

## **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 ( $\omega$ ) 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  $\Delta W_{\text{ГНЭ}}$  рассчитываем по формуле [130]:

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

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

где  $\Delta W_{\text{ГНЭ}}$  – ГНЭ, кВт·ч/год;  $\omega_0$  – 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  $\omega$  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  $\omega$  – 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  $\alpha$  – удельная годовая продолжительность отключений распределительных линий, ч/(год·км);  $L$  – длина участка линии, км;

Значение удельной годовой продолжительности отключений  $\alpha$  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, [(%)<sup>2</sup> 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:

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

где  $\Delta U_{\max}^2$  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  $\varphi$  ( $\varphi_1 \dots \varphi_n$ ) и состоянием среды  $\theta$  ( $\theta_1 \dots \theta_n$ ) (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;  $\alpha_i$  — весовой коэффициент  $i$ -го частного критерия, учитывающий важность этого критерия в едином оценочном функционале;  $3_{\Delta}$  — 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		
	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\varphi_3$
$\theta_1 = K_{p1}$	$\beta_{11}$	$\beta_{12}$	$\beta_{13}$
$\theta_2 = K_{p2}$	$\beta_{21}$	$\beta_{22}$	$\beta_{23}$
$\theta_3 = K_{p3}$	$\beta_{31}$	$\beta_{32}$	$\beta_{33}$

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**

$p$	$\theta = K_p$	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\varphi_3$
0,5	1,1	$\beta_{11}$	$\beta_{12}$	$\beta_{13}$
0,3	1,2	$\beta_{21}$	$\beta_{22}$	$\beta_{23}$
0,2	1,3	$\beta_{31}$	$\beta_{32}$	$\beta_{33}$

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

**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)

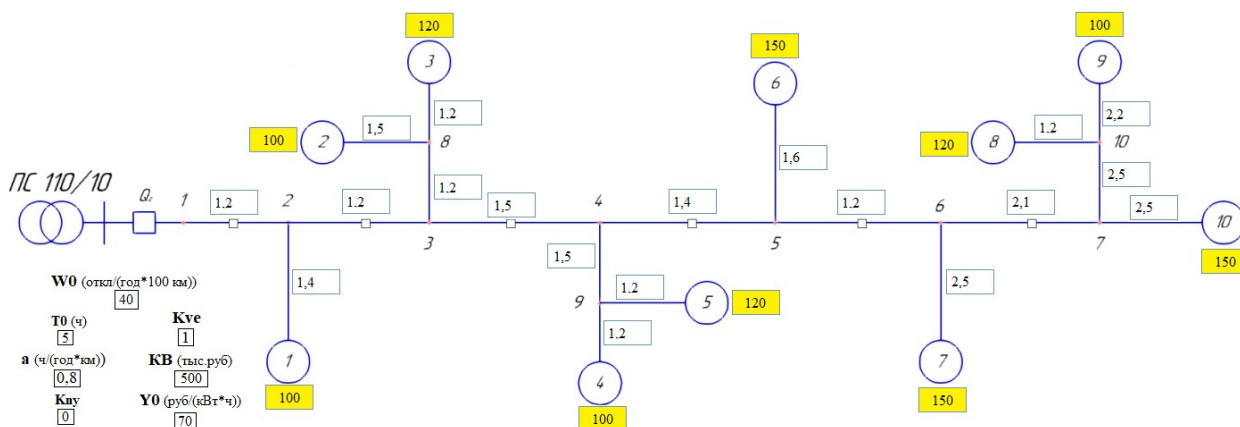


Рисунок 81. – Рабочая область со схемой и исходными данными

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]:

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

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

добавка к значению остальной электрической нагрузки, кВА.

### 1.2. Расчет потери напряжения.

Потеря напряжения ( $\Delta U_i$ ), 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  $\Delta U_i$  – 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):

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

### 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  $\omega_i$  – 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:

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

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

где  $F_{ij}$  – оценочный функционал при  $\phi$ -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 $\sigma$**  (кВ\*А) 940,00     **$\Delta U$ %** 11,05    **Z** (тыс.руб) 69,5    **У** (млн.руб/год) 3,987     **$\Delta WHЭ$**  (кВт\*ч/год) 56 964,10

**Откл/год**    **Ч**

$\omega_1$     T1  
12,12    24,24

$\omega_2$     T2  
0    0

$\omega_3$     T3  
0    0

$\omega_4$     T4  
0    0

$\omega_5$     T5  
0    0

$\omega_6$     T6  
0    0

$\rho$	$\theta = K\rho$	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\varphi_3$
0.5	1.1	1,061		
0.3	1.2	1,157		
0.2	1.3	1,253		

<b>В (ф1)</b>	1,128
<b>В (ф2)</b>	0,000
<b>В (ф3)</b>	0,000

ф1     ф2     ф3

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].

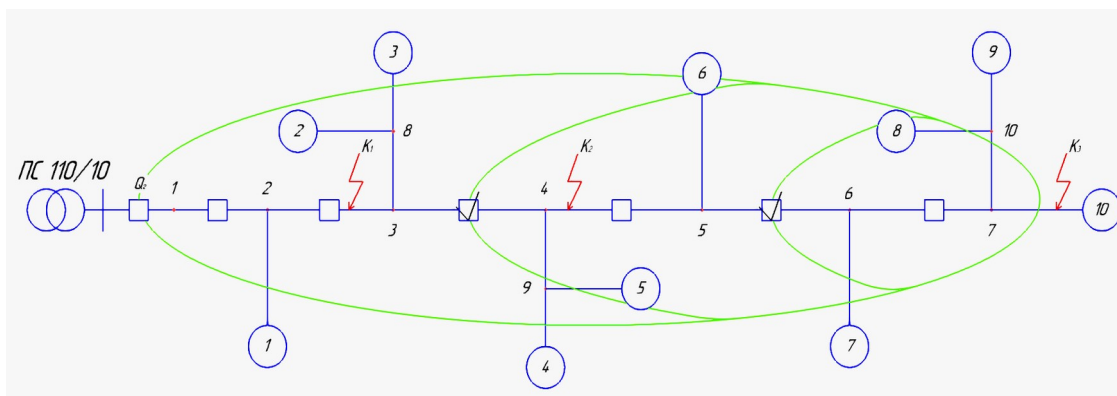


Рисунок 83. – Расчетная схема, разделенная на три участка реклоузерами

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).

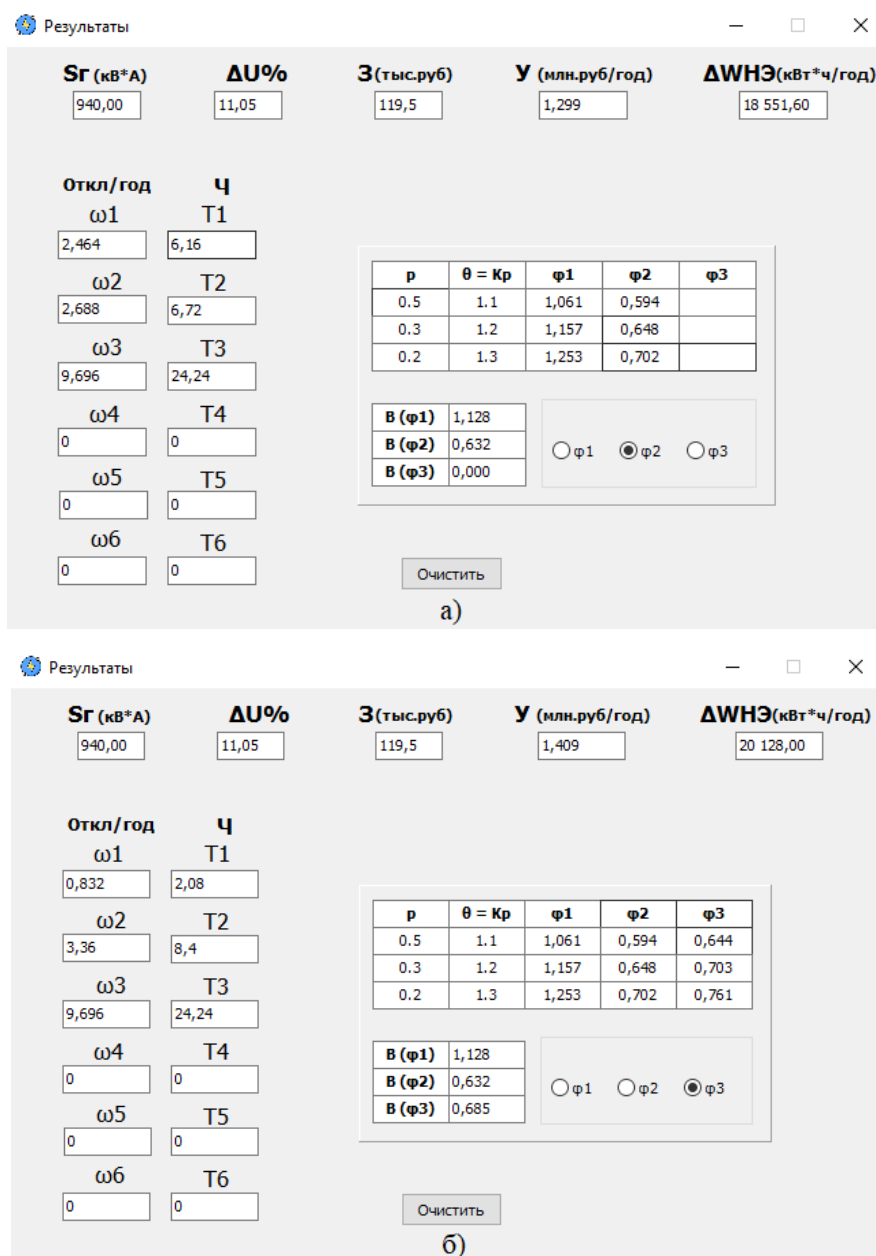


Рисунок 84. – Результаты расчета воздушной линии 10 кВ при включении «чекбоксов» №3 и №5

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(φ<sub>2</sub>) является лучшим решением для данной схемы с заданными исходными данными.