

КРИТЕРИИ ОПТИМИЗАЦИИ МЕСТА УСТАНОВКИ РЕКЛОУЗЕРА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6-10 кВ

Продолжительность восстановления электроснабжения в неавтоматизированных распределительных сетях 6-10 кВ может находиться в диапазоне 3-10 и более часов. Около 60% этого времени идет на поиск и локализацию поврежденного участка и только 40% времени занимают ремонтные работы. Повышение надежности электроснабжения связывается с секционированием сетей с помощью автоматизированных децентрализованно управляемых реклоузеров, сокращающих продолжительность определения места повреждения, локализуемых поврежденный участок сети и практически мгновенно включающих резервное питание. В зависимости от условий размещения и выбранного варианта применения реклоузеров возникает необходимость определения оптимальных мест их расположения в сети. В решении многовариантной задачи требуется определение критериев оптимизации: интегрального показателя – суммарного годового недоотпуска электроэнергии; количества и продолжительности отключений потребителя. При последовательном реклоузерном секционировании линии с односторонним питанием надежность потребителей трех участков не одинакова и тем выше, чем ближе участок к центру питания: на первом участка общее количество и продолжительность отключений снизились в 2,8 раза, у второго – в 1,4 раза, а для третьего – остались прежними; недоотпуск электроэнергии снизился по сравнению с базовым вариантом в 1,58 раза. При последовательном секционировании линии с двухсторонним питанием возникновение короткого замыкания на одном участке не влияет на надежность электроснабжения потребителей смежных участков. Недоотпуск электроэнергии снизился в 2,91 раза, улучшились параметры, влияющие на надежность, – эффективность автоматического секционирования тем выше, чем меньше протяженность участка между двумя реклоузерами. Проведенные расчеты с учетом влияния децентрализованной системы секционирования показали снижение количества и продолжительности отключений. В зависимости от выбранного варианта секционирования линий суммарный недоотпуск электроэнергии по сети снижается на 69,7-83,5%. Результаты расчета параметров, влияющих на надежность электроснабжения, показали, что в различных вариантах секционирования надежность электроснабжения потребителей конкретных участков сети меняется не пропорционально изменению суммарного недоотпуска электроэнергии. В зависимости от выбранного критерия оптимизации необходимо придерживаться предложенных подходов к выбору мест размещения реклоузеров.

Ключевые слова: реклоузер, децентрализованное управление, распределительная электрическая сеть, оптимизация, критерии надежности.

ВВЕДЕНИЕ

Одними из наиболее слабых звеньев в системе электроснабжения являются распределительные электрические сети (РЭС) напряжением 6-10 кВ – конечный этап на пути электроэнергии от районной подстанции (ПС) к потребителю. Около 70% всех нарушений электроснабжения происходит в воздушных линиях (ВЛ) этого класса напряжения [1, 2]. Современным способом повышения надежности электроснабжения является секционирование линий электропередачи (ЛЭП) с помощью децентрализованно управляемых реклоузеров [2-5].

ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ

В зависимости от условий размещения и выбранного варианта применения реклоузеров возникает необходимость определения оптимальных мест их расположения в РЭС. Для решения рассматриваемой многовариантной задачи необходимо определение критериев оптимизации, к которым можно отнести минимизацию соответствующих параметров, влияющих на надежность электроснабжения [1-4].

Проведенный в работе [6] расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат даже без учета расходов на выезд бригад, проведение осмотра линии, производства оперативных переключений, для опреде-

ления поврежденного участка особенно на длинных ВЛ, проходящих через лесные массивы и болотистую местность, позволил авторам сделать вывод о том, что применение реклоузеров в распределительных сетях 6-10 кВ является не только перспективным, но и экономически оправданным мероприятием.

Уже в 2008 году предприятие «Карелэнерго» [7] при использовании реклоузеров получило экономический эффект 1467,8 тыс. руб., в том числе из-за снижения эксплуатационных расходов – 1365,2 тыс. руб. и за счет снижения недоотпуска электрической энергии – 102,6 тыс. руб. Продолжительность окупаемости реклоузеров составила 7,5 лет.

Энергетики также отмечают снижение эксплуатационных расходов и уменьшение недоотпуска электроэнергии [8]. Например, сравнивая схемы электроснабжения без реклоузеров и с ними, видно, что расходы на восстановление схем с учетом затрат на транспорт, персонал и связь сократились в 2,1 раза, а суммарный недоотпуск электроэнергии – в 2,2 раза.

Кроме того, только использование реклоузеров позволяет решать задачи построения автоматизированных сетей, оснащенных интеллектуальными средствами мониторинга, диагностики и управления [9]. В подобных случаях экономический эффект и срок окупаемости уходят на второй план, уступая место интегральному показателю оценки [8] – суммарному годовому недоотпуску электроэнергии (ГНЭ), который позволяет количественно оценивать эффективность

различных мероприятий по повышению надежности электроснабжения через возможный ущерб при отключении потребителя.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

При разработке и проектировании электрических сетей с распределенной генерацией в вопросах определения оптимального места расположения реклоузеров требуются сложные алгоритмы [10, 11].

В радиальных электрических сетях 6-10 кВ достаточно сконцентрироваться на объеме суммарного ГНЭ [2, 4, 8, 12], на который влияет ряд факторов, каждый из которых также служит показателем надежности: количество и продолжительность отключений потребителя или группы электроприемников (ЭП).

Суммарный ГНЭ $\Delta W_{\text{НО}}$ используется как интегральный критерий в случае необходимости повышения надежности потребителей фидера в целом. При этом оптимизация заключается также в уменьшении этого параметра по РЭС в целом. Целевая функция суммарного ГНЭ для РЭС записывается в виде [3, 4]

$$\Delta W_{\text{НО}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot P_p \rightarrow \min; \quad (1)$$

$$P_p = S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot k_3, \quad (2)$$

где $\Delta W_{\text{НО}}$ – 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.

Количество $\omega_{\text{П}}$ и продолжительность отключений потребителя или группы ЭП $T_{\text{П}}$ используются в качестве критерия при адресном повышении надежности электроснабжения. Оптимизация заключается в уменьшении значений параметров, влияющих на надежность электроснабжения конкретного потребителя или группы ЭП. Параметры определяются индивидуально для ЭП на участке сети между двумя реклоузерами по формулам [3-5]:

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L \rightarrow \min, \quad (3)$$

где $\omega_{\text{П}}$ – количество отключений потребителя в год, 1/год;

$$T_{\text{П}} = \omega_{\text{П}} \cdot T \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $T_{\text{П}}$ – продолжительность отключения потребителя в год, ч/год.

Сравнение параметров, влияющих на надежность, в различных вариантах размещения реклоузеров проводится с базовым вариантом сети, в которой установлены другие коммутационные аппараты или с РЭС 6-10 кВ, оборудованной электромеханической релейной защитой и автоматикой, однократными средствами АПВ в центрах питания (ЦП) и линейными разъединителями с ручным управлением.

Для определения параметров, влияющих на надежность, необходимы следующие сведения:

1) присутствие в РЭС автоматических пунктов секционирования (для корректировки базового варианта схемы сети);

2) наличие в сети средств АПВ (для оценки степени влияния устанавливаемых реклоузеров на число отключений ЛЭП);

3) удельная частота повреждений ω_0 – значение устойчивых отключений на 100 км в ЛЭП, на которой планируется установка реклоузеров. Известно, что около 80% повреждений ВЛ являются неустойчивыми и/или самовосстанавливаемыми [13], что объясняет целесообразность установки средств АПВ. Опыт эксплуатации ВЛ показывает, что успешность первого срабатывания АПВ сокращает число отключений на 60%. В неавтоматизированных сетях функцию АПВ выполняет линейная ремонтная бригада, которая осуществляет первое пробное включение фидера в ЦП при его аварийном отключении. Для оценки дополнительного влияния в расчетные формулы параметров, влияющих на надежность, вводится коэффициент $k_{\text{НУ}}$ и расчетные выражения принимают вид:

$$\Delta W'_{\text{НО}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot T \cdot L \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot k_3; \quad (5)$$

$$\omega'_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot L; \quad (6)$$

$$T'_{\text{П}} = \omega'_{\text{П}} \cdot T \rightarrow \min, \quad (7)$$

где $k_{\text{НУ}}$ – коэффициент учета влияния децентрализованной системы секционирования сетей на число аварийных отключений.

В практических расчетах можно принимать следующие значения [3, 4, 12]:

– $k_{\text{НУ}} = 0$ – в исходном варианте сети без реклоузеров или в сети, где планируется установка реклоузеров уже имеется АПВ, а также если количество циклов АПВ на реклоузерах (в соответствии с принятым алгоритмом работы) равно количеству циклов АПВ на головном выключателе в ЦП;

– $k_{\text{НУ}} = 0,2$ – при наличии двукратного АПВ реклоузера, а на головном выключателе ЦП однократного АПВ или ручного включения;

– $k_{\text{НУ}} = 0,25$ – при трехкратном АПВ реклоузера;

4) средняя продолжительность восстановления электроснабжения T – среднее время, затрачиваемое на восстановление электроснабжения потребителей при одном устойчивом повреждении;

5) нагрузки потребителей и средние коэффициенты загрузки трансформаторных пунктов ТП 6-10/0,4 кВ;

6) протяженности фидеров и ответвлений.

Перед расчетом параметров, влияющих на надежность электроснабжения потребителей, необходимо представлять, каким образом автоматическое секционирование ЛЭП с применением реклоузеров может изменить эти параметры. Из выражений (1)-(3) видна линейная зависимость недоотпуска электроэнергии, количества и длительности отключений от составляющих: ω_0 – удельной частоты повреждений ЛЭП в год; T – общего времени восстановления электроснабжения в год; произведения $T \cdot L \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot k_3$ – значения отключаемой нагрузки при одном отключении на участке длиной L .

Оценим возможное влияние автоматического секционирования реклоузеров на рассматриваемые составляющие и, как следствие, на параметры, влияющие на надежность электроснабжения.

Общая продолжительность восстановления электроснабжения. Процесс восстановления электроснабжения существующих РЭС разделяется на несколько стадий:

1) от момента отключения ЛЭП до начала поиска – время, через которое диспетчер получает сообщение о повреждении и отдает распоряжение линейной бригаде на поиск повреждения в ЛЭП;

2) определение места повреждения (ОМП) – первое пробное включение выключателя $Q_{ЦП}$ в ЦП (рис. 1) или ручное повторное включение и последующие переходы по зоне обхода, ручные переключения разъединителей QS на ВЛ до момента нахождения поврежденного участка (отключение QS_4 – включение $Q_{ЦП}$ – $Q_{ЦП}$ отключается – отключение QS_3 – включение $Q_{ЦП}$ – $Q_{ЦП}$ отключается – отключение QS_2 – включение $Q_{ЦП}$ – $Q_{ЦП}$ остается включенным – поврежденный участок найден);

3) выделение поврежденного участка РЭС – включение разъединителей между поврежденным участком и сетевым резервом (отключение $Q_{ЦП}$ – включение QS_4);

4) включение потребителей на неповрежденных участках РЭС путем ввода сетевого резерва (включение Q_C с подачей питания до QS_2);

5) обход поврежденного участка и ОМП;

6) выполнение ремонтных работ в зависимости от вида повреждения.

Продолжительность восстановления электроснабжения фактически сводится ко времени, затрачиваемому на обход поврежденного участка и ремонт в месте повреждения. В связи с тем, что для оценки эффективности децентрализованной системы управления в послеаварийном режиме требуется значительный объем данных (принятый алгоритм передвижения линейной бригады в зоне обхода, учет особенностей рельефа местности, средние скорости передвижения и др.), в укрупненных расчетах можно оперировать средним показателем – коэффициентом $k_{ВВ}=0,6$ для 40% времени ремонтных работ.

Выражения (2)-(4) для расчета параметров, влияющих на надежность, с введением дополнительного коэффициента $k_{ВВ}$ примут вид:

$$\Delta W_{НО}^{//} = 0,01\omega_0(1-k_{НУ})T \cdot k_{ВВ}L \cdot S_{НОМ} \cos \varphi \cdot k_3; \quad (8)$$

$$\omega_{П}^{//} = 0,01\omega_0(1-k_{НУ})L; \quad (9)$$

$$T_{П}^{//} = \omega_{П} \cdot T \cdot k_{ВВ}, \quad (10)$$

где $k_{ВВ}$ – коэффициент влияния децентрализованной системы секционирования на общую продолжительность возобновления электроснабжения.

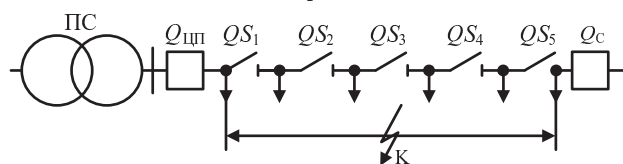


Рис. 1. Схема секционирования участков РЭС с помощью разъединителей QS и пункта секционирования Q_C

На значение мощности отключенной нагрузки ЭП существенное влияние оказывает децентрализованная автоматизация. В расчетах параметров, влияющих на надежность, эффективность оценивается по мощности отключаемой нагрузки при повреждениях на участках между реклоузерами. В связи с тем, что в ремонт автоматически выводится поврежденный участок РЭС, степень влияния повреждения на потребителей зависит от места и количества установленных коммутационных аппаратов Q_R (рис. 2).

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Использование методики расчета параметров, влияющих на надежность РЭС, целесообразно проиллюстрировать на типичных примерах некоторых вариантов автоматического секционирования РЭС.

1. Схема местного секционирования линии с двухсторонним питанием с помощью разъединителей (используемый для сравнения базовый вариант). Пусть известны следующие исходные данные по исследуемой сети (рис. 3):

- на каждом ответвлении длиной $L_{отв}=2$ км находится по два трансформаторных пункта (ТП) 10/0,4 кВ;
- номинальная мощность каждого ТП $S_{НОМ}=160$ кВ·А;
- средние коэффициенты нагрузки ТП: $\cos \varphi=0,85$; $k_3=0,735$, тогда расчетная мощность каждого ответвления будет равна $P_{отв}=2 \cdot S_{НОМ} \cos \varphi \cdot k_3=200$ кВт;
- протяженность фидера по магистрали $L_{маг\Sigma}=15$ км;
- протяженность магистрального участка фидера между секционирующими устройствами $SQ - L_{маг}=5$ км;
- удельная частота повреждений $\omega_0=40$ единиц на 100 км [2];
- среднее продолжительность восстановления электроснабжения $T=6$ ч.

Вероятность отключения потребителей по всей протяженности фидера одинакова, поскольку при коротком замыкании (КЗ) в любой из точек $K1, K2$ или $K3$ релейная защита отключает головной выключатель $Q_{ЦП}$ ЦП ПС1 и электроснабжение прекращается для всех потребителей.

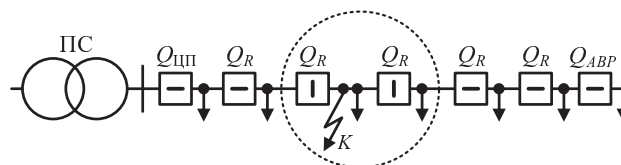


Рис. 2. Децентрализованное управление послеаварийным режимом работы сети:
 Q_R – секционирующий реклоузер;
 Q_{ABP} – АВР-реклоузер

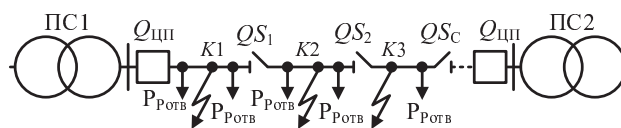


Рис. 3. Базовый вариант схемы местного секционирования фидера с помощью разъединителей:
 Q_{SC} – разъединитель сетевого резерва

Вероятность отключений и количество отключений РЭС определяется суммарной протяженностью фидера и ответвлений (15 км по магистрали и 10 км по ответвлениям). Параметры, влияющие на надежность электроснабжения потребителей, практически не зависят от принадлежности к отдельным участкам ЛЭП и также определяются вероятностью повреждения всей ЛЭП. ГНЭ согласно (1) составит

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_{отв} + L_{маг}) \cdot \sum_{i=1}^n P_{ротви}; \quad (11)$$

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot 40 \cdot 6 \cdot (5 \cdot 2 + 15) [(200 + 200) + (200 + 200) + 200] = 60\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Количество отключений потребителя в год согласно (3)

$$\begin{aligned} \omega_{\Pi} &= 0,01 \omega_0 (L_{отв} + L_{маг}) = \\ &= 0,01 \cdot 40 \cdot (10 + 15) = 10 \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

Продолжительность отключения потребителя в год согласно (4)

$$T_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T = 10 \cdot 6 = 60 \text{ ч/год}.$$

2. Последовательное секционирование РЭС с односторонним питанием и использованием реклоузеров (рис. 4). Для исследования использованы основные исходные данные из первого примера. Фидер разделен на три участка установленными автоматическими реклоузерами Q_{R1} и Q_{R2} .

В рассматриваемой схеме вероятность отключения потребителей определяется вероятностью возникновения повреждения на каждом отдельном участке. Для упрощения анализа пока не будем учитывать влияние децентрализованной системы секционирования на количество отключений и на продолжительность восстановления электроснабжения.

При КЗ на участке от головного выключателя $Q_{ЦП}$ ЦП ПС до реклоузера Q_{R1} (точка К1) электроснабжения, как и в первом примере, лишаются все потребители. При КЗ на участке от Q_{R1} до Q_{R2} (точка К2) отключатся только потребители, расположенные за реклоузером Q_{R1} , и в случае КЗ на участке за Q_{R2} (точка К3) питание сохраняют все потребители, за исключением потребителей третьего участка. Следовательно, при последовательном секционировании линии с односторонним питанием надежность потребителей отдельных участков уже не одинакова и тем выше, чем ближе секционированный участок, на котором находится потребитель, к ЦП.

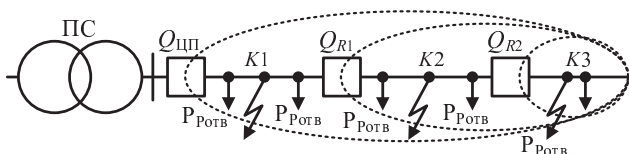


Рис. 4. Схема последовательного секционирования ЛЭ с односторонним питанием

Параметры, влияющие на надежность, необходимо учитывать отдельно по каждому j -участку, а суммарный ГНЭ определяется суммой недоотпусков при КЗ на разных участках линии. ГНЭ согласно (1) составит

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_{отв} + L_{маг}) \cdot \sum_{i=1}^n P_{ротви}; \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{HO} &= 0,01 \cdot 40 \cdot 6 \cdot \{ (4 + 5) [(200 + 200) + \\ &+ (200 + 200) + 200] + (4 + 5) [(200 + 200) \\ &+ 200] + (2 + 5) 200 \} = 37920 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}. \end{aligned}$$

Количество отключений потребителя в год согласно (3) и продолжительность отключения потребителя в год по (4) на отключаемых j -участках РЭС составит

$$\omega_{\Pi} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot \sum_{j=1}^m (L_{отвj} + L_{магj}); \quad (13)$$

$$\omega_{\Pi1} = 0,01 \cdot 40 \cdot (4 + 5) = 3,6 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{\Pi1} = \omega_{\Pi1} \cdot T = 3,6 \cdot 6 = 21,6 \text{ ч/год};$$

$$\omega_{\Pi2} = 0,01 \cdot 40 \cdot ((4 + 5) + (4 + 5)) = 7,2 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{\Pi2} = 7,2 \cdot 6 = 43,2 \text{ ч/год}.$$

$$\omega_{\Pi3} = 0,01 \cdot 40 \cdot ((4 + 5) + (4 + 5) + (2 + 5)) = 10 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{\Pi3} = 10 \cdot 6 = 60 \text{ ч/год}.$$

Полученные результаты показывают, что ГНЭ в РЭС в целом снизился по сравнению с базовым вариантом в 1,58 раза. При этом параметры, влияющие на надежность электроснабжения конкретных потребителей, изменились по-разному. У потребителей первого участка общее количество и продолжительность отключений снизились в 2,8 раза, у второго – в 1,4 раза, а для третьего – остались прежними.

3. Последовательное секционирование реклоузерами линии с двухсторонним питанием. В этой схеме (рис. 5) в случае аварии (КЗ или обрыв в линии) имеется возможность автоматически включить резервное питание от смежной подстанции ПС2. При возникновении КЗ в любой точке сети КЗ будет автоматически локализовано в пределах одного участка РЭС.

В рассматриваемой схеме возникновение КЗ на одном участке не влияет на надежность электроснабжения потребителей смежных участков. В сравнении с базовым вариантом вероятность отключения потребителей в пределах одного участка определяется длиной только j -участка, ограниченного двумя реклоузерами.

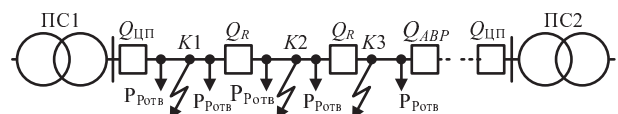


Рис. 5. Схема последовательного секционирования линии с двухсторонним питанием с помощью реклоузеров: Q_{ABP} – реклоузер АВР

ГНЭ составит

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \omega_0 T \left[\sum_{j=1}^m (L_{отв j} + L_{mag j}) \cdot P_{р_отв j} \right], \quad (14)$$

где $P_{р_отв j}$ – расчетная нагрузка j -участка.

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot 40 \cdot 6 \left[(4+5) \cdot (200+200) + (4+5) \times (200+200) + (2+5) \cdot 200 \right] = 20640 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot P_{ном} = 0,01 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (5+4) \times (400+400) + 0,01 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (5+4) \cdot (400+400) + 0,01 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (5+2) \cdot 400 = 10320 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Количество отключений потребителя в год согласно (3) и продолжительность отключения потребителя в год по (4) на отключаемых j -участках сети:

$$\omega_{П1} = 0,01 \cdot 40 \cdot (4+5) = 3,6 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{П1} = 3,6 \cdot 6 = 21,6 \text{ ч/год};$$

$$\omega_{П2} = 0,01 \cdot 40 \cdot (4+5) = 3,6 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{П2} = 3,6 \cdot 6 = 21,6 \text{ ч/год};$$

$$\omega_{П3} = 0,01 \cdot 40 \cdot (2+5) = 2,8 \text{ год}^{-1};$$

$$T_{П3} = 2,8 \cdot 6 = 16,8 \text{ ч/год}.$$

Результаты расчетов показывают, что ГНЭ снизился в 2,91 раза. Имеет место и улучшение параметров, влияющих на надежность потребителей каждого секционированного участка фидера. В данном случае эффективность автоматического секционирования тем выше, чем меньше протяженность участка между двумя реклоузерами. Результаты проведенных расчетов сведены в **табл. 1**. Проведенные расчеты не учитывали влияния децентрализованной системы секционирования на количество и продолжительность отключений. Поэтому для определения реального эффекта результаты расчетов (**табл. 1**) целесообразно уточнить, применяя коэффициенты $k_{ну}$ и $k_{бв}$.

Примем значение $k_{ну}=0,2$ для двукратного АПВ на реклоузерах и однократного АПВ в ЦП; $k_{бв}=0,6$. Пересчет результатов из **табл. 1** проводится по выражениям (8)-(10). Результаты уточненных расчетов сведены в **табл. 2**.

Таблица 1

Результаты расчета технической эффективности различных вариантов секционирования

Вариант секционирования	Участок сети	Годовой недоотпуск ΔW_{HO} , кВт·ч/год	Количество отключений потребителя $\omega_{П}$, год ⁻¹	Продолжительность отключения потребителя $T_{П}$, ч/год
1. Ручное–местное	1	60000	10	60
	2			
	3			
2. Последовательное в сети с односторонним питанием	1	37920	3,6	21,6
	2		7,2	43,2
	3		10	60
3. Последовательное в сети с двухсторонним питанием	1	20640	3,6	21,6
	2		3,6	21,6
	3		2,8	16,8

Таблица 2

Уточненные результаты расчета эффективности вариантов секционирования

Вариант секционирования	Участок сети	$\Delta W_{HO}'$, кВт·ч/год	$\Delta W_{отн}'$, %	$\omega_{П}'$, год ⁻¹	$\omega_{П отн}'$, год ⁻¹	$T_{П}'$, ч/год	$T_{П отн}'$, %
1. Ручное–местное	1	60000	—	10	—	60	—
	2						
	3						
2. Последовательное в сети с односторонним питанием	1	18201,6	69,7	2,88	71,2	12,96	78,4
	2			5,76	42,4	25,92	56,8
	3			8	20	36	40
3. Последовательное в сети с двухсторонним питанием	1	9907,2	83,5	2,88	71,2	12,96	78,4
	2			2,88	71,2	12,96	78,4
	3			2,24	77,6	10,08	83,2

Для сравнительной оценки эффективности между расчетным (Р) и базовым (Б) вариантами найдем относительное процентное значение параметров, влияющих на надежность: $\Delta W_{\text{отн}}$, $\omega_{\text{П отн}}$ и $T_{\text{П отн}}$, определяемых по выражениям:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\Delta W_{\text{Б}} - \Delta W_{\text{Р}}}{\Delta W_{\text{Б}}} 100\%; \quad (15)$$

$$\omega_{\text{П отн}} = \frac{\omega_{\text{ПБ}} - \omega_{\text{ПР}}}{\omega_{\text{ПБ}}} 100\%; \quad (16)$$

$$T_{\text{П отн}} = \frac{T_{\text{ПБ}} - T_{\text{ПР}}}{T_{\text{ПБ}}} 100\%. \quad (17)$$

В зависимости от выбранного варианта автоматического секционирования линий суммарный ГНЭ по РЭС в целом снижается на 69,7-83,5% (см. табл. 2). Надежность электроснабжения по сравнению с базовым вариантом (сеть с ручным местным секционированием) по РЭС в целом повышается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты расчета параметров, влияющих на надежность электроснабжения потребителей отдельных участков РЭС, показывают, что в различных вариантах автоматического секционирования надежность электроснабжения потребителей конкретных участков сети меняется не пропорционально изменению суммарного ГНЭ. В зависимости от выбранного критерия оптимизации необходимо придерживаться следующих подходов к выбору мест размещения реклоузеров в сети.

1. По критерию суммарного ГНЭ для повышения надежности электроснабжения потребителей РЭС в целом целесообразно разделить фидер на отдельные участки путем размещения реклоузеров так, чтобы моменты (произведения длины и нагрузки) каждого отдельного участка были примерно равны друг другу. Эффективность (надежность электроснабжения) будет тем выше, чем меньше протяженность каждого участка или чем больше секционированных участков в РЭС.

2. По критерию числа и продолжительности отключений конкретного потребителя (или группы ЭП) для адресного повышения надежности необходимо устанавливать реклоузеры наиболее приближенно к рассматриваемому потребителю (или группы ЭП).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воротницкий В.Э., Воротницкий В.В. Надежность распределительных электрических сетей 6 (10) кВ – автоматизация с применением реклоузеров // Новости электротехники. 2002. № 5. С. 22-25.
2. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Децентрализованное управление распределительными электрическими сетями 6-10 кВ АПК // Актуальные вопросы технических наук: теоретический и практический аспекты: коллективная монография / под ред. И.В. Мирошниченко. Уфа: Аэтерна, 2017. С. 64-87.
3. Воротницкий В., Бузин С. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6 (10) кВ // Новости электротехники. 2005. № 3 (33).
4. Реклоузер вакуумный серии РВА/TEL: Техническая информация ТШФГ 674153.101. Изменение № 6. М.: Российская группа компаний «Таврида электрик». 2007. 82 с.
5. Ray S.; Bhattacharya A.; Bhattacharjee S. Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2016. No 76. P. 53-68.
6. Гришин Д.А., Василькова Т.М. Экономическая эффективность применения вакуумных реклоузеров серии РВА/TEL // Труды Костромской государственной сельскохозяйственной академии; ФГБОУ ВО «Костромская ГСХА». Караваев, 2016. С. 141-147.
7. Чурсин В. Реклоузеры: насколько это выгодно? // Кабель-News. 2009. № 3. С. 22-23.
8. Кваша Е.М. Эффективные инновации, или насколько выгодно применять реклоузеры? // Энергия и менеджмент. 2009. № 5 (50). С. 6-9.
9. Hajivand M., Karimi R., Karimi M. Optimal recloser placement by binary differential evolutionary algorithm to improve reliability of distribution system. International Journal of Information, Security and Systems Management. 2014. Vol. 3. No. 2. P. 345-349.
10. Abiri-Jahromi A. Fotuhi-Firuzabad M. Parvania, Masood M. Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery. 2012. No 27 (1). P. 362-370.
11. Wang L., Singh C. Reliability-Constrained Optimum Placement of Reclosers and Distributed Generators in Distribution Networks Using an Ant Colony System Algorithm. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. Part C: Applications and Reviews. 2008. Vol. 38. No 6. P. 757-764.
12. Максимов Б.К., Воротницкий В.В. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей // Электротехника. 2005. № 10. С. 7-22.
13. Калентионок Е.В. Статистический анализ повреждаемости воздушных распределительных электрических сетей // Энергия и менеджмент. 2011. № 4 (61). С. 15-18.

Поступила в редакцию 06 ноября 2017 г.

INFORMATION IN ENGLISH

CRITERIA FOR OPTIMIZING THE PLACE OF REKLOUSER INSTALLATION IN THE 6-10 kV DISTRIBUTION NETWORK

Vasilii G. Sazykin

D.Sc. (Eng.), Professor, the Department of application of electric energy, Kuban State Agrarian University named after I.T. Trubilin, Krasnodar, Russia.

Alexander G. Kudryakov

Ph.D. (Eng.), Associate Professor, Department of application of electric energy, Kuban State Agrarian University named after I.T. Trubilin, Krasnodar, Russia.

Alexander A. Bagmetov

Laboratory assistant, Department of application of electric energy, Kuban State Agrarian University named after I.T. Trubilin, Krasnodar, Russia.

The duration of the restoration of power supply in the non-automated 6-10 kV distribution networks can be in the range of 3-10 or more hours. About 60% of this time goes to the search and localization of the damaged site and only 40% of the time is occupied by repair work. Improving the reliability of power supply is associated with network partitioning with the help of automated decentralized managed reclosers. Depending on the conditions of deployment and the chosen application of reclosers, it becomes necessary to determine the optimal locations for their location in the network. In solving the problem, the definition of optimization criteria is required: the total annual under-supply of electricity; the number and duration of customer shutdowns. The calculations taking into account the influence of the decentralized system of sectioning showed a decrease in the number and duration of cut-offs. Depending on the option of sectioning the lines, the total under-supply of electricity through the grid is reduced by 69.7-83.5%. The results of calculating the parameters influencing the reliability of power supply showed that in various sections of the configuration the reliability of the power supply to consumers of specific sections of the network varies not in proportion to the change in the total under-supply of electricity. Depending on the chosen optimization criterion, it is necessary to adhere to the proposed approaches to the choice of locations for placement of reclosers.

Keywords: recloser, decentralized control, distribution network, optimization, reliability criteria.

REFERENCES

1. Vorotnitsky V.E., Vorotnitsky V.V. Reliability of distributive electrical networks 6 (10) kV – automation with the use of reclosers. *Novosti elektrotekhniki* [News of electrical engineering]. 2002, no. 5, pp. 22-25. (In Russian)
2. Sazykin V.G., Kudryakov A.G. *Aktualnye voprosy tekhnicheskikh nauk: teoreticheskiy i prakticheskiy aspekty* [Decentralized control of 6-10 kV distributive electrical networks APK. Actual questions of technical sciences: theoretical and practical aspects]. Collective monograph. Edited by I.V. Miroshnichenko. Ufa: AERTERNA, 2017, pp. 64-87. (In Russian)
3. Vorotnitsky V., Buzin S. Recloser – a new level of automation and control of HVL 6 (10) kV. *Novosti elektrotekhniki* [News of electrical engineering]. 2005, no. 3 (33). (In Russian)
4. *Reklozer vakuunnyi serii PVA/TEL* [Recloser vacuum series PVA / TEL]. Technical information TSHFG 674153.101. Change No. 6. Moscow: Russian group of companies "Tavrida Electric", 2007. 82 p. (In Russian)
5. Ray S.; Bhattacharya A.; Bhattacharjee S. Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2016. No. 76. pp. 53-68.
6. Grishin D.A., Vasilkova T.M. Economic efficiency of the use of vacuum reclosers series PBA / TEL. *Trudy Kostromskoy gosudarstvennoy selskokhozyaystvennoy akademii* [Proceedings of the Kostroma State Agricultural Academy]. Kostroma State Agricultural Academy. Karavaevo, 2016, pp. 141-147. (In Russian)
7. Chursin V. Reclosers: how profitable are they? *Kabel-News* [Cable-News]. 2009, no. 3, pp. 22-23.
8. Kvasha. E.M. Effective innovation, or how much benefit from reclosers? *Energiya i menedzhment* [Energy and management]. 2009, no. 5 (50), pp. 6-9. (In Russian)
9. Hajivand M., Karimi R., Karimi M. Optimal recloser placement by binary differential evolutionary algorithm to improve reliability of distribution system. *International Journal of Information. Security and Systems Management.* 2014, vol. 3, no. 2, pp. 345-349.
10. Abiri-Jahromi A. Fotuhi-Firuzabad M. Parvania, Masood M. Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery.* 2012, no. 27 (1), pp. 362-370.
11. Wang L., Singh C. Reliability-Constrained Optimum Placement of Reclosers and Distributed Generators in Distribution Networks Using an Ant Colony System Algorithm. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. Part C: Applications and Reviews.* 2008, vol. 38, no. 6, pp. 757-764.
12. Maksimov B.K., Vorotnitsky V.V. Evaluation of the efficiency of automatic sectioning of 6 (10) kV air distribution grids with the use of reclosers in order to increase the reliability of power supply of consumers. *Elektrotehnika* [Electrical Engineering]. 2005, no. 10, pp. 7-22. (In Russian)
13. Kalentionok E.V. Statistical Analysis of the Damage of Air Distribution Electric Networks. *Energiya i menedzhment* [Energy and Management]. 2011, no. 4 (61), pp. 15-18. (In Russian)

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. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1\(38\)-33-39](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1(38)-33-39)

Sazykin V.G., Kudryakov A.G., Bagmetov A.A. Criteria for Optimizing the Place of Reclouser Installation in the 6-10 KV Distribution Network. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2018, no. 1(38), pp. 33-39. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1\(38\)-33-39](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1(38)-33-39)