

Perspective loads of transformer substations at development of urban power supply systems

Author

Svetlana Guseva
Olegs Borscevskis
Nataly Skobeleva
Lubov Petrichenko

Keywords

power systems, distribution networks, optimisation

Abstract

In work the system approach to formation of the urban power supply system is given. The hierarchical structure of the construction, voltage levels and load densities is considered. The mathematical and geometrical modeling of service areas for transformer substations of different voltage is fulfilled. Determination of perspective loads of transformer substations is given. The method of graphic placement of transformer substations in the city territory for new substations at existing structure of networks is offered. The calculation program Microsoft EXCEL and the graphic program AutoCad are used for realization of method. The method allows finding a rational decision for the development of urban power supply system on the beginning design stages in conditions of the information uncertainty.

1. Introduction

The strategy of development of urban power supply system UPSS includes long-term planning for the future 20–25 years or middle-term planning for the future 10–15 years. At such a prospect may receive only approximate the initial information about the future economic situation in the state, the volume of investments, the rate of load growing in the city, the timing of construction of new transformer substations (TS) and lines. Therefore, the solution of the task of UPSS development occurs in conditions of incompleteness and uncertainty of initial information. Nevertheless, in these circumstances need to find technically and economically substantiated variants that could provide the rational development of urban power supply system.

The complete solution of problem involves the following steps:

- the forecasting of the total load of the city for medium-term planning
- the modeling of networks
- determination of loads for existing and new TS
- choice of the location for new substations
- the inclusion of new TS in the network scheme with existing and new 110 kV lines.

In this work theoretical and practical approach to solving few problems of 110/10–20 kV network development of Latvian largest city (Riga) for the future 10 years (till 2020) is considered. The power supply system of large city can be presented as a hierarchical structure of the voltage levels (fig. 1, fig. 2). Highest level of hierarchy is the power system of state or the region, which includes the UPSS. The UPSS subsystems or stages of hierarchical structure are external supply system of the city with voltage 330 kV and higher, the internal supply system with voltages 110(220)-10(20)-0.4 kV and aggregate of urban consumers. Connections between subsystems are carried out through high-voltage transformer substations and networks at the corresponding levels of the UPSS hierarchy.

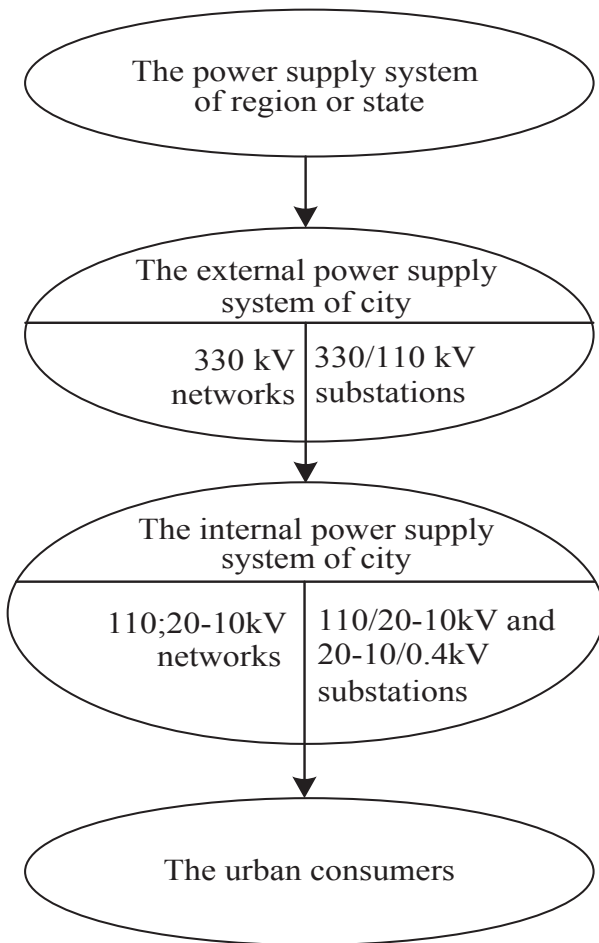


Fig. 1. The standard structure of urban power supply system

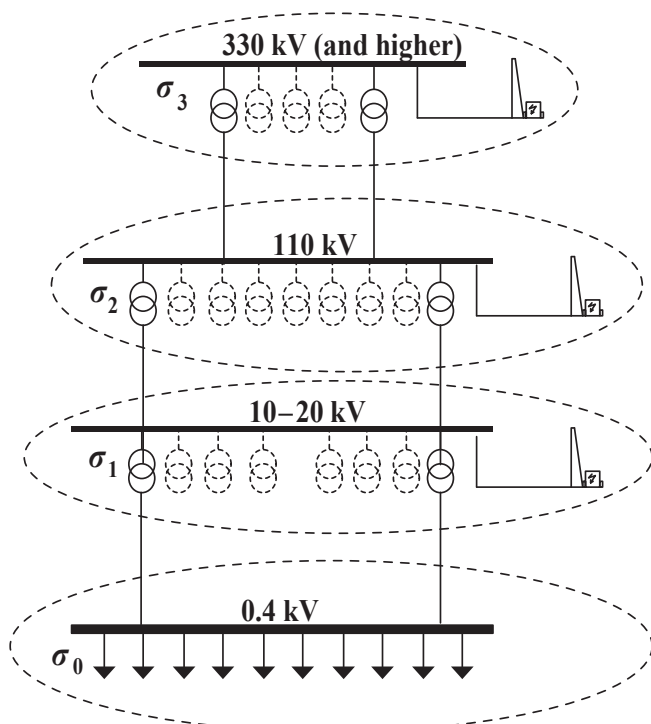


Fig. 2. The hierarchy of voltage levels and load densities in the UPSS

The load of transformer substations is formed by different groups of urban consumers. The total load of consumers at each stage of the hierarchy should be covered with sufficient TS power, taking into account the required reserve. In the general form the total electrical load of city on voltage level forming this load in the general form is:

$$S_{city,j} = k_{oj} \cdot \sum_{i=1}^{n_{TS}} S_{TS,i} = k_{oj} \cdot \sum_{i=1}^{n_{TS}} n_i \beta_i S_{r,i} \quad (1)$$

where:

$S_{TS,i}$ – is the load of the i -th transformer substation, $i = 1, 2, \dots, n_{TS}$

k_{oj} – is a factor of simultaneity of the TS maximum load in the maximum of power system, depending on TS quantity in the network on a given voltage level $j, j = 0, 1, 2, \dots, J$

n_i – is the quantity of transformers in substation

β_i – is the loading factor of the transformer in the i -th substation

$S_{r,i}$ – is the rated power of transformers in the i -th substation

n_{TS} – is the quantity of transformer substations in the city (or its part).

The load density in the city and its separate areas depends on the specifics of territorial building, its typical number of storeys, the level of electrification, and the voltage level at the stage of consumers' connection to the UPSS.

Modern cities are characterized by the high load densities in central business districts and more lower load densities in others districts farther from center.

2. The forecasting of electrical load of city

The initial calculation's data for forecast are established active loads of TS with data of measurements P_{2008} , density of load σ_{2008} in service areas Π_r of existing transformer substations. The total load of Riga city in 2008 was $S_{city,2008} = 545$ MW. The analysis of real electrical load from 2000 till 2009 has demanded correction of earlier load forecast from 2006 and 2018 for Riga city. In earlier advantaged scenario of economic development from 2006 till 2018 has been accepted 3% – percent load growing in a year (forecast in 2006).

The correction variants of forecast have been taken for:

- 2%, 1.7%, 1.3%-percent year load growing, beginning from 2008 till 2020 in scenario of the unstable economic development (till beginning of crisis at the economics)
- 2%, 1.7%, 1.3% and 1.1%-percent year load growing in disadvantaged scenario of the economic development (the period of recession from 2008 till 2012 without load growing) with improvement of situation beginning since 2012.

The forecasts in graphical view are presented at fig. 3.

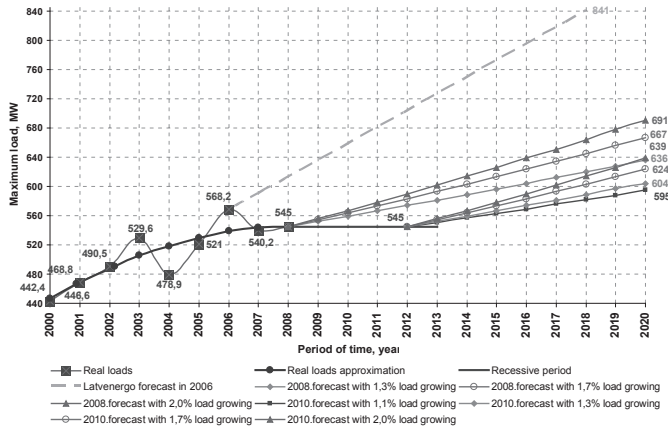


Fig. 3. The load of Riga from 2000 till 2008 and forecasts of maximal common load from 2008 till 2020

The average load density in the city on a given voltage level is:

$$\sigma_{av,j} = \frac{S_{city,j}}{\Pi_{city}} \tag{2}$$

where:

$\sigma_{av,j}$ – is the average load density in the network on the j-th voltage level, MVA/km²

Π_{city} – is the territory of the city allocated for building, km²

$S_{city,j}$ – is the total load of city, MVA.

In accordance with disadvantaged scenario average load density in Riga city in 2008 was 4 MVA/km², but in 2020 it won't be higher than 4.6 MVA/km².

The load densities, referred to the TS busbars of different voltage, differ on size. It takes a place from appearance of the possible additional load on higher voltage level and different factors of simultaneity of the TS maximum load at the maximum of power system, depending on TS quantity in networks of different voltage (fig. 2).

The average load densities on the different voltage levels and connection between them can be expressed by relations:

$$\begin{aligned} \sigma_0 &= \frac{S_{\Sigma 0.4}}{\Pi_{city}} \\ \sigma_1 &= \frac{S_{\Sigma 10-20}}{\Pi_{city}} = k_{o1} \cdot \sigma_0 \\ \sigma_2 &= \frac{S_{\Sigma 110-220}}{\Pi_{city}} = k_{o2} \cdot \sigma_1 \\ \sigma_3 &= \frac{S_{\Sigma 330-500-750}}{\Pi_{city}} = k_{o3} \cdot \sigma_2 \end{aligned} \tag{3}$$

where:

- $S_{\Sigma 0.4}, \sigma_0$ – is the total load of consumers and the load density on the 0.4 kV busbars of transformer substations respectively
- $S_{\Sigma 10-20}, \sigma_1$ – is the same for the 10–20 kV busbars of transformer substations
- $S_{\Sigma 110-220}, \sigma_2$ – is the same for the 110–220 kV busbars of transformer substations
- k_{o1} – is the factor of simultaneity of the 10–20/0.4 kV TS maximum load at the maximum of power system, depending on the TS quantity in 10–20 kV network
- k_{o2} – is the factor of simultaneity of the 110–220/10–20 kV TS maximum load at the maximum of power system, depending on the TS quantity in 110–220 kV network
- k_{o3} – is the factor of simultaneity of the 330-500-750/110–220 kV TS maximum load at the maximum of power system, depending on the TS quantity in 330-500-750 kV network.

In the real conditions the load densities in separate districts, micro districts of city, in the service areas of separate substations are different. The load density in the service area of separate substation $\sigma_{TS,i}$ is:

$$\sigma_{TS,i} = \frac{S_{TS,i}}{\Pi_{TS,i}} = \frac{n_i \cdot S_{r,i}}{\Pi_{TS,i}} \tag{4}$$

where:

$\Pi_{TS,i}$ – is the service area of i-th TS.

If the load densities in the service areas of separate substations are different, then the corrected average load density in the city can be defined as:

$$\begin{aligned} \sigma_{av.cr} &= \frac{k_{oj}(S_{TS,1} + S_{TS,2} + \dots + S_{TS,i})}{k_{rec}(\Pi_{TS,1} + \Pi_{TS,2} + \dots + \Pi_{TS,i})} = \\ &= \frac{k_{oj}(\sigma_{TS,1}\Pi_{TS,1} + \sigma_{TS,2}\Pi_{TS,2} + \dots + \sigma_{TS,i}\Pi_{TS,i})}{k_{rec}(\Pi_{TS,1} + \Pi_{TS,2} + \dots + \Pi_{TS,i})} \end{aligned} \tag{5}$$

where:

k_{rec} – is the accepted recovering factor of TS service areas in real conditions.

The total service area of TS should be no less than general territory of city allocated for building (with the exception of water spaces, forest and park arrays etc.):

$$\Pi_{city} \leq k_{rec} \cdot \sum_{i=1}^{n_{TS}} \Pi_{TS,i} \tag{6}$$

The method of united approach to placement TS of different voltage in the territory of the city, is developed. The mathematical and geometrical modeling of TS service areas is used in this method.

The service area of a transformer substation can be simulated by diversified geometrical figures: a circle, a square, a regular hexagon, etc. The most convenient model is regular hexagon, which enables filling practically any shape territory of building in definite order (fig. 4). It is conditionally accepted that the transformer substation should be at the hexagon centre (in real circumstances it should not fall outside the borders of the hexagon).

This model of TS service area is chosen as a uniform model-template for TS in different networks of hierarchical structure. The models-templates can be useful for TS with equal rated powers location at the Masterplan of the city (fig. 5).

The following correlations exist between the basic geometrical sizes of the hexagon (models – templates) and the main technical parameters of transformers, networks:

$$\Pi_{TS,i} = 2.6 \cdot R_i^2 = \frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i}$$

$$R_i = 0.62 \cdot \sqrt{\Pi_{TS,i}} = 0.62 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i}}$$

$$r_i = 0.54 \cdot \sqrt{\Pi_{TS,i}} = 0.54 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i}} \quad (7)$$

$$A_i = 1.1 \cdot \sqrt{\Pi_{TS,i}} = 1.1 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i}}$$

where:

- R_i – is the radius of TS service area (also the side of a hexagon and the radius of the circle described around the hexagon)
- r_i – is the radius of the circle inscribed in the hexagon
- A_i – is the theoretically minimum distance between the neighboring substations.

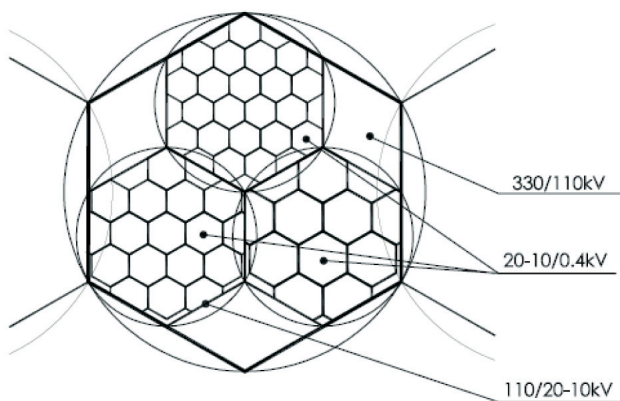


Fig. 4. The ideal model of service areas for TS of different voltage levels

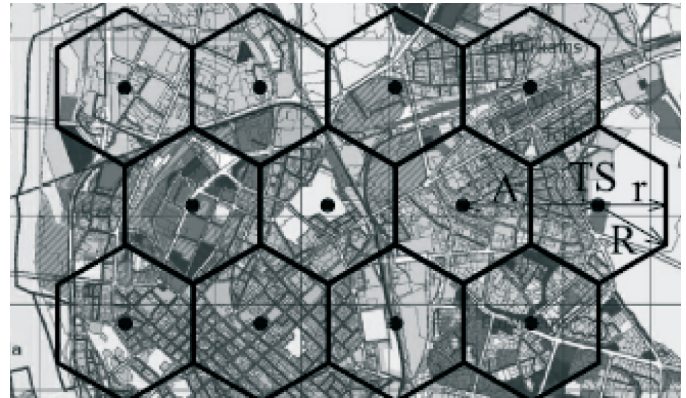


Fig. 5. The ideal model of TS location at the Masterplan of city

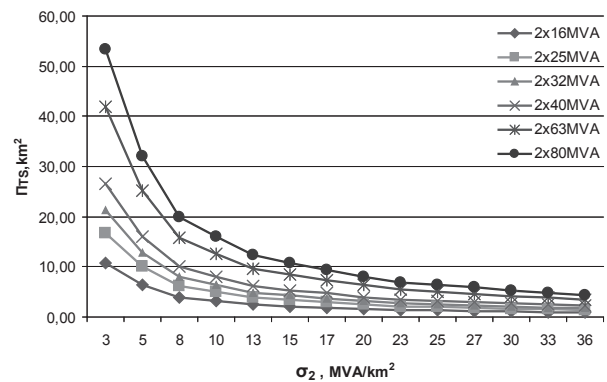


Fig. 6. TS service area Π_{TS} vs. load density σ_2 for 110/10kV two-transformer substations with transformer loading factor $\beta = 0.5$

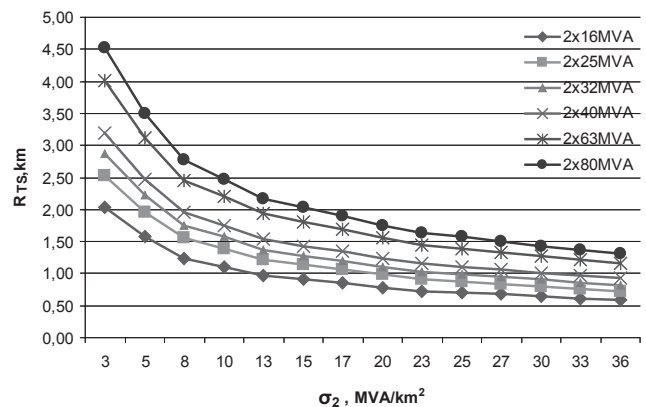


Fig. 7. Radius R_{TS} of TS service area vs. load density σ_2 for 110/10kV two-transformer substations with transformer loading factor $\beta = 0.5$

The obtained correlations enable to calculate the TS service areas (or areas of model-templates) and radiuses of service areas (or sides of model-templates). For example in fig. 6, fig.7 dependences of service areas and their radiuses from load density for 110/10kV TS are resulted with transformer loading factor $\beta = 0.5$ for normal working conditions. Analogical it is

possible to construct the same dependences for transformers of different voltages.

The maximum active electrical load of each existing transformer substations can be found with the help of expression:

$$P_{t_2} = P_{t_1} \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right)^{t_2 - t_1} + k_1 \cdot k_2 \cdot P_p \quad (8)$$

where:

α – is the medium growing of consumers' load per year in variant of forecast

t_2 – is the final year of calculation period ($t_2 = 2020$)

t_1 – is the beginning year of load growing ($t_1 = 2008$ or $t_1 = 2012$ in accordance with accepted calculation variant)

P_p – is the declared power of consumer

k_1 – is the factor of simultaneity of load maximum ($k_1 = 0.8$)

k_2 – is the correction factor, which takes into account uncertainty of connection term for declared power of consumers ($k_2 = 0.7$).

In tab. 1 an example of transformer substations' loads determination is given.

All the consumers of a city must be rationally distributed among separate transformer substations according to TS' service area to provide qualitative power supply.

As example, the location of substations on the part of city's territory at the Masterplan of city in real conditions, when the load densities in the service areas of separate substations are different, is shown in fig. 8.

The analysis of the value of the service area allows the following conclusions. If the service area is within the permissible zone, the substation is not overloaded and has a reserve of load increase. If the sizes of service area and its radius go out outside maximum permissible values, transformer substations is overloaded and it is necessary to execute measures on its reconstruction (increase of transformers' number, transformer replacement on more powerful) or on building of new for unloading of nearby overloaded TS.

Automation process of TS service areas placing on the map of the city is realized by means of Microsoft EXCEL calculation program and graphic computer program AutoCAD.

Load growing α % =				1,3	Load growing is beginning from				2012			
1	2			3	4	5	6	7	8	9	10	11
Nr	S _{nom} , MVA			$\beta_{admis.}$	Π_r , km ²	P ₂₀₀₈ , MW	$\sigma_{2008.g.}$, MVA/km ²	$\beta_{.2008}$	P _p , MW	P ₂₀₂₀ , MW	S ₂₀₂₀ , MVA	$\beta_{.2020}$
	1	2	3									
91	40	40		0.5	2.56	19.4	8.42	0.27	0.5	21.79	24.21	0.3
96	40	40		0.5	7.68	29.2	4.22	0.41	0.5	32.66	36.29	0.45
918	40	40		0.5	17.6	18.2	1.15	0.25	0.5	20.46	22.73	0.28
9101	25	25		0.5	1.27	13.3	11.64	0.3	0.5	15.03	16.7	0.33
9105	40	40		0.5	3	36.2	13.41	0.5	0.5	40.42	44.91	0.56
9110	31.5	40	40	0.64	9.12	33.4	4.07	0.33	0.5	37.32	41.46	0.37
9111	40	63		0.39	2.22	33.2	16.62	0.36	0.5	37.09	41.22	0.4
9112	15	20	25	0.58	8.96	11.9	1.48	0.22	0.5	13.48	14.97	0.25
9113	25	25		0.5	1.83	12.1	7.35	0.27	0.5	13.7	15.22	0.3
9114	40	40		0.5	3.9	30.8	8.77	0.43	0.5	34.43	38.26	0.48
9115	40	40		0.5	10.26	25.3	2.74	0.35	0.5	28.33	31.48	0.39
9116	25	25		0.5	0.94	15.3	18.09	0.34	0.5	17.25	19.16	0.38
9117	25	25		0.5	17.1	19.3	1.25	0.43	0.5	21.68	24.09	0.48
9119	25	25		0.5	0.9	25.6	31.6	0.57	0.5	28.67	31.85	0.64
9123	25	25		0.5	4.4	11.2	2.83	0.25	0.5	12.7	14.11	0.28
9130	25	25		0.5	12.89	21.4	1.84	0.48	0.5	24.01	26.68	0.53
9131	40	40		0.5	6.8	28.3	4.62	0.39	0.5	31.66	35.18	0.44
9132	10	10		0.5	1	1.4	1.56	0.08	0.5	1.83	2.04	0.1
9133	16	16		0.5	3.36	7.3	2.41	0.25	0.5	8.37	9.31	0.29
9136	25	25		0.5	2.5	19.4	8.62	0.43	0.5	21.79	24.21	0.48
9137	32	32		0.5	1.1	1.6	1.62	0.03	0.5	2.05	2.28	0.04
9139	32	32		0.5	4.85	9.2	2.11	0.16	0.5	10.48	11.65	0.18
9140	25	25		0.5	7.8	23	3.28	0.51	0.5	25.78	28.65	0.57
9141	25	25		0.5	3.9	16.6	4.73	0.37	0.5	18.69	20.76	0.42
9142	25	25	25	0.67	14.4	35.5	2.74	0.53	0.5	39.64	44.05	0.59
9144	25	25		0.5	4.1	18	4.88	0.4	0.5	20.24	22.49	0.45
9106	32	32		0.5	0	0	0	0	3.5	1.96	2.18	0.03

Tab. 1. Transformer substations' load determination

The proposed method and its implementation allow making decisions in development of networks on early design stages and choose a rational perspective plan in the conditions of uncertainty of the initial information.

In perspective power supply scheme of Riga the location for all of theoretically possible TS and possibilities to connect them to existing or new 110kV lines for the realization of 110–330 kV scheme development are foreseen.

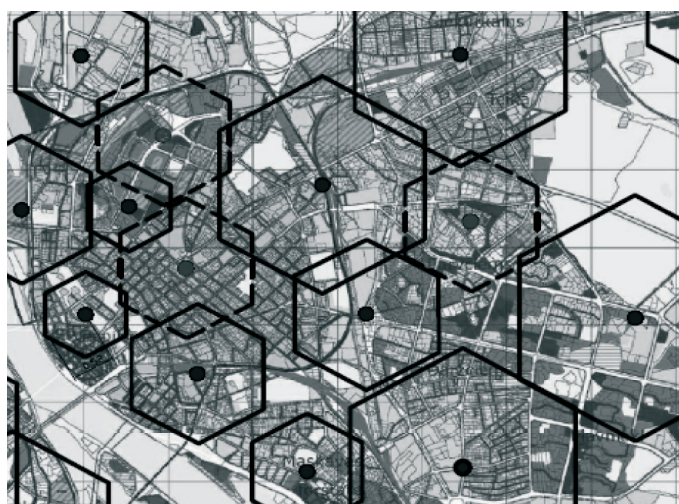


Fig. 8. Model of TS real location at the Masterplan of city

Conclusions

1. The united approach to the rational formation of urban power supply system in solving of development problems is offered.
2. The mathematical and geometrical modelling of transformer substations` service areas in view of correct hexagons is made.
3. The model-templates to placement of transformer substations by any voltages in the city territory are developed and theoretical expressions for calculations of geometrical sizes are received.
4. The mathematical expression for determination of TS perspective loads in UPSS middle-term planning task is given.
5. The computer programs Microsoft EXCEL and AutoCad to automate the process of arranging the service areas at the Masterplan of the city are used.
6. The developed method makes it possible to get a rational decision on the development of urban power supply system in the early stages of the design under conditions of incomplete and uncertain information.

Svetlana Guseva

Riga Technical University
e-mail: guseva@eef.rtu.lv

Received Dipl. Eng. from Riga Polytechnic Institute (RPI) in 1964, Cand. Techn. Sc. degree from Byelorussian Polytechnic Institute (BPI) in 1987 and Dr. Sc. Ing. degree in 1992 from Riga Technical University (RTU). She has been working in RTU (earlier RPI) from 1965, from 2003 she is Associated professor of RTU. Her research include Power System Mathematical Simulation and Optimization.

REFERENCES

1. Krishans Z., Fundamentals of Power Engineering Enterprises Management, Riga Technical University, 1997, p. 122 (in Latvian).
2. Guseva S., Mathematical model of power supply schemes supply of urban housing estate, *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, No. 6, Riga, 1988, pp. 110–113 (in Russian).
3. Guseva S., Skobeļeva N., Breners N., Borščevskis O., Service areas modelling of urban transformer substations, *Proceedings of Riga Technical University, Power and Electrical Engineering*, 24(4), Riga, 2009, pp. 24–31.
4. Guseva S., Borscevskis O., Skobeleva N., Breners N., Load forecasting till 2020 of existing and perspective transformer substations in Riga, *Proceedings of Riga Technical University, Power and Electrical Engineering*, 25(4), Riga, 2009, pp. 77–80.
5. Guseva S., Skobeleva N., Breners N., Borscevskis O., Determination of service areas of urban transformer substations and distribution using geometrical templates, *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, No. 6, Riga, 2009, pp. 16–26.
6. Guseva S., Skobeleva N., Breners N., Borscevskis O., Rational approach to the formation of urban power supply system in solving of development problems, *Energy Forum 2010*, Varna, 2010, pp. 280–289.

Acknowledgement



This work has been supported by the European Social Fund within the project “Support for the implementation of doctoral studies at Riga Technical University”.

Olegs Borscevskis

Riga Technical University

e-mail: olegs.borcevskis@latvenergo.lv

Received Dipl. Eng. from Riga Technical University in 2005, Mg.Sc.Ing. degree from Riga Technical University (RTU) in 2007, from 2008 he is PhD student.

Nataly Skobeleva

Riga Technical University

e-mail: nataly.skobeleva@olimps.lv

Received Dipl. Eng. from Riga Polytechnic Institute (RPI) in 1990, Mg.Sc.Ing. degree from Riga Technical University (RTU) in 1996, from 2007 she is PhD student and researcher in RTU.

Lubov Petrichenko

Riga Technical University

e-mail: luba1302@inbox.lv

Received B.Sc. degree in electrical engineering from the Riga Technical University, Riga, Latvia, in 2008. She is M.Sc. student at Riga Technical University, Power Engineering Institute, Riga, Latvia.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 71–77. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Planowanie obciążeń stacji transformatorowych przy rozbudowie miejskich systemów elektroenergetycznych

Autorzy

Svetlana Guseva
Olegs Borscevskis
Nataly Skobeleva
Lubov Petrichenko

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, sieci rozdzielcze, optymalizacja

Streszczenie

W artykule zaprezentowano systemowe podejście do tworzenia miejskiego systemu elektroenergetycznego. Uwzględniono hierarchiczną strukturę budowy poziomów napięcia i gęstości obciążenia. Wykonano matematyczne i geometryczne modelowanie obszarów obsługi dla stacji transformatorowych różnych napięć. Podano sposób planowania obciążeń stacji transformatorowych.

Zaproponowano metodę graficznego rozmieszczenia stacji transformatorowych na terenie miasta dla nowych stacji w obecnej strukturze sieci. Przy zastosowaniu tej metody wykorzystuje się arkusz kalkulacyjny Microsoft Excel oraz program graficzny AutoCAD. Metoda ta umożliwia racjonalne podejmowanie decyzji co do rozbudowy miejskiego systemu elektroenergetycznego na początkowych etapach projektowania w warunkach, gdy nie dysponuje się pełną informacją.

1. Wprowadzenie

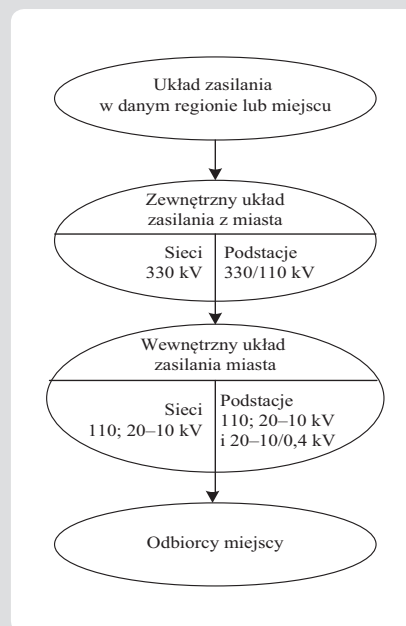
Strategia rozbudowy miejskiego systemu elektroenergetycznego polega na planowaniu długoterminowym: 20–25 lat lub średnioterminowym: 10–15 lat. Dla takiej perspektywy czasu można uzyskać jedynie przybliżone, wstępne informacje na temat przyszłej sytuacji gospodarczej państwa, wielkości inwestycji, wskaźnika wzrostu obciążeń w mieście, harmonogramu budowy nowych stacji transformatorowych (ST) i linii elektroenergetycznych. Dlatego zadanie rozbudowy miejskiego systemu elektroenergetycznego rozwiązuje się w warunkach niepełnych i niepewnych informacji początkowych. Pomimo to zadanie polega tu na znalezieniu technicznie i ekonomicznie uzasadnionych wariantów, które mogłyby zapewnić racjonalny rozwój miejskiego systemu elektroenergetycznego.

Problem powyższy rozwiązuje się kompleksowo w następujących krokach:

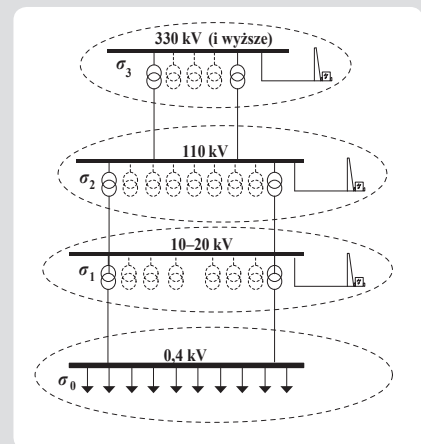
- prognoza całkowitego obciążenia miasta w perspektywie średniookresowej
- modelowanie sieci
- określenie obciążeń dla obecnych i nowych stacji transformatorowych
- wybór lokalizacji nowych stacji
- włączenie nowych stacji transformatorowych w układ sieci za pomocą obecnych i nowych linii 110 kV.

W artykule rozważa się teoretyczne i praktyczne podejście do rozwiązania kilku problemów rozbudowy sieci 110/10–20 kV w największym mieście Łotwy (Rydze) w okresie następnych 10 lat (do 2020 roku). System elektroenergetyczny dużego miasta można przedstawić jako strukturę hierarchiczną jak na rys. 1 i rys. 2. Najwyższy poziom tej struktury to krajowy lub regionalny system elektroenergetyczny. Miejskie

podsystemy lub elementy tej hierarchicznej struktury to zewnętrznie zasilany system o napięciu 330 kV i wyższym, wewnętrznie zasilany systemem o napięciach 110 kV (220 kV) – 10 kV (20 kV) – 0,4 kV oraz ogół odbiorców miejskich. Podsystemy te połączone są za pośrednictwem stacji transformatorowych i sieci wysokiego napięcia w systemie miejskim.



Rys. 1. Standardowa struktura miejskiego systemu elektroenergetycznego



Rys. 2. Hierarchia poziomów napięcia i gęstości obciążeń w miejskim systemie elektroenergetycznym

Obciążenie stacji transformatorowych tworzą różne grupy odbiorców miejskich. Całkowite obciążenie przez odbiorców na każdym poziomie hierarchii należy pokryć odpowiednią mocą stacji transformatorowych z uwzględnieniem wymaganej rezerwy. W ogólności całkowite obciążenie miasta na odpowiadającym mu poziomie napięcia wynosi:

$$S_{city,j} = k_{oj} \cdot \sum_{i=1}^{n_{TS}} S_{TS,i} = k_{oj} \cdot \sum_{i=1}^{n_{TS}} n_i \beta_i S_{r,i} \quad (1)$$

gdzie:

- $S_{TS,i}$ – obciążenie i -tej stacji transformatorowej, $i = 1, 2, \dots, n_{TS}$
- k_{oj} – współczynnik równoczesności obciążeń szczytowych stacji transformatorowych przy

szczytowemu obciążeniu systemu, zależny od liczby stacji transformatorowych w danej sieci na danym poziomie napięcia j ,

- n_j – liczba transformatorów w stacji
 β_i – współczynnik obciążenia danego transformatora w i -tej stacji
 $S_{r,i}$ – moc znamionowa danego transformatora w i -tej stacji
 n_{TS} – liczba stacji transformatorowych w danym mieście (lub jego części).

Gęstość obciążenia w danym mieście i poszczególnych obszarach zależy od specyfiki zabudowy, typowej liczby kondygnacji, poziomu elektryfikacji oraz poziomu napięcia, na którym odbiorcy przyłączeni są do systemu miejskiego.

Nowoczesne miasta charakteryzują się dużą gęstością obciążenia w centralnych dzielnicach biznesowych i mniejszą w dzielnicach innych, oddalonych od centrum.

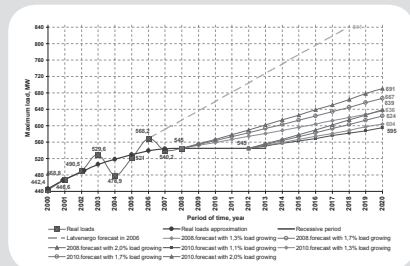
2. Prognozowanie obciążenia elektrycznego miasta

Wstępne dane obliczeniowe do prognozy to założone czynne obciążenia stacji transformatorowych wraz z danymi pomiarowymi P_{2008} , gęstość obciążenia σ_{2008} w obszarach Π_i obsługiwanych przez obecne stacje transformatorowe. Całkowite obciążenie miasta Ryga w 2008 roku wynosiło $S_{city,2008} = 545$ MW. Na podstawie analizy rzeczywistych obciążeń elektrycznych w latach 2000–2009 skorygowano wcześniejszą prognozę obciążenia Rygi na lata 2006–2018. We wcześniejszych optymistycznych scenariuszach rozwoju gospodarczego od roku 2006 do 2018 założono 3 proc. roczny przyrost obciążenia (prognoza z 2006 roku).

W skorygowanych wariantach prognozy przyjęto:

- 2%, 1,7%, 1,3% – roczne przyrosty obciążenia w latach 2008–2020, zgodnie ze scenariuszem niestabilnego wzrostu gospodarczego (do początku kryzysu gospodarczego)
- 2%, 1,7%, 1,3% oraz 1,1% – roczne przyrosty obciążenia zgodnie z pesymistycznym scenariuszem rozwoju gospodarczego (okres recesji w latach 2008–2012 bez przyrostu obciążenia) i poprawy sytuacji począwszy od 2012 roku.

Prognozę tę w formie graficznej przedstawiono na rys. 3.



Rys. 3. Obciążenie Rygi w latach 2000–2008 oraz prognoza łącznego obciążenia maksymalnego na lata 2008–2020

Średnia gęstość obciążenia w mieście na danym poziomie napięcia wynosi:

$$\sigma_{av,j} = \frac{S_{city,j}}{\Pi_{city}} \quad (2)$$

gdzie:

- $\sigma_{av,j}$ – średnia gęstość obciążenia w sieci na j -tym poziomie napięcia, MVA/km²
 Π_{city} – obszar miasta przeznaczony do zabudowy, km²
 $S_{city,j}$ – całkowite obciążenie miasta, MVA.

Zgodnie ze scenariuszem pesymistycznym średnia gęstość obciążenia w Rydze w 2008 roku wynosiła 4 MVA/km², ale w 2020 roku nie przekroczy 4,6 MVA/km².

Gęstości obciążenia odniesione do szyn poszczególnych napięć stacji transformatorowych różnią się. Wynika to z ewentualnego dodatkowego obciążenia na wyższym poziomie napięcia oraz różnych współczynników równoczesności obciążenia szczytowego stacji transformatorowych w szczycie obciążenia systemu elektroenergetycznego, w zależności od liczby stacji transformatorowych w sieciach poszczególnych napięć (rys. 2).

Średnie gęstości obciążenia na poszczególnych poziomach napięcia i połączeniach pomiędzy nimi można wyrazić zależnością:

$$\begin{aligned} \sigma_0 &= \frac{S_{\Sigma 0,4}}{\Pi_{city}} \\ \sigma_1 &= \frac{S_{\Sigma 10-20}}{\Pi_{city}} = k_{o1} \cdot \sigma_0 \\ \sigma_2 &= \frac{S_{\Sigma 110-220}}{\Pi_{city}} = k_{o2} \cdot \sigma_1 \\ \sigma_3 &= \frac{S_{\Sigma 330-500-750}}{\Pi_{city}} = k_{o3} \cdot \sigma_2 \end{aligned} \quad (3)$$

gdzie:

$S_{\Sigma 0,4}$, σ_0 – odpowiednio, całkowite obciążenie przez odbiorców oraz gęstość obciążenia na szynach 0,4 kV stacji transformatorowych

$S_{\Sigma 10-20}$, σ_1 – jak wyżej, dla szyn 10–20 kV stacji transformatorowych

$S_{\Sigma 110-220}$, σ_2 – jak wyżej, dla szyn 110–220 kV stacji transformatorowych

k_{o1} – współczynnik równoczesności obciążenia szczytowego stacji transformatorowych 10–20/0,4 kV w szczycie mocy systemu, zależny od liczby stacji transformatorowych w sieci 10–20 kV

k_{o2} – współczynnik równoczesności obciążenia szczytowego stacji transformatorowych 110–220/10–20 kV w szczycie mocy systemu, zależny od liczby stacji transformatorowych w sieci 10–220 kV

k_{o3} – współczynnik równoczesności obciążenia szczytowego stacji transformatorowych 330–500–750/110–220 kV w szczycie mocy

systemu, zależny od liczby stacji transformatorowych w sieci 330–500–750 kV.

W warunkach rzeczywistych gęstości obciążeń różnią się w poszczególnych dzielnicach i mikrodzielnicach miasta, w obszarach obsługiwanych przez poszczególne stacje. Gęstość obciążenia w obszarze obsługiwany przez pojedynczą stację $\sigma_{TS,i}$ wynosi:

$$\sigma_{TS,i} = \frac{S_{TS,i}}{\Pi_{TS,i}} = \frac{n_i \cdot S_{r,i}}{\Pi_{TS,i}} \quad (4)$$

gdzie:

$\Pi_{TS,i}$ – obszar obsługiwany przez i -tą stację transformatorową.

Jeżeli gęstości obciążenia w obszarach obsługiwanych przez poszczególne stacje różnią się, wówczas skorygowaną średnią gęstość obciążenia w mieście można zdefiniować jako:

$$\begin{aligned} \sigma_{av,cr} &= \frac{k_{oj}(S_{TS,1} + S_{TS,2} + \dots + S_{TS,i})}{k_{rec}(\Pi_{TS,1} + \Pi_{TS,2} + \dots + \Pi_{TS,i})} = \\ &= \frac{k_{oj}(\sigma_{TS,1}\Pi_{TS,1} + \sigma_{TS,2}\Pi_{TS,2} + \dots + \sigma_{TS,i}\Pi_{TS,i})}{k_{rec}(\Pi_{TS,1} + \Pi_{TS,2} + \dots + \Pi_{TS,i})} \end{aligned} \quad (5)$$

gdzie:

k_{rec} – uznany współczynnik odzyskiwania obszarów obsługi przez stacje transformatorowe w warunkach rzeczywistych.

Całkowity obszar obsługiwany przez stacje transformatorowe powinien być nie mniejszy niż łączny obszar miasta przeznaczony do zabudowy (z wyjątkiem zbiorników wodnych, lasów, parków itp.):

$$\Pi_{city} \leq k_{rec} \cdot \sum_{i=1}^{n_{TS}} \Pi_{TS,i} \quad (6)$$

Opracowano metodę jednolitego podejścia do rozmieszczania stacji transformatorowych różnych napięć na obszarze miasta. W metodzie tej wykorzystuje się matematyczne i geometryczne modelowanie obszarów obsługiwanych przez stacje transformatorowe.

Obszar obsługiwany przez stację transformatorową można symulować jako różne figury geometryczne: koło, kwadrat, sześciokąt foremny itp. Modelem najwygodniejszym jest sześciokąt foremny, który umożliwia wypełnienie w określonym porządku obszaru zabudowy o praktycznie dowolnym kształcie (rys. 4). Warunkowo uznaje się, że stacja transformatorowa powinna być ulokowana w środku tego sześciokąta (w warunkach rzeczywistych nie powinna wykraczać poza jego granice).

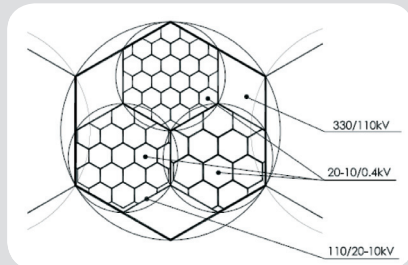
Ten model obszaru obsługiwane przez stację transformatorową wybiera się jako jednolity model-szablon dla stacji w różnych sieciach o strukturze hierarchicznej. Modele-szablony te mogą być przydatne do rozmieszczania stacji transformatorowych o tych samych napięciach znamionowych na planie głównym miasta (rys. 5).

Pomiędzy podstawowymi rozmiarami geometrycznymi tych sześciokątów (modeli-szablonów) a głównymi parametrami technicznymi transformatorów i sieci zachodzą następujące korelacje:

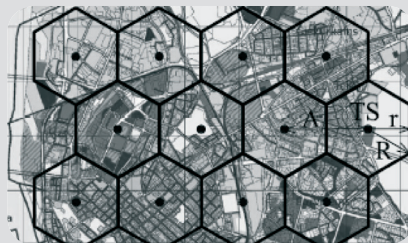
$$\begin{aligned} \Pi_{TS,i} &= 2.6 \cdot R_i^2 = \frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i} \\ R_i &= 0.62 \cdot \sqrt{\Pi_{TS,i}} = 0.62 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i}} \\ r_i &= 0.54 \cdot \sqrt{\Pi_{TS,i}} = 0.54 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i}} \\ A_i &= 1.1 \cdot \sqrt{\Pi_{TS,i}} = 1.1 \cdot \sqrt{\frac{n_i \cdot \beta_i \cdot S_{r,i}}{\sigma_i}} \end{aligned} \quad (7)$$

gdzie:

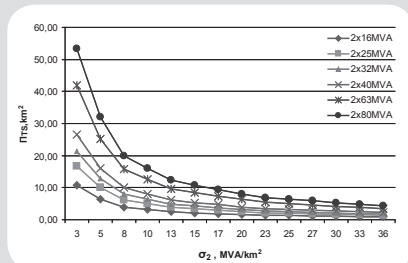
- R_i – promień obszaru obsługi stacji transformatorowej (także bok sześciokąta i promień opisanego na nim okręgu)
- r_i – promień okręgu wpisanego w sześciokąt
- A_i – teoretyczna minimalna odległość między sąsiednimi stacjami.



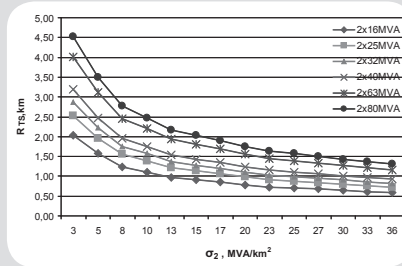
Rys. 4. Idealny model obszarów obsługiwanych przez stacje transformatorowe różnych napięć



Rys. 5. Idealny model lokalizacji stacji transformatorowych na planie głównym miasta



Rys. 6. Obszar obsługiwany przez stację transformatorową PiTS w funkcji gęstości obciążenia σ_2 dla dwutransformatorowych stacji 110/10 kV ze współczynnikiem obciążenia transformatorów $\beta = 0,5$



Rys. 7. Promień R_{TS} obszaru obsługiwane przez stację transformatorową w funkcji gęstości obciążenia σ_2 dla dwutransformatorowych stacji 110/10 kV ze współczynnikiem obciążenia transformatorów $\beta = 0,5$

Uzyskane korelacje pozwalają obliczyć powierzchnie obszarów obsługiwanych przez stacje transformatorowe (lub modeli-szablonów) i ich promienie (lub boki modeli-szablonów). Na przykład na rys. 6 i rys. 7 zależności obszarów obsługi i ich promieni od gęstości obciążenia dla stacji 110/10 kV wynikają ze współczynnika obciążenia transformatora $\beta = 0,5$ w normalnych warunkach pracy. Analogicznie można zbudować te same zależności dla transformatorów o różnych napięciach.

Maksymalne czynne obciążenie elektryczne poszczególnych obecnych stacji transformatorowych można określić z wyrażenia:

$$P_{t_2} = P_{t_1} \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right)^{t_2 - t_1} + k_1 \cdot k_2 \cdot P_p \quad (8)$$

w którym:

- α – przeciętny roczny przyrost obciążenia przez odbiorców w danym wariancie prognozy
- t_2 – ostatni rok okresu obliczeniowego ($t_2 = 2020$)
- t_1 – rok początkowy przyrostu obciążenia ($t_1 = 2008$ lub $t_1 = 2012$ zgodnie z przyjętym wariantem obliczeń)
- P_p – moc zgłoszona przez odbiorcę
- k_1 – współczynnik równoczesności obciążeń szczytowych ($k_1 = 0,8$)
- k_2 – współczynnik korekcyjny, który uwzględnia niepewność terminu przyłączenia mocy zgłoszonych przez odbiorców ($k_2 = 0,7$)

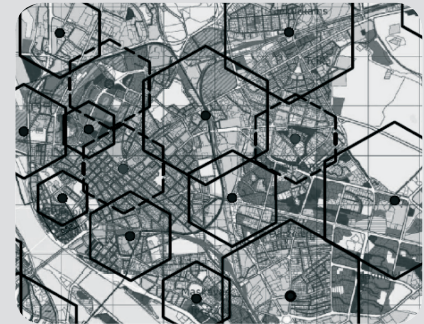
W tab. 1 podano przykład określenia obciążeń stacji transformatorowych.

Aby zapewnić odpowiednią jakość zasilania, wszystkich odbiorców w mieście trzeba racjonalnie rozdzielić pomiędzy poszczególne stacje transformatorowe, stosownie do obsługiwanych przez nie obszarów.

Na przykład na rys. 8 pokazano lokalizację stacji w części miasta na planie głównym miasta w warunkach rzeczywistych, tzn. przy różnych gęstościach obciążeń w obszarach obsługi poszczególnych stacji.

Analiza powierzchni obszarów obsługi pozwala sformułować następujące wnioski. Jeśli obszar obsługi mieści się w strefie dopuszczalnej, dana stacja nie jest przeciążona i ma rezerwę na przyrost obciążenia.

Jeśli powierzchnia obszaru obsługi i jego promień przekraczają dopuszczalne wartości, stacja transformatorowa jest przeciążona i aby ją odciążyc, trzeba ją rozbudować (zwiększyć liczbę transformatorów, wymienić transformator na większy) lub w jej pobliżu wybudować nową stację.



Rys. 8. Model rzeczywistej lokalizacji stacji transformatorowych na planie głównym miasta

Proces automatycznego rozmieszczenia obszarów obsługiwanych przez stacje transformatorowe na mapie miasta realizuje się za pomocą arkusza kalkulacyjnego Microsoft Excel i graficznego programu komputerowego AutoCAD.

Proponowana metoda i jej realizacja umożliwiają podejmowanie decyzji co do rozbudowy sieci na wczesnych etapach projektowania i wybór racjonalnego planu perspektywicznego w warunkach niepewności informacji wstępnych.

W perspektywnym układzie zasilania Rygi przewiduje się lokalizację wszystkich teoretycznie możliwych stacji transformatorowych oraz możliwość przyłączenia ich do obecnych lub nowych linii 110 kV w celu realizacji rozbudowy systemu 110–330 kV.

Wnioski

1. Zaproponowano jednolite podejście do racjonalnego tworzenia miejskiego elektroenergetycznego i rozwiązywania problemów jego rozbudowy.
2. Przeprowadzono matematyczne i geometryczne modelowanie obsługiwanych przez stacje transformatorowe obszarów w postaci sześciokątów foremnych.
3. Opracowano modele-szablony do rozmieszczania stacji transformatorowych dowolnych napięć na terenie miasta i uzyskano teoretyczne wyrażenia do obliczania ich rozmiarów geometrycznych.
4. Podano wyrażenie matematyczne do określenia przyszłych obciążeń stacji transformatorowych w ramach średnioterminowego planowania miejskiego systemu elektroenergetycznego.
5. Do automatyzacji procesu rozmieszczania obszarów obsługi na Planie głównym miasta zastosowano programy komputerowe MS Excel i AutoCAD.
6. Metoda ta umożliwia racjonalne podejmowanie decyzji o rozbudowie miejskiego systemu elektroenergetycznego na początkowych etapach projektowania w warunkach informacji niepełnych i niepewnych.

Przyrost obciążenia $\alpha\% =$				1,3	Przyrost obciążenia począwszy od roku				2012			
1	2			3	4	5	6	7	8	9	10	11
Nr	S_{nom} , MVA			$\beta_{admis.}$	Π_r , km ²	P_{2008} , MW	$\sigma_{2008.g.}$, MVA/km ²	$\beta_{,2008}$	P_p , MW	P_{2020} , MW	S_{2020} , MVA	$\beta_{,2020}$
	1	2	3									
91	40	40		0,5	2,56	19,4	8,42	0,27	0,5	21,79	24,21	0,3
96	40	40		0,5	7,68	29,2	4,22	0,41	0,5	32,66	36,29	0,45
918	40	40		0,5	17,6	18,2	1,15	0,25	0,5	20,46	22,73	0,28
9101	25	25		0,5	1,27	13,3	11,64	0,3	0,5	15,03	16,7	0,33
9105	40	40		0,5	3	36,2	13,41	0,5	0,5	40,42	44,91	0,56
9110	31,5	40	40	0,64	9,12	33,4	4,07	0,33	0,5	37,32	41,46	0,37
9111	40	63		0,39	2,22	33,2	16,62	0,36	0,5	37,09	41,22	0,4
9112	15	20	25	0,58	8,96	11,9	1,48	0,22	0,5	13,48	14,97	0,25
9113	25	25		0,5	1,83	12,1	7,35	0,27	0,5	13,7	15,22	0,3
9114	40	40		0,5	3,9	30,8	8,77	0,43	0,5	34,43	38,26	0,48
9115	40	40		0,5	10,26	25,3	2,74	0,35	0,5	28,33	31,48	0,39
9116	25	25		0,5	0,94	15,3	18,09	0,34	0,5	17,25	19,16	0,38
9117	25	25		0,5	17,1	19,3	1,25	0,43	0,5	21,68	24,09	0,48
9119	25	25		0,5	0,9	25,6	31,6	0,57	0,5	28,67	31,85	0,64
9123	25	25		0,5	4,4	11,2	2,83	0,25	0,5	12,7	14,11	0,28
9130	25	25		0,5	12,89	21,4	1,84	0,48	0,5	24,01	26,68	0,53
9131	40	40		0,5	6,8	28,3	4,62	0,39	0,5	31,66	35,18	0,44
9132	10	10		0,5	1	1,4	1,56	0,08	0,5	1,83	2,04	0,1
9133	16	16		0,5	3,36	7,3	2,41	0,25	0,5	8,37	9,31	0,29
9136	25	25		0,5	2,5	19,4	8,62	0,43	0,5	21,79	24,21	0,48
9137	32	32		0,5	1,1	1,6	1,62	0,03	0,5	2,05	2,28	0,04
9139	32	32		0,5	4,85	9,2	2,11	0,16	0,5	10,48	11,65	0,18
9140	25	25		0,5	7,8	23	3,28	0,51	0,5	25,78	28,65	0,57
9141	25	25		0,5	3,9	16,6	4,73	0,37	0,5	18,69	20,76	0,42
9142	25	25	25	0,67	14,4	35,5	2,74	0,53	0,5	39,64	44,05	0,59
9144	25	25		0,5	4,1	18	4,88	0,4	0,5	20,24	22,49	0,45
9106	32	32		0,5	0	0	0	0	3,5	1,96	2,18	0,03

Tab. 1. Określenie obciążenia stacji transformatorowych

Bibliografia

1. Krishans Z., Fundamentals of Power Engineering Enterprises Management [Podstawy zarządzania przedsiębiorstwem elektroenergetycznym], Politechnika w Rydze, 1997, s. 122 (w języku łotewskim).
2. Guseva S., Mathematical model of power supply schemes supply of urban housing estate [Model matematyczny systemów elektroenergetycznych zasilania osiedli mieszkaniowych], *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, Ryga 1988, No. 6, s. 110–113 (w języku rosyjskim).
3. Guseva S., Skobeleva N., Breners N., Borscevskis O., Service areas modeling of urban transformer substations [Modelowanie obszarów obsługiwanych przez miejskie stacje transformatorowe], Publikacje Politechniki w Rydze, *Elektroenergetyka i Elektryczność*, Ryga 2009, No. 24(4) s. 24–31.
4. Guseva S., Borscevskis O., Skobeleva N., Breners N., Load forecasting till 2020 of existing and perspective transformer substations in Riga [Prognozowanie obciążeń obecnych i planowanych stacji transformatorowych w Rydze do roku 2020], Publikacje Politechniki w Rydze, *Elektroenergetyka i Elektryczność*, Ryga 2009, No. 25(4) s. 77–80.
5. Guseva S., Skobeleva N., Breners N., Borscevskis O., Determination of service areas of urban transformer substations and distribution using geometrical templates [Określanie obszarów obsługiwanych przez miejskie stacje transformatorowe i rozdziału przy użyciu szablonów geometrycznych], *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, Ryga 2009, No. 6, s. 16–26.
6. Guseva S., Skobeleva N., Breners N., Borscevskis O., Rational approach to the formation of urban power supply system in solving of development problems [Racjonalne podejście do tworzenia miejskiego systemu elektroenergetycznego przy rozwiązywaniu problemów jego rozbudowy], Energy Forum 2010, Warna, 2010, s. 280–289.

Podziękowanie



Praca niniejsza była subsydiowana ze środków Europejskiego Funduszu Społecznego w ramach projektu „Wsparcie dla wdrażania studiów doktoranckich na Politechnice w Rydze”.

Svetlana Guseva

prof. dr inż.

Ryski Uniwersytet Techniczny

e-mail: guseva@eef.rtu.lv

Dyplom inżyniera uzyskała w Instytucie Politechnicznym w Rydze (1964), stopień kandydata nauk technicznych w Białoruskim Instytucie Politechnicznym (1987) i doktora habilitowanego nauk technicznych na Politechnice Ryskiej (1992). Od 1965 roku pracuje na Politechnice Ryskiej (d. Instytucie Politechnicznym w Rydze), od 2003 roku jako profesor nadzwyczajny. Jej badania obejmują matematyczną symulację i optymalizację systemu elektroenergetycznego.

Olegs Borscevskis

mgr inż.

Ryski Uniwersytet Techniczny

e-mail: olegs.borcevskis@latvenergo.lv

Dyplom inżyniera uzyskał na Politechnice Ryskiej (2005), tam też zdobył tytuł magistra inżyniera (2007). Od 2008 roku jest słuchaczem studiów doktoranckich.

Nataly Skobeleva

mgr inż.

Ryski Uniwersytet Techniczny

e-mail: nataly.skobeleva@olimps.lv

Dyplom inżyniera uzyskała na Politechnice Ryskiej (1990), tam też zdobyła tytuł magistra inżyniera (1996). Od 2007 roku jest słuchaczką studiów doktoranckich i pracownikiem badawczym politechniki.

Lubov Petrichenko

inż.

Ryski Uniwersytet Techniczny

e-mail: luba1302@inbox.lv

Stopień licencjata z zakresu inżynierii elektrycznej uzyskała na Politechnice Ryskiej (2008). Słuchaczka studiów magisterskich w Instytucie Elektroenergetyki macierzystej uczelni.