

Раздел 4. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ И ПОДСТАНЦИЙ

Задача 4.1. Применительно к двум вариантам сети, изображенным на рис. 2.1, необходимо составить надежностные схемы замещения для последующих расчетов комплексных показателей надежности относительно подстанции № 2. Здесь выключатели ОРУ входят в элемент схемы – линия W_i , приводя отказы в работу элементов, включая секционный выключатель (рис. 2.1, а).

Критерии отказа схемы:

1. Применяется «схема двух отказов» – рассматривается одновременный отказ не более двух элементов схемы замещения, либо наложение отказа одного элемента в параллельной цепи на ремонт другого (плановый или аварийный).

2. Отказы выключателей питающих линий приводят к отказу линии в целом как последовательного элемента.

3. Полный отказ схемы подстанции происходит и при работе АВР с переходом КЗ на другую секцию НН при двустороннем отказе секционных выключателей (на примере подстанции № 2 – выключателей Q6и Q14).

4. При отказе секционного выключателя ОРУ ВН транзит электроэнергии идет через ремонтную перемычку.

Сделаем следующие допущения:

1. Отказы элементов схемы независимые.

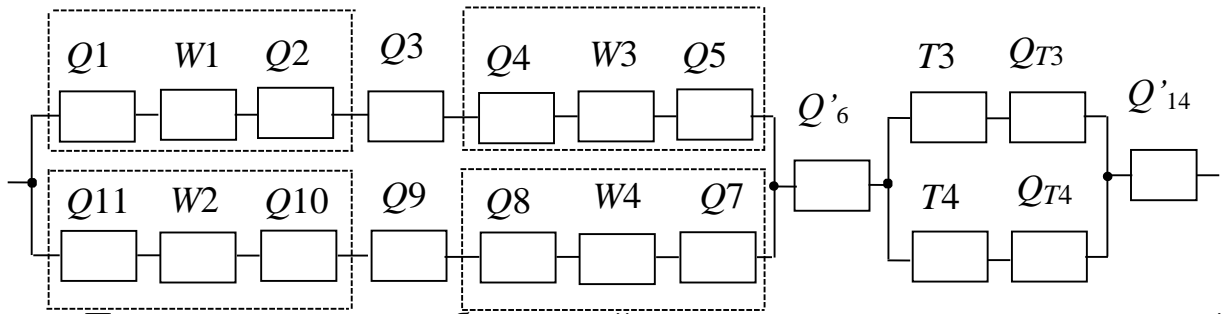
2. Ремонтные силовых трансформаторов и линий, плановые и планово-предупредительные, производятся во время ремонтов основных производств потребителя, при этом минимально-необходимая технологическая нагрузка питается по резервным линиям 6-10 кВ со смежных подстанций.

3. Пропускная способность каждой ЛЭП при изменении точки потокораздела не ограничена, включая аварийные режимы зимнего максимума нагрузки.

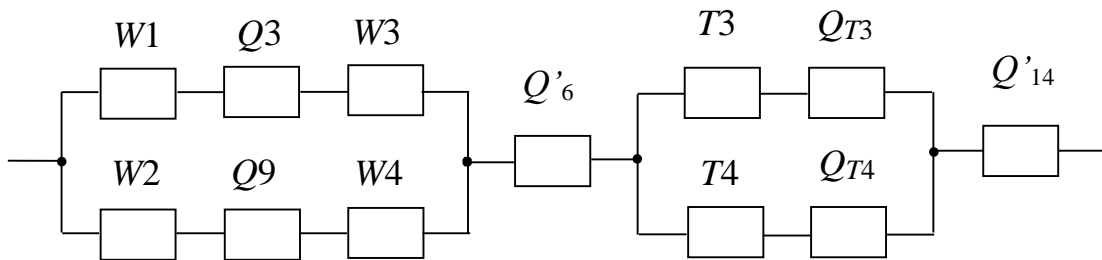
4. Коэффициент длительной перегрузки трансформаторов подстанций – 1,1, аварийный – 1,3.

5. Надежность сборных шин не принимаем в учет – считаем «абсолютно» надежными.

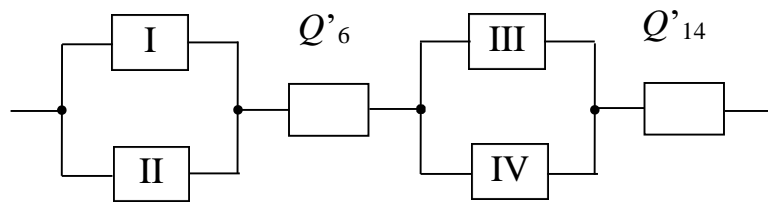
Схема замещения варианта 1 сети относительно подстанции № 2



После простых преобразований с учетом сделанных допущений получим нижеследующую схему замещения



и окончательно упрощает схему замещения



На основе вышеприведенных соотношений получим нижеследующие выражения:

$$\omega_I = \omega_{W1} + \omega_{Q3} + \omega_{W3}; \quad \omega_{III} = \omega_{IV} = \omega_{T3} + \omega_{QT3} = \omega_{T4} + \omega_{QT4};$$

$$\omega_{II} = \omega_{W2} + \omega_{Q9} + \omega_{W4}.$$

Аналогичные выражения получаем для вероятностей отказов q_i :

$$q_I = q_{W1} + q_{Q3} + q_{W3}; \quad q_{III} = q_{IV} = q_{T3} + q_{QT3};$$

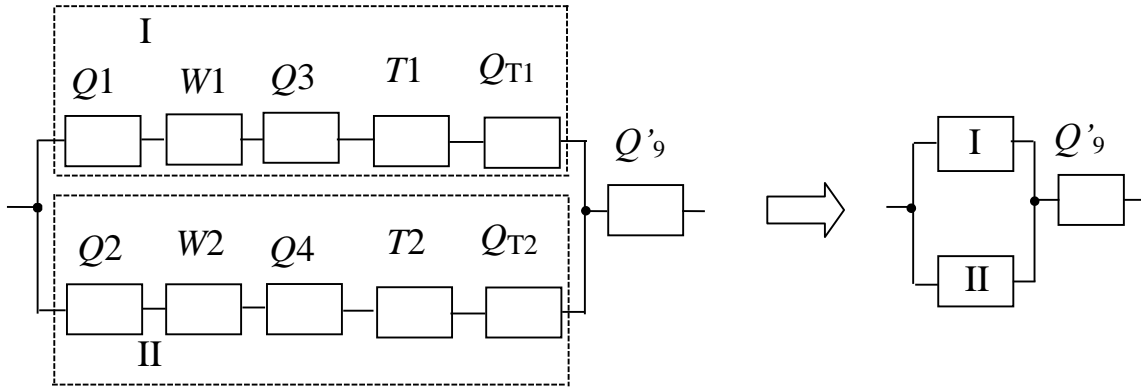
$$q_{II} = q_{W2} + q_{Q9} + q_{W4}.$$

Сделав окончательное преобразование схемы, получим частоту ω_{II2} и вероятность q_{II2} полного отказа схемы подстанции

$$\omega_{п2} = (\omega_I \cdot q_{II} + \omega_{II} \cdot q_I) + \omega_{Q'6} + (\omega_{III} \cdot q_{IV} + \omega_{IV} \cdot q_{III}) + \omega_{Q14};$$

$$q_{п2} = q_I \cdot q_{II} + q_{Q6} + q_{III} \cdot q_{IV} + q_{Q14}.$$

Схема замещения варианта 2 сети относительно подстанции № 2



Аналогичные выкладки позволяют получить следующие выражения для частоты и вероятности полного отказа подстанции:

$$\omega_{п2} = \omega_I \cdot q_{II} + \omega_{II} \cdot q_I + \omega_{Q'9};$$

$$q_{п2} = q_I \cdot q_{II} + q_{Q'9}.$$

Рассмотрим комплексные показатели надежности на интервалах времени, кратных T_K – результирующие показатели надежности за календарный год и кратные интервалы.

Применительно к j -й подстанции схемы электроснабжения определим комплексные показатели надежности относительно уровня мощности одного из двух трансформаторов $S_{Т.НОМ}$, учитывая что $S_{Т.НОМ} \geq S_{НГj}^{\max}$:

$$K_{Гj}(S_{Т.НОМ}) = 1 - K_{Пj}(S_{Т.НОМ}) - q_j(S_{Т.НОМ});$$

$$K_{Нj}(S_{Т.НОМ}) = q_j(S_{Т.НОМ});$$

$$K_{Пj}(S_{Т.НОМ}) = \frac{1}{2} \sum_i^2 \left(\mu_{текi} \cdot T_{р.текi} + \mu_{капi} \cdot T_{р.капi} \right),$$

где $\mu_{текi}$, $\mu_{капi}$ – интенсивности текущих и капитальных ремонтов; $T_{р.текi}$, $T_{р.капi}$ – длительности текущих и капитальных ремонтов i -го трансформатора, $K_{Гj}$, $K_{Пj}$, $K_{Нj}$ – соответственно коэффициенты готовности, плановых и неплановых простоев.

Недоотпуск электроэнергии $\Delta W_{\text{ЭЭ}j}$ j -й подстанции определяется как

$$\Delta W_{\text{ЭЭ}j} = T_{\text{к}} \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)},$$

где $\Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} = |S^k - S_{\text{нг}j}|$ – разница в k -м состоянии $i \neq k$, когда S^k – располагаемая мощность подстанции $S_i^k < S_{\text{нг}j}$ меньше чем $\bar{S}_{\text{нг}j}$ и имеет место недопотребление (недоотпуск) ЭЭ в состоянии с вероятностью q_k . Ущерб при наличии недоотпуска $\Delta W_{\text{ЭЭ}j}$ определится как

$$y_i = y_{0j} T_{\text{к}} \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)},$$

где y_{0j} – удельный ущерб, руб./кВт·ч.

С учетом состояний плановых ремонтов технических установок $T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}}$ трансформаторов j -х подстанций последние два показателя $\Delta W_{\text{ЭЭ}j}$ и y_j определяются как уточненные

$$\Delta W_{\text{ЭЭ}j} = T_{\text{раб}j} \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} + T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} \cdot q_j;$$

$$y_j = y_{0j} \left[T_{\text{раб}j} \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \right] + y_{1j} \left(T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} \cdot q_j \right),$$

где $T_{\text{к}} = T_{\text{раб}j} + T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}}$; $S_{\text{нг.рем}j}$ – нагрузка j -й подстанции в период ремонта технологических установок узла $T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}}$

Коэффициент технического использования $K_{\text{ТИ}j}$ j -й подстанции характеризует степень загрузки (использования) установленной номинальной мощности и определяется из соотношения

$$K_{\text{ТИ}j} = \frac{W_{\text{ЭЭ}j}^{\text{пот}}}{W_{\text{ЭЭ}j}^{\text{max}}} = \frac{T_{\text{раб}j} \left(S_{\text{нг}j} - \sum_{k \in K} q_k \cdot \Delta S_{\text{нг}j}^{(k)} \right) + T_{\text{рем}j}^{\text{ТУ}} \cdot S_{\text{нг.рем}j} (1 - q_j)}{T_{\text{к}} \cdot S_{\text{т.ном}}^{\Sigma}},$$

где $W_{\text{ЭЭ}j}^{\text{пот}}$, $W_{\text{ЭЭ}j}^{\text{max}}$ – соответственно потребленная за время $T_{\text{к}}$ и максимально потребляемая энергии для j -й подстанции.

Учитывая, что для ответственных потребителей нефтехимии и нефтегазопереработки, а также машиностроительных производств мощность трансформаторов подстанций следует выбирать по условию $S_{т.номj} \geq S_{нгj}^{\max}$, приведем выражение для коэффициента эффективности $K_{эфj}$ j -й подстанции, определяемого по выражению

$$K_{эфj} = \frac{W_{потj}^{\max} - \Delta W_{ЭЭj}^{гр} - \Delta W_{ЭЭj}}{W_{потj}^{\max}} = \frac{W_{потj}^{\max} - (W_{потj}^{\max} - W_{ЭЭj}^{пот}) - \Delta W_{ЭЭj}}{W_{потj}^{\max}} =$$

$$= \frac{W_{ЭЭj}^{пот} - \Delta W_{ЭЭj}}{W_{потj}^{\max}},$$

где $W_{потj}^{\max} = S_{нгj}^{\max} \cdot T_k$, $\Delta W_{ЭЭj}^{гр} = W_{потj}^{\max} - W_{ЭЭj}^{пот}$ – недопотребленная ЭЭ потребителем j -й подстанции относительно мощности $S_{потрj}^{\max}$, связанная с неравномерностью графика нагрузки; $\Delta W_{ЭЭj}$ – определенный выше недоотпуск ЭЭ потребителю j -й подстанции из-за отказов оборудования схемы сети и КНЭ.

Задача 4.2. Для двух вариантов сети (рис. 2.1, см. условия задачи 4.1) произвести расчет комплексных показателей надежности относительно шин 10 кВ подстанции № 2. Величину удельного ущерба y_{0i} в обоих вариантах принять равной $y_0 = 22$ руб./кВт·ч (см. табл. П2.2). Частота отключений от посадок напряжения $\lambda^{\Delta U}$ изменяется от 1 до 7 1/год, со средней длительностью восстановления технологического процесса $T_B = 5,3$ ч. Средняя отключаемая мощность $P_{нг} = 16900$ кВт. Длина линий в варианте 1 сети: W_1 и W_2 равна 7 км, а линий W_3 и W_4 соответственно 3 км; в варианте 2 сети длина обеих линий W_1 и W_2 равна 10 км.

Решение

В соответствии с выражениями, составленными для надежностных схем замещения вариантов сети (задача 4.1), проведем расчет вероятностей отказов элементов схем на основе единичных показателей надежности элементов сети (см. табл. П.1). Так, применительно к элементам схемы замещения варианта 1 получим:

$$q_I = q_{II} = 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + 1,13 \cdot 10^{-3} \cdot 0,07 + 0,73 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} +$$

$$+ 1,13 \cdot 10^{-3} \cdot 0,03 = 0,000478.$$

Для элементов III и IV произведем учет состояний капитальных и текущих ремонтов:

$$q_{III} = q_{IV} = 0,23 \cdot 10^{-3} + (0,6 \cdot 10^{-2} + 0,274 \cdot 10^{-2}) = 0,9 \cdot 10^{-2}.$$

Вероятности отказов элементов Q_6 и Q_{14} соответственно равны $0,73 \cdot 10^{-4}$ и $0,51 \cdot 10^{-5}$.

Для варианта 2 сети получим следующие значения:

$$q_I = q_{II} = 2 \cdot 0,73 \cdot 10^{-4} + 1,13 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1 + 0,9 \cdot 10^{-2} + 0,5 \cdot 10^{-5} = 0,0093.$$

Тогда для варианта 1 сети вероятности полного погашения питания подстанции 2 определим как

$$Q_{п2}^1 = q_I \cdot q_{II} + q_{Q6} + q_{III} \cdot q_{IV} + q_{Q14} = 0,4782^2 \cdot 10^{-3} + 0,73 \cdot 10^{-4} + (0,9 \cdot 10^{-2})^2 + 0,5 \cdot 10^{-5} = 0,159 \cdot 10^{-3}.$$

Для варианта 2 сети вероятность полного погашения питания составит

$$Q_{п2}^2 = q_I \cdot q_{II} + q_{Q9} = 0,0093^2 + 0,5 \cdot 10^{-5} = 0,91 \cdot 10^{-4}.$$

Определим комплексные показатели надежности на основе вышеприведенных выражений. С учетом принятого условия $S_{т.ном} \geq S_{нгj}^{max}$ недоотпуск электроэнергии потребителю имеет место в случае полного погашения подстанции, тогда для варианта 1

$$K_H = Q_{п2} = 0,159 \cdot 10^{-3};$$

$$K_T = 1 - 0,159 \cdot 10^{-3} = 0,9998.$$

Коэффициент плановых простоев применительно к мощности одного трансформатора определится как:

$$K_{II}(S_{т.ном}) = \mu_{тек2} \cdot T_{р.тек2} + \mu_{кап2} \cdot T_{р.кап2} = \frac{2 \cdot 12 + 0,17 \cdot 300}{8760} = 0,0086.$$

Недоотпуск электроэнергии $\Delta W_{ээ}$ для подстанции 2 определится

$$\Delta W_{ээ} = T_K \cdot Q_{п2}^1 \cdot P_{нг} = 8760 \cdot 0,000159 \cdot 16900 = 23539 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

ущерб в варианте 1 сети составит

$$Y_{п2} = y_0 \cdot \Delta W_{\text{эз}} = 22 \cdot 23539 = 517858 \text{ руб./год.}$$

Аналогично определим показатели для варианта 2 сети:

$$K_{\text{н}} = Q_{п2} = 0,91 \cdot 10^{-4};$$

$$K_{\text{г}} = 1 - 0,000091 = 0,9999;$$

$$\Delta W_{\text{эз}} = 8760 \cdot 0,91 \cdot 10^{-4} \cdot 16900 = 13472 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$Y = 22 \cdot 13472 = 296384 \text{ руб./год.}$$

Их полученных результатов следует, что вариант 2 сети имеет более высокие показатели надежности и меньший ущерб.

Задача 4.3. По условиям задачи 4.2 произвести расчет комплексных показателей надежности, таких как коэффициент технического использования $K_{\text{ти}}$ и коэффициент эффективности $K_{\text{эф}}$ при следующих исходных данных.

$$T_{\text{рем}}^{\text{ТУ}} = 744 \text{ ч}; T_{\text{раб}} = T_{\text{к}} - T_{\text{рем}}^{\text{ТУ}} = 8760 - 744 = 8016 \text{ ч. Средняя активная}$$

мощность потребления за время $T_{\text{раб}}$ $\bar{P}_{\text{нг}2} = 16900 \text{ кВт}; \cos\varphi = 0,85.$

Максимальная мощность потребления по графику электрических нагрузок $P_{\text{нг}2}^{\text{max}} = 19200 \text{ кВт},$ при этом среднесуточная длительность ее не превышает 8 ч.

Решение

Определим коэффициенты $K_{\text{ти}}$ и $K_{\text{эф}}$ по вышеприведенным выражениям:

$$K_{\text{ти}} = \frac{W_{\text{ээ}2}^{\text{пот}}}{W_{\text{ээ}2}^{\text{max}}} = \frac{T_{\text{раб}} \left(S_{\text{нг}2} - \sum q^k \cdot \Delta S^{(k)} \right) + T_{\text{рем}}^{\text{ТУ}} \cdot S_{\text{нг.рем}2} (1 - q_2)}{T_{\text{к}} \cdot S_{\text{нг}2}^{\text{max}}};$$

$$K_{\text{эф}} = \frac{W_{\text{ээ}2}^{\text{пот}} - \Delta W_{\text{ээ}2}}{W_{\text{пот}2}^{\text{max}}}.$$

Учитывая условие $S_{\text{т.ном}} \geq S_{\text{нг}j}^{\text{max}}$ предшествующей задачи, приводящее к отсутствию дефицита потребляемой мощности потребителем подстанции 2 при отключении одной из цепей линий или одного из трансформаторов подстанции, получим

$$K_{\text{ти}2} = \frac{T_{\text{раб}}(\bar{S}_{\text{нг}2} - Q_{\text{п}2} \cdot \bar{S}_{\text{нг}2}) + T_{\text{рем}2}^{\text{ТУ}} \cdot \bar{S}_{\text{нг}2} (1 - Q_{\text{п}2})}{T_{\text{к}} \cdot S_{\text{нг}2}^{\text{max}}} =$$

$$= \frac{T_{\text{раб}} \bar{S}_{\text{нг}2} (1 - Q_{\text{п}2}) + T_{\text{рем}2}^{\text{ТУ}} \cdot \bar{S}_{\text{нг}2} (1 - Q_{\text{п}2})}{T_{\text{к}} \cdot S_{\text{нг}2}^{\text{max}}} = \frac{T_{\text{к}} \bar{S}_{\text{нг}2} (1 - Q_{\text{п}2})}{T_{\text{к}} \cdot S_{\text{нг}2}^{\text{max}}}.$$

Таким образом, определим $K_{\text{ти}2}$ по вариантам сети. В варианте 1

$$K_{\text{ти}2} = \frac{8760 \cdot 16900(1 - 0,159 \cdot 10^{-3})}{8760 \cdot 19200} = 0,88.$$

По аналогии определяем для варианта 2 сети:

$$K_{\text{ти}} = \frac{8760 \cdot 16900(1 - 0,91 \cdot 10^{-4})}{19200 \cdot 8760} = 0,8801.$$

Различие в значениях $K_{\text{ти}}$ по вариантам сети несущественное, поэтому определим $K_{\text{эф}}$ для одного из вариантов:

$$K_{\text{эф}2} = \frac{T_{\text{раб}} S_{\text{нг}2} (1 - Q_{\text{п}3})}{T_{\text{к}} \cdot S_{\text{нг}2}^{\text{max}}} = \frac{8016 \cdot 16900 \cdot 0,99991}{19200 \cdot 8760} = 0,8054.$$

Формирование программ реконструкции. Известно, что основными воздействующими факторами при КНЭ являются длительность и глубина возмущения в сети. Последний параметр, в свою очередь, определяется конфигурацией (структурной схемой) сети и временем, необходимым для работы релейной защиты. Последствия воздействия факторов КНЭ на технологический процесс потребителя во многом определяется его живучестью, то есть способностью противостоять возмущениям, а также частотой самих событий $\lambda \Delta U$.

Таким образом, для проведения анализа на предварительном этапе разработки программ реконструкции необходимо сделать нижеследующее.

1. Оценить влияние каждого из факторов КНЭ, включая частоту событий провалов, на работу основных механизмов технологических установок потребителей (а также требования лицензиаров продукции).

2. В зависимости от приоритетности воздействующего фактора (условий самозапуска двигателей, выдержек защит, логики работы автоматики и др.) наметить мероприятия по реконструкции и ранжировать их в порядке эффективности воздействия на внешние КНЭ.

3. Произвести реальную оценку удельных ущербов при отключении нагрузки потребителя (работа технологических защит, перерывы питания, выпуск бракованной продукции и т. п.). В табл. 4.3 приведены данные об ущербах из-за КНЭ в схеме питания нефтехимического производства.

В данном пособии не учитываются устойчивоспособность и живучесть технологических процессов потребителей при внешних возмущениях, а для определения значений $\lambda^{\Delta U}$ используется статистический подход. Предлагаемые программы по реконструкции объектов питающих сетей направлены на снижение влияния факторов КНЭ за счет технических мероприятий внутреннего характера изменений в самой сети и мер системного характера на уровне сетевой или генерирующей компаний – в зависимости от балансовой принадлежности ЦП.

Применительно к нашим вариантам сети программы по реконструкции представлены в табл. 4.1.

Повлиять на частоту $\lambda^{\Delta U}$ посадок напряжений в прилегающей сети организационно-техническими мероприятиями крайне затруднительно. В нашем примере частота провалов $\lambda^{\Delta U} = 4,5-11,8$ 1/год в расчете на 1 ЦП. При этом нижняя граница показателя соответствует полному отключению нагрузки основного потребителя (по критерию $U_{\text{КНЭ}} < 0,8U_{\text{н}}$). Таким образом, каждый третий провал U сопровождается отключением нагрузки. Поэтому основной упор сделан на мероприятия, приводящие к снижению длительности КНЭ (установка в сети быстродействующих выключателей и защит) и глубины провалов напряжений (установка реакторов в цепи МШВ и замена проводов старой конструкции на современные высокотемпературные провода). На рис. 4.1 приведена принципиальная схема питающей сети (см. лекцию 2, фрагмент варианта РЭС 2), на которой отображены мероприятия, направленные на снижение влияния факторов КНЭ (показаны и выделены пунктиром, а также с индексом р), подробно представленные в табл. 2.2 как программы реконструкции.

Высокотемпературные провода из сплавов алюминия и циркония, позволяющие при высокой температуре не менять своих геометрических размеров, имеют более высокое омическое сопротивление и позволяют на коротких длинах линий электрически удалять точку внешнего КЗ на необходимую длину, в пределах которой глубина провала напряжения допустимая.

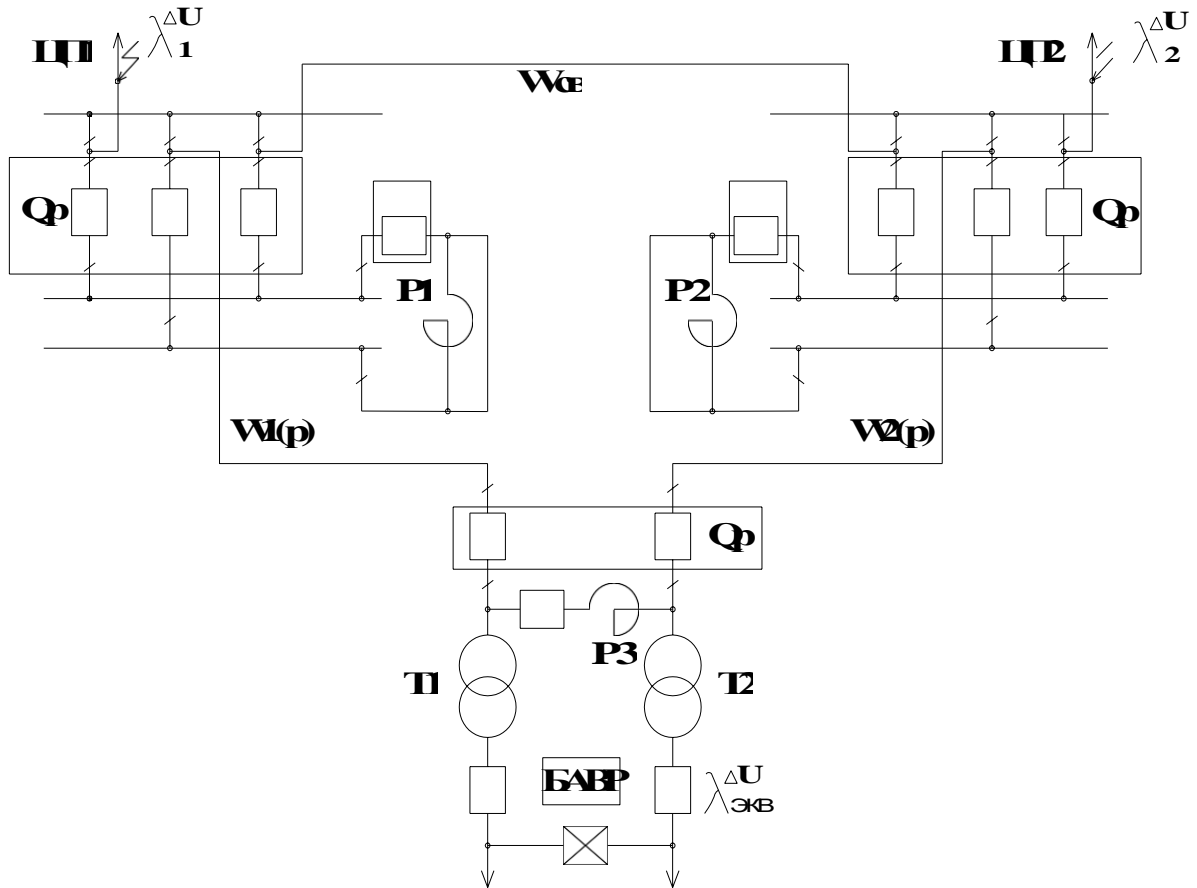


Рис. 4.1. Мероприятия в питающей сети, направленные на снижение влияния факторов КНЭ

Задача 4.4. Произвести расчет капиталовложений в реконструкцию по вариантам питающей сети (1, 2, 3) в соответствии с вышеприведенными мероприятиями (рис. 4.1). Исходные данные по стоимости электрооборудования (за единицу, включая монтажные работы) приведены ниже.

	тыс. руб.
1. Выключатель элегазовый 110 кВ с комплектом защиты	18000
2. Реактор токоограничивающий 110 кВ	5000
3. Провод из алюминиево-циркониевого сплава за 1 км, сечением, мм ² :	
– 95	340
– 120	340
– 185	402,5

Указанные высокотемпературные провода по омическому сопротивлению соответствуют сталеалюминиевым АС сечением 70,95 и

120 мм². В вариантах сети длина провода, подлежащего замене, составляет соответственно 30, 40 и 40 км в однофазном исполнении.

Решение

В соответствии с планом и перечнем мероприятий по реконструкции намечаем к установке в вариантах сети элегазовые выключатели, включая головные в ОРУ 110 кВ центров питания, а также в цепях междушинных выключателей, куда необходимо включить токоограничивающие реакторы, для ограничения токов КЗ и снижения глубины провала напряжения.

Произведем подсчет числа выключателей 110 кВ по вариантам сети в Программе 1 для снижения длительности провала напряжения от основного источника питания.

В Программе 2 производится замена междушинных выключателей с установкой токоограничивающих реакторов 110 кВ в их цепи. Последнее мероприятие позволяет снизить глубину провала при КЗ на присоединениях одной их сборных шин ЦП (предположим на половине – по числу присоединений).

Программа 3 содержит перечень комбинированных мероприятий по ограничению длительности и глубины воздействия провалов напряжений (Программы 1 и 2).

Программы 4 и 5 состоят в замене сталеалюминиевого провода на высокотемпературные провода из циркониевого сплава, позволяющего существенно ограничить ток КЗ высоким сопротивлением материала провода, причем в варианте 5 также устанавливаются 2 выключателя с комплектами защит в цепи МШВ.

Результаты расчетов приведены в табл. 4.1, где отражены программы реконструкции по стороне 110 кВ и соответствующие им капиталовложения. Как видно из таблицы, схема электроснабжения влияет на количество оборудования в сети, подлежащего замене. Так, в варианте 1 сети замене подлежат 11 выключателей линий W1–W4 и мостиковых схем подстанций 1–3. В вариантах 2 и 3 сети количество выключателей меньше – по 8, так как линий всего по 2 – W1 и W2 и отсутствуют переключатели в блочных схемах подстанций 1–3. При этом общая длина линий в вариантах 2 и 3 сети больше, чем в варианте 1 по исходным данным.

Таблица 4.1. Программы реконструкции вариантов питающих сетей 110 кВ и составляющие затрат

Программы реконструкции, содержание	Вариант 1						Вариант 2						Вариант 3					
	Количество оборудования				Затраты, тыс. руб.		Количество оборудования				Затраты, тыс. руб.		Количество оборудования				Затраты, тыс. руб.	
	выкл. л. Q	защит	реакторов	пров. 110 кВ	$K_{(PУ+ВЛ)}$	$I_{пер}$	выкл. Q	защит	реакторов	пров. 110 кВ	$K_{(PУ+ВЛ)}$	$I_{пер}$	выкл. Q	защит	реакторов	пров. 110 кВ	$K_{(PУ+ВЛ)}$	$I_{пер}$
1. Замена Qi защит на линиях W1–W4	11	11	–	–	198000	–	8	8	–	–	144000	–	8	8	–	–	144000	–
2. Установка реакторов* в цепях МШВ и выключателей с защитами	2	2	2	–	46000	–	2	2	2	–	46000		2	2	2	–	46000	
3. Замена Qв сети, МШВ ЦП и установка реакторов* в цепях МШВ	13	13	2	–	244000		10	10	2	–	190000		10	10	2	–	190000	
4. Замена про- вода** линий W1–W4	70				10200	30215					13600	35190					13600	35190
	95	–	–	30	10200	17700	–	–	–	40	13600	20620	–	–	–	40	13600	20620
	120				12120	8200					16160	9600					16160	9600
5. Замена про- вода линий W1–W2 и ГОЛОВНЫХ Q	70				46200	30215					49600	35190					49600	35190
	95	2	2	–	46200	17700	2	2	–	40	49600	20620	2	2	–	40	49600	20620
	120				48120	8200					52160	9600					52160	9600

* Стоимость потерь в реакторе, включенном в цепь МШВ, ложится в тариф для всех потребителей ЦП.

** Провода высокотемпературные с циркониевым сплавом обладают повышенным омическим сопротивлением, аналогичным сталеалюминиевым с сечениями соответственно 70, 95 и 120 мм².

Таблица 4.2. Оценка значений удельных ущербов от КНЭ в прилегающей сети за период 2006–2009 гг.

№ п/п	Характер инцидента в питающей сети	Общее кол-во, раз	Средняя длительность, с	В том числе количество отключений нагрузки *	Удельная частота отключений ω	Средняя отключаемая мощность, кВт	Средний удельн. ущерб, руб./кВт·ч	Примечания
1	Провалы напряжений ΔU с глубиной до 20 % от U_H	35	0,247	7	0,2	15000		Эти 7 случаев можно отнести ко второй группе инцидентов **
2	То же с глубиной 20–30 % от U_H	51	0,31	8	0,16	12200	17,6	
3	То же с глубиной выше 30 % от U_H	43	0,248	28	0,6	18900	24,6	
	Всего	129				16900	22	

* Отключения, приводившие к ущербу.

** Все 7 случаев отключений нагрузки были вызваны последовательными чередующимися более глубокими провалами напряжений перемежающегося КЗ при грозе. Нагрузка была отключена.

