

5. Программная реализация определения оптимального местоположения реклоузера на воздушной линии 10 Кв (Семикин С.Д., Белов С.И., Цедяков А.А.)

Специфика системы электроснабжения (СЭС) сельских районов состоит в том, что они размещены на огромной территории, с общей длиной около 2,3 млн. км [127]. Статистика повреждений ВЛ 6–10 свидетельствует о 30 и более аварийных отключениях на 100 км в год. Примерно 70% всех нарушений электроснабжения сельскохозяйственных потребителей происходит в воздушных линиях 6-10 кВ [128]. Применение реклоузеров в электрических сетях 6-10 кВ зарекомендовало себя как более эффективный метод повышения надежности электроснабжения и технически, и экономически [128], [129].

При разработке и проектировании сельскохозяйственных электрических сетей в вопросах определения оптимального места расположения реклоузеров требуются сложные алгоритмы [127]. Для выбора места установки реклоузеров в электрической сети, необходимо определить назначение его установки, его варианта применения, а также выбрать критерий, по которому будет оцениваться уровень надежности электроснабжения [130].

Определить степень достижения цели функционирования системы электроснабжения, в частности обеспечения потребителей качественной и надежной электроэнергией с высокими технико-экономическими показателями, позволяют частные критерии оценки уровня надежности системы электроснабжения.

В набор частных критериев в общем случае следует включать не только показатели надежности [130]: количество (ω) и длительность (T) отключений потребителя(-ей); время восстановления электроснабжения после отказа; суммарный годовой недоотпуск электрической энергии (ГНЭ); дисконтированные затраты на осуществления варианта, при резервировании

и секционировании линий [128], [129], но и критерии оценки качества электроэнергии [131], с учетом влияние на качество ЭЭ объектов малой энергетики [132]; оценки потерь и учета электроэнергии [23], включая энергоэффективность (снижение энергоемкости) производства сельскохозяйственной продукции [133].

Показатель ГНЭ $\Delta W_{\text{НЭ}}$ рассчитываем по формуле [130]:

$$\Delta W_{\text{НЭ}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T_0 \cdot (1 - k_y) \cdot k_{\text{вз}} \cdot (L_{\text{отв}} + L_{\text{маз}}) \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{Роме}i}; \quad (159)$$

$$P_p = S_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi \cdot k_3; \quad (160)$$

где $\Delta W_{\text{НЭ}}$ – ГНЭ, кВт·ч/год; ω_0 – удельная частота повреждений ВЛ 6-10 кВ, единиц на 100 км в год; T – средняя продолжительность восстановления одного устойчивого повреждения, ч; L – длина участка линии, км; P_p – активная расчетная мощность нагрузки, кВт; $S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность нагрузки, кВ·А; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности; k_3 – коэффициент загрузки; k_y – коэффициент учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на число аварийных отключений; $k_{\text{вз}}$ – учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на общую продолжительность возобновления электроснабжения.

Значения коэффициента k_y следует принимать следующие [129], [130]:

- $k_y = 0$ – без реклоузеров или там, где планируется их установка, а также если количество АПВ на реклоузерах равно количеству циклов АПВ на головном выключателе на центральной подстанции;

- $k_y = 0,2$ – при наличии двухкратного АПВ реклоузера и однократного АПВ на головном выключателе (или его ручном включении);

- $k_y = 0,25$ – при наличии трехкратного АПВ реклоузера.

Значение коэффициента $k_{\text{в}}$ следует принимать 0,6.

Такие показатели как поток отказов ω и продолжительность отключения T потребителя, являются критериями для адресного повышения надежности. Уменьшение данных показателей приводит к уменьшению

времени отключения потребителей, оказывающих влияние на недоотпуск электроэнергии.

Поток отказов рассчитывается по формуле [130]:

$$\omega = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_y) \cdot L; \quad (161)$$

где ω – количество отключений потребителя в год, 1/год; L – длина участка линии, км;

Продолжительность отключений в год рассчитывается по удельной продолжительности отключений, полученных для сельских сетей:

$$T = \alpha \cdot L; \quad (162)$$

где α – удельная годовая продолжительность отключений распределительных линий, ч/(год·км); L – длина участка линии, км;

Значение удельной годовой продолжительности отключений α для ВЛ 10 (6) кВ принимается равным 0,9 [130].

Для технико-экономического обоснования повышения надежности необходим расчет затрат на осуществление варианта и ущерба, наносимого потребителям в результате недоотпуска электроэнергии из-за вероятных отказов элементов схемы. Затраты (Z) рассчитываются по формуле [130]:

$$Z = KB \cdot E_n + P_p + P_{то}; \quad (163)$$

где KB – капитальные вложения, млн.руб; E_n – коэффициент нормы эффективности капитальных вложений (0,1); P_p – прочие расходы, руб; $P_{то}$ – расход на техническое обслуживание, руб.

Прочие расходы находятся по формуле:

$$P_p = KB \cdot 0,01; \quad (164)$$

Расход на техническое обслуживание рассчитывается по формуле [130]:

$$P_{то} = KB \cdot \frac{r_0}{100}; \quad (165)$$

где r_0 – годовая норма ремонта и ТО; $r_0 = 2,9$ % - для

электрооборудования.

Ущерб ($У$) рассчитывается по формуле [130]:

$$У = у_0 \cdot \sum W_H; \quad (166)$$

где $у_0$ — удельный ущерб от недоотпуска 1 кВт · ч, [руб./ (кВт · ч)], оцениваемый замыкающими затратами на производство сельскохозяйственной продукции.

Анализ технико-экономических расчетов электрических сетей для установления экономически обоснованной величины удельных потерь показал, что этот коэффициент принимать равным 1,5—4 долл./кВтч, т. е. в ценах 2019 г. это будет 96—257 руб./кВт ч (данные являются усредненными и допускаются для оценки перерывов в электроснабжении потребителей) [127].

Критерий оценки качества напряжения у потребителей, определяется как [130]:

$$\sum H S_m = \sum_{t=1}^{T_c} \sum_{i=1}^k H_i S_{mit} \alpha^{t-1}; \quad (167)$$

$$\text{где } H = \frac{\int_t^{t+T} V(t)^2 P(t) dt}{\int_t^{t+T} P(t) dt};$$

где $V(t)$ — отклонение напряжения у потребителей, зависящее от момента времени; $P(t)$ — активная мощность в различные моменты времени t ; S_m - максимальная нагрузка головного участка линии напряжением 10 кВ, [(%)² кВ · А].

Ввиду недостатка исходной информации о графиках нагрузок потребителей допускается перейти к более простому выражению неодинаковости напряжения у потребителей, полученному на основе корреляционно-регрессионного анализа:

$$H = 16,5 + 0,077 \cdot \Delta U^2_{\% \max \text{ ВЛ10}}; \quad (168)$$

где $\Delta U_{\max}^2_{\text{ВЛ10}}$ — максимальные потери напряжения в линии 10 кВ.

Для оценки частных критериев необходимо получить один комплексный критерий, т.е. свернуть частные критерии в единый оценочный функционал (F) и составить матрицу выбора решения (Таблица 31). Выбор решения характеризуется множеством стратегий φ ($\varphi_1 \dots \varphi_n$) и состоянием среды θ ($\theta_1 \dots \theta_n$) (за состояние среды был принят коэффициент роста нагрузки (K_p)).

Свертка производится мультипликативным способом [130]:

$$F = \prod_{i=1}^n f_i^{\alpha_i} = 3_{\Delta} W_n \sum H S_m; \quad (169)$$

где n — число частных критериев; f_i — нормируемый i -й частный критерий оценки; α_i — весовой коэффициент i -го частного критерия, учитывающий важность этого критерия в едином оценочном функционале; 3_{Δ} — затраты на осуществление варианта; W_n — частный критерий оценки надежности; $\sum H S_m$ — показатель качества.

Таблица 31

Матрица оценочного функционала при мультипликативной свертке для модели ВЛ 10 кВ

| Состояние среды | Стратегия | | |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|
| | φ_1 | φ_2 | φ_3 |
| $\theta_1 = K_{p1}$ | β_{11} | β_{12} | β_{13} |
| $\theta_2 = K_{p2}$ | β_{21} | β_{22} | β_{23} |
| $\theta_3 = K_{p3}$ | β_{31} | β_{32} | β_{33} |

Для более точного выбора решения, применяется критерий Байеса (Таблица 32). Расчет по критерию Байеса наиболее просто выполняется при заданных вероятностях состояний p_i , причем $\sum_{i=1}^n p_i = 1$, где n — число рассматриваемых состояний среды, т.е. в зависимости от матрицы критерию Байеса соответствует условие [130]:

$$B(p, \varphi_k) = \sum_{i=1}^n (p_i \cdot i F_{ik}) \rightarrow \max (\min) i; \quad (170)$$

где p_i – вероятность состояния среды; n – число всех рассматриваемых состояний природы; F_{ik} – оценочный функционал для k -й стратегии при i -ом состоянии среды, $V(p, \varphi_k)$ – математическое ожидание оценочного функционала стратегии $\varphi_k(X)$.

Таблица 32

Матрица оценочного функционала при мультипликативной свертке для модели ВЛ 10 кВ по критерию Байеса

| p | $\theta = K_p$ | φ_1 | φ_2 | φ_3 |
|-----|----------------|--------------|--------------|--------------|
| 0,5 | 1,1 | β_{11} | β_{12} | β_{13} |
| 0,3 | 1,2 | β_{21} | β_{22} | β_{23} |
| 0,2 | 1,3 | β_{31} | β_{32} | β_{33} |

| | |
|----------------|-------|
| $V(\varphi_1)$ | X_1 |
| $V(\varphi_2)$ | X_2 |
| $V(\varphi_3)$ | X_3 |

Алгоритм работы программы расчета критериев надежности ВЛ 10 кВ

Программа для расчета критериев надежности воздушной линии 10 кВ с последовательным секционированием, разрабатывалась в программной среде RAD Studio 11. В процессе создания были использованы основные компоненты: TButton, TEdit, TLabel, TDBGrid, TDBNavigator, TDBEdit, TADONConnection, TADONTable, DataModule, DBChart [130].

Интерфейс программы состоит из трех частей (Рисунок 81):

1. Исходные данные
2. Расчетная схема с полями для заполнения (рабочая область):
 - 2.1. Мощности S [кВА] (Желтые)
 - 2.2. Длины L [км] (Белые)
 - 2.3. «Чекбоксы» - маленькие квадраты, расположенные на магистрали, имитирующие реклоузеры. Есть два состояния «чекбокса» - «»

- реклоузер установлен и «□» - реклоузер отсутствует.

3. Результаты расчета (выводятся после нажатия кнопки расчет)

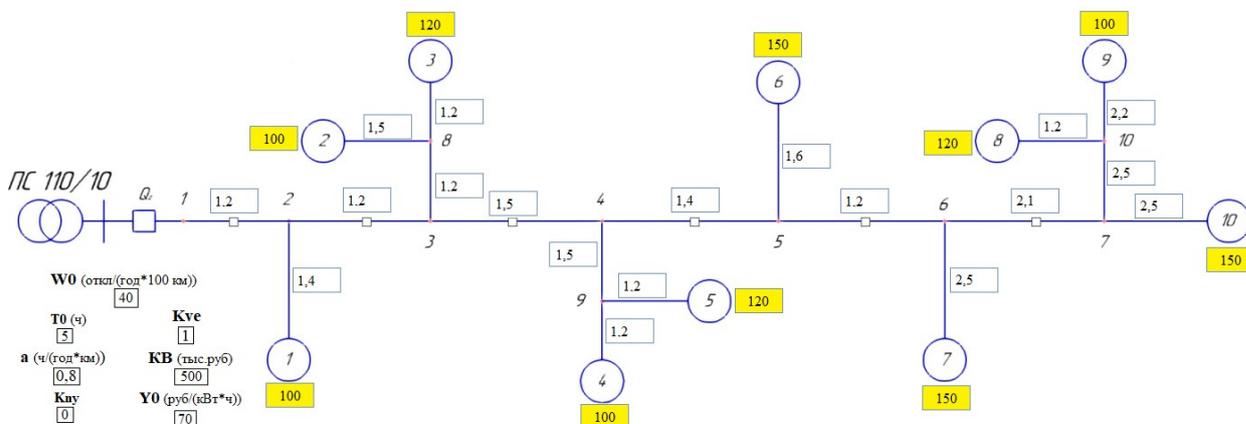


Рисунок 81. – Рабочая область со схемой и исходными данными

Стратегии для выбора решения зависят от выбора «чекбоксов», имитирующих установленный реклоузер. При заполнении полей программы, произведем расчет линии 10 кВ при трех разных стратегиях установки реклоузеров:

1. До установки реклоузеров
2. Установка реклоузера №3 и №5
3. Установка реклоузера №2 и №4

1. Произведем расчет линии до установки реклоузеров. Алгоритм работы программы следующий:

1.1. Расчет суммарной мощности электрических нагрузок.

Суммарная мощность электрических нагрузок (S_r) определяется методом суммирования электрических нагрузок с помощью добавок (к программе подключена таблица для суммирования нагрузок) по формуле [130]:

$$S_2 = S_{max} + \sum_{i=1}^{n-1} \Delta S_i; \quad (171)$$

где S_r – суммарная мощность нагрузки на головном участке, кВА; S_{max} – наибольшая электрическая нагрузка из всех потребителей, кВА; ΔS_i –

добавка к значению остальной электрической нагрузки, кВА.

1.2. Расчет потери напряжения.

Потеря напряжения (ΔU_i), рассчитывается по магистральному методу для каждого участка:

$$\Delta U_i = \frac{S_i \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot \sum L_n}{1000}; \quad (172)$$

где ΔU_i – потеря напряжения на i -ом участке, %; S_i – мощность на участке магистрали линии, кВА; L_n – участок линии, км.

Далее потеря напряжения каждого участка суммируется, для нахождения потери напряжения на всей схеме:

$$\Delta U_{\%} = \sum_{i=1}^m \Delta U_i; \quad (173)$$

1.3. Расчет суммарного недоотпуска электроэнергии. СНЭ считается согласно формуле (168):

$$\Delta W_{НЭ} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_y) \cdot k_{ез} \cdot (L_{отв} + L_{маг}) \cdot \sum_{i=1}^n P_{Ротви};$$

1.4. Расчет потока отказов. Поток отказов считается согласно формуле (170) для каждого участка:

$$\omega_i = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_y) \cdot L;$$

где ω_i – поток отказов i -го участка магистрали, ограниченный реклоузером, откл/год.

1.5. Расчет продолжительности отключений в год. Продолжительность отключений в год считается согласно формуле (171) для каждого участка:

$$T = \alpha \cdot L;$$

где T_i – продолжительность отключений в год i -го участка магистрали, ограниченный реклоузером, ч.

1.6. Расчет неодинаковости напряжения у потребителя, согласно формуле

$$(177): H = 16,5 + 0,077 \cdot \Delta U_{\max ВЛ10}^2;$$

1.7. Затраты на осуществление варианта (3) считаются в следующей

последовательности:

Сперва, считаются прочие расходы, согласно формуле (173): $\Pi_p = KB \cdot 0,01$;

Далее, рассчитывается расход на техническое обслуживание (174):

$$P_{mo} = KB \cdot \frac{r_0}{100};$$

В итоге, согласно формуле (172) считаются затраты (З):

$$З = KB \cdot E_n + \Pi_p + P_{то};$$

1.8. Расчет ущерба от недоотпуска (У). Согласно формуле (175):

$$У = y_0 \cdot \sum W_H;$$

1.9. Далее производится расчет мультипликативного оценочного функционала (F) по формуле (178) при трех коэффициентах нагрузки: 1,1; 1,2; 1,3:

$$F = \prod_{i=1}^n f_i^{\alpha_i} = \sum_0 W_n \sum H S_m;$$

$$F_{i\phi} = K_{pi} F;$$

где F_{ij} – оценочный функционал при ϕ -ой стратегии и K_{pi} нагрузке; K_{pi} – коэффициент нагрузки при разных состояниях среды ($K_{p1} = 1,1$; $K_{p2} = 1,2$; $K_{p3} = 1,3$)

1.10. Далее, для выбора решения применяется критерий Байеса, согласно формуле (179):

$$B(p, \phi_k) = \sum_{i=1}^n (p_i \cdot i F_{ik}) i;$$

Итог расчетов выводится в таблицу в окне «Результаты» (Рисунок 82):

Результаты

S_г (кВ*А) 940,00 **ΔU%** 11,05 **З** (тыс.руб) 69,5 **У** (млн.руб/год) 3,987 **ΔWHЭ** (кВт*ч/год) 56 964,10

Откл/год **Ч**

ω1 **T1**
12,12 24,24

ω2 **T2**
0 0

ω3 **T3**
0 0

ω4 **T4**
0 0

ω5 **T5**
0 0

ω6 **T6**
0 0

| ρ | θ = Кρ | φ1 | φ2 | φ3 |
|-----|--------|-------|----|----|
| 0.5 | 1.1 | 1,061 | | |
| 0.3 | 1.2 | 1,157 | | |
| 0.2 | 1.3 | 1,253 | | |

| | |
|---------------|-------|
| В (φ1) | 1,128 |
| В (φ2) | 0,000 |
| В (φ3) | 0,000 |

φ1 φ2 φ3

Очистить

Рисунок 82. – Результаты расчета воздушной линии 10 кВ до установки реклоузеров

Расчет линии при установке реклоузеров №3 и №5, произойдет аналогичным образом, но необходимо изменить коэффициенты k_y и $k_{вз}$ – 0,2 и 0,6 соответственно.

Согласно алгоритму расчета, установленные «чекбоксы» разделяют схему на несколько частей. Таким образом, такие показатели надежности, как поток отказов и продолжительность отключений рассчитываются на каждой отдельной части схемы, т.е. вероятность отключения потребителей определяется вероятностью возникновения повреждения на каждом отдельном участке (Рисунок 83) [130].

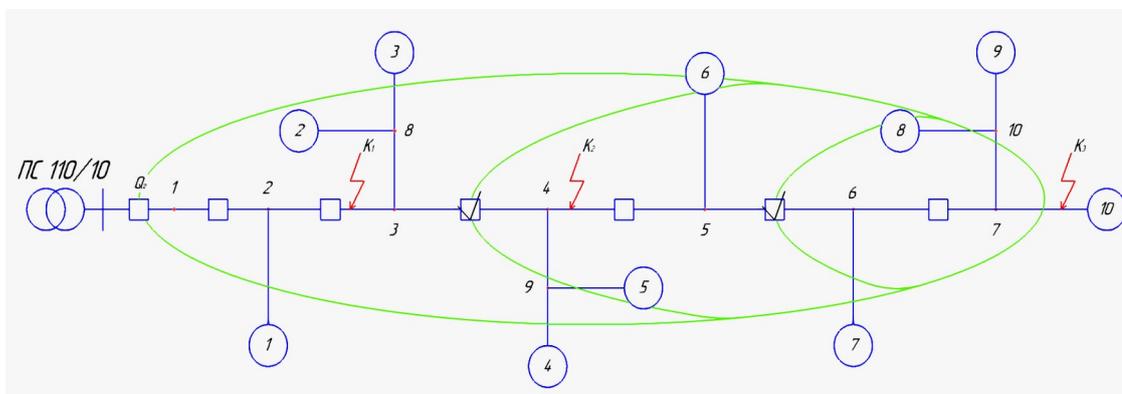


Рисунок 83. – Расчетная схема, разделенная на три участка реклоузерами

При последовательном секционировании линии с односторонним

питанием надежность потребителей отдельных участков не одинакова и уменьшается с увеличением расстояния секционированного участка, на котором находится потребитель, от центра питания.

Показатели надежности необходимо учитывать отдельно по каждому j - участку, а суммарный недоотпуск электрической энергии определяется как сумма недоотпусков при КЗ на разных участках линии. Результаты расчетов выведены в таблицу (а).

Расчет линии при установке реклоузеров №2 и №4 произойдет аналогичным образом. Результаты расчетов выведены в таблицу (б).

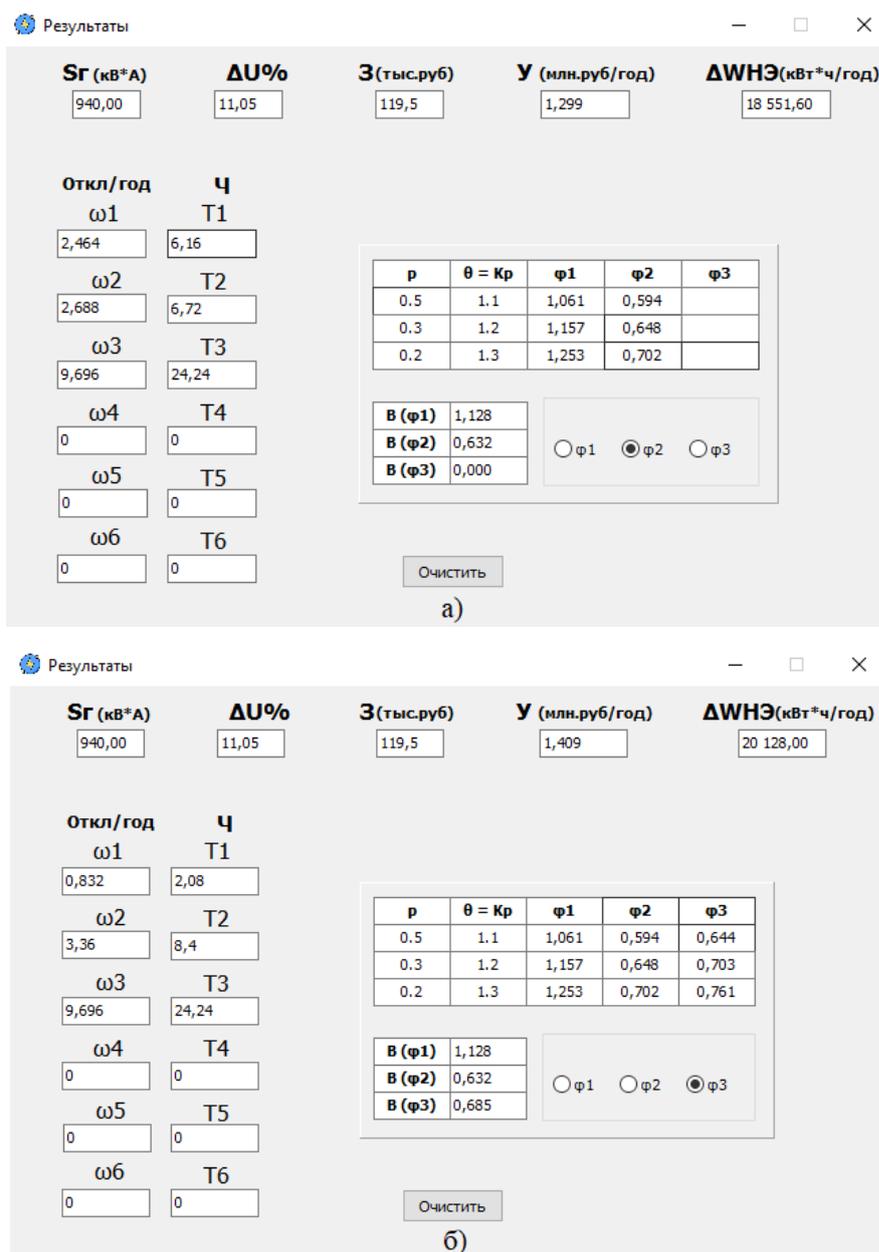


Рисунок 84. – Результаты расчета воздушной линии 10 кВ при включении «чекбоксов» №3 и №5

Результаты расчета частных критериев надежности ВЛ 10 кВ, показывали, что при установке реклоузеров № 3 и № 5 комплексный критерий оценки и критерий Байеса были минимальными. Следовательно, эта стратегия установки(φ₂) является лучшим решением для данной схемы с заданными исходными данными.