

Раздел 4

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПОДСТАНЦИИ.
ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

ВОПРОС

**Роман Вербельчук,**
ПО Элтехника

В соответствии с п. 17.2 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328), «В электроустановках напряжением выше 1000 В с каждой стороны, с которой включением коммутационного аппарата не исключена подача напряжения на рабочее место, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв разрешается создавать отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов. В случае отсутствия видимого разрыва в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления с выкатными элементами, а также в комплектных распределительных устройствах с элегазовой изоляцией (далее — КРУЭ) напряжением 35 кВ и выше разрешается проверку отключенного положения коммутационного аппарата проверять по механическому указателю гарантированного положения контактов».

В соответствии с п. 4.2.21 ПУЭ «Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т.д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом — КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов».

Т.е. между требованиями двух этих документов есть противоречие: ПУЭ допускает отсутствие видимого разрыва в КРУ до 35 кВ заводского изготовления с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов, а Правила по охране труда – нет. Какими требованиями руководствоваться заводам-изготовителям КСО и КРУ на 6, 10 и 20 кВ?

ОТВЕТ

**Виктор Шатров,**
НП СРО «Обинж-Энерго»

К сожалению, изменения, внесенные в текст новой редакции «Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок», вызвали сформулированную в вопросе реакцию. Текст п. 3.1.2 утратившей силу редакции ПОТ РМ-016-2001 (РД 153-34.0.150-00) допускал возможность установления отключенного положения коммутационного аппарата в комплектных распределительных устройствах без видимого разрыва (моноблоках) по механическому указателю гарантированного положения контактов, не ограничивая напряжение распределительного устройства. Не требова-

лось наличие видимого разрыва или указателя гарантированного положения контактов в КРУЭ напряжением 110 кВ и выше.

Дословная трактовка формулировки текста п. 17.2 «Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок» может сделать невозможным использование моноблоков с элегазом (не имеющих выкатных элементов) на напряжение 6–10 кВ, получивших широкое применение в России. Проверка отключенного положения коммутационного аппарата по механическому указателю гарантированного положения контактов разрешена текстом п. 17.2 Правил в распределительных устройствах с элегазовой изоляцией только при напряжении 35 кВ и выше. Более того, на основании вновь сформулированного текста можно требовать наличия механического указателя гарантированного положения контактов даже для комплектных устройств с выкатными элементами.

Вряд ли этого хотели составители Правил. Как показал более чем 10-летний опыт эксплуатации моноблоков в электроустановках России, их существующие конструкции на напряжение 6–10 кВ с указателями гарантированного положения контактов обеспечивают возможность безопасного выполнения ремонтных работ в распределительных устройствах.

По моему мнению, необходимо внести изменения в текст п. 17.2 «Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок», которые позволят эксплуатирующим организациям использовать имеющиеся на аппаратах напряжением до 10 кВ механические указатели гарантированного положения контактов в коммутационных и защитных аппаратах, а не устанавливая в действующих электроустановках дополнительные устройства для создания видимого разрыва. Изготовителям электрических аппаратов не требуется вносить конструктивные изменения в изготавливаемые аппараты и/или разрабатывать новые модификации моноблоков для модернизации эксплуатируемых.

Для справки:

Было (из п. 3.1.2 ПОТ РМ-016): Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом – КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов, **а также в элегазовых КРУЭ напряжением 110 кВ и выше** (выделенных слов в п. 4.2.21 ПУЭ нет).

Стало (из п. 17.2 новых Правил): В случае отсутствия видимого разрыва, в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления с выкатными элементами, а также в комплектных распределительных устройствах с элегазовой изоляцией (далее – КРУЭ) напряжением 35 кВ и выше разрешается проверку отключенного положения коммутационного аппарата проверять по механическому указателю гарантированного положения контактов.



Игорь Тельм,
МРСК Северо-Запада, филиал Колэнерго

Является ли РУ 10 кВ с двумя одиночными секционированными системами шин электроустановкой с простой наглядной схемой?



Виктор Шатров,
НП СРО «Обинж-Энерго»

Распределительные устройства напряжением выше 1000 В с двумя системами шин к простым не относятся. В ПОТ РМ-016-2001 есть определение: «Электроустановка с простой наглядной схемой – распределительное устройство напряжением выше 1000 В с одиночной секционированной или несекционированной системой шин, не имеющей обходной системы шин, все ВЛ и КЛ, все электроустановки напряжением до 1000 В».



Михаил Игнатьев,
Самараинжэнерго

1. Требуется ли охранная зона для блочных подстанций заводского исполнения с кабельным вводом в землю?

2. По проекту в качестве силовых распределительных линий запроектирован кабель с изоляцией ППГнг-HF и ППГнг-FRHF. Можно ли выполнить замену на кабель ВВГнгLS и ВВГнгFRLS?



Александр Шалыгин,
начальник ИКЦ МИЭЭ

1. По моему мнению, для блочных подстанций заводского исполнения с кабельными вводами в землю охранная зона не устанавливается.

В то же время в случае использования масляных трансформаторов действует норма п. 4.2.68 ПУЭ – для капитальных зданий I и II степени огнестойкости – это 16 м. При использовании сухих трансформаторов действует норма п. 4.2.131 ПУЭ – 3 м до зданий I, II и III степени огнестойкости и 5 м до зданий IV и V степени огнестойкости.

2. Кабели с характеристикой HF имеют выделения содержащих галогены газов в десятый раз ниже, чем с характеристикой LS, поэтому эти кабели не являются взаимозаменяемыми.

Для подобных объектов в мировой практике давно применяют кабели с характеристикой HF, а кабели с характеристикой LS повсеместно снимают с производства.



Сергей Опричкин,
ИП

Просим разъяснить, какое расстояние следует принимать по горизонтали при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода ВЛ напряжением 10(6) кВ,

35 кВ, 110 кВ, 220 кВ до любой части надземного водопровода высокого давления (20 МПа). В табл. 2.5.39 ПУЭ 7-го изд. водопроводы не подразделяются в зависимости от избыточного давления.



Александр Шалыгин,
начальник ИКЦ МИЭЭ

Расстояния до наземных и надземных водопроводов, установленные в табл. 2.5.39 ПУЭ, принимаются вне зависимости от давления в водопроводе.

Зависимость расстояния от давления нормируется только для взрывоопасных объектов.



Геннадий Шихранов,
ЭЛВИ

На практике встречаются заземляющие устройства (заземлители), выполненные полностью из предварительно напряженной арматуры. Это касается как вертикальных электродов, так и горизонтальных. Однозначного толкования, допустимо ли применение заземлителей из подобного материала, мы не смогли найти. В ПУЭ и в Техническом циркуляре № 11/2006 «О заземляющих электродах и заземляющих проводниках» перечислены материалы и их размеры, из которых возможно изготовление заземлителей, но в данном перечне нет «рифленной арматуры». Или под понятие «круглый стержень» можно отнести и предварительно напряженную арматуру?



Александр Шалыгин,
начальник ИКЦ МИЭЭ

Использование для заземлителей предварительно напряженных железобетонных конструкций недопустимо (ГОСТ Р 50571.5.54). При стекании токов короткого замыкания возможна потеря прочности железобетона, вплоть до разрушения.



Искандер Каскоев,
инженер

Нормируется ли сопротивление заземляющего устройства электрощитовой 380/220 В, 50 Гц, расположенной в отдельностоящем металлическом контейнере, размещенного на расстоянии от 30 до 300 м от трансформаторной подстанции? На трансформаторной подстанции выполнен свой наружный контур заземления, удовлетворяющий требованиям 4 Ом.



Александр Шалыгин,
начальник ИКЦ МИЭЭ

Сопротивление заземления на подстанции следует выбирать исходя из двух условий:

- обеспечения напряжения прикосновения при замыкании фазного провода на землю, которое рассчитывается для заданного напряжения прикосновения в зависимости от параметров грунта;
- обеспечения допустимого напряжения повреждения при замыкании на землю в системе напряжения высокого уровня (см. ГОСТ Р 50571-4-44-2011).

Необходимость выполнения заземления контейнеров, содержащих электрооборудование, определяется системой защитного заземления установки.



Сергей Розем,
ЩГЭС

Подскажите, какой должна быть охранный зона для ТП 6/0,4 кВ? Я имею в виду не санитарно-защитную зону 10–15 м, а зону для обслуживания и предотвращения аварий как для ЛЭП (например, ВЛ 0,4 кВ – 2 м, до 20 кВ – 10 м).



Виктор Шатров,
НП СРО «Обинж-Энерго»

«Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 № 160, не определяют необходимости установления охранных зон для подстанций (распределительных устройств). Пунктами 21 и 22 упомянутых Правил установлена возможность вырубки деревьев по периметру ограды подстанций.



Иван Аникин,
филиал «Карелэнерго»

Не согласен с ответом Виктора Шатрова (раздел 4 Приложения «Вопрос-Ответ» к журналу «Новости ЭлектроТехники» за 2013 год) на вопрос о применении реклоузеров для подключения потребителей, которое им было признано нерациональным.

Ситуация: потребитель подключает протяженное ответвление 6–10 кВ (пусть 5 км) к типово-вой линии, которое будет находиться на его балансе. Как сетевой организации обеспечить сохранение условий электроснабжения для прочих потребителей, подключенных к данной линии (п. 28 Правил технологического присоединения)? Как потребитель будет обслуживать данное ответвление, как быстро его персонал будет реагировать на повреждения? Ведь линия может быть полностью обесточена из-за повреждения на потребительском ответвлении. Поэтому наиболее оптимальным решением является защита данного ответвления реклоузером.

В Положении о технической политике ОАО «Россети» рекомендуется устанавливать коммутационное оборудование в голове ответвлений при их длине более 1,5 км (п. 2.4.8).



Виктор Шатров,
НП СРО «Обинж-Энерго»

Попробую дополнительно обосновать свое мнение о нерациональности или нецелесообразности использования реклоузеров для защиты присоединения отдельного потребителя электроэнергии.

Для начала приведу более полную выдержку из текста Положения о технической политике ОАО «Россети», абзацы 5 и 6 п. 2.4.8:

«Для секционирования магистральных линий 6–35 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры) с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений».

Видимо, следует уточнить, что именно понимается под различными терминами.

В п. 4.2.13 ПУЭ 7-го изд. приведен термин «Секционирующий пункт – пункт, предназначенный для секционирования (с автоматическим или **ручным** [выделено мной] управлением) участка линий 6–20 кВ». Этот аппарат много проще реклоузера в отношении как конструкции, так и выполняемых функций, соответственно и дешевле.

Установленного нормативными документами России определения термина «реклоузер» я не нашел. Имеется перевод из стандарта IEC 62271-111: «Реклоузер – это автономное устройство, использующееся для автоматического отключения и повторного включения цепи переменного тока по предварительно заданной последовательности циклов отключения и повторного включения с последующим возвратом функции АПВ в исходное состояние, сохранением включенного положения или блокировкой в отключенном положении. Реклоузер включает в себя комплекс элементов управления, необходимых для определения токов КЗ и управления реклоузером».

Во всех случаях выбор между «реклоузером» и «секционирующим пунктом» должен определяться на основании технико-экономических расчетов с учетом существенно большей стоимости реклоузера.



Дмитрий Пищугин,
МРСК Центра и Приволжья

руководителем организации. В связи с этим вопрос: должны ли быть многолетние перспективные графики капитального ремонта трансформаторов в организации? Периодичность текущего ремонта установлена внутренним распоряжением и ведутся графики текущего ремонта.



Виктор Шатров,
НП СРО «Обинж-Энерго»

Так как необходимость проведения капитального ремонта трансформатора устанавливается по результатам проведения измерений, испытаний и осмотров, то составление многолетних графиков капитальных ремонтов становится невозможным.

К сожалению, действующим нормативно-техническим документом «Объем и нормы испытаний электрооборудования» сроки проведения измерений и испытаний привязаны ко времени проведения ремонтов. Сроки проведения межремонтных испытаний и измерений этим документом не установлены.

Согласно п. 5.3.26 ПТЭ капитальный ремонт трансформаторов выполняется по мере необходимости и сроки устанавливаются техническим