

Об утверждении Электросетевых правил

Постановление Правительства Республики Казахстан от 19 июня 2013 года № 625

В соответствии с подпунктом 23) статьи 4 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года «Об электроэнергетике» Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить прилагаемые Электросетевые правила.
2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней после первого официального опубликования.

Премьер-Министр Республики Казахстан

С. Ахметов

Утверждены
постановлением Правительства
Республики Казахстан
от 19 июня 2013 года № 625

Электросетевые правила

1. Общие положения

1. Настоящие Электросетевые правила (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 23) статьи 4 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года «Об электроэнергетике» и регулируют порядок пользования электрической сетью и организации управления единой электроэнергетической системой Республики Казахстан.

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 – точка (линия) раздела электрической сети между энергопроизводящей, энергопередающей организациями и потребителями в соответствии с их балансовой принадлежностью;

3) граница эксплуатационной ответственности сторон – точка (линия) раздела электрической сети между энергопроизводящей, энергопередающей организациями и потребителями, определяющая эксплуатационную ответственность сторон;

4) высокое напряжение - напряжение 1000 Вольт и выше;

5) генерирующая установка - устройство, вырабатывающее электроэнергию;

6) дублирующие (шунтирующие) линии электропередачи – линии электропередачи, включенные параллельно другим линиям электропередачи, по которым осуществляется передача электрической энергии и мощности с нормируемым качеством для обеспечения степени надежности, соответствующей категории по надежности электроснабжения;

7) единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (далее – ЕЭС Казахстана) - совокупность электрических станций, линий электропередачи и

подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей Республики Казахстан;

8) межрегиональные и (или) межгосударственные линии электропередачи - линии электропередачи напряжением 220 киловольт и выше, обеспечивающие передачу электрической энергии между регионами и (или) государствами;

9) 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;

10) национальная электрическая сеть (далее - НЭС) - совокупность подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и (или) межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций напряжением 220 киловольт и выше, которые не подлежат приватизации и передаются национальной компании в порядке и на условиях, определяемых Правительством Республики Казахстан;

11) низкое напряжение - напряжение ниже 1000 Вольт;

12) нормальный режим работы 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;

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

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

15) потребитель - физическое или юридическое лицо, потребляющее на основе договора электрическую энергию;

16) пользователь сети – энергопроизводящая, энергопередающая организация и потребитель;

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

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

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

20) региональная электрическая сеть - совокупность линий электропередачи и подстанций напряжением 110 киловольт и ниже, обеспечивающих передачу электрической энергии в пределах одной административно-территориальной единицы (области), а также между национальной электрической сетью и потребителями;

21) региональная электросетевая компания (далее – РЭК) - энергопередающая организация, эксплуатирующая электрические сети регионального уровня;

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

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

24) системный оператор – национальная компания, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у пользователей сети, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети, ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности;

25) субпотребитель – потребитель, непосредственно присоединенный к электрическим сетям потребителя;

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

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

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

29) электрические сети - совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи электрической энергии;

30) электрическая станция (далее - электростанция) – энергетический объект, предназначенный для производства электрической энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

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

32) энергопроизводящая организация - организация, осуществляющая производство электрической энергии для собственных нужд и (или) реализации;

33) энергопередающая организация - организация, осуществляющая на основе договоров передачу электрической энергии;

34) энергоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям купленной электрической энергии;

35) уполномоченный орган – государственный орган, осуществляющий руководство в области электроэнергетики.

2. Порядок пользования электрической сетью

3. Пользователи сети (за исключением потребителей), планирующие подключиться к электрической сети или увеличить потребляемую (выдаваемую) электрическую мощность, осуществляют подключение в соответствии с процедурами, изложенными в настоящей главе.

Порядок присоединения потребителей к электрической сети осуществляется в соответствии с порядком пользования электрической энергией, предусмотренным законодательством Республики Казахстан.

4. Технические условия на подключение к электрической сети выдаются в случаях:

- 1) подключения пользователей сети, в том числе строительства дублирующих (шунтирующих) линий;
- 2) увеличения мощности пользователей сети;
- 3) изменения схемы внешнего электроснабжения/выдачи мощности пользователей сети.

5. Технические условия на подключение пользователей сети к электрической сети выдаются на основании «Схемы подключения пользователя», «Схемы выдачи мощности электростанции», которые разрабатываются специализированными проектными организациями, имеющими лицензию на соответствующую проектную деятельность.

Предпроектная документация (ТЭО) на строительство новых и изменение (реконструкцию, расширение, техническое перевооружение, модернизацию, капитальный ремонт) электроустановок содержит разделы «Схема выдачи мощности электростанции» или «Схема подключения пользователя».

Содержание «Схемы подключения пользователя», «Схемы выдачи мощности электростанции» указано в приложении 1 к настоящим Правилам.

«Схема подключения пользователя» согласовывается с соответствующей организацией (энергопередающей и/или энергопроизводящей), к сетям которой планируется присоединение пользователя.

«Схема выдачи мощности электростанции» согласовывается с соответствующей организацией (энергопередающей и/или энергопроизводящей), к сетям которой планируется подключение, системным оператором и утверждается уполномоченным органом.

6. После согласования «Схемы подключения пользователя» или утверждения «Схемы выдачи мощности электростанции» пользователь сети направляет заявку на получение технических условий в соответствующую организацию (энергопередающую и/или энергопроизводящую), к сетям которой планируется присоединение пользователя. Форма заявки приведена в приложениях 2-5 к настоящим Правилам.

7. После получения заявки соответствующая организация (энергопередающая и/или энергопроизводящая), к сетям которой планируется присоединение пользователя, выдает технические условия в срок, указанный в приложении 6 к настоящим Правилам. В технических условиях указываются:

- 1) адрес (месторасположение объекта);
- 2) точка подключения;
- 3) заявленная мощность;

4) требования, необходимые для подключения к электрической сети, в том числе по ее усилению (увеличение сечения провода линии электропередачи, увеличение трансформаторной мощности подстанции, реконструкция подстанции с установкой дополнительных ячеек и т.д.);

5) требования по организации, релейной защиты и автоматизации, противоаварийной автоматики, диспетчерского и технологического управления, учета электроэнергии, компенсации реактивной мощности;

б) срок действия технических условий.

8. В случае сомнений в обоснованности требований, указанных в технических условиях, пользователь обращается в экспертную организацию для проведения энергетической экспертизы. При обращении экспертной организации в энергопередающую (энергопроизводящую) организацию, по обращению пользователя, энергопередающая (энергопроизводящая) организация предоставляет все запрашиваемые сведения.

9. Разработка «Схемы подключения пользователя», «Схемы выдачи мощности электростанции» предпроектной, проектной документаций, выполнение мероприятий технических условий выполняются за счет средств пользователя.

10. Технические условия на подключение пользователей сети с заявленной мощностью свыше 10 МегаВатт к региональной электрической сети или энергопроизводящей организации согласовываются с системным оператором. Копии технических условий на подключение пользователей сети с заявленной мощностью 1-10 МегаВатт к региональной электрической сети или энергопроизводящей организации в течение одного месяца направляются для сведения системному оператору.

11. После выполнения требований технических условий проводятся комплексные испытания электроустановок, реализованных в соответствии со схемой подключения и выдачи мощности, по итогам которых государственной приемочной комиссией подписывается акт о приемке в эксплуатацию электроустановок. На основании акта производятся подключение пользователя и выдача мощности генерирующими установками в электрическую сеть энергопередающей организации.

12. Граница ответственности сторон между пользователями сети оформляется актами балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.

13. Отключение генерирующих установок энергопроизводящей организации от электрических сетей производится энергопередающими организациями либо по указанию системного оператора при следующих обстоятельствах:

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

2) аварии на электростанции или соединительном оборудовании;

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

4) ликвидация аварийных ситуаций и предотвращение ее развития;

5) обстоятельства непреодолимой силы.

14. Энергопередающая организация возобновляет подключение по распоряжению системного оператора и уведомляет орган по государственному энергетическому контролю (далее – Госэнергонадзор).

15. Проектирование и строительство дублирующих (шунтирующих) линий электропередачи и подстанций осуществляются с предварительного уведомления и

согласования с уполномоченным органом, государственным органом, осуществляющим руководство в сферах естественной монополии и на регулируемых рынках, 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 электросетевую компанию, к сетям которой он был присоединен;

2) оформленная заявка на выдачу технических условий представляется пользователем сети/энергопередающей организацией системному оператору, который в течение 20 рабочих дней рассматривает и направляет ее с приложением своего заключения в уполномоченный орган и государственный орган, осуществляющий руководство в сферах естественной монополии и на регулируемых рынках;

3) полученные документы (заявка на выдачу технических условий и заключение системного оператора) рассматриваются уполномоченным органом и государственным органом, осуществляющим руководство в сферах естественной монополии и на регулируемых рынках, и принятое ими решение в течение 8 рабочих дней направляется системному оператору;

4) после получения вышеуказанного решения по вопросу строительства дублирующих (шунтирующих) линий электропередачи системный оператор в течение 10 рабочих дней извещает пользователя сети и электросетевую компанию о принятом решении.

3. Порядок организации управления ЕЭС Казахстана

16. 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;
- 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.

1. Идентификация электроустановок

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

18. 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, подключенных к сети низкого напряжения, требования данного пункта не распространяются.

19. Основные сведения по всем участкам с напряжением 35кВ и выше содержатся в регистре базы данных, который ведет системный оператор.

20. При подключении к электрической сети нового участка название данного участка, во избежание дублирования, согласовывается с системным оператором.

21. 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.

22. Уведомление соответствующим пользователям сети делается в письменной форме не позднее, чем за восемь месяцев до предполагаемой установки электроустановок и содержит рабочую схему с указанием новой электроустановки и ее идентификации.

23. Получатели уведомления отправляют ответ в письменной форме в течение одного месяца после его получения 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.

24. 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.

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

26. 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.

2. Планирование ремонтов и рассмотрение заявок на отключение электроустановок, остановы генерирующих установок

27. Системный оператор и РЭК разрабатывают графики отключений линий электропередачи и электроустановок, остановы генерирующих установок электростанций, находящихся в соответствии с распределением электроустановок и линий электропередачи по способу диспетчерского управления.

28. Графики разрабатываются на основе предварительных заявок, при этом окончательные сроки и продолжительность отключений и остановов могут быть изменены системным оператором с учетом допустимого режима работы линий электропередачи и электроустановок, генерирующих установок электростанций,

отключений и остановов в смежных энергосистемах, исключения ограничений энергоснабжения потребителей.

29. Годовые графики отключений линий электропередачи и электроустановок, остановов генерирующих установок электростанций разрабатываются на предстоящий год, месячные графики разрабатываются на предстоящий месяц с учетом утвержденных годовых графиков.

30. Сроки разработки, согласований и утверждения годовых графиков указаны в приложении 8 к настоящим Правилам.

31. Изменение годовых графиков ремонтов линий электропередачи и электроустановок не производится. Возникающие отклонения от утвержденных годовых графиков учитываются при формировании месячных графиков ремонтов и остановов. Изменение годовых графиков остановов генерирующих установок электростанций допускается в исключительных случаях по согласованию с НДЦ СО, региональными диспетчерскими центрами системного оператора (далее – РДЦ) с утверждением изменений в установленном порядке.

32. Отключение линий электропередачи и электроустановок, остановки генерирующих установок электростанций для проведения ремонта и технического обслуживания планируется в соответствии с требованиями Правил по технике безопасности при эксплуатации электроустановок, Правил технической эксплуатации электроустановок, инструкций заводов-изготовителей оборудования и аппаратуры электроустановок, а также исходя из их фактического технического состояния.

33. Заявка на отключение или останов электроустановок подается в сроки в соответствии с утвержденным НДЦ СО регламентом и должна содержать:

- 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;
- 7) планируемый объем работ.

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

- 1) аварийные заявки;
- 2) плановые заявки;
- 3) неплановый заявки.

35. В чрезвычайных ситуациях системный оператор предпринимает следующие меры:

- 1) передвигает, сокращает время или отменяет любое отключение в передающей системе, если по мнению системного оператора функционирование ЕЭС Казахстан подвергнуто риску;
- 2) дает указание на прекращение работ и возврат к нормальному режиму работы по единицам или единице оборудования электроустановок предприятия, в случае, если

продолжение ремонта может повлечь за собой нарушение энергоснабжения, безопасности и надежности.

36. Пользователи сети извещают системного оператора о требовании по вынужденному 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.

37. Положения данного раздела настоящих Правил применяются в равной мере к составлению графиков отключений в региональных электрических сетях.

3. Натурные испытания

38. Натурные испытания проводятся для определения технических характеристик ЕЭС Казахстана и/или энергообъединения стран СНГ и Балтии.

39. 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.

40. 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 сетевой компании.

41. 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 анализ зарегистрированных в ходе проведения испытания данных;

5) составление отчета о результатах проведенного испытания.

42. Программы проведения испытаний должны быть согласованы с задействованными диспетчерскими центрами.

43. Зарегистрированные на задействованных в испытаниях электроустановках и диспетчерских центрах в ходе проведения испытаний данные требуемого качества и объема должны направляться координатору проведения испытаний.

4. Диспетчеризация

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

45. Управление балансом мощности в ЕЭС Казахстана организуется на основании суточных графиков. Электростанции выполняют заданный суточный график нагрузки и вращающегося резерва. Потребители электрической энергии не превышают свой заявленный почасовой график потребления активной мощности.

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

47. Потребители электроэнергии самостоятельно контролируют исполнение своих обязательств по выполнению суточного графика, как по потребляемой мощности, так и электроэнергии согласно заключенным договорам.

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

49. Оперативный контроль потребления электрической энергии в регионах (областях) производится самостоятельно диспетчерскими центрами энергопередающих организаций и РДЦ с учетом коррекции по частоте. Обо всех отклонениях от заданного графика дежурный персонал немедленно докладывает диспетчеру вышестоящего уровня оперативного управления.

50. При отклонении межгосударственного сальдо-перетока от задания 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.

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

52. 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.

53. Нарушение суточного графика фиксируется на всех уровнях оперативного управления в оперативном журнале.

54. 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.

55. Диспетчерский резерв электрической мощности формируется следующими структурами:

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

56. Резерв мощности, представляемый ПУЛом, формируется на основании ежедневно разрабатываемой классификационной таблицы в установленном инструкциями порядке.

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

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

59. Получив распоряжение, подчиненное оперативное лицо повторяет его, а отдавшее распоряжение оперативное лицо контролирует правильность усвоения распоряжения. Оперативное лицо, получившее распоряжение, приступает к выполнению его лишь после того, как получит подтверждение от лица, отдавшего распоряжение.

60. Сразу по получению распоряжения в отношении определенной генерирующей установки энергопроизводящая организация официально подтверждает по телефону принятие распоряжения или обосновывает его непринятие. Распоряжение не принимается только в целях безопасности персонала или по причине неправомерности распоряжения.

61. 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.

62. При отдаче и исполнении распоряжений диспетчера оперативный персонал всех уровней управления руководствуется соответствующими нормативными документами в сфере электроэнергетики.

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

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

65. 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.

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

67. В случае отсутствия связи между НДЦ СО и РДЦ, применяется организация централизованного диспетчерского управления согласно инструкциям НДЦ СО.

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

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

5. Регулирование частоты и перетоков мощности

70. Номинальная частота в ЕЭС Казахстана равна 50 Гц. При ведении режима для обеспечения норм качества электрической энергии частота в ЕЭС Казахстана должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95 % времени суток, не выходя за предельно допустимые $50 \pm 0,4$ Гц.

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

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

73. При возникновении технологических нарушений системный оператор предпринимает все необходимые меры в соответствии с настоящими Правилами по их ликвидации. Пользователи сети следуют инструкциям, выдаваемым системным оператором.

74. При аварийном снижении генерирующей мощности в ЕЭС Казахстана оперативный персонал энергопроизводящей организации, включая электростанции с генерирующими установками, подключенными к сети напряжением 10кВ и 35кВ, потребителей с прямым подключением к сети напряжением 35кВ и выше, 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;

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

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

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

75. В ЕЭС Казахстана организуются 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 оперативное поддержание необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования.

76. Первичное регулирование частоты осуществляется в меру имеющихся возможностей всеми электростанциями в зависимости от характеристик регуляторов скорости турбин, заданных техническими правилами, при поддержке системами регулирования производительности котлов и в соответствии с действующими нормативами, с целью сохранения энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

77. 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.

78. 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.

79. 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.

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

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

82. Резерв мощности общего первичного регулирования должен составлять не менее 2,5% от общей располагаемой мощности электростанций ЕЭС Казахстана и распределяться между возможно большим количеством генераторов.

83. Зона нечувствительности общего первичного регулирования не должна превышать $\pm 0,20$ Гц. Статизм системы общего первичного регулирования на энергоблоках должен обеспечить выдачу всего заданного первичного резерва при отклонении частоты $\pm 0,4$ Гц.

84. 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).

85. 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.

86. Величина вторичного резерва электрической мощности в ЕЭС Казахстана задается системным оператором и должна быть 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.

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

88. Система вторичного регулирования не должна препятствовать действию первичного регулирования.

89. Величина третичного резерва в ЕЭС Казахстана задается системным оператором и должна быть достаточной для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве регулирования частоты и перетоков.

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

91. 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.

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

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

94. Зона нечувствительности регуляторов скорости вращения турбин не выше 0,2 Герц.

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

96. Системный оператор осуществляет мониторинг выполнения пользователями сети указанных в настоящем разделе технических требований.

6. Выбор допустимых перетоков мощности

97. 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.

Нормативные запасы по статической устойчивости (коэффициенты запасов по активной мощности и напряжению), проведение расчетов по выбору допустимых перетоков должны соответствовать руководящим указаниям по устойчивости энергосистем.

98. Максимально-допустимые перетоки должны удовлетворять 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) для обеспечения эффективности работы АЧР и ЧДА электростанций в дефицитных энергоузлах максимально допустимые перетоки не должны превышать 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 потребителей.

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

99. Аварийно допустимые перетоки должны удовлетворять следующим условиям:

1) для нормальной и ремонтных схем должен обеспечиваться запас по статической устойчивости не менее нормативного для послеаварийного 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.

100. 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:

$$1) K_p = \frac{P_{\text{нр}} - P - \text{дельта}P}{P}$$

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.

$$2) K_u = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}$$

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 должны быть не ниже требуемых в руководящих указаниях:

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

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

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

для нормальной схемы:

1) отключение элемента сети с двухфазным 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:

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

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

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

102. 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

$$P_m \leq P_{пр \text{ дин}};$$

где $P_{пр}$ - 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 допускается на время прохождения максимума нагрузки, но не более 40 минут, или на время, необходимое для ввода ограничения потребителей, а в послеаварийном режиме также на время, необходимое для мобилизации резерва (в том числе холодного), оформляется записью в оперативном журнале диспетчерского центра, в ведении или управлении которого находятся линии данного сечения. При работе с аварийно допустимым перетоком не обеспечиваются устойчивость при нормативных возмущениях и эффективность АЧР и ЧДА электростанций.

7. Регулирование напряжения

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

- 1) обеспечение требуемого качества напряжения у потребителя 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.

104. В целях своевременного проведения ремонтов компенсирующих устройств, сокращения числа выводимых в резерв линий электропередачи по условиям обеспечения допустимых уровней напряжения, проведения операций по коммутации ВЛ, использования в полной мере возможности изоляции электрооборудования в режимах минимальных нагрузок допускается длительное отклонение напряжения на электрооборудовании класса 500 кВ от максимального длительно допустимого рабочего напряжения (525 кВ) в соответствии с приложением 9 к настоящим Правилам.

105. 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 анцапф 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 110-1150 кВ;
- 6) отключение линейного разъединителя (или расшейфовка 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.

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

107. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) должны быть постоянно включены в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничение минимального возбуждения) допускается только для ремонта или проверки.

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

108. 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.

109. Регулирование напряжения в электрической сети ЕЭС Казахстана должно осуществляться в контрольных пунктах в соответствии с утвержденным графиком напряжения.

Перечень контрольных пунктов устанавливается системным оператором и сетевыми 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.

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 расчетов 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.

В графиках напряжения должны быть указаны:

- 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 НДС СО);
- 4) количество постоянно включенных реакторов;
- 5) количество коммутируемых реакторов.

8. Осуществление переключений в электрической сети

110. Переключения в электрической сети осуществляются в соответствии с типовой инструкцией по переключениям в электроустановках. 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 оборудования электроустановок и/или устройств, в случае плановых и внеплановых отключений электроустановок.

9. Применение противоаварийной автоматики

111. 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).

112. 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.

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

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

115. В режиме параллельной работы ЕЭС Казахстана либо ее отдельных регионов с энергосистемами сопредельных государств система противоаварийной автоматики ЕЭС Казахстана может формировать управляющие воздействия, реализуемые в смежных энергообъединениях, а также, в свою очередь, исполнять управляющие воздействия, сформированные в смежных энергообъединениях.

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

117. 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.

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

119. АОГ выполняется на всех блочных электростанциях и гидроэлектростанциях, работающих в составе ЕЭС Казахстана, независимо от форм собственности.

120. За состояние и работоспособность автоматической разгрузки электростанций несет ответственность владелец электростанции. Системный оператор осуществляет контроль объема нагрузки, подключенной к автоматической разгрузке электростанций.

121. Специальная автоматика отключения нагрузки (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. Отключение нагрузки выполняется как с запретом автоматического повторного включения, так и с разрешением.

122. Специальная автоматика отключения нагрузки выполняется на объектах потребителей, независимо от форм собственности, находящихся в дефицитных энергоузлах, допускающих по характеру технологического процесса внезапный перерыв питания на время, достаточное для мобилизации резервов или введения ограничений у других потребителей. Для обеспечения надежности работы противоаварийной автоматики к специальной автоматике отключения нагрузки в первую очередь подключаются крупные потребители, при недостаточности объема к специальной автоматике отключения нагрузки подключаются другие потребители.

123. Время отключения потребителей действием специальной автоматики отключения нагрузки не должно превышать 20 минут. Ответственные потребители, подключенные к специальной автоматике отключения нагрузки, оснащаются устройствами автоматического ввода резерва, автоматического повторного включения.

124. За состояние и работоспособность специальной автоматики отключения нагрузки несет ответственность потребитель. Системный оператор осуществляет контроль объема нагрузки, подключенной к специальной автоматике отключения нагрузки.

125. Применение специальной автоматики отключения нагрузки 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 и т.д.).

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

1) автоматическое ограничение снижения частоты (для предотвращения снижения частоты и ускорения включения потребителей, 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 потребителей, 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.

127. Деление системы применяется в качестве управляющих воздействий подсистем 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.

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

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

130. 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.

131. 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 несинхронно работающие части.

132. 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.

133. Подсистема автоматического ограничения повышения напряжения в ЕЭС 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.

134. Подсистема автоматического ограничения снижения напряжения в ЕЭС 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.

135. Подсистема автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения работы потребителей и оборудования электроустановок охватываемого района с частотой:

1) ниже 45 Герц;

2) ниже 46 Герц в течение более 10 секунд;

3) ниже 47 Герц в течение более 20 секунд;

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

136. 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 частот (частотного автоматического повторного включения);

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

6) выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций.

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

138. 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.

139. Ответственность за состояние и работоспособность устройств автоматики частотной разгрузки на своих объектах несет потребитель.

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

140. Настройка АОСЧ должна соответствовать типовой настройке, приведенной в приложении 10 к настоящим Правилам.

141. Устройства, составляющие подсистему автоматического ограничения повышения частоты (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.

142. 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).

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

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

144. 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.

145. 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.

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

10. Построение релейной защиты и противоаварийной автоматики

147. 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 нормативных документов.

148. 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.

149. 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, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

150. Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети 110кВ и выше должны отвечать требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине должны:

- 1) обеспечивать сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений;
- 2) исключать необходимость вывода данного элемента из работы.

151. Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

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

153. 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.

154. 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 должны рассматриваться следующие варианты:

продольная дифференциальная защита (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 В.Ч. каналам.

155. 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 в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости.

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

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

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.

158. 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.

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

160. 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.

161. Для повышения надежности и улучшения условий согласования резервных защит линий разного класса напряжений устанавливаются по два комплекта дифференциальных защит автотрансформаторов и реакторов 500кВ. Указанные комплекты защит включаются с соблюдением принципов ближнего резервирования.

162. Резервные защиты на сторонах ВН и СН трансформаторов и автотрансформаторов 220кВ и выше должны выполняться в виде ступенчатых защит (дистанционных и токовых направленных нулевой последовательности).

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

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

165. 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.

166. Для сборных шин 110-220 кВ подстанций, имеющих шиносоединительные или секционные выключатели, допускается устанавливать 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.

167. 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.

168. 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 должно быть распространено и на эти третьи стороны.

169. Выбор и согласование уставок устройств релейной защиты и автоматики и изменение существующих уставок релейной защиты и автоматики отдельного элемента сети необходимо выполнять 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.

170. 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.

171. 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.

172. Все системы релейной защиты и автоматики проходят регулярные испытания и техническое обслуживание, производимые на основе их правил и норм технического обслуживания.

173. Урегулирование любых разногласий, возникающих в отношении уставок релейной защиты, или иных вопросов, связанных с системой защиты, производится в соответствии с нормативными документами.

11. Локализация и ликвидация технологических нарушений.

174. 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 Правилами осуществления мер по предотвращению аварийных нарушений в ЕЭС Казахстана и их ликвидации.

175. 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.

176. Полное отключение - 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.

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

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

179. Процедура восстановления начинается с подачи напряжения от 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».

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

- 1) необходимо удостовериться, что располагаемая генерируемая мощность больше или соответствует электропотреблению, при каждом подключении потребителей электропотребление будет обеспечено необходимым подъемом резервов мощности;
- 2) обеспечен достаточный диапазон регулирования на электростанциях для поддержания частоты;
- 3) управление сетевым напряжением в рабочих пределах;
- 4) обеспечение адекватного действия регуляторов тепловой электростанции;
- 5) восстановление электропотребления производить настолько быстро и надежно, насколько возможно.

181. 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.

182. Проверка готовности электростанции к «развороту с нуля» проводится местным персоналом в условиях моделируемой аварии.

183. Средства связи, телеизмерений и телесигнализации являются основой для восстановления режима работы энергосистемы после полного обесточивания. Все жизненные средства связи, включая обеспеченные электропитанием от третьих лиц, функционируют, по крайней мере, 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.

184. Персонал, вовлеченный в процесс восстановления электрической сети, периодически обучается практической реализации путей восстановления.

185. Там, где части ЕЭС Казахстана (энергоузла, электроустановки) выходят из синхронизма друг с другом, но нет полного или частичного отключения, системный оператор вправе разрешить пользователем сети самостоятельно регулировать выработку и/или электропотребление, чтобы достигнуть в самое кратчайшее время нормальной работы. Системный оператор сообщает пользователям сети, когда синхронизация имела место.

В обстоятельствах, где часть электрической сети, с которой связаны гидроэлектростанции, отделилась от остальной части электрической сети и нет никакого устройства синхронизации с остальной частью электрической сети, оперативный персонал электроустановок действует по указанию системного оператора.

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

187. Пользователи сети обмениваются номерами телефонов с НДЦ СО и местными энергопередающими организациями в письменной форме с указанием представителей управления, уполномоченных принимать решения от имени организации 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.

188. При возникновении нарушения:

- 1) если нарушение возникло на электроустановке пользователя сети, пользователь уведомляет об этом системного оператора и энергопередающие организации, к которым 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.

189. 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.

12. Обмен информацией о работе и/или событиях

190. 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), типовыми договорами на оказание услуг по технической диспетчеризации, оказание услуг по передаче электрической энергии.

191. 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.

192. Для подстанций напряжением 220 кВ, 500 кВ и 1150 кВ, энергопроизводящих организаций с установленной мощностью свыше 10 МВт, потребителей электроэнергии мощностью в точке подключения к национальной электрической сети более 1 МВт, потребителей электроэнергии, подключенных к сети напряжением 220 кВ и выше, диспетчерских центров крупных потребителей электроэнергии 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.

193. Диспетчерские центры(пункты) пользователей сети, независимо от форм собственности, оборудуются прямыми каналами связи и передачи данных телеметрии для оперативно-диспетчерского управления. Обеспечиваются 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 или подстанции пользователя при отсутствии у него диспетчерского центра;
- 3) диспетчерским центром региональной электросетевой компанией и РДЦ;
- 4) НДЦ СО и РДЦ;
- 5) РДЦ, которые имеют смежные зоны управления;
- 6) РДЦ и диспетчерским центром крупных потребителей электроэнергии или подстанциями пользователя при отсутствии диспетчерского центра;
- 7) НДЦ и диспетчерскими центрами энергосистем сопредельных государств.

Приложение 1
к Электросетевым правилам

Содержание «Схемы подключения пользователя»

- 1) обзор существующего состояния электроснабжения и перспективы развития на 3(5)-10 лет;
- 2) электрические нагрузки и источники их покрытия;
- 3) балансы мощности и электроэнергии (существующее состояние и перспектива на 3(5)-10 лет);
- 4) варианты схемы внешнего электроснабжения;
- 5) обоснование рекомендуемой схемы внешнего электроснабжения;
- 6) расчеты электрических режимов (нормальные, послеаварийные режимы) рассматриваемого района с прилегающими электрическими сетями;
- 7) расчет уровней токов короткого замыкания для выбора оборудования;
- 8) принципы выполнения релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики;
- 9) принципы организации диспетчерского и технологического управления;
- 10) учет электроэнергии;
- 11) планируемые мероприятия по энергосбережению;
- 12) объемы электросетевого строительства, укрупненный расчет стоимости строительства;
- 13) выводы;
- 14) чертежи: принципиальные схемы, карты-схемы или ситуационный план, результаты расчетов электрических режимов, схемы организации диспетчерского и технологического управления.

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);
- 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, схемы организации диспетчерского и технологического управления.

Приложение 2
к Электросетевым правилам
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 объекта по годам

Годы ввода

$P_{уст}$, МВт

$P_{расп}$, МВт

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 потребителей (с указанием электрических нагрузок существующих и планируемых потребителей, технических характеристик их электроустановок).
4. Копии решений, актов о выделении земельных участков.

Приложение 3
к Электросетевым правилам

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 объекта по годам

Годы

$P_{уст}$, МВт

$P_{расп}$, МВт

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 потребителей (с указанием электрических нагрузок существующих и планируемых потребителей, технических характеристик их электроустановок).
5. Копии решений, актов о выделении земельных участков.

Приложение 4
к Электросетевым правилам

УТВЕРЖДАЮ

(подпись руководителя)

« ____ » _____ 20__ год

Заявка

На присоединение (существующего пользователя)

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

к _____
(указать точку подключения (шины ПС, наименование ЛЭП и т.д.)

1. Основание для выдачи технических условий:

(указать пункт Электросетевых правил)

2. Заявленная мощность и электропотребление объекта по годам.

Годы

Р, МВт

Э, млн.кВт.ч.

Текущее (20__ г)

Планируемое

(на предстоящий период

- 5 лет)

20__ г.

20__ г.

20__ г.

3. Характер нагрузки - постоянная, переменная, сезонная.

4. Категория электроприемников по надежности электроснабжения в целом и отдельных технологических установок в соответствии с ПУЭ (Правилами устройства электроустановок).

5. Перечень субпотребителей и технические характеристики их электроустановок.

6. Приложения:

1) ситуационный план размещения объекта;

2) существующая и предполагаемая схема внешнего электроснабжения объекта (с указанием протяженности и сечения провода ЛЭП, мощности и количества трансформаторов ПС и ведомственной, балансовой принадлежности сетей рассматриваемого района);

3) расчет электрических нагрузок, подтверждающий заявленную мощность объекта;

4) документ от энергопроизводящей организации, подтверждающий покрытие заявленной мощности объекта;

5) информация о собственных генерирующих источниках (с указанием мощности ГТУ, ДЭС) для использования в качестве резервного источника электроснабжения;

6) копии решений, актов о выделении земельных участков.

Приложение 5
к Электросетевым правилам

УТВЕРЖДАЮ

(подпись руководителя)

« ____ » _____ 20__ год

Заявка

На присоединение (существующего пользователя)

(полное наименование объекта, ведомственная принадлежность и его местонахождение)

к _____
(указать точку подключения (шины ПС, наименование ЛЭП и т.д.)

1. Основание для выдачи технических условий:

(указать пункт Электросетевых правил)

2. Заявленная мощность и электропотребление объекта по годам; $\cos \varphi$ ($\operatorname{tg} \varphi$) нагрузки.

годы

Р, МВт

Э, млн.кВт.ч.

20__ г. (год ввода)

(последующий
период – 5 лет)

20__ г.

20__ г.

3. Характер нагрузки - постоянная, переменная, сезонная.

4. Категория электроприемников по надежности электроснабжения в целом и отдельных технологических установок в соответствии с ПУЭ (Правилами устройства электроустановок).

5. Перечень субпотребителей и характеристики их электроустановок.

6. Приложения:

1) ситуационный план размещения объекта;

2) предполагаемая схема внешнего электроснабжения объекта (с указанием протяженности и сечения провода ЛЭП, мощности и количества трансформаторов ПС и ведомственной, балансовой принадлежности сетей рассматриваемого района);

3) документ, на основании которого планируется строительство объекта (государственные, отраслевые программы);

4) расчет электрических нагрузок, подтверждающий заявленную мощность объекта;

5) документ от энергопроизводящей организации, подтверждающий покрытие заявленной мощности объекта;

6) информация о собственных генерирующих источниках (с указанием мощности ГТУ, ДЭС) для использования в качестве резервного источника электроснабжения;

7) копии решений, актов о выделении земельных участков.

Срок выдачи технических условий

Действия	Срок (рабочие дни)	Исполнитель
1. Выдача технических условий при представлении пользователем полной информации для объектов с суммарной мощностью свыше 1 мегаватт (если не требуется усиление сети)	30 дней	энергоснабжающая организация (энергоснабжающая организация)
2. Выдача технических условий при представлении пользователем полной информации для объектов с суммарной мощностью свыше 1 мегаватт (если требуется усиление сети)	45 дней	энергоснабжающая организация (энергоснабжающая организация)
3. Уведомление о принятии технических условий к исполнению	30 дней	Пользователь

Порядок разработки, сроки согласований и утверждения графиков отключений электроустановок и генерирующих установок энергоснабжающих организаций

№ п/п	Действие	Дата	Примечание
1	Разработка графика отключений линий электропередачи и сетевого оборудования	(до 30 июня)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления линий и оборудования
2	Представление графика ремонтов генерирующих установок и электрооборудования	(до 1	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления

	энергопередающих организаций	сентября)	линий и оборудования
3	Согласование графика отключений линий электропередачи и сетевого оборудования с диспетчерскими центрами сопредельных государств	(до 15 декабря)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления линий и оборудования
4	Утверждение графика отключений линий электропередачи и сетевого оборудования, графика ремонтов генерирующих установок и электрооборудования энергопередающих организаций	(до 25 декабря)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления линий и оборудования
5	Представление Системным оператором утвержденных графиков	(до 30 декабря)	в соответствии с перечнем распределения по способу диспетчерского управления линий и оборудования

Приложение 8
к Электросетевым правилам

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования электроустановок 110-750 кВ

Оборудование	Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, секунд			
		1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы ¹	110-150	<u>1,10</u>	<u>1,25</u>	<u>1,90</u>	<u>2,00</u>
		1,10	1,25	1,50	1,58
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	110-330	<u>1,15</u>	<u>1,35</u>	<u>2,00</u>	<u>2,10</u>
		1,15	1,35	9,00	1,58
	500	<u>1,15</u>	<u>1,35</u>	<u>2,00</u>	<u>2,08</u>
Коммутационные аппараты ² , емкостные трансформаторы	110-500	<u>1,15</u>	<u>1,60</u>	<u>2,20</u>	<u>2,40</u>

напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи и шинные опоры		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 ¹	750	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтирующие реакторы, коммутационные аппараты ² , трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи и шинные опоры	750	1,10	1,30	1,88	1,98
Вентильные разрядники	750	1,15	1,36	1,40	-
Ограничители перенапряжений нелинейные	110-220 330-750	1,39 1,26	1,50 1,35	1,65 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.

Типовая настройка АОСЧ

№ п/п	Категория АЧР	Объем АЧР %*		Уставки АЧР		Величина интервала между очередями АЧР****	
				по частоте (Гц)	по времени (сек)	по частоте (Гц)	по времени (сек)
1	АЧР1	3-4	50	49.2	0.3-0.5	-	-
2		47- 46		48.8÷46.5	0.3-0.5	0.1 - 0.2	-
3	АЧР2 н.с.	10		49.1	5÷40	-	≤5
4	АЧР2 совм.	**		49.0	5÷20	-	≤5
				48.9	20÷35	-	≤5
				48.8	35÷50	-	≤5
				48.7	50÷70	-	≤5
5	ЧАПВ	***		49.4÷49.9	≥10	0.1 - 0.2	5

Примечания.

*) Требования к объему АЧР определяют минимальную суммарную мощность потребителей, подключенных к комплектам соответствующей категории АЧР, в % от прогнозного потребления энергосистемы с учетом потерь и собственных нужд энергопроизводящих организаций.

**) 1. Общая мощность совмещения с АЧР1 – не менее 60 % всей мощности нагрузки, подключенной к АЧР1.

2. Весь объем мощности, подключенной к устройствам АЧР-1 с уставками ниже 47.5 Гц, полностью совмещен с АЧР-2.

***) 1. Суммарная мощность подключаемых к ЧАПВ энергопринимающих установок потребителей не регламентируется и определяется по местным условиям работы энергосистемы.

2. Действия ЧАПВ в энергосистемах скоординированы с целью исключения перегрузки межсистемных связей.

****) Подключаемая к АЧР мощность нагрузки должна распределяться равномерно по очередям. Допускается незначительная неравномерность распределения по очередям АЧР мощности нагрузки при условии увеличения ее доли на очередях с более высокими уставками АЧР по частоте.