

Penentuan Kriteria Kapasitas Transformator Berdasarkan Proyeksi Kebutuhan Energi secara Mikrospasial

ADRI SENEN¹, HASNA SATYA DINI¹, DWI ANGGAINI¹, PERDANA PUTERA ²

¹Teknik Elektro, Institut Teknologi PLN, Indonesia

²Teknologi Rekayasa Komputer, Politeknik Pertanian Negeri Payakumbuh, Indonesia
Email: adrisenen@itpln.ac.id

Received 15 Juli 2021 | *Revised* 17 Agustus 2021 | *Accepted* 27 September 2021

ABSTRAK

Proyeksi energi memiliki peran penting dalam perencanaan pengembangan sistem distribusi listrik. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan lokasi, jumlah dan penambahan kapasitas transformator yang diperlukan di area jaringan Tangerang. Metode prakiraan proyeksi energi dilakukan secara mikrospasial dengan membagi area layanan dalam bentuk grid – grid yang kecil (kelurahan). Selanjutnya pengelompokan (clustering) dilakukan berdasar karakteristik geografis, demografi, ekonomi dan kelistrikan wilayah untuk memperkirakan kerapatan beban. Hasil clustering yang terdiri dari 100 kelurahan, terkelompok menjadi 5 cluster dengan pertumbuhan beban per cluster rata-rata sebesar 8,4 %. Hasil perhitungan kapasitas transformator untuk wilayah Tangerang untuk 10 tahun adalah 250 kVA, 630 kVA, 1000 kVA dan 1250 kVA, dengan asumsi pembebanan transformator maksimal 80 %. Disamping itu prakiraan beban pada tingkatan transformator distribusi mengalami penambahan 3.064 unit gardu distribusi.

Kata kunci: *Prakiraan Beban, Transformator, Micro-spatial, Cluster, Tangerang*

ABSTRACT

Energy projection has important role in the planning of electricity distribution systems development. This study set out to investigate location, number and capacity of the transformers in Tangerang network area. A microspatial energy projection forecasting method was used by dividing the service area into small grids. Furthermore, clustering is carried out based on geographical, demographic, economic and electrical characteristics of the region to predict the load density. The clustering results consist of 100 grids grouped into 5 clusters with an average load growth 8.4% per cluster. As the result, the transformers capacity for the Tangerang area for the next 10 years are 250 kVA, 630 kVA, 1000 kVA and 1250 kVA, with the assumption that the maximum transformer loading is 80%. In addition, the estimated load at the distribution transformer level has an additional 3,064 distribution substations.

Keywords: *Load Forecasting, Transformer, Micro-spatial, Cluster, Tangerang*

1. PENDAHULUAN

Perkembangan permintaan energi listrik sejalan dengan meningkatnya kesejahteraan dan kemajuan masyarakat. Hal ini tentunya juga harus diimbangi dengan peningkatan sumber pembangkit energi listrik dan kemampuan infrastruktur yang mendukung penyaluran dan pendistribusian energi listrik, mulai dari pembangkitan sampai ke konsumen. Ketimpangan pada satu komponen sistem tenaga listrik tersebut akan berdampak pada kualitas pensuplaian energi ke konsumen yang tidak sesuai standar yang berlaku **(Xu, dkk, 2020)**. Dalam operasi penyaluran tenaga listrik transformator sebagai salah satu peralatan tenaga listrik yang berfungsi menaikkan atau menurunkan level tegangan. Sehingga transformator menjadi jantung dari transmisi dan distribusi. Peningkatan permintaan energi listrik bisa menyebabkan pembebanan yang tidak sesuai kemampuan transformator atau transformator itu sendiri dalam memenuhi kebutuhan pelanggan **(Bunn, dkk, 2019)**

Apabila transformator distribusi telah mengalami beban lebih dan diperkirakan akan ada penambahan beban baru yang harus dilayani, maka transformator distribusi tersebut diganti dengan transformator baru yang kapasitasnya lebih besar atau ditambah transformator baru sehingga diperoleh kapasitas total yang lebih besar **(Bracale, dkk, 2019)(Farahzad, dkk, 2020)(Pasculescu, dkk, 2019)**. Oleh karena itu, diperlukan suatu prakiraaan peramalan beban yang akurat agar bisa menentukan *rating*, kapasitas, jumlah dan lokasi transformator itu berada.

Peramalan beban biasanya berbasiskan data historis beban di masa sebelumnya. Dimulai dari penentuan model dan selanjutnya model ini dapat dipakai untuk menentukan besaran beban di masa mendatang **(Gajowniczek & Zabkowski, 2018)(Kampezidou & Grijalva, 2016)**. Teknik ini biasa disebut dengan cara runtun waktu (*time series*), perubahan beban hanya berdasarkan kepada dinamika beban, padahal sejatinya pertambahan beban dipengaruhi oleh berbagai faktor **(Raza, dkk, 2020)(Shahzadeh, dkk, 2015)(Ye, dkk, 2019)**. Teknik lain yang digunakan dalam peramalan adalah cara ekonometri, yaitu teknik *forecasting* beban listrik dengan memperhitungkan besaran sosio-ekonomi. Cara ini lebih rumit jika dibanding dengan *time series*. Meskipun demikian, metode itu umumnya masih bersifat makro karena tidak bisa memperlihatkan lokasi pusat beban berada.

Bertitik tolak dari hal tersebut peramalan beban secara mikrospasial menjadi sebuah solusi yang bisa menjawab permasalahan tersebut. Metoda ini membagi wilayah pelayanan menjadi *grid-grid* kecil. Dengan proses *clustering* pada komponen utama akan mengurangi tingkat kerumitan menjadi N kali dibanding metoda sebelumnya, dimana N adalah jumlah *cluster*. Hasil ramalan diperoleh dalam bentuk kerapatan beban yang kemudian digunakan untuk memproyeksikan kebutuhan beban puncak masing-masing grid berdasarkan perubahan tata guna lahan dari area tersebut. Pertumbuhan kerapatan beban inilah yang dijadikan acuan dalam menetapkan kriteria desain transformator suatu wilayah yakni *rating*, kapasitas dan jumlah transformator di masing-masing *grid* tersebut.

2. METODE

2.1 *Micro-Spatial Load Forecasting*

Metode prediksi beban spasial yang berbasis simulasi tata guna lahan merupakan metode yang memproyeksikan tipe dan rapatan beban dari perkembangan suatu area yang berbasis pada perubahan penggunaan lahan eksisting dan yang akan datang **(Senen, 2020)(Shahzadeh, dkk, 2015)**. Informasi pola perkembangan tata guna lahan kemudian diterjemahkan ke dalam pola perkembangan kebutuhan beban.

Metode yang berbasis pada pemodelan simulasi tata guna lahan, umumnya diawali dengan membagi area pelayanan dan utilitas listrik menjadi set wilayah yang kecil-kecil. Ukuran *grid* itu bervariasi bergantung pada ketersediaan data dan metoda prakiraan yang akan digunakan. Proses simulasi berbasis tata guna lahan dimulai dengan analisa area pelayanan menurut kelas pelanggan rumah tangga, industri, komersial dan sosial kemudian diprediksi pertumbuhan bebannya

2.1.1 Analisis Cluster

Clustering merupakan proses pengelompokan data menjadi beberapa kelompok data. Kemiripan data akan maksimum di dalam satu *cluster* dan sebaliknya akan menjadi minimum jika dibandingkan antar *cluster*. Proses partisi satu set objek data ke dalam himpunan bagian atau *cluster* (**Widyastuti, dkk, 2020**) ini ditentukan melalui algoritma *clustering*

Salah satu metode yang dapat digunakan untuk mengukur nilai kesamaan antar objek-objek ialah dengan *weighted Euclidean Distance*. Metode ini menghitung jarak antara dua buah titik berdasarkan nilai dari masing-masing atribut pada kedua titik tersebut. Jarak adalah pendekatan yang biasa digunakan dalam menentukan kesamaan atau ketidaksamaan antara dua vektor. Hal ini dinyatakan dengan *ranking*. Pengukuran jarak dengan metode euclidean (**Rencher, 2002**) dapat ditentukan dengan Persamaan (1):

$$j(v_1, v_2) = \sqrt{\sum_{k=1}^N (v_1(k) - v_2(k))^2} \quad (1)$$

Dimana v_1 dan v_2 adalah dua vektor yang akan dihitung jaraknya dan N adalah panjang vektor. Jika nilai ranking yang dihasilkan semakin kecil maka kedua vektor tersebut semakin dekat/tinggi kesamaannya.

Analisa *cluster* yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan *hierarchical clustering* dimana data dikelompokkan melalui suatu bagan yang berbentuk hirarki, di mana dilakukan penggabungan dua grup yang terdekat di setiap iterasinya dan pembagian dari seluruh set data kedalam *cluster*.

2.1.2 Principal Component dan Factor Analysis

Analisis komponen utama pada dasarnya memiliki tujuan agar variabel yang diamati menjadi lebih sederhana dengan cara mereduksi dimensinya. Persamaan komponen utama (**Johnson & Wichern, 2007**) dapat dinyatakan dengan Persamaan (2):

$$X_i = a_{11}X_1 + a_{21}X_2 + \dots + a_{p1}X_p \quad (2)$$

Atau

$$X_i = a_i X_o$$

Di mana:

X_i = komponen utama ke- i

a_{pi} = koefisien variabel X yang bersesuaian dengan variabel X

Pembobot a_i adalah vektor normal dan $a_i a_0 = 1$, dipilih sehingga varians komponen utama menjadi maksimum. Varians komponen utama dinyatakan sebagai $S_{x_i}^2 = a_i S a_0$ (S = matriks varians-covarians), vektor pembobot a_i adalah koefisien pembobot variabel asal bagi komponen utama ke- i . Untuk mengukur tingkat keeratan hubungan antara variabel asal dan komponen utama digunakan koefisien korelasi yaitu koefisien korelasi antara variabel ke- i dan

komponen utama ke-j. Untuk komponen utama yang diturunkan dari matriks Var-Cov dihitung dengan Persamaan (3) (**Johnson & Wichern, 2007**) :

$$r_{iX} = r_{ij} = \frac{a_{ij} \sqrt{\lambda_j}}{s_i} \quad (3)$$

Dimana:

- r = korelasi
- λ = nilai eigen

Syarat untuk pembentukan komponen utama sebagai kombinasi linier dari variabel x agar mempunyai varian maksimum yaitu $e_i' e_i = 1$.

2.1.3 Pemodelan Matematis

Analisis regresi merupakan teknik analisis yang khas untuk menentukan model regresi antara variabel bebas (*predictor*) terhadap variabel tak bebas (*criterion*). Jika skala pengukuran dari dua variabel prediktor dan satu variabel *criterion* yang akan dianalisis merupakan interval atau rasio maka dapat menggunakan regresi linier ganda dengan dua predictor (**Sun, dkk, 2017**). Hubungan antar variabel tersebut dinyatakan dalam Persamaan (4) yaitu:

$$\hat{Y} = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2 \quad (4)$$

Dimana:

- Y = Variabel Tidak Bebas
- b_0 = Konstanta
- b_1, b_2 = Koefisien regresi yang berkaitan dengan variabel X_1 dan X_2
- X_1, X_2 = Variabel bebas

Untuk menentukan nilai b_1 dan b_2 dapat menggunakan metode determinan (*Cramer*) dari Persamaan simultan (5) dan (6) berikut (**Fox & Weisberg, 2018**):

$$b_1 \sum x_1^2 + b_2 \sum x_1 x_2 = \sum x_1 y \quad (5)$$

$$b_1 \sum x_1 x_2 + b_2 \sum x_2^2 = \sum x_2 y \quad (6)$$

Asumsi linieritas diuji dengan uji linieritas regresi. Dengan menggunakan kurva estimasi, jika p value < 0,05 maka terdapat hubungan yang linier antara *predictor* dan *response*.

2.2 Kriteria Desain Transformator

Dalam penentuan kriteria transformator, yang pertama ditentukan adalah kriteria kerapatan pembebanan transformator distribusi. Hal ini penting dilakukan untuk memilih *rating* transformator distribusi setiap penambahan transformator distribusi (agar bekerja sesuai kriteria) seiring bertambahnya beban suatu daerah (**Vuluvala & Saini, 2018**). Dalam menentukan kerapatan pembebanan transformator distribusi, dilakukan dengan menggunakan asumsi drop tegangan maksimum pada jaringan tegangan rendah adalah sebesar 5% dari tegangan nominal fasa ke netral (220V) dengan pembebanan maksimum 80% dengan model beban terdistribusi merata. Kerapatan pembebanan transformator distribusi akan bervariasi nilainya sesuai dengan variasi penampang penyulang jaringan tegangan rendah (JTR) yang digunakan seperti yang ditetapkan pada kriteria dasar.

Dalam menghitung jumlah saluran ini dilakukan dengan asumsi jumlah batas minimum saluran sebanyak empat saluran dengan menggunakan Persamaan (7):

$$N_{line} = Roundup \left(\frac{ratingkVA_T / 3}{80\% KVA_{KHA-S}} \right) \begin{cases} N_{line} \geq 4, & N_{line} = N_{line} \\ N_{line} < 4, & N_{line} = 4 \end{cases} \quad (7)$$

Dimana:

- N_{line} = Jumlah saluran
- kVA_T = Rating Beban maksimum transformator distribusi (kVA)
- kVA_{KHA} = Rating Kuat hantar Saluran (A).

Sedangkan besarnya pembebanan tiap saluran (kVA_{sal}) dihitung dengan Persamaan (8):

$$kVA_{sal} = \frac{80\% ratingkVA_T / 3}{N_{line}} \quad (8)$$

Panjang saluran dengan pembebanan saluran di atas dengan drop tegangan 5% dihitung dengan Persamaan (9):

$$L_{line} = \frac{\%VD \cdot V_{LN}^2}{kVA_{sal} Z} K \quad (9)$$

Dimana:

- L_{line} = radius area pelayanan transformator distribusi (m)
- $\%VD$ = drop tegangan maksimum = 5%
- V = tegangan nominal L-N JTR = 220V
- kVA_T = Beban maksimum transformator distribusi = 80% kVA_{TD}
- Z = Impedansi ekivalen saluran JTR (Ω/km).
- K = 2, asumsi beban merata

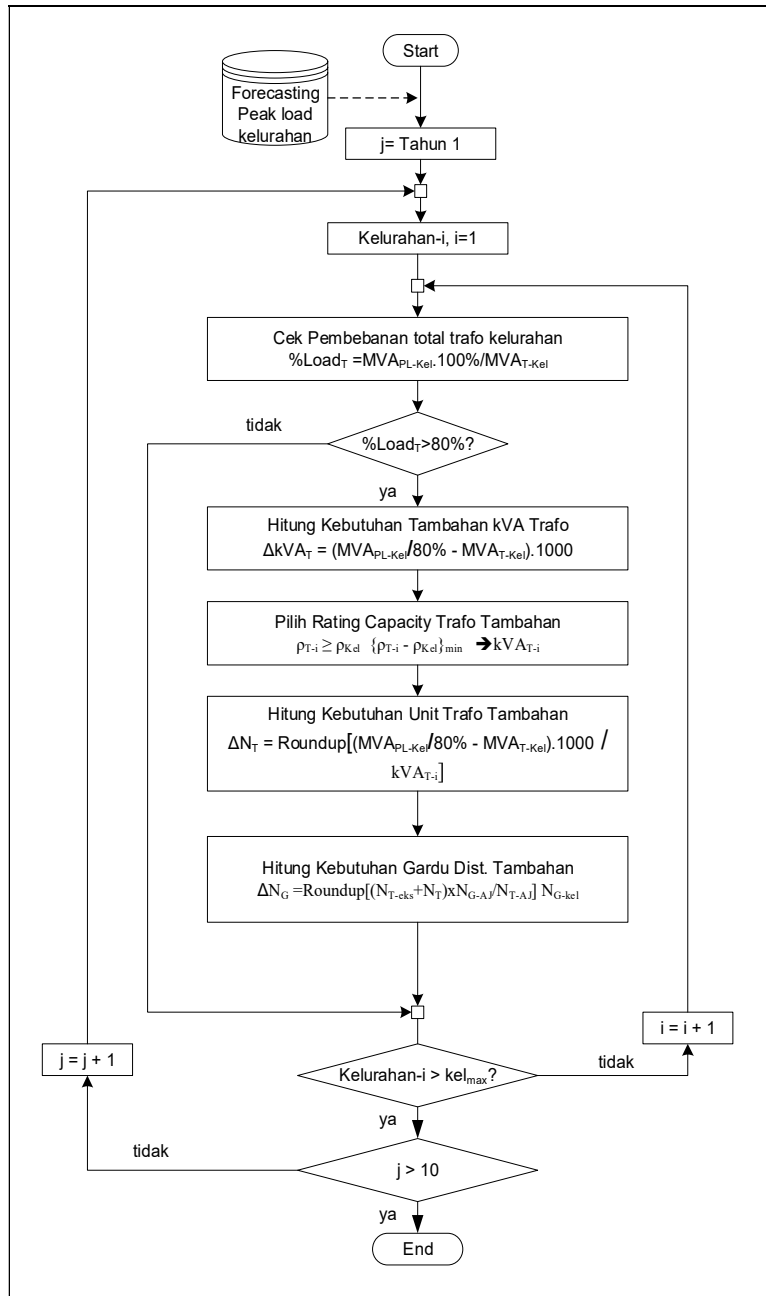
Kerapatan pembebanan transformator distribusi dapat diturunkan dengan Persamaan (10) menggunakan dua parameter yang telah ditentukan sebelumnya, yaitu:

$$\rho = \frac{80\% ratingkVA_T}{A} 1000 \quad (10)$$

Dimana :

- ρ = Kerapatan beban transformator distribusi (MVA/km²).
- kVA_T = Beban maksimum transformator distribusi (kVA).
- A = Area pelayanan transformator distribusi (m²).

Untuk memudahkan perhitungan area pelayanan transformator distribusi, maka model area pelayanan transformator distribusi didekati dengan bidang berbentuk lingkaran (**Artha, 2019**). Setelah didapatkan kriteria dalam penentuan *rating* transformator, selanjutnya dilakukan proses perhitungan penambahan transformator distiribusi dan gardu distribusi. Diagram alir perhitungannya dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Perhitungan Penambahan Transformator dan Gardu Distribusi

Besarnya *rating* kapasitas transformator distribusi yang akan ditambahkan tersebut ditentukan berdasarkan tingkat kerapatan beban pada kelurahan tersebut. Daerah yang memiliki kerapatan beban berada pada interval dari kerapatan pembebanan *rating* kapasitas transformator distribusi, maka *rating* kapasitas transformator distribusi itulah yang dipilih untuk melayani beban pada daerah itu untuk tahun pengamatan tersebut. Sedangkan untuk menghitung jumlah unit transformator yang perlu ditambahkan pada suatu daerah adalah dengan membagi penambahan *rating* kVA transformator dengan *rating capacity* transformator yang dipilih.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah area jaringan (AJ) Tangerang yang terdiri dari 100 kelurahan yang nanti diasumsikan sebagai *grid*. Setiap *grid* mempunyai 10 variabel yang terdiri dari data kelistrikan (Tabel 1) dan non kelistrikan (Tabel 2 dan 3).

Tabel 1. Beban Data Per Sektor

Kelurahan	Beban (kW)			
	Residensial	Industri	Bisnis	Sosial
Legok	225,68	5.571,58	1.396,83	681,86
Cipondoh	457,54	26,82	38,78	379,67
Jatiuwung	272,98	43,78	38,42	12,95
Karang Tengah	282,95	210,33	184,56	13,70
Pinang	486,44	20,45	17,94	0,00
Gembor	273,41	242,55	212,83	236,13
Pasir Muncang	268,05	8.721,28	2.186,48	501,23
Cikupa	433,12	5.177,03	1.297,91	430,27
Solear	347,04	13.318,63	3.339,06	350,95
Kresek	137,77	10.150,78	2.544,86	280,80

Tabel 2. Data Kependudukan dan Ekonomi

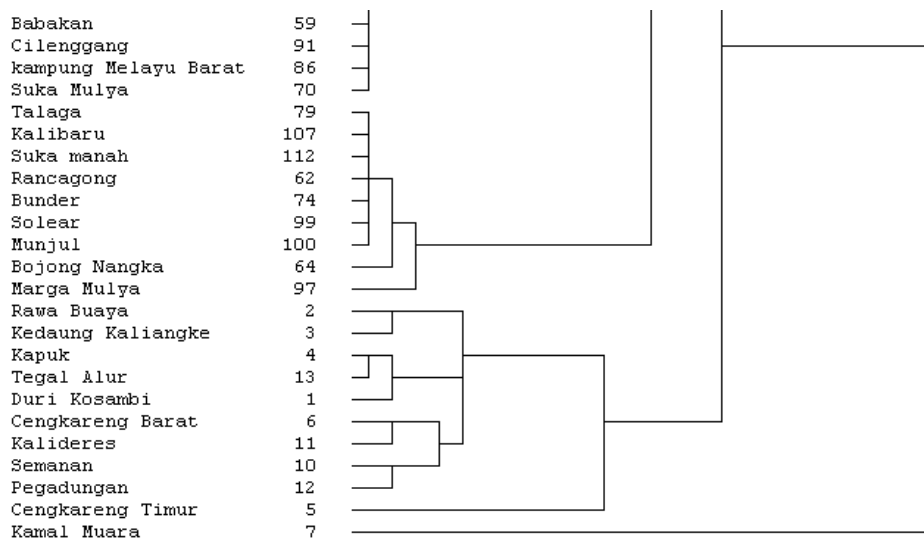
Kelurahan	Jumlah Rumah Tangga	Produk Domestik Regional Bruto
Legok	1.640	5.26
Cipondoh	4.161	26.70
Jatiuwung	4.977	22.68
Karang Tengah	6.371	88.05
Pinang	2.739	17.1
Gembor	7.364	104.4
Pasir Muncang	2.569	8.01
Cikupa	1.696	4.90
Solear	1.559	12.08
Kresek	1.604	9.17

Tabel 3. Data Tata Guna Wilayah

Kelurahan	Penggunaan lahan (Ha)			
	Rumah Tangga	Industri	Bisnis	Sosial
Legok	63,40	1.145,3	763,6	173,7
Cipondoh	128,54	5,51	21,20	96,73
Jatiuwung	76,69	9,00	21,00	3,30
Karang Tengah	79,49	43,24	100,88	3,49
Pinang	136,66	4,20	9,81	0,00
Gembor	76,81	49,86	116,34	60,16
Pasir Muncang	75,30	1.792,8	1195,2	127,7
Cikupa	121,68	1.064,22	709,48	109,62
Solear	97,50	2.737,85	1.825,24	89,41
Kresek	38,70	2.086,65	1.391,10	71,54

3.2 Cluster

Clustering dilakukan dengan melibatkan 12 variabel yang menjadi karakteristik masing -masing wilayah. Dimana langkah melakukan *Hierarchical clustering* yaitu dengan mengidentifikasi *item* dengan jarak terdekat, kemudian menggabungkan *item* itu kedalam satu *cluster*. Selanjutnya hitung jarak antar *cluster* dan ulangi dari awal sampai semua terhubung. Proses *clustering* dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Dendrogram hasil clustering

Berdasarkan hal ini, jumlah *grid* yang tadinya berjumlah 100 kelurahan, dengan analisa clustering terbentuk 5 *cluster*. Dengan setiap *cluster* berbeda jumlah wilayahnya.

3.3 Proyeksi Kerapatan Beban

Setelah *grid* dikelompokkan menjadi 5 *cluster*. Selanjutnya dilakukan pemodelan matematis untuk masing – masing *cluster* berdasarkan analisa komponen utama dari tiap *cluster*. Hasil proyeksi salah satu *cluster* dapat dilihat pada Tabel 4 dan 5 :

Tabel 4. Proyeksi kerapatan beban per kelurahan tahun 1 sampai tahun 5 di Cluster - 1

Kelurahan	Kerapatan Beban (MVA ² /km ²)				
	Tahun				
	1	2	3	4	5
Legok	0,495	0,524	0,558	0,596	0,641
Cipondoh	0,495	0,524	0,558	0,596	0,641
Jatiuwung	0,316	0,335	0,358	0,384	0,414
Karang Tengah	0,322	0,342	0,365	0,392	0,423
Pinang	0,495	0,524	0,558	0,596	0,641
Gembor	0,322	0,342	0,365	0,392	0,423
Pasir Muncang	0,495	0,524	0,558	0,596	0,641
Cikupa	0,495	0,524	0,558	0,596	0,641
Solear	0,495	0,524	0,558	0,596	0,641
Kresek	0,495	0,524	0,558	0,596	0,641

Tabel 5. Proyeksi kerapatan beban per kelurahan tahun 6 sampai tahun 10 di Cluster -1

Kelurahan	Kerapatan Beban (MVA ² /km ²)				
	Tahun				
	6	7	8	9	10
Legok	0,693	0,752	0,820	0,899	0,990
Cipondoh	0,693	0,752	0,820	0,899	0,990
Jatiuwung	0,450	0,492	0,541	0,599	0,667
Karang Tengah	0,459	0,502	0,551	0,608	0,675
Pinang	0,693	0,752	0,820	0,899	0,990
Gembor	0,459	0,502	0,551	0,608	0,675
Pasir Muncang	0,693	0,752	0,820	0,899	0,990
Cikupa	0,693	0,752	0,820	0,899	0,990
Solear	0,693	0,752	0,820	0,899	0,990
Kresek	0,693	0,752	0,820	0,899	0,990

Berdasarkan proyeksi kebutuhan beban tersebut selanjutnya dikonversi menjadi kebutuhan beban per tahun berdasarkan peruntukan wilayah masing-masing *grid*. Tingkat pertumbuhan beban puncak yang dinamis dan bervariasi di setiap kelurahan menuntut dilakukannya *forecasting* beban puncak per kelurahan sehingga sarana dan prasarana yang direncanakan nantinya dapat mendukung dinamika tingkat pertumbuhan beban puncak setiap kelurahan yang bervariasi.

3.4 Penentuan Kriteria Kerapatan Pembebanan Transformator Distribusi

Area pelayanan transformator distribusi ini merupakan parameter terakhir yang dibutuhkan dalam menghitung kerapatan pembebanan transformator distribusi. Hasil perhitungan penentuan rating transformator berdasarkan kriteria ini dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 6. Kriteria kerapatan pembebanan transformator

Kriteria Kerapatan	Rating Capacity Transformator	Cross Section	Radius
$0 < \rho \leq 0,338 \text{ MVA/km}^2$	160 kVA	35 mm ² (Φ)	347,4 m
$0,338 < \rho \leq 0,356 \text{ MVA/km}^2$	200 kVA	50 mm ² (Φ)	378,3 m
$0,356 < \rho \leq 0,652 \text{ MVA/km}^2$	200 kVA	35 mm ² (Φ)	279,5 m
$0,652 < \rho \leq 0,667 \text{ MVA/km}^2$	160 kVA	25 mm ² (Φ)	247,2 m
$0,667 < \rho \leq 0,668 \text{ MVA/km}^2$	315 kVA	70 mm ² (Φ)	346,6 m
$0,668 < \rho \leq 0,701 \text{ MVA/km}^2$	250 kVA	50 mm ² (Φ)	301,3 m
$0,701 < \rho \leq 1,285 \text{ MVA/km}^2$	250 kVA	35 mm ² (Φ)	222,6 m
$1,288 < \rho \leq 1,371 \text{ MVA/km}^2$	400 kVA	70 mm ² (Φ)	272,6 m
$2,869 < \rho \leq 3,419 \text{ MVA/km}^2$	630 kVA	70 mm ² (Φ)	216,6 m
$5,057 < \rho \leq 5,255 \text{ MVA/km}^2$	400 kVA	35 mm ² (Φ)	139,2 m

3.5 Perhitungan *Uprating*, Kapasitas dan Jumlah Transformator

Penambahan kapasitas unit transformator distribusi ini akan berbeda setiap kelurahan yang disesuaikan dengan tingkat kerapatan beban puncak kelurahan tersebut. Setiap peningkatan beban puncak kelurahan harus mampu dilayani oleh kapasitas unit-unit transformator distribusi terpasang dan kemampuan saluran dalam menyalurkan beban tersebut dan pada akhirnya beban-beban puncak kelurahan tersebut harus mampu dipikul oleh kapasitas transformator gardu induk (GI) yang ada. Hasil perhitungan pemilihan dan penentuan transformator berdasarkan kriteria dapat dilihat pada Tabel 7.

Tabel 7. Penambahan unit transformator distribusi tahun 1 dan tahun 6

Kelurahan	Tahun 1			Tahun 6		
	<i>Existing</i> Transformator		Gardu	Penambahan Transformator		Gardu
	Total <i>Rating</i> MVA	Jumlah	Unit	<i>Rating</i> kVA	Jumlah	Unit
Legok	19	31	29	0	0	0
Cipondoh	2	4	4	0	0	0
Jatiuwung	1	1	1	0	0	0
Karang Tengah	1	2	2	0	0	0
Pinang	1	2	2	0	0	0
Gembor	2	3	3	0	0	0
Pasir Muncang	28	47	44	0	0	0
Cikupa	18	29	27	0	0	0
Solear	42	70	65	0	0	0
Kresek	32	53	49	0	0	0

Berdasarkan hasil proyeksi kebutuhan beban seperti pada Tabel 4, ternyata belum diperlukan penambahan unit transformator pada wilayah tersebut. Karena transformator eksisting kapasitasnya masih mampu melayani beban sampai pada tahun ke-6. Penambahan transformator baru mulai ada pada tahun ke-7 sampai tahun ke-10 seperti yang terlihat pada Tabel 8 dan 9.

Tabel 8. Penambahan unit transformator distribusi tahun 7 dan tahun 8

Kelurahan	Tahun 7			Tahun 8		
	Penambahan Transformator		Gardu	Penambahan Transformator		Gardu
	<i>Rating</i> kVA	Jumlah	Unit	Rating kVA	Jumlah	Unit
Legok	250	5	4	250	9	8
Cipondoh	250	1	1	250	1	1
Jatiuwung	200	1	1	200	1	1
Karang Tengah	200	1	1	200	1	1
Pinang	250	1	1	250	1	1
Gembor	200	1	1	200	1	1
Pasir Muncang	250	7	6	250	13	12
Cikupa	250	5	5	250	8	7
Solear	250	11	10	250	19	18
Kresek	250	8	7	250	15	14

Tabel 9. Penambahan unit transformator distribusi tahun 9 dan tahun 10

Kelurahan	Tahun 9			Tahun 10		
	Penambahan Transformator		Gardu	Penambahan Transformator		Gardu
	Rating kVA	Jumlah	Unit	Rating kVA	Jumlah	Unit
Legok	250	9	8	250	10	9
Cipondoh	250	1	1	250	1	1
Jatiuwung	200	1	1	0	0	0
Karang Tengah	200	1	1	250	1	1
Pinang	250	1	1	250	1	1
Gembor	200	1	1	250	1	1
Pasir Muncang	250	13	12	250	14	13
Cikupa	250	8	7	250	9	9
Solear	250	19	18	250	21	19
Kresek	250	15	14	250	16	15

Penambahan unit-unit transformator di kelurahan ini akan diikuti oleh penambahan gardu distribusi dan penambahan panjang saluran penyulang Jaringan Tegangan Menengah (JTM) yang biasanya direpresentasikan dalam satuan KMS atau kilometer sirkuit. Penambahan unit transformator distribusi dalam melayani beban puncak kelurahan harus didukung oleh kemampuan maksimum transformator GI. Pertumbuhan beban, kapasitas dan jumlah transformator distribusi mulai dari tahun 1 hingga tahun 10 bisa dilihat pada Tabel 10.

Tabel 10. Pertumbuhan beban, Kapasitas dan jumlah transformator distribusi

Tahun	Beban Puncak		Kapasitas Transformator GI	Jumlah Transformator Distribusi	
	(MVA)	<i>Growth</i>	(MVA)	(MVA)	<i>Growth</i>
1	1.388		2.486	4.111	
2	1.481	6,7%	2.486	4.111	0,0%
3	1.586	7,1%	2.486	4.111	0,0%
4	1.706	7,6%	2.486	4.111	0,0%
5	1.843	8,0%	2.486	4.111	0,0%
6	1.998	8,4%	2.542	4.199	2,1%
7	2.175	8,8%	2.742	4.741	12,9%
8	2.376	9,3%	2.990	5.473	15,4%
9	2.606	9,7%	3.275	6.387	16,7%
10	2.868	10,1%	3.605	7.437	16,4%

Berdasarkan pada Tabel 10, diperkirakan pertumbuhan rata-rata beban pertahun sebesar 8,4 % pertahun, dengan total penambahan daya yang diperlukan sampai pada tahun ke-10 sebesar 1480 MVA. Hal ini berdampak pada beberapa kelurahan yang transformator distribusinya dibebani lebih dari kriteria disain. Maka untuk mengembalikan kinerja transformator distribusi yang sesuai dengan kriteria disain perlu dilakukan penambahan unit transformator distribusi dengan rating sebesar 200 kVA dan 250 kVA. Pertambahan unit transformator dimulai pada tahun ke-7, pada beberapa kelurahan di AJ Tangerang yang pembebanannya melebihi kriteria disain. Untuk memulihkan kinerja transformator distribusi, maka pada tahun ke-7 terjadi penambahan sebanyak 542 unit transformator distribusi di beberapa kelurahan yang ekuivalen dengan penambahan kapasitas transformator distribusi sebesar 200 MVA. Penambahan unit transformator distribusi ini diikuti dengan penambahan jumlah gardu distribusi sebanyak 506 unit. Di tahun ke-8 beban puncak kelurahan di AJ Tangerang bertambah sebesar 201 MVA. Sehingga dilakukan penambahan 732 unit transformator distribusi dengan kapasitas tambahan sebesar 248 MVA dan gardu distribusi sebanyak 670 unit. Penambahan sebanyak 914 unit transformator distribusi pada tahun ke-9 dengan total kapasitas sebesar 284 MVA akan memperbaiki kinerja transformator distribusi dengan meningkatnya beban puncak pada beberapa kelurahan sebesar 230 MVA. Penambahan unit transformator ini didukung dengan penambahan sebanyak 835 unit gardu distribusi. Di akhir periode pada tahun ke-10 terjadi penambahan beban puncak kelurahan AJ Tangerang sebesar 262 MVA. Kondisi ini menyebabkan terjadinya pembebanan transformator distribusi di luar kriteria disain pada beberapa kelurahan. Oleh karena itu dilakukan penambahan unit transformator distribusi sebanyak 1050 unit dan penambahan kapasitas sebesar 330 MVA dan diikuti penambahan sebanyak 974 unit gardu distribusi. Secara Keseluruhan penambahan unit transformator distribusi dari tahun 7 sampai tahun 10 adalah 3.238 Unit dengan kapasitas total transformator distribusi terpasang sebesar 1.118 MVA.

4. KESIMPULAN

Penggunaan proyeksi kebutuhan energi secara mikrosposial mampu menguraikan dan mengelompokkan area pelayanan jaringan distribusi dari 100 *grid* menjadi 5 buah *cluster*, sehingga mengurangi proses hitung dalam pemodelan matematisnya menjadi N *cluster*. Proyeksi energi dalam bentuk kerapatan beban bisa diformulasikan sebagai kriteria dalam pemilihan *rating* transformator, dimana *rating* transformator yang dihasilkan bervariasi mulai dari 250 kVA sampai dengan 1250 kVA sesuai dengan perubahan area pelayanan bebannya. Pada AJ Tangerang selama periode perencanaan dari tahun pertama sampai ke-10 memiliki penambahan beban puncak sebesar 1.480 MVA dengan rata-rata pertumbuhan beban sebesar 8,4 % pertahun. Untuk menjaga kinerja sistem dilakukan penambahan unit transformator sebanyak 3.238 unit dengan rating 200 dan 250 kVA, yang dapat menambah kapasitas total transformator distribusi terpasang sebesar 1.118 MVA dengan penambahan kapasitas berkisar dari 200 MVA sampai dengan 330 MVA. Upaya ini disokong dengan menambah 3.064 unit gardu distribusi. Dengan data rating, jumlah dan lokasi kebutuhan transformator pada area dengan lingkup yang lebih kecil, akan membuat perencanaan sistem distribusi suatu jaringan dengan akurasi yang lebih baik. Untuk mendukung kinerja jaringan sistem seiring dengan meningkatnya beban puncak kelurahan, maka dalam perencanaan jaringan distribusi jangka panjang (10 tahun) perlu dilakukan perluasan sistem dengan melakukan penambahan transformator pada gardu induk dan gardu induk baru, penambahan jumlah unit transformator dan gardu distribusi serta penambahan panjang saluran penyulang jaringan tegangan menengah.

DAFTAR RUJUKAN

- Bracale, A., Carpinelli, G., & De Falco, P. (2019). Probabilistic risk-based management of distribution transformers by dynamic transformer rating. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113, 229–243. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.048>
- Bunn, M., Das, B. P., Seet, B.-C., & Baguley, C. (2019). Empirical Design Method for Distribution Transformer Utilization Optimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 34(4), 1803–1813. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2926328>
- Farahzad, K., Shahbahrami, A., & Ashouri, M. (2020). Optimal Capacity Determination For Electrical Distribution Transformers Based On IEC 60076-7 And Practical Load Data. *International Journal of Engineering and Manufacturing*, 10(1), 1–11. <https://doi.org/10.5815/ijem.2020.01.01>
- Fox, J., & Weisberg, S. (2018). *An R Companion to Applied Regression*. SAGE Publication Inc.
- Gajowniczek, K., & Żąbkowski, T. (2018). Simulation Study on Clustering Approaches for Short-Term Electricity Forecasting. *Complexity*, 2018, 1–21. <https://doi.org/10.1155/2018/3683969>
- Gde Made Yoga Semadhi Artha, I. (2019). Transformer's Load Forecasting to Find the Transformer Usage Capacity with Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System Method. *Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 7(1), 1. <https://doi.org/10.11648/j.jeee.20190701.11>

- Johnson, R. A., & Wichern, D. W. (2007). *Applied Multivariate Statistical Analysis* (6th ed.). Pearson.
- Kampezidou, S. I., & Grijalva, S. (2016). Distribution transformers short-term load forecasting models. In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1–5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741174>
- Pasulescu, D., Pana, L., Pasulescu, V. ., & Deliu, F. (2019). Economic criteria for optimizing the number and load factor of mining transformers. *Mining of Mineral Deposits*, *13*(2), 1–16. <https://doi.org/10.33271/mining13.02.001>
- Raza, M. Q., Mithulananthan, N., Li, J., & Lee, K. Y. (2020). Multivariate Ensemble Forecast Framework for Demand Prediction of Anomalous Days. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *11*(1), 27–36. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2883393>
- Rencher, A. C. (2002). *Methods of Multivariate Analysis* (second edi). John Wiley & Sons, Inc.
- Senen, A. (2020). Pengembangan Metodologi Prakiraan Beban Listrik Sektorial Secara Mikrosipal. *Journal Kajian Ilmu Dan Teknologi*, *9*(2), 234–243. <https://doi.org/10.33322/kilat.v9i2.1016>
- Shahzadeh, A., Khosravi, A., & Nahavandi, S. (2015). Improving load forecast accuracy by clustering consumers using smart meter data. In *2015 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, (pp. 1–7). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IJCNN.2015.7280393>
- Sun, X., Ouyang, Z., & Yue, D. (2017). Short-term load forecasting based on multivariate linear regression. In *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, (pp. 1–5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EI2.2017.8245401>
- Vuluvala, M. R., & Saini, L. M. (2018). Load balancing of electrical power distribution system: An overview. In *2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, (pp. 1–5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PICC.2018.8384780>
- Widyastuti, C., Senen, A., & Handayani, O. (2020). Micro-Spatial Electricity Load Forecasting Using Clustering Technique. In *2020 2nd International Conference on Industrial Electrical and Electronics (ICIEE)*, (pp. 17–21). <https://doi.org/10.1109/ICIEE49813.2020.9277274>
- Xu, X., Xue, F., Wang, X., Lu, S., Jiang, L., & Gao, C. (2020). Upgrading Conventional Distribution Networks by Actively Planning Distributed Generation Based on Virtual Microgrids. *IEEE Systems Journal*, 1–12. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.2999560>
- Ye, C., Ding, Y., Wang, P., & Lin, Z. (2019). A Data-Driven Bottom-Up Approach for Spatial and Temporal Electric Load Forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, *34*(3), 1966–1979. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2889995>