

Қазақстан Республикасының Энергетика  
министрлігіПриказ Министра энергетики  
Республики Казахстан от 18  
декабря 2014 года № 210.  
Зарегистрирован в Министерстве  
юстиции Республики Казахстан 30  
апреля 2015 года № 10899

Министерство энергетики Республики Казахстан

## Об утверждении Электросетевых правил

В соответствии с подпунктом 26) статьи 5 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года "Об электроэнергетике" **ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Утвердить прилагаемые Электросетевые правила.
2. Департаменту электроэнергетики Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:
  - 1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;
  - 2) направление на официальное опубликование копии настоящего приказа в течение десяти календарных дней после его государственной регистрации в Министерстве юстиции Республики Казахстан в периодических печатных изданиях и в информационно-правовой системе "Әділет";
  - 3) размещение настоящего приказа на официальном интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан и на интранет-портале государственных органов;
  - 4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 2) и 3) настоящего пункта.



3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

**Министр энергетики Республики Казахстан**

**В. Школьник**

"СОГЛАСОВАН":

Исполняющий обязанности  
министра национальной экономики  
Республики Казахстан

\_\_\_\_\_ Т. Жаксылыков

30 марта 2015 год

Утверждены  
приказом Министра энергетики  
Республики Казахстан  
от 18 декабря 2014 года № 210

## Электросетевые правила

### 1. Общие положения

1. Настоящие Электросетевые Правила (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 26) статьи 5 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года "Об электроэнергетике" (далее – Закон).

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

1) балансовая принадлежность – участок электрической сети энергопроизводящей, энергопередающей организации и потребителя, принадлежащий им на праве собственности или ином законном основании;

2) граница балансовой принадлежности электрической сети – точка раздела электрической сети между хозяйствующими субъектами рынка электрической энергии: энергопроизводящими (энергопередающими) организациями и потребителями, а также между потребителями и субпотребителями, определяемая по балансовой принадлежности электрической сети;

3) граница эксплуатационной ответственности сторон – точка раздела энергетического оборудования и (или) электрической сети между хозяйствующими субъектами, ответственными за содержание, обслуживание и техническое состояние, определяемая по балансовой принадлежности или договором, и подтвержденная соответствующим актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон между этими хозяйствующими субъектами;

4) высокое напряжение - напряжение 1000 Вольт (далее - В) и выше;

5) генерирующая установка - устройство, вырабатывающее электроэнергию;

6) дублирующие (шунтирующие) линии электропередачи - линии электропередачи, построенные и (или) планируемые к строительству субъектами рынка электрической энергии Республики Казахстан дополнительно к

существующим линиям электропередачи, по которым осуществляется передача электрической энергии с нормируемым качеством электроэнергии и уровнем надежности, и изменяющие распределение мощности в энергоузле;

7) национальный диспетчерский центр системного оператора (далее – НДЦ СО) - подразделение, входящее в структуру системного оператора, отвечающее за оперативное управление единой электроэнергетической системы Республики Казахстан и надежность ее работы, включая балансирование и обеспечение качества электроэнергии;

8) низкое напряжение - напряжение ниже 1000 В;

9) нормальный режим работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан (далее - ЕЭС Казахстана) - установившийся режим работы, при котором работают все элементы электроэнергетической системы, предусмотренные при планировании режима, и обеспечивается электроснабжение всех потребителей электрической энергии в соответствии с условиями заключенных договоров;

10) останов - плановый или внеплановый вывод из работы генерирующих установок;

11) послеаварийный режим работы ЕЭС Казахстана - установившийся режим, возникающий после аварийного отключения поврежденного элемента электроэнергетической системы и продолжающийся до восстановления нормального режима работы;

12) пользователь сети – потребитель электроэнергии мощностью в точке подключения к национальной электрической сети более 1 мегаватт (далее - МВт);

13) пул резервов электрической мощности ЕЭС Казахстана (далее – ПУЛ РЭМ) - резерв электрической мощности для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей в случае непредвиденного выхода из строя генераторов, линий электропередачи или роста потребления;

14) "разворот с нуля" - пуск энергопроизводящей организации из консервации, резерва или после полного останова, восстановление электрической сети как единой электроэнергетической системы в кратчайшие сроки;

15) реактивная энергия - энергия, затрачиваемая на создание электромагнитного поля в цепях переменного тока;

16) региональная электрическая сеть - совокупность линий электропередачи и подстанций, принадлежащих и (или) эксплуатируемых региональной электросетевой компании;

17) сальдо-переток электрической энергии - алгебраическая сумма значений приема/отпуска электрической энергии по определенной группе линий электропередачи, трансформаторов (сечению) либо по точкам коммерческого учета;

18) натурные испытания – испытания, проводимые путем создания воздействий на единую электроэнергетическую систему Республики Казахстан или на любую ее часть с целью изучения характеристик системы;

19) субпотребитель – потребитель, непосредственно подключенный к электрическим сетям потребителя;

20) технические условия – технические требования, необходимые для подключения к электрическим сетям;

21) холодный резерв – суммарная располагаемая мощность незадействованных генерирующих установок обеспеченных топливом и готовая к работе;

22) электрическая станция – энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

23) электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения, и(или) преобразования ее в другой вид энергии;

24) потребитель с прямым подключением – потребитель, подключенный к энергопроизводящей организаций без участия энергопередающей организаций;

25) схема "заход-выход" - схема присоединения подстанции и электростанции к электрической сети посредством подключения в рассечку

существующей линии электропередачи с сохранением транзита электроэнергии по существующей линии электропередачи через вновь построенные участки линии электропередачи и шины присоединяемой подстанции и электростанции.

Иные понятия, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

## **2. Порядок пользования электрической сетью**

3. Пользователи сети, планирующие подключиться к электрической сети или увеличить выдаваемую электрическую мощность, осуществляют подключение в соответствии с настоящими Правилами.

Потребители, планирующие подключиться к электрической сети или увеличить потребляемую электрическую мощность, осуществляют подключение в соответствии Правилами пользования электрической энергией, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 февраля 2015 года № 143 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 10403).

4. Технические условия на подключение пользователей сети на выдачу электрической мощности выдаются на основании заявок на присоединение (существующих генерирующих установок) (далее – Заявка на существующие генерирующие установки), на присоединение (новых генерирующих установок) (далее – Заявка на новые генерирующие установки) к электрическим сетям которой планируется подключение пользователя сети по формам, согласно приложениям 1 и 2 к настоящим Правилам.

Технические условия на подключение пользователей сети с заявленной электрической мощностью 5 МВт и более к электрической сети выдаются на основании "Схемы выдачи мощности электростанции", которые разрабатываются специализированными проектными организациями, имеющими лицензию на занятие проектной деятельностью.

Предпроектная документация на строительство новых и изменение (реконструкция, расширение, техническое перевооружение, модернизация, капитальный ремонт) электроустановок содержит раздел "Схема выдачи мощности электростанции".

Содержание "Схемы выдачи мощности электростанции" указано в приложении 3 к настоящим Правилам.

"Схема выдачи мощности электростанции" согласовывается с соответствующей организацией (энергопередающей или энергопроизводящей), к электрическим сетям которой планируется подключение, системным оператором. "Схема выдачи мощности электростанции" пользователей, использующих возобновляемые источники энергии разрабатывается с учетом требований законодательства Республики Казахстан в области электроэнергетики.

5. После согласования "Схемы выдачи мощности электростанции" пользователь сети направляет Заявки на существующие генерирующие установки или на новые генерирующие установки в соответствующую энергопередающую (энергопроизводящую) организацию, к сетям которой планируется присоединение пользователя сети.

6. Энергопередающая (энергопроизводящая) организация, к сетям которой планируется присоединение пользователя сети, выдает технические условия в котором указывается следующее:

- 1) фамилия, имя, отчество (при наличии) физического или наименование юридического лица, которому выдано техническое условие;
- 2) наименование объекта выдачи электрической мощности;
- 3) место расположения объекта (город, поселок, улица);
- 4) согласованная величина мощности электростанции;
- 5) характер выработки электроэнергии (постоянный, временный, сезонный);
- 6) категория надежности электроснабжения;
- 7) разрешенный коэффициент мощности электростанции;
- 8) точки подключения (подстанция, электростанция или линия электропередачи) с указанием схемы подключения (схема "заход-выход", отвлечение от линии электропередачи, подключение к шинам распределительного устройства подстанции и электростанции);
- 9) основные технические требования к подключаемым линиям электропередач (далее – ЛЭП) и оборудованию подстанций;



10) обоснованные требования по усилению существующей электрической сети в связи с появлением новой электростанции – увеличение сечений проводов, замена или увеличение мощности трансформаторов, сооружение дополнительных ячеек распределительных устройств;

11) причина выдачи технических условий;

12) срок действия технических условий;

13) требования по организации коммерческого учета электроэнергии с применением АСКУЭ;

14) требования по оснащению электростанции устройствами релейной защиты и автоматики, диспетчерского управления: телеизмерения, телеуправления и организации канала связи;

15) требования по компенсации реактивной мощности.

Срок действия технических условий соответствует нормативным срокам проектирования и строительства электростанции.

Срок действия технических условий по начатым строительством объектам продлевается по заявлению собственника электростанции, поданному до истечения их срока действия.

Технические условия выдаются в срок не более двух календарных месяцев со дня подачи заявки пользователя сети.

7. В случае несогласия с требованиями, указанных в технических условиях, пользователь сети обращается в экспертную организацию для проведения энергетической экспертизы. При обращении экспертной организации в энергопередающую (энергопроизводящую) организацию, по обращению пользователя сети, энергопередающая (энергопроизводящая) организация представляет все запрашиваемые сведения в пределах вопросов касательно для данного пользователя сети.

Пользователь сети на основании заключения энергетической экспертизы о необоснованности требований, указанных в технических условиях, повторно подает заявку на получение технических условий в энергопередающую (энергопроизводящую) организацию.



В случае повторного отказа в изменении требований, указанных в технических условиях, пользователь сети обжалует действия энергопередающей (энергопроизводящей) организации в установленном законодательством порядке Республики Казахстан.

8. Разработка "Схемы выдачи мощности электростанции" предпроектной, проектной документаций, выполнение мероприятий технических условий выполняются за счет средств пользователя сети.

9. После выполнения требований технических условий проводятся комплексные испытания электростанции, реализованные в соответствии со схемой подключения и выдачи мощности.

---

*Сноска. Пункт 9 в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 14.12.2016 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).*

10. Граница ответственности сторон между пользователями сети и энергопередающими (энергопроизводящими) организациями оформляется актами разграничения балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон, по форме согласно приложению 4 настоящих Правил.

11. Отключение электрических сетей от генерирующих установок производится энергопроизводящей организацией или энергопередающей организацией по указанию системного оператора при следующих обстоятельствах:

1) предупреждение надвигающейся угрозы для здоровья и безопасности людей или оборудования электроустановок;

2) авария на электростанции или соединительном оборудовании;

3) невыполнение оперативным персоналом энергопроизводящей организации диспетчерских распоряжений энергопередающей организации или системного оператора;

4) ликвидация аварийных ситуаций и предотвращение ее развития;

5) обстоятельства непреодолимой силы.

12. Энергопередающая организация возобновляет подключение пользователя сети по распоряжению системного оператора и уведомляет

государственный орган по государственному энергетическому надзору и контролю (далее – Госэнергонадзор).

13. Проектирование и строительство дублирующих (шунтирующих) линий электропередачи и подстанций осуществляются с предварительного уведомления и согласования с местными исполнительными органами и государственным органом, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий, и системным оператором в следующем порядке:

1) пользователь сети при подаче заявки на подключение предполагаемых к строительству новых линий электропередачи, дублирующих (шунтирующих) существующие, уведомляет об этом энергопередающую организацию, к сетям которой он был присоединен;

2) оформленные Заявки на существующие генерирующие установки или на новые генерирующие установки представляются пользователем сети системному оператору, который в течение 20 рабочих дней рассматривает и направляет ее с приложением своего заключения в местный исполнительный орган и государственный орган, осуществляющий руководство в сферах естественных монополий;

3) полученные Заявки на существующие генерирующие установки или на новые генерирующие установки и заключение системного оператора рассматриваются местным исполнительным органом и государственным органом, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий, в течение 8 рабочих дней и принятые ими решения направляются системному оператору;

4) после получения вышеуказанных решений по вопросу строительства дублирующих (шунтирующих) линий электропередачи системный оператор в течение 10 рабочих дней извещает пользователя сети и энергопередающую организацию о принятом решении.

---

*Сноска. Пункт 13 в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.06.2017 № 199 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).*

### **3. Порядок организации управления ЕЭС Казахстана**

14. Организация управления ЕЭС Казахстана включает в себя следующие основные процессы:

- 1) идентификацию электроустановок;
- 2) планирование ремонтов и рассмотрение заявок на отключение электроустановок, останова генерирующих установок;
- 3) проведение натурных испытаний;
- 4) диспетчеризацию;
- 5) регулирование частоты и перетоков мощности;
- 6) выбор допустимых перетоков мощности национальной электрической сети;
- 7) регулирование напряжения;
- 8) осуществление переключений в электрической сети;
- 9) применение противоаварийной автоматики;
- 10) построение релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- 11) локализацию и ликвидацию технологических нарушений;
- 12) обмен информацией о работе и (или) событиях.

### **Параграф 1. Идентификация электроустановок**

15. Идентификация электростанций и электроустановок в точках подключения проводится в соответствии с рабочей схемой подключения, подготовленной для каждого участка сети в соответствии с балансовой принадлежностью.

16. Требования идентификации распространяются на следующих участников:

- 1) системного оператора;
- 2) энергопередающие организации;
- 3) энергопроизводящие организации, включая энергопроизводящие организации, присоединенные к региональной электрической сети;
- 4) потребителей с прямым подключением.

На пользователей сетей, подключенных к сети низкого напряжения, требования данного пункта не распространяются.

17. Основные сведения по всем участкам электрической сети с напряжением 35 киловольт (далее - кВ) и выше содержатся в регистре базы данных, который ведет системный оператор.

18. При подключении к электрической сети нового участка во избежание дублирования, название данного участка согласовывается с системным оператором в регистре базы данных, по сети 220 кВ и выше.

19. Если энергопередающая организация или пользователь сети планируют установить новые электроустановки на границе раздела балансовой принадлежности, они уведомляют других граничащих с ними пользователей сети о предлагаемой идентификации электроустановок.

20. Пользователей сети уведомляется в письменной форме не позднее, чем за восемь месяцев до предполагаемой установки электроустановок и где содержится рабочая схема с указанием новой электроустановки и ее идентификации.

21. Получатели уведомления отправляют ответ в письменной форме в течение одного месяца после получения уведомления с указанием своего согласия или несогласия с предлагаемой идентификацией, а также подтверждают, что электроустановка не дублирует идентификацию существующих электроустановок. Если предлагаемая идентификация неприемлема, в ответе указывается приемлемая идентификация.

22. Если энергопередающая организация и пользователи сети не могут прийти к соглашению, энергопередающая организация самостоятельно идентифицирует электроустановку, которая будет использоваться на данном участке, и уведомляет об этом пользователя сети.

23. Энергопередающая организация и пользователь сети оснащают табличками и наносят надписи на электроустановку с четким указанием ее идентификационных данных.

24. При внесении согласованных с системным оператором изменений в идентификационные данные существующего участка сети пользователь сети и энергопередающая организация оснащают новыми табличками и надписями идентифицированные электроустановки.

## **Параграф 2. Планирование ремонтов и рассмотрение заявок на отключение электроустановок, останова генерирующих установок**

25. Системный оператор и(или) региональная электросетевая компания (далее – РЭК) разрабатывают графики отключений линий электропередачи и электроустановок, останова генерирующих установок электростанций, находящихся в соответствии с распределением электроустановок и линий электропередачи по способу диспетчерского управления (в их управлении или ведении).

26. Графики разрабатываются на основе предварительных заявок, при этом окончательные сроки и продолжительность отключений и останова изменяются системным оператором с учетом допустимого режима работы линий электропередачи и электроустановок, генерирующих установок электростанций, отключений и останова в смежных энергосистемах, для исключения ограничений энергоснабжения пользователей сети.

27. Годовые графики отключений линий электропередачи и электроустановок, останова генерирующих установок электростанций разрабатываются на предстоящий год, месячные графики разрабатываются на предстоящий месяц с учетом годового графика утвержденного системным оператором.

28. Порядок разработки, сроки согласований и утверждения графиков отключений линий электропередачи и электроустановок, останова генерирующих установок электростанций указаны (далее - Порядок) в приложении 5 к настоящим Правилам.

29. Изменение годовых графиков ремонтов линий электропередачи и электроустановок производится по согласованию с региональными диспетчерскими центрами системного оператора (далее – РДЦ). Возникающие отклонения от утвержденных годовых графиков учитываются при формировании месячных графиков ремонтов и останова. Изменение годовых графиков останова генерирующих установок электростанций осуществляется в исключительных случаях РДЦ по согласованию с национальный диспетчерским центром системного оператора (далее - НДЦ СО), с утверждением изменений в установленном порядке системным оператором.

30. Отключение линий электропередачи и электроустановок, остановы генерирующих установок электростанций для проведения ремонта и технического обслуживания планируется в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики, инструкциями заводов-изготовителей оборудования и аппаратуры электроустановок, а также исходя из их фактического технического состояния.

31. Заявка на отключение или останов электроустановок подается в сроки в соответствии с утвержденным НДЦ СО регламентом и содержит:

- 1) диспетчерское наименование линии электропередачи, подстанции или электростанции;
- 2) наименование оборудования электроустановок, аппаратуры, наименование и станционный номер генерирующей установки или оборудования электростанции;
- 3) мощность генерирующей установки (МВт);
- 4) продолжительность ремонта или останова;
- 5) дату и время начала и окончания отключения или останова;
- 6) время аварийной готовности для ввода в эксплуатацию выведенного в ремонт оборудования;
- 7) планируемый объем работ.

32. Решения системного оператора по заявкам на изменение оперативного состояния оборудования электроустановок имеют следующую очередность:

- 1) по плановым заявкам;
- 2) по срочным заявкам.

33. В случаях прогнозируемого снижения надежности функционирования ЕЭС Казахстана, возникновения недопустимого режима работы оборудования электрических сетей и электростанций, системный оператор предпринимает следующие меры:

- 1) передвигает, сокращает время или отменяет любое отключение, ремонт оборудования электрических сетей и электростанций;

2) дает указание на прекращение работ, ввод в работу электроустановок (при возможности включения оборудования), в случае если продолжение ремонта может повлечь за собой нарушение энергоснабжения, безопасности и надежности.

34. Пользователи сети извещают системного оператора о необходимости вынужденного останова любого элемента электрической сети, находящегося в соответствии с распределением оборудования электроустановок и линий электропередачи по способу диспетчерского управления в оперативном управлении или ведении системного оператора.

35. Положения настоящего параграфа Правил применяются в равной мере к составлению графиков отключений в региональных электрических сетях, в соответствии с Порядком, согласно приложению 5 к настоящим Правилам.

### **Параграф 3. Проведение натуральных испытаний**

36. Натурные испытания проводятся для определения технических характеристик ЕЭС Казахстана и(или) энергообъединения стран СНГ и Балтии.

37. Натурные испытания делятся на три категории:

1) системные испытания ЕЭС Казахстана – испытания, проведение которых приводит к изменению режима работы ЕЭС Казахстана в целом или в нескольких регионах ЕЭС Казахстана и требует координации на объектах разного оперативного подчинения;

2) региональные натурные испытания - испытания, проведение которых приводит к изменению режима работы региональной электрической сети одного оперативного подчинения;

3) системные испытания энергообъединения стран СНГ и Балтии - испытания, проведение которых приводит к изменению режима работы энергообъединения стран СНГ и Балтии в целом или в нескольких энергосистемах энергообъединения, включая ЕЭС Казахстана.

38. Системные испытания ЕЭС Казахстана проводятся по инициативе системного оператора. Системные испытания энергообъединения стран СНГ и Балтии проводятся по инициативе системного оператора или одной из энергосистем энергообъединения стран СНГ и Балтии. Региональные натурные испытания проводятся по инициативе региональной электросетевой компании.



39. В зависимости от категории испытания соответствующий диспетчерский центр будет являться координатором испытаний, в обязанности которого входят:

- 1) разработка и согласование Программы проведения испытаний;
- 2) назначение задействованных в испытаниях электроустановок и диспетчерских центров;
- 3) руководство совместными действиями оперативно-диспетчерского персонала задействованных в испытаниях электроустановок и диспетчерских центров при проведении испытаний;
- 4) организация сбора и анализа зарегистрированных в ходе проведения испытаний данных;

5) составление отчета о результатах проведенного испытания.

40. Программы проведения испытаний согласовываются с задействованными диспетчерскими центрами.

41. Полученные данные в ходе проведения натуральных испытаний требуемого качества и объема направляются координатору проведения испытания.

#### **Параграф 4. Диспетчеризация**

42. Диспетчеризацию процессов производства, потребления, передачи электрической энергии в ЕЭС Казахстана осуществляет системный оператор.

43. Управление баланса мощности в ЕЭС Казахстана организуется на основании суточных графиков. Электростанции выполняют заданный суточный график нагрузки и вращающегося резерва. Пользователи сети не превышают свой заявленный почасовой график потребления активной мощности.

---

*Сноска. Пункт 43 в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 14.12.2016 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).*

44. Ведение режимов параллельной работы осуществляется на основе поддержания заданных суточным графиком сальдо межрегиональных и межгосударственных перетоков электрической энергии.

45. Пользователи сети самостоятельно контролируют исполнение своих обязательств по выполнению суточного графика, как по потребляемой мощности, так и по электроэнергии в соответствии заключенными договорами.

46. Энергопроизводящая организация самостоятельно контролирует поставку с шин электростанций электрической мощности и энергии соответствующего качества, согласно заключенным договорам, в соответствии с суточным графиком.

47. Оперативный контроль потребления электрической энергии в регионах (областях) производится самостоятельно диспетчерскими центрами энергопередающих организаций и РДЦ с учетом коррекции по частоте. Об отклонениях от заданного графика дежурный персонал немедленно сообщает пользователю сети допустившему отклонения, с требованием принять меры по исключению отклонений.

48. При отклонении межгосударственного сальдо-перетока от заданного в суточном графике по межгосударственным линиям электропередачи 1150 кВ, 500 кВ, 220 кВ системный оператор принимает необходимые меры по вхождению в заданный межгосударственный сальдо-переток.

49. Переход от одного значения мощности, заданного суточным графиком, к другому значению осуществляется не раньше, чем за 5 минут до конца часа и завершается – не позднее, чем через 5 минут после начала следующего часа.

50. Невыполнением суточного графика производства, потребления, сальдо-перетока электроэнергии считается отклонение фактической величины мощности от заданной в суточном графике в диапазоне, превышающем диапазон, определенный договором на оказание услуг по организации балансирования.

51. Отклонение суточного графика пользователями сети фиксируется в оперативном журнале РДЦ.

52. Системный оператор использует имеющиеся у него резервы электрической мощности для поддержания баланса электроэнергии в ЕЭС Казахстана и обеспечивает поддержание значений перетоков электроэнергии в соответствии с согласованными значениями. При недостатке резервных

мощностей в ЕЭС Казахстана системный оператор принимает меры технического характера по ограничению потребления/генерации электроэнергии пользователей сети, допускающих нарушение суточного графика.

53. Диспетчерский резерв электрической мощности формируется следующими структурами:

- 1) ПУЛ РЭМ ЕЭС Казахстана;
- 2) балансирующий оптовый рынок электрической энергии;
- 3) рынок системных и вспомогательных услуг.

54. Резерв мощности, представляемый ПУЛ РЭМ, формируется системным оператором на основании ежедневно разрабатываемой классификационной таблицы.

55. При возникновении непредвиденных ситуаций, связанных со снижением выработки электростанций, системный оператор вводит в действие резервы электрической мощности. Факт использования резервной балансирующей мощности регистрируется в оперативном журнале системного оператора.

56. Системный оператор дает указания в форме оперативных распоряжений для выполнения установленного суточного графика перетоков мощности, потребления и производства.

57. Получив распоряжение, подчиненное оперативное лицо повторяет его, а давшее распоряжение оперативное лицо контролирует правильность усвоения распоряжения. Оперативное лицо, получившее распоряжение, приступает к выполнению его после того, как получит подтверждение от лица, давшего распоряжение.

58. Сразу по получению распоряжения в отношении определенной генерирующей установки местного персонала энергопроизводящей организации официально подтверждает по телефону принятие распоряжения. В случае, если местный персонал энергопередающей организации считает распоряжение ошибочным, он немедленно докладывает об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения местный персонал выполняет его.

Распоряжения, содержащие нарушения в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания СН

электростанции, подстанции или прекращение подачи электрической энергии пользователям сетей непрерывного электроснабжения (потребителям, имеющим аварийную бронь), не выполняются. О своем отказе выполнить такое распоряжение местный персонал сообщает диспетчеру системного оператора, давшему распоряжение, и соответствующему своему административно-техническому руководителю, а также записывает в оперативный журнал.

59. При возникновении непредвиденных ситуаций, связанных с безопасностью производства работ или угрозой повреждения оборудования электроустановок, местный персонал немедленно сообщает об этом диспетчеру системного оператора по телефону.

60. При даче и исполнении распоряжений диспетчера НДЦ СО оперативный персонал всех уровней управления руководствуется, требованиями установленными в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

61. Если пользователь сети не может выполнить распоряжение, данное системным оператором, он извещает об этом системного оператора немедленно по телефону.

62. Системный оператор подробно регистрирует обстоятельства, причины, принятые меры в оперативном журнале.

63. Оперативная связь между системным оператором и пользователями сети осуществляется по телефону. В случае отказа всех видов оперативной связи между системным оператором и пользователем сети, последний предпринимает попытки установить контакт с системным оператором. До восстановления связи пользователь сети поддерживает нагрузку в соответствии с заданием в суточном графике или последними распоряжениями системного оператора.

64. При исчезновении прямой телефонной связи заинтересованные стороны принимают все возможные меры для восстановления связи с помощью необходимых средств.

65. В случае отсутствия связи между НДЦ СО и РДЦ, применяется система централизованного оперативно-диспетчерского управления согласно инструкциям НДЦ СО.

66. В случае необходимости передачи управления от НДЦ СО к РДЦ, последний принимает на себя ответственность по выполнению диспетчерских функций централизованного диспетчерского управления в управляемом им регионе. Все пользователи сети региона выполняют распоряжения РДЦ.

67. После восстановления связи РДЦ сообщает НДЦ СО обо всех изменениях в системе, которые произошли за время отсутствия связи.

68. Системный оператор:

1) дает оперативные распоряжения, направленные на соблюдение нормативных запасов устойчивости функционирования единой электроэнергетической системы, качества электрической энергии и заданных суточным графиком режимов производства-потребления электрической мощности и энергии, которые соблюдаются всеми субъектами единой электроэнергетической системы;

2) принимает все меры по устранению возникающих дисбалансов электрической энергии;

3) вносит изменения в суточный график при угрозе снижения качества электроэнергии, снижении запасов надежности и устойчивости. В случае, если системный оператор предпринимает меры в соответствии с настоящим подпунктом, он для целей аудита подробно регистрирует обстоятельства и принятые им меры.

## **Параграф 5. Регулирование частоты и перетоков мощности**

69. Номинальная частота в ЕЭС Казахстана равна 50 герц (далее – Гц). При ведении режима для обеспечения норм качества электрической энергии частота в ЕЭС Казахстана находится в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц не менее 95 % времени суток, не выходя за предельно допустимые  $50 \pm 0,4$  Гц.

70. В нормальном режиме поддержание частоты и(или) контрактного межгосударственного сальдо-перетока осуществляется посредством соблюдения пользователями сети утвержденного суточного графика.

71. Системный оператор в нормальном режиме осуществляет координацию действий по регулированию частоты или межгосударственного сальдо-перетока в ЕЭС Казахстана с частоторегулирующими объединениями других государств.

72. При возникновении технологических нарушений в ЕЭС Казахстана системный оператор предпринимает все необходимые меры в соответствии с настоящими Правилами и Правилами по предотвращению аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 2 февраля 2015 года № 58 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 10552). Пользователи сети следуют инструкциям, выдаваемым системным оператором.

73. При аварийном снижении генерирующей мощности в ЕЭС Казахстана оперативный персонал энергопроизводящей организации, включая электростанции с генерирующими установками, подключенными к сети напряжением 10 кВ и 35 кВ, потребители с прямым подключением к сети напряжением 35 кВ и выше, действуют под координацией системного оператора:

1) восстанавливает частоту или заданный межгосударственный сальдо-переток за счет мобилизации вращающегося резерва на тепловых и гидроэлектростанциях, в том числе и через ПУЛ РЭМ;

2) разворачивает холодный резерв на электростанциях, аварийно снизившей генерацию, или электростанциях, имеющих договор на взаимное резервирование, в том числе через ПУЛ РЭМ;

3) при исчерпании резервов мощности вводит ограничения для нагрузки пользователей сети от производителя, аварийно снизившего генерацию;

4) восстанавливает электроснабжение ограниченных пользователей сети по мере разворота резерва.

74. В ЕЭС Казахстана организовываются нормированное и общее первичное регулирование, вторичное и третичное регулирование частоты и перетоков, включающие в себя:

1) размещение необходимых резервов регулировочной мощности;

2) управление текущим режимом энергосистемы путем осуществления автоматического (или оперативного) вторичного регулирования, а также оперативного поддержания необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования.



75. Первичное регулирование частоты осуществляется в меру имеющихся возможностей всеми электростанциями в зависимости от характеристик регуляторов скорости турбин, заданных инструкциями заводов изготовителя, при поддержке системами регулирования производительности котлов и в соответствии с нормативами, утвержденными системным оператором, с целью сохранения энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

76. Нормированное первичное регулирование осуществляется выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

77. Для целей нормированного первичного регулирования привлекаются электростанции, удовлетворяющие требованиям системного оператора. Все электростанции, не выделенные для нормированного первичного регулирования, участвуют в общем первичном регулировании. В исключительных случаях системный оператор дает временное разрешение на неучастие генерирующих установок в регулировании частоты в случае технических неисправностей или неустойчивой работы оборудования электроустановок.

78. Вторичное регулирование осуществляется путем изменения активной мощности, автоматически или оперативно, специально выделенных для этой цели электростанций для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, для восстановления частоты и заданных внешних перетоков, и, как следствие, восстановления резервов первичной регулирующей мощности, потраченных при действии первичного регулирования.

79. Третичное регулирование осуществляется путем изменения мощности электростанций в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания.

80. Резерв мощности и время мобилизации нормированного первичного регулирования задает системный оператор.

81. Резерв мощности общего первичного регулирования составляет не менее 2,5% от общей располагаемой мощности электростанций ЕЭС Казахстана и распределяется между возможно большим количеством генераторов.



82. Зона нечувствительности общего первичного регулирования не допускается более/менее 0,20 Гц. Статизм системы общего первичного регулирования на энергоблоках обеспечивается выдачей всего заданного первичного резерва при отклонении частоты  $\pm 0,4$  Гц.

83. Крутизна статической частотной характеристики ЕЭС Казахстана - величина первичной регулирующей мощности, возникающей в энергосистеме при определенном отклонении частоты, определяется системным оператором на основе системных испытаний и мониторинга аварийных небалансов, при отсутствии таких данных принимается равной 4% от величины потребления на 1 Гц (МВт/Гц).

84. Вторичное регулирование частоты и сальдо перетоков мощности ЕЭС Казахстана осуществляется центральным, интегральным (пропорционально-интегральным) автоматическим регулятором частоты и мощности, работающим в режиме реального времени в замкнутом контуре с объектом регулирования или вручную.

85. Величина вторичного резерва электрической мощности в ЕЭС Казахстана задается системным оператором и обеспечиваются достаточной для компенсации нерегулярных колебаний небаланса мощности, компенсации погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки, а также компенсации наиболее вероятной аварийной потери генерации или потребления, но не ниже мощности самого крупного агрегата или отклонения до 8% текущего потребления ЕЭС Казахстана. В случае ограниченной пропускной способности сети на линиях электропередачи, связывающих отдельные части энергосистемы с ЕЭС Казахстана, резервируется аварийная потеря генерации в данных частях энергосистемы. Размещение вторичного резерва электрической мощности осуществляется с учетом ограничений по пропускной способности сети в отдельных частях ЕЭС Казахстана.

86. Вторичное регулирование обеспечивает полную компенсацию возникшего небаланса (или восстановление резерва первичного регулирования) за время не более 15 минут.

87. Система вторичного регулирования не препятствует действию первичного регулирования.

88. Величина третичного резерва в ЕЭС Казахстана задается системным оператором и обеспечивается достаточным для эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве регулирования частоты и перетоков.

89. Третичное регулирование обеспечивает полное восстановление резерва вторичного регулирования за время не более 60 минут, а также выдачу мощности на время, необходимое для устранения причин ввода резерва.

90. При изменении в выработке мощности генерирующих установок электростанций, участвующих в регулировании частоты, из-за изменения частоты в энергосистеме оперативный персонал электростанции не препятствует увеличению/снижению генерации, за исключением случаев, угрожающих жизни людей и повреждению оборудования электроустановок.

91. Электростанции нормально работают с введенными регуляторами скорости вращения турбин. Электростанции согласовывают режим работы регуляторов скорости вращения турбин с системным оператором.

92. Статизм регуляторов скорости вращения турбин не превышает 5 %.

93. Зона нечувствительности регуляторов скорости вращения турбин не выше 0,2 Гц.

94. В случае выделения части ЕЭС Казахстана на изолированную работу, вышеизложенные требования сохраняют силу для выделившейся части энергосистемы. Первоочередной задачей оперативного диспетчерского управления является восстановление параллельной работы выделившейся части с ЕЭС Казахстана.

95. Системный оператор осуществляет мониторинг выполнения пользователями сети указанных в настоящей главе Правил технических требований.

## **Параграф 6. Выбор допустимых перетоков мощности национальной электрической сети**

96. Допустимые перетоки контролируются по величине активной мощности и подразделяются на максимальные и аварийные. Основным нормативным документом, определяющим требования к расчету допустимых перетоков,

являются руководящие указания по устойчивости энергосистем, утвержденные системным оператором.

При этом нормативные запасы по статической устойчивости (коэффициенты запасов по активной мощности и напряжению), проведение расчетов по выбору допустимых перетоков соответствуют руководящим указаниям по устойчивости энергосистем.

97. Максимально-допустимые перетоки удовлетворяют следующим условиям:

1) обеспечивать запас по статической устойчивости не менее нормативного для нормальной и ремонтных схем;

2) обеспечивать запас по статической устойчивости не менее нормативного для послеаварийного режима;

3) обеспечивать динамическую устойчивость при нормативных возмущениях;

4) величины токовой загрузки проводов линий электропередачи и оборудования электроустановок не должны превышать длительно допустимых значений;

5) обеспечивать эффективность работы устройство автоматической частотной разгрузки (далее – АЧР) и устройство межсистемной частотной делительной автоматики (далее – ЧДА) электростанций в дефицитных энергоузлах максимально допустимые перетоки не превышают 45 % от величины потребления энергоузла с учетом противоаварийной автоматики, действующей на снижение дефицита энергоузла при его аварийном отделении от ЕЭС Казахстана. Величина максимально допустимого перетока в этом случае определяется как  $0,45 \times (P_{\text{потребления}} - \text{ПА}) + \text{ПА}$ , где  $P_{\text{потребления}}$  – потребление энергоузла, ПА – объем ПА, действующей на отключение пользователей сети.

Максимально допустимый переток выбирается по меньшей из величин, определенных по вышеуказанным условиям.

98. Аварийно допустимые перетоки удовлетворяют следующим условиям:

1) для нормальной и ремонтных схем обеспечивается запас по статической устойчивости не менее нормативного для после аварийного режима;

2) величины токовой перегрузки оборудования электроустановок не должны превышать значений, допустимых в течение 20 минут.

Аварийно допустимый переток выбирается по меньшей из величин, определенных по вышеуказанным условиям.

99. Под статической устойчивостью понимают способность системы самостоятельно восстановить исходный режим работы при малом возмущении.

Запас статической устойчивости характеризуется коэффициентами  $K_p$  и  $K_u$ , которые определяются по следующим формулам:

$$K_p = \frac{P_{\text{нр}} - P - \text{дельта}P}{P}$$

где  $P$  - активная мощность, проходящая через рассматриваемое сечение в исходном режиме;

$P_{\text{нр}}$  - то же в режиме, предельном по статической устойчивости;

дельта  $P$  - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении, устанавливается для каждого сечения энергосистемы (в том числе частичного) по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения определяется по выражению:

$$\Delta P_{\text{нр}} = K \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} \cdot P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}}$$

где  $P_{\text{н1}}$ ,  $P_{\text{н2}}$  - суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения, МВт;

коэффициент  $K$  принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении,

$$\sqrt{\frac{MVA}{\text{сечении}}}$$

$$K_u = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}$$

где  $U$  - напряжение в узле нагрузки в исходном режиме;  $U_{\text{кр}}$  – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе, ниже которой происходит нарушение статической устойчивости двигателей.

Значения коэффициентов запаса по активной мощности и напряжению обеспечиваются не ниже требуемых в руководящих указаниях:

при максимально допустимых перетоках  $K_p = 0.2$ ,  $K_u = 0.15$ ;

при аварийно допустимых перетоках  $K_p = 0.08$ ,  $K_u = 0.10$ .

100. Динамическая устойчивость определяется способностью системы продолжать работу при резких внезапных нарушениях режима. Нормативные возмущения, при которых обеспечивается динамическая устойчивость в режиме с максимально допустимым перетоком по сечению с учетом противоаварийного управления:

для нормальной схемы:

1) отключение элемента сети с двухфазным коротким замыканием на землю с неуспешным автоматическим повторным включением;

2) отключение элемента сети с однофазным КЗ с отказом одного выключателя, действием устройства резервирования при отказе выключателя и неуспешным автоматическим повторным включением;

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:

5) отключение элемента сети с двухфазным КЗ на землю с неуспешным АПВ;

6) отключение элемента сети с однофазным КЗ с отказом одного выключателя, действием УРОВ и неуспешным АПВ;

7) возникновение аварийного небаланса мощности вследствие отключения наиболее крупного генератора в единой энергетической системе.

101. Требования к запасам по статической устойчивости:

в нормальных режимах:

1) коэффициент запаса по активной мощности в любом сечении для данной схемы сети составляет не менее 20 %;

2) коэффициент запаса по напряжению во всех узлах энергосистемы не менее 15 %;

3) переток мощности ( $P_m$ ) в любом сечении в рассматриваемом режиме не превышает предельный по динамической устойчивости переток, в том же сечении

$$P_m \leq P_{пр}^{дин},$$

где  $P_{пр}^{дин}$  - предел динамической устойчивости при наиболее тяжелом нормативном возмущении для данной схемы.

В послеаварийных режимах:

4) коэффициент запаса по активной мощности в любом из установившихся послеаварийных режимов, возникших в результате нормативных возмущений, не менее 8 %;

5) в каждом узле и каждом из нормативных послеаварийных режимов коэффициент запаса по напряжению не менее 10 %.

Переход к аварийно допустимому перетоку производится 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). Переход оформляется записью в оперативном журнале соответствующего диспетчерского центра, в ведении или управлении которого находятся линии электропередачи.

## Параграф 7. Регулирование напряжения

102. Задачей регулирования напряжения в электрических сетях 220-500-1150 кВ ЕЭС Казахстана являются:

1) обеспечение требуемого качества напряжения у пользователя сети в соответствии ГОСТ 13109-97;

2) обеспечение уровней напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей;

3) обеспечение устойчивости и надежной параллельной работы электростанций и ЕЭС Казахстана в целом;

4) снижение потерь электроэнергии в электрических сетях на ее транспорт.

103. Значения допустимого повышение напряжения промышленной частоты на электроустановках напряжением 110-750 кВ указаны в приложении 6 к настоящим Правилам, значения допустимого повышение напряжения промышленной частоты на электроустановках напряжением 500 -750 кВ указаны в приложении 7 к настоящим Правилам.

104. Способы регулирования напряжения в электрических сетях ЕЭС Казахстана:

- 1) автоматическое изменение возбуждения генераторов электростанций;
- 2) отключение-включение шунтирующих реакторов ПС 1150-35 кВ;
- 3) изменение положения регуляторов напряжения автотрансформаторов и трансформаторов с устройством регулирования напряжения (РПН, ПБВ), регулирование вольтодобавочными трансформаторами, фазоповоротным трансформатором;
- 4) изменение перетока активной и реактивной мощности по межсистемным связям;
- 5) вывод в резерв ненагруженных линий электропередачи 110-500 кВ;
- 6) отключение линейного разъединителя (или расщлейфовка ВЛ при отсутствии ЛР) выводимых в резерв ВЛ-500 кВ с включением в работу линейного реактора 500 кВ;
- 7) при исчерпании всех вышеперечисленных методов применяется ввод ограничений потребления.

105. Системный оператор выполняет регулирование напряжения в НЭС, энергопередающие организации осуществляет в региональных электрических сетях.

106. Автоматические регуляторы возбуждения (далее - АРВ) обеспечиваются постоянно включенными в работу. Отключение АРВ или отдельных элементов (ограничение минимального возбуждения) производится для ремонта или проверки.



Настройка и действие АРВ увязываются с допустимыми режимами работы генераторов (синхронных компенсаторов), общестанционными и системными устройствами автоматики.

107. В случаях, если генерирующая установка не имеет АРВ, либо настройка АРВ не обеспечивает устойчивой работы генератора, системный оператор накладывает ограничения на работу генерирующей установки в той степени, в какой это необходимо для обеспечения надежности ЕЭС Казахстана, вплоть до отключения генерирующей установки.

108. Регулирование напряжения в электрической сети ЕЭС Казахстана осуществляется в контрольных пунктах в соответствии с графиком напряжения, утвержденным системным оператором.

Перечень контрольных пунктов регулирования напряжения в электрических сетях устанавливается системным оператором и региональными электросетевыми компаниями в соответствии с распределением оборудования электроустановок по способу диспетчерского управления и в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этом пункте на устойчивость и потери электроэнергии в сети и качество напряжения у пользователей сети.

Графики напряжения для контрольных пунктов разрабатываются не реже, чем один раз в квартал и корректируются, в случае необходимости, при краткосрочном планировании режима.

Графики напряжения разрабатываются на основе расчета режимов электрической сети ЕЭС Казахстана по оптимизации реактивной мощности. Критерий оптимизации расчетов - минимум потерь активной мощности в сети на ее транспорт при обеспечении нормальных уровней напряжения у пользователя сети.

График напряжения содержит:

- 1) оптимальные уровни напряжения в контрольных пунктах;
- 2) аварийные пределы снижения напряжения;
- 3) положение анцапф РПН (ПБВ) автотрансформаторов и трансформаторов (перечень АТ-500/220 кВ, на которых положение анцапф определяет НДЦ СО);
- 4) количество постоянно включенных реакторов;

5) количество коммутируемых реакторов.

### **Параграф 8. Осуществление переключений в электрической сети**

109. Переключения в электрических сетях осуществляются в соответствии с типовыми инструкциями по переключениям в электроустановках, утвержденными техническим руководителем пользователя сети. Системный оператор координирует работу по осуществлению переключений линий электропередачи находящихся в соответствии с распределением оборудования электроустановок и линий электропередачи по способу диспетчерского управления в его оперативном управлении, выдает разрешения на отключение электроустановок и находящихся в соответствии с распределением оборудования электроустановок и линий электропередачи по способу диспетчерского управления в его оперативном ведении.

### **Параграф 9. Применение противоаварийной автоматики**

110. Противоаварийная автоматика в ЕЭС Казахстана или отдельных ее частях предназначена для следующих целей:

- 1) локализация 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, автоматический ввод резерва, автоматическое регулирование возбуждения, автоматическое регулирование частоты и активной мощности (вместе с автоматическим ограничением перетока).

111. Система противоаварийной автоматики состоит из подсистем, выполняющих следующие функции:

- 1) автоматическое предотвращение нарушения устойчивости;
- 2) автоматическая ликвидация асинхронного режима;
- 3) автоматическое ограничение повышения напряжения;
- 4) автоматическое ограничение снижения напряжения;

- 5) автоматическое ограничение снижения частоты;
- 6) автоматическое ограничение повышения частоты;
- 7) автоматическая разгрузка оборудования электроустановок.

112. Каждая подсистема противоаварийной автоматики состоит из отдельных простых или сложных автоматик либо устройств противоаварийной автоматики, выполняющих определенные задачи противоаварийного управления.

113. К управляющим воздействиям системы противоаварийной автоматики ЕЭС Казахстана привлекается оборудование электроустановок пользователей сети, независимо от балансовой принадлежности.

114. В режиме параллельной работы ЕЭС Казахстана либо ее отдельных регионов с энергосистемами сопредельных государств система противоаварийной автоматики ЕЭС Казахстана формирует управляющие воздействия, реализуемые в смежных энергообъединениях, а также, исполняют управляющие воздействия, сформированные в смежных энергообъединениях.

115. Автоматическое отключение генераторов (далее - АОГ) применяется в качестве управляющих воздействий в подсистемах автоматического предотвращения нарушения устойчивости, автоматической ликвидации асинхронного режима, автоматического ограничения повышения частоты, автоматической разгрузки оборудования электроустановок.

116. АОГ на блочных тепловых электростанциях осуществляется следующими способами:

- 1) частичной или полной разгрузкой турбин воздействием на электрогидравлический преобразователь и механизм управления турбиной;
- 2) закрытием стопорного клапана турбины с последующим отключением выключателя генератора;
- 3) отключением выключателя генератора с последующим закрытием стопорного клапана турбины.

117. Автоматическое отключение гидрогенераторов осуществляется отключением выключателя генератора с последующим закрытием направляющего аппарата.

118. АОГ выполняется на всех блочных электростанциях и гидроэлектростанциях, работающих в составе ЕЭС Казахстана.

119. Надлежащее техническое состояние и работоспособность автоматической разгрузки электростанций обеспечивает владелец электростанции. Системный оператор осуществляет контроль объема нагрузки, подключенной к автоматической разгрузке электростанций в ЕЭС Казахстана.

120. Специальная автоматика отключения нагрузки (далее - САОН) применяется в качестве управляющих воздействий в подсистемах автоматического предотвращения нарушения устойчивости, автоматической ликвидации асинхронного режима, автоматического ограничения снижения частоты, автоматического ограничения снижения напряжения, автоматической разгрузки оборудования электроустановок потребителей. Отключение нагрузки выполняется как с запретом автоматического повторного включения, так и с разрешением.

121. САОН выполняется на объектах пользователей сети, находящихся в дефицитных энергоузлах, допускающих по характеру технологического процесса внезапный перерыв питания на время, достаточное для мобилизации резервов или введения ограничений у других пользователей сети. Для обеспечения надежности работы противоаварийной автоматики к специальной автоматике отключения нагрузки в первую очередь подключаются крупные пользователи сети, при недостаточности объема к специальной автоматике отключения нагрузки подключаются другие пользователи сети.

122. Время отключения пользователей сети действием специальной автоматики отключения нагрузки не допускается более 20 минут. Ответственные пользователи сети, подключенные к специальной автоматике отключения нагрузки, оснащаются устройствами автоматического ввода резерва, автоматического повторного включения.

123. Надлежащее техническое состояние и работоспособность специальной автоматики отключения нагрузки обеспечивает пользователь сети. Системный оператор осуществляет контроль объема нагрузки, подключенной к специальной автоматике отключения нагрузки в ЕЭС Казахстана.

124. Применение САОН и автоматики отключения генераторов в ЕЭС Казахстана определяется системным оператором и оформляется

соответствующим решением, согласованным с Госэнергонадзором. Срок действия решения о применении специальной автоматики отключения нагрузки и автоматики отключения генераторов не ограничивается. Решения пересматриваются системным оператором по мере необходимости (изменение величины нагрузки, схемы сети, режимов работы сети).

125. Ввод резерва электрической мощности автоматическая загрузка генераторов (далее - АЗГ) применяется в качестве управляющих воздействий подсистем:

1) автоматическое ограничение снижения частоты (для предотвращения снижения частоты и ускорения включения пользователей сети, отключенных действием автоматики частотной разгрузки);

2) автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (в сочетании с действием ограничителя напряжения - для уменьшения длительности отключения нагрузки по условиям обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме и ускорения включения пользователей сети, отключенных действием САОН).

Ввод резерва электрической мощности осуществляется автоматическим пуском гидрогенераторов, находящихся в резерве, или автоматическим переводом в активный режим гидрогенераторов, работающих в режиме синхронного компенсатора, а также дозагрузкой работающих генераторов, имеющих резерв.

126. Деление системы применяется в качестве управляющих воздействий на подсистемы автоматического предотвращения нарушения устойчивости, автоматической ликвидации асинхронного режима, автоматического ограничения снижения частоты.

Деление системы производится отключением линий или разделением шин подстанций в одном из заранее выбранных сечений. При выборе сечений деления системы учитываются минимизация точек деления и количество коммутируемых выключателей, а также надежность работы первичных схем соединения системы после деления.

127. Отключение шунтирующих реакторов применяется в качестве управляющих воздействий подсистем автоматического предотвращения нарушения устойчивости и автоматического ограничения снижения напряжения.

128. Включение шунтирующих реакторов применяется в качестве управляющих воздействий подсистемы автоматического ограничения повышения напряжения.

129. Подсистема автоматического предотвращения нарушения устойчивости 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 автоматического предотвращения нарушения устойчивости образована совокупностью устройств противоаварийной автоматики, обеспечивающих сохранение устойчивости параллельной работы со смежными энергообъединениями, отдельных энергорайонов ЕЭС Казахстана между собой или с одним из смежных энергообъединений путем решения задач противоаварийного управления при нормативных аварийных возмущениях в основной сети 1150-500-220 кВ.

В качестве управляющих воздействий автоматического предотвращения нарушения устойчивости в ЕЭС Казахстана применяются: отключение генераторов, отключение нагрузки, деление системы, ввод резервных гидрогенераторов, отключение шунтирующих реакторов.

130. Подсистема автоматической ликвидации асинхронного режима представляет собой совокупность устройств противоаварийной автоматики, фиксирующих возникновение асинхронных режимов:

- 1) между электростанциями внутри энергорайона;
- 2) в единой электроэнергетической системе или отдельных ее частях.

Автоматическая ликвидация асинхронного режима обеспечивает ликвидацию асинхронных режимов с контролем определенного числа циклов асинхронного хода и длительности каждого цикла (основные, резервные и дополнительные устройства автоматической ликвидации асинхронного режима) либо прекращение автоматической ликвидации асинхронного режима в начальной стадии возникновения.

Ликвидация асинхронных режимов осуществляется для любого из возможных сечений асинхронного режима в охватываемом районе путем деления района по этому сечению на синхронно работающие части.

131. В отдельных случаях (при возможности ресинхронизации) перед выполнением действия на деление применяются следующие управляющие воздействия автоматической ликвидации асинхронного режима в целях ресинхронизации:

- 1) отключение генераторов - в избыточной части рассматриваемого района;
- 2) отключение нагрузки - в дефицитной части.

132. Подсистема автоматического ограничения повышения напряжения в ЭЭС Казахстана образована совокупностью локальных устройств автоматического повышения напряжения, установленных на воздушных линиях 1150-500 кВ и некоторых воздушных линиях 220 кВ большой протяженности.

Автоматическое ограничение повышения напряжения 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 автоматического ограничения повышения напряжения применяются:

- 1) включение шунтирующих реакторов;
- 2) отключение линии, вызвавшей повышение напряжения.

133. Подсистема автоматического ограничения снижения напряжения в ЭЭС Казахстана состоит из локальных устройств автоматики от снижения напряжения, установленных на некоторых узловых подстанциях 500 кВ и 220 кВ.

Назначение автоматического ограничения снижения напряжения - предотвращение снижения напряжения в энергоузлах до значений, не допустимых по условиям устойчивости нагрузки и возникновения лавины напряжения.

Устройства автоматики от снижения напряжения в сети 500 кВ также служат для обеспечения нормативного запаса статической устойчивости на межсистемных связях.



Устройства автоматики от снижения напряжения контролируют снижение напряжения с учетом его длительности и формируют управляющие воздействия:

1) автоматики от снижения напряжения 500 кВ – отключение шунтирующих реакторов;

2) автоматики от снижения напряжения 220 кВ - отключение нагрузки и шунтирующих реакторов в прилегающей сети 110-35 кВ.

134. Подсистема автоматического ограничения снижения частоты (далее - АОСЧ) предназначена для предотвращения работы пользователей сети и оборудования электроустановок охватываемого района с частотой:

1) ниже 45 Гц;

2) ниже 46 Гц в течение более 10 секунд;

3) ниже 47 Гц в течение более 20 секунд;

4) ниже 48,5 Гц в течение более 60 секунд.

135. Подсистема автоматического ограничения снижения частоты осуществляет:

1) автоматический частотный ввод резерва;

2) автоматическую частотную разгрузку;

3) дополнительную разгрузку, действующую при больших местных дефицитах мощности (более 45 %);

4) восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (частотного автоматического повторного включения);

5) выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой (частотно делительная автоматика - ЧДА);

6) выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций.

136. Находящиеся на объектах пользователя сети устройства автоматики частотной разгрузки резервируются устройствами автоматики частотной разгрузки, установленными на объектах энергопередающей организации, с которых осуществляется электроснабжение пользователя сети, с уставками меньшей частоты и большим временем срабатывания.

137. НДЦ СО ежегодно задает РДЦ граничные условия действия автоматики частотной разгрузки, частотного автоматического повторного включения - минимально допустимый объем подключенной нагрузки, диапазон уставок автоматики частотной разгрузки, минимальное количество очередей, распределение объема нагрузки между очередями автоматики частотной разгрузки. РДЦ определяет распределение потребителей по ступеням автоматики частотной разгрузки, при этом подключение наиболее ответственных потребителей осуществляется к ступеням автоматики частотной разгрузки с уставками с меньшей частотой и большим временем срабатывания.

138. Надлежащее техническое состояние и работоспособность устройств автоматики частотной разгрузки на своих объектах обеспечивает пользователь сети.

Пользователь сети допускает работников энергопередающих организаций для самостоятельной или совместно с представителями Госэнергонадзора проверки состояния устройств автоматики частотной разгрузки и объемов подключенной к ним нагрузки.

139. Настройка АОСЧ производится в соответствии с требованиями технических параметров и режимов работы энергетического оборудования.

140. Устройства, составляющие подсистему автоматического ограничения повышения частоты (далее - АОПЧ), предназначены для предотвращения недопустимого повышения частоты, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин тепловой электрической станции, а также ограничения длительного повышения частоты на тепловой электрической станции до значения, при котором нагрузка блоков не выходит за пределы диапазона допустимых нагрузок.

Устройства автоматического ограничения повышения частоты 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 автоматического ограничения частоты).

В качестве управляющих воздействий автоматического ограничения повышения частоты используются:

- 1) отключение генераторов;

## 2) деление системы.

141. В ЕЭС Казахстана подсистема автоматической разгрузки оборудования электроустановок состоит из локальных устройств противоаварийной автоматики, обеспечивающих автоматическую разгрузку оборудования электроустановок для предотвращения его повреждения при значительной перегрузке по току (устройства автоматики разгрузки линии, автоматики разгрузки трансформаторов).

Устройства подсистемы автоматической разгрузки оборудования электроустановок реагируют непосредственно на повышение тока в защищаемом электрооборудовании (линии, трансформаторе).

142. В качестве управляющих воздействий автоматической разгрузки оборудования электроустановок применяются отключения:

- 1) генераторов;
- 2) нагрузки;
- 3) перегружающегося оборудования электроустановок.

143. Для предотвращения неконтрактного потребления, приводящего к нарушению режима ЕЭС Казахстана в части соблюдения нормированного уровня частоты или межгосударственных сальдо-перетоков мощности и электроэнергии, применяются принудительные схемы ограничения с вводом автоматики ограничения перетоков мощности (автоматика ограничения перетока мощности) с действием на отключение потребителей.

144. Автоматическая разгрузка электростанций применяется для сохранения параллельной работы избыточного энергоузла при аварийном отключении электросетевого оборудования, аварийном перегрузе линий электропередачи или при опасном повышении частоты электрического тока.

145. Наличие устройств противоаварийной автоматики на объектах пользователей сети является условием их параллельной работы в составе ЕЭС Казахстана.

## **Параграф 10. Построение релейной защиты и противоаварийной автоматики**

146. Одним из основных условий надежного функционирования ЕЭС Казахстана является наличие на электроустановках пользователей сети средств

релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики в согласованных с системным оператором объемах, функционирующих в соответствии с требованиями настоящих Правил и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утверждаемых в соответствии с подпунктом 10) статьи 5 Закона.

147. Структура построения, принципов действия, режимов использования, выбора уставок для различных видов и типов устройств релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики составляется на основании нормативно-технических документов.

148. Система релейной защиты обеспечивает автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивой работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения. Если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, возможно действие релейной защиты на сигнал.

149. Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети 110 кВ и выше обеспечивают требования ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине:

1) обеспечивают сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений;

2) исключают необходимость вывода данного элемента из работы.

150. Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов предусматривается резервная защита, предназначенная для обеспечения дальнего резервного действия.

151. Система защиты обеспечивает процесс сбора и анализа информации о повреждениях защищаемого электрооборудования, включая информацию о действиях и состоянии устройств релейной защиты и автоматики.

152. При вводе новых объектов и реконструкции существующих предусматриваются:

1) оснащение современными цифровыми программируемыми устройствами релейной защиты и автоматики, совмещающими функции защиты (автоматики), регистратора аварийных событий и определителя места повреждения (короткого замыкания), позволяющими осуществить:

увеличение возможностей самоконтроля и саморезервирования устройств релейной защиты и автоматики;

снижение затрат на техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики;

снижение энергопотребления устройств релейной защиты и автоматики;

уменьшение габаритов и материалоемкости устройств релейной защиты и автоматики;

возможность включения устройств релейной защиты и автоматики в единые системы автоматизированного управления производства, передачи электрической энергии;

2) оснащение общеподстанционными устройствами регистрации доаварийного и аварийного режимов, последовательности событий (в том числе устройств релейной защиты и автоматики) на всех подстанциях напряжением 500-1150 кВ и напряжением 110-220 кВ, примыкающих к питающим источникам электрической энергии (электростанциям);

3) интеграция устройств релейной защиты и автоматики во вновь создаваемые многоуровневые системы дистанционного технологического и противоаварийного управления, сбора и анализа информации, задания (измерения) технических параметров – уставок и принципов действия устройств релейной защиты и автоматики.

153. Для линий 500-1150 кВ в качестве основной защиты предусматриваются два комплекта защит, действующих без замедления при коротком замыкании в любой точке защищаемого участка. При этом рассматриваются следующие варианты:

продольная дифференциальная защита (далее - ДЗЛ) и два комплекта ступенчатых защит с передачей одним из комплектов разрешающих сигналов;

два комплекта ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов по двум независимым высокочастотным каналам.

154. Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе необходимости применения защиты, действующей без замедления при коротком замыкании в любой точке защищаемого участка, решается с учетом требования сохранения устойчивости.

155. Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью, тогда на данном элементе устанавливается резервная система защиты, выполняющая функции как ближнего, так и дальнего резервирования.

156. Если за основную защиту на линиях 220-1150 кВ принята высокочастотная или продольная дифференциальная защита, то в качестве резервных применяется:

1) от многофазных коротких замыканий - дистанционные защиты, преимущественно трехступенчатые;

2) от замыканий на землю - ступенчатые токовые направленные или ненаправленные защиты нулевой последовательности, а также дистанционные защиты от замыкания на землю.

При этом функции ступенчатых защит также должны входить в терминалы быстродействующих защит.

157. Для линий 500-1150 кВ оборудование защиты и измерительные устройства однофазного автоматического повторного включения специального исполнения обеспечивают их нормальное функционирование при всех условиях работы сети.

158. На линиях 500-1150 кВ, а также ответственных линиях 220 кВ предусматривается защита от неполнофазного режима.

159. Все воздушные линии оснащаются приборами для определения места повреждения.

На воздушной линии осуществляется цифровая регистрация переходных процессов при коротком замыкании с записью доаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств релейной защиты и автоматики.

160. Для повышения надежности и улучшения условий согласования резервных защит линий разного класса напряжений устанавливаются по два комплекта дифференциальных защит автотрансформаторов и реакторов 500 кВ.

Указанные комплекты защит включаются с соблюдением принципов ближнего резервирования.

161. Резервные защиты на сторонах высшего напряжения и среднего напряжения трансформаторов и автотрансформаторов 220 кВ и выше выполняются в виде ступенчатых защит (дистанционных и токовых направленных нулевой последовательности).

162. Резервные защиты автотрансформатора обеспечивают полноценное дальнейшее резервирование защит смежных воздушных линий при использовании дальнего резервирования взамен дублирования.

163. На защиты от внутренних повреждений автотрансформаторов и реакторов не должны возлагаться функции датчиков пуска устройств пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения указанных элементов осуществляется от специальных устройств обнаружения пожара. На всех трансформаторах этой категории устанавливается регистратор последовательности событий.

164. Для повышения надежности, предотвращения нарушений динамической устойчивости и улучшения условий согласования резервных защит линий различных классов напряжений необходимо устанавливать по два комплекта дифференциальных защит сборных шин и ошинок для распределительных устройств (РУ) 500 и 1150 кВ.

165. Для сборных шин 110-220 кВ подстанций, имеющих шиносоединительные или секционные выключатели, устанавливают по одному комплекту дифференциальной защиты шин с выполнением отдельных секционирующих защит на шиносоединительных выключателях и секционных выключателях, если время действия этих отдельных защит удовлетворяет требованиям динамической устойчивости.

166. Устройство резервирования отказа выключателей действует на отключение выключателей смежных с отказавшим с запретом их автоматического повторного включения. Схемы устройства резервирования при отказе выключателей выполняются таким образом, чтобы предотвращалось их случайное срабатывание на отключение смежных присоединений.

167. Уставки устройств релейной защиты и автоматики в национальной и региональной электрической сети выбираются каждой стороной самостоятельно и



взаимно согласовываются в соответствии с перечнем распределения линий и оборудования по способу диспетчерского управления. Сторона, которая выбирает уставки, обеспечивает правильный выбор и утверждение уставок релейной защиты и автоматики в части устройств релейной защиты и автоматики, находящихся в ее оперативном управлении, и осуществляет согласование уставок устройств релейной защиты и автоматики, находящихся в ее оперативном ведении. Если при выборе уставок устройств релейной защиты и автоматики затрагиваются уставки устройств релейной защиты и автоматики третьих сторон, то согласование распространяется и на эти третьи стороны.

168. Выбор и согласование уставок устройств релейной защиты и автоматики и изменение существующих уставок релейной защиты и автоматики отдельного элемента сети выполняется при:

- 1) вводе в эксплуатацию новых линий, электростанций, подстанций и оборудования электроустановок;
- 2) модернизации устройств релейной защиты и автоматики;
- 3) работе с нарушением нормального режима и конфигурации схемы сети.

169. При выборе и согласовании уставок релейной защиты и автоматики соблюдаются основные требования к ним, в том числе:

- 1) обеспечение быстрого и надежного отключения с обеих сторон данного элемента сети любых видов возникающих на ней коротких замыканий;
- 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 с обеих сторон воздушной линии после отключения короткого замыкания действием защит, разрешающих автоматическое повторное включение;
- 5) обеспечение динамической устойчивости при принятых эксплуатационных режимах.

Отклонения от вышеуказанных принципов утверждаются руководством организаций, принимающих участие в выборе и согласовании данных уставок.

170. Системный оператор обеспечивает расчет и выбор уставок в части релейной защиты и автоматики, находящихся в его оперативном управлении, и производит согласование уставок в части релейной защиты и автоматики, находящихся в его оперативном ведении.

171. Все системы релейной защиты и автоматики проходят регулярные испытания и техническое обслуживание, в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

172. Урегулирование любых разногласий, возникающих в отношении уставок релейной защиты, или иных вопросов, связанных с системой защиты, производится в соответствии с Гражданским Кодексом Республики Казахстан.

### **Параграф 11. Локализация и ликвидация технологических нарушений**

173. Действия оперативного персонала системного оператора и взаимодействующих с ним пользователей сети во время различных аварийных ситуаций в ЕЭС Казахстана регламентируются Инструкцией по предотвращению, локализации и ликвидации аварий, утверждаемой системным оператором (далее - Инструкция), разрабатываемой системным оператором, в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

174. На основании данной Инструкции пользователи сети разрабатывают инструкции по ликвидации аварий для оперативного персонала своих электроустановок, в которых помимо прочего определены порядок и условия ручных действий оперативного персонала, связанных с:

- 1) повышением частоты;
- 2) понижением частоты;
- 3) повышением напряжения;
- 4) понижением напряжения;
- 5) перегрузкой межрегиональных и региональных связей;
- 6) возникновением асинхронного режима и синхронных качаний;
- 7) разделением ЕЭС Казахстана;
- 8) повреждением и отключением воздушной линии 220-500-1150 кВ;
- 9) потерей значительной части генерирующей мощности;

10) повреждением выключателей и разъединителей;

11) неисправностями и отказами устройств релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики.

175. Полное отключение это ситуация, когда вся выработка прекратилась и нет никакого электрического питания в ЕЭС Казахстана, в том числе по межгосударственным линиям электропередачи. При этих обстоятельствах невозможно автоматическое восстановление режима функционирования электрической сети без руководства (распоряжений) системного оператора.

176. Частичное отключение это прекращение выработки электроэнергии в отдельной части ЕЭС Казахстана с отключением межрегиональных линий электропередачи.

177. В течение полного обесточивания или частичного обесточивания и в течение последующего восстановления оперативный персонал действует в соответствии с инструкциями по ликвидации аварий.

178. Процедура восстановления начинается с подачи напряжения от энергоисточника и(или) части электрической сети, сохранившей нормальное функционирование.

Восстановление после полного обесточивания или частичного обесточивания производится достаточно гибко с учетом имеющихся в распоряжении электростанций, их эксплуатационных характеристик и регулировочного диапазона, а также эксплуатационных характеристик электрической сети. Системный оператор обеспечивает реализацию процедуры "разворота с нуля". Пользователи сети исполняют все распоряжения системного оператора по подъему нагрузки электростанций, ограничению (отключению) потребителей, по изменению схемы электрической сети для реализации мероприятий "разворота с нуля".

179. Во всех ступенях процесса управления принимается во внимание следующее:

1) необходимо удостовериться, что располагаемая генерируемая мощность больше или соответствует электропотреблению, при каждом подключении пользователей сети электропотребление будет обеспечено необходимым подъемом резервов мощности;

- 2) обеспечение достаточным диапазоном 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.

180. 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;
- 4) для каждого этапа создание наиболее надежной жизнеспособной и устойчивой электрической схемы сети;
- 5) синхронизация электростанций и, в конечном счете, восстановление единой электроэнергетической системы;
- 6) полное восстановление электропотребления.

Электростанция осуществляет разработку плана "разворота с нуля", который ежегодно пересматривается, обновляется.

181. Проверка готовности электростанции к "развороту с нуля" проводится местным персоналом в условиях моделируемой аварии.

182. Средства связи, телеизмерений и телесигнализации являются основой для восстановления режима работы энергосистемы после полного обесточивания. Обеспечивают функционирование всех жизненные средства связи, включая обеспеченные электропитанием от третьих лиц, не менее 24 часа после полной потери электропитания. Отдельные ключевые объекты управления (центры управления) требуют более длинного периода работы после потери электропитания.

Системы управления опробуются ежегодно в условиях моделируемой аварии с потерей электропитания.

183. Оперативный персонал электрических станций и сетей, для формирования навыков принятия оперативных решений проходит периодическое обучение и противоаварийные тренировки. Оперативный персонал, не прошедший периодического обучения и противоаварийных тренировок, не допускается к выполнению своих обязанностей.

184. Там, где части ЕЭС Казахстана (энергоузла, электроустановки) выходят из синхронизма друг с другом, но нет полного или частичного отключения, системный оператор допускает пользователю сети самостоятельно регулировать выработку и(или) электропотребление, чтобы достигнуть в кратчайшее время нормальной работы.

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 электроустановок действует по указанию системного оператора.

185. В случае потери возможности осуществления диспетчерского управления ЕЭС Казахстана с основного диспетчерского центра, функции управления ЕЭС Казахстана передаются дублеру.

186. Пользователи сети обмениваются номерами телефонов с НДЦ СО и местными энергопередающими организациями в письменной форме с указанием представителей пользователей сети, уполномоченных принимать решения и которые могут входить на контакт в течение 24 часов в сутки.

Для новых пользователей сети номера телефонов будут обеспечиваться при подписании ими договора связи. Номера передаются в письменной форме по мере изменения информации.

187. При возникновении нарушения:

1) если нарушение возникло на электроустановке пользователя сети, он уведомляет об этом системного оператора и энергопередающую организацию, к сетям которой он присоединен;

2) если нарушение возникло на электроустановке энергопередающей организации, она уведомляет системного оператора и всех присоединенных пользователей сети об этом;

3) если нарушение возникло на электроустановке системного оператора, системный оператор сообщает об этом пользователям сети, в чьем управлении или ведении находится электроустановка.

188. После получения уведомления либо при самостоятельном обнаружении нарушения системный оператор определяет, является ли факт нарушения системной аварией. В случае подтверждения признаков системной аварии, системный оператор устанавливает причины системной аварии и приступает к ее ликвидации.

С момента установления причины аварии все коммуникации между диспетчерами РДЦ предоставляются диспетчеру НДЦ СО по его требованию.

## **Параграф 12. Обмен информацией о работе и (или) событиях**

189. Объемы и сроки представления системным оператором и пользователями сети информации по вопросам управления ЕЭС Казахстана, использования сетей регламентируются положениями по взаимоотношениям между диспетчерскими центрами (службами), договорами на оказание услуг по технической диспетчеризации, оказание услуг по передаче электрической энергии.

190. Для поддержания связи все стороны гарантируют наличие соответствующего оборудования для обеспечения достоверного обмена необходимой информацией с системным оператором и/или энергопередающей организацией в зависимости от конкретной ситуации. Необходимые требования:

- 1) прямой телефонный канал;
- 2) факс;
- 3) специальный адрес электронной почты;
- 4) цифровой или аналоговый канал передачи данных телеметрии.

191. Для подстанций напряжением 220 кВ, 500 кВ и 1150 кВ, энергопроизводящих организаций с установленной мощностью свыше 10 МВт, пользователей сети, потребителей электроэнергии, подключенных к сети напряжением 220 кВ и выше, необходима организация каналов связи и передачи данных телеметрии на диспетчерский центр системного оператора (РДЦ) по двум независимым направлениям.

Между НДЦ СО и РДЦ, между РДЦ, которые имеют смежные зоны управления, между НДЦ и диспетчерскими центрами энергосистем сопредельных государств необходима организация каналов связи и передачи данных телеметрии по двум независимым направлениям.

192. Диспетчерские центры (пункты) пользователей сети, оборудуются прямыми каналами связи и передачи данных телеметрии для оперативно-диспетчерского управления. Обеспечивается связь и обмен данными телеметрии между:

- 1) диспетчерским центром региональной электросетевой компании и подстанциями 35 кВ и выше, находящимися в оперативном управлении этих диспетчерских центров;
- 2) диспетчерским центром региональной электросетевой компании и диспетчерским центром пользователя сети или подстанции пользователя сети при отсутствии у него диспетчерского центра;
- 3) диспетчерским центром региональной электросетевой компанией и РДЦ;
- 4) НДЦ СО и РДЦ;
- 5) РДЦ и пользователями сети которые имеют смежные зоны управления;
- 6) РДЦ и диспетчерским центром пользователя сети или подстанциями пользователя сети при отсутствии диспетчерского центра;
- 7) НДЦ СО и диспетчерскими центрами энергосистем сопредельных государств.

193. Выбор спектра частот по воздушным линиям электропередач возлагается на системного оператора. Пользователи сетей, использующие оборудование высокочастотной связи по таким линиям, предоставляют системному оператору подробные схемы все высокочастотные каналов связи по таким линиям с указанием типов используемого оборудования и номиналов частот с привязкой к конкретным объектам. При этом, СО возлагает полномочия по выбору спектра частот по воздушным линиям электропередачи на дочернюю организацию, обладающую технической компетенцией в данной отрасли.



**Приложение 1  
к Электросетевым правилам**

Форма

**УТВЕРЖДАЮ**

\_\_\_\_\_  
(подпись руководителя)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ год

**Заявка**

на присоединение (существующих генерирующих установок)

\_\_\_\_\_  
(полное наименование объекта (действующего, реконструируемого),  
ведомственная принадлежность и его местонахождение)

к \_\_\_\_\_  
(указать точку присоединения (шины ПС, наименование ЛЭП и т.д.)

1. Основание для выдачи технических условий:

\_\_\_\_\_  
(указать пункт Электросетевых правил)

**2. Установленная/располагаемая мощность и объем производства  
электроэнергии объекта по годам**

Годы ввода	$P_{уст.}$ , МВт	$P_{расп.}$ , МВт	W <sub>ээ</sub> , тыс.кВтч
Текущее (20__г.)			
Планируемое (на предстоящий период - 5 лет)			
20__г.			
20__г.			
20__г.			

**3. Приложения:**

1. Ситуационный план размещения объекта.
2. Существующая и предполагаемая схема присоединения (выдачи мощности) генерирующих установок (с указанием количества и мощности генераторов, трансформаторов, протяженности и сечения провода ЛЭП, балансовой принадлежности сетей рассматриваемого района).
3. Перечень собственных пользователей сетей (с указанием электрических нагрузок существующих и планируемых пользователей сетей, технических характеристик их электроустановок).

---

4. Уведомление о положительном заключении с местными исполнительными органами на строительство дублирующих (шунтирующих) линий, подстанций (при необходимости);

5. Копии решений, актов о выделении земельных участков.

Приложение 2  
к Электросетевым правилам

Форма

УТВЕРЖДАЮ

(подпись руководителя)

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ год

## Заявка

на присоединение (новых генерирующих установок)

(полное наименование объекта, ведомственная принадлежность и его  
местонахождение)

к \_\_\_\_\_

(указать точку присоединения (шины ПС, наименование ЛЭП и т.д.)

1. Основание для выдачи технических условий:

(указать пункт Электросетевых правил)

2. Установленная/располагаемая мощность и объем производства  
электроэнергии объекта по годам

Годы	$P_{\text{вет}}$ , МВт	$P_{\text{расп}}$ , МВт	$W_{\text{ээ}}$ , тыс.кВтч
20__ г. (год ввода)			
(последующий период - 5 лет)			
20__ г.			
20__ г.			
20__ г.			

## 3. Приложения:

1. Ситуационный план размещения объекта.

2. Предполагаемая схема присоединения (выдачи мощности)  
генерирующих установок (с указанием количества и мощности  
генераторов, трансформаторов, протяженности и сечения провода ЛЭП,  
балансовой принадлежности сетей рассматриваемого района).3. Документ, на основании которого планируется строительство  
объекта (государственные, отраслевые программы).

4. Перечень собственных пользователей сетей (с указанием электрических нагрузок существующих и планируемых пользователей сетей, технических характеристик их электроустановок).

5. Уведомление о положительном заключении с местными исполнительными органами на строительство дублирующих (шунтирующих) линий, подстанций (при необходимости).

6. Копии решений, актов о выделении земельных участков.

## Приложение 3 к Электросетевым правилам

### Содержание "Схемы выдачи мощности электростанции"

- 1) обзор существующего состояния электроснабжения рассматриваемого региона и перспективы развития на 3(5)-10 лет;
- 2) балансы мощности и электроэнергии рассматриваемого региона (существующее состояние и перспектива на 3(5)-10 лет), определение мест размещения резервов для покрытия неравномерности генерации возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) их величина и маневренность; данные многолетних метеорологических наблюдений с учетом сезонных изменений, в балансах учесть ограничения по выдаче мощности ВИЭ;
- 3) варианты схемы выдачи мощности;
- 4) обоснование рекомендуемой схемы выдачи мощности;
- 5) расчеты электрических режимов (нормальные, послеаварийные режимы) рассматриваемого района с прилегающими электрическими сетями;
- 6) расчет уровней токов короткого замыкания для выбора оборудования;
- 7) принципы выполнения релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики;
- 8) принципы организации диспетчерского и технологического управления;
- 9) учет электроэнергии;
- 10) планируемые мероприятия по энергосбережению;
- 11) объемы электросетевого строительства, укрупненный расчет стоимости строительства;
- 12) выводы;
- 13) чертежи: принципиальные схемы, карты-схемы или ситуационный план, результаты расчетов электрических режимов, функциональные схемы размещения устройств РЗА, схемы организации диспетчерского и технологического управления. (ОПР)

---

14) технические характеристики объектов по использованию ВИЭ и станции в целом, в том числе подробных технических данных ветрогенераторов (кривых мощности, КПД и энергии в зависимости от ветра в табличной и графической формах и другие технические характеристики), данные по настройке ПА электростанции и объектов по использованию ВИЭ, данные для моделирования станции в программах расчета режимов электрической сети, указать рабочие диапазоны по частоте, напряжению, скорости ветра, температуре окружающего воздуха, зависимость возможностей по регулированию реактивной мощности от частоты и напряжения и другие технические характеристики.

Приложение 4  
к Электросетевым правилам

Форма

АКТ № \_\_\_\_\_

разграничения балансовой принадлежности электрических сетей  
и эксплуатационной ответственности сторон

г. \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_, именуем \_\_\_ в дальнейшем

"Энергопередающая (энергопроизводящая) организация", в лице

\_\_\_\_\_, действующего на

основании

\_\_\_\_\_, с одной стороны, и

\_\_\_\_\_, именуем \_\_\_ в дальнейшем "Потребитель",

в лице \_\_\_\_\_, действующего на основании

\_\_\_\_\_, с другой стороны, составили

настоящий Акт о нижеследующем:

На день составления Акта, технические условия № \_\_\_\_\_ от

\_\_\_\_\_, на внешнее электроснабжение объекта \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_,

находящегося

по адресу \_\_\_\_\_ выполнены:

---

---

---

---

Разрешенная к использованию мощность \_\_\_\_\_ кВт.

Электроприемники потребителя относятся к \_\_\_\_\_ категории



надежности обеспечения электроснабжения. Схема внешнего электроснабжения относится к \_\_\_\_\_ категории надежности обеспечения электроснабжения.

Энергопередающая (энергопроизводящая) организация не несет ответственности перед Потребителем за перерывы в электроснабжении при несоответствии схемы электроснабжения категории надежности обеспечения электроснабжения Потребителя и повреждении оборудования не находящегося у нее на балансе.

Границы раздела устанавливаются следующими:

### **1. По балансовой принадлежности**

---

---

---

---

### **2. По эксплуатационной ответственности**

---

---

---

## **Однолинейная схема электроснабжения электроустановки**

---

---

### **ПРИМЕЧАНИЕ:**

1. Границы раздела на схеме обозначаются: балансовой принадлежности — красной линией, эксплуатационной ответственности — синей.

2. При изменении присоединенных мощностей, схемы внешнего электроснабжения, категории надежности электроснабжения, границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Акт подлежит замене.

3. На схеме электроснабжения электроустановки указываются места установки приборов учета, параметры силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, линий электропередачи.

4. Потребителю без согласования с диспетчером энергопередающей (энергопроизводящей) организации, самовольно производить переключения и изменять схему внешнего электроснабжения не допускается.

5. Потребителю без согласования с энергопередающей (энергопроизводящей) организацией не допускается подключать к своим электроустановкам сторонних потребителей.

**Представитель Энергопередающей (энергопроизводящей) организации**

\_\_\_\_\_

**Представитель Потребителя**

\_\_\_\_\_

**Приложение 5**  
**к Электросетевым правилам**

**Порядок разработки, сроки согласований и утверждения графиков  
отключений линий электропередачи и электроустановок, остановы  
генерирующих установок электростанций**

№ п /п	Действие	Дата	Примечание
1	Разработка проекта годового графика отключений линий электропередачи и электроустановок	(до 30 июня)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления
2	Представление проектов годовых графиков ремонтов генерирующих установок электростанций	(до 1 сентября)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления
3	Согласование проекта годового графика отключений линий электропередачи и электроустановок с диспетчерскими центрами сопредельных государств	(до 15 октября)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления
4	Утверждение годового графика отключений линий электропередачи и электроустановок, графика ремонтов генерирующих установок электростанций	(до 25 декабря)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления
5	Представление Системным оператором утвержденных годовых графиков	(до 30 декабря)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления
6	Разработка месячного графика отключений линий электропередачи и электроустановок, согласование его с диспетчерскими центрами сопредельных государств и утверждение	(до 25 числа каждого месяца, предшествующего планируемому)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления

## Приложение 6 к Электросетевым правилам

### Допустимое повышение напряжения промышленной частоты на электроустановках напряжением 110-500 кВ

Оборудование	Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, секунд			
		1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы <sup>1</sup>	110-500	1,10	1,25	1,90	2,00
		1,10	1,25	1,50	1,58
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	110-330 500	1,15	1,35	2,00	2,10
		1,15	1,35	9,00	1,58
		1,15	1,35	2,00	2,08
		1,15	1,35	1,50	1,58
Коммутационные аппараты <sup>2</sup> , емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи и шинные опоры	110-500	1,15	1,60	2,20	2,40
		1,15	1,60	1,70	1,80
Вентильные разрядники всех типов	110-220	1,15	1,35	1,38	-
Вентильные разрядники типа РВМГ	330-500	1,15	1,35	1,38	-
Вентильные разрядники типа РВМК	330-500	1,15	1,35	1,45	-
Вентильные разрядники типа РВМК-П	330-500	1,15	1,35	1,70	-
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы <sup>1</sup>	500	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтирующие реакторы, коммутационные аппараты <sup>2</sup> , трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи и шинные опоры	500	1,10	1,30	1,88	1,98
Вентильные разрядники	500	1,15	1,36	1,40	-
Ограничители перенапряжений нелинейные	110-220	1,39	1,50	1,65	-
	330-500	1,26	1,35	1,52	-

1. Независимо от значений, указанных в таблице, по условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального напряжения установленного ответвления обмотки ограничивается при 1200 с до 1,15, при 20 с - до 1,3.

2. Независимо от значений, указанных в таблице, собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя ограничивается: по условию отключения неповрежденной фазы линии при несимметричном КЗ - до 2,4 или 2,8 (в зависимости от исполнения выключателя, указанного в технических условиях) для оборудования 110-220 кВ и до 3,0 – для оборудования 330-750 кВ, по условию отключения ненагруженной линии – до 2,8 для оборудования 330-750 кВ.

**Приложение 7**  
**к Электросетевым правилам**

**Допустимое повышение напряжения промышленной частоты на  
электроустановках напряжением 500 - 750 кВ**

Кратность амплитуд, U/Um.раб., диапазон	1,0 - 1,025 525-538	1,025 - 1,05 538-551	1,05 - 1,075 551-564	1,075 - 1,1 564-578	1,1 - 1,15 578-604	1,15 - 1,20 604-630
Допустимая длительность 1 слу- чая, не более	8 часов	3 часа	1 час	20 мин.	5 мин.	1 мин.
Допустимое число случаев в год, не более	200	125	75	50	7	5
Интервал между 2 случаями, не ме- нее	12 часов			1 час		