



ПРОЕКТЫ И ИССЛЕДОВАНИЯ

Схемная оптимизация электрической сети по показателю средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии

Иванникова Н. Ю.

Учебно-тренинговый образовательный центр подготовки персонала филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго», Мурманск

Сазыкин В. Г., доктор техн. наук, Багметов А. А., магистр

Кубанский государственный аграрный университет им. И. Т. Трубилина, Краснодар

В соответствии с Программой инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016 – 2020 гг. с перспективой до 2025 г. рассмотрены оптимальные проектные решения для распределительных электрических сетей напряжением 6 – 20 кВ с наибольшими экономическим эффектом и уровнем надежности. Предложены варианты совместного использования оптимальных версий схем, полученных на основе разных критериев, с последующей установкой автоматического секционирующего реклоузера в узле, место расположения которого определено оптимальным значением показателя надежности P_{SAIDI} . На основе количественной оценки получено, что наилучшими результатами при установке реклоузера в оптимальном узле обладают оптимизированные методом деревьев Штейнера схемы сетей минимальной длины с минимальными дисконтированными затратами.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, оптимизация, показатель надежности P_{SAIDI} , реклоузер, оптимальный узел расположения.

К наиболее протяженным распределительным электрическим сетям (РЭС) в ПАО «Россети», а также в его дочерних и зависимых обществах относятся линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 6 – 20 кВ, длина которых приближается к 1 млн км и составляет более 46 % среди РЭС 0,4 – 330 кВ [1]. При этом и основная масса отказов в электроснабжении потребителей приходится на воздушные линии (ВЛ) напряжением 6 – 20 кВ. ЛЭП 6 – 20 кВ, составляющие основу РЭС промышленных, городских и сельскохозяйственных систем электроснабжения (СЭС), в большинстве случаев представляют собой сложные разветвленные радиальные линии, к которым на глухих ответвлениях подключены трансформаторные подстанции с вторичным напряжением 0,4 кВ.

Высокая степень износа основных фондов и значительная средняя годовая удельная повреждаемость на 100 км ВЛ (порядка 40 технических нарушений на 100 км в год [2]) обуславливают необходимость совершенствования конструкции фидеров и их ответвлений с использованием различных мероприя-

тий по повышению надежности СЭС: оптимизации конфигурации, установки средств автоматического повторного включения (АПВ), секционирующих выключателей, повышения уровня напряжения и др.

Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016 – 2020 гг. с перспективой до 2025 г. [3] по направлению «Развитие и внедрение системы автоматизированной защиты и управления электроэнергетических объектов нового поколения» предусматривает наработку оптимальных проектных решений для достижения наибольших экономического эффекта и уровня надежности. К одному из целевых способов оценки СЭС относится показатель надежности P_{SAIDI} (System Average Interruption Duration Index) — системный показатель средней длительности перерывов электроснабжения, ч/год [1, 4]. Использование результатов Программы позволит повысить эффективность процесса передачи электроэнергии и увеличить надежность энергоснабжения. В статье рассматриваются конкретные предложения, реализуемые на уровне проектирования, эксплуатации и ре-

конструкции РЭС 6 – 20 кВ, соответствующие целям Программы [3].

Обычно на стадиях проектирования и реконструкции РЭС рассматривается несколько вариантов сетевой конфигурации, из которых выбирается лучший по технико-экономическим показателям. Тем не менее, в [5] показано, что полученное таким образом решение не может быть оптимальным из-за недостаточного перебора конфигураций и неоптимального расположения узлов сети на местности. Применение, например, модели потоковой задачи Штейнера [6] для оптимизации конфигурации РЭС позволяет учесть эту специфику. Хотя и в этом случае даже оптимальные схемы РЭС по показателю надежности P_{SAIDI} имеют высокий уровень перерывов электроснабжения.

Одним из эффективных мероприятий при проектировании, эксплуатации и реконструкции РЭС с целью повышения их надежности и снижения недоотпуска электроэнергии из-за сетевых повреждений является установка секционирующего реклоузера [7]. В протяженных РЭС с множеством ответвлений при определении оптимального места расположения секционирующего реклоузера требуется решение задачи, отвечающей ряду критериев и ограничений. Эта задача нетривиальна [8, 9]. Она должна решаться экспертами — высококвалифицированными специалистами [10].

Разными авторами рассматриваются варианты оптимальных версий схем, полученных на основе разных критериев [5, 11], с последующей установкой секционирующего реклоузера в узле [7], место положения которого определяется оптимальным значением показателя надежности P_{SAIDI} [1, 4]. Этот показатель является количественной характеристикой свойств, определяющих надежность объекта СЭС. Он определяется по формуле

$$P_{SAIDI} = \frac{\sum_j T_j N_j}{N_t}, \quad (1)$$

где T_j — продолжительность j -го прекращения передачи электрической энергии потребителям при технологическом нарушении, ч; N_j — количество точек поставки (узлов), в которых произошло j -е прекращение передачи электрической энергии при технологическом нарушении; N_t — максимальное в год число точек поставки (узлов).

Количество прекращений передачи электрической энергии точкам поставки (узлам) в расчетном (рассматриваемом) году:

$$\omega_{II} = \omega_0 \cdot 10^{-2} \cdot L, \quad (2)$$

где ω_0 — удельное количество отключений потребителя на 100 км в год; L — длина линии, км.

Продолжительность отключения потребителей, ч/год

$$T_{II} = \omega_{II} T_L L, \quad (3)$$

где T_L — среднее удельное время восстановления ВЛ при повреждении.

Для выявления оптимального места расположения секционирующего реклоузера в РЭС использована методика последовательного определения и сравнения полученных численных значений P_{SAIDI} в возможных вариантах [11]. Поскольку каждая РЭС имеет ряд индивидуальных особенностей, то подобную оптимизационную задачу целесообразно решать на конкретных примерах.

Рассмотрим варианты (рис. 1) разомкнутой ВЛ напряжением 10 кВ [5] со следующими техническими характеристиками: ВЛ получает электроэнергию от центра питания (ЦП) — районной подстанции (ПС); головной выключатель $Q_{ЦП}$ отходящего от ПС фидера оснащен максимальной токовой релейной защитой и АПВ. На схемах рис. 1 узлы ($x = 1, 2, \dots, n$) и точки (жирное выделение) подключения нагрузок могут не совпадать, что обусловлено разным количеством узлов (пять-шесть единиц), нагрузок (9 единиц) и зависит от варианта схемного решения.

Удельная частота повреждений ВЛ 10 кВ с учетом региональных природно-климатических условий и степени износа ЛЭП $\omega_0 = 30$ единиц на 100 км в год.

Продолжительность восстановления электроснабжения (длительность T_{II} отключения потребителей) определяется временем, затрачиваемым на обход поврежденного участка РЭС и ремонт повреждения [11]. Принимается среднее удельное время восстановления ВЛ при повреждении $T_L = 0,6$ ч/км.

Секционирующий реклоузер Q_R разделяет РЭС на две части (рис. 2). Первая часть РЭС L_1 защищается от короткого замыкания KI релейной защитой, воздействующей на го-

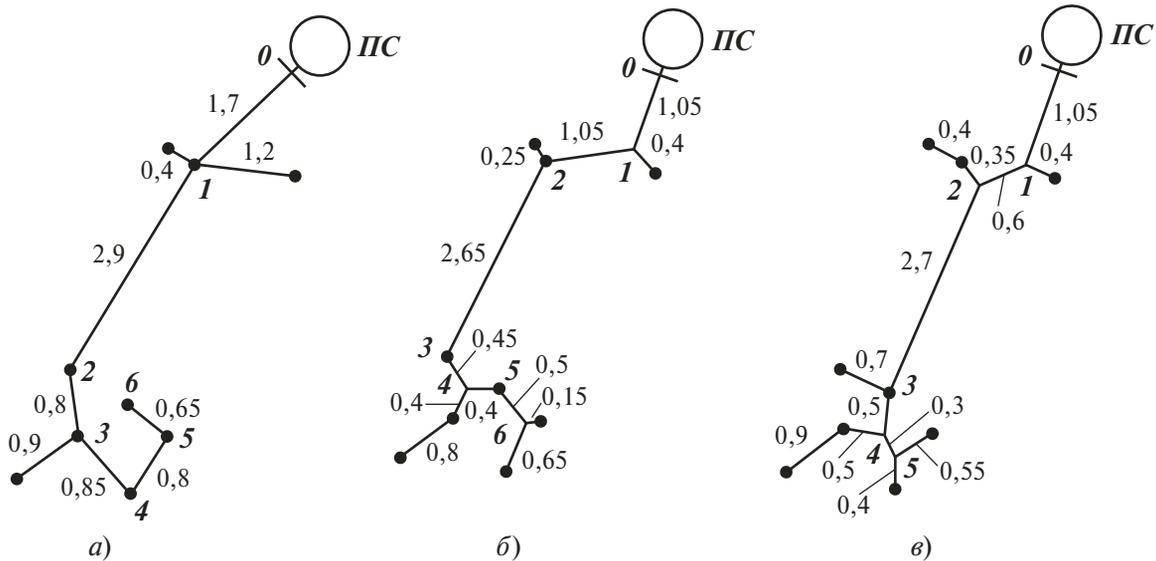


Рис. 1. Варианты схем РЭС с указанием узлов x (обозначены жирным курсивом), длины каждого участка в км (обозначены курсивом) и точек подключения нагрузок:

a — исходная схема ВЛ — $L_{\Sigma} = 10,2$ км; b — вариант минимальной длины — $L_{\Sigma} = 8,75$ км; v — вариант минимальных дисконтированных затрат — $L_{\Sigma} = 9,35$ км

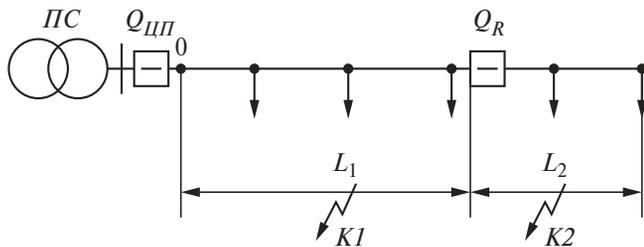


Рис. 2. Зоны действия защит подстанционного выключателя $Q_{цп}$ и секционирующего реклоузера Q_R

ловной выключатель фидера $Q_{цп}$, вторая часть L_2 защищается от короткого замыкания K_2 релейной защитой, воздействующей на реклоузер Q_R .

По формуле (2) распределение годового количества отключений для исходной схемы (рис. 1, a) составляет:

a) от ПС (узел 0) до расчетного узла (узел 1), включая его нагрузку $П1$:

$$\begin{aligned} \omega_{П1} &= \omega_0 \cdot 10^{-2} \cdot L_1 = \\ &= \frac{30}{100} (1,7 + 0,4 + 1,2) = 0,99 \text{ год}^{-1}; \end{aligned}$$

b) от расчетного узла (узел 1) до конца линии $П2$ (узел 6):

$$\begin{aligned} \omega_{П2} &= \omega_0 \cdot 10^{-2} \cdot L_2 = \\ &= \frac{30}{100} (2,9 + 0,8 + 0,9 + 0,85 + 0,8 + 0,65) = \\ &= 2,07 \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

По выражению (3) годовая длительность отключений потребителей на соответствующих участках сети $П1$ и $П2$:

$$T_{П1} = \omega_{П1} T_L L_1 = 0,99 \cdot 0,6 \cdot 3,3 = 1,96 \text{ ч/год};$$

$$T_{П2} = \omega_{П2} T_L L_2 = 2,07 \cdot 0,6 \cdot 6,9 = 8,57 \text{ ч/год}.$$

Таблица 1

Расчетные показатели исходной РЭС (рис. 1, a) длиной $L_{\Sigma} = 10,2$ км

L_1/L_2 , км	$\omega_{П1}/\omega_{П2}$, год $^{-1}$	$T_{П1}/T_{П2}$, ч/год	$П_{SAIDI}$, ч/год
$L_{01}/L_{16} = 3,3/6,9$	$\omega_{01}/\omega_{16} = 0,99/2,07$	$T_{01}/T_{16} = 1,96/8,57$	10,53
$L_{02}/L_{26} = 6,2/4$	$\omega_{02}/\omega_{26} = 1,86/1,2$	$T_{02}/T_{26} = 6,92/2,88$	9,8
$L_{03}/L_{36} = 7,9/2,3$	$\omega_{03}/\omega_{36} = 2,37/0,69$	$T_{03}/T_{36} = 11,2/0,95$	12,15
$L_{04}/L_{46} = 8,75/1,35$	$\omega_{04}/\omega_{46} = 2,625/0,406$	$T_{04}/T_{46} = 13,8/0,33$	14,13
$L_{05}/L_{56} = 9,55/0,65$	$\omega_{05}/\omega_{56} = 2,865/0,196$	$T_{05}/T_{56} = 16,4/0,08$	16,48

Таблица 2

Расчетные показатели РЭС минимальной длины (рис. 1, б) $L_{\Sigma} = 8,76$ км

L_1/L_2 , км	$\omega_{П1}/\omega_{П2}$, год ⁻¹	$T_{П1}/T_{П2}$, ч/год	Π_{SAIDI} , ч/год
$L_{01}/L_{16} = 1,45/7,3$	$\omega_{01}/\omega_{16} = 0,435/2,19$	$T_{01}/T_{16} = 0,38/9,59$	9,97
$L_{02}/L_{26} = 2,75/6$	$\omega_{02}/\omega_{26} = 0,825/1,8$	$T_{02}/T_{26} = 1,36/6,48$	7,84
$L_{03}/L_{36} = 5,4/3,35$	$\omega_{03}/\omega_{36} = 1,62/1,005$	$T_{03}/T_{36} = 5,25/2,02$	7,27
$L_{04}/L_{46} = 7,05/1,7$	$\omega_{04}/\omega_{46} = 2,115/0,51$	$T_{04}/T_{46} = 8,95/0,52$	9,47
$L_{05}/L_{56} = 7,45/1,3$	$\omega_{05}/\omega_{56} = 2,235/0,39$	$T_{05}/T_{56} = 9,99/0,3$	10,3

Таблица 3

Расчетные показатели РЭС длиной $L_{\Sigma} = 9,35$ км с минимальными дисконтированными затратами (рис. 1, в)

L_1/L_2 , км	$\omega_{П1}/\omega_{П2}$, год ⁻¹	$T_{П1}/T_{П2}$, ч/год	Π_{SAIDI} , ч/год
$L_{01}/L_{15} = 1,45/7,9$	$\omega_{01}/\omega_{15} = 0,435/2,19$	$T_{01}/T_{15} = 0,38/11,2$	11,61
$L_{02}/L_{25} = 2,8/6,55$	$\omega_{02}/\omega_{25} = 0,84/1,965$	$T_{02}/T_{25} = 1,41/7,72$	9,13
$L_{03}/L_{35} = 6,2/3,15$	$\omega_{03}/\omega_{35} = 1,86/0,945$	$T_{03}/T_{35} = 6,92/1,79$	8,71
$L_{04}/L_{45} = 8,1/1,25$	$\omega_{04}/\omega_{45} = 2,43/0,375$	$T_{04}/T_{45} = 11,8/0,28$	12,09

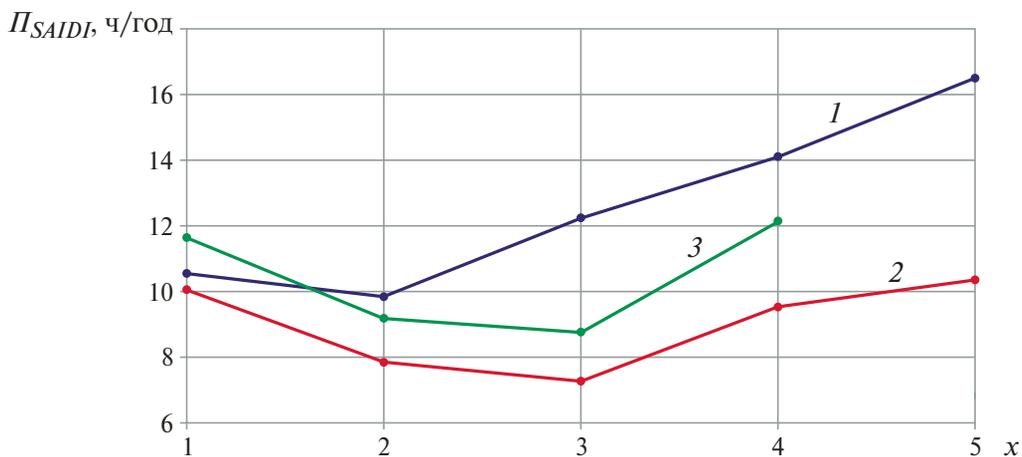


Рис. 3. Графики зависимостей показателя $\Pi_{SAIDI} = f(x)$:

1 — исходная сеть; 2 — РЭС минимальной длины; 3 — РЭС с минимальными дисконтированными затратами

Показатель Π_{SAIDI} является суммой средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на участках РЭС:

$$\Pi_{SAIDI} = 1,96 + 8,57 = 10,523 \text{ ч/год.} \quad (4)$$

Расчеты в оставшихся узлах и по другим вариантам РЭС выполнены аналогично и сведены в табл. 1 – 3.

Для определения оптимального места расположения секционирующего реклоузера по

данным табл. 1 – 3 построены графики зависимости рассчитанных значений Π_{SAIDI} (рис. 3) в функции варианта места (узла x) установки реклоузера.

С целью относительного сравнения полученных результатов рассчитывается значение $\Pi_{SAIDI\Sigma}$, ч/год, на всех участках j РЭС с учетом составляющих по формулам (2) и (3):

$$\Pi_{SAIDI\Sigma} = \omega_0 \cdot 10^{-2} \cdot \sum_j L_j^2 T_{Lj}. \quad (5)$$

Эффективность повышения надежности (ЭПН) РЭС оценивается по отношению значений $P_{SAIDI\Sigma}$ в схемах без реклоузера по формуле (5) к оптимальному значению $P_{SAIDI\ opt}$ с реклоузером (по рис. 3):

$$\text{ЭПН} = P_{SAIDI\Sigma} / P_{SAIDI\ opt}. \quad (6)$$

ЭПН по вариантам РЭС (рис. 1 и 3): 1) $\text{ЭПН}_1 = 18,7/9,8 = 1,91$; 2) $\text{ЭПН}_2 = 13,8/7,27 = 1,9$; 3) $\text{ЭПН}_3 = 15,7/8,71 = 1,8$.

При наличии секционирующего реклоузера в сети ЭПН можно также оценить по отношению значений показателей P_{SAIDI} в различных узлах расположения реклоузера к оптимальному значению показателя $P_{SAIDI\ opt}$ с реклоузером (по рис. 3). Например, в оптимизированной схеме РЭС минимальной длины (кривая 2 на рис. 3) ЭПН достигает значения $\text{ЭПН}_2 = 10,3/7,27 = 1,42$.

Выводы

1. Место оптимального расположения секционирующего реклоузера в разомкнутой РЭС может быть определено на основе показателя надежности. При этом P_{SAIDI} раскрывает дополнительную “среднюю” характеристику уровня надежности оказываемых услуг сетевых организаций.

2. Полученные графики $P_{SAIDI} = f(x)$ показывают, что место расположения секционирующего реклоузера в РЭС существенно влияет на продолжительность перерывов электроснабжения, связанных с поиском и ликвидацией повреждения.

3. Расположение реклоузера в “оптимальном” узле различных схем РЭС позволяет эффективно повысить надежность электроснабжения, снижая продолжительность устойчивого отключения потребителей в 1,8 – 1,91 раза.

4. Наилучшими результатами в снижении продолжительности отключения потребителей при расположении реклоузера в “оптимальном” узле обладают оптимизированные схемы РЭС минимальной длины и с минимальными дисконтированными затратами.

5. В оптимизированной схеме РЭС минимальной длины с установкой секционирующего реклоузера в “оптимальном” узле возможно эффективное повышение надежности электроснабжения (снижение продолжительности устойчивого отключения потребителей — в 1,42 раза).

Список литературы

1. О единой технической политике в электросетевом комплексе. — М.: ПАО “Россети”. — 2017. — 195 с.
2. Сазыкин, В. Г. Анализ технического состояния электрооборудования распределительных сетей напряжением 6 – 10 кВ АПК / В. Г. Сазыкин, А. Г. Кудряков // Успехи современной науки и образования. — 2017. — № 1. — Т. 1. — С. 97 – 102.
3. Программа инновационного развития ПАО “Россети” на период 2016 – 2020 гг. с перспективой до 2025 г. — М.: ПАО “Россети”, 2017. — 341 с.
4. Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и услуг для организации по управлению единой (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций. — М.: Минэнерго России, 2016. — 128 с.
5. Борисов, Г. А. Оптимизация конфигурации распределительных электрических сетей / Г. А. Борисов, В. Д. Кукин // Электричество, 2012. — № 4. — С. 14 – 18.
6. Yang, Z.-X. Geometry Experiment Algorithm Steiner Minimal Tree Problem / Z.-X. Yang, X.-Y. Kia, J.-Y. Hao, Y.-P. Gao // Journal of Applied Mathematics, 2013. — Vol. 2013. — P. 1 – 10.
7. Максимов, Б. К. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с возмущением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей / Б. К. Максимов, В. В. Воронницкий // Электротехника. — 2005. — № 10. — С. 7 – 22.
8. Attari, S. K. A. A novel method based on teaching-learning-based optimization for recloser placement with load model consideration in distribution system / S. K. A. Attari, M. Bakhshpour, M. Shakarami, F. Namdari // Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science. April 2016. — Vol. 2. — No. 1. — Pp. 1 – 10. DOI: 10.11591/ijeecs.v2.i1.pp1 – 10.
9. Hashemi, S. M. A Genetic algorithm approach to optimal placement of switching and protective equipment on a distribution network / S. M. Hashemi, S. Barati, S. Talati, H. Noori // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. — 2016. — Vol. 11. — No. 3. — Pp. 1395 – 1400.
10. Deghani, N. Optimization of recloser placement to improve reliability by genetic algorithm / N. Deghani, R. Dashti // Energy and Power Engineering. — 2011. — № 3. — Pp. 508 – 512. DOI:10.4236/epe.2011.34061.
11. Сазыкин, В. Г. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6 – 10 кВ / В. Г. Сазыкин, А. Г. Кудряков, А. А. Багметов // Электротехнические системы и комплексы. — 2018. — № 1(38). — С. 33 – 39. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1\(38\)-33-39](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1(38)-33-39).

References

1. O edinoi tekhnicheskoi politike v elektrosetevom komplekse (About the unified technical policy in the electric grid complex), Moscow, PJSC ROSSETI, 2017, 195 p.
2. Sazykin V. G., Kudryakov A. G. Modern science success, 2017, No. 1, Vol. 1, pp. 97 – 102.

3. **Programma innovatsionnogo razvitiya PAO "Rosseti" na period 2016 – 2020 gg. s perspektivoi do 2025 g.** (The Innovation Development Program of PJSC ROSSETI for the period of 2016 – 2020. with a view to 2025), Moscow, PJSC ROSSETI, 2017, 341 p.
4. **Metodicheskie ukazaniya po raschetu urovnya nadezhnosti i kachestva postavlyaemykh tovarov i uslug dlya organizatsii po upravleniyu edinoi (obshcherossiiskoi) elektricheskoi set'yu i territorial'nykh setevykh organizatsii** (Guidelines for calculating the level of reliability and quality of the goods and services supplied for the organization for managing the unified (all-Russian) electric network and territorial grid organizations), Moscow, Minenergo Rossii, 2016, 128 p.
5. **Borisov G. A., Kulin V. D. Elektrichestvo** (Electricity), 2012, No. 4, pp. 14 – 18.
6. **Yang Z.-X., Kia X.-Y., Hao J.-Y., Gao Y.-P. Geometry Experiment Algorithm Steiner Minimal Tree Problem**, Journal of Applied Mathematics, 2013, Vol. 2013, pp. 1 – 10.
7. **Maksimov B. K., Vorotnitskii V. V. Elektrotehnika** (Electrical Engineering), 2005, No. 10, pp. 7 – 22.
8. **Attari S. K. A., Bakhshipour M., Shakarami M., Namdari F. A novel method based on teaching-learning-based optimization for recloser placement with load model consideration in distribution system.** Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science. April 2016, Vol. 2, No. 1, pp. 1 – 10. DOI: 10.11591/ijeecs.v2.i1.pp1-10.
9. **Hashemi S. M., Barati S., Talati S., Noori H. A Genetic algorithm approach to optimal placement of switching and protective equipment on a distribution network.** ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 2016, Vol. 11, No. 3, pp. 1395 – 1400.
10. **Dehghani N., Dashti R. Optimization of recloser placement to improve reliability by genetic algorithm.** Energy and Power Engineering, 2011, No. 3, pp. 508 – 512. DOI:10.4236/epe.2011.34061.
11. **Sazykin V. G., Kudryakov A. G., Bagmetov A. A. Elektrotehnicheskie sistemy i komplekсы** (Electrotechnical systems and complexes), 2018, No. 1(38), pp. 33 – 39. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1\(38\)-33-39](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1(38)-33-39).

nuivannikova@kolenergo.ru

Circuit Optimization of the Electrical Network by the System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Ivannikova N. Yu., Sazykin V. G., Bagmetov A. A.

Optimal design solutions for 6–20 kV power distribution networks with the highest level of reliability and economic efficiency are considered in accordance with the Innovation Development Program of PJSC ROSSETI for the period 2016–2020 with an outlook until 2025. The options for combined use of the optimal scheme designs obtained on the basis of different criteria with subsequent installation of the automatic sectionalizing recloser in a certain node (location of the node being determined by the optimal reliability index) are proposed. On the basis of quantitative assessment, it is shown that when the recloser is installed in the optimal node the best results are provided by Steiner tree-optimized schemes of the networks of minimal length with minimal discounted costs.

Keywords: electrical distribution network, optimization, reliability index, recloser, optimal location node.

Иванникова Н.Ю., Сазыкин В.Г., Багметов А.А. Схемная оптимизация электрической сети по показателю средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии // Промышленная энергетика, 2019. № 3. С. 12–17.