

# Разработка алгоритма и модели оптимизации числа и мест установки активно-адаптивных элементов секционирования с оценкой эффективности мероприятий в распределительной сети



По материалам VIII Международной научно-технической конференции  
«Развитие и повышение надежности распределительных электрических сетей»

УДК 621.316.3:519.245

На сегодняшний день нет общепринятой методики определения мест оптимального секционирования участков распределительной сети (РС). Широкое применение в сетях 6(10) кВ получили активно-адаптивные элементы, имеющие высокую эффективность: реклоузеры и выключатели нагрузок, способствующие как самовосстановлению РС при неустойчивых повреждениях, так и автоматической локализации устойчивых. Внедрение аппаратуры должно учитывать экономическую целесообразность ее установки в зависимости от: величин суммарного недоотпуска электроэнергии (ЭЭ); точек деления РС, влияющих на величину потерь; показателей надежности и стоимости, допустимых сроков окупаемости мероприятий. Работа направлена на решение актуальной задачи — разработки алгоритма и модели оптимального выбора места, типа и числа устройств секционирования в РС, оснащенной интеллектуальными приборами учета ЭЭ. Критериями для принятия решений являются: частота и длительность перерывов питания, величины недоотпусков ЭЭ, ущербов у потребителя и нагрузочных потерь при обеспечении нормативных уровней напряжения во всех точках отпуска ЭЭ.

**Галиев И.Ф.,**  
к.т.н., доцент кафедры ЭСис  
ФГБОУ ВО «КГЭУ»

**Яхин Ш.Р.,**  
инженер АО «Сетевая компания»

**Пигалин А.А.,**  
магистр 2 курса кафедры ЭСис  
ФГБОУ ВО «КГЭУ»

**Гарифуллин М.Ш.,**  
д.т.н., доцент, профессор кафедры  
ЭСис ФГБОУ ВО «КГЭУ»

**Ключевые слова:**  
распределительная сеть, надежность электроснабжения, реклоузер, моделирование сети, метод Монте-Карло, критерий оптимизации

Схемы распределительной сети (РС) формируются из линий электропередачи (ЛЭП), подключенных к центрам питания (ЦП) и трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6(10)/0,4 кВ, содержат сотни единиц оборудования, подверженного широкому спектру воздействий, режимов работы, обслуживания. Надежность объектов оценивается комплексом показателей надежности (ПН) [1].

Оценка эффективности секционирования в [2] содержит методику расчета ПН: частот и длительностей перерывов питания, суммарных недоотпусков электроэнергии (ЭЭ) фидеров с одно- и двухсторонним питанием. Описанные технологии локализации и ликвидации повреждений

в РС заложили основу всех последующих оценок комплексных ПН (КПН). Методика получила развитие в публикациях [3, 4] при определении оптимальных мест секционирования на объектах с децентрализованным управлением. В качестве основного критерия авторы использовали величину среднегодового недоотпуска ЭЭ. Этот же критерий применен в [5] без расчета сроков окупаемости проводимых мероприятий. В [6] в качестве критерия оптимизации авторы рассмотрели снижение уровней токов КЗ в РС, что безусловно важно для самой аппаратуры и согласования уставок релейной защиты на участках сети.

Более детальный анализ нагруженных фидеров РС произведен в [7], где наряду с определением КПН в режимах потребления проводится анализ уровней напряжения в точках магистралей и на шинах 0,4 кВ на соответствие нормативным значениям ( $\pm 10\%$ ). Однако недостаточно ограничиться этим расчетом, так как в самих точках отпуска ЭЭ напряжение еще ниже. Производится также расчет суммарных годовых потерь ЭЭ в РС, но авторы не связали эту важную величину с критерием оптимизации.

В [8, 9] предложен новый подход к оценке эффективности мероприятий в РС на основе обобщенного критерия оптимизации с учетом минимальных нагрузочных потерь, допустимых показателей надежности и сроков окупаемости мероприятий на фидерах с текущей и прогнозируемой нагрузкой. Повышение надежности обеспечивает не только наличие резервных источников [10, 11], но и секционирование с внедрением элементов умных сетей: мультиагентов и всей ИСТ-инфраструктуры [12, 13].

Оценка надежности предполагает расчет КПН, включая как среднегодовой недоотпуск ЭЭ  $\Delta W_{\text{ЭЭ}}$ , кВт·ч, так и вероятностные ущербы  $U_n$  у потребителей, руб./год. Также важен коэффициент технического использования  $K_{\text{ти}}$  (загрузки) элементов РС.

Для повышения эффективности инвестиций необходимо учесть многие факторы, а критерии принятия решений должны содержать заданные уровни надежности и оценки целесообразности вложений, приводящих к снижению издержек, включая суммарные нагрузочные потери  $\Delta P_{\text{нг,}\Sigma}$ , кВт·ч [14, 15] при текущем значении тарифа на ЭЭ —  $c_{\text{т}}$ , руб./кВт·ч. Информационная база расчетов включает данные результатов обработки большого объема информации о надежности оборудования за период 2009–2015 годов [9].

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Очевидно, что эффект от снижения величин  $\Delta W_{\text{ЭЭ}}$ ,  $U_n$  и  $\Delta P_{\text{нг,}\Sigma}$  должен в реальные сроки перекрывать суммы вложений и последующие годовые суммарные издержки  $I_{\Sigma}$ . Величина  $I_{\Sigma}$  складывается из постоянной Ипост и Ипер переменной составляющих. Одна из составляющих Ипост (потери в проводах) существенно снижается при оптимизации точек размыкания фидеров в РС, а уменьшение величины Ипер произойдет при установке аппаратуры секционирования и устройств поиска и локализации мест повреждений [3].

В [9] приведены выражения для критериев оптимизации в РС и соотношения для определения КПН.

Минимизацией величины  $\Delta P_{\text{нг,}\Sigma}$  назовем снижение потерь за счет оптимизации точек размыкания на основе правила моментов мощности [16], но расчет РС 0,4 кВ при этом должен подтвердить возможность поддержания нормативных уровней напряжений в наиболее удаленных точках отпуска средствами самой сети.

Учитывая, что фидеры РС состоят из магистралей и ответвлений с неоднородными параметрами и ТП, дополнительные издержки после модернизации  $I_{\Sigma\text{м}}$  не могут превышать величины в 5–10% от общей стоимости мероприятий  $K_{\text{м,}\Sigma}$  [15]. В итоге получим снижение фактических значений ущербов  $U_{\text{ф,}\Sigma}$  на величину  $\Delta U_{\text{м}} = U_{\text{ф,}\Sigma} - U_{\text{м}}$ , где составляющая  $U_{\text{м}}$  от мероприятий на фидерах определяется расчетным путем. Тогда выражение для оценки целесообразности мероприятий будет иметь вид:

$$\Delta U_{\text{м}} \geq (1,05 \div 1,1) \times F_{\text{доп}} \times K_{\text{м,}\Sigma}. \quad (1)$$

В качестве объекта рассмотрим схему РС на примере двух закольцованных фидеров, каждый из которых запитан от разных ЦП 10 кВ (рисунок 1а). Фидеры связаны между собой кольцуемым разъединителем КР (красный квадрат), а магистрали секционированы линейными разъединителями ЛР1 и ЛР2 (черные квадраты). В [2–4] отмечалось, что отыскание места повреждения составляет до 60% общего времени, а число общих отключений фидеров на 100 км длины может составлять до 30 раз и более в год.

Рассмотрим два варианта (рисунок 1б). Первый В1 — исходная схема, в варианте В2 — КР заменим на реклоузер Р2, а ЛР1 и ЛР2 заменим на Р1 и Р3. Аппаратура разделяет магистрали на участки с номерами их начала  $i$  и конца  $j$ , активными и реактивными сопротивлениями  $R_{ij}$ ,  $X_{ij}$ , перетоками  $S_{ij}$  и напряжениями  $U_l$  в узлах ответвлений  $l$ .

Известно, что в надежность схем замещения (НСЗ) оборудование с простейшими отказами соединяются в блоки из последовательных и параллельных элементов, с последующим объединением и записью эквивалентных результирующих выражений [9].

Расчетная схема В2 с Р1 и Р3 имеет преимущество, так как поврежденный магистральный участок локализуется автоматическим отключением: либо Р1 или Р3 и соответственно головными выключателями ЦП, либо Р1 или Р3 и Р2. НСЗ В2 содержит элементы Р1 и Р3, которые разделяют линии  $w_1$  и  $w_2$  на 2 участка соответственно  $w_1, w_3$  и  $w_2, w_4$ , а также делят нагрузку фидера на  $S'_1, S'_3$  и  $S'_2, S'_4$ , при этом  $S_1 = S'_1 + S'_3$ ;  $S_2 = S'_2 + S'_4$  (рисунок 1б).

В [9] приведены НСЗ вариантов РС, представляющих участки фидеров с нагрузками магистралей  $S_i$  и логикой работы реклоузеров. В В2 при повреждениях, отключается только часть нагрузки:  $S'_1, S'_2, S'_3$  или  $S'_4$ , что приводит к снижению величины  $\Delta W_{\text{ЭЭ}}$ .

Для построения модели выбран алгоритм на основе метода Монте-Карло (МК, рисунок 2), позволяющий воспроизводить реальные потоки событий в РС (что неприемлемо для аналитических моделей), повышать точность расчетов, за один цикл вычислений комбинировать расчеты ПН в режимах

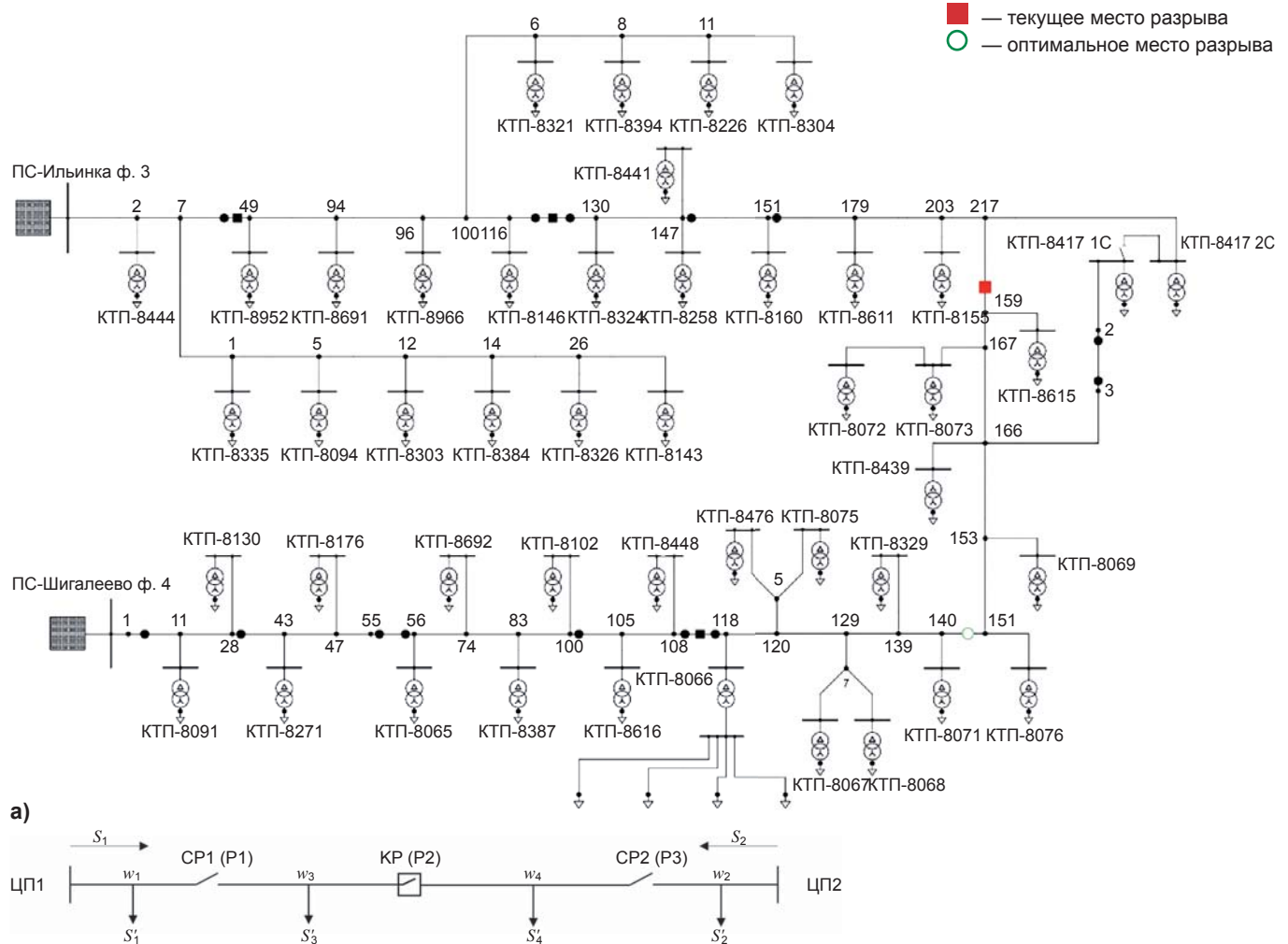


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема РС с ЦП 10 кВ подстанций 110/10 кВ «Шигалеево» и «Ильинка»: а) 6321, 8066, ... — номера ТП; 7, 11, 33, ..., 120, ... — номера опор ответвлений фидера от магистрали до ТП; б) развернутая расчетная схема РС

потребления  $S_i$  с показателями стоимости мероприятий на участках РС —  $K_{M,i}$ , оценивая в финале их целесообразность.

### РАСЧЕТНЫЙ АЛГОРИТМ ПО ЭТАПАМ МОДЕЛИ МК

1. Описание исходных массивов каждой из величин размером  $i = 1, \dots, N$  с погрешностью  $\sigma \sim 1/\sqrt{N}$  (по числу проводимых испытаний) для элементов НСЗ (рисунок 16): наработок на отказ  $TN(I)$  и плановые ремонты  $TNR(I)$ ; времена восстановлений  $TB(I)$ , плановых ремонтов  $TR(I)$  и вероятностей отказов  $Q(I)$ ; мощностей нагрузок ТП  $SNG(J)$ ; значений удельных ущербов  $y_0(J)$ ; уровней нагрузок участков РС (пропускной способности)  $S(K)$  ( $k = 1, \dots, K$ ), средних значений наработок на отказ  $TN(S_k)$ ,  $TB(S_k)$ ,  $TNR(S_k)$ ,  $TR(S_k)$ .

2. Ввод (считывание) исходных данных: времена наблюдения  $T_{наб}$ , параметров случайных величин (СВ) — средних наработок и восстановлений  $T_{Hi}$ ,  $T_{Bi}$ , наработок и времени плановых ремонтов  $T_{Hpi}$ ,  $T_{Pri}$  для  $i$ -х элементов НСЗ,  $ч$ ;  $j$ -х мощностей сезонных нагрузок  $S_{Hfj}$ , кВт; длин  $n$ -х участков линий с ответвлениями  $L_1, \dots, L_n$ , км и стоимости мероприятий по модернизации  $K_1, \dots, K_n$ , руб.; тарифа на ЭЭС, значений  $y_{0j}$ , руб./кВт·час — удельных ущербов; уровней нагрузок  $S_k$  участков РС —  $K$ .

3. На интервале времени  $T_{наб}$  запускается генерация СВ наработок  $T_{Hi}$ ,  $T_{Hpi}$  и времени  $T_{Bi}$ ,  $T_{Pri}$  для наполнения исходных массивов п. 1 СВ; для расчетных схем РС формируются интервалы наработок с уровнями  $S_k$ :  $T_{Hi}(S_k)$ ,  $T_{Bi}(S_k)$  и времени состояний  $T_{Hpi}(S_k)$ ,  $T_{Pri}(S_k)$ .

4. Моделирование состояний с уровнями  $S(k)$  — последовательное выстраивание непересекающихся временных рядов при  $\sum_i (T_{Hi} + T_{Bi} + T_{Hpi} + T_{Pri}) \leq T_{наб}$  для каждой из расчетных схем и вычисление средних значений  $T_H(S_k)$ ,  $T_B(S_k)$ ,  $T_{HP}(S_k)$ ,  $T_P(S_k)$  по выражениям  $T_H^k = \sum_i^m T_{Hi} / m$ ;  $T_B^k = \sum_i T_{Bi} / m$ ;  $T_{HP}^k = \sum_i T_{Hpi} / k$ ;  $T_P^k = \sum_i T_{Pri} / k$ .

5. Расчет КПН по уровням  $S(k)$ ,  $k = 1, \dots, K$ : коэффициентов готовности  $K_r(S_k)$ , неготовности  $K_H(S_k)$ , плановых простоев  $K_n(S_k)$ , суммарных величин недоотпусков электроэнергии  $\Delta W_{\Sigma}$  и среднегодовых ущербов  $Y_{\Sigma}$ . Вычисляем суммарную вероятность вынужденных и неплановых отключенных состояний фидеров  $w_1, w_3$  с нагрузками  $S'_1, S'_3$ , которые есть коэффициенты неготовности  $K_H(S'_1)$ ,  $K_H(S'_3)$ .

Производим расчет КПН для смежных последовательных участков  $w_1-w_3$ :

$$K_H(S'_1) + K_H(S'_3) = q_{цп} + q_{np} + q_{w1} + q_{w3}, \quad (2.1)$$

$$K_H(S'_1) = T_{p1} / T_{Hpi}; K_H(S'_3) = T_{p3} / T_{Hpi}, \quad (2.2)$$



где  $q_{цп}$ ,  $q_{лр1}$ ,  $q^{w1}$ ,  $q^{w3}$  — суммарные вероятности состояний вынужденных (отказ) и оперативных отключений (поиск и локализация повреждений на участках: ОЗЗ, неплановые предупредительные мероприятия и др.) для ЦП (сборные шины, головной выключатель, защитная аппаратура), ЛР1, участков линий  $w_1$  и  $w_3$  (магистраль и ответвления, включая отключение по причинам, связанным с отказами в ТП).

Аналогично производим расчет для участка  $w_2-w_4$  с нагрузками  $S'_2$ ,  $S'_4$ .

Определяем значения недоотпусков ЭЭ  $\Delta W_3$  по участкам:

$$\Delta W_{31} = [K_H(S'_1) + K_P(S'_1)] \times T_k \times \bar{P}_{нг1}; \quad (3.1)$$

$$\Delta W_{33} = [K_H(S'_3) + K_P(S'_3)] \times T_k \times \bar{P}_{нг3}. \quad (3.2)$$

Приведенные выражения не учитывают вероятности  $Q_{1,2}$  полного погашения всех потребителей фидера (наложение отказа одного фидера на плановый ремонт другого, погашение обоих ЦП и др.):

$$Q_{1,2} = K_H(S_1) \times K_H(S_2). \quad (4)$$

Суммарный недоотпуск по фидерам 1 и 2  $\Delta W_\Sigma$  определится по выражению:

$$\Delta W_\Sigma = \Delta W_{31} + \Delta W_{32} = [(K_H(S_1) + K_P(S_1)) \times \bar{P}_{нг1} + (K_H(S_2) + K_P(S_2)) \times \bar{P}_{нг2}] \times T_k + [(K_H(S_1) + K_P(S_1)) \times (K_H(S_2) + K_P(S_2)) \times T_k \times (\bar{P}_{нг1} + \bar{P}_{нг2})]. \quad (5)$$

6. Производится сопоставление целесообразности внедрения программ модернизации на участках по обобщенному критерию.

Определим величину  $У_\Sigma$  для плеч нагрузки  $S'_1$ ,  $S'_3$  участков  $w_1-w_3$ :

$$У_\Sigma = \sum_j (y_{0j} + c_\tau) \times \Delta W_{3j}, \quad (6)$$

где  $y_{0j}$  — удельный ущерб у  $j$ -го потребителя, руб./кВт·ч.

Вероятность отказа линий:

в варианте В1 —

$$q_1 = w_1 \times T_{в1} / T_k, \quad q_3 = w_3 \times T_{в3} / T_k;$$

в варианте В2 —

$$q'_1 = w_1 \times (T_{в1}(1 - k_{пв})k_{п}) / T_k, \quad q'_3 = w_3 \times (T_{в3}(1 - k_{пв})k_{п}) / T_k,$$

где  $w_1$ ,  $w_3$  — параметры потоков отказов участков линий  $w_1$  и  $w_3$ , 1/год.

Тогда для плеч нагрузки прилегающих к Р1 участков 1 и 3 получим:

$$\begin{aligned} У_{ф,\Sigma} &= (y_0 + c_\tau) \times T_k \times (q_1 S'_1 + q_3 S'_3 + q_1 q_3 (S'_1 + S'_3)); \\ \Delta У_M &= (y_0 + c_\tau) \times T_k \times ((q_1 - q'_1) S'_1 + (q_3 - q'_3) S'_3 + \\ &+ (q_1 q_3 - q'_1 q'_3) (S'_1 + S'_3)) = (y_0 + c_\tau) \times T_k \times ((1 - k_{в} + k_{в} k_{пв}) \times \\ &\times (q_1 S'_1 + q_3 S'_3) + (q_1 q_3 (1 - k_{п}^2 + 2k_{пв} k_{п}^2 - k_{пв}^2 \times k_{п}^2 \times (S'_1 + S'_3))), \end{aligned} \quad (7)$$

$$k_3 = 1 - k_{в}^2 + 2k_{пв} k_{п}^2 - k_{пв}^2 \times k_{п}^2 \approx 0,9, \quad (8)$$

где  $k_{пв} = 0,2$ ,  $k_{п} = 0,4$  — коэффициенты, учитывающие повторное включение аппарата и локализацию и ускоренный поиск места повреждения соответственно [2].

Учитывая, что  $0,9q_1 q_3 T_k S'_1 + S'_3 \ll \Delta У_M$ , то новые выражения для обобщенного критерия оптимизации секционирования на участках РС в общем виде запишутся как:

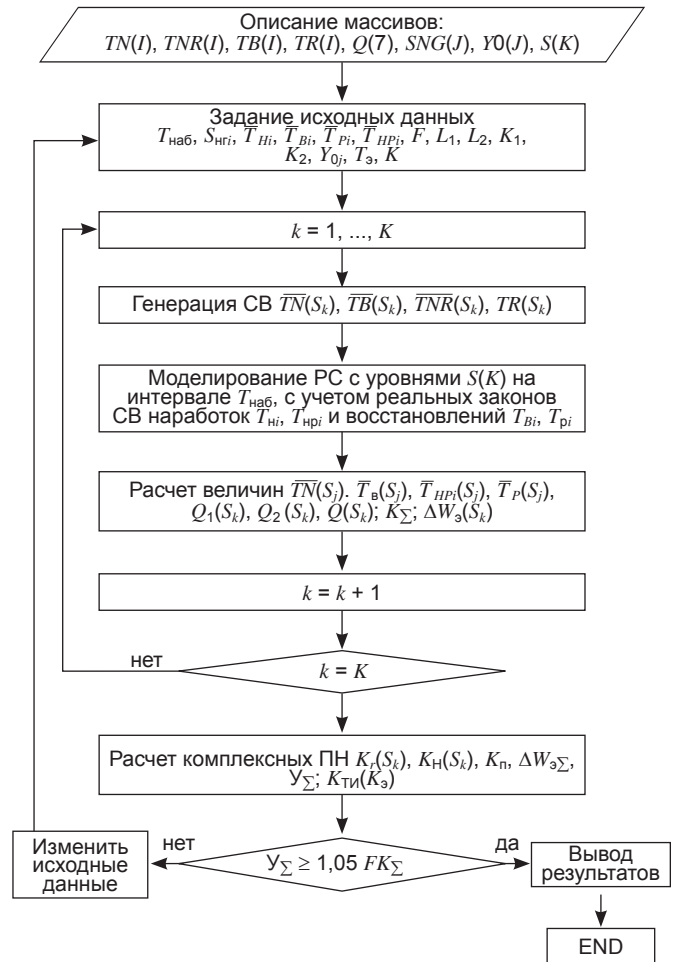


Рис. 2. Алгоритм модели МК

- 1) определение точки деления  $\sum_{i,j=1}^n S_{ij} R_{ij} = 0$ ;  $\Delta P_3 = \sum_{i,j=1}^n S_{ij}^2 \times R_{ij} / U_j^2 \rightarrow \min$ , при  $0,9U_{ном} \leq U_{то,j} \leq 1,1U_{ном}$ , где  $U_{то,j} = U_1 - S_{k,l}(r_0 + jx_0)I_{max} / U_l$ ;
- 2) определение места секционирования магистрали  $\Delta W_{33,\Sigma}$ ,  $У_{ф,\Sigma} \rightarrow \min$ , с учетом плеч суммарных нагрузок ответвлений  $S_i$  и фиксированного  $F_{доп}$

$$\begin{aligned} &(y_0 + c_\tau) \times T_k \times (1 - k_{в} + k_{в} k_{пв}) \times \sum_i q_i S_i + \\ &c_{опт} \geq (1,05 + 1,1) F_{доп} \times K_{M\Sigma}; \end{aligned} \quad (9)$$

- 3) определение  $T_{ок}$  в диапазоне допустимых значений  $F_{доп}$

$$T_{ок} \approx \frac{1}{F_{доп}} = \frac{(1,05 + 1,1) \times K_{M\Sigma}}{c_{опт} + (y_0 + c_\tau) \times T_k \times (1 - k_{п} + k_{п} k_{пв}) \sum_i q_i S_i'}$$

где  $U_1$  — напряжение на выводах 0,4 кВ трансформатора;  $U_{то,j}$  — напряжение в  $j$ -й точке отпуска ЭЭ, кВ;  $S_{k,l}$  — поток мощности на участке  $k$ ,  $l$  фидера 0,4 кВ;  $I_{max}$  — наиболее электрически удаленная точка, км;  $r_0$ ,  $x_0$  — удельные сопротивления участка линии, Ом/км;  $U_l$  — напряжение на ответвлении  $l$  фидера 0,4 кВ;  $\Delta W_{33,\Sigma}$  — значение суммарного недоотпуска ЭЭ, кВт·ч/год;  $F_{доп}$  — допустимое значение коэффициента эффективности, о.е.;  $K_{M\Sigma}$  — сумма капиталовложений, руб.;  $T_k = 8760$  ч — календарный период;  $P_{нгj}$  — среднегодовая нагрузка фидера в  $j$ -й точке отпуска ЭЭ, кВт;  $q_j$  — вероятность отключения  $j$ -го потребителя;  $T_{ок}$  — срок окупаемости, лет;  $c_{опт}$  — стоимость дополнительных потерь после оптимизации точки деления фидера, руб.

Табл. 1. Нагрузки ТП фидеров

№ ТП	$S_{НОМ}$ , кВА	$P_{СР}$ , кВт	№ ТП	$S_{НОМ}$ , кВА	$P_{СР}$ , кВт	№ ТП	$S_{НОМ}$ , кВА	$P_{СР}$ , кВт
8066	400	70,64	8176	160	82,5	8448	160	45,98
8067	160	26,94	8226	400	71,78	8476	25	0,27
8068	400	125,81	8258	100	32,61	8482	100	29
8069	160	124,9	8271	250	69,62	8611	100	51,22
8071	400	116,95	8303	160	34,85	8615	630	124,89
8072	630	0,03	8304	250	0	8616	630	175,2
8073	160	4,26	8321	160	47,66	8155	160	50,78
8075	630	15,75	8324	100	102,86	8691	63	0,04
8076	160	72,86	8326	250	81,49	8692	400	185,88
8091	400	101,93	8329	160	85,37	8952	25	2,65
8094	250	128,55	8335	100	27,85	8966	25	1,27
8102	160	95,73	8369	160	0,02	8439	100	32,89
8130	400	253,15	8384	100	59,75	8441	160	32,22
8143	160	42,45	8387	160	43,24	8417	160	16,58
8146	100	61,23	8394	250	101,75			
8160	250	32,65	8444	160	33,71			

Первым, согласно п. 1 (9), определяется место оптимального деления по критерию  $\Delta P_{\Sigma} \rightarrow \min$  в сезонных режимах, при  $0,9U_{НОМ} \leq U_{ТО,j} \leq 1,1U_{НОМ}$ . Затем на каждой из магистралей определяется точка секционирования и производится расчет по выражению п. 2 критерия. Если условие для плеч нагрузок и  $F_{доп}$  выполняется, а расчетное значение  $\Delta U_M$  превышает величину запланированных затрат, то мероприятия целесообразны, включая дополнительное секционирование магистрали и/или протяженного ответвления. Иначе нужно ограничиться установкой аппаратуры дистанционного деления и модернизацией выключателя с модулем автоматизации в ЦП, выполнив подключение бюджетных устройств поиска места повреждения на ЛЭП.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Исходные данные для ПН элементов РС позаимствованы из [15]. Срез мгновенных значений параметров

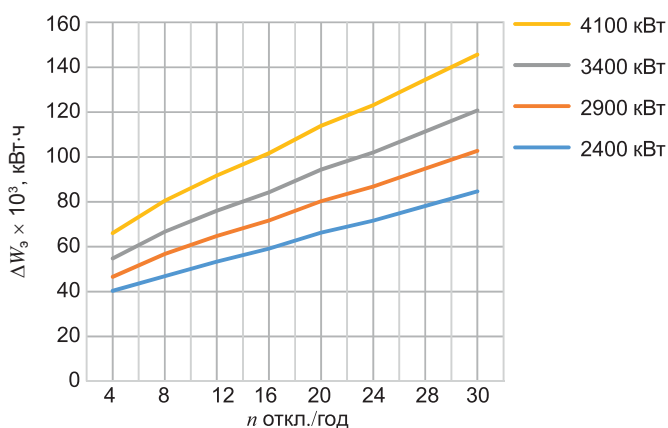


Рис. 3. Зависимости  $\Delta W_3 = f(n_{откл})$  для В1 РС ( $l = 33,4$  км) при указанных суммарных нагрузках ТП

нагрузок ТП по данным интеллектуальных счетчиков отражен в таблице 1. Суммарная сезонная нагрузка составляет 2897 кВт (на 30.04.2023 г.).

На рисунке 3 продемонстрированы зависимости  $\Delta W_3 = f(n_{откл})$  для В1 при разных нагрузках ТП, включая прогнозные значения 3400 кВт и 4100 кВт, где число аварийных и оперативных отключений  $n_{откл}$  варьируется в диапазоне от 4 до 32 на 100 км длины фидера. На рисунке 4 отражена зависимость  $\Delta W_3 = f(P_{НР})$  для В1 и В2 при числе отключений  $n_{откл} = 8$  в год в диапазоне указанных нагрузок ТП.

На рисунках 5 и 6 показаны зависимости  $U_{\Sigma} = f(\omega)$ , построенные по расчетным данным, из которых видно, как величины поткл, и  $y_{0j}$  с учетом  $c_T$  и степень сезонной загрузки влияют на КПН вариантов РС. Учитывая, что величины  $y_{0j}$  потребителей не могут быть ниже тарифа  $c_T$ , а то и существенно превышают (для торговых и производственных предприятий приго-

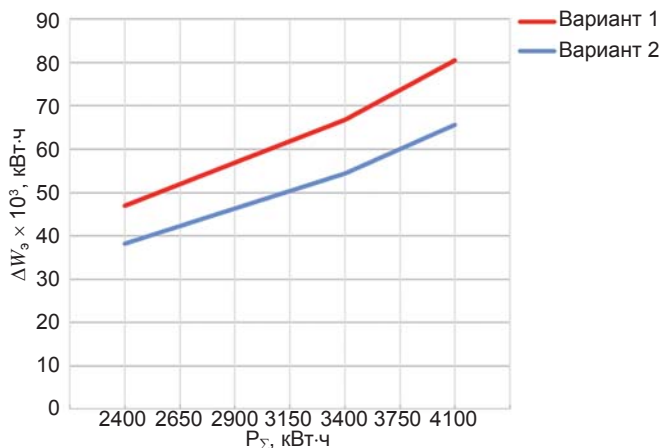


Рис. 4. Зависимость  $\Delta W_3 = f(P_{НР})$  для вариантов сети В1 и В2 при общей длине фидера  $L = 33,4$  км и  $n_{откл} = 8$  в год

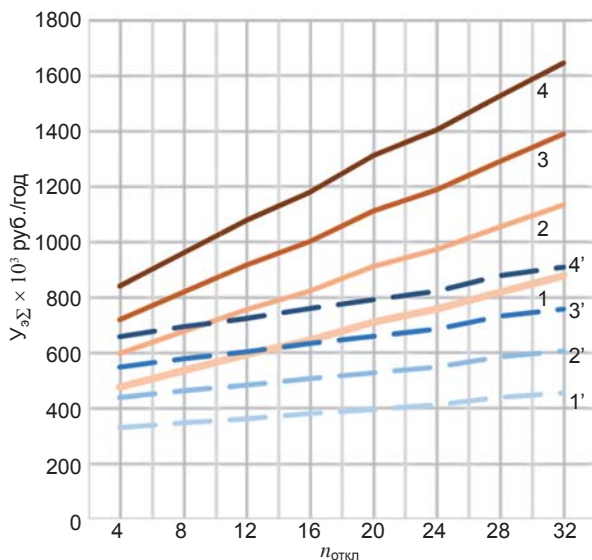


Рис. 5. Зависимости  $Y_{\Phi\Sigma} = f(n)$  для В1 и В2 РС при суммарной нагрузке фидеров 1 и 2 (соответственно 1600 + 1300 кВт) для значений  $(y_0 + c_T)$ : 1, 1' — 7,5 руб./кВт·ч.; 2, 2' — 10 руб./кВт·ч.; 3, 3' — 12,5 руб./кВт·ч.; 4, 4' — 15 руб./кВт·ч

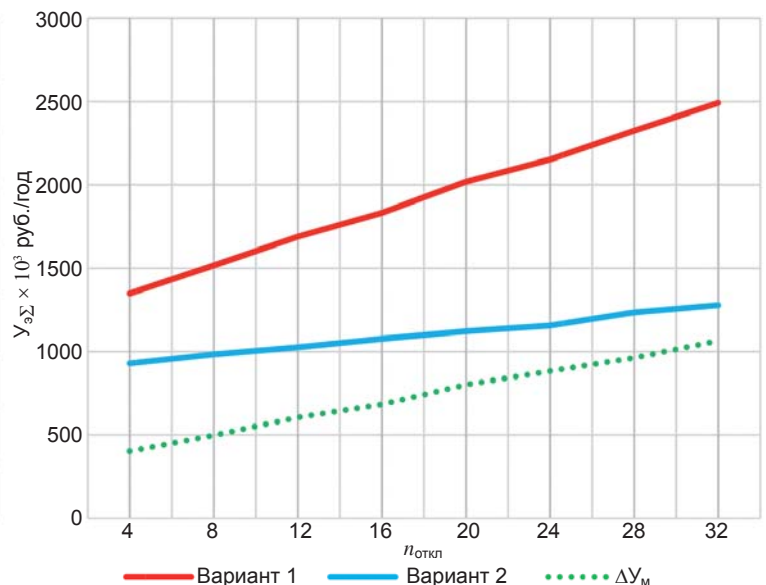


Рис. 6. Зависимости расчетных значений  $Y_{\Phi\Sigma}$  по вариантам В1 и В2 фидера и величины  $\Delta U_M$  от числа отключений при нагрузке линий 1 и 2 соответственно (2300 + 1800 кВт) и значений  $(y_0 + c_T) = 12,5$  руб./кВт·ч

родной зоны), нами были приняты следующие значения для суммы  $(y_0 + c_T)$ : 7,5 руб./кВт·ч.; 10 руб./кВт·ч.; 12,5 руб./кВт·ч.; 15 руб./кВт·ч.

Рассчитав значения для КПН  $K_r(S_{нр})$ ,  $\Delta W_{\Phi}(S_{нр})$  и  $Y_{\Sigma}(S_{нр})$ , представим в графической форме результирующие показатели  $Y_{\Phi\Sigma}$  и  $\Delta U_M$  варианта В2 относительно В1. Из чего следует, что в расчете на один фидер длиной 16 км при числе отключений в году, равном 28 на 100 км (8 отключений), целесообразно производить вложения на закольцованном фидере до 1 млн руб. в год при общей нагрузке 4100 кВт, из них  $c_{опт} = 316$  тыс. руб. Составляющая «внутренних» инвестиций, направляемых на модернизацию при  $T_{ок} = 10$  лет, составит до 10 млн руб., что полностью покрывает произведенные вложения В2.

Таблица 2 содержит данные, включая величину  $c_{опт}$  при оптимизации точки деления при значении суммы  $(y_0 + c_T) = 12,5$  руб./кВт·ч. Также в % указан  $K_{ти}$  оборудования ТП.

Актуальная на сегодняшний день стоимость мероприятий по модернизации содержится в таблице 3

(составлена на основании действующих расценок на 2023 г.).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

По итогам работы получены нижеследующие результаты.

1. Разработаны расчетные алгоритмы и модели надежности фидеров РС, которые учитывают режимы сезонных нагрузок и потоки оперативных, аварийных, ремонтных отключений в РС, распределенных по реальным законам, логику работы устройств автоматизации, комбинируют расчет КПН РС с оценкой стоимости и эффективности мероприятий по повышению надежности.
2. Получил развитие многокритериальный подход к оптимизации затрат в РС при секционировании. Приведены выражения для обобщенного критерия оптимального секционирования РС с последовательностью операций при определении места и числа устройств в рамках принятой стратегии финансирования.
3. Сопоставление КПН вариантов схем РС позволило сделать следующие выводы:

Табл. 2. Результаты расчетов по вариантам РС


№ варианта	Расчетные $Y_{\Phi\Sigma}$ , тыс. руб./год для вариантов РС при числе отключений на 100 км длины								Стоимость потерь ЭЭ, $c_{опт}$ , тыс. руб./год
	4	8	12	16	20	24	28	32	
$S_{нр} = 30,75\%$ от $S_{ном,\Sigma}$ (1600+1300 кВт)									
В1	840,3	959,5	1077,5	1179,0	1310,6	1403,8	1526,2	1644,6	151,84
В2	657,6	693,4	723,3	759,4	790,6	821,9	877,4	908,6	151,84
$S_{нр} = 36,05\%$ от $S_{ном,\Sigma}$ (1900+1500 кВт)									
В1	985,2	1124,9	1263,3	1382,3	1536,5	1645,9	1789,4	1928,1	201,48
В2	771,1	813,1	848,1	890,4	927,2	963,6	1028,7	1065,3	201,48

Табл. 3. Актуальная стоимость мероприятий в РС

Содержание мероприятия	Стоимость, включая СМР и ПНР, тыс. руб.	Примечание
Замена неизолированного провода на СИП на участках сети 10 кВ/км	1668,55	От нескольких сотен метров до нескольких километров
Замена маломасляных выключателей на вакуумный	960,00	Выкатной элемент и выключатель
Замена КР и ЛР на реклоузер вакуумный	2078,11	Устанавливают с ПКУ (+250 тыс. руб.)
Установка цифровых защит на отходящих фидерах (1 комплект) на фидер	286,37	БЭМП, БМРЗ, Сириус, БЭ-2502 ЧЭАЗ, ЭКРА
Стоимость замены модуля вакуумного выключателя в ячейке	338,58	ВВ/TEL 10-20/630(1000)
Замена ячеек 10 кВ в ЦП с вакуумными выключателями	2290,94	Замена ячейки в РУНН 10кВ
Вырубка просек на отдельных участках сети 10 кВ	186,45	1 Га
Установка плавкой вставки ПВ на ответвлениях	16,35	Плавкие предохранители пофазно
Установка устройств автоматического определения замыканий	220,36	Монтаж на 3 фазы ответвления в начале и в конце (2 компл.)
Установка автоматических отделителей вместо ОП	960,00	Выключатели нагрузки

- частота отказов и отключений для фидеров с высокой автоматизацией (В2) незначительно влияет на  $K_{Г}$  — в пределах вероятности 0,01 (8,76 ч/год).
  - в большей степени на показатели  $\Delta W_{\Sigma}$  и  $U_{\Sigma}$  влияет степень загрузки ТП, величины тарифов на ЭЭ и удельных ущербов (мероприятия наиболее целесообразны, когда среднее потребление по ТП составляет от 40% и выше от номинала).
4. Ключевые факторы проведения мероприятий в РС — протяженность и нагрузка фидеров. Чем они ниже, тем больший срок окупаемости следует

ожидать, либо ограничиваться установкой относительно недорогого оборудования и устройств, позволяющих обеспечить быстрый поиск и локализацию мест повреждения.

5. Произведен расчет «внутренней» инвестиционной составляющей  $\Delta U_{м}$  вариантов РС с учетом тарифа на ЭЭ, ущерба у потребителей и снижения потерь ЭЭ. Очевидно, что их учет повышает расчетную окупаемость мероприятий, что наглядно отображает соотношение значений  $\Delta U_{м}$  со стоимостью мероприятий по модернизации. 

## ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 27.102-2021. Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200181141>.
2. Максимов Б.К., Воротницкий В.В. Оценка эффективности автоматического секционирования распределительных сетей 6–10 кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электропитания потребителей // Электротехника, 2005, № 10. С. 7–22.
3. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., Багметов А.А. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6–10 кВ // Электротехнические системы и комплексы, 2018, № 1(38). С. 33–39.
4. Долецкая Л.И., Кавченков В.П., Солопов Р.В. Оценка эффективности методов повышения надежности распределительных электрических сетей // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ», 2015, том 7, № 6(31). URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/98TVN615.pdf>.
5. Андрикеева С.А., Гельфанд А.М., Дубонос В.Р., Наровлянский В.Г., Пшеничникова О.А., Толмачев А.Л. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надежности распределительной сети и электропитания потребителей // Электрические станции, 2016, № 8. С. 30–34.
6. Гаврилова А.Е., Ерошенко С.А. Современные методы оптимизации секционирования электрической сети / Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Атомная энергетика: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной памяти профессора Данилова Н.И. (1945–2015) — Даниловских чтений (Екатеринбург, 10–14 декабря 2018 г.). Екатеринбург: УрФУ, 2018. С. 151–154.
7. Васильева Т.Н., Мишина Е.С. Выбор места установки реклоузера // Молодой ученый, 2015, № 9(89). С. 172–179.
8. Яхин Ш.Р., Галиев И.Ф. Оптимизация вариантов секционирования распределенной сети с оценкой их эффективности // Chronos, 2022, т. 7, № 7(69). С. 38–39.
9. Galiev I.F., Shamil R.Y., Makletsov A.M., Galiev R.I. Development of Methods to optimize the Number and Places of Installation of Active-Adaptive Sectionalizing Elements with an Assessment of the Effectiveness of Measures in the Distribution Network. 2022 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Magnito-



- gorsk, Russian Federation, 2022, pp. 445-452.
10. Karimi H., Niknam T., Dehghani M., et al. Automated Distribution Networks Reliability Optimization in the Presence of DG Units Considering Probability Customer Interruption: A Practical Case Study. IEEE Access, 2021, vol. 9, pp. 98490-98505.
  11. Galiev I.F., Sabitov A.E. Analysis of the Reliability and Efficiency of Local Power Supply Systems at Major International Events. International Conference on Efficient Production and Processing ICEPP 2021. Conference paper First Online. 25 August 2021. Proceedings of ICEPP 2021, vol. 190, pp. 269-278.
  12. Kabirifar M., Fotuhi-Firuzabad M., Moeini-Aghtaie M., Pourghaderi N., Shahidehpour M. Reliability-Based Expansion Planning Studies of Active Distribution Networks with Multi-Agents. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, vol. 13, issue 6, pp. 4610-4623.
  13. Parol M., Wasilewski J., Wojtowicz T., Arendarski B., Komarnicki P. Reliability Analysis of MV Electric Distribution Networks Including Distributed Generation and ICT Infrastructure. Energies, 2022, vol. 15, no. 14, p. 5311.
  14. Zhan Sh., Tang J., Li Ya., Xiong B., Zhao Z., Li Zh. Optimal deployment of feeder remote terminal units in distribution networks to improve power supply reliability. Energy Reports, 2022, vol. 8, suppl. 5, pp. 884-895.
  15. Васильев Ю.А. Разработка критериев эффективности и моделей надежности функционирования питающих электрических схем промышленных предприятий с учетом факторов кратковременных нарушений электроснабжения. Дисс. ... канд. техн. наук. Казань: Казан. гос. энергет. ун-т, 2010. 138 с.
  16. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. Уч. пособие. 4-е изд. М.: КНОРУС, 2014. 648 с.

## REFERENCES

1.  
  
URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200181141>.
- 2.
- 3.
4.  
  
URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/98TVN615.pdf>.
- 5.
- 6.
- 7.
- 8.
9. Galiev I.F., Shamil R.Y., Makletsov A.M., Galiev R.I. Development of Methods to optimize the Number and Places of Installation of Active-Adaptive Sectionalizing Elements with an Assessment of the Effectiveness of Measures in the Distribution Network. 2022 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Magnitogorsk, Russian Federation, 2022, pp. 445-452.
10. Karimi H., Niknam T., Dehghani M., et al. Automated Distribution Networks Reliability Optimization in the Presence of DG Units Considering Probability Customer Interruption: A Practical Case Study. IEEE Access, 2021, vol. 9, pp. 98490-98505.
11. Galiev I.F., Sabitov A.E. Analysis of the Reliability and Efficiency of Local Power Supply Systems at Major International Events. International Conference on Efficient Production and Processing ICEPP 2021. Conference paper First Online. 25 August 2021. Proceedings of ICEPP 2021, vol. 190, pp. 269-278.
12. Kabirifar M., Fotuhi-Firuzabad M., Moeini-Aghtaie M., Pourghaderi N., Shahidehpour M. Reliability-Based Expansion Planning Studies of Active Distribution Networks with Multi-Agents. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, vol. 13, issue 6, pp. 4610-4623.
13. Parol M., Wasilewski J., Wojtowicz T., Arendarski B., Komarnicki P. Reliability Analysis of MV Electric Distribution Networks Including Distributed Generation and ICT Infrastructure. Energies, 2022, vol. 15, no. 14, p. 5311.
14. Zhan Sh., Tang J., Li Ya., Xiong B., Zhao Z., Li Zh. Optimal deployment of feeder remote terminal units in distribution networks to improve power supply reliability. Energy Reports, 2022, vol. 8, suppl. 5, pp. 884-895.
- 15.
- 16.