



ПРОТОКОЛ

заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

29 мая 2007 года

г. Ереван

№ 31

В работе 31-го заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств приняли участие:

– делегации органов управления электроэнергетикой Республики Армения, Республики Беларусь, Грузии*, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Республики Узбекистан и Украины;

– представители организаций – Наблюдателей при Электроэнергетическом Совете СНГ – Компании "AES Silk Road Inc", Компании "Siemens AG", Компании "TAVANIR" (Исламская Республика Иран), ОАО "ВО "Технопромэкспорт" и Петербургского энергетического института повышения квалификации (ПЭИПК);

– приглашенные организации – представители Исполнительного комитета СНГ, Секретариата ЕврАзЭС, ОДЦ "Энергия", ЗАО "Электрические сети Армении", ОАО "ФСК ЕЭС", ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", Центра управления реформой (ЦУР) ОАО РАО "ЕЭС России" и МОП "Электропрофсоюз".

В заседании также приняли участие Чрезвычайный и полномочный посол Российской Федерации в Республике Армения Павлов Н.В. и Посол Украины в Республике Армения Божко А.И.

Список участников заседания представлен в **приложении 1**.

Председествовал на заседании Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Председатель Правления ОАО РАО "ЕЭС России" Чубайс А.Б.

Перед участниками заседания с приветственным словом выступили Министр энергетики Республика Армения Мовсисян А.Х. и Директор Департамента экономического сотрудничества Исполнительного комитета СНГ Кутуков А.А.

Руководители делегаций стран-участниц заседания утвердили следующую Повестку дня 31-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ:

1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2006-2007 гг.

* Представители Министерства энергетики Грузии не участвовали в подписании Решений 31-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.



2. О проекте Общих принципов взаимодействия Системных операторов в условиях общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.
3. О предложениях по развитию межгосударственных рыночных отношений в сфере электроэнергетики.
4. О разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ.
5. О разработке документов по основным техническим требованиям к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии:
 - 5.1. Об утверждении Правил планирования графиков перетоков электроэнергии.
 - 5.2. Об утверждении Правил регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности.
6. О разработке протокола (структуры электронного документа) и регламента обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии между государствами-участниками СНГ.
7. О ходе реализации Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года.
8. Об участии членов Электроэнергетического Совета СНГ в финансировании разработок, включенных в План НИР.
9. Об утверждении руководителя Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ".
10. Разное.
 - 10.1. О ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ:
 - Решения Совета глав правительств СНГ об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках СНГ;
 - Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ;
 - проекта Соглашения о гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы государств-участников Содружества Независимых Государств;
 - проекта Протокола о внесении изменений и дополнений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года;



– *Отчета о деятельности Электроэнергетического Совета СНГ в 2003-2006 годах.*

10.2. Об утверждении состава КОТК.

10.3. О проекте Инструкции по ликвидации аварий, повлекших нарушение в работе энергосистем сопредельных государств.

10.4. О проекте Положения о взаимоотношениях оперативного персонала включенных на параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств.

10.5. О новых редакциях Положения о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ", Положения о почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ и их описаний.

10.6. О подготовке IV Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли СНГ в 2007 году.

10.7. О проведении ревизии финансово-хозяйственной деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

10.8. О Годовом отчете Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2006 год.

10.9. Об организации периодических печатных изданий Электроэнергетического Совета СНГ.

10.10. О результатах проведения третьего Международного научно-практического электроэнергетического семинара "Вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ с учетом перспективы повышения надежности их работы на современном этапе" (МЭС-3).

11. О дате и месте проведения очередного 32-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2006-2007 гг.

(Мовсисян А.Х., Гладунчик Е.А., Озерец А.В., Николаишвили А.Г., Турганов Н.Д., Балкибеков С.Э., Лучников В.А., Шамсиев Х.А, Самиев Ш.Х., Мишук Е.С., Давыдов И.А., Лысков Ю.Н., Гусев А.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию руководителей органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ об итогах работы национальных энергосистем в осенне-зимний период 2006-2007 гг. и Главного диспетчера ОДЦ "Энергия",

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Принять к сведению информацию об итогах работы национальных энергосистем стран СНГ в осенне-зимний период 2006-2007 гг.

2. Считать главной задачей органов управления электроэнергетикой государств Содружества в процессе взаимодействия в составе объединения энергосистем выполнение условий, принятых ранее межправительственных договоров, решений Электроэнергетического Совета СНГ по обеспечению параллельной работы энергосистем.



3. Поручить Президенту Электроэнергетического Совета СНГ и Исполнительному комитету провести переговоры с руководством электроэнергетической системы Туркменистана по вопросу возобновления её параллельной работы с объединением энергосистем государств-участников СНГ и проинформировать об их результатах членов ЭЭС СНГ.

** Республика Молдова принимает настоящее Решение за исключением пункта 2.*

Республика Узбекистан резервирует позицию по пункту 3.

2. О проекте Общих принципов взаимодействия Системных операторов в условиях общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ

*(Заикина Н.В., Аюев Б.И., Лучников В.А., Мишук Е.С., Саркисян К.Б.,
Турганов Н.Д., Мовсисян А.Х., Чубайс А.Б.)*

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" и Председателя КОТК,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Принять к сведению информацию Руководителя Рабочей группы о результатах работы по подготовке проекта Общих принципов взаимодействия Системных операторов в условиях общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ и информацию Председателя КОТК об итогах рассмотрения указанного документа членами КОТК.

2. Утвердить Общие принципы взаимодействия Системных операторов в условиях общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (**приложение 2**).

3. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой стран СНГ использовать указанный документ при формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

** Республика Армения, Республика Молдова и Украина принимают настоящее Решение за исключением пунктов 2 и 3.*

3. О предложениях по развитию межгосударственных рыночных отношений в сфере электроэнергетики

(Удальцов Ю.А., Лучников В.А., Озерец А.В., Заикина Н.В., Шамсиев Х.А., Гусев А.В., Чубайс А.Б.)

Принимая во внимание Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств, подписанное на заседании Совета глав правительств СНГ 25 мая 2007 года,

заслушав и обсудив доклад Руководителя Центра управления реформой ОАО РАО "ЕЭС России" Ю.А. Удальцова,



Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Принять к сведению Предложения ОАО РАО "ЕЭС России" по развитию межгосударственных рыночных отношений в сфере электроэнергетики государств-участников СНГ (**приложение 3**).

2. Поддержать осуществление первого этапа формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ путем формирования отношений между субъектами рынков в рамках трансграничной торговли.

3. Поручить Рабочей группе "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" подготовить и представить на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ предложения по этапам развития общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ на основе Предложений ОАО РАО "ЕЭС России" по развитию межгосударственных рыночных отношений в сфере электроэнергетики государств-участников СНГ.

** Республика Молдова, Республика Узбекистан и Украина воздержались от принятия настоящего Решения.*

4. О разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ

(Аюев Б.И., Гусев А.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Председателя КОТК по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Одобрить работу по выполнению технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ (ТЭО), проведенную группой компаний-участниц Соглашения о сотрудничестве от 19 октября 2004 года.

2. Группе компаний ЕЭС/ОЭС принять необходимые меры по ликвидации отставания от графика исследований и завершения разработки ТЭО в сроки, установленные Соглашением о сотрудничестве от 19 апреля 2005 года.

5. О разработке документов по основным техническим требованиям к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии

(Аюев Б.И., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Председателя КОТК по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить разработанные в соответствии с Планом работы КОТК на 2004-2006 годы Правила планирования графиков перетоков электроэнергии (**приложение 4**).

2. Утвердить разработанные в соответствии с Планом работы КОТК на 2004-2006 годы Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной



мощности (**приложение 5**).

3. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств – участников СНГ руководствоваться данными документами при разработке соответствующих национальных стандартов, правил, методик и инструкций.

6. О разработке протокола (структуры электронного документа) и регламента обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии между государствами-участниками СНГ

(Турганов Д.Н., Мадоян Т.К., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию АО "КЕГОС" по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию АО "КЕГОС" о необходимости разработки протокола (структуры электронного документа) и регламента обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии между государствами-участниками СНГ.

2. Для реализации обмена данными по учету электроэнергии поручить Рабочей группе по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ разработку протокола и регламента обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии.

7. О ходе реализации Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года

*(Мишук Е.С., Лучников В.А., Шамсиев Х.А., Мадоян Т.К., Балкибеков С.Э.,
Турганов Н.Д., Галстян А.А., Чубайс А.Б.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Принять к сведению информацию о ходе реализации Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года (далее – Стратегия).

2. Поручить Координационному совету по выполнению Стратегии осуществлять проведение анализа и разработку рекомендаций по формированию согласованной инвестиционной политики государств-участников СНГ по объектам электроэнергетики, имеющим межгосударственное значение.



3. Поручить Координационному совету совместно с Исполнительным комитетом разработать новую редакцию проекта Положения о Координационном совете с учетом дополнительно возложенных на него функций и внести ее на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ.

** Республика Молдова и Украина воздержались от принятия настоящего Решения.*

8. Об участии членов Электроэнергетического Совета СНГ в финансировании разработок, включенных в План НИР

(Мишук Е.С., Лучников В.А., Галстян А.А., Шамсиев Х.А., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета об участии членов Электроэнергетического Совета СНГ в финансировании разработок, включенных в План НИР на 2006 год.

2. Утвердить План НИР, организуемых Электроэнергетическим Советом СНГ на 2007 год (**приложение 6**), на основании предложения Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ".

3. Принять к сведению предложения Рабочей группы по Перечню НИР, подлежащих разработке в 2008-2009 гг. (**приложение 7**).

4. Просить членов Электроэнергетического Совета СНГ до 1 августа 2007 года предоставить предложения по финансированию работ, указанных в п.3 настоящего Решения.

5. Исполнительному комитету на основании предложений членов Электроэнергетического Совета СНГ подготовить проект Плана НИР на 2008-2009 гг. и внести его на рассмотрение ЭЭС СНГ.

6. Исключить из "Перечня первоочередных нормативно-технических документов, подлежащих разработке или пересмотру в целях обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем СНГ" и Плана НИР "Единую инструкцию по подведению суточных и месячных итогов работы объединений энергосистем стран СНГ".

** Республика Армения и Республика Молдова подписали настоящее Решение с оговоркой – "без участия в финансировании НИР".*

Республика Узбекистан резервирует свою позицию по настоящему Решению.



9. Об утверждении руководителя Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирующего электроэнергетики в рамках СНГ"

(Мишук Е.С., Озерец А.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

Утвердить руководителем Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ" Соловьева Михаила Михайловича, начальника Отдела нормативно-правового обеспечения ТЭК Департамента ТЭК Минпромэнерго России.

10. РАЗНОЕ:

10.1. О ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

2. Поручить Исполнительному комитету продолжить работу по обеспечению дальнейшего рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

10.2. Об утверждении состава КОТК

(Аюев Б.И., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Председателя КОТК по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить состав Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) (**приложение 8**).

2. Поручить КОТК проработать вопрос об участии компаний - операторов передающих сетей энергосистем стран Балтии в работе КОТК и подготовить предложения по внесению соответствующих изменений в Положение о Комиссии



по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии и Регламент КОТК.

10.3. О проекте Инструкции по ликвидации аварий, повлекших нарушение в работе энергосистем сопредельных государств

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Изменить название "Инструкции по ликвидации аварий, повлекших нарушение в работе энергосистем сопредельных государств" на название "Типовая инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии".

2. Утвердить Типовую инструкцию по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии (**приложение 9**).

3. Рекомендовать членам Электроэнергетического Совета СНГ руководствоваться положениями Типовой инструкции при разработке национальных инструкций и правил.

**Республика Молдова подписала настоящее Решение с оговоркой: "Поддерживаем с оговоркой, что данное Решение не противоречит ранее принятым обязательствам РМ в рамках УСТЕ".*

10.4. О проекте Положения о взаимоотношениях оперативного персонала включенных на параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Утвердить Положение о взаимоотношениях оперативного персонала включенных на параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств (**приложение 10**).

2. Рекомендовать членам Электроэнергетического Совета руководствоваться его положениями при разработке национальных инструкций и правил.

**Республика Молдова подписала настоящее Решение с оговоркой: "Поддерживаем с оговоркой, что данное Решение не противоречит ранее принятым обязательствам РМ в рамках УСТЕ".*



**10.5. О новых редакциях
Положения о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ",
Положения о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ
и их описаний**

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить Положение о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ" (**приложение 11**) в новой редакции.

2. Утвердить Описание нагрудного знака "Заслуженный энергетик СНГ" и удостоверения к знаку (**приложение 12**).

3. Утвердить Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ (**приложение 13**) в новой редакции.

4. Утвердить Описание Почетной грамоты Электроэнергетического Совета СНГ (**приложение 14**).

5. Признать утратившими силу подпункты 2 и 3 пункта 1.1. Протокола 21-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 19 марта 2002 года (г. Москва).

6. Исполнительный комитет ЭЭС СНГ организует изготовление нагрудного знака "Заслуженный энергетик СНГ" и удостоверения к знаку, Почетной грамоты Электроэнергетического Совета СНГ за счет средств на обеспечение его деятельности в соответствии со сметой на выполнение указанных работ, утвержденной Электроэнергетическим Советом СНГ.

7. Рекомендовать государствам - членам Электроэнергетического Совета СНГ установить льготы и меры поощрения лицам, удостоенным почетного звания "Заслуженный энергетик СНГ" и награжденным Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ.

**10.6. О подготовке IV Международных соревнований профессионального
мастерства персонала электроэнергетической отрасли СНГ в 2007 году**

(Мишук Е.С., Турганов Н.Д., Лучников В.А., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию о ходе подготовки к Международным соревнованиям оперативно-ремонтного персонала предприятий распределительных электрических сетей.



Согласиться с предложением Республики Беларусь провести Международные соревнования на учебном полигоне в г. Витебске во второй половине сентября 2007 года.

2. Считать целесообразным учредить следующие бригадные призы для участников соревнований:

1 место – бригадный автомобиль;

2 место – автогидроподъемник;

3 место – бурильная установка.

Окончательный выбор призов для команды-победителя и призеров соревнований оставить за руководителем национальной компании.

10.7. О проведении ревизии финансово-хозяйственной деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Провести ревизию финансово-хозяйственной деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2006-2007 гг. во II квартале 2008 года.

2. Сформировать Ревизионную комиссию в составе представителей от Республики Беларусь, Российской Федерации, Республики Таджикистан.

10.8. О Годовом отчете Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2006 год

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета по данному вопросу.

2. Признать работу Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ за 2006 год удовлетворительной.

10.9. Об организации периодических печатных изданий Электроэнергетического Совета СНГ

(Мишук Е.С., Турганов Н.Д., Озерец А.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Министерства энергетики Республики Беларусь и Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Одобрить предложения Министерства энергетики Республики Беларусь и Исполнительного комитета об организации периодических печатных изданий Электроэнергетического Совета СНГ.

2. Поручить Исполнительному комитету совместно с членами Электроэнергетического Совета СНГ подготовить Проект по организации



печатных изданий с соответствующим пакетом документов и внести его на рассмотрение ЭЭС СНГ.

Республика Молдова подписала настоящее Решение с оговоркой: "Поддерживаем без участия в финансировании".

10.10. О результатах проведения третьего Международного научно-практического электроэнергетического семинара "Вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ с учетом перспективы повышения надежности их работы на современном этапе" (МЭС-3)

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ об организации и проведении международного семинара "Вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ с учетом перспективы повышения надежности их работы на современном этапе" (МЭС-3).

2. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ продолжить практику проведения подобных семинаров в целях содействия в организации обмена передовым опытом и повышения квалификации специалистов-энергетиков.

11. О дате и месте проведения очередного 32-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ

(Мишук Е.С., Самиев Ш.Х., Чубайс А.Б.)

1. Принять предложение Республики Таджикистан о проведении очередного 32-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ в г. Душанбе 12 октября 2007 года.

2. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой государств Содружества до 10 августа 2007 года направить в Исполнительный комитет для формирования проекта Повестки дня перечень вопросов, требующих рассмотрения и принятия решений на очередном заседании Совета.

3. Поручить Исполнительному комитету на основе решений 31-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, поручений Совета глав государств и Совета глав правительств СНГ, а также предложений, поступивших из государств Содружества, сформировать проект Повестки дня, согласовать его в рабочем порядке с членами Совета и организовать подготовку материалов к заседанию.

*

*

*



Совершено в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству – члену Электроэнергетического Совета СНГ.

Президент
Электроэнергетического Совета СНГ

А.Б. Чубайс

Председатель
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

Е.С. Мишук

Приложение 1

к Протоколу N 31 заседания
Электроэнергетического Совета СНГ

**Список участников
31-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ**

Республика Армения

1. **МОВСИСЯН**
Армен Хикарович - Министр энергетики
2. **ГАЛСТЯН**
Арег Арегович - Заместитель Министра энергетики
3. **БАДАЛЯН**
Ваагн Сосович - Начальник Управления внешних связей
Министерства энергетики
4. **НАЗАРЯН**
Роберт Николаевич - Председатель Комиссии по регулированию
общественных услуг РА
5. **ГЛАДУНЧИК**
Евгений Анатольевич - Генеральный директор
ЗАО "Электрические сети Армении"
6. **САРКИСЯН**
Карен Бениаминович - Генеральный директор ЗАО "Оператор
электроэнергетической системы",
Полномочный представитель РА при КОТК
7. **МАДОЯН**
Торгом Карленович - Генеральный директор
ЗАО "Расчетный центр"
8. **ДЖАЛАЛЯН**
Мкртыч Карапетович - Начальник Управления мониторинга
лицензионной деятельности и
инвестиционных программ Комиссии по
регулированию общественных услуг РА,
член РГ "Формирование общего
электроэнергетического рынка стран СНГ"

Республика Беларусь

9. **ОЗЕРЕЦ**
Александр Владимирович - Министр энергетики
10. **СИВАК**
Александр Владимирович - Первый заместитель Генерального
директора, Главный инженер
Государственного производственного
объединения "Белэнерго" (ГПО "Белэнерго")

11. **ШИРМА**
Алексей Ростиславович - Генеральный директор
РУП "ОДУ" ГПО "Белэнерго"

Грузия

12. **НИКОЛАИШВИЛИ**
Арчил Георгиевич - Заместитель Министра энергетики
13. **СЕКАНИЯ**
Гиви Маамиевич - Главный специалист по вопросам СНГ
Департамента энергетической политики и
внешних связей

Республика Казахстан

14. **ТУРГАНОВ**
Дуйсенбай Нурбаевич - Вице-президент АО "KEGOC"
15. **РАМАЗАНОВ**
Мурат Зикенович - Председатель Комитета по государственному
энергетическому надзору Министерства
энергетики и минеральных ресурсов
16. **САРМАНОВ**
Аблай Калижанович - Вице-президент
АО "Казахэнергоэкспертиза"
17. **МУХАМЕДСАЛИЕВ**
Марат Охапович - Начальник Информационно-аналитического
отдела АО "KEGOC"

Кыргызская Республика

18. **БАЛКИБЕКОВ**
Сапарбек Эсенович - Генеральный директор
ОАО "Электрические станции"
19. **НАЖИМИДИНОВ**
Кутбидин Нийматтилаевич - Начальник отдела экспорта электроэнергии и
маркетинга ОАО "Электрические станции"
20. **ДАВЫДОВ**
Ильяс Абдуллоевич - Советник Генерального директора
ОАО "НЭСК"

Республика Молдова

21. **ГУСЕВ**
Александр Владимирович - Генеральный директор
АО "Енергоком"
22. **ДИМОВ**
Геннадий Борисович - Начальник ЦДУ, главный диспетчер
ГП "Молдэлектрика"

Российская Федерация

23. **ЧУБАЙС**
Анатолий Борисович - Президент
Электроэнергетического Совета СНГ,
Председатель Правления
ОАО РАО "ЕЭС России"
24. **РАППОПОРТ**
Андрей Натанович - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России",
Председатель Правления ОАО "ФСК ЕЭС",
управляющий директор БЕ "Сети"
25. **АЮЕВ**
Борис Ильич - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России",
Председатель Правления ОАО "СО-ЦДУ
ЕЭС", Председатель КОТК
26. **УДАЛЬЦОВ**
Юрий Аркадьевич - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России",
руководитель ЦУР
27. **ДАЦКО**
Ксения Андреевна - Начальник Департамента внешних связей и
протокола ОАО РАО "ЕЭС России"
28. **ЗАЙКИНА**
Наталья Вячеславовна - Первый заместитель начальника
Департамента рынка ЦУР ОАО РАО "ЕЭС
России", Руководитель РГ "Формирование и
развитие общего электроэнергетического
рынка стран СНГ"
29. **НАГОГА**
Маргарита Георгиевна - Начальник Департамента по взаимодействию
со СМИ ОАО РАО "ЕЭС России"
30. **СУХОВЕЕВ**
Юрий Николаевич - Заместитель начальника Департамента
внешних связей и протокола
ОАО РАО "ЕЭС России"
31. **ЛЕБЕДЕНКО**
Фатима Назировна - Главный эксперт Департамента внешних
связей и протокола ОАО РАО "ЕЭС России"
32. **БАРКОВА**
Анна Евгеньевна - Начальник отдела развития
электроэнергетики Управления
электроэнергетики Федерального агентства
по энергетике

Республика Таджикистан

33. **САМИЕВ**
Шарифхон Хамидович - Председатель Открытой Акционерной
Холдинговой Компании "Барки Точик"
34. **ГУЛОВ**
Рашид Раджабович - Заместитель главного инженера
ОАХК "Барки Точик"

Республика Узбекистан

35. **ШАМСИЕВ**
Хамидулла Аманович - Начальник Национального Диспетчерского Центра ГЭК "Узбекэнерго"

Украина

36. **ЛУЧНИКОВ**
Владимир Андреевич - Заместитель Министра топлива и энергетики
37. **БАТАЛОВ**
Анатолий Григорьевич - Заместитель директора НЭК "Укрэнерго"
38. **ЛЫСЕНКО**
Елена Владимировна - Начальник отдела двухстороннего сотрудничества Департамента по вопросам евроинтеграции и международного сотрудничества Министерства топлива и энергетики

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ

39. **МИШУК**
Евгений Семенович - Председатель
40. **ПОЛЫБЕВА**
Абадан Реджеповна - Заместитель Председателя

Наблюдатели в Электроэнергетическом Совете СНГ**От ООО "Сименс"**

41. **УРБАНКЕ**
Кристиан - Член Президиума Правления Департамента РТД "Siemens AG"
42. **КОЗЛОВ**
Юрий Александрович - Вице-президент, Руководитель Департамента передачи и распределения энергии ООО "Сименс"

От Компании AES Silk Road, Inc.

43. **ФАВОРОВ**
Андрей Михайлович - Директор по развитию бизнеса компании

От Исламской Республики Иран

44. **МОХАММАД АЛИ ВАХДАТИ** - Исполнительный директор (Председатель Совета директоров) компании "ТАВАНИР"
45. **ШАХРАМ САМАНИ** - Заместитель управляющего директора по эксплуатации и контролю компании по управлению электрическими сетями Ирана

От ОАО "ВО "Технопромэкспорт"

46. **ЗАЙЦЕВ**
Валерий Афанасьевич - Региональный директор
по России и странам СНГ

**От Петербургского энергетического института повышения квалификации
(ПЭИПК)**

47. **СТАРОВОЙТЕНКОВ**
Виктор Валентинович - Проректор

Приглашенные**От Посольства Российской Федерации в Республике Армения**

48. **ПАВЛОВ**
Николай Викторович - Чрезвычайный и полномочный посол

От Посольства Украины в Республике Армения

49. **БОЖКО**
Александр Иванович - Посол

От ОДЦ "Энергия"

50. **ЛЫСКОВ**
Юрий Николаевич - И.о. начальника, Главный диспетчер

От ОАО "ФСК ЕЭС"

51. **БЕРДНИКОВ**
Роман Николаевич - Начальник Департамента развития услуг
и надежности сети

От ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"

52. **КАЛАНОВ**
Алишер Бахадирович - Заместитель Генерального директора
по региональному развитию
53. **АРТАМОНОВ**
Вячеслав Юрьевич - Заместитель Генерального директора
по трейдингу
54. **ЗВЕРЕВ**
Борис Васильевич - Руководитель Департамента по работе со
СМИ и общественными организациями

От Центра управления реформой (ЦУР)

55. **ДОГАДУШКИНА**
Юлия Викторовна - Консультант отдела конкурентного
оптового рынка Департамента рынка

От Исполнительного комитета СНГ

56. **КУТУКОВ** - Директор Департамента экономического
Анатолий Александрович сотрудничества

От Евразийского Экономического Сообщества

57. **АЛЫМКУЛОВ** - Руководитель Департамента по
Авасбек Батырбекович энергетической политике и экологическим
вопросам

От МОП "Электропрофсоюз"

58. **БОНДАРЕВ** - Председатель
Василий Ильич
59. **АЛОЯН** - Председатель Отраслевого объединения
Карине Гагиковна "Электропрофсоюз" профсоюзных
организаций Республики Армения

Приложение 2

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

Общие принципы взаимодействия системных операторов в условиях общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ

Преамбула

Настоящий документ представляет собой совокупность согласованных взглядов и подходов к организации взаимодействия системных операторов в условиях формирования и функционирования общего электроэнергетического рынка государств–участников Содружества Независимых Государств (далее – ОЭР СНГ).

Положения настоящего документа базируются на следующих документах:

- Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 января 2000 года;
- Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, утверждённая Решением Совета глав правительств СНГ от 25 ноября 2005 года;
- Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии, утверждённая Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 27 октября 2005 года.

Термины и определения

Для целей настоящего документа следующие термины означают:

- **системный оператор** – организация, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление национальной энергосистемой в целях обеспечения установленных параметров надежности функционирования национальной энергосистемы и качества электрической энергии, баланса производства и потребления электрической энергии, управления параллельной работой с энергосистемами других государств, а также техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности национальной электрической сети. В зависимости от национального законодательства государства–участника СНГ указанные функции могут выполняться одной или несколькими уполномоченными организациями¹;
- **сетевой оператор** – организация, осуществляющая техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности национальной электрической сети государства, а также оперативное управление оборудованием этой сети и передачу электрической энергии по межгосударственным сетям;

¹Таковыми организациям могут быть сетевой оператор, оператор рынка и др.

– **системные услуги** – услуги, предоставляемые субъектами электроэнергетики и отдельными потребителями электрической энергии, необходимые для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы, в том числе для регулирования частоты и перетоков активной мощности, для регулирования реактивной мощности, для предотвращения возникновения аварий, а также для обеспечения восстановления нормального режима системы после аварий;

– **пропускная способность сечения (максимально допустимый переток)** – максимальная величина электрической мощности, которую возможно передать по сечению с учетом установленных параметров надежности функционирования национальной и смежных энергосистем;

– **синхронная зона** – объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, работающих параллельно;

– **национальная энергосистема (энергосистема)** – электроэнергетическая система государства–участника СНГ;

– **межгосударственное(ые) сечение(я)** – технологически обусловленная совокупность линий электропередачи между энергосистемами (частями энергосистем) двух государств;

– **межгосударственная поставка электрической энергии (мощности)** – алгебраическая сумма величин электроэнергии, поставляемых по всем коммерческим договорам экспорта-импорта между двумя смежными энергосистемами, а также из одной энергосистемы в другую с использованием электрических сетей третьей энергосистемы на условиях транзита;

– **межгосударственный переток** – алгебраическая сумма перетоков по линиям электропередачи, входящим в межгосударственное сечение;

- **сальдо межгосударственных перетоков (сальдо межгосударственных поставок)** – плановое или фактическое – алгебраическая сумма межгосударственных перетоков (поставок) со всеми смежными энергосистемами;

- **управление перегрузками** – комплекс применяемых системными операторами мер, направленных на предотвращение превышения максимально допустимого перетока.

Функции и виды деятельности

Взаимодействие системных операторов осуществляется в целях управления параллельной работой энергосистем, создания технологической инфраструктуры общего рынка электрической энергии (мощности) и обеспечения равного доступа к ней участников рынка, поддержания надежности работы синхронной зоны и предполагает их сотрудничество в следующих областях:

– использование национальных электрических сетей для организации межгосударственных поставок электрической энергии;

– планирование графиков межгосударственных поставок и перетоков электрической энергии;

- выполнение плановых сальдо межгосударственных перетоков электроэнергии;
- определение, урегулирование отклонений фактических значений сальдо-межгосударственных перетоков электрической энергии от плановых;
- обеспечение надежной работы национальных энергосистем, формирование резервов мощности;
- информационный обмен.

Планирование графиков межгосударственных поставок и перетоков электрической энергии

– Целью планирования является определение возможности осуществления межгосударственных поставок электрической энергии (мощности) без нарушения нормального режима работы национальных энергосистем и синхронной зоны, в том числе без перегрузок внутренних и межгосударственных сечений.

– Планирование межгосударственных перетоков электрической энергии (мощности) осуществляется системными операторами на двусторонней основе на долгосрочный (год, месяц) и краткосрочный (сутки, час) периоды на основании заявленных объемов поставки электрической энергии (мощности) по договорам экспорта-импорта, заключенным субъектами ОЭР СНГ, с учетом планируемых ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования и максимально допустимых перетоков мощности в межгосударственных сечениях.

– При влиянии межгосударственных поставок электрической энергии (мощности), осуществляемых через межгосударственное сечение, связывающее энергосистемы двух государств, на межгосударственные перетоки между другими энергосистемами системными операторами осуществляется скоординированное планирование графиков межгосударственных перетоков электрической энергии (мощности) на основе общей расчетной модели.

– Системные операторы согласовывают между собой графики отключения межгосударственных линий электропередачи и внутренних линий, отключение которых влияет на величины максимально допустимых межгосударственных перетоков.

– Системные операторы информируют друг друга о сроках отключения генерирующего оборудования, оказывающего непосредственное влияние на межгосударственные перетоки.

– Системные операторы (в зависимости от национального законодательства – иные уполномоченные организации) осуществляют распределение пропускной способности межгосударственных сечений между участниками экспортно-импортных операций на основе согласованных рыночных принципов.

Использование национальных электрических сетей для организации межгосударственных поставок электрической энергии

- Системные операторы (в зависимости от национального законодательства –

иные уполномоченные организации) обеспечивают в пределах согласованной пропускной способности беспрепятственную передачу электрической энергии через электрические сети национальных энергосистем в соответствии с условиями заключенных договоров независимо от происхождения электрической энергии, места назначения и владельца электрической энергии.²

– Передача (транзит) электрической энергии должна осуществляться на договорной основе по экономически обоснованным и прозрачным тарифам.

– Системные операторы (в зависимости от национального законодательства – иные уполномоченные организации) совместно согласовывают принципы распределения пропускной способности межгосударственных сечений при управлении перегрузками.

– Управление перегрузками на межгосударственных сечениях осуществляется системными операторами на основе рыночных принципов.

Урегулирование отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии

– Системные операторы принимают меры по выполнению плановых графиков межгосударственных перетоков.

– Системные операторы ведут оперативный учет отклонений значений фактического сальдо межгосударственного перетока или межгосударственного перетока от планового.

– Системные операторы (в зависимости от национального законодательства – иные уполномоченные организации) согласовывают между собой принципы компенсации указанных отклонений.

– Системный оператор обязан обеспечивать урегулирование почасовых графиков сальдо межгосударственных перетоков или межгосударственных перетоков электрической энергии (мощности) с другими системными операторами.

– Для поддержания согласованных значений сальдо межгосударственных перетоков или межгосударственных перетоков электрической энергии (мощности) системные операторы обеспечивают функционирование в национальных энергосистемах механизмов урегулирования отклонений между плановыми и фактическими объемами поставок электрической энергии (мощности), в том числе балансирующих рынков.

Обеспечение надежности, формирование резервов мощности

– Системные операторы обеспечивают надежность функционирования национальных энергосистем и их параллельной работы с энергосистемами других государств.

² В редакции азербайджанской стороны: *Системные операторы (в зависимости от национального законодательства – иные уполномоченные организации) обеспечивают в пределах согласованной пропускной способности беспрепятственную передачу электрической энергии через электрические сети национальных энергосистем в соответствии с условиями заключенных договоров.*

– Системные операторы определяют необходимый объем системных услуг в национальной энергосистеме. Системный оператор организует предоставление этих услуг субъектами внутреннего рынка, в том числе посредством рынка системных услуг. Предоставление отдельных системных услуг может быть организовано системными операторами других энергосистем на конкурентной основе.

– Планирование и управление режимами работы энергосистем осуществляется системными операторами таким образом, что отключение любого элемента национальной энергосистемы не должно приводить к нарушению нормальной работы указанной энергосистемы и других энергосистем синхронной зоны, а также к нарушению их параллельной работы (правило N-1).

– Структура, объёмы и размещение резервов активной мощности (первичного, вторичного и третичного), требуемых в пределах объединения параллельно работающих энергосистем государств–участников СНГ, определяются исходя из технических условий и норм надёжности и качества электрической энергии, установленных для указанного объединения национальных энергосистем.

– В каждой энергосистеме должны быть обеспечены резервы активной мощности в соответствии с установленной структурой и нормативными требованиями.

– Системные операторы принимают меры для обеспечения определенных в двустороннем порядке графиков напряжений в согласованных контрольных точках.

Информационный обмен

Системные операторы осуществляют обмен данными, необходимыми для планирования и управления режимами в реальном времени при оперативно-диспетчерском управлении режимами работы национальных энергосистем, а также обмен данными автоматизированных систем коммерческого учета электрической энергии (АСКУЭ)². Системные операторы (в зависимости от национального законодательства – иные уполномоченные организации) совместно согласовывают порядок взаимного обмена данными, в том числе регламенты передачи данных, состав передаваемой информации, форматы электронного обмена данными.

² Обмен данными АСКУЭ может осуществляться сетевыми операторами или иными уполномоченными организациями

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

25 мая 2007 года 6 стран СНГ подписали Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников Содружества Независимых Государств, таким образом, дав начало процессу создания ОЭР СНГ и обеспечив вступление в силу Концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, утвержденной Советом глав правительств СНГ 25 ноября 2005 года.

Основываясь на положениях данной Концепции о поэтапном развитии общего рынка и формировании рынка как системы отношений между субъектами электроэнергетики государств-участников СНГ по вопросам купли-продажи электроэнергии и сопутствующих услуг на основании общих правил и соответствующих договоров, а также принимая во внимание текущую ситуацию в электроэнергетической отрасли государств, подписавших Соглашение, ОАО РАО "ЕЭС России" считает целесообразным обсудить и согласовать подходы стран-членов СНГ к формированию ОЭР СНГ на начальном этапе.

Предлагается перейти на новый этап в развитии межгосударственных рыночных отношений в сфере электроэнергетики: постепенная **либерализация трансграничной торговли электрической энергией и сопутствующими товарами (услугами) и создание единых правил такой торговли при сохранении индивидуальных правил торговли электроэнергией (мощностью) на внутренних рынках государств.**

Торговля перетоками электрической энергии (мощности) регулируется на двусторонней основе в отношении линий электропередачи (сечений), расположенных на границе соответствующих государств.

Основное содержание предлагаемого механизма:

- Государства назначают уполномоченные организации (возможно, системные операторы, операторы рынка, сетевые компании), которые определяют:
 - перечень линий, по которым осуществляется физический переток электрической энергии (мощности) и обеспечивается параллельная работа энергосистем двух государств;
 - группировку линий в сечения, по которым будут формироваться обязательства/требования участников трансграничной торговли, а также инфраструктурных организаций.
- Отсутствует монополия какой-либо организации на осуществление экспорта-импорта электрической энергии, если национальным законодательством не установлено иное либо не определен один субъект национального рынка, уполномоченный осуществлять экспортно-импортную деятельность в электроэнергетике (национальный оператор экспорта-импорта).

▪ К субъекту внешнего рынка, желающему получить право осуществлять торговлю через межгосударственные сечения (участвуя в национальном рынке другой страны любым способом, имеющимся на внутреннем рынке этого государства) (далее – экспорт-импорт), предъявляются те же требования, что и для организаций, осуществляющих торговлю на внутреннем рынке¹ в случае, если на внутреннем рынке не запрещена множественность участников экспорта-импорта.

▪ С целью предоставления субъектам уверенности в исполнении заключенных ими договоров экспорта-импорта в ситуации ограниченности физического перетока электрической энергии (мощности) между двумя государствами:

○ уполномоченные организации осуществляют распределение пропускной способности сечения между участниками экспортно-импортных операций²;

○ уполномоченные организации несут ответственность за исполнение договоров экспорта-импорта каждого участника рынка в объемах приобретенной таким участником пропускной способности сети.

▪ Распределение пропускной способности сечения между участниками экспортно-импортных операций осуществляется на рыночных принципах – тем участникам, которые предложат более высокие цены за пропускную способность:

○ механизм торговли пропускной способностью – аукцион, по результатам которого определяется единая цена за каждый МВт пропускной способности в соответствующий час и объем приобретенной каждым участником пропускной способности в этот час;

○ аукционы могут проводиться последовательно по времени – сначала долгосрочный, потом среднесрочный (на оставшуюся, скорректированную пропускную способность) и т.д.;

○ организация распределения пропускной способности (аукцион пропускной способности) осуществляется по правилам, установленным на двусторонней основе, и может различаться на разных границах.

▪ В случае отсутствия заключенных экспортно-импортных контрактов уполномоченные организации обязаны поддерживать нулевое **ежечасное** значение сальдо-перетоков.

▪ Уполномоченные организации урегулируют вопросы, связанные с компенсацией отклонений фактических перетоков электрической энергии (мощности) от согласованных плановых, в том числе по следующим аспектам:

○ согласование порядка определения объемов и инициатив отклонений;

○ ответственность инфраструктуры и участников национальных рынков за отклонения перед участниками, имеющими экспортно-импортные договоры;

○ распределение рисков из-за отклонений третьих сторон:

¹ На российском рынке будут следующие требования: технические требования (коммерческий учет и пр.), подписание договора присоединения к торговой системе, с сетевой организацией, с СО.

² Термины "распределение, торговля пропускной способностью" – условные, носят экономический смысл, а не юридический. Юридически договор может быть оформлен так, чтобы не противоречить законодательству обоих государств.

- «трансляция» последствий на участников национального рынка и т.д.;
- отклонения внутри национальной энергосистемы государства, вызванные отклонениями фактических трансграничных потоков от плановых, урегулируются участниками рынка по правилам внутреннего рынка данного государства.

Для реализации вышеизложенных положений, государствам необходимо:

- Разработать общие для государств правила осуществления трансграничной торговли.
 - Определить организации, выполняющие действия, необходимые от инфраструктуры, для реализации правил, включая:
 - согласование величины пропускной способности;
 - проведение аукциона пропускной способности;
 - учет договоров экспорта-импорта при планировании и ведении режимов, в том числе на межгосударственных линиях электропередач;
 - определение инициатив отклонений и урегулирование отношений по этим отклонениям на национальных рынках.
-

Приложение 4

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 31 от 29 мая 2007 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам
стран СНГ и Балтии

Правила планирования графиков перетоков электроэнергии

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № 14 от 28 – 29 марта 2007 года

1. Статус и процедура внедрения правил.

1.1. Настоящие Правила планирования графиков перетоков электроэнергии (далее Правила) определяют основные стадии планирования и согласования графиков межгосударственных перетоков электроэнергии (мощности) на долгосрочном и краткосрочном интервалах.

1.2. Настоящие Правила разработаны с учетом единообразных подходов к формированию и согласованию графиков перетоков и расчетных моделей.

1.3. Настоящий документ носит рекомендательный характер.

1.4. Правила согласовываются КОТК и утверждаются Электроэнергетическим Советом СНГ как документ, рекомендуемый для применения в энергосистемах стран СНГ, а также Комитетом BALTSO – как рекомендуемый для применения в энергосистемах стран Балтии.

1.5. Для целей скоординированного планирования заинтересованные системные операторы могут ввести данный документ в действие как обязательный для них путем подписания соответствующих соглашений.

1.6. Настоящие Правила не затрагивают взаимоотношений между продавцами и покупателями электроэнергии на стадии планирования поставок, а также между продавцами/покупателями и национальными системными операторами.

2. Терминология.

Для целей настоящих Правил используются следующие понятия:

2.1. Системный оператор – организация, осуществляющая единоличное централизованное оперативно-диспетчерское управление национальной энергосистемой и взаимодействие с зарубежными системными операторами при организации и обеспечении параллельной работы национальных энергосистем.

Каждый системный оператор обеспечивает баланс производства, потребления и поставок электроэнергии в национальной энергосистеме, являющейся зоной его диспетчерской ответственности.

Для координации оперативно-диспетчерского управления в нескольких смежных энергосистемах, могут функционировать совместные объединенные диспетчерские центры, выполняющие и/или координирующие отдельные функции системных операторов.

В зависимости от национального законодательства, Системный оператор может также осуществлять деятельность, связанную с передачей электрической энергии по национальной электрической сети, техническое обслуживание и поддержание национальной электрической сети в эксплуатационной готовности.

2.2. Расчетная модель – математическая модель национальной энергосистемы или ее фрагмента, включающая в себя описание:

- графа и параметров схемы замещения электрической сети;
- активных и реактивных узловых нагрузок;
- активной и реактивной генерации в узлах;
- минимальной и максимальной активной и реактивной мощностей генерации;
- сетевых ограничений.

2.3. Межгосударственное сечение – сечение, включающее в себя электрические связи между двумя национальными энергосистемами (группами энергосистем).

2.4. Межгосударственный переток – переток электрической энергии (мощности) по межгосударственному сечению.

2.5. Сальдо межгосударственных перетоков (сальдо перетоков) – алгебраическая сумма межгосударственных перетоков.

2.6. Межгосударственные поставки (обмены), – алгебраическая сумма величин электроэнергии, поставляемых по всем коммерческим договорам экспорта/импорта между двумя смежными энергосистемами, а также из одной энергосистемы в другую с использованием электрических сетей третьей энергосистемы на условиях транзита. Сальдо межгосударственных поставок (обменов) – алгебраическая сумма межгосударственных поставок (обменов) по коммерческим договорам со всеми другими энергосистемами.

2.7. Координатор планирования – один из системных операторов, участвующих в скоординированном планировании, уполномоченный системными операторами на осуществление расчетов допустимых по надежности межгосударственных перетоков на расчетной модели с использованием данных, получаемых от остальных системных операторов.

3. Общие положения.

3.1. Целью планирования графиков межгосударственных перетоков электроэнергии является определение:

- возможностей реализации планируемых поставок (обменов) электроэнергией между энергосистемами и их корректировки, при необходимости;
- согласованных графиков межгосударственных перетоков электроэнергии.

3.2. Задачи, решаемые на этапах планирования:

- Годовое планирование: определение технически осуществимых межгосударственных поставок (обменов) электроэнергией между энергосистемами исходя из плановых (прогнозных) балансов;
- Месячное планирование: определение допустимости планируемых графиков межгосударственных поставок (обменов) электроэнергией;
- Суточное планирование: оценка реализуемости плановых графиков межгосударственных поставок (обменов), согласование графиков межгосударственных перетоков.

3.3. При планировании и согласовании межгосударственных перетоков должны учитываться сетевые ограничения.

3.4. Планирование графиков межгосударственных поставок (обменов) осуществляется, как правило, на двусторонней основе между системными операторами смежных энергосистем.

3.5. При необходимости заинтересованные системные операторы осуществляют скоординированное планирование на основании заключенного между собой соглашения.

3.6. При скоординированном планировании один из системных операторов назначается координатором планирования.

3.7. Координатор планирования отвечает за поддержание расчетной модели, организацию информационного обмена для целей скоординированного планирования, проведение скоординированных расчетов потокораспределения на основе данных, полученных от системных операторов, выработку рекомендаций по ограничению перетоков в контролируемых сечениях в случае, если при расчете выявлено превышение максимально допустимых перетоков при заявленных объемах межгосударственных обменов.

3.8. В целях скоординированного планирования заинтересованные системные операторы создают общие расчетные модели для долгосрочного и краткосрочного планирования.

3.9. Общие расчетные модели формируются на основе согласованной схемы замещения, как правило, для базовых режимов, соответствующих согласованным часам зимнего максимума и минимума нагрузок и летнего максимума и минимума нагрузок (базовые расчетные схемы).

3.10. Для характерных схемно-режимных ситуаций должны быть указаны максимально допустимые перетоки в контролируемых межгосударственных сечениях, а также во внутренних, если они существенно влияют на осуществление межгосударственных поставок (обменов).

Максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях определяются системными операторами самостоятельно на основании методических указаний по устойчивости энергосистем и других нормативно-

технических документов, регламентирующих вопросы определения контролируемых сечений, пропускной способности, управления перегрузками.

3.11. Применение скоординированного планирования является добровольным и осуществляется заинтересованными системными операторами энергосистем, режимы работы которых оказывают существенное взаимное влияние.

3.12. Процедуры планирования могут быть реализованы с использованием различных программно-аппаратных комплексов, при этом системные операторы согласовывают между собой применение унифицированных форматов для обмена данными.

3.13. Определение контролируемых сечений, максимально допустимых перетоков, управление перегрузками, урегулирование отклонений регламентируется отдельными документами.

3.14. Для конкретизации процедур и регламентов скоординированного планирования заинтересованные системные операторы на основе данных Правил разрабатывают взаимосогласованные двухсторонние и многосторонние документы.

3.15. Для обмена данными при скоординированном планировании заинтересованные системные операторы организуют информационный обмен на основе современных вэб-технологий и межмашинного обмена.

4. Планирование графиков межгосударственных перетоков между смежными энергосистемами на двусторонней основе.

4.1. Долгосрочное планирование.

4.1.1. Интервалами времени долгосрочного планирования, как правило, являются год и месяц. При необходимости может осуществляться долгосрочное планирование с иными интервалами времени.

4.1.2. До первого октября года, предшествующего планируемому, системные операторы обмениваются данными по межгосударственным поставкам (обменам) на планируемый год (при необходимости, конечная дата обмена данными может быть изменена по согласованию между системными операторами).

4.1.3. Планированию и согласованию по каждому месяцу планируемого года подлежат графики межгосударственных поставок (обменов) и графики межгосударственных перетоков в виде среднечасовых значений мощности для характерных суток месяца. При этом для характерного рабочего дня месяца осуществляется оценка плановых межгосударственных перетоков на момент времени, согласованный между системными операторами.

4.1.4. Если соседние системные операторы представили друг другу разные значения межгосударственных поставок (обменов), производится

совместное уточнение исходных данных для планирования и согласование значений межгосударственных перетоков.

При отсутствии действующих долгосрочных контрактов на межгосударственные поставки электроэнергии, значения межгосударственных поставок (обменов) должны приниматься каждым из системных операторов нулевыми по году в целом и по каждому месяцу года.

4.1.5. Согласование межгосударственных поставок (обменов) и перетоков завершается соседними системными операторами не позднее ноября года, предшествующего планируемому. Конечная дата согласования может быть изменена по согласованию между системными операторами.

4.1.6. Не позднее второй декады месяца, предшествующего планируемому, системные операторы обмениваются уточненными данными по планируемым объемам и графикам межгосударственных поставок (обменов) для характерных суток месяца.

4.1.7. Системные операторы самостоятельно проводят оценку допустимости режимов при планируемых межгосударственных поставках (обменах).

4.1.8. Если расчетные значения межгосударственных перетоков электроэнергии превышают максимально допустимые значения, системные операторы производят уточнение исходных данных и повторно проводят оценку реализуемости режимов. При необходимости, не позднее 25 числа месяца, предшествующего планируемому, системные операторы сообщают друг другу о значениях, на которые должны быть ограничены обмены в нормальных и/или ремонтных схемах на предстоящий месяц.

4.2. Краткосрочное планирование.

4.2.1. Планированию и согласованию подлежат межгосударственные обмены и межгосударственные перетоки по каждому часу планируемых суток.

4.2.2. На основе согласованных месячных величин межгосударственных поставок (обменов), с учетом заявок поставщиков и покупателей электроэнергии, системные операторы смежных энергосистем совместно составляют предварительные суточные графики межгосударственных поставок (обменов).

4.2.3. Суточные графики межгосударственных поставок (обменов) представляют собой среднечасовые величины мощности и состояются на каждые календарные сутки, начиная с 00:00 час. и до 24:00 час (здесь и далее – московское время).

4.2.4. Планирование должно осуществляться ежесуточно. По согласованию между системными операторами могут применяться иные регламенты предоставления данных на выходные и праздничные дни. Также системные операторы могут предоставлять друг другу предварительные прогнозные данные на каждый день всей предстоящей недели.

4.2.5. Если соседние системные операторы представили друг другу разные значения межгосударственных поставок (обменов), производится совместное уточнение исходных данных для планирования и согласование значений межгосударственных поставок (обменов).

При отсутствии действующих контрактов на долгосрочные и краткосрочные межгосударственные поставки электроэнергии, значения сальдо межгосударственных поставок (обменов) должны приниматься каждым из системных операторов нулевыми по суткам в целом и по каждому часу планируемых суток.

4.2.6. Планирование межгосударственных перетоков должно осуществляться с учетом естественного потокораспределения и пропускной способности сети.

4.2.7. Системные операторы самостоятельно проводят оценку допустимости режимов при планируемых межгосударственных поставках (обменах).

4.2.8. Если расчетные значения межгосударственных перетоков превышают максимально допустимые значения, системные операторы производят уточнение исходных данных и повторно проводят оценку реализуемости режимов. При необходимости, значения межгосударственных поставок (обменов) должны быть скорректированы.

4.2.9. Планирование суточных диспетчерских графиков межгосударственных обменов и графиков межгосударственных перетоков осуществляется ежедневно на следующие сутки.

Данные для предварительной оценки планируемых межгосударственных поставок (обменов) предоставляются не позднее, чем до 16:30 суток X-2 (за двое суток до планируемых суток X).

Уточненные данные по графикам межгосударственных поставок (обменов) предоставляются не позднее 9:15 суток X-1.

Согласование графиков межгосударственных поставок (обменов) осуществляется до 12:00 суток X-1.

4.2.10. По согласованию, системные операторы могут установить другой порядок обмена данными, отличный от изложенного в п. 4.2.9.

4.2.11. В случае появления неотложной необходимости изменения согласованного графика межгосударственных поставок (обменов) (при незапланированном изменении генерации, потребления, схемы сети), коррекция суточного графика может быть выполнена оперативно. Корректировка суточного графика межгосударственных поставок (обменов) производится по взаимному согласию Системных операторов, при этом фиксируются новые почасовые значения планового графика и инициативы изменений.

5. Скоординированное (многостороннее) планирование графиков межгосударственных перетоков.

5.1. Долгосрочное планирование.

5.1.1. Интервалами времени долгосрочного планирования, как правило, являются год и месяц. При необходимости может осуществляться долгосрочное планирование с иными интервалами времени.

5.1.2. Скоординированное долгосрочное планирование осуществляется с целью определения технически осуществимых межгосударственных поставок (обменов) исходя из плановых (прогнозных) балансов и предварительно согласованных в двустороннем порядке между системными операторами объемов планируемых межгосударственных поставок (обменов).

5.1.3. Для скоординированного планирования до 01 ноября года, предшествующего планированию, заинтересованные системные операторы предоставляют координатору планирования следующие данные по каждому месяцу планируемого года:

- плановые значения электропотребления (МВтч) в целом по месяцу и по характерным суткам месяца, и мощности нагрузки потребителей (МВт) на час максимума характерного рабочего дня в энергосистеме (и отдельным районам при необходимости);
- плановые значения выработки электроэнергии (МВтч) в целом по месяцу и по характерным суткам месяца, и мощности нагрузки крупных электростанций (МВт) на час максимума характерного рабочего дня;
- межгосударственные поставки (обмены) в третьи страны в целом по месяцу и по характерным суткам месяца, а также на час максимума характерного рабочего дня;
- сальдо межгосударственных перетоков в целом по месяцу и по характерным суткам месяца, а также на час максимума характерного рабочего дня;
- информацию о предполагаемых (планируемых) ремонтах электросетевого и генерирующего оборудования, состояние и режим работы которого существенно влияет на режимы параллельной работы сопредельных энергосистем.

5.1.4. Порядок информационного обмена, включая вид, объемы, форму, способ передачи и хранения предоставляемой информации устанавливается по согласованию между заинтересованными системными операторами.

5.1.5. На основании полученных данных, с использованием общей расчетной модели, координатор планирования производит расчеты потокораспределения в энергосистемах, участвующих в скоординированном планировании.

В случае, если координатор планирования выявляет расхождения в заявленных системными операторами данных, указанные системные операторы должны пересмотреть и представить уточненные данные.

5.1.6. Координатор планирования направляет результаты расчетов потокораспределения каждому участвующему системному оператору, а также предоставляет актуализированную расчетную модель.

5.1.7. Если расчетные значения перетоков по одному или нескольким контролируемым сечениям превышают максимально допустимые, системные операторы, участвующие в скоординированном планировании, совместно производят уточнение данных и, при необходимости, пересогласование межгосударственных поставок (обменов).

В случае существенных отличий уточненных значений от заявленных, координатором планирования производится повторный расчет потокораспределения в энергосистемах, участвующих в скоординированном планировании.

5.1.8. На основании результатов расчетов и рекомендаций, полученных от координатора планирования, системные операторы согласовывают между собой величины технически осуществимых межгосударственных поставок (обменов). После окончательного расчета потокораспределения и получения допустимых межгосударственных перетоков координатор направляет всем участникам планирования расчетные модели и значения сальдо межгосударственных перетоков всех энергосистем, которые принимаются в качестве плановых.

5.1.9. На этапе месячного планирования определяется допустимость планируемых графиков межгосударственных поставок (обменов) электроэнергии с учетом уточненных данных об объемах поставок электроэнергии.

5.1.10. Системные операторы, участвующие в скоординированном планировании, не позднее второй декады месяца, предшествующего планируемому, высылают Координатору планирования следующую информацию по каждой неделе планируемого месяца:

- перечень отключаемого генерирующего и электросетевого оборудования, состояние которого влияет на режимы параллельной работы сопредельных энергосистем, с указанием сроков отключения и номеров узлов базовой расчетной схемы;
- ожидаемое почасовое потребление электроэнергии энергосистем (среднечасовое значение мощности потребителей) (МВт) для характерных рабочих и выходных дней;
- информацию о планируемой почасовой загрузке электростанций для характерных рабочих и выходных дней;
- почасовые межгосударственные поставки (обмены) в третьи страны для характерных рабочих и выходных дней;

– почасовое сальдо межгосударственных перетоков для характерных рабочих и выходных дней.

5.1.11. Координатор планирования производит расчеты и за 7 дней до начала планируемого месяца высылает всем системным операторам результаты расчетов потокораспределения для характерных рабочих и выходных дней каждой недели планируемого месяца.

В случае если расчетные перетоки через контролируемые сечения превышают максимально допустимые значения, Координатор планирования извещает об этом участников планирования и при необходимости дает рекомендации по снижению перетоков в этих сечениях.

Системные операторы, участвующие в планировании, согласовывают между собой и, при необходимости, с другими системными операторами изменение исходных данных и не позднее, чем за 4 дня до начала планируемого месяца, повторно направляют их Координатору планирования.

5.1.12. В случае существенных отличий уточненных значений от заявленных, координатором планирования производится повторный расчет потокораспределения в энергосистемах, участвующих в скоординированном планировании.

5.1.13. После окончательного расчета потокораспределения и получения допустимых межгосударственных перетоков координатор направляет всем участникам планирования расчетные модели, значения сальдо межгосударственных перетоков всех энергосистем и перетоков по всем межгосударственным сечениям, которые принимаются в качестве плановых.

5.2. Краткосрочное планирование.

5.2.1. Для скоординированного планирования заинтересованные системные операторы предоставляют координатору планирования данные для актуализации расчетной модели на предстоящие сутки в виде наборов 24 часовых актуализированных данных, которые включают в себя:

- Прогноз почасового потребления электроэнергии на территории энергосистемы в целом и с разбивкой по районам (при необходимости) на предстоящие сутки;
- Планируемый суммарный почасовой график генерации по энергосистеме на предстоящие сутки;
- Планируемый почасовой график генерации электростанций установленной мощности 100 МВт и выше на предстоящие сутки;
- Планируемые ремонты (в соответствии с разрешенными заявками) элементов системообразующей сети и устройств ПА, оказывающих влияние на потокораспределение в межгосударственных сечениях;-- почасовые межгосударственные поставки (обмены) в третьи страны;

– Планируемое почасовое сальдо межгосударственных перетоков.

5.2.2. Порядок информационного обмена, включая вид, объемы, форму, способ передачи и хранения информации, подлежащей обмену, устанавливается по согласованию между заинтересованными системными операторами.

5.2.3. Как правило, предварительные прогнозные данные передаются системными операторами за двое суток до планируемых суток (X-2) до 16:30. Уточненные (заявленные) данные для окончательного расчета передаются системными операторами до 9:15 суток X-1.

5.2.4. Согласование сальдо межгосударственных поставок (обменов) осуществляется до 12:00 суток X-1.

Результаты расчетов потокораспределения передаются координатором планирования участникам скоординированного планирования до 16:30 суток X-1.

5.2.5. В зависимости от особенностей планирования в отдельных энергосистемах и с учетом разницы поясного времени, заинтересованные системные операторы могут установить другие регламентные сроки предоставления информации с обязательным установлением предельного времени предоставления данных (времени «закрытия ворот»).

5.2.6. В случае если по каким-либо причинам один или несколько системных операторов не предоставили данные, координатор планирования принимает для расчета график характерного дня, а в случае его отсутствия – график предыдущего аналогичного дня.

5.2.7. По результатам расчета координатор планирования передает системным операторам, участвующим в скоординированном планировании, результаты расчета потокораспределения, а также актуализированную расчетную модель.

Регламент и способ передачи актуализированной расчетной модели устанавливается по согласованию заинтересованных системных операторов.

5.2.8. В случае если расчетные перетоки через контролируемые сечения превышают максимально допустимые значения, Координатор планирования извещает об этом системных операторов, участвующих в скоординированном планировании, и при необходимости дает рекомендации по снижению перетоков в этих сечениях.

Системные операторы, принимающие участие в скоординированном планировании, принимают меры по корректировке плановых режимов и, при необходимости, по пересогласованию сальдо межгосударственных поставок (обменов), в том числе:

– корректировку графиков ремонтов, пересмотр сроков ввода в работу энергообъектов, выведенных в ремонт (резерв);

- изменение топологии электрической сети для оптимизации перетоков;
- ограничение поставок электроэнергии, с учетом доли межгосударственных поставок (обменов) в загрузке сечения;
- перераспределение генерации в пределах энергосистемы;
- встречную торговлю (countertrading) – коммерческую операцию покупки электроэнергии в соседней национальной энергосистеме, служащую для предотвращения перегрузки сечения.

5.2.9. Согласованные графики сальдо межгосударственных перетоков являются основным документом, регламентирующим режим параллельной работы, и не могут быть изменены в одностороннем порядке. При необходимости Системные операторы могут согласовать корректировку графиков.

Приложение 5

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 31 от 29 мая 2007 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам
стран СНГ и Балтии

**ПРАВИЛА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ПЕРЕТОКОВ
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № 4-з от 28 февраля 2007 года

Настоящие Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности (далее – Правила) содержат общие принципы регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности при параллельной работе энергосистем стран СНГ и Балтии.

1. Основные принципы

- 1.1 Организация, осуществляющая управление национальной энергосистемой (далее – Сторона), отвечает за надежность своей энергосистемы и работает таким образом, чтобы ее действия не имели отрицательных последствий для других параллельно работающих энергосистем.
- 1.2 Для исключения неблагоприятного воздействия на режимы работы смежных энергосистем каждая национальная энергосистема должна иметь достаточный регулировочный диапазон для поддержания сбалансированного режима по реактивной мощности.
- 1.3 Стороны регулируют напряжения в контрольных пунктах по напряжению в соответствии со взаимосогласованными графиками.
- 1.4 Перетоки реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи определяются в точках раздела расчетным путем на основе данных измерительных приборов на пограничных подстанциях.
- 1.5 При двусторонне согласованных графиках напряжений не должен быть нанесен ущерб энергосистеме третьей Стороны.
- 1.6 В нормальном режиме напряжения на пограничных подстанциях не должны выходить за допустимые пределы по устойчивости режима и надежности работы оборудования каждой из параллельно работающих энергосистем.
- 1.7 При возникновении аварийного режима по напряжению в какой-либо энергосистеме, соседние энергосистемы в пределах имеющихся технических возможностей принимают взаимосогласованные меры по оказанию помощи в регулировании напряжения.

2. Контрольные пункты по напряжению

- 2.1 Контрольными пунктами по напряжению являются взаимосогласованные подстанции и электростанции напряжением 220 кВ и выше.
- 2.2 Стороны на предстоящий период взаимосогласовывают графики напряжения в контрольных пунктах с возможностью их корректировки при изменении параметров режима.
- 2.3 Контроль напряжений в контрольных пунктах и перетоков реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи производится по данным телеизмерений. В спорных

ситуациях приоритетными являются показания измерительных приборов на объектах.

3. Регулирование напряжения и перетоков реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи

3.1 Стороны регулируют напряжения в контрольных пунктах по напряжению, при этом стремятся минимизировать перетоки реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи.

При взаимном согласовании перетоки реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи могут быть иными.

3.2 Для пограничных подстанций в нормальных режимах диапазон длительно допустимых уровней напряжений составляет:

для 220 кВ	-	187 – 252 кВ
для 330 кВ	-	297 – 363 кВ
для 500 кВ	-	475 – 525 кВ
для 750 кВ	-	712 – 787 кВ

Диапазон длительно допустимых уровней напряжения может иметь другие взаимосогласованные значения, определяемые по условиям устойчивости и надежности работы оборудования.

3.3 Если напряжение на шинах выходит за пределы указанного диапазона, соответствующий диспетчерский центр должен без каких-либо специальных требований применить мероприятия для поддержания напряжения в пределах согласованных значений.

3.4 Управление перетоками реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи и/или уровнями напряжений в контрольных пунктах осуществляется с учетом текущей ситуации в параллельно работающих системах.

3.5 Для поддержания взаимосогласованных уровней напряжения и перетоков реактивной мощности, оперативный персонал энергосистем принимает согласованные решения, учитывая уровни (перепад) напряжения по концам межгосударственных линий, направление и величину перетока реактивной мощности по ним, используя:

- имеющиеся резервы реактивной мощности электростанций;
- синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы;
- регулировочные возможности управляемых шунтирующих реакторов;
- регулировочные возможности автотрансформаторов;
- коммутацию шунтирующих реакторов;
- батареи статических конденсаторов;
- и другие средства регулирования.

3.6 В ремонтных схемах перетоки реактивной мощности по межгосударственным связям и графики напряжений в контрольных пунктах могут быть согласованы в двухстороннем порядке оперативно.

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

**План научно-исследовательских работ,
организуемых Электроэнергетическим Советом СНГ в 2007 году**

№ п/п	Шифр	Направление исследований, наименование работы	Стоимость, тыс. долл. США	Участник разработки НИР	Сроки выполнения	Примечания
1.	01.НТД.01	Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии	20,0	АО "КЕГОС", ОАО РАО "ЕЭС России", ОАХК "Барки Точик", НЭК "Укрэнерго"	2007 год	На совместном заседании РГ по НТД и по рынку проведен конкурс (п.2 Протокола от 15 декабря 2006 г.).
2.	01.НТД.02	Методика определения и отнесения потерь в межгосударственных линиях электропередачи	20,0		2007 год	Исполнитель: ООО "Энергетическая консалтинговая группа" (Украина)
3.	02.ОХ.03	Разработка проектов модельных Соглашений о сотрудничестве государств-участников СНГ в области эффективного использования трансграничных рек и водоемов и о сотрудничестве государств-участников СНГ по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений	35,0	АО "КЕГОС", ОАХК "Барки Точик"	2007 год	Основанием для включения этих работ в План являются: Решение Совета глав правительств СНГ от 15.09.2004 г. и Решение 22-го заседания ЭЭС СНГ (пункт 6 Протокола №22 от 22.10.2002 г.)
Всего:			75,0			

**Перечень научно-исследовательских работ,
подлежащих разработке в 2008-2009 гг.**

№ п/п	Направление исследований, наименование работы	Стоимость, тыс. долл. США	Участник разработки НИР (Инвестор)	Сроки выполнения	Примечания
1.	Положение о взаимоотношениях персонала энергопредприятий сопредельных государств, осуществляющих эксплуатационно-техническое обслуживание межгосударственных линий электропередачи (МЛЭП) всех классов напряжения	20,0	Нет	2008 год	<p>Работа включалась Решением ЭЭС СНГ в План НИР 2005 и 2006 годов. Однако из-за отсутствия финансирования не выполнялась.</p> <p>Исполнитель определяется в соответствии с пунктом 20 Приложения 1 к Положению о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем</p>

Направление исследований, наименование работы	Стоимость, тыс. долл. США	Участник разработки НИР (Инвестор)	Сроки выполне ния	Примечания
Методические указания по установлению тарифа на оказание услуг по регулированию напряжения и активной мощности	30,0	Нет	2008 год	<p>Работа включалась в План НИР-2006 с примечаниями:</p> <p>1: Начало разработки Методических указаний осуществить после завершения работ в государствах Содружества по формированию методологий по расчету тарифов на дополнительные системные услуги и уточнения услуг, которые будут оказываться в рамках параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.</p> <p>2: Республика Беларусь предложила исключить разработку Методических указаний.</p> <p>Исполнитель определится РГ по НТД на конкурсной основе.</p>

Наименование работ	Стоимость, тыс. долл. США	Участник разработки НИР (Инвестор)	Сроки выполнения	Примечания
Проектирование и строительство объектов проведения аварийных тренировок персонала, обслуживающего государственные ЛЭП	20,0	Нет	2009 год	Работа включалась Решением ЭЭС СНГ в План НИР 2005 и 2006 годов. Однако из-за отсутствия финансирования не выполнялась. РГ по НТД проведен конкурс (Протокол №5 от 8-9 сентября 2004 года, п.1) Исполнитель: ОАО "ВНИИЭ", Российская Федерация
Работы по проектированию государственных линий электропередачи	30,0	Нет	2009 год	Работа включалась Решением ЭЭС СНГ в План НИР 2005 и 2006 годов. Однако из-за отсутствия финансирования не выполнялась. РГ по НТД проведен конкурс (пункт 1 Протокола №5 от 8-9.09.2004 г.). Исполнитель: ОАО "Институт Энергосетьпроект", Российская Федерация

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

Состав

**Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы
энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)**

АЮЕВ Борис Ильич	Председатель Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», член Правления ОАО РАО "ЕЭС России", Председатель КОТК
ГАСАНОВ* Гасан Башир оглы	Заместитель начальника Диспетчерского управления, Главный диспетчер ОАО «Азербээнержи» (Азербайджанская Республика)
САРКИСЯН Карен Бениаминович	Генеральный директор ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» (Республика Армения)
СИВАК Александр Владимирович	Первый заместитель Генерального директора – главный инженер ГПО «Белэнерго» (Республика Беларусь)
ШИРМА Алексей Ростиславович	Генеральный директор РУП «ОДУ» ГПО «Белэнерго» (Республика Беларусь)
КУШНЕРОВ Виталий Васильевич	Главный инженер - главный диспетчер РУП «ОДУ» ГПО «Белэнерго» (Республика Беларусь)
МАЙСУРАДЗЕ Шота Александрович	Генеральный директор АО Объединенная энергосистема «ГрузРосэнерго» (Грузия)
УЧАНЕИШВИЛИ Уча Гурамович	Исполнительный Менеджер по Диспетчеризации ООО «Государственная Электросистема Грузии» (Грузия)
НУГМАНОВ Серик Айбекович	Директор Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО» (Республика Казахстан)
КУАНЫШБАЕВ Жанибек Болатбекович	Заместитель директора Департамента продаж АО «KEGOC» (Республика Казахстан)
КАЛКАБАЕВ Мурат Дуйшенбекович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАО «НЭС Кыргызстана» (Кыргызская Республика)
ДИМОВ Геннадий Борисович	Начальник Центрального диспетчерского управления – Главный диспетчер ГП «Молдэлектрика» (Республика Молдова)
БОНДАРЕНКО Александр Федорович	Директор по управлению режимами ЕЭС – Главный диспетчер ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (Российская Федерация)
ПЕЛЫМСКИЙ Владимир Леонидович	Директор по оперативному управлению ОАО «ФСК ЕЭС» (Российская Федерация)
СТЕПАНОВ Николай Васильевич	Руководитель департамента оперативно – технического сопровождения внешнеэкономической деятельности ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» (Российская Федерация)
ОДИЛОВ* Негматулло Мухизович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик» (Республика Таджикистан)
ШАМСИЕВ* Хамидулла Аманович	Начальник Центральной диспетчерской службы ГАК «Узбекэнерго» (Республика Узбекистан)
УЩАПОВСКИЙ Константин Валерьевич	Первый заместитель директора – Главный диспетчер НЭК «Укрэнерго» (Украина)
ЛЫСКОВ Юрий Николаевич	И.о. начальника – Главный диспетчер ОДЦ «Энергия» ОЭС Центральной Азии

* по данным кандидатур по состоянию на 22.05.07 не получены официальные подтверждения

Приложение 9

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

**Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств**

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ

**по предотвращению развития и ликвидации нарушений
параметров допустимых режимов параллельной работы
энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии**

Москва

2007 г.

Список исполнителей**От ОАО «ВНИИЭ»**

Тихонов Ю.А.

к.т.н., зав. отделом, руководитель работы

Гуревич Ю.Е.

к.т.н., ведущий научный сотрудник

Латышева Л.Д.

научный сотрудник

От**ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»**

Герих В.П.

к.т.н., заместитель руководителя Департамента
оперативно-технического сопровождения ВЭД**Утверждена:**Электроэнергетическим Советом
Содружества Независимых Государств

Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

Исполнительный комитет
Электроэнергетического Совета

Предисловие

Приведен проект Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем государств синхронной зоны стран СНГ и Балтии.

Документ включает общие вопросы организации взаимодействия диспетчерского персонала Сторон при предотвращении развития и ликвидации нарушений параметров допустимого режима, охватывающих энергосистемы сопредельных государств, а также указания по действиям диспетчерского персонала при возникновении недопустимых изменений контролируемых параметров режима, при аварийных отключениях линий электропередачи и оборудования на приграничных объектах, при возникновении асинхронного режима и аварийного разделения энергосистем.

Документ предназначен для использования при составлении национальных инструкций, Технических соглашений и других совместных документов системными операторами энергосистем сопредельных государств, входящих в синхронную зону стран СНГ и Балтии.

При составлении документа использованы: стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», «Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России» ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», а также материалы Технических соглашений по параллельной работе энергосистем сопредельных государств СНГ и Балтии и опыт их применения, а также некоторые другие документы.

При редактировании документа учтены замечания и предложения к 1-ой редакции от организаций, осуществляющих управление электроэнергетикой стран СНГ (или их подразделений).

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	Назначение и область применения	5
2	Термины и определения	6
3	Общие положения.....	16
4	Действия при аварийных небалансах мощности	20
5	Действия при отключениях линий электропередачи	24
6	Действия при перегрузках контролируемых связей и сечений	27
7	Действия при недопустимых отклонениях напряжения	29
8	Действия при асинхронных режимах, синхронных качаниях	33
9	Восстановление нормального режима после отделения части синхронной зоны	34
10	Особенности ликвидации нарушений в условиях отказа средств связи и возникновения чрезвычайных ситуаций	37

1. Назначение и область применения

1.1. Документ предназначен для использования системными операторами национальных энергосистем при подготовке совместных документов по действиям оперативно-диспетчерского персонала (далее персонала) Сторон при предотвращении развития и ликвидации наиболее характерных нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы национальных энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии.

1.2. Документ содержит основные требования и рекомендации по оперативным действиям диспетчерского персонала в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов в синхронной зоне, а также порядок взаимодействия диспетчеров национальных энергосистем.

1.3. Оперативные действия по предотвращению развития и ликвидации нарушения параметров допустимого режима включают:

- идентификацию места, характера и масштаба нарушения, схемы и режима работы синхронной зоны и ее частей, и сообщение о нарушении соответствующим компетентным структурам;
- отключение поврежденного оборудования (участка сети) от энергосистемы;
- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого нарушением;
- предотвращение развития нарушения;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии (по частоте и напряжению);
- создание надежной послеаварийной схемы в синхронной зоне и отдельных ее частях;
- выяснение возможности включения отключившегося оборудования;
- восстановление режима энергосистем в соответствии с требованиями надежности и устойчивости с учетом условий заключенных договоров.

1.4. Документ определяет только технические вопросы и не рассматривает правила ведения коммерческой деятельности на рынках электроэнергии стран СНГ и Балтии.

1.5. В документе не рассматривается распределение действий между оперативно-диспетчерским персоналом внутри национальных энергосистем, затронутых нарушением параметров допустимого режима.

2. Термины и определения

Баланс мощности энергосистемы: система показателей, характеризующая соответствие между готовой к несению нагрузки мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы, с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, обмена мощностью с другими энергосистемами и нормированных резервов мощности.

Возмущение (режима) энергосистемы: внезапное нарушение установившегося режима энергосистемы, вызванное коротким замыканием, отключениями отдельных элементов электрической сети, генерирующих источников, потребителей и т.п., приводящее к переходному режиму.

Дефицит мощности в энергосистеме: недостаток генерирующей мощности, равный разности между требуемой генерирующей мощностью при нормативных показателях качества электрической энергии и фактической величиной максимальной мощности, готовой к несению нагрузки в данный момент времени с учетом ограничений по пропускной способности сети.

Дежурный работник объекта электроэнергетики (электрической станции, подстанции, энергопринимающей установки потребителей): работник субъекта электроэнергетики, уполномоченный на выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом соответствующего объекта электроэнергетики, а также на непосредственное воздействие на органы управления энергоустановок.

Диспетчер-координатор: определенный Соглашением Сторон диспетчер, который организует совместное управление режимом по тому или иному аспекту (регулирование частоты, регулирование напряжения, регулирование нагрузки межгосударственных связей, координация ликвидации нарушений допустимого режима, охватывающих более одной национальной энергосистемы и др.). По разным функциям координаторами могут быть установлены диспетчеры разных национальных энергосистем.

Диспетчер-координатор должен обеспечиваться необходимой информацией от диспетчеров других национальных энергосистем, на основании которой он планирует действия и, в условиях, оговоренных Соглашениями, реализует эти действия, при необходимости обращаясь к диспетчерам других национальных энергосистем для выполнения действий на объектах, находящихся в их диспетчерском управлении.

Необходимость выделения диспетчера-координатора и его функции определяются в Соглашениях участвующих Сторон.

Диспетчерская команда: указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику.

Диспетчерский центр: структурное подразделение организации-субъекта

оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее управление режимом энергосистемы в пределах закрепленной за ним операционной зоны.

Диспетчерское ведение: организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

Диспетчерское управление: организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Диспетчерское согласование: разрешение, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному объекту электроэнергетики.

Загрузка оборудования (линий электропередачи): полнота использования производительности оборудования (пропускной способности линий электропередачи).

Изолированная энергосистема: энергосистема, электрически отделенная от синхронной зоны (изолированное состояние, например, может возникнуть вследствие отключения элементов передающей сети).

Контролируемое сечение (связь): сечение (связь) по которому установлено значение допустимого перетока мощности.

В данном документе рассматриваются только такие контролируемые сечения (связи), которые являются межгосударственными или режим которых влияет на режим работы межгосударственного сечения (связи).

Контрольные пункты сети: выделенные в каждой операционной зоне подстанции и электростанции, на шинах которых напряжение должно поддерживаться в соответствии с утвержденными графиками в функции времени или в зависимости от параметров режима и состава включенного оборудования. В группу Контрольных пунктов должны включаться подстанции и электростанции с наибольшим влиянием на устойчивость нагрузки, параллельной работы электростанций, частей синхронной зоны и на потери электроэнергии в операционной зоне.

Надежность электроснабжения: способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

Нарушение параметров допустимых режимов (в контексте - нарушение): состояние энергосистемы, объекта, в котором не выполняются условия допустимого режима.

Национальная энергосистема: энергосистема в государственных границах.

Национальная зона диспетчерского управления: зона диспетчерского управления в государственных границах.

Национальный диспетчерский центр: ДЦ, операционная зона которого охватывает национальную энергосистему.

Нормальная загрузка оборудования: загрузка оборудования, не превышающая допустимых по условиям нормального режима максимальных значений параметров, определенных паспортными данными и инструкциями.

Обеспечение функционирования энергосистемы: сочетание всех технических и организационных действий, направленных на то, чтобы энергосистема могла выполнять функцию по энергоснабжению с учетом необходимой адаптации к изменяющимся условиям.

Объекты электроэнергетики: имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой: централизованное управление режимом энергосистемы, осуществляемое Системным оператором или иными субъектами оперативно диспетчерского управления.

Оперативный резерв генерирующей мощности (на загрузку и разгрузку): часть полного резерва генерирующей активной мощности, предназначенная для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования) энергосистемы и/или непредвиденным увеличением или снижением нагрузки потребителей.

В его состав входят:

- включенный резерв, ввод которого требует менее 20 минут и который обеспечен первичными энергоресурсами более 3 часов;
- первичный резерв с автоматическим вводом до 30 секунд;
- вторичный резерв с автоматическим или ручным вводом до 15 минут (на загрузку и на разгрузку);
- третичный резерв, который вводится персоналом для восстановления вторичного (и первичного) резерва и коррекции графика.

Оперативный персонал энергообъекта: персонал энергообъекта, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и осуществляющий обслуживание электроустановок в смену.

Операционная зона (Зона диспетчерского управления) (диспетчерского центра): территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

Отказ: самопроизвольные запуск или прекращение функционирования технического устройства, а также выход параметров функционирования за допустимые границы.

Параллельная работа: совместно работающие электростанции, электрические сети и приемники электрической энергии, объединенные общим

технологическим процессом производства, передачи и потребления электроэнергии.

Перегрузка оборудования: загрузка оборудования выше допустимых по условиям эксплуатации и критериям нормального режима значений.

Перетоки мощности (по связям, сечениям электрической сети):

Аварийно допустимый переток мощности в сечении сети: наибольший допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах переток.

Вынужденный переток мощности в сечении сети: загрузка сечения выше максимально допустимого, но не превышающая аварийно допустимого перетока в вынужденном режиме.

Максимально допустимый переток мощности в сечении сети: наибольший допустимый переток в сечении, удовлетворяющий всем требованиям по надежности к нормальным режимам.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой: категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов работы (потребления электрической энергии) влияют на качество электрической энергии, надежность работы национальной энергосистемы и оказывают в связи с этим на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода национальной энергосистемы из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные согласованные с ними услуги на условиях договора.

Пропускная способность электрической сети: максимальная величина мощности, которой можно непрерывно обмениваться между двумя частями энергосистемы при обеспечении их надежной работы.

Противоаварийная автоматика: автоматические устройства, предназначенные для ограничения развития и прекращения аварийных режимов при возмущениях в энергосистеме и выполняющие функции предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения и повышения частоты и напряжения, ограничения перегрузки оборудования.

Противоаварийное управление в энергосистеме: автоматическое и оперативное управление, направленное на предотвращение и ликвидацию нарушений допустимого режима в энергосистеме.

Расчетные (нормативные) условия: схемно-режимные состояния объекта (энергосистемы), а также функциональные, климатические и иные воздействия и возмущения (в частности, аварийный небаланс мощности), которые учитываются (приняты в расчет) при установлении мер по обеспечению надежности при проектировании и эксплуатации в соответствии с нормативными документами и/или договорными отношениями.

Расчетные (нормативные) условия функционирования энергосистемы: условия, принимаемые при планировании развития и функционирования энергосистем в соответствии с действующими нормами, по отношению к которым должны быть обеспечены требуемые параметры и показатели функционирования, включая параметры и показатели безопасности энергосистем, качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей.

Регулирование напряжения включает:

- **первичное регулирование напряжения**, которое осуществляется автоматическими регуляторами возбуждения (генераторов, синхронных компенсаторов, синхронных двигателей) и устройствами управления режимами статических компенсаторов реактивной мощности, предназначено для ограничения отклонения напряжения;
- **вторичное регулирование напряжения**, которое координирует действие устройств первичного регулирования в пределах данного района для того, чтобы поддерживать в допустимых пределах напряжение в "контрольных пунктах" сети, восстанавливая напряжение до нормального уровня и диапазоны первичного регулирования напряжения на объектах;
- **третичное регулирование напряжения**, которое предназначено для восстановления возможностей вторичного регулирования и оптимизации уровней напряжения в "контрольных пунктах" системы.

Регулирование частоты и мощности включает:

- **первичное регулирование частоты** - процесс децентрализованного изменения мощности генерирующих агрегатов под воздействием регуляторов скорости вращения турбин, вызванный изменением частоты и направленный на ограничение этого изменения (на ТЭС, АЭС изменение мощности турбины поддерживается изменением мощности котлоагрегата, реактора).
- **вторичное регулирование частоты и мощности** - обеспечивает поддержание частоты и сальдо перетоков мощности субъекта управления на заданном уровне, в частности, восстанавливает заданные значения частоты и перетоков мощности после нарушения допустимого режима (и тем самым - резервы первичного регулирования частоты). Вторичное регулирование осуществляется автоматически или вручную воздействием на мощность выделенных электростанций.
- **третичное регулирование активной мощности** - предназначено для восстановления диапазона вторичного регулирования частоты и мощности; осуществляется вручную воздействием на мощность электростанций.

Режим энергосистемы (электроэнергетический режим энергосистемы): единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Аварийный режим энергосистемы: режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Асинхронный режим энергосистемы: переходный режим, характеризующийся работой отдельных частей энергосистемы с разной частотой при сохранении их электрической связи.

Нормальный режим энергосистемы: режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Послеаварийный режим энергосистемы: режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность нормализации послеаварийного режима ограничена 20 минутами. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Вынужденный режим энергосистемы: режим энергосистемы, при котором нагрузка некоторых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Вынужденный режим для МГС может быть разрешен и согласован национальными диспетчерскими центрами на время не более 40 минут (дополнительно к 20 минутам, разрешенным для нормализации послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений и/или мобилизации резерва, а также при невозможности выполнения требований к нормальным режимам энергосистемы.

Режим синхронных качаний: режим электроэнергетической системы, характеризующийся низкочастотными периодическими изменениями токов, напряжений и мощности при сохранении синхронности параллельной работы генераторов. Длительные слабозатухающие, тем более, нарастающие синхронные качания относятся к недопустимым режимам.

Установившийся режим энергосистемы: режим работы энергосистемы, при котором параметры режима могут приниматься неизменными.

Переходный режим работы энергосистемы: режим, при котором скорости и величины изменения параметров настолько значительны, что они должны учитываться при рассмотрении конкретных практических задач.

Технологический режим работы объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя: процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики).

Резервы генерирующей мощности

Резерв генерирующей мощности агрегата электростанции (энергоблока) на увеличение (на загрузку): часть регулировочного диапазона энергоблока от его нагрузки до располагаемой мощности, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности энергосистемы на увеличение: разность между суммарной рабочей мощностью и суммарной нагрузкой электростанций энергосистемы, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности агрегата электростанции (энергоблока) на снижение (разгрузку): часть регулировочного диапазона энергоблока от текущей нагрузки до технического минимума, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности энергосистемы на снижение (на разгрузку): разность между суммарной загрузкой в исходном режиме и суммой технических минимумов электростанций энергосистемы, определяемая в реальном времени.

Холодный резерв генерирующей мощности энергосистемы: суммарная генерирующая мощность выведенных из работы агрегатов электростанций, обеспеченных топливом и готовых к пуску.

Оперативный резерв генерирующей мощности (на загрузку и разгрузку) энергосистемы: часть полного резерва генерирующей мощности, по времени ввода пригодная для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования) энергосистемы и/или непредвиденным увеличением или снижением нагрузки потребителей.

Связь (в электрической сети): последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

Сечение электрической сети: совокупность сетевых элементов, отключение которых привело бы к разделению энергосистемы на две не связанные между собой части.

Синхронная зона: совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

Системный оператор национальной энергосистемы (далее - системный оператор): специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой национальной энергосистемы.

Субъекты оперативно-диспетчерского управления: лица и организации, уполномоченные осуществлять управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики.

Схема электрических соединений объекта электроэнергетики: характеристика электроэнергетического режима, определяющая состояние соединения оборудования объекта электроэнергетики между собой.

Устойчивость энергосистемы

Статическая устойчивость энергосистемы: способность энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых его возмущений. Под малым возмущением режима энергосистемы понимается такое, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

Динамическая устойчивость энергосистемы: способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений режима без перехода в асинхронный режим. Под значительным понимается такое возмущение, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров.

Устройства технологической автоматики (котлоагрегата): совокупность регуляторов технологических параметров режима котлоагрегата (давления пара, температуры, расхода воздуха, воды и др.), а также некоторые другие автоматические устройства котлоагрегата.

Холодный резерв генерирующей мощности энергосистемы: суммарная генерирующая мощность выведенных из работы агрегатов электростанций, обеспеченных топливом и готовых к пуску.

Чрезвычайная ситуация (ЧС): состояние энергосистемы или внешней среды, при котором существует высокая вероятность нарушения или уже нарушены нормальные условия жизни и деятельности людей, вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским и материальным потерям.

Электрические сети: совокупность технических устройств, состоящих из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии.

Электроэнергетическая система (энергосистема): совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей и энергопринимающих установок потребителей, соединенных между собой и связанных общностью режима (работающих параллельно) в непрерывном процессе производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии и тепла при едином диспетчерском управлении.

В соответствии с определением термин «энергосистема» применяется в тексте как обобщающий и включающий в себя, в частности, понятия: региональная, объединенная, единая, национальная энергосистема.

Энергообъект: объект электроэнергетики, выполняющий законченную технологическую функцию и оснащенный средствами управления соответствующего технологического процесса; ниже под энергообъектом понимается электростанция или подстанция.

Классификации.

Перетоки мощности в сечениях электрической сети:

Наибольший допустимый в нормальном режиме переток мощности в сечении называется максимально допустимым перетоком. Наибольший допустимый переток в послеаварийном режиме называется аварийно допустимым перетоком.

Примечание: В некоторых странах используется вынужденный переток мощности (режим), что означает разрешение установленных отклонений от нормального перетока.

Состояния энергосистемы

Нормальное состояние, Контролируемое аварийное состояние, Чрезвычайное состояние.

Нормальное состояние энергосистемы: состояние энергосистемы, при котором условия ее функционирования соответствуют нормативным, отсутствуют нарушения в работе основных устройств и оборудования, параметры режима удовлетворяют всем требованиям по безопасности, надежности функционирования и качеству электроэнергии.

Контролируемое аварийное состояние энергосистемы: состояние энергосистемы, при котором она находится под воздействием возмущения или после него с отклонениями параметров функционирования от нормальных значений, однако обладает необходимыми запасами энергоресурсов, пропускной способности сети, резервами генерирующих мощностей и является управляемым.

Чрезвычайное состояние энергосистемы: состояние энергосистемы, имеющее высокую вероятность нарушения или уже повлекшее нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей.

Допустимым режимом энергосистемы ниже считается режим, в котором обеспечено:

- поддержание частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц, с допустимым кратковременным отклонением до $50 \pm 0,4$ Гц;
- загрузка связей и сечений до величин, не превышающих установленные максимально допустимые перетоки мощности и длительно допустимые токовые нагрузки;
- поддержание напряжения в пределах допустимых уровней;
- наличие необходимого оперативного резерва активной мощности, обеспеченного энергоресурсами, а также необходимого резерва реактивной мощности.

Примечание: Отсутствие или недостаток резерва не считается нарушением допустимого режима, но в этой ситуации необходимо незамедлительно принимать меры для восстановления резервов.

Используемые сокращения

АВР	- автоматический ввод резерва
АЛАР	- автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОН	- автоматика отключения нагрузки
АОПН	- автоматическое ограничение повышения напряжения
АОПЧ	- автоматическое ограничение повышения частоты
АОСН	- автоматическое ограничение снижения напряжения
АОСЧ	- автоматическое ограничение снижения частоты
АПВ	- автоматическое повторное включение
АРО	- автоматическая разгрузка оборудования
АРПМ	- автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности
АТ	- автотрансформатор
АЧВР	- автоматический частотный ввод резерва
АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
АЭС	- атомная электростанция
ВЛ	- воздушная линия (электропередачи)
ГАЭС	- гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	- гидроэлектростанция
ДЦ	- диспетчерский центр
КЗ	- короткое замыкание
ЛЭП	- линия электропередачи
МГС	- межгосударственная связь
НДЦ	- национальный диспетчерский центр
ПА	- противоаварийная автоматика
ПС	- подстанция
РЗА	- релейная защита и автоматика
РПН	- регулирование напряжения под нагрузкой
РУ	- распределительное устройство
САОН	- специальная автоматика отключения нагрузки
СК	- синхронный компенсатор
СН	- собственные нужды
СНГ	- Содружество Независимых Государств
СО	- системный оператор
СШ	- система шин
ТЭС	- тепловая электростанция
ТЭЦ	- тепловая электроцентраль
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателей
ЧАПВ	- частотное АПВ
ЧДА	- частотная делительная автоматика

3. Общие положения

Взаимоотношения органов диспетчерского управления национальных энергосистем определяются соответствующими двусторонними договорами и осуществляются на основе согласованных правил, инструкций и других документов.

3.1. Организационные и технические мероприятия.

3.1.1. Между взаимодействующими национальными энергосистемами должны быть распределены обязанности (функции) по предотвращению развития и ликвидации нарушения параметров допустимых режимов. В частности, могут быть установлены координирующие национальные диспетчерские центры, диспетчера которых являются координаторами по регулированию частоты, по регулированию напряжения на приграничных и влияющих на режимы сопредельных национальных энергосистем пунктах, по регулированию нагрузки межгосударственных связей – в нормальных и аварийных режимах, по ликвидации нарушений, охватывающих более одной национальной энергосистемы, в том числе в случае отделения части синхронной зоны.

3.1.2. Настройка релейной защиты и противоаварийной автоматики, влияющей на режимы МГС и прилегающих районов, должна быть взаимно согласована.

В частности, должны быть согласованы уставки системы АОСЧ, включая АЧВР и АЧР в диапазоне возможного изменения частоты в синхронной зоне (50,0 - 48,5 Гц). Для международных районов, которые могут быть отделены оперативно или автоматически от синхронной зоны, между участниками каждого такого района должны быть согласованы уставки АЧР во всем диапазоне действия, а также уставки ЧДА.

Для таких случаев должны быть предусмотрены точки синхронизации и соответствующие устройства.

3.1.3. При планировании режимов национальной энергосистемы предусматриваются необходимые для обеспечения ее надежности резервы генерирующих мощностей, запасы пропускной способности электрической сети, объемы участия потребителей в регулировании режима.

3.1.4. Должны быть подготовлены и зафиксированы местными инструкциями основные технические решения по предотвращению развития нарушения допустимого режима и восстановлению допустимого режима после нарушения для типовых вариантов схемно-режимных условий и возмущений.

Специально должны быть проработаны вопросы обеспечения разворота электростанций в случае их погашения при развитии нарушения, а также соблюдения установленных временных интервалов перерыва питания для потребителей с управляемой нагрузкой, участвующих в противоаварийном управлении.

3.1.5. Необходимо заблаговременное планирование объема и мест размещения резервов активной мощности с учетом нормативных возмущений (аварийные небалансы мощности и аварийное ослабление межсистемных связей), которые могут частично быть размещены в сопредельных энергосистемах, на основе соответствующих Соглашений по объемам резервов, их размещению, процедуре мобилизации.

3.2. Действия в условиях нарушения параметров допустимого режима

3.2.1. При возникновении нарушения допустимого режима, диспетчера всех взаимодействующих и затронутых нарушением национальных энергосистем, независимо от наличия диспетчера-координатора, принимают собственные меры по мобилизации своих ресурсов и включению в работу отключившегося оборудования - для введения параметров режима (по частоте, по напряжению, по току ЛЭП и оборудования) в диапазон допустимых значений, обмениваясь при этом необходимой оперативной информацией.

При отсутствии диспетчера-координатора диспетчера национальных энергосистем, действуя на основе Соглашений между взаимодействующими Сторонами и в соответствии с согласованными инструкциями, по установленным критериям или запросам диспетчеров других национальных энергосистем, мобилизуют в установленном объеме и порядке свои аварийные резервы, предназначенные для использования в интересах других национальных энергосистем и синхронной зоны в целом. При этом они согласовывают между собой действия в объеме, необходимом для их эффективного выполнения.

3.2.2. Диспетчер национальной энергосистемы, в которой возникла причина нарушения, также независимо от наличия диспетчера-координатора, мобилизует собственные ресурсы всех видов для ограничения и ликвидации нарушения, вплоть до ограничения и отключения потребителей, сообщает о нарушениях и принимаемых мерах диспетчерам других национальных энергосистем, которые затронуты нарушением или которым угрожает нарушение, и запрашивает, при необходимости, дополнительные ресурсы управления у диспетчеров других национальных энергосистем в объеме и порядке, предусмотренными в Соглашениях взаимодействующих Сторон для типовых нарушений допустимого режима.

3.2.3. При наличии диспетчера-координатора, диспетчера взаимодействующих национальных энергосистем, затронутых нарушением, информируют его о возникающих нарушениях и всех принимаемых мерах, а также о располагаемых ресурсах.

Диспетчер-координатор, в пределах своих функций, установленных Соглашениями взаимодействующих Сторон, на основе получаемой информации, планирует (совместно с диспетчерами других национальных энергосистем) действия, организует и координирует мобилизацию ресурсов взаимодействующих национальных энергосистем, предназначенных для взаимопомощи и обеспечения функционирования синхронной зоны в целом.

3.2.4. При возникновении нарушения параметров допустимого режима первоочередной задачей является идентификация места и характера нарушения, его масштаба, схемы и режимов работы энергосистем в зоне нарушения.

При возникновении любого такого нарушения в национальной энергосистеме или на ее объекте, могущем повлиять на режим работы межгосударственных связей или на частоту в синхронной зоне, оперативно-диспетчерский персонал соответствующей национальной энергосистемы должен немедленно собрать информацию в части оборудования и энергообъектов, находящихся в его оперативной подчиненности, и передать ее в установленном порядке диспетчеру-координатору ликвидации нарушений допустимого режима:

- об аварийных отключениях или явной угрозе отключения элементов передающей сети и генерирующих мощностей;
- о возникновении качаний мощности по ВЛ или на генераторах, о выявлении асинхронного режима;
- о нарушении допустимых параметров режима (частота, напряжение, токовая нагрузка, переток мощности);
- о срабатывании устройств РЗА и противоаварийной автоматики или об их неисправности (отказе);
- о возможности развития нарушения допустимого режима;
- об отключении потребителей (работа АЧР, САОН).

Диспетчеры, в операционной зоне которых находятся приграничные объекты, при обнаружении нарушения режима их работы или работы МГС обязаны сообщить об этом диспетчеру-координатору и передать дополнительную информацию о характере нарушения, описанную выше.

В свою очередь диспетчер-координатор при возникновении нарушения допустимого режима должен принять меры по сбору необходимой информации, описанной выше.

3.2.5. Диспетчеры, независимо от наличия согласованного диспетчера-координатора, должны также взаимно сообщать друг другу необходимую информацию, указанную в пункте 3.2.4, и дополнительную информацию о ситуации в энергосистемах, если это может затрагивать надежность или изменять режимы работы сопредельных национальных энергосистем, в соответствии с Соглашением между Сторонами.

3.2.6. Все операции по изменению схемы и режима с целью предотвращения развития и ликвидации нарушения, в т.ч. восстановление допустимых значений параметров режима, выполняются с контролем отсутствия нарушения других ограничений (в т.ч. других параметров и на других объектах).

3.2.7. Обо всех действиях, по выполнению полученных команд или самостоятельных, персонал всех уровней должен немедленно сообщать по инстанции, не дожидаясь опроса.

3.3. Организация взаимодействия персонала.

3.3.1. Международное оперативное взаимодействие осуществляется диспетчерами НДЦ, а также может осуществляться в установленных пределах по согласованию Сторон подчиненными им диспетчерами ДЦ нижестоящего уровня, операционные зоны которых примыкают к межгосударственной границе. Взаимодействие между диспетчерами разного уровня национальных энергосистем устанавливается внутренними документами. Взаимодействие между диспетчерами разных национальных энергосистем устанавливается на основании распределения обязанностей и ответственности в Соглашении между Сторонами.

В каждой национальной энергосистеме действуют инструкции, по предотвращению развития и ликвидации нарушений допустимых режимов, согласованные Сторонами в той части, которая касается ликвидации нарушений, выходящих за границы данной национальной энергосистемы.

3.3.2. При ликвидации нарушения допустимого режима все команды диспетчера-координатора, руководящего ликвидацией, по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно.

Если команда диспетчера-координатора, представляется ошибочной, диспетчер, принимающий команду, немедленно указывает на это диспетчеру, отдавшему команду. В случае подтверждения диспетчером-координатором, своей команды, диспетчер, принимающий команду, обязан ее выполнить, кроме случаев угрозы для жизни людей, сохранности оборудования и питания собственных нужд энергообъектов. О своем отказе выполнить такую команду диспетчер, принимающий команду, обязан доложить диспетчеру, отдавшему команду, и своему административно-техническому руководителю, а также сделать соответствующую запись в оперативном журнале.

3.3.3. Диспетчерские команды должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок и последовательность производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму работы оборудования. Выслушав команду, принимающий ее диспетчер должен дословно подтвердить текст команды и получить подтверждение, что команда понята правильно.

3.3.4. Диспетчерский персонал обеспечивается первоочередной связью по прямым каналам диспетчерской связи, в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

3.3.5. Приемку и сдачу смены во время ликвидации нарушения допустимого режима рекомендуется не производить.

При нарушении, которое требует длительного времени для его ликвидации, допускается сдача смены по разрешению диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения.

3.3.6. Производство переключений и другие операции по управлению режимом на приграничных объектах, а также на других объектах, влияющих на надежность МГС, осуществляется в соответствии с согласованными инструкциями.

Во внутренних инструкциях диспетчерскому персоналу и дежурному персоналу объектов электроэнергетики должны быть указаны операции, которые могут производиться самостоятельно, а также операции, которые самостоятельно выполнять запрещается.

3.3.7. Все оперативные переговоры во время ликвидации нарушения должны записываться звукозаписывающей аппаратурой, записи хранятся не менее 3х месяцев, либо до завершения окончательного расследования нарушения.

4. Действия при аварийных небалансах активной мощности

4.1. Общие положения.

4.1.1. Частота является общесистемным параметром, нарушение ее допустимых значений затрагивает все национальные энергосистемы синхронной зоны, балансы всех национальных энергосистем влияют на ее значение и поэтому регулирование частоты, в том числе при нарушениях допустимого режима, целесообразно, по согласованию Сторон, осуществлять при координации действий диспетчеров во всей синхронной зоне.

4.1.2. Допустимые отклонения частоты в синхронной зоне составляют для 20-секундных средних значений:

$\pm 0,05$ Гц - нормально допустимое значение отклонения частоты,

$\pm 0,2$ Гц - допустимое значение отклонения частоты,

$\pm 0,4$ Гц - предельно допустимое значение отклонения частоты;

при этом допустимое время работы энергосистемы с отклонением частоты в диапазоне от 0,2 до 0,4 Гц не должно превышать 15 мин. и, суммарно, - 72 мин. в сутки.

Работа с частотой вне указанного диапазона допускается в течение короткого времени и должна устраняться действием автоматики или/и (экстренными) действиями диспетчера.

4.1.3. В нормальных и расчетных аварийных условиях частота в энергосистеме поддерживается системой регулирования частоты, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования, в аварийных условиях возможно также действие автоматических устройств АОСЧ и АОПЧ.

4.1.4. Все национальные энергосистемы, работающие в составе синхронной зоны, в соответствии с Соглашениями поддерживают необходимые резервы активной мощности и принимают участие в поддержании нормального уровня частоты, выполняя заданный суточный график сальдо потоков мощности с коррекцией по частоте в пределах, оговоренных в документе, регламентирующем действия по регулированию частоты. Регулирование частоты в синхронной зоне, в том числе при нарушении параметров допустимых режимов, организует диспетчер-координатор, определенный Соглашением Сторон.

4.1.5. Оперативно-диспетчерский персонал участвует во вторичном и третичном регулировании частоты, а также контролирует и резервирует действие автоматических систем.

4.2. Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения частоты электрического тока

4.2.1. Если при ведении режима выявлена возможность снижения частоты при прохождении максимума нагрузки, с необходимой заблаговременностью диспетчером-координатором регулирования частоты в синхронной зоне:

- даются команды на подготовку гидроаккумулирующих электростанций для работы в генераторном режиме и на пуск генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве;
- запрещается (отказывается) вывод в ремонт генерирующего оборудования и линий электропередачи, снижающих пропускную способность перегружаемых сечений (независимо от наличия разрешенных заявок);
- выводится из ремонта и приостанавливается вывод в ремонт линий и энергетического оборудования, ограничивающих выдачу мощности из избыточных районов;
- изменяются в установленном порядке графики сальдо перетоков по межгосударственным связям и сечениям.

Указанные меры принимаются диспетчером-координатором в своей национальной энергосистеме, при необходимости он обращается к диспетчерам других национальных энергосистем с предложением принятия аналогичных мер.

4.2.2. При снижении частоты ниже уровня 49,95 Гц, не устранимого действием автоматического вторичного регулирования в течение 5 мин., диспетчер-координатор регулирования частоты в синхронной зоне принимает меры к восстановлению частоты, используя третичные резервы в своей национальной энергосистеме, а при необходимости – резервы в других национальных энергосистемах, не превышая максимально допустимые перетоки мощности по контролируемым межгосударственным и внутригосударственным связям.

4.2.3. При внезапном снижении частоты ниже уровня 49,8 Гц диспетчер-координатор регулирования частоты в синхронной зоне осуществляет идентификацию нарушения, в частности, устанавливает место, причину и величину небаланса мощности и принимает меры к восстановлению частоты, используя, в соответствии с договорами о параллельной работе, резервы мощности во всех национальных энергосистемах, не превышая максимально допустимые перетоки мощности по контролируемым межгосударственным и внутригосударственным связям.

4.2.4. Диспетчер национальной энергосистемы, в которой произошла потеря генерирующей мощности, должен использовать все имеющиеся собственные резервы мощности, а также по согласованию с диспетчером-координатором использовать, в случае необходимости, установленные Соглашением (о взаимопомощи) резервы мощности в других национальных энергосистем, не

превышая максимально допустимые перетоки мощности по контролируемым связям.

4.2.5. Если, несмотря на принятые меры, снижение частоты продолжается, то дополнительно:

- используются разрешенные аварийные перегрузки генерирующих установок и токовые нагрузки линий электропередачи с контролем их продолжительности (при этом превышение максимально допустимых перетоков не допускается);
- повышается электрическая нагрузка на ТЭЦ за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы.

4.2.6. Если проведение мероприятий по предыдущему пункту не обеспечило повышения частоты выше 49,8 Гц, то по команде диспетчера-координатора вводятся ограничения потребления электроэнергии и отключаются энергопринимающие установки потребителей с контролем перетоков мощности по контролируемым связям. Отключение потребителей производится, в первую очередь, в национальной энергосистеме, в которой произошла потеря генерирующей мощности.

4.2.7. Снижение частоты ниже 49 Гц при возможных аварийных дефицитах мощности возможно только в отделившихся частях синхронной зоны. При больших дефицитах мощности, недостаточности АЧР или её отказе вследствие глубокого снижения напряжения в отделившейся части синхронной зоны, возможно снижение частоты ниже 47 Гц.

В таких случаях, для сохранения работоспособности электростанций в составе системы АОСЧ предусматривается их автоматическое выделение на работу со сбалансированной нагрузкой или в составе сбалансированного района.

При отсутствии или отказе системы автоматического выделения электростанции дежурный персонал электростанции, в соответствии с местной инструкцией, должен отключить генераторы от сети, обеспечив их готовность к быстрому пуску и набору нагрузки, в т.ч. выполнив мероприятия по сохранению питания собственных нужд электростанции.

4.2.7. После аварии со срабатыванием АЧР и стабилизации режима для автоматического включения отключенных энергопринимающих установок потребителей частота должна быть повышена диспетчером-координатором по регулированию частоты в синхронной зоне до уровня на 0,1-0,2 Гц выше верхней уставки ЧАПВ.

Диспетчер национальной энергосистемы во взаимодействии с диспетчером-координатором, при наличии необходимого резерва мощности на электростанциях в этой энергосистеме, может дать разрешение на ручное включение части потребителей, ранее отключенных автоматически или оперативно, с контролем перетоков мощности по контролируемым связям.

Включение остальных отключенных действием АЧР потребителей после нормализации частоты производится устройствами ЧАПВ, а в случае их отказа - вручную с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым связям.

4.2.8. При работе синхронной зоны с частотой ниже 49,6 Гц в электрических сетях и на электростанциях задерживается отключение в ремонт или резерв генерирующего оборудования и линий электропередачи, не производятся плановые переключения в РУ, работы в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики и устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме переключений, необходимых для предотвращения, локализации и ликвидации нарушения.

4.2.9. При значительном и/или длительном небалансе мощности в одной из национальных энергосистем, который не может быть ликвидирован использованием помощи других национальных энергосистем синхронной зоны и приводит к работе с пониженной частотой, эта энергосистема, в соответствии с Соглашением, может быть отделена от синхронной зоны с переходом на автономную работу. Может быть предусмотрено автоматическое отделение национальной энергосистемы по определенным признакам.

С указанными целями может отделяться некоторая часть синхронной зоны, не совпадающая с одной или несколькими национальными энергосистемами, в соответствии с технологическими характеристиками этой части, как правило, в заранее предусмотренных местах.

4.3. Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока

4.3.1. При повышении частоты выше 50,1 Гц осуществляется идентификация нарушения, вызвавшего повышение частоты, и состояния синхронной зоны. Персонал энергообъекта и диспетчер национальной энергосистемы, где произошло событие, приведшее к избытку мощности, немедленно передают информацию об этом диспетчеру-координатору и принимают меры по ликвидации возникшего избытка за счет разгрузки электростанций с контролем величины загрузки связей.

Для понижения частоты разгружаются электростанции (ГЭС, ТЭС, ТЭЦ), агрегаты ГАЭС переводятся в двигательный режим.

4.3.2. При сохранении значения частоты выше 50,1 Гц и наличии тенденции её дальнейшего роста диспетчером-координатором даются команды на разгрузку генерирующего оборудования вплоть до технического минимума с контролем частоты и потоков мощности по контролируемым связям.

4.3.3. При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС диспетчером-координатором даются команды на перевод энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара, разгрузку в разрешенных пределах энергоблоков АЭС или (и) отключение котлов на дубль - блоках, а также энергоблоков тепловых электростанций. При этом объем и характер разгрузки должен учитывать ожидаемый рост нагрузки.

4.3.4. В случае повышения частоты до 50,3 Гц и более действует автоматика отключения генераторов на АЭС, ТЭС и ГЭС (устройства АОПЧ). В случае её

отказа, отключение генераторов осуществляет персонал электростанций в соответствии с местными инструкциями.

При этом принимаются меры по сохранению готовности энергоблоков и синхронизации (быстрому пуску) и набору нагрузки. Во всех случаях должно быть обеспечено сохранение питания собственных нужд электростанции.

4.3.5. О выполненных действиях по изменению нагрузок электростанций, о состоянии оборудования электростанций и загрузке межсистемных и внутрисистемных связей диспетчерский персонал национальных энергосистем должен немедленно докладывать диспетчеру-координатору.

5. Действия при отключении линий электропередачи

5.1. Рассматриваются отключения межгосударственных линий электропередачи или отключения таких линий электропередачи, которые влияют на режим работы МГС.

5.2. При аварийном отключении линии электропередачи

5.2.1. Диспетчер, в управлении которого находится отключенная линия:

- сообщает о произошедшем отключении, а также о принимаемых мерах диспетчерам других (сопредельных) национальных энергосистем, на режим которых может повлиять данное отключение, в части повышения (снижения) напряжения на пограничных подстанциях, наброса (сброса) активной мощности на межсистемные транзиты, снижения пропускной способности сечений;
- определяет причины отключений на основе показаний устройств телесигнализации и телеизмерений, анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, опроса персонала и сообщений с мест;
- при необходимости, организует выполнение операций по перестройке релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- принимает меры по устранению причин отключения и включению отключившейся линии в работу.

5.2.2. Диспетчер, в управлении которого находится отключенная линия, и, при наличии перегрузок межгосударственной и других контролируемых связей, диспетчеры других национальных энергосистем, обмениваясь информацией, обеспечивают согласованными мерами допустимый режим работы этих связей для создавшейся схемы сети, используя, в первую очередь, резервы активной и реактивной мощности в национальной энергосистеме, в которой произошло отключение. При необходимости организуется в согласованном порядке предоставление аварийного резерва мощности в других национальных энергосистемах.

При исчерпании резервов мощности применяется отключение потребителей; прежде всего, эта мера применяется в национальной энергосистеме, в управлении диспетчеров которой находится отключенный элемент или, в случае использования

этого элемента для транзита электроэнергии, – в национальной энергосистеме, в которую эта электроэнергия передается. Место и порядок ограничения или отключения потребителей должны быть установлены в Соглашениях между Сторонами (см. также раздел 6).

5.2.3. Диспетчера национальных энергосистем, в которых при рассматриваемом аварийном отключении линии произошло отключение потребителей от действия САОН, принимают меры к обратному включению потребителей, информируя диспетчеров сопредельных национальных энергосистем о своих действиях и контролируя загрузку связей; при невозможности восстановления питания потребителей за нормативное время применяется их включение после отключения других потребителей по графикам аварийных отключений (или ограничений).

Примечание к п.5.2. В сложных случаях при указанных операциях рекомендуется организовывать необходимое взаимодействие через согласованного диспетчера-координатора, который должен располагать в каждый момент времени всей существенной информацией и при консультациях с диспетчерами других затрагиваемых нарушением национальных энергосистем планировать указанные действия и координировать их выполнение.

5.3. Меры по включению отключенной линии электропередачи

5.3.1. При отключении линии электропередачи линейными защитами независимо от работы устройств автоматического повторного включения, отключившуюся линию допускается опробовать напряжением, если к моменту опробования не выявлено ее повреждений или повреждений присоединений линии.

Включение отключенной линии под напряжение, как правило, производится со стороны подстанции с нормальной схемой распределительного устройства, если это не оговорено особо в соответствующих инструкциях. Опробование напряжением линии, отключившейся от короткого замыкания, со стороны АЭС запрещается.

Перед опробованием линии напряжением учитывается, что при отказе выключателя, которым подается напряжение на линию, возможно отключение других элементов сети (СШ, АТ, ВЛ), сопровождающееся развитием нарушения и возможным отключением потребителей.

При включении протяженной линии электропередачи 330 кВ и выше необходимо на этапе одностороннего включения исключить недопустимое (по величине и длительности) повышение напряжения и срабатывание устройства АОПН. С этой целью необходимо учитывать уровни напряжения в сети, наличие подключенных к линии шунтирующих реакторов, схему прилегающей сети и объекта, от которого подаётся напряжение на линию.

5.3.2. Если отключилась транзитная линия, несинхронное включение которой недопустимо, на этапе одностороннего включения выполняется предварительная проверка отсутствия на ней напряжения с другой стороны. Включение линии на противоположном конце производится с обязательной проверкой или улавливанием синхронизма.

5.3.3. В случае одностороннего отключения линии электропередачи (линия находится под напряжением), необходимо включить линию в транзит по команде диспетчера, в чьём диспетчерском управлении она находится.

5.3.4. При необходимости быстрого включения линии по условиям надежности схемы электроснабжения или избежания (уменьшения объема) ограничений потребителей допускается повторное опробование ее напряжением вручную (особенно при гололедообразовании или грозе, когда отключение линии часто вызывается неустойчивым КЗ).

5.3.5. На основе анализа действия защит, показаний фиксирующих измерительных устройств должно быть определено расчётное место повреждения и участок отказавшей линии, подлежащий осмотру. Осмотр расчётного места повреждения отказавшей линии должен быть произведён и в случае успешного её включения под нагрузку (в том числе устройствами АПВ). При обнаружении повреждения принимается решение о выводе линии в ремонт.

Допускается повторное опробование отказавшей линии напряжением, если не выявлены причины ее отказа.

5.3.6. Если повторное опробование неуспешно или осмотром обнаружено повреждение линии, создается режим, соответствующий создавшейся ремонтной схеме. При этом должен быть определён порядок включения линии под напряжение с учётом допустимых режимных параметров (перетоков мощности в сечениях, уровней напряжений, нагрузок электростанций), состояния схемы присоединений линии на объектах и прилегающей сети (наличие в ремонте выключателей, систем шин, количество подключаемых шунтирующих реакторов).

5.3.7. При необходимости срочного отключения линий и оборудования, связанного с угрозой жизни людей или повреждения оборудования, и невозможности быстрой подготовки режима допускается отключение их без подготовки режима (с возможным срабатыванием ПА).

5.4. Меры при угрозе отключения линии электропередачи

5.4.1. При получении сообщения от гидрометеорологических служб о возможности образования гололеда, налипания мокрого снега необходимо:

-проверить готовность схемы и устройств плавки гололеда на проводах, грозозащитных тросах;

-установить контроль интенсивности гололедообразования.

При достижении толщиной гололеда величины, установленной инструкцией для данного класса линий, должна быть произведена плавка гололёда на проводах и тросах.

Соответствующие схемы и режимы плавки гололеда в районах с интенсивным гололедообразованием должны быть заранее разработаны.

5.4.2. При возникновении на линии электропередачи «пляски» проводов с амплитудой больше 5 м необходимо максимально разгрузить линию с контролем частоты и перетоков мощности по другим контролируемым сечениям и связям.

5.4.3. Если температура воздуха ниже -25 градусов, оперативные переключения рекомендуется не производить.

Примечание. Меры по п.5.3 выполняет диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится отключившаяся линия электропередачи. Меры по п. 5.4 выполняет персонал соответствующей национальной энергосистемы

6. Действия при перегрузках контролируемых связей и сечений

6.1. Перегрузка оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов), межгосударственных и внутригосударственных связей (сечений) национальных энергосистем может возникнуть при потере генерирующей мощности, росте потребления при отсутствии резерва в дефицитной части национальной энергосистемы, отключении отдельных линий электропередачи (или иного оборудования) и сохранении в работе шунтирующих связей.

6.2. Перетоки мощности по межгосударственным и другим контролируемым связям (сечениям) синхронной зоны во всех режимах не должны превышать максимально допустимых значений, в том числе по условиям токовых нагрузок по нагреву проводов и оборудования.

Продолжительность работы с перетоком мощности, превышающим максимально допустимый, и, возникшим в результате аварийного возмущения в энергосистеме, не должна превышать 20 минут.

6.3. Для предотвращения возможного превышения максимально допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям в период прохождения максимумов нагрузки диспетчер-координатор после анализа баланса мощности на предстоящий максимум нагрузки должен при необходимости:

- подготовить ГАЭС к работе в генераторном режиме и дать команду на разворот генерирующего оборудования из холодного резерва;
- вывести из ремонта в пределах аварийной готовности и приостановить вывод в ремонт линий и другого оборудования, снижающих пропускную способность перегружаемых сечений, независимо от наличия разрешенной заявки;
- согласовать изменение графиков сальдо-перетоков национальных энергосистем;
- ввести графики ограничения потребителей в национальных энергосистемах.

Если диспетчер-координатор отсутствует, Стороны при согласовании суточного графика одновременно намечают и согласовывают аналогичные приведенным меры по недопущению перегрузки контролируемых связей и сечений, в том числе резервные меры на случай, если такая перегрузка возникнет.

6.4. При возникновении перегрузки межгосударственных или других контролируемых связей, диспетчер национальной энергосистемы, в управлении которого находится перегружающаяся связь, должен принять меры по

обеспечению ее разгрузки до величин, не превышающих максимально допустимых значений, при необходимости обращаясь к диспетчерам сопредельных национальных энергосистем с запросом на мобилизацию резервов для этих целей.

При наличии диспетчера-координатора, последний, получив необходимую информацию, организует совместные действия диспетчеров сопредельных национальных энергосистем для ликвидации перегрузки.

При этом взаимодействующие диспетчеры:
при наличии резерва

- немедленно загружают электростанции в приемной части и разгружают их в передающей части синхронной зоны;
- при отсутствии или исчерпании резерва на загрузку в приемной части (резерва на разгрузку в передающей части) синхронной зоны:
- разгружают электростанции в передающей части (нагружают электростанции в приемной части) синхронной зоны с понижением (повышением) частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (аварийно - $50 \pm 0,4$ Гц), установленных п 4.1 настоящей Инструкции. Ликвидация перегрузки сечений, связей является приоритетным действием по отношению к поддержанию уровня частоты;
- используют допустимые аварийные перегрузки генерирующего оборудования;
- включают аварийно отключившиеся линии или оборудование. При этом допускается повторное включение трансформатора (автотрансформатора), отключившегося резервной защитой (если защиты от внутренних повреждений не действовали) при недопустимой перегрузке оставшегося в работе трансформатора;
- изменяют схему электрической сети (включением из ремонта или резерва трансформатора, автотрансформатора, делением и/или замыканием шунтирующей сети и т.д.).

6.5. Если указанных мероприятий недостаточно для снижения перетока мощности до уровня максимально допустимого или, если время реализации мероприятий может превысить допустимую длительность перегрузки, ограничивают нагрузку потребителей в приемной части в том числе, за счет применения графика временных отключений электрической энергии (мощности) и дистанционных отключений по каналам противоаварийной автоматики. При этом графики временного отключения электроэнергии (мощности) вводятся заблаговременно, до истечения допустимой длительности перегрузки, с учетом времени реализации команды диспетчера на отключение потребителей (время реализации включает в себя: время на передачу команды от диспетчера до дежурного работника энергообъекта, время на реализацию технических мероприятий по отключению).

Отключение потребителей, в первую очередь, производится в национальной энергосистеме, в которой произошло отключение генерирующей мощности, либо отключение элементов электрической сети в которой привело к перегрузке. При недостаточности объема потребителей, предусмотренных графиком отключения, для снятия перегрузки вводится ограничение потребителей, пропорциональное фактическому значению перетока мощности в принимающих, по отношению к контролируемому сечению (элементу электрической сети), национальных

энергосистемах. Указанное распределение ограничения потребителей должно быть заранее согласовано между национальными энергосистемами, расположенными за общими слабыми сечениями.

6.6. Перегрузки сверх аварийно допустимых значений перетоков мощности (токов) по связям, линиям и оборудованию при отсутствии оперативного резерва устраняются незамедлительно за счет использования графика временного отключения электрической энергии (мощности) и дистанционных отключений по каналам противоаварийной автоматики. Диспетчеру-координатору разрешается давать команду диспетчеру национальной энергосистемы на отключение энергопринимающих установок потребителей дистанционно по каналам ПА:

- а) если мероприятия предыдущего пункта из-за низкой эффективности не привели к снижению перетока мощности ниже аварийно допустимого значения;
- б) при отказе автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) в условиях, когда она действует на отключение энергопринимающих установок потребителей (САОН);
- в) после срабатывания АРПМ, когда переток активной мощности вновь приближается к уставке срабатывания.

6.7. Указанные выше мероприятия по разгрузке (загрузке) электростанций в передающей (приемной) части, а также по отключению потребителей в приемной части синхронной зоны, выполняются с учетом влияния этих мер на разгрузку перегружающихся связи или сечения, которое зависит от соотношения мощностей передающей и приемной частей синхронной зоны.

6.8. Включение потребителей, отключенных устройствами ПА или по команде диспетчера, допускается, если имеется достаточный запас по перетокам активной мощности в контролируемых сечениях. Если эти потребители не могут быть включены из-за недостаточности указанного запаса, то их включение возможно после отключения других потребителей по графику аварийных отключений (ограничений) или после снижения перетока мощности по контролируемым связям (после создания достаточного резерва пропускной способности).

7. Действия при недопустимых отклонениях напряжения

7.1. Общие положения

7.1.1. Рассматривается режим напряжения приграничных и других энергообъектов, напряжение на шинах которых оказывает влияние на режим работы межгосударственных связей.

7.1.2. Максимальные допустимые уровни напряжения (с учетом их длительности, частоты и количества повторений) в узлах электрической сети, определяются нормами для установленного оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений

напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и стандартов).

Минимальные допустимые напряжения в узлах электрической сети определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов, частей синхронной зоны, устойчивости работы двигателей.

Указанные допустимые уровни (диапазоны регулирования) напряжения для энергообъектов по п. 7.1.1 определяются и фиксируются в согласованных Сторонами инструкциях. При этом в контрольных пунктах по п. 7.1.1 устанавливаются также аварийно допустимые значения напряжения, за пределы которых напряжение не должно выходить.

7.1.3. В нормальных и расчетных аварийных условиях напряжение на шинах энергообъектов поддерживается в допустимых пределах системой регулирования напряжения и реактивной мощности, включающей первичное, вторичное и третичное регулирование; в аварийных режимах, при значительных и быстрых отклонениях напряжения это регулирование сопровождается действием устройств АОСН или АОПН.

Оперативно-диспетчерский персонал участвует во вторичном и третичном регулировании напряжения, а также контролирует и, частично, резервирует действие автоматических систем.

7.1.4. При планировании режимов работы национальных энергосистем для обеспечения требуемого уровня напряжения в сети должно быть предусмотрено достаточное число генераторов и/или синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов и/или реакторов, связанных с сетями классов напряжения 220 кВ и выше, которые могут участвовать в выработке или потреблении реактивной мощности.

На всех электростанциях должно быть предусмотрено регулирование напряжения (реактивной мощности).

Необходимые для обеспечения допустимого режима по напряжению в национальных энергосистемах устройства, используемые для регулирования напряжения в сети и потоков реактивной мощности для энергообъектов и линий электропередачи по п. 7.1.1, должны находиться в диспетчерском управлении или ведении соответствующих диспетчеров.

7.2. Предотвращение и ликвидация недопустимых снижений напряжения

7.2.1. В случае снижения напряжения на шинах энергообъектов (по п.7.1.1) ниже минимального значения, установленного графиком, диспетчер соответствующей национальной энергосистемы совместно с персоналом энергообъектов принимает следующие меры:

- увеличивает загрузку синхронных компенсаторов и генераторов по реактивной мощности,
- отключает шунтирующие реакторы;
- включает батареи статических конденсаторов;
- снижает перетоки активной мощности по линиям электропередачи;

- изменяет коэффициенты трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН.

Диспетчеры национальных энергосистем должны оказывать помощь в повышении напряжения следующими мерами:

- использованием резервов реактивной мощности генераторов и синхронных компенсаторов,
- отключением шунтирующих реакторов.

7.2.2. Если после принятых мер по восстановлению напряжения оно остается ниже минимального допустимого значения, диспетчер национальной энергосистемы на основе опроса подчиненного персонала и сообщений с мест, показаний телеизмерений и телесигнализации определяет причины снижения напряжения, оценивает степень загрузки отходящих от узла линий электропередачи и принимает следующие меры:

- увеличивает загрузку генераторов и СК по реактивной мощности вплоть до уровня предельных аварийных нагрузок. (При этом предусматриваются меры, предотвращающие возможное отключение генераторов защитой от перегрузки по току ротора, а напряжение в других контрольных пунктах сети не должно превышать максимально допустимых значений для оборудования);
- производит разгрузку генераторов по активной мощности и увеличивает их загрузку по реактивной мощности в районах с пониженным напряжением - с контролем частоты и перетоков мощности по межгосударственным и внутренним связям;
- включает аварийно отключившиеся линии электропередачи;
- запрашивает помощь в повышении напряжения у диспетчеров национальных энергосистем.

7.2.3. После получения сообщений об использовании перегрузок генераторов (СК) необходимо до истечения допустимых сроков перегрузки принять меры к их разгрузке, не допуская снижения напряжения. Если эти меры не будут своевременно приняты, то перегрузки снимаются автоматикой или дежурным персоналом электростанций (подстанций), генераторы (синхронные компенсаторы) разгружаются до номинальных токов статора и ротора, что может привести к дальнейшему глубокому снижению напряжения, возможному разделению энергосистемы и неконтролируемому отключению энергопринимающих установок потребителей.

7.2.4. При исчерпании вышеуказанных мер при напряжении ниже минимально допустимого значения, диспетчер заблаговременно до истечения допустимых сроков перегрузки генераторов (СК) обязан отключить очередями энергопринимающие установки потребителей (по графикам временного отключения электрической энергии), в том узле, где произошло снижение напряжения, до повышения напряжения выше минимально допустимого значения.

7.2.5. При снижении напряжения, вызванном неотключившимся КЗ в электрической сети, на основании анализа уровней напряжения, перетоков

мощностей, действия устройств релейной защиты и автоматики, опроса оперативного персонала и сообщений с мест определяется место КЗ и производится его отключение.

7.2.6. При наличии диспетчера-координатора, последний на основании полученной информации о снижении напряжения на энергообъектах одной из национальных энергосистем и о располагаемых резервах реактивной мощности на загрузку в этой энергосистеме и сопредельных национальных энергосистемах, организует мобилизацию резервов реактивной мощности мерами по 7.2.1 в районе, влияющем на режим энергообъектов со сниженным напряжением.

7.2.7. При выполнении мероприятий по нормализации уровней напряжения диспетчера национальных энергосистем обязаны постоянно контролировать загрузку линий электропередачи и электротехнического оборудования по току и мощности, не допуская превышения допустимых величин.

7.3. Предотвращение и ликвидация недопустимых повышений напряжения

7.3.1. В случае повышения напряжения на (контролируемых) энергообъектах по п. 7.1.1 сверх допустимых значений, на основе сообщений с мест, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации диспетчер национальной энергосистемы выявляет причины повышения напряжения (односторонне отключены или разгружены линии электропередачи, отключены шунтирующие реакторы) и принимает меры к его снижению путем:

- включения шунтирующих реакторов, находящихся в резерве;
- отключения батарей статических конденсаторов;
- снижения загрузки по реактивной мощности генераторов электростанций и СК, работающих в режиме ее выдачи, перевода их в режим потребления (или увеличения потребления) реактивной мощности;
- снижения загрузки по активной мощности генераторов электростанций с контролем частоты и перетоков мощности по межгосударственным и внутригосударственным связям, с целью увеличения регулировочного диапазона по реактивной мощности;
- изменения потокораспределения активной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- вывода в резерв линий электропередачи в районе повышенного напряжения (только выключателями), дающих наибольший эффект снижения напряжения, определяемый по стоку реактивной мощности; при этом контролируются напряжение и перетоки мощности по межгосударственным и внутригосударственным связям.

При необходимости диспетчер запрашивает помощь в понижении напряжения у диспетчеров сопредельных национальных энергосистем, за счет увеличения потребления реактивной мощности путем понижения напряжения на приграничных подстанциях и электростанциях сопредельных национальных

энергосистем, изменения потокораспределения активной мощности и использования других указанных выше мер.

При наличии диспетчера-координатора последний, на основании полученной информации и в контакте с диспетчером национальной энергосистемы, на объектах которой повышается напряжение, а также в контакте с диспетчерами сопредельных энергосистем организует мобилизацию резервов на разгрузку по реактивной мощности в районе, влияющем на режим энергообъектов с повышенным напряжением.

7.3.2. При одностороннем отключении линии электропередачи и повышении напряжения сверх допустимого значения эта линия включается в транзит, а при отсутствии такой возможности - с нее снимается напряжение по команде диспетчера, в чьем диспетчерском управлении она находится.

7.3.3. При управлении режимами, производстве оперативных переключений на оборудовании, ликвидации нарушений допустимого режима энергосистемы для энергообъектов допускаются повышения напряжения на ограниченное время, разрешенные нормативными документами данной национальной энергосистемы, которые фиксируются в местных инструкциях.

8. Действия при асинхронных режимах, синхронных качаниях

8.1. Причинами возникновения асинхронного режима в энергосистеме могут быть, в общем случае, ненормативные условия:

- перегрузка межсистемных и транзитных связей мощностью сверх допустимой по условиям статической устойчивости (аварийное отключение генерирующей мощности больше нормативной, непредусмотренное аварийное ослабление связей, интенсивный рост потребляемой мощности, отказ устройств противоаварийной автоматики);
- нарушение динамической устойчивости электростанций при ненормативных возмущениях;
- несинхронное включение связей.

8.2. Основными признаками асинхронного хода являются устойчивые глубокие периодические колебания тока, напряжения и мощности (с изменением направления), по линиям связи и на энергообъектах, а также возникновение разности частот между частями синхронной зоны, несмотря на сохранение электрической связи между ними.

8.3. При нарушении устойчивости межсистемных и транзитных линий связи, возникший асинхронный режим ликвидируется автоматически устройствами АЛАР. Устройства АЛАР должны находиться в работе постоянно. Вывод из работы АЛАР допустим только с одной стороны линии.

В случае возникновения длительного асинхронного режима, он должен быть ликвидирован по команде диспетчера вручную путем отключения линий электропередачи, связывающих асинхронно работающие части синхронной зоны, в местах установки устройств АЛАР.

Предварительно диспетчерам национальных энергосистем на основе анализа изменения параметров режима необходимо определить характер асинхронного режима из наиболее возможных:

- генератор относительно других генераторов данной станции и энергосистемы;
- совокупность станций (генераторов) относительно энергосистемы;
- одной части синхронной зоны относительно другой ее части.

Меры по ликвидации асинхронного режима принимаются с учетом его характера.

8.4. При возникновении незатухающих или слабозатухающих качаний на межгосударственной или другой контролируемой связи (связям) и отсутствии информации об асинхронном режиме, следует выполнить мероприятия по повышению напряжения в приемной части синхронной зоны, а также по уменьшению перетока мощности по этой связи (связям). Снижение перетока производится за счет использования резервов мощности генераторов электростанций на разгрузку в передающей части и на загрузку в приемной части синхронной зоны или, при отсутствии резервов, за счет отключения энергопринимающих установок потребителей в приемной части, если она по мощности несоизмеримо меньше передающей части.

Разгрузка осуществляется диспетчером национальной энергосистемы, в управлении которого находится указанная связь при необходимости и который, при необходимости, обращается с запросом к диспетчерам сопредельных национальных энергосистем за помощью в реализации разгрузки.

9. Восстановление нормального режима после отделения части синхронной зоны

9.1. Разделение синхронной зоны на изолированные части может происходить в результате отключения линий электропередачи, разделения шин на электростанциях и подстанциях, вызванных действием устройств релейной защиты и автоматики, ошибок персонала при проведении оперативных переключений.

9.2. Для восстановления нормального режима синхронной зоны после аварийного отделения ее части сопредельным национальным энергосистемам рекомендуется предусмотреть диспетчера-координатора, организующего процесс восстановления на основании предоставляемой ему информации о состоянии системы и располагаемых ресурсах и в контакте с диспетчерами других национальных энергосистем. При отсутствии диспетчера-координатора диспетчеры взаимодействующих и затронутых нарушением национальных энергосистем осуществляют действия по мобилизации резервов, выравниванию частоты, подаче питания на собственные нужды обесточенных энергообъектов, синхронизации, подключению потребителей и др., согласовывая свои действия в необходимом объеме между всеми затрагиваемыми сторонами на каждом шаге. В сложных случаях отсутствие общей координации может существенно замедлить процесс восстановления нормального режима синхронной зоны.

9.3. При разделении синхронной зоны на несинхронно работающие части персонал энергообъектов обязан обеспечить передачу соответствующим диспетчерам следующей информации:

- о произошедших отключениях на энергообъектах;
- о значении частоты;
- об уровнях напряжения на основных энергообъектах;
- о фактической загрузке и наличии перегрузок контролируемых сечений.

9.4. На основе идентификации нарушения с определением, на какие несинхронные части разделилась синхронная зона, уровней частоты и напряжения в этих частях, диспетчер-координатор назначает диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в каждой из несинхронно работающих частей, принимает и согласовывает с ними план восстановления синхронной работы и начальные действия. При этом используются разработанные типовые планы восстановления.

9.5. Координируя свои действия, диспетчеры разных национальных энергосистем обязаны:

- принять меры к восстановлению частоты и напряжения;
- ликвидировать перегрузки линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений;
- обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд электростанций, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже допустимого для оборудования уровня;
- синхронизировать отделившиеся во время разделения синхронной зоны отдельные генераторы и электростанции.

9.6. Синхронизация крупных частей синхронной зоны, как правило, должна производиться при разности частот не более 0,1 Гц. Для частей и контролируемых сечений, технологически позволяющих проведение синхронизации с большей разностью частот, могут быть установлены в соответствующих инструкциях другие значения максимальной разности частот, с учетом допустимости увеличения передаваемой мощности в контролируемом сечении. При этом изменения режимных параметров не должны приводить к работе устройств противоаварийной автоматики (АРПМ, АРО, АЛАР), установленных как на синхронизируемых, так и на других связях.

9.7. Диспетчер-координатор определяет условия синхронизации каждой из несинхронно работающих частей и организует действия диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в этих частях, по созданию условий для синхронизации.

9.8. При использовании всех возможных мероприятий по повышению частоты и невозможности повысить частоту в дефицитной части до необходимого для осуществления синхронизации уровня, дальнейший ее подъем может осуществляться за счет отключения энергопринимающих установок потребителей; при этом задерживается обратное включение потребителей, отключенных действием АЧР и/или АОСН.

9.9. Для минимизации мощности отключаемых энергопринимающих установок в дефицитной части синхронной зоны и ускорения процесса синхронизации допускается:

- производить синхронизацию несинхронно работающих частей при сниженной (не ниже 49,8 Гц) частоте;
- переводить, с кратковременным перерывом питания, участки электрической сети с несколькими подстанциями, находящиеся в дефицитной по мощности части синхронной зоны, на питание от избыточной части, если это допустимо по режиму ее работы;
- отделять от избыточной части синхронной зоны отдельные генераторы или электростанции и синхронизировать их с дефицитной частью.

9.10. При регулировании частоты должен осуществляться контроль загрузки линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений для недопущения превышения максимально допустимых значений перетоков мощности.

9.11. При отключении от сети шин высшего напряжения электростанции дежурному персоналу необходимо обеспечить работу генераторов на холостом ходу. Крупные энергоблоки электростанций, не допускающие работы на холостом ходу, должны поддерживаться в состоянии готовности к быстрому развороту и включению в сеть с набором нагрузки.

9.12. При полной потере напряжения на основных электростанциях (подстанциях), необходимо в первую очередь обеспечить восстановление питания собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками, а затем подстанций путем подачи напряжения от сопредельных энергосистем, если это допустимо по режиму их работы, или от электростанций, оставшихся в работе.

9.13. По мере набора нагрузки генераторами электростанций, необходимо обеспечивать подачу напряжения на обесточенные участки электрической сети. Напряжение на обесточенные участки электрической сети должно подаваться таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты и перегрузку линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений.

9.14. Включение энергопринимающих установок потребителей после восстановления целостности синхронной зоны при наличии резервов мощности и запасов пропускной способности в контролируемых сечениях и токовой загрузки линий электропередачи (оборудования), может быть осуществлено с помощью ЧАПВ. Для этого необходимо кратковременно повысить частоту на 0,1 – 0,2 Гц выше верхней уставки срабатывания ЧАПВ.

9.15. В случае невозможности включения энергопринимающих установок потребителей с помощью ЧАПВ диспетчер национальной энергосистемы обеспечивает их ручное включение с контролем частоты и загрузки линий электропередачи, оборудования и перетоков мощности по межгосударственным и внутригосударственным связям.

10. Особенности ликвидации нарушений допустимых режимов в условиях отказа средств связи и возникновения чрезвычайных ситуаций

10.1. Под отказом средств связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с оперативно-диспетчерским персоналом длительное время из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

10.2. При отсутствии связи, наряду с производством операций, указанных в настоящем разделе, принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (междугородная, сотовая, ведомственная, телетайпная, телефакс и т. д.), а также передача сообщений через другие объекты энергосистемы и, при необходимости, через диспетчера другой национальной энергосистемы.

При восстановлении связи диспетчер национальной энергосистемы докладывает диспетчеру-координатору о самостоятельно предпринятых действиях.

10.3. При отсутствии (отказе) средств связи диспетчеры национальных энергосистем могут осуществлять самостоятельные действия (без согласования диспетчера - координатора):

- по загрузке и разгрузке генерирующего оборудования;
- по ограничению или отключению потребителей;
- по производству оперативных переключений на оборудовании, если такие действия не приводят к развитию нарушений из-за возможных перегрузок межгосударственных связей и срабатывания противоаварийной автоматики.

10.4. Включение в транзит отключившихся транзитных линий электропередачи, несинхронное включение которых может привести к аварии, после получения по ним напряжения производится только с проверкой синхронизма.

При исчезновении нагрузки по транзитной линии электропередачи без отпайки (одностороннее отключение линии с противоположной стороны) отключают выключатель линии, если это предусмотрено технологической инструкцией, и подготавливают режим и схему для приема напряжения по отключившейся линии с последующей синхронизацией выключателем этой линии.

10.5. Если при исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям без отпайек (из-за их отключения с противоположных сторон), несинхронное включение которых может привести к аварии, произойдет отключение электростанции на несинхронную работу с возможным сохранением нагрузки по другим линиям, то проверяется синхронность электростанции с энергосистемой путем небольшого изменения мощности.

Изменение частоты при изменении нагрузки генераторов указывает на несинхронную работу электростанции.

В этом случае, убедившись в полном отсутствии передачи мощности по транзитным линиям без отпаек, отключают их выключатели.

После выполнения этих операций подготавливается схема синхронизации электростанции.

Если изменение нагрузки на электростанции не приводит к изменению частоты, то, в большинстве случаев, это свидетельствует о сохранении связи электростанции с системой. В этом случае включение оставшихся без нагрузки транзитных линий производится с проверкой синхронизма на подстанциях с противоположного конца линий.

При исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям, выключатели которых остались включенными, никаких операций не производится, а только контролируется появление нагрузки.

10.6. Самостоятельные действия дежурного персонала электростанции или диспетчерского персонала национальной энергосистемы допустимы, если известно, что снижение частоты вызвано потерей генерирующей мощности в этой энергосистеме и при мобилизации резервов мощности не возникнет опасной перегрузки межгосударственных и внутригосударственных связей.

10.7. Действия оперативно-диспетчерского персонала объектов электроэнергетики при возникновении или угрозе возникновения ЧС должны быть направлены на обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, не затронутых ЧС, предотвращения угрозы жизни и здоровью людей и минимизации потерь материальных ресурсов.

10.8. В чрезвычайных ситуациях допускается изменение текущего режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) диспетчера национальной энергосистемы в чьем диспетчерском ведении находится объект диспетчеризации с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Приложение 10

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

**Положение
о взаимоотношениях оперативного персонала включенных на
параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств**

Москва

2007

Положение
о взаимоотношениях оперативного персонала включенных
на параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств

Разработано: Филиалом ОАО "НТЦ электроэнергетики" - ВНИИЭ

Тихонов Ю.А. – к.т.н., заведующий отделом, руководитель работ

Гайснер А.Д. - старший научный сотрудник

Латышева Л.Д. - научный сотрудник

Утверждено: Электроэнергетическим Советом
Содружества Независимых Государств

Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

СОДЕРЖАНИЕ

1. Назначение и область применения	4
2. Термины и определения	5
3. Принципы взаимодействия Системных операторов национальных энергосистем	11
4. Организация взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала национальных энергосистем. Общие положения.....	12
5. Взаимодействие национальных диспетчерских центров при планировании режимов параллельной работы национальных энергосистем	15
6. Взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала при управлении режимами параллельной работы национальных энергосистем.....	17
7. Производство переключений.....	20
8. Порядок оформления и разрешения плановых и аварийных заявок.....	21
9. Порядок предоставления аварийного резерва.....	23
10. Нормативно-технические документы, положения которых учтены при разработке настоящего Положения.....	25

1. Назначение и область применения

1.1. Настоящее Положение предназначено для использования при составлении документов, определяющих взаимоотношения оперативно-диспетчерского персонала энергосистем сопредельных стран СНГ и Балтии, имеющих общие межгосударственные связи и работающих параллельно в соответствии с имеющимися коммерческими и техническими соглашениями между Сторонами.

1.2. Документ охватывает случаи как двустороннего, так и многостороннего взаимодействия Сторон.

1.3. Документ содержит характеристику общих задач и принципов оперативного управления в синхронной зоне энергосистем стран СНГ и Балтии, общие положения по взаимоотношениям оперативно-диспетчерского персонала национальных энергосистем, описание взаимодействия при планировании режимов и управлении ими, производстве переключений, оформлении и разрешении заявок на изменение оперативного состояния оборудования и технических устройств.

1.4. Предметом документа являются организационные аспекты взаимоотношений оперативно-диспетчерского персонала национальных энергосистем при решении технологических задач планирования и управления режимом параллельной работы в синхронной зоне энергосистем стран СНГ и Балтии.

Технологические аспекты совместной работы энергосистем и основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ определяются другими положениями, правилами, методиками и инструкциями. Эти вопросы затрагиваются в настоящем документе постольку, поскольку излагаются организационные мероприятия и порядок действий персонала для выполнения этих технических требований.

2. Термины и определения

Для целей данного документа применяются нижеследующие термины.

Аварийно допустимый переток мощности в сечении сети: наибольший допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах переток.

Аварийный режим энергосистемы: режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических норм, возникновение и длительное существование которого представляет недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Аварийный резерв активной мощности: часть резерва активной мощности, предусмотренная для использования при ликвидации внезапного нарушения с дефицитом активной мощности; аварийный резерв может реализовываться как за счет увеличения генерации, так и за счет снижения потребления мощности, т.е. согласованного отключения потребителей; аварийный резерв может частично совмещаться с оперативным резервом генерирующей активной мощности; в Соглашениях между Сторонами предусматриваются согласованные значения аварийного резерва Сторон и условия его использования для оказания аварийной взаимопомощи, в интересах взаимодействующих Сторон и синхронной зоны в целом.

Баланс мощности энергосистемы: соответствие между генерирующей мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, обмена мощностью с другими энергосистемами и нормированных резервов мощности.

Взаимодействующие национальные энергосистемы: национальные энергосистемы, соединенные межгосударственными связями и имеющие между собой общий (совместный) договор на поставку/(транзит)/прием электроэнергии, а также общее (совместное) Техническое соглашение по обеспечению выполнения условий указанного договора. При этом учитывается как случай двух НЭС, так и случай нескольких НЭС – при наличии транзита электроэнергии, охватывающего больше одной НЭС, часть из которых получает, часть только передает, а часть генерирует электроэнергию. Как правило, режимы охватываемых Соглашением МГС зависят от режимов этих НЭС.

Взаимодействующие НЭС являются Сторонами при заключении общего договора и общего Технического соглашения и далее также называются «Сторонами». «Сторонами» далее также называются, в зависимости от контекста, Системные операторы или НДЦ, а также межнациональные координирующие ДЦ взаимодействующих национальных энергосистем.

Дефицит мощности в энергосистеме: недостаток генерирующей мощности, равный разности между потреблением при нормативных показателях качества электрической энергии и рабочей мощностью в (определенный) момент времени с учетом ограничений по пропускной способности сети, задаваемых максимально допустимыми перетоками мощности.

Диспетчер-координатор: диспетчер, определенный Соглашением между Сторонами, который организует совместное управление режимом по тому или иному аспекту (регулирование частоты, регулирование напряжения, регулирование нагрузки межгосударственных связей, ликвидация аварийных нарушений, охватывающих более

одной национальной энергосистемы и др.). По разным аспектам координаторами могут быть установлены диспетчеры разных национальных энергосистем или межнациональных координирующих диспетчерских центров. Для группы национальных энергосистем, создавших координирующий диспетчерский центр, функции диспетчера-координатора в соответствующей операционной зоне и в согласованном Сторонами объеме выполняют диспетчеры этого центра.

Диспетчер-координатор должен обеспечиваться необходимой информацией от диспетчеров других национальных энергосистем, на основании которой он планирует действия и, в условиях, оговоренных Соглашениями, реализует эти действия, при необходимости обращаясь к диспетчерам других национальных энергосистем для выполнения действий на объектах, находящихся в их диспетчерском управлении. Планирование действий осуществляется при консультациях с диспетчерами заинтересованных национальных диспетчерских центров.

Необходимость выделения диспетчера-координатора и его функции определяются в Соглашениях участвующих Сторон.

Диспетчерская команда: указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и оперативным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу энергообъекта.

Диспетчерская заявка (далее заявка): документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей оборудование организации изменить эксплуатационное состояние ЛЭП, электротехнического или энергетического оборудования, устройств РЗА, ПА, АРЧМ, АСДУ, СДТУ (далее - объект диспетчеризации) или/и технологический режим его работы. Заявка оформляется и передается на рассмотрение и принятие решения в соответствующий диспетчерский центр.

Диспетчерский персонал: персонал диспетчерских центров, осуществляющий руководство в смене работой закрепленных за ним объектов диспетчеризации и уполномоченный отдавать диспетчерские команды в соответствующей операционной зоне.

Диспетчерский центр: структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

Диспетчерское ведение¹: организация управления технологическими режимами и оперативным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или оперативное состояние изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

Диспетчерское согласование: разрешение, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу энергообъекта.

¹ Оперативное ведение

Диспетчерское управление²: организация управления технологическими режимами и оперативным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или оперативное состояние изменяются под руководством диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Допустимый режим энергосистемы: режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Контролируемое сечение (связь): сечение (связь), по которому (которой) согласовано значение допустимого перетока мощности.

В данном документе рассматриваются только такие контролируемые сечения (связи), которые являются межгосударственными или режим которых влияет на режим межгосударственного сечения (связи).

Координирующий диспетчерский центр: межнациональный субъект оперативно-диспетчерского управления - диспетчерский центр, созданный в соответствии с Соглашением национальных энергосистем, операционная зона которого охватывает все эти национальные энергосистемы.

Максимально допустимый переток мощности в сечении сети: наибольший допустимый переток в сечении, удовлетворяющий всем требованиям по надежности к нормальным режимам.

Межгосударственная связь (линия электропередачи): связь в электрической сети (линия электропередачи), которая соединяет энергообъекты, расположенные в энергосистемах разных государств (разных национальных энергосистем)

Надежность электроснабжения: способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

Нарушение допустимого режима (в контексте - нарушение): переход к состоянию энергосистемы, энергообъекта, в котором не выполняются условия (длительно) допустимого режима. Отсутствие или снижение резервов активной мощности не считается нарушением допустимого режима, но должны быть приняты меры по восстановлению резервов до согласованной величины.

Национальная энергосистема: энергосистема в государственных границах.

Национальный диспетчерский центр: диспетчерский центр, операционная зона которого охватывает национальную энергосистему.

Нормальный режим энергосистемы: режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

² Оперативное управление

Объекты диспетчеризации: линии электропередачи, оборудование подстанций и электростанций, а также другие технические средства (устройства релейной защиты и автоматики, устройства противоаварийной автоматики, технические средства диспетчерско-технологического управления, включая каналы связи), которые находятся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении какого-либо диспетчерского центра.

Объекты электроэнергетики: имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

Оперативно-диспетчерский персонал: общее название диспетчерского персонала диспетчерских центров и оперативного персонала энергообъектов.

Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой: централизованное управление режимом энергосистемы, осуществляемое Системным оператором или иными субъектами оперативно-диспетчерского управления.

Оперативное состояние оборудования (генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, коммутационных аппаратов, сборных шин, токоведущих частей, линий электропередачи и пр.): одно из следующих состояний оборудования: в работе, в резерве, в ремонте, в консервации.

Оперативное состояние устройств релейной защиты и автоматики: одно из следующих состояний устройств: включено (введено) в работу, отключено (выведено) из работы, отключено для технического обслуживания.

Оперативный персонал энергообъекта: персонал энергообъекта, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и осуществляющий управление и обслуживание электроустановок в смену.

Оперативный резерв генерирующей мощности (на загрузку и разгрузку): часть полного резерва генерирующей активной мощности, предназначенная для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования) энергосистемы и/или непредвиденным увеличением или снижением нагрузки потребителей.

В его состав входят:

- включенный резерв, ввод которого требует менее 20 минут и который обеспечен первичными энергоресурсами более 3 часов;
- первичный резерв с автоматическим вводом до 30 секунд;
- вторичный резерв с автоматическим или ручным вводом до 15 минут (на загрузку и на разгрузку);
- третичный резерв, который вводится персоналом для восстановления вторичного (и первичного) резерва и коррекции графика.

Операционная зона диспетчерского центра: территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр (диспетчер).

Параллельная работа: совместно работающие электростанции, электрические сети и приемники электрической энергии, объединенные общим технологическим процессом производства, передачи и потребления электроэнергии.

Перегрузка оборудования: загрузка оборудования выше допустимых по условиям эксплуатации и критериям нормального режима значений.

Послеаварийный режим энергосистемы: режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность нормализации послеаварийного режима ограничена 20 минутами. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой: категория потребителей электрической энергии, которые в силу характеристик и режимов работы могут принять участие в противоаварийном управлении режимом энергосистемы (на возмездной основе).

Пропускная способность электрической сети: максимальная величина мощности, которой можно непрерывно обмениваться между двумя частями энергосистемы при обеспечении их надежной работы.

Противоаварийная автоматика: автоматика, предназначенная для предотвращения, ограничения развития и ликвидации аварийного нарушения при возмущении в энергосистеме и выполняющая функции предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения и повышения частоты и напряжения, ограничения перегрузки оборудования.

Режим энергосистемы (Электроэнергетический режим энергосистемы): единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Связь (в электрической сети): последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

Сечение (в электрической сети): совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Синхронная зона: совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

Системный оператор национальной энергосистемы (далее - Системный оператор): специализированная организация, осуществляющая централизованное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в национальной зоне диспетчерского управления.

Сторона (Стороны): участник (участники) взаимодействия. Взаимодействующие НЭС являются Сторонами при заключении общего договора и общего Технического соглашения и далее также называются «Сторонами». «Сторонами» также называются, в зависимости от контекста, Системные операторы

или НДЦ, а также межнациональные координирующие ДЦ взаимодействующих национальных энергосистем.

Электрическая сеть: совокупность технических устройств, состоящая из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

Электроэнергетическая система (Энергосистема, ЭС): совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей (независимо от форм и принадлежности собственности), энергопринимающих установок потребителей, соединенных между собой и связанных общностью режима в процессе производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом. В соответствии с определением термин «энергосистема» применяется в тексте как обобщающий и включающий в себя, в частности, понятия: районная, объединенная, единая, национальная энергосистема.

Энергообъект: объект электроэнергетики, выполняющий законченную технологическую функцию и оснащенный средствами управления соответствующего технологического процесса; ниже под энергообъектом понимается электростанция или подстанция.

Примечание. Везде, где в документе говорится о согласовании (документации, планов, действий и др.), имеется в виду как двустороннее, так и, в общем случае, многостороннее согласование всеми участвующими (взаимодействующими, заинтересованными, затронутыми) Сторонами.

Используемые сокращения

ДЦ	-	диспетчерский центр;
ЛЭП	-	линия электропередачи;
МГЛЭП	-	межгосударственная ЛЭП;
МГС	-	межгосударственная связь;
НДЦ	-	Национальный диспетчерский центр
ПА	-	противоаварийная автоматика;
РЗА	-	релейная защита и автоматика (к автоматике в данном случае отнесены только устройства автоматического повторного включения);
СДТУ	-	средства диспетчерско-технологического управления;
СНГ	-	Содружество Независимых Государств;
СО	-	Системный оператор.

3. Принципы взаимодействия Системных операторов национальных энергосистем

3.1. Взаимодействие Системных операторов национальных энергосистем осуществляется на основе равноправия, взаимной выгоды и невмешательства в вопросы внутреннего управления энергосистемами Сторон.

Каждая из Сторон обязуется не наносить ущерб другой Стороне своими несогласованными действиями, которые могут создавать опасность или привести к нарушению нормальных параметров работы объектов электроэнергетики, перегрузке электрической сети или снижению надежности электроснабжения потребителей.

Порядок оперативного взаимодействия подразделений Сторон, ответственных за осуществление Технического соглашения, регламентируется согласованными Сторонами инструкциями, положениями и другими документами.

Стороны самостоятельно принимают решения по принципам, определяющим ведение режима и эксплуатационную надежность и применяемым в их собственных системах, и при этом, в своем оперативном взаимодействии с другими Сторонами, следуют принципам, установленным в общих согласованных документах синхронной зоны.

3.2. Параллельная работа энергосистем Сторон (национальных энергосистем) осуществляется на основе соответствующего двустороннего или многостороннего Технического соглашения (или его аналога – далее Соглашение).

Порядок оперативного взаимодействия подразделений Сторон, ответственных за осуществление Технического соглашения, регламентируется совместно разработанными и согласованными инструкциями и положениями, которые должны охватывать как специфические организационно-правовые вопросы, так и технологические задачи планирования режимов параллельной работы и управления ими, в том числе:

- при планировании режимов:

- планирование графиков межсистемных перетоков мощности и электроэнергии;
- планирование ремонтов линий электропередачи, оборудования и других технических средств;
- определение сетевых ограничений по условиям надежности (допустимых перетоков мощности) для межгосударственных сечений и связей;

- при управлении режимами:

- контроль и регулирование перетоков активной мощности по межгосударственным сечениям и связям и частоты в синхронной зоне;
- контроль и регулирование уровня напряжения и перетоков реактивной мощности для приграничных энергообъектов, влияющих на режим межгосударственных связей;
- включение/отключение сетевых элементов, влияющих на режим межгосударственных сечений; плановые отключения сетевых элементов;
- выполнение действий в случае нарушения ограничений по условиям надежности для межгосударственных сечений и связей, включая организацию аварийной взаимопомощи и восстановление системы и режима после нарушения.

Должны также быть регламентированы все виды обмена информации, обеспечивающие планирование режимов и управление ими.

Указанные инструкции и положения, а также иные документы должны периодически корректироваться и утверждаться в установленном порядке.

4. Организация взаимодействия диспетчерского персонала национальных энергосистем. Общие положения.

4.1. Между диспетчерским персоналом взаимодействующих национальных энергосистем должны быть распределены функции (обязанности) по ведению режима и ликвидации аварийного нарушения. В частности, могут быть определены диспетчерские центры, диспетчера которых являются координаторами по регулированию частоты, по регулированию напряжения на приграничных и влияющих на соседние национальные энергосистемы пунктах, по регулированию нагрузки межгосударственных связей, по координации ликвидации аварийных нарушений, охватывающих более одной национальной энергосистемы, в том числе в случаях отделения части синхронной зоны. При этом по разным аспектам координаторами могут быть диспетчера НДЦ разных взаимодействующих НЭС или межнациональных координирующих ДЦ.

При создании группой национальных энергосистем координирующего диспетчерского центра, функции координатора в соответствующей операционной зоне, в согласованном Сторонами объеме выполняют диспетчера этого центра.

4.2. Объекты диспетчеризации каждой национальной энергосистемы находятся в диспетчерском управлении диспетчерского персонала этой энергосистемы или созданного национальными энергосистемами координирующего диспетчерского центра.

Одновременно, объекты диспетчеризации национальной энергосистемы могут находиться в диспетчерском ведении диспетчерского персонала других национальных энергосистем, если оперативное состояние и режим этих объектов оказывают влияние на режим МГЛЭП и энергообъектов других национальных энергосистем.

В целях координации управления режимами межгосударственных связей Стороны составляют согласованный перечень объектов диспетчеризации, функционирование которых оказывает влияние на режим общих МГЛЭП и которые, поэтому, подлежат распределению между Сторонами по способам диспетчерского управления (диспетчерское управление, диспетчерское ведение).

В перечень включаются МГЛЭП, оборудование и другие технические средства приграничных подстанций и электростанций с обеих сторон МГЛЭП, а также другие ЛЭП, оборудование и другие технические средства других подстанций и электростанций, состояние и режимы которых влияют (могут влиять) на режим и надежность работы межгосударственного сечения.

Далее этот перечень называется Перечнем распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления.

4.3. Стороны согласовывают оснащение, размещение и принципы выполнения устройств РЗА и ПА на МГЛЭП, их настройку и объемы воздействий ПА. Принципы

организации существующей и вновь вводимой ПА, влияющей на режимы параллельной работы национальных энергосистем, согласовываются соответствующими подразделениями Сторон (устанавливаются соответствующими соглашениями).

Каждая Сторона обеспечивает соблюдение согласованных уставок, объемов воздействий автоматик и принимает эффективные меры для обеспечения её готовности к действию.

4.4. Решение об изменении оперативного состояния объектов диспетчеризации может приниматься эксплуатирующей организацией и диспетчерским центром в чьем управлении находится объект диспетчеризации, уполномоченными на принятие такого решения, после согласования этого решения (заявки) с диспетчерскими центрами в чьем диспетчерском ведении находится данный объект. Оперативное состояние объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении, может изменить только оперативно-диспетчерский персонал, который им управляет.

В случаях, не терпящих отлагательств (несчастный случай, возникший при эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, технологическое нарушение, иные обстоятельства, создающие угрозу для жизни и здоровья людей или повреждения оборудования) допускается изменение режима и оперативного состояния указанных объектов диспетчерским персоналом любого ДЦ вне пределов его полномочий с последующим (срочным) уведомлением диспетчерского персонала ДЦ соответствующего уровня.

4.5. Взаимодействие между Сторонами при оперативно-диспетчерском управлении может осуществляться диспетчерами НДЦ, координирующего ДЦ нескольких НЭС (при его наличии и в пределах его функций), а также подчиненными им диспетчерами нижестоящего уровня, операционные зоны которых примыкают к межгосударственной границе и в ведении или управлении которых находятся объекты Перечня распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления.

Допускается по согласованию Сторон передача полномочий на нижестоящий уровень управления при взаимодействии по производству переключений, операций с РЗА и т. п. на объектах оперативно-диспетчерского управления МГС.

Взаимодействие между диспетчерами разных национальных энергосистем устанавливается на основании распределения функций в Соглашении между Сторонами.

4.6. Для взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала национальных энергосистем должен быть принят единый язык для ведения переговоров и организационно-правовой и оперативно-технологической документации, а также согласована инструкция по ведению переговоров.

Оперативные переговоры должны вестись технически грамотно. Все энергооборудование, присоединения, устройства релейной и технологической защиты и автоматики должны называться полностью согласно установленным в согласованных Сторонами перечнях распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований не допускается.

Оперативные переговоры между диспетчерами разных национальных энергосистем должны автоматически фиксироваться на звукозаписывающей аппаратуре.

4.7. После приемки смены диспетчеры взаимодействующих НЭС информируют друг друга:

- о составе работающей смены;
- об изменении оперативного состояния и режима работы ЛЭП, оборудования электростанций и подстанций, устройств РЗА и ПА, влияющих на режим МГС;
- о предстоящих ремонтах электросетевого и генерирующего оборудования, влияющих на режим МГС;
- об отклонениях сальдо перетоков мощности и электроэнергии от диспетчерского графика;
- о наличии и возможности предоставления резерва мощности.

4.8. При взаимодействии персонала разных национальных энергосистем диспетчер-координатор может отдавать диспетчерские команды.

Диспетчерская команда должна быть четкой, краткой. Получив команду, принимающий ее диспетчерский персонал дословно повторяет текст команды и получает подтверждение, что команда понята правильно. Команды должны выполняться незамедлительно и точно.

В командах по изменению режима (оперативного состояния) оборудования электростанции, энергосистемы указываются: необходимое значение изменяемого режимного параметра (необходимое оперативное состояние) и, для режимного параметра - время, к которому должно быть достигнуто указанное его значение.

4.9. В случае, если команда представляется принимающему команду диспетчерскому персоналу ошибочной, он должен немедленно доложить об этом лицу, отдавшему команду, с приведением аргументов ошибочности. При подтверждении команды диспетчерский персонал обязан выполнить ее.

Не допускается выполнять команды диспетчерского персонала, содержащие нарушения правила электробезопасности, а также команды, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания собственных нужд электростанции, подстанции, нанесению вреда здоровью людей.

О своем отказе выполнить такую команду диспетчерский персонал обязан немедленно доложить персоналу, отдавшему команду, и своему руководству, а также записать в оперативный журнал.

4.10. Предотвращение развития или ликвидация нарушений допустимого режима на межгосударственных связях, а также других нарушений, охватывающих более одной национальной энергосистемы, осуществляется совместно диспетчерами затронутых нарушением национальных энергосистем под руководством установленного диспетчера-координатора в соответствии с Соглашениями о параллельной работе этих энергосистем. При этом диспетчер каждой национальной энергосистемы придерживается согласованных совместных действий, налаживает постоянное взаимодействие и контроль в целях обеспечения надежности параллельной работы, координирует действия при нарушениях в своей национальной энергосистеме и в синхронной зоне и оказывает взаимопомощь для минимизации последствий нарушений.

4.11. Для обеспечения надежной параллельной работы Стороны производят обмен оперативной информацией, в том числе телеинформацией в реальном времени, а также обмен необходимой документацией по согласованному перечню.

В национальных энергосистемах должны быть предусмотрены необходимые для управления технические средства телекоммуникаций.

5. Взаимодействие диспетчерских центров при планировании режимов параллельной работы национальных энергосистем

5.1. Планирование режима параллельной работы национальной энергосистемы осуществляется на основе заключенных контрактов на поставки и транзит электроэнергии. При этом взаимодействующие диспетчерские центры осуществляют координацию таким образом, чтобы в синхронной зоне постоянно поддерживался нормальный режим.

5.2. Планирование взаимных и транзитных поставок электроэнергии и мощности осуществляется с учетом пропускной способности сети в нормальной и согласованных ремонтных схемах сети.

На ЛЭП, электрооборудование, устройства РЗА и ПА и технические средства диспетчерско-технологического управления, указанные в Перечне распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления, составляются согласованные годовые и месячные графики ремонтов. Порядок организации и сроки проведения ремонтов устанавливаются по согласованию Сторон.

5.3. Стороны производят планирование и согласование режима по активной мощности и электроэнергии межгосударственных сечений (связей) на последующие сутки (краткосрочное планирование), месяц и год (долгосрочное планирование) с учётом графиков ремонтов по п. 5.2 и коммерческих договоров на поставки электроэнергии и мощности в соответствии с [12] (при необходимости может осуществляться долгосрочное планирование на иные интервалы времени). На согласованные временные интервалы планируются и согласовываются также параметры режима по напряжению в контрольных пунктах (в соответствии с [14]).

При этом учитывается необходимость обеспечения резервов по активной мощности.

5.4. Планирование графиков межгосударственных поставок (обменов) осуществляется, как правило, на двусторонней основе между системными операторами смежных энергосистем. При необходимости заинтересованные системные операторы осуществляют скоординированное планирование на основании заключенного между собой соглашения.

Для конкретизации процедур и регламентов скоординированного планирования заинтересованные системные операторы на основе [12] разрабатывают взаимосогласованные двухсторонние и многосторонние документы.

5.5. При суточном планировании рассчитывается и согласовывается часовой график перетоков электроэнергии (мощности) по межгосударственным сечениям и связям и (при необходимости) сальдо. Согласовывается также график напряжения в контрольных пунктах (если они установлены Соглашением).

Порядок информационного обмена, включая вид, объемы, форму, способ передачи и хранения информации, подлежащей обмену, а также сроки обмена устанавливается по согласованию между заинтересованными системными операторами [12].

5.6. Суточный почасовой диспетчерский график сальдо перетоков электроэнергии и мощности является официальным документом, регламентирующим режим параллельной работы энергосистем участвующих Сторон, и не может быть изменен в одностороннем порядке. В общем случае, по согласованию Сторон, график охватывает межгосударственные перетоки мощности, а также сальдо перетоков по межгосударственным сечениям взаимодействующих Сторон, согласованные резервы активной мощности Сторон, график напряжения в согласованных контрольных пунктах прилегающего к межгосударственному сечению международного района. В соответствии с [14], для исключения неблагоприятного воздействия на режимы работы смежных энергосистем каждая национальная энергосистема должна иметь достаточный регулировочный диапазон для поддержания сбалансированного режима по реактивной мощности.

Стороны согласовывают допустимое текущее отклонение режима от часового графика и способ его определения. При непредвиденном изменении режимных условий (отключении сетевого оборудования или генерирующей мощности), вызвавшем отклонение от графика больше допустимого, Сторона, в операционной зоне которой произошло изменение, должна информировать об этом другие затронутые Стороны.

При необходимости производится согласованная коррекция графика перетоков электроэнергии (мощности). Коррекция графика может производиться также в случаях перегрузки контролируемых сечений и линий электропередачи внутри отдельной национальной энергосистемы, снижения пропускной способности межгосударственного сечения, не обеспечивающих согласованные поставки. В случае появления неотложной необходимости коррекция суточного графика может быть выполнена оперативно.

5.7. В процессе месячного планирования Стороны согласовывают:

- графики ремонтов и отключений ЛЭП, оборудования и других технических средств, входящих в Перечень распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления Сторон;
- типовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) на характерные дни каждой недели планируемого месяца.

5.8. В процессе годового планирования режимов параллельной работы энергосистем Стороны предоставляют информацию для проведения расчетов характерных режимов, а также согласовывают годовой график ремонтов ЛЭП, оборудования и других технических средств по Перечню распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления.

5.9. При оперативном планировании изменение технологического режима работы или оперативного состояния объектов диспетчеризации производится с учетом электроэнергетического режима операционной зоны и долгосрочных и среднесрочных

планов ремонтов, а также в соответствии с выданным в установленном порядке, на основании диспетчерской заявки, разрешением.

6. Взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала при управлении режимами параллельной работы национальных энергосистем

6.1. Управление режимами МГС и других объектов оперативно-диспетчерского управления, влияющих на режим параллельной работы национальных энергосистем, осуществляется в соответствии с диспетчерским графиком.

6.2. Обо всех вынужденных (фактических и ожидаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика диспетчерский персонал НДЦ энергосистемы, ответственной за отклонения, обязан немедленно сообщить диспетчерам других НДЦ для принятия решения об изменении диспетчерского графика.

При изменении в национальной энергосистеме режимных условий (составляющих баланса мощности, схемы электрической сети и обеспеченности электростанций энергоресурсами), влияющих на надежность других национальных энергосистем, диспетчер этой энергосистемы может выйти с инициативой изменения диспетчерского графика по согласованию с соответствующими ДЦ других национальных энергосистем.

Изменение диспетчерского графика должно быть зафиксировано диспетчером в оперативно-диспетчерской документации с указанием причины коррекции.

6.3. В каждой национальной энергосистеме осуществляется непрерывное круглосуточное регулирование текущего режима, обеспечивающее:

- исполнение заданных диспетчерских графиков активной мощности;
- поддержание частоты в нормированных пределах и согласованных величин сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте;
- поддержание взаимосогласованных уровней напряжения в контрольных пунктах по напряжению и перетоков реактивной мощности по МГЛЭП;
- поддержание других параметров электрического режима в допустимых диапазонах исходя из условий обеспечения надежности параллельной работы в синхронной зоне;
- корректировку (согласование) заданных диспетчерских графиков и режимов межгосударственных сечений при изменении схемно-режимных условий.

Национальные энергосистемы поддерживают согласованные величины резервов всех видов.

6.4. Поддержание частоты и межгосударственных перетоков мощности осуществляется согласованными действиями Сторон в соответствии с [13]:

- регулирование частоты осуществляет Сторона диспетчера-координатора;
- другие Стороны поддерживают согласованные сальдо перетоков мощности с установленным отклонением от графика;
- при отклонении частоты за диапазон, установленный [13], другие Стороны обеспечивают регулирование сальдо перетоков с коррекцией по частоте.

Стороны поддерживают оперативные резервы мощности в составе и объеме, необходимом для выполнения требований по регулированию частоты и межгосударственных перетоков мощности.

Регулирование частоты и перетоков активной мощности осуществляется совместным действием систем первичного, вторичного и третичного регулирования.

При снижении частоты ниже установленных значений диспетчер НДЦ, регулирующий частоту (координатор), вводит в действие имеющиеся резервы мощности своей национальной энергосистемы в согласованном объеме.

В случае если частота продолжает снижаться, а предусмотренные резервы мощности использованы, диспетчер-координатор обращается с запросом к диспетчерам других национальных энергосистем для мобилизации их резервов в соответствии с действующими Соглашениями.

При дальнейшем снижении частоты диспетчер-координатор запрашивает у НДЦ Стороны, которая вызвала небаланс мощности, приведший к снижению частоты, меры по ограничению или отключению потребителей в предусмотренном согласованном объеме для таких ситуаций.

При возникновении дефицита мощности, приведшего к изменению параметров электрического режима сверх допустимых значений, диспетчер НДЦ национальной энергосистемы, в которой возник дефицит, обязан самостоятельно за минимально возможное время снизить переток мощности до величины согласованного графика перетоков с последующим уведомлением диспетчера- координатора.

6.5. Регулирование напряжения координируется в районе, охватывающем МГЛЭП, приграничные и другие влияющие на режим напряжения энергообъекты, оно обеспечивается источниками реактивной мощности с достаточным ресурсом регулирования.

При регулировании напряжения в приграничных зонах национальных энергосистем обеспечивается соответствие напряжения в контрольных пунктах запланированному (согласованному) графику с контролем необходимого резерва реактивной мощности.

Регулирование напряжения осуществляется преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии - оперативным персоналом энергообъектов под контролем соответствующего диспетчера национальной энергосистемы, взаимодействующего, при необходимости, с диспетчером-координатором регулирования напряжения в данном районе.

В режимах максимальных и минимальных нагрузок, а также при возмущениях диспетчер принимает собственные меры или инициирует и поддерживает меры, определенные по условиям Соглашений, чтобы противодействовать снижению/повышению напряжения. При этом могут быть использованы воздействия в собственной национальной энергосистеме, а также запрошено участие сопредельных национальных энергосистем в согласованных объемах и порядке; диспетчеры этих энергосистем в пределах имеющихся технических возможностей принимают взаимосогласованные меры по оказанию помощи в регулировании напряжения.

При необходимости совместного регулирования напряжения в нормальном или аварийном (послеаварийном) режиме диспетчер-координатор обращается к Сторонам для организации такого регулирования.

6.6. При перегрузке МГЛЭП и других контролируемых линий электропередачи, а также оборудования, режим которых влияет на межгосударственные перетоки мощности, или при явном наличии угрозы такой перегрузки диспетчер соответствующего НДЦ ограничивает переток мощности по линиям в соответствии с имеющимися инструкциями; в инструкциях могут быть предусмотрены операции по переключениям в электрической сети для изменения перетока мощности, по изменению генерации на электростанциях, останову и пуску генераторов, отключению нагрузки. Для выполнения этих действий могут применяться устройства противоаварийной автоматики.

Диспетчер указанного НДЦ должен также информировать диспетчера-координатора и диспетчеров других Сторон о своих действиях. При необходимости диспетчер-координатор принимает дополнительные меры, организуя мобилизацию резервов активной мощности национальных энергосистем, влияющих на режим этой МГЛЭП, а в случае их исчерпания и сохранения перегрузки - путем ограничения (отключения) потребителей - по заранее согласованным совместным процедурам (см. также п. 6.7).

6.7. При возникновении нарушения допустимого режима диспетчер-координатор должен выяснить место и масштабы нарушений и определить на основании этой информации требующиеся меры для устранения нарушения и ограничения его последствий. Информация, которая должна быть предоставлена диспетчерским персоналом своей и других национальных энергосистем, включает в себя, в общем случае:

- место (объект), время и причины возникновения нарушения;
- измеренные значения параметров режима (ток, напряжение, активная и реактивная мощность, частота);
- сообщения об отключениях линий и оборудования, объемах отключенных потребителей;
- информацию о состоянии и срабатывании устройств релейной защиты и автоматики.

В случае нарушений, охвативших более одной национальной энергосистемы, диспетчеры соответствующих ДЦ всех уровней незамедлительно принимают все возможные меры для поддержания надежности системы и в полном объеме должны проинформировать друг друга и обмениваться исчерпывающей информацией по возникшему нарушению.

Диспетчер-координатор при консультациях с диспетчерами затронутых нарушением национальных энергосистем определяет план действий по ликвидации нарушения и организует использование имеющихся резервов активной и реактивной мощности.

В условиях такого нарушения диспетчер-координатор может дать команду для реализации воздействий в своей национальной энергосистеме и, в соответствии с Соглашениями, в других национальных энергосистемах на:

- изменение режима работы электростанций, влияющих на режим МГС по активной и реактивной мощности;

- отключение нагрузки (вручную или автоматически), если это необходимо для ограничения развития нарушения и определено в соответствующем договоре.

В случае продолжения выхода параметров за предельные значения после исчерпания корректирующих мер в рамках управления системой или/и в условиях существования риска распространения нарушения, диспетчер-координатор, если это предусмотрено Соглашением, может дать указание об отделении района, в котором возникло это нарушение, для того, чтобы обеспечить надежное функционирование системы и/или быстрое восстановление района, в котором произошло данное нарушение.

7. Производство переключений

7.1. Для каждого энергообъекта (электростанции, подстанции) и электроустановки, входящих в согласованный Перечень распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления, ДЦ взаимодействующих Сторон должны быть разработаны перечни оперативных переключений, выполняемых по разовым бланкам переключений, по типовым бланкам переключений и программам.

Программы переключений устанавливают последовательность операций при производстве переключений в электроустановках разных уровней управления и разных энергообъектов и применяются оперативными руководителями (диспетчерами).

Бланки переключений определяют порядок и последовательность операций при проведении переключений в схемах электрических соединений электроустановок и цепях РЗА.

Типовые программы и бланки переключений применяются при выполнении повторяющихся переключений для определенного типа схем электрических соединений (например, в нормальной схеме). В других случаях используются разовые программы и бланки.

7.2. Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА и ПА, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) того или иного оперативно-диспетчерского персонала, должны производиться по согласованию с ним.

В случаях, не терпящих отлагательств (п. 4.4), оперативному персоналу энергообъектов разрешается в соответствии с внутренними инструкциями энергопредприятий самостоятельно выполнять необходимые в этом случае переключения оборудования, находящегося в диспетчерском управлении или ведении диспетчерского персонала другой национальной энергосистемы, без получения команды или разрешения соответствующего диспетчера, но с последующим уведомлением его обо всех выполненных операциях и оформлением заявки (п. 8.4).

7.3. Диспетчер, перед отдачей команды на производство переключений, должен выяснить состояние схемы электроустановки, готовность оперативного персонала энергообъектов к производству переключений.

В команде на производство переключений должна быть указана последовательность выполнения операций в схеме электроустановки и цепях РЗА с необходимой степенью детализации, определяемой диспетчерским персоналом, в диспетчерском управлении которого находится оборудование, и с учетом необходимой координации действий оперативного персонала и согласованности изменений в схемах электроустановок.

Отдающий и принимающий команду должны представлять последовательность выполнения намеченных операций и допустимость их выполнения по условиям безопасности, состоянию схемы, режиму оборудования и электрической сети.

7.4. Команда диспетчера о переключении считается выполненной, если об этом будет сообщено диспетчеру лицом, получившим команду.

После производства операций, в соответствии с разрешённой заявкой, по выводу из работы оборудования или ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении данного диспетчера, последний подтверждает по установленной форме персоналу организации, эксплуатирующей электрические сети, выполнение необходимых предварительных операций, что означает готовность к выполнению ремонтных работ.

7.5. Плановые переключения для объектов по Перечню распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления диспетчерского персонала разных национальных энергосистем, должны производиться по согласованным программам.

7.6. Все переключения, в т.ч. в условиях нарушения допустимого режима, производятся оперативным персоналом энергообъекта в соответствии с требованиями Технических соглашений между Сторонами, внутренними правилами техники безопасности, внутренними инструкциями и программами переключений при обязательном применении всех защитных средств без специального напоминания об этом со стороны оперативно-диспетчерского персонала, отдающего команды.

8. Порядок оформления и разрешения плановых и аварийных заявок

8.1. Вывод в ремонт (резерв) и ввод в работу ЛЭП, оборудования подстанций, устройств РЗА и ПА, средств диспетчерского и технологического управления из Перечня распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления, должны оформляться соответствующей диспетчерской заявкой (заявкой) независимо от наличия утвержденного плана.

Ремонтные работы на ЛЭП под напряжением также должны оформляться заявкой.

Заявка оформляется инициатором операции (диспетчером соответствующего уровня или оперативным персоналом энергообъекта, где осуществляется ввод/вывод элемента - ЛЭП, оборудования и других технических средств), согласовывается с ДЦ своей и других национальных энергосистем, в диспетчерском ведении которых находится элемент и утверждается ДЦ своей национальной энергосистемы (или координирующим ДЦ группы национальных энергосистем), в диспетчерском управлении которого находится этот элемент.

Заявки делятся на:

- плановые - на работы, соответствующие утвержденному плану ремонтов и отключений,
- неплановые - на работы, которые не предусмотрены планом и необходимость которых выяснилась в процессе эксплуатации,
- неотложные - на работы, выполняемые для повышения (восстановления, стабилизации) эксплуатационных характеристик и требующие срочного отключения,
- аварийные - на работы после автоматического отключения объекта диспетчеризации или вывода его из работы из-за неисправности.

8.2. Регламент прохождения плановых заявок, включающий сроки подачи плановых заявок и сообщений об их разрешении согласовывается в много (дву-) стороннем порядке.

В заявке на вывод в ремонт ЛЭП, оборудования и других технических средств должны быть указаны энергообъект, отключаемое оборудование и устройства, проводимые работы, сроки, аварийная готовность к включению оборудования, выводимого в ремонт. Кроме того, должна быть приложена согласованная программа переключений на вывод объекта диспетчеризации в ремонт и ввода из резерва, режимные указания на период переключений и на период выполнения работ по заявке.

Порядок подачи и проработки неплановых заявок такой же, как и для плановых заявок.

В случае отказа заявки указывается причина отказа, ориентировочный срок, когда возможно проведение работ (для плановых заявок).

8.3. Диспетчер имеет право разрешать ремонт лишь на срок в пределах своей смены. Разрешение на более длительный срок должно быть дано техническим руководителем НДЦ.

При необходимости продления работ сверх разрешенных в заявке сроков следует подавать заявку на продление с указанием причины. Заявка на продление ремонта должна подаваться не позднее, чем за до 9:15 суток X-1 (X – день окончания первоначального срока ремонта).

8.4. Аварийные и неотложные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится отключаемое оборудование. При этом подразумевается, что ЛЭП, оборудование и технические средства могут работать некоторое время, необходимое для проработки заявки и подготовки необходимого режима.

Ответы и согласования на неотложные и аварийные заявки сообщаются в любое время суток непосредственно диспетчерскому персоналу, в диспетчерском—управлении или ведении которого находится отключаемый объект диспетчеризации, а также дежурному персоналу объектов электроэнергетики.

8.5. Если требуется немедленное отключение ЛЭП, оборудования или другого технического средства или из-за неисправности они отключились автоматически, оперативный персонал должен вывести их из работы без заявки с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением об этом диспетчера, в диспетчерском управлении или ведении которого находятся отключаемые ЛЭП,

оборудование, другое техническое средства. В этих случаях оформляется аварийная заявка с указанием причин и ориентировочного срока окончания ремонта.

8.6. Несмотря на разрешенную заявку, вывод ЛЭП, оборудования, других технических средств из работы и резерва может быть выполнен лишь с разрешения диспетчера ДЦ, в чьем диспетчерском ведении или управлении находятся указанные объекты, непосредственно перед выводом из работы.

8.7. ЛЭП, оборудование и другие технические средства считаются введенными в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения их в работу и закрытия заявки.

9. Порядок предоставления аварийного резерва

9.1. При возникновении дефицита мощности, которые привели к недопустимым отклонениям параметров электрического режима МГС и/или за пределами национальной энергосистемы, ответственной за возникновение дефицита, диспетчерский персонал этой национальной энергосистемы, мобилизует собственный аварийный резерв активной мощности и сообщает о возникшем нарушении диспетчеру-координатору.

9.2. При отключении электросетевого элемента, которое привело к перегрузке МГС, других контролируемых связей, диспетчер, в управлении которого находится отключенный элемент, мобилизует аварийный резерв в своей национальной энергосистеме и, при необходимости, обращается к диспетчеру, регулирующему переток мощности по перегруженной связи, с запросом на аварийный резерв его национальной энергосистемы.

9.3. Если мер по пп. 9.1, 9.2 недостаточно для восстановления допустимых параметров режима, диспетчер национальной энергосистемы, в которой возникло нарушение, обращается к диспетчеру-координатору с запросом на мобилизацию аварийных резервов других энергосистем. Диспетчер-координатор переадресует запрос диспетчерскому персоналу участвующих Сторон, планирует и организует мобилизацию аварийного резерва по согласованной процедуре и в установленном объеме, как правило, ступенями с учетом складывающейся ситуации.

При отсутствии диспетчера-координатора диспетчеры взаимодействующих национальных энергосистем обеспечивают восстановление допустимого режима, обмениваясь информацией и согласованно мобилизуя свои аварийные резервы, в первую очередь, используя аварийный резерв национальной энергосистемы, в которой произошло нарушение.

9.4. При этом каждый НДЦ активизирует аварийный резерв по запросу диспетчера координатора или, в его отсутствие, по запросу диспетчера одной из Сторон, - в соответствии с планами, разработанными и согласованными в каждой национальной энергосистеме. Аварийный резерв, в соответствии с Соглашением, мобилизуется в кратчайшие сроки, предоставляется на установленный временной промежуток и восстанавливается в установленные сроки за счет загрузки другого генерирующего оборудования.

Указанные параметры и другие условия предоставления аварийного резерва определяются Соглашением Сторон; в частности, по усмотрению Сторон могут быть

предусмотрены штрафные санкции за непредоставление аварийного резерва (части резерва) в отсутствие обстоятельств непреодолимой силы.

9.5. Если при вводе всего согласованного объема аварийного резерва нарушение не ликвидировано, диспетчер-координатор обращается к Сторонам с запросом на дополнительные имеющиеся резервы. Условия предоставления дополнительного аварийного резерва оговариваются в Соглашениях между Сторонами. Диспетчер-координатор может также обратиться к Стороне, ответственной за возникновение дефицита мощности:

- для введения ограничения потребителей (вне аварийного резерва);
- (в качестве крайней меры) для подготовки и реализации процедуры отделения от синхронной зоны национальной энергосистемы, вызвавшей дефицит, или ее согласованной части, если это предусмотрено Соглашением.

Нормативно-технические документы, положения которых учтены при разработке настоящего Положения

1. Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 г. (г. Москва).
2. Соглашение о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников Содружества Независимых Государств от 30 мая 2002 г. (г. Москва).
3. Единые принципы параллельной работы электрических систем СНГ, утвержденные на 5-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол N 5 от 26 мая 1993 г.).
4. Соглашение о параллельной работе энергосистем Содружества Независимых Государств, от 26 мая 1993 г., подписанное на 5-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ 26 мая 1993 г. (г. Брест).
5. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные Постановлением Правительства России № 854 от 27 декабря 2004 г.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, изд.14-е. Утверждены Минэнерго СССР 20 февраля 1989 г.; М. Энергоатомиздат, 1989 г.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России № 229 от 19 июня 2003 г. (Зарегистрированы Минюстом России 20 июня 2003 г. № 4799).
8. Документы оперативно-диспетчерского взаимодействия диспетчерских служб по осуществлению параллельной работы ЕЭС России с ОЭС Украины, ЕЭС Казахстана, ОЭС Беларуси, ОЭС Балтии энергосистемой Грузии и Азербайджанской энергосистемой (Положения по диспетчерскому управлению параллельной работой, Технические соглашения об обеспечении параллельной работы). Информационно-Аналитический центр Исполкома ЭЭС СНГ.
9. Сборник материалов, относящихся к образованию и деятельности Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем Содружества независимых Государств (КОТК). Информационно-Аналитический центр Исполкома ЭЭС СНГ.
10. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, утвержденная Приказом Минэнерго России № 289 от 30 июня 2003 г.
11. Стандарт ОАО РАО "ЕЭС России" "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем утвержден Правлением ОАО РАО "ЕЭС России" 26 июля 2005 г. протокол № 1263 пр.
12. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила планирования графиков перетоков электроэнергии.

13. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности.

14. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности.

15. Отзывы по проекту "Положения о взаимоотношениях оперативного персонала включенных на параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств", поступившие от Министерства энергетики Республики Армения, Министерства энергетики Республики Беларусь, АО "KEGOC" (Республики Казахстан), ОАО "Электрические станции" (Кыргызская Республика), Министерства промышленности и инфраструктуры Республики Молдова, ОАО РАО "ЕЭС России", а также от членов КОТК от Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Узбекистан и КДЦ "Энергия".

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 31 от 29 мая 2007 года

ПОЛОЖЕНИЕ

о почетном звании «Заслуженный энергетик СНГ»

1. Почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» является наградой Электроэнергетического Совета СНГ, которая присваивается за значительный вклад в развитие интеграционных процессов в энергетике государств - участников Содружества Независимых Государств.

2. Присвоение почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» производится на основании Решения Электроэнергетического Совета СНГ, подписываемого Президентом и Председателем Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» присваивается рабочим, специалистам, руководителям энергетических предприятий, организаций и учреждений государств - участников СНГ, имеющим стаж работы в энергетической отрасли не менее 10 лет.

Почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» может быть присвоено сотрудникам Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ и международных энергетических организаций за заслуги в решении проблем энергетической отрасли государств – участников Содружества Независимых Государств.

Почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» присваивается гражданам государств – участников Содружества Независимых Государств, а также гражданам других государств.

4. Присвоение почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» производится по представлению руководителей министерств и ведомств энергетики, национальных энергетических компаний государств – участников Содружества, а также Председателя Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

5. Представление о присвоении почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» вместе с наградным листом установленной формы (прилагается) вносится в Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, который организует рассмотрение представленных материалов Электроэнергетическим Советом СНГ в установленном порядке.

6. Лицам, удостоенным почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ», вручаются нагрудный знак установленного образца и удостоверение к нему.

Вручение знака и удостоверения к нему производится членами Электроэнергетического Совета СНГ, Председателем Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ или другими лицами по их поручению в торжественной обстановке.

Нагрудный знак носится на правой стороне груди.

7. Компетентные органы государственной власти и управления, а также организации государств – участников СНГ вправе устанавливать льготы и меры поощрения лицам, удостоенным почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ», в соответствии с национальным законодательством.

Меры поощрения сотрудникам Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ, удостоенным почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ», устанавливаются соответствующим положением, утверждаемым Электроэнергетическим Советом СНГ.

8. Учет и регистрацию присвоения почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» осуществляет Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ.

9. Повторное присвоение почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» не производится.

Нагрудный знак и удостоверение при утере (поломке) повторно не выдаются.

НАГРАДНОЙ ЛИСТ

На _____
(фамилия, имя, отчество гражданина)

Число, месяц и год рождения _____

Должность и место работы _____

Стаж работы в отрасли _____

Награжден отраслевыми наградами _____
(указываются вид награды и год награждения)

Конкретные заслуги лица, представляемого к награждению

Подпись руководителя

Печать организации

Приложение 12

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 31 от 29 мая 2007 года

ОПИСАНИЕ

нагрудного знака «Заслуженный энергетик СНГ» и удостоверения к знаку

Описание нагрудного знака «Заслуженный энергетик СНГ»

Нагрудный знак «Заслуженный энергетик СНГ» выполняется из латуни в форме круга диаметром 25 мм.

На лицевой стороне знака – рельефные контурные изображения плотины ГЭС с потоками воды, выполненными синей эмалью, здания ТЭС и опоры ЛЭП. Внизу, в центре – символ атомной энергетики. В верхнем секторе на фоне красной геральдической ленты надпись «Заслуженный». Под ней надпись «Энергетик СНГ» и две расходящиеся от центра лавровые ветки.

Знак при помощи ушка и кольца соединяется с четырехугольной планкой из латуни размером 25×15 мм. На планке изображена эмблема Электроэнергетического Совета СНГ.

Описание удостоверения к нагрудному знаку «Заслуженный энергетик СНГ»

Удостоверение к нагрудному знаку «Заслуженный энергетик СНГ» (далее - Удостоверение) представляет собой сложенный вдвое твердый лист формата 150 x 100 мм.

Лицевая сторона Удостоверения имеет сплошной равномерный фон красного цвета.

На первой странице Удостоверения на расстоянии 10 мм от верхнего края посередине страницы размещена эмблема Электроэнергетического Совета СНГ золотисто-голубого цвета размером 50 x 30 мм.

Под эмблемой, на расстоянии 48, 68 и 88 мм от верхнего края Удостоверения, на красном фоне расположены соответственно три надписи золотистого цвета: Удостоверение, к нагрудному знаку и «Заслуженный энергетик СНГ» с высотой букв соответственно 5, 2 и 2 мм. Слова «к нагрудному знаку» выполнены курсивом.

Вторая и третья (левая и правая внутренние) страницы Удостоверения имеют на белом фоне мелкий светло-голубой узор по всей площади листа.

На этом фоне в центре второй страницы расположено увеличенное в 1,4 раза цветное изображение нагрудного знака «Заслуженный энергетик СНГ».

На третьей странице на расстоянии 7 мм от верхнего края Удостоверения по центру расположена надпись черными буквами в две строки: «Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств» с высотой букв и межстрочным расстоянием 2 мм, под которой на расстоянии 20 мм от верхнего края Удостоверения расположена другая надпись: *«За заслуги в развитии электроэнергетики государств - участников СНГ»*, выполненная курсивом того же размера.

На расстоянии 35, 42 и 49 мм от верхнего края листа расположены по центру три сплошные горизонтальные черные линии шириной 40 мм и толщиной 0,3 мм для напечатания фамилии, имени и отчества награждаемого.

На расстоянии 62 мм от верхнего края Удостоверения в две строчки расположена надпись: *присвоено почётное звание «Заслуженный энергетик СНГ»*. Надпись выполнена курсивом, название почетного звания – жирным шрифтом.

Внизу третьей страницы, на расстоянии 82 мм от верхнего края листа, расположена надпись в три строки буквами высотой 2 мм с межстрочным расстоянием 2 мм: «Президент Электроэнергетического Совета СНГ _____».

Под этой надписью в 5 мм от нижнего края листа слева предусмотрена строка для проставления даты награждения.

Четвертая страница красного цвета не имеет изображений и надписей.

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 31 от 29 мая 2007 года

ПОЛОЖЕНИЕ

о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ

1. Почетная грамота Электроэнергетического Совета СНГ (далее – Почетная грамота) является поощрением за существенный вклад в развитие интеграционных процессов в области энергетики государств – участников Содружества Независимых Государств.

2. Награждение производится на основании Решения Электроэнергетического Совета СНГ, подписываемого Президентом и Председателем Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Почетной грамотой награждаются организации и учреждения, граждане государств – участников Содружества Независимых Государств, а также других государств.

4. Почетной грамотой награждаются рабочие, специалисты, руководители энергетических предприятий, организаций и учреждений государств – участников СНГ, имеющие стаж работы в энергетической отрасли не менее 5 лет.

Почетной грамотой могут быть также награждены работники других отраслей, международные служащие органов Содружества и международных энергетических организаций за заслуги в решении проблем энергетической отрасли государств – участников Содружества Независимых Государств.

5. Награждение Почетной грамотой производится по представлению руководителей министерств и ведомств энергетики, национальных энергетических компаний государств – участников Содружества, а также руководителей органов Содружества и международных энергетических организаций или руководителей их рабочих аппаратов.

6. Представление о награждении Почетной грамотой вместе с наградным листом установленной формы (прилагается) вносится в Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, который организует рассмотрение представленных материалов Электроэнергетическим Советом СНГ в установленном порядке.

7. Вручение Почетной грамоты производится членами Электроэнергетического Совета СНГ, Председателем Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ или другими лицами по их поручению в торжественной обстановке.

8. Компетентные органы государственной власти и управления, а также организации государств – участников СНГ вправе устанавливать льготы и меры поощрения лицам, награжденным Почетной грамотой, в соответствии с национальным законодательством.

Меры поощрения сотрудникам Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ, награжденным Почетной грамотой, устанавливаются соответствующим положением, утверждаемым Электроэнергетическим Советом СНГ.

9. Учет и регистрацию награждения Почетной грамотой осуществляет Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ.

10. Лица, организации и учреждения, награжденные Почетной грамотой, могут представляться к награждению Почетной грамотой не ранее чем через три года после предыдущего награждения.

НАГРАДНОЙ ЛИСТ

На _____
(фамилия, имя, отчество гражданина или наименование организации)

Число, месяц и год рождения _____
(для граждан)

Должность и место работы _____
(для граждан)

Стаж работы в отрасли _____
(для граждан)

Награжден отраслевыми наградами _____
(для граждан; указываются вид награды и год награждения)

Конкретные заслуги награждаемого

Подпись руководителя

Печать организации

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 31 от 29 мая 2007 года

ОПИСАНИЕ

Почетной грамоты Электроэнергетического Совета СНГ

Почетная грамота Электроэнергетического Совета СНГ (далее – Почетная грамота) представляет собой сложенный вдвое глянцевый лист формата 420 x 297 мм в виде папки.

Первая (лицевая) страница папки имеет золотистую рамку толщиной 10 мм, внутри рамки сплошной равномерный фон голубого цвета средней плотности. На данной странице на расстоянии 30 мм от верхнего края и 25 мм от левого края размещена эмблема Электроэнергетического Совета СНГ размером 40 x 20 мм синего цвета. Правее эмблемы – надпись золотистого цвета с высотой букв и межстрочным расстоянием 4 мм: Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств.

Под эмблемой на расстоянии 55 мм от верхнего края и 20 мм от левого края листа по вертикали расположены цветные изображения государственных флагов государств – участников Содружества (в алфавитном порядке государств) размером 30 x 16 мм с оттенением синего цвета справа и снизу.

На расстоянии 140 мм от верхнего и 65 мм от левого края листа расположена надпись золотистого цвета в две строки «ПОЧЕТНАЯ» и «ГРАМОТА», выполненная шрифтом с высотой букв 17 мм, с оттенением в 1,5 мм синего цвета справа и снизу и расстоянием между строками 9 мм.

Вторая и третья (левая и правая внутренние) страницы папки обрамлены каждая сетчатым орнаментом золотистого цвета на белом фоне толщиной 27 мм по вертикали и 30 мм по горизонтали, отстоящим от края на 3 мм.

На второй странице внутри обрамления на белом фоне изображена электрическая станция и линия электропередачи золотистого, как на орнаменте, цвета.

На третьей странице внутри обрамления на белом фоне на расстоянии 45 мм от верхнего края листа по центру расположена надпись синего цвета в две строки: «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ», с высотой букв 4 мм и межстрочным расстоянием 2 мм.

На расстоянии 85 мм от верхнего края листа расположена надпись: «НАГРАЖДАЕТ», также синего цвета, с высотой букв 4 мм.

На расстоянии 110, 125 и 140 мм от верхнего края листа проведены три сплошные горизонтальные синие линии шириной 125 мм и толщиной 0,5 мм для напечатания фамилии, имени и отчества гражданина или наименования организации, награжденных Почетной грамотой.

На расстоянии 148 мм от верхнего края папки в четыре строчки расположена надпись синего цвета наклонным шрифтом: «*ЗА СУЩЕСТВЕННЫЙ ВКЛАД В РАСШИРЕНИЕ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ И РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГОСУДАРСТВ - УЧАСТНИКОВ СНГ*».

Внизу третьей страницы, на расстоянии 205 и 230 мм от верхнего края листа, расположены соответственно две надписи в две строки буквами высотой 2 мм с междустрочным расстоянием 3 мм: «Президент Электроэнергетического Совета СНГ _____» и «Председатель Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ _____».

Четвертая страница папки белого цвета не имеет изображений и надписей.