

PEMODELAN HARGA ENERGI TANPA RUGI JARINGAN PADA SISTEM TENAGA TERKONGESTI

Muhammad Bachtiar Nappu

Departemen Teknik Elektro
Universitas Hasanuddin
Makassar, Indonesia
bachtiar@eng.unhas.ac.id

Abstrak- Paper ini menyajikan konsep dasar pemodelan harga nodal di pasar listrik yang kompetitif dan untuk mengatasi kemacetan, tetapi menyederhanakan metode dan memiliki transparansi yang dapat diterima sehingga dapat mengirimkan sinyal ekonomi dengan benar kepada pelaku pasar. Harga nodal yang diwakili oleh strategi penyelesaian berbasis model harga *locational marginal price* (LMP) dilakukan dalam lingkungan pasar listrik yang kompetitif untuk menetapkan jumlah uang yang diterima oleh perusahaan pembangkitan dari operator sistem dan dibayarkan kepada operator sistem dari pelanggan. Makalah ini menginvestigasi formulasi model LMP dengan mengabaikan rugi-rugi jaringan menggunakan aliran daya optimal DC (DC-OPF). Dalam pendekatan ini, model LMP merepresentasikan harga energi dan biaya kongesti transmisi. Penerapan metode yang diusulkan pada sistem 3-bus dan hasilnya diteliti dalam makalah ini.

Kata Kunci: harga energi, kongesti transmisi, *locational marginal price*, rugi-rugi jaringan.

I. PENDAHULUAN

Dalam beberapa dekade terakhir, negara-negara maju di dunia mengambil langkah untuk mereformasi infrastruktur ketenagalistrikan karena telah menjadi bagian fundamental dari instrumen pembangunan ekonomi berkelanjutan. Kepemilikan publik tradisional monopoli sebelumnya, juga dikenal sebagai model layanan utilitas yang terintegrasi secara vertikal, yang bertanggung jawab untuk menyediakan pelanggan waralaba dengan berbagai layanan listrik. Model ini telah diubah menjadi model bisnis kepemilikan pribadi, pembangkitan tanpa paket, transmisi, distribusi dan ritel dan pengenalan persaingan ke dalam industri kelistrikan. Struktur persaingan dalam pasar ketenagalistrikan yang dideregulasi diharapkan memiliki potensi untuk mendorong efisiensi ekonomi industri ketenagalistrikan [1-3].

Dalam lingkungan pasar yang kompetitif, *bottleneck* di saluran transmisi akan menjadi hambatan bagi persaingan sempurna di antara para pelaku pasar. Oleh karena itu, pengoperasian dan perencanaan sistem jaringan transmisi harus direncanakan dengan baik [3-5].

Salah satu kelemahan yang jelas dari kendala transmisi adalah masalah kongesti. Kongesti adalah hasil dari kendala transmisi yang membatasi

kapasitas jaringan, yang memaksakan transfer daya secara bersamaan dari serangkaian transaksi daya. Masalah mendasar dalam pasar persaingan adalah mekanisme *market clearing price* (MCP). Mekanisme ini akan memiliki korelasi langsung dengan manajemen transmisi.

Di bawah lingkungan akses terbuka, harga energi yang berbeda di seluruh jaringan akan tercipta sebagai akibat dari kendala transmisi dan kehilangan jaringan. Jika tidak terjadi kongesti pada saluran transmisi dan rugi-rugi diabaikan, maka harga daya akan sama di semua bus. Kondisi ini dikenal dengan istilah *uniform marginal pricing* (UMP). Namun, karena aliran daya melanggar Batasan keamanan transmisi, penjadwalan ulang unit pembangkit diperlukan dan ini akan menyebabkan harga yang berbeda di setiap bus. Fenomena ini didefinisikan sebagai harga marjinal lokasi (LMP). Berdasarkan fakta tersebut, hubungan antara *market clearing price* dan pengelolaan transmisi memiliki keterkaitan yang kuat, yang perlu dikaji untuk mendapatkan harga yang efisien dan transparan untuk memuaskan semua pelaku pasar.

Di atas segalanya, masalah kongesti transmisi tetap menjadi problem utama dalam struktur kelistrikan yang baru [6-10]. *Independent system operator* (ISO) biasanya mengamati transaksi, mengontrol keadaan sistem dan mengambil peran penting dalam menangani manajemen kongesti jaringan. Pengelola pasar bertanggung jawab mengurangi kemacetan jaringan untuk menjaga keamanan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik guna memastikan semua pelaku pasar memiliki hak yang sama untuk mengakses sistem transmisi tanpa diskriminasi [11-13].

Oleh karena itu, penulis dalam makalah ini memperkenalkan skema model penetapan harga energi berbasis biaya tambahan untuk mengatasi kongesti, tetapi menyederhanakan metode dan memiliki transparansi yang dapat diterima sehingga dapat mengirimkan sinyal ekonomi dengan benar kepada pelaku pasar. Dalam manuskrip ini, skema yang diusulkan disajikan untuk meninjau secara singkat ide utama di balik perhitungan LMP, dan membahas lebih lanjut teknik yang digunakan untuk memasukkan biaya kongesti transmisi ke dalam model.

II. MODEL PASAR LISTRIK

Pasar listrik yang beroperasi di seluruh dunia dapat diklasifikasikan secara luas menjadi tiga model pasar dasar [14], sebagai berikut:

Model Power Pool

Model pasar listrik yang paling umum digunakan adalah power pool atau PoolCo. Model ini adalah pasar terpusat untuk kliring harga penawaran dan permintaan. ISO sebagai operator pasar melakukan *bid clearance*, dengan menjalankan *economic dispatch*, dimana penjual mengajukan *supply bid* dan pembeli mengajukan *purchase bid (price-quantity characteristic)*. ISO akan melakukan kliring harga untuk menentukan harga spot tunggal listrik baik secara day-ahead ataupun pada basis *hour-ahead* [15]. Harga kliring pasar (MCP) mewakili tawaran energi terakhir yang ditetapkan, yang menandakan konsumsi jangka pendek dan investasi jangka panjang yang efektif. Untuk kompetisi sempurna, harga kliring pasar mewakili biaya marginal dari penawaran terakhir, di mana pemasok yang menang dibayar dan pembeli yang berhasil dikenai harga MCP.

Model Kontrak Bilateral

Model ini bersifat desentralisasi untuk akses langsung antara pemasok dan pengguna akhir. Kontrak bilateral adalah perjanjian yang dapat dinegosiasikan tentang pengiriman dan penerimaan kekuasaan antara dua pelaku pasar, pemasok dan pembeli. Operator sistem independen bertindak secara mandiri untuk membuat kontrak syarat dan ketentuan. Padahal, validasi tentang kemampuan transmisi yang memadai perlu dilakukan oleh ISO untuk memastikan bahwa transaksi aman dan terjamin. Pasar grosir listrik di Norwegia sebagian besar merupakan pasar kontrak bilateral dengan kontrak masa depan.

Model bilateral merupakan model yang sangat fleksibel, karena pihak perdagangan terlibat langsung dalam menentukan syarat-syarat kontrak. Kontrak melibatkan biaya perdagangan tambahan ditambah waktu negosiasi dan keterlibatan broker. Jenis perdagangan bilateral pertama adalah transaksi bilateral fisik.

Di bawah model ini, pemasok menjadwalkan sendiri kapasitas mereka untuk memasok jumlah tertentu dengan harga tertentu. Jenis lainnya adalah transaksi bilateral yang dapat diperdagangkan, yang merupakan kontrak jangka panjang antara dua pihak, namun peserta memiliki kebebasan untuk terlibat dalam transaksi lain atau untuk membeli dari pasar spot jika memungkinkan.

Model Hibrida

Kombinasi antara berbagai fitur *power pool* dan kontrak bilateral disebut model *hybrid* atau hibrida. Dalam model hibrida ini, pemanfaatan sistem *pool* adalah opsional; pelanggan akan diizinkan untuk menegosiasikan perjanjian catu daya secara langsung dengan pemasok, jika tidak memilih untuk menerima daya dari *pool* dengan harga *spot*. *Pool* akan melayani pembeli dan penjual yang tidak menandatangani kontrak bilateral.

Oleh karena itu, model khusus ini memungkinkan lebih banyak pilihan pelanggan.

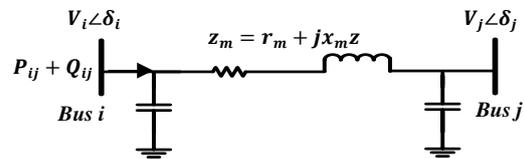
California ISO adalah contoh pasar listrik yang mengadopsi model hibrida karena merupakan kombinasi dari *public exchange (power exchange)* dan *private exchange* dalam hubungannya dengan koordinasi penjadwalan [16].

III. TEKNIK ALIRAN DAYA OPTIMAL

Aliran daya optimal adalah pemrograman matematika yang sangat besar dan kompleks. Aliran daya yang optimal dapat digambarkan sebagai minimalisasi biaya pembangkitan daya nyata dalam sistem daya yang saling terhubung sementara daya nyata dan reaktif, tap transformator dan sudut pergeseran fasa dapat dikontrol dan diperlukan berbagai *inequality constraints* (kendala pertidaksamaan) [17]. Prosedurnya terdiri dari metode penggunaan teknik aliran daya untuk pengiriman ekonomis sementara variabel yang dapat dikontrol tertentu disesuaikan untuk meminimalkan fungsi tujuan seperti biaya pembangkitan daya aktif atau rugi-rugi daya, sambil memenuhi batasan fisik dan operasi pada berbagai fungsi kontrol dan variabel dependen.

Aliran daya optimal telah diusulkan oleh banyak operator pasar ketenagalistrikan dan digunakan secara luas dalam berbagai cara baik untuk mengirimkan daya maupun *power market clearing* untuk menghitung LMP. Umumnya OPF digunakan untuk *security constrained economic dispatch* dan *re-dispatch* ketika mengontrol kongesti transmisi sekaligus memaksimalkan kemampuan transfer daya dari sistem transmisi tanpa melanggar batasannya [9, 18-30]. Model lelang ini menerapkan keamanan sistem melalui kendala aliran daya sederhana, dan karenanya dapat disebut sebagai *security constraints OPF problems*. Skema OPF standar untuk perhitungan LMP dapat dimodelkan sebagai minimalisasi total biaya produksi yang memenuhi syarat keseimbangan energi dan kendala transmisi.

Aliran daya pada saluran transmisi yang menghubungkan bus *i* ke bus *j* ditunjukkan pada Gambar 1 diberikan oleh:



Gambar 1 Rangkaian ekuivalen-Pi jaringan transmisi

$$\begin{aligned}
 S_{ij} &= P_{ij} + Q_{ij} = V_i \left[\frac{V_i - V_j}{z_m} \right]^* \\
 &= \frac{1}{z_m^*} [|V_i|^2 - |V_i||V_j| \angle \delta_i - \delta_j] \\
 &= \frac{1}{z_m^*} [|V_i|^2 - |V_i||V_j| \{ \cos(\delta_i - \delta_j) + j \sin(\delta_i - \delta_j) \}]
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

IV. MODEL LMP MENGABAIKAN LOSSES

Pemodelan total biaya produksi dan total keuntungan yang diperoleh konsumen diberikan oleh:

$$C_i(P_{G_i}) = a_i + b_i + c_i \cdot P_{G_i}^2$$

$$B_i(P_{D_i}) = d_i + e_i + f_i \cdot P_{D_i}^2$$

Fungsi tujuannya adalah memaksimalkan total *social welfare* yang juga sama dengan meminimalkan total biaya sosial;

$$Obj = \text{Min} \sum_{i=1}^{n_G} C_i(P_{G_i}) - \sum_{j=1}^{n_D} B_j(P_{D_j}) \quad (2)$$

Social welfare adalah selisih antara total biaya produksi dan total benefit pelanggan, yang akan diminimalkan dalam *pool*.

Umumnya, aliran daya optimal DC (DC-OPF) digunakan untuk merumuskan model LMP tanpa memperhitungkan kerugian jaringan. Dalam mekanisme *dispatch* berbasis *pool* metodologi ini digunakan sebagai solusi optimal yang diperlukan dengan tunduk pada serangkaian kendala praktis sebagai berikut:

- Keseimbangan daya bus

$$P_i = \sum_{\substack{i=1 \\ (j \neq 1)}}^{N_{bus}} [B_{ij}] [\delta_i - \delta_j]$$

$$P_i = P_{G_i} - P_{D_i} \quad \text{untuk } i = 1, 2, \dots, N_{bus}$$

$$P_i : \text{injeksi netto pada bus } i$$

- Keluaran daya generator

$$P_{G_j}^{min} \leq P_{G_j} \leq P_{G_j}^{maks} \quad \text{untuk } i = 1, \dots, N_G$$

- Permintaan daya aktif

$$P_{D_j}^{min} \leq P_{D_j} \leq P_{D_j}^{maks} \quad \text{untuk } j = 1, \dots, N_D$$

- Kemampuan transfer daya

$$P_{ij}(\delta) \leq P_{ij}^{maks} \quad \text{untuk } i = 1, \dots, N_{bus}$$

Dari fungsi objektif dengan memperhatikan batasan di atas, fungsi Lagrangian kemudian diimplementasikan setelah memilih node referensi ($\delta_{ref} = 0$). Kondisi optimal akan menghasilkan sekumpulan variabel keputusan dan multiplier;

$$z = [P_1 P_2 \dots P_n \delta_1 \delta_2 \dots \delta_{n-1} \lambda_1 \lambda_2 \dots \lambda_n \mu_1 \mu_2 \dots \mu_m]^T$$

Harga marjinal lokasi ini diwakili melalui *Lagrangian Multipliers* sebagai berikut:

$$LMP = \lambda \quad (3)$$

Lagrangian Multipliers dapat dianggap sebagai biaya marjinal atau biaya tambahan pada setiap bus pembangkit untuk menjadwalkan kembali pembangkitan daya dengan cara menghasilkan energi untuk melayani beban di area yang dimodelkan dengan biaya minimum. *Merchandising surplus* yang dihasilkan terdiri atas pendapatan kongesti akibat pelanggaran terhadap kendala transmisi.

V. HASIL DAN ANALISIS

Metode yang diusulkan diimplementasikan lebih lanjut pada model sistem 3-bus sederhana. Beberapa karakteristik penting dievaluasi untuk menggambarkan fitur yang bermanfaat dari metode yang diusulkan. Sistem ini mensyaratkan untuk menyalurkan beban gabungan sistem sebesar 800 MW.

Skema harga energi LMP tanpa rugi-rugi jaringan dengan metode DC-OPF yang telah dimodelkan pada bagian sebelumnya diterapkan pada sistem 3 bus untuk menentukan nilai LMP optimal pada setiap bus. Skema memperhitungkan harga energi dan biaya kongesti transmisi tetapi mengabaikan adanya rugi-rugi jaringan. Hal ini untuk menyederhanakan model agar mencapai titik optimal. Hasil simulasi diilustrasikan pada Gambar 2 dan 3.

Gambar 2 menunjukkan nilai biaya objektif untuk semua kemungkinan bus referensi. Ketika Bus 1 dipilih sebagai bus referensi, biaya objektif menghasilkan \$17625/h. Nilai serupa juga diperoleh saat bus referensi berubah menjadi Bus 2 atau Bus 3. Hal ini menegaskan bahwa meskipun metode DC-OPF adalah fungsi sudut fasa tegangan, namun metode ini tidak bergantung pada pemilihan bus referensi.

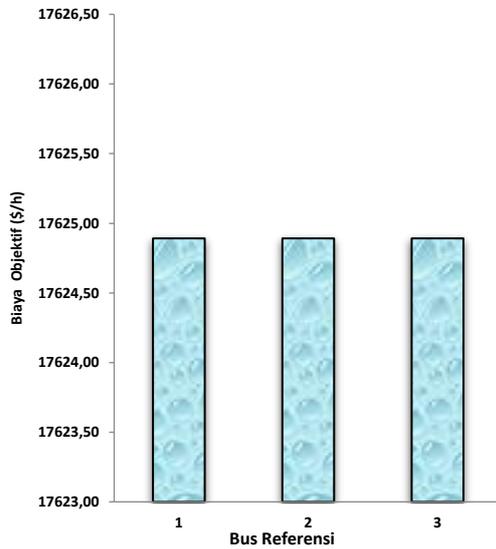
Perlu dicatat bahwa pemilihan bus referensi pada node tertentu akan membuat sudut fasa tegangan pada bus tersebut diatur pada posisi 0°. Namun, karena perbedaan sudut fasa antara bus referensi dan bus lainnya terlalu kecil, biaya tujuan akhir yang diperoleh untuk semua bus referensi lainnya tidak berubah secara signifikan.

Fenomena serupa juga ditemukan pada Gambar 3, yang menunjukkan nilai *merchandising surplus* yang diperoleh untuk semua bus referensi yang dipilih. Dapat dilihat bahwa pola hasil cenderung datar dan konstan, serupa dengan pola seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2. Karena Bus 1 dipilih sebagai titik referensi, *merchandising surplus* yang diperoleh adalah sekitar \$1845/h. Selanjutnya, situasi yang sama terjadi ketika bus referensi diubah menjadi Bus 2 atau Bus 3, nilai *merchandising surplus* tidak berubah sama sekali.

Hasil yang ditunjukkan pada Gambar 2 dan Gambar 3 memberikan indikasi bahwa penerapan metode DC-OPF yang diusulkan tidak bergantung pada pemilihan bus referensi untuk mendapatkan biaya objektif atau surplus barang dagangan yang lebih baik. Akibatnya, titik bus referensi dapat diatur di setiap node. Namun, bus referensi

umumnya terletak di bus yang terhubung dengan generator terbesar.

Selain itu, simulasi dilanjutkan untuk mengilustrasikan aliran daya beban pada sistem 3 bus dengan mengabaikan efek rugi-rugi jaringan. Skema aliran daya beban yang tidak terkendala yang pertama kali disimulasikan.



Gambar 2 Biaya objektif LMP tanpa rugi-rugi jaringan

Dengan kondisi tersebut, diketahui bahwa saluran transmisi *L1* mengalirkan daya sebesar 44,9 MW, sedangkan saluran transmisi *L2* dan *L3* mengalirkan daya masing-masing sebesar 444,9 MW dan 355,1 MW untuk memenuhi beban sistem sebesar 800 MW. Karena tidak ada kongesti transmisi pada jalur tertentu, hal ini membuat harga energi optimal di setiap bus menjadi sama, yaitu \$26/MWh. Harga identik ini dikenal sebagai *Unifrom Marginal Price* (UMP).

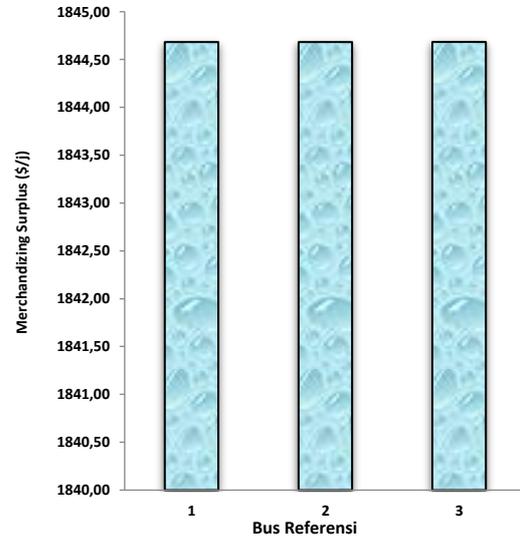
Selanjutnya, ketika saluran transmisi dianggap memiliki kendala keamanan, terjadi perubahan aliran daya yang signifikan pada setiap saluran transmisi. Saluran transmisi *L1* melewati daya sekitar 38,54 MW. Sedangkan saluran transmisi *L2* dan *L3* mengalirkan sisanya masing-masing sebesar 450 MW dan 350 Mw.

Perlu diperhatikan bahwa *bottleneck* transmisi terjadi pada saluran transmisi *L3*. Kongesti yang ditimbulkan menyebabkan perbedaan harga energi di setiap bus. Karena faktor kongesti transmisi eksis pada jaringan, harga energi optimal sekarang menjadi: \$26,172/jam di Bus 1, \$23,828/jam di Bus 2, dan \$27,339/jam di Bus 3. Kondisi yang tidak seragam inilah yang dikenal dengan istilah sebagai *locational marginal price* atau LMPs.

VI. KESIMPULAN

Pemodelan harga nodal berbasis kongesti yang efektif adalah faktor kunci dalam menentukan harga transmisi, yang dapat menghasilkan sinyal

ekonomi terutama saat *bottleneck* terjadi. Oleh karena itu, pemodelan harga nodal berbasis kongesti, yang dikenal sebagai model LMP, telah dibuat dalam penelitian ini. Model yang diterapkan didasarkan pada metode aliran daya optimal DC.



Gambar 3 Merchandising surplus tanpa rugi-rugi jaringan

Karena rugi-rugi jaringan pada dasarnya memang terjadi pada saluran transmisi, perumusan model LMP untuk menentukan energi optimal harus memasukkan bagian rugi-rugi tersebut. Oleh karena itu, untuk studi selanjutnya, *optimization tool* yang komprehensif untuk penetapan harga nodal berbasis kongesti perlu dikembangkan untuk mendorong harga yang transparan dan kompetitif namun tetap dapat mengatasi masalah seputar manajemen transmisi. Selain itu, model LMP berdasarkan metode yang berbeda juga harus dipertimbangkan dalam penelitian selanjutnya untuk memberikan solusi alternatif yang dapat berguna untuk mencapai hasil perhitungan yang semakin baik.

REFERENSI

- [1] W. W. Hogan, "Independent System Operator: Pricing and Flexibility in A Competitive Electricity Market," John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, Massachusetts Feb. 1998.
- [2] R. D. Tabors and S. Adamson, "Price Discrimination in Organized/Centralized Electric Power Markets," 2006.
- [3] G. B. Shrestha and P. A. J. Fonseka, "Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1658-1665, 2004.
- [4] R. D. Christie, B. F. Wollenberg, and I. Wangenstein, "Transmission management in the deregulated environment," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, pp. 170-195, 2000.
- [5] J. B. Cardell, "Improved Marginal Loss Calculations during Hours of Transmission Congestion," 2005.

- [6] A. K. David, "Dispatch methodologies for open access transmission systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, pp. 46-53, 1998.
- [7] P. Kaymaz, J. Valenzuela, and C. S. Park, "Transmission Congestion and Competition on Power Generation Expansion," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 156-163, 2007.
- [8] M. C. Falvo, "An approach for transmission system expansion planning in electricity market," 2006
- [9] H. Rudnick, R. Palma, and J. E. Fernandez, "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, pp. 1125-1132, 1995.
- [10] I. J. Perez-Artilaga, F. J. Rubio, J. F. Puerto, J. Arceluz, and J. Marin, "Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, pp. 546-553, 1995.
- [11] H. Singh, S. Hao, and A. Papalexopoulos, "Transmission congestion management in competitive electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, pp. 672-680, 1998.
- [12] R. S. Fang and A. K. David, "Transmission congestion management in an electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 877-883, 1999.
- [13] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [14] T. W. Gedra, "On transmission congestion and pricing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 241-248, 1999.
- [15] J. Cardell, "A Real Time Price Signal for FACTS Devices to Reduce Transmission Congestion," 2007.
- [16] D. Shirmohammadi, B. Wollenberg, A. Vojdani, P. Sandrin, M. Pereira, F. Rahimi, T. Schneider, and B. Stott, "Transmission dispatch and congestion management in the emerging energy market structures," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, pp. 1466-1474, 1998.
- [17] California-ISO, "Shift Factors: Methodology and Example," in *CAISO Market Operations*: [online] Available:., 2008, pp. <http://www.caiso.com/docs/2004/02/13/200402131609438684.pdf>.
- [18] M. Shahidepour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems*. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.
- [19] E. D. Farmer, B. J. Cory, and B. L. P. P. Perera, "Optimal pricing of transmission and distribution services in electricity supply," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, pp. 1-8, 1995.
- [20] G. Hamoud and I. Bradley, "Assessment of transmission congestion cost and locational marginal pricing in a competitive electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 769-775, 2004.
- [21] M. B. Nappu, T. K. Saha, and P. A. J. Fonseca, "Investigation on congestion-based optimal energy price for competitive electricity market," in *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, Singapore, 24-27 November 2008, pp. 860-865.
- [22] M. B. Nappu and T. K. Saha, "A comprehensive tool for congestion-based nodal price modelling," in *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES-GM)*, Calgary, Alberta, Canada, 26-30 July, 2009, pp. 1-8.
- [23] Muhammad Bachtar Nappu and Tapan Kumar Saha, "An Advanced Method of Congestion Management for Optimal Energy Pricing," in *Paths to Sustainable Energy* (Book), Jatin Nathwani and A. W. Ng (Ed.), ISBN: 978-953-307-401-6, Croatia: InTech, 2010, pp. 181-196.
- [24] M.B. Nappu, A. Arief, R.C. Bansal, "Transmission Management for Congested Power System: A Review of Concepts, Technical Challenges and Development of A New Methodology", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (RSER), vol. 38, no. 10, pg. 572-580, ELSEVIER, October 2014. doi: 10.1016/j.rser.2014.05.089.
- [25] M.B. Nappu, R.C. Bansal, T.K. Saha, "Market Power Implication on Congested Power System: A Case Study of Financial Withheld Strategy", *International Journal of Electric Power and Energy Systems* (IJEPES), vol. 47, pg. 408-415, ELSEVIER, May 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.09.016>
- [26] M.B. Nappu, A. Arief, "Network Losses-Based Economic Redispatch for Optimal Energy Pricing in a Congested Power System", *International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2016)*, Kitakyushu, Japan, 8-10 September 2016.
- [27] M.B. Nappu, R.C. Bansal, "Evaluation of GENCO's Strategy in Creating a Congested System for Exercising Market Power", *Proceedings of the 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting (IEEE PES-GM 2011)*, Michigan, Detroit, USA, 24th -28th July, 2011.