

Об утверждении Электросетевых Правил

Утративший силу

Приказ Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 24 декабря 2001 года N 314. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 декабря 2001 года N 1708. Утратил силу приказом Заместителя Премьер-Министра Республики Казахстан - Министра индустрии и новых технологий Республики Казахстан от 25 октября 2013 года № 329

Сноска. Утратил силу приказом Заместителя Премьер-Министра РК - Министра индустрии и новых технологий РК от 25.10.2013 № 329.

В целях определения технических требований и условий работы электрических сетей, установления четких и открытых отношений между различными пользователями электрических сетей, приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Электросетевые Правила.
2. Департаменту электроэнергетики и твердого топлива (Бертисбаев Н.Б.) обеспечить в установленном законодательством порядке государственную регистрацию настоящих Правил.
3. Считать утратившим силу приказ Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 1 октября 2001 года N 228.

*Заместитель Премьер-Министра
Республики Казахстан - Министр*

У т в е р ж д е н ы
Приказом Заместителя Премьер-
Министра Республики Казахстан -
Министра энергетики и минеральных
ресурсов Республики Казахстан
от 24 декабря 2001 года N 314

Электросетевые Правила Республики Казахстан

< * >

С н о с к а . П о т е к с т у :
слова "передающая электрическая сеть" заменены словом "НЭС";
слова "распределительная электрическая сеть" заменены словами "
региональная электрическая сеть";
слова "электрической энергии и мощности" заменены словами "
электрической энергии";

слова "передачу и распределение электрической энергии" заменены словами "передачу электрической энергии";

слова "передачу и распределение электрической энергии" заменены словами "передачу электрической энергии";

слова "распределение" заменены словами "передача";

аббревиатура "ТО" заменена аббревиатурой "СО";

аббревиатура "РО" заменена аббревиатурой "ОРЦТЭ";

аббревиатура "РЭПО" заменена аббревиатурой "РЭК";

аббревиатура "НЭПО" заменена аббревиатурой "СО";

аббревиатура "ПРПЭС" заменена аббревиатурой "ПРНЭС";

аббревиатура "ПРРС" заменена аббревиатурой "ПРРЭС";

аббревиатура "ОРЭМЭ" заменена аббревиатурой "ОРЭ"

- приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

Настоящие Электросетевые Правила определяют технические требования и условия работы электрической сети, а также устанавливают четкие и открытые отношения между различными ее участниками. Настоящие Электросетевые Правила разработаны в соответствии с требованиями нормативных актов Республики Казахстан и международных стандартов.

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава 1. Основные положения

Параграф 1. Основные понятия и термины, применяемые в настоящих Электросетевых Правилах (далее - ЭСП)

1. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

Автоматизированная система коммерческого учета - все компоненты и устройства, установленные или существующие между каждой точкой коммерческого учета и базой данных коммерческого учета. Сюда входят комплекс коммерческого учета, все связанные с ним линии связи и оборудование для обработки данных ;

Активная электрическая мощность - среднее за период значение мощности переменного тока, характеризующее скорость преобразования электромагнитной энергии в другие формы (тепловую, механическую, световую и так далее);

Автоматический регулятор мощности (далее - АРМ) - устройство автоматического регулирования выходной мощностью генерирующей энергоустановки в ответ на сигналы, подаваемые системным оператором;

База данных учета - база данных, состоящая из Реестра коммерческого учета и данных коммерческого учета, обслуживаемая и управляемая системным оператором ;

Вторичное регулирование - медленное (свыше 30 секунд) изменение

генерации автоматически или вручную в нормальных или после аварийных режимах ;

Высокое напряжение (далее - ВН) - напряжение от 1000 Вольт и выше;

Генерирующая установка - устройство, вырабатывающее электроэнергию;

Генерирующая установка для пуска системы из полностью обесточенного состояния - генерирующая установка, которая может запускаться и/или работать без обычного внешнего источника энергоснабжения и способная подавать питание в энергосистему после полного обесточивания;

Госстандарт - государственный орган, осуществляющий управление работами по стандартизации и сертификации;

Госэнергонadzор - Комитет по государственному энергетическому надзору Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, осуществляющий в соответствии с законодательством Республики Казахстан функции надзора и контроля в секторе электроэнергетики;

График плановых отключений - график, согласованный соответствующими сторонами, содержащий плановые передачи и/или генерацию и отключения потребителей на следующий календарный год, включая время начала и окончания , так далее ;

График проведения системного испытания - график регулярных испытаний комплекса коммерческого учета или любого оборудования или установки, разрабатываемая соответствующим ответственным субъектом;

Данные коммерческого учета - данные, полученные от комплекса коммерческого учета, и/или обработанные данные, используемые для проведения коммерческих расчетов;

Договор на вход в электрические сети (далее - ДВЭЛ) - двусторонний договор между электросетевой компанией и пользователем, в котором оговариваются условия присоединения к электрическим сетям;

Дублирующие линии электропередачи - новые линии электропередачи, включаемые параллельно существующим линиям электропередачи, по которым осуществляется передача электрической энергии и мощности с нормируемым качеством и степенью надежности, соответствующей категоричности субъектов рынка ;

Договор на предоставление вспомогательных услуг - договор, заключенный между системным оператором и пользователем на предоставление вспомогательных услуг ;

Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (далее - ЕЭС РК) - совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций , обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей Республики Казахстан ;

Запуск системы после полного ее обесточивания ("разворот с нуля") - процесс восстановления режима работы энергосистемы после полного или частичного отказа при отсутствии внешнего источника энергоснабжения;

Индикативный план развития производства - план, описывающий будущее развитие ЕЭС РК в течение следующих десяти лет, учитывающий планируемый спрос, вывод из эксплуатации и развитие производства;

Инструкция по предотвращению и ликвидации системных аварий - инструкция, регулярно составляемая и обновляемая системным оператором, и в которой дается подробное описание мероприятий, осуществляемых системным оператором при возникновении системной аварии для обеспечения в короткие сроки надежного и стабильного функционирования ЕЭС РК;

Идентификационный код комплекса коммерческого учета (ИК) - однозначно определяемый десятичный цифровой код из 18 символов для каждого комплекса коммерческого учета;

Коммерческий учет - учет электрической энергии, необходимый для взаиморасчета между сторонами по договорам купли-продажи и передачи электрической энергии;

Комплекс коммерческого учета - оборудование, необходимое для проведения коммерческого учета, расположенное между определенной точкой коммерческого учета и точкой подключения к устройству сбора информации;

Межгосударственные линии электропередачи - линии электропередачи, обеспечивающие межгосударственные перетоки мощности и энергии;

Местный терминал сбора данных - устройство, предназначенное для сбора и хранения данных коммерческого учета на месте для проверки их корректности или в случае невозможности удаленного сбора коммерческих данных;

Минимальная генерация (далее - МГ) - минимальный уровень выходной генерируемой мощности, на котором должна работать генерирующая установка для поддержания стабильного рабочего режима;

Национальная электрическая сеть (далее - НЭС) - совокупность линий электропередачи, подстанций и распределительных устройств напряжением 220, 500, и 1150 кВ, обеспечивающих межгосударственную и (или) межрегиональную передачу электрической энергии, выдачу мощности электрических станций и не подлежащих приватизации и ее предварительным стадиям;

Низкое напряжение (далее - НН) - напряжение ниже 1000 Вольт;

Нормальный режим работы ЕЭС РК - установленный режим работы ЕЭС РК, при котором находятся в работе все элементы электрической сети в соответствии с утвержденной уполномоченным органом схемой и обеспечивается запланированное электроснабжение всех потребителей электрической энергии, подключенных к электрической сети;

Оборудование и аппаратура - стационарное или подвижное оборудование, в котором используются электрические проводники или его части;

Объединенная энергосистема (далее - ОЭС) - совокупная инфраструктура электрических сетей, электростанций и других пользователей, подключенных к с е т и ;

Ограничение по пропускной способности передачи - ограничение передаваемой мощности электропередачи, определяемое тепловым режимом сетевого оборудования, пределами по напряжению и сохранению устойчивости р а б о т ы э н е р г о с и с т е м ы ;

Оперативный резерв - централизованно согласованный резерв мощности, имеющийся в наличии для замены первичного регулирования частоты и вторичного регулирования частоты после аварии;

Оператор рынка централизованной торговли электрической энергией (далее - ОРЦТЭ) - организация, осуществляющая централизованные торги электрической энергией, включая спот-торги электрической энергии;

Определенная точка коммерческого учета (далее - ОТКУ) - физическая точка на границе раздела балансовой принадлежности, в которой должны выполняться требования общей точности, указанные в Разделе 5 настоящих Правил (Коммерческий учет). Расположение указанных точек коммерческого учета должно быть согласовано между электросетевыми компаниями и пользователями сети с о о т в е т с т в у ю щ и м и д о г о в о р а м и ;

Оптовый рынок электрической энергии (далее - ОРЭ) - система отношений, связанных с куплей-продажей электрической энергии, функционирующая на основе договоров между субъектами оптового рынка электрической энергии;

Организатор коммерческого учета - лицо или организация, которые необязательно являются субъектами энергорынка, уполномоченные предоставлять услуги по коммерческому учету, такие как предоставление комплекса коммерческого учета, калибровку и техническое обслуживание комплекса с у б ъ е к т а м э н е р г о р ы н к а ;

Организация работ по технике безопасности - комплекс мероприятий, обеспечивающий безопасное проведение работ или испытаний персоналом на электрооборудовании в ы с о к о г о н а п р я ж е н и я ;

Останов - плановый или внеплановый вывод из работы энергоустановки или о б о р у д о в а н и я ;

Ответственная сторона или владелец комплекса коммерческого учета - физическое или юридическое лицо, имеющее на балансе комплекс коммерческого учета, эксплуатирующее его и несущее ответственность за него;

Первичное регулирование - быстрое действие (в течение 8-12 секунд) регуляторов скорости вращения турбин электростанций, при аварийных

отклонениях частоты, осуществляемое при помощи генерирующих установок, работающих в режиме свободного регулирования вырабатываемой мощности;

Передача электрической энергии - услуга по транспортировке электрической энергии, оказываемая энергопередающими организациями в соответствии с зак л ю ч е н н ы м и д о г о в о р а м и ;

Переключение - коммутация оборудования и/или аппаратуры согласно инструкции ТО или уполномоченной электросетевой компании или пользователя ;

Период диспетчеризации - минимальный период времени, запланированный в суточном графике, за который осуществляется контроль и управление режимом производства, передачи и потребления электрической энергии и мощности;

План запуска системы после полного ее обесточивания - План по восстановлению режима работы энергосистемы в случае полного или частичного останова, регулярно разрабатываемый и обновляемый СО;

План развития НЭС (далее - ПРНЭС) - план, описывающий все значительные инвестиции в развитие электрических сетей в последующие пять лет, включающий в себя долгосрочные прогнозы нагрузки, месторасположение и пропускную способность новых линий, вывод оборудования из эксплуатации и т а к д а л е е ;

План развития РЭС (далее - ПРРЭС) - план, включающий в себя долгосрочный прогноз нагрузки в распределительных сетях, как существующих, так и планируемых построить в следующие пять лет, вывод оборудования из эксплуатации, месторасположение и пропускную способность новых линий, и т а к д а л е е ;

Планирование мероприятий в аварийных ситуациях - раздел Электросетевых правил, в котором указаны права и обязанности разных сторон в отношении принятия мер по предотвращению и регулированию крупных сбоев в системе;

Плановое отключение генерации - Плановое выведение генерирующей у с т а н о в к и и з р а б о т ы ;

Полное обесточивание - полный отказ всей или части энергосистемы;

Пользование электрическими сетями - договоренность, по условиям которой электросетевые компании, передающие электроэнергию, предоставляют любому субъекту рынка электрической энергии возможность пользования их сетями;

Пользование электрическими сетями - договоренность, по условиям которой электросетевые компании, передающие и распределяющие электроэнергию, предоставляют любому субъекту энергорынка возможность пользования их с е т я м и ;

Пользователь сети - субъект рынка электроэнергии (юридическое или физическое лицо), использующий электрические сети электросетевой компании;

Послеаварийный режим работы - установившийся режим, возникающий после аварийного отключения поврежденного элемента энергосистемы (электрической сети) и продолжающийся до восстановления схемы электроснабжения, предусмотренной для нормального режима работы;

Потребитель - физическое или юридическое лицо, использующее на основе договора электрическую и (или) тепловую энергию;

Правила по технике безопасности - обязательные правила для электросетевых компаний и пользователей, обеспечивающие безопасность персонала, работающего на оборудовании, подпадающего под действие этих правил;

Предложение на подключение - официальное предложение электросетевой компании, представленное в ответ на запрос пользователя;

Прямой (правомочный) оптовый потребитель - юридическое или физическое лицо с потребляемой мощностью не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности, имеющий в наличии систему коммерческого учета, телекоммуникаций, обеспечивающих их унификацию с системами, установленными у Системного оператора, а также принимающие подстанции (трансформаторные пункты) которого, подключены к НЭС непосредственно или через сети третьей стороны и приобретающее электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии;

ПУЛ резервов мощности ЕЭС РК (далее - ПУЛ) - некоммерческая организация, учреждаемая на добровольной основе электростанциями и отдельными оптовыми потребителями в целях формирования необходимого объема, структуры и размещения резервов электрической мощности для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей в случае непредвиденного выхода из строя генераторов или линий электропередачи;

Региональная электрическая сеть (далее - РЭС) - совокупность линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ и ниже, обеспечивающих передачу электрической энергии в пределах одной административно-территориальной единицы (области), а также между НЭС и потребителями;

Реактивная электрическая энергия - энергия, которая расходуется на создание электромагнитных полей в электроустановках;

Региональная электросетевая компания - энергопередающая организация, эксплуатирующая электрические сети регионального уровня;

Реестр коммерческого учета - реестр, содержащий информацию, связанную с комплексом коммерческого учета. Информация включает в себя тип и технические спецификации оборудования, данные по проверке и калибровке, данные, относящиеся к конкретному участку и так далее;

Резерв замещения (холодный резерв) - резерв мощности, имеющийся в

наличии для замены краткосрочного выхода из строя генерирующей установки, или долговременного отсутствия генерации, которая не может быть восстановлена из первоначального источника;

SCADA - сокращенное название для "Системы диспетчерского контроля и сбора данных" - компьютерной системы, работающей в режиме реального времени, используемой для мониторинга и контроля электрической сети в режиме реального времени;

Сбор данных коммерческого учета - процесс поиска, проверки и обработки данных коммерческого учета;

Система обеспечения безопасности - система мер, включающая процесс подачи напряжения, изолирования, заземления и выпуск соответствующего документа;

Системная авария - аварийное нарушение режимов работы объектов электроэнергетики, приведшее к потере устойчивости единой электроэнергетической системы и разделению ее на части;

Системное испытание - испытание энергосистемы;

Системный оператор (далее - СО) - организация, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети, ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности;

Событие - любое незапланированное (или прогнозируемое) событие в энергосистеме, включая аварии, повреждения, отказы и так далее;

Событие системного значения - событие в энергосистеме одной стороны, которое имело или может иметь серьезные и/или далеко идущие последствия для энергосистемы другой стороны;

Соединение - объединение электрических сетей электросетевых компаний и/или пользователей;

Субъект оптового рынка электрической энергии - энергопроизводящие, энергопередающие, энергоснабжающие организации, потребители электрической энергии, системный оператор, оператор централизованной торговли электрической энергией и иные организации, осуществляющие деятельность на оптовом рынке электрической энергии;

Сторона - лицо или организация, участвующая в работе электроэнергетической отрасли Республики Казахстан;

Счетчик коммерческого учета - устройство, предназначенное для измерения и учета электрической энергии при ее производстве, передаче и потреблении;

Суточный график производства-потребления электрической энергии - утвержденный системным оператором документ, регламентирующий почасовые величины производства и потребления электрической энергии на каждые календарные сутки в соответствии с договорами по купле-продаже электрической энергии, заключенными участниками оптового рынка на рынках децентрализованной купли-продажи электрической энергии и централизованной торговли электрической энергии;

Телекоммуникационная сеть - оборудование и каналы связи, обеспечивающие передачу информации между устройствами внутри одной информационной системы, и между информационными системами;

Техническая диспетчеризация - услуга, оказываемая системным оператором по осуществлению централизованного оперативно-диспетчерского управления режимами производства и потребления электрической энергии в ЕЭС Казахстана ;

Точка подключения - согласованная точка энергоснабжения, установленная между электросетевой компанией и пользователем;

Трансформатор собственных нужд электростанции - трансформатор, обеспечивающий энергоснабжение оборудования собственных нужд электростанции ;

Управляющее воздействие противоаварийной автоматики (далее - УВ ПА) - автоматическое воздействие на оборудование по сигналу ПА (отключение-включение оборудования или нагрузки, загрузка-разгрузка оборудования и тому подобное) с целью выполнения возложенных на ПА задач;

Устройство хранения данных - устройство, обеспечивающее сбор данных по электрической энергии, комплектацию их в пятиминутные интервалы, хранение минимума данных за 50 дней и электронный доступ для СО через телекоммуникационную сеть. Данное устройство может быть отдельной единицей оборудования или соединено с приборами измерения энергии в одном физическом устройстве ;

Устройство сбора данных (далее - УСД) - оборудование и программное обеспечение, выполняющее сбор данных коммерческого учета;

Фактическая точка коммерческого учета (далее - ФКТУ) - точка, в которой измеряется количество электрической энергии;

Централизованное оперативно-диспетчерское управление - осуществляемый СО процесс непрерывного управления технически согласованной работой энергопроизводящих, энергопередающих, энергоснабжающих организаций и потребителей электрической энергии, обеспечивающий нормативный уровень надежности единой электроэнергетической системы Республики Казахстан и соблюдение нормативного качества электрической энергии;

Центральное диспетчерское управление (далее - ЦДУ) - подразделение, входящее в структуру системного оператора, отвечающее за оперативное управление ЕЭС Казахстана и надежность ее работы, включая балансирование и обеспечение качества электроэнергии;

Эксплуатация - запланированная деятельность, относящаяся к эксплуатации энергосистемы;

Электрические сети - совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи электрической энергии;

Электрические станции - энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

Электросетевая компания - юридическое лицо, которое управляет и эксплуатирует электрические сети на праве управления или собственности;

Электросетевые правила (далее - ЭСП) - настоящие Правила;

Электростанции для запуска системы из полностью обесточенного состояния - электростанция, имеющая одну или несколько генерирующих установок для пуска системы из полностью обесточенного состояния;

Электростанции с самозапуском - электростанции, которые располагают возможностью поднять частоту вращения одной или нескольких генерирующих установок до синхронной частоты вращения и обеспечить возобновление подачи питания в электрическую сеть в случае отсутствия энергоснабжения сети. Данные технические возможности могут быть обеспечены источниками энергоснабжения для собственных нужд, или в соответствии с соглашением, заключенным с внешним источником энергоснабжения;

Энергопроизводящая организация (далее - ЭПО) - организация, осуществляющая производство электрической и (или) тепловой энергии.

Сноска. Пункт 1 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

Параграф 2. Цель и задачи ЭСП

2. ЭСП определяют технические требования и условия работы электрической сети, устанавливают отношения между различными ее участниками и регулируют следующие вопросы:

- 1) планирование развития электрических сетей и ЕЭС Казахстана в целом;
- 2) условия доступа к электрическим сетям;
- 3) управление работой ЕЭС Казахстана;
- 4) организация коммерческого учета электроэнергии;
- 5) услуги региональной электрической сети;
- 6) составление графиков и оценка надежности работы ЕЭС Казахстана;

7) оказание услуг по технической диспетчеризации. <*>

Сноска. Пункт 2 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

3. ЭСП регулируют отношения между различными пользователями электрических сетей. При этом они не содержат положений, регулирующих внутреннюю деятельность электросетевых компаний.

4. Основными субъектами исполнения настоящих ЭСП являются:

- 1) технический оператор ЕЭС Казахстана;
- 2) электросетевые компании;
- 3) рыночный оператор;
- 4) энергопроизводящие организации;
- 5) потребители электрической энергии;
- 6) энергоснабжающие организации;

7) торгово-посреднические компании.

Параграф 3. Непредвиденные обстоятельства

5. В случае возникновения непредвиденных обстоятельств, неучтенных в настоящих ЭСП, СО и электросетевые компании соответственно (вопросы, связанные с линиями электропередачи межрегионального уровня относятся к СО ; вопросы, связанные с распределительными линиями электропередачи относятся к РЭК), в зависимости от случая, должны незамедлительно проконсультироваться со всеми вовлеченными сторонами для достижения соглашения по возможным действиям либо принять меры в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

Если соглашение между СО или электросетевой компанией и другими сторонами не было достигнуто, СО или электросетевая компания, должны определить необходимые меры для устранения возникших непредвиденных обстоятельств и уведомить стороны и уполномоченный орган о своем решении и доводах в пользу его принятия.

Во всех случаях, когда СО или электросетевая компания принимают такое решение, оно должно максимально учитывать мнение сторон по этому вопросу.

6. При исполнении решения каждая сторона должна следовать всем предписаниям СО или электросетевой компании, которые не должны нарушать надежную работу энергоустановок определенной стороны. СО или электросетевая компания должны незамедлительно проинформировать обо всех случаях непредвиденных обстоятельств и принятых решениях.

Параграф 4. Спорные вопросы

7. Споры, возникающие в процессе применения настоящих Правил решаются в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

Параграф 5. Сектор электроэнергетики Казахстана

8. Электроэнергетика Республики Казахстан состоит из энергопроизводящих организаций (ЭПО) различного назначения, электросетевых компаний, энергоснабжающих организаций, оптовых потребителей электроэнергии, Технического (ТО) и Рыночного операторов (РО), уполномоченного органа, осуществляющего функции государственного управления электроэнергетикой.

9. Государственное регулирование в области электроэнергетики заключается в :

- 1) лицензированию;
- 2) государственном регулировании тарифов (цен, ставок сбора);
- 3) демонаполизации и приватизации объектов электроэнергетики;
- 4) государственном надзоре за надежностью, безопасностью и экономичностью производства, передачи, технической диспетчеризации и потребления электрической энергии;
- 5) разработке и утверждении нормативных правовых актов Республики Казахстан, нормативных технических документов, содержащих технические и технологические требования регулирования деятельности и отношений в сфере производства, передачи, технической диспетчеризации и потребления электрической и тепловой энергии, а также нормы, обеспечивающие надежность, экономичность и безопасность строительства и эксплуатации линий электропередачи, электро- и энергоустановок.

Сноска. Пункт 9 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

10. Рыночные отношения в электроэнергетике осуществляются в соответствии с нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Рынок электроэнергии состоит из следующих параллельных и взаимодействующих рынков:

- 1) рынка децентрализованной купли-продажи электрической энергии, функционирующего на основе заключаемых участниками рынка договоров купли-продажи электрической энергии по ценам и условиям поставки, устанавливаемым соглашением сторон;
- 2) рынка централизованной торговли электрической энергией, представляющего собой организованную торговую площадку для купли-продажи электрической энергии на краткосрочном (спот-торги), среднесрочном (неделя, месяц) и долгосрочном (квартал, год) основании;
- 3) балансирующего рынка в режиме реального времени, функционирующего в целях физического и последующего финансового урегулирования почасовых дисбалансов, возникающих в операционные сутки между фактическими и договорными величинами производства-потребления электрической энергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан, утвержденными

СО в суточном графике производства-потребления электрической энергии;

4) рынка системных и вспомогательных услуг, функционирующего на основе как приобретения у субъектов оптового рынка электрической энергии, так и оказания СО соответствующих услуг субъектам оптового рынка электрической энергии для обеспечения установленных государственными стандартами надежности работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан и качества электрической энергии. <*>

Сноска. Пункт 10 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

11. ОРЦТЭ выполняет функции:

- 1) осуществляет организацию и проведение спот-торгов;
- 2) осуществляет организацию и проведение централизованной торговли электрической энергии на среднесрочный (неделя, месяц) и долгосрочный (квартал, год) периоды;
- 3) обеспечивает равные условия доступа субъектов оптового рынка электрической энергии на рынок централизованной торговли электрической энергии;
- 4) определяет соответствие субъектов оптового рынка электрической энергии требованиям, установленным правилами централизованной торговли электрической энергии;
- 5) осуществляет регистрацию и учет заключенных сделок по купле-продаже электрической энергии на централизованных торгах электрической энергии;
- 6) обеспечивает в пределах своей компетенции субъектов оптового рынка электрической энергии информацией по индикативным ценам на электрическую энергию, сложившимся на централизованных торгах и другой рыночной информацией. < * >

Сноска. Пункт 11 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

12. СО ЕЭС РК выполняет следующие функции:

- 1) оказывает системные услуги по передаче электрической энергии по национальной электрической сети в соответствии с договором, обеспечивает ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности;
- 2) оказывает системные услуги по технической диспетчеризации, осуществляя централизованное оперативно-диспетчерское управление режимами работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан в соответствии с договором, включая составление фактических балансов и формирование суточного графика производства-потребления электрической энергии;
- 3) обеспечивает надежность работы единой электроэнергетической системы

Р е с п у б л и к и

К а з а х с т а н ;

4) оказывает системные услуги по регулированию электрической мощности;
5) оказывает системные услуги по физическому урегулированию дисбалансов электрической энергии ;

6) осуществляет последующее финансовое урегулирование дисбалансов электрической энергии в порядке, установленном законодательством Республики К а з а х с т а н ;

7) определяет объем, структуру, распределение резервов мощности между энергопроизводящими организациями и задействование резервов мощности в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан;

8) осуществляет организацию функционирования балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени и рынка системных и вспомогательных услуг ;

9) взаимодействует с энергосистемами сопредельных государств по управлению и обеспечению устойчивости режимов параллельной работы;

10) осуществляет техническое и методическое руководство по созданию единой информационной системы, автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, сопряженных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики всех субъектов оптового рынка электрической энергии ;

11) обеспечивает равные условия для доступа субъектов оптового рынка электрической энергии к национальной электрической сети;

12) обеспечивает участников оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан информацией, не затрагивающей сведения, составляющие коммерческую и иную охраняемую законом тайну;

13) согласовывает вывод в ремонт основного оборудования электростанций, подстанций, линий электропередачи, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем технологического управления и обеспечения их готовности к работе;

14) участвует в разработке режимов работы гидроэлектростанций с учетом их водно-хозяйственных балансов и режимов работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан;

15) осуществляет разработку долгосрочного прогнозирования балансов электрической энергии . < * >

Сноска. Пункт 12 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

12-1. Централизованное оперативно-диспетчерское управление единой электроэнергетической системы Республики Казахстан заключается:

1) в управлении режимами производства, передачи и потребления

электрической энергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан, реализующем условия договоров купли-продажи, передачи электрической энергии, регулирования электрической мощности, балансирования производства-потребления электрической энергии;

2) в управлении режимами межгосударственных перетоков электрической энергии ;

3) в обеспечении предотвращения, локализации и ликвидации технологических нарушений в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан ;

4) в оперативном управлении резервами мощности в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан;

5) в определении структуры, принципов, мест размещения, объемов и уставок систем релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, обеспечивающих надежную и устойчивую работу единой электроэнергетической системы Республики Казахстан;

6) в формировании и утверждении суточных графиков производства-потребления электрической энергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан;

7) в составлении фактических балансов производства-потребления электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии. <*>

Сноска. Параграф дополнен пунктом 12-1 - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

13. Энергопроизводящие организации (ЭПО) делятся на электростанции:

1) национального значения;

2) промышленного назначения;

3) интегрированные с территориями и электростанции теплоснабжающих предприятий .

К электрическим станциям национального значения относятся конденсационные электростанции большой мощности и гидроэлектростанции, используемые для регулирования графика нагрузки ЕЭС Казахстана.

К электростанциям промышленного назначения относятся электростанции, принадлежащие промышленным комплексам.

Электростанции, интегрированные с территориями - это электростанции, подключенные к сетям региональных электросетевых компаний, энергия которых реализуется преимущественно на розничном рынке.

14. Распределительные электросетевые компании (РЭК) производят передачу электрической энергии внутри отдельных регионов Казахстана и подключены непосредственно к подстанциям Национальной энергопередающей организации (СО). РЭК снабжают электрической энергией население, промышленных

потребителей, сельское хозяйство и других потребителей.

15. Строительно-монтажные организации и специализированные ремонтные предприятия оказывают услуги по строительству, монтажу и наладке объектов энергетики и отдельных установок, а также услуги по специализированному ремонту для субъектов электроэнергетического рынка.

16. В отрасли действуют также специализированные научно-исследовательские и проектно-изыскательские институты. Они призваны решать проблемы внедрения новых эффективных энергосберегающих и экологически чистых технологий для производства и энергоснабжения потребителей.

Параграф 6. Рыночные отношения в электроэнергетике

17. Основными целями введения и совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике Казахстана являются:

1) либерализация экономических отношений в сфере электроэнергетики;
2) обеспечение свободного и равного доступа к рынку электрической энергии продавцов и покупателей электрической энергии;

3) формирование конкурентной среды между продавцами электрической энергии. Повышение платежной дисциплины;

4) повышение надежности функционирования ЕЭС Казахстана на основе взаимной ответственности субъектов рынка, создания оптимальных режимов работы электрической сети, создания резервов мощности для предотвращения перерывов в потреблении электроэнергии при непредвиденном снижении мощности какой-либо генерирующей компанией или непредвиденном отключении какого-либо участка НЭС.

18. Рыночные отношения в электроэнергетике осуществляются в соответствии с действующими в каждый конкретный период времени нормативными правовыми актами Республики Казахстан и выражаются следующими основными рыночными операциями:

1) купля-продажа активной электрической энергии по срочным (форвардным) двусторонним договорам продавцов с покупателями по договорным ценам;

2) централизованная купля-продажа активной электрической энергии на открытых конкурсных торгах наличной мощностью в режимах "за день вперед" и "за час вперед", осуществляемых Рыночным оператором;

3) централизованная купля-продажа резервов активной электрической мощности с целью предотвращения случайных нарушений баланса электрической энергии в темпе реального времени;

4) централизованная торговля резервами активной мощности и электроэнергии для поддержания непрерывного электроснабжения потребителей с нормативным качеством электроэнергии в ситуациях аварийного отключения

м о щ н о с т е й ;

5) централизованная торговля регулирующей мощностью с целью регулирования суточных графиков производства электрической мощности отдельных энергопроизводящих организаций и графиков потребления мощности отдельных потребителей ;

6) продажа услуг Технического оператора следующих видов:
управление передачей электрической мощности по организации параллельной работы субъектов рынка ЕЭС Казахстана, техническая диспетчеризация отпуска в сеть электроэнергии всех энергопроизводящих организаций и импортируемой электроэнергии по монопольным тарифам, установленным регулирующим органом;

7) предоставление Рыночным и Техническим операторами вспомогательных и дополнительных услуг (купля-продажа реактивной мощности с целью обеспечения качества напряжения в энергоузлах ЕЭС Казахстана, продажа пропускной способности НЭС и др.).

19. Субъектами рыночных отношений в электроэнергетике являются:

1) продавцы электрической мощности и энергии - энергопроизводящие организации (ЭПО):

электрические станции ;

юридические лица, владеющие промышленными комплексами, в составе которых имеются электрические станции, обладающие избытками электрической мощности и электроэнергии для продажи на рынке электроэнергии; энергосистемы сопредельных государств.

2) оптовые покупатели-перепродавцы: торговые-посреднические компании (оптовые покупатели-перепродавцы);

энергоснабжающие организации;

электросетевые компании.

3) оптовые покупатели-потребители электроэнергии:

прямые (правомочные) оптовые потребители;

энергосистемы сопредельных государств, осуществляющие импорт электрической энергии из ЕЭС Казахстана.

4) энергопередающие организации:

Национальная энергопередающая организация (СО) управляет энергетическими системами 110-1150 кВ в соответствии с лицензией на передачу электрической энергии, выполняет функции СО на рынке оптовой электрической энергии по передаче электрической энергии от оптовых продавцов оптовым покупателям и предоставляет услуги по передаче нагрузки;

Региональные энергопередающие организации (РЭК), которые в соответствии с лицензией на передачу электрической энергии выполняют следующие функции

:

передача электрической энергии от подстанций Национальной энергопередающей организации, а также передача электроэнергии от региональных электростанций, расположенных в определенных зонах обслуживания, на подстанции, принадлежащие региональным энергоснабжающим организациям, или на трансформаторные установки прямых потребителей, подключенных к региональным энергопередающим системам;

передача электрической энергии с выводов региональных электростанций, расположенных в определенных зонах обслуживания, на подстанции Национальной энергопередающей организации.

20. Организаторами ОРЭ, осуществляющими функционирование рынка электрической энергии являются:

Р ы н о ч н ы й о п е р а т о р ;

Т е х н и ч е с к и й о п е р а т о р ;

Пул резервов электрической мощности.

РАЗДЕЛ 2. РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Глава 2. Развитие энергетической системы

21. Настоящий раздел развития энергетической системы определяет технические и конструктивные критерии и процедуры для использования электросетевыми компаниями всех уровней (национального, регионального и местного) при планировании и развитии электрической сети. Пользователи электрической сети при планировании и развитии их собственных систем должны также принять его к исполнению. Раздел развития энергетической системы определяет технические и конструктивные критерии и процедуры для использования их СО при разработке индикативного плана развития п р о и з в о д с т в а (И П Р П) .

22. Настоящий раздел определяет взаимоотношения СО, электросетевых компаний, пользователей и ОРЦТЭ. В состав пользователей входят ЭПО, включая ЭПО с присоединением к сети напряжением 110 кВ и ниже, потребители и, при необходимости, электросетевые компании.

23. Перспектива развития электроэнергетики, в том числе и долгосрочное планирование развития электрических сетей, должны соответствовать национальной политике развития и использования генерирующих мощностей и э л е к т р и ч е с к и х с е т е й .

24. ИПРП позволяет определить необходимость в опережающих рост электрических нагрузок, объемах реконструкции действующих и строительстве новых генерирующих мощностей, возможные оптимальные величины перетоков электроэнергии как внутри энергосистемы, так и со смежными (соседними) энергосистемами и на их основе планировать необходимые мероприятия по

повышению пропускной способности действующих и строительству новых электрических сетей межрегионального, регионального и местного уровней.

25. В ходе подготовки ИПРП осуществляются следующие мероприятия:

1) проводится обсуждение и обмен информацией между электросетевыми компаниями и пользователями для рассмотрения текущего состояния и перспектив развития сети, а также предложений по возможным нагрузкам с учетом влияния на надежность и устойчивость работы электрической сети;

2) предоставляется модель (структура) для обсуждения будущего развития с учетом информации о текущем состоянии системы;

3) обеспечивается предоставление информации электросетевым компаниям для разработки или оказания помощи в разработке планов развития сети, планировании и развитии экономичной, безопасной, надежной работы электрической сети;

4) осуществляется содействие пользованию электрическими сетями другими субъектами и устанавливаются стандарты и условия электроснабжения;

5) определяются информационные потоки, в частности данные для планирования системы, между электросетевыми компаниями и пользователями, а также определяются стандарты по их применению;

6) предоставляется информация пользователю, необходимая для оценки возможностей присоединения, а также для планирования и развития своей системы так, чтобы она могла быть совместимой с электрической сетью;

7) определяются стандарты для использования электросетевыми компаниями при планировании и развитии электрической сети.

26. Электросетевые компании предоставляют соответствующую информацию или выдают соответствующие рекомендации пользователям. Во избежание дублирования, если иное не предусмотрено данными Правилами, электросетевые компании предоставляют необходимую информацию или выдают рекомендации по требованию пользователя во время подачи заявки на присоединение или иное время.

27. Требования данной главы распространяются на следующие организации:

1) С О ;

2) ЭПО, использующим электрическую сеть;

3) электросетевым компаниям;

4) потребителям нагрузки с прямым присоединением к соответствующим электросетевым компаниям;

5) О Р Ц Т Э ;

6) лицам, не указанным в подпунктах 1) и 3), которые подписали Договор на вход в электрические сети (договор на присоединение).

Параграф 1. Планирование электрической сети

28. Основное требование, предъявляемое к электрическим сетям всех уровней - обеспечение надежного электроснабжения потребителей и допустимых уровней напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Для выполнения названных требований при планировании и развитии энергосистемы (развития ЭПО и электрических сетей), разработке схем присоединения и в плане развития электрической сети СО использует соответствующие нормативные правовые акты, научно-техническую и проектную документацию, используемую при планировании и разработке электрической сети.

Копии данных документов запрашиваются у СО или иных источников.

29. Выбор параметров напряжения электрических сетей осуществляется в соответствии с требованиями, установленными нормативными документами.

30. Проектирование и планирование электрической сети, осуществляется в соответствии с критерием "N-1", изложенным в нормативных документах по надежности и качеству. В отдельных случаях должен применяться критерий "N-2"

Критерий "N-1" означает, что система должна быть способна восстановиться в соответствии с требованиями, как по производству, так и по нагрузке в случае отключения любого крупного элемента многоэлементной группы.

Критерий "N-2" означает, что система должна быть способна восстановиться в соответствии с требованиями, как по производству, так и по нагрузке в случае отключения двух элементов многоэлементной группы.

31. Мероприятия по обеспечению надежности системы, используемые СО при разработке критериев планирования, должны предусматривать, что:

1) ни при каких условиях эксплуатации отключение ЛЭП напряжением 500 кВ или 1150 кВ из работы ЕЭС РК или любого другого элемента (ЛЭП, трансформатора, энергоустановки и т.д.), не внесет ограничений в работу соседних участков и не приведет к большой потере нагрузки;

2) при условии, указанном в подпункте 1) настоящего пункта, отпадает необходимость останавливать работу энергопередающей системы в результате выпадения одного элемента. Однако необходимо реорганизовать или изменить конфигурацию системы в кратчайший срок, чтобы она вновь соответствовала требованиям по надежности и устойчивости. Во время системного вмешательства выпадение любого другого элемента может подвергнуть опасности непрерывность работы системы и электроснабжение потребителей;

3) возможны различные средства обеспечения надежной работы для более серьезных остановов, таких как одновременное выпадение из работы двух схем с двухцепными ЛЭП (помимо двухцепных ЛЭП на 500кВ или 1150кВ) или шины. Выбор таких средств зависит от результатов проведения сравнительного анализа

технических и экономических факторов, таких как:
вероятность данного типа события;
последствия такого события;
издержки выполнения любого неизменного решения;
стоимость защитных мер по предотвращению распространения любого
с о б ы т и я .

32. Плановое развитие региональных электрических сетей осуществляют соответствующие электросетевые компании. <*>

Сноска. Пункт 32 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

Параграф 2. План развития НЭС

33. План развития НЭС (далее - ПРНЭС) является документом, описывающим фактические и прогнозные изменения, усиление, дополнения или выбытия, имеющие отношение к электрической сети. В данном документе должны быть также указаны возможности осуществления новых присоединений в будущем, участки электрической сети, наиболее удобные для новых подключений и передачи будущих потоков электроэнергии. Такой план должен содействовать развитию конкуренции и развитию электрической сети.

ПРНЭС является основным документом для ввода в эксплуатацию электрических станций, линий электропередачи и подстанций основных межсистемных и межрегиональных сетей.

34. ПРНЭС разрабатывается с учетом новейших достижений науки и техники, технико-экономического обоснования решений, определяющих развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается надежность работы ЕЭС и бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией в необходимых размерах и требуемого качества.

35. ПРНЭС является исходным материалом для последующего проектирования энергетических объектов, а также для резервирования земельных участков для строительства электростанций, подстанций и линий электропередачи .

36. СО ежегодно разрабатывает и публикует подробный План развития НЭС (ПРНЭС) с перспективой на 3 года. ПРНЭС должен соответствовать Индикативному Плану Развития Производства (ИПРП). Он должен быть подготовлен в течение трех месяцев с момента публикации ИПРП. ПРНЭС должен учитывать все требования, указанные в ИПРП в отношении различных его участников и описывать, как эти требования учитываются или будут учтены в п л а н е .

ПРНЭС должен соответствовать нормативным документам по планированию,

используемых СО, при этом необходимо избежать ненужного дублирования информации и увеличения неоправданных затрат.

Сноска. Пункт 36 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

37. Основными пунктами содержания ПРНЭС, основанные как на текущих, так и прогнозных данных являются:

- 1) пропускная способность цепей;
- 2) потокораспределение;
- 3) нагрузка в точках электроснабжения;
- 4) предельные значения токов короткого замыкания для электрического узла;
- 5) потери при передаче электроэнергии;
- 6) системные возможности - зональные;
- 7) комментарии о возможности присоединения;
- 8) плановое усиление системы и/или изменение топологии;
- 9) конфигурация электрической сети.

38. СО разрабатывает ПРНЭС с использованием прозрачных критериев для всех участвующих сторон. План должен содержать описание всех процедур, использованных для его подготовки. Он должен содержать информацию о базовых случаях, используемых для анализа системы, процедуры проведения анализа, его результаты и т.д.

39. Если, по мнению какого-либо пользователя, ПРНЭС не содержит достаточно подробной информации о его конкретных потребностях, то данный пользователь может запросить у СО дополнительную информацию в соответствии с действующим законодательством.

40. Окончательный вариант ПРНЭС направляется в уполномоченный орган.

41. Окончательный вариант ПРНЭС утверждается и публикуется в установленном порядке.

42. Для подготовки СО ИПРП и ПРНЭС - каждый пользователь предоставляет СО стандартные и подробные плановые данные, указанные в настоящих Правилах. Эти данные предоставляются ежегодно и охватывают каждый год из десяти ближайших лет. Если представляемые данные не изменились, пользователь может сообщить об этом в письменном виде вместо их повторного предоставления.

Для содействия исполнения заявки на подключение - каждый пользователь предоставляет СО стандартные плановые данные, согласно пунктов 43-49 и предварительные прогнозные данные согласно пунктов 54-55 вместе с заявкой на подключение. По истечении двух месяцев со дня принятия заявки должны быть представлены подробные данные планирования в соответствии с пунктами 50-52.

43. Полная нагрузка пользователя и данные по активной энергии. Данные о величине потребления собственных нужд электростанций с прямым присоединением к электрической сети представляются каждой ЭПО, согласно п у н к т а 5 1 .

Все пользователи предоставляют СО данные об энергопотреблении (активной и реактивной мощности) и о количестве активной энергии необходимой для работы их системы (включая все точки подключения). При определении своих потребностей в энергопотреблении и прогнозных потребностей в активной энергии, каждый пользователь должен стремиться избежать дублирования энергопотребления с другими пользователями.

44. Для определения следующих параметров потребления энергии в точке присоединения необходимы данные о прогнозируемом потреблении энергии (активной мощности) и коэффициенте мощности в каждой точке подключения:

1) максимальное потребление энергии (активной мощности) в точке подключения, которое может существенно повлиять на работу ЕЭС;

2) потребление во время пиковой нагрузки на электрическую сеть, о п р е д е л е н н у ю С О ;

3) потребление во время минимальной нагрузки на электрическую сеть, о п р е д е л е н н у ю С О .

Все данные прогнозов о потреблении электроэнергии, указанные выше, должны относиться к каждой точке подключения и иметь следующий формат:

1) данные о потреблении электроэнергии системой пользователя, подключенной к электрической сети шинами, которая в нормальных условиях не работает отдельными секциями;

2) отдельные данные о потреблении электроэнергии системой пользователя, подключенной к электрической сети шинами, которая работает или будет работать отдельными секциями.

Все вышеуказанные данные о прогнозном потреблении электроэнергии п р е д о с т а в л я ю т с я :

отдельно с учетом профиля (графика) производства всех энергоустановок; на основе усредненных погодных условий.

Для оценки СО влияния на электрическую сеть различных нагрузок (потребления электроэнергии) в разные промежутки времени в течение года, каждый пользователь предоставляет дополнительные данные о прогнозном потреблении энергии. СО имеет право запросить эти дополнительные данные только один раз в календарном году.

45. Общие данные о потреблении энергии.

СО имеет право запросить информацию следующего характера:

1) подробные данные о каждой индивидуальной нагрузке, характеристика

которой существенно отличается от стандартных типов нагрузок;

2) зависимость энергопотребления (активной и реактивной мощности) от изменения напряжения и частоты в электрической сети при пиковой нагрузке;

3) средняя и максимальная несимметрия напряжений по фазам, вносимая в сеть нагрузкой пользователя;

4) максимальное содержание гармоник, вносимых в сеть нагрузкой пользователя;

5) подробные данные обо всех нагрузках, которые могут вызвать изменение в энергопотреблении более чем 1 мегаватт (МВт) в точках подключения.

46. Каждая ЭПО ежегодно предоставляет СО следующие текущие и прогнозные данные по каждой отдельной электростанции;

1) количество генерирующего оборудования и типы оборудования;

2) номинальная (установленная) мощность в мегаваттах;

3) номинальное напряжение на зажимах (кВ);

4) номинальный коэффициент мощности;

5) располагаемая мощность по месяцам года в мегаваттах;

6) технологический минимум генерирующего оборудования, в мегаваттах;

7) технологический максимум генерирующего оборудования, в мегаваттах;

8) рабочая схема генератора на зажимах статора энергоустановки;

9) предполагаемый рабочий режим (базовая, средняя или пиковая нагрузка или резервная установка) на каждой электростанции и тип энергоустановки, а именно паровая, газовая турбина, гидро и т.д.;

10) прогнозный график выработки активной мощности для отдельных энергоустановок с прямым подключением к электрической сети. Необходимо представить данные о максимальном и минимальном энергопотреблении для пиковых дней в каждой точке подключения, нормального потребления энергии в течение рабочего дня, а также в субботу и воскресенье в точке подключения для каждого месяца года;

11) подробная информация о возможности энергоустановки работать без подключения к внешнему источнику питания, а также информация о любых изменениях этой возможности.

47. Необходимо представить следующие данные по каждому производителю:

1) номинальная мощность каждого генератора в Мвар и мегаваттах, переходное сопротивление по продольной оси, короткозамкнутый ротор, постоянная инерция;

2) номинальная мощность в МВА (МегаВольт-Ампер) повышающего трансформатора и реактивное сопротивление прямой последовательности (при макс/мин ответвлениях);

3) подробные данные о типе и категории возбудителя (вращающийся или

с т а ц и о н а р н ы й) .

48. Каждый пользователь с прямым подключением к электрической сети через существующую точку подключения ежегодно предоставляет СО следующие данные о своей системе на участке подключения:

1) схема размещения системы пользователя, однолинейная схема, включающая в себя:

расположение шин;
компоновку электрической схемы (воздушные ЛЭП, подземный кабель, трансформаторы и т.д.);

схема фаз;
схема заземления;
переключающие устройства;

рабочее напряжение;
номера устройств и номенклатура;

2) каждый пользователь представляет данные об эквивалентной общей проводимости своей первичной системы напряжений при нормальной частоте. Сюда входят шунтирующие реакторы, присоединенные к кабелям, которые обычно не работают отдельно от них;

3) установки компенсации реактивной мощности:
тип компенсации (фиксированная или переменная);
емкостное и/или индуктивное номинальное значение или режим работы в Мвар;

подробная информация о логике любого автоматизированного управления для определения рабочих характеристик;

точка подключения к системе пользователя - электрическое размещение и сетевое напряжение;

4) влияние токов короткого замыкания (КЗ) на электрическую сеть:
подпитка симметричным трехфазным током короткого замыкания (далее - КЗ) во время повреждения;

симметричный трехфазный ток КЗ после существенного ухудшения сверхпереходного тока повреждения;
значения внутреннего сопротивления нулевой последовательности источника питания в системе пользователя с учетом вышеуказанной максимальной подпитки в точке подключения;

значение напряжения до возникновения КЗ, при котором были рассчитаны максимальные значения токов КЗ;

значения сопротивления обратной последовательности и сопротивления в системе пользователя в точке подключения.

49. Для получения данных о распределительных устройствах необходимо

представить следующую информацию (включая автоматические выключатели, разъединители и отключающие устройства) во всех схемах, связанных с точками подключения, включая распределительные устройства на электростанциях:

- 1) номинальное напряжение;
- 2) рабочее напряжение;
- 3) номинальный отключаемый ток КЗ 3х - фазный (кА);
- 4) номинальный отключаемый ток КЗ 1 - фазный (кА);
- 5) номинальный отключаемый ток нагрузки 3х - фазный (кА);
- 6) номинальный отключаемый ток нагрузки 1 - фазный (кА);
- 7) номинальный ударный ток включения 3х - фазный (кА);
- 8) номинальный ударный ток включения 1 - фазный (кА).

Параграф 3. Подробные плановые данные

50. От всех пользователей должны быть представлены следующие подробные плановые данные:

- 1) однолинейная схема (с указанием соединений в соответствии с заданным форматом);
- 2) номинальные параметры соединений;
- 3) точка подключения и напряжение;
- 4) энергопотребление (активная и реактивная мощность) и графики активной энергии;
- 5) графики производства;
- 6) содержание гармоник;
- 7) чувствительность энергопотребления/колебания;
- 8) данные по управлению энергопотреблением;
- 9) возможности передачи потребляемой мощности;
- 10) место подключения (общая реактивная проводимость/подпитка током КЗ);
- 11) устройства реактивной компенсации;
- 12) данные о защите;
- 13) технические данные по оборудованию (указанные в подпункте 10) пункта 5.2);
- 14) данные, поступающие с удаленных пунктов, и требования к передаче данных (в соответствии с подпунктом 10) пункта 5.2);
- 15) данные о перенапряжении в переходном режиме.

Параграф 4. Данные об энергоустановках

51. Величина потребления энергии на собственные и хозяйственные нужды. По каждой установке, имеющей трансформатор, необходимо предоставить информацию о его потребляемой мощности при номинальном выходе энергоустановки в мегаваттах (МВт).

Если электростанция имеет потребление электроэнергии дополнительно к потреблению энергоустановкой, которое она потребляет из электрической сети через пусковой трансформатор (трансформатор собственных нужд электростанции), ЭПО предоставляет прогнозы по каждому такому трансформатору на электростанции:

- 1) максимальное энергопотребление, которое, по мнению ЭПО, может существенно повлиять на работу электрической сети СО;
- 2) энергопотребление при пиковом потреблении в электрической сети;
- 3) энергопотребление при минимальном потреблении в электрической сети.

52. Для получения данных о синхронных машинах и системах управления необходимо представить следующие данные об энергоустановках и электростанциях:

- 1) технические данные об электростанциях:
от точек подключения до электрической сети (текстовую информацию, схемы)

номинальное напряжение в точке присоединения, кВ;
общая установленная мощность электростанции, мегаватт (МВт);
самый крупный взаимосвязанный отказ.
в точке подключения:

расчет максимальной подпитки трехфазного тока КЗ, кА (симметричной, асимметричной);

минимальное полное сопротивление нулевой последовательности, % от 100
б а з ы М В А ;

минимальное полное сопротивление обратной последовательности, % от базы
1 0 0 М В А .

- 2) данные по каждой энергоустановке. Необходимо представить следующие данные по каждой энергоустановке:

установленная мощность;
номинальное значение мощности - МВА;
номинальное значение мощности - мегаватт;
номинальное напряжение на зажимах - вольт;
дополнительная нагрузка - мегаватт;
номинальная реактивная мощность - Mvar;
минимальная и максимальная производительность;
турбина - постоянная инерции генератора в мегаватт/номинальная в МВА;
к р а т н о с т ь т о к о в К 3 ;
н о м и н а л ь н ы й т о к с т а т о р а ;
номинальный ток ротора при номинальном значении МВА и коэффициенте мощности, номинальное напряжение на зажимах и номинальная скорость;

напряжение ротора, при котором вырабатывается вышеуказанный ток;
напряжение в режиме форсировки возбуждения ротора при номинальном
напряжении на зажимах и номинальной скорости;
сопротивление статора;

синхронное реактивное сопротивление по продольной оси, переходное
реактивное сопротивление и сверхпереходное реактивное сопротивление;

синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси, переходное и
сверхпереходное реактивное сопротивление;

реактивное сопротивление утечки статора;

реактивное сопротивление нулевой последовательности, реактивное
сопротивление обратной последовательности и реактивное сопротивление
П о р т ь е ;

переходные постоянные времени по продольной и по поперечной оси при
р а з о м к н у т о й о б м о т к е ;

сверхпереходные постоянные времени по продольной и по поперечной оси
п р и р а з о м к н у т о й о б м о т к е ;

постоянная времени утечки по продольной оси демпфера;

график производственной мощности;

характеристика разомкнутого контура и цепи КЗ - графики;

кривая нулевого коэффициента мощности.

3) трансформаторы энергоустановок и электростанций. Необходимо
представить следующие данные по трансформаторам энергоустановок и
э л е к т р о с т а н ц и й :

ч и с л о о б м о т о к ;

номинальное значение МВА для каждой обмотки;

основное номинальное напряжение ответвления;

полное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности для
к а ж д о й о б м о т к и ;

г р у п п а с о е д и н е н н ы х о б м о т о к ;

с х е м а з а з е м л е н и я ;

кривая насыщения (вольтамперная характеристика стали магнитопровода).

Данные о переключателе ответвлений:

обмотка с отводами - текстовая диаграмма;

диапазон переключения ответвлений, размер шага;

т и п п е р е к л ю ч а т е л я о т в е т в л е н и й ;

д л и т е л ь н о с т ь ц и к л а п е р е к л ю ч е н и я о т в е т в л е н и я .

4) реактивная мощность энергоустановки (рабочий график). Необходимо
представить следующие данные о реактивной мощности энергоустановки (
р а б о ч и й г р а ф и к) :

коэффициент мощности, определяющий характер реактивной нагрузки;
коэффициент мощности, значение кратковременной реактивной мощности при минимальном значении активной мощности;
коэффициент мощности, значение кратковременной реактивной мощности при номинальном значении активной мощности, напряжение на зажимах и скорость .

5) данные о системе возбуждения. Необходимо представить следующие данные :

коэффициент передачи постоянного тока в контуре управления возбуждением ;

номинальное напряжение возбуждения при номинальном значении МВА, коэффициент мощности, номинальное напряжение на зажимах и скорости;

максимальное напряжение возбуждения;

минимальное напряжение возбуждения;

максимальная скорость изменения напряжения возбуждения (повышения и снижения) ;

характеристика насыщения энергоустановки и возбудителя 50 - 120% (диаграммы) ;

динамическая характеристика ограничителя перевозбуждения и недовозбуждения (блок-схема).

б) регулятор нагрузки энергоустановки. Необходимо представить следующие данные :

максимальный, минимальный и номинальный статизм - %;

максимальный, минимальный и номинальный диапазон частот - Гц;

диапазон мегаватт ;

возможность автоматического управления генерацией (AGC).

7) воздействие регулятора и обратная реакция энергоустановки. Необходимо представить следующие данные :

устойчивая реакция на изменение частоты - мегаватт/Гц;

неустойчивая реакция на изменение частоты - мегаватт/Гц;

постоянная времени регулятора (в секундах);

максимальный сброс нагрузки;

подробная информация о системе регулирования в блок-схемах с указанием функций передачи отдельных элементов и единиц измерения - схемы;

динамическая модель системы валов турбогенератора в общем виде с указанием инерции компонентов, демпфирования и жесткости валов;

собственное демпфирование типов крутильного колебания валов (для каждого типа модели частоту, логарифмический декремент);

вырабатываемая мощность на каждом этапе работы паровой турбины (

высокое, промежуточное и низкое давление на единицу максимальной мощности) ;

постоянные времени этапа и промежуточного перегрева;
параметры регулирования котла и уставки;
общая блок-схема системы автоматического управления блоком "котел - турбина" .

8) данные о значениях уставок приборов релейной защиты энергоустановки.

Уставки следующей защиты:

потеря возбуждения;

перевозбуждение/недозвождение;

дифференциал;

обратная последовательность чередования фаз.

9) управляющие данные. Подробная информация о контуре возбуждения в виде блок-схем с указанием функций передачи каждого элемента и единицы измерения .

Уставки для следующих средств управления:

ограничитель пере/недозвождения;

ограничитель тока статора (если есть);

запрещающий ручной ограничитель;

компенсация падения нагрузки/разделение (если есть);

ограничитель напряжение/частота (если есть).

10) технические данные по оборудованию. Необходимо представить следующие технические данные по оборудованию.

Данные о координации изоляции, включающие:

номинальное импульсное выдерживаемое напряжение при ударах молнии - кВ

;

номинальное кратковременное выдерживаемое напряжение промышленной частоты - кВ ;

максимальный ток цепи;

номинальный кратковременный выдерживаемый ток;

условия окружающей среды, в которых используется такой ток;

метод заземления и номинальный ток;

загрязнение изоляции .

Данные, поступающие с удаленных пунктов, и требования к передаче данных.

Данные об измерительном оборудовании:

коэффициенты ТН и ТТ и сертификат проверки.

Данные о конфигурации и однолинейных схемах сети.

Данные защиты для точек присоединения:

область действия всех средств защиты на линиях электропередачи или
кабелях - % на базе 100 МВА;
число средств защиты на каждой линии;
общее время устранения повреждения на близлежащих и удаленных объектах;

подробные данные об автоматическом повторном включении линии.

Данные по установке выдержки времени для всех переключателей
ответвлений трансформатора.

Данные о компенсации реактивной мощности - местонахождение,
номинальное значение, индуктивность, сопротивление, данные о специальных
средствах регулирования и переключении всех шунтирующих реакторов и/или
батареи конденсатора.

Параграф 5. Сетевые данные (предоставляемые СО пользователям)

53. Чтобы пользователи могли моделировать свои электрические сети, СО
представляет пользователям следующую информацию:

- 1) подпитка симметричным трехфазным током КЗ во время повреждения;
- 2) подпитка симметричным трехфазным током КЗ после существенного
ухудшения сверхпереходного тока повреждения;
- 3) внутреннее нулевое сопротивление источника питания и значения
реактивного сопротивления в точке подключения соответствующее
максимальной подпитке;
- 4) значение напряжения до повреждения, использованное при расчете
максимального тока повреждения;
- 5) коэффициент прямой последовательности x/g во время повреждения;
- 6) значения сопротивления обратной последовательности и реактивного
сопротивления электрической сети в точке подключения;
- 7) значения соответствующего полного сопротивления нулевой
последовательности;
- 8) так как для части электрической сети напряжением 1150, 500 и 220 кВ
будет рассчитан эквивалент, СО представляет соответствующие данные о
трансформаторе.

Параграф 6. Предварительные данные об объекте

54. Каждая ЭПО при подаче заявки СО на новое подключение или
модификацию существующего подключения представляет следующую
информацию для проведения оценки заявки.

55. Заявка на присоединение (данные об энергоустановке) должна содержать:

- 1) название и тип установки;
- 2) предпочтительное расположение участка (перечень альтернативных
вариантов);

- 3) допустимая передача мощности всей установки (максимальная в мегаватт и / или в М В А) ;
- 4) ожидаемая производительность (мегаватт/час в месяц);
- 5) ожидаемое энергопотребление вспомогательной системы;
- 6) тип установки и конфигурация;
- 7) природа любой возмущающей нагрузки;
- 8) технология, используемая предлагаемой энергоустановкой;
- 9) дата пуска в эксплуатацию;
- 10) минимальная генерация в мегаваттах (МВт);
- 11) номинальные значения МВА, мегаватт, переходное реактивное сопротивление по продольной оси, отношение короткого замыкания, постоянная инерции энергоустановки;
- 12) номинальное значение МВА повышающего трансформатора и реактивное сопротивление прямой последовательности (при max/min ответвлений);
- 13) подробные данные о типе и категории возбудителя, например возбудитель роторного или стационарного типа.

Параграф 7. Планирование региональной электрической сети <*>

Сноска. Название с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

56. Необходимо, чтобы региональная электрическая сеть соответствовала обязательным требованиям, установленными нормативными документами.

57. Электросетевая компания развивает и поддерживает эффективную, надежную и координированную систему электроснабжения, которая являлась бы при этом как экономичной, так и безопасной.

58. Для планирования развития региональных электрических сетей следует руководствоваться соответствующими нормативными документами.

Региональная электрическая сеть должна обеспечить энергоснабжение потребителей в соответствии с категориями по надежности поставок энергии.

При первой категории энергоснабжение должно обеспечиваться от двух независимых энергоисточников с перерывами только во время операций по смене энергоисточников. Третий источник должен предоставляться для любых специальных групп нагрузок.

При второй категории энергоснабжение должно обеспечиваться от двух независимых энергоисточников с перерывами на периоды, необходимые для выполнения операций по смене источников диспетчером или эксплуатационной командой на участке.

При третьей категории энергоснабжение должно обеспечиваться от одного энергоисточника при условии, что период перерыва в энергоснабжении равен только одному дню, если перерыв вызван ремонтными работами или текущим

т е х о б с л у ж и в а н и е м .

59. Принципы построения, применяемые в региональных электрических сетях, оборудование и материалы должны соответствовать государственным стандартам, техническим спецификациям и другим техническим положениям.

Данный пункт излагает принципы построения для пользователей (кроме генераторов), подключенных к низковольтной стороне и запитываемых в однофазной или трехфазной цепи с защитой предохранителями и другими устройствами при номинальном токе в 100 Ампер или меньше.

Любая электроустановка пользователя должна соответствовать требованиям
н а с т о я щ и х П р а в и л .

По требованию пользователя, электросетевая компания обеспечивает соответствующей информацией по конструкции, построению и другим характеристикам сети, насколько это может быть обосновано, включая:

справочник по характеристикам КЗ в низковольтных цепях и системах;
конструкционные возможности по защитному заземлению.

1) схема региональной электрической сети должна быть гибкой, приспособленной к разным режимам передачи электрической мощности и энергии, возникающих в результате изменения нагрузок потребителей, плановых или аварийных отключений элементов сети;

2) схема региональной электрической сети должна обеспечивать экономически и технически целесообразный уровень токов короткого замыкания (К З) .

60. При проектировании и строительстве региональных электрических сетей должны применяться перспективные новейшие виды выпускаемого оборудования, соответствующие государственным стандартам, техническим условиям и действующим нормативным документам. В состав технических спецификаций включаются требования по номинальному току, напряжению, току короткого замыкания, электрической прочности изоляции, коммутационным способностям, температурным пределам по нагреву, климатическим условиям, требования по механической прочности и конструктивным особенностям, а также требования по качеству.

Спецификации оборудования, ЛЭП и кабелей должны быть такими, чтобы соответствовать эксплуатационным параметрам региональной электрической сети в рамках системы управления безопасностью, данные которой предоставляются электросетевой компании по ее требованию.

Оборудование должно подходить для использования при рабочей частоте, в пределах расчетных напряжений и номиналов КЗ региональной электрической сети, к которой оно подключено с должным учетом возможностей по стойкости к КЗ и режимов включения и отключения. При соответствующих обстоятельствах

электросетевая компания обеспечит детальной информацией по системе, по которой предстоит произвести подключение.

Оборудование, ЛЭП и подземные кабели должны эксплуатироваться в пределах номинальных показателей по нагреву соответствующих стандартов, спецификаций и других соответствующих изданий, с учетом намеченных эксплуатационных параметров.

61. Заземление энергоустановок выполняется в соответствии с нормативными документами.

Мероприятия по подключению системы к контурам заземления должно проектироваться с таким расчетом, чтобы соответствовать требованиям нормативных документов.

Спецификация по ассоциированному оборудованию должна соответствовать напряжениям, налагаемым на оборудование. Требования к системам с несколькими заземлениями детализируются в нормативных документах.

62. Показатели и нормы качества электрической энергии в точках подключения региональной электрической сети к транспортной электрической сети должны соответствовать требованиям нормативных документов. Любое расширение или подключение к региональной электрической сети должно проектироваться так, чтобы оно не влияло на регулирование напряжением, принятое в региональной электрической сети. Информация по регулированию напряжения должна быть представлена электросетевой компанией по требованию пользователя. < * >

Сноска. Пункт 62 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

63. Региональная электрическая сеть и система любого пользователя, подключенного к региональной электрической сети, должна предусматривать защитные средства в соответствии с требованиями нормативных документов. Стандарты и правила для защит региональной электрической сети должны соответствовать требованиями нормативных документов.

При планировании развития региональной электрической сети должна быть предусмотрена и выбрана релейная защита, обеспечивающая селективное отключение поврежденных участков без нарушения работоспособности неповрежденных участков. Выбор распрестройства сети низкого напряжения должен быть произведен обоснованно и с учетом фактических параметров линий, трансформаторов, с настройками, обеспечивающими быстрое отключение КЗ с целью предотвращения повреждения оборудования.

Для того, чтобы обеспечить нормальную работу региональной электрической сети, системы защит, эксплуатационные периоды, селективность и чувствительность на границе балансовой принадлежности должны быть

согласованы между электросетевой компанией и пользователем при подаче заявки на подключение. Все эти данные могут быть пересмотрены электросетевой компанией с согласия пользователя.

Чтобы подстраховать выключатель с неуспешным прерыванием токов КЗ в системах на 6кВ, 10кВ, или 35кВ или другое оборудование со сходными как у выключателя функциями, должна быть предусмотрена резервная защита посредством другого выключателя или другого оборудования со сходными, как у выключателя функциями. Во время рассмотрения заявки на подключение, электросетевая компания согласовывает с пользователем необходимость резервной защиты. Если оборудование, обеспечивающее резервную защиту, принадлежит электросетевой компании, защита может быть ограничена до пределов необходимых для удовлетворения обязательных требований по отношению к региональной электрической сети.

Защита от перенапряжений должна предусматривать защиту ЛЭП и подстанционного оборудования от перенапряжений, вызванных грозовыми явлениями, учитывая возможность воздействия на электрическую сеть как прямых ударов молнии, так и индуцированных грозовых перенапряжений.

В сети с изолированной нейтралью должна быть предусмотрена защита от внутренних перенапряжений путем применения компенсации емкостных токов с использованием дугогасящих реакторов, а также применение антирезонансных ТН (нейтралей) и схем их включения.

64. Выбор спектра частот по воздушным линиям электропередач и его согласование с государственными органами Республики Казахстан возлагается на СО. Потребители, независимо от форм собственности, использующие оборудование ВЧ связи по таким линиям, должны предоставить СО подробную схему всех ВЧ каналов связи по таким линиям с указанием типов используемого оборудования и номиналов частот с привязкой к конкретным объектам.

Другие типы систем передачи сигналов могут быть использованы пользователем в региональной электрической сети только после согласования с электросетевой компанией.

Параграф 8. Содержание Плана развития региональной электрической сети

65. Каждый год электросетевая компания разрабатывает план развития региональной электрической сети (ППРЭС) с детализацией схемы существующей сети и действительный в течение трех лет.

66. Каждая электросетевая компания создает схему с учетом всех электросетевых компаний и пользователей, находящихся в сфере охвата данной электросетевой компанией.

67. ППРС включает следующие ключевые моменты:

1) выбор конфигурации, параметров и очередности строительства

региональной электрической сети;

2) выбор средств компенсации емкостных токов и реактивной мощности, регулирования напряжения, снижение потерь электрической энергии в региональной электрической сети, обоснование ее параметров;

3) ориентировочная оценка необходимых капитальных вложений с обеспечением следующих моментов:

обеспечение устойчивости и надежности работы региональной электрической сети ;

обеспечение максимальной экономичности работы региональной электрической сети .

68. ППРС учитывает следующие факторы:

1) анализ существующей региональной электрической сети с точки зрения ее топологии, нагрузки, регулирования напряжения, ограничений;

2) определение активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам ;

3) определение нагрузок новой региональной электрической сети;

4) расчеты перетоков мощности в региональной электрической сети и обоснование предложений по развитию на основе этих расчетов;

5) составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;

6) расчеты мощностей короткого замыкания проектируемой региональной электрической сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению мощности короткого замыкания ;

7) выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов.

69. ППРС должен быть составлен в обычном формате, подлежащий согласованию с электросетевой компанией. К концу октября электросетевая компания должна выпустить ежегодный ППРС. Затем ППРС выпускается для СО , ОРЦТЭ, всех других электросетевых компаний и для всех других пользователей своей региональной электрической сети к концу ноября.

70. Если пользователь или другая электросетевая компания запрашивают дополнительную информацию у электросетевой компании, последняя, по требованию, должна подготовить документ с детализацией требуемой дополнительной информации. В нем детализируются текущие и последующие данные по мощностям цепей, по прогнозным перетокам мощностей и по нагрузкам в отдельной части или в частях региональной электрической сети. Кроме того, в документе должны быть указаны уровни токов КЗ по каждому

узлу региональной электрической сети, подпадающему в запрос-требование на дополнительную информацию. Электросетевая компания должна предоставить такой документ в течение одного месяца с даты подачи запроса-требования и с согласия пользователя оплатить расходы, связанные с подготовкой такого документа.

71. Электросетевая компания может востребовать только ту информацию, что необходима для нее касательно ее деятельности, предусмотренной лицензией на передачу электрической энергии или в соответствии с положениями настоящих Правил.

Параграф 9. Требования к данным по планированию

72. Для выполнения своих обязательств на передачу и распределение, электросетевая компания требует информацию и данные от всех пользователей региональной электрической сети, а также предоставляет информацию для всех пользователей региональной электрической сети. Пункты с 74-95, 114 детализируют такие требования.

73. Для создания возможности подготовки ППРС, данные планирования, перечисленные в настоящей главе, должны быть представлены каждым пользователем для электросетевой компании. Эти данные должны быть представлены в течение оговоренной недели каждого года и должны охватывать каждый год из вышеуказанных последующих трех лет. Если со времени подачи одного набора данных до времени подачи другого набора, в представляемых данных не произошло никаких изменений, вместо повторного представления одних и тех же данных, пользователь может представить письменное свидетельство, указывающее на то, что со времени предыдущей подачи данных, в них не произошло никаких изменений.

74. Пользователи региональной электрической сети предоставляют достаточные, обоснованно доступные данные/информацию по планированию при периодических поступлениях запросов на такие данные/информацию от электросетевой компании для того, чтобы электросетевая компания имела возможность осуществлять надежную и бесперебойную передачу электрической энергии. Для тех пользователей, от которых согласно настоящих Правил, требуется представление прогнозов на нагрузку, должно быть внесено требование по подготовке ежегодного представления для электросетевой компании. Это представление должно включать в себя план развития, покрывающий последующие как минимум три года и где пользователь приводит данные или информацию по планированию на пять лет вперед. При необходимости представляются также данные или информация, включающие повышение или снижение максимальной нагрузки, требования по передаче электроэнергии или данные по мощности генераторов.

75. В дополнение к периодическим обновлениям данных планирования, пользователь должен давать адекватное предупреждение о любом значительном изменении в его системе или рабочем режиме, чтобы дать возможность электросетевой компании подготовить свой собственный план развития, рассчитать бюджет для любых необходимых модификаций системы и внедрить вышеуказанные модификации. Такая информация должна включать по необходимости, повышение или снижение максимальной нагрузки, требования по передаче электроэнергии или данные по мощности генераторов. В случае незапланированных изменений в системе пользователя или в его рабочем режиме, пользователь должен оперативно уведомить об этом электросетевую компанию, для того чтобы электросетевая компания могла обеспечить все необходимые предупредительные меры реагирования на возможные последствия таких изменений.

76. Электросетевая компания (диспетчерская служба) должна выполнять расчет оптимальной реактивной мощности, передаваемой потребителю в часы максимальных и минимальных нагрузок и необходимой мощности компенсирующих устройств в его сети. Оптимальные мощности компенсирующих, установленных в сетях электросетевых компаний и потребителей, должны быть взаимосвязаны. Расчетные значения используются также при выдаче Технических условий для вновь подключаемых потребителей и при проектировании компенсации реактивной мощности у потребителей. Результаты расчетов оптимальной реактивной мощности электросетевая компания должна довести до сведения проектных организаций и потребителей.

Потребители предоставляют электросетевой компании (ее диспетчерской службе) один раз в год следующую информацию:

1) потребление активной и реактивной электроэнергии за один зимний и один летний месяцы;

2) суммарную мощность конденсаторных установок отдельно по напряжениям 6-10 кВ и 0,4 кВ, в том числе регулируемых;

3) суммарную мощность синхронных двигателей 6-10 кВ без учета резервных;

4) количество синхронных двигателей;

5) суммарную располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей в часы максимальных и минимальных нагрузок;

6) фактически используемая реактивная мощность синхронных двигателей в часы максимальных и минимальных нагрузок.

77. Пользователь должен обеспечить электросетевую компанию информацией относительно любой величины реактивной компенсации непосредственно или косвенно связанной с региональной электрической сетью,

в к л ю ч а я :

1) МВАр емкостная или индуктивная оценка оборудования и оперативный диапазон при изменениях;

2) данные о любых автоматических управлениях операционными характеристиками, которые могут быть определены;

3) точка подключения к региональной электрической сети.

78. Потребитель должен предоставить по требованию электросетевой компании сведения о реактивной проводимости сети при номинальных параметрах на момент подключения его к региональной электрической сети.

79. Пользователи, включая смежные или интегрированные электросетевые компании, предоставляют электросетевой компании подробные данные по присоединениям между их региональными электрическими сетями и сетями вышеуказанной электросетевой компании, требующей подробные данные с охватом таких положений, как параметры цепи, данные по распредустройствам и защитным схемам оборудования, напрямую подключенным к региональной электрической сети или влияющим на ее функционирование. Эти данные позволят электросетевой компании оценить все проблемы связанные с этими точками подключений. При этом процессы обмена информацией протекают на взаимной основе.

80. Каждое ЭПО с генераторами, подключенными к региональной электрической сети должно уведомить электросетевую компанию и/или СО о возможности их генераторов (генераторов ЭПО) запуститься и функционировать без подключения к внешним источникам энергоснабжения после полного системного обесточения. Также необходимо уведомить о любых изменениях связанных со способностью их генераторов работать без/от таких внешних источников.

81. Электросетевая компания и пользователь должны обмениваться информацией об уровнях подпитки КЗ в точке подключения к региональной электрической сети в форме:

1) подпитка максимального и минимального трехфазного симметричного КЗ и фазозаземленного КЗ;

2) соотношение активного и реактивного сопротивлений цепи при КЗ;

3) для взаимосвязанных систем, эквивалентная сетевая информация.

82. Пользователь также предоставляет информацию для электросетевой компании по высоко мощным синхронным и асинхронным генераторам, подключенным к региональной электрической сети, которые подпитывают поврежденные участки сети и имеют значительное влияние на значение КЗ и работу распредустройства в момент отключения КЗ.

83. Для того чтобы произвести подключение пользователей к региональной

электрической сети необходимо произвести обмен информацией о сопротивлении при подключении между электросетевой компанией и потребителем. Эта информация должна включать эквивалентное единичное полное сопротивление (активное сопротивление, реактивное сопротивление и реактивная проводимость шунта) параллельного пользователя или региональной электрической сети.

84. Там, где такая же нагрузка может быть получена от альтернативных электросетевых компании или точек энергоснабжения пользователей должен быть произведен обмен информацией о пропускной способности по нагрузке. Она должна включать долю нагрузки, которая обычно поставляется из каждой точки энергоснабжения и режимы (ручной или автоматический) при передаче в плановых/аварийных условиях.

85. Региональные электрические сети напряжением от 6 до 10 кВ должны обладать защитой от внутреннего перенапряжения.

В тех точках подключений, где существует граница имущественной принадлежности пользователей, подключенных к региональной электрической сети и электросетевой компании, между пользователем и электросетевой компанией по обоснованному запросу должен быть осуществлен обмен необходимой и достаточной информацией (физические, электрические схемы, параметры, спецификации и детали защиты) с целью произвести оценку последствий переходного перенапряжения.

86. Там, где электросетевая компания получила от пользователя какую-либо информацию или данные в соответствии пунктами 81-87 или там, где электросетевая компания предлагает провести модификации региональной электрической сети, которые, в каждом из этих случаев, по обоснованному заключению электросетевой компании могут затронуть систему любого из пользователей, она уведомляет пользователя об этих предложениях.

Параграф 10. Технические требования к данным, предоставляемым пользователями

87. Данный параграф определяет информацию необходимую для определения границ имущественной принадлежности между региональной электрической сетью и системой пользователя и он применяется ко всем уровням напряжения. Он детально описывает требования по данным, которые должны быть предоставлены пользователями региональной электрической сети в случае их обращения с просьбой о подключении или о модификации подключения или в случае, если электросетевой компании требуется предоставить информацию. Она исключает пользователей, подключенных к низковольтной стороне без производства энергии и защищенных плавкими предохранителями на 100 Ампер и ниже.

88. Подключение нагрузки при низком напряжении. Для снабжения при низком напряжении требуются следующие ограниченные данные:

- 1) требования по максимальной мощности (кВА или кВт);
- 2) тип и электрическая нагрузка оборудования;
- 3) дата подключения;
- 4) категория электроснабжения (N Критерия).

В некоторых случаях электросетевая компания может потребовать предоставления более детальной информации. <*>

Сноска. Пункт 88 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

89. По всем типам нагрузки, помимо тех, которые описаны в пункте 88:

- 1) требования по максимальной активной мощности;
- 2) требования по максимальной и минимальной реактивной мощности, тип нагрузки и механизмов регулирования, например, регулируемый выпрямитель или крупные электроприводы, тип используемого стартера;
- 3) максимальная нагрузка по каждой фазе во время максимальной нагрузки;
- 4) максимальные гармонические токи, используемые региональной электрической сетью.

90. Подробные данные о циклических колебаниях и о рабочем цикле активной мощности (и если нужно, реактивной мощности) в частности:

- 1) скорость изменения активной и реактивной мощности, включая ее уменьшение и увеличение;
- 2) минимальный повторяющийся временной интервал между колебаниями активной и реактивной мощности;
- 3) величина самого большого шага изменения активной и реактивной мощности, включая ее увеличение и уменьшение.

В некоторых случаях потребуется более подробная информация для получения полной оценки влияния нагрузки пользователя на региональную электрическую сеть. Такая информация может в себя включать модель построения нагрузки и предлагаемую программу ввода в эксплуатацию. Если необходимо, электросетевая компания может отдельно запросить такую информацию. Электросетевая компания имеет право использовать информацию пользователя в соответствии с настоящими Правилами только в целях выполнения своих обязательств в отношении региональной электрической сети.

91. Генераторы, подключенные к региональной электрической сети, подразделяются на три основных класса, по которым ЭПО должен быть предоставлен следующий минимум информации электросетевой компании во время процедуры обращения за подключением или другим образом, в зависимости от того, как определит электросетевая компания:

- 1) генерирующие установки, подключенные под напряжение ниже 400 В с производством не превышающим 1 МВт, в качестве минимального требования для соответствия настоящим Правилам;
- 2) генерирующие установки, подключенные под напряжение менее 110 кВ (требования пунктов 92-95);
- 3) другие генерирующие установки, подключенные к региональной электрической сети (требования пунктов 33-55).

Параграф 11. Информация, предоставляемая всеми ЭПО, подключенными к региональной электрической сети

92. Необходимо, чтобы всеми ЭПО - кроме тех, которые исключены в соответствии с пунктом 91 (1) - для электросетевой компании была предоставлена информация по их генераторам и предложенному механизму взаимодействия между генераторами и региональной электрической сетью. Электросетевая компания может запросить от любой ЭПО следующую информацию до заключения Договора на подключение к региональной электрической сети:

- 1) данные генератора:
 - напряжение на зажимах (кВ);
 - соответствующие значения МВА/кВА;
 - расчетные значения МВт/кВт;
 - максимальная переданная активная мощность;
 - требования к реактивной мощности (Mvar/kvar), если они есть;
 - тип генератора - синхронный, асинхронный и т.д.;
 - тип первичного двигателя;
 - метод регулирования напряжения.
- 2) ожидаемый эксплуатационный режим производства электроэнергии, например, постоянный, прерывистый, сглаживание пиков;
- 3) данные уровня подпитки КЗ;
- 4) данные трансформатора генератора, где это необходимо;
- 5) требования к добавочному энергоснабжению и/или резервному энергоснабжению.

93. Об устройстве интерфейсов предоставляется следующее:

- 1) средства синхронизации между электросетевой компанией и пользователем;
- 2) детали механизмов заземления части ЭПО, которая напрямую связана с региональной электрической сетью;
- 3) средства подключения и отключения, которые будут использоваться;
- 4) меры предосторожности, которые необходимо предпринять, чтобы обеспечить непрерывность безопасных условий, если какая-либо заземленная

точка нейтрали системы ЭПО, эксплуатируемая при сверхвысоком напряжении будет отключена от заземления.

94. Относительно мощности и требований к резервам необходима следующая информация :

1) зарегистрированная мощность и минимальная выработка по каждому генератору и электростанции в МВт;

2) собственная (вспомогательная) нагрузка (активная и реактивная мощность) в МВт/Mvar генераторов и электростанций, в условиях минимальной выработки. Для потребителей мощности с собственной выработкой электроэнергии она должна включать требования по добавочному и резервному энергоснабжению.

95. Иногда может понадобиться предоставление более или менее детальной информации в соответствии с типом и размером генератора или точки подключения к региональной электрической сети. Эта информация должна быть предоставлена энергопроизводящей организацией (ЭПО) по обоснованному запросу электросетевой компании. Информация, определенная в настоящем пункте, обычно требуется там, где мощность генератора превышает 1 МВт до заключения Договора на подключение генератора к региональной электрической сети. Необходимой информацией является следующее:

1) информация о генераторе (сопротивление r_i по номиналам);

2) график производительности генератора в Мегаватт/Mvar (на терминалах низкого напряжения) тип системы возбуждения;

3) инерционная константа МВт сек/МегаВольт-Ампер (вся машина);

4) регулятор сопротивления в цепи статора;

5) реактивное сопротивление по поперечной оси сверхпереходное/переходное / синхронизированное ;

6) константы времени ;

7) сопротивление/реактивное сопротивление прямой последовательности;

8) сопротивление/реактивное сопротивление обратной последовательности;

9) сопротивление трансформатора генератора, реактивное сопротивление, номинальное значение мегавольт-ампер (МВА), устройство отпаек, векторное групповое заземление ;

10) блок-схема модели АРН, включая данные по коэффициентам усиления, коэффициентам передачи в прямом направлении и обратной связи, константы времени и пределы регулирования напряжения;

11) данные о регуляторе скорости и первичном двигателе - блок-схема модели регулятора генерирующей установки, с подробным описанием шарового регулятора, если имеется, системного регулирования и константа времени турбины вместе с номинальными характеристиками турбины и максимальной производительностью .

96. В дополнение к предоставлению электросетевой компании информации о генераторах, подключенных к региональной электрической сети, существует требование предоставить информацию Техническому оператору (ТО) в соответствии с пунктами 46-47 настоящих Правил. Она должна быть предоставлена электросетевой компанией СО по специальному запросу.

Параграф 12. Индикативный план развития производства (ИПРП)

97. Ключевым критерием системы планирования производства электроэнергии является обеспечение энергетической независимости и национальной безопасности на базе развития самодостаточной энергетики для энергоснабжения экономики и населения.

Критерии, используемые для планирования производства электроэнергии в Республике Казахстан:

- 1) коэффициент обязательного резерва (установленная производственная мощность/пиковая нагрузка), МВт;
- 2) вероятность максимальной потери генерации (ВМПГ);
- 3) максимальное прогнозное значение дефицита энергии;
- 4) прочие стандарты и критерии.

98. Задачей индикативного плана развития производства (ИПРП) является информирование участников рынка о перспективах развития новых энергоустановок и обеспечение работы энергосистемы в режиме достаточной и надежной поставки электроэнергии.

Для разработки ИПРП используются данные ПРНЭС.

99. Содержание Плана развития.

ИПРП должен иметь перспективу на три года. План должен в основном содержать анализ способов поставки электроэнергии для удовлетворения ожидаемого спроса в соответствии со стандартами надежности, а также с учетом возможности расширения объектов производства.

Ниже даны основные пункты ИПРП, включая текущие и прогнозные данные:

- 1) текущая и перспективная пиковая генерация, нагрузка и потребление электроэнергии (для системы в целом и по регионам);
- 2) ожидаемое развитие энергопотребления (для различных категорий, таких как внутренние нужды, коммерческие услуги, сельское хозяйство и промышленность) на основе нескольких экономических сценариев (низкий, нормальный и высокий темпы экономического роста);
- 3) влияние суточного и сезонного графика нагрузки;
- 4) влияние развития технологий по сбережению энергии и возможностей управления побочным энергопотреблением;
- 5) установленные и перспективные генерирующие мощности (размер установки, тип установки (базовая, средняя или пиковая нагрузка), вид топлива,

- год ввода в эксплуатацию, год вывода из эксплуатации);
- б) влияние развития небольших электростанций (работающих от энергии солнца, ветра и т.п.);
 - 7) влияние возможного импорта и экспорта электроэнергии;
 - 8) влияние возможных пропускных ограничений сети;
 - 9) сценарии влияния различных цен на топливо;
 - 10) выбор первичных источников с учетом использования различных видов топлива (возможно с учетом возобновляемых ресурсов и условий окружающей среды).

< * >

Сноска. Пункт 99 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

100. ИПРП должен содержать информацию о степени надежности удовлетворения ожидаемого спроса при существующих возможностях поставки электроэнергии. Он должен содержать информацию о сальдо и дефиците генерации .

101. ИПРП должен содержать информацию о возможности расширения производства. Необходимо указать общую годовую потребляемую мощность для выполнения стандартных условий надежности, а также будущие объекты (размер объекта, предпочтительный тип электростанции, предпочтительный вид топлива)

102. Если СО не может эксплуатировать систему в соответствии со стандартными требованиями в результате текущего дефицита генерации, СО принимает все необходимые меры по обеспечению безопасности системы и защите поставки электроэнергии.

СО может выявить и внести предложения по инвестированию на основе практического опыта работы, инженерных решений и профессиональных расчетов .

103. ИПРП должен издаваться ежегодно. СО представляет ИПРП в уполномоченный орган. После принятия ИПРП уполномоченным органом ИПРП публикуется в установленном порядке с целью ознакомления его со всеми пользователями электрической сети и всеми участниками рынка в конце (ноября или октября) каждого календарного года.

Параграф 13. Конфиденциальность информации

104. Большинство данных для включения в ИПРП и ПРНЭС предоставляются независимыми коммерческими организациями, которые являются пользователями (или потенциальными пользователями) электрической сети. Информация об энергопотреблении пользователя или энергоустановках указывается в плане и используется для прогноза перетоков мощности. Планируемый ввод в эксплуатацию новых объектов, потенциальное закрытие

существующих электростанций и другая подобная информация пользователя не будет включена в планы без четко сформулированного разрешения пользователя или, если отсутствие такой информации окажет существенное отрицательное влияние на правильность планов. Если будет принято решение использовать такую информацию в вышеуказанных целях, будут предприняты все меры по сохранению анонимности такого заявителя на подключение.

РАЗДЕЛ 3. ПОРЯДОК ДОСТУПА К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Глава 3. Порядок доступа к энергосистеме

105. Доступ к электрической сети предоставляет участникам рынка электрической энергии возможность подключения своих электроустановок к электрическим сетям электросетевых компаний и получать (выдавать) купленную (проданную) электроэнергию на справедливой и недискриминационной основе. Все участники рынка должны также выполнять определенные требования и предусмотренные нормативными правовыми актами обязанности, обеспечивающие надежность работы ЕЭС Казахстана в целом и электрических сетей.

106. Для получения доступа к электрической сети каждый ее пользователь должен заключить с электросетевой компанией Договор на вход в электрические сети, в котором стороны определяют свои права и обязанности.

107. Первым этапом оформления доступа к электрической сети новых пользователей является получение разрешения на подключение к электрической сети. Все потенциальные пользователи должны обратиться к электросетевой компании и прийти к соглашению в отношении условий подключения.

108. Требования к подключению к электрической сети определяются в Договоре на вход в электрические сети (далее - Договор) на основе установленных норм. Договор представляет собой контрактное соглашение между электросетевой компанией и пользователем сети по каждой отдельной точке подключения. Включаемые в него документы определяют права и обязанности сторон, в том числе технические условия на подключение.

109. Пользователи, путем заключения с электросетевой компанией Договора должны обеспечить выполнение правил, процедур, технических условий и требований, изложенных в настоящих Правилах.

110. Порядок доступа к энергосистеме разработан таким образом, чтобы:

- 1) выполнялись необходимые правила и процедуры подключения новых или реконструированных устройств и оборудования пользователей и базовые правила подключения позволяли рассматривать всех пользователей на равной основе в соответствии со всеми законными и лицензионными обязательствами;
- 2) с помощью определения минимальных технических, конструктивных и эксплуатационных критериев в отношении пользователей любое новое или

реконструированное устройство и оборудование, подключаемое к электрической сети, не навязывало дополнительных условий помимо тех, что определены в настоящей главе.

111. Настоящая глава доступа к энергосистеме распространяется на следующих субъектов электрической сети, включая:

- 1) Э П О ;
- 2) С О ;
- 3) электросетевые компании;
- 4) поставщиков-посредников, которые будут обрабатывать заявки от имени потребителей ;
- 5) потребителей электрической энергии, непосредственно подключаемых и подключенных к электрическим сетям.

Параграф 1. Порядок физического подключения к энергосистеме

112. Все потенциальные пользователи электрической сети желающие воспользоваться ее услугами, но не имеющие физического подключения к ней, а также уже подключенные пользователи, намеревающиеся увеличить потребляемую (выдаваемую) электрическую мощность, осуществляют подключение в соответствии с процедурами, изложенными в настоящей главе.

Для этого любой пользователь электрической сети должен подать письменную заявку в электросетевую компанию. Подключение потребителя или намеревающегося увеличить потребляемую электрическую мощность потребителя к шине ЭПО или электросетевой компании может быть сделано только с согласия сторон.

Технические условия на подключение к электрической сети субъектов мощностью 5 МВт и более выдаются на основании "Схемы внешнего электроснабжения потребителя" (обязательный объем и содержание "Схемы внешнего электроснабжения потребителя" приведен в Приложении 4 настоящих Правил), "Схемы присоединения (выдачи мощности) электростанции", разработанной специализированными проектными организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности.

Схема присоединения (выдачи мощности) электростанции в обязательном порядке согласовывается с СО и утверждается уполномоченным органом.

Проектирование и строительство дублирующих (шунтирующих) линий электропередачи и подстанций осуществляются с предварительного уведомления и согласования с уполномоченным органом, с государственным органом, осуществляющим контроль и регулирование деятельности в сфере естественной монополии и СО . < * >

Сноска. Пункт 112 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

113. Электросетевая компания должна предложить заявителю заключить Договор на вход в электрические сети, в котором в зависимости от категории заявителя должно содержаться следующее:

- 1) новые точки подключения;
- 2) существующие точки подключения;
- 3) модификации в точке подключения.

114. Для подключения потребителей электроэнергии требуется следующие данные:

1) для потребителей, имеющих собственные электростанции, должна быть определена контрактная величина электропотребления с указанием величины потребления энергии, поставляемой организациями по передаче электроэнергии, с учетом выработки энергии электростанциями потребителя или качества электроэнергии, поставляемой в энергосистему;

2) промышленные и приравненные к ним потребители, а также сельскохозяйственные потребители, чьи нагрузки равняются или превышают 750 кВА, должны:

подготовить балансы электрической энергии для предприятий в целом, а также для наиболее энергоемких производств и технологий на год или, по крайней мере, на ближайшие пять лет для того, чтобы иметь возможность спрогнозировать потребности в электрической энергии;

в ситуациях аварийного сброса нагрузки в системе электроснабжения выполнять требования ДЦ РЭК снизить (отключить) нагрузку или ограничить электропотребление в соответствии с графиком ограничения или отключения нагрузки, утвержденным в соответствии с разработанными процедурами;

поддерживать на границе балансовой принадлежности системы электроснабжения значения параметров качества энергии в соответствии с заключенным договором;

3) должны быть определены прогнозируемые рабочие режимы для электростанций на сутки, месяц, квартал, год и указаны к ним требования по изменению графика производства электрической энергии в зависимости от режима потребления;

4) графики нагрузки для рабочих и выходных дней на каждый класс напряжения.

Параграф 2. Договор на вход в электрические сети

115. Требования, при выполнении которых гарантируется подключение к электрической сети, излагаются в Договоре между пользователем и электросетевой компанией по каждой отдельной точке подключения к электрической сети.

116. Электросетевая компания, заключившая Договор на вход в сети должна

обеспечить конкретному пользователю возможность получения такого количества и качества услуг, которые она соглашается предоставить соответствующему пользователю в объеме не в меньшем, чем она могла бы предоставить, если бы электрическая сеть планировалась, проектировалась и эксплуатировалась в соответствии с критериями, изложенными в настоящих Правилах .

117. Предложение на подключение должно содержать конкретные согласованные сторонами Технические условия на подключение к электрической с е т и .

118. Технические требования к заявке потребителей должны содержать следующую и н ф о р м а ц и ю :

1) о точке подключения (балансовая принадлежность, конфигурация, список ассоциированных активов, соответствующая нумерация и номенклатура, уровни тока короткого замыкания (КЗ), подпитка тока КЗ, полное сопротивление подключаемой сети, номинальные характеристики ОРУ, номинальные уровни напряжения, тип оборудования защиты/время устранения повреждения/уставки реле, схемы телеотключения, особенности автоматики и т.д.);

2) согласованные объемы потребления, которые могут поставляться п о л ь з о в а т е л ю ;

3) подробная информация об установке систем коммерческого учета электроэнергии с учетом потерь;

4) интервалы испытаний для ассоциированных систем защиты;

5) согласованные протоколы по координации технического обслуживания;

6) эксплуатационные схемы;

7) чертежи места установки;

8) любые особые условия места установки, ограничения, исключения и т.д.;

9) любые требующиеся конкретные приоритеты, эксплуатационные условия и /или с х е м ы п р и с о е д и н е н и я ;

10) любые другие данные в виде текста или графических схем, которые обе стороны с о с т а в я т н е о б х о д и м ы м и .

119. Конкретная информация, требуемая от каждого пользователя или потенциального пользователя электрической сети, зависит от типа, мощности и категоричности заявляемого присоединения.

120. Технические требования к заявке ЭПО изложены в пунктах 120-121, дополнительные технические требования по содержанию заявки в пунктах 122-1 2 3 .

Заявка должна содержать следующую информацию:

1) подробная информация о точке подключения:
балансовая принадлежность;

122. В Договоре на вход в сеть необходимо указать стандартные услуги, предоставляемые пользователю в каждой точке подключения.

Во время наиболее серьезного выхода из строя одного элемента энергопередающая способность может быть либо:

- 1) равной нулю;
- 2) представлять собой определенную часть энергопередающей способности в нормальном режиме;
- 3) нормальной.

123. В Договоре на вход в сеть может быть указан предполагаемый период времени, когда не может быть достигнут нормальный уровень энергопередающей способности, учитывая особенности сети, влияние месторасположения и времени года, которые могут воздействовать на технические характеристики электрической сети, а также случайный характер аварий элементов.

Параграф 3. Механизмы и процедуры подключения

124. Физическое подключение оборудования пользователя к электрической сети должно осуществляться в соответствии и изложенными в настоящем разделе процедурами подключения пользователей к электрическим сетям с учетом любых изменений, с которыми может обоснованно согласиться электросетевая компания.

125. Процедуры подключения и ориентировочные сроки их исполнения

Действия	Срок	Исполнитель
1. Подача официальной заявки	0	Пользователь
2. Выдача полного предложения (Технических условий) при предоставлении пользователем полной информации для объектов с суммарной мощностью до 1 МВт	1 мес.	Электросетевая компания
3. Выдача полного предложения (Технических условий) при предоставлении пользователем полной информации для объектов с суммарной мощностью свыше 1 МВт (если не требуется усиление сети)	1,5 мес.	Электросетевая компания
4. Выдача полного предложения (Технических условий) при предоставлении пользователем полной информации для объектов с суммарной мощностью свыше 1 МВт (если требуется усиление сети)	2 мес.	Электросетевая компания
5. Принятие предложения	1 мес.	Пользователь
6. Подписание соглашения	1 мес.	Электросетевая компания и пользователь

7. Приемка объектов подключения	Комиссия в составе: Электросетевая компания, представители Комитета по Госэнергонадзору, генеральный подрядчик, потребитель
8. Выдача разрешения на включение	Комитет по Госэнергонадзору

Сноска. Пункт 125 в редакции приказа Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 26 июля 2007 г. N 175 .

126. На первом этапе, потенциальный пользователь, желающий подключиться к электрической сети, а также уже подключенный пользователь, желающий увеличить потребляемую (выдаваемую) мощность, должен обратиться к соответствующей электросетевой компании с заявкой на получение Предложения. В процессе рассмотрения заявки на подключение, электросетевая компания согласовывает с пользователем уровень напряжения, на котором будет подключен пользователь в соответствии с порядком, установленным в электросетевой компании.

Электросетевая компания может указывать напряжение присоединения, отличающееся от обычного, чтобы избежать влияния помех, причиняемых оборудованием пользователя другим пользователям электрической сети.

127. До выдачи Предложения на подключение электросетевая компания должна удостовериться в том, что оборудование пользователя в точке подключения соответствует требованиям настоящих Правил и действующих нормативно-технических документов и стандартов.

128. Если параметры вновь подключаемой нагрузки не приведут к превышению пороговых параметров электрической сети, электросетевая компания разрабатывает необходимое Предложение на подключение на основе стандартных положений. Получив данное Предложение, потенциальный пользователь должен за свой собственный счет выполнить все указанные в нем работы .

129. Заявка на подключение .

При новом подключении, при изменении существующей точки подключения, каждый пользователь должен представить соответствующей электросетевой компании официальную заявку на подключение, информирующую его о типе, объемах, сроках и всех прочих необходимых данных. Эта информация необходима электросетевой компании для оценки заявки, включая пропускную способность, которую должно обеспечивать оборудование электрической сети.

Это применяется ко всем заявителям на подключение, как к потребителям электрической энергии и ЭПО, так и к электросетевой компании, у которой может возникнуть необходимость подключиться к другой электросетевой компании либо через трансформатор, либо напрямую на том же уровне напряжения. В подобной ситуации, подключающаяся электросетевая компания считается пользователем.

130. При подаче заявки заявитель (потенциальный пользователь) предоставляет следующие данные:

- 1) данные по планированию, как указано в основных положениях по развитию энергосистемы относительно подключения к электрической сети;
- 2) сведения по техническим данным, как указано в основных положениях по развитию электрической сети.

В случае необходимости дополнительной обработки заявки электросетевая компания может представить конфиденциальные данные другим электросетевым компаниям и СО.

131. Если структура или детальная техническая информация, представленная в заявке на подключение, не соответствуют требованиям, установленным электросетевой компанией и настоящим процедурам доступа к электрической сети, пользователь должен довести это до сведения электросетевой компании.

132. Технико-экономическое обоснование подключения энергопроизводящей организации (ТЭО на строительство электростанции) должно включать раздел "Схема выдачи электрической мощности". Этот раздел должен рассматривать различные варианты выдачи электрической мощности и определять количество линий электропередачи и уровень напряжения, на котором электростанция может быть подключена к электросетевой компании.

Параграф 4. Предложение на подключение. Подключение, для которого не требуется усиления сети

133. В ответ на представленную заявку на подключение, электросетевая компания должна начать подготовку Предложения на подключение вместе со спецификациями (Техническими условиями) и представить заявителю готовое Предложение в срок, указанный в пункте 125 настоящих Правил.

Сноска. Пункт 133 в редакции приказа Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 26 июля 2007 г. N 175 .

134. При получении заявки, электросетевая компания должна принять все соответствующие меры, чтобы проинформировать заявителя обо всех рисках и обязательствах, связанных с подключением и возникающих в связи с каким-либо законодательством по планированию и охране окружающей среды.

135. Электросетевая компания может требовать от всех заявителей в обязательном порядке представлять любую дополнительную информацию,

связанную с заявкой на подключение, которая обоснованно необходима для оценки технической деятельности и расходов по данному предложению.

136. Для поддержания уровня обслуживания электрической сети и качества электроэнергии электросетевая компания должна, в зависимости от ситуации, консультироваться с другими электросетевыми компаниями и/или пользователями других сетей. Электросетевая компания также должна определить следующее:

1) объем сведений по техническим характеристикам подключаемого оборудования;

2) масштаб и стоимость усовершенствований, которые могут быть необходимыми в других частях электрической сети;

3) возможное существенное влияние нового подключения на пропускную способность электрической сети.

137. При подготовке Предложения на подключение электростанции электросетевая компания должна рассмотреть следующие параметры: предварительное значение перетоков между распределительными устройствами различного напряжения, распределение генерирующих установок по классам напряжения, электрическую схему выдачи электроэнергии и количество линий электропередачи каждого класса напряжения, отходящих от электростанции, характер и объем обменных перетоков электроэнергии. <*>

Сноска. Пункт 137 в редакции приказа Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 26 июля 2007 г. N 175 .

138. Если в заявке на подключение указано или электросетевая компания имеет веские основания считать, что подключение предлагаемого оборудования приведет к искажению формы кривой напряжения и тока, колебаниям напряжения или несимметрии между тремя фазами напряжения в той или иной точке подключения, то электросетевая компания должна довести до сведения пользователя допустимые уровни подобных искажений, которые должны быть достигнуты до подключения. Электросетевая компания также должна предоставить пользователю полную информацию, которая может обоснованно потребоваться последнему для проектирования оборудования таким образом, чтобы обеспечить достижение этих уровней.

139. При подготовке Предложения на подключение электросетевая компания должна включить положения по оборудованию дистанционного управления и дистанционного контроля, которое необходимо для эксплуатации электрической сети, как указано в настоящих Правилах.

140. Предложение на подключение должно включать предлагаемые условия подключения к электрической сети, а также все связанные с этим расходы, которые должен оплачивать пользователь. Предложение на подключение должно

быть объективным и обоснованным, оно должно предусматривать безопасную и надежную эксплуатацию электрической сети. При определении расходов, электросетевая компания должна следовать наиболее экономичным методикам планирования и проектирования.

141. Предложение на подключение может содержать более одного варианта подключения к электрической сети и/или разные уровни и условия обслуживания.

142. Электросетевая компания и ее пользователь вправе вести переговоры по подключению и любым другим вопросам, имеющим отношение к подключению.

143. Выполнение требований технических условий в Предложении на подключение обязательно для заявителей и проектных организаций, которым поручается последующая разработка проекта подключения.

144. Срок рассмотрения (принятия) Предложения на подключение пользователем принимается согласно пункту 125 настоящих Правил или может быть определен сторонами. Этот срок должен быть достаточным для подробного изучения данного предложения потенциальным пользователем и обсуждения, если это необходимо с электросетевой компанией. В случае необходимости пользователь может попросить электросетевую компанию продлить этот срок.

Сноска. Пункт 144 с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 26 июля 2007 г. N 175 .

145. Срок действия Предложения после его принятия пользователем устанавливается по договоренности сторон, но не менее срока, необходимого для проектирования и строительства объектов потенциального пользователя, определенных на основе действующих норм проектирования и строительства.

Параграф 5. Подключение, для которого необходимо усиление сети

146. Если в процессе рассмотрения заявки на подключение электросетевой компанией будет установлено, что существуют определенные факторы, понижающие надежность ее электрической сети (исчерпание пропускной способности линий электропередачи к подстанции подключения, к подстанции другой электросетевой компании, к которой она подключена и от которой она получает электроэнергию, превышение номинальной мощности установленных на подстанции сетей преобразовательных трансформаторов, устройств компенсации зарядной мощности подключаемых линий электропередачи потребителя, недостаточная мощность фильтрокомпенсирующих устройств, исключающих влияние технологических процессов потребителя на качество напряжения в сети), устранение которых потребует инвестиций со стороны электросетевой компании, то электросетевая компания в установленные в пункте 125 настоящих Правил сроки выдает заявителю предварительное Предложение (предварительные Технические условия) на подключение объекта к

электросетевой компании. Электросетевая компания может порекомендовать заявителю обратиться в независимый проектный институт соответствующего профиля для проведения анализа предварительного Предложения на подключение.

Сноска. Пункт 146 с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 26 июля 2007 г. N 175 .

147. Предварительное Предложение на подключение может быть также выдано заявителю и ЭПО при отсутствии у последних разрешения на использование участка под строительство. В этом случае потенциальный пользователь может использовать это предложение для проведения технической и экономической оценки различных вариантов использования участков под строительство.

148. В предварительном Предложении указываются:

1) точки подключения (подстанция, электростанция или линия электропередачи), напряжение, на котором должны быть выполнены питающие объект воздушные или кабельные линии, ожидаемый уровень напряжения в точках подключения;

2) обоснованные требования по усилению существующей сети владельца в связи с подключением электроустановок потенциального пользователя.

Параграф 6. Анализ и доработка заявки на подключение

149. При получении от электросетевой компании предложения на подключение, включая подробную информацию о необходимом усилении сети, потенциальный пользователь должен ознакомиться с ним и подтвердить свое согласие. По желанию он может договориться с электросетевой компанией и/или проектным институтом (проектной организацией), имеющей соответствующую лицензию на разработку схемы, провести независимую экспертизу данного Предложения.

Все проектные работы выполняются за счет средств заявителя.

150. Результаты разработки Схемы пользователь согласовывает с электросетевой компанией, после чего утверждает ее своим внутренним документом.

151. Если заявитель с нагрузкой или выдачей 1-10 МВт подключается к региональной передающей или региональной электрической сети, электросетевая компания и заявитель обязаны в течение одного месяца сообщить СО о статусе Предложения на подключение оборудования и направить копии заявки на подключение. При подключении мощности заявителя, превышающей 10 МВт электросетевая компания и заявитель должны согласовать заявку и Предложение на подключение с СО.

152. Все требования, включенные в Предложение, должны быть по

согласованию сторон добросовестно подготовлены, предоставлены, использованы и считаются конфиденциальной информацией.

Параграф 7. Заключение Договора на вход в электрическую сеть

153. Если заявитель принимает к исполнению Предложение на подключение, он должен выполнить следующие действия:

1) в течение двухмесячного срока или иного срока, установленного по согласованию сторон, уведомить электросетевую компанию в письменном виде о том, что он принимает Предложение.

2) в течение месяца подписать Договор на вход в сеть с электросетевой компанией;

3) в течение месяца после подписания Договора на вход в сеть пользователь должен предоставить подробные плановые данные, указанные в разделе по развитию энергосистемы настоящих Правил. Электросетевая компания с этого момента может использовать эти данные при составлении плана развития НЭС, плана развития региональной электрической сети и индикативного плана развития производства.

154. В некоторых случаях по мере необходимости указанные выше сроки могут быть продлены по согласованию сторон.

155. Строительство подключаемых объектов. После разработки проектной документации потенциальный пользователь должен выполнить в полном объеме и за свой счет все мероприятия Технических условий. <*>

Сноска. Пункт 155 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

156. Построенные заявителем в соответствии с проектом на подключение объекты должны быть приняты комиссией, сформированной в установленном порядке.

157. При подтверждении комиссией полноты и правильности выполнения всех мероприятий, указанных в Договоре на вход в сеть, Комитет Республики Казахстан по государственному энергетическому надзору выдает пользователю "Разрешение на включение".

Параграф 8. Право собственности - коммерческие границы

158. Граница между правом собственности на активы владельца электросетевой компании, приборы и оборудование, а также связанное с ними оборудование должно находиться на коммерческой границе, как это указано в нижеследующих пунктах. Во всех случаях коммерческая граница будет точкой подключения. Оборудование, требуемое для подключения пользователя к электрической сети, обозначено, как оборудование по межсетевому соединению (О М С) .

159. Электросетевая компания должна подготовить "Акт о разграничении

балансовой принадлежности и разграничения эксплуатационной ответственности " с графическими схемами электрических соединений, показывающими согласованную границу права собственности. Электросетевая компания и пользователь сети должны сохранить копии данных документов. Изменения по договоренностям в отношении границ, предложенные какой-либо из сторон, должны быть согласованы заранее и отражены в соответствующих графических схемах электрических соединений.

160. Коммерческая граница между пользователем и электросетевой компанией должна определяться в соответствии с пунктами 161-171.

161. Для действующих ЭПО коммерческая граница находится на стороне высшего напряжения распреустройства ЭПО, в точках подключения линий электропередачи, соединяющих их с электросетевыми компаниями.

162. Для вновь проектируемых ЭПО коммерческая граница должна находиться на стороне высокого напряжения цепей повышающих трансформаторов генераторов.

163. При передаче электроэнергии между отдельными электросетевыми компаниями или филиалами одной компании коммерческая граница согласовывается совместно с электросетевыми компаниями.

164. При передаче электроэнергии между НЭС и региональными электрическими сетями коммерческая граница должна находиться на высоковольтной (низковольтной) стороне понижающего трансформатора по договоренности электросетевых компаний.

165. По точке подключения между региональными электрическими сетями коммерческая граница согласовывается совместно с владельцами региональных электрических сетей.

166. Для пользователей, которые непосредственно подключены к НЭС или региональной электрической сети, коммерческая граница должна находиться в соответствии с Договором на вход в сеть.

167. Специальные условия.

При соблюдении общих правил, указанных выше, может возникнуть зависимость в каждом отдельном случае от специфических условий на местах, плана распределительного устройства, типа установок пользователя и т.д. Тогда в каждой отдельной точке подключения и коммерческая граница должны быть указаны в Договоре на вход в сеть и иллюстрироваться (где это необходимо) соответствующими графическими схемами электрических соединений.

168. Право собственности и эксплуатации.

Пользователь владеет всем электрооборудованием, приборами и оборудованием на стороне точки подключения пользователя и обеспечивает безопасную работу и техническое обслуживание этих активов, в соответствии с

законодательством Республики Казахстан, настоящими Правилами и положениям Договора на вход в сеть.

169. Активы пользователя на участке подключения, оборудование по межсетевому соединению, а также средства связи и снятия замеров и все связанные с ними приборы и оборудование должны быть подробно обозначены в Договоре на вход в сеть.

170. Электросетевая компания владеет всем электрооборудованием, приборами и оборудованием на своей стороне от точки подключения. Электросетевая компания, если это применимо, владеет, эксплуатирует и содержит подстанцию высокого напряжения на участке подключения, а также совместно с СО, если это применимо, все другие активы подключения, которые могут потребоваться для подключения к электрической сети, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, настоящими Правилами и Договором на вход в сеть.

171. Все расходы, связанные с новым подключением, оплачиваются пользователем.

Параграф 9. Условия подключения

172. При подготовке Предложения на подключение на основе данных и сведений, перечень которых приведен в пунктах 118-121, должны быть разработаны минимальные технические требования, критерии по проектированию и эксплуатации подключаемых объектов, которые должны быть выполнены пользователями, подключаемых к электрической сети, а также критерии, которые должны соблюдаться электросетевой компанией по отношению к части электрической сети в каждой точке подключения с пользователями.

173. Каждая электросетевая компания должна обеспечить адекватную надежность поставок электроэнергии потребителям в точке подключения. Надежность эксплуатации систем электропередачи обеспечивается выполнением действий, описанных в настоящих Правилах.

174. Данный Порядок доступа к электрической сети требует, чтобы вышеупомянутая задача обеспечивалась следующими действиями:

- 1) выбор и проектирование схемы основных электрических присоединений к подстанции, обеспечивающей высокую операционную надежность в обычных и аварийных условиях, а также при выполнении ремонтных работ;
- 2) постоянной готовностью реагирования релейной защиты и противоаварийной автоматики.

175. Все оборудование на границе права собственности должно соответствовать критериям проектирования, содержащимся в настоящих Правилах и иных нормативных документов Республики Казахстан.

176. Присоединения электрической сети должны включать в себя соответствующую коммутационную аппаратуру для отключения установок пользователя электросетевой компанией.

177. Фактические условия в каждом отдельно взятом случае определяются в деталях в соответствующем Договоре на вход в сеть.

Параграф 10. Требования к электросетевым компаниям и общие требования к пользователям

178. Электросетевые компании владеют, содержат и эксплуатируют свои электрические сети в соответствии с указаниями, полученными от СО. Данные функции выполняются в соответствии с существующими на данный момент " Стандартами качества и безопасности Казахстанской энергосистемы" по планированию, эксплуатации и безопасности электрических сетей, нормативными и законодательными актами, всеми внутренними правилами электросетевых компаний. Электросетевые компании и СО должны обеспечить качество электроэнергии в точках подключения с пользователями, соответствующее требованиям настоящих ЭСП и действующих стандартов качества электроэнергии (по напряжению и частоте, гармоническим искажениям, колебаниям напряжения, асимметрии межфазного напряжения и т.д.).

179. Каждый пользователь эксплуатирует и обслуживает приборы и оборудование на своем участке и проектирует новое подключенное оборудование или предлагаемые изменения в соответствии с установленными требованиями нормативных документов Республики Казахстан, техническими параметрами участков подключения, изложенными в настоящих Правилах, стандартами и процедурами, на которые дана ссылка.

180. Пользователь соблюдает все условия настоящих Правил, превалирующих стандартов, процедур и технических условий по надежной работе, планированию, эксплуатации и техническому обслуживанию на своем участке и оборудования по межсетевому соединению. Пользователи владеют, эксплуатируют и обслуживают оборудование по межсетевому соединению, задействованному в подключении к НЭС и региональной электрической сети, а также резервные и вспомогательные установки, непосредственно подключенные к сетям в соответствии с настоящей главой.

Параграф 11. Требования к пользователям электрической сети

181. Технические условия на подключение пользователей к электросетевой компании должны разрабатываться в соответствии с действующими стандартами и нормативными документами, включать, но не ограничиваться, следующими требованиями :

1) к потреблению активной мощности - определить ограничивающие условия по :

скорости изменения потребления активной мощности;
пределам колебания нагрузки в сети пользователя;

2) к потреблению реактивной мощности:
определение коэффициента мощности, с которым подключаемый пользователь потребляет (выдает) электрическую энергию;

3) к искажению высшим гармоникам и асимметрии напряжения:
определение состава и допустимой величины высших гармоник в потребляемом токе, а также допустимой величины асимметрии напряжения;

4) к защитам и средствам управления и противоаварийной автоматики:
определение объема устройств средств релейной защиты энергоустановок, повышающих трансформаторов, шин и питающих линий, принадлежащих пользователю, в том числе устройства резервирования отключения выключателей и автоматического повторного включения, которые должны соответствовать требованиям соответствующих стандартов, действующих в К а з а х с т а н е ;

параметры настройки средств защиты:
определение уровней токов КЗ и их подпитки из системы;
определение типа оборудования защиты, времени на устранение КЗ,
на с т р о й к и р е л е ;

определение настройки дифференциальной защиты для генерирующих установок/повышающих трансформаторов;

определение настройки защиты для генерирующих установок;
определение защиты зоны шинных соединений;
определение настройки защиты генерирующей установки, чувствительной по частоте и напряжению ;

определение чертежей места установки.

Средства связи защитных устройств для ускорения сигналов, поступающих с устройств релейной защиты и дистанционного выключения коммутационных а п п а р а т о в .

Все электрические соединения к распределительному оборудованию с номинальным напряжением 110 кВ и выше должны иметь контрольные устройства синхронизации. Все синхронные генерирующие установки должны иметь автоматические устройства синхронизации высокого класса точности.

Частотная защита. Система отключения установок от сети должна соответствовать требованиям соответствующих нормативно-технических актов, действующих в К а з а х с т а н е .

Скорость срабатывания защиты. Процент срабатывания системы при КЗ должен быть не менее 99%. Он является показателем способности системы защиты по отключению выключателей на поврежденном оборудовании.

Устройства регистрации КЗ должны соответствовать требованиям соответствующих стандартов проведения анализа КЗ, действующих в Республике Казахстан.

Заземление. Должны быть представлены данные по компенсации емкостных токов КЗ на землю с использованием дугогасительных устройств.

Уровень КЗ. Номинальные характеристики КЗ оборудования пользователя в точке подключения.

182. Пользователь должен обеспечить такие входные и выходные импульсы напряжения, частоты, активной и реактивной мощности и точки отбора сигналов из своей системы, которые необходимы электросетевой компании для осуществления необходимого системного контроля.

183. В целях обеспечения управления и отслеживания работы электрической сети, необходимо установить связь между пользователями и электросетевой компанией.

Средства связи должны быть также установлены между пользователями электрической сети, всеми электростанциями, а также между пользователями и СО. Эти средства связи должны включать некоторые или все из ниже перечисленных возможностей:

- 1) первичные голосовые средства связи;
- 2) резервные или аварийные голосовые средства связи;
- 3) факсимильные аппараты;
- 4) телеметрические устройства для контроля системы;
- 5) электронные каналы передачи данных;
- 6) каналы связи для коммерческого учета;
- 7) фактические требования в каждом отдельно взятом случае подробно определяются в Договоре на вход в сеть.

184. Электросетевая компания и пользователь должны включить в Договор на вход в сеть свои обязанности по каждой точке подключения, включая:

- 1) вопросы собственности, управления, контроля, обслуживания в точке подключения;
- 2) оперативная схема - в назначенном формате;
- 3) чертежи общего плана участка - в назначенном формате;
- 4) спецификации ВВ оборудования и аппаратов;
- 5) спецификации телекоммуникационного и телеметрического оборудования;
- 6) детали монтажа систем коммерческого учета;
- 7) схемы доступа к участку;
- 8) информация по защите (релейной);
- 9) информация по запланированным работам по РЗ;
- 10) соглашения по техническому обслуживанию;

11) обязательства по технике безопасности и охране труда.

185. Электросетевая компания и соответствующий пользователь должны разработать требования в соответствии с главой 4 раздела 4 настоящих Правил.

186. ЭПО должны иметь средства регулирования напряжения на генерирующих установках, средства регулирования частоты и реактивной мощности на межсистемных линиях связи в строгом соответствии с требованиями настоящих Правил, указаний СО или соответствующей электросетевой компании по эксплуатации и надежной работе электрической с е т и .

Каждая генерирующая установка должна соответствовать требованиям нормативно-технической документации по регулированию активной и реактивной мощности, частотным характеристикам и синхронной защите, принятой в Казахстане.

Параграф 12. Испытания

187. Все электросетевые компании имеют право проводить совместные испытания оборудования пользователя, подключенного к их сетям в соответствии с договором между данным пользователем и электросетевой компанией. Они проводятся с целью:

1) удостовериться о соответствии технических требований и стандартов фактическим положениям по участку подключения;

2) исследовать любую возможную угрозу технологического нарушения (в прошлом или потенциальную) в точке подключения;

3) определить аналитические параметры для моделирования или для оценки рабочих эксплуатационных характеристик соответствующего пользователя на предмет их соответствия требованиям условий Договора на вход в сеть.

188. Издержки за проведение испытания, выполняемого в соответствии с пунктами 187-198, должны быть оплачены электросетевой компанией, проводящей испытание. Однако если испытания показали значительное отклонение пользователем от определенных данных и/или несоответствие требуемым техническим спецификациям, указанным в настоящих Правилах, то расходы на испытание оплачивает пользователь.

189. Электросетевая компания, желающая проверить работу оборудования, должна известить соответствующего пользователя о проведении такого испытания как минимум за один месяц до его проведения. В извещении должно быть указано время начала испытания, его продолжительность и конкретное лицо, отвечающее за проведение испытания. Извещение также должно включать указание причины подобного испытания и предположительный источник несоответствия. В этом случае пользователи должны предоставить полный доступ на участок работ и всю необходимую помощь для проведения испытания.

В случае если сторонам не удалось договориться об условиях, сроках и ходе проведения испытания и подписать соответствующий договор, стороны привлекают представителя Госэнергонадзора для разрешения возникших разногласий и проведения проверки.

190. Электросетевая компания должна соблюдать порядок работы на участке и не наносить ущерб пользователю. Она может вмешиваться в текущую оперативную деятельность предприятия лишь до той степени, которая адекватно необходима для выполнения испытания.

191. Электросетевая компания может подключить оборудование для тестирования или мониторинга к оборудованию пользователя или потребовать, чтобы пользователь сам подключил такие устройства. При выполнении мониторинговых (тестовых) работ владелец сети не должен никаким образом препятствовать мониторингу оборудования.

192. Текущее соответствие (пп.192-196).

Каждая ЭПО должна представить электросетевой компании доказательства того, что все ее генерирующее оборудование соответствует техническим требованиям настоящего раздела и положениям соответствующего Договора на в х о д в с е т ь .

193. Каждая ЭПО и другие пользователи должны согласовывать с электросетевой компанией программу проведения мониторинга/контроля над соответствием, включая методику проведения мониторинга/контроля по всему оборудованию, для подтверждения текущего соответствия техническим требованиям в соответствии с договором между ними.

194. Электросетевая компания должна предоставить пользователю все результаты испытаний и параметры аналитической модели, полученной после тестирования, которые необходимы пользователю в соответствии с договором.

195. Если испытания на рабочие характеристики или мониторинг рабочих характеристик в режиме "в работе" показывают, что пользователь не соблюдает одно или более технических требований, пользователь должен:

- 1) незамедлительно известить об этом электросетевую компанию;
- 2) незамедлительно информировать электросетевую компанию о принимаемых мерах и графике проведения таких мер;
- 3) надлежащим образом предпринять такие меры и сообщить о ходе проведения данных работ ежемесячно перед электросетевой компанией;
- 4) провести дальнейшие испытания или мониторинг систем и оборудования по завершению корректирующих мер в целях подтверждения соответствия т р е б о в а н и я м .

196. Если электросетевая компания имеет собственное обоснованное мнение о том, что существует или может существовать угроза безопасной работе

электрической сети или качеству поставок, то она может потребовать от соответствующего пользователя отключить его нагрузку от сети. Пользователь может быть снова подключен к сети только тогда, когда он представит четкие, удовлетворяющие СО (электросетевую компанию) доказательства того, что его оборудование теперь соответствует необходимым требованиям.

197. Каждый пользователь должен координировать с электросетевой компанией проверку работы оборудования защитных систем, связанных с точкой подключения, в которой этот пользователь подключается к электрической сети. Электросетевая компания может провести такие совместные испытания в следующие периоды:

1) перед подключением оборудования в работу на соответствующей точке подключения;

2) периодически, в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и определенными в Договоре на вход в сети сроками.

198. Каждый пользователь должен хранить данные испытаний и тестирования в течение шести лет по каждому участку подключения по всем частям первичного оборудования. Расходы на проведение всех таких тестов/испытаний оплачивает пользователь.

199. Пользователи сети имеют право на добровольное длительное отключение своего оборудования от электросетевой компании. Если пользователь сети примет решение отключить на длительный срок это оборудование, при отсутствии каких-либо иных соглашений и если не предусмотрено иное соответствующим договором, он должен письменно уведомить о своем намерении, как минимум, за шесть месяцев до начала отключения электросетевую компанию и СО, а также всех своих субабонентов (если таковые имеются).

200. Пользователь сети оплачивает все расходы, непосредственно связанные с добровольным отключением и выводом из эксплуатации.

201. Электросетевая компания осуществляет процедуры по выводу из эксплуатации оборудования и уведомляет СО и других пользователей в случае, если эти процедуры по выводу оборудования из эксплуатации могут повлиять на условия и положения соответствующих Договоров на вход в сети, заключенных с ними.

202. Потребители электроэнергии, которые только потребляют электроэнергию, могут отключать свои электростанции от электросетевой компании в любое время при следующих условиях:

- 1) на длительное время, пользуясь согласованной процедурой отключения;
- 2) временно на основе соглашения электросетевой компанией или с СО об

урегулировании электропотребления;

3) в соответствии с условиями соглашения о вспомогательных услугах.

Параграф 13. Принудительное отключение

203. Электросетевая компания может принять решение или же СО может дать указание ей на отключение производственных мощностей ЭПО от электрических сетей по следующим обстоятельствам:

- 1) для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций;
- 2) в соответствии с законодательством Республики Казахстан;
- 3) в соответствии с положениями соответствующего договора.

204. Во всех случаях отключения ЭПО, должна быть создана комиссия под руководством соответствующего уполномоченного органа для рассмотрения такого решения. Результаты решения комиссии должны быть переданы соответствующим сторонам.

205. ЭПО не выдается компенсация за потерянные доходы при принудительном отключении без предварительного на то уведомления при следующих обстоятельствах:

- 1) предупреждение надвигающейся угрозы для здоровья и безопасности людей или оборудования;
- 2) аварии на электростанции или на соединительном оборудовании;
- 3) невыполнение обслуживающим персоналом электростанции распоряжений электросетевой компании или СО;
- 4) другие обстоятельства, находящиеся вне полномочий СО или электросетевой компании, происходящие не из-за каких-либо намеренных действий или в результате нарушения контракта с их стороны и не поддающиеся планированию.

206. На потребителей электроэнергии распространяются требования, предусмотренные главой 4 настоящих Правил относительно вопросов:

- 1) обязательное снижение потребляемой мощности;
- 2) автоматическая частотная разгрузка.

207. Электросетевая компания должна гарантировать возобновление подключения оборудования ЭПО к электрической сети при условии, если:

1) электросетевая компания полностью удовлетворена тем обстоятельством, что аварийная ситуация, вызвавшая отключение генерирующей установки, полностью устранена;

2) электросетевая компания удовлетворена устранением причины, вызвавшей отключение в соответствии с требованиями настоящих Правил, нормативных документов Республики Казахстан или соответствующего Договора на вход в сеть;

3) нарушение Договора на вход в сеть, явившееся причиной отключения,

устранено и ЭПО или потребитель электроэнергии предпринял все необходимые меры для предотвращения повторного нарушения.

208. Как только электросетевая компания получит распоряжение от СО на возобновление подключения, электросетевая компания должна незамедлительно выполнить это распоряжение.

РАЗДЕЛ 4. ПРАВИЛА УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Глава 4. Порядок идентификации агрегатов и оборудования

209. В данной главе определен порядок идентификации агрегатов электростанций и сетевого оборудования, которые будут использованы на местах, включая границы раздела балансовой принадлежности. Это относится как к новым участкам, так и уже существующим.

210. Данная глава:

1) обеспечивает идентификацию всех подстанций, агрегатов электростанций и точек подключения, путем присвоения им названия, которое не может быть неверно истолковано и сокращенного названия;

2) определяет требования, согласно которым после подписания Договора на вход в электрическую сеть, все электростанции и подстанции на границах раздела балансовой принадлежности должны иметь систему идентификации электростанций и сетевого оборудования, принятую сетевой компанией. Электросетевая компания и пользователь используют общую систему идентификации электростанций и сетевого оборудования, что позволяет безопасно и эффективно эксплуатировать систему и исключить риск допущения ошибок диспетчером;

3) определяет порядок уведомления, действующий на границах раздела балансовой принадлежности об идентификации новых агрегатов электростанций, подстанций и/или оборудования, а также изменениях по идентификации существующих агрегатов электростанций, подстанций и оборудования.

211. Идентификация агрегатов электростанций, подстанций и оборудования в точках подключения должна включать в себя рабочую схему, подготовленную для каждого участка на своей стороне от границы раздела балансовой принадлежности в соответствии с порядком доступа к сети, описанную в главе 3 раздела 3 настоящих Правил.

212. Требования данной главы распространяются на следующих участников:

- 1) СО;
- 2) электросетевые компании;
- 3) ЭПО, включая ЭПО, присоединенные к региональной электрической сети;

4) потребители с прямым подключением.

Она не распространяется на пользователей, подключенных к сети низкого напряжения.

Параграф 1. Порядок идентификации. Названия объектов, участков и их сокращения

213. Для безопасной и эффективной работы очень важно, чтобы названия участков - подстанций, электростанций и точек подключения, присоединенных или являющихся частью электрической сети, не могли быть истолкованы н е в е р н о .

214. Основные сведения по всем участкам с напряжением (35kV) и выше должны содержаться в регистре базы данных. СО отвечает за ведение и внесение изменений в регистр базы данных.

215. Если электросетевая компания или пользователь планируют подключить новый участок к электрической сети, название этого участка должно быть в кратчайший срок согласовано с ТО во избежание путаницы. После согласования СО присваивает ему название.

Параграф 2. Новое оборудование

216. Если электросетевая компания или пользователь планируют установить новое оборудование на границе раздела балансовой принадлежности, они должны уведомить других граничащих с ними субъектов о предлагаемой идентификации агрегатов и оборудования.

217. Уведомление соответствующим субъектам должно быть сделано в письменной форме и содержать рабочую схему с указанием нового оборудования и его идентификации.

218. Уведомление соответствующим субъектам должно быть сделано не позднее, чем за восемь месяцев до предполагаемой установки оборудования.

219. Получатели уведомления должны отправить ответ в письменной форме в течение одного месяца после его получения с указанием своего согласия или несогласия с предлагаемой идентификацией, а также подтвердить, что она не внесет путаницы в идентификацию существующих агрегатов и оборудования. Если предлагаемая идентификация не приемлема, в ответе необходимо указать приемлемую идентификацию.

220. Если электросетевая компания и другие субъекты не могут прийти к соглашению, электросетевая компания вправе самостоятельно идентифицировать агрегаты и оборудование, которое будет использоваться на таком участке.

221. Пользователи имеют право запросить подробную информацию по системе идентификации агрегатов и оборудования для планирования идентификации своего оборудования и агрегатов на своей стороне от границы раздела балансовой принадлежности.

222. Согласованная подробная идентификация агрегатов и оборудования должна быть представлена ТО для включения в регистр базы данных.

223. Электросетевая компания и каждый пользователь осуществляют изготовление табличек и нанесение надписей на оборудование с четким указанием его идентификации.

Параграф 3. Существующее оборудование

224. Каждый субъект участка, включая электросетевую компанию, по запросу любого другого субъекта предоставляет подробную идентификацию агрегатов и оборудования на своей стороне от границы раздела балансовой принадлежности.

225. Электросетевая компания и каждый пользователь обеспечивают соблюдение требований к идентификации в соответствии с действующим законодательством оборудования, установленного на своей стороне от границы раздела балансовой принадлежности.

226. Внесение изменений в существующее оборудование.

Для изменения идентификации существующих агрегатов электростанций и сетевого оборудования, установленного на границе раздела балансовой принадлежности, электросетевая компания или пользователь будут применять вышеуказанные положения с внесением необходимых поправок, отражающих
внесение изменений.

227. Пользователь и электросетевая компания, изменяющий идентификацию своих агрегатов и оборудования, изготавливают и устанавливают новые таблички и надписи на эти агрегаты и оборудование.

Глава 5. Координация Безопасности

228. Настоящая глава устанавливает требования к применению координации мер безопасности при выполнении работ и/или испытаний в электроустановках высокого напряжения, связанных электрической сетью с электрическими устройствами других компаний.

229. Глава определяет основные принципы защиты персонала от опасных производственных факторов, когда при выполнении работ и/или испытаний на электростанциях или электроустановках высокого напряжения, требуется принятие мер безопасности на других электроустановках до точки подключения.

230. Мероприятия по безопасности необходимы при выполнении работ и/или испытаниях на электростанциях и/или оборудовании электрической компании или потребителя, когда для обеспечения безопасности требуется отделение и/или заземление электроустановок.

231. Требования главы распространяются к следующим участникам:

- 1) СО ;
- 2) электросетевые компании ;
- 3) ЭПО с генераторами, подключенными к электросетям с напряжением ниже

1 1 0 к В ;

4) потребители электроэнергии, непосредственно подключенные к сети 6 кВ и выше ;

5) поставщики измерительных приборов;

б) любые другие участники, определяемые электросетевыми компаниями, включая, если это необходимо, присоединения низковольтной сети согласно соответствующим параграфам данного раздела.

232. У всех электросетевых компаний и потребителей, участвующих в работах и/или испытаниях с высоким напряжением и входящих в ЕЭС Казахстана, должны быть разработаны системы мер предосторожности и правила безопасности, предназначенные для защиты персонала от опасных производственных факторов. Все принимаемые меры безопасности и предосторожности должны соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан.

233. Система обеспечения безопасности должна определить соответствующие организационные и технические мероприятия, применяемые для обеспечения здоровья и безопасности всех, кто принимает участие в работе или испытаниях оборудования электросети или электроустановках, присоединенных к ней. Это относится к электросетевой компании, а также к потребителям, определенным в данном разделе .

234. Эта система обеспечения безопасности должна включать положения для запроса и регистрации необходимого объема работы и испытаний и соответствующих мер предосторожности в точках подключения, а также сроков уведомления, которые потребуются в нормальных условиях работы.

235. В течение шести месяцев после подписания Договора на вход в электрическую сеть, а также не позднее, чем за три месяца до пуска нового присоединения, копия собственных мероприятий по безопасности должна быть передана каждым потребителем и каждой электросетевой компанией тем субъектам, с которыми они имеют точку подключения. Перед подключением электросетевая компания должна рассмотреть и согласовать ряд мероприятий по безопасности потребителей относительно отключения и заземления. Любое изменение, внесенное в указанные мероприятия одной из сторон, должно быть немедленно сообщено заинтересованным субъектам. Это изменение должно быть рассмотрено и согласовано с электросетевой компанией.

236. Если все заинтересованные стороны, связанные в точке подключения, используют одинаковую процедуру обеспечения мер безопасности и используют одни и те же правила техники безопасности, то обмен документами не требуется.

237. В точках подключения, где существует эксплуатационная граница,

заинтересованные стороны вместе решают, какую систему обеспечения мер безопасности принять. В любом случае, принятая система безопасности обеспечит организационные и технические мероприятия когда:

- 1) работа и/или испытания на оборудовании или электроустановках высокого напряжения должны производиться по обе стороны эксплуатационной границы;
- 2) если требуются отделение и/или заземление системы другой стороны.

238. Каждая электросетевая компания и каждый потребитель должны назначать лиц ответственных за безопасное проведение работ и координацию при выполнении мероприятий по обеспечению безопасности. Они должны обеспечить принятие соответствующих мер безопасности, включающие процессы переключения, отключения, заземления и выпуска документации согласно Договора на вход в сети для своевременного выполнения ремонта, который может затронуть других потребителей. Потребители могут использовать оперативный персонал для выполнения переключений до того, как придут ответственные лица. Лица, ответственные за безопасное проведение работ, несут ответственность в соответствии с действующим законодательством.

239. На объектах ЕЭС Казахстана только надлежащим образом подготовленные и обученные лица имеют право назначаться ответственными за безопасность работ. Обучение и тренировка по технике безопасности должны быть постоянными и многоуровневыми. Каждая электросетевая компания и потребитель должны обеспечить подготовку указанного персонала и проверку его знаний по технике безопасности.

240. Организация безопасного проведения работ и испытаний в электроустановках высокого напряжения на объектах ЕЭС Казахстана, должна соответствовать требованиям действующих нормативных документов.

241. Меры безопасности, предписанные требованиями действующего законодательства, должны охватывать как работы, так и/или испытания внутри каждой электрической компании и потребителя, а также работы и/или испытания по обе стороны точки подключения, где действуют более одной стороны.

242. Меры безопасности уточняют операции по переключениям, отделении, заземлении и производства работ, а также вопросы допуска к работам и/или испытаниям. Они также уточняют операции после окончания работ и/или испытаний и включении оборудования после его подготовки к работе.

243. Для согласования об останове для выполнения работ и/или испытаний в точке подключения следует подать письменную заявку другой стороне не позднее, чем за две недели перед необходимым отключением. Для осуществления останова, заявка должна быть согласована техническим руководителем другой стороны. В течение 1 (одной) недели после получения заявки сторона ее получившая должна согласиться на останов, либо предложить

д р у г и е с р о к и .

244. В случае внеплановых работ и/или испытаний, требующих вышеуказанных мер предосторожности, координация по обеспечению мер безопасности может быть осуществлена по телефону с последующим подтверждением необходимыми стандартными типовыми документами, при условии согласования со всеми заинтересованными сторонами.

245. Для каждого подключенного объекта должна быть составлена соответствующая документация, подготовленная запрашивающим ответственным лицом по безопасности. В ней должна указываться последовательность необходимых действий, включающих переключения, отключения, заземление, обеспечивающих вывод в ремонт оборудования и действия после завершения работ и/или испытаний.

246. Документация по безопасности должна быть согласована между лицами, ответственными за безопасное проведение работ и исполняющими лицами, ответственными за безопасное проведение работ.

247. Вся работа по переключениям должна производиться согласно последовательности, указанной в программах или бланках переключений, включающих согласование о точках раздела и заземления. Для восстановления первоначальной схемы соответствующего оборудования, вышеуказанная последовательность действий производится в обратном порядке.

248. Для производства работ и/или испытаний на обеих сторонах точки подключения необходимы дополнительные специальные меры безопасности. Стороны должны заключить соответствующее соглашение и производить работы в соответствии с действующим законодательством в установленном порядке.

249. Для отключения цепи или электроустановки лица, ответственные за безопасное проведение работ, с обеих сторон приходят к соглашению о том, где необходимо осуществить отключение. Это соглашение подписывается письменно обеими сторонами.

При невозможности достижения соглашения о месте осуществления отключения, работа не должна осуществляться.

250. Осуществление отключения стороны обязаны произвести в соответствии с соглашением о мерах предосторожности согласно пункту 249.

Стороны должны подтвердить друг другу, что отключение по соглашению выполнено и подтвердить идентификацию высоковольтной аппаратуры вплоть до точки подключения, для которой предназначено отключение. Подтверждение должно содержать следующее:

- 1) идентификацию высоковольтной аппаратуры, номенклатуры и нумерации позиции каждой точки отключения;
- 2) было ли отключение произведено разъединителями или расшейфровкой;

3) при использовании разъединителей, определение положения коммутационной аппаратуры:

отключено и поставлено на блокировку; поддерживается и/или обеспечивается надежным способом, который соответствует правилам безопасности соответствующей стороны;

4) при создании видимого разрыва, он должен соответствовать и поддерживаться согласно методу, установленному электросетевой компанией, либо потребителем в меру необходимости.

Подтверждение о выполнении отключения производится письменно обеими сторонами.

251. После подтверждения факта отключения обеими сторонами лица, ответственные за безопасное проведение работ, делают запрос о месте заземления оперативным персоналом, ответственным за безопасное проведение работ. При необходимости, может быть дано подтверждение, что заземление выполнено в предварительно согласованном месте. Подтверждение выполняется в письменной форме обеими сторонами.

Если соглашение о месте заземления не достигнуто работа не может быть продолжена.

252. Лица, ответственные за безопасное проведение работ, с обеих сторон должны осуществить и подтвердить его успешное выполнение.

Подтверждение содержит следующее:

1) идентификацию путем наименования высоковольтной аппаратуры, назначения его номенклатуры и нумерации или позиции по каждой точке и типу заземления;

2) в отношении используемого устройства заземления, что: стационарное заземляющее устройство, обеспеченное устройством блокировки;

поддерживается и/или обеспечивается таким надежным способом, который соответствует правилам безопасности соответствующей стороны.

253. Подтверждение о заземлении записывается обеими сторонами.

254. Все действия, предпринимаемые лицами, ответственными за безопасное проведение работ, должны быть согласованы между собой, доложены друг другу, подтверждены устно и о них произведена соответствующая запись в оперативных журналах.

255. Обе стороны должны согласовать идентификацию установки, на которой произведены мероприятия по безопасности. Наряд, заполняемый уполномоченным лицом, ответственным за безопасное проведение работ, должен соответствовать основным требованиям:

1) записи должны быть разборчивы. Записи в наряде карандашом и

исправления запрещены;

- 2) нумерация по усмотрению электросетевой компании или потребителя;
- 3) датировка должна иметь стандартный формат число-месяц-год;
- 4) кроме фамилий производителя работ должны быть записаны инициалы и группа по электробезопасности;
- 5) в наряде указывается идентификационный номер электроустановки.

256. После подписания наряда-допуска к соответствующей работе, завершения переключений и подготовки рабочего места уполномоченное лицо, ответственное за безопасное проведение работ, осуществляет допуск на рабочее место.

257. Выполнение работ производится по плану той стороны, которую представляет уполномоченное лицо, ответственное за безопасное проведение работ.

258. Лицо, ответственное за безопасное проведение работ, выдает разрешение на проведение испытаний, при выполнении мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение работ. При этом должно быть получено подтверждение от исполняющих лиц. Получение подтверждения от исполняющих лиц, координирующих осуществление мероприятий по безопасному выполнению данного испытания, что никто не работает и не производит другие испытания или получил разрешение приступить к предлагаемым испытаниям на электроустановке или оборудовании внутри изолированного участка, согласованного для проведения испытаний и не получит какого-либо разрешения до тех пор, пока испытания не будут завершены или отменены, а уполномоченные лица, ответственные за безопасное проведение испытаний, не уведомят исполняющие лица, ответственных за безопасное выполнение работ, об их завершении или отмене, и тем самым об отмене требований.

259. По завершению или отмене испытания, уполномоченные лица, ответственные за его безопасное проведение, вернут право управления исполнительным лицам, ответственным за безопасное выполнение работ. Если перед испытаниями требуется снятие заземления и потом это заземление не восстановлено должным образом, это письменно фиксируется обеими сторонами.

260. После завершения работ и/или испытаний, запрашивающие лица, ответственные за их выполнение, сообщают исполняющим лицам, ответственным за их выполнение, о том, что соответствующие меры безопасности более не требуются.

261. Затем каждое лицо, ответственное за безопасное выполнение работ, должно зафиксировать этот факт письменно, подтверждая отмену необходимости обеспечения зафиксированных мер предосторожности и

соответственно утверждая их отмену.

262. Последовательность коммутации и отмены мер предосторожности выполняется в соответствии с согласованным планом, как указано выше, а сообщение и фиксирование каждой стадии исполняются точно так же, как и при
и х п р и м е н е н и и .

263. Ни одна из сторон, отвечающая за безопасное выполнение работ, не может выдать распоряжение о снятии отключения, составляющей часть мер предосторожности, пока они не заверят друг друга о полном снятии заземлений.

264. Как только будет получено подтверждение от исполняющих лиц, ответственных за безопасное проведение работ, о снятии заземлений, стороны имеют право приступить к снятию отключения на основе внутренних процедур стороны, которую представляет исполнительное лицо, ответственное за безопасное выполнение работ.

265. В тот момент, когда принятые меры предосторожности становятся неэффективными по любой причине, исполняющее лицо, ответственное за обеспечение мер безопасности, должно сообщить об этом и о причинах случившегося уполномоченным лицам, ответственным за безопасное проведение работ.

266. Принятые меры предосторожности должны соответствовать стандартным требованиям и гарантировать безопасность рабочего места.

Все стороны перед началом работы должны провести инструктаж персонала об особенностях работы на данном объекте и о возможной опасности, перед началом работы. При необходимости следует предусмотреть средства индивидуальной защиты.

267. На участках подключения должны быть созданы все условия для проверок руководством связанных сторон и представителями контролирующих организаций по безопасному выполнению работ.

268. Электросетевые компании и потребители должны согласовать и установить в письменном виде графики выполнения организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение профилактических испытаний оборудования в соответствии с действующими нормативными документами.

269. Электросетевые компании и потребители должны поддерживать соответствующую систему документации, в которой должны фиксироваться все соответствующие эксплуатационные события, произошедшие в электрической сети или любой другой системе, подключенной к ней, а также координацию соответствующих мер предосторожности по проведению работ и/или испытаний.

270. Электросетевые компании и потребители должны вести всю

документацию, необходимую для координации вопросов безопасности в соответствии с настоящим разделом, включая хронологическую запись всех сообщений, относящихся к ним и детальную информацию о предпринятых мерах предосторожности по проведению работ/испытаний и хранить ее не менее пяти лет.

271. Электросетевые компании и соответствующие потребители должны обмениваться схемами, содержащими достаточную информацию для персонала, осуществляющего контроль для выполнения возложенных на него обязанностей.

272. Там, где электросетевая компания считает нужным, необходимо установить соответствующие системы связи между электросетевой компанией и потребителями для надежного контроля за осуществлением мер безопасности.

273. Там, где электросетевая компания обоснованно решит, что необходим резервный или альтернативный канал связи для обеспечения выполнения мер безопасности, должны быть согласованы дополнительные средства связи с соответствующими потребителями.

274. Для обеспечения эффективной координации между электросетевой компанией и соответствующим потребителем должен быть произведен обмен списками номеров телефонов и позывных.

275. При необходимости электросетевая компания и соответствующий потребитель должны обеспечить круглосуточную работу оперативного персонала с соответствующими полномочиями.

Глава 6. Координация остановов и техобслуживания

276. Данная глава определяет следующее:

1) координация и разрешение остановов генерирующих установок;
2) координация и разрешение отключений линий электропередачи и электрооборудования транспортной сети, региональной электрической сети, электростанций и оборудования и аппаратуры, подключенных непосредственно к Н Э С ;

3) необходимость обмена информацией между СО и пользователями для разработки графика отключений линий электропередачи и электрооборудования для транспортной сети ;

4) необходимость обмена информацией между распределительными сетевыми компаниями и пользователями региональной электрической сети для разработки графика отключений региональной электрической сети.

277. Настоящая глава координации остановов и технического обслуживания предназначена для обеспечения принятия решений и координации остановов генерирующих установок, линий электропередачи и сетевого оборудования. Координация остановов необходима для обеспечения выполнения требований по надежности и качеству поставки электроэнергии электрической сетью, а также,

насколько это возможно, для сведения к минимуму числа и последствий ограничений в электрической сети.

278. Требования настоящей главы распространяются на следующих участников :

- 1) С О ;
- 2) Э П О ;
- 3) Р Э К ;
- 4) другие электросетевые компании;
- 5) прочие пользователи, подключенные непосредственно к электрической сети с напряжением 110 кВ и выше.

279. Одной из целей данного раздела по координации остановов и техобслуживания является обеспечение пользователей информацией, необходимой для безопасной и надежной эксплуатации электрической сети. Объем данной информации зависит от размера, расположения и характера объекта пользователя и от того, насколько информация, предоставленная на любом этапе, подтверждается.

280. Электросетевые компании должны проводить техническое обслуживание и ремонт электрической сети в соответствии с современными стандартами по проведению технического обслуживания, проверок, ремонта и замены энергопередающего и распределительного оборудования. Эти стандарты предусматривают высококачественную, надежную и безопасную эксплуатацию и учитывают стоимость, местные географические и погодные условия, приемлемые нормативы для обеспечения надежности и качества поставок электроэнергии, принятие разумных технических решений и накопленный многолетний опыт работы энергетики.

281. Система технического обслуживания и ремонта предусматривает выполнение работ с нормативной периодичностью и с использованием определенного порядка, что предназначено для поддержания надежной и безопасной работы электросетевого оборудования с оптимальными трудовыми и материальными затратами.

282. Выполняемая работа должна включать в себя:

- 1) техническое обслуживание оборудования;
- 2) планово-предупредительный ремонт оборудования.

283. Система технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов электросетевого оборудования должна быть организована каждой электросетевой компанией и пользователем в соответствии с нормативными документами и с учетом специфичных местных условий.

284. Участники, перечисленные в пункте 278, осуществляют техническое

обслуживание и ремонт, а также за модернизацию и обновление электросетевого оборудования.

Параграф 1. Порядок отключений в ремонт для энергопередающей сети

285. СО согласовывает планирование отключений линий электропередачи национальной электрической сети, останов генерирующих установок электростанций национального значения, РЭК и других пользователей, подключенных непосредственно к сети электропередачи в соответствии с передачей оборудования ИВЛ по способу диспетчерского управления. ЭПО, у которых генерирующие установки подключены к региональной электрической сети, представляют свои данные специализированным РЭК. Важно, чтобы осуществлялась координация годовых графиков остановов всех электростанций и электросетевых компаний с целью обеспечения надежности и стабильности эксплуатации всей электроэнергетической системы.

Для достижения этой общей цели СО должен выполнять следующее:

1) пересматривать и координировать предварительные сроки отключения линий электропередачи национальной и региональных сетевых компаний, запланированных остановов для генерирующих установок и других пользователей ;

2) поддерживать связь со сторонами, подающими заявки, в целях оказания помощи в сведении до минимума предполагаемых ограничений в работе;

3) давать рекомендации по корректировке графиков запланированных остановов в течение года с целью соблюдения наиболее оптимальных режимов выполнения запланированных графиков остановов.

Параграф 2. Сроки

286. Годовая программа остановов и техобслуживания состоит из отдельных годовых графиков остановов соответствующих пользователей, оборудования и аппаратуры. Она также включает в себя графики отключений линий электропередачи и региональных электрических сетей.

Сроки, до которых должны быть представлены соответствующие графики, приведены в нижеследующей таблице:

— — — — — Действие	Дата	Кем выполняется
-----------------------	------	-----------------

— — — — —
Представление графика отключений (до 20 июля) в соответствии с
линий электропередачи и сетевого передачей

оборудования

оборудования ИВЛ по
способу диспетчерского

управления

Представление графика ремонтов
генерирующих установок и
электрооборудования электростанций

(до 1 октября) в соответствии с
передачей
оборудования ИВЛ по
с п о с о б у
д и с п е т ч е р с к о г о

управления

Согласование отключений с
диспетчерскими центрами
сопредельных государств

(до 15 декабря) в соответствии с
передачей
оборудования ИВЛ по
способу диспетчерского

управления

Утверждение окончательного графика

(до 25 декабря) в соответствии с
п е р е д а ч е й
оборудования ИВЛ по
способу диспетчерского

управления

Выдача окончательного утвержденного
графика

(до 30 декабря) в соответствии с
п е р е д а ч е й
оборудования ИВЛ по
способу диспетчерского

управления

Начало осуществления утвержденного
графика остановов

(со 2 января в соответствии с
следующего передачей
оборудования ИВЛ по
с п о с о б у
д и с п е т ч е р с к о г о
у п р а в л е н и я

< * >

Сноска. Пункт 286 с изменениями - приказом Министра энергетики и
минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

287. Запланированный годовой график ремонтов составляется в течение двух
этапов после представления информации электросетевыми компаниями. Сначала
СО рассматривает предлагаемый график отключений линий электропередачи и

электросетевого оборудования, которые могут повлиять на устойчивую работу электрической сети. Предложения на проведение таких отключений должно быть получено СО до 20 июля.

288. СО при подготовке первого чернового варианта графика обсуждает любые разногласия, возникающие между участвующими сторонами. Второй этап проводится после того, когда будет собрана вся информация до 1 октября, касающаяся останова генерирующих установок и электрооборудования электростанций.

289. Заключительным этапом в данном процессе будет приведение в соответствие согласованных отключений с сопредельными государствами. После того, как они будут согласованы до 15 декабря, СО выдает до 30 декабря окончательный утвержденный график отключений. <*>

Сноска. Пункт 289 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

290. При подготовке данного графика СО должен удовлетворить требования всех сторон, а также требования Плана развития НЭС электропередачи (ПРНЭС). СО обеспечивает техническое обслуживание НЭС и соблюдение нормативов качественной и надежной поставки электроэнергии, что является первым приоритетом при составлении графика отключений. Если СО на основе собственного обоснованного заключения определяет, сможет ли предполагаемый останов может привести к нарушению нормативов надежной и/или качественной поставки электроэнергии, СО вносит необходимые изменения в предлагаемый график отключений с целью исправления ситуации. При принятии своего решения СО должен рассмотреть все факторы, действовать объективно, не допуская дискриминационных мер к другим участникам ЕЭС Республики Казахстан.

291. Второе, что СО должен стараться достичь после обеспечения критерия надежности и качества - это сведение до минимума затрат, связанных с ограничениями в электрических сетях, понесенных при отключениях. ЭПО, электросетевые компании или другие пользователи не должны соглашаться с изменениями их заявок на останов только по этой причине. Однако они должны, исходя из интересов экономичной работы ЕЭС Казахстана, рассматривать предложения, представленные СО по этой причине.

292. При подаче предложений на останов электросетевая компания или пользователь представляют свои графики на основании следующей информации:

- 1) требований к ремонту и техническому обслуживанию электросетевого оборудования и аппаратуры;
- 2) требований к ремонту и техническому обслуживанию оборудования и

аппаратуры пользователя, а также оборудования, используемого для подключения к электрической сети;

3) анализа фактического технического состояния оборудования и аппаратуры, взаимосвязанного оборудования и проверки дефектов предыдущих ремонтов.

293. Такая заявка должна включать в себя, как минимум, следующую и н ф о р м а ц и ю :

1) диспетчерское наименование рассматриваемого оборудования и устройств электропередачи ;

2) наименование и станционный номер рассматриваемой генерирующей установки и/или оборудования электростанции;

3) диспетчерское наименование рассматриваемого распределительного оборудования и аппаратуры ;

4) диспетчерское наименование рассматриваемого непосредственно подключенного оборудования и аппаратуры энергопотребителя;

5) рассматриваемая мощность (МВт);

6) требуемая продолжительность останова;

7) предпочтительная дата и время начала останова или же предел дат и времени начала останова .

294. СО в соответствии с передачей оборудования ИВЛ по способу диспетчерского управления составляет до 31 августа предварительный сводный годовой график ремонтов, включающий только отключения линий электропередачи и сетевого оборудования. После достижения предварительного соглашения СО в соответствии с передачей оборудования ИВЛ по способу диспетчерского управления после включения в график остановов отключений генерирующих установок и электрооборудования электростанций и согласования отключений межгосударственных линий на следующий календарный год проведет его дальнейшую проработку для создания предварительного графика остановов. ТО должен предоставить всем электросетевым пользователям соответствующую часть предварительного годового графика останова не позднее 20 октября текущего календарного года. Предварительный годовой график должен основываться на следующих графиках:

1) годовой график останова пользователей и электросетевых компаний;

2) годовой график отключения межгосударственной сети;

3) годовой прогноз нагрузки в соответствии с настоящими Правилами;

4) выполнения нормативов качества и надежности для ЕЭС Казахстана;

5) сведение до минимума ограничений.

295. ТО должен предоставить всем электросетевым пользователям соответствующую часть заключительного сводного графика остановов на следующий календарный год не позднее 30 декабря текущего календарного года.

Как и эта дата, даты останова, указанные в заключительном графике остановов, являются обязательными для всех пользователей и могут быть изменены только в следующих исключительных случаях:

1) в случае опасных условий эксплуатации в отношении безопасности и жизнестойкости электростанций (предполагаемый небаланс генерации или другие технические/экономические причины и т.д.);

2) в случае недостаточной мощности генерации для удовлетворения прогнозируемой нагрузки и выполнения нормативов надежности и качества для ЕЭС Казахстана;

3) в случае взаимного соглашения, достигнутого между ТО и другой стороной;

4) форс-мажора. < * >

Сноска. Пункт 295 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

296. Для обеспечения непрерывности и действенности утвержденного годового графика ремонтов, все стороны должны предоставлять СО, не позднее 15 числа предшествующего месяца заявку на ремонт, который планируется начать в любое время в течение следующего месяца. В таких заявках указываются балансы мощности по региону в период останова.

297. Заявка должна содержать следующую информацию:

1) объем работ и/или испытаний, которые планируется осуществить;

2) необходимая предварительная работа;

3) подтверждение того, что имеются все контракты и т.д;

4) план проекта по выполнению данной работы и любые риски;

5) время восстановления при авариях и подтверждение того, что имеется план, если это применимо;

б) подтверждение того, что все процедуры контроля качества и безопасности были или будут выполнены.

298. После этого все стороны должны подтвердить требования по останову как минимум за семь дней до даты начала планового останова.

299. В случае непланового останова СО должен использовать следующую приоритетность:

1) вынужденные и аварийные остановки;

2) плановые остановки;

3) остановки, не включенные в график плановых ежегодных остановов, но срок извещения которых соответствует требованиям пунктов 297-298;

4) остановки, не включенные в график плановых ежегодных остановов, срок извещения которых не соответствует требованиям пунктам 297-298 будут обеспечиваться только в исключительных случаях.

300. В определенных обстоятельствах СО может согласовать остановы с пользователями, что может вызывать перегрузки как следствие сбоя в системе. Соответственно, чтобы дать возможность СО управлять системой, пользователь должен согласовать послеаварийные действия по обеспечению безопасности системы. При отсутствии таких положений СО может не позволить произвести о с т а н о в .

301. СО должен предпринять все меры для разрешения планового останова, учитывая возможно существенные расходы, которые могут понести стороны при отмене останова. При принятии решений об отмене останова, и там где имеется выбор, СО должен обсудить с электросетевыми компаниями и иными пользователями рассматриваемые приоритеты и прийти с ними к оптимальному решению, учитывая данные обстоятельства. Во всех случаях окончательное р е ш е н и е о с т а е т с я з а С О .

302. Когда фактический или ожидаемый режим системы изменяется таким образом, что СО находит целесообразным по экономическим соображениям изменить график плановых остановов, СО должен проинформировать другую сторону о сложившейся ситуации. Они должны рассмотреть последствия в случае продолжения останова и могут продолжить или отложить останов.

303. После выпуска окончательного графика ежегодных остановов запросы на изменение графика могут делать ЭПО, электросетевые компании и другие пользователи. Такие запросы должны быть рассмотрены СО, но разрешение не будет выдано, если оно приведет к нарушению надежности и (или) качества электроснабжения или дополнительным расходам, связанным с ограничениями.

304. При рассмотрении таких запросов СО должен попытаться осуществить остановы путем реконфигурации системы или проведения новых переговоров по другим остановам с участвующими сторонами. В соответствии с вышесказанным СО должен разрешить или отказать отключение линий электропередачи, генерирующего и сетевого оборудования, основываясь на следующем:

1) ТО должен координировать и прилагать все усилия для утверждения всех запросов на останов в соответствии с надежной, безопасной и экономичной эксплуатацией системы и должен координировать все действия, необходимые для обеспечения безопасности и качества стандартов энергоснабжения;

2) ТО может отклонить любой незапланированный останов или изменение режима останова, даже если они не влияют на безопасность и качество стандартов энергоснабжения и/или расходы вследствие ограничения, если ожидаемая длительность такого останова более чем один рабочий день;

3) ТО может отклонить любой незапланированный останов или изменение режима останова, если ТО определит, что соглашение по данному останову приведет к расходам вследствие ограничения.

305. Разработка интегрированного графика остановов на период в несколько месяцев является комплексным процессом и позднее будет трудно вносить какие-либо последующие изменения. Особенно это четко наблюдается во время пиковых остановов. Все стороны должны, по возможности, избегать требований на внесение изменений в графики остановов, после того как эти годовые графики б у д у т у т в е р ж д е н ы .

306. Энергосистема постоянно подвержена возможности нарушений нормальных оперативных режимов и возникновения форс-мажорных остановов оборудования региональной электрической и НЭС, а также генерирующих установок. В этих случаях может возникнуть необходимость отмены или отсрочки останова при уведомлении за очень короткий срок, причем по качеству и безопасности стандартов энергоснабжения может быть достигнут какой-либо к о м п р о м и с с .

307. В последовавших чрезвычайных ситуациях ТО может предпринять с л е д у ю щ и е м е р ы :

1) отсрочить или отменить любой останов в передающей системе, если, по мнению СО, функционирование ЕЭС Казахстана по требуемым стандартам может быть подвергнуто риску. ТО должен немедленно известить все стороны, вовлеченные в останов и принять меры по внеочередным остановам в кратчайшее время, удовлетворяющее все стороны;

2) дать указание на прекращение работ и вернуться к нормальному режиму работы по единицам или единице оборудования предприятия, если ТО считает, что продолжение ремонта может повлечь за собой нарушение стандартов энергоснабжения безопасности и надежности. Если позволит время, ТО должен обсудить вопросы, связанные с такими решениями и возможные альтернативы со всеми вовлеченными сторонами.

308. Все пользователи должны известить ТО о любом своем требовании по вынужденному останову любого элемента электрической сети.

309. Процесс, которого должны придерживаться РЭК по остановам, влияющий на их региональные электрические сети, относительно временных масштабов, требованиям по информативности и планированию идентичен процессу по остановам, влияющим на НЭС. Положения пунктов 293-308 применяются в равной мере к составлению графиков остановов в региональных электрических сетях.

Глава 7. Системные испытания

310. Настоящая глава устанавливает порядок организации и проведения системных испытаний, влияющих или способных повлиять на работу ЕЭС Казахстана в целом или на работу отдельных электросетевых компаний и п о л ь з о в а т е л е й с е т и .

311. Если электросетевая компания считает, что предлагаемое системное испытание способно повлиять на электрическую сеть другой электросетевой компании, необходимо согласовать с этой компанией мероприятия по совместному проведению испытания.

312. Задачами настоящей главы являются обеспечение процедурами организации и проведения системных испытаний, которые:

1) не угрожают безопасности персонала электросетевых компаний и пользователей;

2) не снижают надежность работы станций и/или оборудования;

3) не наносят ущерб электросетевым компаниям и пользователям.

313. Настоящая глава также устанавливает процедуры, которые необходимо выполнять при разработке, согласовании и утверждении программ проведения системных испытаний.

314. Настоящая глава распространяется на следующих участников:

1) С О ;

2) Р Э К ;

3) ЭПО, включая ЭПО, подключенные к региональной электрической сети;

4) прочие электросетевые компании, подключенные к электросетевой компании, выполняющей системное испытание;

5) потребители с прямым подключением к сети напряжением 35 кВ и выше.

315. Системные испытания - испытания, проводимые путем создания смоделированных или управляемых нестандартных или чрезвычайных воздействий на ЕЭС Казахстана или на любую ее часть.

316. Системные испытания включают, но не ограничиваются следующим:

1) эффект объединения энергосистем;

2) отключение нагрузки пользователей от сети при проведении частотных испытаний;

3) динамическая устойчивость;

4) пуск электростанции из полностью обесточенного состояния.

317. Системные испытания не включают прямо-сдаточные проверки или другие испытания меньших масштабов.

318. Системные испытания делятся на две категории:

1) системные испытания, которые влияют или могут влиять на надежность, безопасность и качество электроснабжения и требуют участия СО. Процедура данного вида системного испытания определена пунктами 320-343;

2) системные испытания, выполняемые РЭК и пользователем или РЭК и другим РЭК, где влияние системных испытаний на местные распределительные системы будет ограничено. Процедура для данного вида испытания определяется пунктами 344 - 356.

319. Любая из сторон, требующая произвести испытание, которое может являться системным, проводит предварительные переговоры с соответствующей электросетевой компанией. Электросетевая компания определяет после переговоров с СО необходимость его участия в испытаниях и категорию системного испытания.

320. Системные испытания, включающие участие СО, электросетевые компании и пользователя сети проводятся в порядке, определенном в пунктах 3 2 1 - 3 4 3 .

321. Сроки организационных мероприятий для проведения испытаний, где Д - это дата предполагаемого проведения системного испытания:

N	Действия	Период	Кем
		уведомления	
1	Согласование категории испытания с СО компанией	Д - 6 месяцев	Пользователем/ Электросетевой
2	Назначение Координатора группы испытаний	-//- 1+2 недели	СО
3	Публикация уведомления о предполагаемом испытании	-//- 1+1 месяц	СО
4	Подробная информация об	-//- 3+2 недели	Пользователи уведомления
5	Комплектация группы испытаний	Д - 4 месяца	СО
6	Подготовка уведомления	Д - 3 месяца	Группа испытаний
7	Окончательное утверждение системных испытаний	Д - 2 месяца	СО
8	Подготовка Программы	Д - 6 месяцев	Группа испытаний испытания
9	Утверждение программы	Д - 1 месяц	СО испытания
10	Выполнение системного	Д	Все испытания
11	Подготовка отчета испытания	Д+1 месяц	СО/инициатор

322. СО является общим координатором системных испытаний независимо от того, кто предложил проведение испытания - он сам или пользователь. СО использует информацию, предоставленную ему данным разделом и определяет пользователей, которые могут влиять на предлагаемое системное испытание.

323. Координатор испытания - уполномоченное лицо назначается СО после обсуждения с инициатором испытания.

324. СО уведомляет о проведении системных испытаний, по крайней мере, за пять месяцев до предполагаемой даты испытания. Данное уведомление должно предоставляться пользователям, которые могут быть затронуты данным системным испытанием.

325. Уведомление представляется в письменной форме, должно содержать сущность, цель предлагаемого системного испытания и следующую информацию:

- 1) фамилия и должность координатора испытания;
- 2) организация, предлагающая системное испытание (инициатор испытания);
- 3) тема и цели предлагаемого системного испытания, состав и состояние оборудования пользователей, определенных СО при проведении испытаний;
- 4) приглашение каждому пользователю и уполномоченному органу для определения в течение двух недель представителя соответствующей квалификации для включения в состав группы испытаний.

326. Если информация, содержащаяся в предлагаемом уведомлении, считается недостаточной для получателя, они могут обратиться к СО с письменной просьбой о дополнительной информации, которая должна быть предоставлена в кратчайшие сроки.

327. Пользователи могут в течение двух недель письменно направить вопросы или возражения по предлагаемому системному испытанию и времени его проведения.

При возникновении возражений, СО принимает меры к разрешению вопросов и возражений. При этом СО продолжает подготовку к системному испытанию. Если запрос пользователя не может быть удовлетворен, СО в этом случае пользователь может решить его с уполномоченным органом до утверждения системного испытания.

328. В случае, если инициатор испытания (СО или пользователь) просит о переносе сроков или отмене системного испытания, общий координатор системного испытания должен быть поставлен в известность немедленно. Он должен подтвердить, что системное испытание не состоится в установленное

в р е м я .

329. Ответы на приглашения, отправленные СО в уведомлениях для комплектации группы испытаний, должны быть получены в течение двух недель с момента их отправления СО. При получении списка кандидатур, СО должно сформировать группу испытаний и объявить всем заинтересованным пользователям и инициатору испытания список группы испытаний.

330. Группа испытаний должна в течение двух недель с момента их назначения провести обсуждение следующих вопросов:

- 1) программа и сроки проведения предлагаемого системного испытания;
- 2) возможность совмещения предлагаемого системного испытания с другими испытаниями и схемно-режимными мероприятиями, которые могут возникнуть в связи с системным испытанием;
- 3) включение предлагаемого системного испытания в суточный график ЭПО и потребителей;
- 4) экономические и технические последствия испытания.

331. СО предоставляет группе испытаний по их письменной просьбе данные о возможных последствиях, которые необходимо предусмотреть при проведении испытания.

332. Группа испытаний созывается координатором по необходимости.

333. За три месяца до предлагаемого системного испытания группа испытаний представляет уведомление организациям, вовлеченным в проведение испытания со следующими данными:

- 1) техническую программу проведения системного испытания;
- 2) определение затрат (включая непредвиденные затраты) и передача их между вовлеченными сторонами;
- 3) другие вопросы, которые группа испытаний считает необходимым указать.

334. Уведомление о проведении испытания включает требования по возмещению ущерба, возникшего из-за проведения системного испытания. Все мероприятия технической программы системного испытания должны соответствовать действующим нормативным документам.

335. Техническую программу проведения системного испытания утверждает уполномоченный орган. В целях содействия процессу утверждения вся вышесказанная информация, включая уведомление о предлагаемом испытании и уведомление о проведении испытания, должна быть предоставлена уполномоченному органу для утверждения не меньше чем за три месяца перед предполагаемым началом системного испытания. Любая дополнительная информация, которая запрашивается уполномоченным органом, предоставляется в установленном порядке. За два месяца до предлагаемого системного испытания уполномоченный орган должен вынести решение о проведении или не

п р о в е д е н и и

и с п ы т а н и я .

336. После утверждения технической программы уполномоченным органом группа испытаний должна разработать рабочую программу проведения системного испытания. Программа проведения должна предусматривать факторы, обозначенные в уведомлении о проведении испытания, а также содержать дополнительно следующее:

- 1) операции для проведения системного испытания, включая частоту отключений оборудования и их длительность;
- 2) меры безопасности и надежности;
- 3) способ контроля проведения системного испытания;
- 4) список лиц, участвующих в проведении системного испытания.

Рабочая программа согласовывается со всеми вовлеченными в испытание пользователями не позднее, чем за 6 недель до даты проведения испытания.

337. Все пользователи располагают одной неделей для согласования рабочей программы проведения испытания.

338. Если в день проведения предлагаемого системного испытания, оперативная обстановка в сети неблагоприятна, то любой член группы испытаний может предложить отменить начало или прервать системное испытание. Причинами для переноса или отмены являются, но не ограничиваясь этим, следующие факторы:

- 1) неблагоприятные погодные условия;
- 2) дефицит мощности;
- 3) серьезный риск нарушения энергоснабжения.

339. Ни одна из сторон не имеет право откладывать или отменять системное испытание единолично по коммерческим причинам.

В случае если системное испытание было отложено, другое удобное время и дата должны быть назначены в соответствии с данным разделом.

Во всех случаях системные испытания должны проводиться в соответствии с утвержденной рабочей программой испытания.

340. По результатам системного испытания, СО вместе с инициатором испытания подготавливают письменный отчет в течение одного месяца после завершения испытания. Группа испытаний подписывает отчет о результатах системного испытания перед передачей его уполномоченному органу для утверждения.

341. Данный отчет содержит описание испытываемого энергообъекта, результаты испытания, выводы и рекомендации.

342. Утвержденный отчет предоставляется задействованным сторонам - членам группы испытаний. Передача отчета другим субъектам, а также широкое распространение производится по согласованию с уполномоченным органом и

заинтересованными сторонами.

343. После утверждения отчета по системному испытанию группа испытаний
р а с п у с к а е т с я .

344. Системные испытания проводятся для распределительных систем между
РЭК и пользователем или РЭК и другим РЭК и не требующие участие СО.
П о р я д о к и з л о ж е н н и ж е .

345. Сроки проведения испытаний, где Д - обозначает дату предполагаемого
с и с т е м н о г о и с п ы т а н и я :

№	Действия	Период уведомления	Кем
1.	Согласование с СО категории системного испытания	Д - 6 недель	Пользователем/ РЭК
2.	Назначение Координатора и членов группы испытаний	-//- 1+2 недели	Пользователем/ РЭК
3.	Выпуск уведомления о предполагаемом проведении и с п ы т а н и я	-//- 1+1 месяц	Координатор испытания
4.	Проведение системного и с п ы т а н и я	Д	Пользователем/ Р Э К
5.	Подготовка отчета	Д+1 месяц	Координатор и с п ы т а н и я
6.	Утверждение Отчета	Д+2 месяца	Пользователем/ Р Э К

346. Для системных испытаний, проводимых РЭК или пользователем,
которые могут повлиять на местные региональные электрические сети, но не
влияющие на НЭС, РЭК или пользователь согласовывают между собой
назначение Координатора испытаний и членов группы испытаний.

347. РЭК осуществляет общее руководство системным испытанием
независимо от того, кто является инициатором испытания, он сам или

п о л ь з о в а т е л ь .

348. Координатор испытания должен подготовить предложение и уведомление, которые должны содержать следующую информацию:

- 1) фамилия и должность координатора испытания;
- 2) наименование организации - инициатора испытания;
- 3) тема и цели предлагаемого системного испытания, состав и состояние оборудования пользователей при проведении испытаний;
- 4) экономические и технологические последствия предлагаемого системного и с п ы т а н и я ;
- 5) предложения по проведению системного испытания, включая рабочую п р о г р а м м у и с п ы т а н и я ;
- 6) передача затрат (включая непредвиденные затраты) между за дей ст в о в а н н ы м и с т о р о н а м и ;
- 7) другие вопросы, которые считает нужным решить координатор испытания.

349. РЭК согласовывает проведение системного испытания.

В случае задержки или отмены системных испытаний, РЭК предоставляет в письменном виде объяснение причин.

350. Если в день проведения предлагаемого системного испытания, оперативная обстановка в сети неблагоприятна, то любой член группы испытаний может предложить отменить начало или прервать системное испытание. РЭК принимает решение о переносе системного испытания и определяет время и дату продолжения испытания. Причинами для переноса или отмены являются, но не ограничиваются следующие факторы:

- 1) неблагоприятные погодные условия;
- 2) риск нарушения энергоснабжения.

351. Ни одна из сторон не имеет право отменять проведение системного испытания единолично по коммерческим причинам.

352. В случае если системное испытание было отложено, новые время и дата должны быть назначены в соответствии с данным разделом.

353. Во всех случаях системные испытания должны проводиться по утвержденной программе испытания.

354. Координатор испытания составляет письменный отчет в течение одного месяца после завершения системного испытания. РЭК и пользователь совместно утверждают отчет по системному испытанию.

355. Отчет должен включать описание испытываемого энергообъекта, результаты, выводы и рекомендации.

356. Утвержденный отчет направляется СО и в уполномоченный орган. Передача отчета другим субъектам может быть осуществлена после

согласования с РЭК, пользователем и уполномоченным органом.

357. В случае необходимости проведения системных испытаний, подпадающих под требования пунктов 320-343 или пунктов 344-356, которые необходимо произвести на срочной основе и когда требуемый период уведомления не может быть выдержан, в этом случае производится следующее:

1) сторона, требующая проведения испытания должна подать заявку устно или письменно РЭК и СО со следующими данными:

тема и цель предполагаемого системного испытания;
состав испытываемого оборудования энергообъекта;
предлагаемое время и дата проведения испытания;
причина для проведения испытания в срочном порядке.

2) РЭК определяет и извещает всех пользователей, надежность электроснабжения которых будут зависеть от проведения системного испытания, а также ставит в известность СО и уполномоченный орган;

3) РЭК и сторона, требующая проведения испытания, в короткие сроки подготавливают уведомление о предполагаемом испытании и разрабатывают программу испытания;

4) в случае необходимости участия СО в проведении испытания, они могут быть начаты после утверждения СО рабочей программы испытания;

5) при рассмотрении программы испытания СО при необходимости ставит в известность уполномоченный орган;

6) должны быть выполнены требования пп.338-343.

358. Системные испытания в общем случае проводятся за счет всех вовлеченных сторон, за исключением случаев, когда отдельные стороны вовлечены в другие системные испытания, должны покрывать их собственные затраты. В любом случае затраты должны быть распределены договором. Настоящий пункт применяется только к прямым затратам. Любая сторона, понесшая незапланированные и неожиданные последующие расходы, имеет право провести переговоры по ним с другими сторонами, которых это касается. Если не будет достигнуто согласие по этому вопросу, можно прибегнуть к процедуре решения спорных вопросов, указанной в первом разделе Правил.

РАЗДЕЛ 5. КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ

Глава 8. Коммерческий учет

359. В настоящем разделе по коммерческому учету устанавливаются требования к участникам оптового рынка электрической энергии (ОРЭ) Республики Казахстан в отношении учета электроэнергии и предоставления данных, необходимых для работы рынка на коммерческой основе. Электросетевые компании предоставляют свои электрические сети субъектам ОРЭ. Коммерческий учет и сбор данных коммерческого учета, необходимые для

осуществления функции взаиморасчетов, выполняются ТО по одинаковым требованиям, что позволит всем субъектам ОРЭ иметь равные права. Подобного рода информация также требуется для взаиморасчетов по оплате электросетевых услуг по передаче электрической энергии. Коммерческий учет и сбор данных коммерческого учета требуют конфиденциального обращения с информацией.

В настоящем разделе приводится описание процессов сбора и хранения данных об объемах учитываемой электроэнергии. Также освещаются вопросы конфиденциальности и прозрачности данных и излагаются обязанности СО по предоставлению уполномоченным сторонам доступа к соответствующей информации коммерческого учета.

Все субъекты ОРЭ должны иметь соответствующие коммерческие счетчики, программно-технические комплексы и необходимую коммуникационную инфраструктуру для регистрации и сбора данных по потокам активной или реактивной энергии. Для обеспечения работы рынка СО должен передавать утвержденные данные соответствующим электросетевым компаниям, которые должны произвести расчеты и получение соответствующей оплаты за передачу электроэнергии.

< * >

Сноска. Пункт 359 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

360. Задача настоящего раздела по коммерческому учету состоит в следующем:

1) дать подробные сведения по минимальным требованиям к измерениям и регистрации учитываемых объемов электроэнергии, которые будут использоваться для взаиморасчетов по торговле электроэнергией, а также использования сети в целях передачи электрической энергии на ОРЭ;

2) сформулировать положения, относящиеся к закупке, установке, испытаниям, техническому обслуживанию и эксплуатации комплекса коммерческого учета, включая смежное оборудование и аппаратуру, а также каналы связи, необходимые для измерения активной электроэнергии и реактивной электроэнергии и предоставления данных для работы рынка;

3) определить требования по точности, погрешности и параметры, подлежащие измерению.

361. Настоящая глава по коммерческому учету распространяется к следующим сторонам:

- 1) Э П О ;
- 2) С О ;
- 3) О Р Ц Т Э ;
- 4) Р Э К ;
- 5) энергоснабжающим организациям;

- 6) правомочным конечным потребителям;
- 7) организациям, осуществляющим коммерческий учет.

362. Коммерческий учет основывается на следующих принципах:

- 1) каждый пункт подключения пользователя сети должен иметь комплекс коммерческого учета;
- 2) каждый пункт подключения к межгосударственной сети должен иметь комплекс коммерческого учета;
- 3) точность комплексов коммерческого учета и подлежащие измерению параметры на каждом пункте подключения определяются требованиями настоящей главы;
- 4) каждая электросетевая компания должна предоставлять возможность установки и технического обслуживания комплекса коммерческого учета на своем энергообъекте учета пользователям сети электрической энергии;
- 5) каждый пользователь сети имеет право выбрать специализированную организацию, осуществляющую коммерческий учет, которая будет осуществлять проектирование, установку и техническое обслуживание комплекса коммерческого учета;
- 6) все расходы, связанные с установкой комплекса коммерческого учета, должен брать на себя пользователь сети;
- 7) пользователи сети, имеющие на своем балансе комплексы коммерческого учета должны осуществлять их эксплуатацию в соответствии с действующими нормативно-техническими документами Республики Казахстан;
- 8) пользователи сети, имеющие на своем балансе комплексы коммерческого учета и осуществляющие его эксплуатацию должны гарантировать, что точность комплекса коммерческого учета соответствует требованиям, требованиям настоящей главы;
- 9) установка и техническое обслуживание комплекса коммерческого учета могут осуществляться организациями, имеющими право на данный вид деятельности;
- 10) комплекс коммерческого учета должен быть:
зарегистрирован у СО, метрологически аттестованным и разрешенным к применению соответствующим органом;
способным предоставлять данные для электронной их передачи в базу данных коммерческого учета;
через определенные интервалы данные по энергии должны контролироваться;
данные по энергии должны даваться в киловатт-часах (активная энергия) и киловар-часах (реактивная энергия);
- 11) пользователи сети имеют право получать данные коммерческого учета по оплате за электроэнергию;

12) каждая электросетевая компания имеет право получать данные коммерческого учета в отношении точек коммерческого учета на своих сетях;

13) данные коммерческого учета, используемые для взаиморасчетов и использования сети, должны проверяться;

14) фактические данные за прошлые периоды должны сохраняться в базе данных коммерческого учета;

15) электросетевая компания имеет право на проверку комплекса коммерческого учета, в том числе, как основного счетчика коммерческого учета, так и контрольного счетчика комплекса коммерческого учета;

16) СО создает реестр коммерческого учета, чтобы упростить применение положений настоящей главы по коммерческому учету к пользователям сети в отношении:

нового комплекса коммерческого учета;

изменения существующего комплекса коммерческого учета;

прекращения эксплуатации комплекса коммерческого учета, включая предоставление информации по таким вопросам, как процесс применения, сроки, связанные стороны, сведения по оплате и установке коммерческого учета. <*>

Сноска. Пункт 362 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

363. Там, где уже существует оборудование, не соответствующее стандартным требованиям по точности настоящей главы по коммерческому учету, пользователю сети следует обеспечить такое соответствие. <*>

Сноска. Пункт 363 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

364. Требуется, чтобы все стороны как это определено в пунктах 377- 385 имели как минимум статический (электронный) счетчик коммерческого учета, способный регистрировать потребление активной энергии и реактивной энергии каждые 15 минут и снабженный дисплеем, где показан сводный общий объем. Счетчик коммерческого учета должен также обеспечивать возможность дистанционного и местного запроса данных со сроком хранения информации в течение 45 дней.

Параграф 1. Подключения к сетям с классом напряжения 500 кВ и выше

365. В целях осуществления взаиморасчетов и использования сетей для каждого присоединения 500кВ и выше (при невозможности установки комплекса коммерческого учета на вводах высшего напряжения трансформатора, комплексы коммерческого учета могут устанавливаться на вводах низшего напряжения с классом точности, соответствующим высшему напряжению трансформатора) необходимо выполнить следующие измерения электроэнергии за каждый период времени, равный 15 минутам:

- 1) импорт (прием) МВт/ч
- 2) экспорт (выдача) МВт/ч
- 3) импорт (прием) Мвар/ч
- 4) экспорт (выдача) Мвар/ч. <*>

Сноска. Пункт 365 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

366. (Пункт исключен - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222).

367. В целях осуществления взаиморасчетов и использования сетей по каждой точке подключения к сетям классом напряжения 220кВ, 110кВ, 35кВ, 10кВ или 6кВ необходимо выполнять следующие измерения электроэнергии за каждый период времени, равный 15 минутам:

- 1) импорт (прием) МВт/ч
- 2) экспорт (выдача) МВт/ч
- 3) импорт (прием) Мвар/ч
- 4) экспорт (выдача) Мвар/ч. <*>

Сноска. Пункт 367 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

368. (Пункт исключен - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222).

Параграф 2. Цепи низкого напряжения

369. В целях осуществления взаиморасчетов и использования сетей по каждой цепи низкого напряжения необходимо выполнять следующие измерения электроэнергии за каждый период времени, равный 15 минутам:

- 1) импорт (прием) кВт/ч
- 2) экспорт (выдача) кВт/ч
- 3) импорт (прием) квар/ч
- 4) экспорт (выдача) квар/ч. <*>

Сноска. Пункт 369 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

370. (Пункт исключен - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222).

371. Оборудование коммерческого учета объема импорта и (или) экспорта следует устанавливать только там, где участнику рынка необходимо выполнить такие измерения для выполнения системных или станционных условий.

Параграф 3. Точность коммерческого учета

372. Оборудование коммерческого учета должно обеспечивать точность в пределах, предписанных для такого оборудования коммерческого учета, установленных в настоящей главе.

Все счетчики коммерческого учета активной энергии должны соответствовать требованиям МЭК Стандарта 60687 (класс 0,2S), 60687 (класс 0,5S) или ГОСТ 30206-94(МЭК 987-92), 61036 (класс 1,0) или ГОСТ 30207-94(МЭК 1036-90), МЭК Стандарта 61268 (класс 2,0).

Параграф 4. Класс точности оборудования коммерческого учета

373. Во всех случаях субъекты ОРЭ предоставляют СО на проверку паспорт-протокол и свидетельства о поверке трансформаторов напряжения (ТН), трансформаторов тока (ТТ) и счетчика коммерческого учета.

374. Класс точности оборудования коммерческого учета для всех сторон должен быть следующим:

Тип	Класс точности присоединений			
	500 кВ и выше, генераторы 200 МВт и выше	220-110 кВ, генераторы от 50 до 200 МВт	35-6 кВ, генераторы до 50 МВт	низкого напряжения
ТТ	0,2	0,5	0,5	0,5
ТН	0,2	0,5	0,5	-
Счетчик активной энергии	0,2	0,5	1,0	2,0
Счетчик реактивной энергии	2,0	2,0	2,0	4,0

375. Общая точность коммерческого учета должна быть следующей:

Ток в процентном отношении от номинального	Коэффициент мощности	Пределы погрешностей для присоединений с номинальными величинами			
		500 кВ и выше, генераторы	220-110 кВ, генераторы	35-6 кВ, генераторы	низкого напряжения

		генераторы	от 50 до	до 50 МВт	
			200 МВт и	200 МВт	
			в ы ш е		

Активная
энергия

От	20 %			до	
120%	1	+/- 0,5%	+/- 1,1%	+/- 1,6%	+/- 1,5%
От 5% до 20%	1	+/- 0,7%	+/- 1,1%	+/- 1,6%	+/- 2,5%
От 1% до 5%	1	+/- 1,5%	+/- 1,5%	+/- 1,5%	+/- 2,1%
От	20 %			до	
120%	0,5 инд до	+/- 0,8%	+/- 1,1%	+/- 1,6%	+/- 2,5%
		0,5	емк		

Реактивная
энергия

10% to 120%	0	+/- 4,0%	+/- 4,0%	+/- 4,0%	+/- 4,0%
10% to 120%	0,866 с	+/- 5,0%	+/- 5,0%	+/- 5,0%	+/- 5,0%
			отставанием		
			0,866 с		
			опережением		

376. Погрешность регистрации расчетного учета электроэнергии в период регистрации не должна превышать 0,5 погрешности установленного счетчика.

377. Общие требования по точности, описанные в пунктах 372-373 для коммерческого учета энергии участников рынка должны выполняться в определенных точках коммерческого учета (ОТКУ).

Определенная точка коммерческого учета - точка на границе балансовой принадлежности.

378. Субъекты рынка, имеющие на своем балансе комплекс коммерческого учета, также должны отвечать и за связанные с ней расходы, включая текущие расходы.

379. Электросетевая компания, которой принадлежат подстанции, эксплуатирует комплекс коммерческого учета на межгосударственных линиях в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

380. Электросетевая компания, которой принадлежат подстанции, где установлено оборудование, эксплуатирует комплекс коммерческого учета на соединениях между электросетевыми компаниями в соответствии с

действующими нормативно-техническими документами.

381. Электростанция эксплуатирует комплекс коммерческого учета на соединениях электростанций с электросетевыми компаниями и потребителями в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

382. На потребителя электрической энергии относятся затраты на вновь монтируемых точках подключения комплексов коммерческого учета вне зависимости от фактического месторасположения комплекса коммерческого учета . < * >

Сноска. Пункт 382 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

383. Пользователь сети должен располагать фактическую точку коммерческого учета (ФТКУ) как можно ближе к определенной точке коммерческого учета . < * >

Сноска. Пункт 383 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

384. Там, где фактическая точка коммерческого учета и определенная точка коммерческого учета не совпадают, следует, если это необходимо добавлять к показаниям счетчиков величину потерь в силовом трансформаторе и (или) линии электропередачи с тем, чтобы обеспечить соответствие общим требованиям по точности в определенной точке коммерческого учета.

385. Учет потерь может применяться на местном уровне средствами оборудования коммерческого учета или дистанционно с помощью программного обеспечения в рамках базы данных коммерческого учета. В обоих случаях коэффициенты потерь и их обоснование должны определяться договором между владельцем комплекса коммерческого учета, соответствующей электросетевой компанией и организацией, осуществляющей коммерческий учет (если это разные компании). Окончательно согласованная формула определения потерь должна находиться в реестре коммерческого учета и договорах на передачу электроэнергии.

386. Система коммерческого учета состоит из следующих элементов:

- 1) измерительных трансформаторов;
- 2) счетчиков коммерческого учета;
- 3) устройства хранения данных;
- 4) подсистемы связи;

5) устройства мониторинга отказа счетчика коммерческого учета.

Комплекс коммерческого учета состоит из подпунктов 1) и 2) настоящего пункта .

387. Система коммерческого учета, за исключением измерительных трансформаторов наружной установки, должна быть размещена в сухом и

ч и с т о м

п о м е щ е н и и .

388. Готовность к работе измерительных трансформаторов и комплекса коммерческого учета должна составлять не менее 99% в год. Готовность к работе линии связи должна составлять не менее 95% в год.

389. Для каждой цепи трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН) должны отвечать требованиям, указанным в пунктах 373-374
н а с т о я щ и х П р а в и л .

Если установлен объединенный блок измерительного трансформатора (ТТ и ТН), должны проводиться "Проверки точности" по установлению последствий взаимного влияния приборов, как это предусмотрено в действующих нормативных документах Республики Казахстан.

390. Используемые ниже термины ТТ и ТН, не исключают использование другой измерительной техники, имеющей такие же эксплуатационные характеристики, которые определены для таких измерительных трансформаторов

391. Технические характеристики измерительных трансформаторов и связанных с ними элементов схем их подключения, включая дополнительные нагрузки вторичных цепей, должны быть представлены СО для внесения их в реестр коммерческого учета.

392. ТТ должен быть установлен в соответствии с действующими нормативными документами с минимальным по стандарту классом точности (независимо от вторичного номинального тока ТТ). <*>

Сноска. Пункт 392 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

393. Для соединений на 220 кВ и выше отдельная вторичная обмотка ТТ должна быть предназначена для цели учета.

394. Любые дополнительные нагрузки вторичных цепей не должны изменяться без предварительного уведомления СО и информация об измененных значениях дополнительной нагрузки вторичной цепи должна быть передана СО для обновления данных в реестре счетчиков коммерческого учета.

395. Свидетельство о поверке ТТ с указанием погрешностей при общей рабочей нагрузке для каждого ТТ, используемого для измерений электроэнергии, должно быть представлено СО для внесения данных в реестр коммерческого учета.

396. Общая нагрузка на каждый ТТ не должна превышать номинальную нагрузку для данного ТТ.

397. ТН должны быть установлены в соответствии с требованиями действующих нормативных документов с минимальным по стандарту классом точности . < * >

Сноска. Пункт 397 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

398. Вторичная цепь ТН, идущая к счетчикам, должна выполняться отдельной кабельной линией. Падение напряжения в кабельной линии не должно превышать 0,25% от номинального напряжения.

399. Любые дополнительные нагрузки на ТН не должны изменяться без предварительного уведомления СО, и информация об измененных значениях дополнительной нагрузки вторичной цепи должна быть передана СО для обновления данных в реестре коммерческого учета.

400. Свидетельство о поверке ТН с указанием погрешностей при общей рабочей нагрузке для каждой обмотки ТН, используемого для измерений электроэнергии, должно быть представлено СО для внесения данных в реестр коммерческого учета.

401. Общая нагрузка на каждую вторичную обмотку ТН не должна превышать номинальную нагрузку для данной вторичной обмотки.

402. Каждая кабельная линия от ТН должна защищаться отдельным предохранителем. Такие предохранители должны располагаться как можно ближе к ТН.

403. Если в цепях, за исключением вновь установленных, должны проводиться измерения в соответствии с требованиями данной главы и если установленные измерительные трансформаторы не отвечают требованиям в полной мере, тогда эти измерительные трансформаторы должны быть заменены или установлены дополнительные, отвечающие следующим требованиям:

1) если измерительные трансформаторы имеют какие-либо нагрузки, помимо тех нагрузок, измерение которых связано с вопросами оплаты за электроэнергию и ее передачи по электрическим сетям, информация о значениях дополнительной нагрузки должна быть передана СО для внесения ее в реестр коммерческого учета. Любые дополнительные нагрузки вторичных цепей не должны изменяться без предварительного уведомления СО, и информация об измененных значениях дополнительной нагрузки вторичной цепи должна быть передана СО для внесения данных в реестр счетчиков коммерческого учета;

2) если нарушение общего режима, например, такое как отказ предохранителя ТН может привести к изменениям значений напряжений на счетчиках коммерческого учета, должно быть установлено реле контроля напряжения. Неисправность должна быть устранена в течение 24 часов после обнаружения повреждения. Аварийный сигнал должен передаваться СО через устройство хранения данных. < * >

Сноска. Пункт 403 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

404. Учет активной электроэнергии трехфазного тока на генераторах и точках подключения к сетям 110 кВ и выше должен производиться с помощью трехфазных трехэлементных счетчиков, имеющих измерительные блоки в к а ж д о й ф а з е .

405. Счетчики коммерческого учета реактивной энергии должны соответствовать требованиям, указанным в пунктах 373-374.

406. Все счетчики коммерческого учета должны иметь долговременный регистр накопленной информации для каждого измеряемого объема. Регистр счетчика коммерческого учета не должен совершать более одного полного цикла в течение расчетного периода считывания показаний счетчика.

407. Счетчики коммерческого учета, которые снабжают данными отдельные устройства хранения данных, должны давать измеряемый объем электроэнергии в виде приращения электроэнергии за учитываемый период. <*>

Сноска. Пункт 407 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

408. Все счетчики коммерческого учета должны быть промаркированы при помощи специальных табличек. Данные по маркировке счетчиков коммерческого учета и технические спецификации должны быть предоставлены СО и ОРЦТЭ для внесения в реестр коммерческого учета.

409. Объемы памяти каждого устройства хранения данных должны быть такими, чтобы позволяли сохранять все измеренные величины в течение 45 дней с интервалом отбора данных в 15 минут.

410. Данные, которые передаются на расстоянии устройством хранения данных, должны иметь формат и протокол, определенные СО.

411. Должны быть предусмотрены программно-технические средства для выбора отдельного периода для данных по энергии и данных по энергии из ряда временного интервала 15 минут, так чтобы в каждом случае период завершал час

< * >

Сноска. Пункт 411 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

412. Данные коммерческого учета электроэнергии передаются в устройства хранения данных каждые 15 минут. При сбоях передачи информации должна быть обеспечена возможность сбора данных одновременно за несколько 15-минутных интервалов. <*>

Сноска. Пункт 412 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

413. Для каждого устройства хранения данных должен быть обеспечен источник бесперебойного энергоснабжения с отдельными для каждого устройства хранения данных предохранителями.

414. Если модем, связанный с устройством хранения данных располагается отдельно от устройства хранения данных, то он должен быть снабжен источником бесперебойного энергоснабжения с отдельными предохранителями.

415. В случае прекращения энергоснабжения устройство хранения данных должно передавать выходной аварийный сигнал на пункт с постоянным дежурным персоналом.

416. Необходимо иметь отдельное устройство хранения данных и отдельную линию связи. Если используется отдельное устройство хранения данных, то оно может использоваться для хранения данных, полученных более чем с одного счетчика коммерческого учета.

417. Комплекс коммерческого учета должен быть оборудован средствами для сохранения временных данных, находящихся в памяти. Предпочтительно, чтобы данные хранились в долговременной памяти.

Должны быть обеспечены следующие технические возможности для хранения данных коммерческого учета:

1) объем памяти должен быть рассчитан на 96 периодов в день в течение 45 дней для всех значений по энергии;

2) (подпункт исключен - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222) ;

3) в случае прекращения подачи питания к устройству хранения данных, устройство хранения данных должно сохранять данные в течение периода прекращения подачи питания и поддерживать временную точность по времени, указанную в пункте 484 ;

4) промежуточные значения по электрической энергии, относящиеся к периоду прекращения подачи питания к устройству хранения данных, и нулевые значения по электрической энергии, относящиеся к периоду прекращения подачи питания к устройству хранения данных, должны быть отмечены соответствующим образом для идентификации их системой коммерческого учета ;

5) для случаев продолжительного прекращения подачи питания часы, календарь и все данные должны функционировать в течение 45 дней без подключения внешнего источника энергоснабжения;

6) любая операция по считыванию информации не должна приводить к потере или изменению хранящихся данных коммерческого учета;

7) по запросу системы коммерческого учета устройство хранения данных должно выдавать любой объем хранящейся информации. <*>

Сноска. Пункт 417 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

418. Для каждого из указанных ниже случаев должны быть обеспечены средства контроля:

- 1) ошибка в работе устройства хранения данных;
- 2) контроль по энергоснабжению;
- 3) проверка памяти;
- 4) неисправность цепей ТН;
- 5) доступ к местному порту запросов. <*>

Сноска. Пункт 418 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

419. Информация о любом из указанных выше отказов должна быть передана СО при помощи общего аварийного сигнала. Аварийный сигнал должен иметь соответствующую кодировку для идентификации его с соответствующим периодом . < * >

Сноска. Пункт 419 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

420. Каждое устройство хранения данных должно иметь и местные, и удаленные технические средства для осуществления запросов из отдельных портов .

421. Оборудование коммерческого учета должно быть установлено таким образом, чтобы считывание и перепрограммирование данных коммерческого учета, проводимых с системы коммерческого учета, могло осуществляться только посредством местного и удаленного доступа на соответствующем уровне безопасности, контролируемом соответствующими паролями.

422. Должны выдаваться следующие данные коммерческого учета в ходе осуществления запроса:

- 1) данные измерений электроэнергии, определенные в пунктах настоящей главы ;
- 2) (подпункт исключен - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222) ;
- 3) аварийные сигналы ;
- 4) время и дата, указываемые устройством хранения данных. <*>

Сноска. Пункт 422 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

423. Для каждого устройства хранения данных должен быть предусмотрен порт запроса в местный терминал данных (компьютер), для следующих целей:

- 1) сдача в эксплуатацию, техническое обслуживание и обнаружение повреждений ;
- 2) передача данных коммерческого учета в случае отказа системы связи;
- 3) установка параметра времени, если это не может быть сделано на

расстоянии или автоматически;

4) техническое обслуживание и обнаружение повреждений. <*>

Сноска. Пункт 423 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

424. Каждое устройство хранения данных должно быть снабжено интерфейсом внутренней и внешней связи, таким как модем или радиопередатчик, который обеспечивает обмен данными при выполнении местных и удаленных запросов в соответствии с действующими нормативными документами Республики Казахстан. Должна иметься линия связи, обеспечивающая сбор данных коммерческого учета системой коммерческого учета для использования СО.

425. Все участники рынка должны обеспечить специальные выделенные каналы или Internet для поиска данных коммерческого учета. Резервным каналом должен быть коммутируемый канал. Если предоставление специального выделенного канала или Internet не представляется возможным, технически нецелесообразно или экономически невыгодно, участник рынка по согласованию с СО может выделить взаимно резервируемые коммутируемые каналы. <*>

Сноска. Пункт 425 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

426. Фактически используемые средства должны быть согласованы с СО и отвечать его требованиям. Обеспечение линией связи и расходы по ее аренде несет участник рынка - владелец комплекса коммерческого учета.

427. Считывание данных со счетчика коммерческого учета, программирование и изменение параметров возможно только посредством доступа на соответствующем уровне безопасности с помощью паролей.

428. Система связи между устройством хранения данных и системой коммерческого учета должна включать средства проверки ошибок.

429. Технические требования к формату передаваемых данных, протоколу и средствам проверки ошибок и уровню безопасности должны определяться СО.

430. Все оборудование комплекса коммерческого учета должно быть опломбировано в соответствии с определенной согласованной процедурой. Пломбы должны прикрепляться таким образом, чтобы доступ к внутренней части счетчика коммерческого учета, измерительным цепям устройства сбора данных был невозможен без нарушения целостности пломбы.

431. Компоненты комплекса коммерческого учета и связанные с ними цепи от измерительных трансформаторов должны быть надежными и безопасными. Испытательные блоки выводов или аналогичные технические средства для проведения тестирования и поверки должны располагаться по возможности на близком расстоянии к соответствующим счетчикам коммерческого учета. <*>

Сноска. Пункт 431 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

432. Модемы должны быть соответствующим образом изолированы от связанных с ними линий связи.

433. Участник рынка - владелец комплекса коммерческого учета, участвующая электросетевая компания, СО и организация, осуществляющая коммерческий учет, должны иметь свободный доступ к комплексу коммерческого учета для контроля, проверки данных и проверки комплекса и его технического обслуживания и ремонта.

434. Данные коммерческого учета, хранящиеся в комплексе коммерческого учета, должны быть защищены от прямого местного и удаленного электронного доступа при помощи соответствующих паролей.

435. Организация, осуществляющая коммерческий учет, должна предоставить пароли "Только чтение" соответствующим участникам рынка и электросетевой компании и пароли "Чтение" и "Запись" СО. Пароли, используемые участниками рынка, должны быть занесены в реестр коммерческого учета. < * >

Сноска. Пункт 435 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

436. Каждый комплекс коммерческого учета и его компоненты, параметры и рабочие характеристики должны быть точно определены и внесены в реестр коммерческого учета. Все изменения компонентов, и корректировки должны быть согласованы с СО и после завершения работ, данные по ним, незамедлительно должны быть представлены СО.

437. На устройство, технические спецификации и схемы соединений комплекса коммерческого учета должны быть представлены необходимые документы. Они должны содержать технические данные и установочные параметры измерительных трансформаторов и счетчиков коммерческого учета.

438. Документы должны быть представлены организацией, осуществляющей коммерческий учет и должны находиться у владельца ОТКУ.

Сноска. Пункт 438 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

439. База данных коммерческого учета ОРЭ хранит всю техническую, административную и физическую информацию по всем точкам коммерческого учета. База данных коммерческого учета состоит из двух частей: данные счетчика коммерческого учета и данных комплекса коммерческого учета.

440. СО осуществляет обновление, корректировку и управление этой базой

данных, он также отвечает за поддержание безопасности и конфиденциальности при выполнении им управления, обработки, корректировки и хранения данных счетчика коммерческого учета и данных комплекса коммерческого учета.

441. Данные счетчика коммерческого учета составляют часть базы данных коммерческого учета и хранят информацию, связанную с комплексами коммерческого учета, необходимыми в соответствии с настоящей главой по данным счетчика коммерческого учета.

442. Задачей данных счетчика коммерческого учета является:

- 1) регистрация пунктов подключения, точек коммерческого учета и участников рынка;
- 2) подтверждение соблюдения требований с настоящей главой по счетчикам коммерческого учета;
- 3) поддающееся контролю регулирование изменений зарегистрированной информации.

443. Участник рынка по каждому своему комплексу коммерческого учета, должен представить все необходимые данные и технические спецификации, в соответствии с требованиями пунктов 445-450, СО, который отвечает за проверку правильности информации и за хранение информации счетчика коммерческого учета.

444. Каждый документ поверки применяется для контроля уровня точности, указанного в пунктах 373-374. О каждом изменении компонента комплекса коммерческого учета и каждом изменении установочных параметров должно быть немедленно доложено СО для регистрации. Обновленные записи данных счетчика коммерческого учета должны быть проверены и подтверждены владельцем счетчика и СО.

445. Комплекс коммерческого учета должен содержать как минимум следующую информацию о пункте подключения и точке коммерческого учета:

- 1) владелец комплекса коммерческого учета, организация, ведущая коммерческий учет;
- 2) точные названия месторасположения;
- 3) информацию о контактном лице и номерах телефонов по каждому участку, предоставленные владельцем комплекса коммерческого учета.

Сноска. Пункт 445 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

446. Информация по установке приборов коммерческого учета: идентификационные коды (ИК) точек коммерческого учета, производитель, тип, модель, серийный номер, год выпуска и класс точности, все данные, касающиеся физических и технических спецификаций, стандартов, номинального и максимального тока, номинального вспомогательного напряжения, рабочего

диапазона и точности всех приборов (включая коэффициенты трансформации тока и напряжения), все данные необходимые для утверждения типа измерительного комплекса, вся информация, касающаяся испытаний, ввода в эксплуатацию, включая сертификаты поверки, протоколы тестирования и даты, программа по замене устройств, графики поверки и тестирования, осуществления ремонта, новой аттестации и, при необходимости, обновленные сертификаты поверки. Дата последнего контроля объекта, дата последнего тестирования счетчика коммерческого учета и дата последней поверки счетчика коммерческого учета, свидетельство поверки с указанием погрешности комплекса коммерческого учета, а также данные измерительных трансформаторов, счетчиков коммерческого учета, устройств хранения данных.

< * >
Сноска. Пункт 446 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

447. Информация по обмену данными:

- 1) номера телефонов для сбора данных коммерческого учета;
- 2) информация, касающаяся обеспечения связи, включает: тип оборудования, серийный номер, технические спецификации, интерфейс и протокол связи;
- 3) информация о пользователях и их права доступа;
- 4) информация, касающаяся обеспечения безопасности, в особенности пароли "читать" и/или "записать" (которая должна храниться в защищенном месте). <*>

Сноска. Пункт 447 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

448. Согласованные сторонами договора процедуры проверки достоверности и замены данных должны включать:

- 1) алгоритмы;
- 2) методику сравнения данных;
- 3) обработку и сигналы (пределы источников напряжения, пределы углов фаз);
- 4) альтернативные источники данных.

449. Обработка данных для проведения эксплуатационных расчетов включает алгоритм "Расчет выданной почасовой выработки электроэнергии".

450. Каждый участник рынка представляет СО по каждой из своих точек коммерческого учета вышеприведенные данные в следующих ситуациях:

- 1) когда устанавливается новый комплекс коммерческого учета;
- 2) когда вносятся какие-либо изменения в данные счетчика коммерческого учета или изменены характеристики комплекса коммерческого учета;

3) когда вводится в работу система учета электроэнергии. <*>
Сноска. Пункт 450 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

451. Каждый комплекс коммерческого учета должен иметь идентификационный код (ИК), который содержит восемнадцать десятичных разрядов. Структура ИК будет следующей:

1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18

1-й разряд - код страны. Значение кода может быть от "1" до "9",
присваивается СО ;

2-й разряд - код энергетической зоны. Значение кода может быть от "1" до "9",
присваивается СО ;

3-й, 4-й разряды - код области, города или энергоузла. Значение кода может
быть от "01" до "99", присваивается СО ;

5-й разряд - код основной деятельности субъекта. Значение кода может быть
от "1" до "9", присваивается СО ;

6-9 разряды - код признака субъекта. Значение кода может быть от "0001" до
"9999", присваивается СО ;

10-11 разряды - персональный код структурного подразделения субъекта.
Значение кода может быть от "01" до "99", присваивается организацией,
выполняющей проект ;

12-14 разряды - персональный код подстанции субъекта. Значение кода
может быть от "001" до "999", присваивается организацией, выполняющей
проект ;

15-18 разряды - персональный код комплекса коммерческого учета субъекта.
Значение кода может быть от "0001" до "9999", присваивается организацией,
выполняющей проект. <*>

Сноска. Пункт 451 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

452. Данные коммерческого учета должны храниться в базе данных коммерческого учета. Данные коммерческого учета состоят из всех измеренных, рассчитанных и хранимых значений коммерческого учета, которые используются для целей взаиморасчетов и пользования электрической сетью.

453. СО осуществляет сбор данных коммерческого учета путем дистанционного опроса с использованием протокола передачи данных, обеспечивает безопасность и сохранность их в базе данных коммерческого учета для целей взаиморасчетов и пользования электрической сетью, а также для использования их в будущем участниками рынка. <*>

Сноска. Пункт 453 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

454. Сбор измеренных данных коммерческого учета и запись в базу данных СО осуществляется каждые 15 минут. <*>

Сноска. Пункт 454 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

455. Владелец комплекса коммерческого учета должен обеспечить надежность работы линии связи и дистанционной передачи информации от комплекса коммерческого учета до базы данных коммерческого учета.

456. Если дистанционный опрос становится недоступным, СО должен достичь соглашения с участником рынка о получении соответствующих данных путем проведения запросов на месте. Если это невозможно, тогда СО должен использовать другие средства (например, операционная SCADA) для формирования базы данных. <*>

Сноска. Пункт 456 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

457. Данные коммерческого учета включают:
значения активной и реактивной энергии, полученные с комплексов коммерческого учета ;
значения, рассчитанные на основе первоначальных данных, которые выполняются СО ;
подсчитанные, откорректированные данные в случае отсутствия данных или в случае ошибочных данных. <*>

Сноска. Пункт 457 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

458. Данные коммерческого учета должны быть собраны, обработаны, пройти административную обработку и храниться с обеспечением их безопасности и конфиденциальности.

459. Данные должны храниться в базе данных коммерческого учета в течение двух лет в формате, обеспечивающем быстрый доступ и течение последующих трех лет в архивном формате.

460. ТО осуществляет проверку достоверности и замену данных в случае ошибки или в случае отсутствия данных.

461. Когда проводится испытание устройства по хранению данных и для сбора обновляемых ежедневных данных, то необходимо выполнить следующие условия :

1) должны быть сравнены идентификационные коды установки коммерческого учета и число каналов передачи данных с предполагаемыми данными. Если в любом из этих случаев они отличаются, данные не собираются,

подается сигнал сбоя и проводится расследование сбоя в соответствии с п у н к т а м и 4 8 6 - 4 8 8 ;

2) если в устройстве по хранению данных не доступна информация, то информация не собирается и подается сигнал о сбое и проводится расследование сбоя в соответствии с пунктами 486-488;

3) если невозможно установить связь с устройством по хранению данных, то подается сигнал о сбое и проводится расследование сбоя в соответствии с п у н к т а м и 4 8 6 - 4 8 8 ;

4) время и дата в устройстве по хранению данных должны быть сравнены с предполагаемыми значениями. Если время отличается более чем на 10 секунд и менее чем на одну минуту, то устройство по хранению данных корректируется системой сбора данных коммерческого учета. Если время отличается более чем на одну минуту, подается сигнал о сбое и проводится расследование сбоя в соответствии с пунктами 486-488;

5) сигналы, поданные устройством по хранению данных, должны быть проверены. Если какой-либо из них вызывает сомнение, то подается сигнал о сбое и проводится расследование сбоя в соответствии с пунктами 486-488.

462. Если СО обнаруживает сбой в работе комплекса коммерческого учета, СО уведомляет сторону, владеющую комплексом коммерческого учета в течение 24 часов после обнаружения сбоя. <*>

Сноска. Пункт 462 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

463. Если существуют расхождения между данными комплекса коммерческого учета и данными базы данных коммерческого учета, заинтересованный участник рынка должен связаться с СО, чтобы определить наиболее подходящий способ устранения причины возникшего расхождения и должны быть предприняты согласованные действия, чтобы исключить подобные р а с х о ж д е н и я в б у д у щ е м .

464. СО отвечает за то, чтобы все инциденты системы коммерческого учета и произошедшие сбои системы коммерческого учета были расследованы и устранены в соответствии с регламентом настоящей главы. СО также отвечает за то, чтобы обо всех сбоях докладывалось своевременно стороне, владеющей комплексом коммерческого учета, электросетевым компаниям и организации, ведущей коммерческий учет, в зависимости от конкретной ситуации. <*>

Сноска. Пункт 464 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

465. Если имеют место расхождения данных коммерческого учета, или если необходимо провести процедуру замены, СО отвечает за замену данных коммерческого учета и должен разработать процедуру замены данных и

соответствующие инструкции, проконсультировавшись с другими участниками рынка .

466. В случае полного отсутствия данных коммерческого учета или сбоя комплекса коммерческого учета, данные должны быть заменены с использованием согласованных между сторонами методов. Информация, полученная из SCADA за прошедшие периоды и из других источников, должна использоваться в соответствии с разрешенным доступом. <*>

Сноска. Пункт 466 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

467. Если данные коммерческого учета не могут быть получены из комплекса коммерческого учета, в течение времени, необходимого для взаиморасчетов, тогда значения замещаемых данных должны быть подготовлены СО с использованием метода, согласованного с участниками рынка.

468. Участник рынка может предложить СО провести аудит, который определит соответствие между данными базы данных коммерческого учета и данными комплекса коммерческого учета участника рынка.

469. Если проверка комплекса коммерческого учета, проведенные в соответствии с пунктами настоящей главы покажут ошибку не более чем в 1,5 раза превышающую допустимую погрешность, но это по обоснованному заключению СО не затрагивает серьезно какого-либо участника рынка, то производить замены считываемых данных не требуется. <*>

Сноска. Пункт 469 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

470. Если имеет место расхождение данных комплекса коммерческого учета и данных базы данных коммерческого учета, нет доступа к другим источникам данных для производства проверки, то данные комплекса коммерческого учета считаются доказательством, достаточным при отсутствии опровержения.

471. База данных коммерческого учета, которая содержит данные коммерческого учета субъектов ОРЭ, принадлежит СО. Для того, чтобы СО имел возможность обеспечить безопасность базы данных коммерческого учета, только СО должен иметь доступ к ней. СО предоставляет данные коммерческого учета и данные счетчика коммерческого учета в ответ на письменное предложение любой из сторон указанных ниже. Эта информация предоставляется специально для подтверждения испытаний, разрешения споров, поверки или любых других целей, которые СО считает приемлемыми. Во всех случаях информация должна предоставляться в электронном виде насколько это возможно быстро, но не позднее, чем за одну неделю.

472. Стороны, которые имеют право запрашивать данные:

1) сторона, владеющая соответствующим комплексом коммерческого учета и

эксплуатирующая его;

2) электросетевые компании (энергопередающая или распределительная или совместно) в отношении всех комплексов коммерческого учета в точках их подключения к сети;

3) организации, ведущие коммерческий учет, отвечающие за определенный комплекс коммерческого для целей испытаний и ремонта.

473. В случае аварии всего или части комплекса коммерческого учета, СО в течение 24 часов уведомляет участника рынка и организацию, ведущую коммерческий учет. После этого сторона, владеющая комплексом коммерческого учета и эксплуатирующая его, будет отвечать за устранение сбоя и за то, чтобы комплекс был готов к эксплуатации на полную мощность в течение следующих периодов времени:

1) там, где авария серьезно затрагивает взаиморасчеты, комплекс коммерческого учета должен быть снова готов к эксплуатации в течение 5 дней;

2) там, где авария не затрагивает серьезно взаиморасчеты (например, авария линий связи), комплекс коммерческого учета должен быть снова готов к эксплуатации в течение 15 дней.

474. Во всех вышеуказанных случаях окончательное решение о восстановлении эксплуатации будет принимать СО.

475. Требования к хронометражу системы коммерческого учета, включая базу данных коммерческого учета и местный комплекс коммерческого учета, следующие:

1) они должны быть установлены в соответствии с астанинским зимним временем (АсЗВ), которое на шесть часов опережает Универсальное скоординированное время (УСВ) при переходе на почасовой расчетный период учета и оплаты электроэнергии на ОРЭ. Не должно иметь место перехода на астанинское летнее время (АсЛВ);

2) период отсчета должен быть увязан с точкой отсчета времени 00:00:00 часов в соответствии с зимним астанинским временем;

3) синхронизация базы данных коммерческого учета должна проводиться только посредством интегрированного приемника и синхронизированного радиосигнала. Каждый цикл сбора данных коммерческого учета должен проверять собственное время устройства хранения данных в соответствии с пунктами настоящей главы и корректировать;

4) синхронизация устройства хранения данных должна проводиться посредством интегрированного приемника и синхронизированного радиосигнала или путем синхронизирующего эталонного сигнала, как части сбора данных коммерческого учета. Этот синхронизирующий эталонный сигнал должен автоматически передаваться при каждом сборе данных коммерческого учета;

5) по каждому устройству хранения данных общие пределы погрешности по хронометражу, с учетом возможных сбоев синхронизации в течение каждого периода диспетчеризации, должны быть в пределах 0,1%. Данные коммерческого учета должны быть установлены в пределах точности +/-1 секунда астанинского зимнего времени ;

б) начало каждого периода отсчета должно быть в пределах +/-1 секунда астанинского зимнего времени ;

7) продолжительность каждого периода отсчета должна быть в пределах точности +/-0,1% за исключением времени синхронизации, которая будет происходить в этот период ;

8) общие пределы погрешности по хронометражу, с учетом сбоя коммуникации с устройством хранения данных в период, продолжительностью до 10 дней, должны быть :

в отношении завершения каждого периода опроса в пределах +/-10 секунд астанинского зимнего времени ;

в отношении длительности каждого периода опроса в пределах +/-0,1%, за исключением тех случаев, когда время синхронизации приходилось на период опроса . < * >

Сноска. Пункт 475 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

476. СО обеспечивает проверку, утверждение технических характеристик комплекса коммерческого учета, а также проведение тестирований и анализа результатов, мониторинг поверки счетчиков коммерческого учета и измерительных трансформаторов. Для проведения проверок СО может привлечь любую организацию, осуществляющую коммерческий учет, в качестве своего агента . < * >

Сноска. Пункт 476 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

477. Изменения параметров существующего комплекса коммерческого учета производится только уполномоченными лицами, и должно быть представлено в отчете и согласовано с СО до начала каких-либо изменений.

478. Все организации, осуществляющие коммерческий учет, должны быть способны выполнять специализированные работы по обслуживанию, требуемые данной главой настоящих Правил. < * >

Сноска. Пункт 478 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

479. Измерительная аппаратура должна быть поверена и аттестована в соответствии со стандартами, разработанными ГОССТАНДАРТОМ для соответствия требованиям к точности и относительной погрешности,

предъявляемой к коммерческому учету.

480. Все счетчики коммерческого учета должны пройти следующее:

1) первичную поверку.

Все счетчики коммерческого учета должны быть поверены до начала коммерческой операции в соответствии с требованиями к коммерческому учету и аттестованы ГОССТАНДАРТОм на соответствие коммерческому учету. Данная поверка выполняется любым уполномоченным лицом или организацией (например, производителем, организацией, осуществляющей коммерческий учет, либо лабораторией испытательной станции), аккредитованными ГОССТАНДАРТОм. Подтверждение для проведения проверки СО должно быть в форме актов и протоколов калибровки поверки, а также сертификатов поверки, удостоверяющих соответствие счетчиков коммерческого учета их классу точности. Результаты поверок, а также сертификаты поверки предоставляются СО для внесения их в реестр коммерческого учета;

2) периодические поверки и тестирования.

Счетчики коммерческого учета испытываются на регулярной основе, периодически проходят поверку и тестируются по мере необходимости, а так же в соответствии с интервалами, указанными в пункте 481.

СО может поручить выполнение поверки любой организации, осуществляющей коммерческий учет. <*>

Сноска. Пункт 480 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

481. Интервалы поверки и тестирования счетчиков коммерческого учета.

Поверки должны проводиться в соответствии с определенными интервалами с целью проверки того, что эксплуатация ведется в рамках, предписанных пределов погрешности, указанных в пунктах 373-374. Ниже представлены межповерочные интервалы. Дата и результаты всех поверок и тестирования должны быть предоставлены СО для внесения в реестр коммерческого учета. Время от времени, также могут потребоваться специальные дополнительные испытания помимо запланированных.

Таблица "Интервалы поверки и тестирования"

Ряд соединений	500 кВ и выше, генераторы 200 МВт и выше, лет	220-110 кВ, генераторы от 50 до 200 МВт, лет	35-0,4 кВ, генераторы менее 50 МВт, лет
----------------	--	---	--

Интервал поверки счетчиков коммерческого учета	повторной статических		
Интервал тестирования	6	6	6
	2	3	3

482. Все измерительные трансформаторы проходят:
1) первичную поверку.

Новые измерительные трансформаторы поверяются до начала их ввода в коммерческую эксплуатацию на любом участке, в соответствии со спецификациями и требованиями ГОССТАНДАРТа и настоящих Правил. Подтверждение для проведения проверки СО должно быть в форме результатов испытаний, а также сертификатов поверки, удостоверяющих соответствие измерительных трансформаторов их классу точности. Данная информация предоставляется СО для внесения ее в реестр коммерческого учета.

2) периодические поверки и тестирования.

Для измерительных трансформаторов периодические поверки устанавливаются один раз в 12 лет, а тестирование - 1 раз в 6 лет;

3) все измерительные трансформаторы, перед метрологической аттестацией автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии, должны пройти процедуру поверки (калибровки) методом, согласованным с Госстандартом РК. <*

Сноска. Пункт 482 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

483. Все устройства для хранения данных поверяются до начала их ввода в коммерческую эксплуатацию на любом участке в соответствии с требованиями Госстандарта и главы коммерческого учета настоящих ЭСП. Данная информация предоставляется СО для внесения ее в реестр коммерческого учета. <*>

Сноска. Пункт 483 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

484. Проверки на месте установки проводятся в следующих целях:

1) определения погрешностей каналов передачи данных от комплексов коммерческого учета до центров обработки и хранения данных (ЦДУ, РДЦ). Разница между показаниями счетчика и показаний устройства хранения данных за расчетный интервал времени не должна превышать 0,1%. Если погрешность измерения электрической энергии превышает эту величину, то составляется акт и разрабатывается план мероприятий по устранению погрешности измерений. Проверка на месте установки комплексов учета электроэнергии проводится

ежегодно для всех точек учета;

2) отсутствия доказательства повреждений комплексов коммерческого учета и связанного с ним оборудования, либо преступного использования любого рода комплексов коммерческого учета или связанного с ним оборудования, в частности, пломб и клейм;

3) отсутствия потенциальной безопасности комплексов коммерческого учета и связанного с ним оборудования.

485. Все неполадки, обнаруженные при проверке на месте установки должны быть представлены незамедлительно СО, который проводит расследование согласно пунктам настоящей главы. <*>

Сноска. Пункт 485 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

486. В случае погрешности или обнаружения подозреваемой погрешности, СО начинает следующую процедуру:

1) в течение 24 часов информирует участника рынка, электросетевую компанию и организацию, осуществляющую коммерческий учет;

2) там, где необходимо отдает распоряжение о сборе показаний с местного счетчика коммерческого учета;

3) отдает распоряжение ответственному предприятию о расследовании и устранении проблемы в соответствии с пунктами 473-474.

487. Если испытание комплексов коммерческого учета или проверки показывают погрешности более величины погрешностей, указанных в пунктах настоящей главы, а СО не определил, когда произошла погрешность, тогда считается, что погрешность произошла в период между временем успешного последнего испытания или успешной проверки и времени обнаружения погрешности. < * >

Сноска. Пункт 487 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

488. Если требуется какая-либо замена данных учета, как указано выше, СО должен предоставить согласованную замену данных учета в соответствии с пунктами 465-470 с целью исправления ошибки за период, в который произошла возможная ошибка.

489. Все организации, осуществляющие коммерческий учет до начала выполнения обязанностей, перечисленных ниже, должны быть уполномочены и аккредитованы ГОССТАНДАРТОм в качестве организации, осуществляющей коммерческий учет.

490. Организации, осуществляющие коммерческий учет, должны подтвердить выполнение следующих функций:

1) проектирование, установка, сдача в эксплуатацию, а также поверка систем

коммерческого учета в соответствии с требованиями к точности, обозначенными в данной главе коммерческого учета, а также превалирующих процедур и законодательства Республики Казахстан;

2) поверка, документация и установка параметров;

3) испытания, проверка и техническое обслуживание комплексов коммерческого учета и систем коммерческого учета;

4) (Подпункт исключен - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222). <*>

Сноска. Пункт 490 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

491. Все затраты на проектирование, установку, эксплуатацию, техническое обслуживание, испытания, поверку и обновление систем коммерческого учета, а также затраты на каналы связи и доступ к данным несут владельцы комплекса и систем коммерческого учета, эксплуатирующие их.

РАЗДЕЛ 6. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ <*>

Сноска. Название раздела с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

Глава 9. Оценка надежности <*>

Сноска. Название главы с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

492 - 537. (Пункты исключены - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222).

Параграф 1. Дефицит поставки

538. В случае образования у продавца (поставщика) дефицита электрической энергии для выполнения его договорных обязательств, предусмотренных в суточном графике, он осуществляет следующие действия:

1) по заключенным срочным договорам купли-продажи производит замещение электрической энергии поставкой эквивалентного количества от других Э П О ;

2) по поставке проданной на централизованных торгах наличной электрической энергии обеспечить поставку эквивалентного количества электрической энергии из других источников (за исключением случаев форс-мажора, предусмотренных договором участия в централизованных торгах наличной электрической энергией) с оперативным, а в последствии по истечении не более 24 часов с момента возникновения дефицита поставки и с письменным (факс, электронная почта, Internet) уведомлением ОРЦТЭ о возмещении им проданной на торгах электрической энергии из других источников с указанием наименования источника, часов возмещения и объемов замещенной электрической энергии. <*>

Сноска. Пункт 538 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

539. Источниками замещения электрической мощности и энергии при их дефиците для поставок, как по срочным двухсторонним договорам купли-продажи, так и по сделкам, заключенным на централизованных торгах наличной электроэнергией, могут служить поставки:

1) от других ЭПО, с которыми у продавца (поставщика) электрической энергии, имеющего ее дефицит на предстоящие операционные сутки достигнута договоренность о замещении поставок;

2) о т П У Л Р Э М ;

3) от продавцов электроэнергии, подавших в СО заявки на продажу электроэнергии в режиме реального времени через балансирующий рынок э л е к т р о э н е р г и и . < * >

Сноска. Пункт 539 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

540. При отсутствии источников замещения в случае возникновении дефицита поставки электрической энергии, проданной на централизованных торгах наличной электроэнергией, СО вносит коррективы в суточный график, сокращая объем потребления электрической энергии в графике поставок на объем выбывшей из поставок электрической энергии в соответствии с действующими нормативными документами. < * >

Сноска. Пункт 540 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

541. СО должен использовать все усилия по поддержанию надежности энергосистемы, что обеспечит эффективную работу рынка с минимальным в м е ш а т е л ь с т в о м .

542. СО обеспечивает оценку надежности, техническое обслуживание, восстановления энергоснабжения и непрерывность эксплуатации во времени.

543. Оценка надежности, осуществляемая СО, должна учитывать конфигурацию сети, остановы и надежность работы энергосистемы.

Эти требования охватывают следующие периоды:

1) долгосрочный - с упреждением на один год вперед - ежегодная оценка надежности ЭЭС согласно пунктам 553-556;

2) среднесрочный - с упреждением на один месяц вперед - ежемесячная оценка надежности ЭЭС согласно пунктам 557-560;

3) краткосрочный - от режима реального времени до одних суток вперед - ежедневная оценка надежности согласно пункту 561. < * >

Сноска. Пункт 543 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

544. Для оценки надежности системы СО должен принять во внимание информацию согласно требованиям планирования, главы по оценке надежности, раздела 4 настоящих Правил, главы 7 координация остановов и техобслуживание и любой другой уместной информации, доступной время от времени.

545. Оценка надежности.

В процессе оценки надежности энергосистемы СО должен осуществлять:

- 1) сбор информации;
- 2) анализ информации;
- 3) публикацию результатов оценки надежности ЕЭС.

546. Информация, которая будет собрана СО (между СО и ОРЦТЭ будет происходить обмен информацией в установленном ими порядке для того, чтобы стороны могли предоставлять ее однократно с целью исключения двойной работы. ОРЦТЭ и СО будут считать эту информацию конфиденциальной) - должна быть использована для целей анализа и прогнозирования. Информация требуется для подтверждения того, что в эксплуатационном периоде - до одного года вперед - будет достаточная выработка электроэнергии, что обеспечит потребление активной и реактивной мощности и что оценка надежности источников электроснабжения может быть выполнена.

547. Информация, которая будет собрана СО вместе с информацией, собранной согласно требованиям главы 7 раздела 4 настоящих Правил, должна быть использована для оценки технических возможностей системы по выработке и передаче прогнозируемых объемов электрической энергии, ее устойчивости и надежности.

Периодически по мере необходимости СО может запрашивать дополнительную информацию. В случае запроса СО требуемая ему информация должна быть предоставлена запрашиваемой стороной, как только это станет возможным.

548. Каждый год к концу октября все компании энергосистемы, потребители электроэнергии, непосредственно подключенные к электрической сети и ЭПО, должны обеспечить СО следующей информацией относительно каждой из своих силовых установок, указанных СО:

1) потребители - прогнозы потребления активной и реактивной мощности в точке подключения заданного часа и дня каждого месяца. Час и сутки определяются СО;

2) ЭПО:

прогноз нагрузки на заданный час и день каждого месяца. Час и сутки будут определены СО;

работоспособность электростанции на прогнозируемый год, принимая во внимание любые остановки, согласно разделу 4 настоящих Правил;

ограничения выработки электроэнергии;
другие состояния электростанции, которые могут существенно затрагивать
надежность энергосистемы. < * >

Сноска. Пункт 548 с изменениями - приказом Министра энергетики и
минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

549. Каждый месяц к 14-ым суткам все компании энергосистемы,
потребители электроэнергии, непосредственно связанные с электрической сетью
передачи и ЭПО должны обеспечить СО следующей информацией относительно
каждой из своих силовых установок, указанных СО:

1) потребители - прогнозы потребления, активной и реактивной мощности в
точке подключения на каждый час третьей среды следующего месяца или другие
сутки, указанные СО;

2) ЭПО, указанные СО, должны предоставить следующую информацию о
каждой из своих силовых установок:

прогноз нагрузки на каждый час третьей среды следующего месяца или другие
сутки, указанные СО;

работоспособность электростанции на прогнозируемый месяц, принимая во
внимание любые остановы, согласно разделу 4;
ограничения выработки электроэнергии;

другие состояния электростанции, которые могут существенно влиять на
надежность энергосистемы. < * >

Сноска. Пункт 549 с изменениями - приказом Министра энергетики и
минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

550. В целях комплексной оценки надежности анализ информации
производится СО со всеми сторонами.

Такой анализ оценки надежности использует информацию, собранную
согласно пунктам 546-552, изложенным выше, для ежегодного и ежемесячного
планирования. СО использует всю доступную ему информацию, как открытую,
так и закрытую. Анализ СО проводится на основе утвержденных
нормативно-технических документов.

551. СО обеспечивает все стороны достаточной информацией для
планирования, технического обслуживания или других надобностей.

552. Публикация ежемесячных, еженедельных и ежедневных оценок
надежности энергосистемы (ОНЭ) предназначена для гарантирования всем
сторонам должной информированности, что позволить им принять решения об
эффективной и экономичной их работе и определенно позволит им делать
следующее:

1) планировать любой график работы на электростанции и/или установке;

2) информировать все стороны о возможных потенциальных проблемах в надежности энергосистемы.

Параграф 2. Ежегодная оценка надежности ЕЭС (ОНЕЭС)

553. СО производит и издает ежегодную ОНЕЭС каждый год к концу ноября. Это охватывает следующий календарный год и основывается на исследовании энергосистемы в течение одного часа заданного дня каждого месяца.

554. СО может производить и издавать дополнительные обновленные версии ежегодной ОНЕЭС в случае существенных изменений или других причин.

555. Ежегодная ОНЕЭС должна содержать следующую информацию:

- 1) прогноз электропотребления на каждый месяц в течение часа и суток, у к а з а н н ы х С О ;
- 2) прогноз требуемого запаса для обеспечения стандартов надежности;
- 3) доступная выработка электроэнергии;
- 4) оценки потерь передачи в МВт в течение указанных суток;
- 5) данные любых расчетных ситуаций, где стандарты надежности для ЕЭС Казахстана будут нарушены .

556. СО издает ежегодную ОНЕЭС, доступную с помощью электронной почты всем сторонам и уполномоченному органу. СО должен документировать процедуру, используемую для подготовки ежегодной ОНЕЭС и делать эту информацию доступной любой стороне или уполномоченному органу.

Параграф 3. Ежемесячная ОНЕЭС

557. СО производит и издает ежемесячную ОНЕЭС каждый месяц по крайней мере за четыре рабочих дня перед окончанием месяца. Это охватывает следующий календарный месяц и основывается на исследовании энергосистемы в течение каждого часа третьей среды месяца или другие сутки, указанные СО.

558. СО может производить и издавать дополнительные обновленные версии ежемесячной ОНЕЭС в случае существенных изменений или других причин.

559. Ежемесячная ОНЕЭС должна содержать следующую информацию:

- 1) прогноз электропотребления на каждый час третьей среды месяца или другие сутки указанные С О ;
- 2) прогноз требуемого запаса для обеспечения стандартов надежности;
- 3) доступная выработка электроэнергии;
- 4) оценки потерь передачи в МВт в течение каждого часа указанных суток;
- 5) данные любых расчетных ситуаций, где стандарты надежности для ЕЭС Казахстана будут нарушены .

560. СО издает ежемесячную ОНЕЭС, доступную с помощью электронной почты всем сторонам и уполномоченному органу. СО должен документировать процедуру, используемую для подготовки ежемесячной ОНЕЭС и делать эту информацию доступной любой стороне или уполномоченному органу.

Параграф 4. Ежедневная ОНЕЭС

561. Ежедневная ОНЕЭС разрабатывается и публикуется ежедневно согласно правилам составления и публикации суточного графика, изложенными в настоящей главе.

562. За невыполнение или ненадлежащее выполнение своих обязательств, предусмотренных настоящей главой, участники рынка электрической мощности и энергии Республики Казахстан, включая ОРЦТЭ, а также СО несут ответственность, предусмотренную действующим законодательством Республики Казахстан и заключенными договорами.

РАЗДЕЛ 7. СИСТЕМНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И УСЛУГИ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Глава 10. Диспетчеризация

563. Диспетчеризацию сторон оптового рынка электрической мощности и энергии (ОРЭ) ЕЭС Республики Казахстан осуществляют СО.

Сноска. Пункт 563 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

564. СО в своей деятельности руководствуются нормативными документами Республики Казахстан. < * >

Сноска. Пункт 564 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

565. СО выполняет следующие функции:

1) передачу электрической мощности и энергии от продавцов до покупателей по электрической сети на основе договоров;

2) управление режимами межгосударственных перетоков электрической энергии для юридических лиц сопредельных государств;

3) оперативно-диспетчерское управление технологическими процессами производства электрической мощности всеми электростанциями Республики, передачу электрической энергии от оптовых продавцов к покупателям и потребления импортируемой электрической мощности оптовыми потребителями на основе сформированного почасового суточного графика производства-потребления и перетоков электрической мощности по сетям электросетевых компаний;

4) организацию параллельной работы субъектов ЕЭС Казахстана на основе необходимых критериев надежности;

5) организацию параллельной работы с энергосистемами сопредельных государств на договорной основе. < * >

Сноска. Пункт 565 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

566. Диспетчеризация преследует выполнение двусторонней задачи. Во-

первых, обеспечить постоянный баланс между производством и потреблением электроэнергии, во-вторых, обеспечить по возможности необходимым резервом для интегрированной работы всей электрической сети, а также качественную поставку электроэнергии в соответствии с требованиями настоящих Правил п у т е м :

1) мониторинга суточных контрактов с учетом графика суточной пропускной способности ;

2) выдачи диспетчерских распоряжений и инструкций энергопроизводящим организациям ;

3) выдачи диспетчерских инструкций и распоряжений пользователям по регулированию нагрузки ;

4) учета пропускной способности сети;

5) поддержания соответствующего уровня оперативного резерва.

Сноска. Пункт 566 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

567. Данный раздел распространяется на следующих участников:

1) С О ;

2) О Р Ц Т Э ;

3) Э П О ;

4) п о л ь з о в а т е л и .

568. Участники рынка выполняют следующее:

1) каждый производитель (потребитель) электроэнергии, являющийся участником оптового рынка электроэнергии, обеспечивает выполнение суточного графика выработки (потребления) в соответствии с распоряжениями на его изменение, выдаваемыми СО;

2) потребители - регуляторы, которые предоставляют услуги по уменьшению нагрузки, должны соблюдать условия своих соглашений и в частности придерживаться согласованных технических параметров до тех пор, пока они не будут изменены по соглашению с СО.

569. СО обеспечивает сохранность диспетчерских инструкций в пригодном для использования электронном формате не менее, чем в течение трех лет. Любой участник рынка может сделать заявку на доступ к некоторой из всей сохраняемой в инструкциях информации. Доступ будет разрешен только по согласованию с СО в случае обоснованности запроса.

570. Управление балансом мощности в ЕЭС Казахстана организуется на основании суточных графиков. Электростанции в нормальных условиях выполняют заданный суточный график нагрузки и вращающегося резерва. Потребители электрической энергии не превышают свой заявленный почасовой график потребления активной мощности.

571. Ведение режимов параллельной работы осуществляется на основе поддержания заданных суточным графиком сальдо межрегиональных и межгосударственных перетоков электрической энергии.

572. Потребители электроэнергии самостоятельно контролируют исполнение своих обязательств по выполнению суточного графика, как по потребляемой мощности, так и по электроэнергии согласно заключенным договорам.

573. ЭПО самостоятельно контролируют поставку с шин электростанций электрической мощности и энергии соответствующего качества, согласно заключенным договорам в соответствии с суточным графиком.

574. Оперативный контроль за установленными суточными графиками потребления электрической энергии в регионах (областях) производится самостоятельно диспетчерскими центрами электросетевых компаний и диспетчерскими центрами СО, с учетом коррекции по частоте. Обо всех вынужденных отклонениях от заданного графика дежурный персонал немедленно докладывает диспетчеру вышестоящего уровня оперативного управления.

575. СО использует имеющиеся у него объемы генерации для поддержания баланса генерируемой нагрузки в ЕЭС Казахстана и обеспечивает поддержание значений перетоков мощности в соответствии со значениями, согласованными в контрактах. Если электростанция или генерирующая установка не соблюдает запланированные объемы генерации, СО принимает меры в соответствии с п у н к т а м и 5 7 7 - 5 7 9 .

576. При отклонении межгосударственного сальдо-перетока от задания в суточном графике по межгосударственным линиям электропередачи 1150 кВ, 500 кВ, 220 кВ более допустимой величины согласно договоров на параллельную работу с энергосистемами других государств СО принимает необходимые меры по вхождению в заданный сальдо-переток и вводит в действие механизм балансирующего рынка электроэнергии. <*>

Сноска. Пункт 576 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

577. СО дает указания в форме оперативных распоряжений для выполнения установленного суточного графика перетоков мощности, потребления и производства участниками энергорынка.

578. Получив распоряжение, подчиненное оперативное лицо повторяет его, а отдавшее распоряжение оперативное лицо контролирует правильность усвоения распоряжения. Оперативное лицо, получившее распоряжение приступает к выполнению его лишь после того, как получит подтверждение от лица, отдавшего распоряжение.

579. Сразу по получению распоряжения в отношении определенной

генерирующей установки, ЭПО должна официально подтвердить по телефону принятие распоряжения, или обосновать его непринятие. Распоряжение может быть не принято только по соображениям безопасности персонала или по причине **неправомерности распоряжения.**

580. При выдаче диспетчерских распоряжений необходимо учитывать фактическое состояние работающего оборудования, его готовность к несению нагрузки в соответствующее время и период года (суток).

581. При возникновении непредвиденных ситуаций, связанных с безопасностью производства работ или угрозой повреждения оборудования, местный персонал немедленно сообщает об этом диспетчеру СО по телефону.

582. При отдаче и исполнении распоряжений диспетчера оперативный персонал всех уровней управления руководствуется соответствующими **нормативными документами.**

583. СО осуществляет разработку технических мероприятий по регулированию реактивной мощности. Субъекты энергорынка, получившие от СО распоряжение на регулирование реактивной мощности, осуществляют их реализацию точно в соответствии с полученным распоряжением.

Пользователи обеспечивают правильность выполнения этих указаний.

584. Порядок регулирования напряжения в сетях и на электростанциях разрабатываются на каждом уровне оперативно-диспетчерского управления, в которых указываются все имеющиеся технические мероприятия (изменением реактивной нагрузки, изменением ответвлений трансформаторов) по регулированию напряжения на данном объекте (в сети).

585. Если пользователь не может выполнить распоряжение, правильно отданное СО, он извещает об этом СО немедленно по телефону.

586. В случае если пользователь не информировал СО о своей неспособности или отказе выполнения распоряжения, полученное от СО, СО должен принять **принудительные меры воздействия.**

587. СО при оказании услуг по диспетчеризации имеет право:

1) отдавать оперативные распоряжения, направленные на соблюдение критериев устойчивости функционирования ЕЭС, качества электрической энергии и заданных суточным графиком режимов производства-потребления электрической мощности и энергии, которые являются обязательными для всех субъектов ЕЭС, независимо от форм собственности и ведомственной **принадлежности;**

2) принимать все меры по устранению возникающих дисбалансов **электрической энергии;**

3) реализовать другие права СО, как организации, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление ЕЭС, определяемые Правилами ОРЭ

Республики Казахстан, настоящими Правилами и другими нормативными документами;

4) вносить изменения в суточный график при угрозе снижения качества электроэнергии, снижении запасов надежности и устойчивости.

В случае, если СО предпринимает меры в соответствии с данным подпунктом, СО для целей аудита подробно регистрирует обстоятельства и причины, принятых им мер. В случае подачи обоснованного запроса каким-либо участником рынка или по просьбе (соответствующего органа) СО предоставляет письменный отчет. <*>

Сноска. Пункт 587 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

588. СО контролирует передачу нагрузки электростанций и обеспечивает:

1) режим работы электростанций и ее контрактных потребителей на основании суточных графиков;

2) переход от одного значения мощности заданного суточным графиком к другому значению не раньше, чем за 5 минут до конца часа и завершение позднее чем через 5 минут после начала следующего часа.

589. Невыполнением суточного графика производства, потребления, сальдо-перетока электроэнергии считается:

1) отклонение фактической величины среднечасовой мощности от заданного в суточном графике;

2) кратковременное отклонение фактической величины мощности от заданного в суточном графике более чем на 5%. <*>

Сноска. Пункт 589 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

590. Нарушение суточного графика работы должно фиксироваться на всех уровнях оперативного управления в оперативном журнале.

591. Диспетчерский резерв электрической мощности формируется следующими структурами:

1) ПУЛ резервов электрической мощности ЕЭС Казахстана (ПУЛ РЭМ);

2) балансирующий ОРЭ;

3) рынок системных и вспомогательных услуг. <*>

Сноска. Пункт 591 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

592. Резерв мощности, представляемый ПУЛ РЭМ, формируется на основании ежедневно разрабатываемой классификационной таблицы, в установленном инструкциями порядке.

593. При возникновении непредвиденных ситуаций, связанных со снижением выработки электростанций, СО своим распоряжением вводит в действие резервы

мощности в установленном порядке. Факт использования резервной балансирующей мощности регистрируется в оперативном журнале СО.

594. Ввод резервов по распоряжению СО необходимо выполнять для скорейшего возвращения системы в рабочее состояние, отвечающее нормальным стандартам ее безопасного функционирования и ни при каких обстоятельствах система не должна работать в нарушение обычных стандартов надежной и безопасной работы более 30 (тридцати) минут.

595. Оперативная связь между СО и пользователями осуществляется по телефону. В случае отказа всех видов оперативной связи между СО и пользователем, последний непрерывно предпринимает попытки установить контакт с СО. До восстановления связи пользователь поддерживает нагрузку в соответствии с заданием в суточном графике или последними распоряжениями С О .

596. Пользователь при отсутствии оперативной связи с диспетчером самостоятельно предпринимает все меры по поддержанию частоты на уровне 50 Гц в соответствии с инструкциями. В течение всего времени отсутствия связи пользователь ни при каких обстоятельствах не нарушает заданного режима р а б о т ы .

597. При исчезновении прямой телефонной связи заинтересованные стороны принимают все возможные меры для восстановления связи с помощью н е о б х о д и м ы х с р е д с т в .

598. В случае отсутствия связи между ЦДУ ЕЭС Казахстана и региональным диспетчерским центром (РДЦ) применяется организация централизованного диспетчерского управления согласно инструкций ЦДУ ЕЭС Казахстана. <*>

Сноска. Пункт 598 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

599. В случае необходимости передачи управления от ЦДУ к РДЦ последний должен принять на себя всю ответственность по выполнению диспетчерских функций в управляемом им районе. Все потребители, на которых распространяется указанное событие, должны выполнять инструкции, данные им Р Д Ц .

600. После восстановления связи РДЦ должен сообщить ЦДУ ЕЭС Казахстана обо всех изменениях в системе, которые произошли за время о т с у т с т в и я с в я з и .

601. Дефицит электрической мощности и энергии может возникнуть вследствие двух основных обстоятельств:

- 1) недостатка электроэнергии на рынке, когда контрактные, импортные и спотовые поставки не удовлетворяют общий спрос;
- 2) несоответствия между спросом и предложением электроэнергии, при

котором недостаточность выработки электроэнергии для покрытия спроса на нее происходит в процессе диспетчеризации в режиме реального времени.

602. В течение периода или потенциального периода дефицита электрической мощности и энергии, как и в любое другое время, СО ни при каких обстоятельствах не может воспользоваться генерирующими установками, с которыми не заключены договоры и от которых не получены предложения. Однако СО необходимо будет выдать рынку уведомление о создавшейся ситуации с тем расчетом, что участники рынка предпримут необходимые действия.

603. СО обеспечивает исполнение утвержденных суточных графиков и согласно Правил ОРЭ информирует ОРЦТЭ обо всех случаях возникновения дефицита поставки:

1) если отклонения вызваны непредвиденным снижением генерации с повреждением оборудования у какого-либо субъекта рынка или отключением передающих линий электропередачи, СО организует ввод резервных мощностей в соответствии с утвержденным графиком;

2) если отклонения вызваны непредвиденным снижением генерации без повреждения оборудования, увеличением прогнозных потерь или незапланированным увеличением потребления электрической энергии какими-либо покупателями. В этом случае СО:

дает распоряжение ЭПО по подъему нагрузки на электростанциях, чьи заявки на поставку резервной электрической энергии были приняты, для поставки ее потребителям;

вводит ограничения потребителей, не имеющих возможности своевременно оплатить стоимость потребленной электроэнергии, в случае если их продавцы снизили договорную отпускаемую мощность или они сами допустили увеличение потребления электрической мощности сверх договорной. При невыполнении требования о снижении нагрузки в течение 10 минут, СО вправе произвести частичное или полное отключение потребителя от сети, либо ввести схемы принудительного ограничения с использованием автоматики ограничения перетоков электрической энергии (АОПМ). <*>

Сноска. Пункт 603 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

604. В случае несоответствия между спросом и предложением электроэнергии в реальном времени первой обязанностью СО является достижение баланса мощности в ЕЭС Казахстана.

605. В случае дефицита поставки или потенциальной возможности дефицита поставки СО может проинформировать об этом ОРЦТЭ. Если устранение дефицита поставки не регламентируется никаким документом, СО принимает

меры по своему усмотрению. В новых условиях СО может сбалансировать режим потребления и производства, поставить в известность участников оптового рынка и вносит необходимые изменения в суточные графики. <*>

Сноска. Пункт 605 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

606. Предупреждение о дефиците электрической мощности и энергии СО выдает сразу же, как только он узнает о каком-либо дефиците и содержащее и н ф о р м а ц и ю :

- 1) заявление, подробно поясняющее, является ли предупреждение о дефиците просто информационным или просьбой о принятии мер;
- 2) время начала и окончания периода потенциального дефицита;
- 3) размер потенциального дефицита;
- 4) регионы, которых будет касаться этот дефицит, если речь идет о проблеме, возникающей в какой-либо зоне;
- 5) любой период времени, в течение которого система будет эксплуатироваться с превышением допустимых режимов работы;
- 6) любые особые просьбы к ЭПО об эксплуатации конкретных генерирующих установок с превышением их коммерческих лимитов в целях обеспечения устойчивости ЕЭС;
- 7) и иные сведения .

607. Основное требование, необходимое для нормального функционирования рынка и процесса диспетчеризации, заключается в том, что все участники рынка работают по астанинскому единому времени. Участники рынка должны гарантировать, что они будут придерживаться времени точно в пределах максимальной погрешности равной +/-1 (одна) секунда. <*>

Сноска. Пункт 607 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

608. Ответственность за нарушение возлагается на участников рынка, которые вправе выбирать, какой из методов обеспечения точности времени для них предпочтителен. Сигнал временной синхронизации должен посылаться из системы управления энергией каждые 30 (тридцать) минут.

609. ЭПО не должны допускать отклонений от согласованных в суточных графиках уровней электрической энергии.

610. Потребители электрической энергии должны выполнять свои обязанности по энергопотреблению, определяемые контрактами на покупку электрической энергии. Они также должны соблюдать условия соглашений, заключенных с СО на предоставление услуг по диспетчеризации, управлению мощностью и передаче электроэнергии в ЕЭС Казахстана.

611. Все стороны должны соблюдать требования диспетчерских инструкций в

допустимых пределах времени и точности, а также выполнять свои обязанности по соблюдению суточного графика.

612. В случае, если по обоснованному мнению СО, участники рынка не выполняют своих обязанностей в соответствии с требованиями данного раздела по диспетчеризации настоящих ЭСП, СО имеет право принять следующие меры:

1) информирует ЭПО о невыполнении им обязательств и отдает распоряжение как можно скорее установить соответствие и выясняет причины невыполнения обязательств;

2) если, по мнению СО для генерирующей установки необходимо или желательно изменить параметры электростанции, СО должен подать ЭПО просьбу о представлении удовлетворительных для СО модифицированных параметров с тем, чтобы у генерирующей установки был временной график диспетчеризации в режиме реального времени, который бы она могла бы выполнять;

3) если генерирующая установка или электростанция не выполняет требования оперативных распоряжений, тогда в течение суток генерирующая установка или электростанция объявляется не выполняющей требования и ей выдается официальное предупреждение СО;

4) ЭПО, которой выдается предупреждение, должна иметь возможность объяснить, по каким причинам она не выполнила требования СО;

5) производитель электроэнергии, получивший предупреждение, должен дать гарантии, что распоряжения СО будут соблюдаться в будущем. Если СО не удовлетворяет такие объяснения, что генерирующая установка будет реагировать в будущем на оперативные инструкции как это требуется, СО должен управлять отпуском энергии генерирующей установкой так, чтобы, насколько это возможно, она соответствовала графику отпуска, определяемому исключительно по усмотрению СО;

6) в случае, если ЭПО или пользователь нагрузки получает за невыполнение второе предупреждение, тогда в течение трех месяцев СО должен уведомить об этом ЭПО или пользователя нагрузки, а также уполномоченный орган;

7) ЭПО или пользователь нагрузки, которому выдается второе предупреждение, в течение трех месяцев должен получить возможность в письменном виде объяснить СО и уполномоченному органу причины такого неисполнения.

613. СО улучшает работу рынка электрической энергии с выгодой для всех участников рынка и в конечном итоге, для потребителей электроэнергии в соответствии с правилами рынка. СО должен эксплуатировать единую систему настолько экономично, насколько позволяют ее различные ограничения.

614. СО сохраняет баланс между этим требованием и необходимостью

поддерживать стабильность, надежность и качество норм энергоснабжения единой энергосистемы Казахстана.

615. Отказ от следования стандартам стабильного, безопасного и качественного энергоснабжения может иметь место только в исключительных случаях. СО должен подробно изложить обстоятельства, позволяющие дать послабления в отношении таких стандартов. Такая процедура должна быть разработана в результате консультации с другими сторонами с полным учетом обязанностей СО по поддержанию надежной работы единой энергосистемы. Исключительными обстоятельствами могут быть следующие:

- 1) после исключительного события - во время восстановления после всеобщего аварийного перерыва в энергоснабжении;
- 2) после важного события - пока единая энергосистема восстанавливается после прошедшего события.

Глава 11. Регулирование частоты и перетоков электроэнергии

< * >

Сноска. Название главы с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

616. Данная глава определяет процедуры регулирования частоты и активной мощности в ЕЭС Казахстана.

617. Частота в ЕЭС поддерживается в соответствии с договорами по организации параллельной работы, заключенные между СО и операторами соседних государств.

618. При регулировании частоты различают первичное регулирование, осуществляемое за счет быстрого действия (до 30 сек.) регуляторов скорости турбин и предназначенное в основном при аварийных отклонениях частоты, и вторичное регулирование - за счет медленного изменения генерации автоматически или вручную в нормальных или послеаварийных режимах. При раздельной работе ЕЭС Казахстана с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии частота в ЕЭС Казахстана будет регулироваться одним или более способом, а и м е н н о :

- 1) автоматическими регуляторами генераторов, реагирующими в оба направления при отклонении частоты;
- 2) автоматическим управлением генерацией на генерирующих установках, подлежащих централизованной диспетчеризации;
- 3) регулированием нагрузки.

619. Целью данной главы является предоставление максимальной возможности СО по выполнению:

- 1) поддержания частоты системы на уровне, требуемом стандартами по

частоте, приведенными в данной главе настоящих ЭСП;

2) поддержания контрактных перетоков мощности, согласованных в ежедневном графике, с энергетической компанией другого государства, регулирующей частоту.

620. Данная глава распространяется на:

1) СО;

2) ЭПО, включая ЭПО, имеющие генерирующие установки, подключенные к сети напряжением 10 кВ и 35 кВ;

3) потребителей нагрузки, с прямым подключением к электрической сети напряжением 110 кВ и выше.

621. ЕЭС Казахстана работает таким образом, чтобы поддерживать частоту системы в пределах требований, установленных в стандартах по регулированию частоты. Данные требования прилагаются в Приложении 3 по регулированию частоты и перетоков мощности. СО обеспечивает принятие всех мер, направленных на соблюдение всех стандартов. Вместе с тем, все стороны, работающие в ЕЭС Казахстана, выполняют все распоряжения, отданные СО в целях достижения поставленной задачи.

В режиме раздельной работы ЕЭС Казахстана с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии стандарты регулирования частоты, приведенные в Приложении 3 к настоящим Правилам относятся только к ЕЭС Казахстана.

В режиме параллельной работы с ЕЭС России и/или ОЭС Центральной Азии частота поддерживается в соответствии с договорами на регулирование частоты.

622. Каждый участник оптового рынка ЕЭС Казахстана должен выполнять заданный диспетчерский суточный график потребления (с коррекцией по частоте), генерации, сальдо-перетоков и осуществляет их соблюдение за счет собственных сил и средств. В нормальном режиме поддержание частоты или контрактного межгосударственного сальдо-перетока осуществляется посредством соблюдения участниками ОРЭ утвержденного суточного графика сальдо-перетока.

623. СО в нормальном режиме осуществляет необходимую координацию по регулированию частоты или сальдо-перетока в ЕЭС Казахстана или с частоторегулирующими объединениями других государств.

624. При возникновении технологических нарушений СО должен предпринять все необходимые меры в соответствии с настоящими Правилами по их предотвращению и ликвидации. Инструкции, выданные СО в соответствии с настоящим разделом по регулированию частоты и перетоков мощности, участникам ОРЭ являются обязательными для исполнения.

625. СО имеет право проводить системное испытание субъектов ОРЭ для контроля за выполнением технических требований. Системные испытания

организуются и проводятся в соответствии с разделом 4 настоящих Правил.

626. При аварийном снижении генерирующей мощности в ЕЭС Казахстана оперативный персонал ЭПО, включая производителей с генерирующими установками, подключенными к сети напряжением 10кВ и 35кВ пользователей нагрузки, с прямым подключением к сети напряжением 35кВ и выше должен под
к о о р д и н а ц и е й С О :

1) восстановить частоту при изолированной работе или согласно договорам на параллельную работу заданный сальдо-переток за счет мобилизации вращающегося резерва на ТЭС и резерва на ГЭС (в том числе и через ПУЛ РЭМ);

2) развернуть холодный резерв на электростанции, аварийно снизившей генерацию или электростанциях имеющих договор на взаимное резервирование (в том числе через ПУЛ РЭМ);

3) ввести ограничения для потребителей нагрузки от производителя, аварийно снизившего генерацию. По мере ввода ограничений производить разгрузку ТЭС и ГЭС, привлеченных к регулированию.

Режим работы участников ОРЭ, не имеющих договор на услуги по регулированию частоты или мощности определяется в соответствии с требованиями, изложенными в нормативных документах;

4) восстановить электроснабжение ограниченных пользователей по мере
р а з в о р о т а р е з е р в а .

627. Системные характеристики и резервы обеспечиваются производителями электроэнергии и другими пользователями. Данная услуга централизованно координируется СО, который обеспечивает наличие точного размера резерва доступного в любое время для обеспечения поддержания частоты в системе в соответствии со стандартами по регулированию частоты ЕЭС Казахстана, как это определено в настоящей главе по регулированию частоты.

628. Системные характеристики и резервы должны:

1) реагировать на постоянные незначительные изменения частоты в системе из-за изменений в объеме нагрузки и/или генерирующей установки;

2) реагировать на более глубокие изменения частоты в системе, возникшие из-за внезапных изменений в общем объеме выработки и потребления
э л е к т р о э н е р г и и .

629. Частотная характеристика - это автоматическое реагирование на изменения частоты в системе. Она разделяется на первичную и вторичную.

630. Частотная характеристика основывается на принципе единства генерации и потребления и обеспечивается во всей энергосистеме. При нарушении баланса между произведенной и потребленной активной мощностью все производители электроэнергии, которые работают параллельно в общей

системе, обеспечивающей регулирование частоты, принимают участие в создании нового равновесного баланса.

631. Частотная характеристика определяет быстрое увеличение или снижение генерации активной мощности в общей системе с целью приостановить снижение или увеличение частоты системы и восстановить ее на заданном уровне. Заданный уровень частоты системы номинально должен составлять 50 Гц, либо в исключительных случаях, это будет иной уровень, по которому частоторегулирующая энергосистема или СО отдадут распоряжение на восстановление частоты.

632. Первичное регулирование частоты осуществляется за счет действия регуляторов скорости вращения турбин электростанций. Участие электростанции в первичном регулировании частоты в большинстве случаев зависит от режима настройки регулятора скорости вращения турбины.

Электростанции согласовывают режим работы регулятора скорости вращения турбины с СО.

633. Диапазон первичного регулирования - это область регулирования мощности, в которой первичные регуляторы могут автоматически реагировать в оба направления при отклонении частоты. Этот диапазон должен быть не менее 5% номинальной мощности турбин, участвующих в первичном регулировании.

634. Резерв мощности для первичного регулирования должен составлять не менее 2,5% от общей располагаемой мощности электростанций ЕЭС Казахстана и распределен между возможно большим количеством генераторов. <*>

Сноска. Пункт 634 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

635. Время мобилизации первичного резерва должно соответствовать требованиям установленным СО, утверждаемым уполномоченным органом. <*>

Сноска. Пункт 635 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

636. Статизм регуляторов скорости вращения турбин не должен превышать 5%, а степень нечувствительности должна быть минимальной и не превышать - 0 , 2 Г ц .

637. Вторичное регулирование частоты и сальдо перетоков мощности осуществляется с помощью автоматических регуляторов частоты и мощности (АРЧМ) ЕЭС Казахстана, работающих по пропорционально-интегральному принципу или вручную.

638. Диапазон вторичного регулирования - это диапазон регулирования вторичной регулирующей мощности, в котором вторичный регулятор (или диспетчер) автоматически (или вручную) может действовать в оба направления от рабочей точки в рассматриваемый момент времени.

Вторичный резерв - это положительная часть диапазона вторичного регулирования, расположенная между рабочей точкой и максимальным значением диапазона вторичного регулирования.

Суммарная величина этого резерва в ЕЭС Казахстана должна быть не ниже мощности самого крупного агрегата или отклонения до 8% текущего потребления ЕЭС.

639. Вторичное регулирование должно обеспечивать полный набор (снижение) установленной нагрузки до 15 минут. <*>

Сноска. Пункт 639 в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 г. N 222.

640. Частотная характеристика ЕЭС Казахстана определяется посредством испытания и при отсутствии таких данных статизм принимается равным 4%.

641. Постоянный резерв - это генератор, который гарантирует восстановление достаточного резерва активной мощности для обеспечения первичного и вторичного регулирования частоты. Генератор, обеспечивающий постоянный резерв, определяется СО в соответствии с заключенными договорами. Ввод постоянного резерва осуществляется автоматически или вручную в следующих случаях:

1) при изменении первичной частотной характеристики и/или вторичной частотной характеристики после того, как произошло чрезвычайное событие, что позволит восстановить требуемую частотную характеристику;

2) в качестве запасного резерва на случай непредвиденного события;

3) предоставление дополнительного резерва на случай прогрессирующих потерь электроэнергии.

642. Резерв должен быть активизирован с тем, чтобы резерв был внесен вовремя и существовала возможность восстановить первичную частотную характеристику и/или вторичную частотную характеристику.

643. В постоянном резерве могут находиться:

1) синхронизированная установка;

2) установка в простое;

3) прерывистая нагрузка.

644. Синхронизированная установка может обеспечивать постоянный резерв в следующих случаях:

1) генерирующие установки, синхронизированные к системе, но работающие в холостую;

2) генерирующие установки, работающие с выработкой мощностей ниже их максимальной выработки.

645. Установка в простое может обеспечивать постоянный резерв при условии, что будет обеспечен ввод резерва в пределах требуемого времени.

646. Отключение дополнительных нагрузок потребителей (прерывистая нагрузка) может применяться в качестве мероприятий по вводу постоянного р е з е р в а .

647. Должна обеспечиваться возможность применения резерва в течение не менее 4 часов .

648. Резерв замещения - это генераторы, которые после ввода в работу могут работать непрерывно в целях сохранения величины постоянного резерва. Электростанции, обеспечивающие резерв замещения, определяются заранее в целях их готовности к работе в согласованные с СО сроки мобилизации резерва. СО обеспечивает своевременный ввод резерва замещения на тех электростанциях, которые могут выполнить эту функцию. ЭПО должны обеспечивать СО информацией об имеющихся объемах резерва замещения.

649. Ввод резерва замещения осуществляется немедленно и требуется в следующих обстоятельствах :

1) исключительные обстоятельства, такие, как выход из строя генерирующей у с т а н о в к и ;

2) долговременное отсутствие генерации, которая не может быть восстановлена из первоначального источника.

650. Резерв замещения позволяет сохранить постоянный резерв с тем, чтобы обеспечить требуемые частотные характеристики в долгосрочном периоде.

651. При условии, что будет обеспечен ввод резерва в пределах требуемого времени, в резерве замещения могут находиться:

1) генераторы на тепловых электростанциях в режиме горячего резерва;

2) гидрогенераторы .

652. Резерв замещения должен вступать в работу в пределах 60 минут и выходить на полную мощность в минимальный срок. Должна обеспечиваться непрерывная работа резерва замещения на неопределенный срок до устранения причин ввода р е з е р в а .

653. СО должен гарантировать достаточность резервов для поддержания частоты при отклонении частоты в сторону увеличения.

654. При подъеме частоты до уровня 50,5 Гц все электростанции в пределах технологических ограничений должны участвовать в снижении генерации.

655. Электростанции, обеспечивающие регулирование по высокой частоте, о п р е д е л я ю т с я С О .

656. Все гидрогенерирующие установки должны работать в автоматическом частотно-чувствительном режиме в рабочем состоянии все время и все генерирующие установки тепловых электростанций должны обеспечивать изменение нагрузки в допустимых пределах. В исключительных случаях СО может дать временное разрешение на неучастие генерирующих установок в

регулировании частоты в случае технических неисправностей или неустойчивой работы оборудования.

657. При изменении частоты в системе из-за изменения в выработке мощности генерирующих установок оператор электростанции, участвующей в регулировании частоты не должен препятствовать повышению/понижению генерации за исключением случаев угрожающих жизни людей и повреждению оборудования.

658. Приведенные ниже требования к генерирующим установкам являются обязательными и представляют собой необходимый минимум требований, если только СО не снимает этих требований.

Электростанции должны работать с нормально введенными регуляторами скорости вращения турбин.

Электростанции должны согласовать режим работы регуляторов скорости вращения турбин с СО.

659. Статизм регуляторов скорости вращения турбин не должен превышать 5 %.

660. Зона нечувствительности регуляторов скорости вращения турбин должна быть не выше - 0,2 Гц, что составляет 0,04%.

661. Скорость отслеживания графика нагрузки должна соответствовать требованиям установленным СО.

662. Каждая генерирующая установка должна обладать способностью реагировать на пошаговое изменение в частоте с непрерывным изменением выхода в размере 20% от номинальной мощности.

663. В случае выделения части ЕЭС Казахстана на изолированную работу вышеизложенные требования сохраняют силу для выделившейся части энергосистемы. Однако в большинстве случаев невозможно обеспечить выполнение всех требований в полном объеме. Поэтому первоочередной задачей в подобной ситуации является восстановление параллельной работы выделившейся части ЕЭС с ЕЭС Казахстана.

664. Все требования к регулированию частоты, описанные в разделе по регулированию частоты и перетоков мощности, применяются для обеспечения нормального функционирования ЕЭС Казахстана. В некоторых случаях, могут существовать дополнительные потребности в размещении резерва по зонам (зональный резерв). СО дает объяснение по принятию этого решения в случае обоснованного требования со стороны участника рынка.

665. СО имеет право запросить у участников ОРЭ информацию в отношении выполнения ими технических требований.

666. Стоимость услуг по регулированию частоты и мощности рассчитывается на основе договоров между участниками ОРЭ.

Глава 12. Контроль напряжения

667. Настоящая глава по регулированию напряжения определяет требования и критерии в отношении регулирования напряжения и технического оборудования по регулированию напряжения и реактивной мощности.

668. Задачами настоящей главы являются:

1) установление ассоциированных требований по достижению уровней напряжения в сети электропередачи и связанных системах пользователей, чтобы обеспечить требуемые уровни напряжения с минимальными потерями во время п е р е д а ч и ;

2) установление электросетевыми компаниями соответствующих уровней напряжения в своих региональных электрических сетях;

3) поддержание стабильности, безопасности и целостности электрической с е т и ;

4) предотвращение ущерба электрической сети и предприятию пользователя;

5) поддержание напряжения на точках подключения пользователей в рамках, указанных в настоящей главе.

669. Настоящая глава распространяется к следующим сторонам:

1) С О ;

2) электросетевым компаниям;

3) Э П О ;

4) п о т р е б и т е л я м .

670. Контроль напряжения в ЕЭС должен обеспечить:

1) необходимое напряжение у потребителя;

2) уровни напряжения в пределах значений, допустимых для оборудования электрических станций и сетей;

3) устойчивость системы с надежной параллельной работой электростанций Е Э С К а з а х с т а н а ;

4) пропускную способность межсистемных связей ЕЭС Казахстана;

5) минимизацию потерь электроэнергии в ЕЭС Казахстана.

671. СО должен обеспечить поддержание оптимальных уровней напряжения в НЭС электропередачи, а электросетевые компании должны обеспечить это в региональные электрические сети.

672. Контроль напряжения в ЕЭС должен отвечать следующим требованиям:

1) соответствия требованиям режима по реактивной мощности;

2) обеспечения достаточной реактивной мощности для динамического регулирования напряжения, чтобы:

обеспечить регулирование напряжения в нормальном режиме;

ограничить снижение напряжения в условиях коротких замыканий;

3) предоставлять резервы статической и динамической реактивной мощности.

673. Для исключения повреждения оборудования и обеспечения стабильной параллельной работы ЕЭС и пользователей, уровни напряжения должны соответствовать стандартам безопасности и качества ЕЭС, а также должны быть в рамках допустимых значений, как указано в следующих таблицах.

Наибольшие рабочие напряжения ЕЭС Казахстана

Номинальное напряжение	Наибольшее рабочее напряжение	Максимальное отклонение напряжения
1150кВ	1200кВ Макс.	-----
500кВ	525кВ Макс.	-----
220кВ	252кВ Макс.	-----
110кВ	126кВ Макс.	-----
35кВ	40,5кВ Макс.	-----
10кВ	12кВ Макс.	(- 10% до + 10%)
6кВ	7,2кВ Макс.	(- 10% до + 10%)
<1кВ	-----	(- 10% до + 10%)

Уровни напряжения, приведенные в таблице, определены на основании циркуляра Ц-01-95(Э) от 15.03.1995 г. РАО ЕЭС России и принятого Научно-техническим Советом "Казахстанэнерго" 13.12.1995 г.

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты на оборудовании

500кВ электрической сети ЕЭС Казахстана в нормальных и ремонтных режимах

Кратность амплитуды отклонения напряжения	От 1.0 до 1.025	От 1.025 до 1.05	От 1.05 до 1.075
U макс. доп.	(525кВ - 538кВ)	(538кВ - 551кВ)	(551кВ - 564кВ)
U макс. раб.			

Д о п у с т и м а я д л и т е л ь н о с т ь случая не более	8 часов	3 часа	о д н о г о 1 час	
Д о п у с т и м о е с л у ч а е в год не более		200 сл.	ч и с л о в 125 сл.	75 сл.
И н т е р в а л случаями не менее		м е ж д у	д в у м я	12 часов

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования в электрической сети 500-110кВ в ЕЭС Казахстана в аварийных режимах и при переключениях (где имеется две величины, то большая величина для изоляции фаза-земля, меньшая - для изоляции фаза-фаза)

Оборудование	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, сек. (в относительных единицах от максимально допустимого рабочего напряжения)			
--------------	---	--	--	--

	1200 сек	20 сек	1 сек	0.1 сек
--	----------	--------	-------	---------

Силовые и автотрансформаторы	т р а н с ф о р м а т о р ы			
	1.10	1.25	1.90	2.00
	1.10	1.25	1.50	1.58

Шунтирующие реакторы электромагнитные трансформаторы напряжения	1.15	1.35	2.00	2.08
	1.15	1.35	1.50	1.58

К о м м у т а ц и о н н а я

а п п а р а т у р а , емкостные	1.15	1.60	2.20	2.40
т р а н с ф о р м а т о р ы н а п р я ж е н и я , трансформаторы тока, конденсаторы	1.15	1.60	1.70	1.80
ш и н н ы е		с в я з и о п о р ы	и	

Вентильные типа РВМГ	1.15	разрядники 1.35	1.38	-
-------------------------	------	--------------------	------	---

Вентильные типа РВМК	1.15	разрядники 1.35	1.45	-
-------------------------	------	--------------------	------	---

Вентильные типа РВМК-II	1.15	разрядники 1.35	1.70	-
----------------------------	------	--------------------	------	---

Вентильные всех типов 110-220кВ	1.15	разрядники напряжением 1.35	1.38	-
---------------------------------------	------	-----------------------------------	------	---

674. Каждая электросетевая компания поддерживает уровни напряжения на своих подстанциях в соответствии с утвержденным графиком напряжения и таблицей "Наибольшие рабочие напряжения ЕЭС Казахстана". Напряжение регулируется по иерархической структуре от высшего класса напряжения к низшему в последовательности: 1150, 500, 220, 110, 35, 10 кВ, 6 кВ и 0,4 кВ.

675. Максимальные значения устанавливаются на основе технических характеристик основного оборудования, а минимальные значения рассчитываются и устанавливаются СО и электросетевой компанией из условия обеспечения устойчивой параллельной работы ЕЭС и всех генерирующих установок.

676. Регулирование напряжения в контрольных точках энергосистемы в пределах заданных графиком осуществляется уполномоченным диспетчерским

центром путем поддержания соответствующих балансов реактивной мощности в энергосистеме и отдельных ее узлах, перераспределением потоков реактивной мощности в электросетях. Оптимальное управление потоками реактивной мощности одно из средств снижения потерь электроэнергии в электрических сетях. Перетоки реактивной мощности регулируются быстродействующими автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ), установленными на генераторах электростанций и на синхронных компенсаторах, реакторами и автоматическими регуляторами напряжения на трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованными устройствами РПН.

677. Основные цели регулирования напряжения и реактивной мощности имеют два следующих основных аспекта:

1) ограничить перетоки реактивной мощности, чтобы достичь минимальных потерь активной мощности;

2) обеспечить необходимый баланс реактивной мощности, чтобы поддерживать уровни напряжения в системе и таким образом обеспечить устойчивую и безопасную работу электрической сети.

Баланс между произведенной реактивной мощностью и потребленной реактивной мощностью должен обеспечиваться на региональном уровне в силу технических и эксплуатационных характеристик системы.

678. Способы регулирования напряжения, которые могут использоваться СО, включают:

1) оборудование электрической сети:
переключение анцапф трансформаторов;
коммутация линий;
коммутация реакторов и конденсаторов;
статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) синхронные
компенсаторы (СК);

2) генерирующее оборудование: выработка и потребление реактивной мощности, выработка реактивной мощности генерирующей установкой, переключение анцапф трансформаторов генерирующих установок;

3) оборудование потребителей электроэнергии:
корректировка коэффициента мощности. <*>

Сноска. Пункт 678 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

679. Целью регулирования напряжения является оптимизация перетоков реактивной мощности. С этой целью обеспечиваются оптимальные уровни напряжения. Стратегии достижения этого включают следующее:

1) оптимизацию в соответствии с третичным регулированием напряжения с использованием ручного регулирования;

2) автономные исследования и решения на основе данных от операций в режиме реального времени.

680. Все генерирующие установки должны иметь систему возбуждения, регулирующую автоматическим регулятором напряжения (АРН), постоянно действующую и эксплуатируемую в автоматическом режиме пока она синхронизирована.

681. ЭПО может вывести из действия или ограничить действие АРН в следующих случаях:

- 1) для безопасности персонала и/или оборудования;
- 2) для обеспечения надежности генерирующей установки;
- 3) ограничение заранее согласовано между СО и производителем электроэнергии.

682. В случае если генерирующая установка не эксплуатируется под контролем АРН, СО может наложить ограничения на работу генерирующей установки в той степени, в какой это необходимо для обеспечения безопасности и работы электроэнергетической системы в рамках предписанных стандартов вплоть до отключения генерирующей установки.

683. Регулирование напряжения и реактивной мощности может быть разделено на три отдельных типа - первичный, вторичный и третичный.

684. Первичное регулирование напряжения - это поминутное регулирование напряжения и реактивной мощности. В большинстве случаев регулирование осуществляется автоматически специальным оборудованием.

685. Первичное регулирование напряжения осуществляется генерирующей установкой с АРН, генерирующими установками, действующими как синхронные компенсаторы и управляемыми компенсирующими устройствами такими, как статический компенсатор реактивной мощности (СКРМ), синхронный компенсатор (СК).

686. Генерирующие установки с АРН обладают возможностью быстро изменять генерацию реактивной мощности по факту отклонения напряжения.

687. Совместное регулирование напряжения или раздел реактивной мощности используется на некоторых электростанциях, чтобы регулировать напряжение на специальных точках электрической сети. Это обеспечивает оптимальное передачу реактивной мощности среди генерирующих установок, работающих параллельно в рамках этой электростанции. Эти схемы обычно работают на базе напряжения на соответствующих высоковольтных системах шин.

688. К ЭПО предъявляется требование, чтобы их генерирующие установки соответствовали обязательным требованиям первичного регулирования напряжения, а электросетевые компании имеют схожее обязательство в

отношении управляемых компенсирующих устройств.

689. Вторичное регулирование напряжения реализуется автоматически в пределах нескольких минут. Регулирование напряжения производится медленнодействующим вторичным регулятором напряжения АРН.

690. Третичное регулирование напряжения состоит из действий, которые могут быть произведены в ручном режиме в соответствии с инструкциями СО, чтобы координировать работу всех устройств регулирования напряжения и реактивной мощности. Способы, используемые для осуществления первичного регулирования напряжения могут также использоваться для осуществления вторичного регулирования напряжения вместе с шунтирующими реакторами, компенсаторами и переключателями, находящимися под напряжением ответвлений, трансформаторов или автотрансформаторов.

691. Общей целью третичного регулирования является поддержание необходимых уровней напряжения и реактивной мощности по всей электрической сети.

СО, ЭПО и все электросетевые компании должны обеспечить, чтобы их электростанции в любое время отвечали требованиям положения о третичном регулировании напряжения.

692. Составление графика напряжения включает в себя долгосрочный процесс оптимизации с использованием оценок реального потребления и генерации. Эта процедура охватывает систему, как в целом, так и по отдельности, чтобы определить оптимальные уставки и положение с обслуживанием ассоциированных механизмов регулирования напряжения АРН, переключателями анцапф, шунтирующих реакторов и емкости конденсаторов.

693. В результате этой процедуры появится оптимизированный механизм предоставления резерва реактивной мощности для целей вторичного регулирования напряжения.

694. СО обеспечивает выполнение этой процедуры в отношении НЭС и электросетевые компании в отношении региональных электрических сетей.

695. Электрическая сеть планируется и эксплуатируется электросетевыми компаниями и СО таким образом, чтобы постоянно защищать ее от возможных потерь (в чрезвычайных ситуациях электрическая сеть может эксплуатироваться в режиме, который не отвечает нормальным стандартам безопасности. Это может включать ситуации, возникшие во время восстановления после крупного сбоя всей или части системы энергоснабжения).

696. Ключевым элементом работы с вероятными событиями являются резервы реактивной мощности.

697. СО обеспечивает допустимые уровни напряжения в энергопередающей сети в периоды максимального и минимального уровней потребления

электроэнергии с использованием средств регулирования напряжения в
н е о б х о д и м о м о б ъ е м е .

698. СО издает инструкции электросетевым предприятиям и пользователям,
где р е г л а м е н т и р у е т с я :

1) энергопроизводящим организациям поддерживать уровни напряжения,
настраивая генерирующую установку на выработку или потребление реактивной
м о щ н о с т и ;

2) включение шунтирующих реакторов и компенсаторов, напрямую
подключенных к электрической сети;

3) перевод анцапф трансформаторов и автотрансформаторов;

4) изменения режима эксплуатации и уровня напряжения синхронных и
статических компенсаторов .

699. СО должен каждые 3 (три) месяца составлять график напряжения,
содержащий следующую информацию:

1) оптимальные уровни напряжения в контрольных пунктах;

2) аварийные пределы снижения напряжения;

3) положение анцапф автотрансформаторов и трансформаторов;

4) количество постоянно включенных реакторов;

5) количество коммутируемых реакторов;

6) режим работы ЕЭС ;

7) уставка напряжения и режим работы синхронных компенсаторов и
компенсаторов реактивной мощности;

8) меры, которые необходимо предпринять в случае дисбаланса реактивной
мощности между спросом и предложением;

9) любые другие меры по осуществлению регулирования напряжения и
р е а к т и в н о й м о щ н о с т и .

700. ЭПО должны поддерживать уровни напряжения на шинах
электростанций и генерирующих установок в электрической сети в соответствии
с графиком напряжения. Это требование должно быть выполнено в той степени
насколько позволяют технические возможности их электростанций.

701. О любом отклонении от допустимых пределов напряжения необходимо
сообщать вышестоящему диспетчерского управления.

702. Помимо обязательных требований ко всем ЭПО о предоставлении
реактивной мощности для регулирования напряжения, дополнительная
реактивная мощность может быть предложена СО потребителям в соответствии с
условиями договора на оказание дополнительных услуг.

Глава 13. Эксплуатация электрической сети

703. В данной главе изложены процедуры, связанные с работой ЕЭС Казахстана в масштабе реального времени, которые должен осуществлять СО для обеспечения соответствия режимов и схемы электрической сети ЕЭС Казахстана.

704. Данная глава распространяется на следующих участников:

- 1) СО;
- 2) ЭПО;
- 3) электросетевые компании;
- 4) потребителей электроэнергии, непосредственно подключенных к напряжению 110 кВ и выше.

705. СО должен координировать и направлять работу по эксплуатации линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше и связанного с ними оборудования и устройств, которые составляют НЭС.

СО для контроля за эксплуатацией НЭС, осуществляет следующие функции:

- 1) обеспечение эффективной передачи электроэнергии по НЭС для обеспечения нормального функционирования рынка;
- 2) обеспечение соответствия ЕЭС Казахстана стандартам по надежности и качеству, изложенным в нормативных документах и настоящих Правилах;
- 3) сведение к минимуму ограничений в электрической сети;
- 4) поддержание необходимого уровня напряжения во всей ЕЭС Казахстана;
- 5) выдача разрешений на отключение оборудования и/или устройств в случае плановых и внеплановых отключений электроэнергии;
- 6) выдача разрешения и распоряжений по обесточиванию оборудования в случае отключений электроэнергии;
- 7) проведение эксплуатационных исследований для сети и анализа стабильности системы в режиме реального времени;
- 8) проведение исследований по отказам в ЕЭС Казахстана и анализа отказов;
- 9) обеспечение безопасности ЕЭС Казахстана посредством правильного устройства и применения систем защиты и удаление отказавших элементов системы защиты и обеспечение нормального функционирования системы при данных обстоятельствах. <*>

Сноска. Пункт 705 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222.

706. Переключения в сети возможны только в следующих случаях:

- 1) в случае поступления четких распоряжений от СО о производстве операций по переключениям в электроустановке;
- 2) в случае отключения оборудования и/или аппаратуры для проведения работ или испытаний в соответствии с системой мер по технике безопасности и охране труда;

3) в случае, если оборудование и/или аппаратура должно быть отделено и изолировано от сети по причинам, связанным с безопасностью.

707. Мероприятия по изоляции и заземлению в НЭС могут быть только в следующих случаях :

1) СО выдал распоряжение по отключению оборудования и аппаратуры от НЭС, когда соответствующая единица передающего оборудования обесточена;

2) СО выдал сообщение, согласованное с пользователем, подтверждающее, что единица передающего оборудования обесточена.

708. Никакие работы в системах защиты, управления или рабочих системах связи не могут проводиться без согласования с СО. В случае необходимости проведения аварийных работ СО должен быть уведомлен об этом в максимально короткие сроки .

709. СО должен осуществлять мониторинг и проверку необходимых для работы системы условий в НЭС в режиме реального времени.

710. СО должен получать данные по мониторингу сети электропередачи в масштабе реального времени посредством передачи этих данных с объектов СО и других объектов пользователей сети электропередачи в систему управления потреблением электроэнергии (СУПЭ) СО.

711. СО и все пользователи должны иметь в наличии необходимое оборудование - удаленные терминалы (контроллеры), концентраторы другого оборудования на всех их объектах, а также иметь в наличии необходимые надежные системы связи для точной, своевременной и надежной передачи данных в СУПЭ .

712. СО издает инструкции по осуществлению производства переключений в НЭС и на оборудовании и аппаратуре потребителя, подключенной к ней. Данные инструкции разбиваются на категории.

713. Переключения при отключениях электроустановок представляют собой первый этап, который необходимо осуществить СО или потребителю для ввода в действие системы мер по технике безопасности и охране труда.

714. СО издает инструкции по регулированию напряжения в системе электропередачи, согласно настоящих Правил. Данные инструкции по коммутации являются дополнением к любым оперативным инструкциям, которые даются производителям электроэнергии для управления реактивной мощностью, выдаваемой их генерирующими установками.

715. Инструкции по переключениям, необходимые для регулирования напряжения, должны содержать следующее:

1) порядок переключений для воздушных и подземных линий электропередачи ;

2) включение и выключение статических реакторов и компенсаторов;

3) порядок переключений на статических источниках реактивной мощности;

4) изменение положений ответвлений трансформатора.

716. В случае срабатывания аварийной сигнализации, которая нарушает или может нарушить нормальный безопасный режим работы оборудования и/или аппаратуры, СО должен предпринять необходимые действия и дать соответствующие распоряжения по производству переключений.

Если проблема или потенциальная проблема решена, СО должен дать необходимые указания для возврата оборудования и/или аппаратуры в нормальный режим работы.

717. После отключения в случае отказа в электрической сети, поврежденное оборудование и/или аппаратура автоматически возвращаются в нормальный режим работы. В случае долговременного повреждения или если не сработало автоматическое включение оборудования, СО должен произвести переключения вручную для восстановления нормального режима работы оборудования и/или аппаратуры, но при условии выяснения работы защит и состояния оборудования после его аварийного отключения.

718. В случае множественных переходных повреждений в цепи в силу погодных условий или по каким-либо другим причинам СО может принять решение о принудительном обесточивании цепи до изменения условий и разрешить аварийное отключение согласно настоящих Правил.

719. Если требуется отключение передающего оборудования при необходимости проведения работ или испытаний, то в этом случае должна быть введена в действие система мер по технике безопасности и охране труда.

720. Система мер по технике безопасности и охране труда относится к компетенции СО или потребителя, участвующих в вышеуказанной процедуре, за исключением случаев, указанных в главе по координации мер безопасности настоящих Правил. В эту систему мер входит процесс, состоящий из четырех этапов и включающий обесточивание, изоляцию, заземление и оформление соответствующих документов. Порядок осуществления данной процедуры следующий:

1) отключение электроустановки должно быть согласовано электросетевой компанией или потребителем с СО и утверждено СО, согласно главе 6 настоящих Правил;

2) если субъект, которому необходимо отключение электроустановки, готов начать эту процедуру, СО должен выдать свое окончательное разрешение и соответствующие распоряжения по переключениям для обесточивания соответствующего оборудования и/или аппаратуры;

3) если СО и участвующий в процедуре субъект согласовали обесточивание единицы оборудования и/или аппаратуры, тогда СО примет от субъекта

выведенное оборудование только в отключенном, изолированном и заземленном состоянии ;

4) СО должен сделать отметку в схеме электрической сети для указания того, что соответствующая единица оборудования и/или аппаратуры находится в ремонте, была передана на баланс другого субъекта.

Соответствующее оборудование и/или аппаратура находятся после этого под ответственностью субъекта, которому необходимо отключение электроэнергии и который вводит в действие свою систему мер по технике безопасности и охране труда для выполнения работ и/или проведения испытаний. <*>

Сноска. Пункт 720 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

721. По завершении работ и/или испытаний субъект, участвовавший в них, выполняет мероприятия системы мер по технике безопасности и охране труда до того момента, когда достигнуто состояние, при котором возможно повторное подключение к источнику электроэнергии отключенного оборудования и/или аппаратуры. В данном случае должны выполняться следующие действия:

1) участвующий субъект должен уведомить СО о том, что ранее выведенное оборудование и/или аппаратура обесточена и готова к повторному подключению к источнику питания ;

2) СО и субъект должны согласовать ввод оборудования в работу;

3) СО должен выдать необходимые распоряжения по производству переключений для повторного подключения соответствующего оборудования и/или аппаратуры .

722. СО выступает в качестве оператора, дающего обоснованные и рациональные указания, всю полноту мер по безопасности, связанную с производством переключений, обеспечивают электросетевая компания или потребитель. Электросетевая компания или потребитель должны предпринимать все необходимые меры, обеспечивающие безопасность людей, оборудования и/или аппаратуры (энергосистемы) и следовать правилам по технике безопасности и охране труда .

723. Оборудование и/или аппаратура может быть выведена из эксплуатации при наличии четкого указания СО. Однако, если отключение от сети необходимо произвести по причинам, связанным с безопасностью людей, оборудования и/или аппаратуры, сети или в силу возможных причин, связанных с безопасностью людей или охраной окружающей среды, в этом случае аварийное отключение может быть произведено при отсутствии четкого указания со стороны СО.

724. В случае необходимости аварийного отключения для удаления оборудования и/или аппаратуры из энергосистемы по любой из причин, указанных выше, субъект должен немедленно уведомить об этом СО.

725. Аварийное повторное подключение к сети без разрешения СО, не разрешается ни при каких обстоятельствах.

726. Если при переключениях допущена ошибка, участвующий субъект немедленно сообщает об этом СО и не предпринимает никаких мер, за исключением аварийного отключения, до получения дальнейших распоряжений от СО. СО немедленно принимает все необходимые меры, требующиеся в данной ситуации.

727. СО должен выдать распоряжения по переключениям СО и другим пользователям НЭС в следующем виде:

1) СО выдает распоряжения по переключениям другому субъекту в стандартной утвержденной форме;

2) если распоряжения по переключениям даются в устной форме, то получающий их субъект записывает и повторяет их для СО;

3) получающий распоряжение субъект должен дать подтверждение того, что выполнение распоряжения по переключениям не влечет за собой нарушения безопасности или возможного нарушения безопасности;

4) если в данном случае происходит нарушение безопасности, субъект, получающий распоряжение, должен немедленно сообщить об этом СО и прекратить выполнение данных ему распоряжений по переключениям;

5) если выполнение распоряжения по переключениям не влечет за собой нарушения безопасности или возможного нарушения безопасности, субъект, получающий распоряжение, должен без задержки выполнить данное ему распоряжение по переключениям;

6) после выполнения распоряжения по переключениям субъект, получивший распоряжения, должен немедленно сообщить об этом СО;

7) СО и субъект, получающий распоряжения, должны зарегистрировать и подробно описать эту процедуру с указанием времени.

728. Персонал СО или руководство потребителя электроэнергии НЭС специально назначается СО или потребителем и фиксируется СО в качестве персонала, уполномоченного принимать распоряжения по коммутации от СО. Процедура выдачи полномочий, которая будет использоваться для данного персонала, должна быть специально утверждена СО.

Глава 14. Регулирование нагрузки

729. Данная глава регулирует действия электросетевых компаний, пользователя сети ЭПО, когда генерация не достаточна для покрытия общего потребления, а также включает в себя положения по регулированию нагрузкой, которые позволяют СО управлять всей системой во время аварий и/или для регулирования частоты, напряжения и при перегрузке оборудования в любой части электрической сети. < * >

Сноска. Пункт 729 с изменениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

730. В данной главе рассматриваются следующие методы ограничения н а г р у з к и :

- 1) управление нагрузкой отключением ее части;
- 2) автоматическое отключение нагрузки при понижении частоты.

731. В случае внезапной и неожиданной потери генерации или импорта мощности, а также в случае проблем в электрических сетях, может возникнуть необходимость в аварийном управлении нагрузки для защиты целостности сети. Такое управление достигается комбинацией приемов, состоящих из сброса нагрузки при понижении частоты и аварийном отключении нагрузки вручную. Требования по сбросу нагрузки при понижении частоты излагаются в настоящих П р а в и л а х .

732. Регулирование нагрузки не будет по возможности применяться к приоритетным потребителям, таким как основные поставщики услуг инфраструктуры, медицинские учреждения и т.д., а будет применяться к менее ответственным потребителям.

733. Общей задачей данной главы является определение требований по предоставлению средств, позволяющих ограничить нагрузку и избежать или облегчить эксплуатационные проблемы во всей или части электрической сети.

734. Данная глава распространяется на следующих участников:

- 1) С О ;
- 2) электросетевые компании;
- 3) потребители нагрузки, напрямую подключенные к сети напряжением 110 кВ и выше ;
- 4) пользователи сети. < * >

Сноска. Пункт 734 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

735. Управление нагрузкой и отключение нагрузки обычно применяется к потребителям, связанным с электрическими сетями 110 кВ и выше имеющими нагрузку не менее 5 МВт при условии согласия потребителя использовать долю своей нагрузки для регулирования нагрузки энергосистемы.

736. СО могут быть ограничены или отключены потребители нагрузки для обеспечения регулирования частоты или других целей, установленных договором. В договоре оговаривается порядок отключения и величина нагрузки, доступная для отключения, время, в течение которого нагрузка может быть уменьшена и требуемый срок действия уведомления.

737. Если потребитель нагрузки, подключенный к электрической сети 110 кВ и выше, предлагает использовать свою нагрузку в аварийной ситуации, он

должен дать уведомление, которое является добровольным соглашением, за которое не будет предусмотрено никакой оплаты.

738. Заявление подается в письменной форме к концу декабря каждого года. Это заявление подтверждает, что потребитель нагрузки в течение следующего года исполнит инструкции, имеющие отношение к управлению нагрузкой, при условии, что инструкции находятся в пределах параметров, изложенных в уведомлении.

739. Заявление должно содержать следующую информацию:

- 1) доступная величина сокращения нагрузки;
- 2) уведомление и его содержание, представляемое потребителю;
- 3) как часто это может использоваться, или количество раз, или полное время, или оба условия одновременно;
- 4) отрезок времени, в течение которого изменение нагрузки, если потребуется, может быть произведено в любом случае;
- 5) любые ситуации, при которых управление нагрузкой, указанное выше может быть доступно по какому-нибудь дополнительному согласованию.

740. Пользователь нагрузки, подключенный к электрической сети 35 кВ и ниже, может соглашаться на меры, которые применимы к электросетевой компании, владеющей региональной электрической сетью, к которой подключен потребитель. Электросетевая компания вправе использовать подобное соглашение как составную часть соглашения с СО по регулированию и отключению потребителей нагрузки.

741. Если поставщик предложит СО или электросетевой компании использовать управление нагрузкой потребителя, с кем имеет договор на поставку электроэнергии, он уведомляет СО или электросетевую компанию. Данное уведомление является добровольным соглашением, за которое не предусмотрено оплаты.

742. Заявление подается СО или электросетевой компании в письменной форме к концу декабря каждого года. Это заявление подтверждает, что поставщик, в течение следующего года, исполнит инструкции СО или электросетевой компании, имеющие отношение к управлению нагрузкой, при условии, что инструкции находятся в пределах параметров, изложенных в уведомлении.

743. Заявление должно содержать следующую информацию:

- 1) допустимая величина отключения нагрузки;
- 2) уведомление и его содержание, представляемое поставщику СО или электросетевой компанией;
- 3) как часто это может использоваться, или количество раз, или полное время, или оба условия одновременно;

- 4) отрезок времени, в течение которого изменение нагрузки, если потребуется, может быть произведено в любом случае;
- 5) любые ситуации, при которых управление нагрузки, указанное выше может быть доступно по дополнительному согласованию.

744. Регулирование или отключение пользователей нагрузки выполняется как часть договора или соглашения и согласовывается заранее, поэтому не требуется никаких прочих официальных предупредительных извещений для реализации такого управления. По факту отключения потребителю сообщается причина отключения.

745. Система автоматической частотной разгрузки при понижении частоты предназначена для защиты системы в случае падения частоты во всей системе или в ее отдельной изолированной части до 49.00 Гц. Такое понижение частоты может быть следствием значительного нарушения баланса между производством энергии и потребляемой мощностью вызванного непредвиденным событием. При таких обстоятельствах система автоматической частотной разгрузки при понижении частоты будет функционировать так, чтобы отключать нагрузку по частям.

746. К системе автоматической частотной разгрузки подключается приблизительно 60% от общей нагрузки, с уставками от 49.00 Гц до 46.50 Гц. Решения по уставкам и объему автоматической частотной разгрузки принимаются С О .

747. Если отключение проведено с надлежащим предупреждением и в соответствии с данной главой настоящих Правил, никаких компенсаций ни одной из сторон не должно осуществляться.

Глава 15. Планирование непредвиденных ситуаций

748. Данная глава определяет процедуру составления планов для непредвиденных ситуаций и восстановления после полного или частичного отключения системы для восстановления полной нагрузки в кратчайший срок с учетом возможностей электростанций и рабочих ограничений системы.

749. Задачами данной главы являются:

- 1) достижение наилучшего механизма защиты обвала системы;
- 2) выполнение процедур восстановления из полного обесточенного состояния в результате отключения всей или части системы;
- 3) обеспечение планами восстановления, согласованными между всеми участвующими сторонами;
- 4) определение требования для вновь синхронизированных частей системы, если система разделена и ее отдельные части не синхронизированы между собой;
- 5) обеспечение необходимой связью и мерами высшее руководство ОРЦТЭ,

СО, электросетевых компаний и пользователей, которые участвуют или могут участвовать в устранении фактического или потенциального серьезного и обширного сбоя системы, который требует или может потребовать срочное вмешательство руководителей в течение 24 часов в сутки для принятия обязательных к выполнению решений в аварийной ситуации.

750. Данная глава распространяется к следующим сторонам:

- 1) Т О ;
- 2) О Р Ц Т Э ;
- 3) электросетевые компании;
- 4) ЭПО, включая ЭПО, подключенных к сети 10кВ и 35кВ;
- 5) пользователи нагрузки с прямым подключением к сети 110кВ и выше.

751. В комплексной узловой системе повреждения могут охватывать обширные территории за короткий период времени. Для предотвращения данных аварий необходимо определить эффективные меры защиты, а также план защиты

752. СО обеспечивает надежную и стабильную параллельную работу энергосистемы и должен подготовить план защиты, в котором должны быть изложены основные этапы, позволяющие добиться этого. СО координирует свой план защиты с электросетевыми компаниями и иными пользователями. Планом защиты руководствуются все стороны.

753. План защиты включает:

- 1) принципы и организацию системы защиты;
- 2) требования к техническому оборудованию;
- 3) четкую и однозначную передачу функций между СО, электросетевыми компаниями и иными пользователями.

754. Структура построения, принципов действия, режимов использования, выбора уставок для различных видов и типов устройств релейной защиты (РЗА) и противоаварийной автоматики (ПА) составляется на основании нормативно-технических документов.

755. Одним из основных условий надежного функционирования ЕЭС является наличие на электроустановках и оборудовании субъектов энергорынка Казахстана средств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики в согласованных с СО объемах, функционирующих в соответствии с требованиями настоящих Правил и нормативных документов.

756. Противоаварийная автоматика в ЕЭС или отдельных ее частях предназначена для следующих целей:

- 1) ограничение масштаба аварийных ситуаций;
- 2) ликвидация аварийных ситуаций;
- 3) предотвращение системных аварий, сопровождающихся нарушением

электроснабжения потребителей на значительной территории.

Автоматика находится во взаимодействии с релейной защитой и другими средствами автоматического управления в энергосистеме, включая автоматическое повторное включение (АПВ), автоматический ввод резерва (АВР), автоматическое регулирование возбуждения, автоматическое регулирование частоты и активной мощности (вместе с автоматическим ограничением перетока)

757. Система противоаварийной автоматики (ПА) состоит из подсистем, выполняющих следующие функции:

- 1) автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- 2) автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР);
- 3) автоматическое ограничение повышения напряжения (АОПН);
- 4) автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН);
- 5) автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ);
- 6) автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- 7) автоматическая разгрузка оборудования (АРО).

758. Каждая подсистема ПА состоит из отдельных простых или сложных автоматов либо устройств ПА, выполняющих определенные задачи противоаварийного управления.

759. К управляющим воздействиям системы ПА ЕЭС Казахстана привлекаются оборудование и электроустановки электросетевых пользователей независимо от ведомственной принадлежности и форм собственности.

760. В режиме параллельной работы ЕЭС Казахстана либо ее отдельных регионов с ЕЭС России или (и) с ОЭС Центральной Азии система ПА ЕЭС Казахстана может формировать управляющие воздействия, реализуемые в смежных энергообъединениях (ОЭС Урала, ОЭС Сибири, ОЭС Средней Волги, ОЭС Центральной Азии), а также, в свою очередь исполнять управляющие воздействия, сформированные в смежных энергообъединениях.

761. Отключение генераторов (ОГ) применяется в качестве управляющих воздействий в подсистемах АПНУ, АЛАР, АОПЧ, АРО и характеризуется мощностью отключаемых генераторов.

762. Отключение нагрузки (ОН) применяется в качестве управляющих воздействий в подсистемах АПНУ, АЛАР, АОПЧ, АОСН, АРО и характеризуется мощностью отключаемой нагрузки.

Отключение нагрузки выполняется как с запретом АПВ, так и с разрешением АПВ.

763. Ввод резерва применяется в качестве управляющих воздействий подсистем:

- 1) АОСЧ (для предотвращения снижения частоты и ускорения включения

потребителей, отключенных действием АЧР);

2) АПНУ (в сочетании с действием ОН - для уменьшения длительности отключения нагрузки по условиям обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме).

Ввод резерва осуществляется автоматическим пуском гидрогенераторов, находящихся в резерве, или автоматическим переводом в активный режим гидрогенераторов, работающих в режиме СК.

764. Деление системы (ДС) применяется в качестве управляющих воздействий подсистем АПНУ, АЛАР, АОСЧ.

Деление системы производится отключением линий или разделением шин подстанций в одном из заранее выбранных сечений. При выборе сечений ДС должны учитываться минимизация точек деления и количество коммутируемых выключателей, а также надежность работы первичных схем соединения системы после деления.

765. Отключение шунтирующих реакторов применяется в качестве управляющих воздействий подсистем АПНУ и АОСН.

766. Включение шунтирующих реакторов применяется в качестве управляющих воздействий подсистемы АОПН.

767. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) применяется при снижении частоты в системе. СО организует стратегию организации автоматической частотной разгрузки. Это предполагает принятие решений по следующим вопросам:

- 1) общий объем нагрузки для сброса на каждом шаге частоты;
- 2) частоты, на которых сбрасывается нагрузка;
- 3) выдержки времени, если они устанавливаются для каждого шага частоты;
- 4) объем нагрузки необходимый для отключения при каждой частоте в каждой электросетевой компании.

768. Подсистема АПНУ предназначена для предотвращения нарушения динамической устойчивости при аварийных возмущениях и обеспечения в послеаварийных условиях нормативного запаса статической устойчивости для заданных сечений охватываемого района.

В ЕЭС Казахстана подсистема АПНУ образована совокупностью устройств ПА, обеспечивающих сохранение устойчивости параллельной работы ЕЭС Казахстана со смежными энергообъединениями (ЕЭС России, ОЭС Центральной Азии), отдельных энергорайонов ЕЭС Казахстана между собой или с одним из смежных энергообъединений путем решения задач противоаварийного управления при различных аварийных возмущениях в основной сети 1150-500-

: отключение генераторов (ОГ), отключение нагрузки (ОН), деление системы (ДС), ввод резервных гидрогенераторов (АЗГ), отключение шунтирующих реакторов.

769. Подсистема АЛАР представляет собой совокупность устройств ПА, фиксирующих возникновение асинхронных режимов (АР):

- 1) между электростанциями внутри энергорайона;
- 2) в ЕЭС или отдельных ее частях.

АЛАР обеспечивает ликвидацию АР с контролем определенного числа циклов асинхронного хода и длительности каждого цикла (основные, резервные и дополнительные устройства АЛАР), либо прекращение АЛАР в начальной стадии возникновения (устройства АСС - автоматика "слабая связь").

Ликвидация АР осуществляется для любого из возможных сечений асинхронного режима в охватываемом районе, путем деления района по этому сечению на несинхронно работающие части.

770. В отдельных случаях перед выполнением действия на деление применяются следующие управляющие воздействия АЛАР в целях ресинхронизации:

- 1) отключение генераторов (ОГ) - в избыточной части рассматриваемого района;
- 2) отключение нагрузки (ОН) - в дефицитной части.

771. Подсистема АОПН в ЕЭС Казахстана образована совокупностью локальных устройств АПН, установленных на ВЛ-1150-500 кВ и на некоторых ВЛ-220 кВ большой протяженности.

АОПН служит для ограничения повышения напряжения на электрооборудовании энергосистемы сверх допустимого уровня, когда это повышение вызвано односторонним отключением линии, отключением фазы, разрывом транзита.

В качестве управляющих воздействий АОПН применяются:

- 1) включение шунтирующих реакторов;
- 2) отключение линии, вызвавшей повышение напряжения.

772. Подсистема АОСН в ЕЭС Казахстана состоит из локальных устройств АСН, установленных на некоторых узловых подстанциях 500 кВ и 220 кВ.

Назначение АОСН - предотвращение снижения напряжения в энергоузлах до значений, не допустимых по условиям устойчивости нагрузки, и возникновения лавины напряжения.

Устройства АСН в сети 500 кВ также служат для обеспечения нормативного запаса статической устойчивости на межсистемных связях.

Устройства АСН контролируют снижение напряжения с учетом его длительности и формируют управляющие воздействия:

- 1) АСН-500 кВ - отключение шунтирующих реакторов;
- 2) АСН-220 кВ - отключение нагрузки и шунтирующих реакторов в прилегающей сети 110-35 кВ.

773. Подсистема АОСЧ предназначена для предотвращения работы потребителей и оборудования охватываемого района с частотой:

- 1) ниже 45 Гц
- 2) ниже 46 Гц в течение более 10 сек.
- 3) ниже 47 Гц в течение более 20 сек.
- 4) ниже 48,5 Гц в течение более 60 сек.

774. Подсистема АОСЧ осуществляет:

- 1) автоматический частотный ввод резерва (АЧВР);
- 2) автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
- 3) дополнительную разгрузку, действующую при больших местных дефицитах мощности;
- 4) восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);
- 5) выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой; выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций.

Устройства, составляющие подсистему АОПЧ, предназначены для предотвращения недопустимого повышения частоты, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС, а также для ограничения длительного повышения частоты на ТЭС до значения, при котором нагрузка блоков не выходит за пределы диапазона допустимых нагрузок.

Устройства АОЧ могут реагировать как на повышение частоты, так и на скорость ее повышения и устанавливаться как индивидуально на генераторах станции, так и на узловых подстанциях (центральные устройства АОЧ).

В качестве управляющих воздействий АОПЧ используются:

- 1) отключение генераторов;
- 2) деление системы.

775. В ЕЭС Казахстана подсистема АРО состоит из локальных устройств ПА, обеспечивающих автоматическую разгрузку оборудования для предотвращения его повреждения при значительной перегрузке по току (устройства АРЛ, АРТ).

Устройства подсистемы АРО реагируют непосредственно на повышение тока в защищаемом электрооборудовании (линии, трансформаторе).

776. В качестве управляющих воздействий АРО могут применяться:

- 1) отключение генераторов;
- 2) отключение нагрузки;

3) отключение перегружающегося оборудования.

777. Электросетевые компании обеспечивают защиту электрической сети при повреждении электрической сети.

778. Система релейной защиты обеспечивает автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей, если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

779. Устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ) предусматриваются в электроустановках 110-1150 кВ, для электроустановок напряжений 6-35 кВ УРОВ предусматривается в нормативных документах.

780. На каждом элементе электроустановки должна быть предусмотрена защита, отключающая повреждения на любом участке элемента со временем обеспечивающим селективность.

781. Резервная защита.

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

Если основная система защиты элемента обладает абсолютной селективностью, тогда на данном элементе должна быть установлена резервная система защиты, выполняющая функции как местного, так и удаленного резервирования.

782. Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) должны обеспечивать:

- 1) чувствительность - способность обнаружения КЗ;
- 2) быстродействие - способность отсоединять поврежденный элемент от электрической сети как можно быстрее для сведения к минимуму повреждающего воздействия КЗ, в том числе потерю синхронизма генерирующих установок;
- 3) селективность - способность защиты отключать от электрической сети только поврежденный элемент;
- 4) надежность - способность справляться с внутренними КЗ и не срабатывать когда работа ее не предусматривается.

783. Система защиты должна обеспечивать процесс сбора и анализа информации о повреждениях защищаемого электрооборудования, включая информацию о действиях и состоянии устройств РЗА.

784. Новую технологию следует применять для достижения следующих преимуществ:

- 1) увеличения возможностей самоконтроля и саморезервирования устройств РЗА;

- 2) снижения затрат на техническое обслуживание устройств РЗА;
- 3) снижения энергопотребления устройств РЗА;
- 4) уменьшения габаритов и материалоемкости устройств РЗА;
- 5) возможности включения устройств РЗА в единые системы автоматизированного управления производства, передачи электрической энергии

785. При вводе новых объектов и реконструкции существующих должно предусматриваться:

- 1) оснащение современными цифровыми программируемыми устройствами РЗА, совмещающими функции защиты (автоматики), регистратора аварийных событий и определителя места повреждения (КЗ);
- 2) интеграция устройств РЗА во вновь создаваемые многоуровневые системы дистанционного технологического и противоаварийного правления, сбора и анализа информации, задания (изменения) технических параметров - уставок и принципов действия устройств РЗА.

786. Защита ВЛ-110-1150 кВ выполняется таким образом, чтобы при выходе из работы одного устройства (техобслуживание, неисправность и т.д.) короткое замыкание (КЗ) на этой ВЛ могло ликвидироваться не менее чем двумя устройствами.

787. Допустимо в качестве второй защиты в этом случае использовать дальнейшее резервирование со стороны смежных присоединений, если оно обладает необходимым быстродействием и чувствительностью. В противном случае, для ВЛ-1150 кВ и ВЛ-220-500 кВ, должна быть выполнена дублирующая защита с соблюдением условий ближнего резервирования.

788. Для линий 500-1150 кВ в качестве основной должна быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, если по соображениям устойчивости такое требование не отменяется.

789. Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости.

790. Для линий 500-1150 кВ оборудование защиты и измерительные устройства однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) должны быть специального исполнения, обеспечивающего их нормальное функционирование при всех условиях работы сети.

791. Если за основную принята высокочастотная защита (ВЧ защита) или продольная дифференциальная защита, то в качестве резервных следует применять:

- 1) от многофазных КЗ (дистанционные защиты, преимущественно

трехступенчатые);

2) от замыканий на землю ступенчатые токовые направленные или ненаправленные защиты нулевой последовательности, а также дистанционные защиты.

792. На линиях 500-1150 кВ, а также на ответственных линиях 220 кВ должна предусматриваться защита от неполнофазного режима.

793. Все ВЛ должны оснащаться приборами для определения места повреждения.

На ВЛ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью доаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств релейной защиты и автоматики.

794. Для повышения надежности и улучшения условий согласования резервных защит линий разного класса напряжений должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит автотрансформаторов (АТ). Указанные комплекты защит должны быть включены с соблюдением принципов ближнего резервирования.

795. Резервные защиты АТ должны обеспечивать полноценное дальнейшее резервирование защит смежных ВЛ при использовании дальнего резервирования взамен дублирования.

796. Защиты от внутренних повреждений АТ должны обеспечивать пуск устройств пожаротушения. На всех трансформаторах этой категории должен быть установлен регистратор последовательности событий.

797. Для повышения надежности, предотвращения нарушений динамической устойчивости и улучшения условий согласования резервных защит линий различных классов напряжений рекомендуется устанавливать по два комплекта дифференциальных защит сборных шин для распределительных устройств (РУ) 500 и 1150 кВ.

798. Для сборных шин 110-220 кВ ПС имеющих шиносоединительные или секционные выключатели, допускается устанавливать по одному комплекту дифзащиты шин, с выполнением отдельных секционирующих защит на шиносоединительных выключателях (ШСВ) и секционных выключателях (СВ), если время действия этих отдельных защит удовлетворяет требованиям динамической устойчивости.

799. Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ) должно действовать на отключение выключателей смежных с отказавшим с запретом их автоматического повторного включения. Схемы УРОВ должны быть выполнены таким образом, чтобы предотвращалось их случайное срабатывание на отключение смежных соединений.

800. Уставки устройств РЗА межгосударственных и межсистемных линий

выбираются каждой стороной самостоятельно и взаимно согласовываются. Если затрагиваются уставки устройств РЗА третьих сторон, то согласование должно быть распространено и на эти третьи стороны. Сторона, которая выбирает уставки должна обеспечить правильность выбора уставок. СО обеспечивает правильный выбор уставок релейной защиты НЭС ЕЭС Казахстана, в части устройств релейной защиты находящихся в его оперативном управлении.

801. При выборе и согласовании уставок РЗА должны соблюдаться основные требования к ним, в том числе:

1) обеспечение быстрого и надежного отключения с обеих сторон данного элемента сети любых видов, возникающих на ней КЗ;

2) обеспечение допустимого перетока мощности по всем элементам электропередачи в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах работы без излишних отключений;

3) обеспечение резервирования отказавших защит или выключателя;

4) обеспечение автоматического повторного включения выключателей (АПВ) с обеих сторон ВЛ после отключения КЗ действием защит, разрешающих АПВ;

5) обеспечение динамической устойчивости при принятых эксплуатационных режимах.

802. Выбор и согласование уставок устройств РЗА и изменение существующих уставок РЗА отдельного элемента сети необходимо выполнять:

1) при вводе в эксплуатацию новых линий, электростанций, подстанций и оборудования;

2) при модернизации устройств РЗА;

3) при работе с нарушением нормального режима и конфигурации схемы сети

Отклонения от вышеуказанных принципов утверждаются руководством организаций, принимающих участие в выборе и согласовании данных уставок.

803. Принципы выбора уставок должны соответствовать нормативно-техническим документам. Отклонения от принципов могут разрешаться в исключительных случаях. Для системы электропередачи СО обеспечивает согласование любых изменений уставок в части РЗА находящихся в его оперативном управлении.

804. Все системы РЗА должны проходить регулярные испытания и техническое обслуживание, производимые на основе действующих правил и норм технического обслуживания.

805. Урегулирование любых разногласий, возникающих в отношении уставок релейной защиты или иных вопросов, связанных с системой защиты производится в соответствии с нормативными документами.

806. Ручные операции персонала во время различных аварийных ситуаций в

ЕЭС Казахстана регламентируются на основе Инструкции по предотвращению, локализации и ликвидации аварий, утверждаемой СО (далее - Инструкция).

807. В Инструкции, наряду с различными указаниями, определен порядок и условия ручных действий оперативного персонала электростанций и подстанций, связанных :

- 1) с повышением частоты;
- 2) с понижением частоты;
- 3) с повышением напряжения;
- 4) с понижением напряжения;
- 5) перегрузкой межрегиональных и региональных связей;
- 6) возникновением асинхронного режима и синхронных качаний;
- 7) с разделением ЕЭС Казахстана;
- 8) с повреждением и отключением ВЛ 220-500-1150 кВ;
- 9) с потерей значительной части генерирующей мощности;
- 10) с повреждением выключателей и разъединителей;
- 11) с неисправностями и отказами устройств РЗА и ПА.

808. На основании данной Инструкции субъекты энергорынка должны разработать местные Инструкции по ликвидации аварий для оперативного персонала своих энергообъектов.

809. Полное отключение - ситуация, когда вся выработка прекратилась и нет никакого электрического питания в ЕЭС. При этих обстоятельствах не возможно автоматическое восстановление режима функционирования электрической сети без руководства (распоряжений) СО.

810. Частичное отключение - это прекращение выработки электроэнергии в отдельной части ЕЭС.

811. В течение полного обесточения или частичного обесточения и в течение последующего восстановления нормальные стандарты надежности, изложенные в настоящих Правилах или в стандартах надежности для ЕЭС Казахстана, не могут применяться. При полном отключении рыночные процедуры не могут выполняться и могут быть возобновлены по решению СО. При частичном обесточении нормальные рыночные процедуры не применяются в той части электрической сети, которая обесточена и могут быть возобновлены по решению СО. В случае необходимости, СО принимает решение о приостановлении рыночных процедур в других частях электрической сети, которые не обесточились.

Некоторые гидроэлектростанции и генерирующие установки фиксируются у СО, как располагающие способностью запуска после обесточения без внешнего электрического источника питания.

812. В случае полного обесточения СО сообщает всем компаниям ЕЭС и

пользователям, что полное отключение произошло и о том, что СО намеревается осуществить мероприятия по "развороту с нуля", а также сообщить о начале "разворота с нуля".

В случае частичного обесточения, СО сообщает всем компаниям обесточившейся части электрической сети и пользователям, что данная часть электрической сети обесточилась и что СО намеревается осуществить "разворот с нуля", а также сообщить о начале "разворота с нуля" для обесточившейся части электрической сети.

813. "Разворот с нуля" - восстановление электрической сети как Единой электроэнергетической системы в кратчайшие сроки. Процедура "разворота с нуля" при частичном обесточении такая же, как и процедура для полного обесточения, за исключением того, что это применяется только для части единой электроэнергетической системы. Важно принять во внимание факт, что частичное обесточение может затрагивать не только обесточившиеся части ЕЭС.

Процедура восстановления должна начинаться с подачи напряжения от части электрической сети, сохранившей нормальное функционирование в установленном порядке.

Гидроэлектростанции должны быть готовы и оснащены, чтобы обеспечить "разворот с нуля" для исполнения их услуг, зафиксированных в ЦДУ ЕЭС Казахстана. Данные гидроэлектростанции должны быть определены по всей электрической сети, чтобы позволить быстро и эффективно подать напряжение и включить электрические сети для ЕЭС Казахстана. Гидроэлектростанции могут быть как основными, так и вспомогательными источниками электропитания. В последнем случае силовая установка будет начинать работу, используя как источник питания меньшую смежную силовую установку.

Восстановление после полного обесточения или частичного обесточения - это до некоторой степени неопределенный комплекс мер и процедура, поэтому детальный план (схема) "разворота с нуля" должен быть достаточно гибок в применении и размещении имеющихся в распоряжении гидроэлектростанций, их эксплуатационных характеристик и регулировочного диапазона, а также эксплуатационных характеристик электрической сети. СО обеспечивает разработку и реализацию процедуры "разворота с нуля".

Субъекты ОРЭ должны исполнять все распоряжения СО по подъему нагрузки электростанций, ограничению (отключению) потребителей, по изменению схемы электрической сети для реализации мероприятий "разворота с нуля".

814. Во всех ступенях процесса управления, должны приниматься во внимание следующие:

1) необходимо удостовериться, что располагаемая генерируемая мощность больше или соответствует электропотреблению и при каждом подключении

потребителей электропотребление будет обеспечено необходимым подъемом
резервов мощности;

2) должен быть обеспечен достаточный диапазон регулирования на
электростанциях для поддержания частоты;

3) управление сетевым напряжением в рабочих пределах;

4) обеспечение адекватного действия регуляторов тепловой электростанции;

5) восстановление электропотребления производить настолько быстро и
надежно, насколько возможно.

815. Ключевые этапы "разворота с нуля" следующие:

1) выяснение схемы электрической сети, состояния основного оборудования
электростанций;

2) подготовка путей восстановления;

3) "разворот с нуля" и подача напряжения от основных и вспомогательных
электростанций;

4) для каждого этапа создание наиболее надежной жизнеспособной и
устойчивой электрической схемы сети;

5) синхронизация электростанций и, в конечном счете, восстановление единой
электрической системы;

6) полное восстановление электропотребления.

Должна быть достаточная гибкость мероприятий по "развороту с нуля" для
изменения очередности этапов.

816. План (схема) "разворот с нуля".

Процедура для "разворота с нуля" указывается ЦДУ ЕЭС Казахстана в Планах
(схеме) и периодически обновляется. План (схема) должна содержать как
минимум следующее:

1) список основных силовых установок со свойственным мероприятиям "разворота
с нуля" производительностью;

2) список вспомогательных силовых установок со свойственным мероприятиям "разворота с нуля" производительностью, название силовой
установки, обеспечивающей их электропитание при вводе в действие;

3) списки критических пользователей, включая атомные электростанции;

4) детальный список номеров аварийных телефонов;

5) список проверки непосредственных (немедленных) срабатываний, которые
должны быть выполнены.

План "разворота с нуля" обеспечивает СО. Электростанция должна иметь
единый план "разворота с нуля" и местные планы "разворота с нуля". Единый
план "разворот с нуля" и местные планы "разворота с нуля" составляются
совместно ЦДУ ЕЭС Казахстана с РЭК, генерирующей компанией и
соответствующим РДЦ.

Создание и координирование этих планов (схем), кроме индивидуальных планов (схем) силовой установки обеспечивается СО. Все планы должны ежегодно пересматриваться, обновляться и если необходимо относиться ко всем сторонам, вовлеченным в ЕЭС.

817. В диспетчерских центрах СО (ЦДУ И РДЦ) должны быть разработаны программы и схемы "разворота с нуля", предусматривающие:

1) определение энергоисточников, в том числе вспомогательных для разворота ЕЭС;

2) схему подачи напряжения и необходимые переключения в электрической сети;

3) порядок восстановления схемы электроснабжения собственных нужд электростанций и потребителей;

4) разворот пусковых котельных и дизельных электростанций необходимых для пуска вспомогательного и основного оборудования электростанций;

5) заранее предусмотреть секционирование сети, чтобы не допустить перегрузки или повышения напряжения до недопустимых уровней при подаче напряжения на обесточенные районы;

6) по мере разворота электростанций, когда ситуация стабилизируется, необходимо информировать субъектов ОРЭ о ходе "разворота с нуля" и намерениях СО по возобновлению нормальной работы, включая восстановление рыночных операций.

818. Готовность электростанции к "развороту с нуля" проводится местным персоналом при условиях, которые максимально близки к тем, которые ожидаются практически и должны проводиться в реальной обстановке. Эти мероприятия должны включать разворот электростанций без внешнего источника питания и проверку функционирования электростанции, подстанций, коммуникаций и управления.

819. Средства связи, телеизмерений и телесигнализации являются основой для восстановления режима работы энергосистемы после полного обесточения. Все жизненные средства связи, включая обеспеченные электропитанием от третьих лиц, должны функционировать, по крайней мере 24 часа после полной потери электропитания. Некоторые ключевые объекты управления (центры управления) могут требовать более длинного периода работы после потери электропитания.

Системы управления должны также быть опробованы ежегодно в условиях моделируемой аварии с потерей электропитания.

820. Персонал, вовлеченный в процесс восстановления электрической сети должен периодически обучаться практической реализации путей восстановления. Моделирующие устройства энергосистемы и настольные упражнения должны

использоваться в тренировках.

821. Там, где части ЕЭС (энергоузла, электроустановки) выходят из синхронизма друг с другом, но нет полного или частичного отключения, СО может разрешить субъектам ОРЭ самостоятельно регулировать выработку и/или электропотребление, чтобы достигнуть в самое кратчайшее время нормальной работы. СО должен сообщить пользователям, когда синхронизация имела место.

В обстоятельствах, где часть электрической сети, с которой связаны гидроэлектростанции, отделилась от остальной части электрической сети и нет никакого устройства синхронизации с остальной частью электрической сети, оперативный персонал энергообъектов должен действовать по указанию СО.

822. Все диспетчерские центры СО должны быть способны работать с требуемой надежностью при стандартных качествах электроснабжения. В случае, когда один или большее количество диспетчерских центров становятся непригодными из-за исключительных обстоятельств, задается план (схема) действий при потере связи с диспетчерскими центрами с передачей функций центра управления дублерам. Заранее необходимо документально закрепить работу дублеров всех звеньев управления в ЕЭС Казахстана.

823. План действий при наступлении кризиса диспетчерских центров должен быть подготовлен СО и должен включать:

- 1) наличие аварийных связей, чтобы обеспечить выполнение передаваемых функций из центра управления;
- 2) списки оперативного персонала дублеров;
- 3) детальные меры для передачи функций управления.

Подобный план должен быть подготовлен РДЦ, чтобы закрыть потерю их диспетчерских пунктов с привлечением в качестве дублеров ДЦ электросетевых компаний.

824. План действий при наступлении кризиса диспетчерских центров должен полностью или частично проверяться в реальном режиме, чтобы гарантировать жизнеспособность того, что необходимая информация является доступной в любых местах и что персонал полностью обучен выполнению передаваемых ему функций.

825. Ликвидируемая системная авария - случай на электроустановках одной стороны, который, по мнению СО, имеет или может иметь место серьезное и/или широко распространенное действие на электроустановки другой стороны. Там, где авария на электроустановке одной стороны не имеет распространения на электроустановку другой стороны, такая авария не является системной аварией.

826. Каждый пользователь обменивается номерами телефонов с ЦДУ и местными электросетевыми компаниями в письменной форме, в которых есть представители управления, уполномоченные принимать решения от имени их

организаций и которые могут входить на контакт в течение 24 часов в сутки.

Для новых пользователей номера телефонов будут обеспечиваться при подписании ими договора связи. Номера должны быть переданы в письменной форме по мере изменения содержимой информации.

827. При возникновении нарушения необходимо выполнить:

1) если нарушение возникло на электроустановке пользователя, пользователь, должен уведомить об этом СО и электросетевые компании вместе с любыми другими пользователями;

2) если это находится на электроустановке электросетевой компании, электросетевая компания уведомит СО и всех пользователей об этом;

3) если нарушение сначала обнаружено СО, тогда СО сообщит об этом электросетевым компаниям и пользователям.

828. После уведомления электросетевой компанией или пользователем о возникновении нарушения, СО, если это необходимо, должен передать по телефону дополнительную информацию.

При уведомлении о нарушении СО должен определить, действительно ли имело место нарушение и системная авария и если это подтверждается, СО может, установив причины системной аварии, приступить к ее ликвидации.

СО немедленно уведомляет все электросетевые компании и всех местных пользователей о причинах системной аварии.

С момента установления причины аварии, все коммуникации между диспетчерами региональных центров управления должны быть предоставлены диспетчеру ЦДУ по его требованию.

829. При возникновении в ЕЭС Казахстана ситуации, связанной с выходом ее на изолированную работу по независимым от СО причинам, возможно возникновение тяжелой аварии при потере значительной генерирующей мощности, при этом не исключается:

1) возникновение лавины частоты;

2) нарушение устойчивости;

3) выход на раздельную работу региональных электростанций и энергоузлов действием частотной делительной автоматики со сбалансированной нагрузкой, разделение ЕЭС на части действием автоматики ликвидации асинхронного режима;

4) полный останов электростанций, не оснащенных частотной делительной автоматикой;

5) погашение основной части потребителей, питающихся от НЭС.

830. В случае возникновения аварийной ситуации СО:

1) немедленно сообщает об аварии в системе всем прямым потребителям остановленных электростанций и о полном прекращении им поставок

э л е к т р о э н е р г и и .

Каждый потребитель, получивший сообщение об аварии в системе, должен принять все необходимые меры, чтобы предупредить свой персонал, осуществляющий эксплуатацию для исключения тяжелых последствий от прекращения электроснабжения;

2) дает распоряжения:

на блочные электростанции о проверке отключенного положения выключателей генераторов энергоблоков, проверке питания собственных нужд; отключить все отходящие от электростанции межрегиональные и тупиковые ВЛ 110 - 220 - 500 кВ;

подготовить схему приема напряжения по ВЛ 220 кВ от ГЭС Восточного региона;

при сохранении питания собственных нужд - приступить к развороту энергоблоков;

3) включить дополнительно ГГ на ГЭС для создания вращающегося резерва не менее 300 МВт и подать напряжение по ВЛ 220 кВ на шины блочных электростанций для питания их собственных нужд;

4) одновременно запросить диспетчеров энергосистем соседних государств об оказании помощи по электроснабжению погашенных потребителей;

5) для приема напряжения дать распоряжения диспетчерам СО и электросетевых компаний об отключении ВЛ-220 и 500 кВ, отходящих от погашенных подстанций 220 и 500 кВ;

6) по мере набора нагрузки на блочных электростанциях подавать напряжение на погашенные районы, контролируя частоту и перетоки мощности по межрегиональным ВЛ;

7) подачу напряжения от энергосистем соседних государств осуществлять включением линий 220 и 500 кВ с постепенным подключением, в первую очередь, ответственных потребителей (шахты, котельные, водоснабжение), контролируя уровни напряжения и нагрузку в питающей сети;

8) поэтапно, с предупреждением о кратковременном погашении, перевести нагрузку потребителей ЕЭС Казахстана, запитанных от энергосистем соседних государств, на питание от контрактных энергоисточников;

9) синхронизировать отдельные части ЕЭС и включить на параллельную работу региональные электростанции и энергоузлы.

Замкнуть все шунтирующие связи 220 кВ.

По мере восстановления режима работы электростанций, обеспечить поставки электроэнергии от контрактных энергоисточников согласно суточного графика.

Глава 16. Обмен информацией о работе и/или событиях

831. Данная глава определяет следующие требования к сторонам, подключенным к электрической сети:

- 1) обмен информацией, относящейся к работе системы и/или событиям, оказавшим или способным оказать воздействие на ее работу;
- 2) подготовка письменных отчетов, особенно, если необходимо, полного описания важных событий, о которых было первоначально доложено СО и/или электросетевой компании в устной форме;
- 3) порядок совместного расследования таких событий.

832. Задачами данной главы, связанной с работой и/или событием, являются:

- 1) обеспечение обменом информацией;
- 2) оценка возможных рисков, возникающие в процессе работы системы и/или события;
- 3) подтверждение о выполнении необходимых действий соответствующей стороной в целях сохранения целостности системы;
- 4) проведение расследования после события.

833. Данная глава распространяется на следующих участников:

- 1) Т О ;
- 2) О Р Ц Т Э ;
- 3) электросетевые компании;
- 4) ЭПО, включая ЭПО с генерирующими установками подключенными к региональной электрической сети;
- 5) потребители с максимальной нагрузкой в точке подключения (5 МВт) и выше.

834. Данная глава устанавливает требования, обеспечивающие открытый и своевременный обмен информацией для оценки и рассмотрения аварии для достижения следующего:

- 1) получить полную информацию о событии, которое нужно рассмотреть;
- 2) облегчить оценку любого возможного события и связанных с ним рисков и позволяет принять необходимые меры для его предотвращения или уменьшить негативные последствия от его возникновения;
- 3) установить уровень необходимой детализации информации;
- 4) обеспечить письменное сообщение о событии;
- 5) установить порядок сообщения информации о крупных нарушениях;
- 6) установить порядок совместного расследования;
- 7) установить необходимые границы конфиденциальности и доступности информации;
- 8) установить порядок организации учета и согласование процедур ввода в действие.

835. Расследование, классификации, оформление и учет технологических

нарушений в работе ЕЭС Казахстана устанавливается в соответствии с нормативными документами.

836. Границы конфиденциальности и доступности информации устанавливают соответствующие органы.

837. Эксплуатация является запланированным действием, о котором должно быть сообщено заранее электросетевой компанией или пользователем Техническому оператору или пользователем электросетевой компании. Эти действия выполняются на постоянной основе.

838. Для поддержания связи все стороны должны гарантировать наличие соответствующего оборудования для обеспечения достоверного обмена необходимой информацией с СО и/или электросетевой компанией, в зависимости от конкретной ситуации. Необходимые требования:

- 1) прямой телефонный канал;
- 2) факс;
- 3) специальный адрес электронной почты.

839. Для диспетчерских центров СО, подстанций напряжением 220, 500 и 1150 кВ, электростанций, находящихся в оперативном управлении СО, потребителей электроэнергии, подключенных к сети напряжением 220 кВ и выше необходима организация каналов связи с диспетчерским центром СО по двум независимым направлениям.

840. Каждый диспетчерский центр (ДЦ) любого субъекта ОРЭ, независимо от форм собственности, должен быть оборудован прямыми каналами связи для оперативно-диспетчерского управления. Должна быть обеспечена связь:

- 1) между ДЦ РЭК и подстанциями 35 кВ и выше, находящимися в оперативном управлении этих диспетчерских пунктов;
- 2) между ДЦ электросетевой компании и ДЦ пользователей;
- 3) между ДЦ РЭК и ДЦ СО (РДЦ);
- 4) между ЦДУ и ДЦ СО (РДЦ);
- 5) между ДЦ СО (РДЦ), которые имеют смежные зоны управления;
- 6) между ДЦ СО (РДЦ) и ДЦ крупных потребителей электроэнергии;
- 7) между ЦДУ и диспетчерскими центрами (ДЦ) энергосистем сопредельных государств;
- 9) между ДЦ СО (РДЦ) и ДЦ энергосистем соседних государств, которые имеют смежные зоны управления.

Все крупные инциденты должны быть отражены в письменном отчете. В случае возникновения спора по вопросу является ли происшедшее событие крупным инцидентом, решение принимает СО. Данное положение применяется к событию в любой части ЕЭС Казахстана, включая региональную электрическую сеть.

Сноска. Пункт 840 с дополнениями - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

841. Обо всех запланированных изменениях режимов работы оборудования и линий электропередачи СО и субъекты ОРЭ уведомляются в соответствии с передачей оборудования по способу диспетчерского управления, а также в соответствии с условиями договоров и в соответствии с нормативными документами .

842. Уведомления о запланированных изменениях режима работы ВЛ и оборудования должны иметь достаточную детализацию, чтобы получатель уведомления смог правильно и полно оценить последствия и риски, связанные с ними. Получатель может просить, чтобы ему разъяснили возникшие в связи с получением уведомления вопросы.

843. Уведомления при эксплуатации оборудования предоставляются в следующих случаях :

- 1) планируемая эксплуатация выключателя или разъединителя, или любая их последовательность или комбинация их обоих;
- 2) выполнение запланированного останова энергоустановки и (или) аппаратуры, которое было согласовано в соответствии с настоящими Правилами;
- 3) синхронизация и десинхронизация генерирующей установки;
- 4) изменение режима эксплуатации генерирующей установки;
- 5) инструкция по частоте и контроль активной мощности;
- 6) инструкция по контролю напряжения;
- 7) изменения защиты системы;
- 8) процедуры ввода в эксплуатацию;
- 9) иные случаи .

844. Уведомления при возникновении непредвиденных событий предоставляются в следующих случаях:

- 1) проблемы с установкой и аппаратурой, включая срабатывание аварийной сигнализации, ненормальные рабочие режимы и временные изменения мощности ;
- 2) повреждение оборудования управления, связи и измерительных устройств;
- 3) проблемы с защитой, в том числе с устройствами автоматики и защитой от перегрузки, а также ложное срабатывание защиты;
- 4) любые нарушения нормального режима, повреждения и отключения основного оборудования ;
- 5) нарушения электроснабжения;
- 6) нарушения согласованных графиков активной и реактивной мощности;
- 7) нарушения техники безопасности или потенциальная опасность, включая несчастные случаи с людьми ;

- 8) пожары, загрязнения окружающей среды и другие аварийные ситуации, которые могут оказать влияние на нормальный режим работы;
- 9) события, связанные с ядерными или радиационными случаями, или нарушения правил эксплуатации ядерных установок, ведущие к снижению безопасности или уровня выработки (мощности);
- 10) наличие неблагоприятных погодных условий или их прогноз;
- 11) и иные непредвиденные события.

845. Уведомление о событиях должно быть достаточно подробным, чтобы было предоставлено описание события и возможность для получателя уведомления правильно рассмотреть и оценить последствия и возможный риск. В уведомлении должно быть указано имя человека, информирующего о проведении операции. Получатель может задавать вопросы для разъяснения уведомления, а уведомляющая сторона должна приложить все усилия, чтобы предоставить нужную информацию.

846. Уведомление предоставляется немедленно, чтобы получатель мог правильно рассмотреть и оценить последствия и возможность риска.

847. Уведомление предоставляется в письменном виде, в случае невозможности оно передается в устной форме. Письменное уведомление может быть подтверждено устным заявлением перед началом события.

848. Любое устное уведомление должно быть повторено получателем, чтобы удостовериться, что оно правильно и полностью понято.

849. Сообщения о пуске всегда должны быть даны в письменной форме за две недели, как минимум, и подкреплены устным предупреждением.

850. В случае риска широкого распространения серьезной аварии на всю или часть системы СО выдает предупреждение о серьезной аварии в системе всем пользователям, на которых нарушение режима будет потенциально распространяться. Это предупреждение нужно дать устно, либо в письменной форме, и оно будет содержать такую информацию, которую СО и (или) электросетевая компания посчитает необходимой.

851. Во время действия предупреждения о серьезной аварии в системе, каждый пользователь, получивший предупреждение о серьезной аварии в системе, предпримет все необходимые меры, чтобы предупредить свой персонал, осуществляющий эксплуатацию и эксплуатировать оборудование и аппаратуру в условиях, которые наилучшим образом могут выдержать такие аварии.

852. Крупный инцидент - событие, которое влияет на эксплуатацию системы и выражается в следующем:

- 1) отключение оборудования и (или) аппаратуры вручную или автоматически;
- 2) напряжение вне рабочих пределов;
- 3) частота системы вне допустимых пределов важного события;

4) неустойчивость системы;

5) перегрузка системы;

б) серьезное повреждение системы связи, оказывающее влияние на работу рынка или системы;

7) несчастные случаи, сопровождающиеся людскими потерями или серьезными повреждениями.

853. Все крупные инциденты должны быть отражены в письменном отчете. В случае возникновения спора по вопросу является ли произошедшее событие крупным инцидентом, решение принимает СО. Данное положение применяется к событию в любой части ЕЭС, включая региональной электрической сеть.

854. В случае, если сторона уведомляет СО или РЭК, событие, которое рассматривается СО или электросетевой компаний, как оказавшее или, которое может оказать значительное влияние на работу электрической сети, СО и (или) электросетевая компания могут потребовать, чтобы такая сторона представила отчет об этом событии в письменной форме.

855. В случае уведомления СО или электросетевой компанией пользователя о событии, которое рассматривается пользователем, как оказавшее или, которое может оказать значительное влияние на работу пользователя, тогда пользователь может потребовать, чтобы СО и (или) электросетевая компания представили отчет в письменной форме.

856. В любом из выше упомянутых случаев, сторона, в чьей системе произошло событие, должна в течение четырех часов подготовить краткий письменный отчет по факту данного события. Там, где требуется представление письменного отчета, отчет должен быть начат в течение одной недели и завершен в течение одного месяца.

857. Если важное событие произошло в одной или более ЭПО и/или системе пользователя, одна или все стороны должны представить отчет или совместный отчет.

858. В случае возникновения крупного инцидента и письменный отчет предоставлен ЭПО, электросетевая компания или пользователь любой из этих сторон могут потребовать в письменном виде, проведения более детального совместного расследования крупного инцидента. Любая из сторон может также потребовать, чтобы другие заинтересованные стороны были включены в совместное расследование.

859. Рабочие задания и все вопросы, имеющие отношение к совместному расследованию должны быть согласованы до начала совместного расследования.

860. Совместное расследование начинается в течение двух недель с момента первоначального запроса и завершается в течение двух месяцев с момента первоначального запроса.

861. Основной целью письменного отчета является установление причины возникновения произошедшего события.

862. В содержание письменного отчета входит следующее:

- 1) стандартная лицевая страница с резюме руководства;
- 2) место расположения;
- 3) краткое изложение крупного инцидента;
- 4) дата и время крупного инцидента;
- 5) повреждения;
- б) сотрудники, подрядчики, либо члены общественности, которых затронуло данное событие;
- 7) поврежденное оборудование;
- 8) электропотребление и/или производство энергии, которые подверглись влиянию, в том числе указать МВТ, и количество затронутых заказчиков;
- 9) группа по расследованию;
- 10) события, которые привели к данному инциденту;
- 11) действия, предпринятые сразу же после события;
- 12) заключения (основные и второстепенные, если это применимо);
- 13) причина инцидента (непосредственная и основная причины);
- 14) рекомендации;
- 15) дальнейшие действия.

863. В приложениях к отчету должны быть включены рабочие задания и копии соответствующих документов таких, как журналы коммутации, журнал событий, документация по технике безопасности, схема системы, фотографии и т.д. В целях сохранения анонимности копии должны быть изменены так, чтобы удалить фамилии, содержащиеся в отчетах, от всеобщего обозрения.

864. Любой получатель письменного отчета может задать вопрос в целях прояснения любых моментов, а сторона, подготовившая отчет, должна по мере возможности, дать ответы на затронутые вопросы.

Приложение 1
к Электросетевым Правилам,
утвержденным приказом
Министерства энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан

от 24.12.2001 г. N 314

**Форма наряда-допуска для работ
в электроустановках**

Предприятие _____

— — — — —

Подразделение _____

НАРЯД-ДОПУСК N _____

Руководителю работ _____ допускающему _____

производителю работ _____ наблюдающему _____

с членами бригады _____

Категория работ _____

Поручается _____

Работу начать: дата _____ время _____

Работу закончить _____ время _____

МЕРЫ ПО ПОДГОТОВКЕ РАБОЧИХ МЕСТ

Таблица 1

Наименование электроустановок, в которых нужно провести отключение и установить заземление	Что должно быть отключено и где заземляно
1	2

Время аварийной готовности _____

Отдельные указания _____

Наряд выдал: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия _____

РАЗРЕШЕНИЕ НА ДОПУСК

Таблица 2

Разрешение на допуск выдал (должность, фамилия или подпись)	Дата, время	Подпись работника, получившего разрешение на допуск
---	-------------	---

Рабочие места подготовлены, под напряжением остались _____

Допускающий _____

(п о д п и с ь)

Руководитель (производитель работ или наблюдающий) _____

(подпись)

ЕЖЕДНЕВНЫЙ ДОПУСК К РАБОТЕ И ОКОНЧАНИЕ

Т а б л и ц а 3

Бригада проинструктирована и допущена на подготовленное рабочее место	Работа закончена, Бригада удалена
--	--------------------------------------

Наименование рабочего места	Дата, время	Подписи Допускающего работ	Дата, время	Подпись производителя работ (наблюдающего)

1	2	3	4	5	6

ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ БРИГАДЫ
Таблица 4

Введен в бригаду (фамилия, инициалы, группа)	Выведены из бригады (фамилия, инициалы, группа)	Дата, время	Разрешения (подписи)

1	2	3	4

Работа полностью закончена, бригада удалена, заземления, установленные
б р и г а д о й с н я т ы

Сообщено _____
(кому, должность) (фамилия)
Дата: _____ Время: _____
П р о и з в о д и т е л ь _____ р а б о т
Или наблюдающего _____ руководитель работ _____

— — — — —
(подпись)

(подпись)

Приложение 2
к Электросетевым Правилам,
утвержденным приказом
Министерства энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан
от 24.12.2001 г. N 314

**Основные требования к расчетам
допустимых перетоков**

1. Основные положения

Переток по линии или сечению ограничивается следующими факторами:

- 1) допустимой токовой нагрузкой ЛЭП и оборудования;
- 2) нормативным запасом устойчивости в нормальном и послеаварийном режиме.

Основным нормативным документом, определяющим требования к расчету допустимых перетоков являются "Руководящие указания по устойчивости энергосистем". В этом документе по условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической устойчивости по активной мощности в сечениях (K_p) и по напряжению в узлах нагрузки (K_u). Кроме того, устанавливаются группы возмущений, при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

Требования к устойчивости оказывают определяющее влияние выбор допустимых перетоков активной мощности по контролируемым ЛЭП и сечениям. Допустимые перетоки подразделяются на максимально-допустимые и аварийно-допустимые.

1.1. Требования к статической устойчивости

Под статической устойчивостью понимают способность системы самостоятельно восстановить исходный режим работы при малом возмущении. Статическая устойчивость является необходимым условием существования установившегося режима работы системы. Запас статической устойчивости для данного режима энергосистемы определяется его близостью к границе области устойчивости, которая может быть обусловлена апериодическим или колебательным нарушением устойчивости.

Запас статической устойчивости характеризуется коэффициентами K_p и K_u , которые определяются по следующим формулам:

$$а) \quad K_p = \frac{P_{пр} - \Delta P}{P},$$

где P - активная мощность, проходящая через рассматриваемое сечение в исходном режиме;

$P_{пр}$ - то же в режиме, предельном по статической устойчивости; ΔP - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении.

$$б) \quad K_u = \frac{U}{U_{кр}},$$

где U - напряжение в узле нагрузки в исходном режиме;

$U_{кр}$ - критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе, ниже которой происходит нарушение статической устойчивости двигателей.

Значения коэффициентов запаса по активной мощности и по напряжению должны быть не ниже требуемых в "Руководящих указаниях":

При максимально допустимых перетоках $K_p = 0.2$, $K_u = 0.15$;

При аварийно допустимых перетоках $K_p = 0.08$, $K_u = 0.10$.

1.2. Требования к динамической устойчивости

Динамическая устойчивость определяется способностью системы продолжать работу при резких внезапных нарушениях режима, например при коротких замыканиях, отключениях линий и т.д.

Нормативные возмущения

при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость в режиме с максимально допустимым перетоком по сечению с учетом противоаварийного управления:

Для нормальной схемы:

- 1) отключение элемента сети с двухфазным КЗ на землю с неуспешным АПВ;
- 2) отключение элемента сети с однофазным КЗ с отказом одного выключателя, действием УРОВ и неуспешным АПВ;
- 3) одновременное отключение двух цепей двухцепной линии, смонтированной на общих опорах, или двух линий, расположенных в общем коридоре более, чем на половине длины более короткой линии;
- 4) возникновение аварийного небаланса мощности вследствие отключения генератора или блока генераторов с общим выключателем на стороне высшего напряжения.

Для ремонтной схемы:

- 1) отключение элемента сети с двухфазным КЗ на землю с неуспешным АПВ;
- 2) отключение элемента сети с однофазным КЗ с отказом одного выключателя, действием УРОВ и неуспешным АПВ;
- 3) возникновение аварийного небаланса мощности вследствие отключения наиболее крупного генератора в ЕЭС.

1.3. Классификация режимов работы по устойчивости

Нормальный режим - это установившийся режим (не считая нерегулярных колебаний, медленных и/или незначительных флуктуаций параметров, в том числе обусловленных работой устройств регулирования частоты, напряжения и т.п.), характеризующийся нормативными запасами устойчивости в данной схеме сети, устойчивым переходом к любым послеаварийным режимам, которые могут возникнуть в результате нормативных возмущений, и установившимся послеаварийным режимом, обладающим не менее, чем нормативными запасами устойчивости.

Послеаварийные режимы - режимы, возникающие в результате какого - либо возмущения. Можно, в частности, различать следующие послеаварийные режимы:

а. нормативный послеаварийный режим (аварийно допустимый переток), характеризующийся запасами устойчивости, не меньшими, чем по п.п. (a) - (g). И, если эти запасы не соответствуют условиям нормального режима (a) - (d), то диспетчерский персонал также должен их обеспечить за 20 мин.

б. установившийся послеаварийный режим с меньшими, чем по п.п. (a) - (g) запасами. Такой режим может возникнуть, если предшествующий режим не соответствовал нормальному или/и возмущение было тяжелее нормальных, вплоть до того, что при этом в "Руководящих указаниях" допускалось не сохранение устойчивости. При этом диспетчерский персонал также должен превышать запасы устойчивости до нормальных.

с. асинхронный режим - неустойчивый послеаварийный режим.

1.4. Максимально допустимые перетоки активной мощности определяются следующими условиями:

В нормальных режимах:

(a) коэффициент запаса по активной мощности в любом сечении для данной схемы сети составляет не менее 20%.

(b) коэффициент запаса по напряжению во всех узлах энергосистемы не менее 1,05%.

(c) нагрузка любого элемента электрической сети не превышает длительно допустимых значений.

(d) переток мощности в любом сечении в рассматриваемом режиме не превышает предельный по динамической устойчивости переток в том же сечении :

$$P_m \leq P_{пр} \quad \text{д и н}$$

где $P_{пр}$ - предел динамической устойчивости при наиболее тяжелом нормативном возмущении для данной схемы.

В послеаварийных режимах :

(e) коэффициент запаса по активной мощности в любом из установившихся послеаварийных режимов, возникших в результате нормативных возмущений, не менее 8 % .

(f) в каждом узле и в каждом из нормативных послеаварийных режимов коэффициент запаса по напряжению не менее 10%.

(g) нагрузка любого элемента электрической сети в любом нормативном послеаварийном режиме не превышает величин, допустимых в течение 20 минут.

Принято, что диспетчерский персонал в течение указанных 20 минут должен так скорректировать установившийся послеаварийный режим с пониженными запасами устойчивости и/или перегрузками оборудования п.п. (a) - (g), чтобы обеспечить выполнение условий по п.п. (a) - (c). Для этого в соответствующих инструкциях для диспетчера содержатся максимально допустимые перетоки в контролируемых (критических) сечениях в полной и ремонтных схемах и другие необходимые указания .

Вынужденный режим - режим, не отвечающий хотя бы одному из перечисленных условий п.п. (a) - (g). При работе с пониженными запасами устойчивости перетоки в контролируемых сечениях принято называть аварийно допустимыми. Переход к аварийно допустимому перетоку в сечении на время прохождения максимума нагрузки, но не более 40 минут, или на время, необходимое для ввода ограничения потребителей, а в послеаварийном режиме также на время, необходимое для мобилизации резерва (в том числе холодного) оформляется записью в оперативном журнале диспетчерского центра, в ведении или управлении которого находятся линии данного сечения. Решение о переходе на длительную работу с аварийно допустимым перетоком оформляется по предложению Технического оператора энергорынка по согласованию с Комитетом по Госэнергонадзору.

В режиме с аварийно допустимым перетоком по сечению устойчивость при нормативных возмущениях может не сохраняться.

1.5. Процедура расчета и предоставления информации о допустимых перетоках

Технический оператор:

- 1) на основании данного раздела производит расчет допустимых перетоков для нормальной и ремонтных схем сети 220-500 кВ ЕЭС Казахстана;
- 2) рассчитанные допустимые перетоки утверждает и согласовывает со смежными энергобъединениями в установленном порядке;
- 3) утвержденные перетоки указывает в действующих инструкциях по ведению режима оперативным персоналом;
- 4) в согласованной форме допустимые перетоки передает Рыночному оператору вместе с годовым и месячным графиком ремонта сети 220-500 кВ соответственно за месяц до начала года и 5 суток до расчетного месяца;
- 5) в согласованной форме до 10-00 часов суток, предшествующим расчетным, передает Рыночному оператору оперативно разрешенные заявки на ремонт и установленные допустимые перетоки на следующие сутки;
- 6) за 3 суток до разрешения заявки на ремонт уведомляет субъектов оптового рынка о предстоящем ремонте и ограничениях перетоков в ремонтной схеме;
- 7) СО отображает информацию о предстоящих ремонтах и допустимых перетоках за предстоящий год и расчетный месяц на своем Web-сайте; отображает информацию о ремонтах сети и допустимых перетоках на предстоящие сутки на своем Web-сайте; СО в суточном графике отображает контрактные величины перетоков в контролируемых сечениях и в случае превышения допустимых перетоков пересматривает суточный график в установленном порядке. <*>

Сноска. Подпункт 7) в новой редакции - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

Приложение 3
к Электросетевым Правилам,
утвержденным приказом
Министерства энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан

от 24.12.2001 г. N 314

Стандарты регулирования частоты

Режим работы	Диапазон частоты	Время для восстановления до рабочих пределов
--------------	------------------	--

Обычный режим	-0,2 + 0,2 Гц	Поддерживается в размере больше 95% от ежедневного значения
Послеаварийный режим	-0,4 + 0,4 Гц	Послеаварийный Допустимо не более
режим	-1,0 + 0,5 Гц	90 часов в год

— — — — —

Приложение 4
к Электросетевым Правилам <*>

Сноска. Правила дополнены приложением 4 - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 .

**Обязательный объем и содержание
"Схемы внешнего электроснабжения потребителя"**

Обзор существующего состояния электроснабжения и перспективы развития
на 3 (5) - 1 0 л е т .

Электрические нагрузки потребителей и источники их покрытия. Балансы
мощности и электроэнергии (существующее состояние и перспектива на 3(5)-10
л е т) .

Обоснование схемы внешнего электроснабжения.

Варианты схемы внешнего электроснабжения

Электрические режимы (нормальные, послеаварийные режимы).

Расчет уровней токов к.з. для выбора оборудования.

Энергосбережение .

Принципы выполнения РЗА, ПА.

Принципы организации диспетчерского и технологического управления.
У ч е т э л е к т р о э н е р г и и .

Объемы электросетевого строительства, укрупненный расчет стоимости
с т р о и т е л ь с т в а .

В ы в о д ы

Чертежи: Принципиальные схемы, карты-схемы или ситуационный план,
результаты электрических расчетов".

Сноска. Правила дополнены приложением 5 - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 16 сентября 2004 года N 222 . Приложение с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 26 июля 2007 г. N 175 .

Особый порядок выдачи и согласования технических условий при строительстве дублирующих линий электропередачи

Выдача технических условий на присоединение дублирующих линий электропередачи осуществляется только на основании разрешения уполномоченного органа и регулирующего органа в следующем порядке:

Пользователь сети при подаче заявки на подключение предполагаемого к строительству новых линий электропередачи, дублирующих существующие, обязан уведомить об этом электросетевую компанию, к сетям которой он был п р и с о е д и н е н .

Заявка на выдачу технических условий в обязательном порядке должна содержать приложение, включающее:

для объектов 110 кВ и ниже - заключение регионального отдела Комитета по Госэнергонадзору; решение территориальных органов по государственному регулированию цен (тарифов);

2) для объектов 220 кВ и выше - заключение Госэнергонадзора; Оформленная в соответствии с требованиями пунктов 1,2 настоящего Приложения заявка на выдачу технических условий должна быть представлена пользователем сети/электросетевой компанией Системному оператору, который в 20-дневный срок рассматривает и передает ее со своим заключением в уполномоченный и регулирующий органы.

Полученные документы (заявка на выдачу технических условий и заключение СО) в месячный срок рассматриваются уполномоченным и регулирующим органами и принятое ими решение направляется СО.

При получении решения государственных органов по вопросу строительства дублирующих линий электропередачи СО должен в 10-дневный срок известить пользователя электрической сети и электросетевую компанию о принятом решении.