seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.2, kita dapat menyimpulkan mengikuti logika aturan kontrol MPPT.



Gambar 5.2. Kurva karakteristik $P - V$

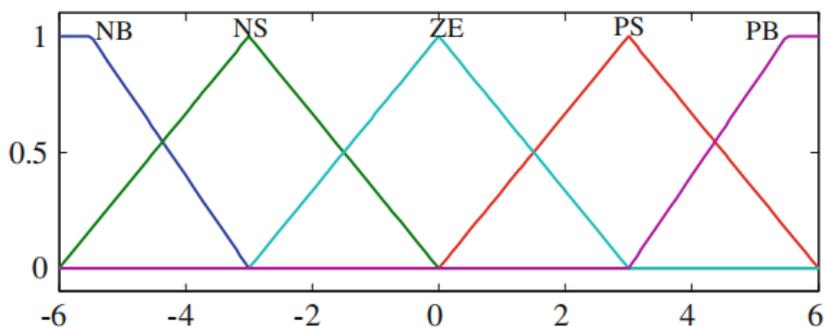
- Ketika $e(k) < 0$ dan $\Delta e(k) < 0$, P dari sisi kiri dekat dengan P_{MPP} . dV harus positif, untuk terus dekat dengan MPP;
- Ketika $e(k) < 0$ dan $\Delta e(k) > 0$, P dari sisi kiri jauh dari P_{MPP} . dV harus positif, mendekati MPP;
- Ketika $e(k) > 0$ dan $\Delta e(k) < 0$, P dari sisi kanan dekat dengan P_{MPP} . dV harus negatif, untuk terus mendekati MPP;
- Ketika $e(k) > 0$ dan $\Delta e(k) > 0$, P dari sisi kanan jauh dari P_{MPP} . P_{MPP} harus negatif, untuk mendekati MPP.

a. Fuzzifikasi

Proses yang mengubah nilai digital dari sampling menjadi besaran fuzzy yang dapat diidentifikasi dan digunakan oleh pengontrol dikenal sebagai fuzzifikasi. Variabel masukan biasanya disebut sebagai bahasa dalam kontrol logika fuzzy, dan istilah linguistik untuk menggambarkan karakteristik variabel sering dengan positif besar

(PB), positif sedang (PM), positif kecil (PS), nol (ZE), negatif kecil (NS), negatif sedang (NM), negatif besar (NB), tujuh frase deskriptif ini digunakan untuk mewakili. Dalam contoh selanjutnya, kita gunakan positif besar (PB), positif kecil (PS), nol (ZE), negatif kecil (NS), negatif besar (NS), lima frase ini untuk menggambarkan variabel masukan dan keluaran.

Fungsi keanggotaan ditunjukkan pada Gambar 5.3, menggunakan distribusi seragam fungsi keanggotaan segitiga untuk menentukan variabel input e dan Δe dan keluaran (dV) antara nilai-nilai yang berbeda dengan variabel linguistik yang sesuai keanggotaan (v). Setiap variabel linguistik sesuai dengan rentang nilai tertentu. Sebagai contoh, ketika nilai e sama dengan 6, hubungan keanggotaan dengan PB (positif besar) adalah 1, dimana e sepenuhnya termasuk dalam himpunan bagian fuzzy dari PB (positif besar). e terkait dengan PB (positif besar) saat ini lebih baik dari nilai e 4.5. Fungsi keanggotaan memetakan variabel input dari skala kontinu ke satu atau lebih besaran fuzzy. Seperti ditunjukkan pada Gambar 5.3, e , Δe , dV setiap variabel dalam fungsi keanggotaan yang sama, untuk kesederhanaan pada sumbu horizontal dan ditandai dengan e , Δe , dV .



Gambar 5.3. Fungsi keanggotaan

b. Aritmatika Penalaran Fuzzy

Setelah kuantitas fuzzy, selanjutnya adalah mengembangkan *operational rule* (aturan operasional) berdasarkan aturan *expert knowledge* (pengetahuan ahli). Seperti yang telah dibahas di atas, disimpulkan bahwa proses keluaran kendali fuzzy sebenarnya

adalah proses dari algoritma penalaran fuzzy, dan disimpulkan bahwa keluarannya masih berupa besaran fuzzy. Menurut analisis di atas dari kombinasi yang berbeda dari e dan Δe , untuk mengikuti MPP, untuk membuat perubahan yang sesuai dalam mengatasi perubahan nilai tegangan keluaran, yaitu perubahan dV harus membuat titik operasi ke arah cari di dekat MPP.

Tabel penalaran aturan fuzzy yang ditunjukkan pada Tabel 5.1 melalui logika aturan kontrol MPPT. Tabel tersebut mencerminkan fakta bahwa ketika variabel masukan e dan Δe berubah, aturan variabel keluaran yang sesuai dari dV juga berubah. Dengan demikian, variabel linguistik yang sesuai diperoleh. Misalnya, slope dua titik sampel lampiran negatif ketika e adalah NB, dan nilai absolut lebih besar, untuk menunjukkan bahwa titik operasi di sisi kiri MPP dan jauh dari MPP. Pada titik ini jika Δe juga adalah NB yang diikuti oleh perubahan tegangan dan semakin menjauh dari MPP. Hal ini dapat membuat variabel keluaran dV untuk PB, sehingga tegangan titik operasi meningkat tajam dan mendekati MPP dengan cepat.

Tabel 5.1. Aturan kendali fuzzy

$\Delta e(k)$	$e(k)$				
	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	PB	PS	PS	ZE	ZE
NS	PB	PS	PS	ZE	ZE
ZE	PB	PS	ZE	NS	NB
PS	ZE	ZE	NS	NS	NB
PB	ZE	ZE	NB	NB	NB

c. Defuzzifikasi

Defuzzifikasi mengacu pada variabel fuzzy dari variabel linguistik kembali ke nilai numerik yang tepat, yang dihitung sesuai dengan keluaran dari keanggotaan subset

fuzzy untuk menentukan nilai variabel keluaran. Ada banyak metode dalam defuzzifikasi. Metode yang banyak digunakan adalah metode *maximum membership degree* (derajat keanggotaan maksimum) dan metode luas *center of gravity* (pusat gravitasi). Rumus perhitungan luas pusat gravitasi metode adalah sebagai berikut:

$$dV = \frac{\sum_{i=1}^n \mu(V_i) \cdot V_i}{\sum_{i=1}^n \mu(V_i)} \quad (5.3)$$

dimana dV adalah koreksi tegangan keluaran untuk pengontrol logika fuzzy. Menurut fungsi keanggotaan yang diberikan, e dan Δe sesuai dengan nilai yang sesuai dengan variabel linguistik yang sesuai, menurut Tabel 5.1 dapat menentukan variabel keluaran yang sesuai dengan bahasa. Variabel bahasa di tengah fungsi keanggotaan dari nilai interval numerik yang sesuai adalah V_i .

5.3.2 Jaringan Saraf Tiruan

JST dimodelkan berdasarkan struktur dan interaksi otak manusia. Neuron dengan tautan terdiri dari JST dan model proses penalaran yang digunakan di otak manusia dengan menyesuaikan bobot yang ditetapkan untuk tautan antar neuron. Selama pelatihan, bobot tautan disesuaikan agar jaringan dapat belajar. JST terdiri dari lapisan masukan, satu atau lebih lapisan tersembunyi dan lapisan keluaran.

Biasanya pendekatan MPPT memanfaatkan JST mengembangkan pemetaan nonlinier antara kondisi lingkungan dan lokasi MPP. Namun, seiring berjalannya waktu, sel akan terdegradasi dan pemetaan nonlinier ini mungkin tidak lagi mewakili lokasi MPP dalam kondisi lingkungan tertentu. Seringkali, pendekatan MPPT berbasis JST bergantung pada masukan data cuaca, bagaimanapun juga sulit untuk diukur dan mungkin tidak selalu tersedia di lokasi yang sama dengan instalasi PV.

Pendekatan JST dapat digunakan secara efektif dalam pendekatan dua tahap dengan teknik konvensional lainnya seperti P&O. Dalam pendekatan dua tahap, JST akan mendekati lokasi MPP dan kemudian metode P&O dengan ukuran langkah kecil dapat melacak ke MPP dengan tepat. Strategi ini meminimalkan kebutuhan untuk pelatihan ulang JST secara berkala saat sel terdegradasi dan meminimalkan osilasi dalam keadaan tunak karena P&O dapat diterapkan dengan ukuran langkah

yang relatif kecil. Contoh pendekatan dua tahap lainnya adalah menggabungkan JST dengan IncCond.

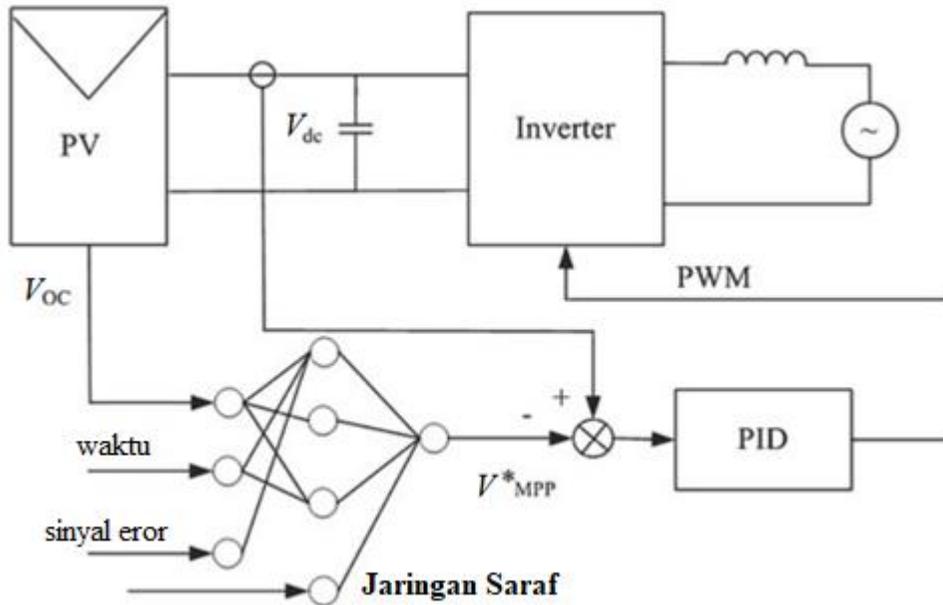
Logika fuzzy dan teknik berbasis JST untuk PV MPPT umumnya mengandalkan pemetaan atau pemodelan karakteristik $I - V$ dan $P - V$ nonlinier. Bagaimanapun juga, perhitungan yang luas mungkin diperlukan dalam pelaksanaannya. Saat sel terdegradasi, pemetaan awal yang dikembangkan dalam kondisi seragam tidak akan lagi sesuai dengan karakteristik sebenarnya dan teknik tidak memiliki kemampuan untuk memodelkan kondisi lingkungan yang tidak seragam. Pelatihan ulang algoritma JST saat sel terdegradasi memiliki potensi untuk meningkatkan kinerja, namun akan menambah biaya implementasi. Ketika digabungkan dalam pendekatan dua tahap dengan teknik seperti P&O atau IncCond, osilasi kecil dapat ditunjukkan dalam operasi kondisi tunak.

a. Persiapan

Dalam sistem pembangkit listrik PV yang terhubung ke jaringan, pengontrol MPPT berbasis jaringan saraf dapat menggabungkan jaringan saraf umpan maju tiga lapis dengan pengontrol diferensiasi integrasi proporsi (PID) untuk mengontrol inverter sedemikian rupa sehingga sel PV dioperasikan pada titik MPP. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.4, sistem mengharuskan pengontrol dapat memperkirakan MPP sel PV secara *real-time*, sedangkan algoritma jaringan saraf mampu memenuhi persyaratan ini. Sebelum algoritma jaringan saraf digunakan, perlu dilakukan pelatihan saraf digunakan berdasarkan jumlah sampel data yang banyak. Ketika MPP dicari oleh jaringan saraf, algoritma mengeluarkan MPP.

Dalam contoh ini, tegangan rangkaian terbuka dari sel PV V_{oc} dan konstanta waktu T_p digunakan sebagai masukan dari jaringan saraf tiga lapis. Selama operasi estimasi, algoritma jaringan saraf menggunakan V_{oc} tegangan rangkaian terbuka dan waktu instance T_p untuk memperkirakan nilai tegangan MPP *real-time* V_{MPP} . V_{MPP}^* dibandingkan dengan tegangan keluaran komparator V_{dc} dengan frekuensi sampling yang sama. Regulator PID mengambil selisih dengan V_{MPP}^* dan V_{dc} sebagai

masukannya, kemudian keluaran dari regulator PID adalah sinyal kontrol dari inverter, yang mengatur tegangan operasi V_{dc} untuk mengikuti tegangan MPP V_{MPP}^* .



Gambar 5.4. Sistem kontrol MPPT berdasarkan jaringan syaraf

b. Kontrol Berbasis Jaringan Saraf

Struktur jaringan saraf umpan maju tiga lapis yang khas ditunjukkan pada Gambar 5.5, yang digunakan untuk mengidentifikasi tegangan MPP V_{MPP}^* sel PV. Jaringan saraf terdiri dari tiga lapisan: lapisan masukan, *hidden layer* (lapisan tersembunyi) dan lapisan keluaran, di mana jumlah neuron dalam tiga lapisan masing-masing adalah 3, 5, 1. Sinyal masukan dari neuron lapisan masukan adalah tegangan rangkaian terbuka V_{oc} yang diperoleh dari unit deteksi dan konstanta waktu T_p dari pengontrol. Keluaran dari lapisan masukan langsung mentransmisikan ke neuron di lapisan tersembunyi, dan keluaran dari lapisan keluaran adalah estimasi tegangan V_{MPP}^* pada MPP. Untuk setiap neuron pada lapisan tersembunyi dan lapisan keluaran, fungsi aktivasi yang digunakan adalah

$$O_i(k) = \frac{1}{1+e^{-\lambda_i(k)}} \quad (5.4)$$

dimana fungsi $O_i(k)$ digunakan untuk mendefinisikan karakteristik masukan-keluaran neuron, dan $\lambda_i(k)$ adalah sinyal masukan neuron i saat menggunakan data sampel ke- k . Sinyal masukan $\lambda_i(k)$ adalah penjumlahan berbobot dari keluaran lapisan sebelumnya, yaitu

$$I_i(k) = \sum_j \omega_{ij}(k) O_j(k) \quad (5.5)$$

dimana ω_{ij} adalah bobot koneksi antara neuron i dan j , dan $O_j(k)$ adalah sinyal keluaran dari neuron j .

Untuk menentukan MPP secara akurat, bobot harus ditentukan sesuai dengan pelatihan data sampel tipikal. Pelatihan jaringan saraf membutuhkan satu set data sampel masukan-keluaran. Semua perhitungan dalam proses pelatihan dilakukan secara *offline*. Bobot diperbarui secara adaptif hingga memenuhi mode masukan-keluaran berdasarkan data sampel. Ketika error kuadrat rata-rata mencapai nilai minimumnya, pelatihan selesai.

$$E = \sum_{k=1}^N [t(k) - O(k)]^2 \quad (5.6)$$

dimana N adalah jumlah total sampel pelatihan, $t(k)$ adalah keluaran yang diinginkan, dan $O(k)$ adalah keluaran aktual. Untuk memverifikasi kelayakan skema kontrol, kontrol berbasis jaringan saraf dapat diterapkan untuk melacak MPP dalam sistem PV, dan rumus berikut dapat digunakan untuk mengevaluasi kesalahan estimasi

$$P_{day} = \sum_k P_{MPP}(k) \Delta T \quad (5.7)$$

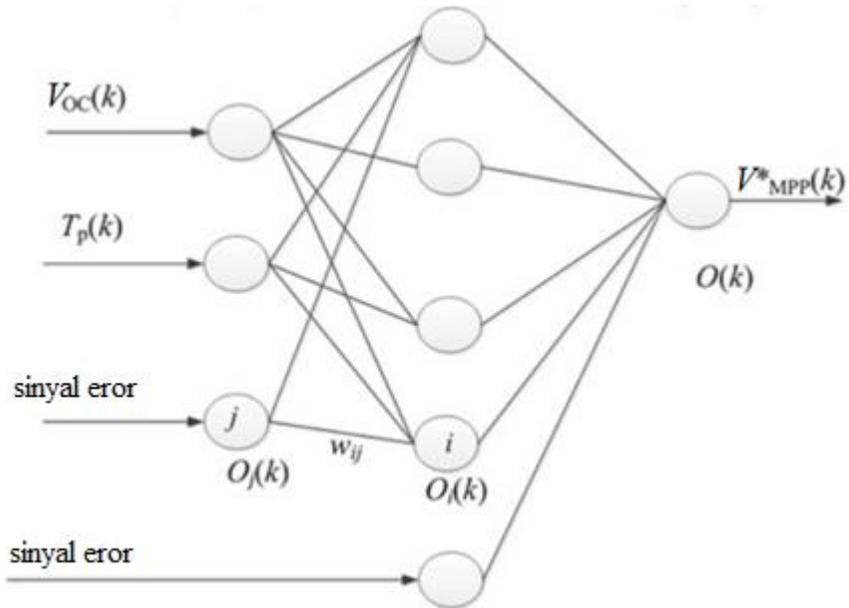
$$I_{day} = \sum_k I_{MPP}(k) \Delta T \quad (5.8)$$

$$V_{ave} = \sum_k \frac{U_{MPP}(k)}{M} \quad (5.9)$$

$$E_p = \sum_k |P_{MPP}(k) - P_{MPP}^*(k)| \Delta T \quad (5.10)$$

$$E_i = \sum_k |I_{MPP}(k) - I_{MPP}^*(k)| \Delta T \quad (5.11)$$

$$E_v = \sum_k \frac{|V_{MPP}(k) - V_{MPP}^*(k)|}{M} \quad (5.12)$$



Gambar 5.5. Jaringan saraf umpan maju tiga lapis

dimana M adalah jumlah total sampel dalam sehari, $P_{MPP}(k)$, $I_{MPP}(k)$ dan $V_{MPP}(k)$ masing-masing adalah daya maksimum yang diukur dan arus dan tegangan optimal yang sesuai. P_{MPP}^* , I_{MPP}^* dan V_{MPP}^* adalah nilai yang diinginkan. E_p , E_i dan E_v masing-masing adalah error rata-rata total daya maksimum dalam sehari, arus optimal, dan tegangan optimal. P_{day} , I_{day} , dan V_{ave} masing-masing adalah daya maksimum total, arus optimal total dan tegangan optimal rata-rata total.

5.4 Metode Lain

Berbagai metode lain juga telah diusulkan berbagai literatur untuk melakukan MPPT di bawah kondisi lingkungan yang seragam. Metode yang dipertimbangkan dalam bagian ini meliputi metode beta, *parabolic curve prediction*, *ripple correlation control* (RCC), *extremum seeking control* (ESC), *bisection search theorem*, *sliding mode control* dan MPPT melalui *optimization of output parameters*.

5.4.1 Metode Beta

Metode beta untuk MPPT bergantung pada variabel perantara β yang didefinisikan dalam (5.13). Ketika pada titik optimum, variabel β harus konstan. Metode ini bertindak untuk mengarahkan parameter ini ke nilai konstan melalui kalang kontrol. Setelah parameter β dihitung, kemudian dibandingkan dengan rentang nilai referensi yang diberikan oleh β_{min} ke β_{max} untuk menentukan apakah sistem telah mencapai kondisi tunak. Di dalam kisaran ini, metode MPPT konvensional seperti HC dapat diterapkan untuk melacak MPP secara langsung. Ketika di luar jangkauan, eror dihitung dan siklus kerja baru untuk pengujian dibuat. Parameter β tidak cukup sensitif terhadap perubahan kondisi lingkungan dan metode β dapat menjadi pendekatan yang efektif untuk MPPT karena menyediakan pelacakan cepat ke MPP dalam kondisi lingkungan normal dan berubah. Definisi rentang β_{min} hingga β_{max} tidak memungkinkan teknik untuk membedakan antara maxima lokal dan global.

$$\beta = 1n\left(\frac{I_{pv}}{V_{pv}}\right) - cV_{pv} \quad (5.13)$$

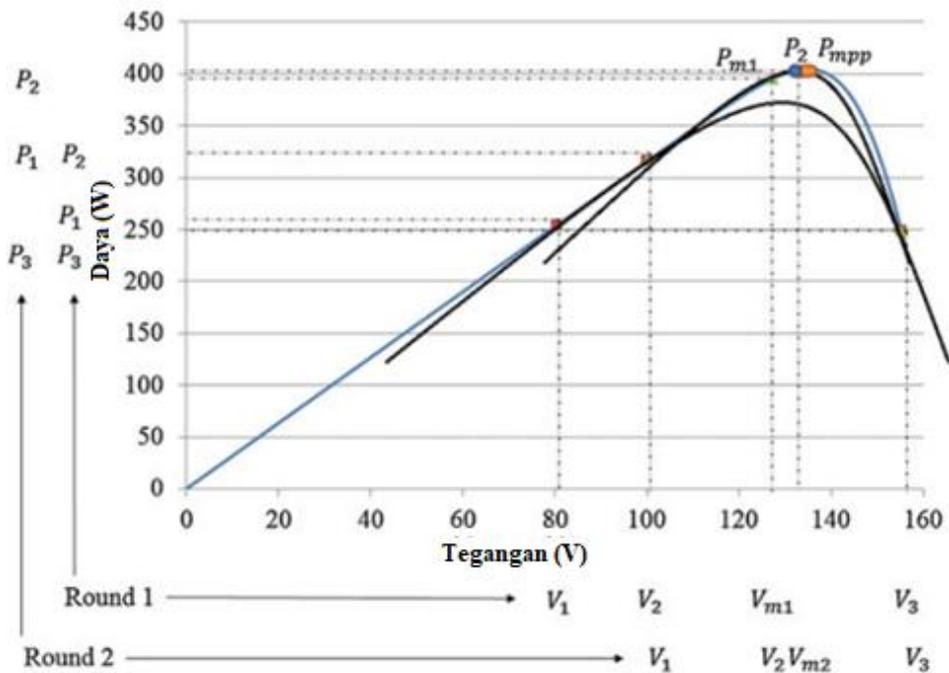
dimana $c = \frac{q}{AkTN}$, q adalah muatan elektron ($1,6 \times 10^{-19}C$), A adalah faktor idealitas dioda, k adalah konstanta Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}J/K$), T adalah suhu pada skala absolut (K), dan N_s adalah jumlah sel yang terhubung seri.

5.4.2 Parabolic Curve Prediction

Parabolic curve prediction bergantung pada pendefinisian kurva parabola berdasarkan tiga titik kerja siklus kerja dan daya yang sesuai untuk memprediksi siklus kerja berikutnya yang sesuai untuk sampel. Pelacakan di sepanjang kurva yang ditentukan oleh tiga titik kerja akan memungkinkan metode untuk menyatu dengan MPP. Dengan mengambil sampel tiga titik, metode ini lebih kokoh dan mengurangi kemungkinan pelacakan ke arah yang salah ketika terjadi perubahan kondisi. Teknik ini mendorong konvergensi cepat tanpa osilasi dalam operasi kondisi tunak.

Kurva parabola didefinisikan oleh tiga daya P_1 , P_2 dan P_3 dan siklus kerja yang sesuai δ_1 , δ_2 dan δ_3 . Pergeseran siklus kerja terjadi untuk memastikan bahwa

pengukuran daya untuk P_2 terletak di pusat dan terbesar dari tiga daya. Contoh proses pergeseran kurva parabola ditunjukkan pada Gambar 5.6. Ketika terjadi perubahan radiasi, teknik mungkin perlu menggeser dan mengatur ulang siklus kerja untuk memastikan bahwa pengukuran pusat adalah yang terbesar. Pergeseran dan penataan ulang ini dapat mempengaruhi efisiensi teknik di bawah perubahan kondisi lingkungan.



Gambar 5.6. Contoh *parabolic curve prediction*

5.4.3 *Ripple Correlation Control*

Ripple correlation control (RCC) memanfaatkan riak pengsaklaran dari konverter untuk mengaktifkan MPPT. Riak pengsaklaran menciptakan semacam gangguan dalam sistem. Dengan memanfaatkan integrator untuk mengarahkan error sinyal ke pengamatan nol dapat direalisasikan mirip dengan metode P&O. RCC memungkinkan MPPT dicapai dengan cara yang mirip dengan P&O, tetapi tanpa perlu gangguan eksternal. Ini berarti bahwa teknik RCC tidak akan menunjukkan osilasi di sekitar MPP dan akan konvergen secara asimtotik ke MPP tanpa

memerlukan pengetahuan tentang parameter sistem. Implementasi diskrit dari pendekatan RCC lebih murah dan bisa lebih fleksibel serta kuat. RCC yang ditingkatkan dengan memanfaatkan sinyal dithering PWM yang dapat meningkatkan resolusi PWM rata-rata akan menghasilkan kecepatan dan akurasi pelacakan yang cepat.

5.4.4 *Extremum Seeking Control*

Pendekatan *extremum seeking control* (ESC) sangat mirip dengan RCC, hanya saja memerlukan sinyal gantar eksternal untuk digunakan. ESC dapat ditingkatkan dengan pengetahuan tentang model sistem, seperti dalam pendekatan *Adaptive ESC* (AESC). Mengurangi ukuran pertubasi ketika berada di sekitar MPP memungkinkan pendekatan ESC untuk konvergen langsung ke MPP daripada ke siklus batas di sekitar MPP. Hal ini dapat dicapai dengan memanfaatkan skema pensaklaran berbasis Lyapunov.

5.4.5 *Bisection Search Theorem*

Bisection search theorem (BST) adalah pendekatan *bracketing* untuk menemukan akar persamaan. Pada implementasi MPPT, BST dapat diterapkan pada fungsi yang ditentukan untuk menghubungkan perubahan daya ke tegangan. Akar dari fungsi ini diperoleh dengan mengatur tegangan sistem dan dengan semakin mengurangi ukuran interval, MPP dapat diidentifikasi. Di bawah kondisi operasi yang tidak seragam, teknik ini tidak dapat membedakan antara maxima lokal dan global.

BST juga disebut sebagai *binary search*. *Binary search* dan RCC telah digabungkan untuk menyediakan pencarian MPP yang cepat dan efisien dalam kondisi operasi yang seragam dan ketika terjadi perubahan radiasi. Sebuah metode prediksi linier yang memperluas metode iteratif Newton menggunakan tangen kiri dan kanan untuk memungkinkan pencarian. MPP dapat dilacak dengan cepat menggunakan pendekatan ini tanpa memerlukan referensi ukuran langkah. Turunan dan diferensiasi terpusat dapat digabungkan untuk melakukan MPPT. Dalam implementasi khusus ini, pertubasi dihentikan ketika MPP ditempatkan untuk menghindari osilasi yang terjadi dalam keadaan tunak. Ketika terjadi perubahan

kondisi lingkungan, pelacakan diinisialisasi ulang dengan mendeteksi perubahan resistansi atau konduktansi panel.

5.4.6 *Sliding Mode Control*

Sliding mode control (SMC) memiliki kinerja yang baik dan tidak sensitif terhadap variasi parameter yang menjadikannya metode optimasi dan kontrol yang baik. Pensaklaran harus didefinisikan dalam implementasi SMC yang mewakili dinamika yang dibutuhkan oleh sistem tertentu. Kontrol struktur variabel juga diperlukan yang memungkinkan keadaan apa pun.

5.4.7 *Optimisation of Output Parameters*

Dalam beberapa kasus, MPPT dicapai dengan mengoptimalkan keluaran dari konverter DC/DC yang terhubung dengan modul PV daripada menempatkan MPP di sisi panel PV. Implementasi ini sering mengandalkan sensor tunggal dan mencapai MPPT dengan mengoptimalkan parameter keluaran konverter seperti mengoptimalkan arus beban atau tegangan. Karena rugi-rugi yang terjadi pada konverter DC/DC, keluaran konverter yang dioptimalkan tidak akan cocok secara langsung dengan MPP dari panel PV itu sendiri. Asumsi umum dalam pendekatan maksimalisasi sensor tunggal dan parameter keluaran adalah bahwa konverter tidak memiliki rugi-rugi, sehingga memaksimalkan daya beban mencapai MPPT. Karena beban biasanya dapat diklasifikasikan sebagai jenis sumber tegangan, jenis sumber arus, jenis resistif atau sebagai kombinasi, setiap jenis beban memiliki parameter bawaan yang dapat dioptimalkan. Misalnya, untuk beban jenis sumber arus, untuk mendapatkan daya maksimum, perlu memaksimalkan tegangan beban. Namun, dalam prosesnya memerlukan sensor arus yang mahal. Dengan memaksimalkan beberapa parameter keluaran berdasarkan pengetahuan tentang jenis beban, implementasi sensor tunggal dapat mengurangi biaya keseluruhan sistem PV.

Berbagai pendekatan sensor tunggal yang berbeda dimungkinkan termasuk mengukur arus induktor referensi dan menghubungkannya dengan arus keluaran PV untuk MPPT, P&O dengan sensor arus tunggal, algoritma *gradient ascent* dengan sensor tegangan tunggal, dan sensor tunggal untuk mengukur tegangan melintasi

beban kapasitif untuk berkorelasi dengan arah pelacakan menuju MPP. Sistem *multi-channel* (sistem yang terdiri dari beberapa modul PV yang dapat dikontrol secara independen), juga dapat dikembangkan sebagai pendekatan sensor tunggal. Sensor tegangan tunggal digunakan dengan model sel surya *adaptif neuro-fuzzy* (ANFIS) untuk meningkatkan waktu respons MPPT sambil meminimalkan kebutuhan perangkat keras. Aplikasi sensor tegangan tunggal juga dapat digunakan dengan antarmuka elektronika daya canggih seperti konverter *double capacitor interface* (DCI) untuk mengikuti MPP melalui pengisian tautan DC inverter. *Model predictive control* (MPC) dapat dimanfaatkan dengan sensor tegangan tunggal untuk mendekati arus dan menerapkan metode P&O dalam implementasi yang memiliki respon lebih cepat ketika terjadi perubahan kondisi lingkungan yang cepat.

Jika dibandingkan dengan metode MPPT lainnya, sensor tunggal dan metode maksimalisasi keluaran menghadirkan biaya dan kerumitan yang lebih rendah. Namun, metode ini bukanlah metode MPPT yang benar dari modul PV. Karena metode ini mengoptimalkan keluaran dari unit yang terdiri dari modul PV dan elektronika daya terkait. Bergantung pada implementasi aktual dari pendekatan sensor tunggal, pengurangan sensor tidak meningkatkan kinerja dalam membedakan antara *maxima* lokal dan global dan mungkin menunjukkan osilasi dalam keadaan tunak. Metode-metode tersebut dapat dioperasikan bebas dari parameter yang bergantung pada sistem atau pengetahuan tentang karakteristik modul PV. Serta mewakili pendekatan ideal untuk sistem PV yang digunakan dalam aplikasi di mana biaya rendah merupakan faktor pendorong utama.

5.5 Ringkasan

Bab ini telah membahas metode MPPT tingkat lanjut pada sistem PV. Metode-metode konvensional yang telah dibahas sebelumnya menawarkan kemudahan dalam pengembangannya. Namun, terdapat beberapa masalah terkait keluaran daya yang dihasilkan akibat osilasi di sekitar MPP hingga kecepatan pelacakan MPP itu sendiri. Metode-metode tingkat lanjut telah diperkenalkan dalam bab ini berdasarkan

algoritma cerdas dan optimasi. Metode-metode MPPT tersebut menjadi solusi untuk permasalahan-permasalahan yang timbul pada metode konvensional. Dalam praktik aplikasinya, diperlukan pemahaman teori dan kecakapan pemrograman yang lebih dalam. Prosesor yang lebih handal juga diperlukan untuk mengakomodasi kompleksitas pemrograman guna memperoleh keluaran daya yang lebih efisien.

BAB 6

Teknik MPPT Sistem PV di Bawah Kondisi Tertutup Bayangan Sebagian

Sistem PV memiliki permasalahan performansi daya yang dihasilkan. Daya yang dihasilkan seringkali tidak maksimum tergantung pada radiasi matahari dan panas lingkungan. Oleh karena itu diperlukan sebuah metode untuk memaksimalkan daya yang dihasilkan oleh sistem PV. Pada keadaan normal untuk mencari MPP dapat menggunakan algoritma P&O. Algoritma ini sering digunakan karena teknik yang sederhana dan dalam keadaan normal memiliki efisiensi daya yang tinggi. Namun jika panel surya dalam kondisi cahaya matahari tertutup sebagian teknik P&O memiliki optimasi daya yang buruk dan efisiensi yang rendah. Sehingga pada kondisi tertutup Bayangan parsial (*Partially Shaded Condition* (PSC)) dibutuhkan algoritma optimasi agar didapat nilai efisiensi daya yang tinggi. Pada keadaan normal untuk mencari kondisi maksimum, penggunaan algoritma sangat diperlukan, untuk mengetahui dan memecahkan masalah tertutup Bayangan parsial dengan penggunaan algoritma yang sesuai.

6.1 Kondisi PV Tertutup Bayangan Sebagian

PV pada saat kondisi tertutup bayangan sebagian memiliki kondisi seluruh sistem PV atau beberapa bagian dari sistem ini dapat dibayangi oleh awan, pohon-pohon tinggi, dan gedung-gedung tinggi di lingkungan luar. Jenis kondisi ini menyebabkan insolasi yang tidak seragam. Bagian dari modul PV yang menerima radiasi merata terus beroperasi pada efisiensi optimal selama PSC. Untuk mendeteksi dan melacak MPP untuk tetap terjaga dalam kondisi operasi yang baik, maka dibutuhkan suatu cara untuk mengatasi permasalahan tersebut. Dalam kondisi tertutup bayangan sebagian, posisi global MPP pada karakteristik PV array tidak diperbaiki, ini dapat terjadi pada daerah tegangan tinggi, atau di wilayah tegangan menengah, bahkan di wilayah tegangan rendah. Dalam kondisi tertutup bayangan sebagian, posisi global MPP pada karakteristik PV array tidak diperbaiki.

Dari beberapa kondisi yang terjadi, tertutup bayangan sebagian sangat mempengaruhi dari keluaran yang di hasilkan oleh sistem PV dan mengakibatkan penurunan kualitas PV yang di digunakan pada saat tertutup bayangan sebagian terjadi, terdapat beberapa puncak-puncak lokal sehingga sulit untuk menentukan GMPP karna pengaruh tertutup bayangan sebagian g. Oleh karena itu, diperlukan suatu algorithm yang mampu mengatasi masalah ini. Dalam kondisi seragam pada array PV, kurva $P - V$ dari PV modul adalah unimodal, yaitu hanya memiliki satu puncak. Namun, di bawah tertutup bayangan sebagian dimana radiasi matahari tidak terdistribusi secara merata pada modul PV, setiap modul PV dapat menerima perbedaan pancaran matahari karena bayangan bangunan, pohon, awan, burung, kotoran, dll.

6.2 Metode yang Dirancang untuk MPPT di Bawah Kondisi Lingkungan yang Tidak Seragam

Di bagian ini, diuraikan metode yang dirancang untuk beroperasi lebih berhasil di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. Klasifikasi dasar digunakan di mana metode melibatkan modifikasi metode konvensional untuk meningkatkan kinerjanya di bawah kondisi yang tidak seragam, metode yang dibangun berdasarkan

pengamatan karakteristik kunci dari karakteristik $P - V$ dan $I - V$ di bawah bayangan sebagian sebagian, atau metode yang dirancang khusus untuk kondisi lingkungan yang tidak seragam.

6.2.1 Modifikasi Teknik Konvensional untuk MPPT Pada Kondisi Lingkungan Yang Tidak Seragam

Seperti yang telah dijelaskan di bagian sebelumnya, teknik MPPT konvensional sering gagal untuk melacak maxima global ketika mengalami kondisi lingkungan yang tidak seragam. Beberapa strategi sederhana telah diterapkan pada metode konvensional untuk meningkatkan kinerjanya dalam kondisi seperti itu, namun strategi ini tidak serta merta menjamin MPPT global (GMPPT). Strategi yang digunakan melibatkan reset periodik dan pemindaian kurva periodik, memperluas jangkauan pencarian dan metode dua tahap.

a. Reset Berkala dan Pemindaian Kurva Berkala

Dengan memasukkan reset periodik atau pemindaian kurva periodik, kinerja metode MPPT konvensional dalam menemukan maxima global dapat sedikit ditingkatkan. Seringkali reset periodik digunakan sebagai sarana untuk mengurangi kemungkinan bahwa metode akan terjebak dalam maxima lokal, seperti penggunaan reset periodik dengan metode 3PI-P&O. Dengan memindahkan titik operasi sistem ke titik acak setiap 5-10 menit, kemungkinan menemukan maxima global akan meningkat.

Pencarian berkala dapat digunakan untuk menentukan karakteristik $P - V$ dan $I - V$ dalam kondisi lingkungan tertentu untuk kemudian memfasilitasi MPPT yang lebih akurat. Pemindaian ini biasanya terjadi setiap 15 menit dan kemudian metode konvensional diterapkan untuk melacak MPP dengan tepat. Dengan memanfaatkan karakteristik *sweep* (sapuan) yang cepat, rugi-rugi daya dapat diminimalkan. Sapuan karakteristik dapat dicapai dengan memutuskan beban untuk waktu yang singkat dan menghubungkan sistem ke kapasitor eksternal. Namun, ketika menyapu seluruh kurva $P - V$ ada rugi-rugi cukup besar yang muncul karena fakta bahwa ada daerah karakteristik di mana MPP tidak mungkin ditemukan. Selain itu, komponen sirkuit

tambahan seperti saklar, resistor, dan kapasitor sering diperlukan untuk melakukan penelusuran kurva berkala yang akan menambah biaya dan kerumitan implementasi.

Pemindaian berkala juga telah digunakan untuk meningkatkan kinerja teknik MPPT konvensional dengan memperbarui konstanta proporsionalitas, mendefinisikan metode *fractional short-circuit current* dan *fractional open-circuit voltage*. Skema ini meminimalkan dampak perubahan kondisi lingkungan pada metode sederhana ini tetapi juga menambah biaya dan kerumitan. Selain itu, jika perubahan kondisi lingkungan terjadi sebelum konstanta proporsionalitas baru ditentukan, metode ini dapat beroperasi pada titik yang jauh dari MPP.

Reset berkala atau pemindaian kurva dapat meningkatkan kinerja metode MPPT konvensional tetapi tidak dapat menjamin bahwa sistem beroperasi pada titik optimum global dalam semua kondisi. Penerapan strategi ini akan menghasilkan peningkatan minimal dalam biaya dan kompleksitas dari masing-masing metode MPPT konvensional.

b. Memperluas Jangkauan Pencarian

Meningkatkan jangkauan pencarian pada metode MPPT konvensional juga telah digunakan untuk meningkatkan penggunaan metode tersebut di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. Meningkatkan jangkauan pencarian berdampak menambah waktu yang dibutuhkan untuk pencarian dan juga dapat menyebabkan kerugian daya yang cukup besar selama proses pelacakan. Alih-alih mencari seluruh ruang solusi, beberapa pendekatan merekomendasikan pencarian di daerah yang optimal. Daerah optimal ini dapat memiliki optimasi lokal yang dilakukan di dalamnya untuk memungkinkan penentuan GMPP yang efektif. Pendekatan lain termasuk pencarian pertama di sebelah kiri dan kemudian di sebelah kanan optimum yang terletak dalam proses menemukan optimum global. Namun, di bawah kondisi lingkungan tertentu mungkin mengharuskan sebagian besar kurva $P - V$ dipertimbangkan.

c. Memperluas Jangkauan Pencarian

Metode dua tahap, di mana biasanya metode konvensional seperti P&O beroperasi pada dua tahap, adalah pilihan yang layak untuk meningkatkan kinerja MPPT di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. Pada tahap pertama beberapa proses diterapkan yang akan memindahkan titik operasi dekat dengan sekitar GMPP yang diharapkan. Pencarian lokal kemudian diterapkan pada tahap kedua untuk melacak ke MPP. Seringkali garis beban atau hubungan linier didefinisikan untuk memindahkan titik operasi selama tahap pertama. Garis beban didasarkan pada resistansi ekuivalen yang sebanding dengan rasio tegangan hubung-terbuka terhadap arus hubung singkat. Bagaimanapun juga, garis beban ini tidak secara eksklusif memindahkan titik operasi ke maxima global sehingga pencarian global di sekitar titik operasi mungkin masih diperlukan. Melakukan metode dua tahap dengan menggunakan perhitungan garis beban pada tahap pertama, mengharuskan tegangan hubung-terbuka dan arus hubung singkat diukur secara berkala. Selama waktu pengukuran ini, tidak ada daya yang akan disuplai ke beban.

Pendekatan dua tahap lainnya adalah menggabungkan variabel ukuran langkah P&O dengan metode *fractional open-circuit voltage*. Titik operasi dalam implementasi ini disesuaikan secara otomatis ketika perubahan besar dalam arus diukur. Metode P&O dikombinasikan dengan *partial swarm optimisation* (PSO) dalam pendekatan dua tahap dimana pertama ditemukan MPP lokal menggunakan P&O diikuti dengan pencarian global dengan PSO. Proses ini mengurangi waktu pencarian global yang diperlukan oleh metode PSO dan juga meningkatkan kecepatan pelacakan saat beroperasi di bawah berbagai kondisi lingkungan.

Penggunaan metode dua tahap memungkinkan metode MPPT konvensional bekerja lebih baik di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. Namun, peningkatan kecil dalam biaya implementasi dan kompleksitas biasanya diperlukan. Waktu yang diperlukan untuk pencarian dapat meningkat dan dalam beberapa kondisi, metode dua tahap tidak akan dapat menemukan maxima global.

6.2.2 Metode Berdasarkan Pengamatan Karakteristik $I - V$ dan $P - V$ untuk MPPT pada Kondisi Lingkungan Tidak Seragam

Studi tentang karakteristik $I - V$ dan $P - V$ modul PV dapat memandu pencarian MPP dalam kondisi lingkungan yang tidak seragam. Secara khusus, pemisahan MPP adalah sekitar 80% dari tegangan rangkaian terbuka modul dan di kedua sisi GMPP, MPP akan berkurang besarnya. Pengamatan ini dapat digunakan untuk memandu pencarian global untuk menemukan semua MPP pada kurva $P - V$, diikuti dengan memanfaatkan metode konvensional untuk pencarian lokal di sekitar GMPP. Dengan memfokuskan pada daerah tertentu, maka tidak perlu memperhatikan seluruh kurva yang hanya akan mengurangi waktu yang dibutuhkan dalam mencari MPP.

Kurva bantu dapat didefinisikan berdasarkan fakta bahwa perubahan tegangan atau arus di sepanjang kurva yang ditentukan lebih cepat daripada perubahan yang terjadi di sepanjang kurva $I - V$, dan ini dapat memandu teknik MPPT.

Dengan mempertimbangkan jarak antara MPP berturut-turut di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam, *voltage window search* (VWS) dapat dilakukan. Metode ini memanfaatkan langkah tegangan global yang memiliki nilai optimum kira-kira sama dengan perbedaan tegangan antara dua puncak yang berdekatan. *Voltage window* ditentukan berdasarkan *power operating triangle* (POT) yang ditentukan oleh arus konstan dan garis tegangan konstan. Metode konvensional akan diterapkan untuk pencarian lokal dan VWS diterapkan secara berkala kecuali jika perubahan daya besar dirasakan, memicu pencarian global sebelumnya.

Dengan mendasarkan metode pada properti utama dari karakteristik $I - V$ dan $P - V$ yang telah diukur secara eksperimental atau disimulasikan di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam, menjadi mungkin untuk menawarkan peningkatan kinerja pelacakan di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. Namun, metode yang dijelaskan dalam bagian ini dapat menambah biaya dan kompleksitas implementasi dan dalam beberapa kasus akan mengarah pada pelacakan sementara MPP lokal.

6.2.3 *Metode Dirancang Khusus MPPT di Bawah Kondisi Lingkungan yang Tidak Seragam*

Sementara metode konvensional telah dimodifikasi untuk tampil lebih efektif untuk MPPT di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam, metode yang dirancang khusus untuk pelacakan di bawah kondisi ini juga telah dikembangkan. Pendekatan ini termasuk metode line search seperti pencarian DIRECT dan Fibonacci, *partial swarm optimisation* (PSO), *simulated annealing* (SA) dan *chaos search*.

a. *Line Search*

Line search bekerja dengan pembatasan dan pergeseran interval untuk memastikan bahwa selalu berisi nilai optimal. *Dividing Rectangles* (DIRECT) dan pencarian Fibonacci adalah metode *line search* yang umum digunakan untuk MPPT.

Metode DIRECT membuat interval pencarian semakin kecil berdasarkan nilai sampel dalam interval dan beberapa kondisi untuk menentukan interval yang paling mungkin untuk memegang optimum global. DIRECT bekerja secara efektif untuk fungsi yang dapat diklasifikasikan sebagai Lipschitz, dan karakteristik $P - V$ memenuhi kriteria ini, yang mengarah pada identifikasi optimum global yang andal.

Dalam pencarian Fibonacci, panjang interval ditentukan berdasarkan angka dalam deret Fibonacci. Untuk memanfaatkan pencarian Fibonacci dengan kondisi lingkungan yang tidak seragam, suatu kondisi harus didefinisikan untuk mengidentifikasi kapan kondisi yang tidak seragam muncul dan untuk menginisialisasi ulang pencarian global.

Metode *line search* ini memungkinkan GMPPT terjadi sambil mengandalkan kondisi pengujian yang relatif sederhana. Dalam beberapa kasus, metode dapat menyatu dengan MPP lokal dan efektivitas kondisi khusus untuk mendeteksi ketika kondisi tidak seragam muncul adalah batasan utama dari metode ini. Selain itu, metode ini sensitif terhadap nilai awal parameter, dan jika nilai parameter tidak dipilih dengan tepat, metode ini mungkin tidak konvergen.

b. *Particle Swarm Optimisation* (PSO)

Particle Swarm Optimization (PSO) didasarkan pada proses optimasi dan perilaku kawanan burung dan gerombolan ikan. Proses optimasi menggunakan kumpulan partikel yang berbagi informasi untuk secara kolektif memecahkan masalah tertentu. Setiap partikel memiliki posisi dan percepatannya sendiri, dan akan diperbarui untuk memperhitungkan posisi terbaik partikel itu sendiri dan posisi terbaik global. PSO membutuhkan definisi sejumlah parameter kunci termasuk faktor momentum, konstanta penentu kecepatan dan jumlah partikel. Lebih sedikit parameter yang dibutuhkan, dan kinerja terlihat meningkat ketika pendekatan deterministik diambil dan parameter acak dihilangkan.

Posisi partikel pada langkah berikutnya diberikan oleh (6.1), di mana x_i^k adalah posisi partikel sebelumnya, x_i^{k+1} adalah posisi partikel baru dan Φ_i^{k+1} adalah kecepatan baru partikel.

$$x_i^{k+1} = x_i^k + \Phi_i^{k+1} \quad (6.1)$$

Kecepatan partikel dihitung berdasarkan kecepatan sebelumnya, perbedaan antara posisi saat ini dan posisi terbaik dan perbedaan antara posisi terbaik global dan posisi partikel saat ini. Kecepatan partikel diberikan dalam (6.2) di mana ω_i adalah berat inersia. c_1 dan c_2 adalah koefisien percepatan, $r_1; r_2 \in U(0,1)$ adalah bilangan acak, $P_{best,i}$ adalah posisi terbaik dari partikel i dan G_{best} adalah posisi terbaik dari semua partikel dalam populasi.

$$\Phi_i^{k+1} = \omega_i^k \Phi_i^k + c_1 r_1 (P_{best,i} - x_i^k) + c_2 r_2 (G_{best} - x_i^k) \quad (6.2)$$

Contoh pendekatan MPPT berbasis PSO adalah menggabungkan PSO dengan algoritma *gravitational search* untuk meminimalkan osilasi dalam keadaan tunak ketika terjadi perubahan radiasi. Atau memanfaatkan algoritma *colony of flashing fireflies* untuk menunjukkan kinerja yang lebih baik daripada PSO standar.

Pendekatan MPPT berbasis PSO biasanya memiliki kinerja yang baik dalam mengidentifikasi global optimum di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. Namun, jika posisi partikel awal tidak dipilih dengan tepat, sangat mungkin bahwa

algoritma akan konvergen ke MPP lokal. Selain itu, pendekatan berbasis PSO bergantung pada beberapa konstanta yang bergantung pada sistem yang harus dipilih dengan tepat untuk operasi yang optimal. PSO adalah teknik *time-invariant* sehingga memerlukan kondisi inisialisasi ulang yang ditentukan dengan tepat untuk memulai kembali pelacakan saat terjadi perubahan kondisi. Kondisi seperti itu masih dalam pengembangan.

c. *Simulated Annealing*

Simulated Annealing (SA) adalah pendekatan optimasi berdasarkan proses anil yang digunakan dengan logam. Sementara secara tradisional digunakan untuk minimalisasi global, perubahan kecil pada kriteria kunci dari metode ini memungkinkan untuk digunakan untuk maksimalisasi global. Metode MPPT berbasis SA telah diterapkan pada kondisi operasi seragam dan tidak seragam dan menunjukkan kinerja yang baik di bawah keduanya dengan optimasi parameter yang terbatas. Untuk mencari MPP dengan metode berbasis SA, suhu awal, suhu akhir dan laju pendinginan harus ditentukan. Berbagai jadwal pendinginan yang berbeda dapat digunakan untuk memandu pencarian mulai dari jadwal pendinginan geometris hingga jadwal pendinginan Lundy. Jika calon titik operasi baru memiliki daya lebih besar dari titik operasi referensi, maka akan diterima sebagai titik operasi referensi baru. Namun, jika titik operasi kandidat memiliki daya yang lebih kecil dari titik referensi, maka masih dapat diterima tergantung pada probabilitas penerimaan. Pada suhu tinggi, metode ini lebih mungkin untuk menerima solusi yang mengurangi daya titik referensi yang memungkinkan metode untuk melepaskan diri dari minimum lokal. Probabilitas penerimaan diberikan oleh (6.3) di mana P_k adalah daya pada tegangan kandidat, P_i adalah daya pada tegangan referensi dan T_k adalah suhu pencarian saat ini.

$$Pr = \exp\left(\frac{P_k - P_i}{T_k}\right) \quad (6.3)$$

Sifat pencarian global dari proses optimasi SA membuatnya sangat cocok untuk melakukan MPPT. Namun, metode ini akan sering melacak ke lingkungan sekitar MPP dan mungkin memerlukan pencarian lokal untuk meningkatkan akurasi

pelacakan. Selain itu, seperti metode *time-invariant* lainnya, termasuk PSO, algoritma SA bergantung pada kondisi inisialisasi ulang yang sesuai untuk mengatur ulang pencarian global saat terjadi perubahan kondisi.

d. *Chaos Search*

Chaos Search dapat digunakan untuk menghasilkan kinerja MPPT yang baik di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam. Pembawa ganda di mana pemetaan logistik dipilih dan fungsi tambahan digunakan untuk memetakan generator *chaos* dapat menghasilkan peningkatan kinerja. Perilaku *chaos* dapat ditunjukkan menjadi deterministik meskipun penampilannya acak yang menyebabkan pendekatan berbasis *chaos search* memiliki kinerja yang lebih baik daripada pencarian acak murni. Sementara tidak ada komponen sirkuit tambahan yang diperlukan dalam realisasi *chaos search* pembawa ganda, kompleksitas metode jauh melebihi teknik MPPT konvensional.

Pendekatan lain yang memanfaatkan *chaos search* adalah menggabungkan mekanisme pencarian ini dengan teknik seperti PSO. Penggabungan kedua teknik untuk modul PV fleksibel ini disebut sebagai metode *hybrid chaotic* PSO (HCPSO). Modul PV fleksibel mengalami *maxima multiple* karena iradiasi yang tidak seragam yang muncul karena diterapkan pada permukaan melengkung. Mekanisme *chaotic search* dalam implementasi ini berfungsi untuk menginisialisasi ulang posisi partikel jika terjebak pada *maxima* lokal. HCPSO dapat diterapkan secara berkala dan MPPT konvensional dapat diterapkan untuk tetap berada di MPP sebelum siklus pelacakan global berikutnya dimulai.

Metode *chaos search* dapat meningkatkan kinerja MPPT di bawah kondisi lingkungan yang tidak seragam, namun, menyebabkan implementasi dengan kompleksitas yang meningkat. Bergantung pada bagaimana *chaos search* digunakan, osilasi dapat diamati dalam kondisi mapan seperti ketika *chaos search* digunakan dalam implementasi dua tahap. Keterbatasan lain adalah bahwa kondisi inisialisasi ulang harus ditentukan untuk memulai kembali *chaos search* ketika terjadi perubahan kondisi.

6.3 Ringkasan

Bab ini telah mengeksplorasi metode MPPT utama yang dirancang untuk bekerja dengan kondisi lingkungan yang seragam dan tidak seragam. Metode-metode ini menentukan seberapa efektif metode ini dalam mencapai MPPT secara akurat, cepat dan dengan biaya dan kerumitan minimal. Diskusi yang disajikan dalam bab ini menyoroti bahwa tidak ada satu pun metode MPPT yang ada yang dapat memenuhi semua kriteria yang ditentukan untuk metode MPPT yang efektif. Sebaliknya, beberapa metode berkinerja sangat baik untuk kriteria tertentu dan tidak begitu baik terhadap kriteria lainnya. Hal ini menunjukkan bahwa pemilihan metode MPPT cukup bergantung pada kendala aplikasi. Pekerjaan masa depan di bidang MPPT untuk sistem PV mungkin termasuk menggabungkan keuntungan dari metode individu untuk mengembangkan lebih banyak metode gabungan, pengembangan kondisi inisialisasi ulang yang efektif untuk memungkinkan penggunaan metode optimasi *time-invariant* yang lebih luas dan pengembangan lebih lanjut melalui pemahaman kondisi lingkungan yang tidak seragam.

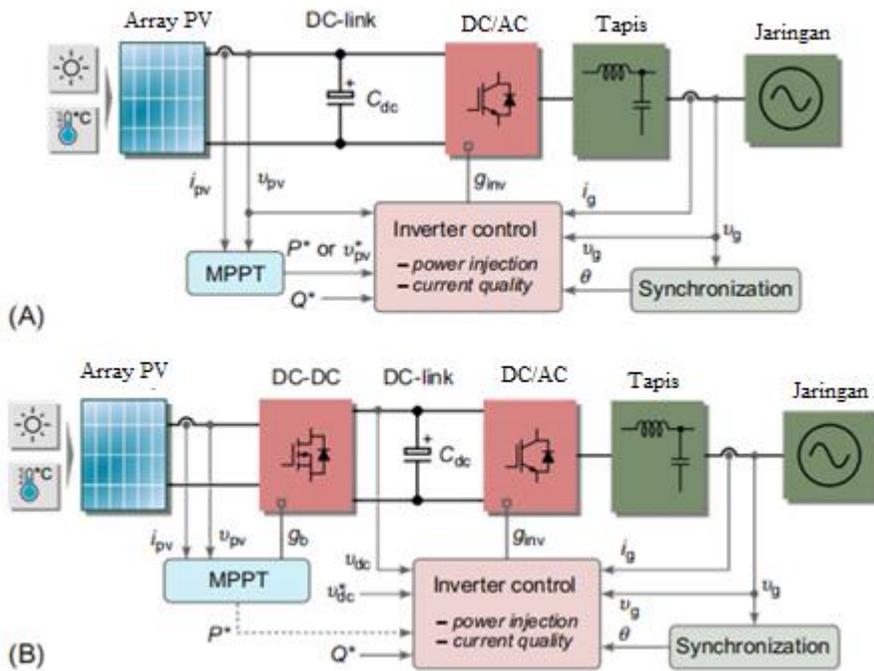
BAB 7

Kendali Sistem PV dalam Kondisi Jaringan Normal

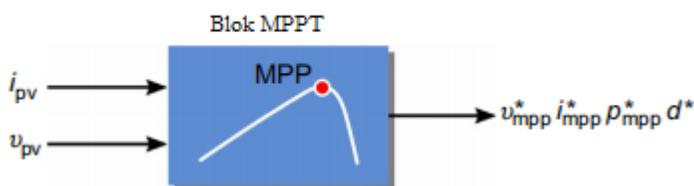
Ada banyak konverter elektronik daya yang digunakan dalam sistem PV surya yang terhubung ke jaringan. Konfigurasi satu tahap dan dua tahap telah diadopsi untuk aplikasi praktis yang terhubung ke jaringan. Untuk sistem tersebut, inverter dua tingkat adalah yang paling umum digunakan dan juga yang paling sederhana dalam hal kontrol modulasi. Secara umum, kontrol sistem PV yang terhubung ke jaringan harus memenuhi tuntutan mendasar tertentu, misalnya, MPPT di bawah profil penyinaran matahari seragam atau tidak seragam dan injeksi arus berkualitas tinggi dalam jumlah total yang rendah. distorsi harmonik (THD) (yaitu, harmonik rendah). Seperti yang terlihat dari sudut pandang ini, kontrol secara umum dapat dibagi menjadi sistem dengan dua kalang berjenjang: (1) kalang kontrol daya/tegangan (kalang luar) dan (2) kalang kontrol arus (kalang dalam). Gambar 7.1 menunjukkan struktur kontrol umum dari sistem PV satu tahap dan sistem PV terhubung jaringan dua tahap. Loop kontrol luar referensi arus untuk kalang dalam, dan kalang arus kemudian mengatur arus yang disuntikkan. Sebagian besar fungsi kontrol cerdas yang dibahas untuk sistem menghasilkan PV ramah jaringan juga diimplementasikan dalam kontrol inverter. Di sisi lain, dalam hal regulasi daya aktif, kontrol lebih mudah

untuk dicapai dalam tahap DC/DC (untuk sistem dua tahap). Namun demikian, untuk konfigurasi satu tahap ditunjukkan pada Gambar 7.1A, inverter PV harus melakukan dua peran—mengoptimalkan ekstraksi daya (yaitu, memaksimalkan daya yang bergantung pada lingkungan) dan mengendalikan daya yang diumpankan ke jaringan. Jelas, dinamika dari daya input PV (misalnya, dinamika MPPT) akan mempengaruhi dinamika unit inverter kontrol. Sebaliknya, struktur dua tahap memisahkan interaksi dinamis. Lebih khusus lagi, tahap DC/DC bertanggung jawab atas optimasi daya, dan tahap inverter bertanggung jawab untuk injeksi daya (kualitas arus). Hal ini juga diamati pada Gambar. 7.1 bahwa algoritma MPPT dapat menghasilkan variabel kontrol yang berbeda termasuk arus PV, tegangan, daya, dan siklus kerja dalam kasus konfigurasi dua tahap. Gambar 7.2 menunjukkan unit kontrol MPPT umum untuk aplikasi terhubung, di mana dalam kasus kontrol loop tertutup, kontroler proporsional atau proporsional integral (PI) sederhana dapat diadopsi. Untuk kontrol inverter dari sistem tiga fase, dapat dicapai dalam berbagai kerangka acuan, yaitu, dq berputar, stasioner, dan kerangka acuan abc alami, di mana transformasi acuan mungkin diperlukan (misalnya, dari abc ke dan dari ke dq). Dalam praktiknya, kontrol dalam kerangka referensi alami memerlukan setidaknya tiga pengontrol dan pengukuran arus, dan dengan demikian, kontrol biasanya diimplementasikan dalam kerangka referensi dq atau dengan bantuan transformasi Clarke dan Park.

Untuk sistem fase tunggal, arus jaringan AC hanya merupakan parameter yang dapat dikontrol. Namun, inverter masih dapat dikontrol dalam kerangka referensi dq , di mana sistem AC imajiner (variabel AC berada dalam kuadratur dengan sistem fase tunggal nyata) harus dibuat. Struktur kontrol inverter dari sistem PV terhubung jaringan: (A) dalam kerangka referensi dq yang berputar dengan pengontrol PI, (B) dalam kerangka referensi stasioner dengan pengontrol PI dan resonansi proporsional (PR), dan (C) kalang kontrol luar untuk menghasilkan arus sumbu d .



Gambar 7.1. Struktur kontrol umum sistem PV yang terhubung ke jaringan: (a) sistem satu tahap dan (b) sistem dua tahap, di mana g_{inv} dan g_b masing-masing adalah sinyal gerbang untuk inverter dan konverter DC/DC. DC-link adalah kapasitor, C_{dc} , dan inverter PV dapat dihubungkan ke jaringan satu fase atau tiga fase, tergantung pada peringkat daya.



Gambar 7.2. Unit MPPT, di mana arus PV i_{pv} dan tegangan PV v_{pv} diukur sebagai input. Keluaran kontrol dapat berupa tegangan v_{mpp}^* , arus i_{mpp}^* , daya P_{mpp}^* , pada MPP, dan siklus kerja yang sesuai d^* untuk konverter DC/DC

Dalam kasus sistem fase tunggal, v_{α}^* digunakan dalam generator PWM, dan kontrol dalam kerangka referensi juga dapat dilakukan berdasarkan teori PQ fase tunggal. Di sini, PI dan C masing-masing mewakili invers Park dan transformasi Clarke, di mana t adalah fase tegangan jaringan dengan adalah frekuensi jaringan dan

L adalah induktansi keluaran total. Fasa dapat diekstraksi dengan menggunakan sistem *phase-locked loop* (PLL), dan proses ini disebut sinkronisasi jaringan, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 7.3. Secara keseluruhan, untuk sistem PV yang terhubung ke jaringan, sistem kontrol mencakup tiga bagian: (1) kontrol MPPT, (2) kontrol inverter, dan (3) sinkronisasi jaringan.



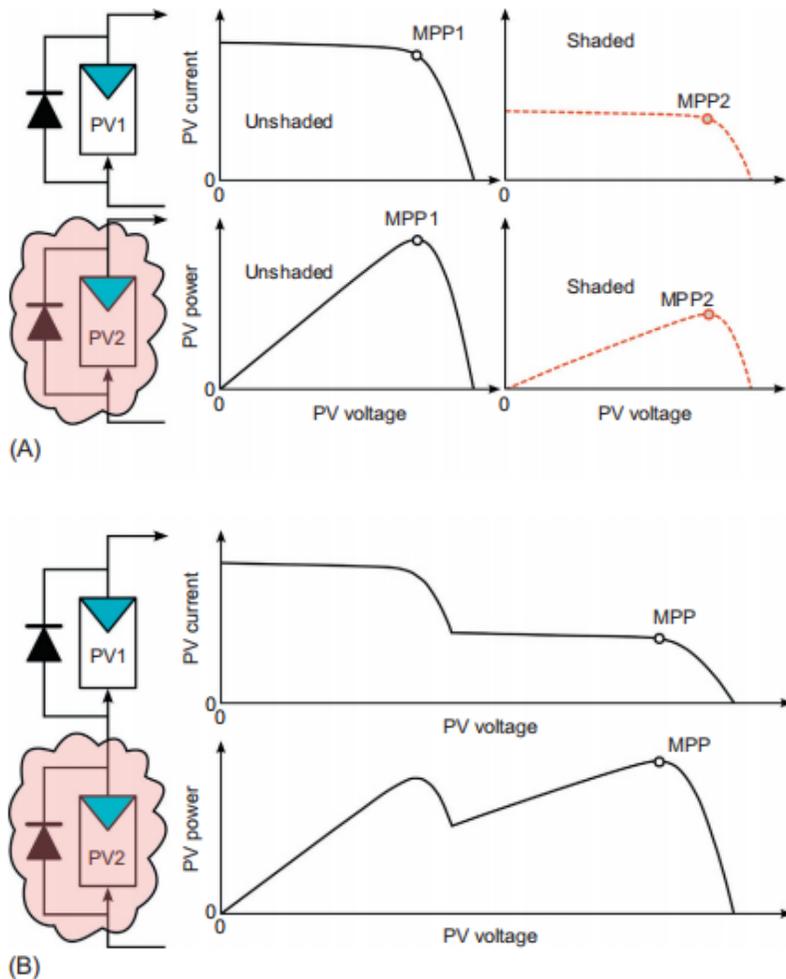
Gambar 7.3. Struktur dasar sistem sinkronisasi jaringan dalam aplikasi yang terhubung dengan jaringan

7.1 Kendali Daya Maksimum Di Bawah Radiasi Seragam

Algoritma MPPT yang dijelaskan pada bagian sebelumnya dapat diterapkan pada kondisi radiasi yang seragam pada sistem PV terhubung jaringan utilitas. Diasumsikan bahwa suhu sel dan cahaya datang sama persis untuk semua sel PV di panel (juga semua panel dalam array). Baik P&O dan algoritma MPPT lainnya diterapkan untuk memahami operasinya dalam kondisi ideal.

7.2 Pemanenan Energi Optimal Di Bawah Radiasi Tidak Seragam

Selanjutnya, algoritma MPPT yang sama dapat pula diterapkan pada kondisi radiasi yang tidak seragam. Dalam kasus yang tidak ideal ini, karakteristik sel PV tidak cocok. Ketidakcocokan itu sendiri menghasilkan pengurangan daya, tetapi kinerja MPPT yang buruk dapat semakin menurunkan daya keluaran. Seperti ditunjukkan pada Gambar 7.4a, efek tertutup bayangan sebagian atau ketidakcocokan karakteristik sel PV dapat diilustrasikan dengan dua contoh panel PV: PV1 normal, dan PV2 terdegradasi atau diarsir sedemikian rupa sehingga karakteristiknya saat ini adalah setengah dari substring normal.



Gambar 7.4. Karakteristik $I - V$ dan $P - V$ dari dua substring PV di bawah tertutup bayangan sebagian: (a) karakteristik individu dan (b) karakteristik sambungan seri.

Karakteristik tegangan arus individu dan kurva tegangan daya yang dihasilkan untuk setiap substring juga ditunjukkan pada Gambar 7.4a. MPP (MPP1 dan MPP2) untuk setiap substring PV sesuai dengan titik maksimum kurva tegangan daya. Seperti yang diamati, tegangan MPP untuk kedua PV kira-kira identik. Namun, pada MPP masing-masing, PV1 mampu menghasilkan daya nominal dua kali lipat dari PV2, yang mengalami tertutup bayangan sebagian atau degradasi.

Ketika dua sel PV dihubungkan secara seri, arusnya harus sama, dan tegangan masing-masing dijumlahkan. Karakteristik tegangan arus yang dihasilkan untuk dua substring PV secara seri, bersama dengan karakteristik tegangan daya yang sesuai, ditunjukkan pada Gambar 7.4b. Perhatikan bahwa kurva $P - V$ memiliki dua titik maxima lokal. Daya yang lebih tinggi di sebelah kanan sesuai dengan kira-kira dua kali lipat dari tegangan nominal pada MPP, sehingga itu adalah MPP sebenarnya untuk string yang terhubung seri. Gambar 7.4b juga menunjukkan setengah dari arus nominal pada MPP sebagai arus MPP yang sesuai untuk seluruh rangkaian PV. Ingat bahwa setengah dari arus nominal adalah arus pada MPP untuk PV2, tetapi tidak untuk PV1. Idealnya, dua substring PV memiliki potensi untuk menghasilkan daya total yang dua kali lipat dari satu substring PV di bawah kondisi penerangan yang tidak seragam, tetapi menghasilkan lebih sedikit ketika dihubungkan secara seri karena ketidakcocokan.

Seperti yang ditunjukkan di atas, hanya sebagian kecil dari total daya yang tersedia yang digunakan, yang kurang memanfaatkan daya yang tersedia dari string PV. Meskipun demikian, unit PV dirangkai seri dengan satu konverter adalah konfigurasi yang paling umum untuk sistem perumahan karena sederhana dan mudah dipasang.

7.3 Tren Masa Depan Dalam Pengendalian PV

Penelitian terbaru berfokus pada algoritma MPPT global yang bertujuan untuk menemukan maksimum global di antara beberapa puncak. Namun, juga ditemukan bahwa beroperasi pada MPP lokal bertegangan rendah dapat menyebabkan substring PV arus terendah membentuk *hot spot* karena di-*bypass*. Ini berarti bahwa ketika MPP global adalah MPP tegangan rendah, *trade-off* antara keluaran daya maksimum dan berpotensi menyebabkan degradasi pada panel. Salah satu cara untuk mengatasi kedua masalah ini adalah dengan memindahkan kontrol ke string sel PV yang lebih pendek karena menghilangkan kemungkinan beberapa MPP lokal.

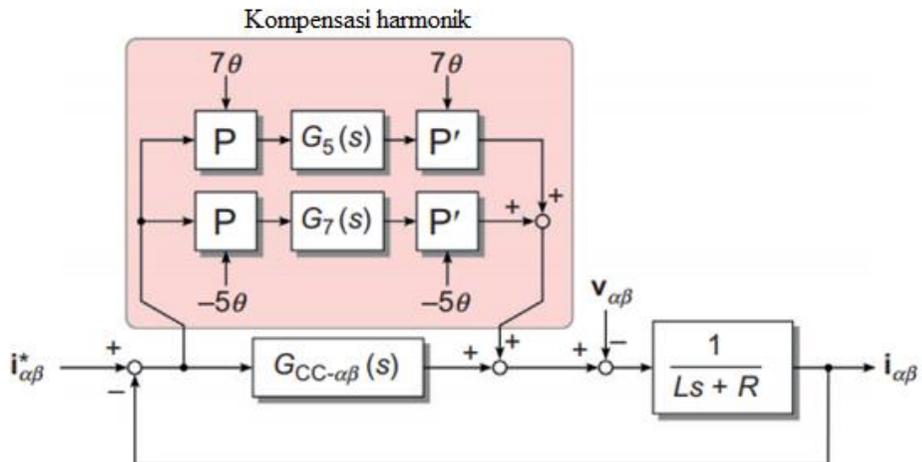
Efek negatif dari tertutup bayangan sebagian dapat dikurangi dengan mengontrol kelompok panel PV yang lebih kecil di MPP mereka. Perkembangan

terakhir telah menerapkan konverter daya dengan MPPT di kotak sambungan panel PV, mengendalikan panel PV di tingkat substring. Inovasi lain dalam konverter daya PV disebut pemrosesan daya diferensial yang juga mengontrol panel PV pada tingkat substring dan menghasilkan daya keluaran yang lebih tinggi. Teknologi masa depan dapat mengontrol panel PV hingga ke tingkat sel, menghasilkan output daya yang lebih tinggi dan kemungkinan pengendalian daya yang tinggi. Namun, ada *trade-off* antara daya yang diperoleh oleh kontrol yang lebih lokal dan daya yang digunakan untuk sensor tambahan dan mikrokontroler dalam implementasi. Biaya rendah dan kesederhanaan selalu menjadi perhatian utama dalam industri PV surya agar tetap kompetitif di pasar. Jadi, saat kontrol MPPT bergerak ke string sel PV yang lebih kecil, penting untuk menyeimbangkan perolehan daya versus biaya implementasi dan kompleksitas sistem dan pengontrol PV. Meskipun demikian, karena sistem PV menjadi lebih pintar dengan elektronika daya canggih dan biayanya juga menurun, teknik aktif untuk mengatasi masalah hot-spot dan efek bayangan parsial akan semakin muncul. Kontrol feed-in saat ini. Seperti yang telah dibahas di awal bab ini, tujuan utama dari kontrol inverter adalah untuk menyalurkan daya yang diekstraksi ke jaringan dengan benar. Ini dapat dicapai melalui kontrol arus dua putaran. Loop kontrol luar dapat berupa kontrol tegangan DC-link atau loop kontrol daya, yang menghasilkan referensi arus dalam. Karena kontrol dalam dapat diimplementasikan dalam kerangka acuan yang berbeda, transformasi kerangka acuan kemudian diperkenalkan terlebih dahulu.

7.4 Kompensasi Harmonik

Seperti yang diperkenalkan di atas, kontrol saat ini dapat dicapai dalam kerangka referensi yang berbeda. Hal ini juga berlaku untuk kompensasi harmonik; itu dapat dilakukan baik dalam kerangka acuan dq sinkron atau kerangka acuan stasioner. Namun, beban pelaksanaannya berbeda. Lebih khusus lagi, untuk kompensasi harmonik dalam kerangka referensi dq , beberapa transformasi Park harus diterapkan dengan frekuensi sinkron menjadi frekuensi harmonik yang diinginkan. Gambar 7.5

mencontohkan skema kompensasi harmonik dalam beberapa kerangka referensi sinkron untuk mengkompensasi harmonik orde kelima dan ketujuh.



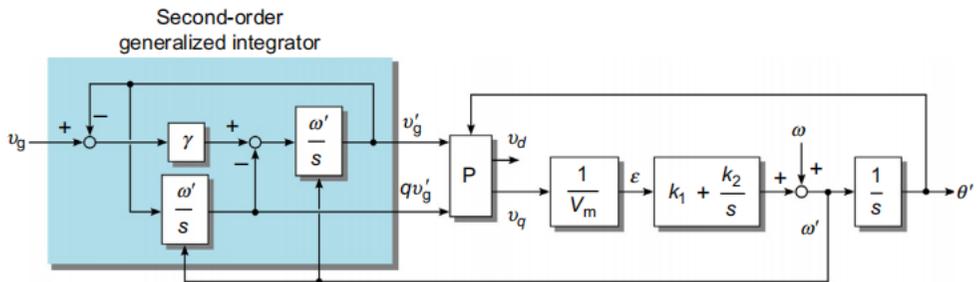
Gambar 7.5. Loop kontrol arus dalam kerangka acuan dengan kompensator harmonik yang diimplementasikan dalam kerangka acuan sinkron berganda (yaitu, untuk mengkompensasi harmonik kelima dan ketujuh), di mana 5θ dan 7θ adalah pengontrol integral untuk mengurangi harmonik

7.5 Sinkronisasi Jaringan

Sinkronisasi diperlukan dalam pengendalian arus jaringan (misalnya, memberikan informasi fase untuk transformasi kerangka acuan atau estimasi frekuensi untuk meningkatkan kinerja pengontrol resonansi). Ada berbagai teknik sinkronisasi yang dilaporkan dalam literatur, di antaranya teknik sinkronisasi yang paling umum digunakan didasarkan pada metode PLL.

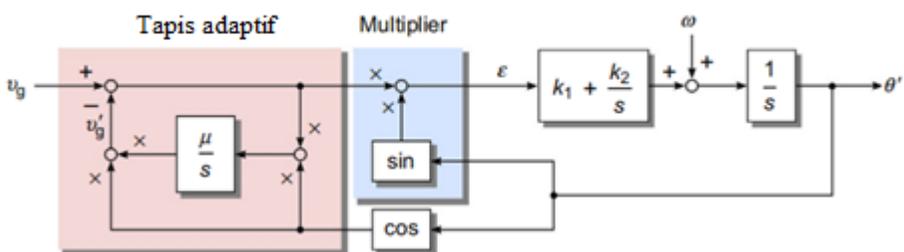
Untuk sistem satu fasa, hanya ada satu tegangan yang dapat digunakan untuk sinkronisasi. Akibatnya, banyak upaya telah dilakukan untuk menciptakan tegangan ortogonal virtual dan dengan demikian memungkinkan transformasi Park untuk sinkronisasi berbasis PLL. *Second-order general integrator* (SOGI) dapat diadopsi untuk menghasilkan sistem in-quadrature untuk sinkronisasi. Gambar 7.6 menunjukkan struktur sistem PLL fase tunggal dengan SOGI. SOGI-PLL telah menjadi teknik

sinkronisasi yang sukses dalam aplikasi fase tunggal karena ketahanannya yang tinggi, dinamika yang cepat, dan kekebalan yang kuat terhadap harmonik.



Gambar 7.6. Sistem PLL fase tunggal berdasarkan *second-order general integrator* (SOGI)

Selain sistem PLL berdasarkan transformasi Park untuk mengekstrak kesalahan fase, filter adaptif juga dapat digunakan untuk menghasilkan sinyal kuadratur. Salah satu skema PLL berbasis filter adaptif adalah Enhanced PLL (EPLL), seperti yang ditunjukkan pada Gambar 7.7. Seperti yang diamati, filter adaptif menggunakan kesalahan tegangan untuk memperkirakan tegangan jaringan, dan kemudian, pengali sinusoidal sederhana diadopsi untuk mendeteksi fase.



Gambar 7.7. Sistem PLL fase tunggal (yaitu, Enhanced PLL) berdasarkan filter adaptif dan pengali sinusoidal, di mana adalah parameter kontrol filter.

7.6 Ringkasan

Dalam kondisi jaringan normal, ada dua tujuan kontrol utama: MPPT panel PV dan feed-in arus untuk inverter yang terhubung ke jaringan. Bab ini dengan demikian

pertama-tama membahas kontrol MPPT untuk sistem PV yang terhubung ke jaringan. Tujuan dari algoritma MPPT adalah untuk menemukan dan mengoperasikan titik operasi maksimum panel PV untuk memaksimalkan panen energi. Algoritma MPPT konvensional sangat umum digunakan karena mudah diimplementasikan pada pengontrol digital, sedangkan MPPT tegangan rangkaian terbuka fraksional sangat hemat biaya dan dapat diimplementasikan dengan pengontrol analog atau digital. Di bawah kondisi penyinaran yang tidak seragam, MPPT panel PV merupakan tantangan karena beberapa maksimum lokal yang terbentuk dalam kurva daya panel PV. Algoritma-algoritma MPPT konvensional memiliki kelemahan yang berpotensi menyebabkan Kontrol sistem PV di bawah kondisi jaringan normal. Tren masa depan bergerak menuju kontrol level substring panel PV, yang mengurangi masalah ketidakcocokan dan menghasilkan MPPT yang lebih efektif. Dalam hal feed-in saat ini, hal itu dicapai melalui kontrol inverter yang terhubung ke jaringan dalam struktur kalang ganda. Kontrol arus dapat dilakukan dalam berbagai kerangka acuan, misalnya kerangka stasioner dan kerangka dq berputar sinkron. Yang terakhir memungkinkan penggunaan pengontrol PI yang terkenal, sementara dalam hal kompensasi harmonik, rumit. Oleh karena itu, skema kompensasi harmonik dalam kerangka referensi menggunakan pengontrol periodik (misalnya, pengontrol resonan dan berulang) menjadi penting. Karena sinkronisasi sangat penting dalam kontrol inverter yang terhubung ke jaringan, akhirnya teknik sinkronisasi untuk sistem PV tiga fase dan satu fase yang terhubung ke jaringan juga telah dibahas.

BAB 8

Teknologi Penyimpanan Energi untuk Sistem PV Surya

Di antara berbagai sumber energi terbarukan, energi surya telah memperoleh perhatian yang luar biasa untuk energi masa depan karena kebersihan, ketersediaan dan keramahan lingkungan. Banyak negara di seluruh dunia sangat mempertimbangkan teknologi energi surya untuk ekspansi energi masa depan mereka. Kerugian utama penggunaan teknologi surya adalah sifatnya yang terputus-putus dan tidak dapat diprediksi. Hal ini mempengaruhi kualitas daya dan konsistensi jaringan listrik, terutama pada sistem energi surya skala besar. Tenaga surya adalah konversi sinar matahari menjadi listrik, baik secara langsung menggunakan PV atau secara tidak langsung menggunakan tenaga surya terkonsentrasi. Variasi sinar matahari dapat menyebabkan kelebihan produksi listrik pada satu waktu dan kekurangan produksi pada saat waktu yang lain. Sifat variabel yang dimiliki tenaga surya menimbulkan tantangan yang signifikan bagi operator jaringan listrik. Untuk kelancaran keluar intermittency produksi energi surya, teknologi penyimpanan energi listrik dalam hal ini akan menjadi penting. Dalam

rangkan untuk meningkatkan penetrasi energi surya dengan keandalan yang tepat, bab ini menyajikan berbagai sistem penyimpanan energi yang secara teknis dan ekonomis dapat digunakan dalam kaitannya dengan energi surya PV.

Salah satu tantangan terpenting bagi masyarakat modern adalah ketersediaan energi dengan biaya yang wajar tanpa konsekuensi lingkungan yang merugikan. Permintaan energi di seluruh dunia diperkirakan/diproyeksikan meningkat dua kali lipat pada pertengahan abad ini dan tiga kali lipat pada akhir abad ini karena miliaran konsumen dunia ketiga memperoleh akses ke layanan dan produk modern. Sumber utama energi bagi aktivitas manusia adalah bahan bakar fosil dan sumber nuklir. Saat ini, pembakaran bahan bakar fosil untuk pembangkit listrik termal, transportasi dan pemanas rumah tangga mewakili lebih dari 80% produksi energi dunia. Saat ini hampir mencapai 87% dengan penambahan dari sumber energi nuklir dan diperkirakan akan mencapai puncaknya sekitar tahun 2050. Meskipun energi fosil karbon (batubara) yang tersimpan memiliki beberapa keuntungan termasuk kepadatan dan stabilitas energi yang tinggi tetapi planet kita tidak akan mampu mendukung lebih lama lagi konsumsi energi yang begitu besar dari sumber daya ini. Pemanfaatan yang masif telah menimbulkan dua kerugian besar: Pertama, ketersediaan bahan bakar fosil terbatas dan pada akhirnya akan habis. Yang kedua bahkan lebih serius dan menyangkut emisi gas rumah kaca berat antropogenik, khususnya karbon dioksida. Setiap kWh produksi listrik dengan membakar fosil karbon (batubara) menghasilkan rata-rata 1000g CO₂, gas rumah kaca yang umumnya dianggap sebagai penyumbang utama pemanasan global.

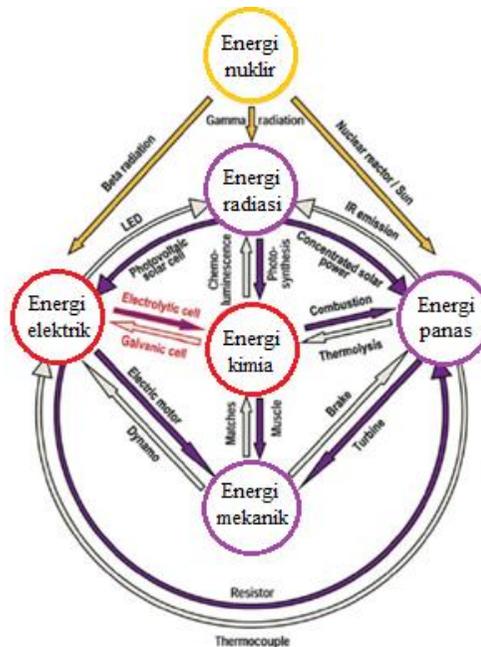
Untuk mengurangi emisi gas rumah kaca (GRK), banyak negara sudah menerapkan peraturan emisi. Isu jejak karbon dan pajak karbon, dalam konteks polusi yang disebabkan oleh bahan bakar fosil diperdebatkan dengan penuh semangat dan benar-benar kontroversial. Jika kita tidak berpikir untuk mengendalikan emisi GRK tersebut, kita harus menghadapi hukuman dari konsentrasi yang sangat tinggi GRK di atmosfer Bumi, yang akan menyebabkan perubahan besar pada iklim dan khususnya pemanasan global. Sampai saat ini sebagian besar laporan memperkirakan peningkatan suhu dari 2 menjadi 3°C pada

akhir abad kedua puluh satu, ini menunjukkan perubahan dramatis terhadap lingkungan, seperti kenaikan permukaan laut. Dari bulan Agustus 1992 hingga April 1999, satelit Topex-Poseidon telah mencatat kenaikan permukaan laut rata-rata tahunan sebesar 3,1 mm. Jelas, perubahan iklim dapat sepenuhnya merombak fitur/wajah(features) alami kita dalam beberapa dekade. Namun, kita tidak bisa mengharapkan perubahan segera dari situasi yang kompleks ini. Jika dibutuhkan 4-8 tahun bagi CO₂ untuk menyebar ke atmosfer, ini akan memakan waktu 50-100 tahun untuk menghilangkan separuhnya.

Peningkatan konstan dalam populasi dunia dan untuk mencapai standar hidup masyarakat modern, umat manusia akan menghadapi tantangan mendasar di abad kedua puluh satu, yang pasti pasokan energi, penyimpanan energi dan konversi energi. Pasokan sumber energi konvensional yang terbatas dan permintaan energi yang terus meningkat dalam konteks pencemaran lingkungan, telah mendorong pengembangan teknologi energi alternatif, berkelanjutan dan bersih. Sumber energi terbarukan, seperti matahari, angin, panas bumi dan energi pasang surut telah dikembangkan. Di antara berbagai sumber energi terbarukan, energi matahari paling melimpah dan berpotensi paling mudah didapatkan. Energi radiasi matahari yang diterima Bumi dalam 1 jam cukup untuk memenuhi konsumsi energi dunia selama setahun. Saat ini, keluaran dari instalasi modul PV tumbuh 40% per tahun secara global. Dalam beberapa dekade mendatang, energi surya diharapkan memainkan peran mendasar dalam pembangkitan listrik dekarbonisasi yang masif. Namun, energi matahari hanya dihasilkan di siang hari dan seringkali bergantung pada cuaca atau iklim untuk bekerja secara efektif. Ini menunjukkan fluktuasi besar dalam output daya dalam siklus bulanan atau bahkan tahunan. Dengan demikian, energi dari sumber ini harus disimpan ketika kelebihan diproduksi dan kemudian dilepaskan ketika tingkat produksi kurang dari permintaan yang dibutuhkan. Oleh karena itu, teknologi penyimpanan energi merupakan bagian integral dan tak terpisahkan dari sistem PV surya yang andal dan efektif.

8.1 Listrik dan Penyimpanannya

Seperti ditunjukkan pada Gambar 8.1, berbagai teknologi telah dikembangkan dalam kerangka energi, yang meliputi energi mekanik, listrik, termal, kimia, radiasi dan nuklir. Di antara berbagai bentuk energi, listrik adalah bentuk energi yang paling nyaman, yang mudah didistribusikan melalui proses konversi sederhana tanpa penyebaran berbahaya yang kuat.

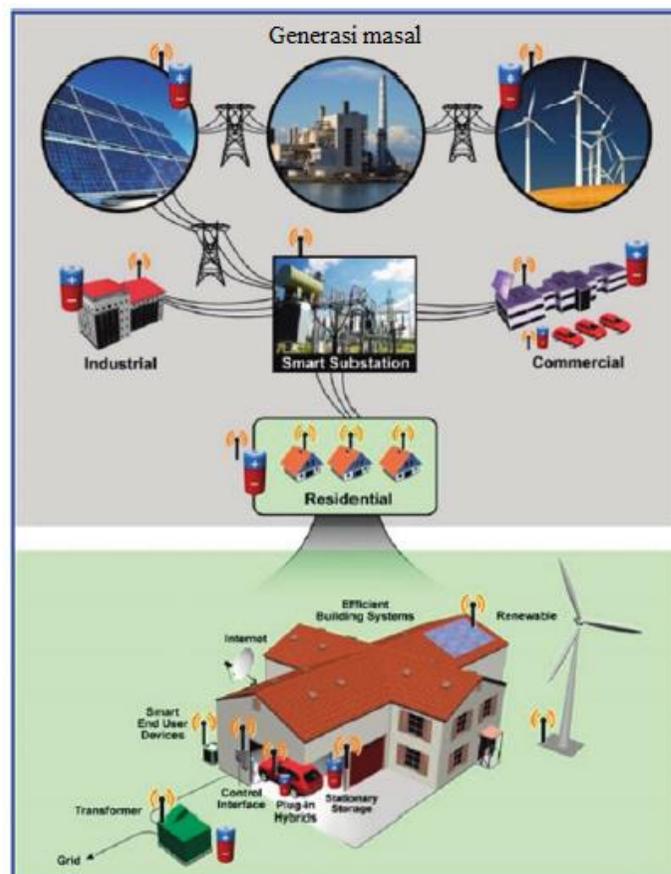


Gambar 8.1. Ilustrasi enam bentuk energi dan contoh terkait antar konversinya

Akses fisik ke listrik melalui jaringan listrik atau sumber bergerak terutama untuk meningkatkan standar hidup. Peristiwa pemadaman listrik pada Agustus 2003 dan pemadaman listrik September 2011 baru-baru ini yang meluas dari California selatan ke Meksiko dan Arizona adalah dua dari contoh yang dipublikasikan secara luas di mana 50 juta orang berada dalam situasi kritis yang menunjukkan bagaimana kehidupan menjadi agak rumit tanpa listrik.

Peristiwa pemadaman listrik tersebut menyoroti serangkaian masalah kompleks yang terkait dengan pembangkitan dan penggunaan listrik: penggunaan bahan bakar fosil dan emisi karbon terkait, keandalan jaringan, pengembangan

kendaraan listrik untuk mengurangi ketergantungan minyak luar negeri dan peningkatan penyebaran untuk sumber energi terbarukan. Selain itu, sebagian besar masalah dalam lingkup internasional seperti yang disebutkan sebelumnya bahwa permintaan listrik di seluruh dunia diproyeksikan/diperhitungkan meningkat dua kali lipat pada tahun 2050. Penyimpanan energi listrik (EES) tidak mungkin mengatasi semua masalah ini. Namun, penyimpanan energi dapat menawarkan pendekatan yang mapan untuk meningkatkan keandalan jaringan dan penggunaan keseluruhan dari seluruh sistem tenaga (pembangkitan, transmisi dan distribusi). Seperti yang diilustrasikan pada Gambar 8.2.

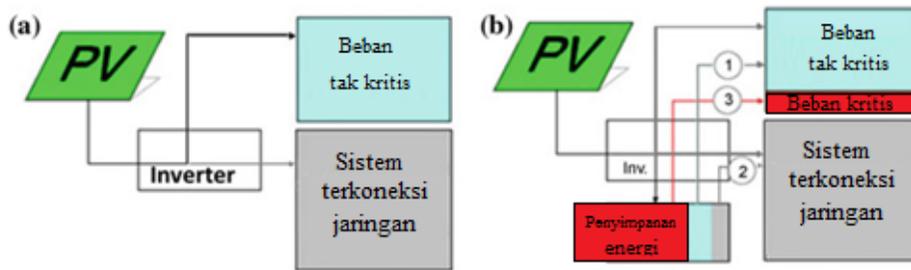


Gambar 8.2. Skema dari aplikasi penyimpanan listrik untuk pembangkitan, transmisi, distribusi, dan pelanggan akhir dan jaringan pintar masa depan yang terintegrasi dengan energi terbarukan yang terputus-putus dan kendaraan hibrida *plug-in* melalui komunikasi digital

EES dapat digunakan untuk menyediakan banyak layanan jaringan, termasuk serangkaian layanan tambahan seperti (1) pengaturan frekuensi dan mengikuti beban, (2) layanan start dingin (*cold start services*), (3) cadangan kontingensi, dan (4) layanan energi yang menggeser pembangkitan dari periode puncak ke periode tidak sibuk. Selain itu, dapat memberikan layanan untuk memecahkan lebih banyak masalah kualitas daya lokal dan dukungan daya reaktif.

8.2 Energi Terbarukan dari Pembangkit listrik PV dan Penyimpanan

Pengembangan dan penggunaan energi terbarukan dari pembangkit PV telah mengalami pertumbuhan pesat selama beberapa tahun terakhir. Produksi listrik dari sumber PV menghasilkan pasokan yang lebih terjamin bagi konsumen dengan bahaya lingkungan yang lebih sedikit. Seperti disebutkan sebelumnya masalah utama dari sumber daya ini adalah fluktuasinya dari permintaan. Meskipun berlimpah dan sistem konversi yang lebih masuk akal, kontribusi yang signifikan terhadap penggunaan energi yang berkelanjutan, bagaimanapun akan membutuhkan pengembangan lebih lanjut yang cukup besar dari sistem penyimpanan energi. Penyimpanan energi merupakan solusi akhir untuk masalah pembangkit yang *intermittent* (terputus-putus). Penyimpanan energi dan pemanfaatannya dalam jaringan listrik nilai tambah bagi sumber energi terbarukan seperti energi matahari, memungkinkan penggunaan teknologi ini secara lebih intensif. Penggunaannya meliputi aplikasi dalam perataan beban, integrasi sumber terbarukan, pencukuran puncak (*peak shaving*) dan perdagangan energi, membuat sistem lebih stabil dan andal. Gambar 8.3 menunjukkan diagram skema sistem PV yang terhubung ke jaringan dengan dan tanpa sistem penyimpanan energi, yang menunjukkan peningkatan yang tidak dapat disangkal dalam fleksibilitas dengan dimasukkannya sistem penyimpanan energi. Umumnya, penyimpanan energi meningkatkan kegunaan PV dengan cara menyerap kelebihan PV dan memungkinkan energi PV digunakan ketika tidak diproduksi di malam hari, pada hari berawan dll. Ini akan membuka bidang aplikasi baru, terutama karena pertumbuhan produksi listrik dari PV surya, bersama dengan produksi yang terdesentralisasi.



Gambar 8.3. Sistem PV yang terhubung ke jaringan: (a) tanpa penyimpanan energi, (b) memanfaatkan penyimpanan energi dengan pilihan yang berbeda 1 manajemen beban lokal, 2 manajemen beban untuk utilitas, dan 3 mempertimbangkan kritikal beban-beban darurat

8.3 Teknologi Penyimpanan Energi

Sejarah dari sistem penyimpanan energi stasioner berawal pada pergantian abad kedua puluh, ketika pembangkit listrik sering dimatikan dalam semalam, dengan akumulator lead-acid yang memasok beban sisa pada jaringan arus searah. Sistem penyimpanan energi listrik adalah perangkat yang menyimpan listrik setelah konversi dalam beberapa bentuk energi lainnya yang dapat diubah kembali menjadi listrik bila diperlukan. Proses ini memungkinkan listrik diproduksi pada saat biaya pembangkitan rendah, permintaan rendah atau dari sumber energi terputus-putus dan digunakan pada saat biaya pembangkitan tinggi, permintaan tinggi atau ketika tidak ada pembangkit lain yang tersedia. Ada banyak kemungkinan teknik untuk penyimpanan energi, ditemukan di hampir semua bentuk energi: mekanik, listrik dan kimia. Teknologi penyimpanan yang menjawab untuk kriteria teknis dan ekonomi tertentu, yang sangat bervariasi sebagai fungsi dari aplikasi dan persyaratan, jelas akan berbeda jenisnya. Sejumlah sistem penyimpanan energi skala utilitas saat ini digunakan seperti, *pumped hydro storage* (PHS) dan *compressed air energy storage* (CAES). Kedua teknologi tersebut umumnya berskala besar (puluhan hingga ratusan MW) dan memiliki persyaratan geologi dan geografis yang unik. Baterai yang lebih terukur dalam ukuran dan tidak bergantung pada ketersediaan air atau penyimpanan udara. Efisiensi teknologi ini berkisar antara 70% – 95%. Tabel 8.1 menyajikan fitur utama dari sistem teknologi penyimpanan yang dipilih.

Dalam hal aplikasinya, teknologi penyimpanan energi dibagi dalam dua kategori:

- Aplikasi daya rendah hingga menengah dimana energi dapat disimpan sebagai energi kinetik (*flywheel*), *compressed air*, energi kimia, hidrogen (*fuel cells*) atau dalam superkapasitor.
- Aplikasi daya skala besar dimana energi dapat disimpan sebagai energi potensial, energi panas, energi kimia (*baterai*) atau *compressed air*.

Tabel 8.1. Teknologi penyimpanan energi

Teknologi	Kepadatan		Efisiensi (%)	Siklus hidup (tahun)	<i>Self-discharge</i>
	Energi (Wh/kg)	Daya (W/kg)			
Pumped hydro	0.3	-	70 - 85	>20	Diabaikan
CAES	10 - 30	-	70 - 89	>20	-
Supercapacitor	<50	4000	95	>50.000	Sangat tinggi
Pb-Acid	20 - 35	25	70 - 90	200 - 2000	Rendah
Ni-Cd	40 - 60	140-180	70 - 90	500 - 2000	Rendah
NaS	120	120	70	2000	-
Li-ion	100-200	360	90 - 95	500 - 2000	Sedang

Teknologi penyimpanan dicirikan oleh faktor-faktor seperti kapasitas penyimpanan, daya yang tersedia, kedalaman pelepasan, waktu pengosongan, kinerja siklus, pelepasan sendiri, efisiensi, kepadatan massa dan volume energi, keandalan, kendala operasional, dan aspek lingkungan. Ukuran sistem penyimpanan energi memiliki dua komponen: energi (berapa banyak energi yang dapat disimpan) dan daya (berapa laju pengisian dan pengosongan). Ukuran relatif dari komponen energi dan daya mungkin tidak tergantung satu sama lain, tergantung pada teknologi penyimpanan. Hubungan antara energi dan daya dalam sistem penyimpanan energi

dapat dinyatakan dengan rasio energi/daya. Penyimpanan energi dapat meningkatkan rasio kinerja sistem PV. Penyimpanan energi membantu mengurangi injeksi daya ke jaringan selama waktu puncak.

8.4 Peran Teknologi Penyimpanan Energi

Selama beberapa dekade, orang berpendapat bahwa listrik berbeda dari semua produk dan pasar lain karena tidak dapat disimpan. Ini pada dasarnya benar, tetapi perkembangan dimasa depan memiliki prospek untuk menghilangkan batasan ini dan menggabungkan penyimpanan dengan teknologi energi lainnya, mis. PV untuk menciptakan pola energi baru. Penyimpanan energi dan manajemen sisi permintaan adalah dua opsi yang dapat digunakan untuk meningkatkan tingkat penetrasi pembangkit terdistribusi yang terhubung ke jaringan. Faktanya adalah bahwa pembangkit energi dari PV jarang konstan dari waktu ke waktu dan juga permintaan listrik tidak pernah konstan. Dengan demikian, penggunaan teknologi penyimpanan energi ke dalam sistem pembangkit solar PV adalah penting. Teknologi penyimpanan energi memberikan peluang bagi sisi pembangkitan untuk memenuhi tingkat kualitas daya serta konsistensi yang dibutuhkan oleh sisi permintaan. Penyimpanan energi juga dapat menawarkan daya darurat dan peluang penghematan puncak. Penyimpanan energi sangat penting untuk sistem catu daya terdesentralisasi dengan memberikan lebih banyak kemampuan mengikuti beban, yang merupakan faktor penting dari manajemen sisi pembangkitan.

8.5 Teknologi Penyimpanan Energi yang Berbeda

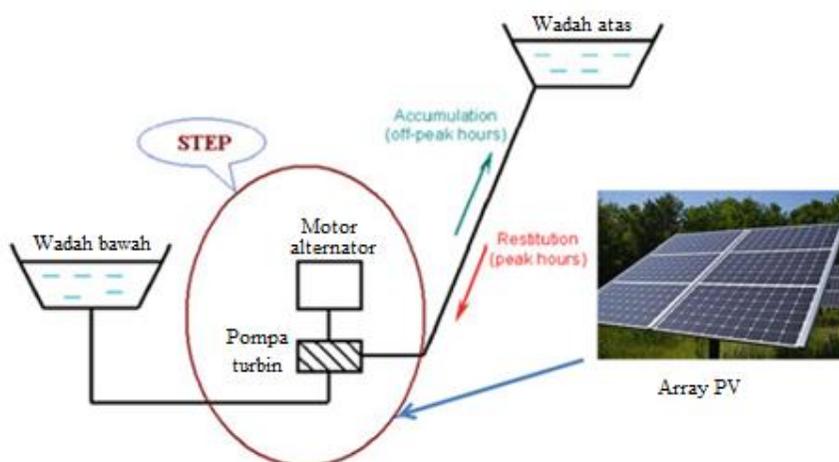
Seperti disebutkan sebelumnya, listrik tidak mudah disimpan dengan murah tetapi dapat dengan mudah disimpan dalam bentuk lain dan diubah kembali menjadi listrik bila diperlukan. Teknologi penyimpanan yang berbeda dibahas di bagian berikut.

8.5.1 Penyimpanan Energi Mekanik

a. Pumped Hydroelectric Storage (PHS)

PHS adalah EES skala besar yang paling banyak diimplementasikan. Keuntungan utama dari teknologi ini adalah bahwa hal itu tersedia. Teknologi PHS saat ini paling

banyak digunakan untuk aplikasi daya tinggi. Teknologi penyimpanan ini menggunakan kekuatan air dengan sumber energi terbarukan yang sangat terkonsentrasi. Seperti yang ditunjukkan secara skematis pada Gambar 8.4, sistem ini umumnya terdiri dari (1) dua reservoir yang terletak pada ketinggian yang berbeda, (2) unit untuk memompa air ke ketinggian dan (3) turbin untuk menghasilkan listrik dengan air kembali ke elevasi rendah. Selama periode ketika permintaan rendah, stasiun-stasiun ini menggunakan listrik untuk memompa air dari reservoir rendah ke reservoir atas. Ketika permintaan sangat tinggi, air mengalir keluar dari reservoir atas dan mengaktifkan turbin untuk menghasilkan listrik bernilai tinggi pada jam sibuk. Jelas, jumlah energi yang tersimpan sebanding dengan perbedaan ketinggian antara kedua reservoir dan volume air yang disimpan.



Gambar 8.4. Ilustrasi dari *pumped hydro storage* yang dipompa dengan energi pemompaan yang dipasok oleh susunan PV

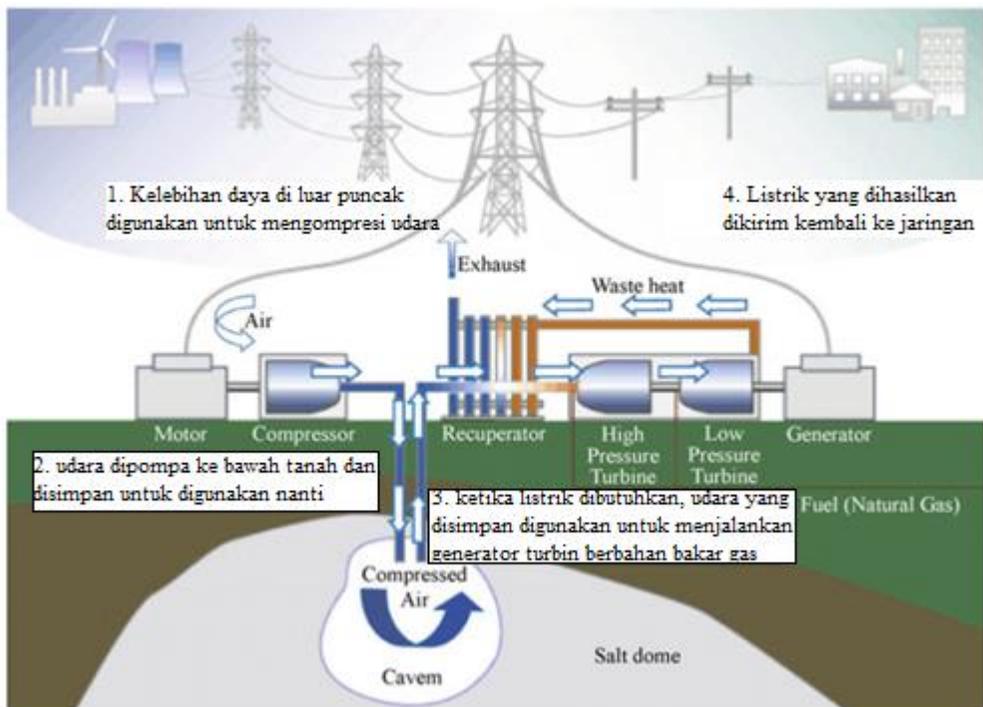
Pembangkit listrik tenaga air yang dipompa adalah teknologi yang matang dengan volume besar, masa penyimpanan yang lama, efisiensi tinggi dan biaya modal per unit energi yang relatif rendah. Efisiensi konversi PHS adalah sekitar 70%-85%, yang tergantung pada karakteristik peralatan. Karena penguapan dan penetrasi yang kecil, periode penyimpanan PHS dapat bervariasi dari biasanya berjam-jam hingga berhari-hari dan bahkan bertahun-tahun. Rating yang khas dari PHS adalah sekitar 1000 MW (100–3000 MW) dan fasilitas terus dipasang di seluruh dunia dengan

kecepatan 5 GW per tahun. Kelemahan utama dari teknologi ini adalah kebutuhan akan lokasi yang tersedia untuk dua waduk besar. Biaya tinggi (biasanya ratusan hingga ribuan juta dolar AS) dan waktu tunggu yang lama (*10 tahun) untuk masalah konstruksi dan lingkungan (misalnya, menghilangkan pohon dan tumbuhan-tumbuhan dari sejumlah besar lahan sebelum reservoir dibanjiri).

b. *Compressed Air Energy Storage (CAES)*

CAES adalah teknologi yang menyimpan energi sebagai udara terkompresi untuk digunakan nanti. Selain PHS, CAES adalah satu-satunya teknologi lain yang tersedia secara komersial, yang mampu memberikan kemampuan penyimpanan energi yang sangat besar (di atas 100 MW dengan satu unit). Gambar 8.5 menyajikan diagram skema dari sistem CAES. Teknologi ini terdiri dari lima komponen utama: (1) Kompresor udara dua tahap atau lebih dengan inter-coolers dan after-coolers untuk mencapai penghematan kompresi dan mengurangi kadar air dari udara terkompresi. (2) Sebuah rongga atau wadah untuk menyimpan udara terkompresi. (3) Turbine train, berisi turbin tekanan tinggi dan rendah. (4) Motor/generator yang menggunakan kopling untuk memberikan ikatan alternatif ke rangkaian kompresor atau turbin. (5) Kontrol peralatan dan alat bantu, seperti unit penyimpanan bahan bakar dan penukar panas.

Teknologi ini bekerja berdasarkan dari pembangkit turbin gas konvensional. Ini memisahkan siklus kompresi dan ekspansi turbin gas konvensional menjadi dua proses terpisah dan menyimpan energi dalam bentuk energi potensial elastis dari udara terkompresi. Ketika permintaan rendah, energi disimpan dengan mengompresi udara ke dalam ruang kedap udara, biasanya 4,0-8,0 MPa.



Gambar 8.5. Diagram skematik dari *compressed air energy storage*

Untuk mengekstrak energi yang tersimpan, udara terkompresi diambil dari bejana penyimpanan, lalu dipanaskan dan diperluas melalui turbin tekanan tinggi, yang menangkap sebagian energi di udara terkompresi. Udara kemudian dicampur dengan bahan bakar dan dibakar dengan knalpot diperluas melalui turbin bertekanan rendah. Baik turbin bertekanan rendah dan tinggi terhubung ke generator untuk menghasilkan listrik. Panas buangan knalpot berpotensi ditangkap melalui recuperator sebelum dilepaskan.

Sistem CAES telah dipertimbangkan untuk sejumlah aplikasi, terutama untuk dukungan jaringan listrik untuk aplikasi perataan beban. Dalam sistem seperti itu, energi disimpan selama periode permintaan rendah dan kemudian diubah kembali menjadi listrik saat terdapat permintaan listrik tinggi. Sistem CAES dirancang untuk berputar setiap hari dan beroperasi secara efisien selama kondisi beban parsial. Dibandingkan dengan unit pembangkit menengah konvensional, sistem CAES memiliki karakteristik lingkungan yang lebih baik. Dalam sistem CAES memiliki biaya modal yang rendah, efisiensi penyimpanan yang tinggi (70-89%) dan periode

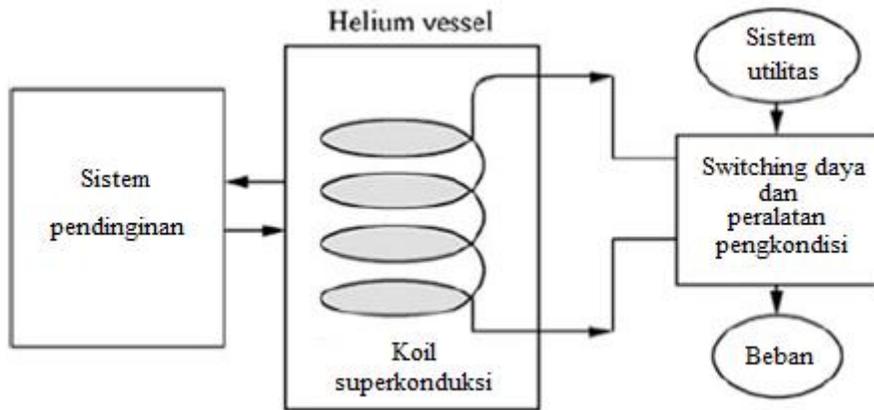
penyimpanan yang relatif lama. Rating khas untuk sistem CAES berada di kisaran 50–300 MW, yang jauh lebih tinggi daripada teknologi penyimpanan lainnya kecuali untuk PHS. Hambatan utama penerapan CAES adalah ketergantungan pada geografi yang memiliki sisi menguntungkan, oleh karena itu hanya layak secara ekonomi untuk pembangkit listrik yang berada di dekat tambang batu, gua garam, akuifer atau ladang gas yang terkuras. Selain itu, ini bukan sistem independen dan harus dikaitkan dengan pembangkit turbin gas.

8.5.2 Penyimpanan Energi Elektrik

a. *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES)

Sistem penyimpanan energi magnetik superkonduktor (SMES) menyimpan energi dalam medan magnet yang diciptakan oleh aliran arus searah melalui koil superkonduktor dengan resistansi hampir nol. Ini adalah satu-satunya teknologi yang menyimpan energi listrik secara langsung menjadi arus listrik [19]. Sistem SMES khas mencakup tiga bagian: koil superkonduktor, *cryogenically cooled refrigerator*, dan sistem konversi daya seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8.6. Untuk mempertahankan induktor (kumparan) dalam keadaan superkonduktornya, induktor direndam dalam helium cair (pada 4,2 K atau helium super cair pada 1,8 K) yang terkandung dalam *cryostat vacuum-insulated*. Induktor umumnya terbuat dari niobium-titanium (NbTi), yang beroperasi pada suhu *cryogenically cooled* ($-270\text{ }^{\circ}\text{C}$). Setelah koil superkonduktor diisi, arus tidak akan berkurang dan energi magnet dapat disimpan tanpa batas. Energi yang tersimpan dapat dilepaskan kembali ke jaringan dengan pemakaian koil.

Dibandingkan dengan metode penyimpanan energi lainnya, SMES kehilangan jumlah listrik paling sedikit dalam proses penyimpanan energi. SMES menyediakan salah satu metode penyimpanan daya dengan kepadatan tertinggi. Keuntungan utamanya adalah efisiensi penyimpanan energi yang tinggi ($>95\%$). Keluaran energi dari sistem SMES jauh lebih sedikit tergantung pada pelepasan laju dibandingkan dengan baterai.



Gambar 8.6. Sistem *Supermagnetic energy storage*

Teknologi ini juga memiliki siklus hidup yang tinggi dan cocok untuk aplikasi yang membutuhkan siklus konstan, penuh, dan mode operasi berkelanjutan. Fitur-fitur ini membuat SMES cocok untuk digunakan dalam memecahkan masalah stabilitas tegangan dan kualitas daya untuk konsumen industri besar. Energi yang tersimpan dalam koil SMES dapat dihitung dengan $E = 0.5LI^2$, dimana L adalah induktansi coil dan I adalah arus yang melewatinya. Namun, masalah utama yang dihadapi implementasi unit SMES adalah biaya yang tinggi dan masalah terhadap lingkungan yang terkait dengan medan magnet yang kuat.

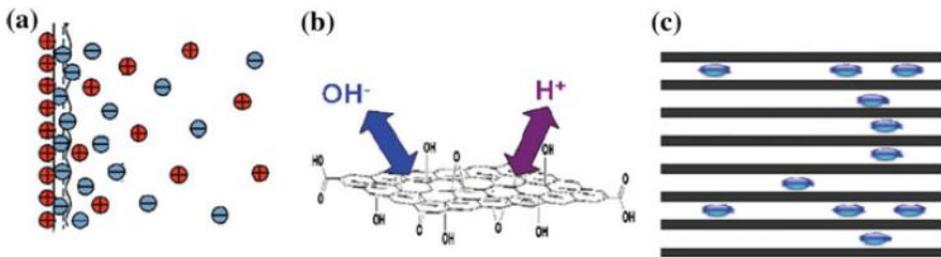
b. *Electrochemical Capacitors* (Supercapacitor)

Kapasitor elektrokimia (juga disebut superkapasitor atau ultrakapasitor) adalah perangkat elektrokimia pasif dan statis untuk menyimpan dan melepaskan energi secara cepat dan berlangsung dalam dua arah (*reversibly*). Teknologi ini adalah bentuk lain dari perangkat penyimpanan energi dengan densitas/kepadatan daya tinggi dan siklus hidup yang panjang. Superkapasitor memiliki densitas energi yang lebih tinggi (sekitar 5 Wh kg^{-1}) dibandingkan kapasitor konvensional. Meskipun superkapasitor memiliki densitas/kepadatan energi yang lebih rendah daripada baterai lithium-ion yang populer, kemampuan pengisian dan pengosongannya yang sangat cepat menghasilkan densitas/kepadatan daya yang tinggi (10 kW kg^{-1}). Prinsip penyimpanan energi dalam superkapasitor adalah melalui adsorpsi ion pada

antarmuka elektroda/elektrolit yang membuat lapisan ganda listrik [electrical double layer capacitor (EDLC)] atau karena transfer elektron antara elektrolit dan elektroda melalui reaksi redoks Faradik cepat (pseudocapacitors).

- Kapasitor Lapisan Ganda Elektrik (*Electric Double Layer Capacitors (EDLC)*)

EDLC menyimpan energi listrik menggunakan adsorpsi reversibel ion dari elektrolit pada elektroda untuk membentuk lapisan ganda listrik pada antarmuka elektroda/elektrolit. Superkapasitor yang hanya melibatkan adsorpsi fisik, di mana tidak ada reaksi elektrokimia pada bahan elektroda (misalnya karbon) selama proses pengisian dan pengosongan (Gambar 8.7a) disebut EDLC. Pada superkapasitor jenis ini, tidak ada transfer muatan melintasi antarmuka elektroda/elektrolit, dan tidak terjadi pertukaran ion bersih antara elektroda dan elektrolit. Ini menyiratkan bahwa konsentrasi elektrolit tetap konstan selama proses pengisian dan pengosongan.



Gambar 8.7. Prinsip kerja superkapasitor (a) listrik lapisan ganda, (b) reaksi redoks di permukaan, dan (c) reaksi redoks dalam jumlah besar

Karena tidak ada perubahan fisik pada elektroda selama proses pengisian/pengosongan, EDLC dapat mempertahankan jutaan siklus. Model penyimpanan energi dapat didefinisikan dengan persamaan berikut:

$$E = 1/2 CV^2 \quad (8.1)$$

dimana E adalah seluruh energi yang dikirim, C menunjukkan kapasitansi spesifik dan V adalah jendela potensial.

Namun, karena mekanisme pengisian permukaan elektrostatis, EDLC mengalami kepadatan energi yang terbatas dan dalam penelitian ilmiah lebih

menekankan untuk meningkatkan kinerja energi. Bahan untuk EDLC harus sangat konduktif luas permukaan spesifik yang besar. Bahan yang digunakan karbon yang berbeda, seperti karbon aktif, serat nano karbon, nanotube karbon dianggap sebagai bahan elektroda terbaik untuk EDLC.

- Pseudokapasitor

Pseudokapasitor berbeda dari EDLC dalam cara penyimpanan muatan. Penyimpanan muatan pseudokapasitif pada dasarnya bergantung pada reaksi redoks antara bahan elektroda dan ion elektrolit. Energi listrik dihasilkan oleh reaksi redoks Faradik yang cepat, yang menghasilkan kapasitansi semu. Bahan yang mengalami reaksi redoks tersebut termasuk polimer konduktor dan beberapa oksida logam (RuO_2 , MnO_2 , Co_3O_4 dll). Ini tergantung pada lokasi reaksi redoksnya, penyimpanan muatan pseudokapasitif dapat dikategorikan ke dalam penyimpanan muatan permukaan dan penyimpanan muatan massal (Gambar 8.7 b dan c). Pseudocapacitors ini dapat ditumpangkan pada setiap kapasitor lapisan ganda listrik. Dalam sistem, di mana beberapa keadaan oksidasi dapat diakses, pseudocapacitor sering memberikan kepadatan energi yang lebih tinggi daripada EDLC. Karena proses elektrokimia terjadi baik di permukaan maupun dan disebagian besar dekat permukaan elektroda padat, pseudokapasitor menunjukkan kapasitansi spesifik dan kepadatan energi yang lebih tinggi daripada EDLC. Namun, pseudokapasitor mendapatkan densitas/kepadatan daya yang relatif lebih rendah daripada EDLC karena proses Faradik biasanya lebih lambat daripada proses non-faradik. Selain itu, karena perubahan fisik elektroda selama reaksi redoks, pseudokapasitor memiliki stabilitas siklus yang buruk dibandingkan dengan EDLC.

Superkapasitor menunjukkan aplikasi potensial dalam perangkat elektronik, transportasi, komunikasi dan penerbangan. Ini juga dapat digunakan dalam berbagai aplikasi penangkapan dan penyimpanan energi baik sendiri sebagai sumber daya utama atau dalam kombinasi dengan baterai dan fuel cells. Superkapasitor dapat digunakan sebagai cadu daya tanpa gangguan (persediaan cadangan digunakan untuk melindungi dari gangguan daya) dan menyeimbangkan beban (daya cadangan

untuk memori, mikrokomputer, jam, papan sistem, dll.). Dalam kombinasi dengan baterai dan fuel cells, superkapasitor kemungkinan akan digunakan untuk menyuplai daya *Hybrid Electric Vehicle* (HEV) dan *Electric Vehicle* (EV).

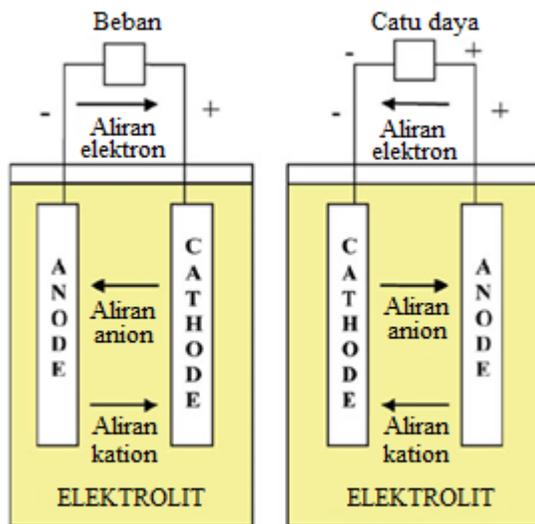
8.5.3 Penyimpanan Energi Kimia (Baterai)

Baterai adalah sistem elektrokimia yang dapat diisi ulang yang digunakan untuk menyimpan energi. Ini adalah bentuk penyimpanan listrik tertua dan paling mapan, yang menyimpan listrik dalam bentuk energi kimia. Di antara berbagai jenis metode penyimpanan, sistem berdasarkan penyimpanan energi kimia sangat menarik. Baterai terdiri dari sel elektrokimia tunggal atau ganda, dihubungkan secara seri atau paralel atau keduanya tergantung pada tegangan output yang diinginkan. Seperti yang disajikan pada Gambar 8.8, setiap sel terdiri dari:

- Anoda adalah elektroda negatif dari sel yang bercampur dengan reaksi kimia oksidatif yang melepaskan elektron ke sirkuit eksternal.
- Katoda adalah elektroda positif dari sel yang bercampur dengan reaksi kimia reduktif yang memperoleh elektron dari sirkuit eksternal.
- Elektrolit adalah bahan yang menyediakan media untuk transfer elektron antara elektroda positif dan negatif sel.
- Sebuah pemisah adalah penghalang fisik antara elektroda positif dan negatif yang dimasukkan ke dalam sebagian besar desain sel untuk mencegah korsleting listrik. Pemisah dapat berupa elektrolit gel atau film plastik mikropori atau bahan inert berpori lainnya yang diisi dengan elektrolit. Pemisah harus berpori terhadap ion dan inert di lingkungan baterai.

Selama pelepasan, reaksi elektrokimia terjadi pada dua elektroda yang menghasilkan aliran elektron melalui sirkuit eksternal. Reaksinya reversibel, memungkinkan baterai diisi ulang dengan menerapkan tegangan eksternal melintasi elektroda. Baterai dinilai dalam hal kapasitas energi dan daya mereka. Untuk sebagian besar jenis baterai, kapasitas energi dan daya tidak independen dan tetap selama desain baterai. Beberapa fitur penting lainnya dari baterai adalah siklus hidup, efisiensi, depth of discharged, suhu operasi, self-discharge dan kepadatan

energi. Saat ini, perkembangan signifikan sedang terjadi dalam teknologi baterai. Berbagai jenis baterai sedang dikembangkan dari beberapa baterai yang tersedia secara komersial, sementara beberapa masih dalam tahap percobaan [29]. Mereka tidak hanya memberikan keuntungan lingkungan dan fleksibilitas bahan bakar, tetapi juga menawarkan sejumlah keuntungan penting untuk utilitas listrik. Mereka dapat merespons dengan sangat cepat untuk memuat perubahan dan menerima daya yang dihasilkan bersama dan/atau pihak ketiga, sehingga meningkatkan stabilitas sistem. Berbagai teknologi baterai untuk aplikasi sistem tenaga dibahas di bagian berikut.



Gambar 8.8. Diagram sel/baterai isi ulang

- Baterai Lead-Acid

Selama seratus tahun terakhir, teknologi baterai Lead-Acid telah menjadi media penyimpanan elektrokimia yang paling banyak digunakan. Baterai Lead-Acid yang menyimpan dan melepaskan listrik melalui konversi elektrokimia reversibel. Itu terbuat dari sel bertumpuk, direndam dalam larutan encer asam sulfat (H_2SO_4) sebagai elektrolit. Elektroda positif (Katoda) setiap sel terdiri dari lead dioxide (PbO_2), sedangkan elektroda negatif (anoda) adalah sponge lead (Pb). Pada pemakaian, kedua elektroda diubah menjadi lead sulfate ($PbSO_4$). Selama pengisian, kedua

elektroda kembali ke keadaan awal. Reaksi elektrokimia Baterai ini telah diterapkan di hampir setiap bidang industri, dan penjualannya mencapai 40–45% dari seluruh penjualan baterai di dunia.

- Anoda:



- Katoda:



Sejak ketersediaannya, baterai lead-acid telah diuji untuk aplikasi utilitas, terutama untuk kualitas daya, kontrol keandalan dan pengaturan daya. Ada dua jenis utama baterai lead-acid: baterai terendam, yang merupakan topologi paling umum, dan baterai yang diatur katup yang menjadi subjek luas penelitian dan pengembangan. Baterai lead-acid memiliki kelebihan biaya rendah dan keandalan tinggi dengan efisiensi a round trip 70–90%. Ini adalah pilihan penyimpanan yang populer untuk *uninterrupted power supply* (UPS), kualitas daya dan beberapa aplikasi cadangan pemintalan. Namun, baterai lead-acid memiliki siklus hidup pendek 500–1000 siklus dan kepadatan energi yang rendah (30–50 Wh/kg), yang membatasi penerapannya untuk manajemen energi. Baterai lead-acid juga memiliki kinerja suhu rendah yang buruk. Pada kenyataannya, suhu operasi yang tinggi (hingga 45 °C) dapat meningkatkan kinerja baterai dalam hal kapasitas yang lebih tinggi, tetapi mengurangi masa pakai sistem.

- Baterai Nickel–Cadmium

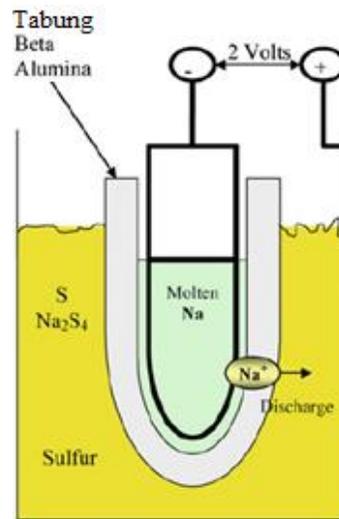
Pengembangan baterai isi ulang nickel-cadmium (Ni-Cd) telah dilakukan sejak tahun 1950. Komponen utama baterai Ni-Cd adalah nikel hidroksida (elektroda positif), kadmium hidroksida (elektroda negatif), pemisah dan elektrolit alkali (KOH)[31]. Selama pelepasan, Ni(OH)₂ adalah bahan aktif dari elektroda positif, dan Cd(OH)₂ adalah bahan aktif dari elektroda negatif. Selama siklus pengisian, nikel oksihidroksida (NiO(OH)) adalah bahan aktif elektroda positif dan logam Cd adalah bahan aktif elektroda negatif. Reaksi elektrokimia keseluruhan adalah



Jenis baterai ini dapat ditemukan dalam dua bentuk yang berbeda, tergantung pada aplikasinya: (i) bentuk tertutup pada peralatan portabel dan (ii) bentuk terendam dalam aplikasi industri umum. Baterai Ni-Cd memiliki kepadatan energi yang lebih tinggi (50–75 Wh/kg) dan keandalan yang kuat. Mereka memiliki siklus hidup lebih lama (lebih dari 3500 siklus) dari baterai lead-acid dikombinasikan dengan persyaratan perawatan yang sangat rendah. Keunggulan dibandingkan baterai lead-acid ini membuatnya cocok untuk penerangan darurat, UPS, perkakas listrik, starter generator, dan telekomunikasi. Kelemahan utama baterai Ni-Cd adalah mengandung racun dan faktanya bahwa Ni-Cd menderita dari “efek memori”. Kadmium merupakan logam berat beracun yang dapat menimbulkan risiko kesehatan bagi manusia.

- Baterai Sodium–Sulfur

Baterai sodium/natrium-sulfur (NaS) adalah salah satu opsi yang menjanjikan untuk aplikasi penyimpanan energi berdaya tinggi. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8.9, baterai NaS terdiri dari sulfur cair (molten) sebagai elektroda positif dan natrium cair (molten) sebagai elektroda negatif. Sebuah solid ceramic Beta alumina Al_2O_3 bertindak sebagai pemisah dan elektrolit secara bersamaan. Selama siklus pelepasan, logam natrium dioksidasi, melepaskan ion Na^+ . Elektrolit memungkinkan transfer ion natrium ke katoda di mana mereka bergabung dengan sulfur untuk membentuk natrium polisulfida: $2\text{Na} + \text{S} \leftrightarrow \text{Na}_2\text{S}_4$. Selama siklus pengisian, natrium polisulfida didekomposisi menjadi natrium dan sulfur. Suhu pengoperasian baterai ini berada dalam kisaran 300–350 °C. Oleh karena itu, baterai NaS perlu dipanaskan secara eksternal untuk pengoperasian yang optimal.



Gambar 8.9. Baterai NaS

Baterai NaS menunjukkan kepadatan energi yang tinggi (150–240 Wh/kg) dan kepadatan daya (150–230 W/kg), stabilitas suhu yang baik, efisiensi Coulombic tinggi (75–95 %), masa pakai yang lama (*2500 siklus), keamanan yang baik dan murah. Baterai ini dapat digunakan untuk meratakan beban, aplikasi UPS, catu daya darurat, yang cocok untuk sejumlah pasar, seperti aplikasi industri dan sistem pembangkit tenaga angin. Baterai terbuat dari bahan yang melimpah dan berbiaya rendah, sehingga cocok untuk produksi industri skala besar. Namun, kelemahan utama adalah bahwa sumber panas eksternal diperlukan untuk mengoperasikan baterai NaS, yang sebagian mengurangi kinerja baterai. Baterai NaS saat ini digunakan dalam aplikasi terkait jaringan listrik seperti *peak-shaving* dan peningkatan kualitas daya.

- Baterai Natrium Nikel Klorida

Baterai natrium nikel klorida adalah sistem suhu tinggi (~300 °C) dan juga dikenal sebagai baterai ZEBRA. Dalam sistem ini, nikel klorida digunakan sebagai elektroda positif. Reaksi kimia yang terjadi pada baterai ZEBRA adalah



Dibandingkan dengan baterai NaS, baterai ZEBRA dapat menahan *overcharge* (pengisian berlebihan) dan pelepasan yang terbatas dan memiliki karakteristik

keamanan yang berpotensi lebih baik dan tegangan sel yang tinggi (2,58 V). Kekurangan yang sehubungan dengan baterai NaS adalah kepadatan energinya yang rendah (~120 Wh/kg) dan kepadatan daya (~150 W/kg). Kerugian lainnya adalah hanya satu perusahaan (Beta R&D, UK) yang mencoba mengembangkan teknologi ini. Saat ini, Beta R&D sedang mengembangkan versi daya tinggi baterai ZEBRA untuk kendaraan listrik hibrida, versi energi tinggi untuk menyimpan energi terbarukan dan baterai perata beban untuk aplikasi industri.

- Baterai Lithium-Ion

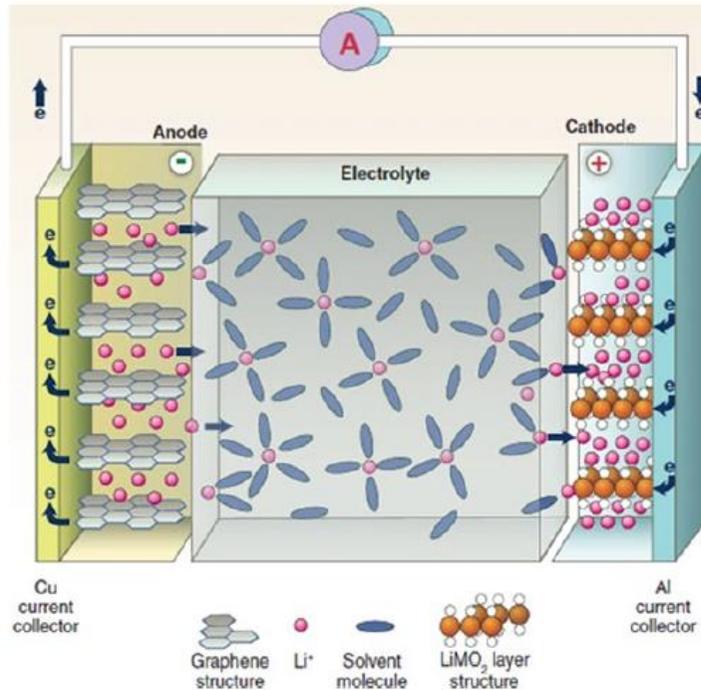
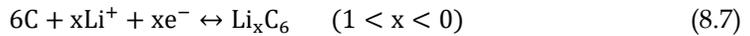
Baterai lithium-ion menyimpan energi listrik dalam elektroda yang terbuat dari senyawa lithium interkalasi (atau penyisipan). Senyawa interkalasi lithium digunakan sebagai bahan elektroda positif dan negatif pada baterai lithium-ion. Dalam sel lithium-ion, grafit dan oksida logam lithium (LiCoO_2) digunakan masing-masing sebagai elektroda negatif (anoda) dan elektroda positif (katoda). Media penghantar Li^+ yang tidak berair digunakan sebagai elektrolit. Elektroda positif dan negatif dipisahkan oleh membran polimer berpori berisi elektrolit yang memungkinkan transfer lithium-ion tetapi mencegah elektrolit dari kontak langsung. lithium ion dipindahkan antara dua elektroda host (anoda dan katoda) selama proses pelepasan muatan. Ketika baterai habis, Li^+ ion *de-intercalate* dari anoda, melewati elektrolit dan interkalasi ke katoda. Sementara itu, elektron melewati sirkuit eksternal dari elektroda negatif ke elektroda positif. Pada pengisian, proses dibalik ketika tegangan eksternal diterapkan ke baterai. Selama proses pengisian-pelepasan, Li ion bergerak di antara elektroda negatif dan positif, memberdayakan konversi energi kimia menjadi energi listrik dan penyimpanan energi elektrokimia di dalam baterai

Gambar 8.10 mengilustrasikan sistem baterai lithium-ion dasar yang memimpin pasar baterai saat ini. Reaksi sel adalah interkalasi lithium ion reversibel dan siklus de-interkalasi antara dua struktur berlapis. Reaksi redoks yang terlibat dalam sel LiCoO_2 /grafit disajikan sebagai berikut:

- Katoda:



- Anoda:



Gambar 8.10. Skematik dari baterai Lithium-Ion

Di antara baterai isi ulang, baterai lithium-ion telah menjadi populer dengan banyak keunggulan seperti kepadatan energi yang tinggi, perawatan yang rendah, masa pakai yang lama, tidak ada efek memori dan self-discharge yang rendah. Dalam dua dekade terakhir sejak produk komersial pertama yang diproduksi oleh SONY, baterai lithium-ion telah banyak diterapkan untuk perangkat elektronik portabel. Ini termasuk komputer notebook, ponsel, kamera digital, dll. Kepadatan energinya adalah 2-3 kali dan kerapatan daya 5-6 kali lebih tinggi daripada baterai hibrida nikel-logam, nikel-kadmium, dan lead-acid konvensional. Keuntungan dalam kapasitas energi tinggi dan daya atas teknologi lain telah membuat baterai lithium-ion pilihan yang paling menjanjikan untuk aplikasi-aplikasi transportasi.

Penelitian dan pengembangan yang luas telah dilakukan dalam beberapa dekade terakhir. Kemajuan signifikan telah dibuat dalam material dan bahan kimia untuk meningkatkan teknologi baterai dalam aplikasi. Pasar baterai lithium-ion di seluruh dunia bernilai 10 miliar dolar AS per tahun. Baterai lithium-ion sekarang sedang gencar diupayakan untuk aplikasi transportasi skala besar mendatang termasuk kendaraan listrik hibrida, kendaraan listrik hibrida plug-in dan kendaraan listrik. Mereka juga dipertimbangkan secara serius untuk penyimpanan yang efisien dan pemanfaatan energi terbarukan yang terputus-putus seperti, matahari dan angin.

Mengacu pada kelemahan baterai lithium-ion, dapat disebutkan bahwa elektroda grafit lithiated beroperasi pada potensial yang dekat dengan lithium metalik, yang menyebabkan pertumbuhan Li-dendrit dan potensi korsleting listrik. Dengan adanya pelarut elektrolit organik yang mudah terbakar yang saat ini digunakan, ada risiko timbulnya panas, landasan termal dan kebakaran. Tantangan tambahan adalah biaya tinggi yang mungkin tidak penting untuk aplikasi elektronik portabel kecil tetapi sangat penting untuk aplikasi skala besar. Ada beberapa teknologi baterai lainnya, termasuk baterai lithium-sulfur, baterai sodium-ion, baterai lithium-oksigen sedang dalam tahap percobaan. Banyak kelompok penelitian dan industri di seluruh dunia melanjutkan penelitian intensif untuk mengembangkan teknologi baterai ramah lingkungan baru untuk aplikasi penyimpanan energi skala besar.

8.6 Kesimpulan dan Perspektif Masa Depan

Saat ini perubahan iklim dan penyimpanan energi sedang menghadapi masyarakat kita dengan tantangan teknologi, ekonomi, keselamatan, kesehatan, dan keamanan nasional yang cukup besar. Kecenderungan saat ini untuk mengurangi emisi gas rumah kaca dan meningkatkan penetrasi energi terbarukan, seiring dengan meningkatnya permintaan akan daya berkualitas tinggi, menuntut pengembangan dan penerapan sistem EES yang mendesak. Sistem EES adalah teknologi pendukung utama untuk aplikasi utilitas dan transportasi. Secara khusus, proliferasi penyimpanan energi akan memungkinkan integrasi dan pengiriman pembangkit PV

terbarukan. Tanpa teknologi EES yang sesuai, jaringan listrik saat ini hanya memungkinkan tingkat penetrasi pembangkit energi terbarukan dari PV yang terbatas. Penyimpanan adalah elemen kunci untuk pertumbuhan energi terbarukan, terutama untuk pembangkit listrik PV. Memasang EES ke dalam jaringan tidak hanya akan memfasilitasi peningkatan penetrasi energi terbarukan, tetapi juga menjamin peningkatan kualitas daya bagi masyarakat. Menerapkan EES akan membantu mengurangi emisi gas rumah kaca dengan mengganti turbin pembakaran bahan bakar fosil yang saat ini digunakan untuk menstabilkan jaringan.

Namun, teknologi ini menghadapi tantangan dalam memenuhi matriks kinerja dan ekonomi untuk aplikasi stasioner, atau batasan dalam lingkungan, pemilihan lokasi, dll. Ini juga membutuhkan penelitian dasar dan terapan untuk lebih mengembangkan teknologi saat ini dan menemukan teknologi baru yang dapat memenuhi persyaratan untuk aplikasi utilitas dan terbarukan.

BAB 9

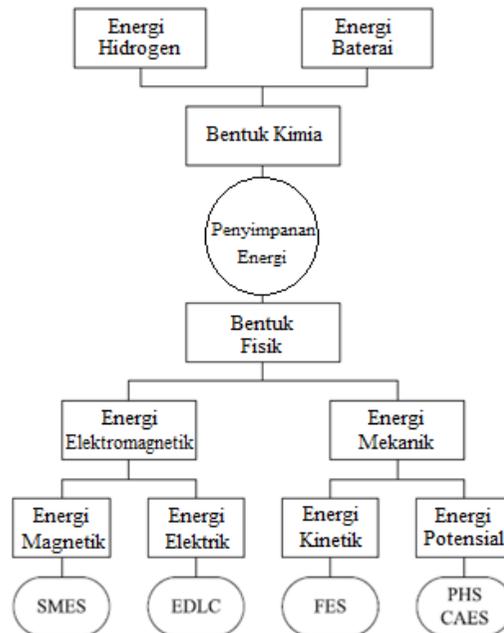
Pemodelan dan Prospek Aplikasi Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

Teknologi superconducting magnetic energy storage (SMES) telah berkembang secara aktif baru-baru ini. Untuk menggambarkan state-of-the-art penelitian SMES untuk aplikasi, bab ini menyajikan pemodelan sistem, evaluasi kinerja, dan prospek aplikasi teknik SMES yang muncul dalam sistem tenaga yang modern dan jaringan pintar masa depan yang terintegrasi dengan pembangkit listrik PV. Sebuah superkonduktor medan sirkuit baru ditambah model pertukaran energi SMES dibangun dan diverifikasi untuk menjembatani bidang superkonduktivitas yang diterapkan ke bidang teknik listrik dan sistem tenaga. Sebagai kasus aplikasi SMES yang muncul agar sesuai dengan pembangkit listrik PV, sistem daya DC tegangan-rendah baru yang terintegrasi dengan kabel superkonduktor dan teknik SMES diperkenalkan dan diverifikasi untuk menerapkan batasan arus gangguan kinerja

tinggi dan fungsi penyangga daya transien. Empat skema aplikasi SMES yang utama dari sistem SMES tunggal, sistem penyimpanan energi hibrida (HES) yang terdiri dari SMES skala kecil dan sistem penyimpanan energi komersial lainnya, sistem SMES terdistribusi (DSME), dan HES terdistribusi (DHES) diusulkan dan dibandingkan untuk mencapai aplikasi manajemen daya yang efisien dan ekonomis di pembangkit listrik PV masa depan.

Alternatif untuk ketersediaan terus-menerus dari pasokan listrik yang sangat andal dan murah di jaringan pintar masa depan termasuk penyebaran pembangkit batubara bersih, pembangkit listrik tenaga nuklir, pembangkit energi terbarukan, dan sumber daya pembangkit lainnya. Diharapkan untuk menggabungkan dengan pembangkit listrik terpusat dan terdistribusi untuk mengembangkan sistem tenaga modern hemat sumber daya dan ramah lingkungan. Peran utama dari sistem penyimpanan energi adalah untuk meningkatkan penetrasi sumber energi terbarukan seperti pembangkit listrik PV, untuk meratakan kurva beban, untuk berkontribusi pada kontrol frekuensi, untuk meningkatkan kemampuan saluran transmisi, untuk mengurangi tegangan fluktuasi, dan untuk meningkatkan kualitas dan keandalan daya, dll. Berbagai ESS dapat digunakan untuk memungkinkan peningkatan kapasitas dan stabilitas yang diperoleh dari kuantitas tertentu pada sumber daya fisik seperti pembangkit listrik PV, dan harus dipertimbangkan sebagai pilihan strategis yang memungkinkan penggunaan yang optimal dari semua jenis sumber daya yang ada dan baru.

Menurut bentuk energi dari ESS yang tersedia saat ini, ESS sebagian besar dibagi menjadi penyimpanan energi kimia dan penyimpanan energi fisik, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 9.1. Untuk penyimpanan energi kimia, sebagian besar cabang komersial adalah penyimpanan energi baterai, yang terdiri dari baterai lead-acid, baterai natrium-sulfur, baterai lithium-ion, baterai redox-flow, baterai metal-air, dll.



Gambar 9.1. Klasifikasi sistem penyimpanan energi

Penggunaan dari baterai lead-acid untuk penyimpanan energi dimulai pada pertengahan 1800-an. Baterai lead-acid terdiri dari lead/timbal seperti spon sebagai bahan aktif yang negatif, timbal dioksida sebagai bahan aktif yang positif, direndam dalam elektrolit asam sulfat encer, dan timbal sebagai pengumpul arus. Baterai ini paling banyak digunakan karena biaya modalnya yang rendah dan teknik produksi yang matang. Namun, baterai ini juga memiliki kekurangan serius seperti efisiensi penyimpanan yang rendah dan penurunan kinerja di bawah operasi pengisian ulang yang cepat.

Baterai natrium-sulfur terdiri dari belerang cair pada elektroda positif dan natrium cair pada elektroda negatif yang dipisahkan oleh elektrolit keramik beta alumina padat. Baterai ini dikenal memiliki siklus hidup yang kuat, efisiensi energi yang layak, dan energi spesifik 3-4 kali lipat dari baterai lead-acid/timbal-asam. Selain itu, baterai ini mampu memberikan ledakan daya pendek (sekitar 30 detik) yang 6 kali lipat dari daya kontinu yang terukur, sehingga sangat cocok untuk pemeliharaan kualitas daya dalam waktu singkat.

Baterai lithium-ion adalah baterai tipe baru berenergi tinggi dan berefisiensi tinggi. Elektroda positifnya terbuat dari oksida logam lithium, dan elektroda negatifnya terdiri dari karbon grafit yang berlapis. Berkat efisiensinya yang sangat tinggi serta kepadatan energi yang tinggi, kepadatan daya, tegangan sel, dan masa pakai yang lama dibandingkan baterai lain, baterai lithium-ion telah menjadi populer di berbagai aplikasi peralatan canggih seperti kendaraan listrik, komputer, dan ponsel. Namun, pengemasan khusus baterai ini dari sirkuit perlindungan *overcharge* menyebabkan biaya produksi yang tinggi, yang pada akhirnya mencegah banyak sistem skala besar untuk dikembangkan dan diindustrialisasi.

Cabang penyimpanan energi hidrogen ramah lingkungan lainnya yang menjanjikan memiliki tiga bentuk mendasar dari hidrogen gas terkompresi (CGH_2), hidrogen cair (LH_2), dan peredam solid-state. Sebagian besar CGH_2 komersial dioperasikan pada 35–70 MPa dan suhu kamar, sedangkan LH_2 yang menjanjikan dengan kepadatan energi yang jauh lebih tinggi dan tanpa risiko tekanan tinggi dioperasikan pada 0,5–1 MPa dan 20–30 K. Peredam solid-state hidrogen meliputi hidrida dan bahan permukaan tinggi, yang menawarkan kepadatan hidrogen volumetrik yang sangat tinggi secara material.

Penyimpanan energi fisik dapat dibagi lagi menjadi penyimpanan energi mekanik dan penyimpanan energi elektromagnetik. Di antara sistem penyimpanan energi mekanik, ada dua jenis bagian, yaitu penyimpanan potensial berbasis *pumped hydro storage* (PHS) dan *compressed air energy storage* (CAES), dan penyimpanan energi flywheel berbasis energi kinetik (FES).

PHS terdiri dari dua reservoir dengan perbedaan ketinggian dan penstock atau pipa yang menghubungkannya. Untuk menghasilkan energi listrik, air dibiarkan mengalir dari reservoir atas ke bawah pipa melalui turbin air dan masuk ke reservoir bawah. Kesederhanaan desain, biaya yang relatif rendah, dan kesamaan dalam pengoperasian dengan pembangkit listrik tenaga air telah menjadikannya standar industri untuk penyimpanan selama satu abad. Namun, pemasangannya yang kurang praktis memperlimbangkan kondisi geografis yang sangat spesifik dan biaya

modal yang tinggi, dan dapat menyebabkan beberapa dampak lingkungan yang tidak diinginkan.

CAES terdiri dari kompresor udara, air recuperator, dan tempat penyimpanan udara. Tempat penyimpanan dapat berupa formasi geologi seperti gua garam hasil penambangan, formasi batuan kedap air, akuifer batuan berpori, dan sumur minyak atau gas yang terdepleksi. Setelah udara dikompresi dan disimpan, energi listrik diekstraksi menggunakan turbin gas. Berkat kemiripannya dengan sistem turbin pembakaran, sistem penyimpanan energi udara terkompresi dengan mudah diintegrasikan ke dalam sistem tenaga yang ada. Sistem penyimpanan energi flywheel menyimpan energi kinetik dalam piringan yang berputar dalam bentuk momentum sudut. Penyimpanan energi flywheel memiliki kepadatan daya yang tinggi, kepadatan energi yang tinggi, dan jumlah siklus pelepasan muatan yang hampir tak terbatas. Kemajuan terbaru dalam elektronika daya dan rekayasa material bantalan telah membuat teknologi penyimpanan energi ini menarik untuk sejumlah aplikasi lain seperti pengaturan frekuensi dan peningkatan kualitas daya. Selain itu, bantalan gantung superkonduktor yang menjanjikan telah secara signifikan mengurangi *self-discharge* karena kerugian gesekan.

Sistem penyimpanan energi flywheel menyimpan energi kinetik dalam piringan yang berputar dalam bentuk momentum sudut. Penyimpanan ini memiliki kepadatan daya yang tinggi, kepadatan energi yang tinggi, dan jumlah siklus pengisian-pengosongan yang hampir tak terbatas. Kemajuan terbaru dalam elektronika daya dan teknik material bantalan poros telah membuat teknologi ini menarik untuk sejumlah aplikasi lain seperti pengaturan frekuensi dan peningkatan kualitas daya. Selain itu, bantalan poros gantung superkonduktor yang menjanjikan secara signifikan telah mengurangi *self-discharge* karena kerugian pada gesekan.

Dalam penerapannya, sistem penyimpan energi elektromagnetik terdiri dari kapasitor double-layer elektrokimia berbasis energi listrik (EDLC), yang disebut juga superkapasitor atau ultrakapasitor, dan superconducting magnetic energy storage berbasis energi magnetik (SMES).

Kapasitor *double-layer* elektrokimia menggunakan dielektrik dengan permitivitas tinggi dengan luas permukaan elektroda yang sangat tinggi. Area permukaan elektroda dimaksimalkan dengan menggunakan karbon berpori sebagai pengumpul arus, memungkinkan sejumlah besar energi disimpan pada permukaan kolektor. Kedua elektroda dipisahkan oleh pemisah berpori yang sangat tipis dan direndam dalam elektrolit seperti *propylene carbonate*. Kapasitor *double-layer* elektrokimia memiliki kemampuan untuk mengisi dan melepaskan lebih cepat dibandingkan baterai elektrokimia. Dalam prakteknya dapat kapasitor *double-layer* elektrokimiadi isi pada tingkat berapa pun dalam kisaran suhu yang tersedia dari sekitar $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ hingga $85\text{ }^{\circ}\text{C}$. Namun, karena permeabilitas yang tinggi dan kedekatan elektroda, EDLC memiliki kemampuan menahan tegangan rendah, misalnya 2-3 V. Ini bisa menjadi masalah serius untuk mencapai keseimbangan arus dan tegangan dalam ratusan hingga ribuan unit EDLC yang terhubung seri-paralel untuk aplikasi tegangan tinggi.

SMES dapat menyimpan energi listrik dalam kumparan superkonduktor tanpa rugi-rugi resistif, dan melepaskan energi yang tersimpan jika diperlukan. Sebagian besar perangkat SMES memiliki dua sistem penting: sistem superkonduktor dan sistem pengkondisian daya (PCS). Sistem superkonduktor utamanya terdiri dari (i) magnet superkonduktor (SM), (ii) cryogenic Dewar, (iii) sistem pendingin, (iv) sistem proteksi pendinginan, (v) persistent current switch, dan (vi) current leads. Sedangkan, untuk PCS utamanya terdiri dari (i) pencacah (chopper) arus-tegangan ($I - V$), (ii) kapasitor DC-link, (iii) Konverter dua arah DC/AC, dan (iv) filter AC. Dibandingkan dengan ESS lainnya, ia memiliki keunggulan: (i) kecepatan respons yang cepat, (ii) kepadatan daya yang tinggi, (iii) efisiensi penyimpanan yang tinggi, (iv) masa pakai yang lama, dan (v) pencemaran lingkungan yang kecil. Selain itu, beberapa manfaat tambahan dari teknologi SMES juga dapat diperoleh (i) menurunkan konsumsi sumber daya fosil, (ii) meningkatkan efisiensi operasi dan masa pakai generator, (iii) menunda pembangkit listrik dan kapasitas transmisi, dan (iv) meningkatkan ketersediaan sumber energi terbarukan seperti pembangkit listrik PV.

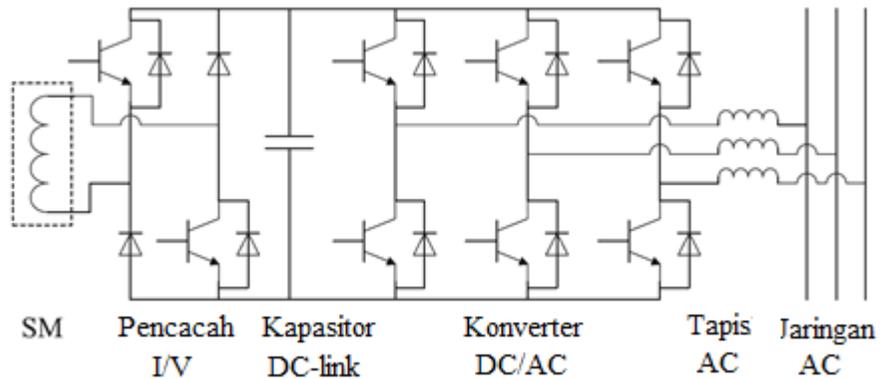
9.1 Pemodelan dan Verifikasi SMES

9.1.1 Rangkaian Pertukaran Energi

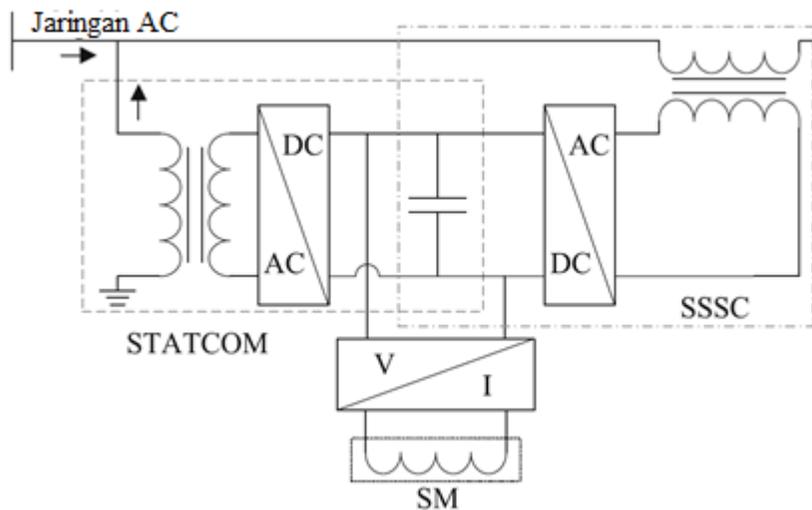
PCS untuk aplikasi SMES terutama mencakup topologi berbasis thyristor, konverter sumber arus (berbasis CSC, dan konverter sumber tegangan (VSC), yang dapat digunakan untuk mengembangkan berbagai peralatan konversi daya), kompensasi dan kontrol. Dalam hal ini seperti, (i) sistem transmisi AC fleksibel (FACTS) untuk transmisi daya, (ii) FACTS terdistribusi (DFACTS) untuk distribusi daya, dan (iii) catu daya tak terputus (UPS) untuk pengguna daya akhir.

Gambar 9.2 menunjukkan PCS berbasis VSC yang khas. Ini terutama mencakup SM di cryostat, pencacah arus/tegangan (I/V), kapasitor DC link, konverter DC/AC, dan filter AC. PCS dapat dihubungkan secara seri atau paralel dengan jaringan AC. Gambar 9.3 menunjukkan tiga skema dasar FACTS dan DFACTS, yaitu (i) kompensator sinkron statis tipe seri (SSSC), (ii) kompensator sinkron statis tipe paralel (STATCOM), dan (iii) pengontrol aliran daya terpadu (UPFC) tipe seri-paralel yang dibentuk oleh kombinasi SSSC dan STATCOM. Untuk aplikasi dalam transmisi arus bolak-balik tegangan tinggi (HVAC) dan arus searah tegangan tinggi (HVDC), PCS skala besar yang terdiri dari pemotong dan konverter bertingkat diperlukan. Dalam berbagai aplikasi DC seperti generator terdistribusi tipe keluaran DC dan jaringan distribusi DC, SMES memiliki topologi sistem yang lebih sederhana dan persyaratan kontrol yang lebih mudah. Hanya pencacah I/V yang diperlukan untuk menghubungkan SC ke bus DC untuk regulasi aliran daya *online*.

Untuk SM yang digunakan dalam perangkat SMES, aplikasi sistem tenaga yang ditargetkan dapat diubah menjadi permintaan pertukaran energi yang setara. Untuk menyederhanakan topologi sistem yang relatif kompleks dan strategi kontrol yang relevan, jaringan beban setara diperkenalkan. Karena ini untuk membangun rangkaian pertukaran energi, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 9.4. Sumber tegangan V yang dapat dikontrol digunakan untuk meniru fluktuasi daya eksternal, resistor saluran-daya (R_{line}) digunakan untuk meniru daya yang dikonsumsi dari transformator daya step-up, filter AC, dan konverter DC/AC dalam PCS praktis.

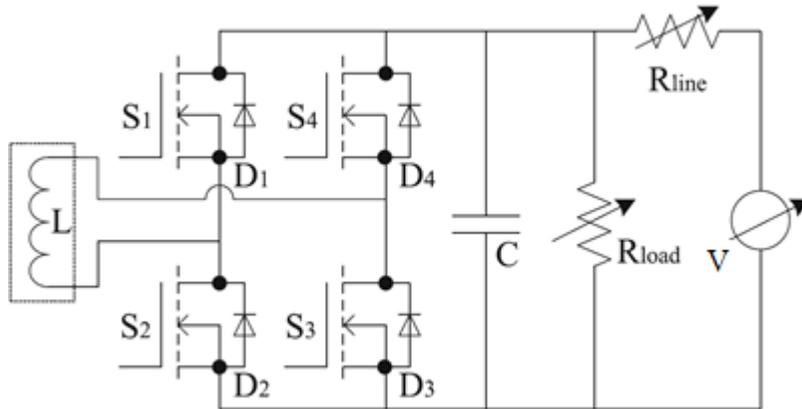


Gambar 9.2. Topologi PCS berbasis VSC



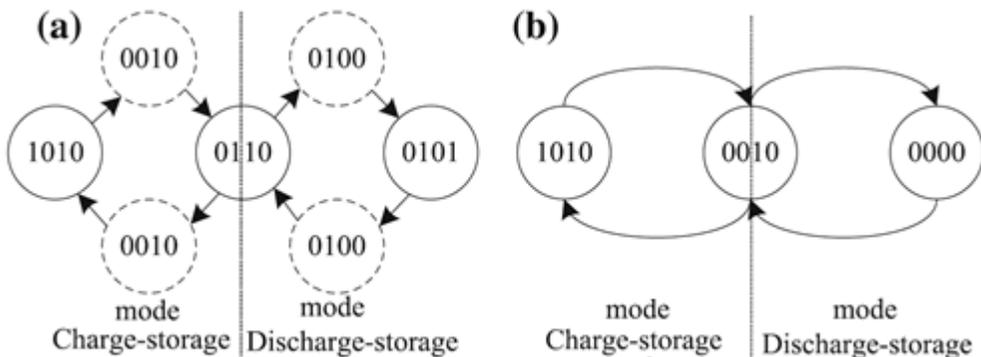
Gambar 9.3. Tiga skema dasar FACTS dan DFACTS

Sedangkan pada resistor beban daya (R_{load}) digunakan untuk meniru fluktuasi beban eksternal. Untuk mempertahankan tegangan $V_R(t)$ melintasi resistor beban-daya di sekitar nilai tegangan, SM harus melakukan pertukaran energi dinamis melalui konversi online dari status operasi chopper yang digunakan. Dengan demikian, masalah sistem tenaga eksternal yang akan dipecahkan dapat dicapai secara ekuivalen dengan menyesuaikan tiga parameter yang dapat dikontrol di atas.



Gambar 9.4. Rangkaian pertukaran energi dengan pencacah tipe jembatan

Sedangkan untuk kontrol pertukaran energi, chopper jembatan tipe $I - V$ yang dibentuk oleh empat MOSFET $S_1 - S_4$ dan ditambah dengan dua dioda terbalik D_2 dan D_4 diperkenalkan. Dengan mendefinisikan status *turn-on* atau *turn-off* pada MOSFET sebagai "1" atau "0", semua status operasi dapat didigitalkan sebagai " $S_1S_2S_3S_4$ ". Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 9.5, mode pengisian-penyimpanan (" $1010 \rightarrow 0010 \rightarrow 0110 \rightarrow 0010 \rightarrow 1010$ ") dan mode pengosongan-penyimpanan (" $0101 \rightarrow 0100 \rightarrow 0110 \rightarrow 0100 \rightarrow 0101$ ") masing-masing sesuai dengan skema kontrol untuk operasi penyerapan daya dan operasi kompensasi daya. Untuk melakukan analisis komparatif, dua MOSFETs S_1 dan S_3 dan dua dioda terbalik D_2 dan D_4 juga diperkenalkan untuk membentuk perajang konvensional.



Gambar 9.5. Diagram keadaan digital dari dua pencacah $I - V$: (a) pencacah tipe jembatan, dan (b) pencacah konvensional

Ketika tegangan operasi $V_R(t)$ melintasi resistor beban-daya (*power-load*) R_{load} adalah diantara tegangan referensi minimum V_{min} dan tegangan referensi maksimum V_{max} , yaitu, $V_{min} \leq V_R(t) \leq V_{max}$. Selanjutnya, resistor beban-daya diasumsikan beroperasi dalam keadaan tegangan pengenal, dan dengan demikian pencacah $I - V$ dioperasikan dalam keadaan penyimpanan energi. Persamaan arus dan tegangan pada sistem dapat dinyatakan dengan

$$U = I(t)R_{line} + I_R(t)R_{load} \quad (9.1)$$

$$U_0 + \frac{1}{C} \int_0^t I_C(t) dt = I_R(t)R_{load} \quad (9.2)$$

$$I(t) = I_R(t) + I_C(t) \quad (9.3)$$

dimana $I(t)$, $I_R(t)$, dan $I_C(t)$ adalah arus yang melalui resistor saluran daya, resistor beban-daya, kapasitor DC link dan SM; V_0 , tegangan awal yang melintasi resistor beban-daya dan kapasitor DC link; C , kapasitansi dari kapasitor DC-link.

Ketika $V_R(t) \leq V_{max}$, resistor beban-daya dioperasikan dalam keadaan tegangan yang tinggi, pencacah $I - V$ dioperasikan dalam keadaan pengisian energi. Persamaan arus dan tegangan pada sistem dapat dinyatakan dengan (9.1), (9.4), dan (9.5)

$$L \frac{dI_L(t)}{dt} + I_L(t)R_{SC} = V_0 + \frac{1}{C} \int_0^t I_C(t) dt = I_R(t)R_{load} \quad (9.4)$$

$$I(t) = I_L(t) + I_R(t) + I_C(t) \quad (9.5)$$

dimana L adalah induktansi dari SM; $I_L(t)$, merupakan arus kumparan; I_0 , arus awal pada kumparan; R_{SC} , resistansi rugi-rugi yang setara, yang terutama berasal dari pencacah $I - V$ dan arus saat ini.

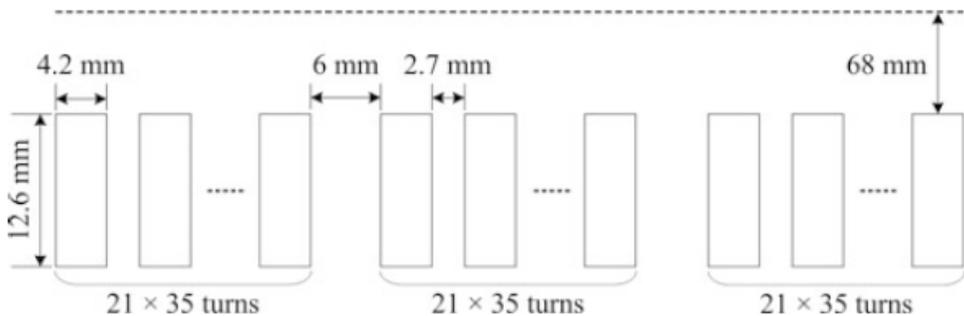
Ketika $V_R(t) \leq V_{max}$, resistor beban-daya dioperasikan dalam keadaan tegangan yang rendah dan pencacah $I - V$ dioperasikan dalam keadaan pengosongan energi. Persamaan arus dan tegangan pada sistem dapat dinyatakan dengan (9.1), (9.6), dan (9.7)

$$-L \frac{dI_L(t)}{dt} - I_L(t)R_{SC} = V_0 + \frac{1}{C} \int_0^t I_C(t)dt = I_R(t)R_{load} \quad (9.6)$$

$$I(t) + I_L(t) = I_R(t) + I_C(t) \quad (9.7)$$

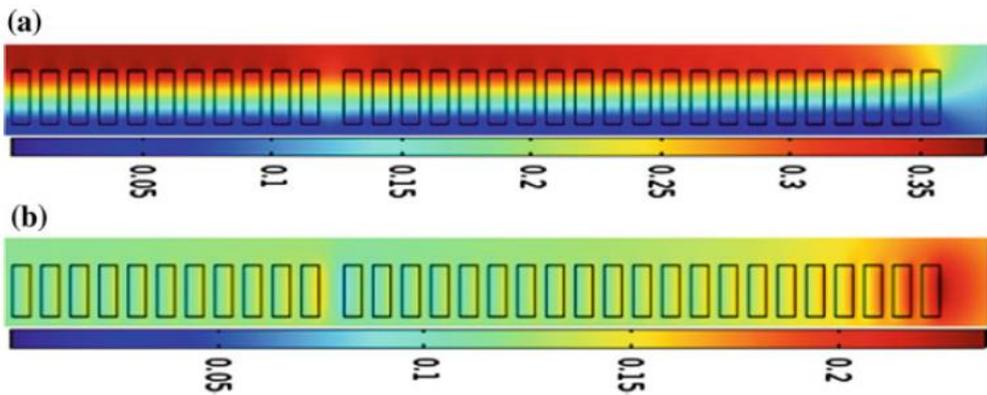
9.2 Perhitungan Rugi-Rugi AC Superkonduktor

Sebagai sampel Superkonduktor yang digunakan adalah kumparan solenoida Bi-2223 0,2 H yang memiliki tiga unit kumparan axial yang sama secara seri. Pada setiap unit ini terdiri 21 lapisan dengan 35 putaran per lapisan. Lebar antar celah rata-rata antara unit yang berdekatan adalah sekitar 6 mm. Sedangkan, lebar celah unit rata-rata antara lapisan yang berdekatan dalam satu unit koil adalah sekitar 2,7 mm. Model simulasi aksisimetris 2D dibangun dengan menggunakan *software* COMSOL, seperti terlihat pada Gambar 9.6. Superkonduktor ini terdiri dari 63-unit lapisan kumparan, dan setiap unit yang dibentuk oleh 35 putaran memiliki lebar radial 12,6 mm dan tinggi axial 4,2 mm. Untuk jari-jari dalam dan luar masing-masing unit adalah 68 dan 80,6 mm. Kawat Bi-2223 yang digunakan adalah kawat kekuatan tinggi AMSC. Dengan spesifikasi seperti berikut: lebar rata-rata 4,2 mm, ketebalan rata-rata 0,28 mm, arus kritis 145,8 A pada 77 K dan medan sendiri. Ketebalan filamen DC dan lebar WC adalah 0,18 dan 3,8 mm. Konstanta waktu garis tegak lurus dan sejajar adalah τ_{\perp} dan $\tau_{//}$ masing – masing adalah 33.07 dan 0.93 ms.



Gambar 9.6. Model aksisimetris 2D dari kumparan solenoida 0,2 H Bi-2223

Dalam kumparan Bi-2223 0,2 H, komponen paralel menyumbang sebagian besar dari total medan magnet yang didistribusikan di area rongga bagian dalam. Namun, komponen tegak lurus menjadi lebih besar karena lokasinya semakin dekat dengan dua ujung koil, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 9.7. Karena *anisotropy*, belitan yang terletak di dua ujung koil memiliki arus kritis yang lebih rendah. Sedangkan, rugi-rugi aliran fluks lebih tinggi dibandingkan dengan yang terletak di bagian koil tengah. Gambar 9.8 menunjukkan distribusi arus kritis dan rugi-rugi aliran fluks dari lima lapisan koil atas. Untuk membuat semua lilitan kumparan 0,2 H Bi-2223 bekerja pada keadaan superkonduktor, $I_c(B_{//}, B_{\perp})$ yang telah dihitung adalah sekitar 40 A.

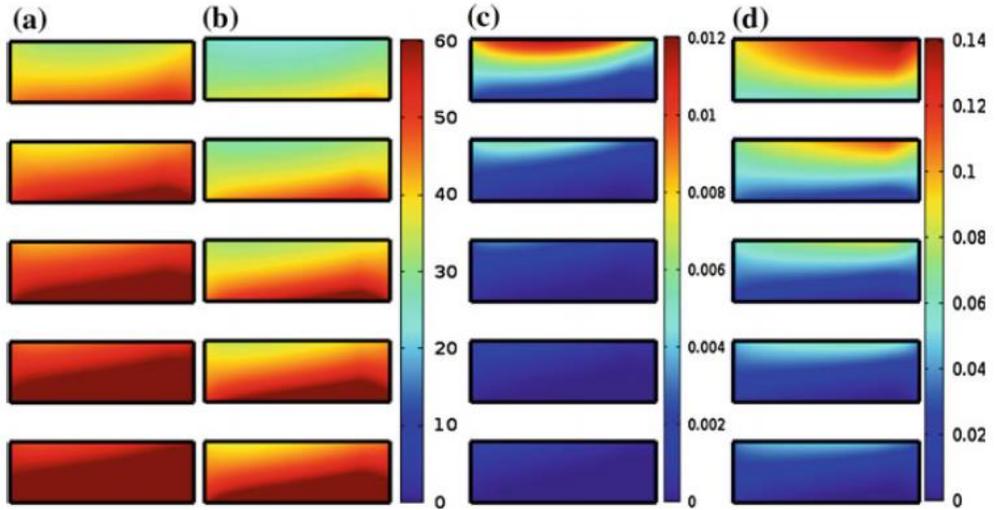


Gambar 9.7. Distribusi medan magnet dari kumparan solenoida 0,2 H Bi-2223 ketika $I(t)$ adalah 60A: (a) medan magnet paralel/sejajar., dan (b) medan magnet tegak lurus

Selain rugi-rugi aliran fluks yang disebutkan di atas, pita superkonduktor di superkonduktor juga akan menghasilkan sejumlah rugi-rugi. Rugi-rugi tersebut yaitu rugi-rugi histeresis, rugi-rugi arus kopling, dan rugi-rugi eddy arus karena perubahan real-time dari arus kumparan dan medan magnet selama operasi pertukaran energi.

Dari atas ke bawah dari 63 lapisan koil, mereka didefinisikan sebagai $N_{layer} = 1, N_{layer} = 2, \dots, N_{layer} = 63$, masing-masing. Lapisan koil atas ($N_{layer} = 1$) menghasilkan rugi-rugi histeresis tegak lurus maksimum dan rugi-rugi arus kopling tegak lurus, sedangkan lapisan koil tengah ($N_{layer} = 32$) menghasilkan rugi-rugi

histeresis paralel/sejajar maksimum dan rugi-rugi arus kopling paralel/sejajar, seperti yang ditunjukkan pada Gambar. 9. 9 dan 9. 10. Sisi kiri setiap lapisan pada Gambar. 9 dan 10 terletak di dinding bagian dalam koil.

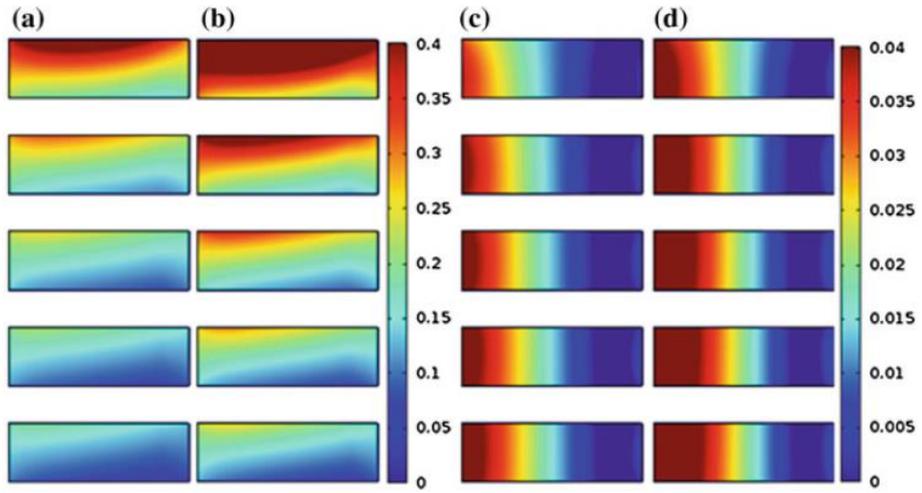


Gambar 9.8. Distribusi arus kritis dan rugi-rugi aliran fluks dari lima lapisan koil/kumparan atas: a distribusi arus kritis ketika $I_L(t) = 40$ A, (b) distribusi arus kritis ketika $I_L(t) = 60$ A, (c) distribusi rugi-rugi aliran fluks ketika $I_L(t) = 40$ A, dan (d) distribusi rugi-rugi aliran fluks ketika $I_L(t) = 60$ A

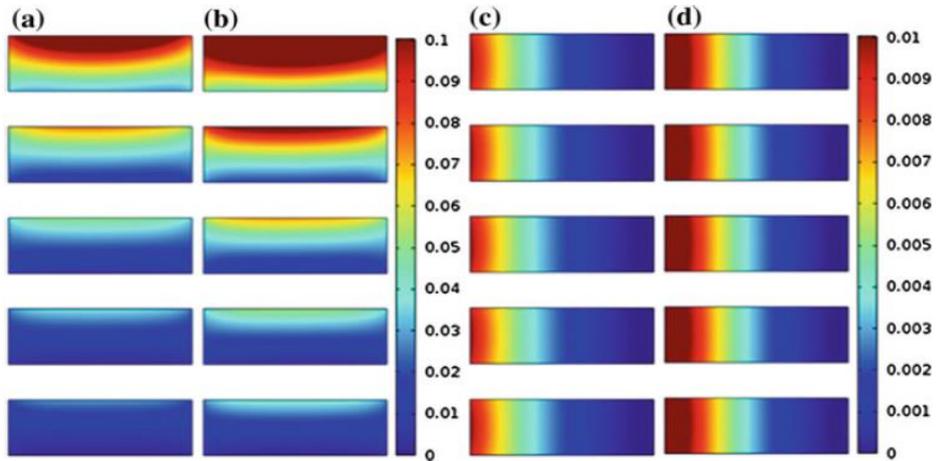
Berdasarkan perhitungan FEM pada Gambar 9.11, rugi-rugi histeresis total $P_{hys}(t)$, rugi-rugi aliran fluks $P_{flow}(t)$, rugi-rugi arus kopling $P_{coup}(t)$, dan rugi-rugi arus eddy $P_{eddy}(t)$ dapat dipasang ke dalam empat koil-arus yang bergantung pada rumus.

$$P_{hys}(t) = P_1 \times a_1 \left[\frac{I_m(t)}{I_1} \right]^{a_2} \times \frac{f(t)}{10 \times f_1} \quad (9.8)$$

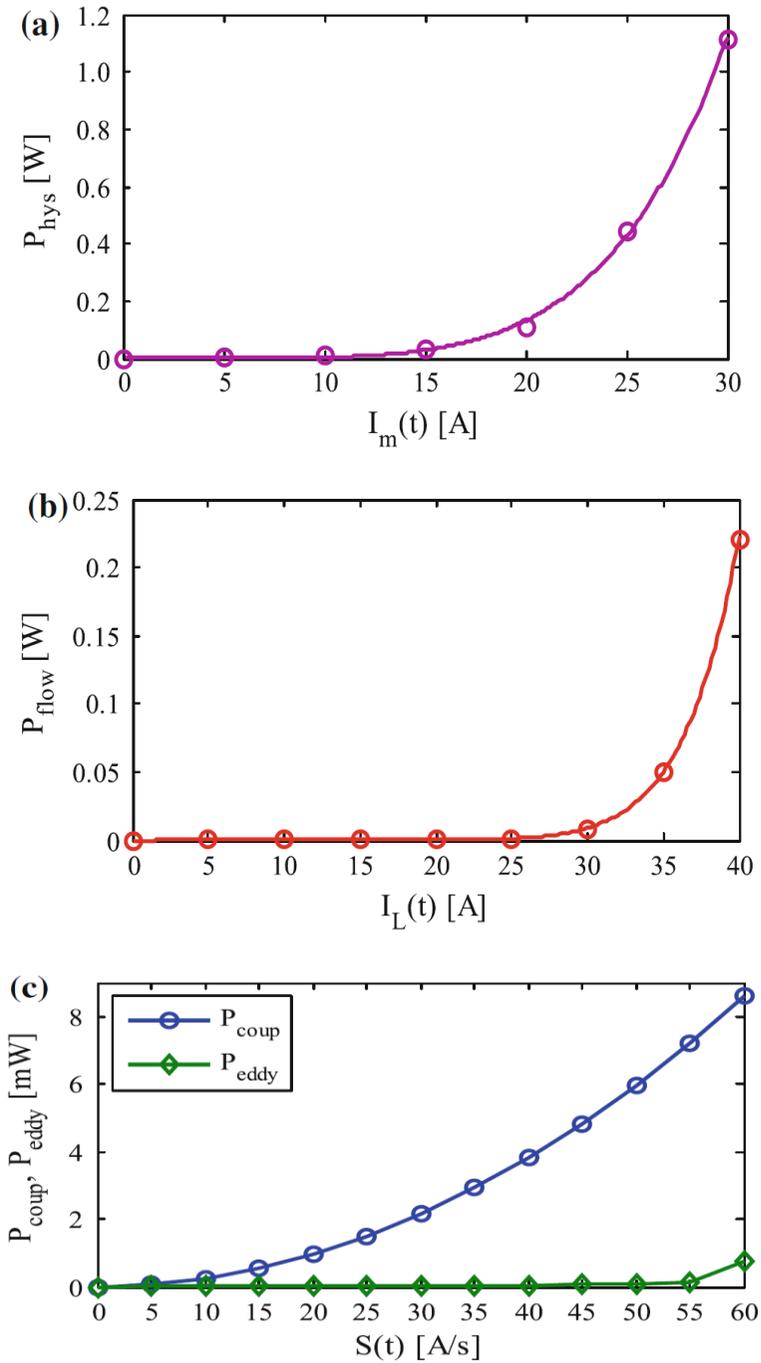
$$P_{flow}(t) = P_1 \times b_1 \times \left[\frac{I_L(t)}{I_1} \right]^{b_2} \quad (9.9)$$



Gambar 9.9. Distribusi rugi-rugi paralel dan tegak lurus: a $P_{hys\perp}, N_{layer} = 1$ sampai $N_{layer} = 5, I_m = I_{dc} = 15 A, f = 10 Hz$; b $P_{hys\perp}, N_{layer} = 1$ sampai $P_{hys\perp}, N_{layer} = 5, I_m = I_{dc} = 20 A, f = 10 Hz$; c $P_{hys//}, N_{layer} = 30$ sampai $N_{layer} = 34, I_m = I_{dc} = 15 A, f = 10 Hz$; d $P_{hys//}, N_{layer} = 30$ sampai $N_{layer} = 34, I_m = I_{dc} = 20 A, f = 10 Hz$



Gambar 9.10. Distribusi rugi-rugi arus kopling paralel dan tegak lurus: a $P_{coup\perp}, N_{layer} = 1$ sampai $N_{layer} = 5, S(t)_m = 50 A/s5 A$; b $P_{coup\perp}, N_{layer} = 1$ sampai $N_{layer} = 5, S(t)_m = 60 A/s5 A$; c $P_{coup//}, N_{layer} = 30$ sampai $N_{layer} = 34, S(t)_m = 50 A/s5 A$; d $P_{coup//}, N_{layer} = 30$ sampai $N_{layer} = 34, S(t)_m = 60 A/s5 A$;



Gambar 9.11. Rugi-rugi AC yang dihitung dan dipasang dari seluruh koil: (a) rugi-rugi hysteresis, (b) rugi-rugi aliran fluks, dan (c) menggabungkan rugi-rugi arus dan rugi arus eddy

$$P_{coup}(t) = P_1 \times c_1 \left[\frac{1}{60} \times \frac{S(t)}{S_1} \right]^2 \quad (9.10)$$

$$P_{eddy}(t) = P_1 \times d_1 \left[\frac{1}{60} \times \frac{S(t)}{S_1} \right]^2 \quad (9.11)$$

dimana $I_m(t)$ dan $f(t)$ adalah arus puncak dan frekuensi operasi dari arus koil AC; $a_1, a_2, b_1, b_2, c_1, d_1$, parameter yang bergantung pada struktur koil; I_1, P_1, f_1, S_1 , konstanta normalisasi dari 1 A, 1 W, 1 Hz, 1 A/s. Untuk koil 0.2 H Bi-2223, parameter yang dipasang $a_1 = 1.841 \times 10^{-5}, a_2 = 5.269, b_1 = 3.048 \times 10^{-19}, b_2 = 11.151, c_1 = 8.61, d_1 = 0.75$.

Menurut persamaan (9.10) dan (9.11), baik kopling dan distribusi rugi-rugi arus eddy serupa. Dapat dilihat bahwa total rugi-rugi arus kopling adalah sekitar 11,5 kali dari total rugi-rugi arus eddy. Ketika laju perubahan arus $S(t) = 60 \text{ A/s}$, rugi-rugi arus kopling total sekitar 8,3 mW, sedangkan rugi-rugi arus eddy total hanya sekitar 0,7 mW.

9.3 Model Gabungan Sirkuit-Medan-Superkonduktor

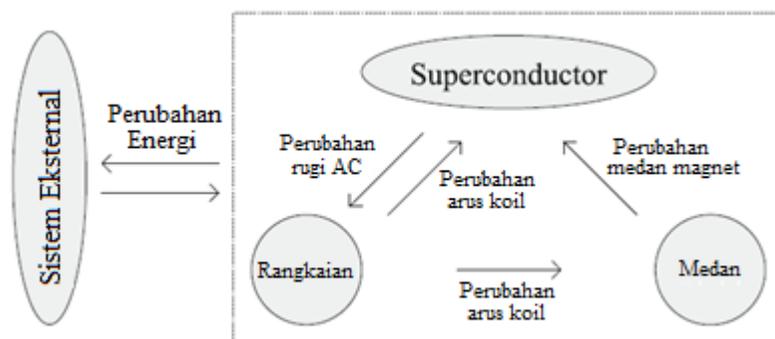
Dalam beberapa dekade terakhir, para peneliti di bidang superkonduktivitas terapan telah mengembangkan sejumlah model magnet superkonduktor (SM) berdasarkan algoritma numerik dan elemen hingga untuk menghitung dan mengoptimalkan fitur rugi-rugi AC dari SM itu sendiri. Karena topologi sistem yang relatif kompleks dan strategi kontrol dari PCS cukup praktis. Sebagian besar model menggunakan gelombang arus koil segitiga atau trapesium sederhana. Namun, hal ini tidak cukup untuk mencocokkan dengan gelombang arus koil praktis dengan presisi tinggi di bawah operasi pertukaran energi dinamis. Di sisi lain, para peneliti di bidang teknik elektro telah mengembangkan sejumlah model PCS, di mana SM hanya digunakan sebagai induktor lossless yang ideal untuk mengevaluasi kinerja pertukaran energi untuk sistem eksternal.

Agar fitur rugi-rugi AC dan pertukaran energi superkonduktor terintegrasi dalam satu model, diusulkan *superconducting magnetic energy exchange* (SMEE) baru

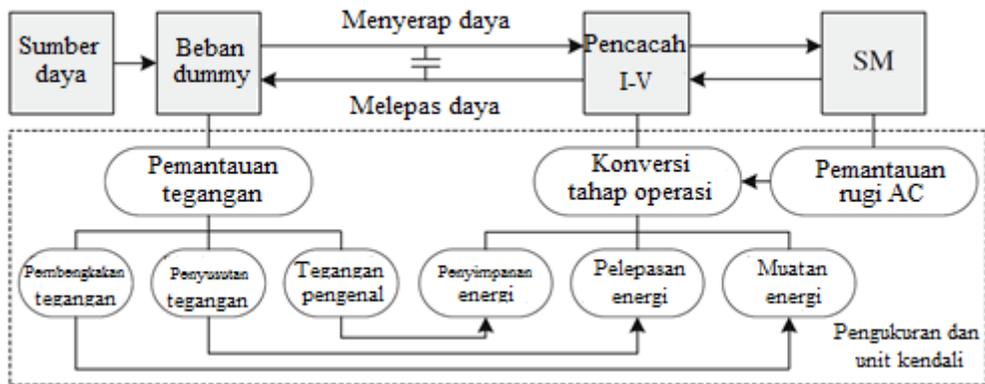
berdasarkan metode gabungan sirkuit-medan-superkonduktor. PCS disederhanakan menjadi model rangkaian pertukaran energi ekuivalen untuk digunakan dalam perhitungan rugi-rugi AC, sedangkan sistem superkonduktor menyediakan model SM yang bergantung pada arus koil untuk digunakan dalam evaluasi kinerja pertukaran energi.

Terdapat empat kerugian AC utama SM dalam perangkat SMES yang hanya dihitung dengan empat rumus yang bergantung pada arus koil (9.8)–(9.11), sedangkan arus koil real-time secara ekuivalen diperoleh dengan menyelesaikan persamaan arus dan tegangan sistem (9.1)–(9.7) dari rangkaian pertukaran energi ekuivalen. Dengan demikian, arus kumparan dapat berfungsi sebagai penghubung antara untuk menjembatani bidang superkonduktivitas yang diterapkan dengan bidang teknik listrik.

Prinsip dasar analisis kopel sirkuit-medan-superkonduktor ditunjukkan pada Gambar 9.12. SM dikendalikan untuk melakukan pertukaran energi dua arah dengan sistem eksternal melalui rangkaian pertukaran energi ekuivalen. Ini akan menyebabkan perubahan *real-time* dari arus kumparan di SM, dan dengan demikian menghasilkan medan magnet yang bervariasi di sekitar SM. Perubahan dari arus koil dan medan magnet menghasilkan rugi-rugi AC yang bervariasi dan dengan demikian mengurangi energi magnet yang tersimpan di SM dan arus kumparan yang sesuai.



Gambar 9.12. Prinsip metode gabungan sirkuit-medan-superkonduktor



Gambar 9.13. Skema model SMEE

Berdasarkan pada metode digabungkannya sirkuit-medan-superkonduktor, model SMEE baru dibangun, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 9.13. Model SMEE terutama terdiri dari satu sumber tegangan yang dapat dikontrol, satu beban dummy, satu kapasitor DC-link, satu pencacah $I - V$, satu SM, dan satu unit pengukuran dan kontrol. Beban dummy sesuai dengan kombinasi resistor saluran daya dan resistor beban daya pada Gambar 9.4.

Unit pengukuran dan kontrol digunakan untuk mengimplementasikan konversi status online pencacah $I - V$ berdasarkan pemantauan daya dan tegangan beban *dummy*. Selain itu, modul pemantauan rugi-rugi AC juga ditambahkan untuk membatasi total P_{ac} kehilangan AC dalam daya pendinginan maksimum P_{max} dalam sistem pendinginan praktis. Jika rugi-rugi AC yang dibangkitkan melebihi batas atas dalam hal apapun, keadaan operasi pencacah $I - V$ harus segera diubah menjadi keadaan penyimpanan energi untuk menghindari pemadaman SM.

Model SMEE memiliki potensi untuk mengevaluasi fitur rugi-rugi AC di bawah kondisi pertukaran energi tertentu dan untuk mengevaluasi fitur pertukaran energi dengan SM yang dirancang atau dikembangkan sebelum ke praktek aplikasinya. Parameter input utama meliputi: (i) Parameter pertukaran energi $-V, V_{min}, V_{max}, R_{line}, R_{load}, C$; (ii) parameter SM $-L, I_0, S_m, P_m, a_1, a_2, b_1, c_1, d_1, d_2$.

Parameter keluaran utama meliputi: (i) parameter pertukaran energi $-V_R(t), T_{ch}, T_{dis}$; (ii) parameter SM $-I_L(t), I_m(t), f(t), S(t), I_c(t), P_{hys}(t), P_{coup}(t), P_{eddy}(t), P_{ac}(t)$. T_{ch} , dan T_{dis} adalah durasi waktu pengisian dan pengosongan dari arus koil awal I_0 ke nilai referensi.

9.4 Jaringan PV Mikro Berbasis SMES

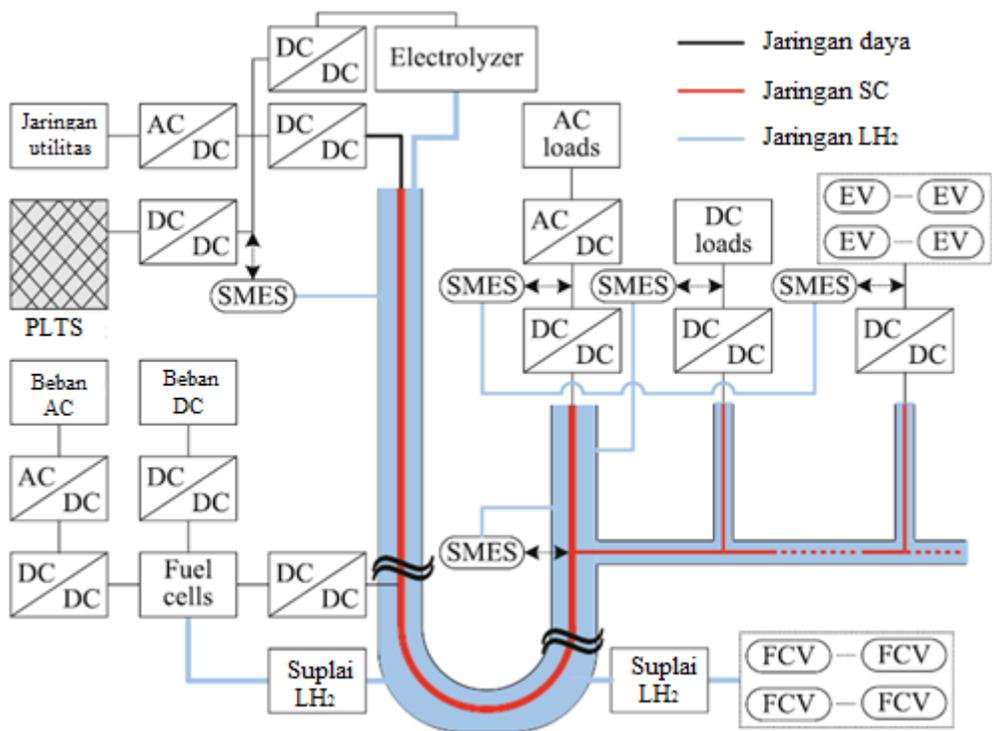
9.4.1 Prinsip dan Deskripsi Sistem

Karena intermittensi energi dari pembangkit listrik PV, berbagai sistem penyimpanan energi digunakan untuk memungkinkan peningkatan kapasitas dan stabilitas daya. Dibandingkan dengan skema penyimpanan energi lainnya, teknik SMES yang muncul secara signifikan disorot untuk respons kecepatan yang cepat dan kepadatan daya yang tinggi. Sejumlah perangkat dan sistem SMES telah dipelajari dan diverifikasi untuk diterapkan dalam sistem tenaga modern dengan atau tanpa penetrasi pembangkit listrik PV.

Selain itu, kabel superkonduktor (SC) memiliki keunggulan kemampuan arus pengiriman yang tinggi, tidak ada rugi-rugi resistif dan sistem yang kompak, oleh karena itu transmisi berdaya tinggi dan berefisiensi tinggi untuk menyalurkan tenaga listrik langsung dari pembangkit listrik PV yang jauh ke konsumen listrik lokal dapat dicapai. Selain transmisi listrik berkapasitas tinggi, SC juga dapat berfungsi sebagai pembatas arus gangguan yang bekerja sendiri untuk proteksi otomatis sistem tenaganya. Karena, karakteristik resistansinya mirip dengan pembatas arus gangguan superkonduktor tipe resistif. Berdasarkan fitur *self-acting fault-current-limiting* (FCL), yang disebut FCL SC dapat mencapai efek pembatasan arus gangguan grounding yang menguntungkan; sementara itu, ia juga memiliki potensi signifikan untuk meningkatkan kemampuan *fault ride-through* (FRT) dari semua pembangkit listrik PV dalam jaringan.

Untuk mengintegrasikan fitur FCL self-acting dari FCL SC dan fitur proteksi tegangan jaringan respon-cepat dari SMES dalam satu sistem tenaga, diusulkan sebuah *low-voltage direct-current* (LVDC) jaringan mikro PV dengan menerapkan beberapa perangkat FLC SC dan SMES. Konsep untuk membentuk jaringan mikro

PV LVDC adalah untuk menerapkan transfer energi hibrida dari hidrogen dan listrik. Seperti ditunjukkan pada Gambar 9.20, listrik yang paling banyak dihasilkan dari pembangkit listrik PV dan jaringan utilitas mensuplai beban daya yang jauh. Sedangkan, kelebihan listrik menghasilkan LH_2 dengan menggunakan elektroliser air dan perangkat pencairan. Untuk sistem SC, FCL SC utama digunakan untuk mentransfer listrik ke kawasan perumahan dan industri lokal, sementara beberapa FCL SC cabang digunakan untuk mendistribusikan listrik ke berbagai beban yang didistribusikan.



Gambar 9.14. Sketsa dari LVDC jaringan mikro PV

Untuk sistem SMES, dapat dibagi menjadi tiga jenis yang berbeda: (i) Jenis pertama yang terhubung dengan pembangkit listrik PV digunakan untuk mengkompensasi daya keluaran transien dan fluktuasi tegangan secara lokal; (ii) Tipe kedua yang dihubungkan dengan beban AC, beban DC, dan kendaraan listrik (EV) digunakan sebagai UPS untuk meningkatkan kualitas daya lokal; (iii) Tipe

ketiga yang terhubung dengan jalur bus antara FCL SC utama dan beberapa cabang FCL SC digunakan untuk menjembatani pembangkit listrik PV dengan berbagai beban terdistribusi, dan dengan demikian untuk menyangga fluktuasi daya dan tegangan dari pembangkit listrik PV dan untuk mengkompensasi fluktuasi beban dari beban terdistribusi.

Sebagai metode pendinginan alternatif, LH_2 yang ditransfer tidak hanya dapat digunakan untuk menyediakan energi hidrogen untuk fuel cell (FC) dan kendaraan FC (FCV), tetapi juga dapat digunakan sebagai cairan pendingin untuk pendinginan sistem FCL SC dan SMES. Selain mensuplai beban AC dan DC *off-grid*, listrik yang dihasilkan dari FC juga dapat memberikan umpan balik daya yang diminta ke jaringan LVDC.

9.5 Desain Koil SMES

Untuk lebih meningkatkan arus kritis koil yang diijinkan dalam koil SMES solenoida, metode paling sederhana adalah dengan mengadopsi dua atau lebih koil pancake paralel. Ini yang berfungsi sebagai satu unit koil yang terletak di dua ujung koil. Namun, itu membutuhkan lebih banyak penggunaan perekat (*tape*) dan biaya modal yang lebih tinggi. Sejumlah metode optimasi yang mungkin seperti analisis medan elektromagnetik, algoritma simulasi annealing, algoritma genetika adaptif, pendekatan sensitivitas kontinum, pendekatan pemrograman kuadrat dipelajari berurutan untuk optimasi struktural. Di antara sebagian besar literatur yang terkait dengan optimasi koil, ini bertujuan untuk mencapai kapasitas penyimpanan energi maksimum dengan penggunaan perekat yang ditentukan, atau mencapai kapasitas penyimpanan energi referensi dengan penggunaan perekat yang minimum.

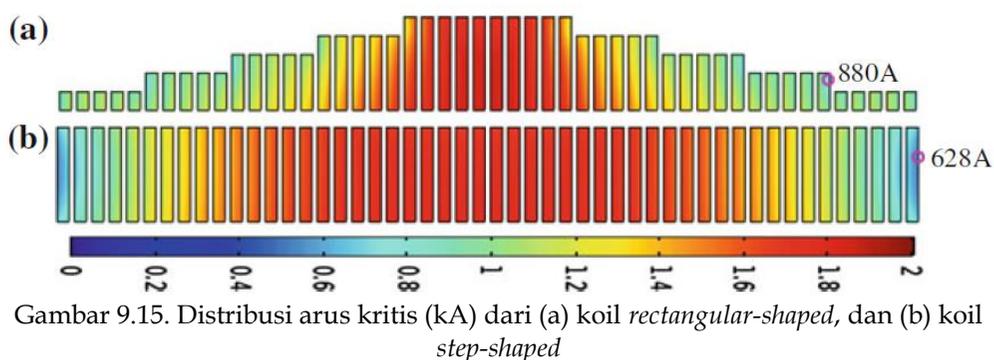
Misalnya, kondisi *steps-shaped cross-sectional* yang memiliki beberapa unit koil bertahap untuk mengurangi sekitar 24% dalam penggunaan perekat. Dengan mempertimbangkan rasio antara arus kritis dan penggunaan perekat dalam metode optimasi yang disebutkan di atas, bentuk/kondisi *steps-shaped* yang memiliki nilai maksimum. Oleh karena itu, ini lebih disukai untuk mencapai arus kritis yang sangat tinggi dengan penggunaan perekat. Dengan demikian, ini dapat digunakan untuk

melaksanakan desain konseptual dari koil SMES 0,06-H/15,5-kA/7.2-MJ dalam jaringan mikro PV LVDC.

Desain koil yang dirancang memiliki 20 unit solenoidal 1,2-H/775-A/360-kJ secara paralel, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 9.1. Setiap unit dihubungkan ke jalur bus antara kabel utama dan lima kabel cabang melalui satu unit chooper tipe-jembatan. Distribusi arus kritis (kA) dari koil berbentuk-persegi panjang (*rectangular-shaped*) dan koil *step-shaped* ditunjukkan pada Gambar 9.15. Diuntungkan dari pengurangan medan magnet tegak lurus yang terletak di dua ujung koil, persyaratan penggunaan arus kritis dan perekat (tape) dari koil *step-shaped* adalah sekitar 1,4 kali dan 0,6 kali lipat dari koil berbentuk-persegi panjang.

Tabel 9.1. Spesifikasi dari pemasangan magnet dan unit koil

Komponen	Unit koil	Pemasangan magnet
Induksi	1.2 H	0.06 H
Arus kritis	880 A	17.6 kA
Nilai arus	775 A	15.5 kA
Nilai energi	360 kJ	7.2 MJ
Nilai daya	150 kW	3 MW
Nilai tegangan	200 V	200 V



Gambar 9.15. Distribusi arus kritis (kA) dari (a) koil *rectangular-shaped*, dan (b) koil *step-shaped*

Koil *step-shaped* 1,2 H dapat dibagi menjadi dua bagian kiri dan kanan aksisimetris. Setiap bagian terdiri dari lima unit koil *stepped* dengan masing-masing unit memiliki lima piringan (*disk*). Rata-rata lebar w dan rata-rata ketebalan t dari perekat (tape) DI-BSCCO yang digunakan masing-masing adalah 4,5 dan 0,3 mm. Dua perekat bertumpuk digunakan untuk melilitkan koil sehingga mencapai arus kritis tinggi 880 A pada 20 K. Celah antara dua putaran yang berdekatan pada piringan yang sama adalah 0,1 mm. Celah antara dua piringan yang berdekatan adalah 2 mm. Dari kanan ke kiri dari 50 lapisan koil, berturut-turut didefinisikan sebagai $N_{disk} = 1, N_{disk} = 2, \dots, N_{disk} = 50$. Tabel 9.3 merangkum lilitan koil N , r_{inner} radius dalam, r_{outer} radius luar, tinggi h , dan penggunaan perekat (tape) S_{tape} dari lima unit koil *stepped*.

Tabel 9.2. Spesifikasi dari koil SMES 1.2 H

N_{disk}	N	r_{inner} (mm)	r_{outer} (mm)	h (mm)	S_{tape} (m)
1-5	10	278	285	32.5	168.2
6-10	20	271	285	32.5	336.3
11-15	30	264	285	32.5	504.5
16-20	40	257	285	32.5	672.7
20-15	50	250	285	32.5	840.9

9.6 Ringkasan dan Prospek Aplikasi

Di sebagian besar rencana jaringan pintar (*smart grid*) yang terintegrasi dengan pembangkit listrik PV, salah satu tujuan pengembangan paling utama adalah memasok listrik yang sangat dapat disesuaikan secara cerdas dengan kualitas dan keandalan tinggi. Karena fluktuasi beban yang cepat dari pengguna-akhir (*end-users*) daya dan fluktuasi daya yang terputus-putus dari pembangkit listrik PV, berbagai ESS diharapkan dapat diintegrasikan ke dalam sistem pembangkit listrik, transmisi, distribusi, dan pemanfaatan untuk mencapai keseimbangan pasokan-permintaan yang baik. ESS dikendalikan untuk menyerap kelebihan listrik ketika terjadi lonjakan listrik, dan untuk melepaskan kekurangan listrik ketika terjadi penurunan daya. Tinjauan dan analisis aplikasi teknologi SMES saat ini menyimpulkan bahwa SMES

dengan keunggulan luar biasa dari kecepatan respons cepat, kepadatan daya tinggi, dan efisiensi penyimpanan tinggi memiliki potensi signifikan untuk digabungkan, bahkan menggantikan ESS konvensional lainnya dalam sistem tenaga modern dan masa depan jaringan pintar. Dapat diharapkan dengan baik bahwa perangkat SMES masa depan tidak hanya penting untuk meningkatkan kualitas daya dengan kapasitas penyimpanan energi skala kecil atau menengah, tetapi juga memastikan perataan beban harian dan keandalan keseluruhan sistem tenaga dengan penyimpanan energi kapasitas skala besar.

Skema aplikasi utama SMES dan fungsi dasarnya adalah sebagai berikut: (i) perangkat SMES yang dipasang di dekat generator terpusat (CG) skala-besar digunakan untuk menyeimbangkan daya keluaran dan untuk mencapai perataan beban harian; (ii) perangkat SMES yang dipasang di saluran transmisi (*transmission lines* (TL)) digunakan untuk membentuk perangkat FACTS untuk mengkompensasi fluktuasi beban dan menjaga stabilitas frekuensi jaringan; (iii) perangkat SMES yang dipasang di jalur distribusi (*distribution lines* (DL)) digunakan untuk membentuk perangkat DFACTS untuk meningkatkan kualitas daya; (iv) perangkat SMES yang dipasang di dekat pembangkit terdistribusi (*distributed generators* (DG)) digunakan untuk mengurangi dampak dari sumber energi terbarukan yang terputus-putus untuk memfasilitasi integrasi jaringan; dan (v) perangkat SMES yang dipasang di dekat pengguna akhir listrik digunakan untuk membentuk UPS berbasis SMES untuk melindungi beban kritis. Dalam lima skema aplikasi di atas, sejumlah perangkat SMES didistribusikan di jaringan interkoneksi multiarea dengan level tegangan yang sama di satu sisi. Pada sisi lain juga didistribusikan di jaringan interkoneksi level multivoltage termasuk CG, TL, DL, DG, dan pengguna-akhir (*end-users*). Oleh karena itu, perangkat SMES di masa depan *smart grid* yang terintegrasi dengan pembangkit listrik PV diharapkan dapat menangani secara cerdas permintaan pertukaran daya eksternal melalui upaya bersama satu sama lain.

Selain skema SMES tunggal dengan penuh skala penyimpanan energi, tiga skema aplikasi SMES yang layak juga harus dipertimbangkan. Skema SMES tunggal memiliki satu keuntungan yaitu efisiensi penyimpanan yang tinggi untuk

penyimpanan energi skala besar. Sementara skema ini memiliki dua keuntungan yaitu kecepatan respons yang cepat dan kepadatan daya yang tinggi untuk penyimpanan energi skala kecil. Namun baik perangkat SMES skala besar maupun skala kecil mengalami biaya modal yang tinggi dibandingkan dengan ESS komersial lainnya dengan kapasitas yang sama. Skema sistem penyimpanan energi hibrida (HESS) berbasis SMES mengurangi kapasitas penyimpanan energi yang dibutuhkan SMES. Tetapi, topologi sistem praktis dan strategi kontrol HESS yang relevan lebih kompleks dibandingkan SMES tunggal. Skema SMES terdistribusi (DSMES) memiliki dua keunggulan seperti mobilitas tinggi dan kemampuan ekspansi tinggi. Hal ini karena unit DSMES dalam truk (*truck*) yang mudah dipasang di lokasi sembarang begitu tiba di lokasi. Untuk mencapai stabilitas dan keandalan yang efisien dari keseluruhan sistem tenaga, berbagai unit HESS terdistribusi (DHESS) dengan kapasitas penyimpanan energi dan peringkat daya yang berbeda harus dipasang di sistem pembangkit listrik, transmisi, distribusi, dan pemanfaatan. Konsep baru skema HESS berbasis SMES memanfaatkan berbagai teknologi penyimpanan energi secara efisien. Dengan demikian meningkatkan fleksibilitas dan ekonomi dari SMES secara signifikan di pembangkit listrik PV masa depan. Dengan perkembangan dan penelitian yang pesat dari material-material superkonduktor dan aplikasi daya superkonduktor memiliki potensi yang menjanjikan. Sehingga dapat menggantikan atau bekerja sama dengan sistem penyimpanan energi komersial lainnya di satu sisi. Di sisi lain, SMES juga diharapkan dapat berintegrasi dengan perangkat daya superkonduktor lainnya seperti generator superkonduktor, kabel superkonduktor, transformator superkonduktor, dan pembatas arus gangguan superkonduktor. Ini bertujuan penting untuk mengembangkan berbagai kinerja tinggi, efisiensi tinggi, dan tinggi -pembangkit listrik PV ekonomi di jaringan pintar masa depan.

BAB 10

Penilaian Stabilitas Sistem Tenaga Listrik yang Terintegrasi dengan Unit

Sebagian besar negara maju di dunia telah menetapkan kewajiban untuk menghasilkan listrik dari sumber energi terbarukan di tahun-tahun mendatang. Di antara berbagai sumber energi terbarukan, integrasi jaringan system PV surya mendapatkan lebih banyak minat daripada sistem yang berdiri sendiri tradisional karena mempunyai berbagai manfaat berikut:

- sistem PV yang terhubung ke jaringan dapat memasok kelebihan daya ke jaringan utilitas;
- relatif mudah dipasang karena jaringan digunakan sebagai cadangan; dan
- biaya penyimpanan dan kerugian tidak terjadi.

Operasi dasar PV berbeda dari generator sinkron konvensional. Sel surya mengubah sinar matahari menjadi daya DC dan daya DC kemudian diubah menjadi daya AC melalui konverter berbasis elektronika daya. Dengan demikian, mereka

tidak memiliki inersia dan perilaku dinamis mereka tergantung pada karakteristik dan kontrol inverter.

Karena faktor ekonomi, sistem tenaga modern beroperasi mendekati batas stabilitas tegangannya. Mengganti generator sinkron konvensional dengan PV yang terhubung dengan inverter akan mengubah dinamika sistem tenaga. Dampak penetrasi PV tinggi pada stabilitas sinyal kecil dari sistem tenaga menunjukkan bahwa penetrasi PV tinggi mempengaruhi mode kritis sistem. Dilakukan simulasi untuk menunjukkan bahwa pembangkitan PV surya dapat memiliki efek menguntungkan atau merugikan pada stabilitas sinyal kecil tergantung pada lokasi dan tingkat penetrasinya.

Sistem pelacakan titik daya semu menyediakan fungsionalitas pengaturan frekuensi untuk sistem PV. Ini dapat mengontrol jumlah daya aktif yang disuntikkan ke jaringan untuk pengaturan frekuensi. Dalam sistem yang besar, penetrasi PV yang tinggi dapat mengurangi inersia sistem dan mengubah pola aliran daya ketika itu menggantikan sebagian dari sumber pembangkit konvensional. Pada beberapa tingkat penetrasi, tegangan lebih diamati pada bus transmisi yang dapat menyebabkan pemutusan PV sesuai dengan aturan grid utilitas. Diamati bahwa sistem dengan tingkat penetrasi PV yang tinggi menyebabkan penurunan tegangan yang lebih besar mengikuti sebagian besar gangguan.

Diharapkan bahwa dalam beberapa tahun, pembangkit PV berbasis inverter akan menggantikan sejumlah besar pembangkit konvensional. Dengan meningkatnya penetrasi PV, efektivitas PV akan sangat bergantung pada struktur kontrolnya. Tingkat penetrasi pembangkit PV yang tinggi dapat sangat mempengaruhi stabilitas sistem tenaga. Dampak dari unit PV terpusat dan terdistribusi dalam sistem nyata dapat disimpulkan bahwa generator PV terdistribusi secara signifikan lebih menguntungkan, dari sudut pandang stabilitas, daripada PV surya terpusat yang besar. Unit PV terdistribusi dimodelkan sebagai beban negatif PQ konstan karena dioperasikan pada faktor daya kesatuan karena masalah regulasi. Di sisi lain, PV terpusat dapat dimodelkan sebagai generator PV atau PQ konstan tergantung pada mode kontrol yang dipilih dari inverter.

Analisis dampak penetrasi PV yang tinggi terhadap stabilitas menjadi isu yang sangat penting untuk memastikan pengoperasian sistem tenaga yang andal. Kontribusi utama dari bab ini adalah: menyelidiki mode operasi generator PV pada profil tegangan dan rugi daya suatu system; menyelidiki stabilitas tegangan statis jaringan distribusi melalui analisis PV untuk mode operasi yang berbeda; dan memeriksa kinerja dinamis sistem dengan berbagai penetrasi PV.

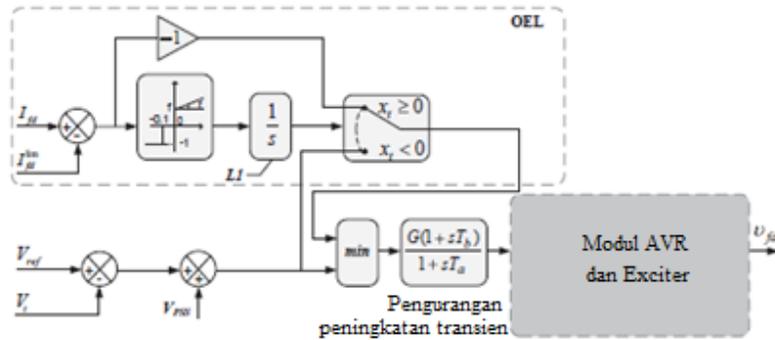
10.1 Karakteristik Daya Reaktif Generator Sinkron dan Sistem PV

Karakteristik daya reaktif dari sumber pembangkit memainkan peran penting dalam stabilitas tegangan sistem tenaga. Oleh karena itu, bagian ini secara kritis mengkaji kontrol daya reaktif dan karakteristik kemampuan dari generator sinkron (*synchronous generator* (SG)) dan sistem PV surya.

10.1.1 Karakteristik P-Q generator sinkron

Dalam studi stabilitas tegangan, SG biasanya diwakili oleh model SG rotor belitan standar yang dilengkapi dengan *exciter*, pengatur tegangan otomatis (AVR) dan OEL. Saturasi mesin sinkron juga telah dipertimbangkan dalam model karena mempengaruhi arus medan yang diperlukan untuk mempertahankan tegangan terminal pengenal. OEL melindungi belitan medan dengan panas berlebih, dan beroperasi berdasarkan karakteristik waktu terbalik atau pengaturan waktu tetap. Model OEL yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada Gambar 10.1.

Dimana I_{fd} , I_{fd}^{lim} , V_t , V_{ref} , V_{PSS} , L_1 , G , $T_{a,b}$ dan V_{fd} menunjukkan arus medan, arus medan maksimum yang diizinkan, tegangan terminal, referensi tegangan, masukan kontrol dari penstabil sistem tenaga (PSS), batas bawah integrator, penguatan transien, konstanta waktu reduksi penguatan transien dan tegangan medan generator masing-masing. Dengan mengubah parameter f dan r , model OEL dapat dikonfigurasi untuk beroperasi baik berdasarkan karakteristik waktu terbalik (yaitu, $f = 0, r = 0$) atau pengaturan waktu tetap (yaitu, $f = 1, r = 0$).



Gambar 10.1. Model eksitasi berlebih

Karakteristik daya aktif dan reaktif SG untuk rotor bulat generator ditentukan oleh

$$P_g = \frac{E_q V_t}{X_s} \sin \delta_{gt} \quad (10.1)$$

$$Q_g = \frac{E_q V_t}{X_s} \cos \delta_{gt} - \frac{V_t^2}{X_s} \quad (10.2)$$

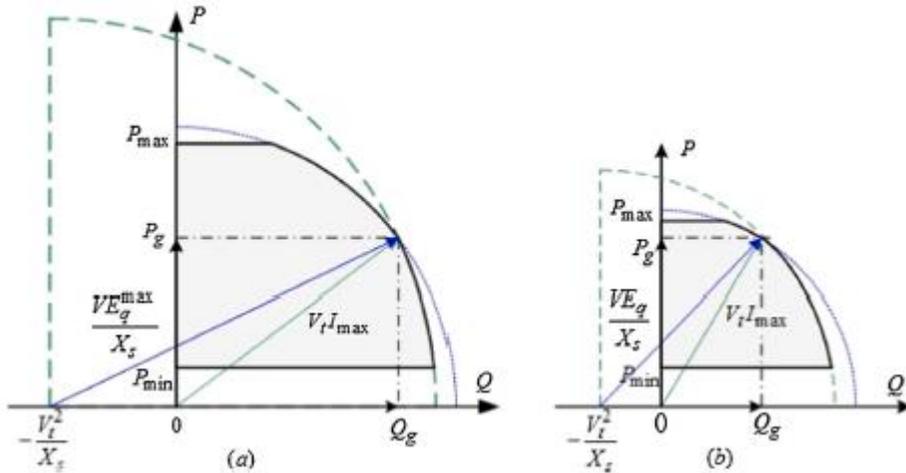
Menurut (10.2) untuk nilai tertentu dari reaktansi sinkron generator (X_s), daya reaktif yang dihasilkan oleh generator tergantung pada emf internal. Persamaan yang sebanding dengan arus medan generator I_{fd} , tegangan terminal, V_t dan sudut daya δ_{gt} . Selain itu, aspek konstruksi dan operasi berikut membatasi kemampuan daya reaktif SG.

Arus stator (I_s): tidak boleh menyebabkan panas berlebih pada belitan jangkar. Oleh karena itu, harus lebih kecil dari arus jangkar maksimum yang diizinkan, I_{max} , (yaitu, $I_s \leq I_{max}$). Di bidang P-Q, itu sesuai dengan jari-jari lingkaran $V_t I_{max}$ dan pusat di titik asal. Untuk tegangan tertentu V_t dan pembebanan, $I_s = I_{max}$ menghasilkan:

$$P_g^2 + Q_g^2 = (V_t I_{max})^2 \quad (10.3)$$

Semua titik di dalam lingkaran pada Gambar 10.2 sesuai dengan P_g^2, Q_g^2 , di mana kondisi $I_s \leq I_{max}$ harus dipenuhi.

Arus rotor (I_{fd}) tidak boleh menyebabkan panas berlebih pada belitan medan, karenanya, harus lebih kecil dari arus medan maksimum permanen yang diizinkan, I_{fdmax} , (yaitu, $I_{fd} \leq I_{fdmax}$). Dalam bidang PQ, itu sesuai dengan jari-jari lingkaran $V_t E_q^{max} / X_d$ dan dengan pusat yang dipindahkan dari titik asal sepanjang sumbu daya reaktif, G dengan nilai V_t^2 / X_d . Daya nyata harus dibatasi oleh batas daya turbin.



Gambar 10.2. Kurva kemampuan daya reaktif SG; (a) $V_t = 1$ p.u, dan (b). $V_t = 0,7$ p.u

$P_{max} > P > P_{min}$. Bagian yang relevan dari lingkaran tersebut ditunjukkan pada Gambar 10.2. Untuk pembangkitan daya aktif tertentu P_g , terdapat berbagai karakteristik daya reaktif berdasarkan profil tegangan terminal.

10.1.2 Model PV surya dan karakteristik P-Q

Pembangkit PV skala besar dibangun dengan sejumlah sistem PV besar, di mana setiap sistem PV individu terhubung ke transformator gardu (yaitu, T2) melalui transformator *step-up* LV/MV (yaitu, T1) dan kabel kolektor seperti ditunjukkan pada Gambar 10.3. Untuk representasi yang efektif dalam studi simulasi, semua sistem PV individu digabungkan termasuk transformator LV/MV (yaitu, dari T1-1 ke T1-n) dan kabel kolektor. Model simulasi dinamis dari sistem PV agregat yang dikembangkan di DigSILENT PowerFactory ditunjukkan pada Gambar 10.4 dan didasarkan pada

ditunjukkan pada Gambar 10.5. Bagian atas pengontrol adalah pengatur tegangan DC, yang dirancang untuk mengontrol keluaran daya aktif dari sistem PV. Perbedaan antara tegangan DC yang diukur pada model kapasitor (yaitu, tegangan DC aktual ($V_{dc.m}$)), dan tegangan DC referensi dari model PV $V_{dc.ref}$ digunakan untuk menentukan arus $d - axis$, I_d . Bagian bawah adalah pengatur tegangan AC yang menentukan pengiriman daya reaktif dari unit PV. Perbedaan antara tegangan AC terukur $V_{ac.m}$ dan tegangan AC referensi $V_{ac.ref}$ digunakan untuk menentukan arus $q - axis$, I_q . Daya aktif dan reaktif yang diinjeksikan dari sistem PV sebagai fungsi dari referensi arus (misalnya, $I_{d.ref}$, $I_{q.ref}$), rating daya semu (S_r) dari inverter PV dan tegangan terminal dari sistem PV dilambangkan sebagai berikut:

$$P_{PV} = I_{d.ref} S_r V_{ac.m} \quad (10.4)$$

$$Q_{PV} = I_{q.ref} S_r V_{ac.m} \quad (10.5)$$

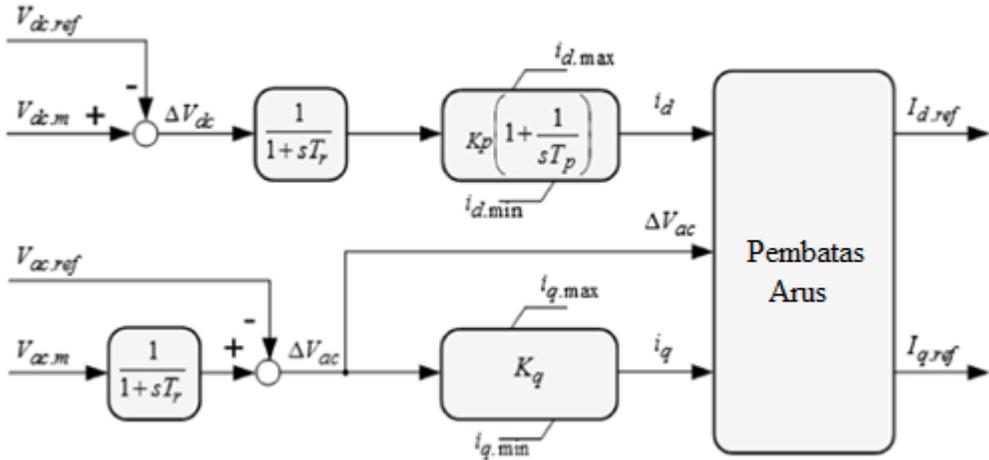
dimana P_{PV} pada MW, Q_{PV} pada MVA, S_r pada MVA, $I_{d.ref}$, $I_{q.ref}$ dan $V_{ac.m}$ adalah p.u. Pengontrol daya reaktif sistem PV dirancang berdasarkan fitur kode-jaringan di mana deadband 10% berdasarkan tegangan nominal digunakan untuk menentukan komponen arus $q - axis$, I_q , yang dihitung oleh (10.6):

$$if \Delta V_{ac} > 0.1 \rightarrow i_q = K_q |\Delta V_{ac}| \quad (10.6)$$

dimana K_q adalah penguatan daya reaktif. Pada blok pembatas arus, nilai akhir dari referensi arus $d - axis$ dan $q - axis$ (yaitu, sebagai $I_{d.ref}$ dan $I_{q.ref}$) ditentukan berdasarkan batas arus inverter dan kesalahan tegangan terminal AC ΔV_{ac} . Biasanya, pada pembatas arus, I_q diprioritaskan jika terjadi gangguan dan arus pada $d - axis$ dibatasi berdasarkan nilai arus $q - axis$. Oleh karena itu, ia akan memerintahkan daya aktif ke nol selama gangguan hubung singkat seperti yang dinyatakan oleh (10.7).

$$if \Delta V_{ac} > 0.1 \rightarrow \begin{cases} I_{d.ref} = (-\sqrt{1 - i_q^2} < i_d < \sqrt{1 - i_q^2}) \\ I_{q.ref} = (-1 < i_d < 1) \end{cases} \quad (10.7)$$

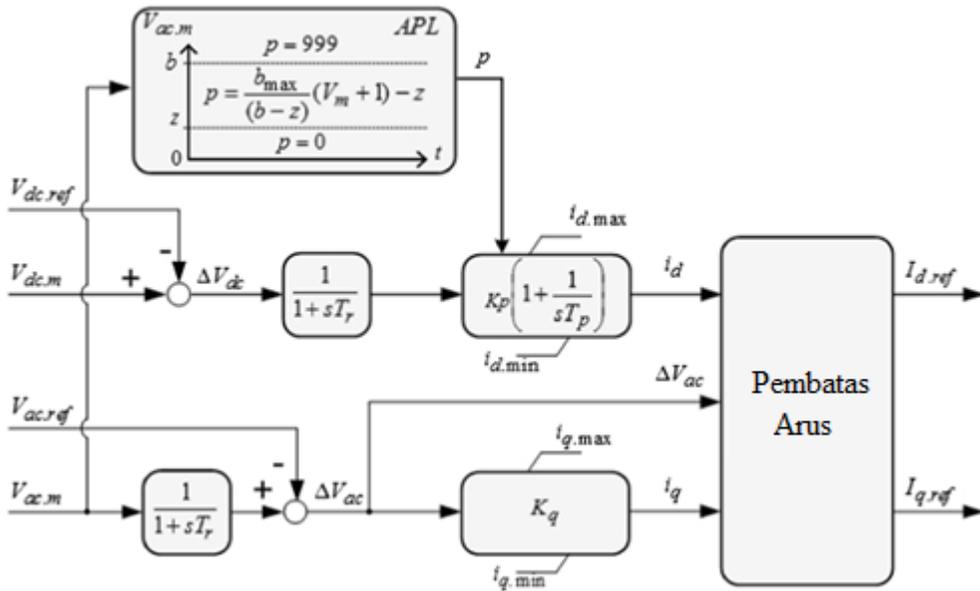
Juga arus dalam d – axis dan q – axis dibatasi antara maksimum ($I_{d.max}$, $I_{q.max}$) dan minimum ($I_{d.min}$, $I_{q.min}$).



Gambar 10.5. Pengontrol PQ sistem PV surya

b. Modifikasi pengontrol daya aktif dan reaktif

Dalam kondisi LTVS, sistem PV surya diperlukan untuk memberikan dukungan daya reaktif ke jaringan, tidak hanya selama kondisi hubung singkat, tetapi juga selama penurunan tegangan karena pemutusan saluran transmisi untuk mengatasi gangguan. Perbedaan antara kedua kondisi ini adalah pengiriman daya aktif dari sistem PV. Selama gangguan, daya aktif harus nol, dan sistem PV surya menggunakan seluruh kapasitasnya untuk menghasilkan daya reaktif. Namun, untuk kondisi LTVS, daya aktif harus dijaga konstan, dan sistem PLTS harus menggunakan sisa kapasitas untuk mendukung tegangan jaringan dengan menghasilkan daya reaktif. Oleh karena itu, untuk kondisi LTVS, strategi kontrol konvensional tidak bekerja karena membuat daya aktif menjadi nol ketika sistem mengalami penurunan tegangan tanpa gangguan hubung singkat. Untuk mengatasi kelemahan ini, pengontrol sistem PV harus ditambah, dan skema pengontrol PQ yang diusulkan dimodifikasi ditunjukkan pada Gambar 10.6.



Gambar 10.6. Sistem PQ PV yang ditambah pengontrol

Modifikasi dilakukan pada pembatas arus dan kalang kontrol daya aktif (yaitu pengontrol arus $d - axis$). Untuk menjaga konstanta daya aktif selama kondisi LTVS, I_d harus diprioritaskan pada pembatas arus. Arus pada $q - axis$ dibatasi berdasarkan nilai arus pada $d - axis$ seperti yang dinyatakan oleh (10.8):

$$if \Delta V_{ac} > 0.1 \rightarrow \begin{cases} I_{q.ref} = (0 < i_d < 1) \\ I_{d.ref} = (-\sqrt{1 - i_q^2} < i_d < \sqrt{1 - i_q^2}) \end{cases} \quad (10.8)$$

Modifikasi kedua dilakukan pada pengontrol daya aktif. Blok ini memiliki fungsi *active power limiter* (APL). Selama gangguan, jika tegangan terminal kurang dari "z", I_d adalah nol dan jika tegangan terminal antara "b" dan "z", I_d akan dibatasi oleh nilai yang dihitung seperti yang ditunjukkan pada Gambar 10.6, jika tidak, ada batasan pada I_d .

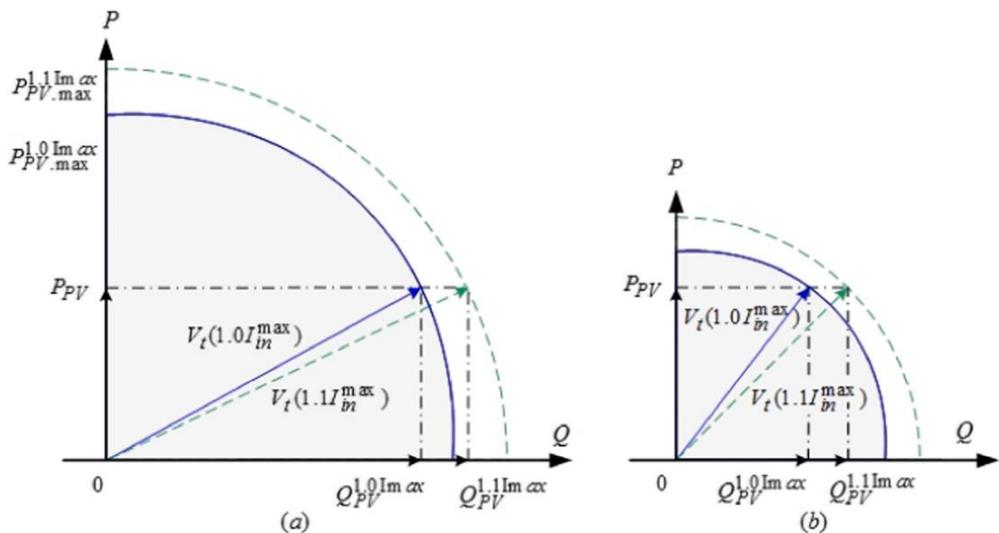
c. Kurva kemampuan daya reaktif sistem PV surya

Keluaran daya aktif dan reaktif dari sistem PV dapat diatur dalam rentang yang luas. Namun, kemampuan kontrol dibatasi oleh arus pengenal inverter dan tegangan terminal aktual dari sistem PV. Arus inverter I_{inv} harus lebih kecil dari arus pengenal inverter $I_{inv.max}$ (yaitu, $I_{inv} \leq I_{inv.max}$), karena akan menyebabkan panas berlebihan

pada transistor bipolar gerbang terisolasi (IGBT). Dalam bidang P-Q, itu sesuai dengan jari-jari lingkaran $V_{ac.m}I_{inv.max}$ dan berpusat di titik asal (lihat Gambar 10.7). Dengan asumsi tegangan terminal tertentu $V_{ac.m}$ dan pembebanan $I_{inv} = I_{inv.max}$ menghasilkan;

$$P_{PV}^2 + Q_{PV}^2 = (V_{ac.m}I_{inv.max})^2 \quad (10.9)$$

Semua titik di dalam lingkaran sesuai dengan PPV, QPV yang kondisi $I_{inv} \leq I_{inv.max}$ harus dipenuhi. Biasanya, inverter PV diberi peringkat 110% dari peringkat arus aktif, oleh karena itu jika inverter dengan peringkat lebih tinggi (misalnya, 120% dari arus aktif) dirancang, maka kemampuan daya reaktif dapat ditingkatkan.



Gambar 10.7. Kurva kemampuan daya reaktif sistem PV surya; (a) $V_t = 1$ p.u. dan (b) $V_t = 0,7$ p.u.

d. Pemodelan array PV surya dengan iradiansi surya dan efek suhu

Penyinaran matahari dan variasi suhu memiliki dampak yang signifikan pada keluaran daya dari array PV. Daya aktif dan keluaran arus dari susunan PV dapat dinyatakan dengan (10.10) dan (10.11).

$$P_{PV} = I_{PV} * V_{pv} \quad (10.10)$$

dimana P_{pv} , V_{pv} , dan I_{pv} masing-masing menunjukkan keluaran daya array PV, tegangan array PV dan keluaran arus array PV. Arus array PV diberikan oleh

$$I_{pv} = I_{sc} * \left(1 - \exp \left(\frac{\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right) * (V_{pv} - V_{oc})}{(V_{mpp} - V_{oc})} \right) \right) \quad (10.11)$$

dimana I_{sc} , I_{mpp} , V_{oc} masing-masing menunjukkan arus hubung singkat, arus pada MPP, tegangan pada MPP dan tegangan rangkaian terbuka dari array PV.

Iradiasi matahari dan ketergantungan suhu dari MPP array PV surya dan tegangan rangkaian terbuka diberikan oleh

$$\begin{aligned} V_{mpp} &= V_{mpp_stc} * K_E^U * K_t^U \\ V_{oc} &= V_{oc_stc} * K_E^U * K_t^U \end{aligned} \quad (10.12)$$

dimana V_{oc_stc} , V_{mpp_stc} , K_E^U , dan K_t^U menunjukkan tegangan rangkaian terbuka pada kondisi uji standar (STC), tegangan MPP pada STC, faktor koreksi radiasi matahari untuk tegangan dan faktor koreksi suhu untuk tegangan masing-masing. Kondisi pengujian standar adalah $t_{stc} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, dan $E_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$.

Iradiasi matahari dan ketergantungan suhu dari MPP array PV dan arus hubung singkat diberikan oleh

$$\begin{aligned} I_{mpp} &= I_{mpp_stc} * K_E^I * K_t^I \\ I_{sc} &= I_{sc_stc} * K_E^I * K_t^I \end{aligned} \quad (10.13)$$

dimana I_{sc_stc} , I_{mpp_stc} , K_E^I dan K_t^I menunjukkan arus hubung singkat pada STC, arus MPP pada STC, faktor koreksi radiasi matahari untuk arus dan faktor koreksi suhu untuk arus masing-masing.

Faktor koreksi iradiasi matahari dari tegangan dan arus adalah diberikan oleh

$$K_E^U = \frac{\ln(E_i)}{\ln(E_{stc})}$$

$$K_E^I = \frac{E_i}{E_{stc}} \quad (10.14)$$

dimana E_i dan E_{stc} masing-masing menunjukkan iradiasi matahari sesaat dan radiasi matahari di STC. Faktor koreksi suhu tegangan dan arus diberikan oleh

$$K_t^U = 1 + au * (t_i - t_{stc})$$

$$K_t^I = 1 + ai * (t_i - t_{stc}) \quad (10.15)$$

dimana t_i , t_{stc} , au , dan ai menunjukkan suhu lingkungan sesaat, suhu pada STC, koefisien suhu untuk tegangan dalam 1/K pada STC, dan koefisien suhu untuk arus dalam 1/K pada STC masing-masing. Keluaran daya aktif array PV menurun dengan penurunan iradiasi matahari dan peningkatan suhu, sedangkan meningkat dengan meningkatnya radiasi matahari dan penurunan suhu.

10.2 Deskripsi Sistem

Dalam bab ini menggunakan Western System Coordinating Council (WSCC) test sistem 9-bus, yang ditunjukkan pada Gambar 10.8. Data sistem pengujian diberikan pada Tabel 10.1. Bus 1 dianggap sebagai *bus slack*. Dua generator sinkron yang mensuplai output daya nyata sebesar 1,63 dan 0,85 p.u dihubungkan masing-masing pada bus 2 dan bus 3. Sistem memiliki 3 beban yang terhubung pada bus 5, bus 6, dan bus 8 yang dimodelkan sebagai beban impedansi konstan untuk kesederhanaan.

10.2.1 Generator Sinkron

Generator sinkron dimodelkan sebagai bus PV untuk studi aliran beban dan model urutan keempat generator sinkron dengan pengatur tegangan otomatis digunakan untuk simulasi dinamis. Dinamika generator sinkron diatur oleh persamaan berikut:

$$\dot{\delta} = \Omega_b (\omega - 1) \quad (10.16)$$

$$\dot{\omega} = (P_m - P_e) - \frac{D(\omega-1)}{M} \quad (10.17)$$

$$\dot{e}'_q = (-f_s(e'_q) - (X_d - X'_d)i_d) + \frac{E_f}{T'_{d0}} \quad (10.18)$$

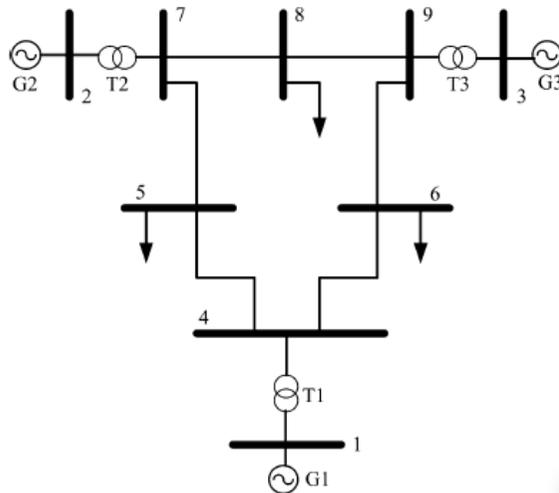
$$\dot{e}'_d = \frac{(-e'_d + (X_q - X'_q)i_q)}{T'_{q0}} \quad (10.19)$$

Persamaan aljabarnya adalah:

$$0 = v_q + r_a i_q - e'_q + X'_d i_d \quad (10.20)$$

$$0 = v_d + r_a i_d - e'_d + X'_q i_q \quad (10.21)$$

dimana Ω_b adalah frekuensi dasar dalam rad/s, ω adalah kecepatan rotor, P_m adalah masukan daya mekanik, P_e adalah keluaran daya listrik, M adalah mesin inersia, f_s adalah sistem frekuensi, X'_d dan X'_q adalah reaktansi transien $d - axis$ dan $q - axis$, masing-masing, X_d dan X_q adalah reaktansi sinkron $d - axis$ dan $q - axis$. Masing-masing e'_d dan e'_q adalah tegangan transien $d - axis$ dan $q - axis$, masing-masing, E_f adalah tegangan medan, r_a adalah resistansi stator dan i_d dan i_q masing-masing adalah arus stator $d - axis$ dan $q - axis$.



Gambar 10.8. Test sistem WSCC 9-bus

Tabel 10.1. Data sistem dari WSCC 9-bus

Line	Dari bus-ke-bus	Resistansi, R (pu)	Reaktansi, X (pu)	Ketahanan, B (pu)
------	-----------------	----------------------	---------------------	---------------------

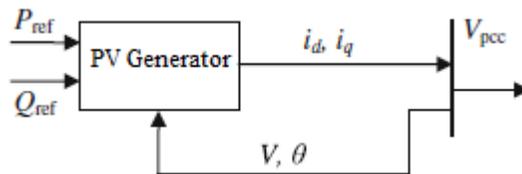
1	7-8	0,0085	0,072	0,149
2	6-9	0,039	0,170	0,358
3	5-7	0,032	0,161	0,306
4	4-5	0,01	0,085	0,176
5	4-6	0,017	0,092	0,158
6	8-9	0,0119	0,1008	0,209

10.2.2 Generator PV Surya

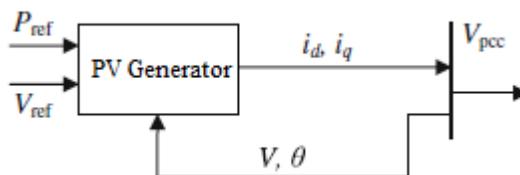
Generator PV surya dapat dijalankan dengan dua cara berikut:

- Mode P konstan dan Q konstan (mode PQ)
- Mode P konstan dan mode V konstan (mode PV)

Dalam mode PQ, faktor daya konstan dipertahankan dalam mode PV, daya reaktif dibangkitkan untuk menjaga tegangan bus konstan. Diagram blok mode PQ dan PV ditunjukkan pada Gambar 10.9 dan 10.10.



Gambar 10.9. Konstanta P , model Q konstan



Gambar 10.10. Konstanta P , model V konstan

Dinamika generator PV tergantung pada konverter daya dc ke ac. Gambar 10.11 dan 10.12 menunjukkan diagram blok model PQ dan PV dengan konverter. Dalam mode PQ, arus referensi d – axis dan q – axis diperoleh berdasarkan daya aktif dan reaktif yang diinginkan dan pengukuran tegangan terminal dalam kerangka referensi dq. Pada mode PV, nilai referensi daya reaktif diperoleh berdasarkan referensi dan nilai tegangan aktual menggunakan pengontrol PI.

Menggunakan model di atas, injeksi daya ke dalam sistem bus ac adalah:

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (10.22)$$

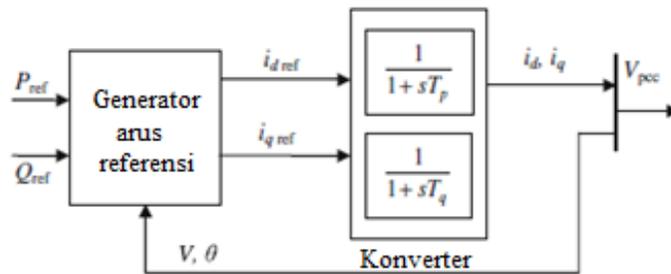
$$Q = v_d i_d - v_q i_q \quad (10.23)$$

Arus referensi dihasilkan berdasarkan referensi daya aktif dan reaktif sebagai berikut:

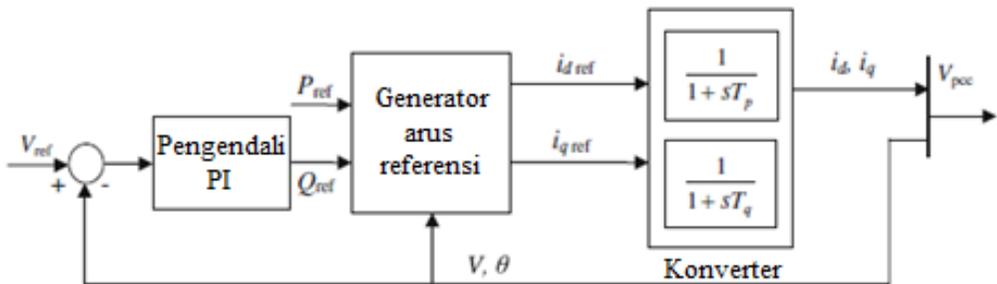
$$\begin{bmatrix} i_{dref} \\ i_{qref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_d & v_q \\ v_q & -v_d \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (10.24)$$

Tingkat penetrasi PV didefinisikan sebagai rasio total pembangkitan PV terhadap total beban sistem, seperti yang dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$\text{Penetrasi PV (\%)} = \frac{\text{Total pembangkit PV (MW)}}{\text{Total beban (MW)}} \times 100 \quad (10.25)$$



Gambar 10.11. Konstanta P , model Q konstan dengan konverter



Gambar 10.12. Konstanta P , model V konstan dengan konverter

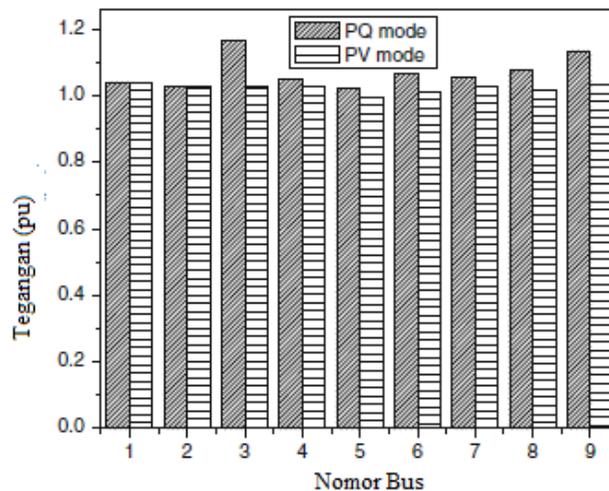
10.3 Analisis Statis

Untuk mempelajari perilaku kondisi tunak dari sistem tenaga di bawah mode kontrol yang berbeda dari generator PV, penting untuk melakukan aliran beban. Sebuah

studi aliran beban untuk sistem uji dipertimbangkan dilakukan dengan menggunakan metode Newton-Raphson. Untuk analisis ini, generator sinkron pada bus 3 diganti dengan generator PV dengan ukuran yang sama. Generator PV dijalankan dalam kedua mode operasinya untuk menyelidiki dampak mode kontrol pada profil tegangan, sistem kehilangan daya, dan stabilitas tegangan statis.

10.3.1 Sistem Profil Tegangan

Untuk memastikan pengoperasian sistem tenaga yang andal, penting untuk menjaga tegangan simpul dalam kisaran $\pm 10\%$ untuk sebagian besar keperluan di seluruh dunia. Tegangan bus dari sistem pengujian ditunjukkan pada Gambar 10.13, dimana dapat diamati bahwa mode PV unit PV menjaga tegangan sistem dalam batas yang diizinkan.

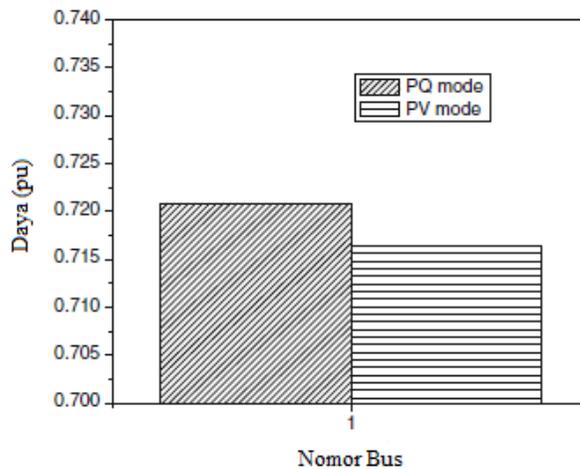


Gambar 10.13. Tegangan bus sistem dalam mode yang berbeda

Dalam mode ini, daya reaktif dibangkitkan berdasarkan perbedaan antara tegangan referensi dan tegangan aktual dan dengan demikian, mengatur sistem tegangan. Namun, mode PQ generator PV melanggar batas tegangan pada bus 3 dan bus 9. Perlu dicatat bahwa tidak hanya bus penghubung PV, tetapi juga bus terdekatnya mengalami kenaikan tegangan dari generator PV tersebut. Hal ini karena, kelebihan daya reaktif menyebabkan tegangan lebih di beberapa titik jaringan.

10.3.2 Sistem Kehilangan Daya

Meminimalkan kehilangan daya adalah tujuan penting untuk operasi sistem tenaga yang efisien. Rugi sistem dihitung untuk mode PQ dan PV dari generator PV surya. Ditemukan bahwa rugi sistem untuk mode operasi PQ adalah 0,05083 pu dan mode PV adalah 0,04641 pu. Daya nyata yang ditarik oleh sistem dari jaringan utama ditunjukkan pada Gambar 10.14. Karena mode PQ memiliki lebih banyak rugi-rugi, dalam mode ini, sistem menarik lebih banyak daya dari jaringan utama untuk mendukung rugi-rugi tersebut.



Gambar 10.14. Daya yang di impor dari jaringan

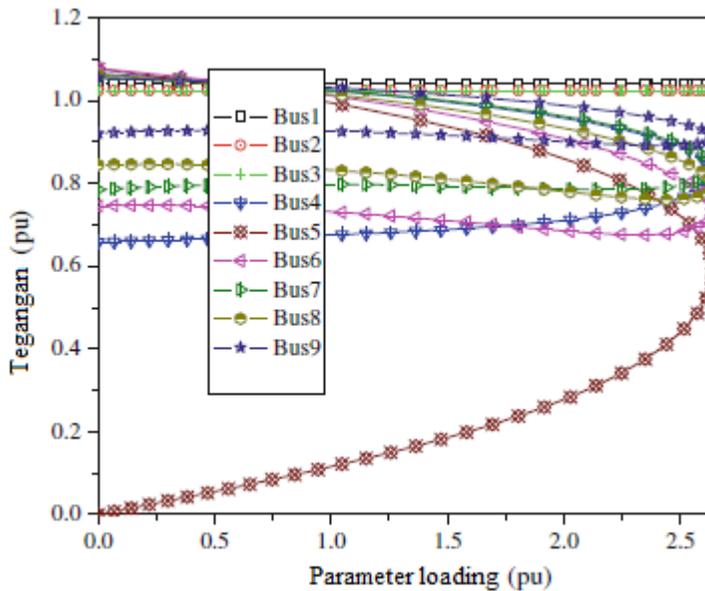
10.3.3 Sistem Stabilitas Tegangan Statis

Stabilitas tegangan statis suatu sistem dapat ditentukan dari analisis statik. Untuk menganalisis kestabilan tegangan statis umumnya digunakan kurva $P - V$ yang menentukan batas pembebanan maksimum suatu sistem. Di sini, kurva ini telah dihasilkan dengan menggunakan serangkaian solusi aliran daya untuk tingkat beban yang berbeda menggunakan *power system analysis toolbox* (PSAT) berbasis Matlab. PSAT menyediakan satu set lengkap *graphical user interface* (GUI) yang ramah pengguna untuk simulasi. Pengaturan GUI untuk *continuation power flow* (CPF) ditunjukkan pada Gambar 10.15. Algoritma CPF menentukan vektor tangen ternormalisasi dan langkah korektor yang dapat diperoleh dengan menggunakan parameterisasi lokal atau perpotongan tegak lurus. Kasus dasar (dengan generator

sinkron pada bus 3) Kurva $P - V$ untuk semua bus ditunjukkan pada Gambar 10.16. Variasi tegangan bus beban dengan faktor pembebanan diperoleh untuk mode kontrol yang berbeda dari unit PV dan diringkas dalam Tabel 10.2 dari mana dapat dilihat bahwa sistem PV dalam mode PV memiliki margin pemuatan yang sama seperti kasus dasar. Hal ini diharapkan karena pada aliran beban generator PV dimodelkan seperti generator sinkron dengan kemampuan pengaturan tegangan. Di sisi lain, unit PV dalam mode PQ mengurangi *maximum loading point* (MLP) dibandingkan dengan kasus dasar. Mode PV memiliki kinerja yang unggul dalam mempertahankan MLP sistem karena kemampuan kontrol tegangannya.



Gambar 10.15. GUI untuk pengaturan aliran daya lanjutan di PSAT



Gambar 10.16. Kurva $P - V$ di bawah kasus dasar

Tabel 10.2. Sistem MPL

Mode operasi	Maximum loading point (MPL), pu
Kasus dasar (PV)	2,6407
Mode PQ	2,4957
Mode PV	2,6407

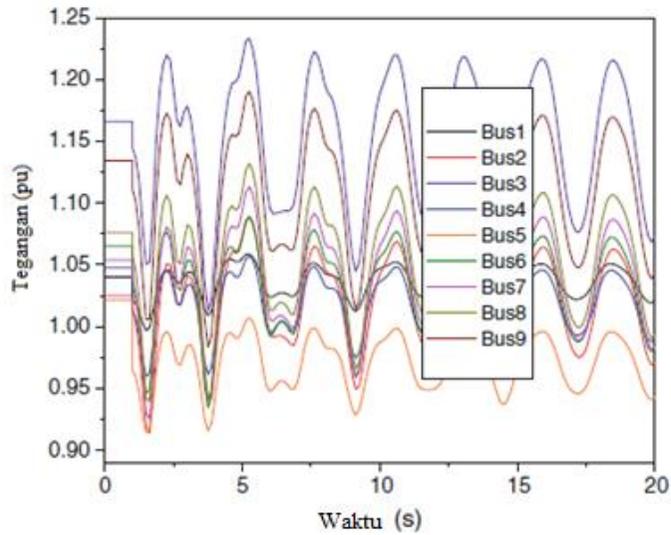
10.4 Analisis Dinamis

Analisis domain waktu dilakukan untuk memeriksa dampak merugikan dari penetrasi PV tinggi selama sistem transien. Tujuan dari simulasi dinamis adalah untuk mempelajari efektivitas metode kontrol dalam mengurangi masalah fluktuasi tegangan yang muncul ketika perubahan mendadak terjadi pada sistem. Kasus-kasus berikut diselidiki untuk memahami kinerja sistem terintegrasi PV.

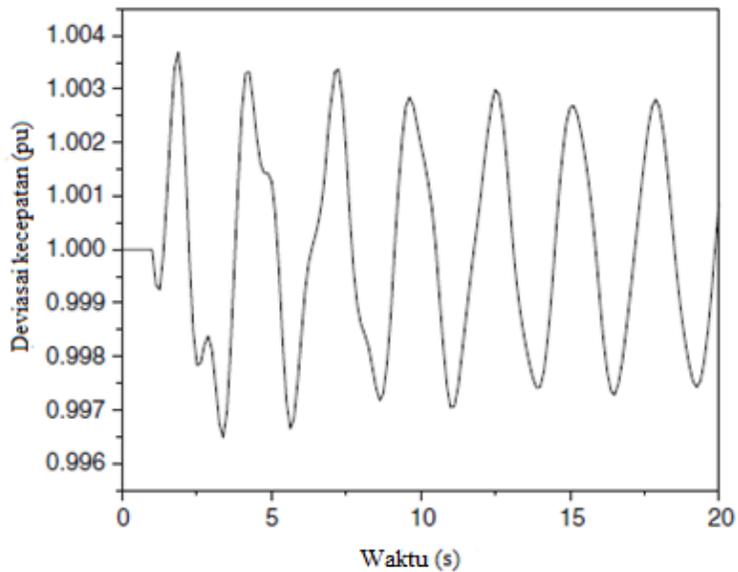
10.4.1 Kasus 1: Pemutusan Saluran Tiba-Tiba

Untuk menyelidiki kinerja sistem dinamis, jalur penghubung bus 2 dan 5 diputus pada 1 detik. Tegangan bus sistem dalam kondisi ini ditunjukkan pada Gambar 10.17. Dari sini dapat divisualisasikan bahwa semua tegangan bus dalam sistem memiliki osilasi yang besar.

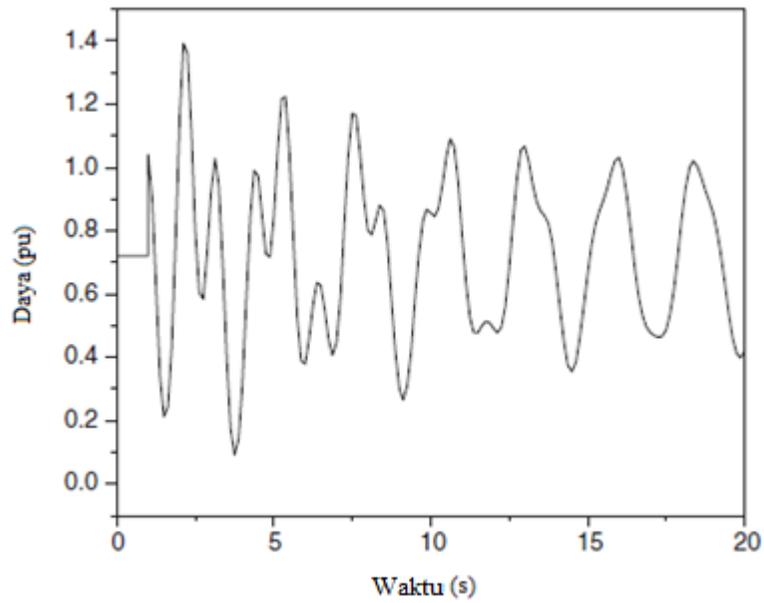
Dalam kondisi yang sama, deviasi kecepatan generator sinkron yang terhubung pada bus 2 dan keluaran dayanya ditunjukkan pada Gambar 10.18 dan Gambar 10.19. Dari angka-angka ini, dapat diamati bahwa sambungan PV berdampak pada dinamika generator sinkron terdekat. Frekuensi bus generator dari sistem yang dipertimbangkan ditunjukkan pada Gambar 10.20.



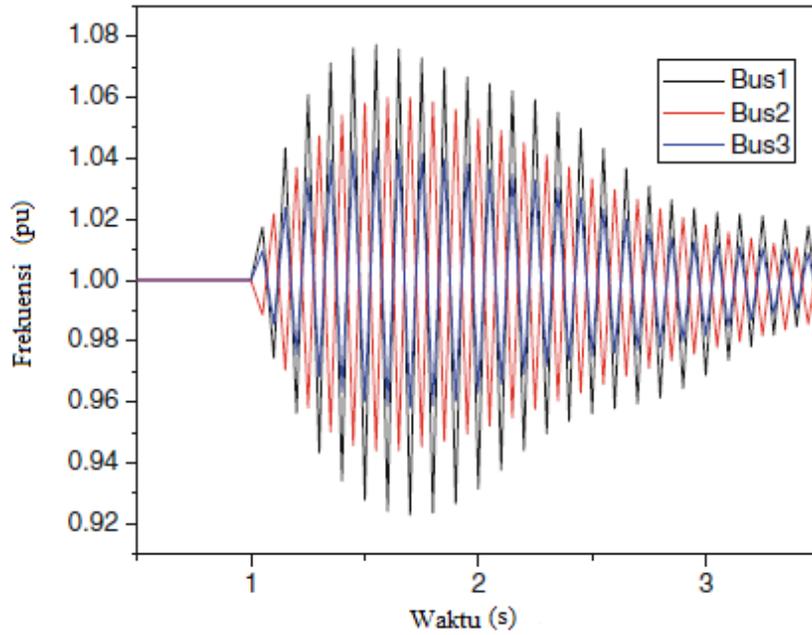
Gambar 10.17. Tegangan bus sistem (mode PQ)



Gambar 10.18. Deviasi kecepatan generator sinkron yang terhubung pada bus 2

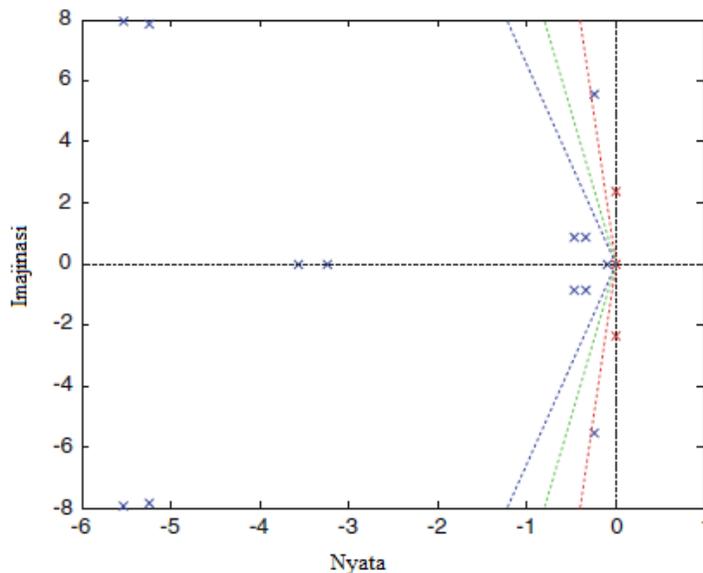


Gambar 10.19. Keluaran daya generator sinkron terhubung pada bus 2



Gambar 10.20. Frekuensi sistem diukur pada bus 1, 2, dan 3

Alasan ketidakstabilan ini dapat dengan mudah dipahami dari analisis linier. Beberapa nilai eigen yang mendominasi dari sistem yang dilinierkan ditunjukkan pada Gambar 10.21 yang menandakan bahwa sistem tersebut sedikit stabil dalam mode PQ-nya dan dapat menjadi tidak stabil jika mengalami gangguan. Hal ini juga dapat diamati dari Gambar 10.22 yang menunjukkan MLP sistem selama saluran antara bus 2 dan 5 terputus. Terlihat bahwa di bawah kontinjensi, stabilitas tegangan statis sistem berkurang secara signifikan dibandingkan dengan kasus dasar (2,6407 p.u).

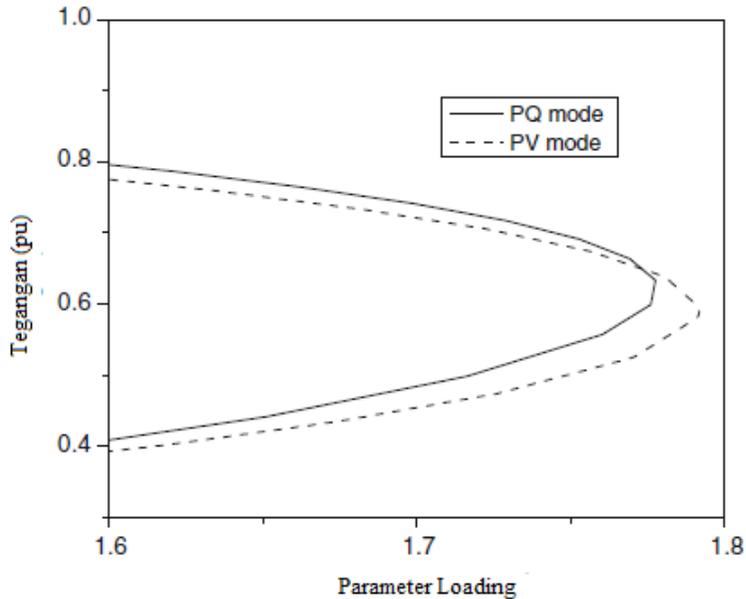


Gambar 10.21. Nilai Eigen dari sistem terintegrasi PV

Selain itu, tidak seperti generator sinkron konvensional, PV tidak memiliki bagian yang berputar yang berarti bahwa tidak ada respons inersia yang dapat diberikan selama gangguan besar dalam sistem. Diketahui bahwa semakin rendah inersia sistem, semakin cepat osilasi sistem. Konstanta inersia rata-rata untuk suatu sistem tenaga dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

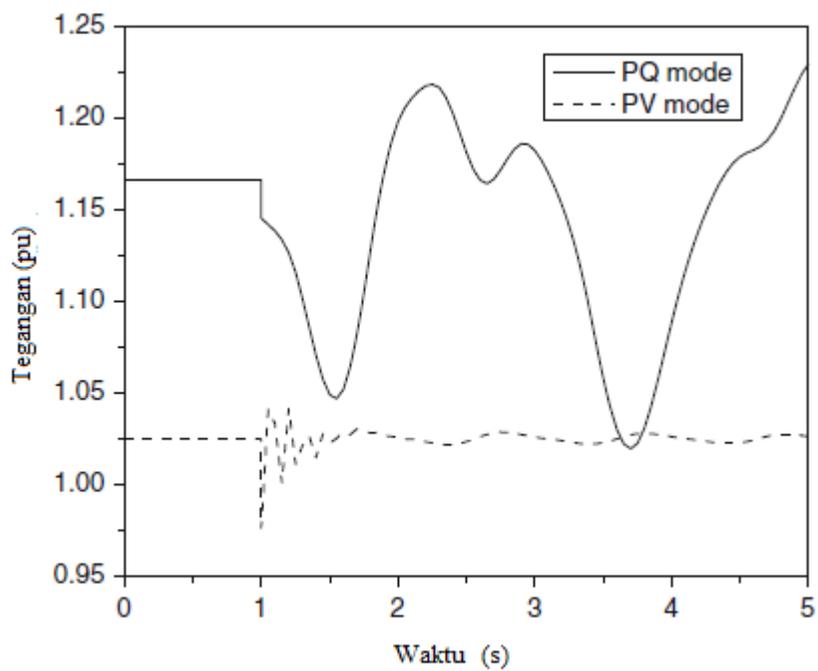
$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n s_i H_i}{\sum_{i=1}^n s_i} \quad (10.25)$$

dimana H_i dan s_i masing-masing adalah konstanta inersia dan daya nominal generator i .

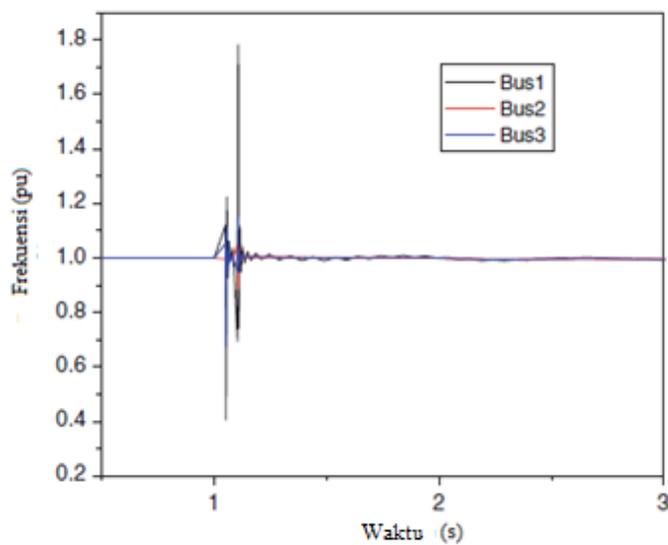


Gambar 10.22. Parameter *loading* versus kurva tegangan di bawah kontingensi

Mengganti generator sinkron konvensional dengan PV mengurangi inersia rata-rata sistem dan dengan demikian, meningkatkan osilasi. Namun, dalam mode PV generator dapat dengan mudah menyeimbangkan daya reaktif untuk mengembalikan tegangan percabangan ke nilai awal seperti yang ditunjukkan pada Gambar 10.23. Hal ini karena mode PV memiliki batas stabilitas tegangan yang lebih tinggi di bawah kontingensi dibandingkan dengan mode PQ. Respons frekuensi sistem di bawah gangguan yang sama ditunjukkan pada Gambar 10.24. Dari sini dapat dilihat bahwa sistem juga menyeimbangkan permintaan daya nyata dengan cepat dalam mode ini karena kehilangan daya yang lebih kecil dan menjaga frekuensi sistem konstan.



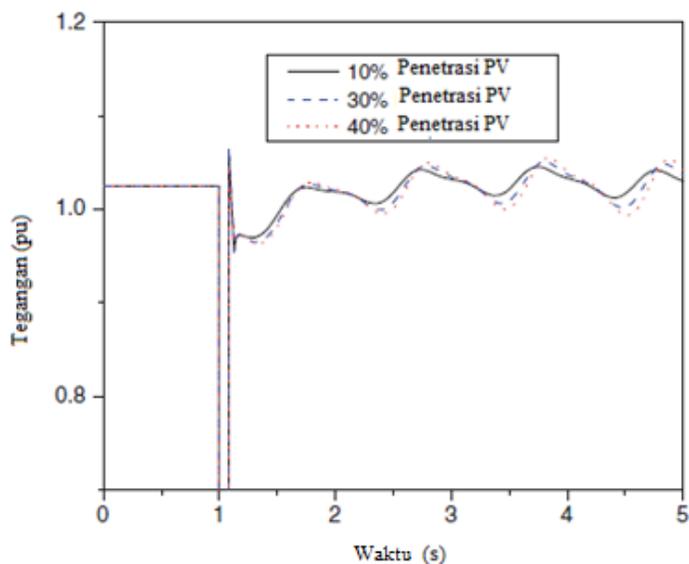
Gambar 10.23. Tegangan pada bus 3



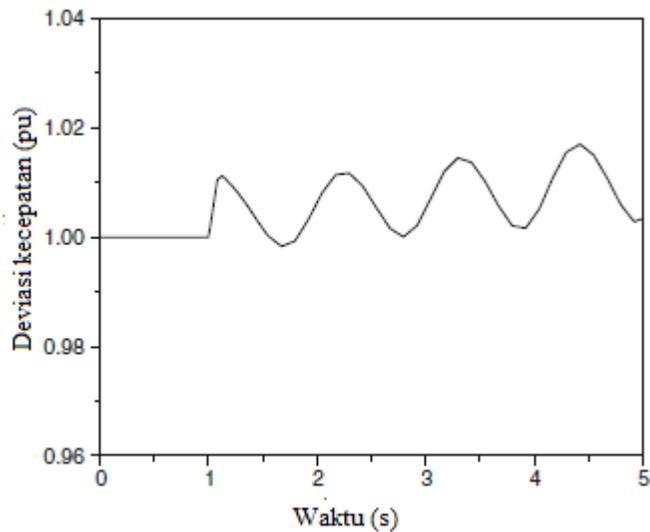
Gambar 10.24. Frekuensi sistem diukur pada bus 1, 2, dan 3

10.4.2 Kesalahan Hubung Singkat

Penting untuk menyelidiki kemampuan sistem pembangkit PV untuk menjaga stabilitas sistem ketika mengalami gangguan berat seperti gangguan hubung singkat tiga fasa pada fasilitas transmisi. Efek dari adanya peningkatan penetrasi generator PV dalam mode PV telah disimulasikan di sini. Gangguan hubung singkat tiga fase padat pada bus 2 diterapkan pada 1 detik dan dihilangkan pada 1,083 detik. Profil tegangan sistem pada bus 2 ditunjukkan pada Gambar 10.25 untuk tingkat penetrasi PV yang berbeda. Dapat diamati bahwa peningkatan penetrasi PV mengurangi redaman mode sistem dominasi. Mode sistem dominan untuk penetrasi PV 10% ditemukan $0.2352 \pm j7.90$. Deviasi kecepatan generator sinkron yang terhubung pada bus 1 untuk penetrasi PV 40% ditunjukkan pada Gambar 10.26, Oleh karena itu, dapat dikatakan bahwa interaksi nonlinier dari konverter PV ke sistem dengan generator sinkron menciptakan osilasi dan ketika penetrasi PV surya meningkat, inersia rata-rata sistem berkurang yang berdampak pada osilasi sistem secara negatif dengan mengurangi redaman mode kritis. Dengan demikian, dengan meningkatnya kapasitas PV dalam sistem tenaga, stabilitas transien generator sinkron konvensional terpengaruh secara pesimis karena inersia sistem yang lebih rendah.



Gambar 10.25. Tegangan pada bus 2



Gambar 10.26. Deviasi kecepatan generator sinkron 1

10.5 Ringkasan

Bab ini menyelidiki dampak pembangkitan PV pada stabilitas sistem tenaga. Hal ini menunjukkan bahwa gangguan pada sistem tenaga dengan penetrasi PV tinggi dapat menjadi risiko bagi stabilitas sistem. Dari analisis tersebut, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

- Mode kontrol unit PV surya memiliki dampak besar pada kinerja sistem. Mode kontrol PQ menyebabkan tegangan lebih pada bus tertentu dalam sistem. Namun, mode kontrol PV dapat menjaga tegangan bus dalam batas yang diizinkan. Selain itu, lebih sedikit kehilangan sistem yang terjadi dalam mode PV dibandingkan dengan mode operasi PQ.
- Model kontrol PV memberikan margin pemuatan yang lebih tinggi daripada model kontrol PQ.
- Generator PV surya berdampak pada dinamika generator sinkron terdekat yang terhubung ke sistem. Osilasi tegangan dalam sistem menonjol dalam mode PQ karena ketidakcocokan daya reaktif setelah gangguan. Stabilitas transien sistem juga terpengaruh karena inersia sistem yang lebih rendah.

- Integrasi generator PV cenderung membuat sistem kurang stabil setelah gangguan parah. Ketika penetrasi generator PV meningkat, itu memperburuk kinerja redaman sistem.

Akhirnya, dapat disimpulkan bahwa jika pembangkitan PV surya diimplementasikan dalam skala besar, ada kebutuhan untuk memanfaatkan mode kontrol PV dari unit surya untuk mendukung tegangan jaringan. Namun, penggunaan pengontrol tambahan untuk meningkatkan kinerja redaman sistem harus diselidiki.

Daftar Pustaka

- A. Jusoh, O. J. E. I. Mohammed, and T. Sutikno, "Variable step size Perturb and observe MPPT for PV solar applications," *Telkomnika*, vol. 13, no. 1, p. 1, 2015.
- A. Brambilla, M. Gambarara, A. Garutti, and F. Ronchi, "New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking," in *30th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Record.(Cat. No. 99CH36321)*, 1999, vol. 2, pp. 632-637.
- A. C. Subrata, T. Sutikno, S. Padmanaban, and H. S. Purnama, "Maximum power point tracking in pv arrays with high gain Dc-Dc boost converter," in *International Conference on Electrical Engineering, Computer Science and Informatics (EECSI)*, 2019.
- A. Jusoh, R. Alik, T.K. Guan, T. Sutikno, "MPPT for PV system based on variable step size P & O algorithm," *Telkomnika (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, 15 (1), pp. 79-92, 2017.
- A. Khamis, M.R.A. Ghani, G.C. Kim, M.S.M. Aras, M.A.B. Zabide, T. Sutikno, "Control strategy for distributed integration of photovoltaic and battery energy storage system in micro-grids," *Telkomnika (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, 16 (5), pp. 2415-2427, 2018.
- A. Loukriz, M. Haddadi, and S. Messalti, "Simulation and experimental design of a new advanced variable step size Incremental Conductance MPPT algorithm for PV systems," *ISA Trans.*, vol. 62, pp. 30-38, 2016.
- A. Mäki and S. Valkealahti, "Differentiation of multiple maximum power points of partially shaded photovoltaic power generators," *Renew. energy*, vol. 71, pp. 89-99, 2014.
- A. Pandey, N. Dasgupta, and A. K. Mukerjee, "High-performance algorithms for drift avoidance and fast tracking in solar MPPT system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 681-689, 2008.
- A. S. Kislovski and R. Redl, "Maximum-power-tracking using positive feedback," in *Proceedings of 1994 Power Electronics Specialist Conference-PESC'94*, 1994, vol. 2, pp. 1065-1068.

- A. Safari and S. Mekhilef, "Implementation of incremental conductance method with direct control," in TENCON 2011-2011 IEEE Region 10 Conference, 2011, pp. 944-948.
- A. Safari and S. Mekhilef, "Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1154-1161, 2010.
- A. Sandali, T. Oukhoya, and A. Cheriti, "Modeling and design of PV grid connected system using a modified fractional short-circuit current MPPT," in 2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014, pp. 224-229.
- A. W. Leedy, L. Guo, and K. A. Aganah, "A constant voltage MPPT method for a solar powered boost converter with DC motor load," in 2012 Proceedings of IEEE Southeastcon, 2012, pp. 1-6.
- B. Ankaiah and J. Nageswararao, "Enhancement of Solar Photovoltaic Cell by Using Short-Circuit Current Mppt Method," *Int. J. Eng. Sci. Invent.*, vol. 2, no. 2, pp. 45-50, 2013.
- B. Subudhi and R. Pradhan, "Characteristics evaluation and parameter extraction of a solar array based on experimental analysis," in 2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 2011, pp. 340-344.
- C. F. Abe, J. B. Dias, G. Notton, and P. Poggi, "Computing Solar Irradiance and Average Temperature of Photovoltaic Modules from the Maximum Power Point Coordinates," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, no. 2, pp. 655-663, 2020.
- C. Hua and J. R. Lin, "DSP-based controller application in battery storage of photovoltaic system," in Proceedings of the 1996 IEEE IECON. 22nd International Conference on Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1996, vol. 3, pp. 1705-1710.
- D. Baimel, S. Tapuchi, Y. Levron, and J. Belikov, "Improved fractional open circuit voltage mppt methods for pv systems," *Electronics*, vol. 8, no. 3, p. 321, 2019.
- D. P. Hohm and M. E. Ropp, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point

- tracking test bed," in Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-2000 (Cat. No. 00CH37036), 2000, pp. 1699–1702.
- D. P. Hohm and M. E. Ropp, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms," *Prog. photovoltaics Res. Appl.*, vol. 11, no. 1, pp. 47–62, 2003.
- D. S. Karanjkar, S. Chatterji, S. L. Shimi, and A. Kumar, "An improved current feedback based maximum power point tracking controller for solar photo-voltaic system," in 2013 Annual International Conference on Emerging Research Areas and 2013 International Conference on Microelectronics, Communications and Renewable Energy, 2013, pp. 1–6.
- D. Shmilovitz, "On the control of photovoltaic maximum power point tracker via output parameters," *IEE Proceedings-Electric Power Appl.*, vol. 152, no. 2, pp. 239–248, 2005.
- D. Yousri, T. S. Babu, D. Allam, V. K. Ramachandaramurthy, and M. B. Etiba, "A Novel Chaotic Flower Pollination Algorithm for Global Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic System Under Partial Shading Conditions," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 121432–121445, 2019.
- E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. C. Voulgaris, "Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system," *IEEE Trans. power Electron.*, vol. 16, no. 1, pp. 46–54, 2001.
- E. M. Vicente, P. dos Santos Vicente, R. L. Moreno, and E. R. Ribeiro, "High-efficiency MPPT method based on irradiance and temperature measurements," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 6, pp. 986–995, 2020.
- E. Ozsoy, S. Padmanaban, A.W. Oluwafemi, V.K. Ramachandaramurthy, T. Sutikno, "Modified (2/1-k) output gain Ćuk DC-to-DC converter circuit for renewable power applications," *Proceedings - 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, CPE-POWERENG 2018*, pp. 1-6, 2018.
- G. Ding et al., "Adaptive DC-link voltage control of two-stage photovoltaic inverter during low voltage ride-through operation," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 6, pp. 4182–4194, 2015.

- G.-C. Hsieh, H.-I. Hsieh, C.-Y. Tsai, and C.-H. Wang, "Photovoltaic power-increment-aided incremental-conductance MPPT with two-phased tracking," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 6, pp. 2895–2911, 2012.
- H. A. Sher, A. F. Murtaza, A. Noman, K. E. Addoweesh, and M. Chiaberge, "An intelligent control strategy of fractional short circuit current maximum power point tracking technique for photovoltaic applications," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, p. 13114, 2015.
- H. Fernández, A. Martínez, V. Guzmán, and M. I. Gímenez, "A simple, low-cost design using current feedback to improve the efficiency of a MPPT-PV system for isolated locations," in *2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2008, pp. 1947–1950.
- H. Sugimoto and H. Dong, "A new scheme for maximum photovoltaic power tracking control," in *Proceedings of Power Conversion Conference-PCC'97*, 1997, vol. 2, pp. 691–696.
- H. Sun, H. Du, Y. Ji, and B. Yang, "Photovoltaic distributed MPPT mechanism analysis and simulation study," *Power Syst. Prot. Control*, vol. 43, no. 2, pp. 48–54, 2015.
- H.-E. Park and J.-H. Song, "A dP/dV feedback-controlled MPPT method for photovoltaic power system using II-SEPIC," *J. Power Electron.*, vol. 9, no. 4, pp. 604–611, 2009.
- I. Alhamrouni, M.R. Hamzah, M. Salem, A. Jusoh, A.B. Khairuddin, T. Sutikno, "A bidirectional resonant converter based on wide input range and high efficiency for photovoltaic application," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 10 (3), pp. 1469-1475, 2019.
- I. Sefa and Ş. Özdemir, "Experimental study of interleaved MPPT converter for PV systems," in *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, 2009, pp. 456–461.
- J. Ahmad, "A fractional open circuit voltage based maximum power point tracker for photovoltaic arrays," in *2010 2nd International Conference on Software Technology and Engineering*, 2010, vol. 1, pp. V1-247.

- J. Ahmed and Z. Salam, "An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency," *Appl. Energy*, vol. 150, pp. 97–108, 2015.
- J. Arias, F. F. Linera, J. Martin-Ramos, A. M. Pernia, and J. Cambronero, "A modular PV regulator based on microcontroller with maximum power point tracking," in *Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting., 2004*, vol. 2, pp. 1178–1184.
- J. H. Lee, H. Bae, and B. H. Cho, "Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size," in *2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2006*, pp. 603–607.
- J. L. Sawin and W. R. Moomaw, *Renewable revolution: low carbon energy by 2030*. Worldwatch Institute, 2009.
- J. S. Kumari, C. S. Babu, and J. Yugandhar, "Design and investigation of short circuit current based maximum power point tracking for photovoltaic system," *Int. J. Res. Rev. Electr. Comput. Eng.*, vol. 1, 2011.
- J. W. Kimball and P. T. Krein, "Digital ripple correlation control for photovoltaic applications," in *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2007*, pp. 1690–1694.
- J. W. Kimball and P. T. Krein, "Discrete-time ripple correlation control for maximum power point tracking," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 5, pp. 2353–2362, 2008.
- J.-A. Jiang, T.-L. Huang, Y.-T. Hsiao, and C.-H. Chen, "Maximum power tracking for photovoltaic power systems," *Tamkang J. Sci. Eng.*, vol. 8, no. 2, p. 147, 2005.
- J.-S. Lee and K. B. Lee, "Variable DC-link voltage algorithm with a wide range of maximum power point tracking for a two-string PV system," *Energies*, vol. 6, no. 1, pp. 58–78, 2013.
- K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," *IEE Proceedings-Generation, Transm. Distrib.*, vol. 142, no. 1, pp. 59–64, 1995.

- K. Kobayashi, H. Matsuo, and Y. Sekine, "An excellent operating point tracker of the solar-cell power supply system," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 2, pp. 495–499, 2006.
- K. M. Tsang and W. L. Chan, "Maximum power point tracking for PV systems under partial shading conditions using current sweeping," *Energy Convers. Manag.*, vol. 93, pp. 249–258, 2015.
- K. R. Bharath and E. Suresh, "Design and implementation of improved fractional open circuit voltage based maximum power point tracking algorithm for photovoltaic applications," *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 7, no. 3, pp. 1108–1113, 2017.
- K. S. Tey and S. Mekhilef, "Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level," *Sol. Energy*, vol. 101, pp. 333–342, 2014.
- K.H. Chalok, M.F.N. Tajuddin, T.S. Babu, S.M. Ayob, T. Sutikno, "Optimal extraction of photovoltaic energy using fuzzy logic control for maximum power point tracking technique," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 11 (3), pp. 1628-1639, 2020.
- L. El Mentaly, A. Amghar, and H. Sahseh, "Comparison between Seven MPPT Techniques Implemented in a Buck Converter," *Recent Adv. Electr. Electron. Eng. (Formerly Recent Patents Electr. Electron. Eng.*, vol. 12, no. 6, pp. 476–486, 2019.
- L. El Mentaly, A. Amghar, and H. Sahseh, "Improvement of the Temperature Parametric (TP) Method for Fast Tracking of Maximum Power Point in Photovoltaic Modules," *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, vol. 20, no. 5, 2019.
- L. Zhang, W. G. Hurley, and W. H. Wölfle, "A new approach to achieve maximum power point tracking for PV system with a variable inductor," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 4, pp. 1031–1037, 2010.
- M. A. Elgendy, B. Zahawi, and D. J. Atkinson, "Assessment of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques for PV pumping applications," *IEEE Trans. Sustain. energy*, vol. 3, no. 1, pp. 21–33, 2011.

- M. A. S. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking," *IEEE Trans. energy Convers.*, vol. 17, no. 4, pp. 514–522, 2002.
- M. Asim, M. Tariq, M. A. Mallick, and I. Ashraf, "An improved constant voltage based MPPT technique for PMDC motor," *Int. J. Power Electron. Drive Syst.*, vol. 7, no. 4, 2016.
- M. Bodur and M. Ermis, "Maximum power point tracking for low power photovoltaic solar panels," in *Proceedings of MELECON'94. Mediterranean Electrotechnical Conference, 1994*, pp. 758–761.
- M. Killi and S. Samanta, "Modified perturb and observe MPPT algorithm for drift avoidance in photovoltaic systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 9, pp. 5549–5559, 2015.
- M. Matsui, T. Kitano, D. Xu, and Z. Yang, "A new maximum photovoltaic power tracking control scheme based on power equilibrium at DC link," in *Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting (Cat. No. 99CH36370), 1999*, vol. 2, pp. 804–809.
- M. Park and I.-K. Yu, "A study on the optimal voltage for MPPT obtained by surface temperature of solar cell," in *30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004, 2004*, vol. 3, pp. 2040–2045.
- M. Veerachary, T. Senjyu, and K. Uezato, "Maximum power point tracking control of IDB converter supplied PV system," *IEE Proceedings-Electric Power Appl.*, vol. 148, no. 6, pp. 494–502, 2001.
- N. E. Zakzouk, M. A. Elsharty, A. K. Abdelsalam, A. A. Helal, and B. W. Williams, "Improved performance low-cost incremental conductance PV MPPT technique," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 4, pp. 561–574, 2016.
- N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *IEEE Trans. power Electron.*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973, 2005.
- N. Pongratananukul, "Analysis and simulation tools for solar array power systems," 2005.

- N. S. D'Souza, L. A. C. Lopes, and X. Liu, "An intelligent maximum power point tracker using peak current control," in 2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, 2005, p. 172.
- O. López-Lapeña, M. T. Penella, and M. Gasulla, "A new MPPT method for low-power solar energy harvesting," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 9, pp. 3129–3138, 2009.
- O. Waszynczuk, "Dynamic behavior of a class of photovoltaic power systems," *IEEE Trans. power Appar. Syst.*, no. 9, pp. 3031–3037, 1983.
- P. Das, "Maximum power tracking based open circuit voltage method for PV system," *Energy Procedia*, vol. 90, pp. 2–13, 2016.
- P. J. Wolfs and L. Tang, "A single cell maximum power point tracking converter without a current sensor for high performance vehicle solar arrays," in 2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, 2005, pp. 165–171.
- P. Midya, P. T. Krein, R. J. Turnbull, R. Reppa, and J. Kimball, "Dynamic maximum power point tracker for photovoltaic applications," in *PESC Record. 27th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 1996, vol. 2, pp. 1710–1716.
- P. Sanjeevikumar, G. Grandi, P. W. Wheeler, F. Blaabjerg, and J. Loncarski, "A simple MPPT algorithm for novel PV power generation system by high output voltage DC-DC boost converter," in 2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), 2015, pp. 214–220.
- P. Sivakumar, A. A. Kader, Y. Kaliavaradhan, and M. Arutchelvi, "Analysis and enhancement of PV efficiency with incremental conductance MPPT technique under non-linear loading conditions," *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 543–550, 2015.
- P. Sriramalakshmi, A. Kavitha, P. Sanjeevikumar, T. Sutikno, P.K. Maroti, V.K. Ramachandaramurthy, "Control of chaos in a current mode controlled buck boost converter using weak periodic perturbation method," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 8 (4), pp. 1467-1480, 2017.
- P.K. Maroti, M.S. Bhaskar, S. Padmanaban, J.B. Holm-Nielsen, T. Sutikno, A. Iqbal, "A New Multilevel Member of Modified CUK Converter Family for Renewable Energy Applications," *CENCON 2019 - 2019 IEEE Conference on Energy Conversion*, 2019-January, art. no. 8974763, pp. 224-229, 2019.

- Q. Mei, M. Shan, L. Liu, and J. M. Guerrero, "A Novel Improved Variable Step-Size Incremental-Resistance MPPT Method for PV Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 6, pp. 2427–2434, 2011.
- R. Alik and A. Jusoh, "An enhanced P&O checking algorithm MPPT for high tracking efficiency of partially shaded PV module," *Sol. Energy*, vol. 163, pp. 570–580, 2018.
- R. Alik, A. Jusoh, T. Sutikno, "A study of shading effect on photovoltaic modules with proposed P & O checking algorithm," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 7 (1), pp. 29-40, 2017.
- R. Faranda, S. Leva, and V. Maugeri, "MPPT techniques for PV systems: Energetic and cost comparison," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–6.
- R.A. Aprilianto, Subiyanto, T. Sutikno, "Modified SEPIC converter performance for grid-connected PV systems under various conditions," *Telkomnika (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, 16 (6), pp. 2943-2953, 2018.
- S. Jain and V. Agarwal, "A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaic systems," *IEEE power Electron. Lett.*, vol. 2, no. 1, pp. 16–19, 2004.
- S. Jin, D. Zhang, and C. Wang, "UI-RI hybrid lookup table method with high linearity and high-speed convergence performance for FPGA-based space solar array simulator," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 8, pp. 7178–7192, 2017.
- S. Malathy and R. Ramaprabha, "Maximum power point tracking based on look up table approach," in *Advanced Materials Research*, 2013, vol. 768, pp. 124–130.
- T. Eswam and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Trans. energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007.
- T. Eswam, J. W. Kimball, P. T. Krein, P. L. Chapman, and P. Midya, "Dynamic maximum power point tracking of photovoltaic arrays using ripple correlation control," *IEEE Trans. power Electron.*, vol. 21, no. 5, pp. 1282–1291, 2006.

- T. Kitano, M. Matsui, and D. Xu, "Power sensor-less MPPT control scheme utilizing power balance at DC link-system design to ensure stability and response," in *IECON'01. 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (Cat. No. 37243), 2001, vol. 2, pp. 1309–1314.
- T. Noguchi and H. Matsumoto, "Maximum power point tracking method of photovoltaic using only single current sensor," *EPE2003, Toulouse*, p. 8, 2003.
- T. Shimizu, O. Hashimoto, and G. Kimura, "A novel high-performance utility-interactive photovoltaic inverter system," *IEEE Trans. power Electron.*, vol. 18, no. 2, pp. 704–711, 2003.
- T. Sutikno, A.C. Subrata, A. Elkhateb, "Evaluation of Fuzzy Membership Function Effects for Maximum Power Point Tracking Technique of Photovoltaic System," *IEEE Access*, 9, art. no. 9504530, pp. 109157-109165, 2021.
- T. Tafticht and K. Agbossou, "Development of a MPPT method for photovoltaic systems," in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 2004* (IEEE Cat. No. 04CH37513), 2004, vol. 2, pp. 1123–1126.
- T. Takashima, T. Tanaka, M. Amano, and Y. Ando, "Maximum output control of photovoltaic (PV) array," in *Collection of Technical Papers. 35th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit (IECEC)*(Cat. No. 00CH37022), 2000, vol. 1, pp. 380–383.
- T.-H. Wu, W.-C. Liu, C.-S. Moo, H.-L. Cheng, and Y.-N. Chang, "An electric circuit model of photovoltaic panel with power electronic converter," in *2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 2016, pp. 1–6.
- T.-W. Hsu, H.-H. Wu, D.-L. Tsai, and C.-L. Wei, "Photovoltaic energy harvester with fractional open-circuit voltage based maximum power point tracking circuit," *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. 66, no. 2, pp. 257–261, 2018.
- V. Kumar, S. Ghosh, N. K. S. Naidu, S. Kamal, R. K. Saket, and S. K. Nagar, "Load voltage-based MPPT technique for standalone PV systems using adaptive step," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 128, p. 106732, 2021.

- V. S. Costa, M. S. Perdigao, A. S. Mendes, D. Abbes, and A. Aitouche, "Analysis and simulation of a LLC-VI resonant converter for solar applications," in 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2017, pp. 1–6.
- V. Salas, E. Olias, A. Lazaro, and A. Barrado, "New algorithm using only one variable measurement applied to a maximum power point tracker," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 87, no. 1–4, pp. 675–684, 2005.
- W. Xiao and W. G. Dunford, "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems," in 2004 IEEE 35th annual power electronics specialists conference (IEEE Cat. No. 04CH37551), 2004, vol. 3, pp. 1957–1963.
- W. Xiao, W. G. Dunford, P. R. Palmer, and A. Capel, "Application of centered differentiation and steepest descent to maximum power point tracking," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 5, pp. 2539–2549, 2007.
- X. Li, H. Wen, Y. Hu, L. Jiang, and W. Xiao, "Modified beta algorithm for GMPPT and partial shading detection in photovoltaic systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 3, pp. 2172–2186, 2017.
- X. Liu and L. A. C. Lopes, "An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays," in 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 04CH37551), 2004, vol. 3, pp. 2005–2010.
- Y. Chen, K. Smedley, F. Vacher, and J. Brouwer, "A new maximum power point tracking controller for photovoltaic power generation," in Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC'03., 2003, vol. 1, pp. 58–62.
- Y. H. Lim and D. C. Hamill, "Simple maximum power point tracker for photovoltaic arrays," *Electron. Lett.*, vol. 36, no. 11, pp. 997–999, 2000.
- Y. H. Lim and D. C. Hamill, "Synthesis, simulation and experimental verification of a maximum power point tracker from nonlinear dynamics," in 2001 IEEE 32nd Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 01CH37230), 2001, vol. 1, pp. 199–204.

- Y. Jung, G. Yu, J. Choi, and J. Choi, "High-frequency DC link inverter for grid-connected photovoltaic system," in Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002., 2002, pp. 1410-1413.
- Y. Kim, H. Jo, and D. Kim, "A new peak power tracker for cost-effective photovoltaic power system," in IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 1996, vol. 3, pp. 1673-1678.
- Y.-P. Huang and S.-Y. Hsu, "A performance evaluation model of a high concentration photovoltaic module with a fractional open circuit voltage-based maximum power point tracking algorithm," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 51, pp. 331-342, 2016.

Profil Penulis

Tole Sutikno

Tole Sutikno mendapatkan gelar S.T. dari Universitas Diponegoro, gelar M.T. dari Universitas Gadjah Mada, dan gelar Ph.D. di Universiti Teknologi Malaysia, masing-masing pada tahun 1999, 2004 dan 2016, ketiganya didapatkan dalam bidang Teknik Elektro. Sejak 2001 ia telah menjadi Dosen, dan sejak tahun 2008 ia menjabat sebagai *Associate Professor* di Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ahmad Dahlan, Indonesia. Selain itu, ia menjabat sebagai *Editor-in-Chief* TELKOMNIKA sejak 2005, dan sejak 2016 sebagai kepala kelompok riset Embedded Systems and Power Electronics Research Group (ESPERG). Minat penelitiannya saat ini meliputi desain digital, aplikasi industri, elektronik industri, informatika industri, tenaga elektronik, penggerak motor, energi terbarukan, aplikasi FPGA, sistem tertanam, kecerdasan buatan, kontrol cerdas, dan teknologi informasi dan digital. Penulis dapat dihubungi melalui email: tole@ee.uad.ac.id

Arsyad Cahya Subrata

Arsyad Cahya Subrata mendapatkan gelar S.T. dari Universitas Ahmad Dahlan, tahun 2016, dan gelar M.T. dari Universitas Diponegoro pada bidang Teknik Elektro. Ia menjadi Kepala Bidang Teknologi pada *start-up company* yang bergerak pada bidang otomasi di bidang pertanian-peternakan, kesehatan, *aerial monitoring* dan otomasi industri sejenis sejak tahun 2017. Sejak 2018, ia telah aktif bekerja menjadi asisten peneliti di bawah Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ahmad Dahlan, Indonesia. Selain itu, ia juga aktif menjadi assistant editor pada beberapa Jurnal Internasional dalam bidang teknik elektro, komputer dan informatika. Saat ini, ia tergabung dalam tim riset Embedded Systems and Power Electronics Research Group (ESPERG) sejak tahun 2018, dan menjadi Dosen aktif di Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ahmad Dahlan, Indonesia sejak tahun 2021. Minat penelitiannya meliputi bidang elektronika daya, pengembangan energi terbarukan, robotika,

kecerdasan buatan, kontrol cerdas dan *internet of things*. Penulis dapat dihubungi melalui email: arsyad.subrata@te.uad.ac.id

Hendril Satrian Purnama

Hendril Satrian Purnama mendapatkan gelar S.T. dari Universitas Ahmad Dahlan, tahun 2017, pada bidang Teknik Elektro. Sejak 2017, ia telah aktif bekerja menjadi asisten peneliti di bawah Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ahmad Dahlan, Indonesia. Selain itu ia juga aktif menjadi asistant editor pada beberapa Jurnal Internasional dalam bidang teknik elektro, komputer dan informatika. Saat ini, ia tergabung dalam tim riset Embedded Systems and Power Electronics Research Group (ESPERG) sejak tahun 2018. Minat penelitiannya meliputi bidang elektronika daya, pengembangan energi terbarukan dan robotika. Penulis dapat dihubungi melalui email: lfriyan220@gmail.com

Watra Arsadiando

Watra Arsadiando mendapatkan gelar S.T. dari Universitas Ahmad Dahlan, tahun 2017, pada bidang Teknik Elektro. Sejak 2018, ia telah aktif bekerja menjadi asisten peneliti di bawah Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ahmad Dahlan, Indonesia. Saat ini, ia tergabung dalam tim riset Embedded Systems and Power Electronics Research Group (ESPERG) sejak tahun 2019. Minat penelitiannya meliputi bidang elektronika daya, pengembangan energi terbarukan dan robotika. Penulis dapat dihubungi melalui email: watra24arsadiando@gmail.com

Anggit Pamungkas

Anggit Pamungkas mendapatkan gelar S.T. dari Universitas Ahmad Dahlan, tahun 2018, pada bidang Teknik Elektro. Sejak 2018, ia telah aktif bekerja menjadi asisten peneliti di bawah Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ahmad Dahlan,

Indonesia. Saat ini, ia tergabung dalam tim riset Embedded Systems and Power Electronics Research Group (ESPERG) sejak tahun 2019. Minat penelitiannya meliputi bidang elektronika daya, pengembangan energi terbarukan dan robotika. Penulis dapat dihubungi melalui email: anggitpamungkas17@gmail.com

Tri Wahono

Tri Wahono mendapatkan gelar S.T. dari Universitas Ahmad Dahlan, tahun 2017, pada bidang Teknik Elektro. Sejak 2016, ia telah aktif bekerja menjadi asisten peneliti di bawah Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ahmad Dahlan, Indonesia. Selain itu ia juga aktif menjadi asistant editor pada beberapa Jurnal Internasional dalam bidang teknik elektro, komputer dan informatika. Saat ini, ia tergabung dalam tim riset Embedded Systems and Power Electronics Research Group (ESPERG) sejak tahun 2017. Saat ini ia sedang melanjutkan studi untuk mendapatkan gelar master di Universitas Gadjah Mada, Indonesia. Minat penelitiannya meliputi bidang elektronika daya dan pengembangan energi terbarukan. Penulis dapat dihubungi melalui email: triwahono060@gmail.com

Profil ESPERG

Embedded Systems and Power Electronics Research Group (ESPERG) didirikan pada tahun 2016 oleh Assoc. Prof. Tole Sutikno, M.T., Ph.D. Fokus riset dalam tim ini adalah pada bidang elektronika daya, energi terbarukan, kendali motor dan system kendali cerdas. Saat ini, ESPERG digawangi oleh seorang leader yaitu Assoc. Prof. Tole Sutikno, M.T., Ph.D. dan 7 member, dimana tiga diantaranya adalah dosen aktif Universitas Ahmad Dahlan. Hingga akhir 2021, terhitung pencapaian leader tim ESPERG adalah lebih dari 250 publikasi paper riset yang telah dihasilkan, lebih dari 2500 kutipan dan dengan 24 h-indeks. Laboratorium riset ESPERG berlokasi di JEC Residence, No. B2, Plumbon, RT 12, Jl. Sukun Raya, Kabupaten Bantul, Daerah Istimewa Yogyakarta 55198. Sedangkan ruang displai karya berlokasi di Gedung Laboratorium Terpadu Universitas Ahmad Dahlan Jl. Universitas Ahmad Dahlan Kampus 4, Kragilan, Tamanan, Kec. Banguntapan, Kabupaten Bantul, Daerah Istimewa Yogyakarta 55191.

Catatan:

Catatan:

Kemajuan Teknologi Konverter, MPPT, Penyimpanan Energi dan Stabilitas pada Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Buku ini membahas tentang kemajuan teknologi pada bidang Energi Terbarukan, khususnya pada aplikasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Pesatnya perkembangan teknologi PLTS dan tingginya semangat dunia dalam upaya membangun energi yang bersih dan ramah, menjadi motivasi dalam pembuatan buku ini. Aspek-aspek penting terkait teknologi PLTS, khususnya perangkat konverter, teknik MPPT, penyimpanan energi dan stabilitas dibahas secara kompeherensif.

Buku ini disusun dalam 10 bab yang berkaitan dengan pembangkitan energi listrik dengan tenaga surya. Pembahasan dalam buku diawali dengan dasar-dasar PLTS. Selanjutnya, sistem PV yang terhubung dengan jaringan utilitas diulas pada dua bab. Pada bagian ini dibahas topologi-topologi inverter dan metode untuk mengatasi permasalahan islanding. Tiga bab selanjutnya akan diulas secara menyeluruh tentang metode-metode MPPT yang dinarasikan berdasarkan hasil-hasil penelitian. Bab selanjutnya membahas tentang kendali sistem PV dalam kondisi jaringan normal. Selanjutnya dibahas terkait teknologi penyimpanan pada sistem PV dan pemodelan SMES untuk prospek aplikasi masa depan. Penilaian stabilitas tenaga listrik khususnya yang terintegrasi dengan unit dibahas pada bab akhir.



Institute of Advanced Engineering and Science (IAES)
Redaksi: D2, Griya Ngoto Asri, Bangunharjo, Sewon 55187 Bantul, Yogyakarta, Indonesia,
Telp: +62 274 4331796, 4534501, 2805750

